



MAUREL & PROM

# Assemblée Générale

29 juin 2011

1

# STRATEGIE ET POSITIONNEMENT

- Acteur indépendant de taille moyenne spécialiste de l'Afrique et de l'Amérique latine
  - Un territoire de plus de 75 000 km<sup>2</sup>
  - Des réserves 2P de 288 Mboe
  - Une production en constante augmentation à environ 17 000 b/j en part M&P au Gabon
  - Une production supérieure à 6 000 b/j en part M&P au Nigéria
  - Des équipes expérimentées provenant des grandes entreprises pétrolières
  
- Alliant expérience et références
  - Exploration-Appréciation :
    - 96 puits forés en 10 ans
    - Taux de succès historique de 48%
    - Des territoires attractifs connus des équipes
  - Développement : spécialisé dans la mise en production rapide des découvertes en Afrique et en Amérique latine
    - M'Boundi > 300 Mboe
    - Onal + satellites > 200 Mboe
    - Ocelote ≈ 50 Mboe

## Rationalisation du portefeuille d'actifs

- 4 champs en production au Gabon, 2 à venir
- Acquisition d'actifs au Nigéria
- Alliance stratégique en Colombie
- Vente de la participation au Venezuela
- Fusion-absorption de Caroil SA avec Tuscany (Canada)

### ⇒ **Accroissement de la part relative donnée à la production**

- Augmentation continue des réserves et de la production au Gabon
- Acquisition d'actifs de production au Nigéria

### ⇒ **Réduction du risque lié à l'exploration**

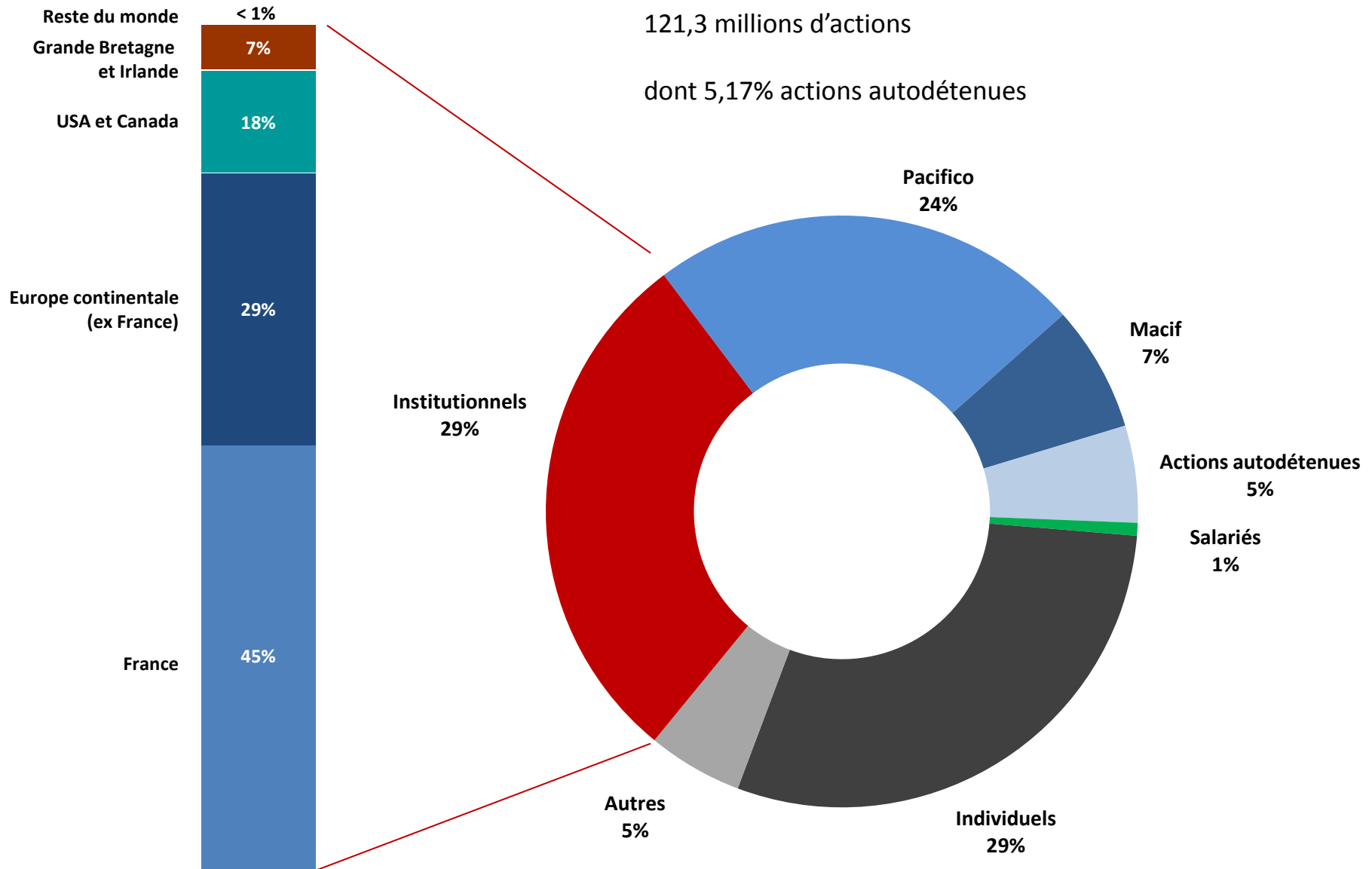
- Financement externe de l'exploration en Colombie
- Focalisation dans les zones connues : Gabon, Nigéria, Colombie
- Réduction de l'activité dans les pays moins connus

2

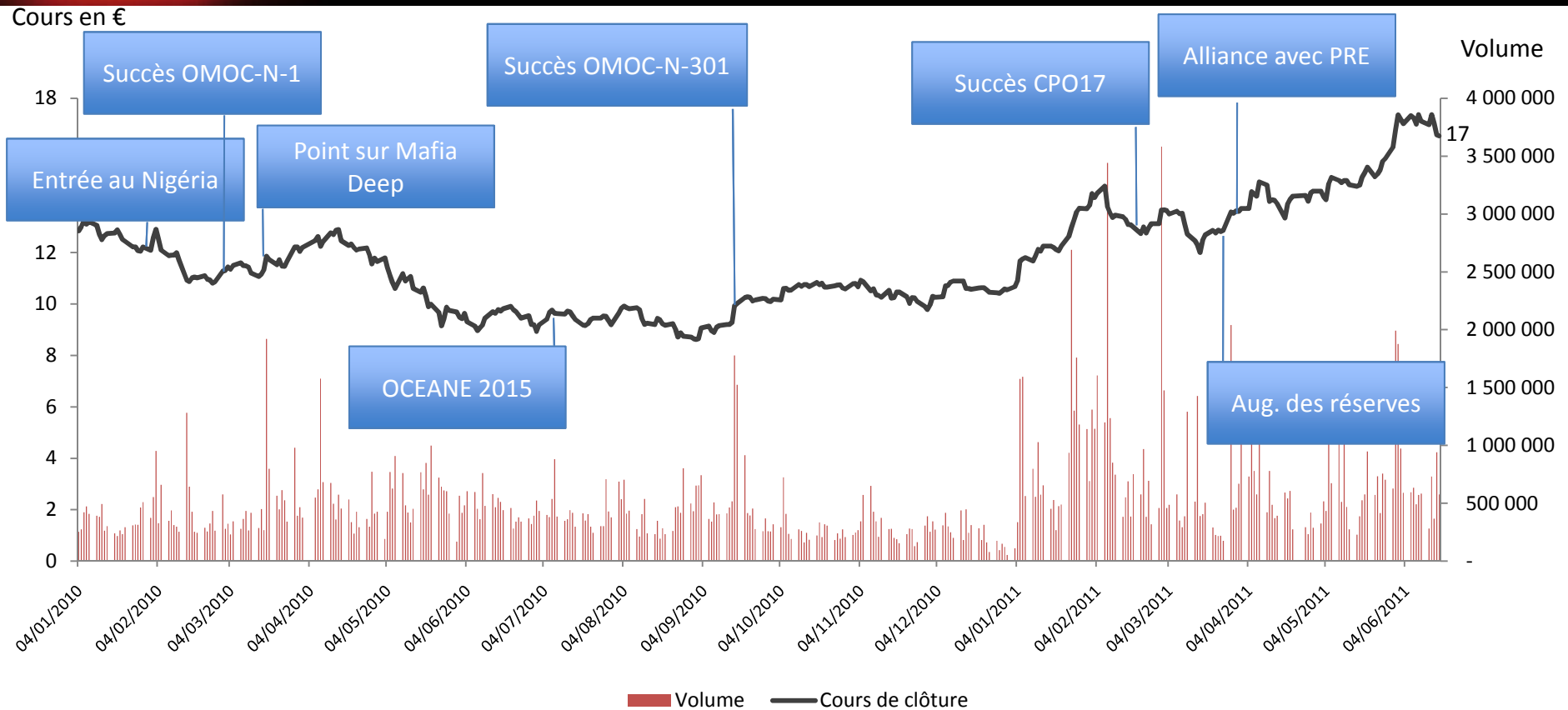
LE GROUPE AUJOURD'HUI

# 2

## Internationalisation de l'actionnariat



## 2 Evolution du cours de l'action

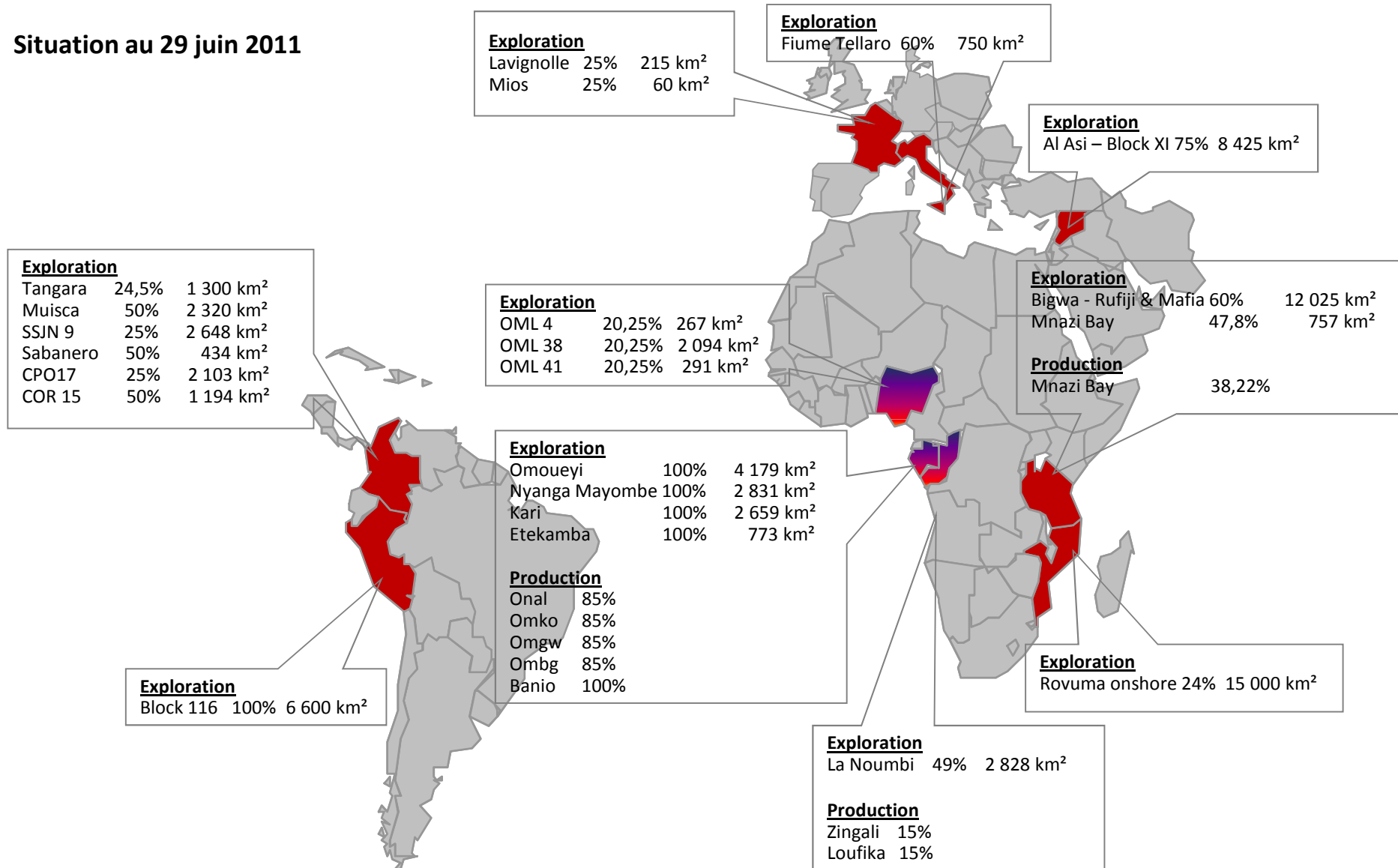


Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2011, 3<sup>ème</sup> performance du SBF 120 :

ALCATEL-LUCENT	+71,79%
ALTRAN TECHNOLOGIES	+66,43%
<b>MAUREL &amp; PROM</b>	<b>+59,53%</b>

# 2 Une présence mondiale

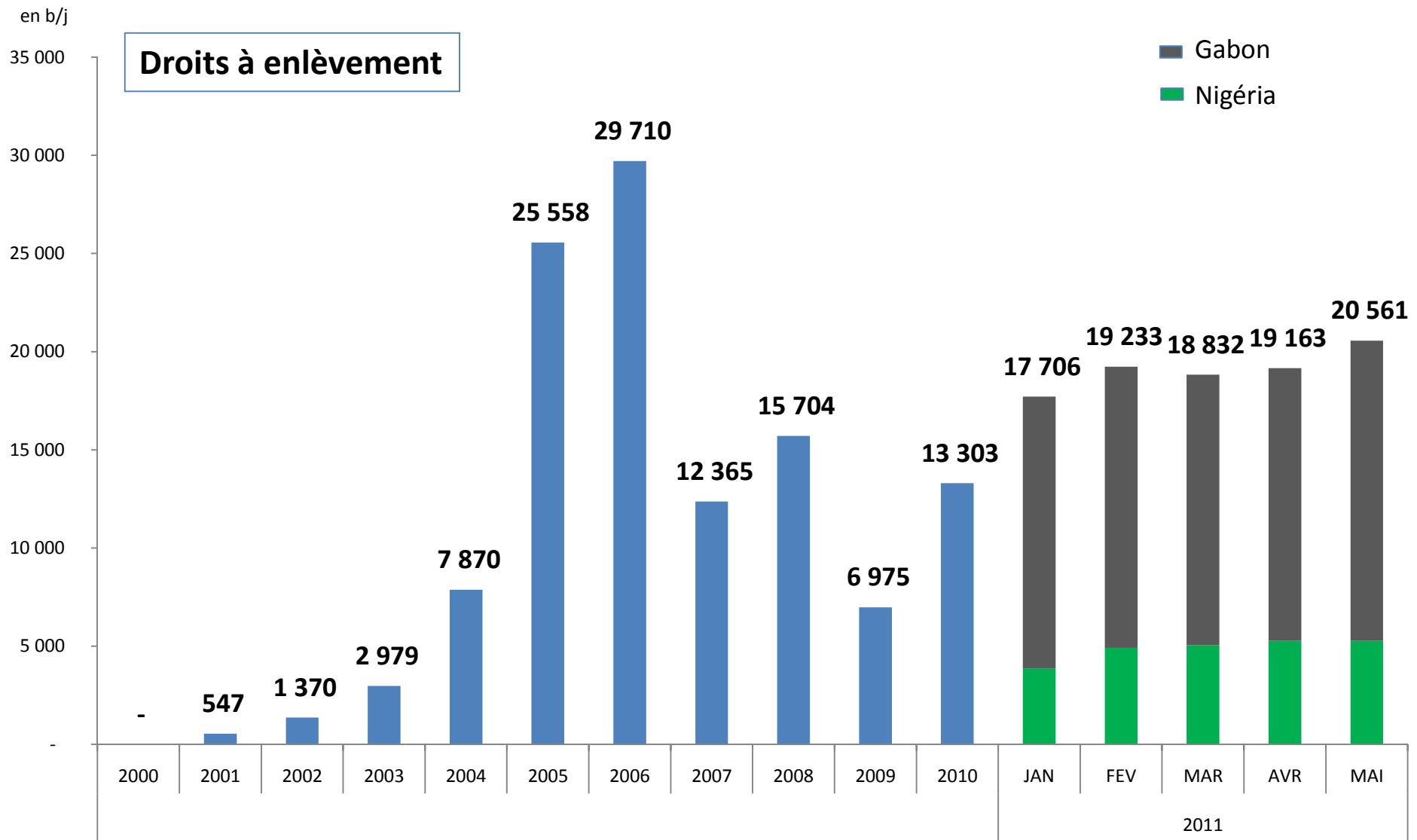
Situation au 29 juin 2011



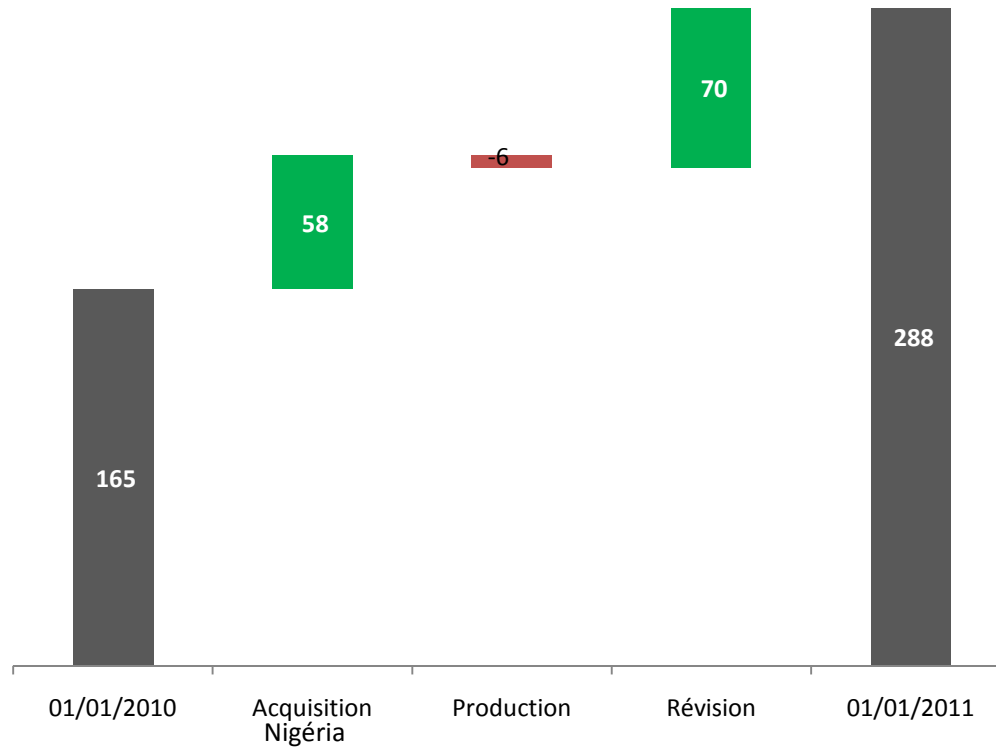


# 2

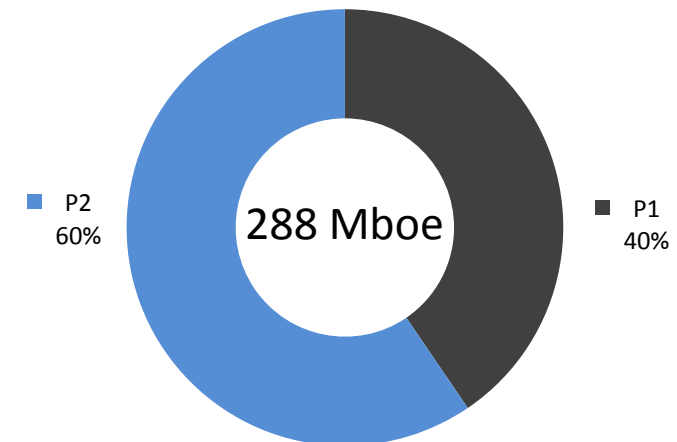
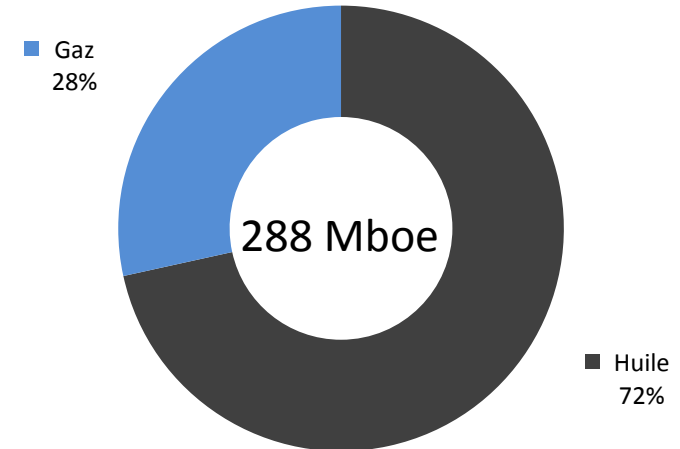
## Relance de la production en Afrique



### Réserves P1+P2 nettes de redevance en Mboe



Augmentation significative à 288 Mboe



Les réserves du Groupe correspondent à des volumes d'hydrocarbures mis en évidence par des puits de découverte et de délimitation et pouvant être exploités au niveau commercial. Les réserves P1+P2 nettes de redevances ont été certifiées par De Golyer & Mac Naughton pour le Gabon (31/7/2010 pour les champs Onal, Omko, Ombg et Omgw et 31/3/2011 pour les champs Omoc et Omoc-Nord) et le Venezuela (1/1/2010), RPS-APA (2007) pour la Tanzanie et Gaffney & Cline pour le Nigéria (1/1/2011).

## 2 Détails des réserves

### Réserves P1+P2 nettes de redevances au 1/1/2011

en mboe

		01/01/2010	acquisition	production	révision	01/01/2011	P1	P2
	% retenu							
ONAL	85%	87,2		-3,3	1,4	85,3	44,5	40,8
OMKO	85%	12,7		-0,3	0,8	13,2	7,5	5,7
OMBG	85%	4,2		-0,1		4,1	0,8	3,3
OMGW	85%	5,1		-0,6	3,9	8,4	4,0	4,4
OMOC-Nord	85%				27,5	27,5	9,8	17,7
OMOC	85%				34,7	34,7	12,3	22,4
BANIO	100%	0,5		-0,1		0,4	0,4	0,0
<b>GABON</b>		<b>109,7</b>		<b>-4,4</b>	<b>68,3</b>	<b>173,6</b>	<b>79,2</b>	<b>94,5</b>
<b>HUILE + CONDENSATS</b>	20,25%		27,3	-0,5	-0,1	26,7	8,5	18,2
<b>GAZ</b>	20,25%		31,1		1,6	32,7	6,0	26,7
<b>NIGERIA</b>			<b>58,4</b>	<b>-0,5</b>	<b>1,5</b>	<b>59,4</b>	<b>14,4</b>	<b>44,9</b>
<b>HUILE</b>	26,35%	5,7		-0,2		5,5	3,5	2,0
<b>GAZ</b>	26,35%	4,8		-0,2		4,6	2,8	1,8
<b>VENEZUELA</b>		<b>10,5</b>		<b>-0,4</b>		<b>10,1</b>	<b>6,3</b>	<b>3,8</b>
<b>MNAZI BAY - GAZ</b>	38,22%	44,6		-0,1		44,5	16,5	28,0
<b>TANZANIE</b>		<b>44,6</b>		<b>-0,1</b>		<b>44,5</b>	<b>16,5</b>	<b>28,0</b>
<b>TOTAL HUILE</b>		<b>115,4</b>	27,3	-5,1	68,2	205,8	91,2	114,7
<b>TOTAL GAZ</b>		<b>49,4</b>	31,1	-0,3	1,6	81,7	25,3	56,5
<b>TOTAL</b>		<b>164,8</b>	<b>58,4</b>	<b>-5,4</b>	<b>69,8</b>	<b>287,5</b>	<b>116,5</b>	<b>171,2</b>

## Ressources en hydrocarbures (en part M&amp;P nette de redevances)

Au 1<sup>er</sup> avril 2011

			Type d'hydrocarbures	01/01/2011	Qualification
				millions de barils	
<b>GABON P3</b>	ONAL	85%	Huile	25	P3
	OMKO	85%	Huile	4	P3
	OMBG	85%	Huile	14	P3
	OMGW	85%	Huile	4	P3
	OMOC-Nord	85%	Huile	19	P3
	OMOC	85%	Huile	26	P3
<b>COLOMBIE</b>	Sabanero	100%*	Huile	>33	C1+C2
	CPO-17	50%*	Huile	en cours d'évaluation	
<b>NIGERIA</b>	OML 4,38 et 41	20,25%	Huile + condensats	53	C1+C2
	OML 4,38 et 41	20,25%	Gaz	222 Bcf (40 Mboe)	C1+C2
<b>TANZANIE</b>	Mnazi Bay	38,22%	Gaz	579 Bcf (103 Mboe)	P3
<b>SICILE</b>	Fiume Tellaro	60,00%	Gaz	98 Mboe	P3
<b>S/S TOTAL</b>				<b>419 Mboe</b>	
<b>TANZANIE</b>	Bigwa Rufiji Mafia	60%	Gaz	1,0 Tcf (184 Mboe) < x < 2,2 Tcf (388 Mboe)	ressources en place

Ainsi qu'un territoire d'exploration de plus de 75 000 km<sup>2</sup> à valoriser

Sont classées comme ressources les quantités d'hydrocarbures non classées en réserves car n'ayant notamment pas encore fait l'objet d'un plan de développement ou pour lesquelles il n'existe pas encore de contrat de vente. Les ressources d'hydrocarbures ont été évaluées par Gaffney & Cline au Nigéria (1/1/2011), GLJ en Colombie (1/1/2011) et Schlumberger (2011) pour le permis de Bigwa Rufiji Mafia en Tanzanie. A cela s'ajoute les réserves P3, évaluées par DeGolyer & MacNaughton (1/1/2011) au Gabon, Ryder Scott en Sicile et RPS-APA (2007) en Tanzanie.

\* Cession de 49,99% de M&P Colombia à Pacific Rubiales Energy

3

RÉSULTATS 2010

**1**

Chiffre d'affaires net: 346 M€  
+80%

**2**

Résultat sur activité de production et services pétroliers: 111 M€  
+136%

**3**

Exploration en charges et provisions : 211 M€  
+ 398%

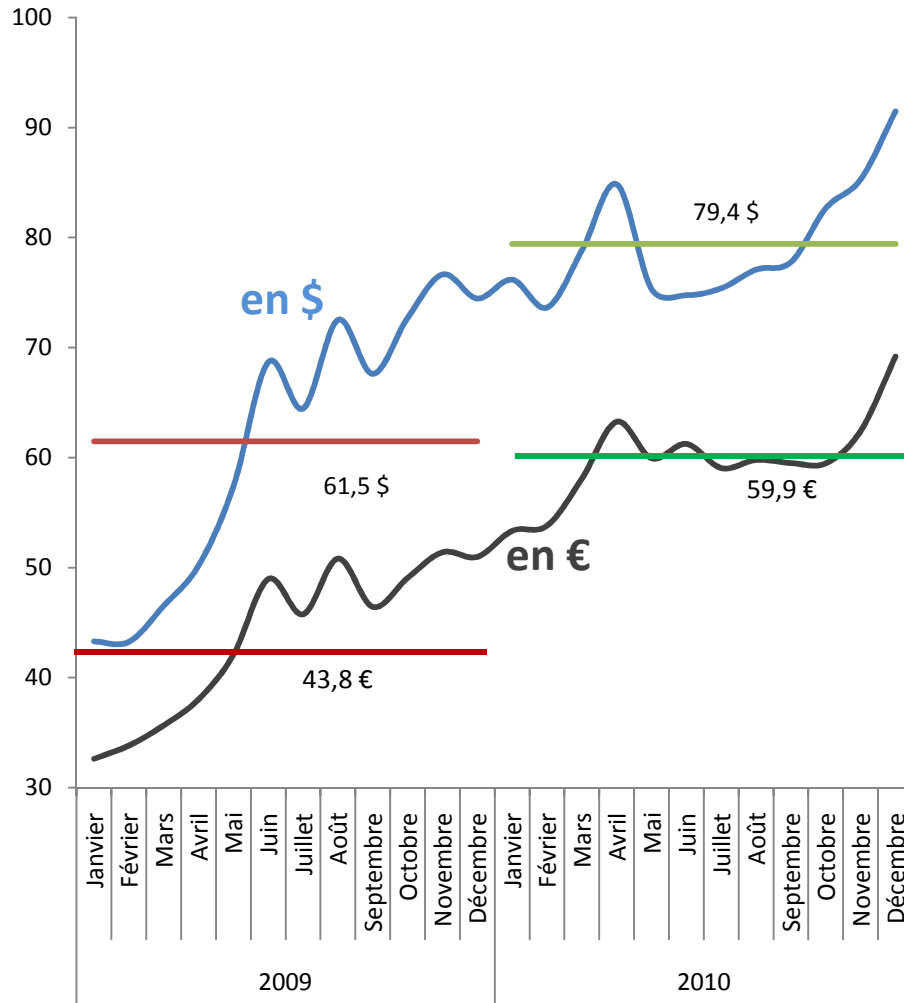
**4**

Réserves P1+P2 : 288 Mboe  
+74%  
+58% au Gabon

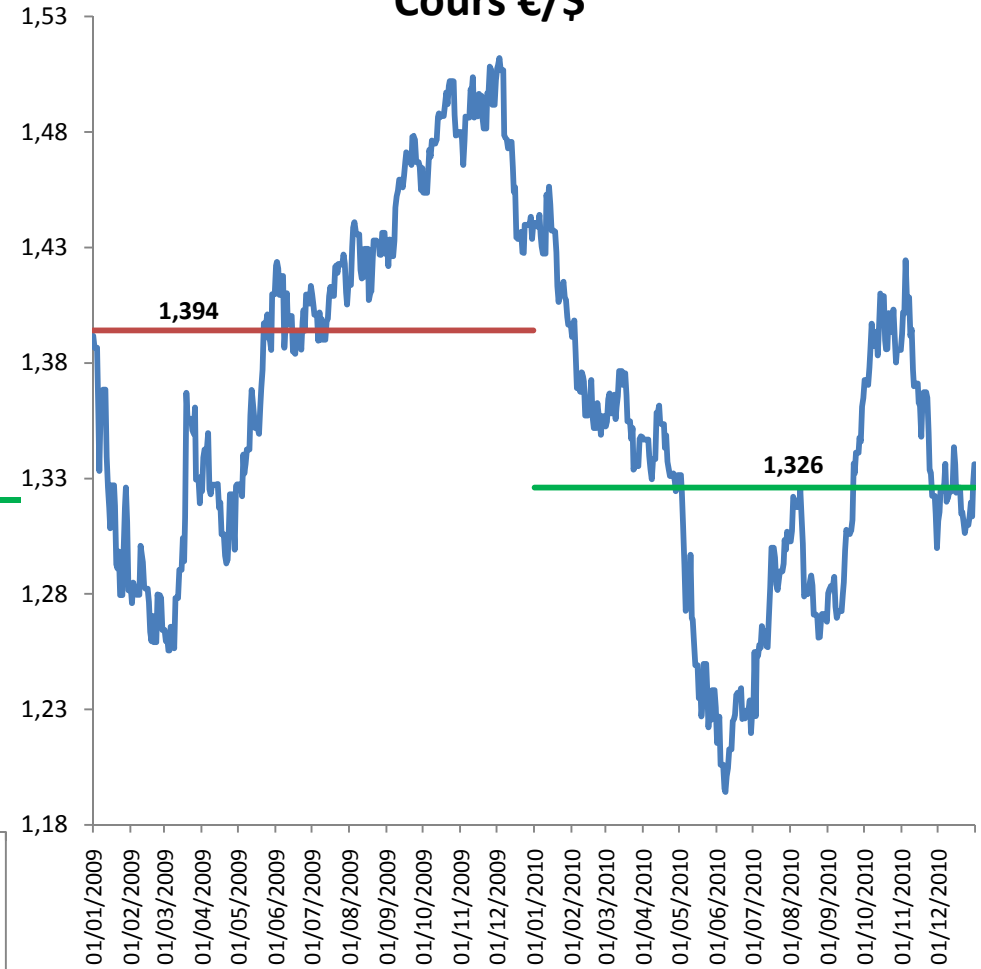
# 3

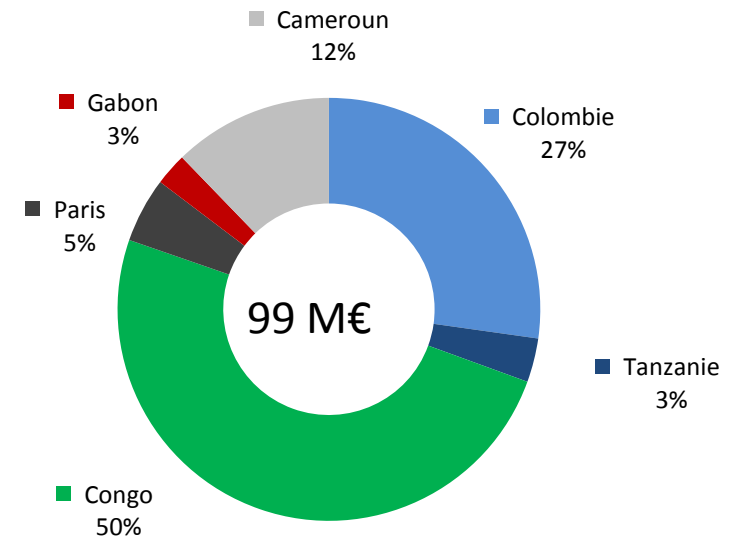
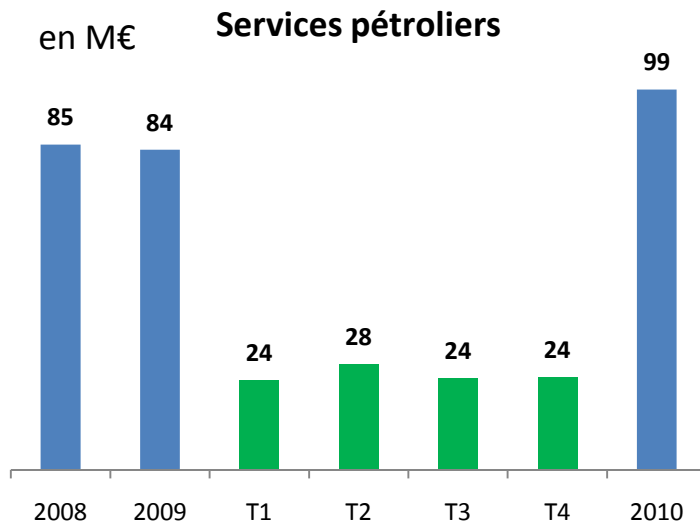
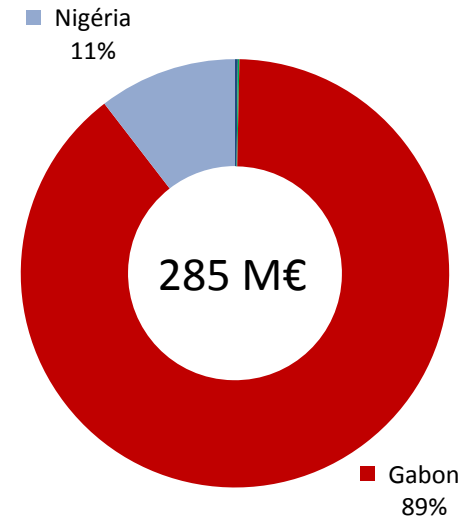
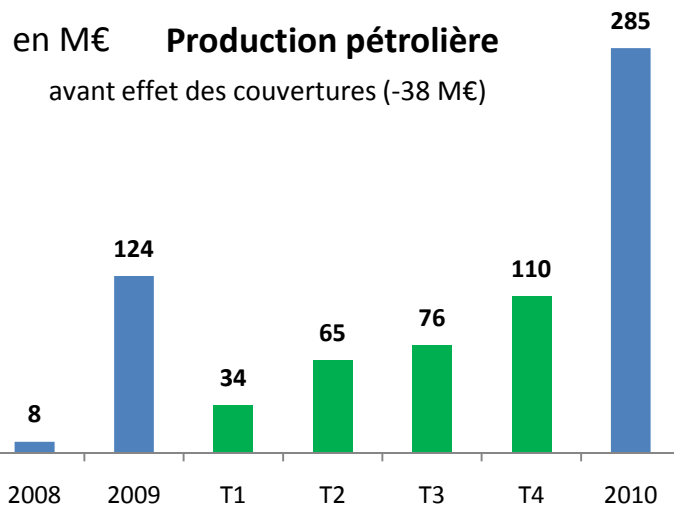
## Environnement économique

### Brent



### Cours €/€







	2010	2009
<b>Chiffre d'affaires (en M€)</b>	<b>346</b>	<b>192</b>
<i>Production</i>	285	124
<i>Services pétroliers</i>	99	84
<i>Autres</i>	-38	-16
<b>Coût des ventes</b>	<b>-116</b>	<b>-83</b>
<b>Marge brute</b>	<b>230</b>	<b>109</b>
	66%	57%
<i>Impôts et taxes</i>	-24	-7
<i>Charges de personnel</i>	-27	-20
<b>Excédent brut d'exploitation</b>	<b>178</b>	<b>82</b>
	52%	43%
<i>Amortissement</i>	-68	-35
<b>Résultat sur activités de production et services pétroliers</b>	<b>111</b>	<b>47</b>
<i>Provision constatée sur les actifs tanzaniens</i>	-76	-
<i>Exploration en charge</i>	-135	-56
<i>Autres</i>	-9	-10
<b>Résultat opérationnel</b>	<b>-109</b>	<b>-20</b>

**Exploration en charge :**

Syrie :	<i>1 puits</i> 12 M€
Congo :	<i>3 puits</i> 30 M€
Tanzanie :	<i>2 puits</i> (y/c Mbezi) 37 M€
Gabon :	<i>1 puits</i> 15 M€
Sénégal :	1 M€
Colombie :	<i>2 puits</i> 31 M€
Mozambique :	<i>1 puits</i> 1 M€
Congo :	<i>Zingali-Loufika</i> 10 M€
<b>Total :</b>	<b>135 M€</b>

## Dettes du Groupe au 31/12/2010 :

OCEANE 2014 :	298 M€
OCEANE 2015 :	70 M€
Dettes Standard Bank :	50 M\$
<i>(remboursé le 7 mars 2011)</i>	
Banco de Occidente :	2 M\$
RBL :	285 M\$
Dettes SEPLAT (167 M\$):	75 M\$
<i>(en part M&amp;P)</i>	
<i>Taux de clôture : 1,336 \$ pour 1€</i>	
Dettes en \$ du Groupe :	412 M\$
Dettes en € du Groupe :	368 M€

**TOTAL Dettes Groupe en M€ : 679 M€**

Trésorerie au 31/12/2010 : 95 M€  
 Dépôt de garantie SEPLAT : 125 M€, soit 167 M\$  
*(débloqué le 31 mars 2011)*

**Dettes nettes du Groupe au 31/12/2010 : 459 M€**

	2010
	en M€
<i>OCEANES 2014</i>	-25,5
<i>OCEANES 2015</i>	-2,5
<i>Crédit Standard Bank</i>	-4,1
<i>RBL</i>	-0,3
<i>Intérêts sur financement SEPLAT</i>	-3,3
<b>Coût de l'endettement brut</b>	<b>-35,8</b>
<i>Rémunération du dépôt BNP</i>	+2,9
<i>Placement court terme</i>	+1,1
<i>Instruments dérivés</i>	-6,0
<i>Réévaluation des positions en devises du Groupe</i>	+58,8
<i>Autres</i>	-5,1
<b>Résultat financier</b>	<b>16,0</b>

Au 30 juin 2011 le niveau de la dette nette estimée du Groupe est de 428 M€  
*(hypothèse €/€ : 1,43)*

# 3 Résultat net

	2010	2009
en M€		
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>346</b>	<b>192</b>
<b>Résultat sur activités de production et services pétroliers</b>	<b>111</b>	<b>47</b>
<i>Provision constatée sur les actifs tanzaniens</i>	-76	-
<i>Exploration en charge</i>	-135	-56
<i>Autres</i>	-9	-10
<b>Résultat opérationnel</b>	<b>-109</b>	<b>-20</b>
Résultat financier	16	-25
Résultat avant impôts	-93	-45
<i>Impôts sur le résultat</i>	-57	-12
Résultat net des sociétés intégrées	-150	- 56
<i>Mise en équivalence</i>	4	10
<b>Résultat net des activités conservées</b>	<b>-145</b>	<b>- 46</b>
Résultat net des activités cédées	7	-5
<b>Résultat net de l'ensemble consolidé</b>	<b>-139</b>	<b>- 51</b>

## Impôts du Groupe :

### Impôt exigible : 29,1 M€

Imposition au Nigéria :	5,5 M€
Imposition Gabon :	17,8 M€
Imposition Caroil :	5,8 M€

### Charge d'impôt différé : 27,4 M€

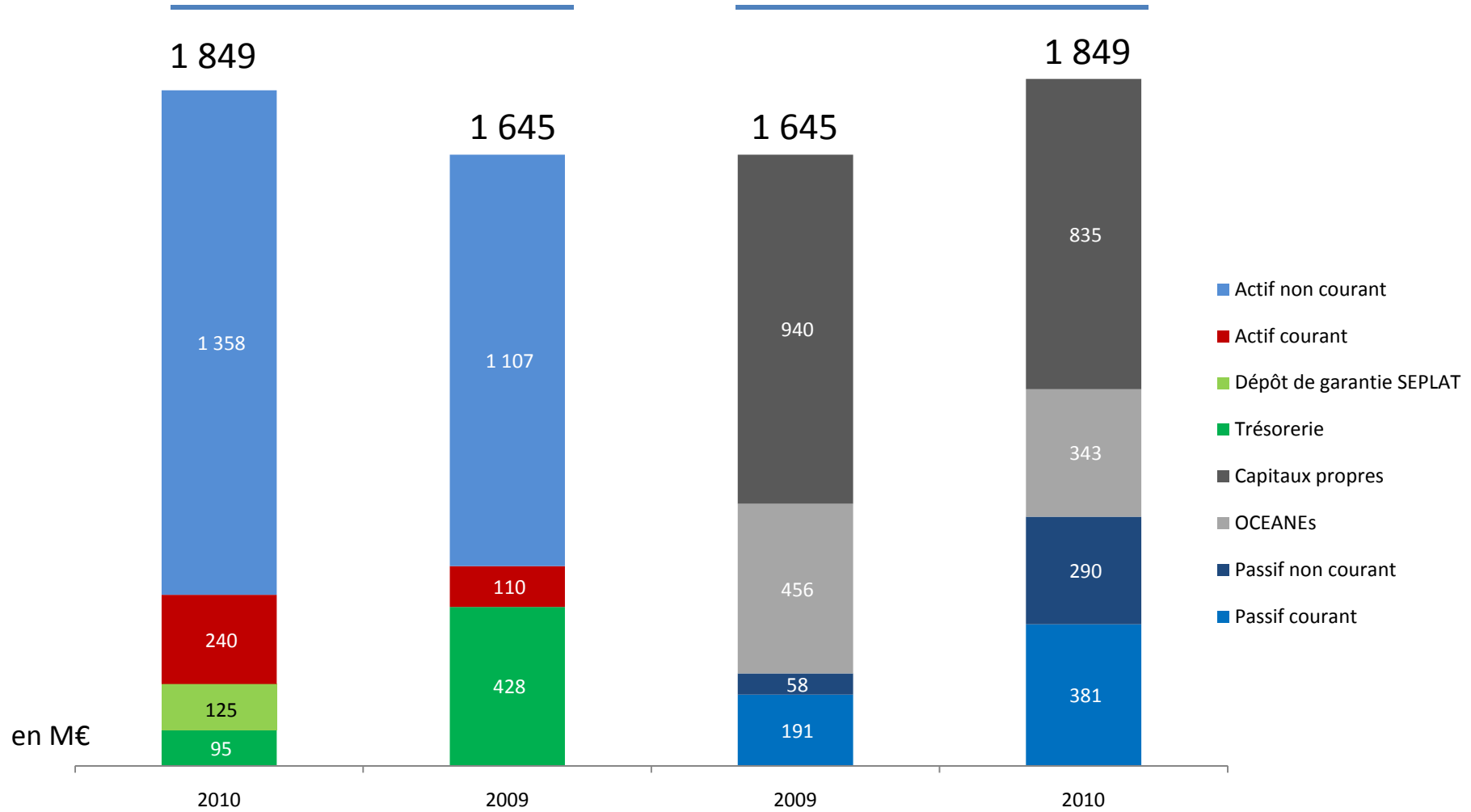
## Proposition de dividende : 0,25 €

Versement le 7 juillet 2011

# 3 Bilan

## Actif

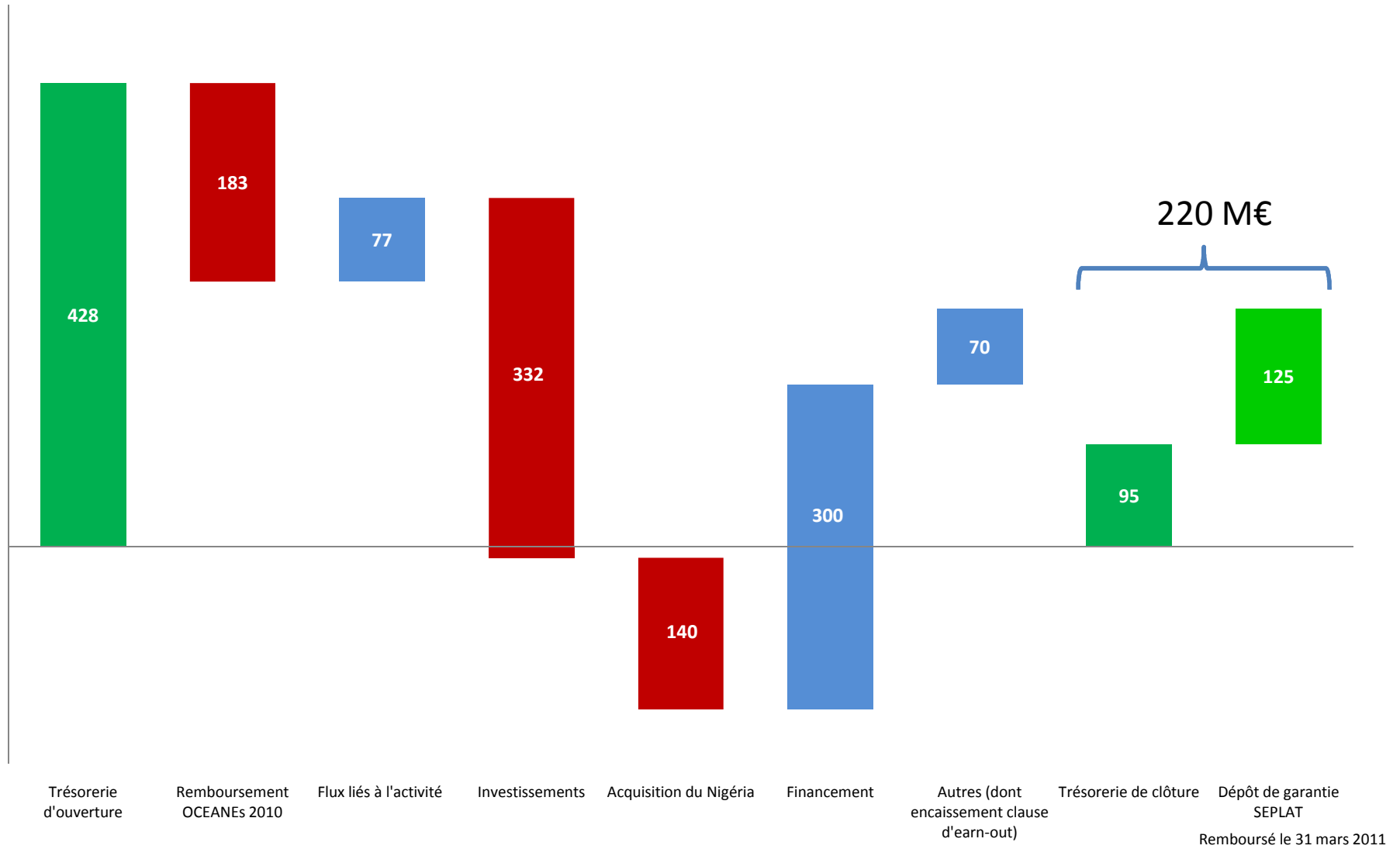
## Passif



# 3

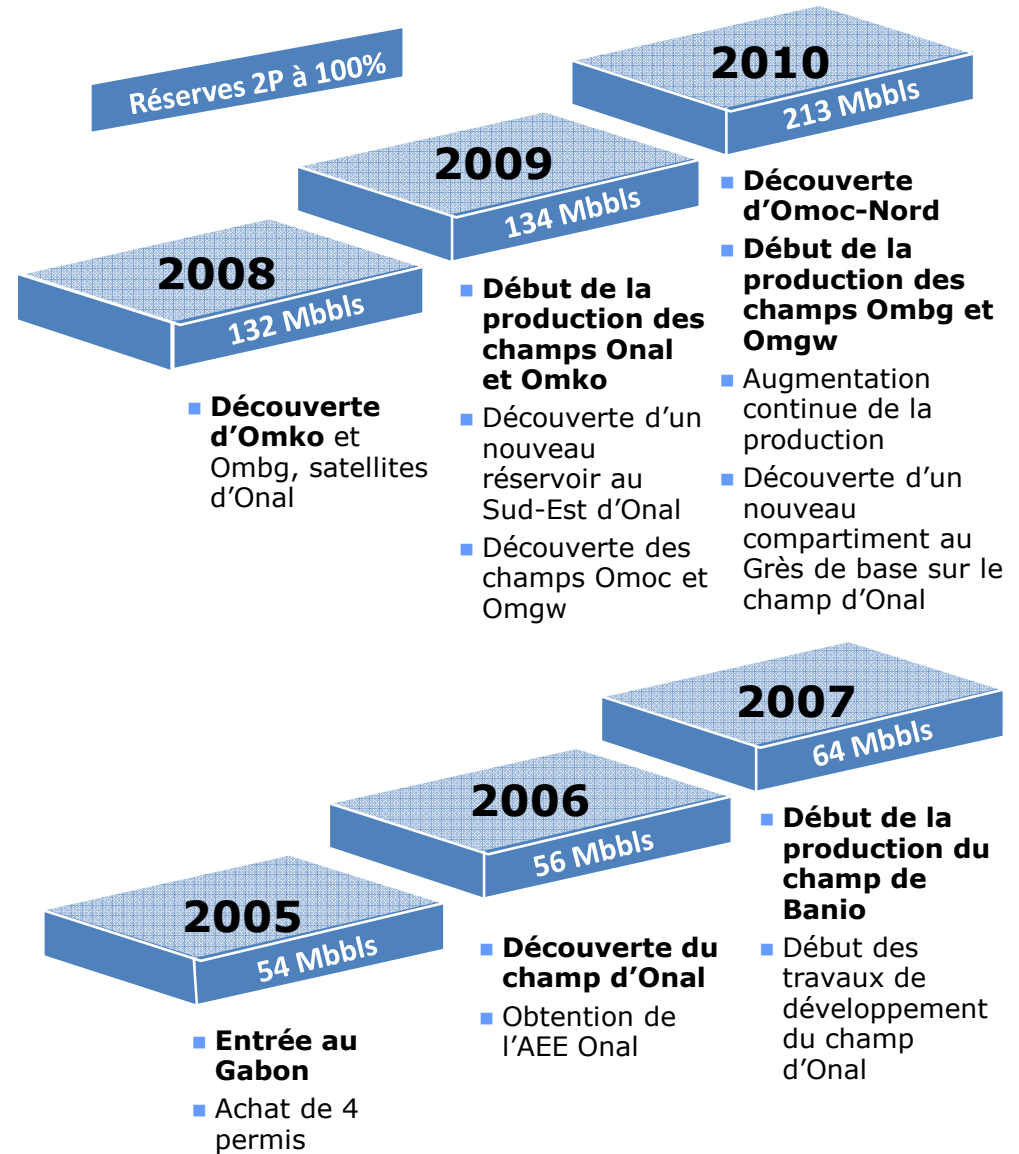
# Trésorerie

en M€



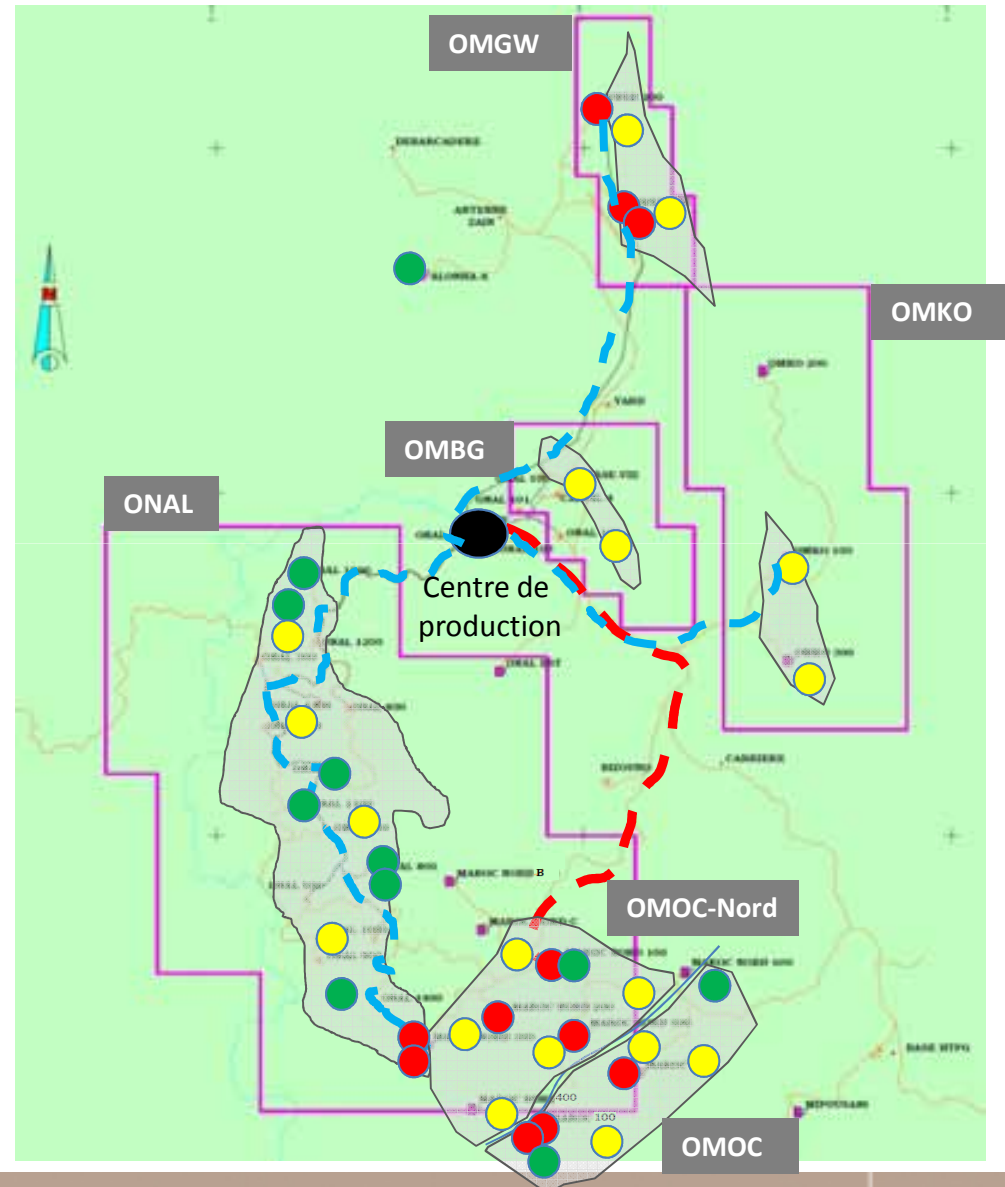
**4 GABON**

# 4 Une stratégie méthodique



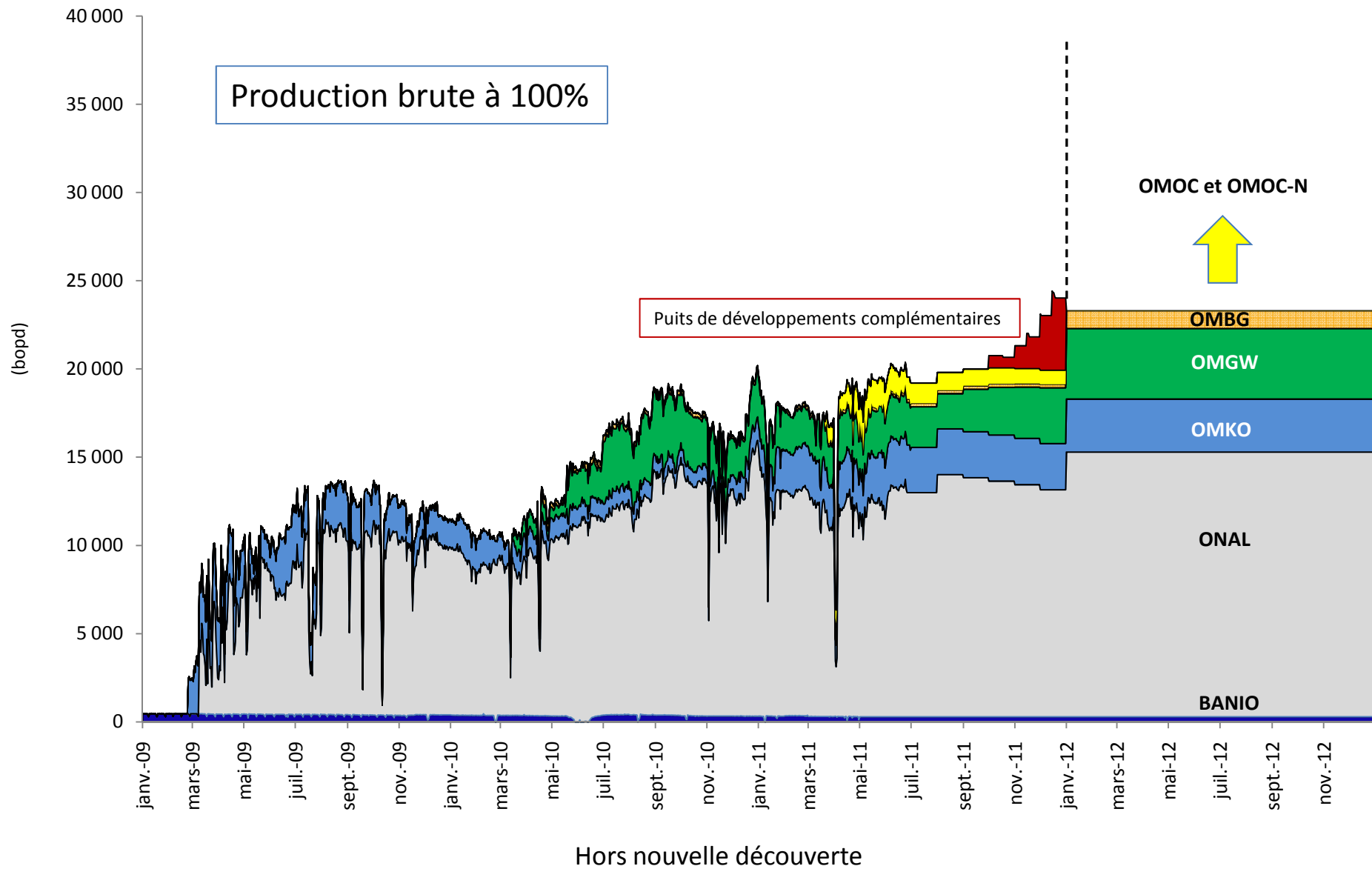
## 4 Un développement rapide

- 2010 :  
Développement d'OMGW  
Démarrage de l'injection d'eau sur OMKO  
Délimitation d'OMOC  
Découverte d'OMOC-N  
Acquisition sismique
- 2011 :  
Démarrage de l'injection d'eau sur OMGW  
Délimitation d'OMOC et OMOC-N  
Acquisition sismique
- 2012 :  
Développement d'OMOC et OMOC-N  
Puits intercalaires sur ONAL  
Puits intercalaires sur OMGW  
Puits intercalaires sur OMKO  
Développement d'OMBG  
Acquisition sismique

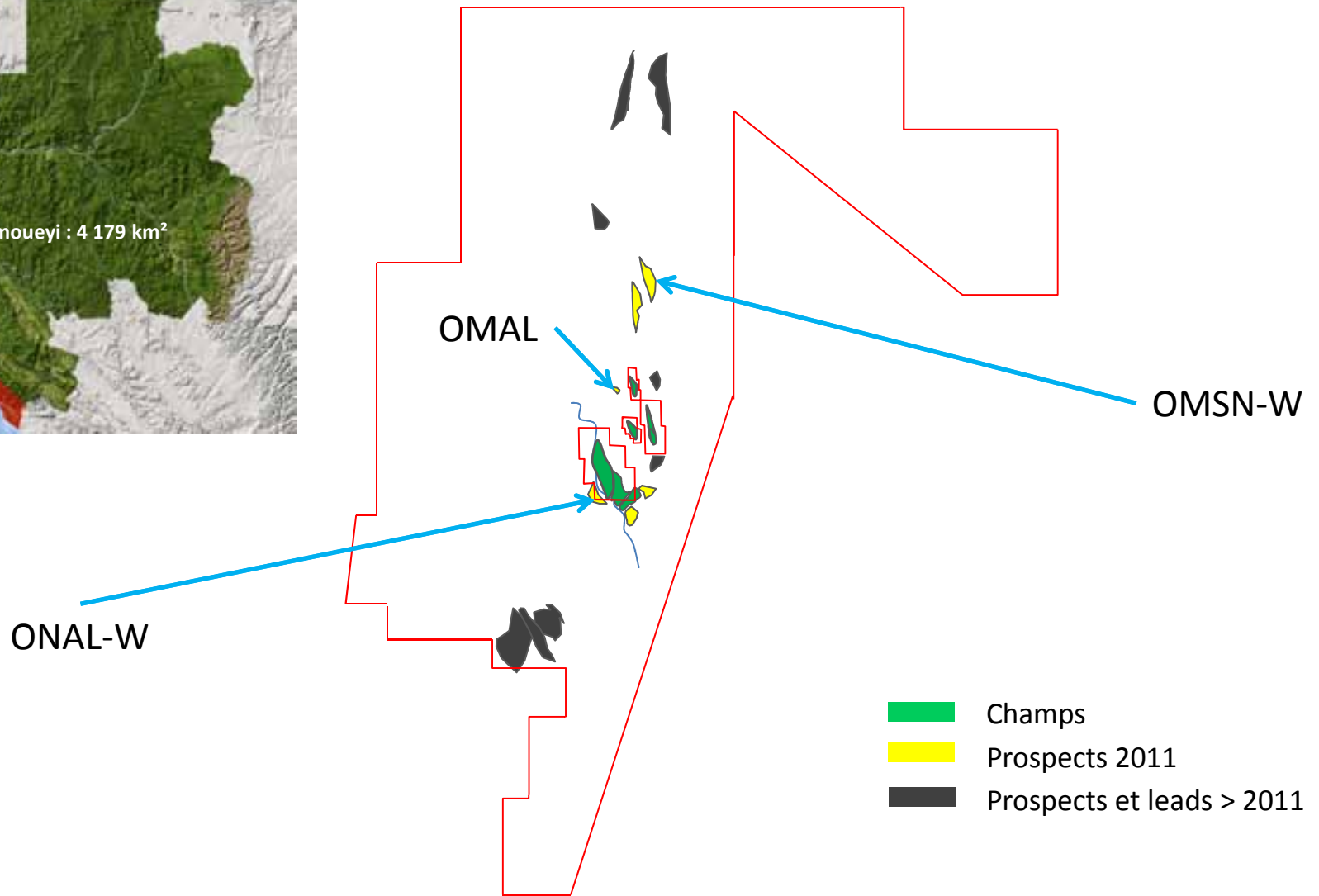




# 4 Objectif de production

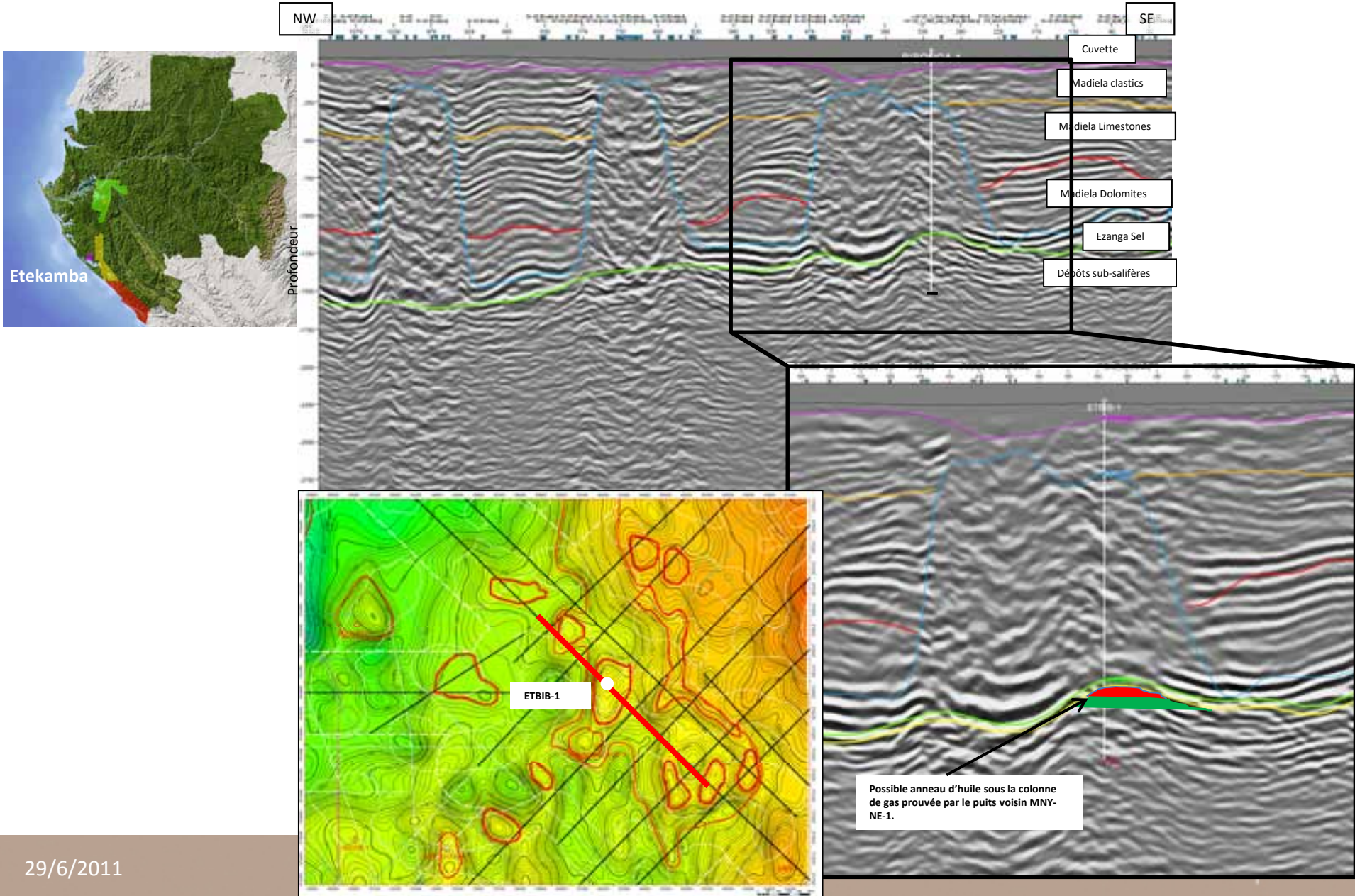


# 4 Potentiel d'exploration



# 4

## Etekamba : une zone d'intérêt

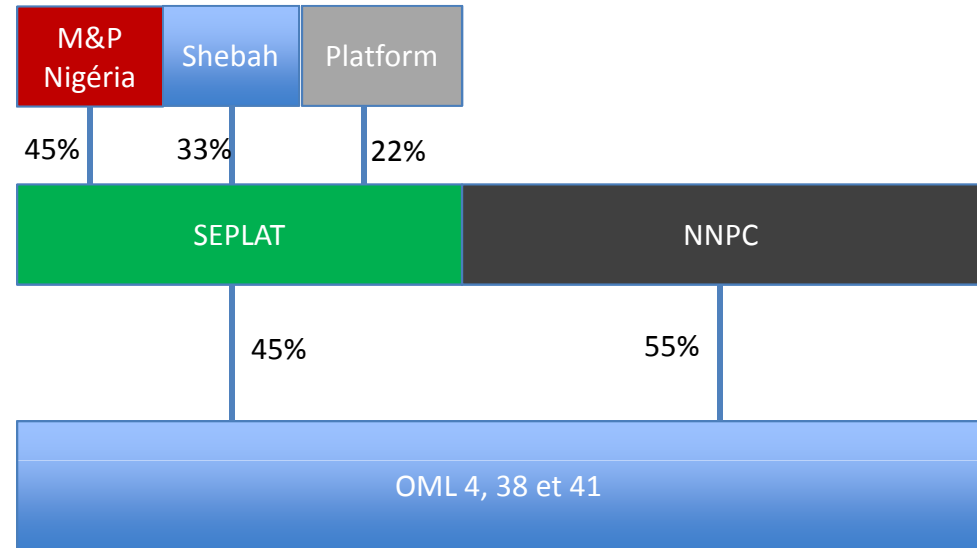
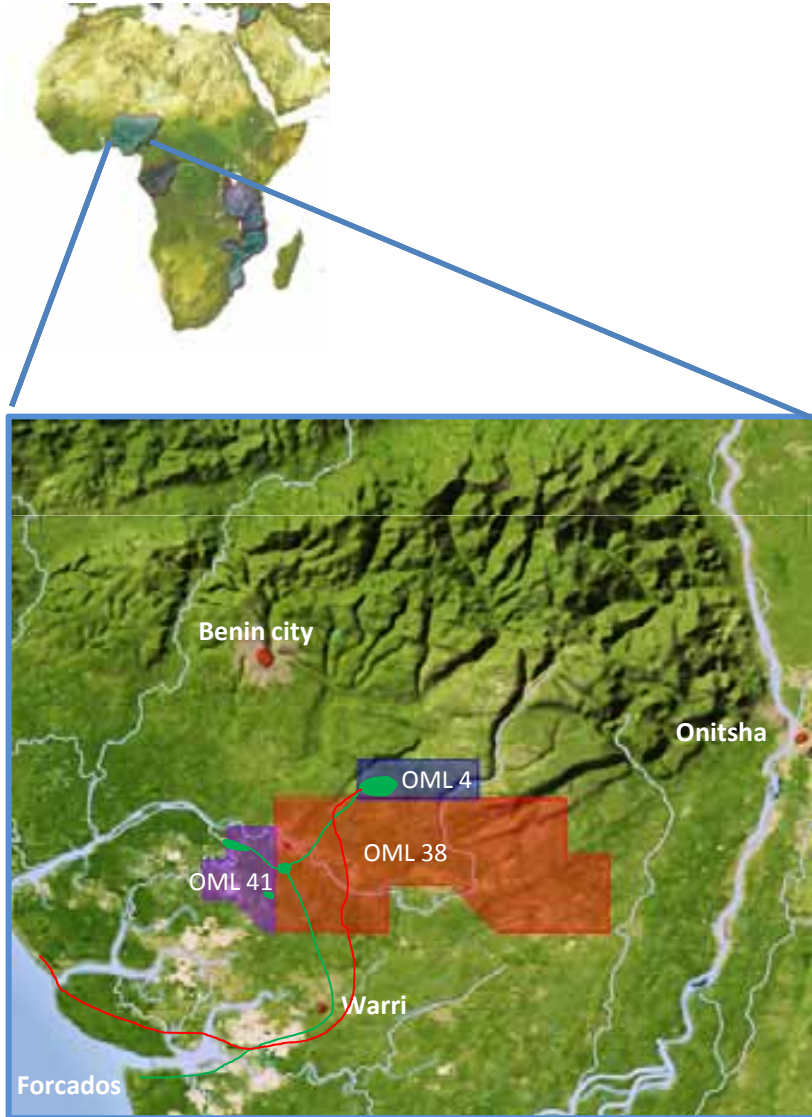




**5 NIGERIA**

# 5

## Nigéria : intégration progressive des actifs



Sismique 3D > 90%  
 74 puits producteurs  
 23 puits d'exploration forés  
 (avec un taux de succès > 50%)  
 9 puits d'appréciation

### Stratégie de développement : mise en production de deux champs par an (à partir de 2012)

#### ⇒ Augmenter le niveau de production:

- Analyse de l'historique
- 2 puits de production supplémentaires sur le champ d'Ovhor
- 5 reprises de puits de production sur le champ de Sapele
- Connexion d'Ovhor-2
- Etudes d'avant projet sur les voies d'évacuation
- Lancement des projets pour la construction des installations de traitement d'eau

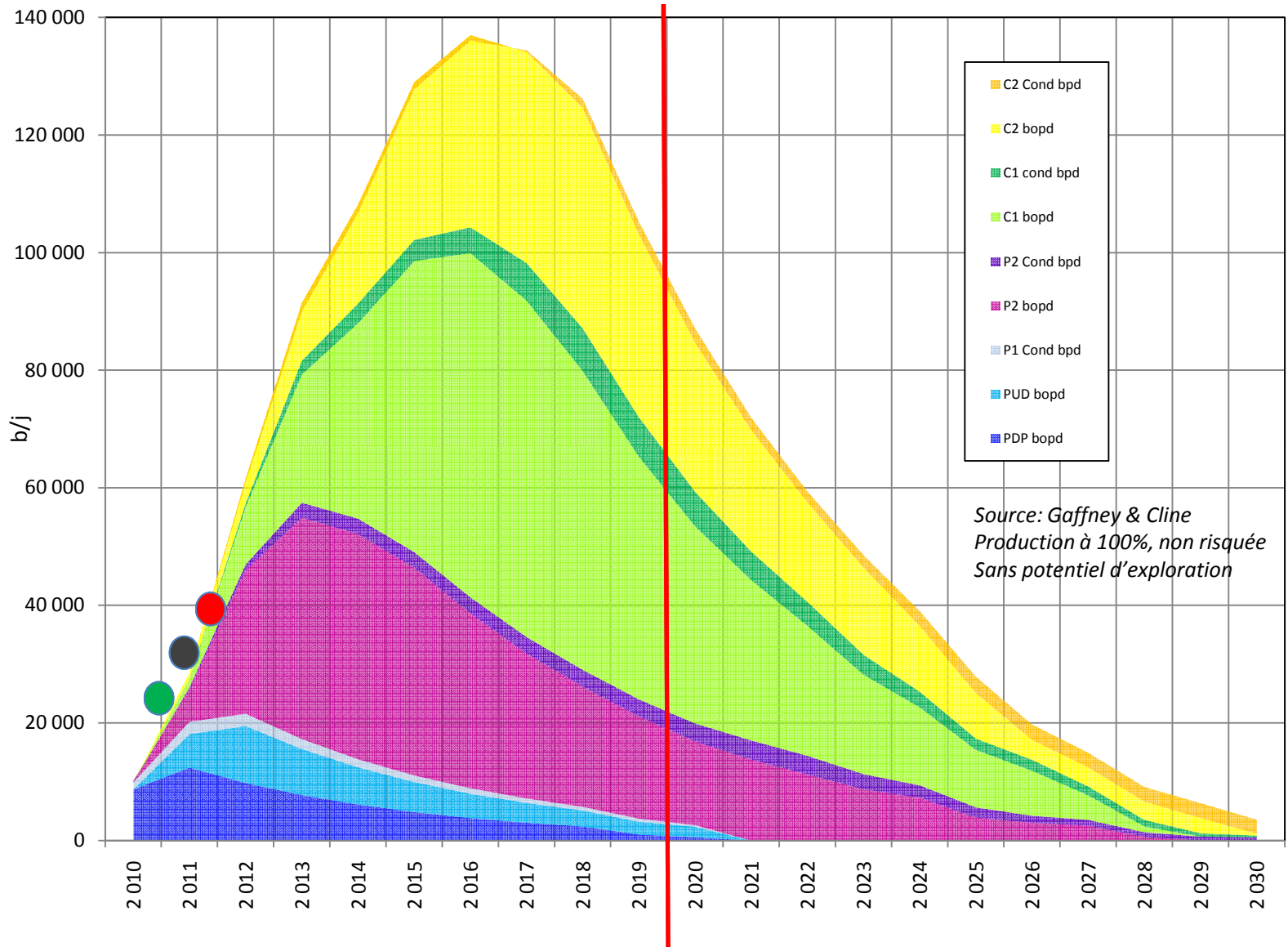
Objectif de 40 000 b/j fin 2011

#### ⇒ Transférer des C1+C2 en P1+P2

- 3 puits d'appréciation (Orogho – Okporhuru – Okoporo)
- Intervention sur des puits de découvertes réalisées, non connectées
- Retraitement de la sismique existante afin d'augmenter la qualité de l'interprétation et d'optimiser la campagne de forage à venir

Objectif de 50 000 b/j fin 2012  
Transferts de C1+C2 à P1+P2

# 5 Profil de production



Moyenne mai 2011  
33 114 b/j

Moyenne année 1  
23 713 b/j

● Objectif 2011

# 5 Allocation de la production



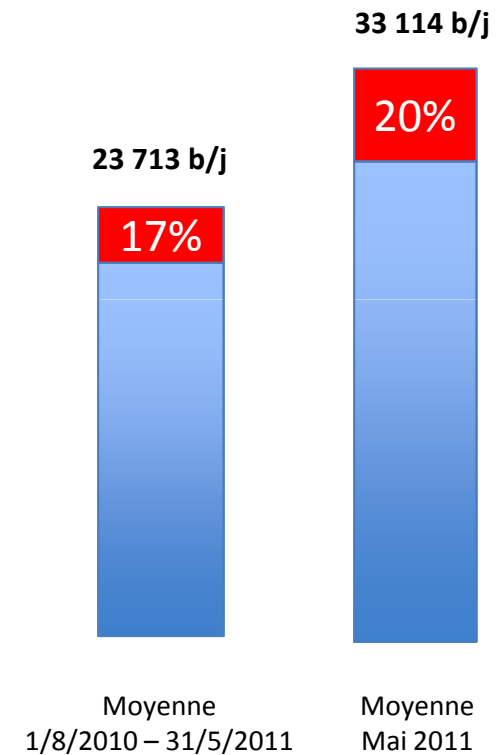
Part non encore allouée à SEPLAT par SPDC :

- Comptage provisoire avant installation du compteur fiscal de SEPLAT fin juin 2011
- Vérification en cours du comptage de la production des tiers transitant par l'oléoduc de SEPLAT

Cette part devrait disparaître une fois les installations de comptage terminées



Production brute à 100%  
des OML 4, 38 et 41





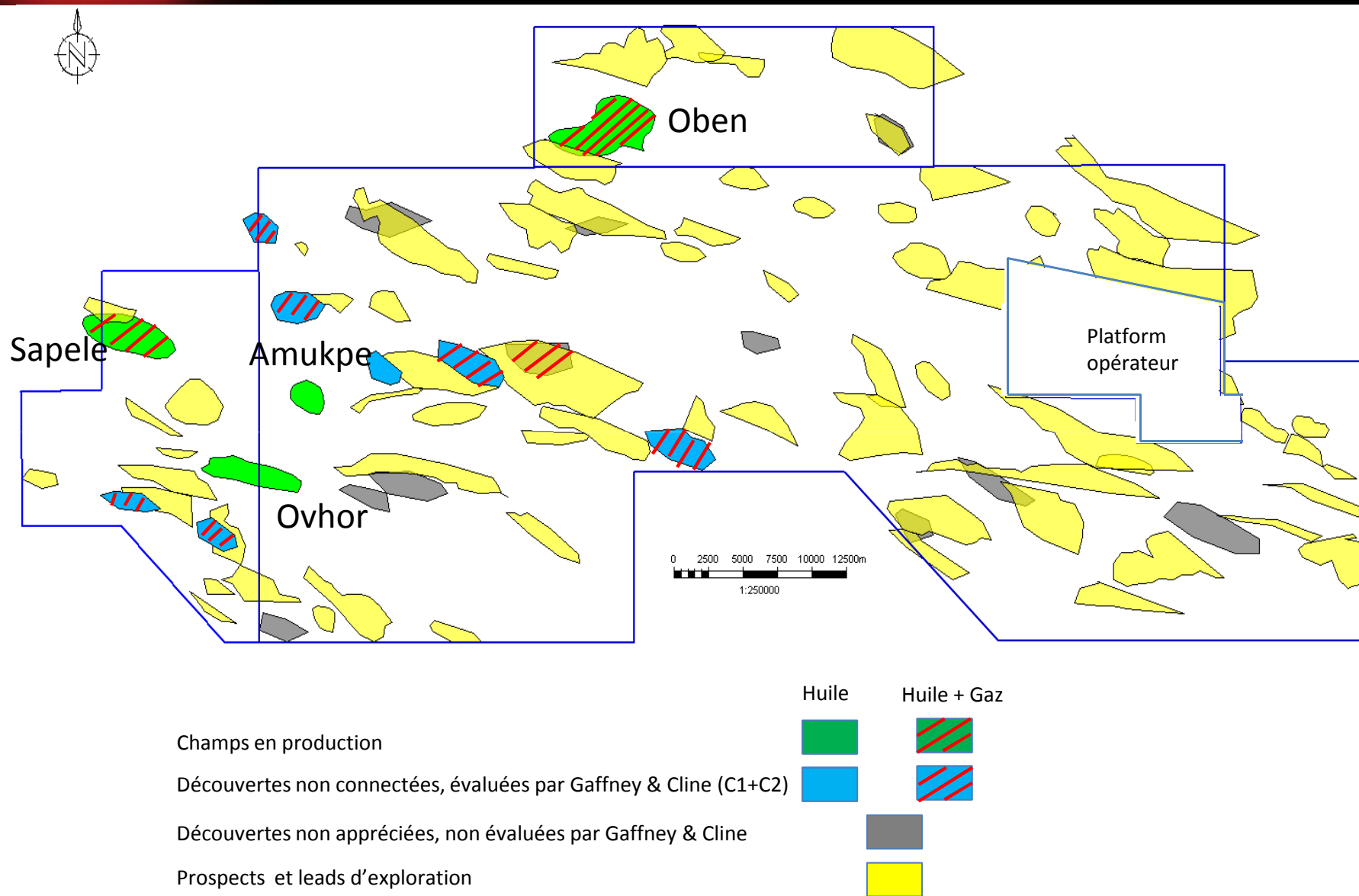
# 5

# Installations

SAPELE

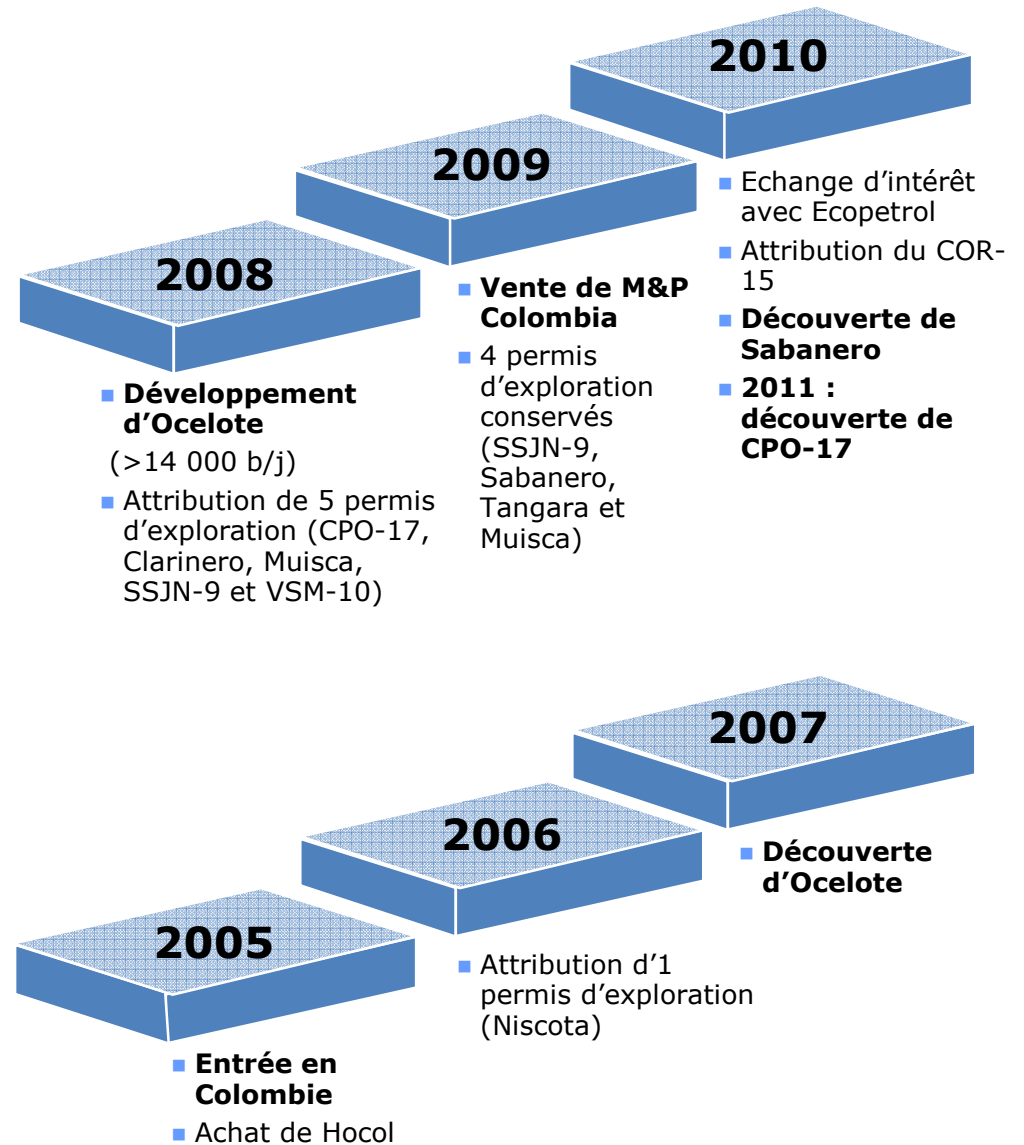
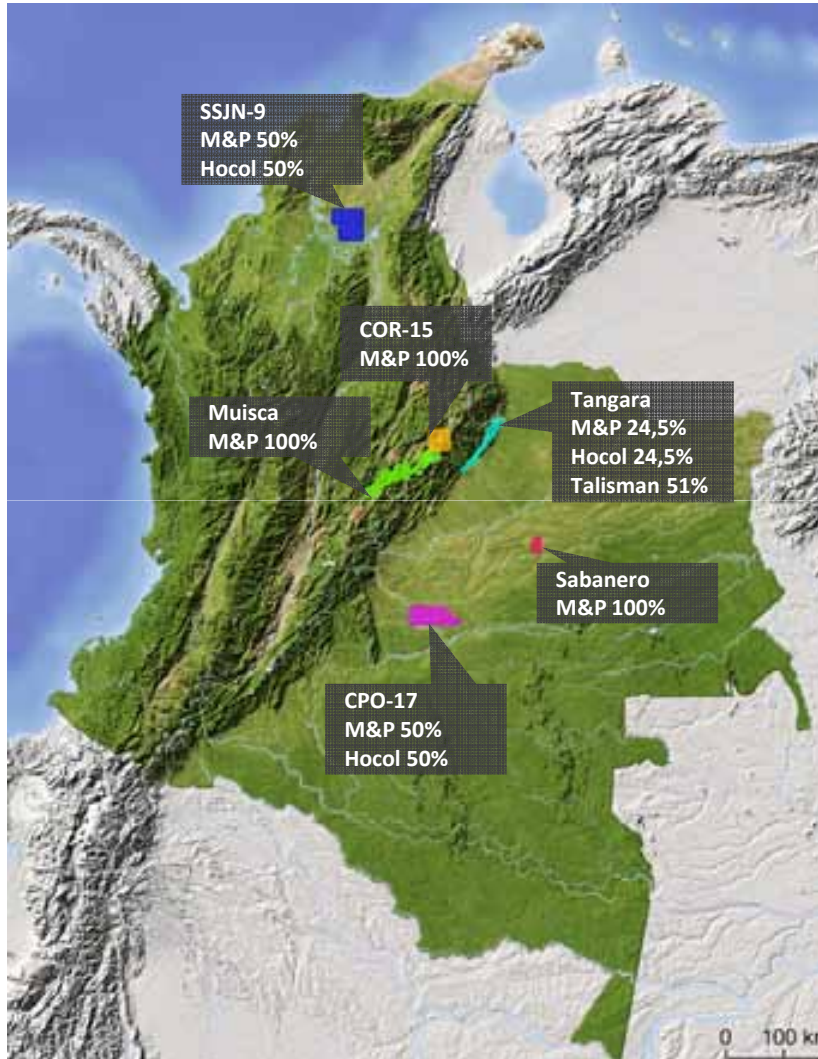


OBEN

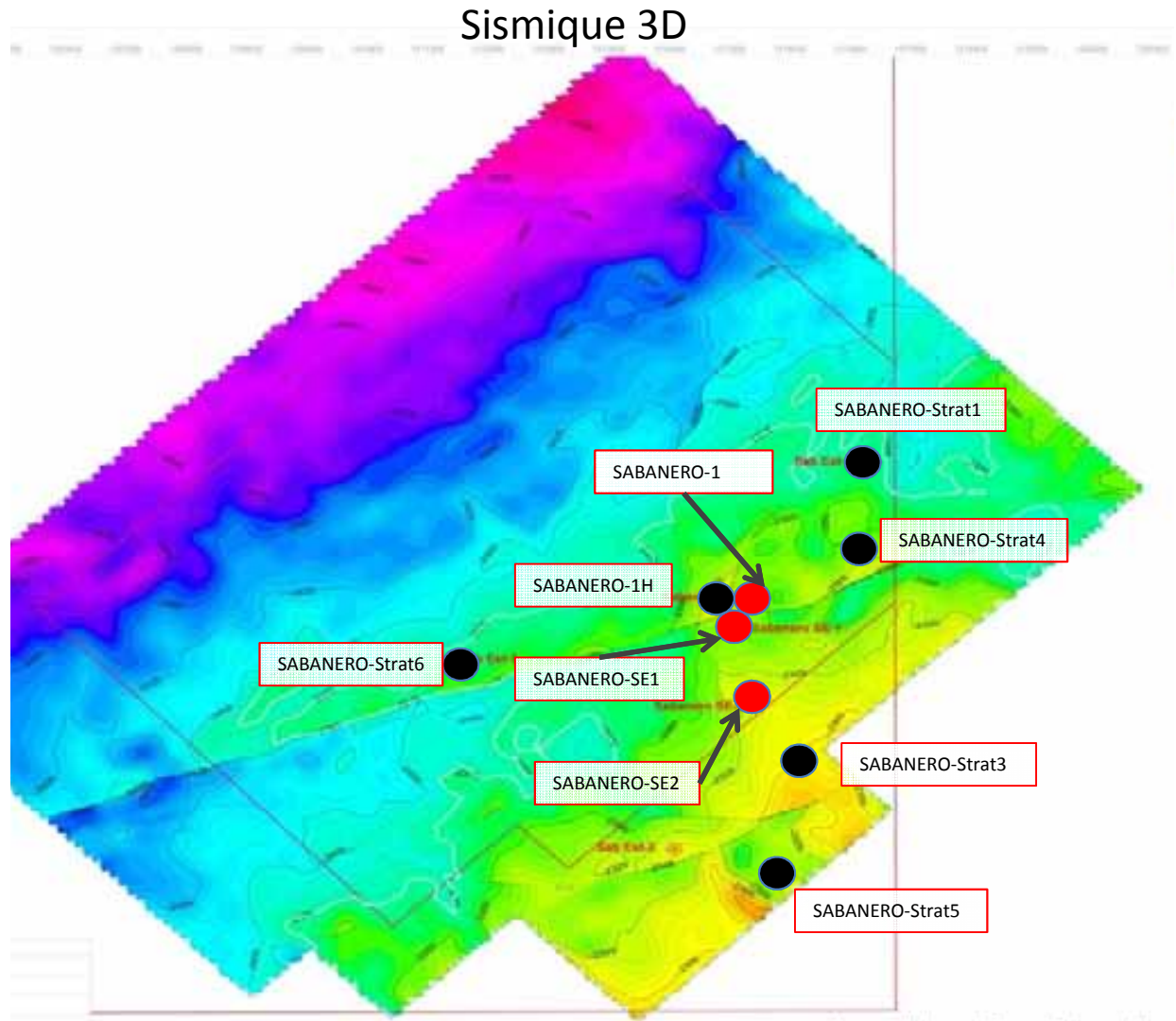


6 COLOMBIE

# 6 Colombie : 10 000 km<sup>2</sup> d'exploration



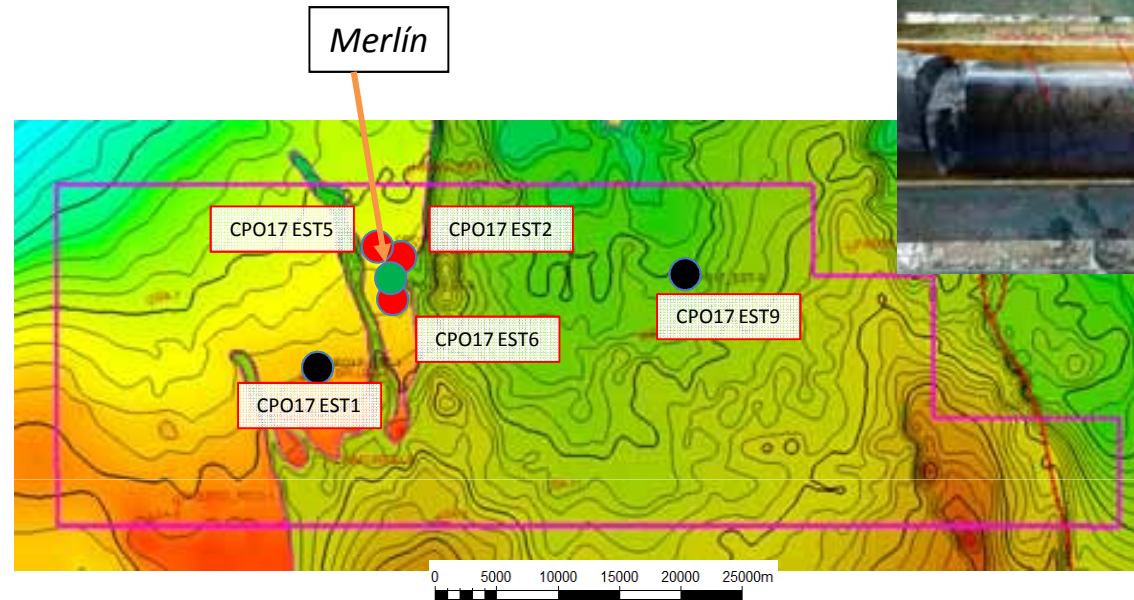
# 6 Point sur la découverte de Sabanero



● Puits forés en 2010

● Puits à forer en 2011

## 6 Point sur la découverte de CPO-17



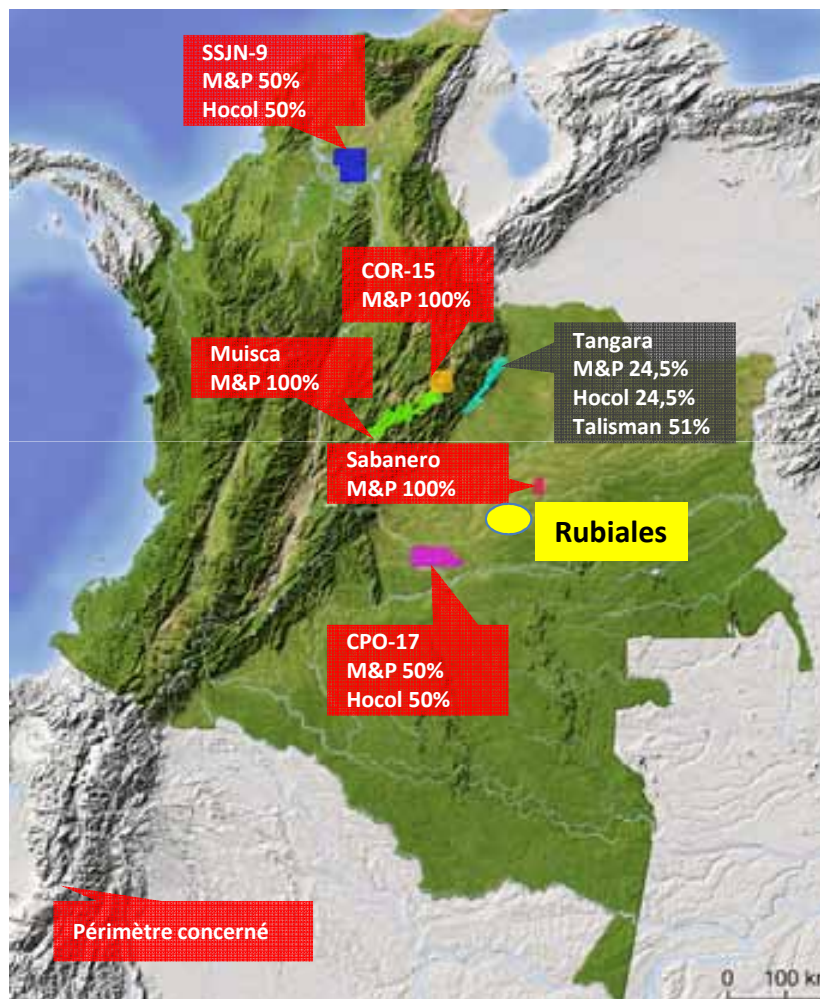
### Caractéristiques des puits stratigraphiques :

- forés avec un appareil léger de type minier ;
- équipes et moyens réduits ;
- permet le calage des études sismiques ;
- permet le prélèvement d'échantillons de roche ;
- ne sont généralement pas testables.



- Puits stratigraphiques positifs
- Puits stratigraphiques prévus au S2 2011
- Prospect à forer en 2011

## Acquisition de 49,99% de M&P Colombie



### 1- Suppression du risque financier lié à l'activité d'exploration

- Portage des activités d'exploration sur:
  - Sabanero
  - SSJN-9, CPO-17 et Muisca jusqu'à 120 MUS\$
  - COR-15
- Remboursement des coûts passés (66 M\$ au 31/03/2011)

### 2- Absence d'investissements pour les exercices à venir

- Portage pour le développement des champs Sabanero et CPO17
- Utilisation des installations existantes de traitement et d'évacuation de Pacific Rubiales Energy
- Alliance pour d'éventuelles acquisitions au Sud de Sabanero

### 3- Réduction des coûts d'exploitation

- Utilisation des installations d'évacuation de PRE
- Accès au savoir-faire technique

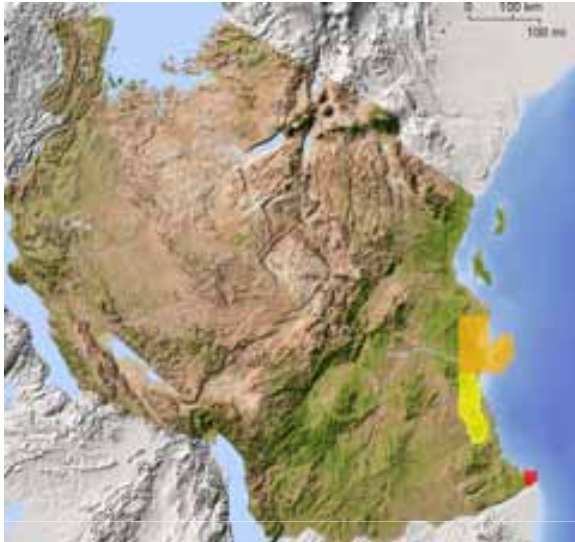
### 4- Accélération de la mise en production

#### Champ de Rubiales-Quifa :

- de 24 784 b/j en 2007 à 265 000 b/j attendus en 2011
- Taux de récupération attendu entre 10% et 20%
- Réserves P1+P2 en part PRE : 178 Mboe
- 107 puits verticaux, 259 puits horizontaux
- 25 puits injecteurs

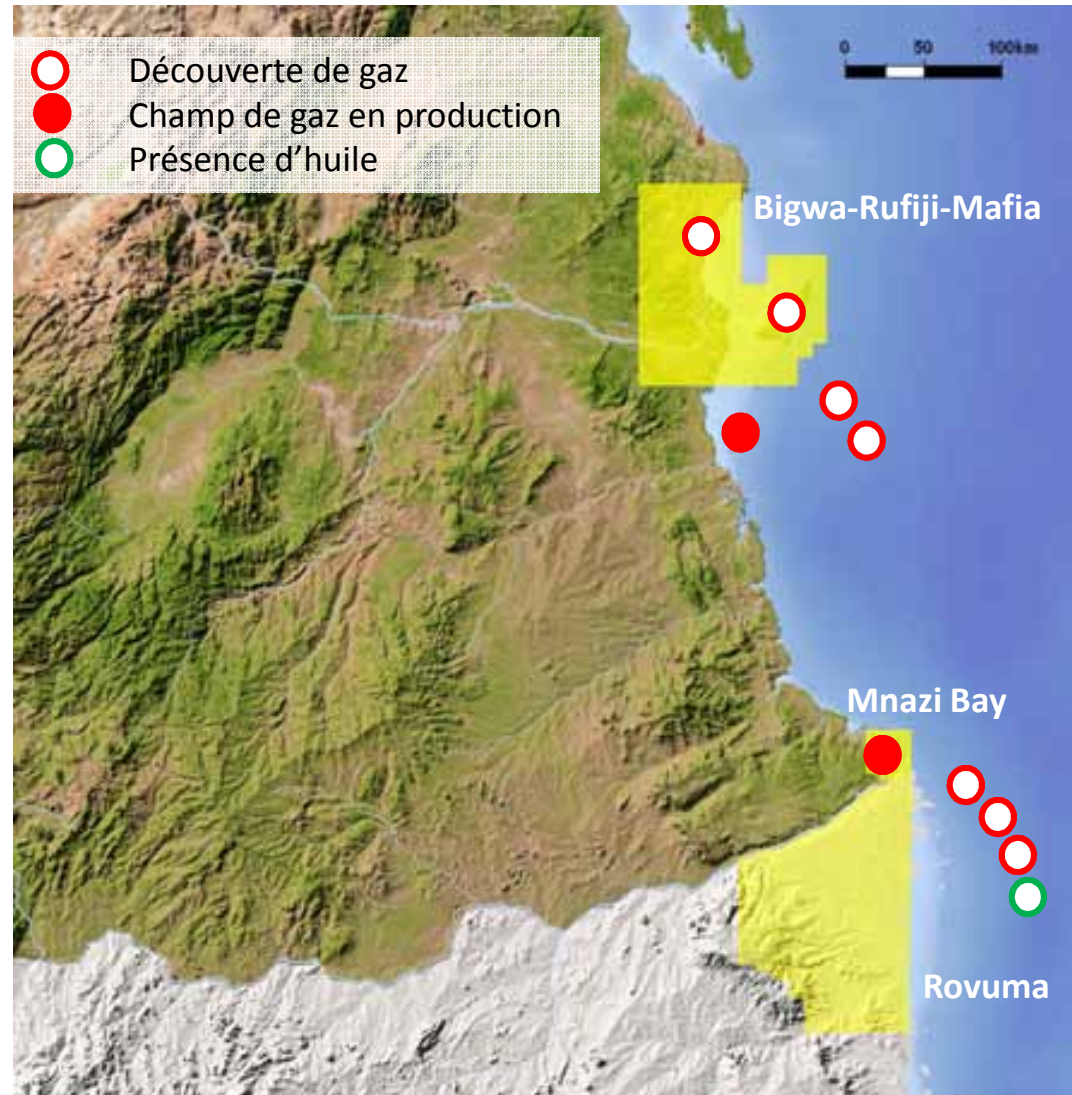
**7** TANZANIE





### Tanzanie:

- Ressources de gaz sur l'île de Mafia évaluées par Schlumberger entre 2 et 4 Tcf



8

CAROIL : SERVICES PETROLIERS

**2010**

**Taux d'utilisation moyen : 88%**

**Taux moyen journalier de facturation : 36 500 \$/jour facturé/rig**

**2011**

**Signature d'un accord portant sur la cession des titres de Caroil SA à Tuscany Inc.:**

- 120 MUS\$ en devises
- 82,5 millions d'actions Tuscany
- 27,5 millions de BSA (1 pour 1)

**Emergence d'un acteur majeur des services pétroliers présent en Amérique latine et en Afrique**

- 41 rigs en opération + 1 rig opéré
- Un management expérimenté et qualifié
- Focus sur les pays émergents en Amérique latine et Afrique
- Une complémentarité stratégique en Amérique latine

