

# Assemblée générale

14 juin 2012



Source : Anadarko - Eni

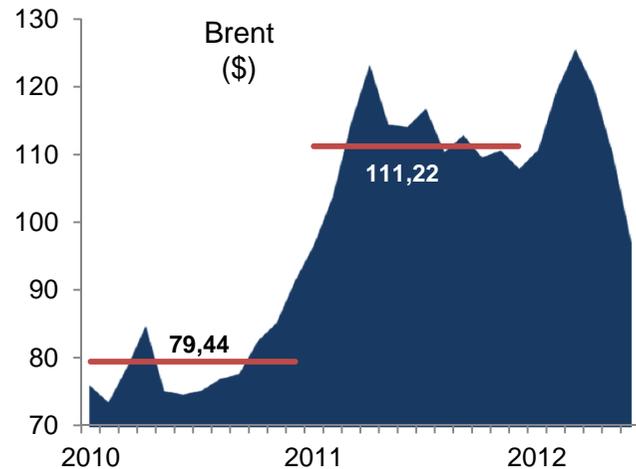


**MAUREL & PROM**

[www.maureletprom.fr](http://www.maureletprom.fr)



Activité 2011  
*Jean-François HENIN*  
*Président – Directeur général*

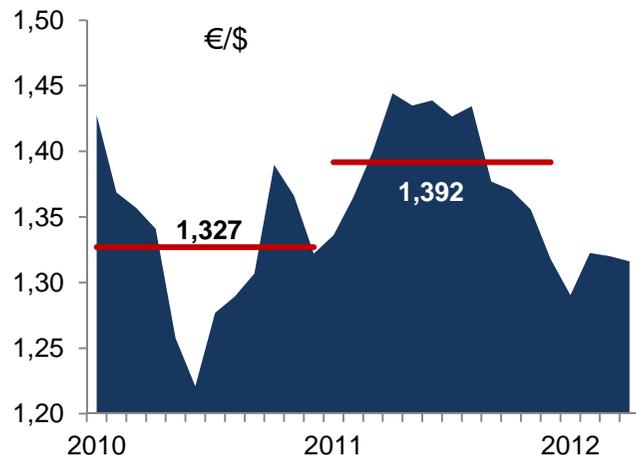


### Opérations sur les actifs du Groupe

- ▶ Focalisation des moyens sur les actifs en production
- ▶ Alliance sur l'activité d'exploration
- ▶ Cessions d'actifs

### Niveau soutenu de l'activité en 2011

- ▶ Augmentation de la production moyenne et des réserves
- ▶ Forte génération de cash flow
- ▶ Réduction du risque financier lié à l'activité d'exploration



### Amélioration de la structure financière : comptes et bilan

- ▶ Lisibilité améliorée
- ▶ Visibilité accrue
- ▶ Augmentation des marges
- ▶ Réduction de la dette nette

### En 2012, poursuite des efforts portant sur

- ▶ L'accélération du rythme d'augmentation de la production
- ▶ La mise en valeur du portefeuille d'actifs
- ▶ La recherche active de nouvelles alliances

## Opérations sur les actifs du Groupe

- Alliance stratégique en Colombie et au Pérou
- Vente de MP Venezuela
- Distribution de MP Nigeria
- Fusion-absorption de Caroil avec Tuscany
- Exercice du droit de préemption en Tanzanie (2012)

### ↳ *du risque financier lié à notre activité d'exploration*

## Rééquilibrage du portefeuille

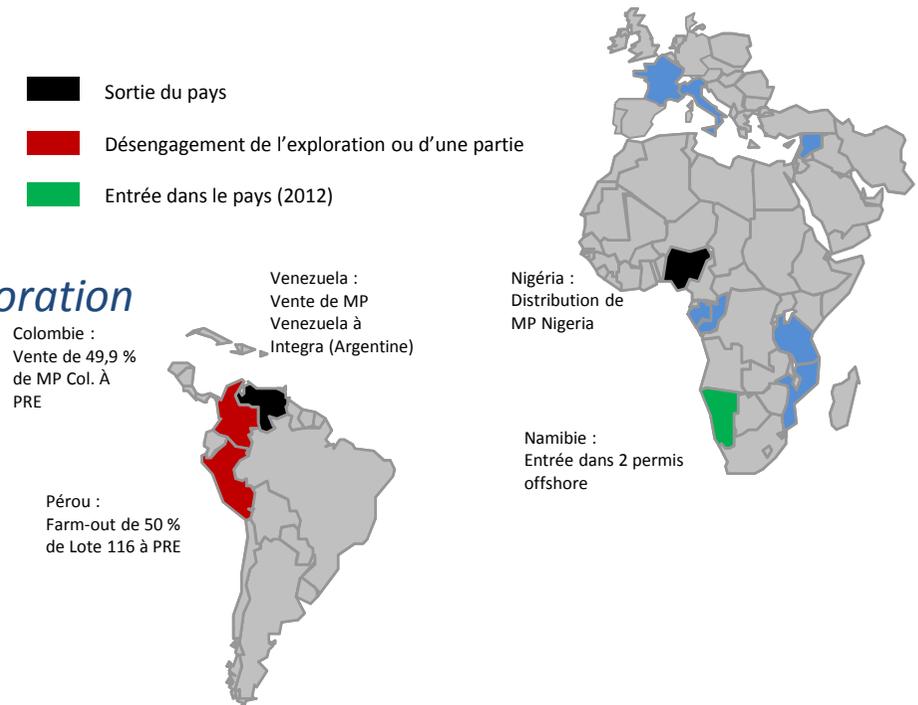
- 6 champs en production au Gabon
- Mise en production de Sabanero en Colombie

### ↗ *des cash flows du Groupe*

## Accroissement des réserves

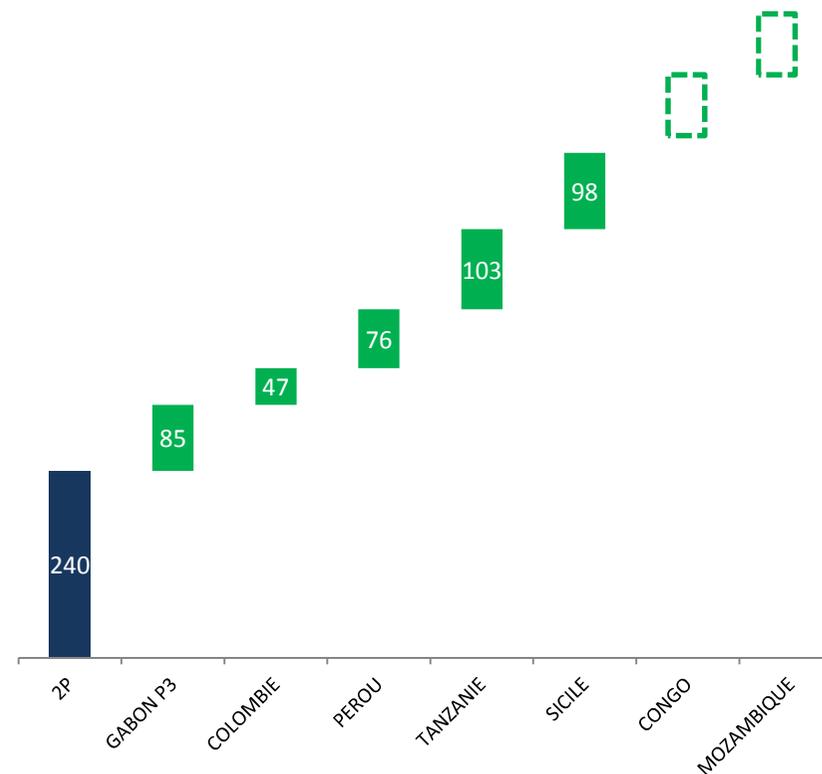
- Confirmation du niveau des réserves au Gabon
- Premières réserves en Colombie sur Sabanero
- Accroissement des réserves en Tanzanie (exercice du droit de préemption sur Mnazi Bay, 2012)

### ↗ *de la valeur des actifs*

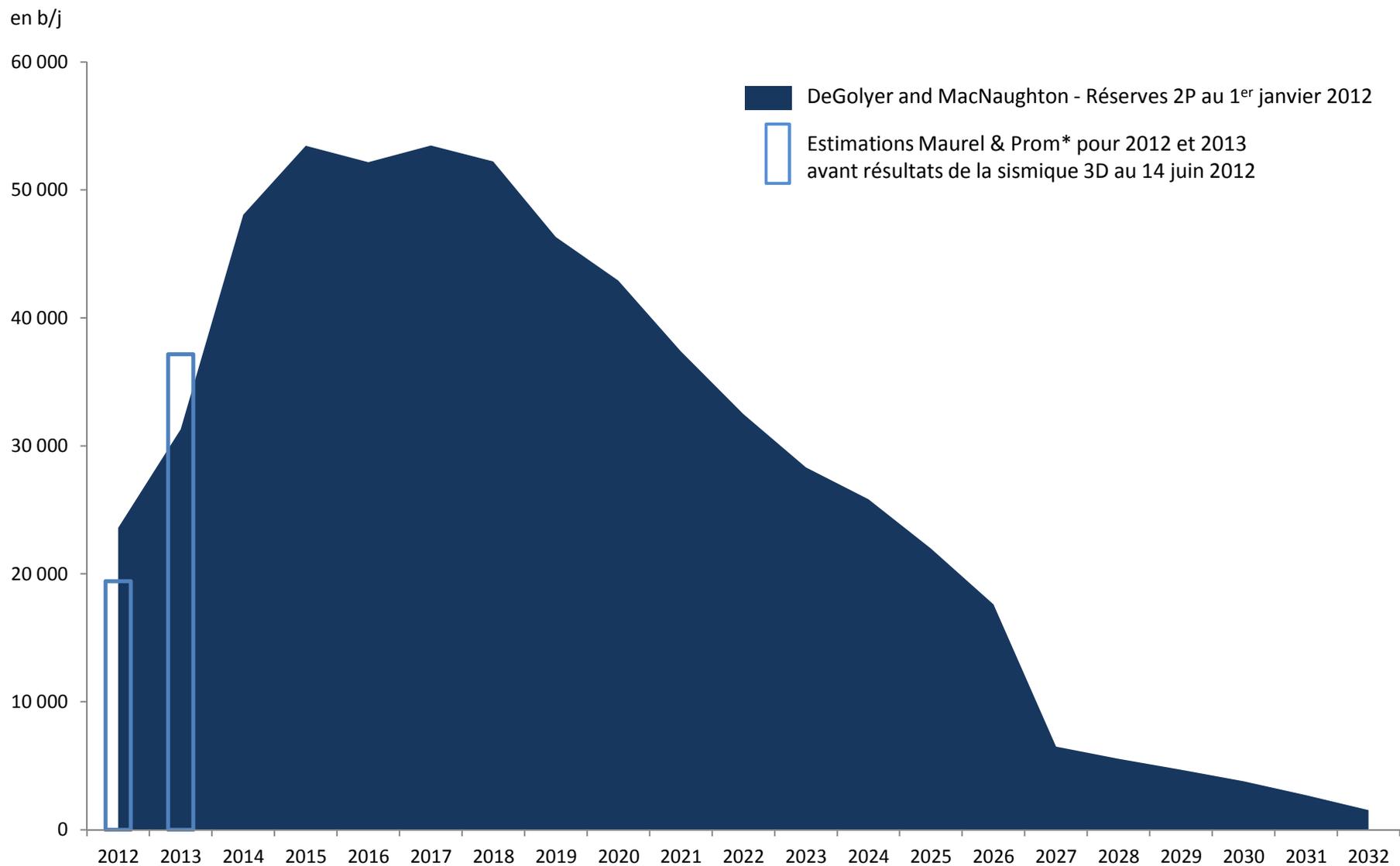


**Réserves P1+P2 nettes de redevances**
*en Mboe*

	2 011	production	révision	acquisition	2 012	P1	P2
<b>OMOUEYI</b>	<b>173,2</b>	-5,3	8,5		<b>176,4</b>	56,5	119,9
<b>BANIO</b>	<b>0,4</b>	-0,1	0,2		<b>0,5</b>	0,3	0,1
<b>GABON</b>	<b>173,6</b>	-5,4	8,7		<b>176,8</b>	56,8	120,0
<b>SABANERO</b>	<b>0,0</b>	0,0	7,8		<b>7,8</b>	2,9	4,9
<b>COLOMBIE</b>	<b>0,0</b>	0,0	7,8		<b>7,8</b>	2,9	4,9
<b>MNAZI BAY</b>	<b>44,5</b>	-0,2	0,0	11,4	<b>55,7</b>	20,5	35,2
<b>TANZANIE</b>	<b>44,5</b>	-0,2	0,0	11,4	<b>55,7</b>	20,5	35,2
<b>Total huile</b>	<b>173,6</b>	-5,4	16,5		<b>184,6</b>	59,7	124,9
<b>Total gaz</b>	<b>44,5</b>	-0,2	0,0	11,4	<b>55,7</b>	20,5	35,2
<b>TOTAL</b>	<b>218,1</b>	-5,6	16,5	11,4	<b>240,3</b>	80,2	160,1

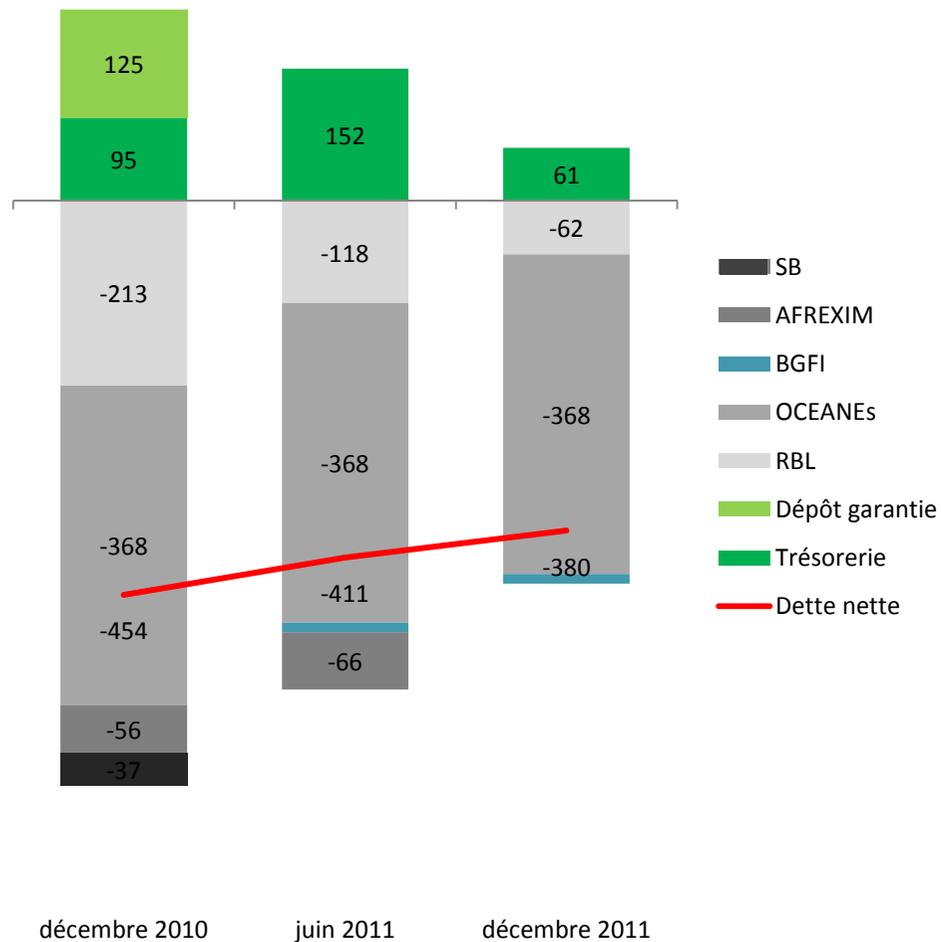
**Ressources additionnelles  
en Mboe**


## Profil de production au Gabon (100%)



\* Si obtention des AEE Omoc et Omoc-N

Dette nette du Groupe (en M€)



*Réduction de la dette nette*

*Capacité importante de levée de fonds complémentaire*

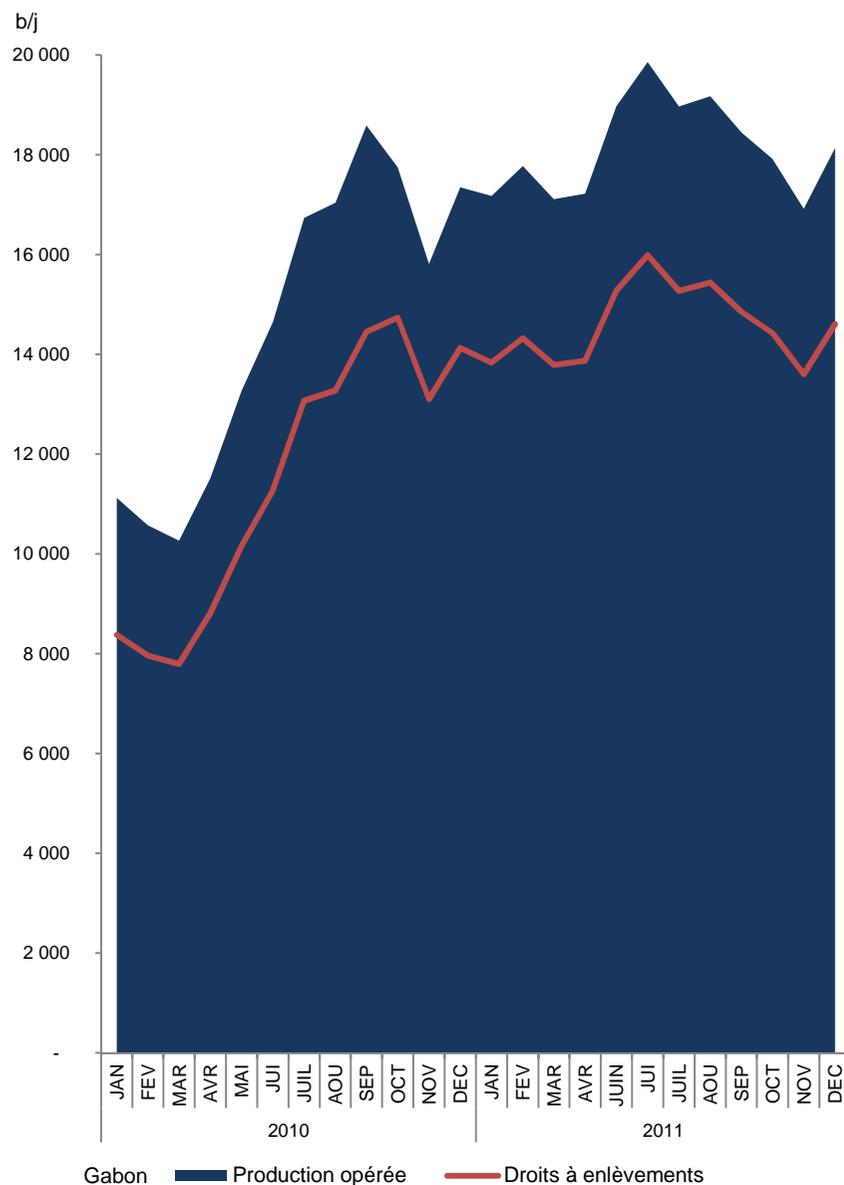
*Élimination du risque financier en Colombie*

*Fort cash flow au Gabon permettant le financement des activités du Groupe et du siège*



Finance 2011  
*Michel HOCHARD*  
*Directeur administratif et financier*

## Production 2011 et prix de vente



		2011	2010
Production vendue	b/j	14 269	11 768
Prix de vente	\$/b	110,9	78,5
<b>Chiffre d'affaires Gabon</b>	M€	<b>414,9</b>	<b>253,9</b>
Autres	M€	0,9	0,6
Effet des couvertures	M€	-42,3	-37,9
<b>Chiffre d'affaires consolidé</b>	M€	<b>373,6</b>	<b>216,6</b>

*Hausse de la production vendue : +21%*

*Hausse du prix de vente de référence*

*Baisse du discount vs Brent : de -0,9 à -0,3\$/b*

## Résultat opérationnel

En M€	2011	2010
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>373,6</b>	<b>217,0</b>
<i>Charges</i>	-63,6	-57,8
<i>Autres</i>	0,8	0,3
<b>Marge brute</b>	<b>310,8</b>	<b>159,5</b>
	<b>83%</b>	<b>74%</b>
<i>Impôts et taxes</i>	-23,8	-15,7
<i>Charges de personnel</i>	-14,2	-13,8
<b>Excédent brut d'exploitation</b>	<b>272,7</b>	<b>130,0</b>
	<b>73%</b>	<b>60%</b>
<i>Amortissements à la dépréciation</i>	-62,1	-47,4
<b>Résultat sur activités de production</b>	<b>210,6</b>	<b>82,6</b>
<i>Exploration en charge</i>	-40,0	-211,5
Résultat sur activités de production et d'exploration	170,6	-128,9
Résultat de cession MP Venezuela	-25,5	0,0
Résultat de cession 49,9% de MP Colombia	122,0	0,0
<i>Autres éléments opérationnels</i>	-9,7	-10,0
<b>Résultat opérationnel</b>	<b>258,1</b>	<b>-138,9</b>

### Amélioration de la rentabilité

- ▶ Hausse de la marge brute liée à la hausse de la production et des prix de vente
- ▶ Hausse de l'EBE, stabilisation des frais de personnel

### Réduction du profil de risque

- ▶ Baisse des charges d'exploration

### Restructuration du portefeuille d'actifs

- ▶ Résultat exceptionnel lié à la cession de MP Venezuela
- ▶ Résultat de cession suite au partenariat conclu avec PRE

## Rappel de la dette du Groupe et évolution

### Reserve Based Loan

Date de mise en place : 30 janvier 2009

Durée : 4 ans

Capacité de tirage initiale : 255 M\$

Capacité de tirage modifiée le 21 octobre 2010 : 330 M\$

Capacité de tirage au S1 2012 : 264 M\$ (selon amortissement)

Tirage au 14 juin 2012 : 80 M\$

- Covenants
- un ratio financier endettement consolidé/fonds propres (hors effet de change et instruments dérivés de couverture) < 1  
▶ **0,55 au 31/12/2011**
  - un current ratio >1,1, ce ratio désignant le ratio financier actif courant/passif courant (hors instruments dérivés),  
▶ **1,31 au 31/12/2011**

### Oceanes 2014

Échéance : 31/07/2014

Nominal : 15,6 €

Montant : 297,4 M€

Taux d'intérêt : 7,125%

Nombre initial : 19 063 600

Nombre actuel : 19 061 265

Ratio de conversion: 1,22

### Oceanes 2015

Échéance : 31/07/2015

Nominal : 12,7 €

Montant : 68,7 M€

Taux d'intérêt : 7,125%

Nombre initial : 5 411 812

Nombre actuel : 5 411 612

Ratio de conversion: 1,19

### BGFI

Mise en place : avril 2011

Échéance : avril 2012, reconduit un an

Capacité de tirage initiale : 15 M€

Tirage au 14 juin 2012 : 11 M€

Taux d'intérêt : Euribor + 2%

## Résultat financier

En M€	2011	2010
Intérêts OCEANE	-34,0	-28,0
Intérêts sur autres emprunts	-6,2	-4,4
Produits de trésorerie	3,2	4,0
Autres	1,4	-4,2
<b>Coût de l'endettement net</b>	<b>-35,5</b>	<b>-32,5</b>
Evolution des cours de change	22,2	54,8
Autres	-3,5	-3,2
<b>Résultat financier</b>	<b>-16,8</b>	<b>19,1</b>

## Cession de Caroil

- 120 M\$ en devises, soit 87 M€ ;
- 81,5 millions de titres Tuscany, cotés à la Bourse de Toronto ;
- et 27,5 millions de bons d'attribution d'actions selon la parité une pour une exerçable immédiatement sans condition par Maurel & Prom.

Suite à cette opération, Maurel & Prom détient 29,05 % des actions de Tuscany, qui fait l'objet d'une consolidation par mise en équivalence depuis le 15 septembre 2011.

## Distribution de MP Nigeria

Le 15 décembre 2011, Maurel & Prom a distribué à ses actionnaires l'intégralité des actions composant le capital de sa filiale MP Nigeria à raison de une action MP Nigeria pour une action Maurel & Prom.

Concomitamment, les actions MP Nigeria ont été admises aux négociations sur le marché réglementé de NYSE Euronext à Paris. Cette opération avait au préalable été approuvée par les actionnaires de Maurel & Prom réunis en assemblée générale ordinaire le 12 décembre 2011.

A l'issue de cette opération, Maurel & Prom ne détient plus aucune action de MP Nigeria.

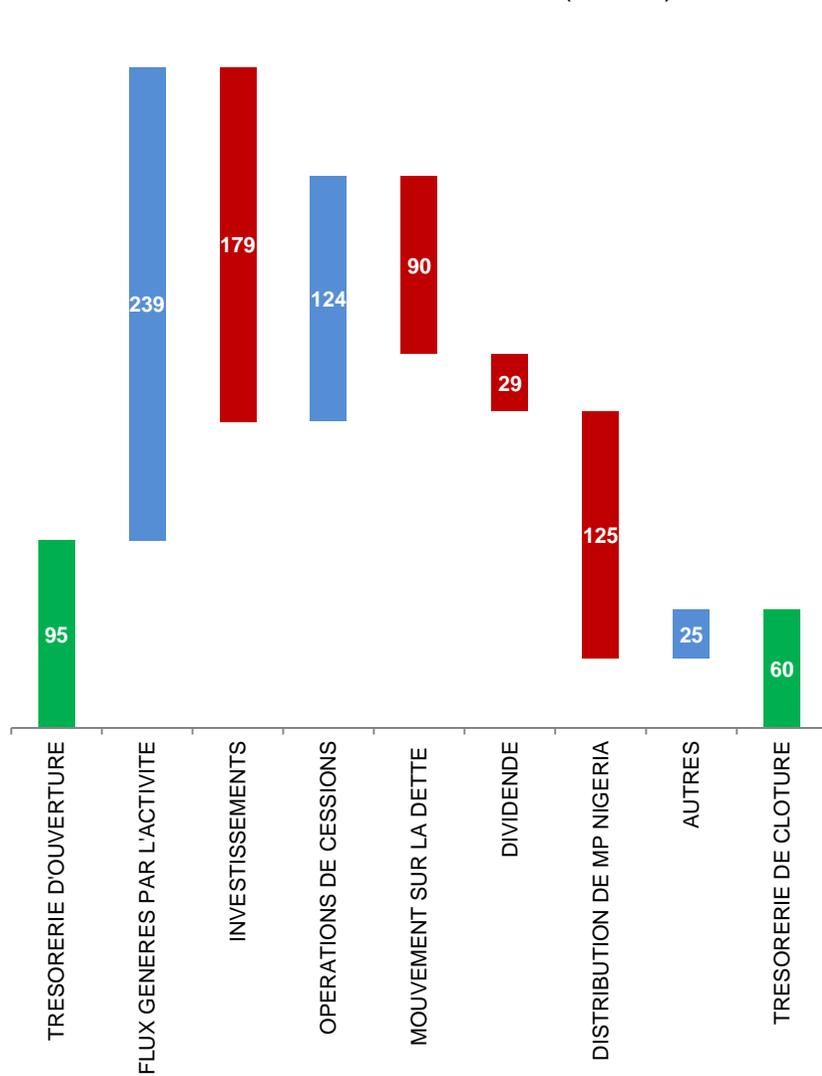
## Résultat net

En M€	2011	2010
Résultat avant impôts	241,3	-119,8
<i>Impôts</i>	-98,2	-44,7
<i>SME</i>	-1,3	4,5
Résultat net des sociétés conservées	141,7	-160,0
Résultat net des sociétés cédées	22,8	21,2
<i>Caroil</i>	8,7	12,4
<i>MP Nigeria</i>	14,2	2,2
<i>Autres</i>	-	6,7
<b>Résultat net consolidé</b>	<b>164,6</b>	<b>-138,8</b>

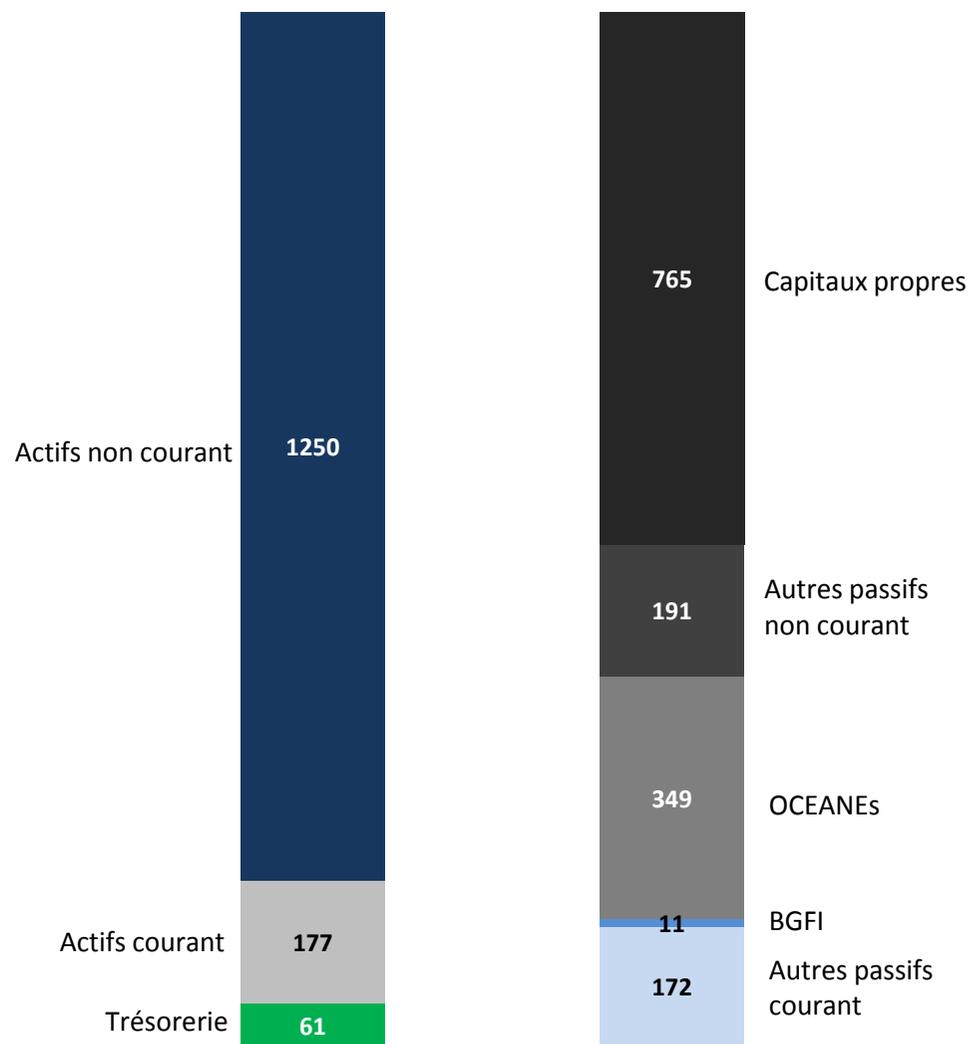
Proposition d'un dividende de 0,40 € par action  
 Détachement le 21 juin 2012  
 Mise en paiement le 26 juin 2012

# Flux de trésorerie et structure bilancielle

Flux de trésorerie 2011 (en M€)



Bilan au 31/12/2011 (en M€)

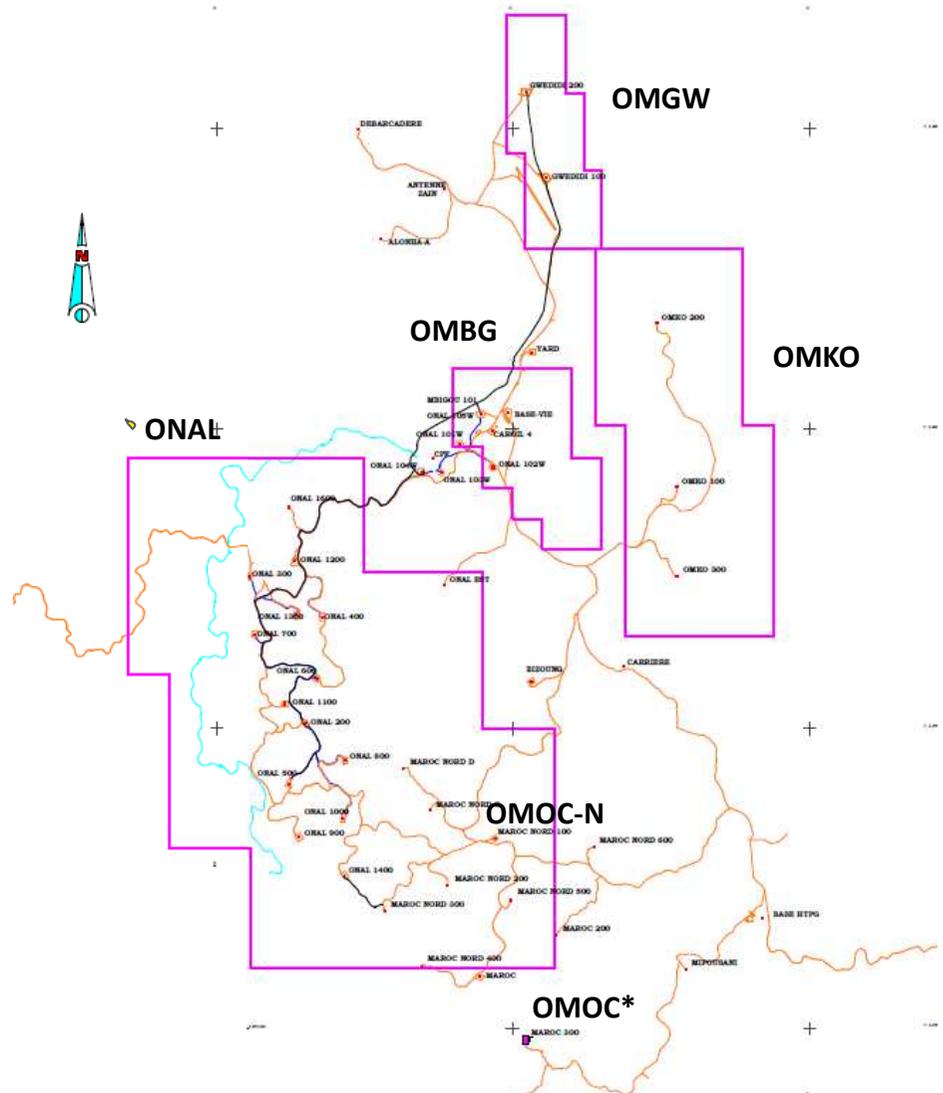
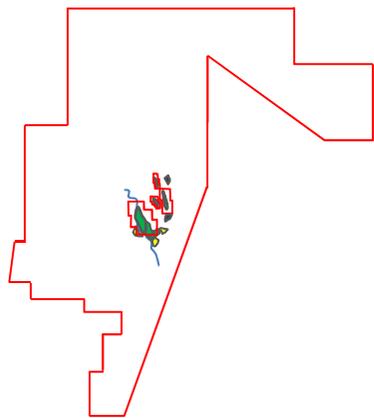




Exploration & Production  
*Philippe CORLAY*  
*Directeur production*

*Jean Bié*  
*Directeur Exploration*

# Gabon : localisation des champs producteurs



*\* Demande d'Autorisation Exclusive d'Exploitation en cours*

## Omoc-N : point sur l'incident



### Constat

- Fin janvier : production supérieure aux prévisions
- Affaissement de la PF Omoc-N-100 pendant le forage du puits Omoc-N-104

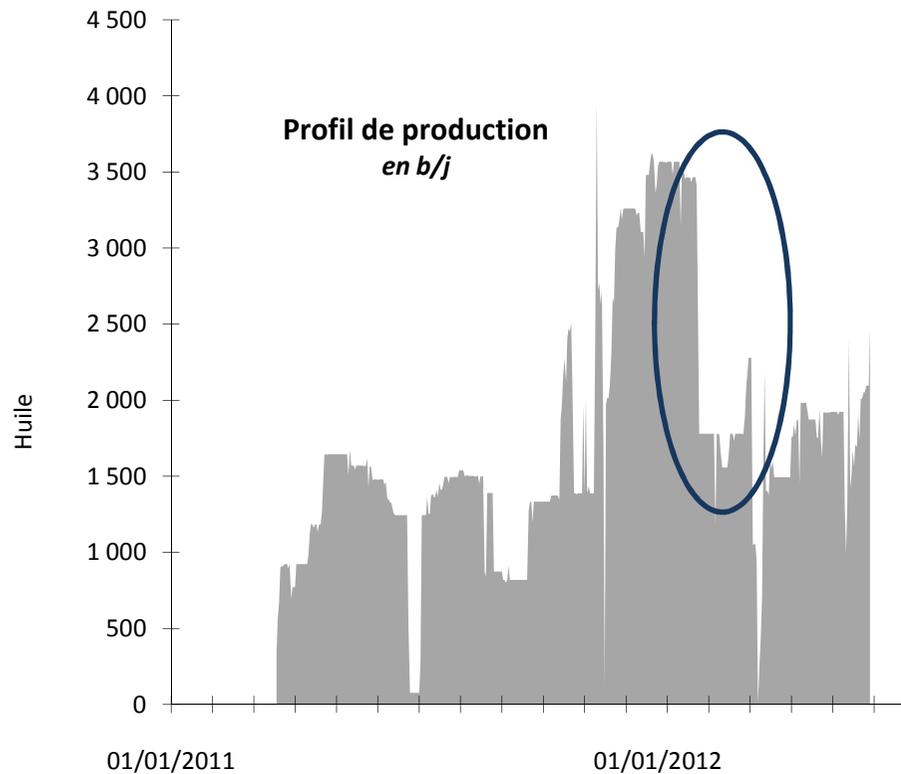
### Conséquences

- Arrêt de la production des deux puits en production
- Impossibilité de mettre en production le puits Omoc-N-103 déjà foré
- Impossibilité de forer les deux puits supplémentaires prévus

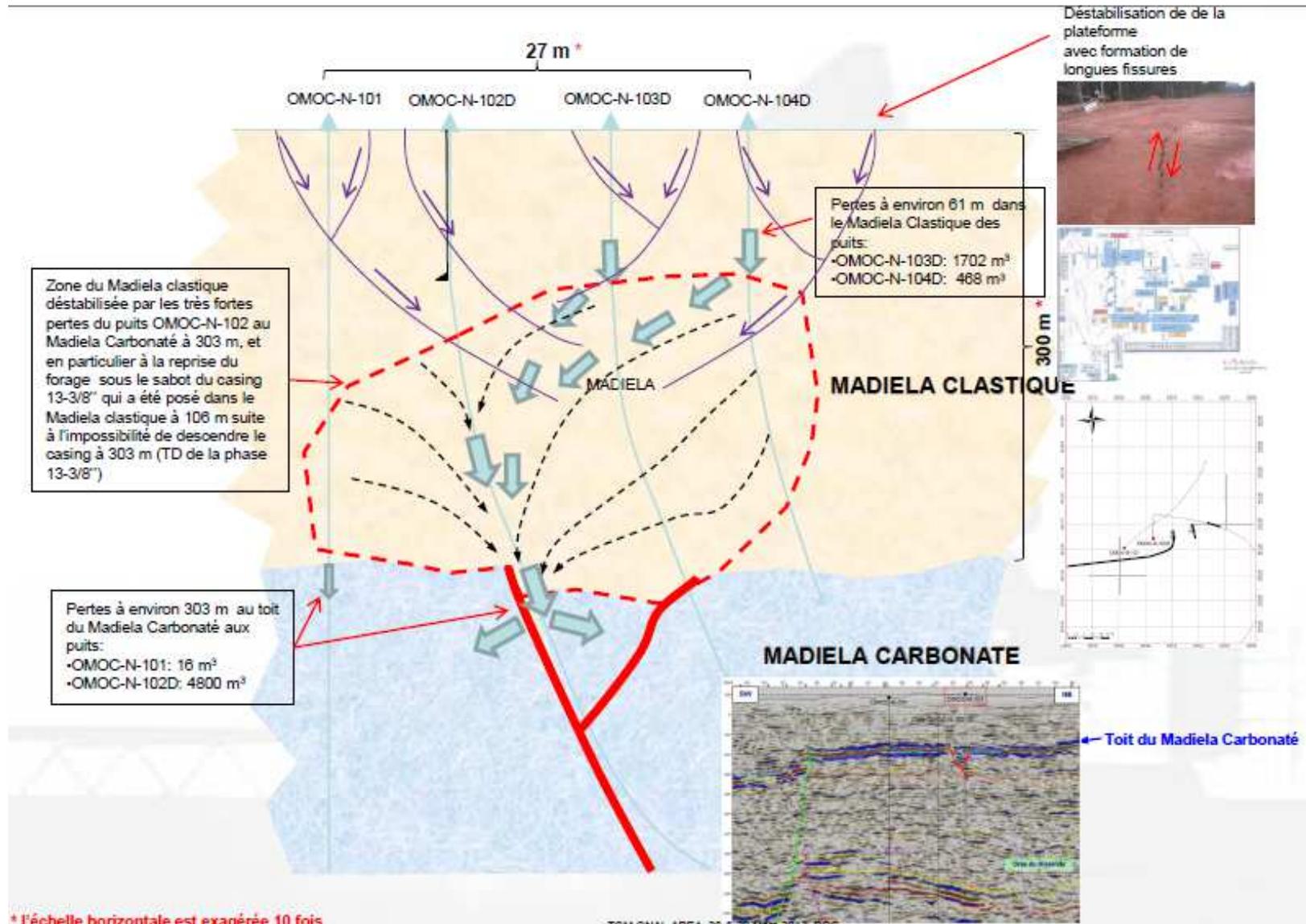
### Plan d'action

- Observation de la surface et mesures régulières pendant la saison des pluies : stable à ce jour
- Redémarrage des deux puits en saison sèche : juillet 2012
- Construction d'une plate-forme supplémentaire pour remplacer les puits non forés
- Acquisition sismique 3D afin d'imager les zones impliquées
- Modification de l'architecture de forage

#### ► Décalage du planning de forage



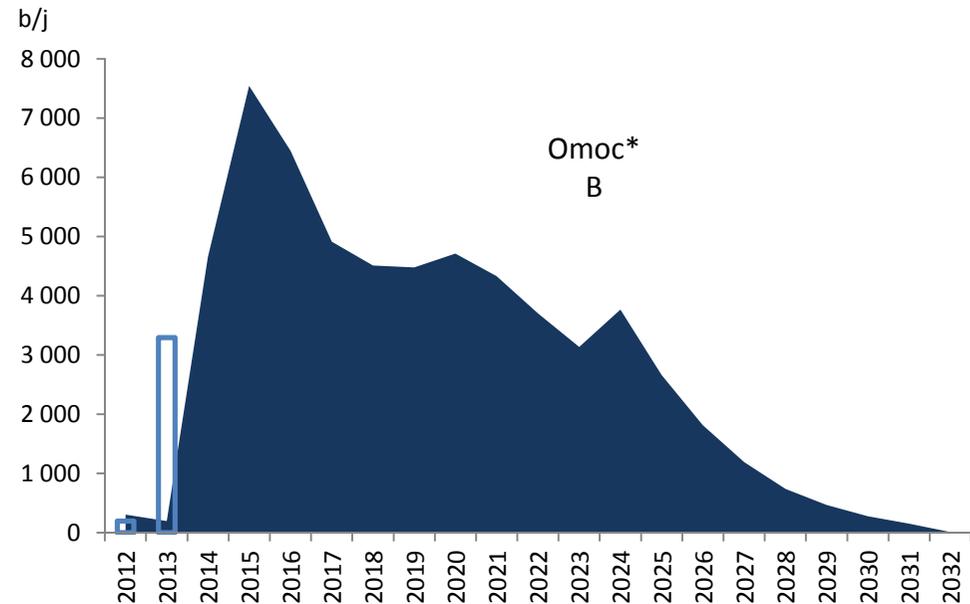
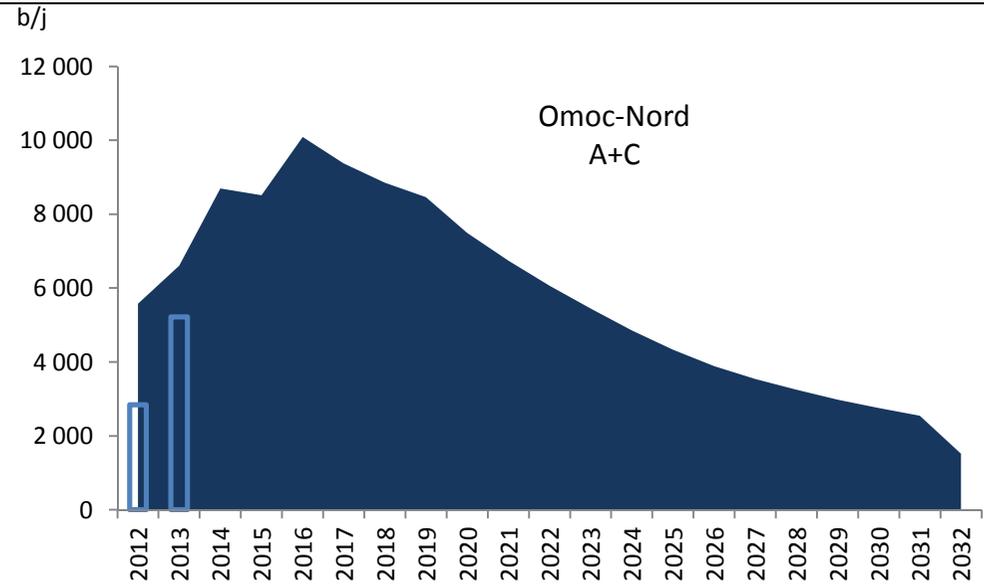
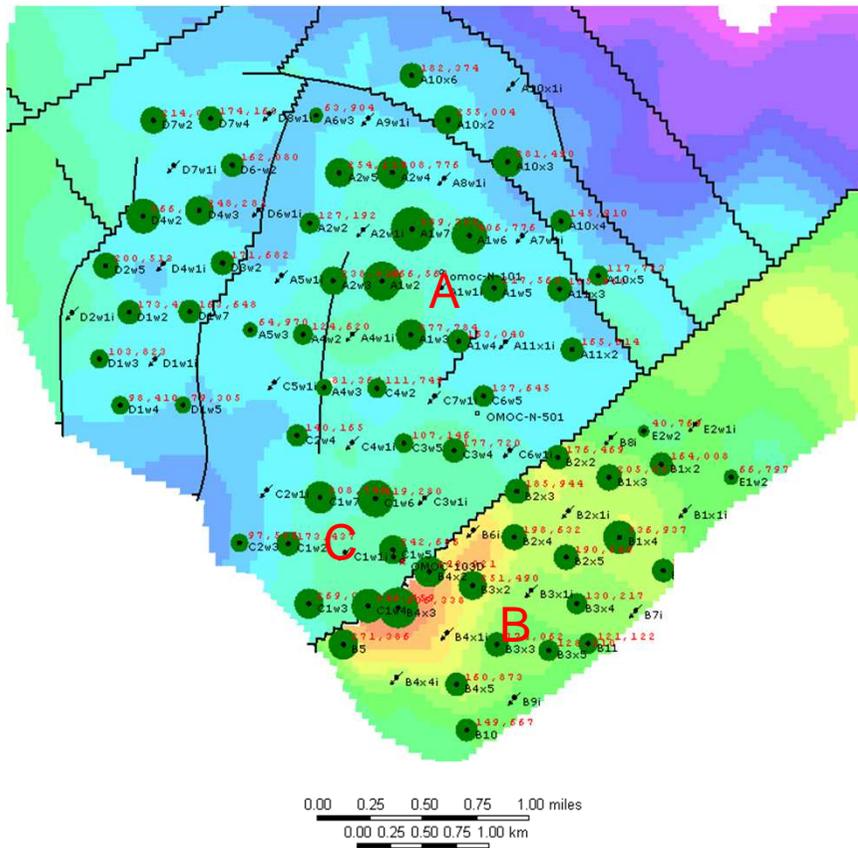
# Omoc-N : zoom sur les raisons de l'affaissement





# Omoc et Omoc-N : développement du Kissenda

- DeGolyer and MacNaughton - Réserves 2P au 1<sup>er</sup> janvier 2012
- Estimations Maurel & Prom\* pour 2012 et 2013 avant résultats de la sismique 3D au 14 juin 2012



## Constat

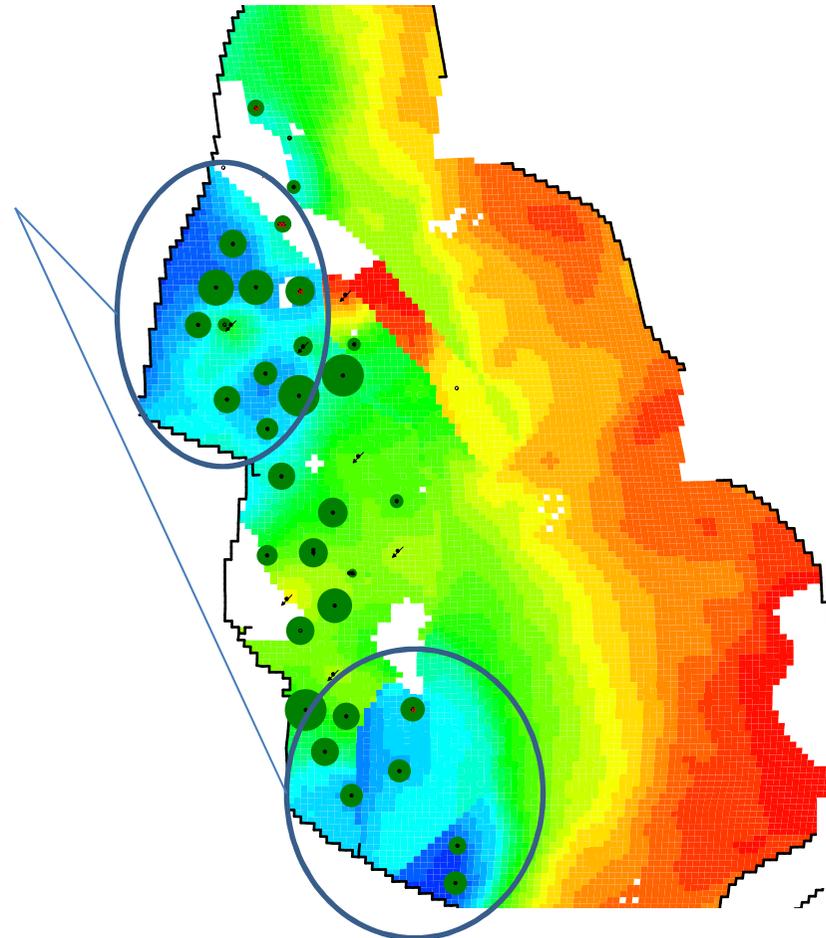
- Mise en place d'un pilote d'injection d'eau en 2010
- Mise en évidence d'un réservoir plus hétérogène que prévu par les données statiques initiales
- Mise en évidence de percées d'eau rapides sur certains puits producteurs
- Non soutient en pression vers certains autres puits

## Conséquences

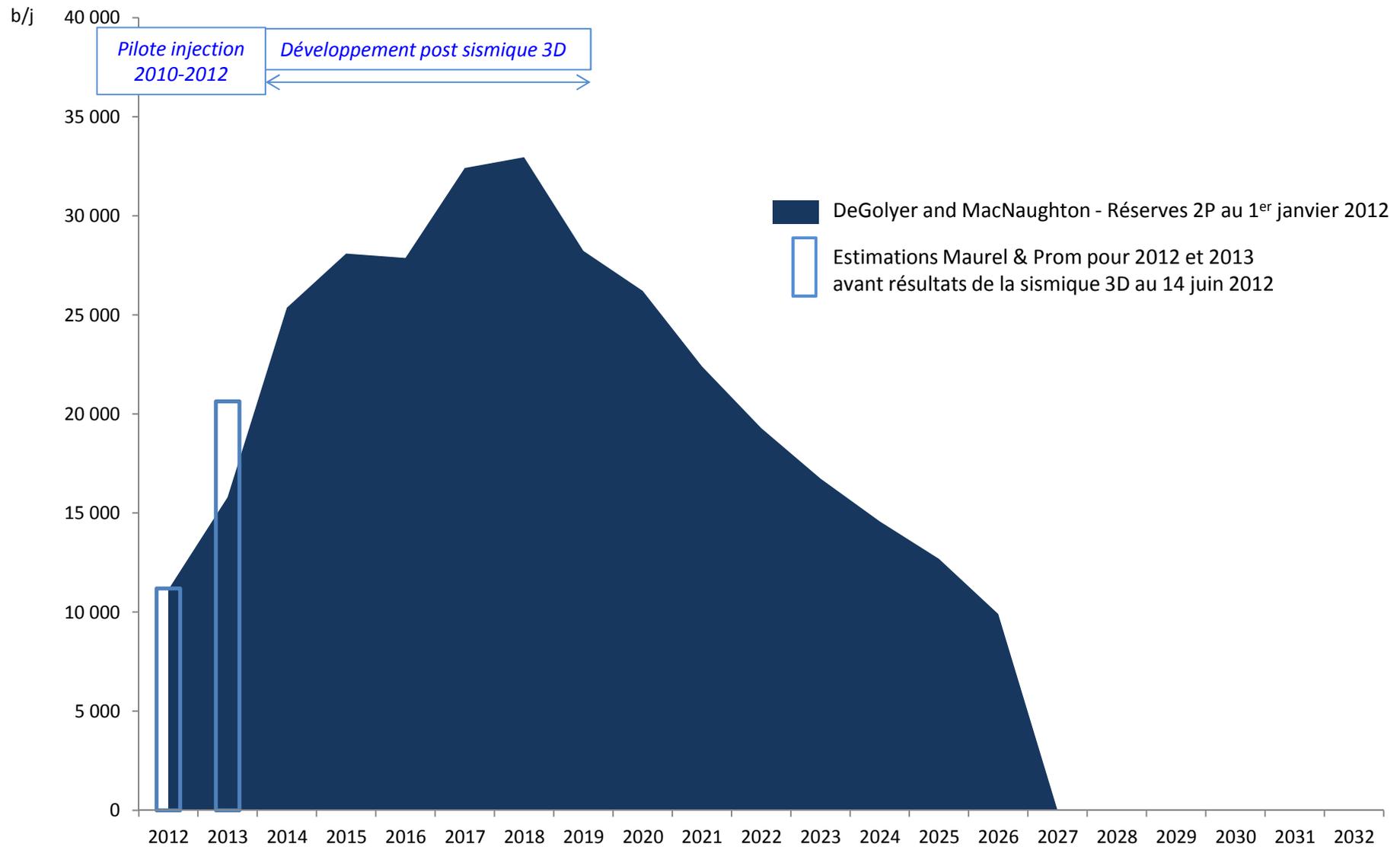
- Report de conversion de puits producteurs en puits injecteur post sismique 3D
- Report du forage des puits producteurs les plus prolifiques situés près de la faille bordière post sismique 3D

## Plan d'action

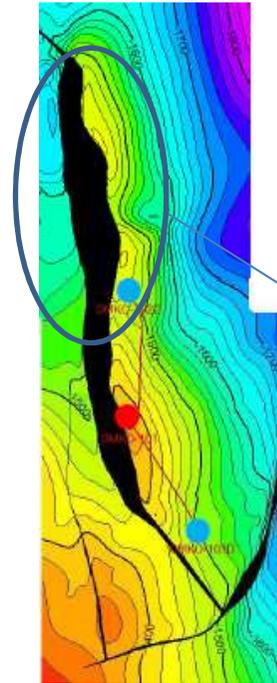
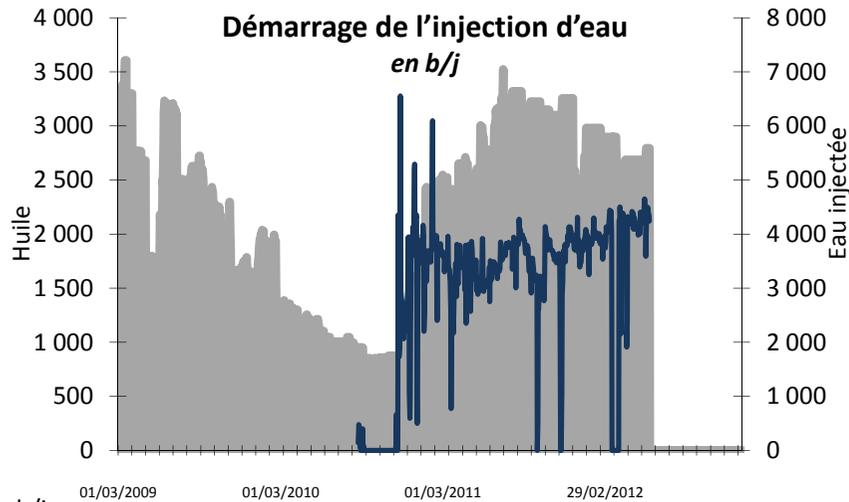
- Acquisition d'une sismique 3D afin de mieux implanter les futurs puits producteurs d'huile et injecteurs d'eau
- Démarrage d'une injection de traceurs chimiques afin de mieux identifier les circulations d'eau dans le réservoir
- Obturation des intervalles court-circuitant l'injection par repositionnement du matériel dans les puits
- Identification et isolation de l'intervalle à l'origine de l'arrivée d'eau dans les puits producteurs



# Onal (GdB) : profil de production



# Omko : performance de l'injection d'eau

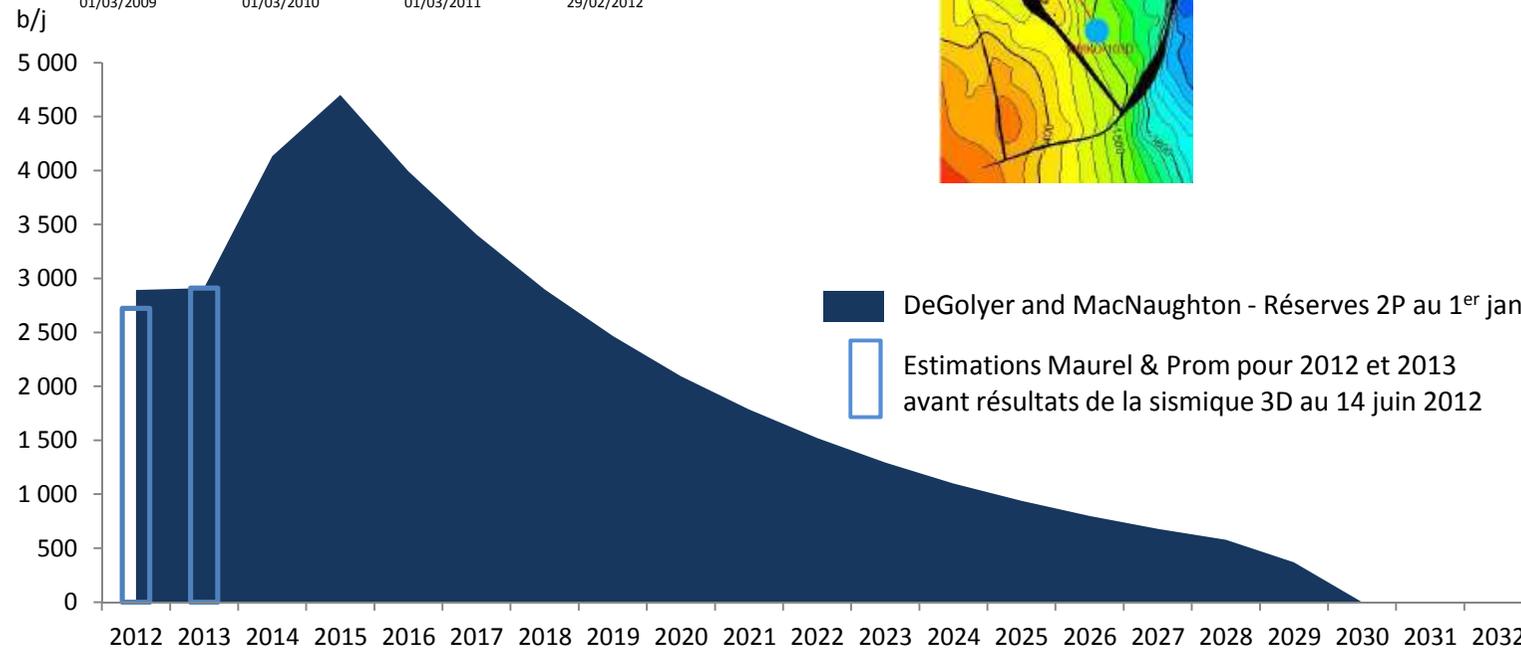


## Constat

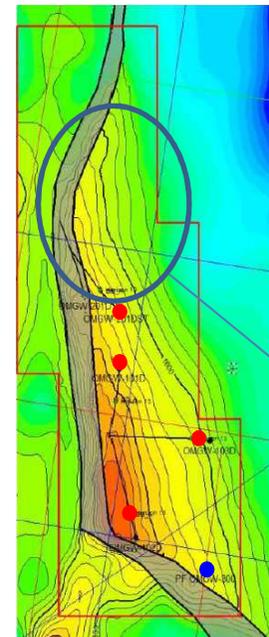
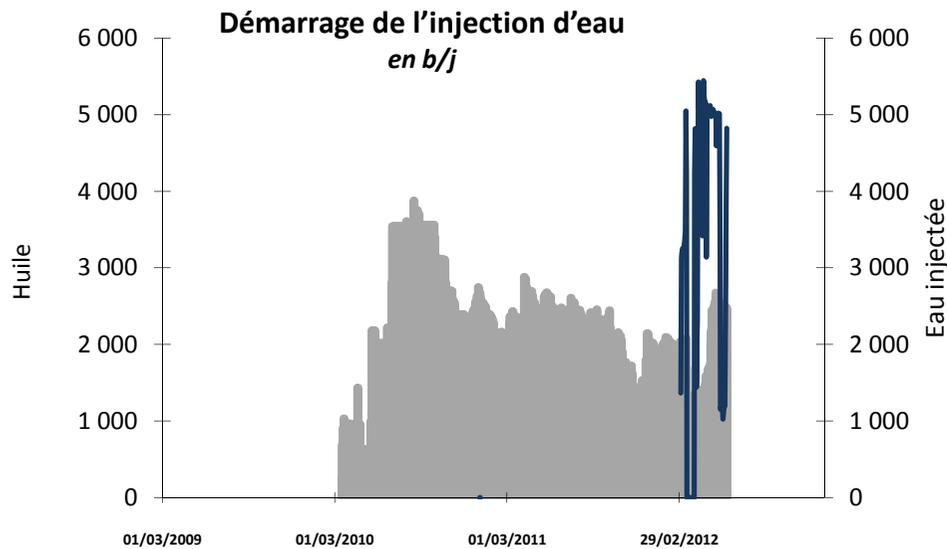
- Injection d'eau efficace
- Augmentation de la production

## Plan d'action

- Acquisition d'une sismique 3D
- Report du développement Nord du champ



# Omgw : démarrage réussi de l'injection d'eau



## Constat

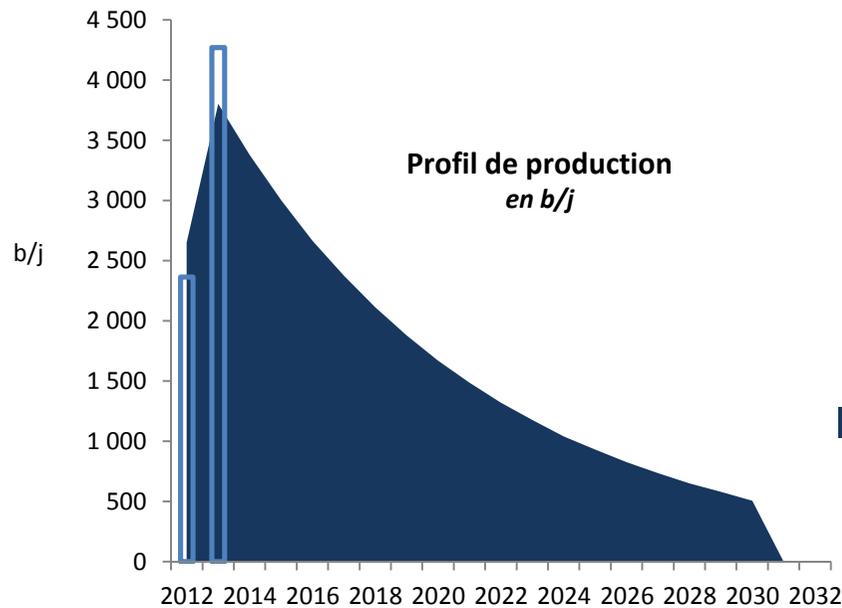
- Injection d'eau semble efficace
- Augmentation de la production

## Plan d'action

- Acquisition d'une sismique 3D
- Report du développement Nord du champ

## Conséquences

- Conforme aux prévisions



## Constat

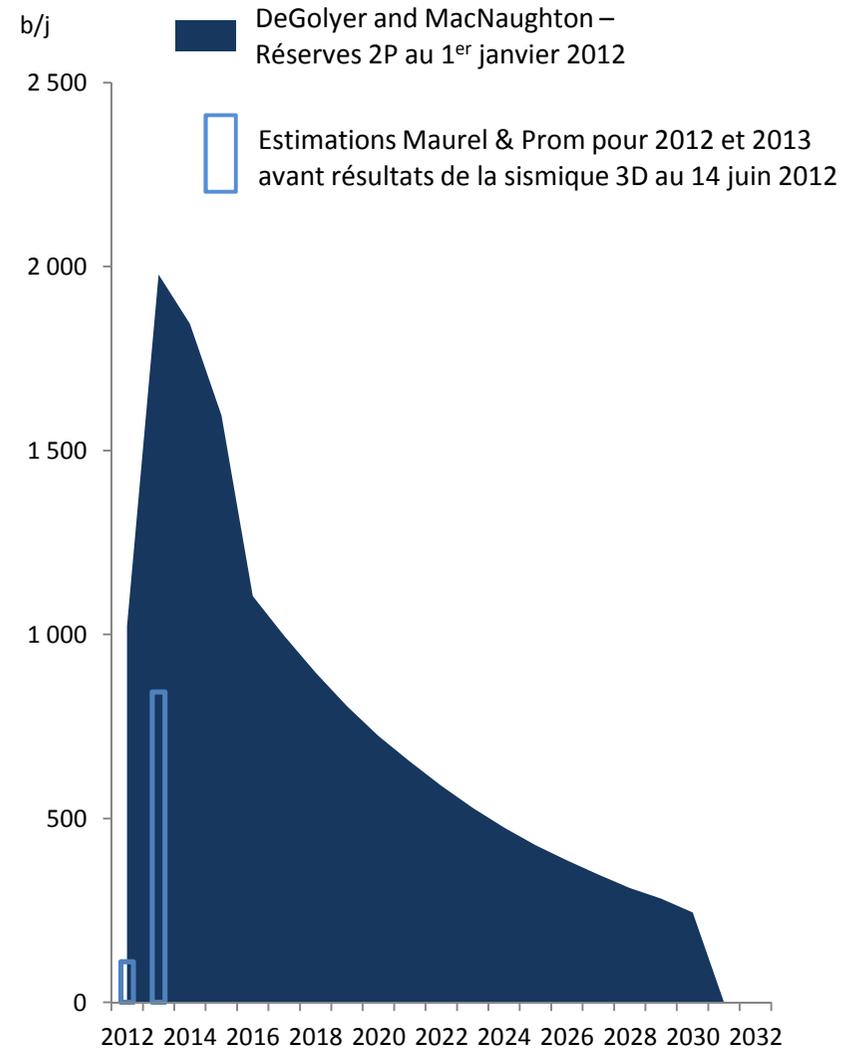
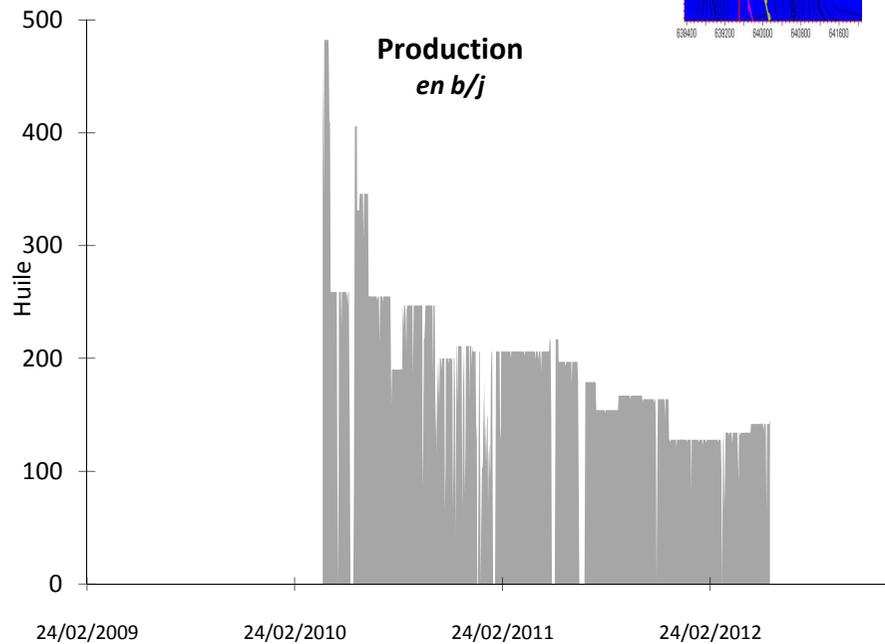
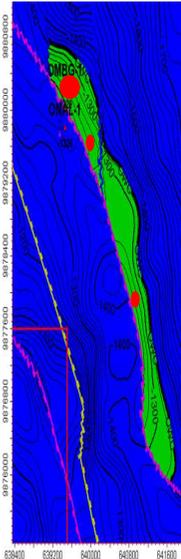
- Un puits en production
- Déclin de la production

## Plan d'action

- Acquisition d'une sismique 3D

## Conséquences

- Report de deux forages

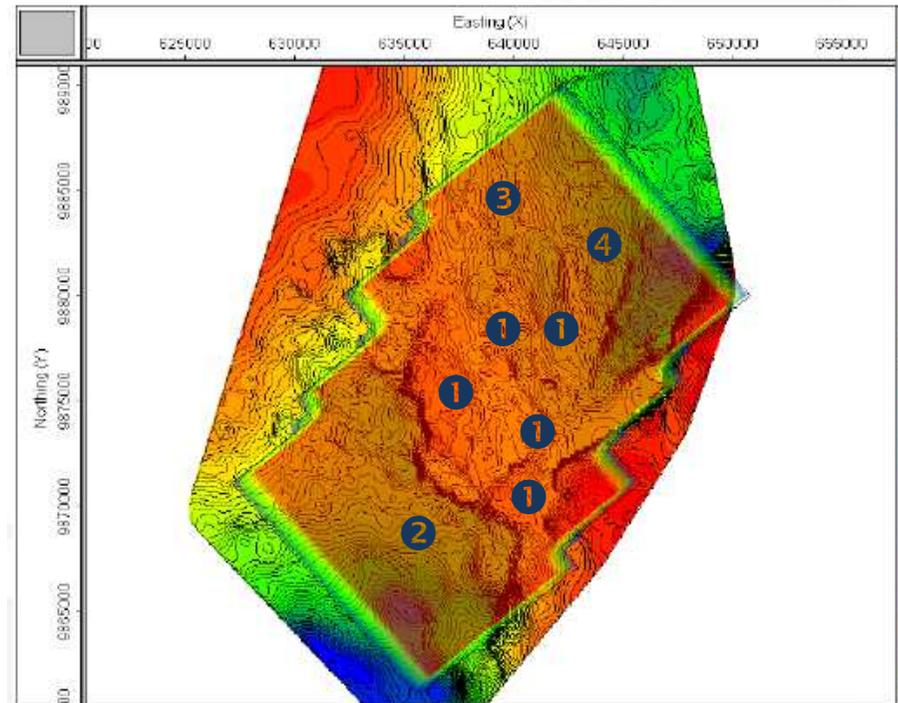


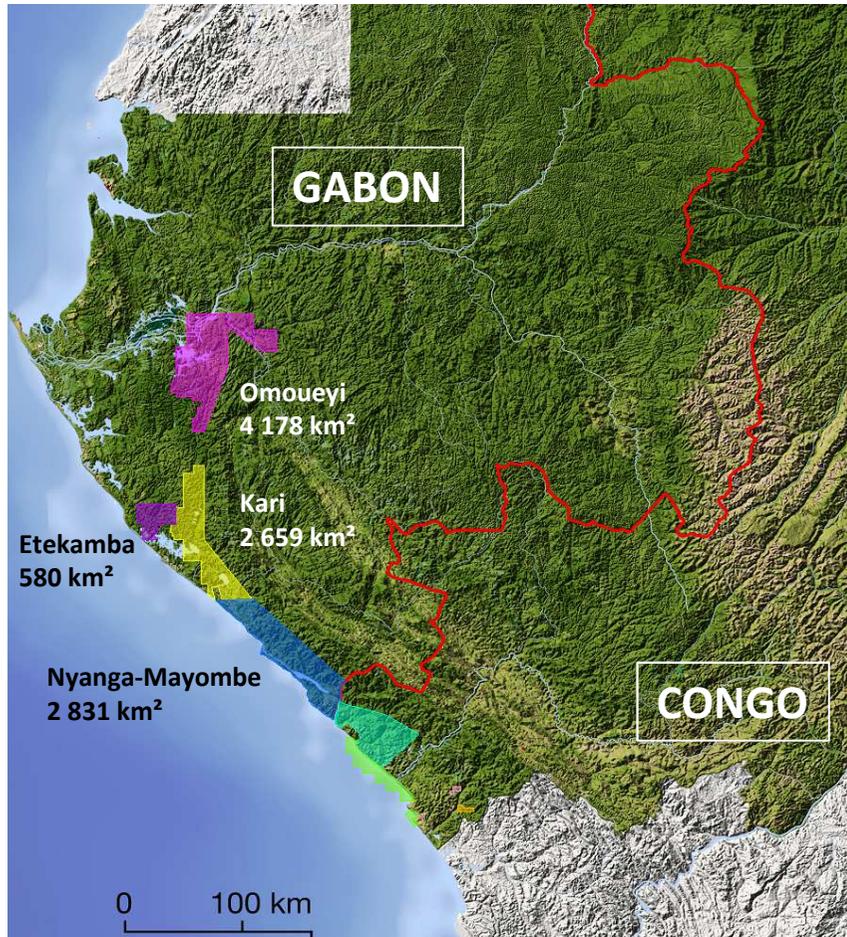
Surface en cours d'acquisition : 337 km<sup>2</sup>

Couverture complète de tous les champs d'Omoueyi :

- ❶ Onal, Omko, Ombg, Omgw, Omoc et Omoc-N
- ❷ Sud du bassin
- ❸ zone d'exploration Omal
- ❹ bassin Nord à l'ouest d'Omko

Coût d'acquisition : 27 M\$





## *Omoueyi – 100%*

- Acquisition sismique 2D en cours
- Acquisition sismique 3D en cours

## *Kari – 100%*

- Acquisition sismique 2D en cours
- Enregistrement en cours
- Enregistrement HRAM

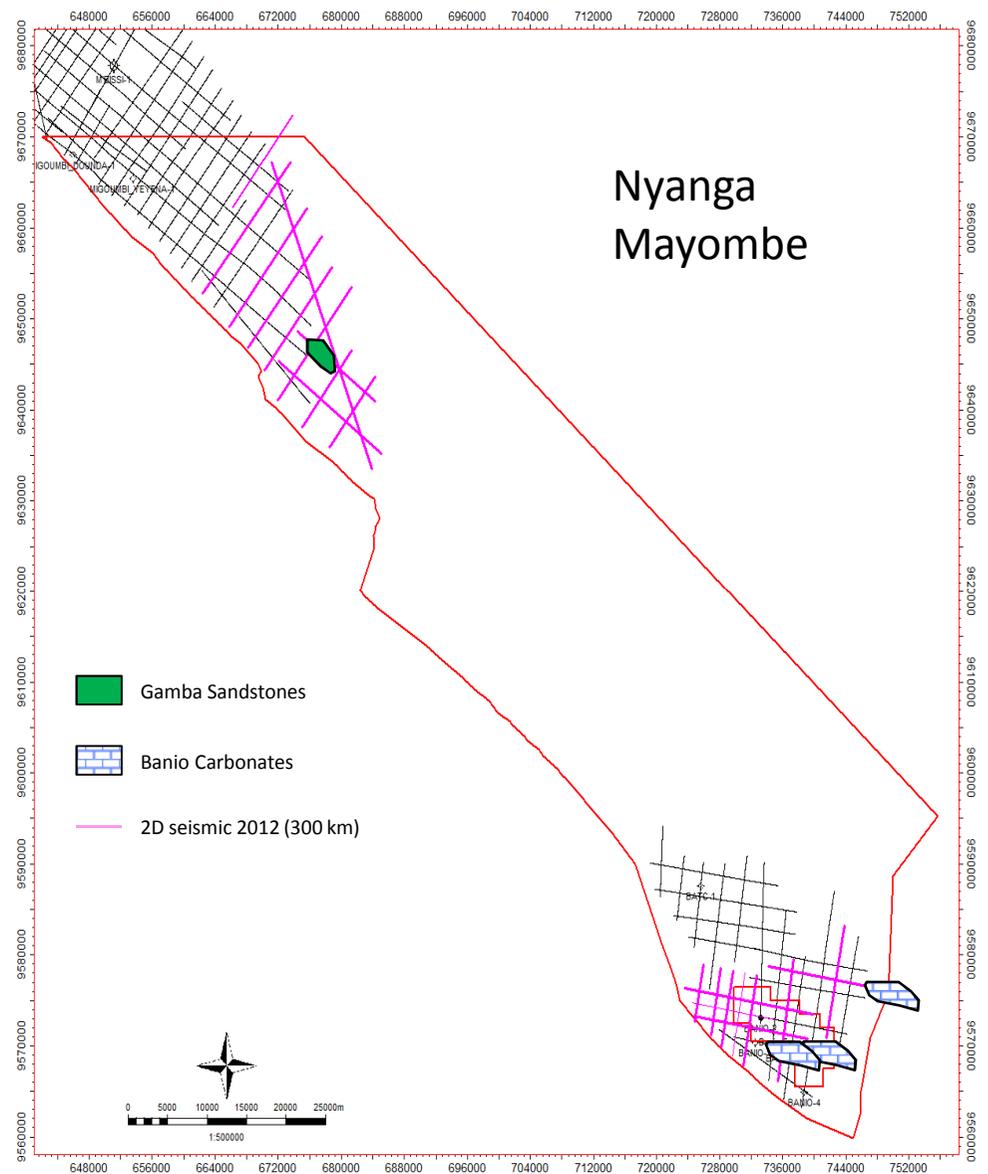
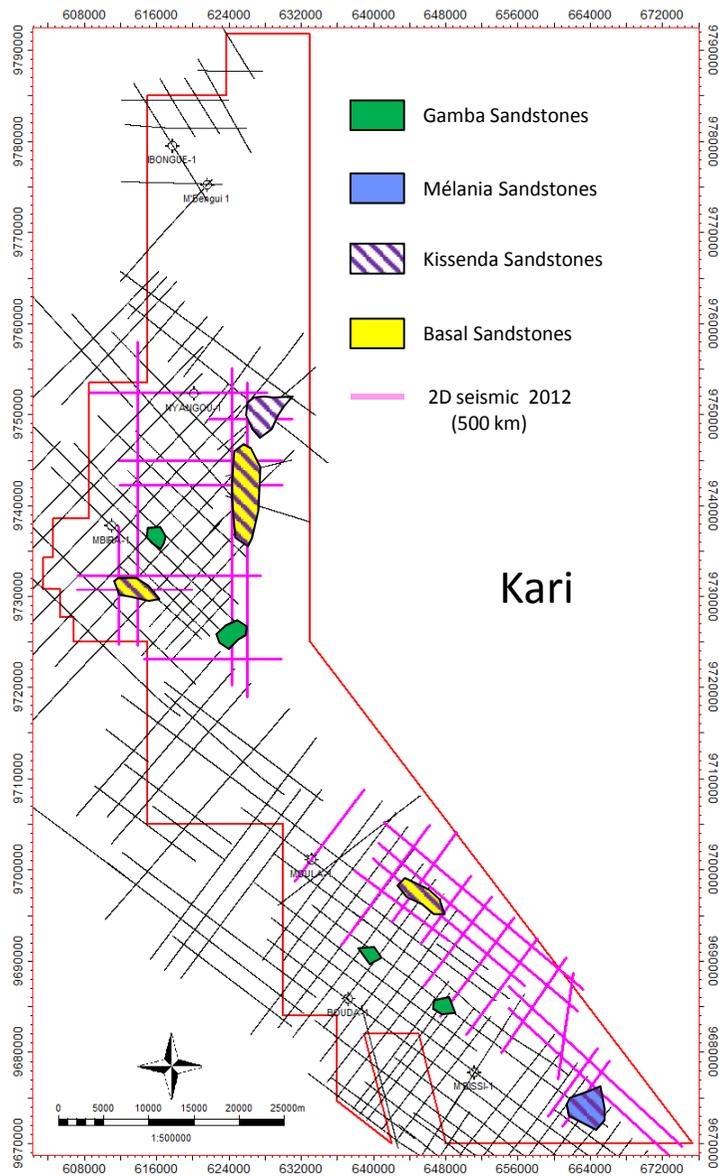
## *Nyanga Mayombe – 100%*

- Deux thèmes recherchés : Gamba et Grès de base
- Acquisition sismique 2D en cours
- Enregistrement en cours
- Enregistrement HRAM

## *Etekamba – 100%*

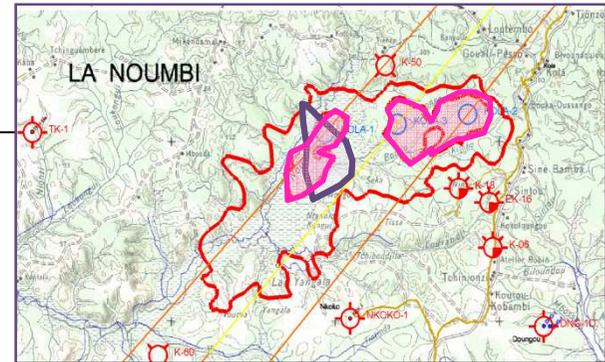
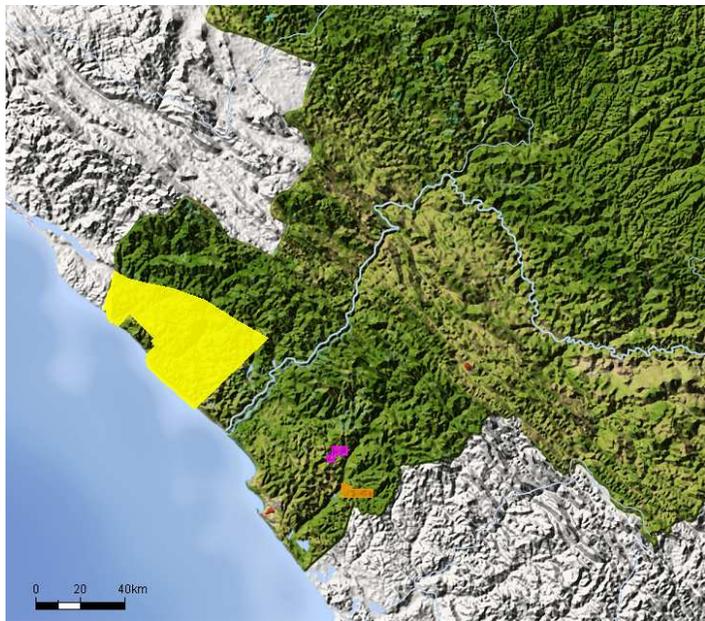
- Intégration des données des deux puits forés

# Gabon : campagne sismique 2D



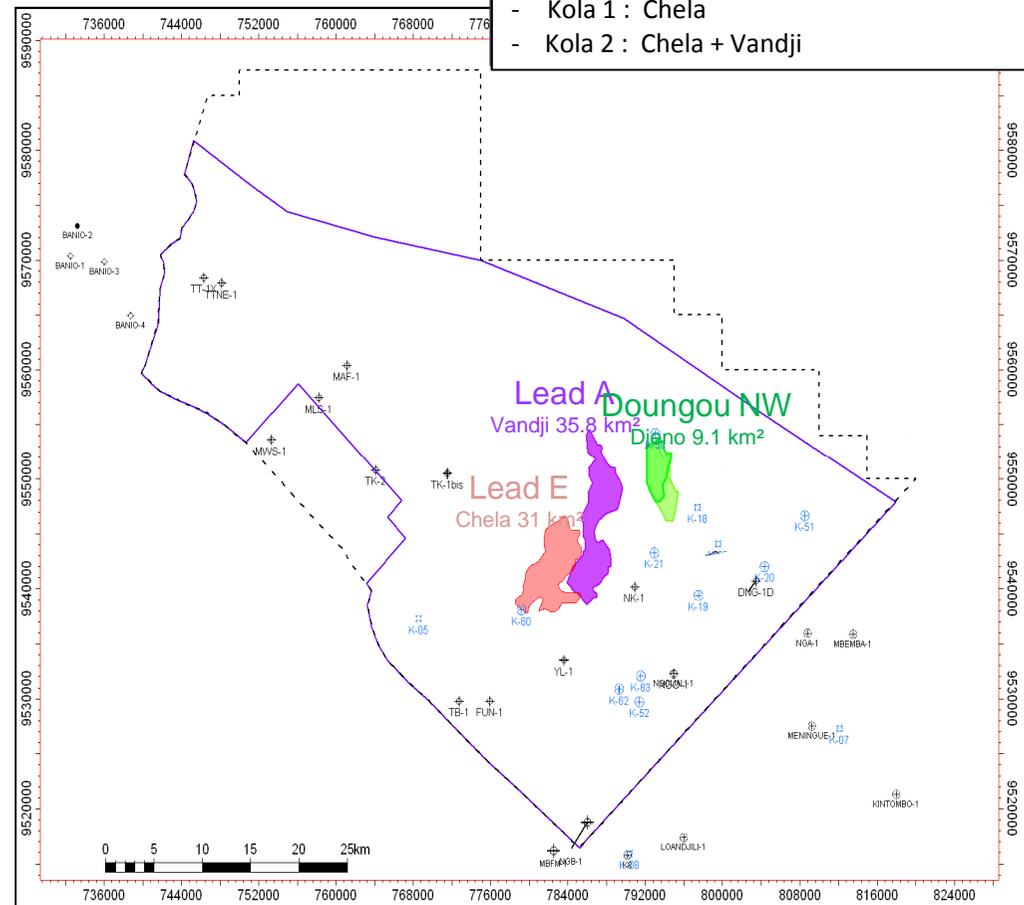
La Noumbi  
2 827 km<sup>2</sup>

M&P 49% opérateur  
ENI 37%  
Afren 14%



**Forages prévus :**

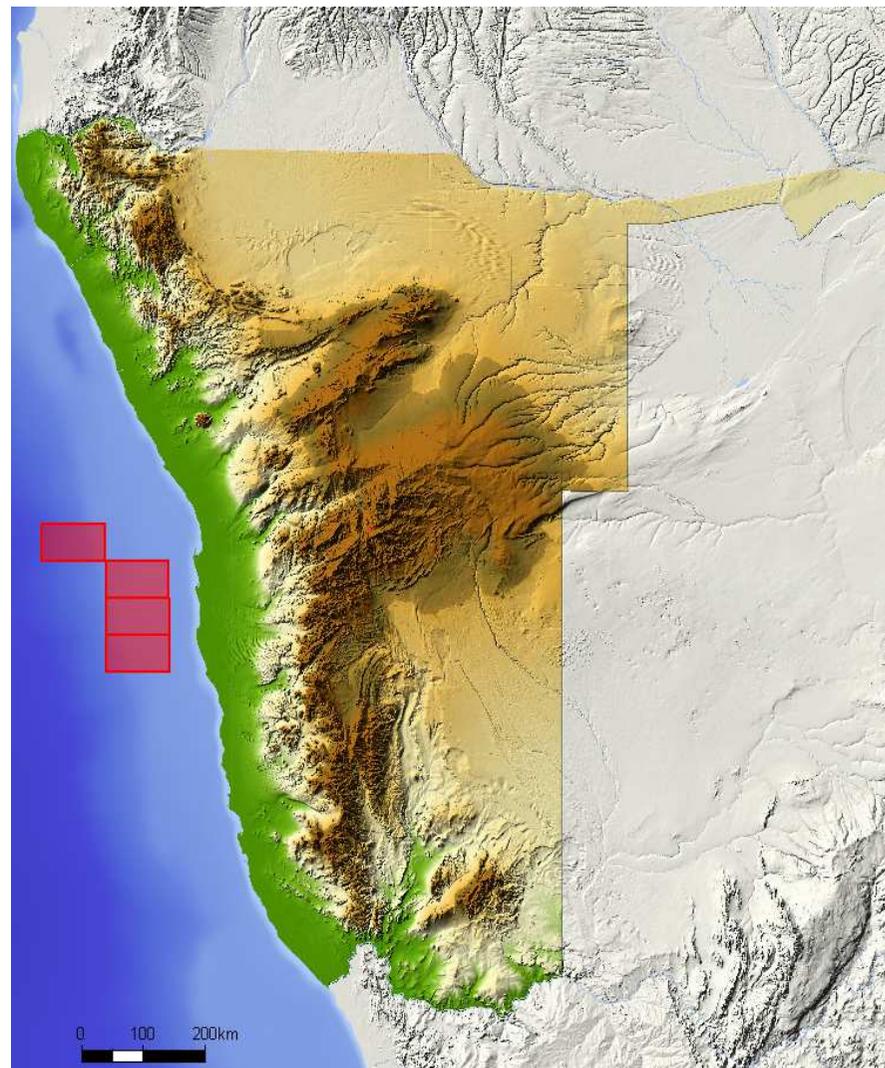
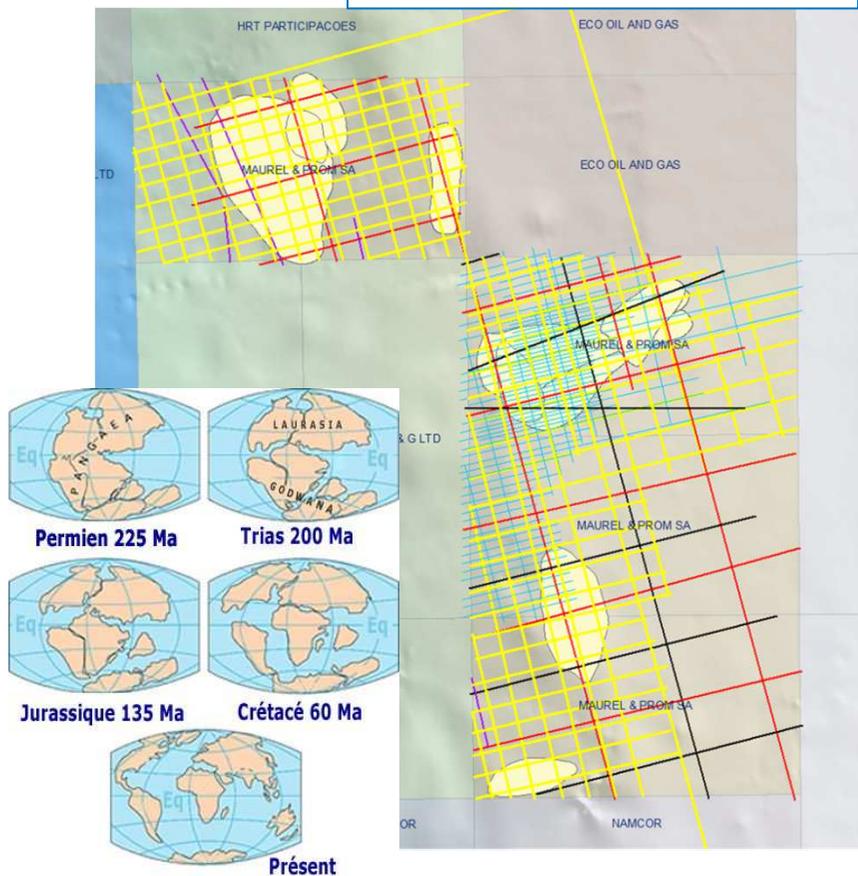
- Kola 1 : Chela
- Kola 2 : Chela + Vandji



**Block 0044**      M&P      37% opérateur  
 5 122 km<sup>2</sup>      PGS      48%  
                       Autres      15%

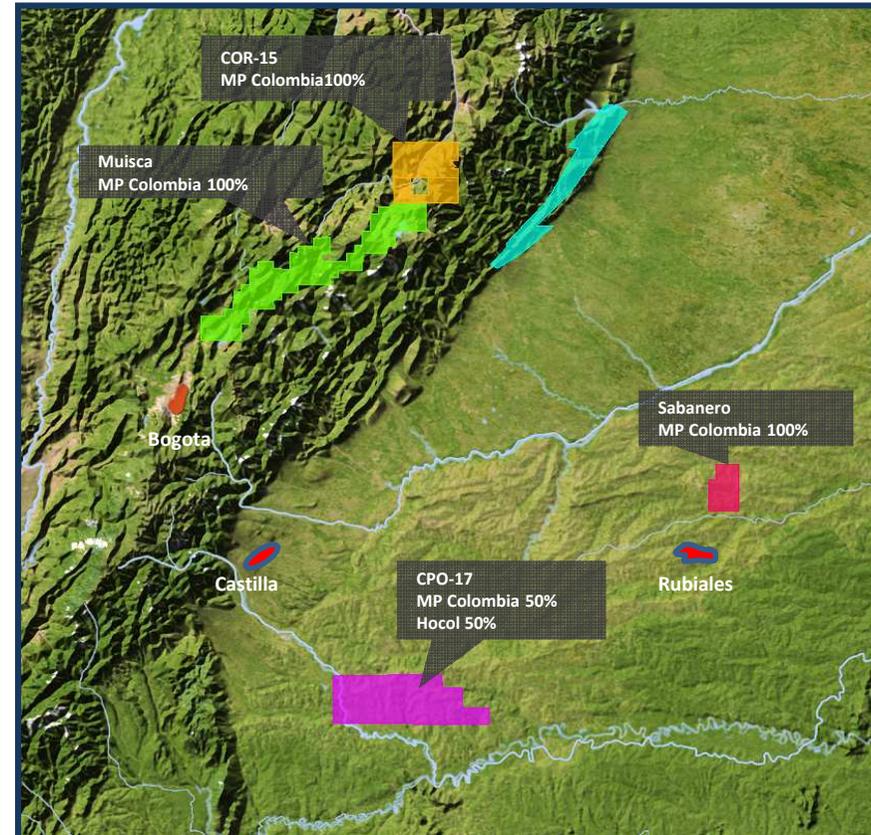
**Block 0045**  
 17 133 km<sup>2</sup>

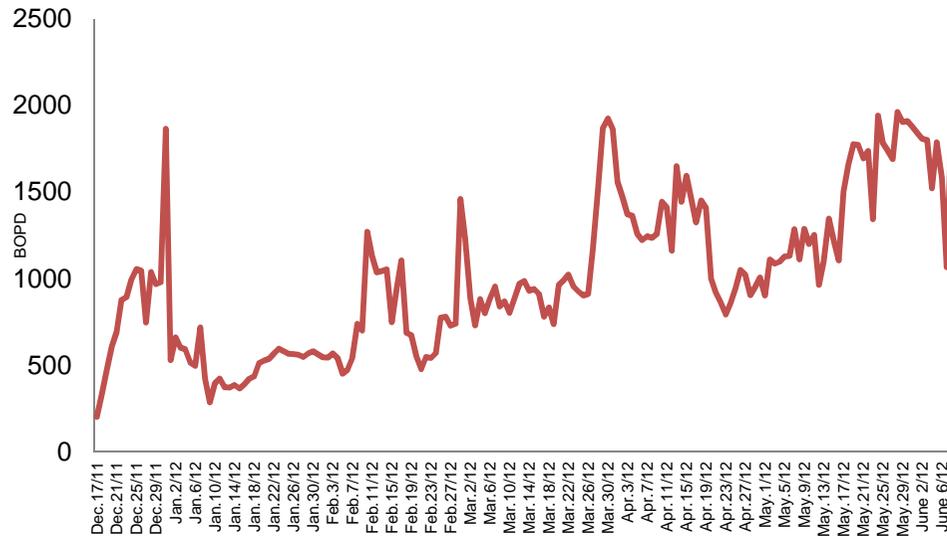
Campagne sismique 2D 2012 : 5 000 km



## Cession à Pacific Rubiales Energy de 49,999% de MP Colombia

- 1- Versement de PRE à M&P de 63 M\$
- 2- PRE supporte les risques liés à l'activité d'exploration : portage de l'exploration sur les permis :
  - Sabanero et COR-15, sans limite;
  - SSJN-9, CPO-17 et Muisca dans la limite de 120 M\$ d'investissements.
- 2- Economie d'échelle sur l'appréciation des découvertes :
  - Financement des investissements du champ de Sabanero;
  - Financement des investissements sur COR 15;
  - Utilisation des installations d'export de l'huile de PRE;
  - Alliance pour de futures acquisitions dans la région de Sabanero.
- 3- Economie d'échelle sur les coûts d'exploitation
  - Expérience de PRE pour la production d'huile lourde;
  - Utilisation du réseau d'évacuation.
- 4- Accélération de la mise en production, effectuée le 17 décembre 2011





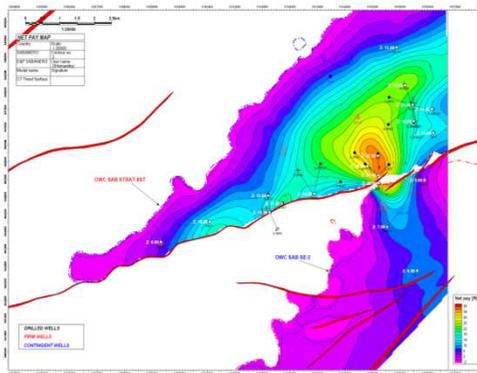
## Champ de Sabanero

- Découvert en 2010 par MP Colombia
- Situé à 250 km à l'Est de Bogota
- À 40 km à vol d'oiseau du champ de Rubiales

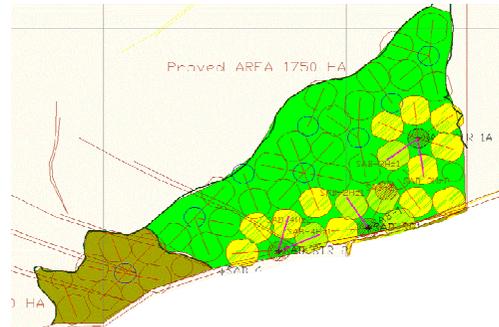
## Caractéristiques du développement

- Huile lourde : 12°API
- Forte production d'eau
- Réservoir peu épais
- 6% de redevances
- Capacité de traitement actuelle : 29 000 b/j de fluides
- Capacité de traitement fin 2012 : 88 000 b/j de fluides
- Capacité de traitement fin 2013 : > 150 000 b/j de fluides
- Capacité d'injection d'eau actuelle : 16 000 b/j
- Capacité d'injection d'eau fin 2012 : 64 000 b/j

délimitation du champ...



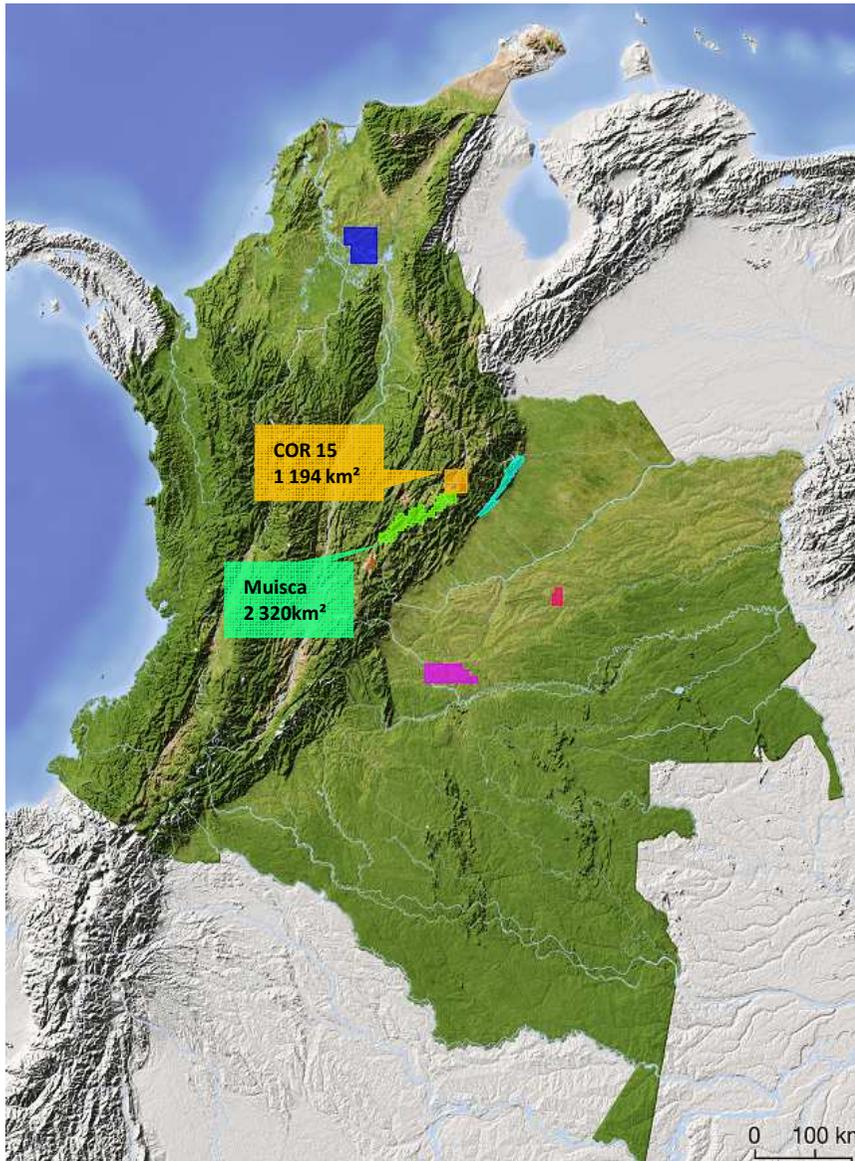
... et mise en production immédiate



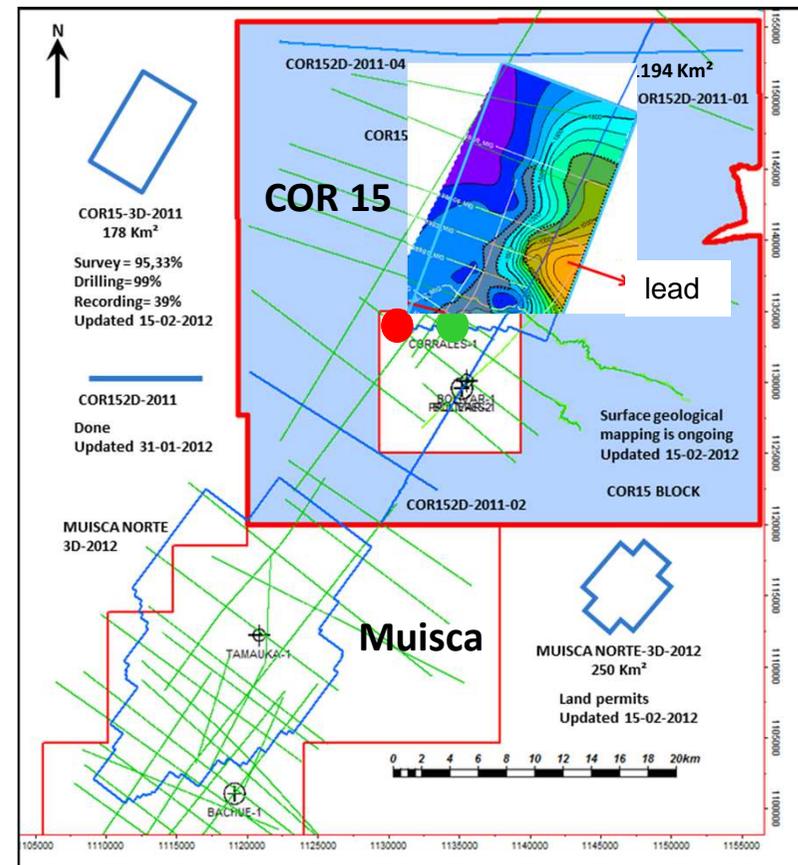
## Chiffres clés 2012

- Production moyenne attendue fin 2012 : 3 000 b/j
- License de production attendue en avril 2013
- Investissement 2012 : 90 M\$ (assumés par PRE)
- Sismique 2D 250 km

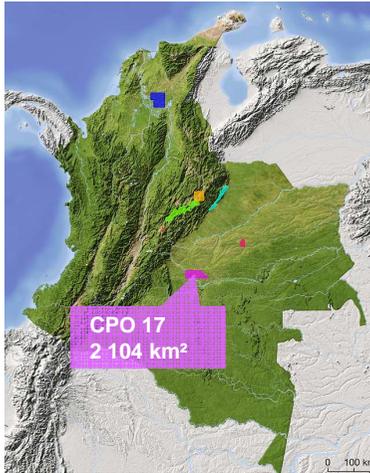
# COR 15 et Muisca (Colombie)



- Découverte d'huile
- Découverte de gaz



# CPO 17 (Colombie)



## Merlin-1 et Merlin-2ST

8,5°API

Viscosité 3 000 cp en condition réservoir

Test Merlin-1 en pompage: 10 barils d'huile - 4 346 barils d'eau

Test Merlin-2 en pompage : 6 barils d'huile - 23 151 barils d'eau

Décision de reprendre le test avec une pompe de plus grande capacité pour évaluer la production « froide »

Décision d'implantation d'un pilote thermique (injection cyclique de vapeur) dans un nouveau puits en utilisant les puits Merlin-1 et Merlin-2 comme puits d'observation

## Dorcas-1

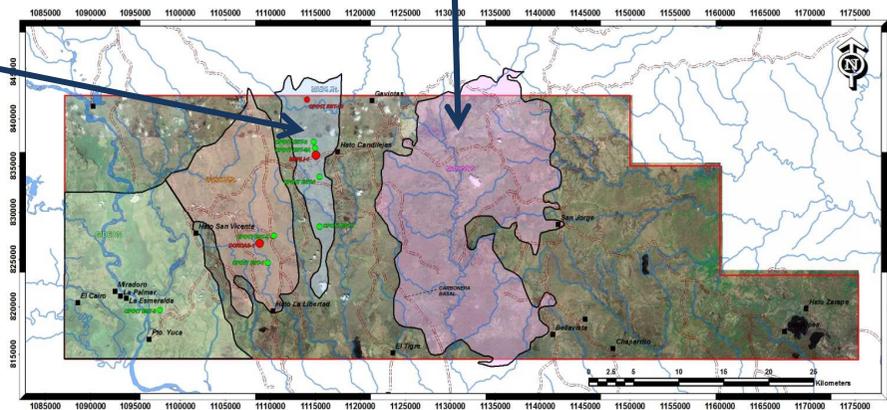
Test avec pompes

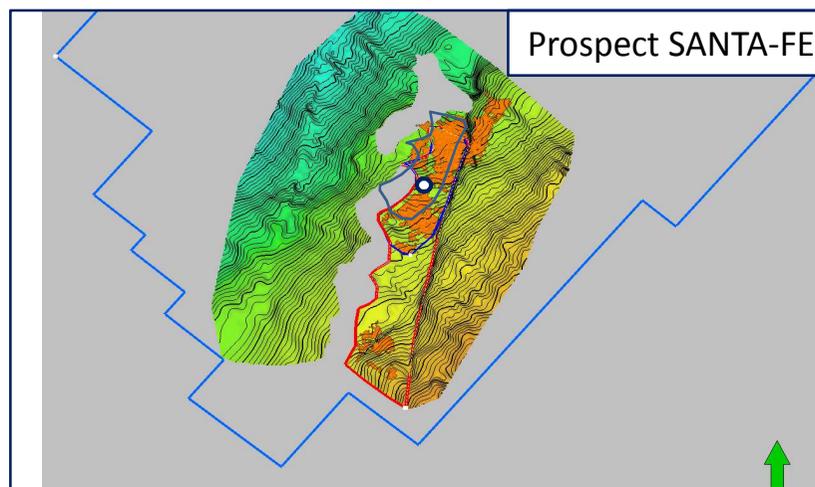
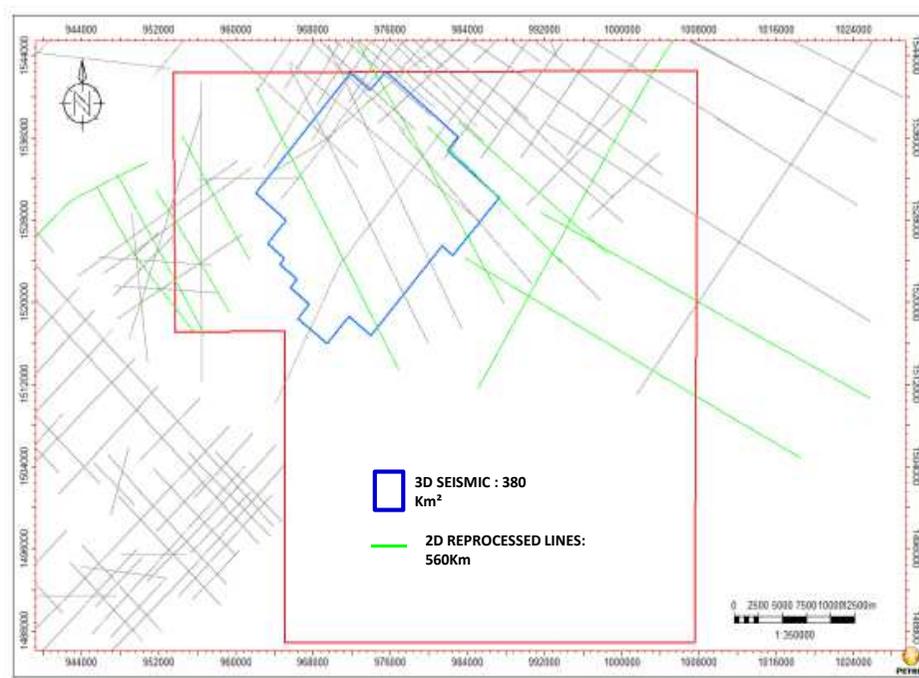
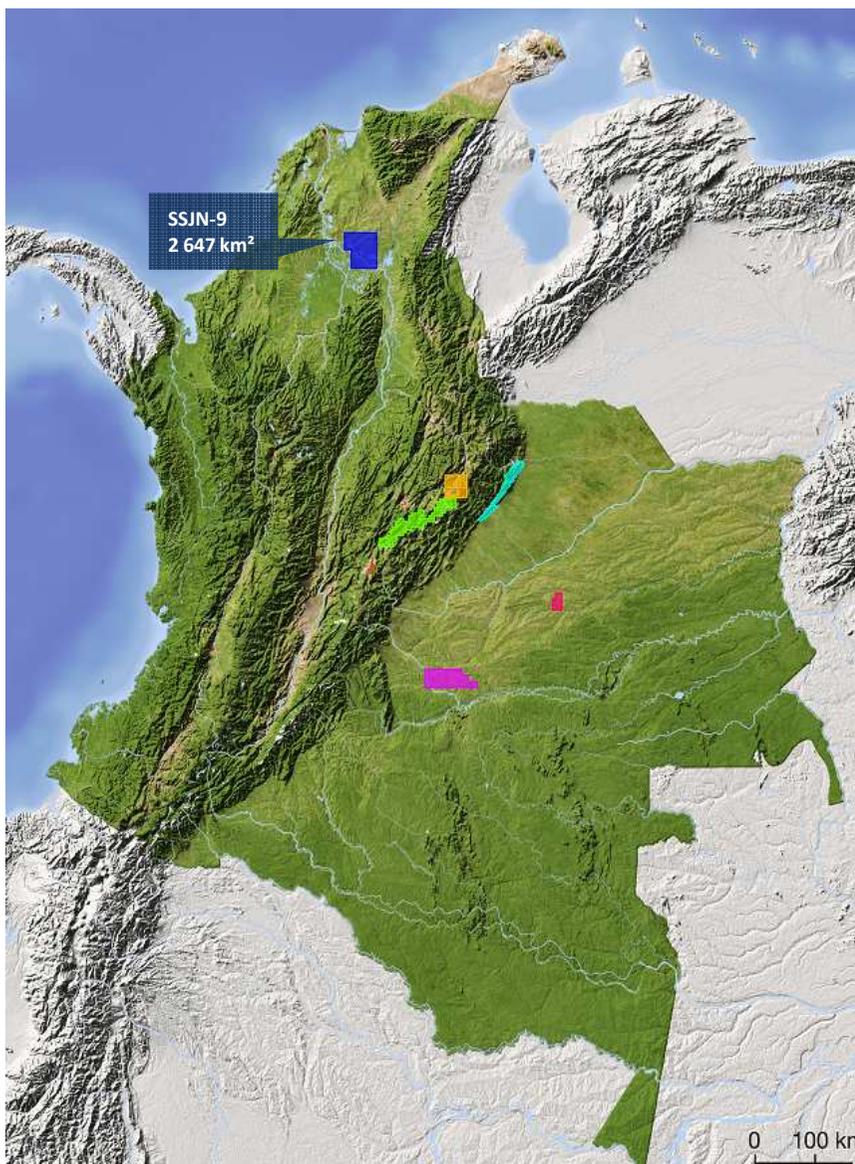
8,2°API

Viscosité 5 000 cp. Injection de diluant au fond

3 456 barils d'eau - 725 barils d'huile

Décision de reprendre le test en production froide avec une pompe plus puissante.





**Installations de surface :**

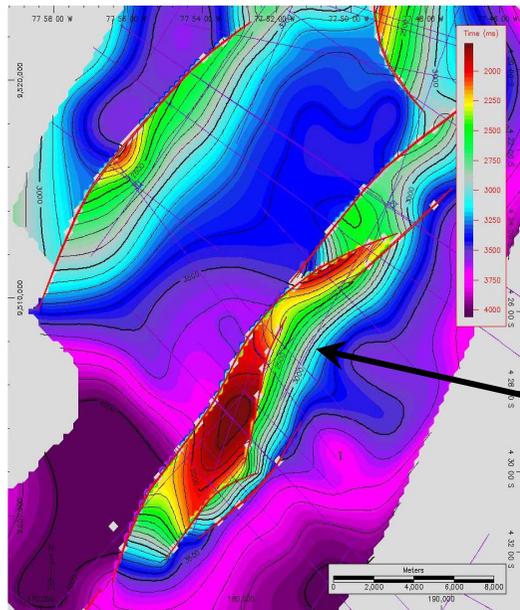
- Localisation du premier prospect
- Plateforme de 2,5 ha.
- Camps installés sur la base militaire

**Appareil de forage et équipement**

- Transport du matériel par hélicoptère, avion et par voie fluviale

**Durée du projet : 18 mois. (2 puits)**

- Génie civil : 4 mois
- Rig Move / Rig up: 2 mois
- Forage : 4 mois

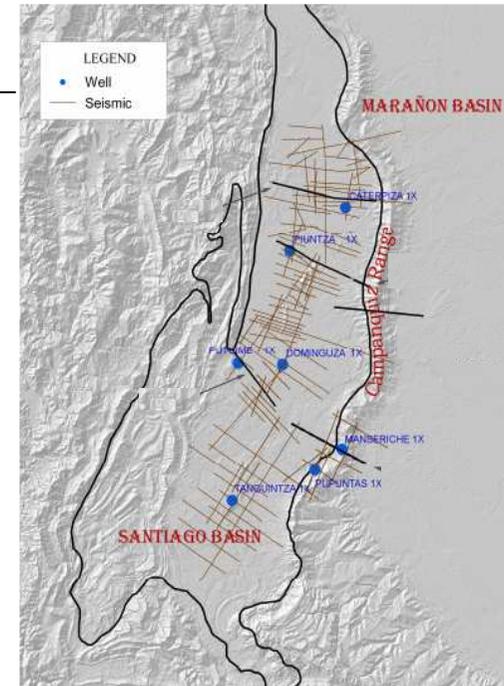


Dominguza  
Sur Prospect

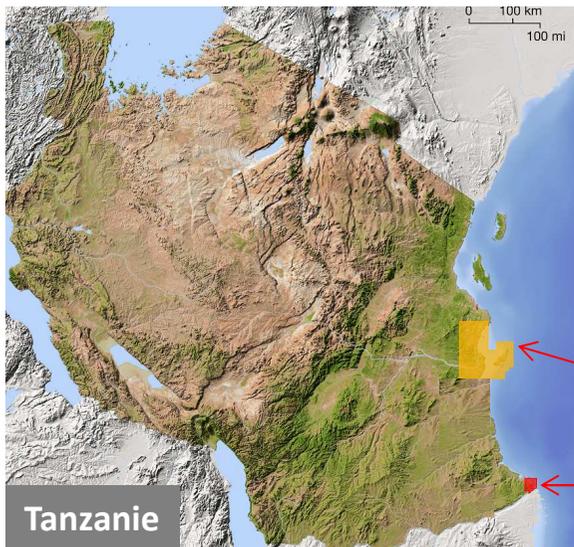
7 puits déjà forés dans la région

1 566 km de sismique 2D

19 150 km<sup>2</sup>  
aeromagnetic/gravimetry  
data

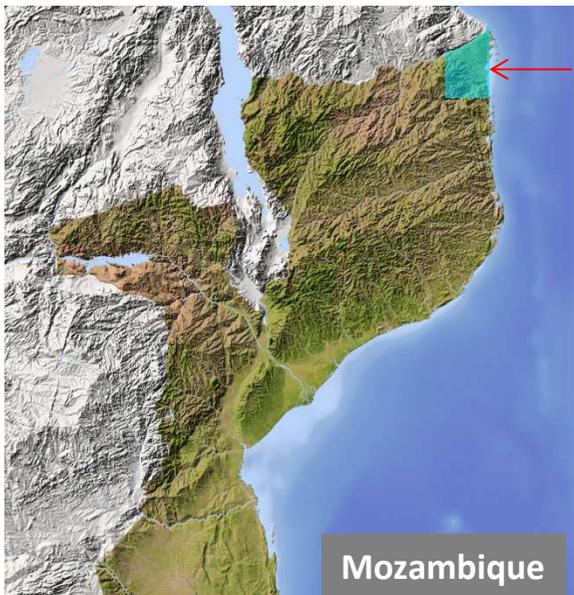


# Afrique de l'Est

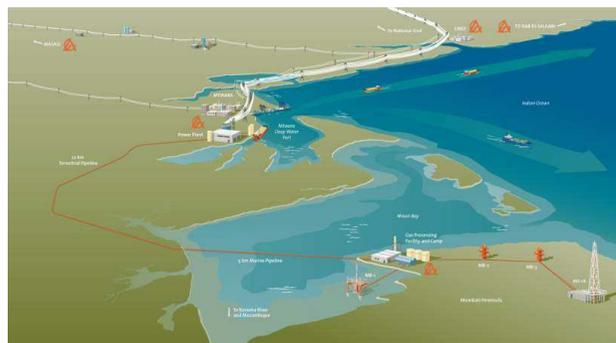
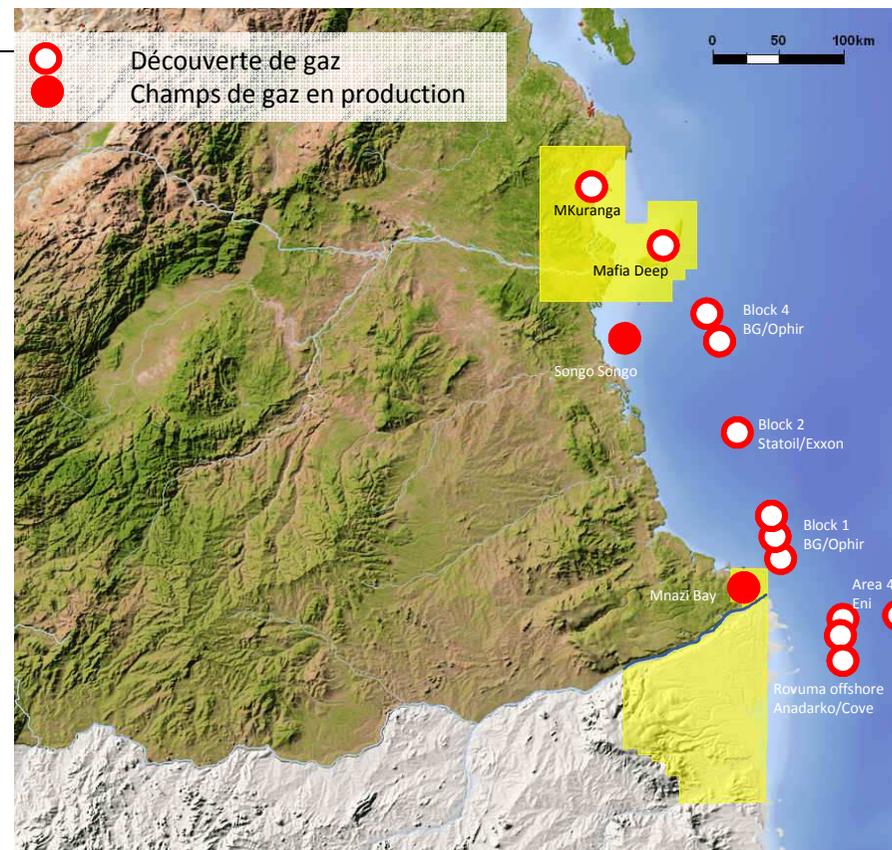


**Bigwa-Rufiji-Mafia**  
M&P opérateur 60%  
12 025 km<sup>2</sup>

**Mnazi Bay**  
M&P opérateur 48%  
756 km<sup>2</sup>



**Rovuma Onshore**  
M&P 27,71%  
Anadarko opérateur  
13 315 km<sup>2</sup>



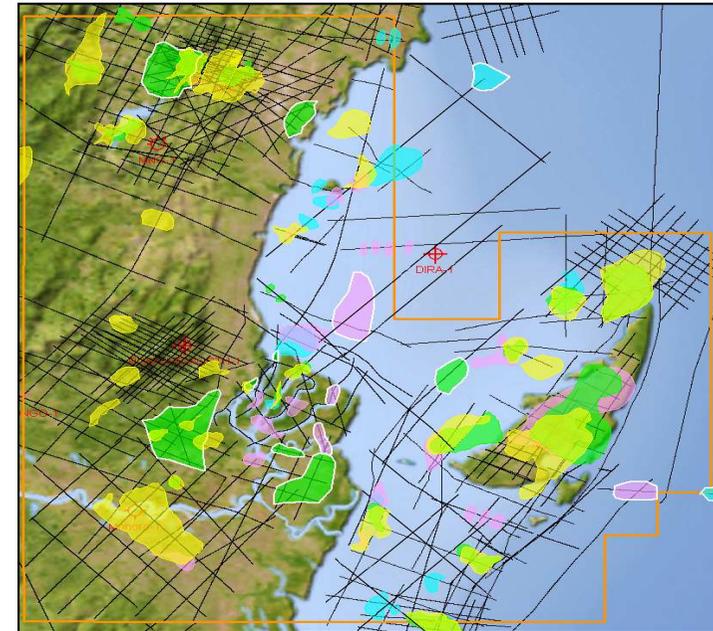
**Afrique de l'Est : un positionnement stratégique**

- des ressources en gaz importantes ;
- des infrastructures de production ;
- des infrastructures de traitement et d'évacuation.

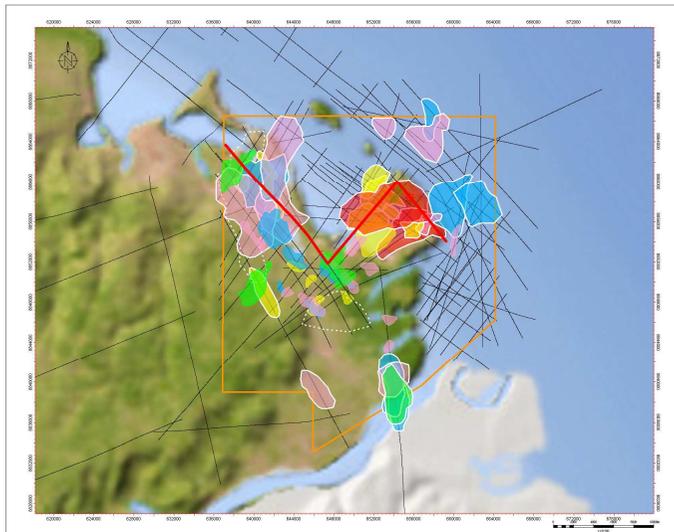
**Valorisation du champ de M'KURANGA**

- Sismique 2D
- Sélection d'un site de forage

Bigwa-Rufiji-Mafia



Mnazi Bay



**Production**

- reprises des puits existants en cours

**Le Forage de Ziwani-1 confirme :**

- la qualité réservoir de l'Oligocène
- le potentiel gazier (carbonates Pliocène)
- la subtilité du piégeage stratigraphique

**Prochaines étapes :**

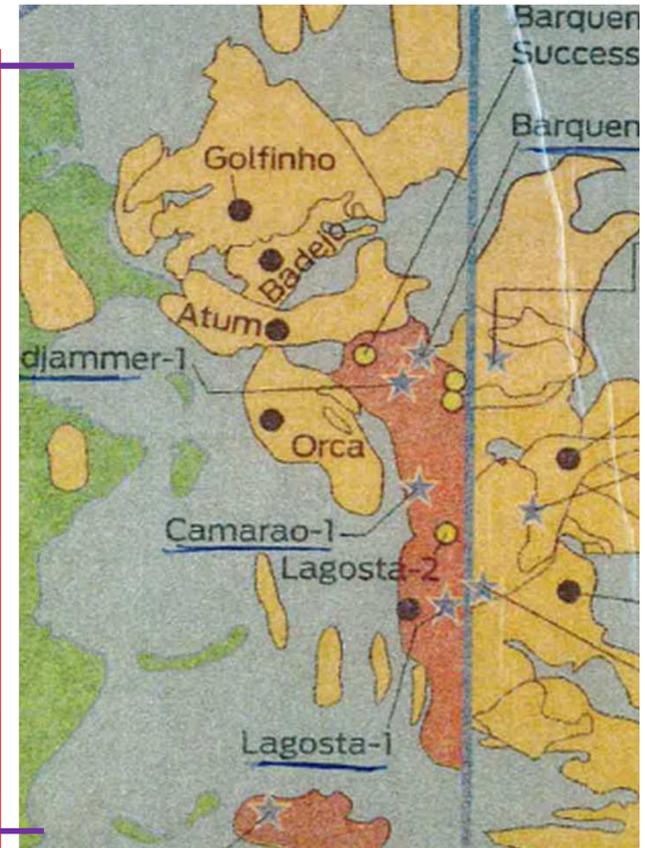
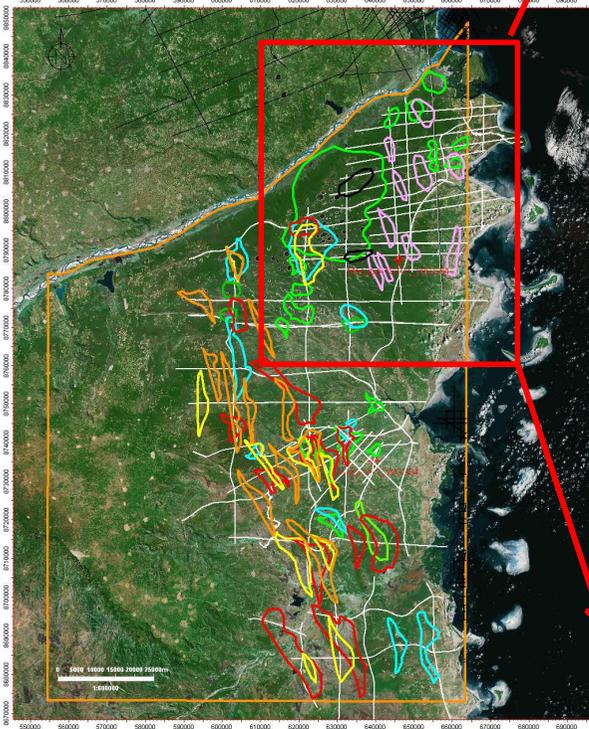
- calibration sismique aux puits
- amélioration des données issues de la sismique
- préparation du prochain forage
- tests longue durée sur les puits existants

# Mozambique



M&P 27,71%  
 Anadarko opérateur  
 13 315 km<sup>2</sup>

Campagne sismique 2D en cours (900 km) sur la partie Nord-Est du permis en continuité des découvertes offshore



Source : Anadarko - Eni



Perspectives 2012  
*Jean-François HENIN*  
*Président – Directeur général*

### **Priorité 2012**

Augmenter la production

Acquérir un savoir faire dans l'exploitation des différents gisements (huile lourde, injection d'eau)

Renouveler les réserves

### **Plan d'action 2012**

Développer le champ de Sabanero et acquérir l'expérience des huiles lourdes

Consolider les plans de développement des champs d'Omoueyi

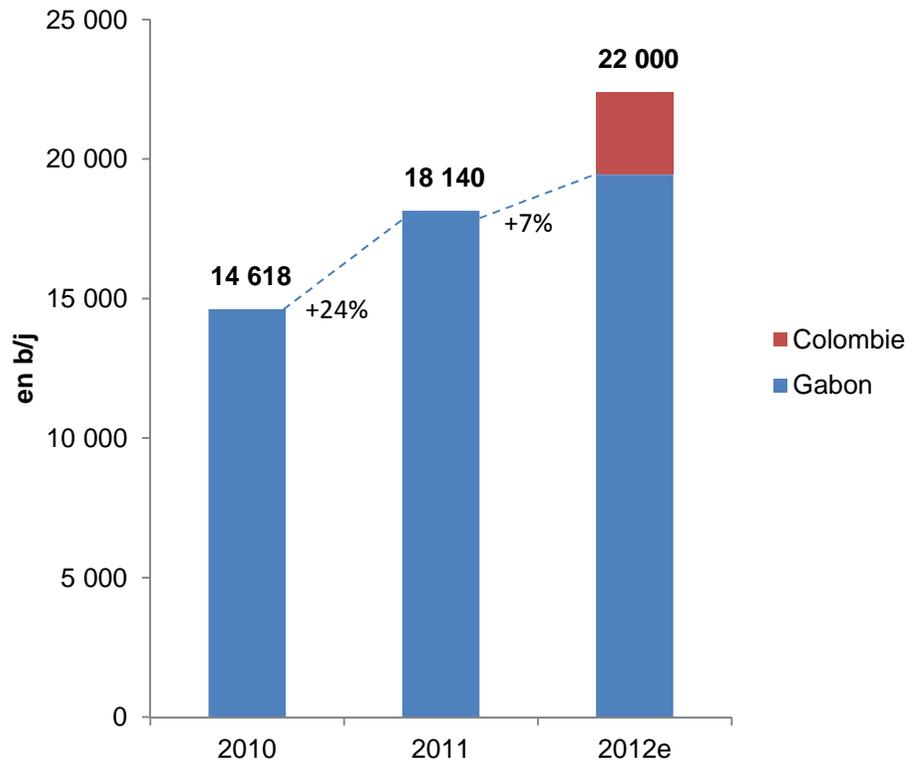
Découvrir de nouveaux champs via des forages d'exploration (Colombie, Congo)

Préparer la campagne d'exploration de 2013

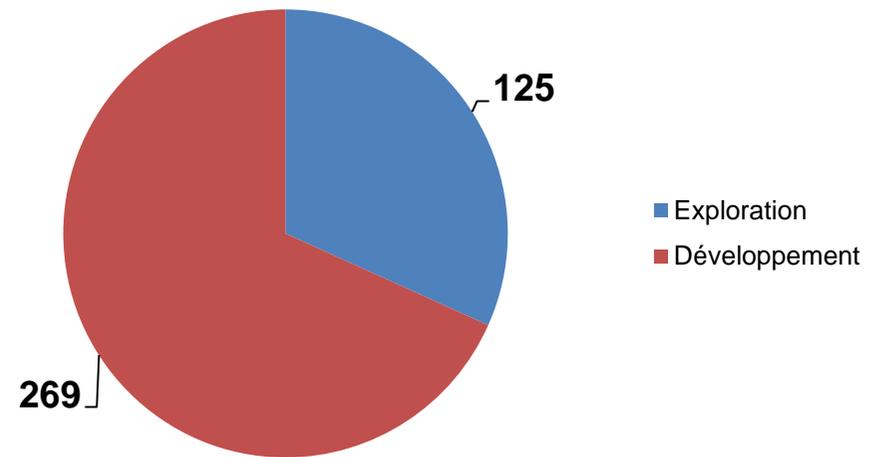
Recherche active d'alliance stratégique dans des zones prolifiques

Maintenir un bilan équilibré et une structure financière saine

Production à 100%



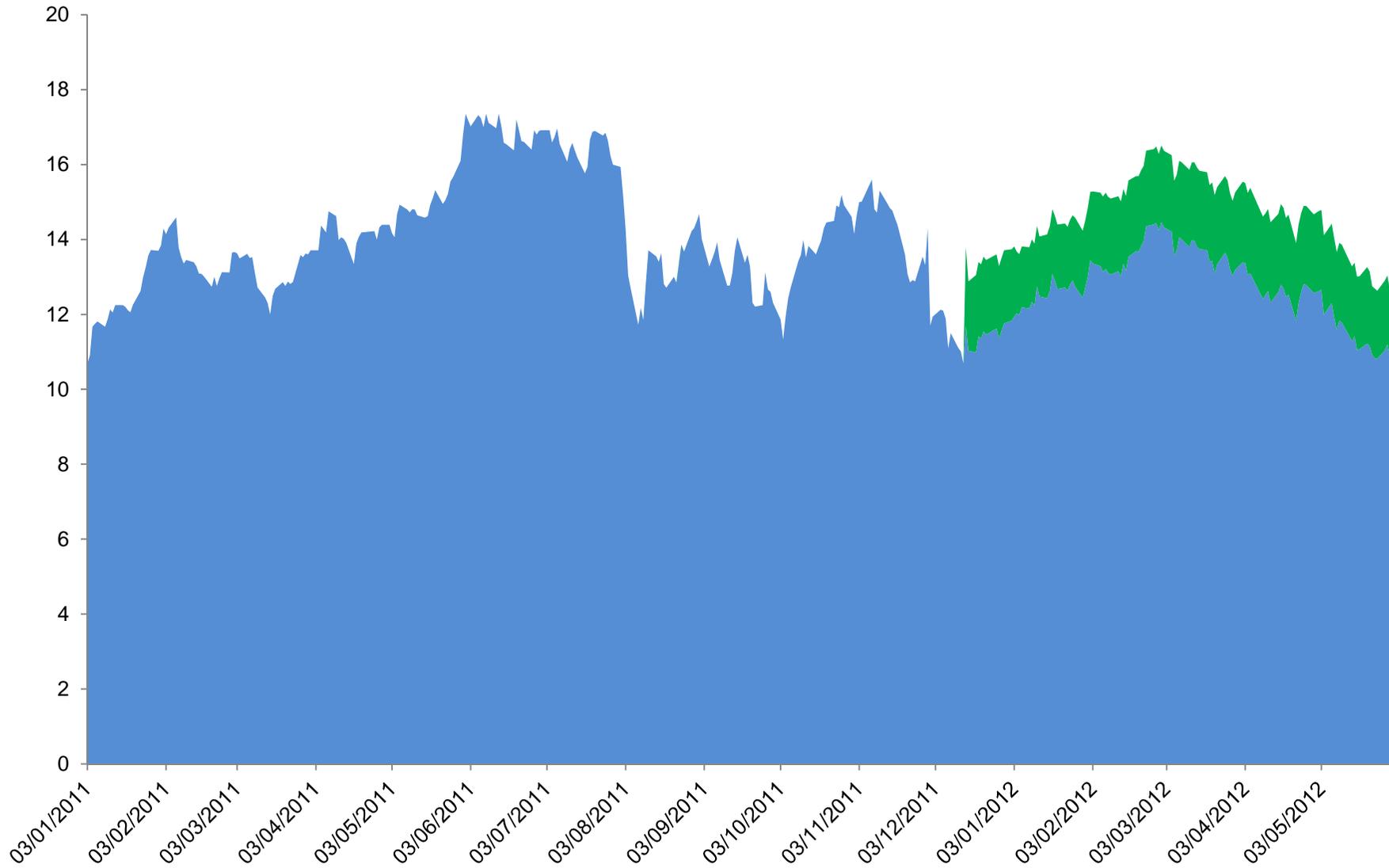
Investissements 2012 en M\$



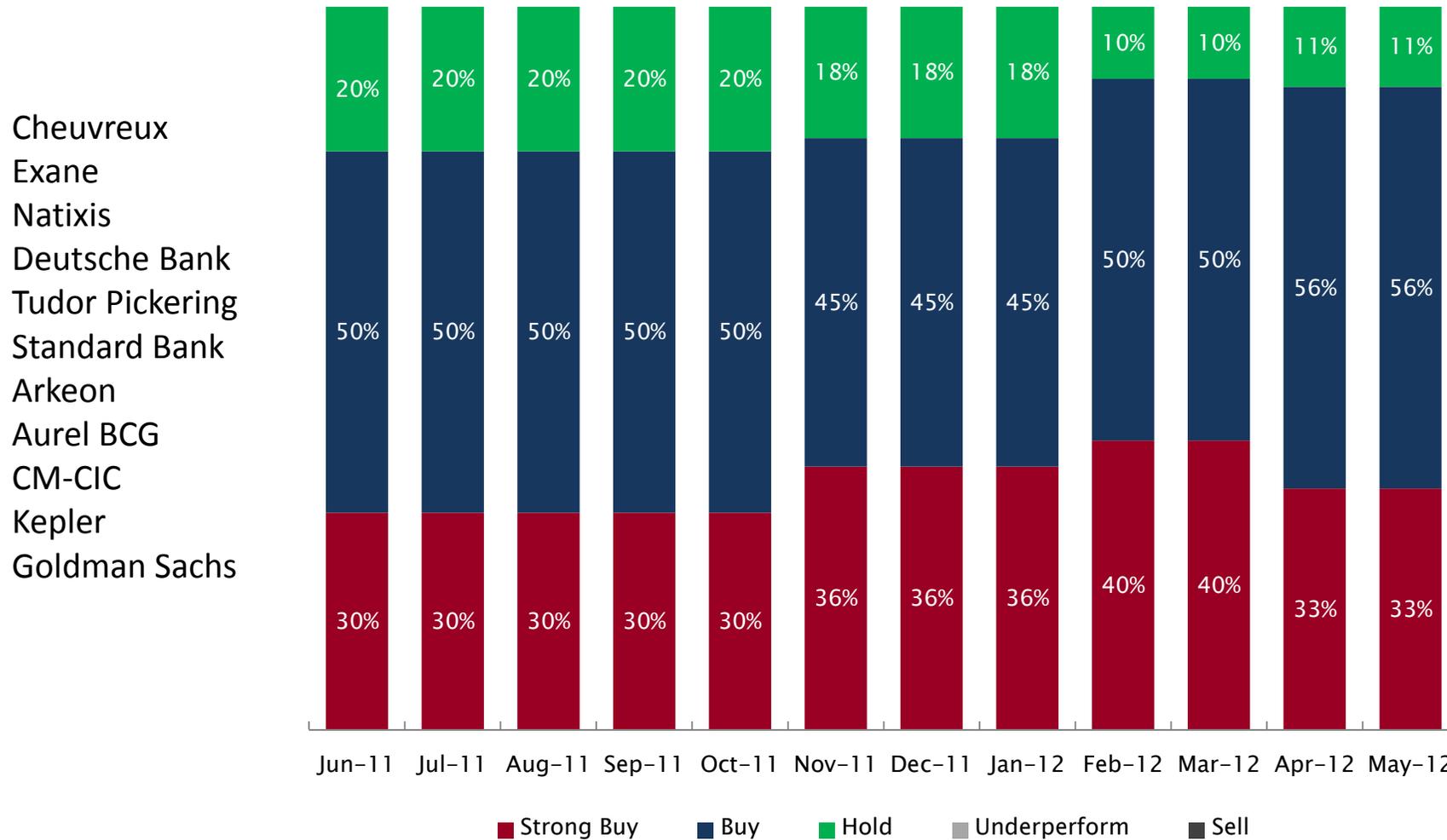


Actionnariat  
*Jean-François HENIN*  
*Président – Directeur général*

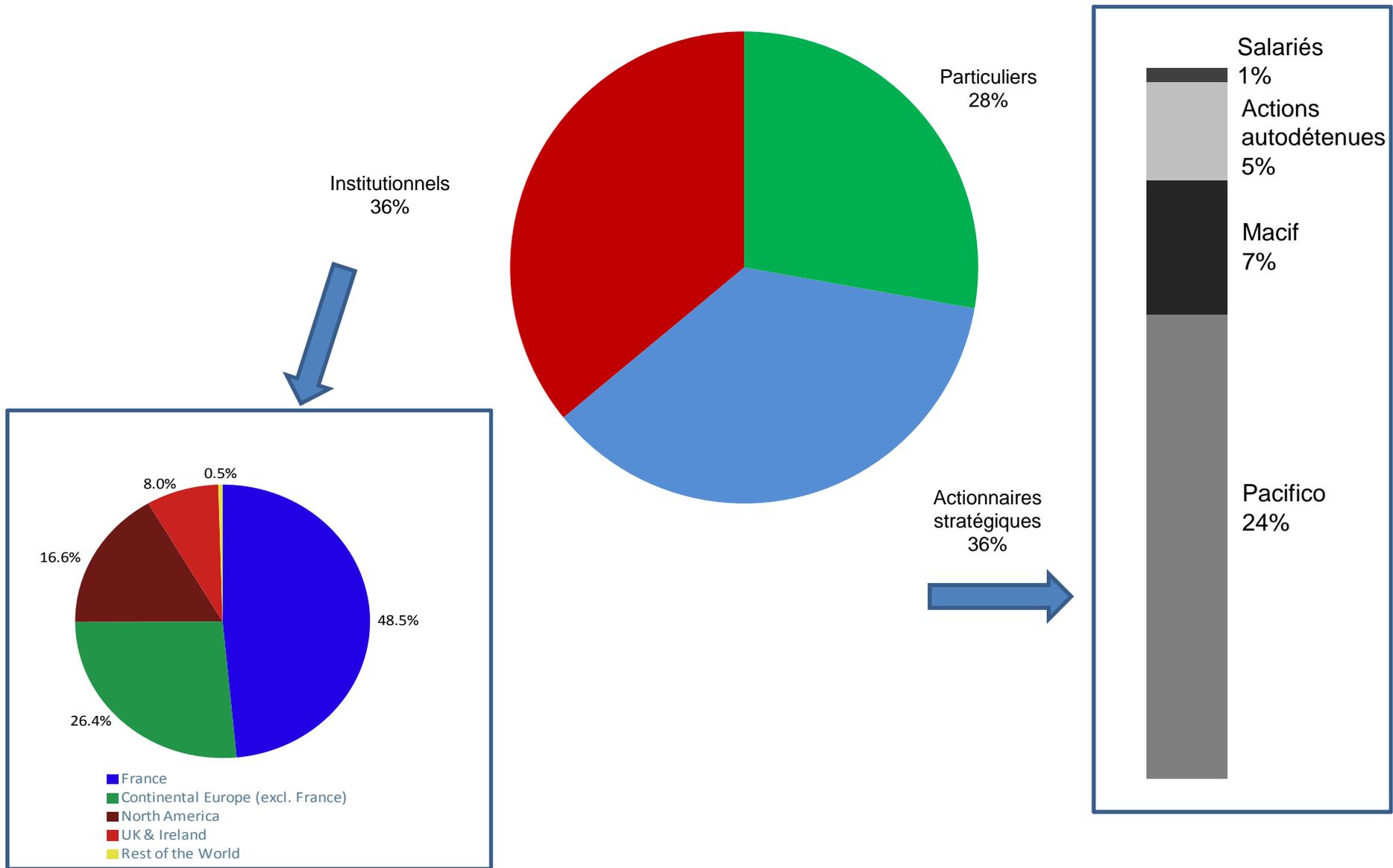
# Cours de bourse M&P et MP Nigeria depuis le 1/1/2011



## Couverture analystes



# Structure de l'actionnariat



[www.maureletprom.fr](http://www.maureletprom.fr)