



SITUATION ENERGETIQUE

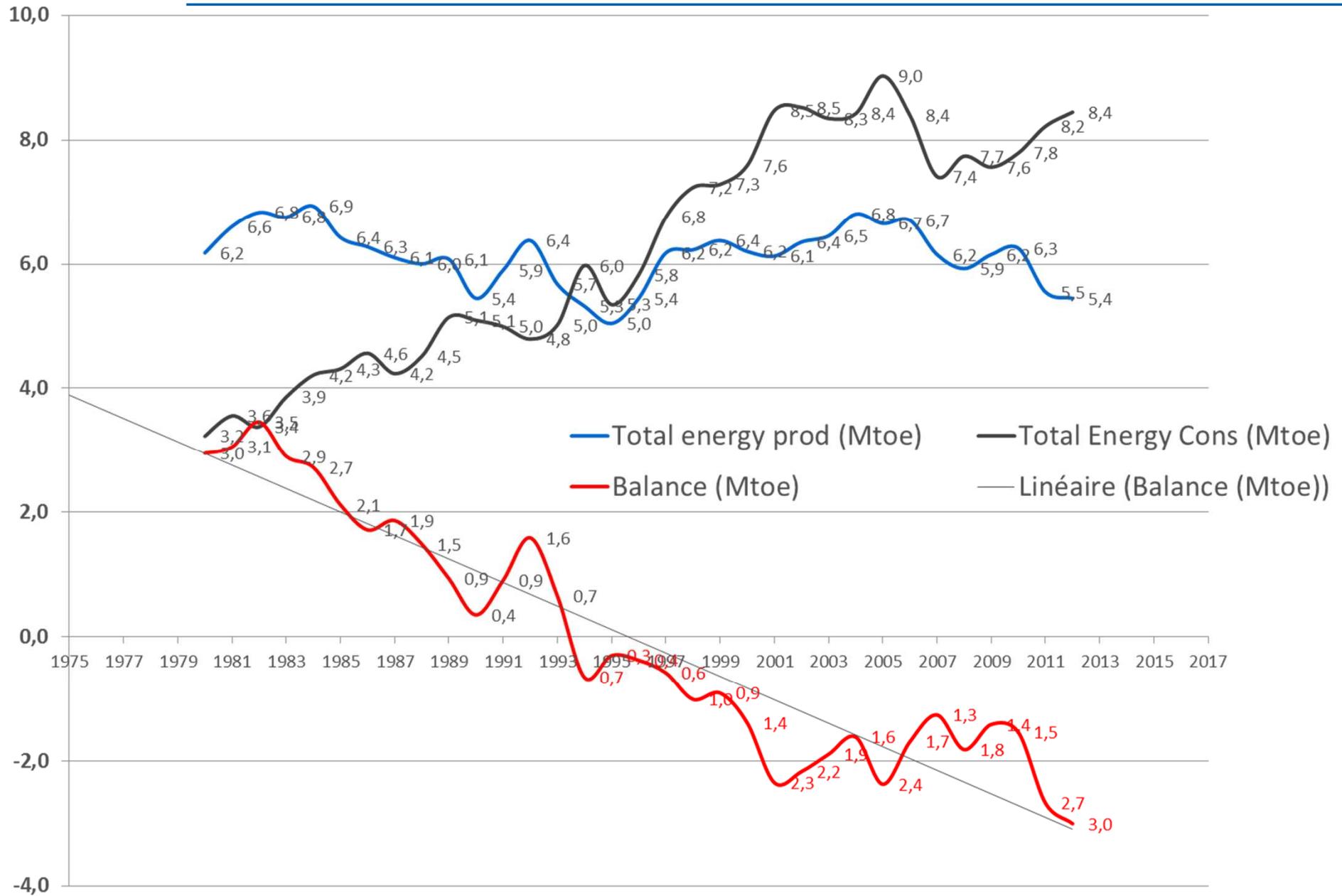
- **Etat des lieux et Perspectives**
- **Eléments d'une Stratégie de Relance**

04/2017

M.H. AMARA

- Historique de la balance énergétique,
- Analyse par secteurs: Production et consommation d'hydrocarbures, Génération électrique , Energies renouvelables
- Paramètres gouvernant l'économie de l'exploration
- Cadre administratif, législatif, contractuel et fiscal existant
- Ebauche d'identification des obstacles et des solutions possibles
- Potentiel de développement et stratégie proposée.

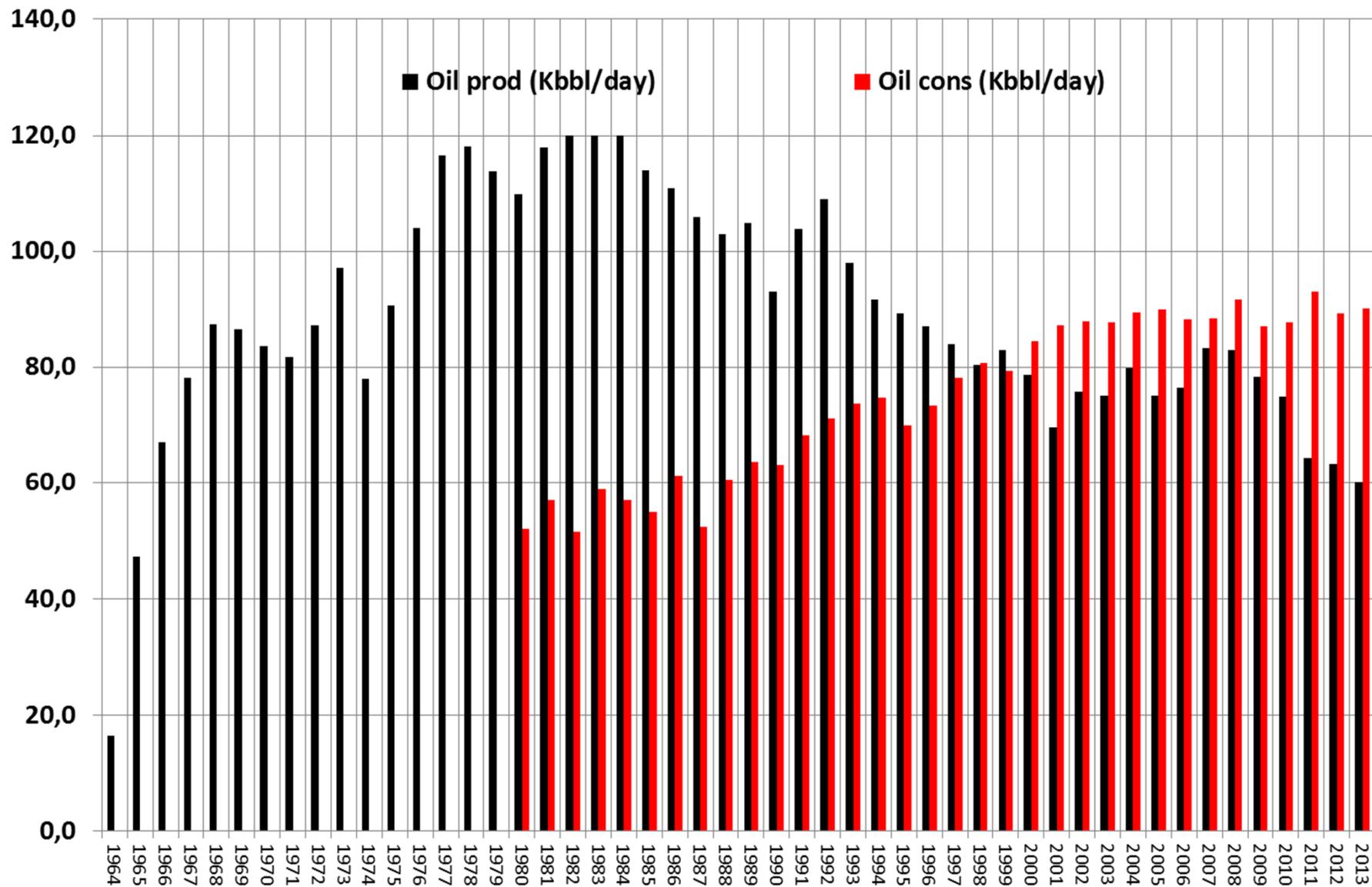
Historique de la balance énergétique (iea)



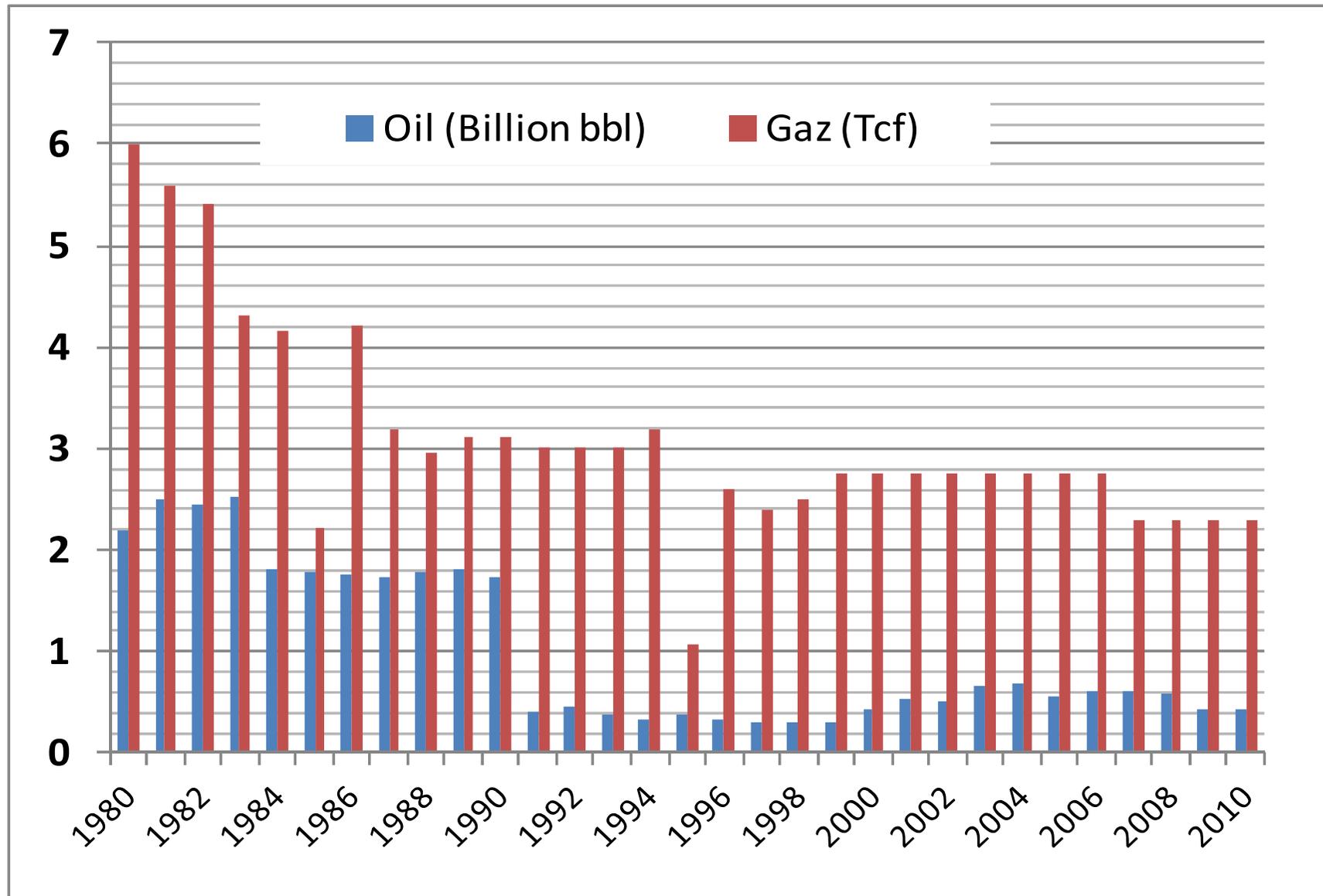


EVOLUTION DES RESSOURCES EN HYDROCARBURES

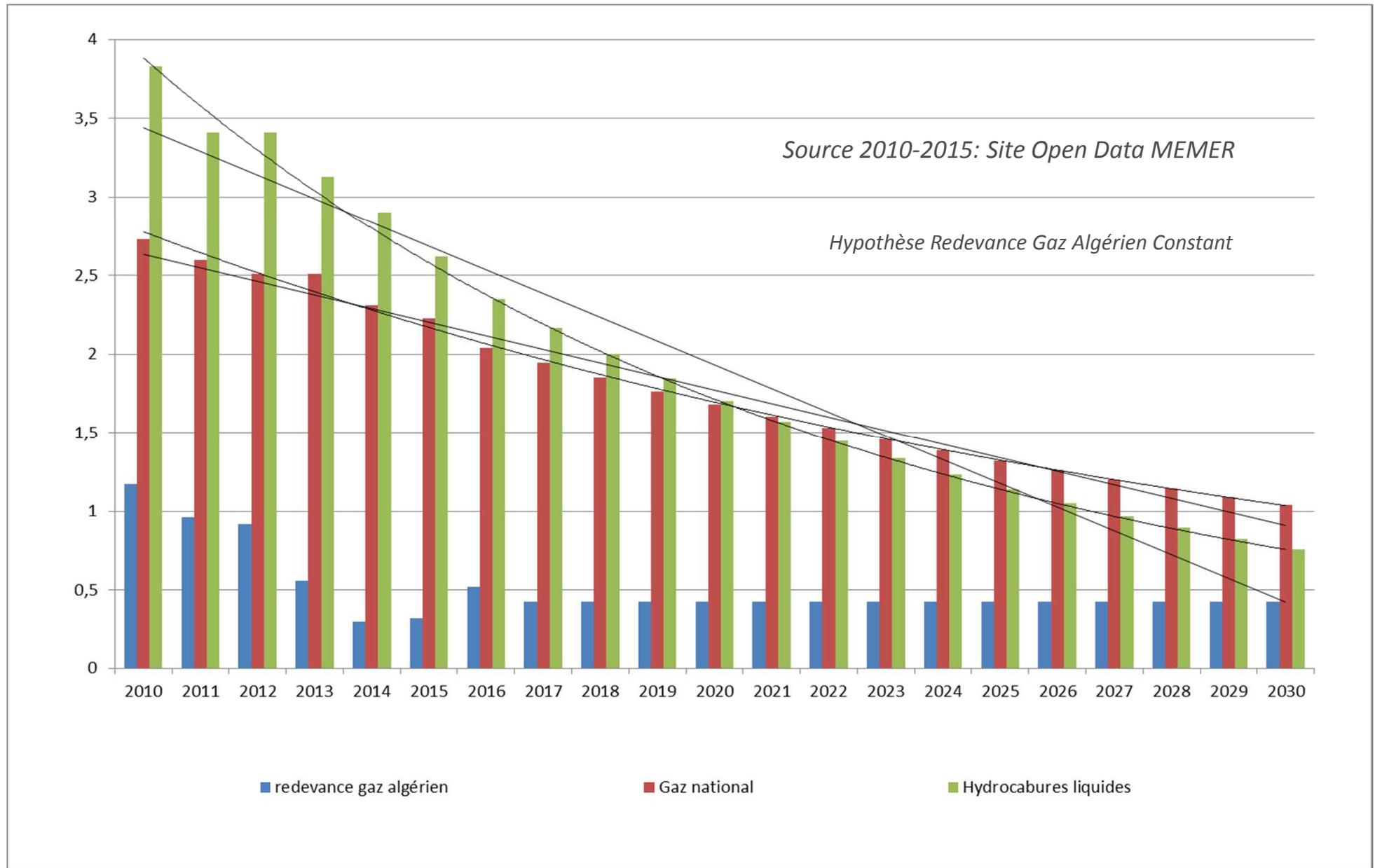
Le déclin de notre production pétrolière a débuté en 1984 (iea)



Le déclin de nos réserves a débuté dans les années 80 (iea)

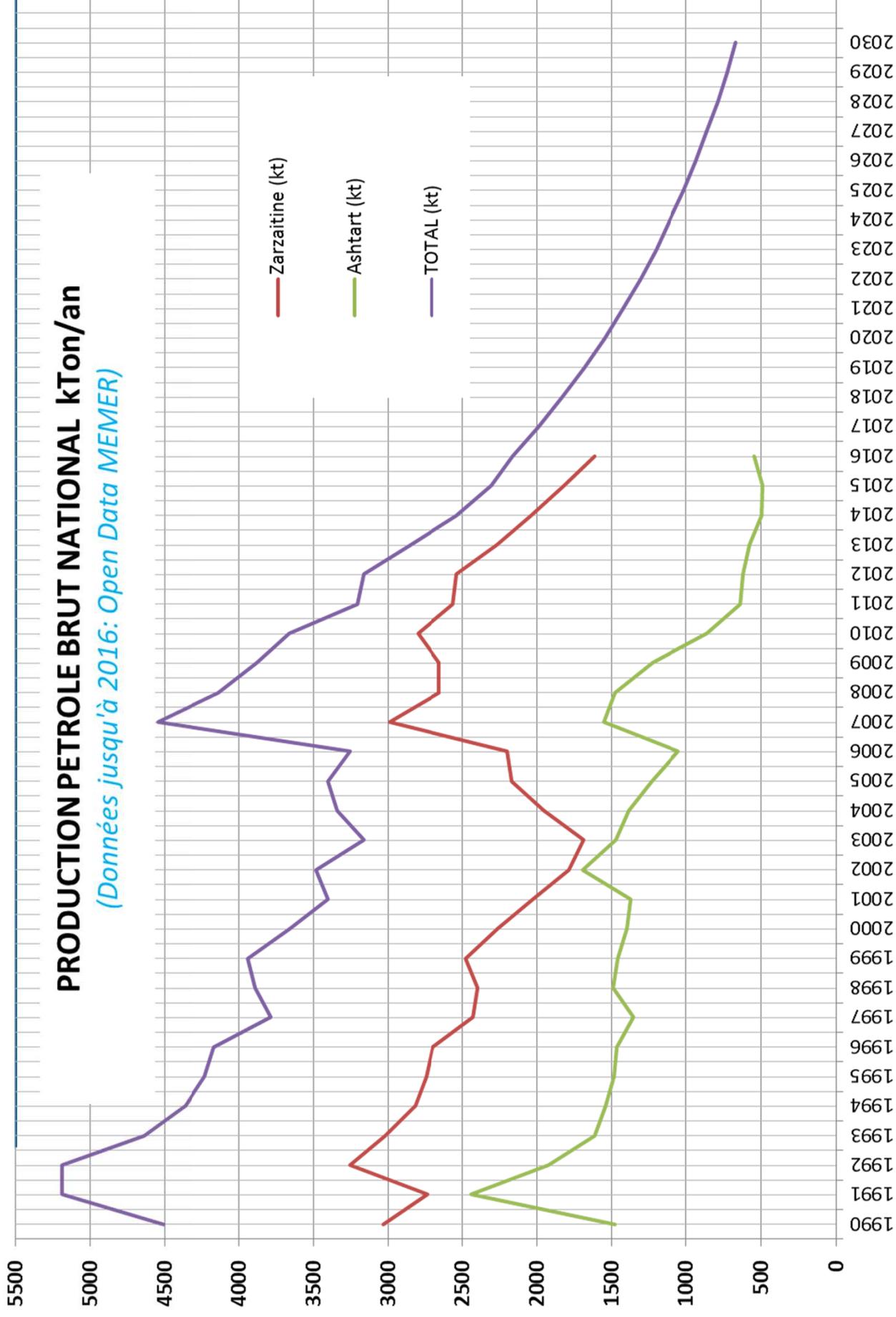


Projections de Production d'Hydrocarbures (millions de TEP)



PRODUCTION PETROLE BRUT NATIONAL kTon/an

(Données jusqu'à 2016: Open Data MEMER)



Champs d'Hydrocarbures – Sous réserve de vérification et mise à jour

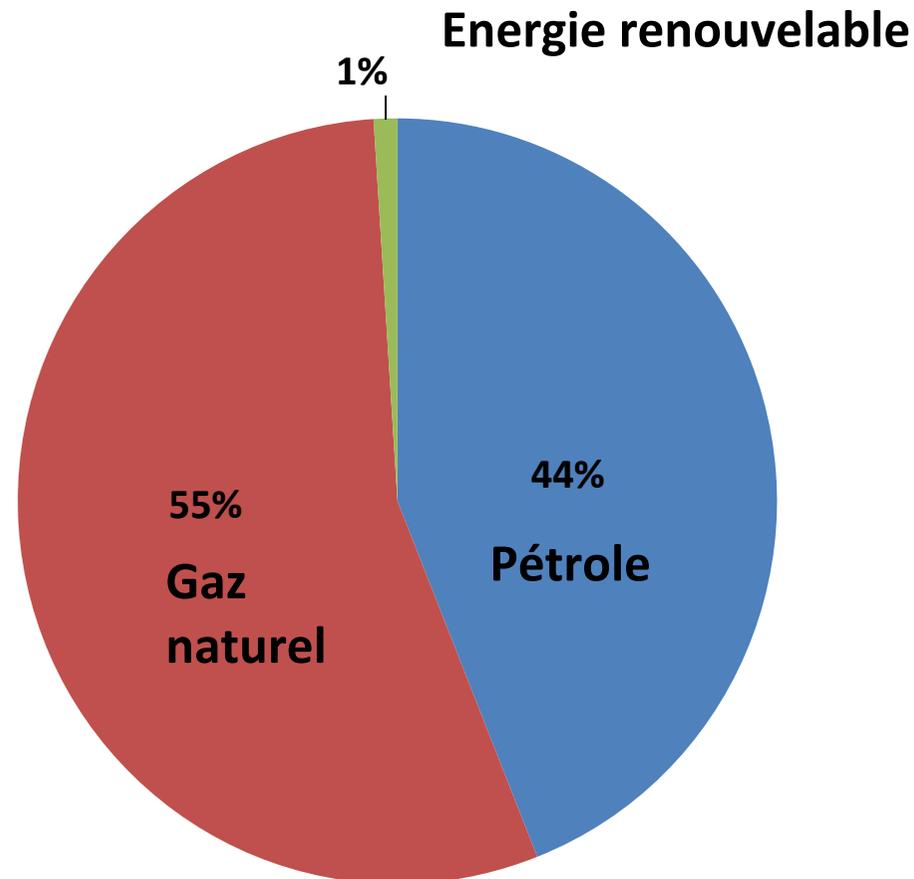
ADAM		2002	Agip		CHOUECH ESSAIDA		1971	Agip
ASHTART		1971	Elf		DIDON	~ 1980		Maxus
BAGUEL	1981/1982		Amoco		DOULEB	Early 1970's		Elf
BARAKA		1988	Agip		ECHOUECH		1971	Agip
BELLI		1991	Marathon		EL BIBANE		1986	Marathon
BENI KHALLED					EL MENZAH			
BIR BEN TARTAR					HALK EL MANZEL			Elf
BIRSA		1976	Shell-Tunirex		MISKAR		1976	Elf
CERCINA		1992	Tenneco		RAS EL BECH			
CERCINA SUD			Tenneco		ROBBANA			
CHERGUI			Tenneco		SANHAR			
CHOUROUQ					SEMMAMA			Elf
COSMOS					SIDI BEHARA			CFP TOTAL
DEBBECH		1980	Agip		SIDI LITAYEM		1971	CFP-TOTAL
DJEBEL GROUZ					TAMESSMIDA	Early 1970's		Elf
DURRA					YASMINE			
ELHAJEB / GUEBIBA			Tenneco		ZELFA		1976	Shell-Tunirex
EZZAOUIA		1986	Marathon		ZINNIA		1989	Shell-Tunirex
FRANIG	1981/1982		Amoco		EL BORMA		1964	Agip-ENI
GREMDA			Tenneco		OUED ZAR		1997	Agip
HASDRUBAL			Elf/BG ?		RHEMOURA			Tenneco
ISIS		1974	CFP-TOTAL		SABRIA		1979	Amoco
LAARICH		1979	Agip		SIDI EL KILANI		1989	Kufpec/Elf
MAAMOURA		1988	Agip		UTIQUE			Maxus
MAHRES	1980?		CFP-TOTAL		TAZARKA		1979	Shell-Tunirex
MAKHROUGA		1980	Agip		OUDNA		1979	Shell-Tunirex
NAWARA		1996	OMV	Marathon ?				

- Le déclin de notre production de pétrole a débuté en 1984 et a suivi depuis une pente quasi irréversible
- Le déclin de nos réserves d'hydrocarbures a débuté dans les années 1980
- La mise en production de découvertes importantes de gaz effectuées depuis les années 1970 a débuté en 1996 (Miskar); atteint un pic en 2010 (Hasdrubal). Celle de Nawara attendue en 2016 n'assurera a son démarrage que 0,6 MM Tep par an
- Depuis les années 1980 qui ont connu le départ de grandes compagnies, le domaine minier des hydrocarbures est dominé par de toutes petites compagnies de capacité technique et financière limitée.
- La majorité des champs ont été découverts par ces grandes compagnies, même s'ils ont été développés après leur départ.



MIX ENERGETIQUE ACTUEL & OBJECTIFS 2030

Mix Energétique 2014

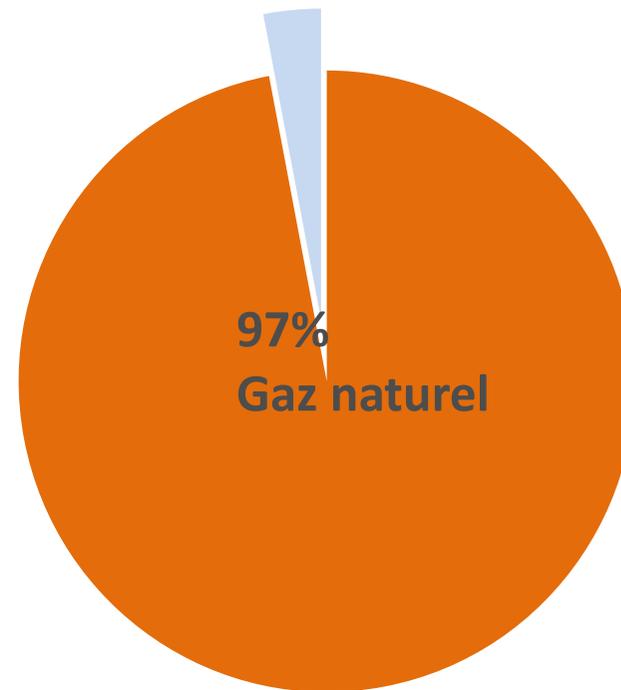


Le mix énergétique désigne la répartition des différentes sources d'énergie primaire dans la consommation énergétique finale

Le mix énergétique est basé à 99% sur les énergies fossiles, réparti entre 55% pour Gaz naturel et 44% pour le pétrole.

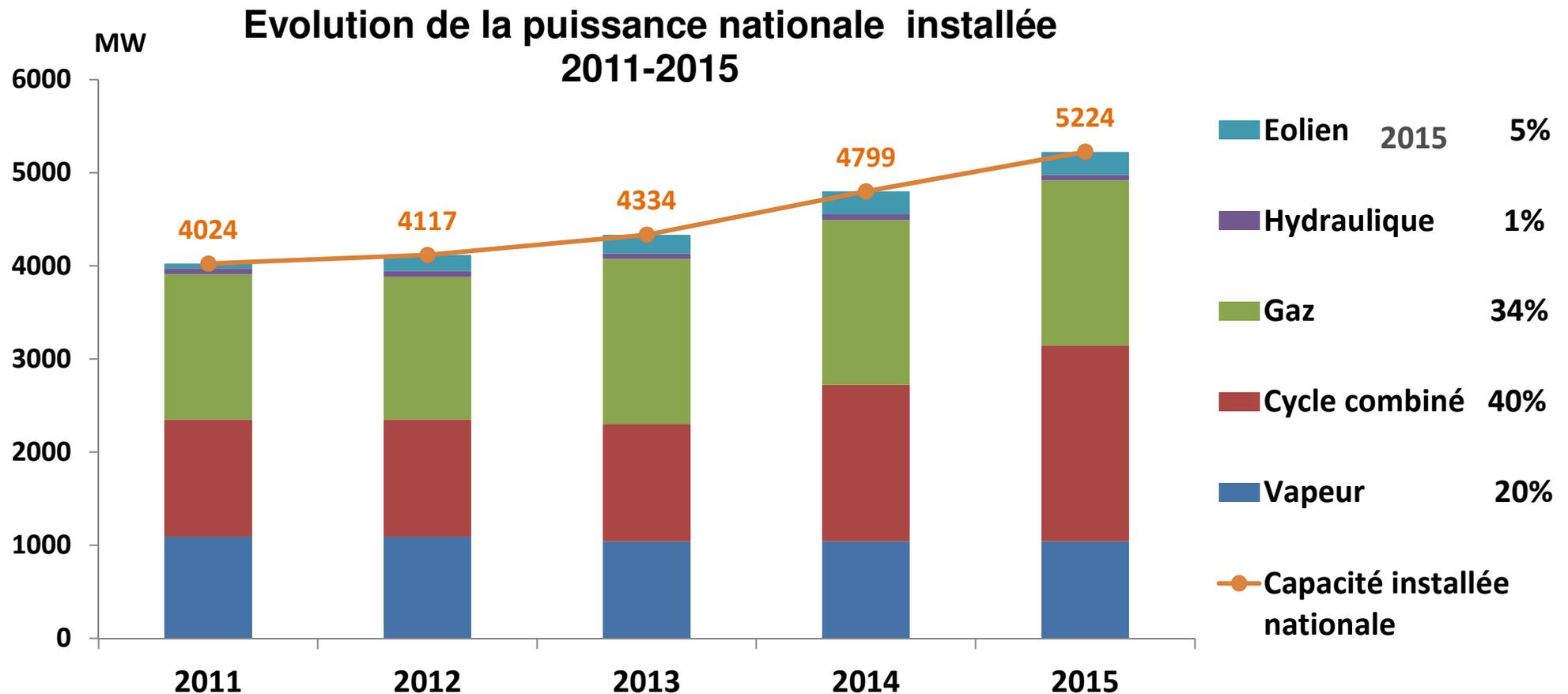
Mix électrique 2014

3% Energie renouvelable



*Part des ressources d'énergie
primaire dans la production
électrique*

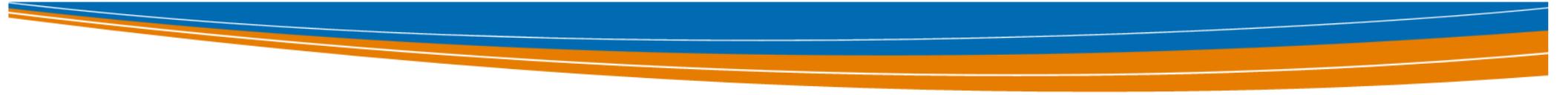
La production électrique est basée à hauteur de 97% sur le gaz naturel.



- Augmentation de la puissance installée de 7 % par an :
4024 MW en 2011 à 5224 MW en 2015, soit l'équivalent d'une capacité installée de 300 MW par an.

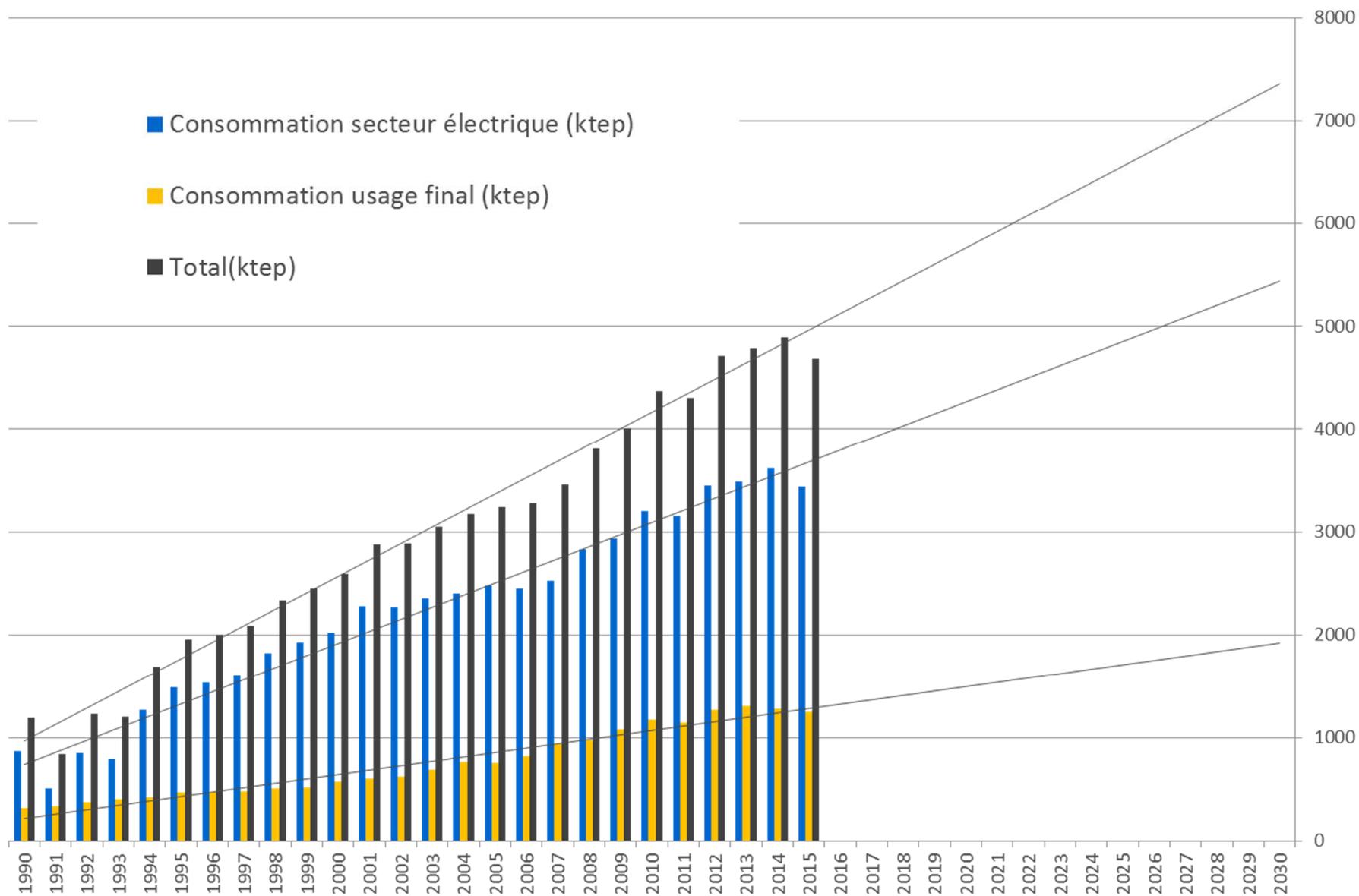
Energies renouvelables: Objectifs annoncés

- Plan solaire (vision 2030) approuvé en CM du 13/07/2016. Objectifs: couverture ER de 12% du mix électrique en 2020 et 30% en 2030 par installation de **3810 MW** additionnels pour un coût ~ 8 Milliards Euros
- 2017-2020: **1000 MW (1 GW)**
 - 380 MW STEG dont 80 éoliens et 300 PV
 - Concessions/licences : 190 MW éolien et 220 MW PV
 - Auto-Production: 80 MW éolien et 130 MW PV
- Capacité ER actuellement installée: **345 MW**. Objectif 2030: **4155 MW**
- Projection de consommation électrique globale 2030: **33260 GWh**, contre **19100 GWh** actuels
- 10000 GWh Eoliens et Solaires avec 4,2 GW installés signifie un **facteur de charge moyen de ~ 28 %**. *Notre estimation: ~ 8000 GWh*
- Il faudra également de 1200 à 1600 MW thermiques supplémentaires



PROJECTION 2030

Consommation et projections gaz (source Open data MEMER)



Hypothèse: Réalisation à 100% des objectifs annoncés

“30%” de la production électrique est à partir des Energies Renouvelables:

- La capacité globale de génération électrique passerait de 5,2 GW (2015) à 11 GW
- La capacité installée d'électricité renouvelable passerait de 345 MW actuels à 4155 MW avec un investissement de 8 Milliards d'Euros; (dont ~ 60 % privés)

■ Dans ce cas:

- La consommation de gaz pour la génération électrique serait de 3,5 MM à 3,7 MMTep contre 5,5 sans développement des ER (NB.: 3,6 en 2014)
- La consommation de gaz pour autres usages sera de toute façon ~ 2 MM Tep et représentera ~ 36 % de la consommation totale de gaz contre 26% actuels

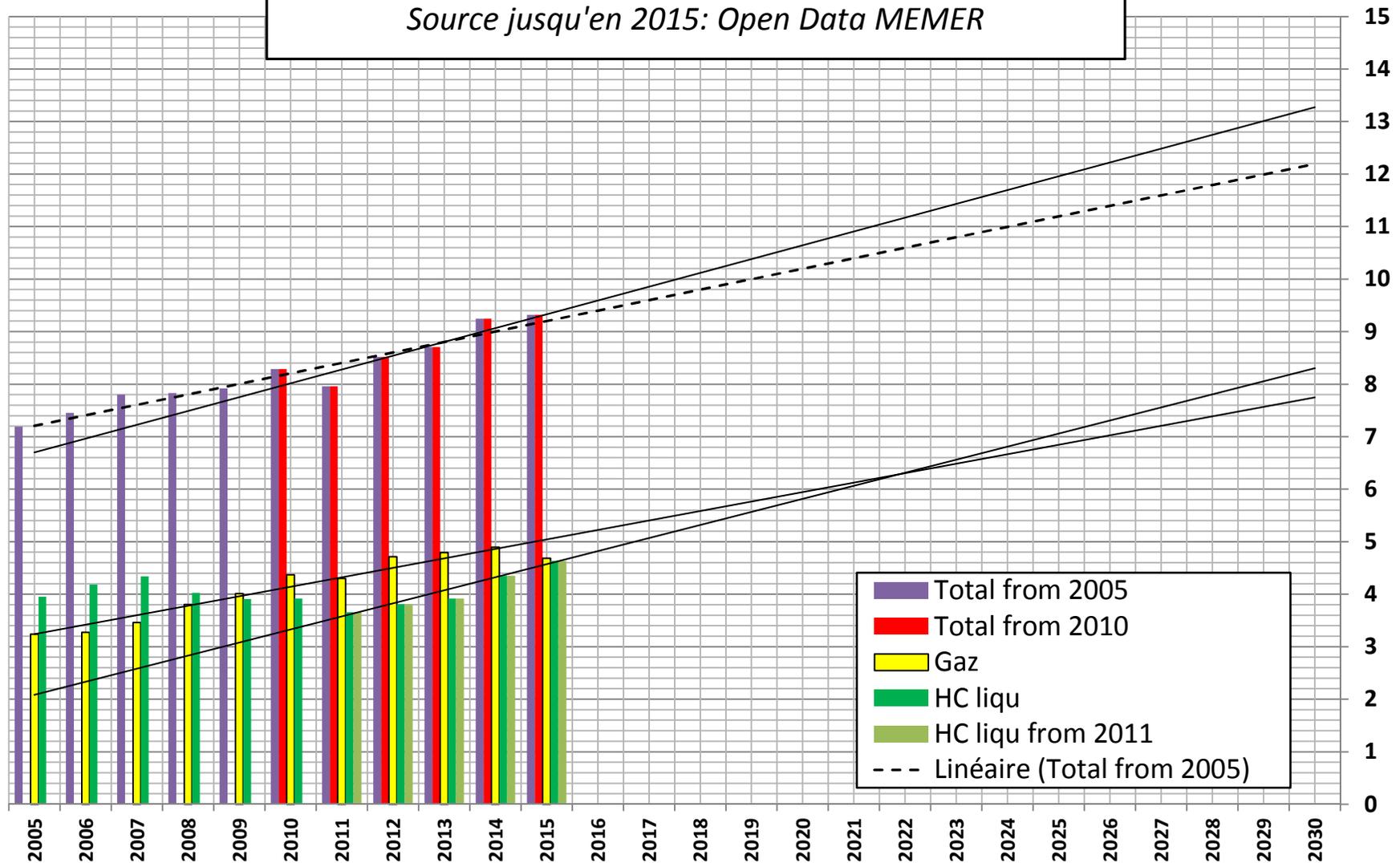
■ Les besoins gaz en 2030 seront donc:

- Au minimum de 5,6 avec une contribution de ~ 1,9 MM Tep des ER
- De 7,4 MM à 7,6 MMTep sans développement ER

Projection de Consommation Nationale d'Hydrocarbures

Consommation Hydrocarbures Tunisie (kTep/an)

Source jusqu'en 2015: Open Data MEMER



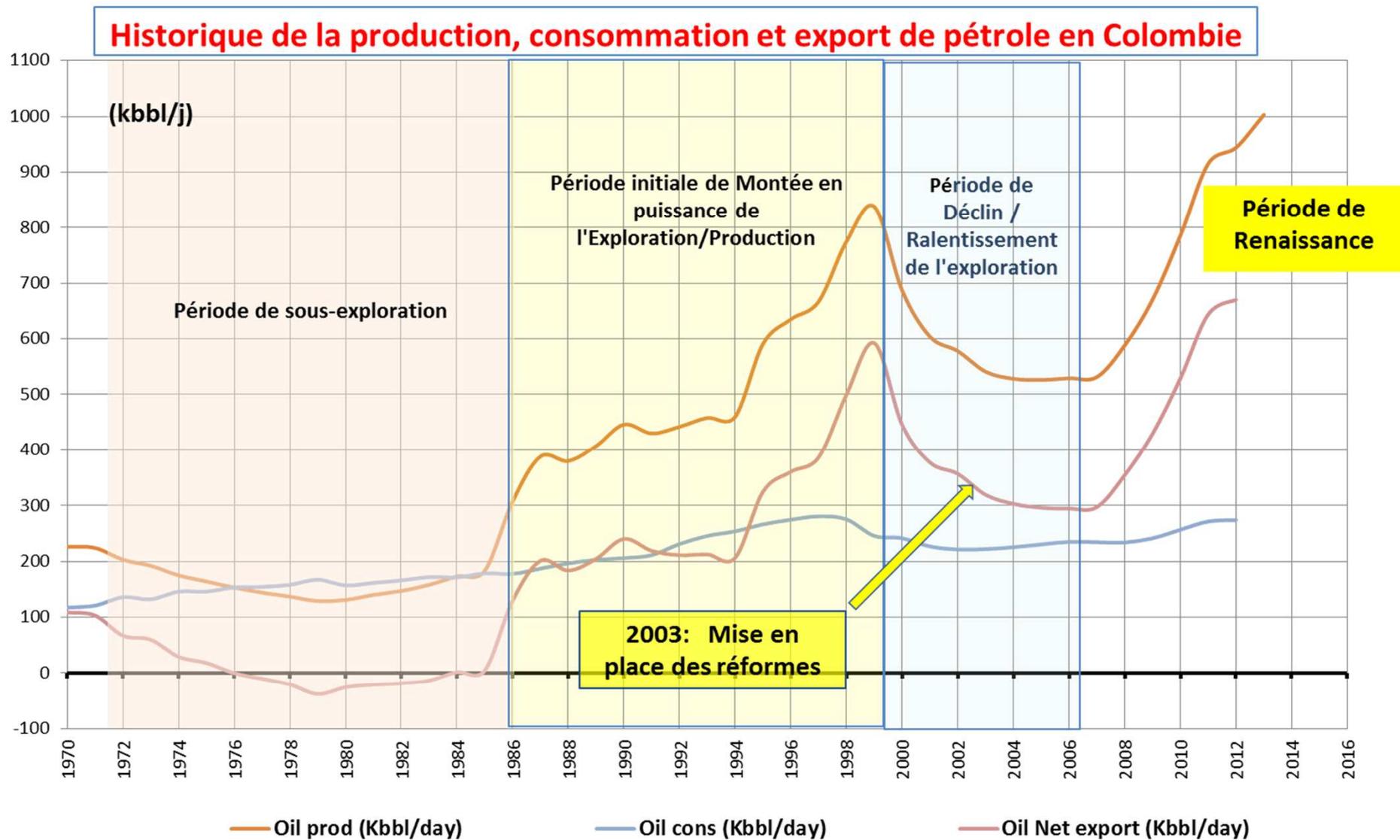
- La réalisation d'un plan ambitieux de développement des énergies renouvelables assurant, à l'horizon 2030, 30% de la production électrique nationale ne comblerait que **moins de 2 MM Tep de notre consommation**.
- Cette réalisation n'éviterait pas d'investir dans de **nouvelles centrales thermiques de 400 à 600 MW**
- En 2030, **notre déficit** en hydrocarbures **serait de ~12 MM Tep** (+/- 2 MM Tep) contre **~ 4,5 MM Tep en 2015**
- A 60 \$ le baril équivalent pétrole, ce déficit représenterait **5256 MM \$ en coût d'approvisionnement** en hydrocarbures gazeux et liquides
- Nous ne disposons pas des **contrats d'approvisionnement** ni des **infrastructures** nécessaires pour combler ce déficit.
- Il n'y a pas d'autres solutions que de **stopper le déclin et d'inverser la tendance** Trouver du pétrole et du gaz et renouveler nos réserves!



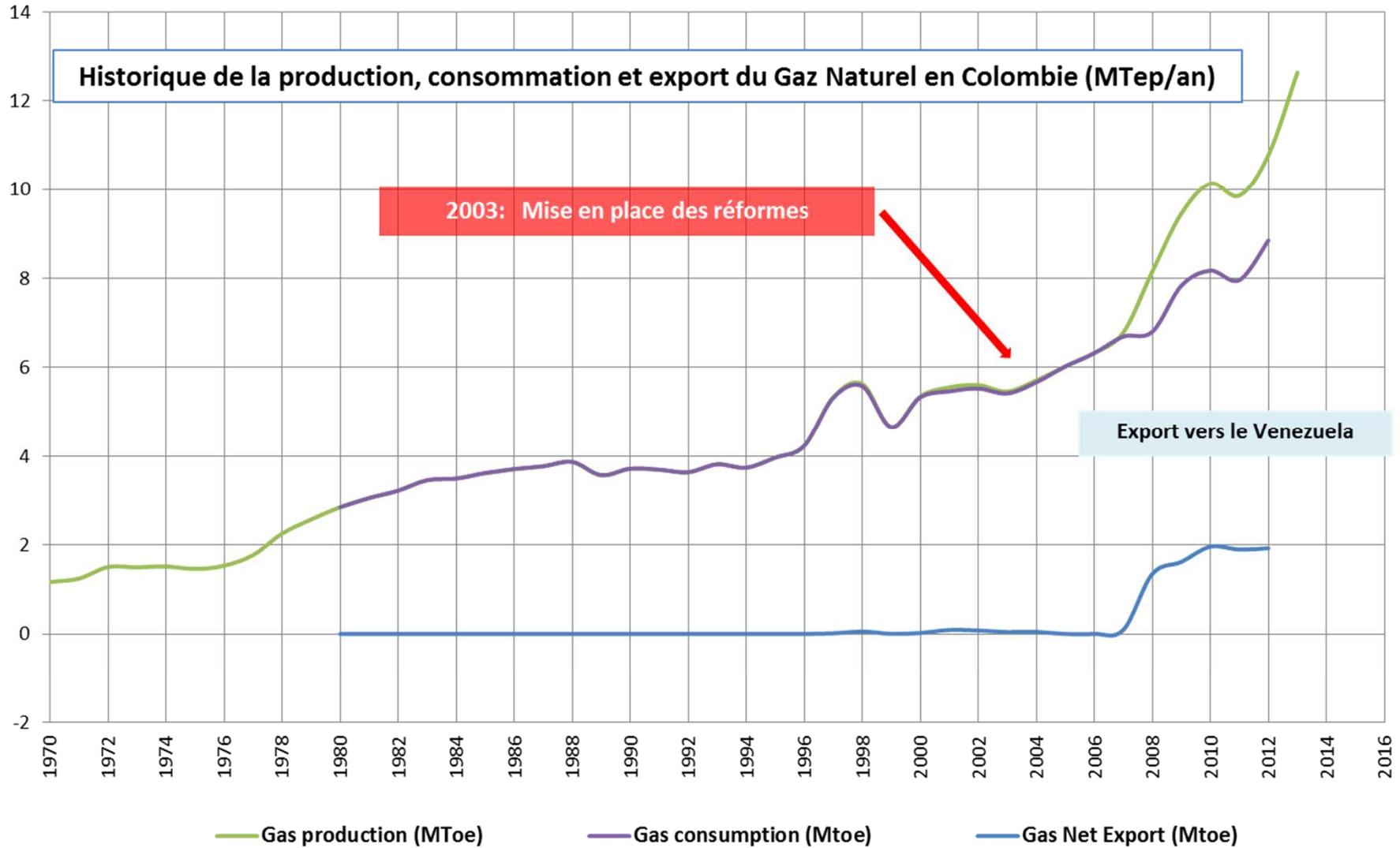
**Est-il possible d'enrayer un déclin et d'inverser
une tendance baissière accablante?**

**LA RENAISSANCE ENERGETIQUE EN
COLOMBIE**

Inverser le déclin et assurer une renaissance énergétique est possible



Balance Gaz Colombie



Axes clefs de la réforme colombienne

- Un ensemble de réformes radicales, cohérentes, courageuses et déterminées. Des réformes similaires **auraient du être menées** en Tunisie depuis les années **80/90**
- Analyse approfondie du secteur, des **mécanismes de l'économie de l'exploration** ainsi qu'un alignement entre les objectifs, la fiscalité et l'organisation administrative
- **Aspects fondamentaux de la réforme colombienne:**
 - Séparation des rôles et responsabilités Administration / Ecopetrol
 - Création d'une agence nationale des hydrocarbures (ANH) dotée de moyens et seule responsable de la gestion du domaine minier
 - Gouvernance et Transparence dans l'attribution des permis par le biais de « Bid Rounds » ouverts, publics et gérés par l'ANH
 - **Privatisation partielle de la compagnie nationale** Ecopetrol, cessation de son rôle de « juge et partie »
 - Mise en place d'une fiscalité simple, transparente et incitative



**ECONOMIE DE L'EXPLORATION
PETROLIERE & GAZIERE**

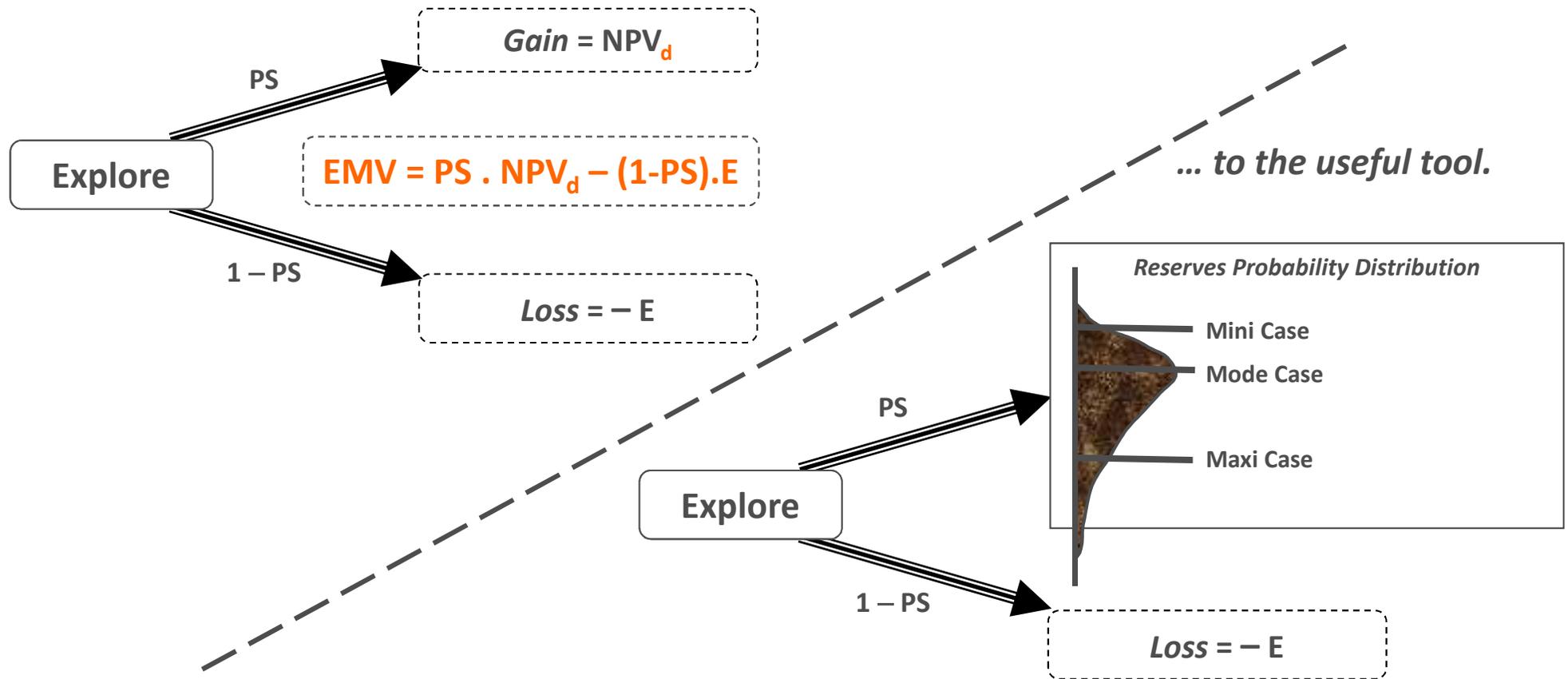
Fiscalité incitative ou répulsive

Economie de l'exploration

- Par nature une économie de **risque probabilistique**
- Basée depuis les années 70 sur la théorie de la « **Décision en Avenir Incertain** » (*Ronald Haifa - Stanford 1974*) utilisant les « arbres de décision ». Son quantificateur est l'**EMV** ou ENPV
- Utilisée par toutes les compagnies pétrolières dignes de ce nom
- Sert à donner une **base quantitative** pour la prise de **décision d'exploration** et donner une **cohérence** aux choix d'exploration
- Les paramètres majeurs qui l'affectent sont:
 - **Partage du risque** par l'Etat ou **pénalisation** par celui-ci en cas de découverte (consolidation versus ring fencing - carrying of NOC)
 - **Taille** et la **rentabilité** des gisements potentiels,
 - **Taux d'actualisation** de la NPV de développement / « **Time to First Oil** »
 - **Probabilité de succès**
 - Importance des engagements d'exploration (Weight of Dry Branch)

3-Scenarii approach for value evaluation

From the simplest concept ...

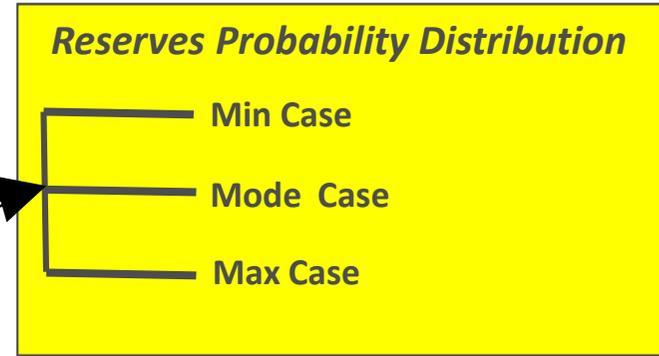
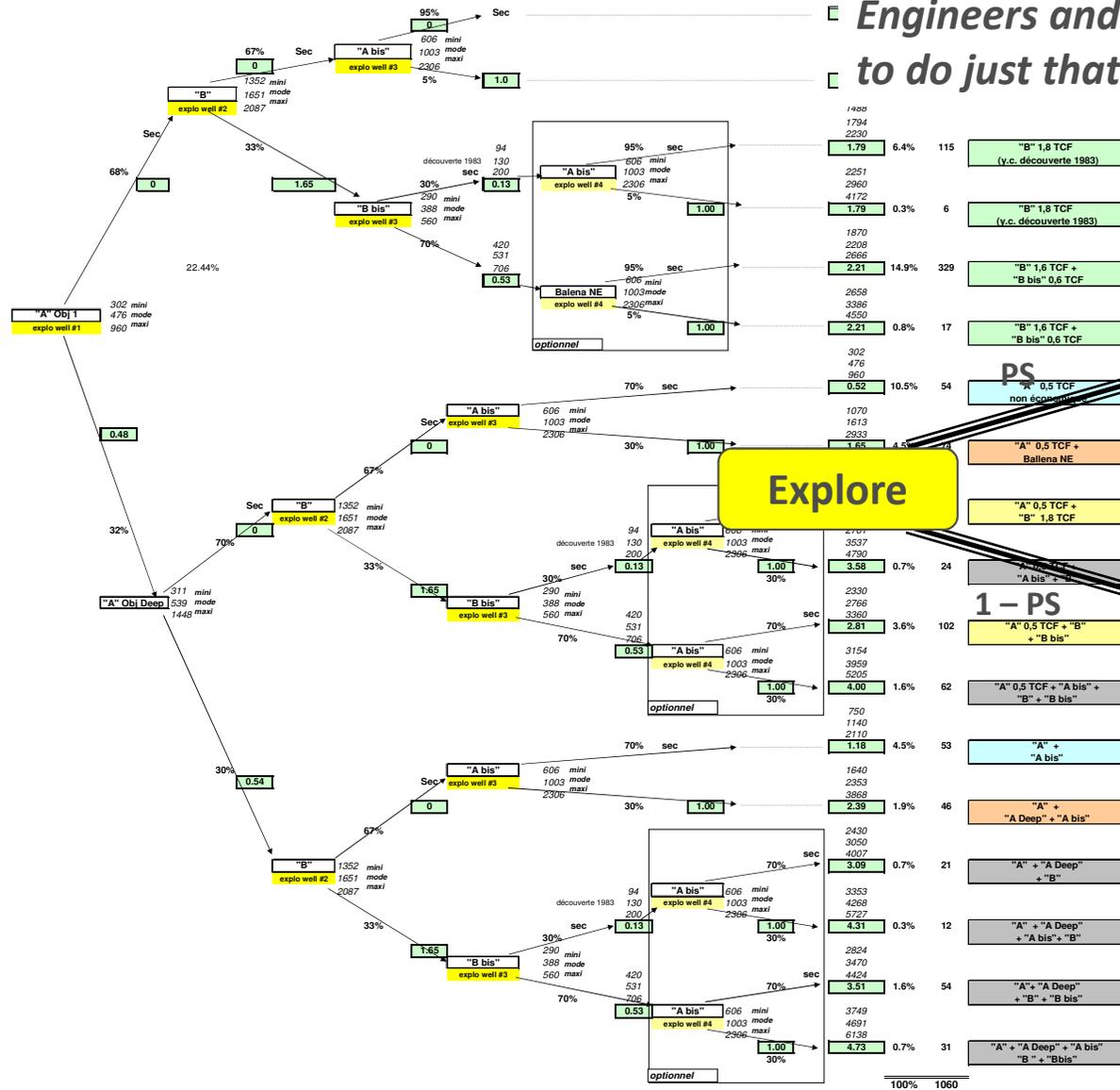


Mean Expected Net Present Value

$$\text{Mean ENPV} \cong 0.3 \text{ ENPV}_{\min} + 0.4 \text{ ENPV}_{\text{mode}} + 0.3 \text{ ENPV}_{\max}$$

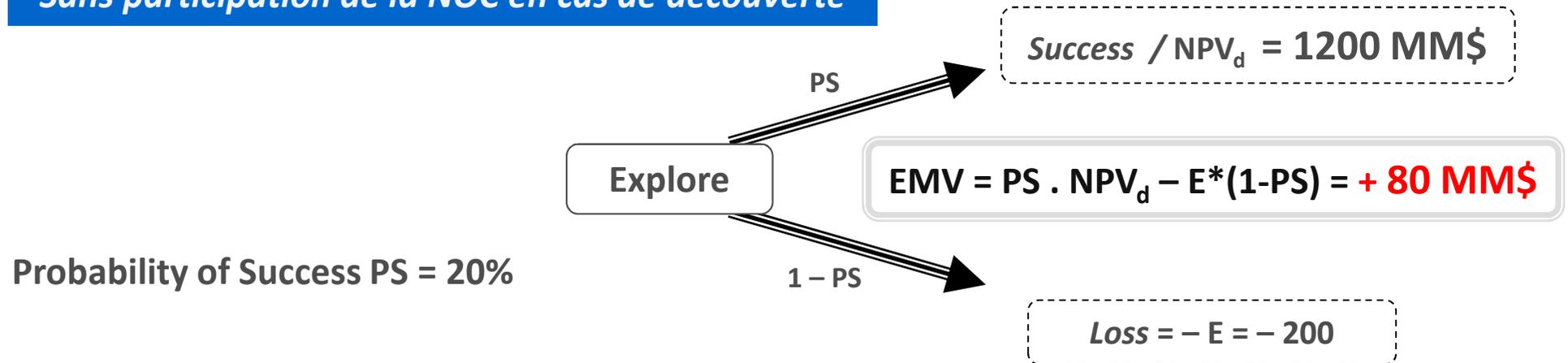
L'arbre final résulte de la consolidation d'arbres complexes

Engineers and economists work hard together to do just that!

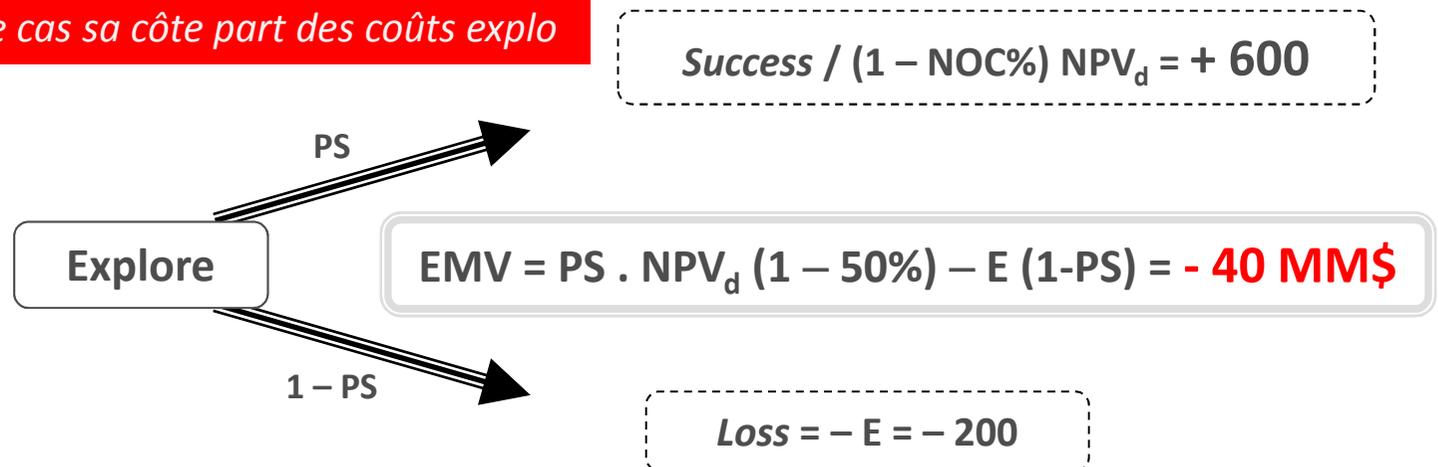


Exploration potential / NOC's right to back in *(i.e. Portage)*

Sans participation de la NOC en cas de découverte



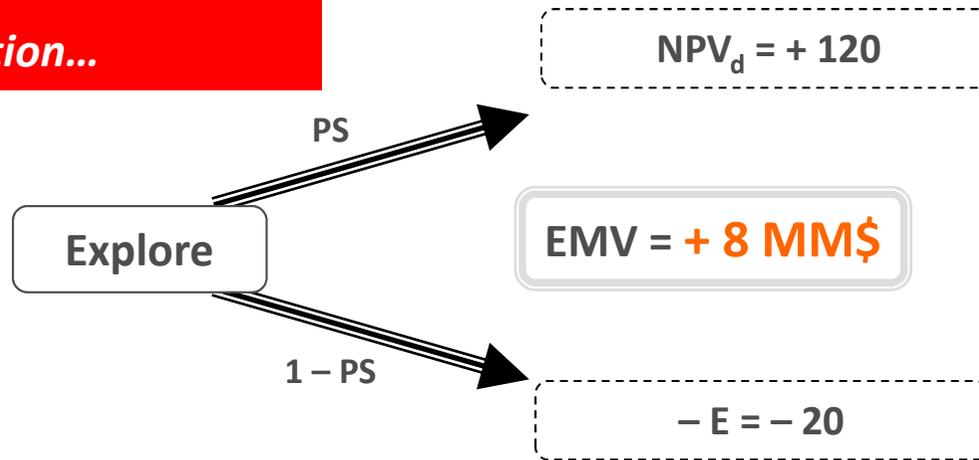
Avec participation à 50% NOC en cas de découverte NB: la NOC rembourse dans ce cas sa cote part des coûts explo



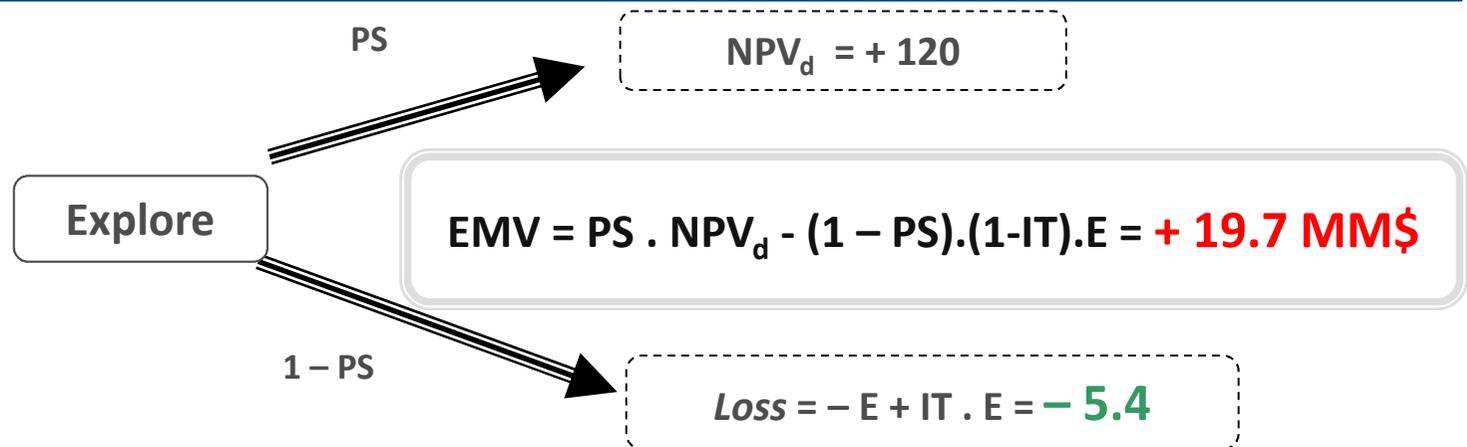
Exploration potential / consolidation of dry exploration

Exploration Investment $E = M\$20$ / Value of potential discovery $NPV_d = M\$120$ / **PS = 20%**

**With a ringfence,
No consolidation of dry exploration...**



With consolidation of dry exploration, immediate tax reduction from incomes on other production permits. Example: Income Tax Rate: IT of 73% ...



EMV for Different Risk Sharing / Sensitivity to Reserves Size

Base case:				
Mean Reserves: 100 MMbbl - Brent @ 50 \$ - Explo Cost: 20 MM\$ - PS 20 % - DR 9%				
Equivalent Reserves	128	100	72	30
NPV 9%	160	120	80	21,6
Ring Fence	16,00	8,00	0,00	-11,68
Consolidation	27,7	19,7	11,7	0,0
NOC carry @ 50%	0,0	-4,0	-8,0	-13,8

Sensitivity of the EMV to the probability of success

	PS=10%	PS=15%	PS=20%	PS=25%
Equivalent Reserves	100	100	100	100
NPV 9%	120	120,0	120	120
Ring Fence	-6	1	8	15
Consolidation	7,1	13,4	19,7	26
NOC carry @ 50%	-12	-8,0	-4	0

Sensitivity of EMV to the weight of the dry branch

Cost of Dry Exploration MM\$	20	30	40	15
Equivalent Reserves	100	100	100	100
NPV @ 9%	120	120,0	120	120
Ring Fence	8	0	-8	12
Consolidation	19,7	17,5	15,4	20,8
NOC carry @ 50%	-4	-12	-20	0

Sensitivity of EMV to Country Risk and Discount Rate

Explo Cost	Discount Rate	Discount Rate	Discount Rate	Discount Rate	Tax	Min NPVd	Min Res
20	7%	9%	11%	13%	73%	EMV=0	@ 11%
Equivalent Reserves	100	100	100	100	PS		
NPV @ d	188	120	64,8	20	20%		
Ring Fence EMV	21	8,0	-3,0	-12,0		80,00	108
Consolidation EMV	33,1	19,7	8,7	-0,1		21,6	76
NOC carry @ 50% EMV	2,7	-4,0	-9,5	-13,9		160,0	153

- Seules la **consolidation fiscale** et le **non portage** de la compagnie nationale en période d'exploration améliorent l'attractivité de l'exploration dans des pays de faible potentiel pétrolier, i.e:
 - A faible probabilité de succès Et/ou
 - A taille de découvertes potentielles réduitesAdoptées par des pays à fort potentiel (Norvège, Australie, Alaska,). Plusieurs pays africains ont réduit le portage au minimum
- La probabilité de succès est un facteur capital qui dépend de la géologie, mais aussi et surtout:
 - De la **compétence et moyens des opérateurs impliqués**
 - De la qualité des **investissements et études réalisés** par la structure étatique en charge de la gestion du domaine minier
 - De la disponibilité et de la facilité **d'accès aux données**
- Tous **problèmes de gouvernance**, de lourdeur administrative, de stabilité politique affectent lourdement la perception du risque pays, donc du taux d'actualisation ... donc la valeur espérée de l'exploration



Qu'en est-il en Tunisie?

**Cadre administratif, contractuel et
fiscal de l'EP**

- Secteur géré par **DGE/ETAP en tandem**, qui ont dépendu de plusieurs ministères. Aujourd'hui le MEMER.
- Depuis sa création ETAP n'a foré qu'un seul puits en tant qu'opérateur. **Sa mission est plus orientée vers la promotion, normalement du ressort de l'Autorité de Tutelle (Autorité Concédante)**
- ETAP a cependant **plusieurs filiales opératrices** de champs en association qui peuvent servir de base pour un rôle d'opérateur.
- Un "**Comité Consultatif des Hydrocarbures**" constitué de membres de # administrations donne un avis sur la gestion du domaine minier.
- Une nouvelle organisation du MEMER publiée au JO du 16/06/2016 prévoit une **Direction des Hydrocarbures** et une **Direction Stratégie**.
- Un **Conseil Supérieur de l'Énergie** a été prévu par un décret Ben Ali

- Le secteur est régi par le **Code des Hydrocarbures** datant de 1999. **Le ministre** en charge du secteur **gère par décret**.
- **Le cadre contractuel de l'exploration production:**
 - Permet **deux systèmes contractuels**, au choix de l'opérateur, l'Association et le Partage de Production, normalement **incompatibles dans leur principe**: l'un donnant un droit minier à l'investisseur, l'autre le donnant à l'ETAP qui contracte l'investisseur en tant qu'Entrepreneur, **sans participation financière de ETAP**.
 - Ces Contrats normalement destinés à attirer ceux qui prennent le risque de l'exploration et **récompenser ceux qui peuvent faire des découvertes** est appliqué indifféremment aux blocs d'exploration sans réserves prouvées et à des **découvertes et champs existants**. Ailleurs c'est le Contrat dit de Service qui s'applique.
 - Attribution des permis de **gré à gré**.

NB. Des permis de prospection, sans droit de forage sont attribués ne donnant pas de droit d'exploration et de production à l'investisseur

- Les paramètres fiscaux, taux de redevance et d'imposition du **Contrat d'Association** figurent dans le **Code des Hydrocarbures**
- Pour le **Contrat de Partage de Production**, si la redevance et le taux d'imposition à payer par l'ETAP figurent dans le Code, les paramètres de **Cost Oil** (Pétrole et Gaz de Recouvrement) et de **partage du Profit Oil** (Pétrole et Gaz de Partage), sont laissés **à la discrétion de l'administration**
- Les taux de **Redevance** et d'**Imposition** **sont complexes** et basés sur le **facteur R**
 - Égal au rapport du Cumul des Revenus sur celui des Dépenses
 - Originellement destiné à la valorisation des champs marginaux et pour des prix du baril faibles, mais **généralisé depuis 1999**
 - Dont le **contrôle** est complexe et n'est **en pratique pas réalisé**
 - Qui peut avoir comme **effet pervers** de récompenser les opérateurs les plus inefficaces ou aux coûts les plus élevés.

Taux de redevance - Code des Hydrocarbures: Article 101.2.4.

- Pour les Hydrocarbures liquides :
 - 2 % pour R inférieur ou égal à 0,5
 - 5 % pour R supérieur à 0,5 et inférieur ou égal à 0,8
 - 7 % pour R supérieur à 0,8 et inférieur ou égal à 1,1
 - 10 % pour R supérieur à 1,1 et inférieur ou égal à 1,5
 - 12 % pour R supérieur à 1,5 et inférieur ou égal à 2,0
 - 14 % pour R supérieur à 2,0 et inférieur ou égal à 2,5
 - 15 % pour R supérieur à 2,5

- Pour les Hydrocarbures gazeux :
 - 2 % pour R inférieur ou égal à 0,5
 - 4 % pour R supérieur à 0,5 et inférieur ou égal à 0,8
 - 6 % pour R supérieur à 0,8 et inférieur ou égal à 1,1
 - 8 % pour R supérieur à 1,1 et inférieur ou égal à 1,5
 - 9 % pour R supérieur à 1,5 et inférieur ou égal à 2,0
 - 10 % pour R supérieur à 2,0 et inférieur ou égal à 2,5
 - 11 % pour R supérieur à 2,5 et inférieur ou égal à 3,0
 - 13 % pour R supérieur à 3,0 et inférieur ou égal à 3,5

Taux d'imposition- Code des Hydrocarbures: Article 101.3

■ Pour les Hydrocarbures liquides :

- 50 % pour R inférieur ou égal à 1,5
- 55 % pour R supérieur à 1,5 et inférieur ou égal à 2,0
- 60 % pour R supérieur à 2,0 et inférieur ou égal à 2,5
- 65 % pour R supérieur à 2,5 et inférieur ou égal à 3,0
- 70 % pour R supérieur à 3,0 et inférieur ou égal à 3,5
- 75 % pour R supérieur à 3,5

■ Pour les Hydrocarbures gazeux :

- 50 % lorsque R(1) inférieur ou égal à 2,5
- 55 % lorsque R(2) supérieur à 2,5 et inférieur ou égal à 3,0
- 60 % lorsque R(3) supérieur à 3,0 et inférieur ou égal à 3,5
- 65 % pour R supérieur à 3,5

- **En cas de participation de l'Entreprise Nationale dans une concession d'exploitation à un taux égal ou supérieur à 40 % le taux de l'impôt sur le bénéfice est fixé à 50%.**

- **Article 105.1: Exemption d'impôt sur les transactions**

*« En cas de cession totale ou partielle des droits et obligations découlant d'un permis de prospection, d'un permis de recherche ou de concessions d'exploitation d'hydrocarbures, **une telle cession ne donnera lieu à la perception d'aucun impôt, droit ou taxe de quelque nature que ce soit, existante ou qui serait ultérieurement créée** »*

- **Exemption d'impôt sur les dividendes: *ne figure pas dans le Code.***
Introduite directement dans les Conventions Particulières

- **ETAP ne participe pas aux coûts d'exploration, mais a le droit de participer jusqu'à 50% en cas de découverte (*Portage*)**

- Le Ring Fencing est la règle. Il n'y a ***qu'un cas exceptionnel de consolidation fiscale.***

- Dans le cas du Partage de Production, **ETAP ne participe pas au financement des coûts de développement ni coûts opératoires.** Ceux ci sont avancés par l'Entrepreneur qui les récupère par le biais du Cost Oil/Gas (*Pétrole et Gaz de recouvrement*)

Partage de la rente dans le cas du CPP

- Les paramètres fiscaux de partage revenant à l'Entrepreneur et à ETAP, donc à l'Etat dans le CPP **ne sont pas fixés dans le Code**. Ils ne le sont pas dans le "Contrat de Partage de Production Type" proposé à l'ARP.. **Ces paramètres y sont laissés en blanc**
- Sur huit contrats existants, choisis au hasard, ces paramètres **sont tous différents d'un contrat à l'autre**
- **L'avantage comparatif** donné à celui qui offre les % les plus avantageux pour l'Entrepreneur, est considérable: exemple champ de 5000 à 10000 bbl/j & baril à 50\$: **14 à 19 MM \$/an** .. Soit sur 15 ans **210 280 MM \$**
- **L'impôt de l'entrepreneur est égal à sa part de Profit Oil/Gas après recouvrement de ses coûts**. Cet impôt est payé par ETAP, pour compte de l'Entrepreneur, sur la part ETAP de Profit Oil/Gas, ... **ETAP ne peut payer cet impôt et la Redevance que si sa part de partage est suffisante!**:
- Dans certains contrats existants, **ETAP peut se trouver dans la situation où elle ne peut payer l'intégralité de la Redevance et de l'Impôt**

DISPARITE DES TERMES FISCAUX DANS LES CONTRAT DE PARTAGE DE PRODUCTION EXISTANTS

Permis	Date	Compagnie	Pétrole et Gaz de Recouvrement		Part Entrepreneur Partage Huile		Part Entrepreneur Partage Gaz	
			Huile	Gaz	Huile		Gaz	
CHORBANE	18/09/2009	Alpine	40%	45%	Huile		Identique à l'huile	
					R ≤ 1	35%		
					1 < R ≤ 1,5	30%		
					1,5 < R ≤ 1,7	22,50%		
					1,7 < R ≤ 2	18%		
R > 2	15%							
HAMMAMET OFFSHORE	30/05/2005	Storm Ventures	48%	50%	Huile		Identique à l'huile	
					R ≤ 1	40%		
					1 < R ≤ 1,8	35%		
					1,8 < R ≤ 2	30%		
					2 < R ≤ 2,5	25%		
					2,5 < R ≤ 3	22%		
R > 3	20%							
KERKOUANE	09/05/2002	Anschutz	40%	45%	Huile		Identique à l'huile	
					R ≤ 1	35%		
					1 < R ≤ 1,5	30%		
					1,5 < R ≤ 1,7	23%		
					1,7 < R ≤ 2	20%		
					2 < R ≤ 2,3	18%		
R > 2,3	15%							
SFAX OFFSHORE	20/07/2005	APEX	Huile		Huile		Gaz	
			0-5000 bbl/j	55%	60%	0-5000 bbl/j		42,5%
			5001-10000	50%		5001-10000		32,5%
			>10000 bbl/j	40%		>10000 bbl/j		25,0%

- **Overlap entre les rôles de DGE et ETAP.** ETAP perçu par les IOCs comme **“Party & Judge”**, comme **Administration et Autorité Concédante**
- Paramètres fiscaux **complexes et discrétionnaires** sans cesse rendus plus favorables aux investisseurs depuis 1985 sans donner de résultats
- **Les grandes compagnies ont quitté la Tunisie** dans la période 85/90. Sauf ENI, opérateur historique, les opérateurs importants (OMV – BG/Shell) ne se trouvent en Tunisie que par **l’effet d’acquisitions globales**. La situation s’est encore aggravée depuis 2011
- De nombreux **problèmes de gouvernance découlent par essence** du système légal, fiscal et administratif existant.
- **L’Article 13 de la Constitution est rendu responsable d’une situation dont l’origine se situe peut être ailleurs.**
- Urgences: **Révision du Code des Hydrocarbures, Adoption de la Gouvernance, la Transparence et l’Efficacité** dans la gestion du domaine minier, **Refonte de la mission et de l’organisation de ETAP**

- Le renouvellement des réserves nationales en hydrocarbures.
- La **promotion de l'exploration** des hydrocarbures en Tunisie.
- L'**incitation dans l'exploration** des objectifs profonds Gaz.
- La gestion des exploitations des concessions pétrolières et gazières, dont l'ETAP est partenaire, et la **promotion du développement des gisements marginaux**.
- La réalisation des **études technico-économiques** de projets ayant trait aux activités pétrolières et parapétrolières.
- La réalisation des **prestations de services** dans les domaines du traitement sismique, des études de simulation des gisements et des laboratoires exploration-production.
- Le développement des activités internationales (exploration et production).
- Le développement des ressources humaines.

Missions de la SONATRACH (*extraits*)

- **La prospection, la recherche et l'exploitation d'hydrocarbures et le développement** des gisements de pétrole et de gaz naturel
- **La construction et l'exploitation, le développement et la gestion de tout réseau de transport, de stockage et de chargement** des hydrocarbures.
- **Le traitement, transformation et commercialisation** des HCs et produits dérivés
- L'approvisionnement en HC's et produits dérivés du marché national et international
- La détention d'actions, les prises de participations dans toutes sociétés existantes ou à créer en Algérie ou à l'étranger. Le **développement d'activités conjointes en Algérie et hors Algérie**, avec des sociétés nationales ou étrangères
- Le **développement, mise et maintenance** des complexes de perfectionnement, de transport et de conditionnement des hydrocarbures.
- Le développement des techniques modernes de **gestion nationale** par le biais de la formation continue
- L'intensification des efforts d'exploitation et d'étude pour la **mise en évidence des réserves d'hydrocarbures potentielles**

Mission et vision ECOPETROL

- **MISSION.** We find and convert energy sources into value for our customers and shareholders, ensuring the integrity of people, the safety of processes and the protection of the environment; contributing to the welfare of the areas where we work, by means of committed personnel who seek excellence, integral development and long-term relations with interested parties.
- **VISION:** Ecopetrol, corporate group is focused on petroleum, gas, petrochemicals and alternative fuels and aims at becoming one of the 30 largest oil companies in the world, recognized for its international positioning, its innovation and its commitment to sustainable development.

<http://ingles-grupo-4.webnode.com.co/about-us/>

Obstacles à lever et solutions possibles

- **Améliorer la gestion et la gouvernance:**
 - Création d'une **Agence Nationale des Hydrocarbures** dotée de moyens modernes pour la gestion et la valorisation du domaine minier, capable d'organiser des Bids Rounds en toute transparence + **Désengagement de l'ETAP du processus d'attribution des permis**
 - Accès **non restrictif** aux données.
 - Un seul système contractuel et fiscal dont **tous les paramètres sont fixés par la Loi**
- Donner à ETAP **volonté et moyens** pour être **opérateur** et assumer l'activité **avec dynamisme**.
- Adopter les paramètres incitatifs à l'exploration et au retour des grandes compagnies: **Consolidation Fiscale** de l'Exploration. Obligation d'explo pour toute attribution de découverte/champ existant + **Réduction au minimum ou suppression du portage**.
- **Simplifier la fiscalité:** Faire en sorte qu'elle **garantisse des revenus** à l'Etat quel que soient le prix du baril et l'efficacité de l'opérateur



POTENTIEL DE L'EP

Potentiel de développement de l'exploration production

■ Pétrole et gaz conventionnels

- Concessions arrivant à échéance à reprendre **en Contrats de Services** ou directement par une **Nouvelle Structure Nationale Opératrice**
- **Nord Tunisien**: quasiment inexploré on-shore et offshore. Plusieurs champs produits en Sicile dans un contexte géologique identique
- **Objectifs profonds** dans le bassin pélagien et dans plusieurs champs existants

■ Gaz non conventionnel Sud Tunisien:

- Entre 23 et 70 Tcf de réserves récupérables rien que dans le Dévonien dans le permis BEKS au sud du bassin de Ghadamès (s'étend bien plus dans le bassin) – **Shale Gas**
- Potentiel équivalent dans l'Ordovicien – **Tight Gas**
- Potentiel dans le Silurien non encore évalué - **Shale Gas**

■ Pétrole non conventionnel: Tunisie Centrale

« Concessions » existantes- *Source DGE ARP Nov. 2016 – ETAP Mai 2016*

- 54 “concessions” existantes, i.e. permis d’exploitation
- **Seulement 38 en production** , dont 27 auxquelles ETAP participe:
 - Toutes souffrent de manque d’investissement en maintenance/développement depuis 2010. Beaucoup ont **un coût de production sub-économique**
 - Au moins 20% d’augmentation de la production peut être obtenue par un investissement immédiat et faible... < 15 \$/boe produit
- 9 en cours d’évaluation / développement. **7 en arrêt**
- **18 arrivent à échéance** dans la période **2018-2013** et représentent **31% de la production** totale actuelle. C’est une occasion pour:
 - Donner à une compagnie nationale remodelée le **rôle d’opérateur**, seule ou préférablement en partenariat
 - Instaurer une nouvelle approche transparente d’attribution
 - Appliquer le Contrat dit de “Service”
 - Obtenir du cash flow immédiat en Bonus d’entrée.
 - Lier toute attribution avec obligation exploration (avec consolidation)

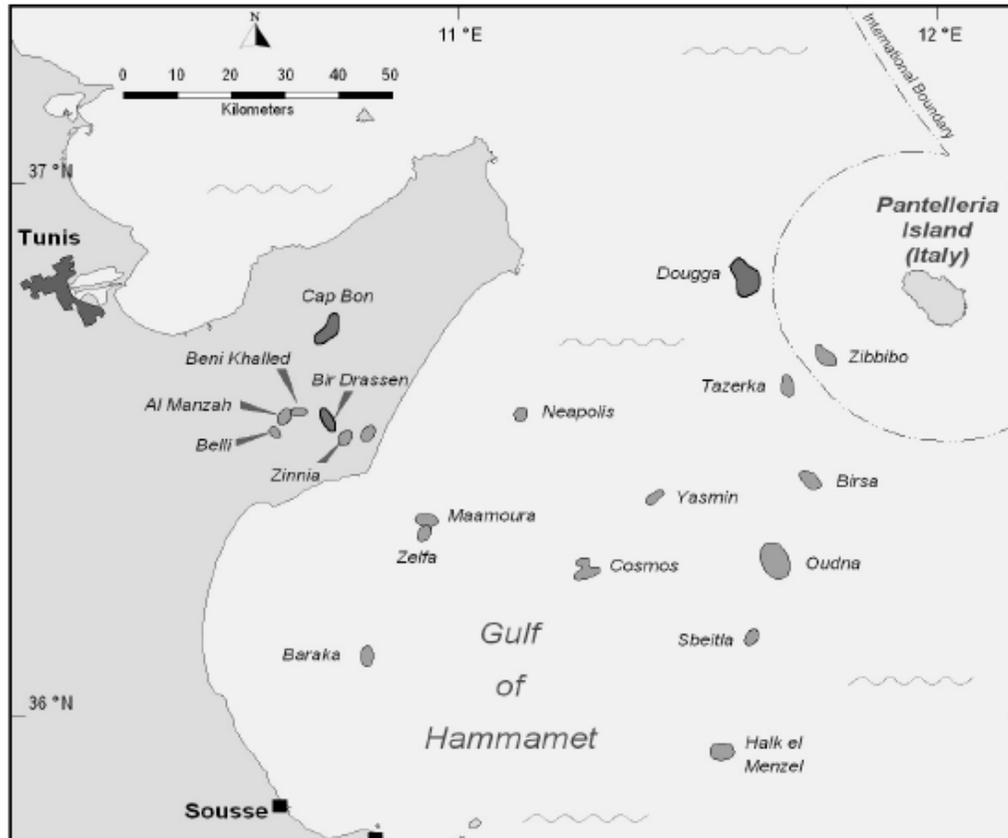
Champs pétroliers de Sicile

1953 – Gulf discovered 300 million barrel Ragusa oil field onshore Sicily (still producing today)
- at the time Europe's largest

- Vega: > 400 MMbbl
- Total oil discoveries Sicily > 1 Billion bbl excluding the recent Nilde field



Champs et découvertes non commerciales – Golfe de Hammamet

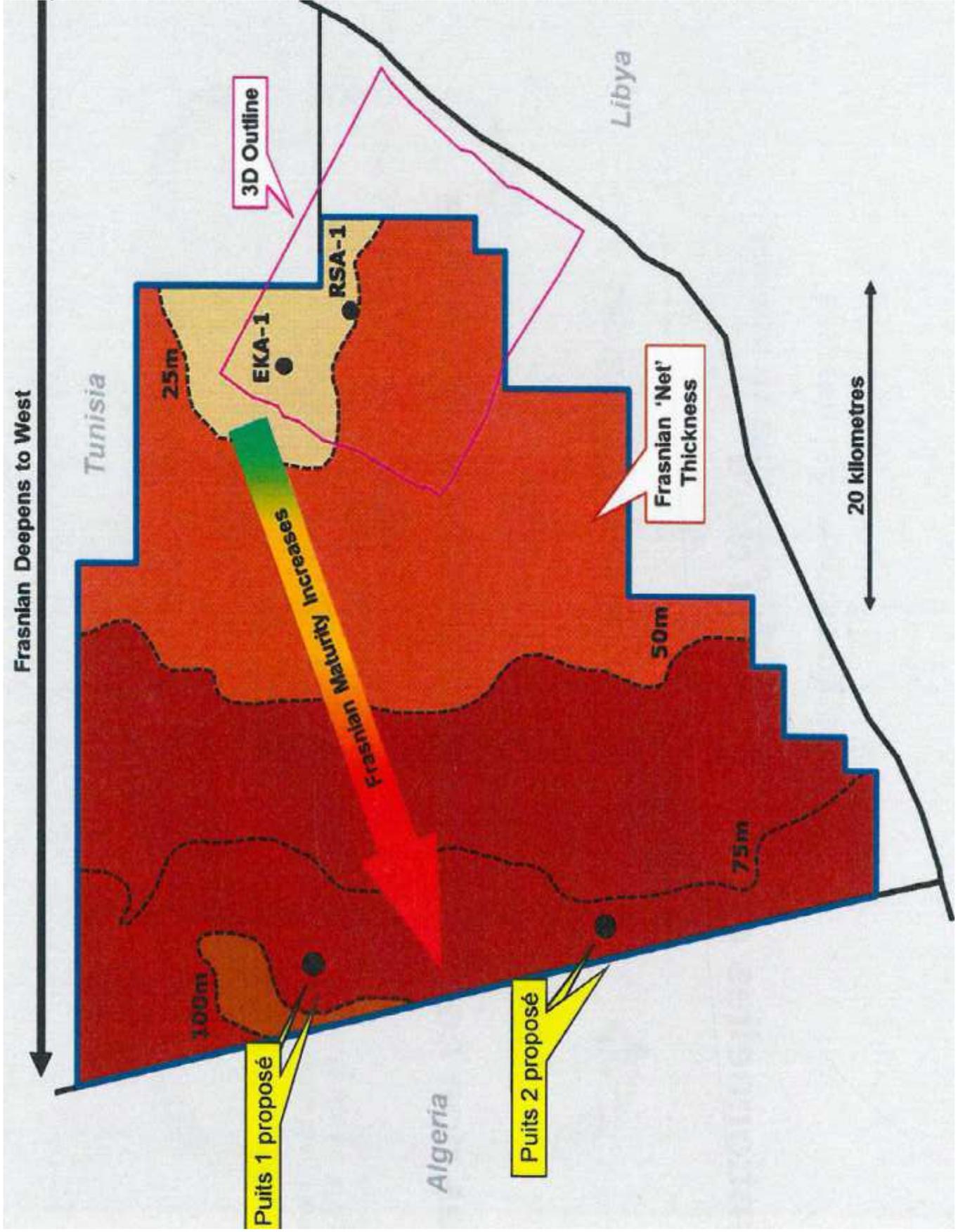


Yasmin, Neapolis et Zelfa: découverts par Shell
 Seuls 6 champs sur 14 commerciaux/développés.
 Nord et Nord-Ouest: 0 découverte

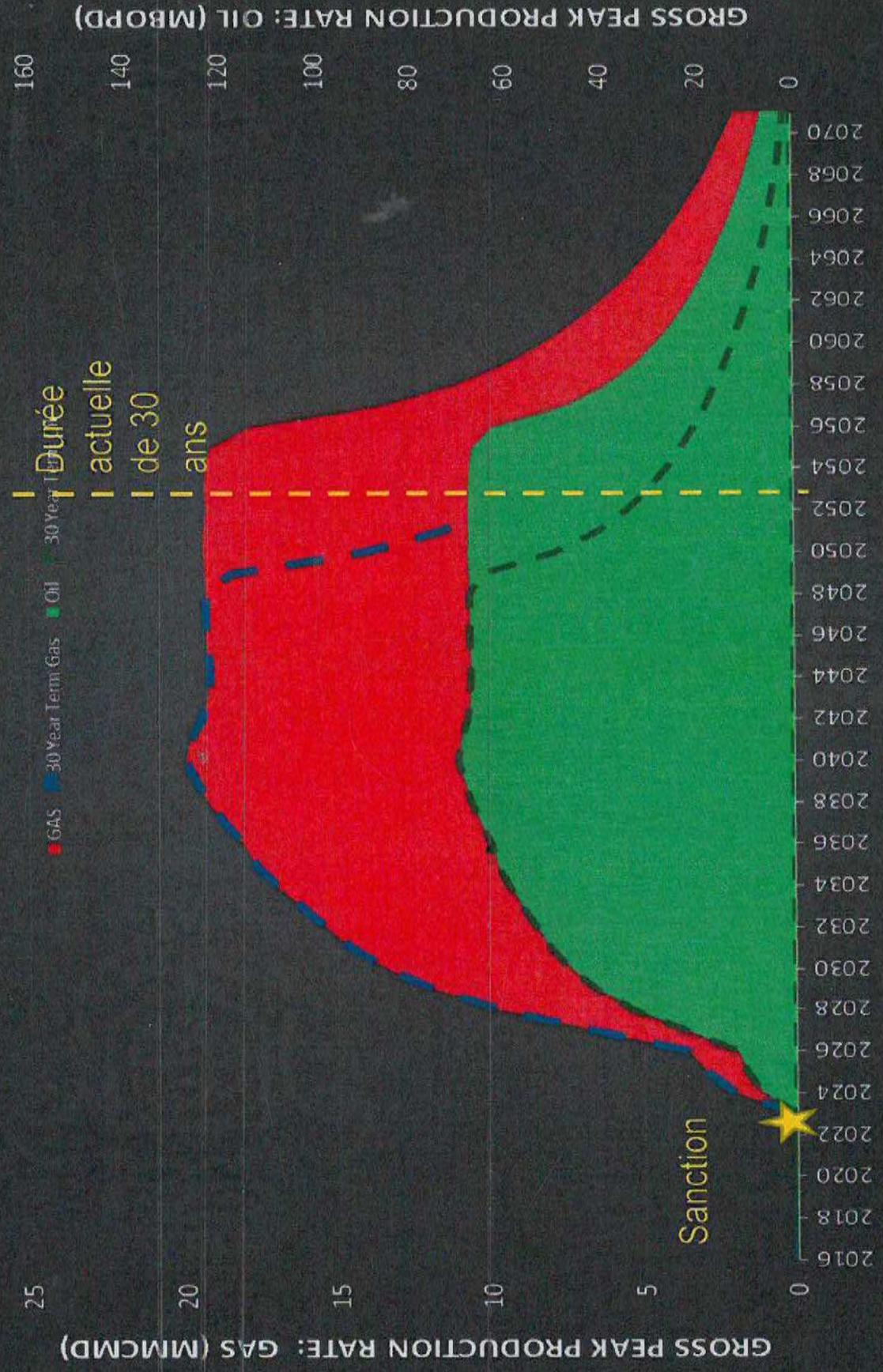
Accumulation	Discovery Date
Birsa	1976 (Shell)
Yasmin	1976 (Buttes)
Halk el Menzel	1977 (Elf)
Oudna	1978 (Shell)
Tazerka	1979 (Shell)
Neapolis	1979 (Buttes)
Cosmos & South Cosmos	1981 (BP)
Dougga	1981 (Shell)
Lotus	1985 (Elf)
Sbeitla	1985 (Shell)
Maamoura	1987 (Eni)
Zibbibo	1988 (Eni)
Zelfa	1994 (Samedan)
Baraka	1997 (Eni)

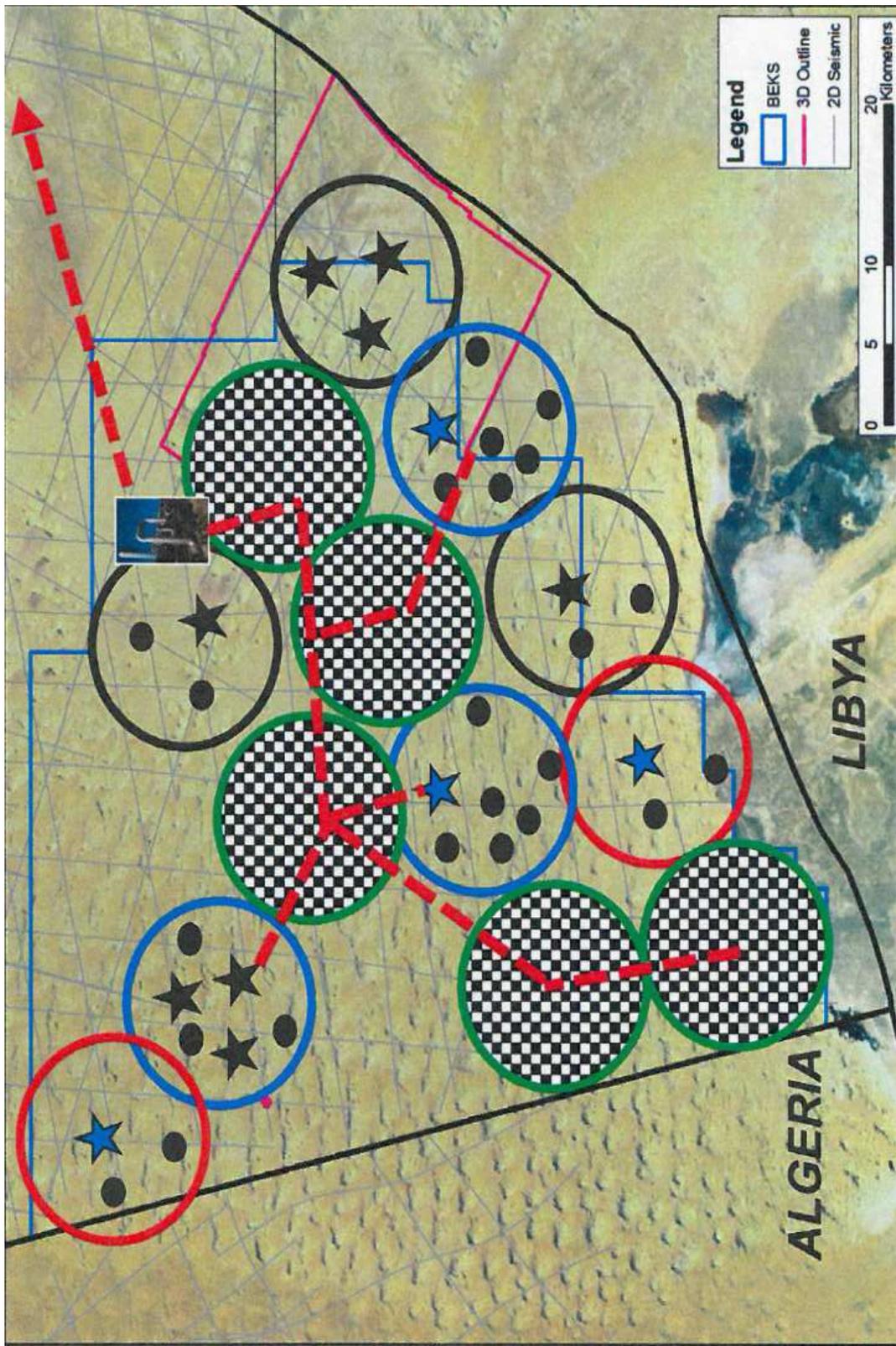
GAZ NON CONVENTIONNEL DE GHADAMES

- **Shale Gas** dans Dévonien et Silurien + **Tight Gas** dans Ordovicien. Dans le seul Dévonien, Réserves ~ **23 Tcf** d'après l'IEA pour tout le bassin
- **Annoncées par Anadarko opérateur de BEKS; pour ce seul permis:**
 - à **13 Tcf** (2,2 Billion boe) ou **328 MMTep** dans booklet de lobbying (05/2016)
 - Entre **59** et **84 Tcf**, (gaz en place annoncé au Forum O&G du 09/2016 de 0,35 à 5 Tcf/km² et taux de récupération de 10%), soit de **1,5 à 2,1 Billion Tep**
- **Anadarko a une connaissance précise du gaz du Dévonien de Ghadamès**
 - En Algérie: a fait une proposition de développement à Sonatrach
 - En Tunisie a foré 2 puits à la frontière Est, dont un carotte sur > 300m
 - A une grande implication dans les grands bassins US, dont celui de Marcellus qui produit du même Dévonien
- Les puits n'ont pas été testés, mais **l'épaisseur de la roche mère > 300m** et sa **maturité confirmée**, son **TOC > 10%** ainsi que **l'analogie avec** les puits de **Marcellus/Utica** permettent d'estimer les réserves avec une **précision satisfaisante**.



Tunisia BEKS Example Case - P50 Unrisked @ \$60 Oil





Réerves récupérables BEKS/ à la consommation nationale

Consommation actuelle Tunisie ~ 5 MMTEp/an	Réerves Récupérables BEKS		Eq. années Consommation
	Tcf	MM Tep	
Réerves			
Annoncées dans booklet APC	13	328	66
Oil & Gas Forum Sept: Minimum	59	1478	296
Oil & Gas Forum Sept: Maximum	84	2112	422
<i>Surface BEKS (km²)</i>	1676 km ²		
<i>Gaz en place (Tcf)</i>	<i>Min/km²</i>	<i>Max/km²</i>	
	0,35	0,5	
<i>Gaz en place BEKS (Tcf)</i>	587	838	
<i>Taux de récupération typique Gaz de Schiste</i>			10%
<i>Taux de conversion 1 Tcf vers MMTEp</i>			25,2
<i>1 m³ to Cubic foot</i>	35,25	Vérification Tcf /km ²	0,529
<i>TOC</i>	10%		
<i>Epaisseur Moyenne (km)</i>	0,25		
<i>Net to Gross Ratio</i>	60,0%		
<i>km³ Gaz /km²</i>	0,015		

100 SQUARE Km GHADAMES ALTERNATIVE TERMS /COSTS

TECHNICAL ASSUMPTIONS				ECONOMIC ASSUMPTIONS				
Dev. Well Cost	MM\$	12				Gas price	\$/MMBtu	5,00
CPU + Infrastructure	MM\$					Inflation rate		2%
% year 1	30%	0				Discount Rate		10%
% year 2	70%	0				Condensate price	\$/bbl	60
				RESULTS				
Flow lines/well		0,477				MM\$(2016)		
Fuel gas %		2%				NPV_{0%}	MM\$	1376
Opex \$/boe		1				NPV_{10%}	MM\$	207
Transport cost	\$/boe	0				IRR	MM\$	19,8%
Initial Prod/Well *	MMScfd	4000				POT	years	9,2
CAPEX Process & FL		55,33				Financial Exposure	MM\$	179
DRILLEX		1115				Profitability Index		1,18
<i>*Yearly Average at start of production</i>								
Royalty		30%				Economic cost	\$/MMBtu	2,6
Depreciation period (yrs)		5				Plateau rate	MMSm ³ /d	2,9
Petroleum Tax		10%				Total Liquids Prod	MMbbl	13,8
Uplift Dev		10%				Total Dry Gas Prod	Tcf	0,657
	/Well	1,000	3000	/Acre				
LEASE BONUS	116	60	24,7	ROYALTY & TAX		Idem + BONUS		
BREAK EVEN PRICE	3,24	\$/MMBtu		1388	1504			
EFFECTIVE ROYALTY RATE				34%	37%			

Points Économiques Clefs Gaz Non Conventionnel

- Réserves sont potentiellement gigantesques. Risque d'exploration est extrêmement faible. **Un bloc de 100 km² de BEKS est équivalent a Miskar**
- Cadre contractuel et fiscal existant inadapté aux HC NC. Vide juridique
- Le bonus d'entrée qui peut être exigé est de 100 a 500 MM\$ par bloc de 100 km² (4000 \$ a 20000 \$ /Acre) **soit 1,7 a 8,5 Billion \$ pour BEKS**
- Tout développement doit viser **le paiement du prix du gaz le plus bas possible pour la Tunisie**, la **création maximum d'emplois qualifiés** et des **retombées économiques et industrielles optimisées**.
- Le succès américain est lié aux bas couts de forage et a l'existence d'un marché du gaz et d'un réseau de transport. **Le concessionnaire ne se soucie que de produire au plus bas cout possible.**
- Nous devons nous orienter vers un système a Royalty élevée, taux d'imposition minimum et jouer un rôle central dans le traitement/transport et commercialisation. (**Modèle US**)

Impact Environnemental Gaz de Schiste*

- **Emprise au sol** (100 à 250 puits/ ~ 0,4 Tcf - 1 à 3 hectares / puits)
- **Volumes d'eau de fracturation, disponibilité et traitement** (10 à 20000 m³/puits)
- **Produits chimiques** (0,2 à 0,5 % des volumes injectés)
- **Salinité de l'eau produite** (jusqu'à 6 fois celle de l'eau de mer)
- **Qualité des cimentations et fuites de gaz annulaire**
- **Propagation verticale des fractures:** (jusqu'à 2100 ft ~ 650 m)
 - Risque de pollution d'aquifères éventuels
 - Risque de propagation des fractures en surface
- **Micro- séismes induits dans les puits producteurs** (<3 échelle de Richter)
- **Micro-séismes induits dans les puits injecteurs ou puits "poubelles"** (peut être > 4 sur l'échelle de Richter)

* USGS: Science or Soundbite? Shale Gas, Hydraulic Fracturing, and Induced Earthquakes

L'eau est le problème le plus important

- Le problème des séismes induits est essentiellement lié aux puits d'injection et maitrisable en l'absence de ceux-ci
- **Le système aquifère du Sahara Septentrional (SASS) est surexploité et extrêmement sensible.** Les volumes d'eau nécessaires représentent la capacité globale de plusieurs de nos barrages
- **Le traitement et recyclage de l'eau et l'élimination des produits chimiques est absolument nécessaire**
- La désalinisation peut être une alternative viable avec des effets bénéfiques pour tout le Sud Tunisien.
- **La mise en place d'une structure efficace de contrôle environnemental est un must**
- **Un Débat National est à instaurer avant tout et le plus vite possible**
- **Un Plan Directeur** prenant tous les aspects sociaux, fiscaux, économiques et environnementaux doit être développé, qui doit servir de base à la **Stratégie de Développement du Gaz NC**



RAFFINAGE, TRANSPORT ET STOCKAGE DES HYDROCARBURES

International:

Pipeline de **brut** In Amenas–La Skhira sous-utilisé à 20% de sa capacité.

Pipelines de **gaz** Enrico Mattei (2x 48’’)

Pas de PSA à long terme de brut ou gaz avec l’Algérie malgré cette infrastructure disponible

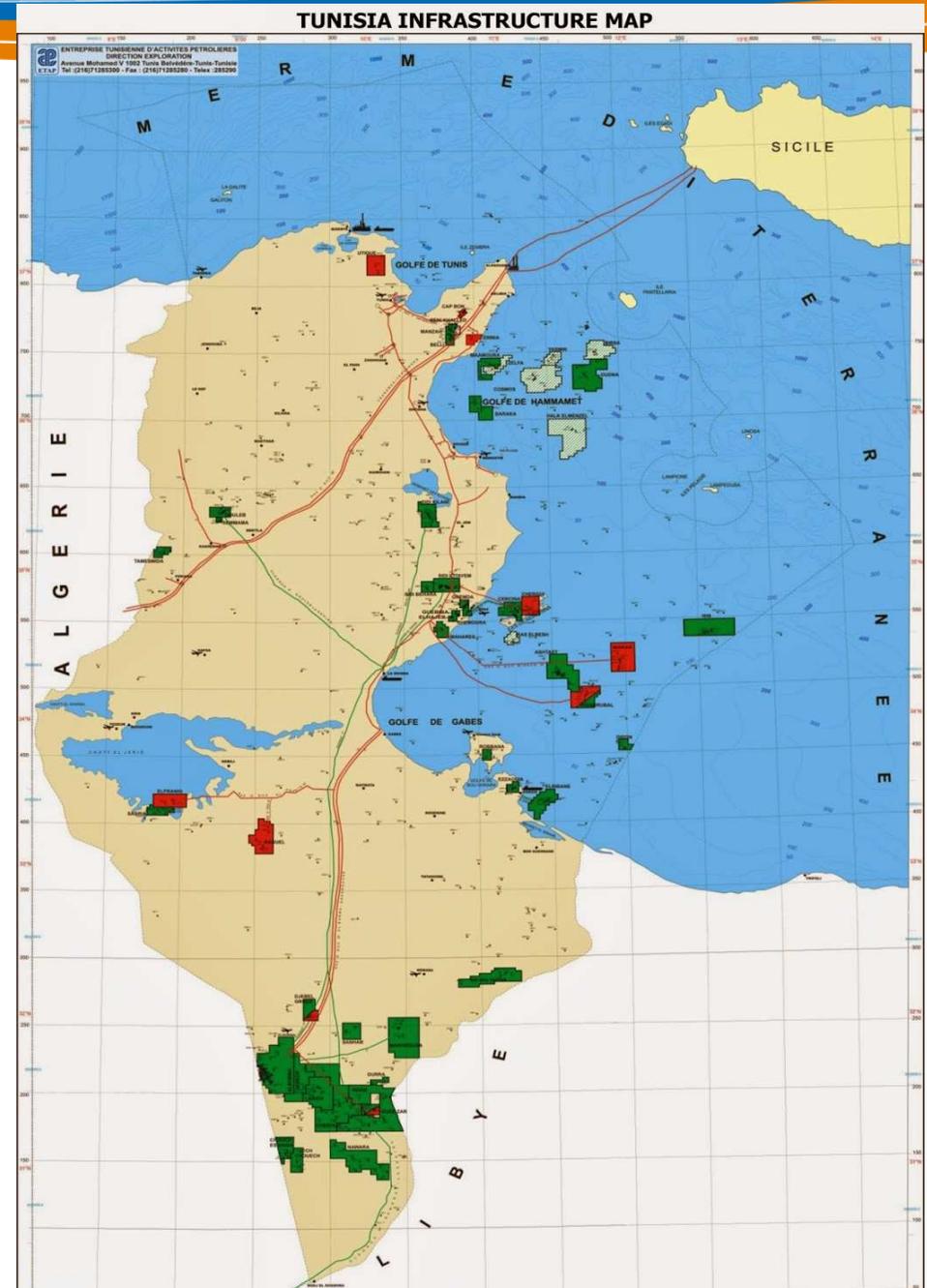
Domestique:

Réseau de **Gaz** développé, sauf Nord et Nord Ouest. **GPL** produit dans le Sud – besoins dans le Nord, Centre et Ouest. Capacité de stockage insuffisante: 64000 m3 (100 000 exigés par la loi 45-90). 2/3 hors normes de sécurité. Capacité de mise en bouteille ne couvre pas le pic de demande

Produits raffinés: Capacité de raffinage: **30%** des besoins actuels, **15% en 2030**.

Capacité de Stockage: 45% des besoins. Principalement à la Skhira. Radès 25% pour 62% des ventes.

225 camions pour 25 Cies. Transport routier intense. Capacité d’importation portuaire insuffisante (5 ports)



Points critiques mid et downstream

- Capacité de raffinage. Projet de raffinerie a la Skhira suspendu
- **Capacité de stockage/ Capacité d'importation portuaire /Capacité de distribution ... Insuffisance, congestion et risques de sécurité.**
- Absence de contrats d'approvisionnement à long terme (PSA). Trading sur le marché spot handicapé par des procédures lourdes
- **Sous-utilisation des pipelines de pétrole et de gaz traversant la Tunisie**
- Fiscalité des produits raffinés coûteuse pour l'Etat. Celle du GPL, favorise le marché parallèle et le détournement
- **Absence d'opérateurs internationaux de terminaux pétroliers**
- L'Etat n'a pas de quoi investir dans les infrastructures nécessaires

A noter que la Corée du Sud a développé son industrie pétrolière et gazière sur la base du trading et du stockage. Elle exporte aux US!

Un "projet" d'importation de LNG est souvent évoqué ...



ELEMENTS D'UNE STRATEGIE DE RENAISSANCEE DU SECTEUR

Objectifs de toute stratégie énergétique

Assurer la sécurité énergétique de la Tunisie à l'horizon 2030.

Couvrir ses besoins futurs:

- Avec une marge de sécurité suffisante,
 - De la façon la rentable et la plus économique possible,
 - De la manière la plus respectueuse possible de l'environnement,
 - En assurant l'impact social le plus positif possible
- En visant un haut niveau de maîtrise technologique nationale
- En adhérant strictement aux normes de transparence et de bonne gouvernance

AXES DE LA STRATEGIE PROPOSEE

- Séparation des rôles Administration et Entreprise d'Activités Pétrolières
- Adoption de la Transparence et de la Gouvernance dans le secteur
- Utilisation de l'opportunité des **Concessions Venant à Échéance** et du **Gaz Non Conventionnel de Ghadamès** comme leviers pour:
 - Implanter un **nouveau type de Contrats**, éliminant le risque prix sur notre pétrole et notre gaz
 - Assurer des **rentrées d'argent à l'Etat immédiates** par des Bonus d'Entrée
 - **Attirer les grandes IOC's** disposant des moyens techniques et financiers
 - Inciter contractuellement et économiquement à l'exploration **des zones sous-explorées** par la **Consolidation** et la suppression du **Portage**
 - Assurer **notre auto-suffisance en gaz**, et, pour des réserves excédentaires créer une dynamique d'export et **une industrie gazière industrialisante**
 - Dynamiser la compagnie nationale et assurer le début de son **internationalisation effective** par le biais de **Swap d'Assets**
- **Garantir notre approvisionnement (long term PSA's w/Algeria)** et **diversifier nos sources** d'approvisionnement

Notre potentiel le plus important se trouve dans le Gaz non conventionnel de Ghadamès

Pour assurer le développement de ce gaz de façon optimale:

- **Investir dans une évaluation plus précise des réserves,**
- **Développer un Master Plan couvrant tous les aspects environnementaux, sociaux, fiscaux et économiques,**
- **Préparer la mise en place des structures de contrôle nécessaires,**
- **Ouvrir un débat national serein et conforter toutes les inquiétudes**
- **Etablir un cadre organisationnel, contractuel et fiscal adapté,** permettant de l'utiliser comme levier pour attirer les grandes IOCs et dynamiser l'exploration conventionnelle dans les zones sous-explorées.
- **Faire de ce développement un modèle de fonctionnement futur** (Bid rounds, Road shows, ETAP comme Cie Pétrolière, Retombées technologiques nationales, Retombées Sociales et Économiques)

Éléments de stratégie énergétique: Appro/Transport/Stockage

Notre voisinage avec l'Algérie et l'existence de ses pipelines est à considérer comme une opportunité et non une menace:

- **Négocier des contrats d'approvisionnements a long terme équitables:**
 - Basés sur les contrats internationaux type existants,
 - Utilisant une formule de prix indexée sur le marché
 - Garantissant au vendeur et l'obligéant a fournir une quantité minimum
- **Encourager la participation de tiers dans des projets d'importation à travers la Tunisie et d'installation de nouveaux terminaux. Ex. Projet de Pipeline + Terminal de fractionnement et d'export GPL**
- **Diversifier les moyens et sources d'approvisionnement en assurant aux investisseurs/opérateurs un quota du marché local. Ex. Gaz naturel liquéfié,**
- **Coupler les projets de raffinage/ importation et infrastructures**
- **Encourager l'investissement privé par la libéralisation des prix et l'ouverture du marché, la compensation devant être plus justement attribuée a ceux qui ont en besoin.**

Éléments de stratégie énergétique: réforme du secteur

La réforme du secteur est nécessaire et urgente:

- **Agence Nationale des Hydrocarbures** (*interlocuteur unique*)
 - Regroupant une partie des compétences partagées entre DGE et ETAP,
 - Financée par exemple par une taxe sur le carburant (modèle IFP initial)
 - Investissant dans la valorisation du sous-sol par des investissements et des études et la numérisation des données et transactions
 - Fonctionnant en toute transparence: Bid Rounds, critères publics de pré-qualification, accès non discriminatoire et ouvert aux données

Supervisée par un Comité d'Éthique (*Professionnels, Représentants des pouvoirs législatif et exécutif, Organismes de contrôle, Société Civile*).
- Modification de la mission de l'ETAP pour en faire une véritable compagnie pétrolière, **dotée d'une vision et de moyens**, en fédérant l'ensemble de ses filiales opératrices
- **Privatisation partielle de ETAP**, l'Etat y gardant une Golden Share. Incitation d'ETAP à **opérer** des champs en fin de Contrat et participer activement à **l'appréciation, la découverte et la production**
- Dotation du Ministère d'une **Direction Stratégie Planification**

Réforme du Code des Hydrocarbures

- **Modification Article 19.5 en ligne avec l'Article 13 de la Constitution**
- **Simplification de la fiscalité: Un seul taux de redevance & un seul taux d'imposition pour le gaz et pour le pétrole. Suppression du facteur R**
- **Faire figurer tous les paramètres fiscaux et contractuels dans la Loi**
- **Adopter un seul système contractuel pour l'exploration**
- **Introduire le Contrat de Service (fixed \$ per boe produced) pour tous les champs et découvertes existants. Les attribuer par appel d'offre international et ouvert. Exiger un bonus entrée**
- **Système contractuel et fiscal spécifique aux Hydrocarbures non Conventionnels, tenant compte de leur spécificité (probabilité de succès élevée, paiement de bonus d'entrée, redevance élevée, contrôle environnemental resserré,..)**
- **Consolidation fiscale de l'exploration et suppression du portage ETAP**
- **Amendement de l'Article 105.1 pour exiger un impôt sur les transactions**

Poursuite et intensification du développement ER

- **Veiller à implanter le programme ambitieux d'Énergies Renouvelables**
- **Etablir un bilan des progrès réalisés à l'horizon 2020. Identifier et appliquer les mesures correctives pouvant s'avérer nécessaires**
- Intensifier le développement de projets ER par l'adoption d'un Feed In Tariff incitatif et transparent
- **Encourager, faciliter et intensifier le processus de production électrique pour auto-consommation**
- **Développer les compétences et technologies Smart Grid**
- **Investir dans les pépinières et start-ups ER et technologies associées**
- Introduire la transparence et la bonne gouvernance dans l'attribution de concessions ER
- **Poursuivre/intensifier la sensibilisation et la prise de conscience publique sur les bonnes pratiques d'économie d'énergie**

- *We find oil in **new places with old ideas**. We also find oil in **old places with new ideas** ..*

*Often we think that **we will be short of oil**, while **we are only short of ideas** !!!*

- *One **single big oil or gas field** can **make a country's future** or **undermine its destiny** ...*

*It all depends on **how this field is managed** and **how the wealth it represents is used***

- *Tout **recul de la volonté** est **une parcelle de substance perdue**. Combien donc l'hésitation est prodigue !*

Et qu'on juge de l'immensité de l'effort final nécessaire !

Quelques unes des références

- **"The Prize - The Epic Quest for Oil, Money & Power"** by D. Yergin, Dec. 1990
 - **Project Economics and Decision Analysis** by M.A. Mian Penn Well, 2002
 - **International Exploration Economics, Risk, and Contract Analysis**, by Daniel Johnston, Penn Well, 2003 + **International Oil Company Financial Management in Non Technical Language**, by Johnston & Bush, Penn Well, 1998
 - **Investment Profitability Studies of Exploration and Production Projects IFP/TOTAL Course: Direction Générale de l'Exploration Production**
 - **Contractual Framework of the Oil & Gas Exploration and Production Activity, IFP Course: Upstream Economy & Management**
 - **Stratégie Energie Vision 2030 – MEMER Versions, 2015, 04/2016 & 11/2016**
 - **Problématique Article 13 – Présentation DGE à l'ARP, Nov. 2016**
 - **Frasnian Shale Depositional Model**, by P. THOMPSON, "Anadarko Tunisia" – Tunisia Oil & Gas Summit – 30/09/2016
 - **"Unconventional Gas Shales Development, Technology & Policy Issues"**, United States Congressional Research Service - 2010
- + **Anadarko Workshop on BEKS non Conventional Gas, Tunis - May 2016,**
- + **Various USGS Reports on Shale Gas**