



MAUREL & PROM

RESULTATS ANNUELS

2010

1

STRATEGIE DU GROUPE

1

Chiffre d'affaires : 346 M€
+80%

2

Résultat opérationnel avant charges exceptionnelles : 111 M€
+136%

3

Charges d'exploration : 211 M€
+ 398%

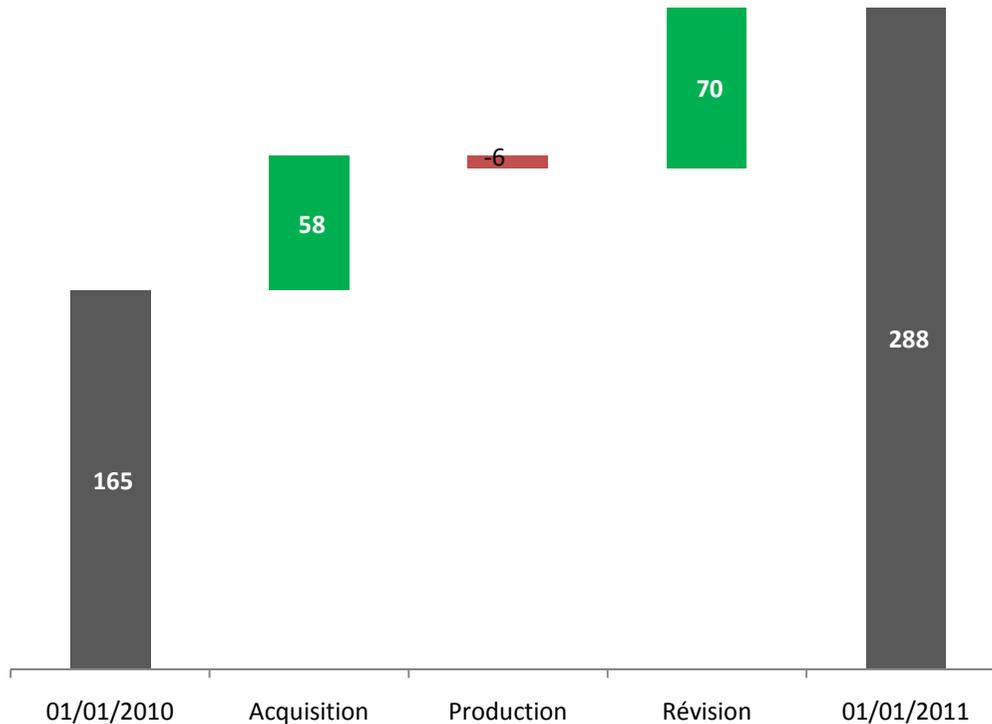
4

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

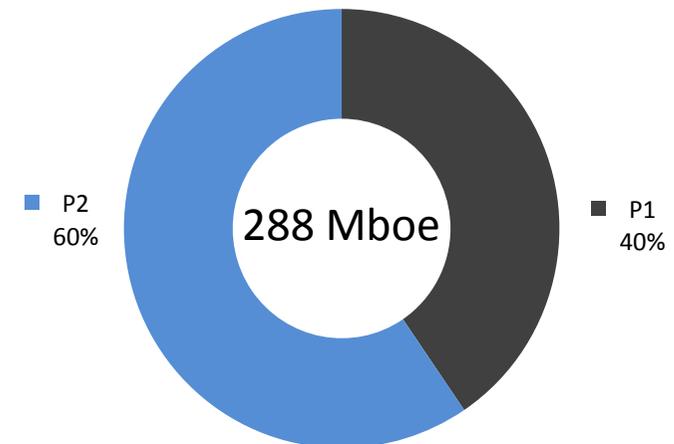
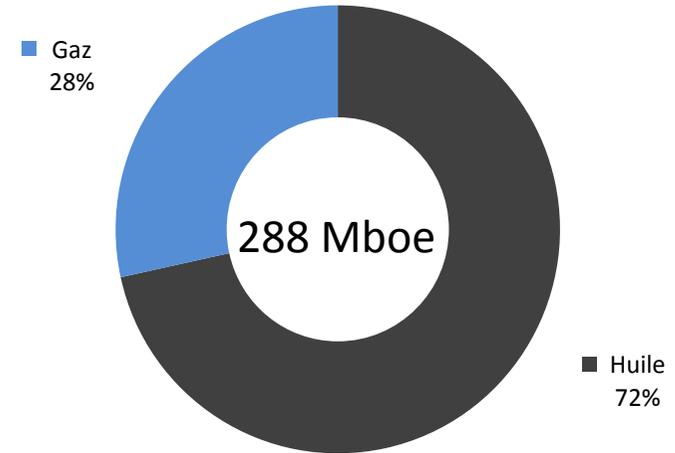
- **Poursuite des efforts pour adapter la stratégie du Groupe au contexte économique ...**
 - Augmentation continue de la production au Gabon
 - Mise en production rapide des nouvelles découvertes au Gabon
 - Acquisition d'actifs de production et d'exploration du Nigéria
 - Reprise encourageante de l'exploration en Colombie
- **... entraînant des impacts contrastés sur la performance du Groupe ...**
 - Forte hausse de la production et du cash flow opérationnel
 - Forte hausse des réserves certifiées
 - Importantes ressources liées aux découvertes effectuées
 - Fort potentiel d'appréciation
 - De fortes charges liées à l'activité d'exploration
- **... et des perspectives très encourageantes.**
 - Un profil de risque amélioré (production vs exploration)
 - Un portefeuille d'actifs plus diversifié (présence dans des pays clés)
 - Une valorisation plus importante (effet quantité, effet prix)

1 Réserves certifiées

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).

1

Réserves certifiées (détails)



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
GABON		109,7		-4,4	68,3	173,6	79,2	94,5
HUILE + CONDENSATS	20,25%		27,3	-0,5	-0,1	26,7	8,5	18,2
GAZ	20,25%		31,1		1,6	32,7	6,0	26,7
NIGERIA			58,4	-0,5	1,5	59,4	14,4	44,9
HUILE	26,35%	5,7		-0,2		5,5	3,5	2,0
GAZ	26,35%	4,8		-0,2		4,6	2,8	1,8
VENEZUELA		10,5		-0,4		10,1	6,3	3,8
MNAZI BAY - GAZ	38,22%	44,6		-0,1		44,5	16,5	28,0
TANZANIE		44,6		-0,1		44,5	16,5	28,0
TOTAL HUILE		115,4	27,3	-5,1	68,2	205,8	91,2	114,7
TOTAL GAZ		49,4	31,1	-0,3	1,6	81,7	25,3	56,5
TOTAL		164,8	58,4	-5,4	69,8	287,5	116,5	171,2

1 Ressources évaluées

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

			Type d'hydrocarbures	01/01/2011	Qualification
				millions de barils	
GABON P3	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
COLOMBIE	Sabanero	100%	Huile	33	C1+C2
	CPO-17	50%	Huile	en cours d'évaluation	
NIGERIA	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
TANZANIE	Mnazi Bay	38,22%	Gaz	579 Bcf (103 Mboe)	P3
SICILE	Fiume Tellaro	60,00%	Gaz	98 Mboe	P3
S/S TOTAL				419 Mboe	
TANZANIE	Bigwa Rufiji Mafia	60%	Gaz	1,0 Tcf (184 Mboe) < x < 2,2 Tcf (388 Mboe)	ressources en place

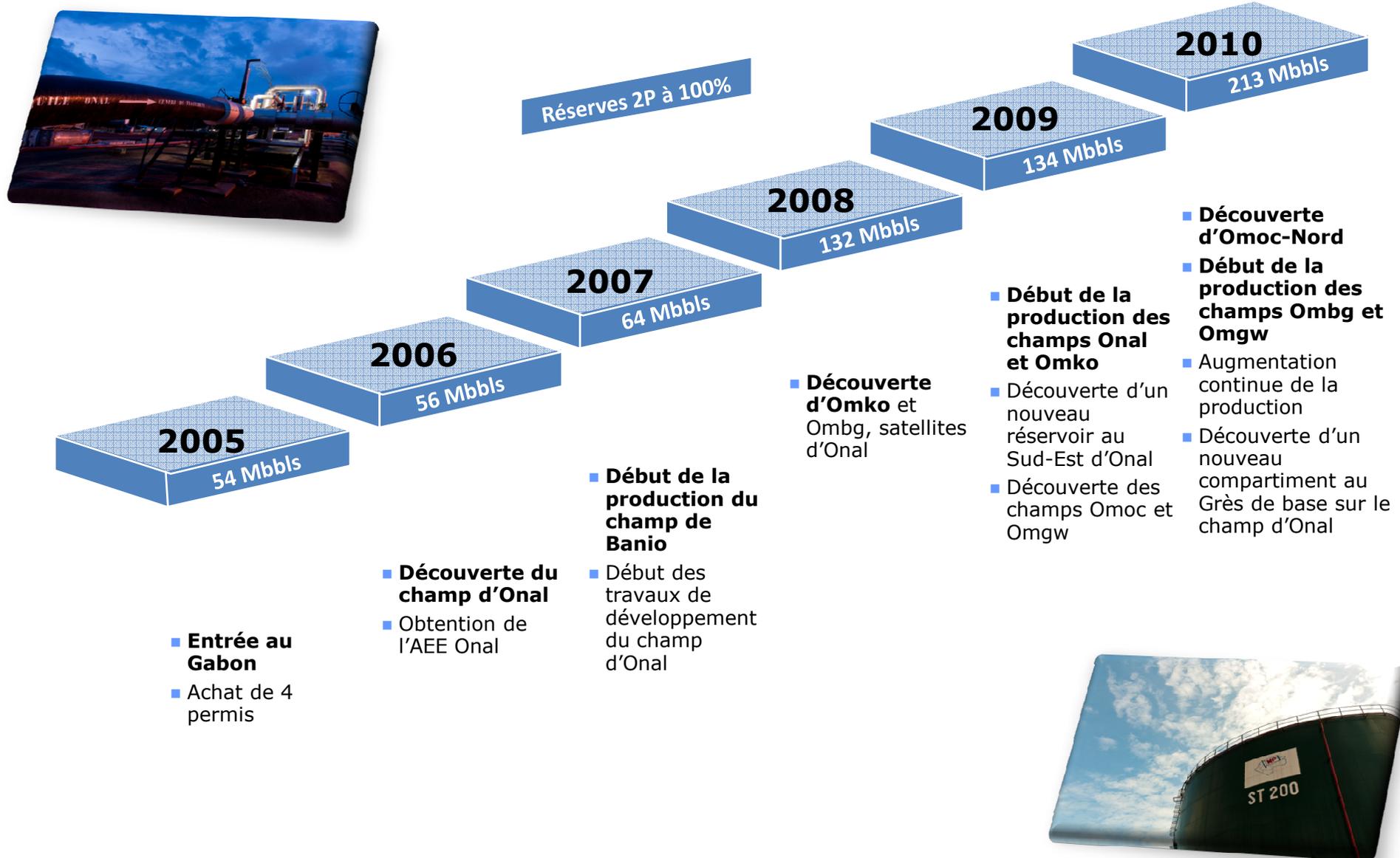
Sont classées comme ressources les quantités d'hydrocarbures non classées en réserves car n'ayant notamment pas encore fait l'objet d'un plan de développement ou pour lesquelles il n'existe pas encore de contrat de vente. Les ressources d'hydrocarbures ont été évaluées par Gaffney & Cline au Nigéria (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.

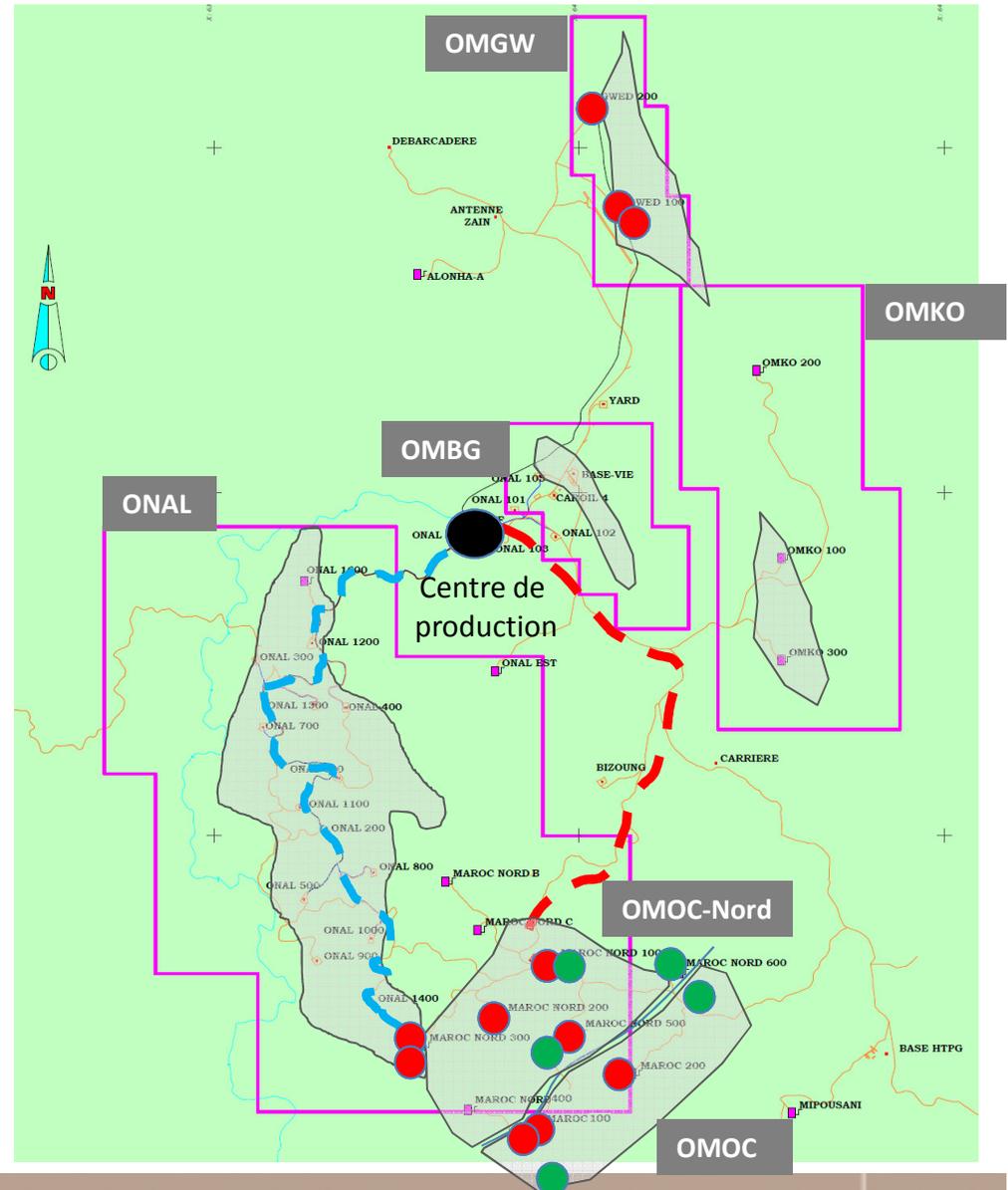
1 Coûts du baril supplémentaire

	2007	2008	2009	2010	2007-2010
EXPLORATION					
<i>en M\$</i>					
Dépenses d'exploration	174	322	320	326	1 142
Charges d'exploration	41	78	75	280	473
					41%
<i>en Mboe</i>					
Variation des réserves en huile					
P1+P2 nettes de redevances	+15	+101	+5	+68	+189
<i>(hors Sabanero)</i>					
Coûts de découverte avant récupération fiscale éventuelle					6,0 \$/b
ACQUISITION					
Acquisition Nigéria (en part SEPLAT)					340 M\$
Complément de prix					33 M\$
Réserves en huile P1+P2 (en part SEPLAT)					76 Mboe
Coûts d'acquisition P1+P2					4,9 \$/b
Réserves et ressources en huile P1+P2+C1+C2 (en part SEPLAT)					226 Mboe
Coûts d'acquisition P1+P2+C1+C2					1,65 \$/b

2

ACTIVITÉ 2010-2011





● Puits forés en 2010

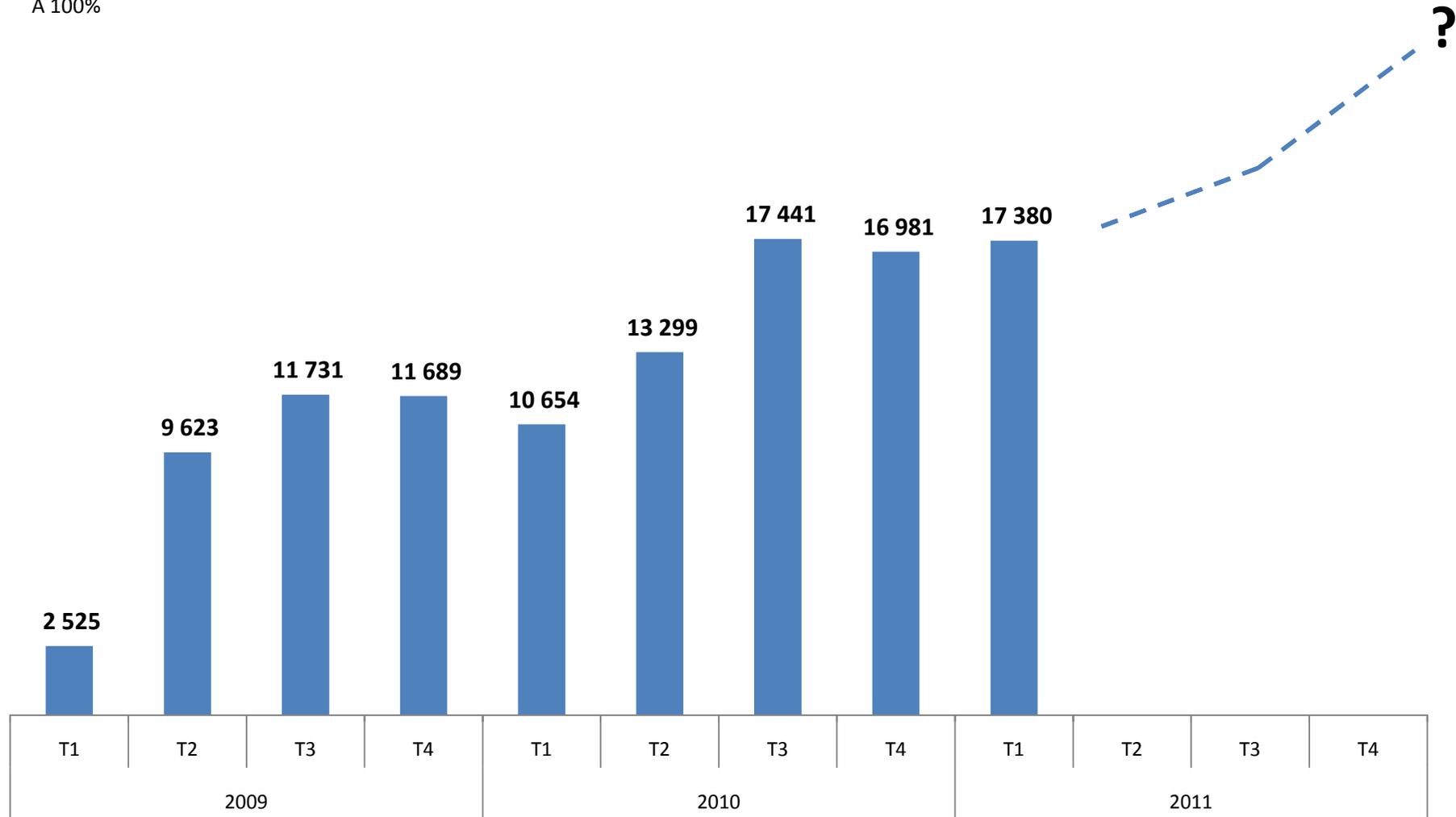
● Puits à forer en 2011

2

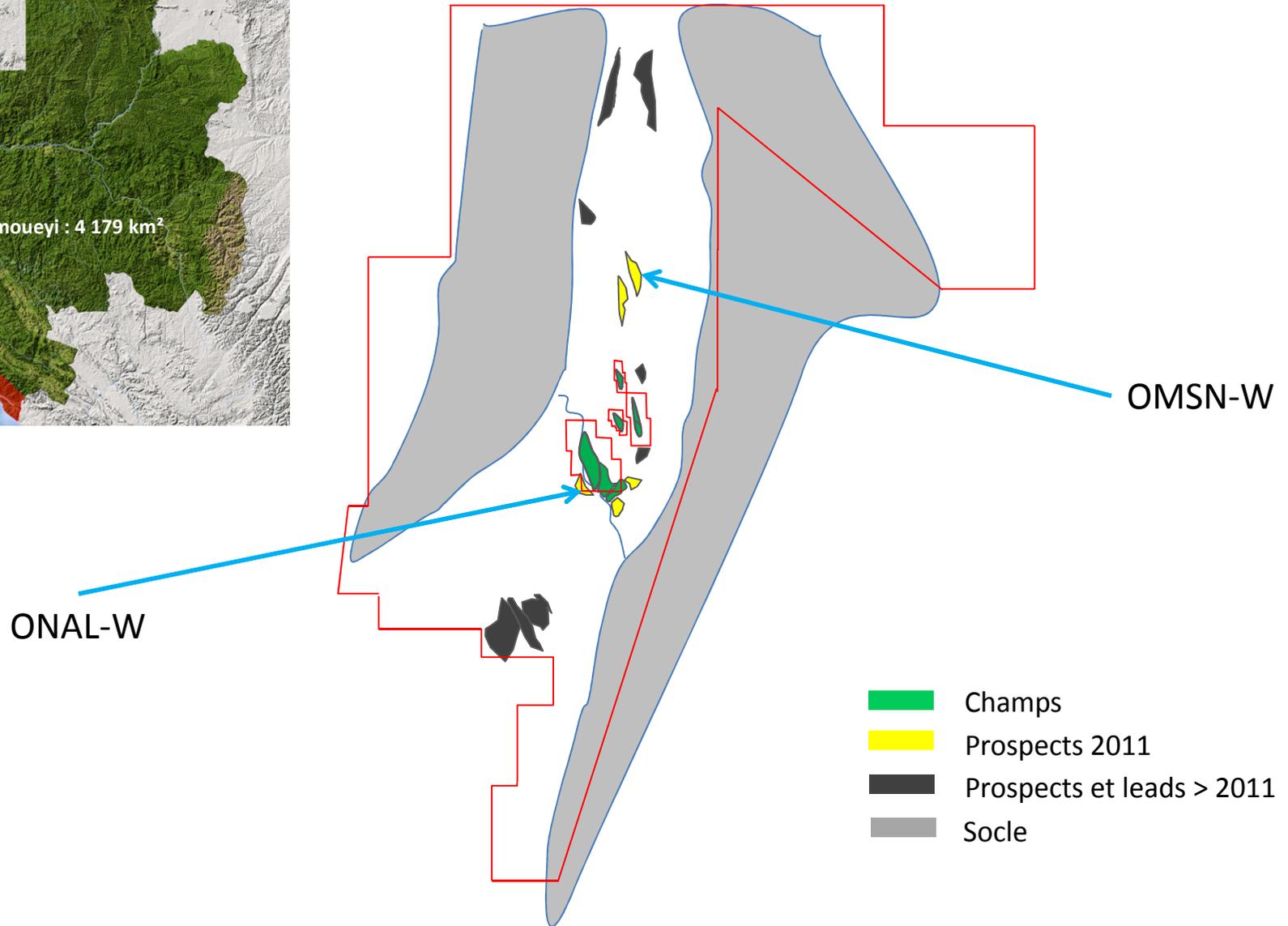
Gabon : production brute (100%)

MAUREL & PROM

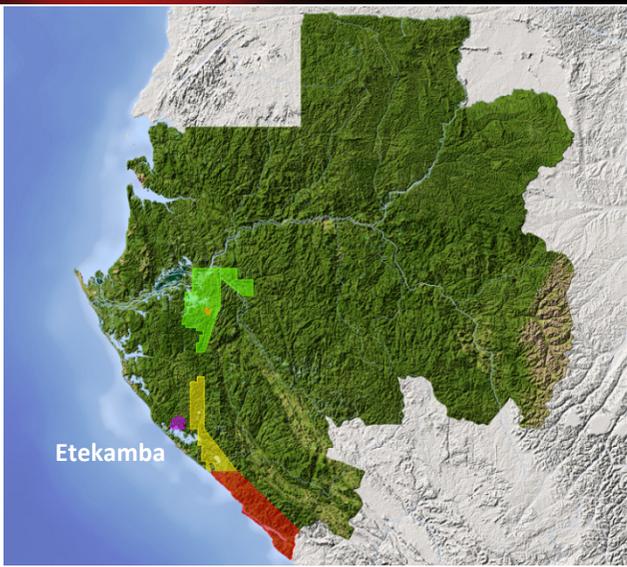
en b/j
À 100%



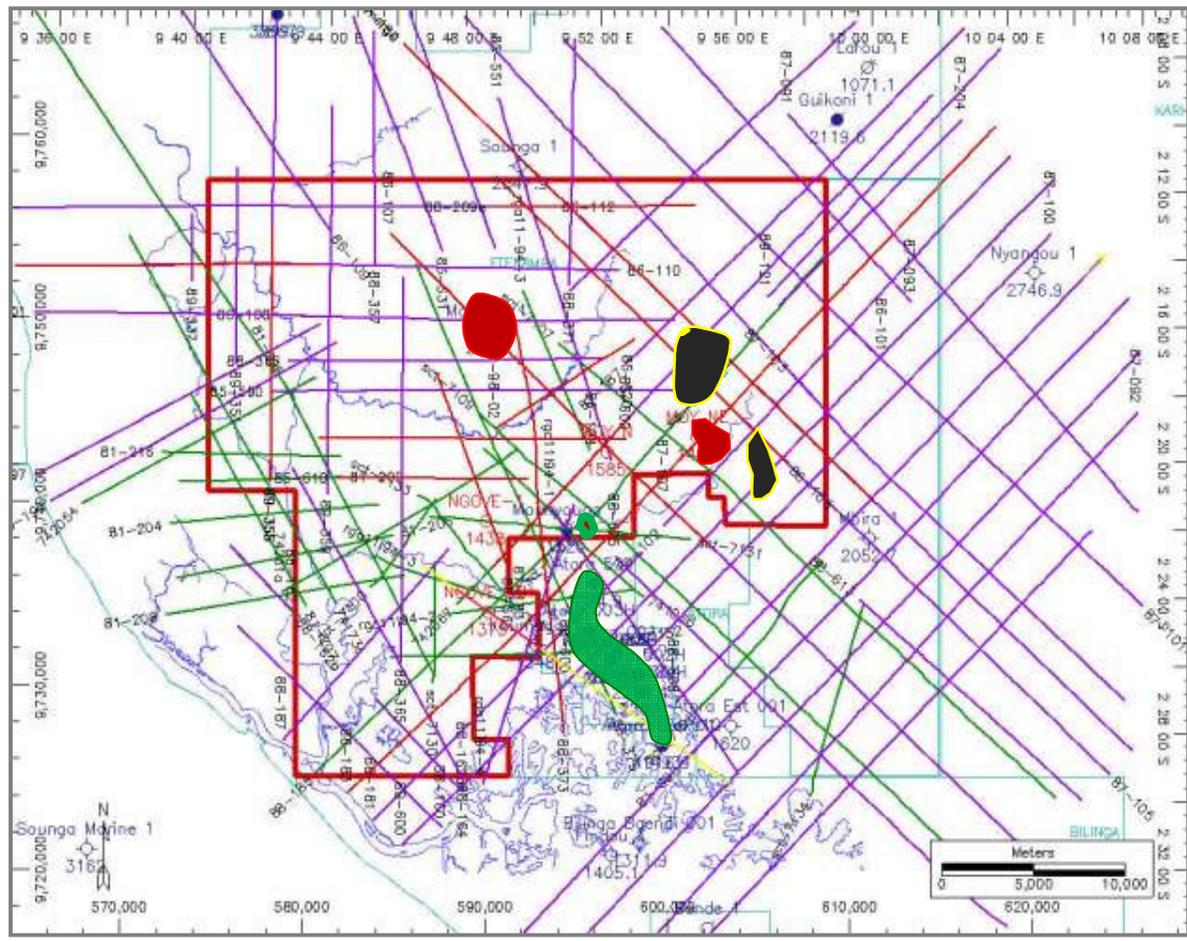
2 Omoueyi : champs et prospects



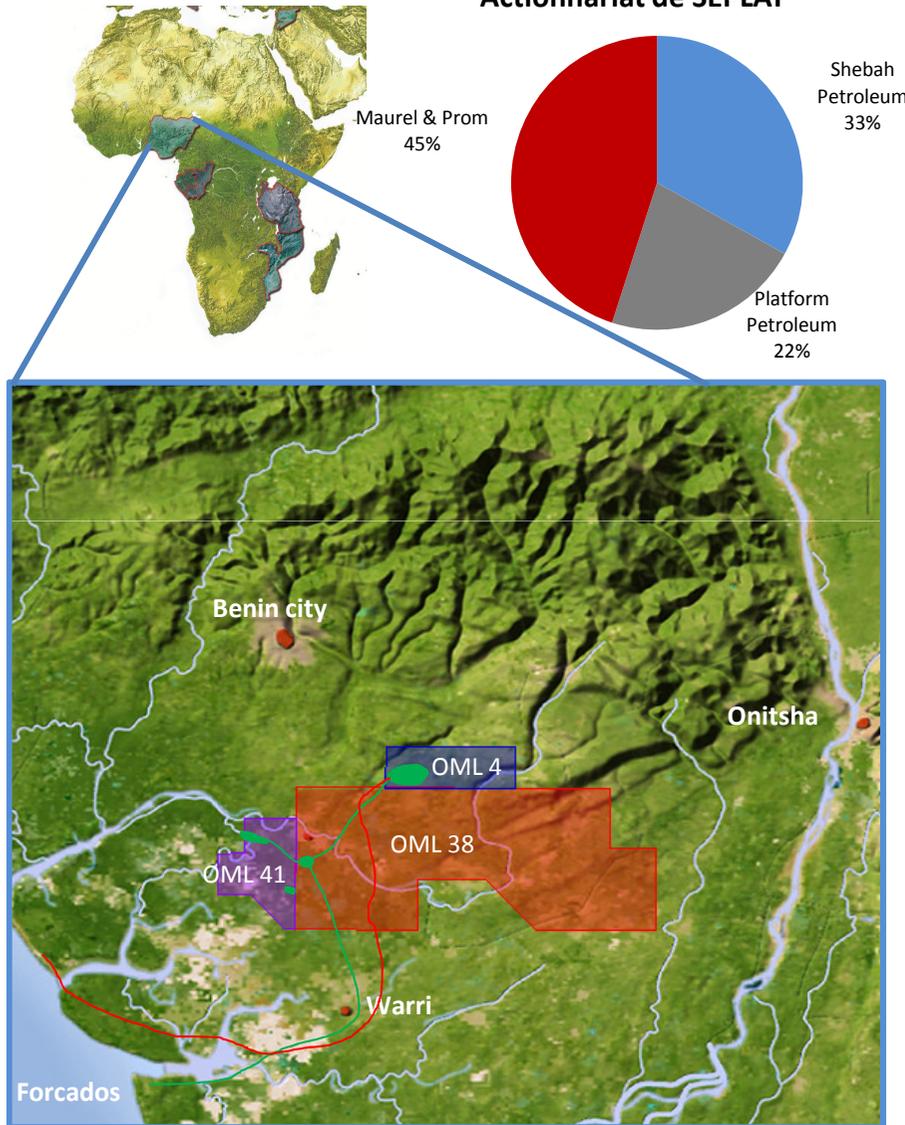
2 Etekamba



-  Champ de gaz
-  Champ gaz + huile
-  Champ à huile (ATORA)
-  Prospects à forer en 2011



Actionnariat de SEPLAT



Coût d'acquisition pour SEPLAT : 340 M\$
 + complément de prix de 33 M\$ en fonction
 des cours du baril (non versé)
dont avance M&P de 153 M\$
dont Prêt de 187 M\$

Réserves en huile en part SEPLAT (avant
 redevances) :

P1+P2 : 76 Mboe

C1+C2 : 150 Mboe

Réserves en gaz en part SEPLAT (avant
 redevances) :

P1+P2 : 74 Mboe

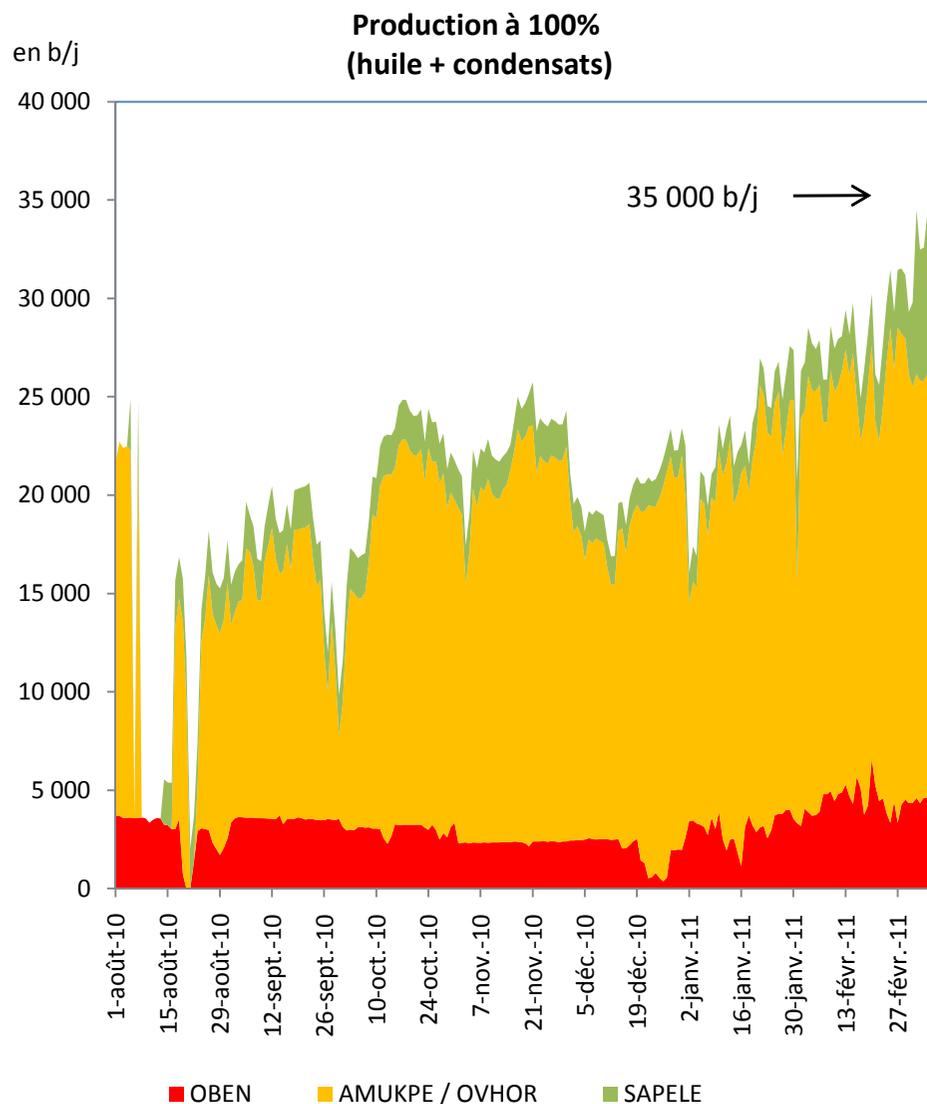
C1+C2 : 95 Mboe

Couverture sismique 3D > 90%

74 puits de production

23 puits d'exploration (taux de succès > 50%)

9 puits d'appréciation



Premium vs Brent : 1,75\$

Redevances : 20% huile
7% gaz

Coûts de production : 6\$/b d'huile

Coûts de transport : 8\$/b

Impôt sur les bénéfices : 65,75%

Base d'actifs amortissables (SEPLAT) : 219 M\$

déc 2011 : objectif de 40 000 b/j

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

⇒ Augmenter le niveau de production:

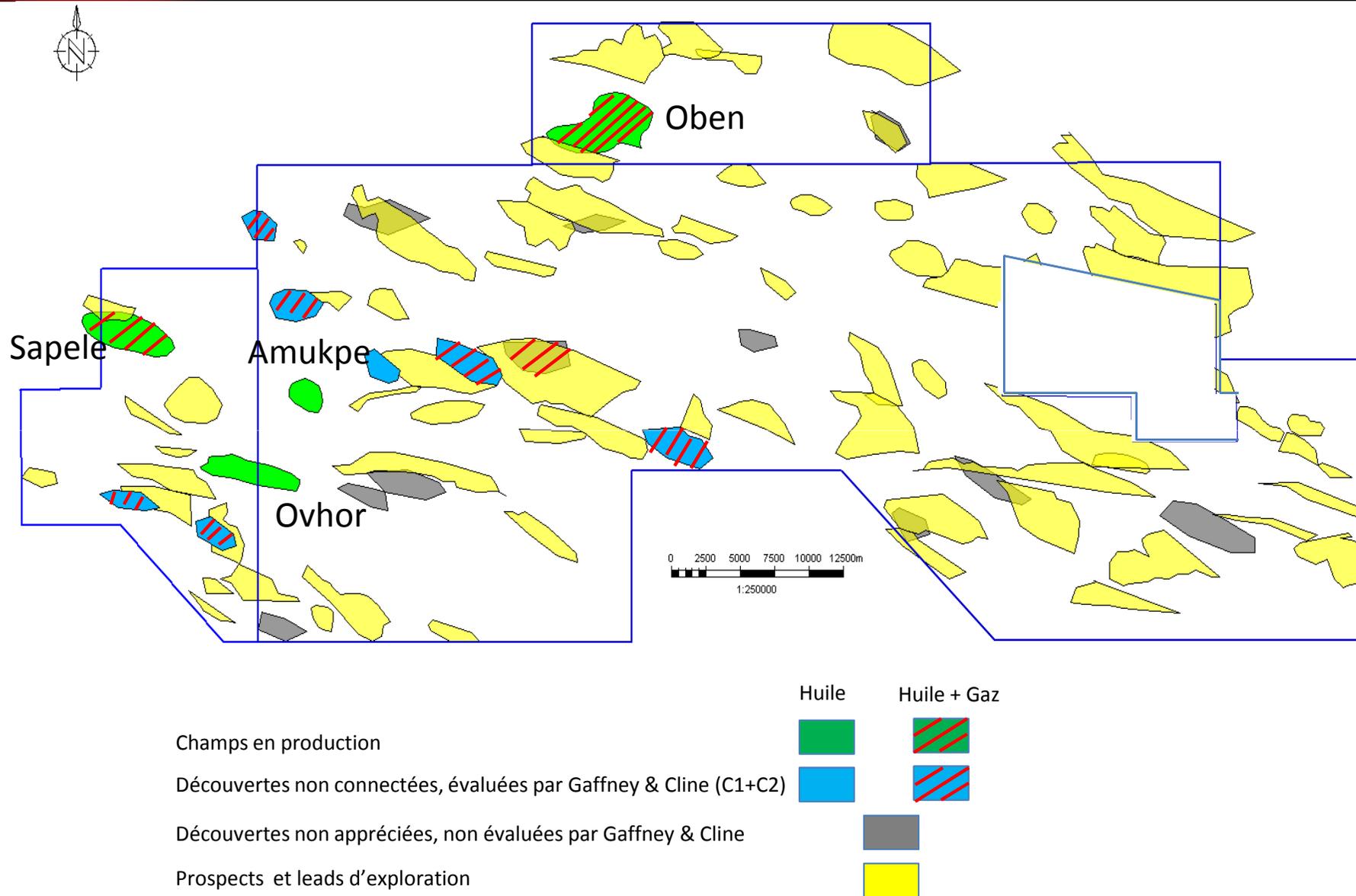
- Analyse de l'historique
- 2 puits de production supplémentaires sur le champ d'Ovhor
- 5 reprises de puits de production sur le champ de Sapele
- Connexion d'Ovhor-2
- Etudes d'avant projet sur les voies d'évacuation
- Lancement des projets pour la construction des installations de traitement d'eau

Objectif de 40 000 b/j fin 2011

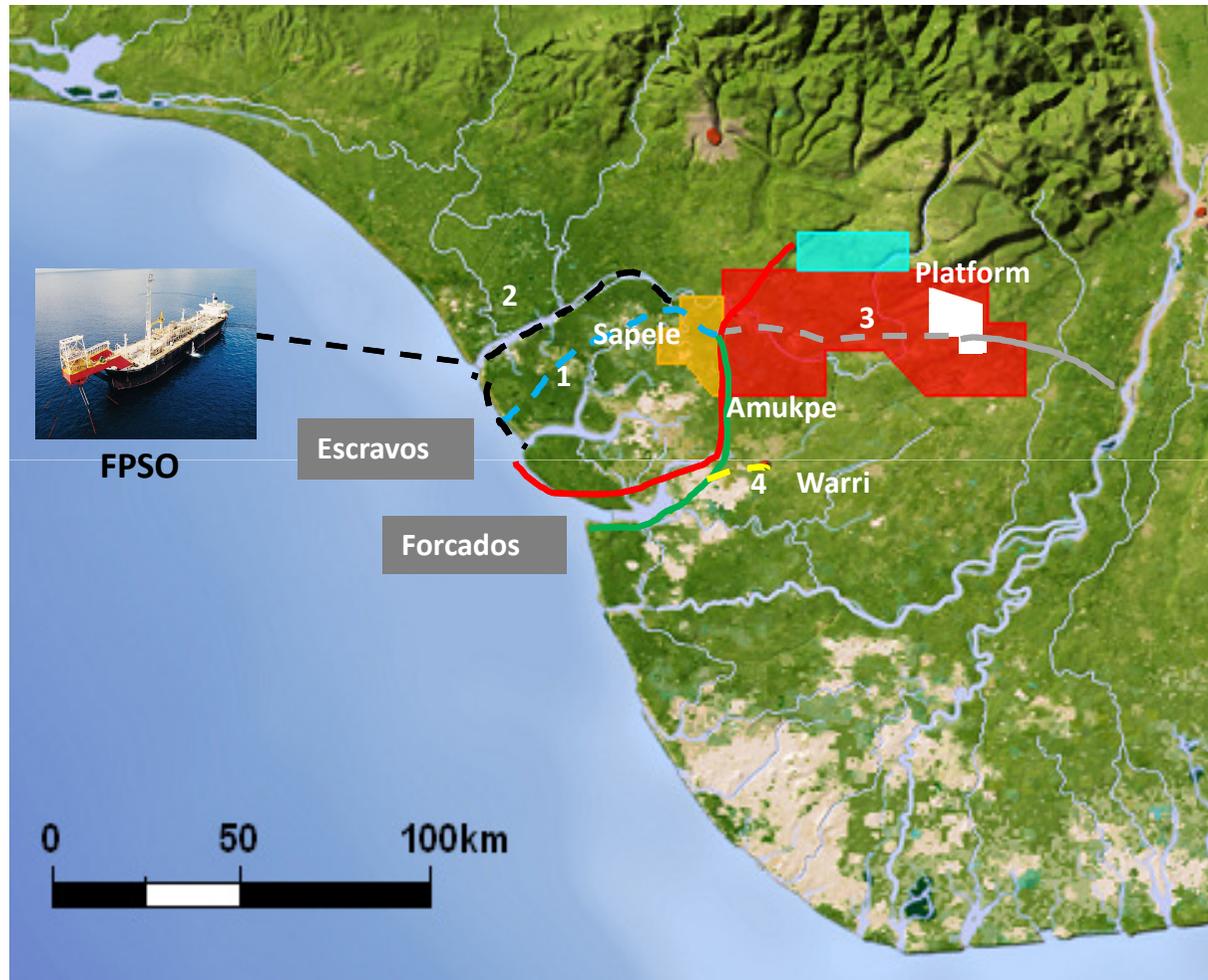
⇒ Transférer des C1+C2 en P1+P2

- Analyse de l'historique
- 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



2 Les enjeux du Nigéria : l'évacuation



Solutions existantes

Oléoduc 

Gazoduc 



Option 1 

Amukpe - Escravos
(Chevron + Pan Ocean)

Option 2 

Sapele - Escravos ou FPSO
(par barge)

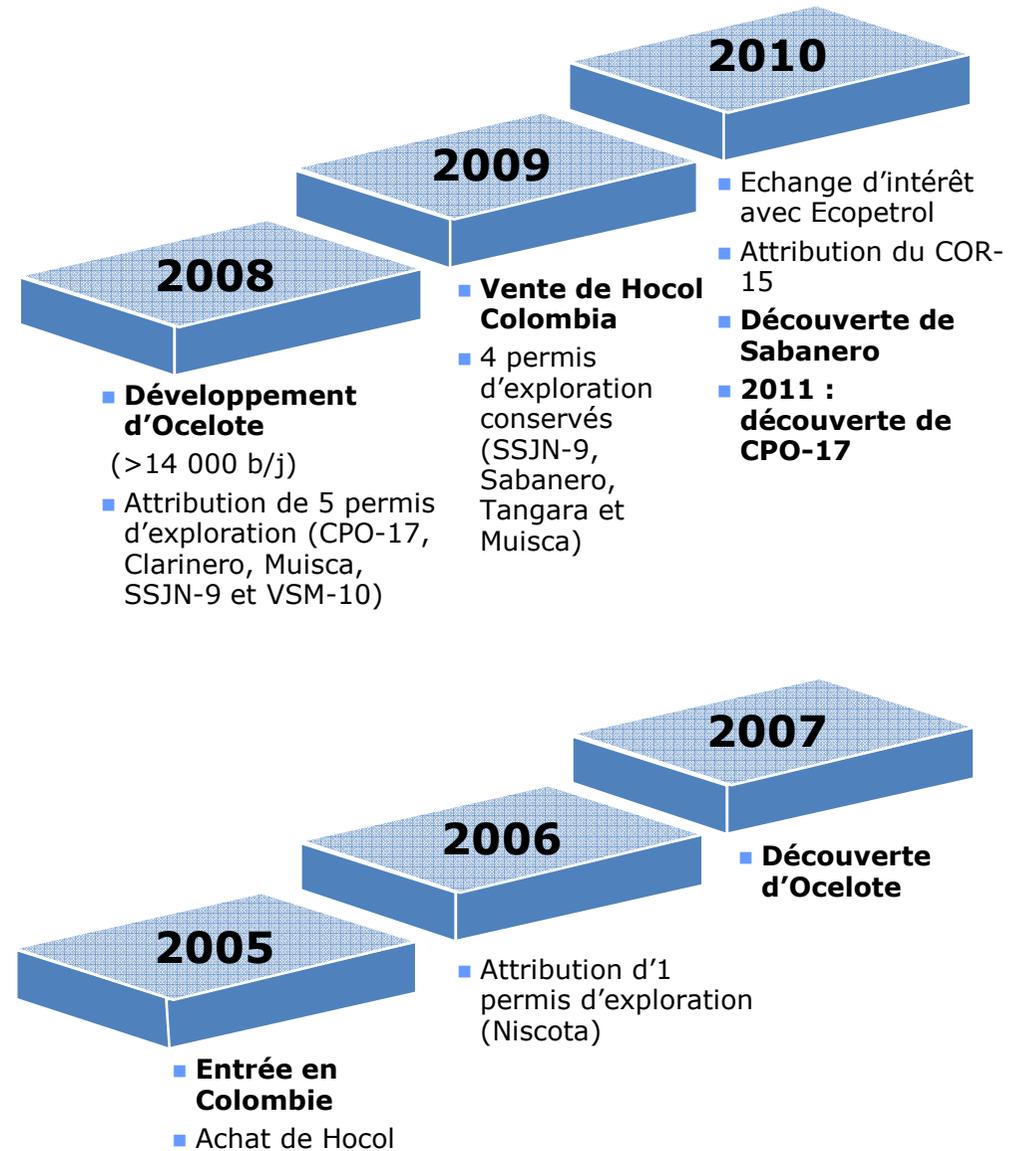
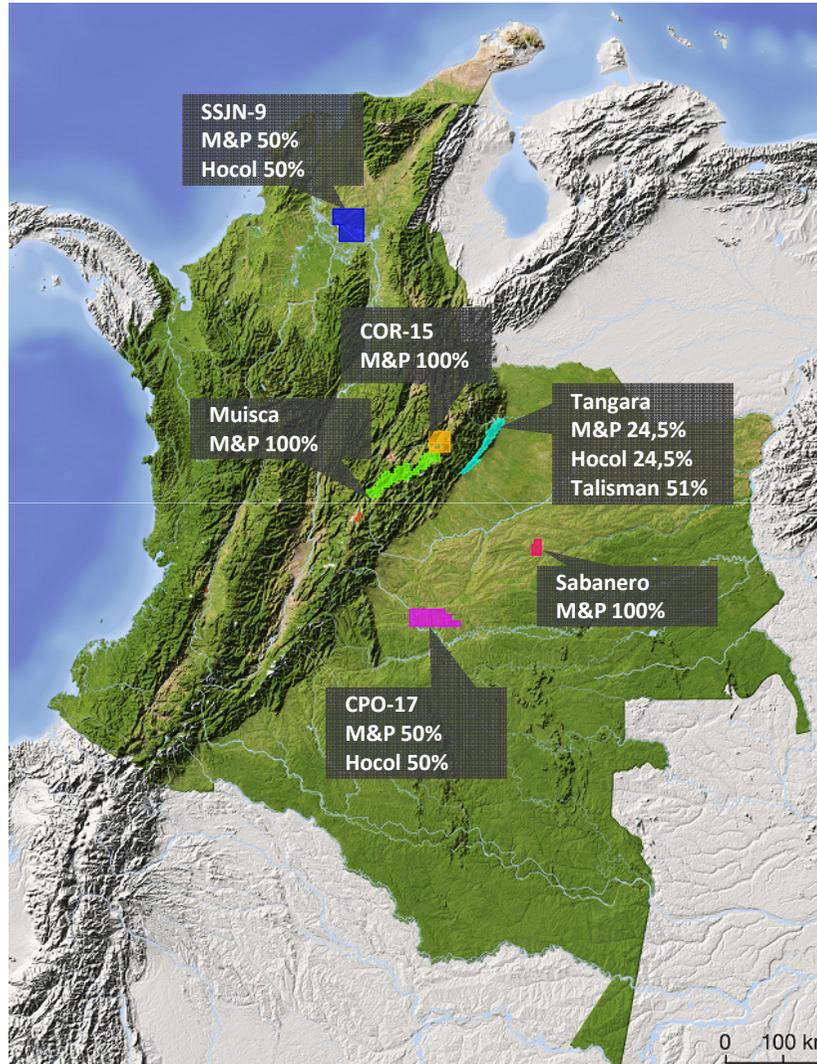
Option 3 

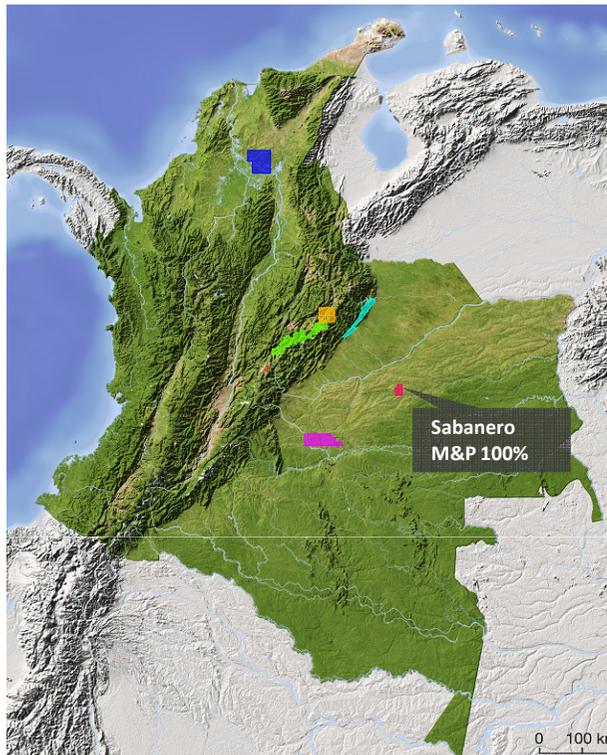
30 km d'oléoduc via Platform
et Agip

Option 4 

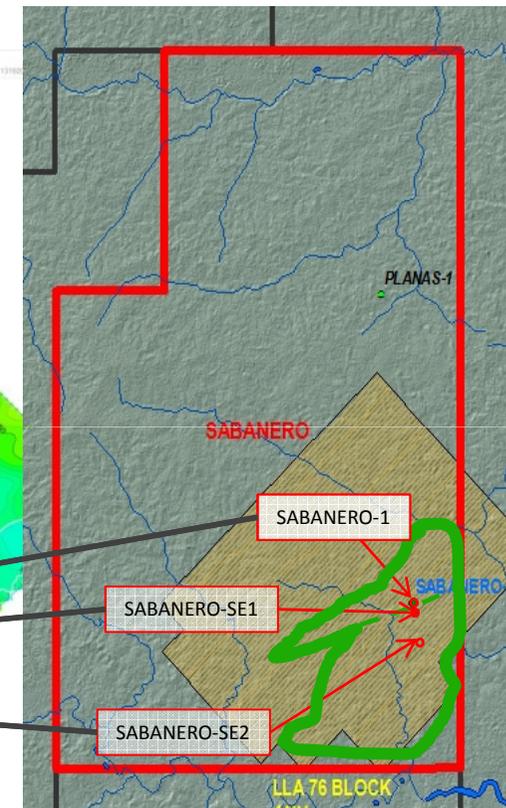
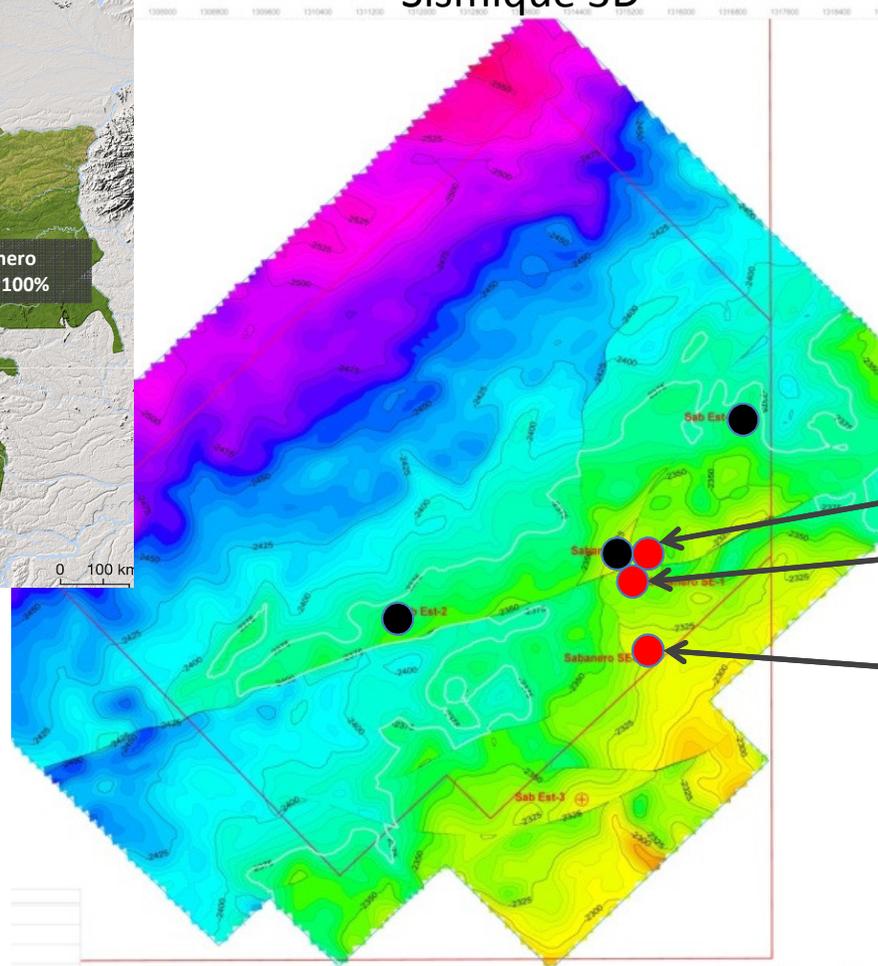
Rapele - raffinerie de Warri

2 Colombie : 10 000 km² d'exploration

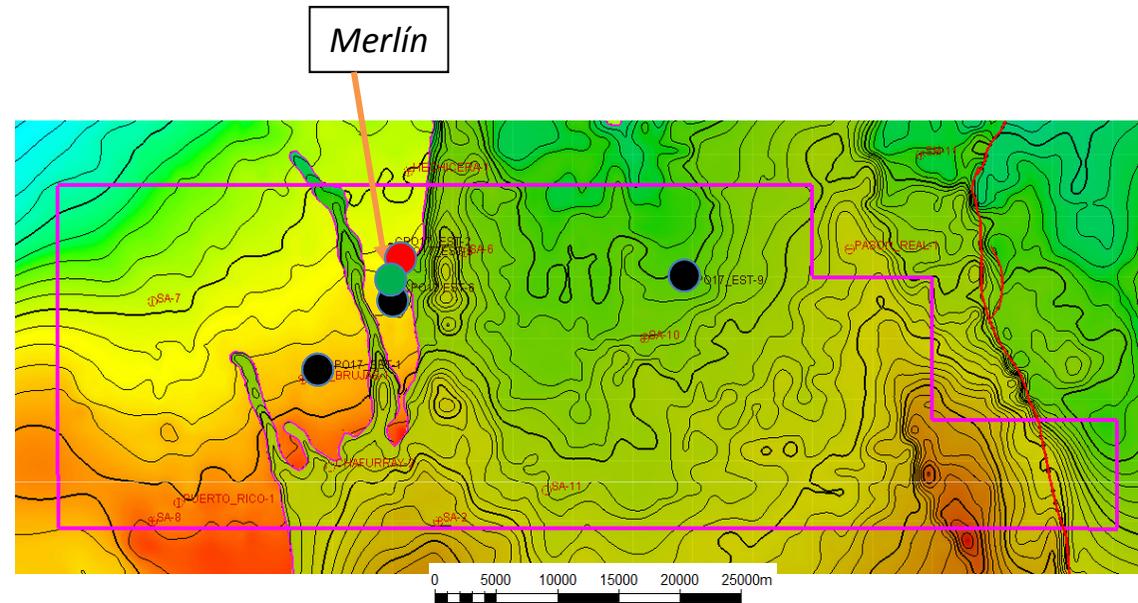
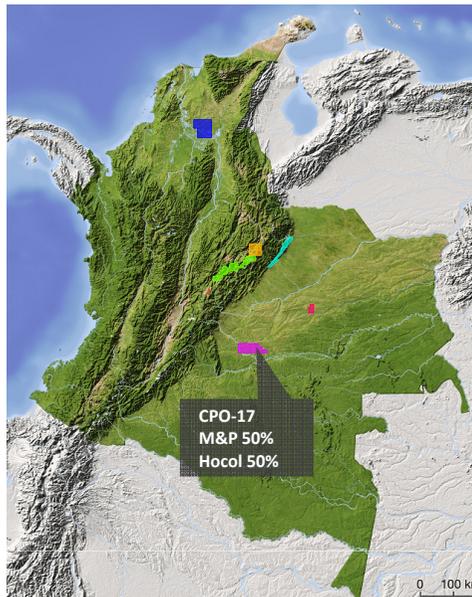




Sismique 3D



- Puits forés en 2010
- Puits à forer en 2011



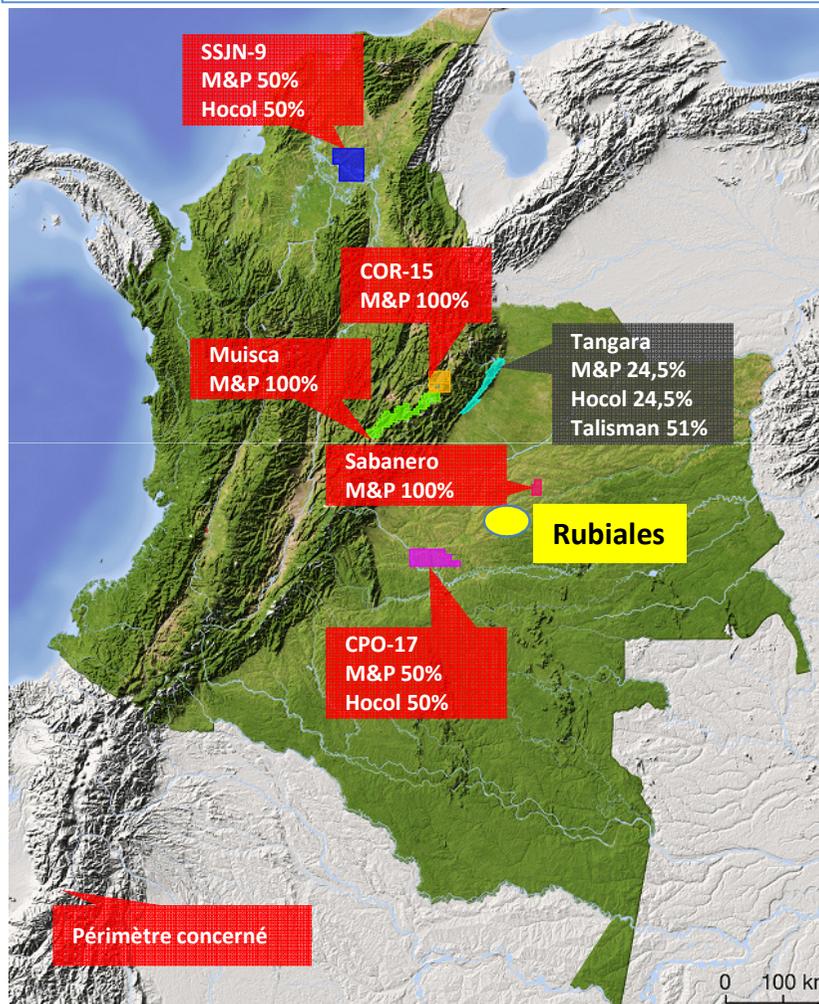
Caractéristiques des puits stratigraphiques :

- 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 de découverte
- Puits stratigraphiques prévus en 2011
- Prospects à forer en 2011

Acquisition de 50% des intérêts de M&P dans ses permis d'exploration (hors Tangara) :



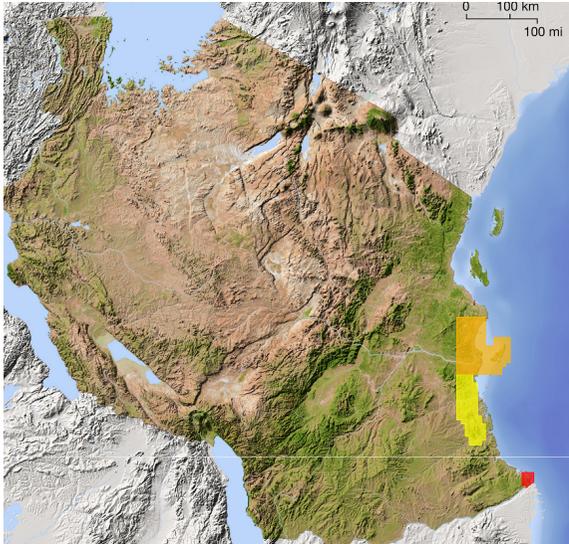
- Remboursement des coûts passés (66 M\$ au 31/03/2011)
- Portage des activités d'exploration sur:
 - Sabanero
 - SSJN-9, CPO-17 et Muisca jusqu'à 120 M\$
 - COR-15 (en cours d'attribution)
- Alliance pour d'éventuelles acquisitions au Sud de Sabanero
- Accès au réseau de transport et de traitement

Pacific Rubiales Energy :

- création en 2004
- société cotée à Toronto et à Bogota

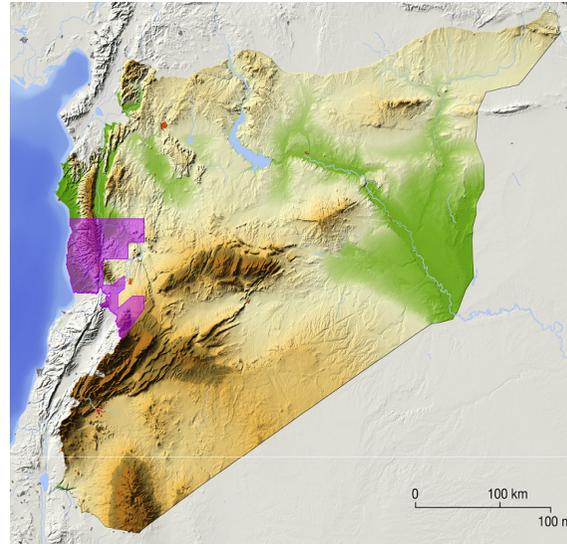
Champ de Rubiales :

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



Tanzanie :

- Evaluation du puits de Mafia par Schlumberger à environ 4 Tcf de gaz en place
- Echech de Kianika-1 sur Mandawa (M&P 90%)
- MNazi Bay : acquisition d'une sismique 3D à l'étude



Syrie :

- Echech de Draco-1
- Réévaluation de la zone



Congo :

- Echech de 2 puits sur Marine III (M&P 75%)
- Rendu du permis de Kouilou
- Obtention de 2 permis d'exploitation, Loufika et Zingali (M&P 15%, Eni opérateur)

2 Services pétroliers : Caroil

Nombre de rigs travaillant pour le Groupe

Au 31/12/2010 : 3 rigs

Au 31/03/2011 : 2 rigs

Colombie : 4 rigs

Cameroun : 1 rig

Gabon : 3 rigs

Congo : 5 rigs

RDC : 1 rig

Tanzanie : 1 rig

Taux d'utilisation moyen en 2010 : 88%

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

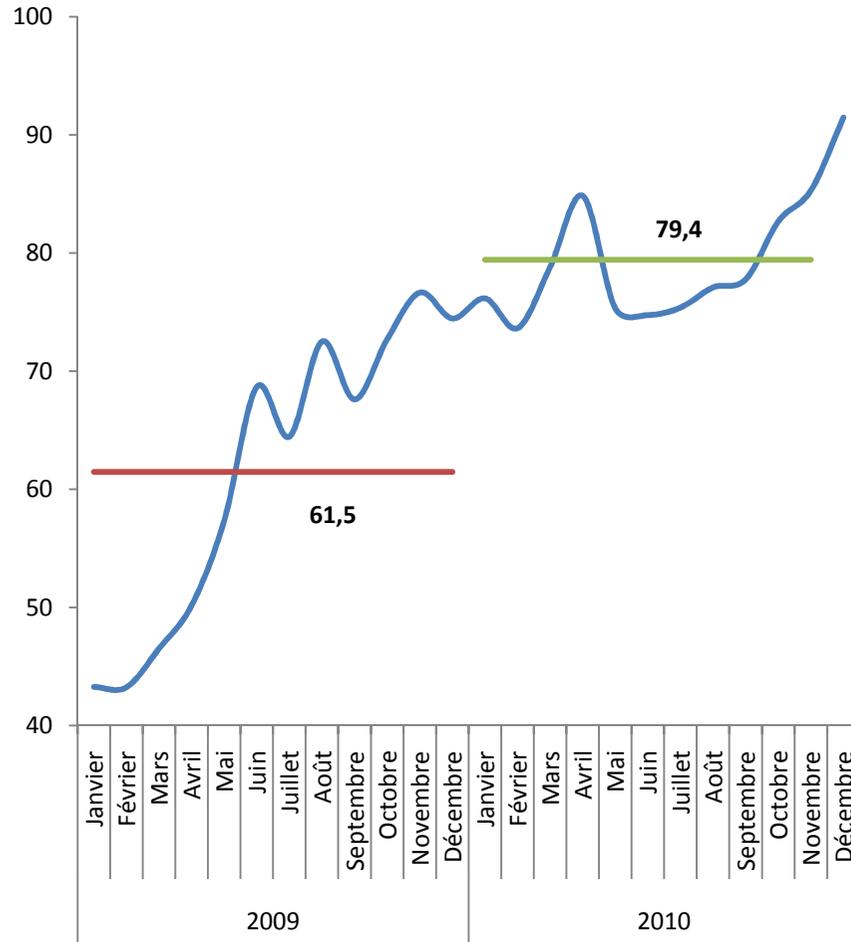
3

RÉSULTATS DU GROUPE

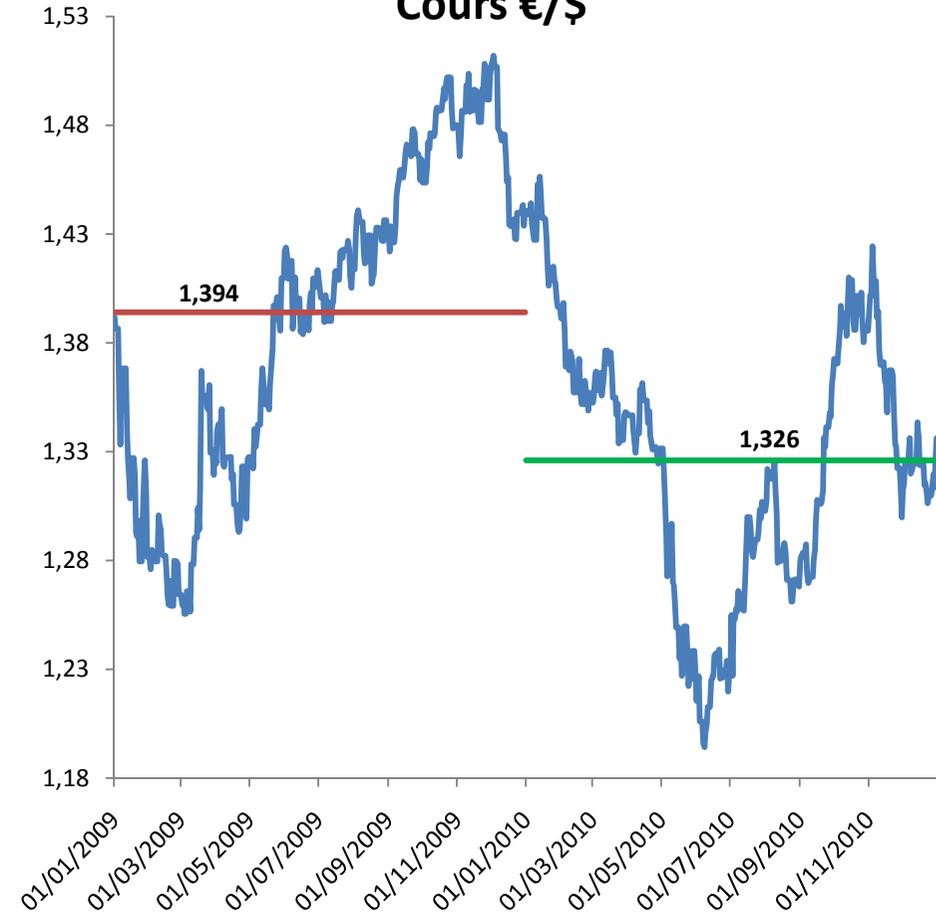
3

Environnement économique

Brent (\$)

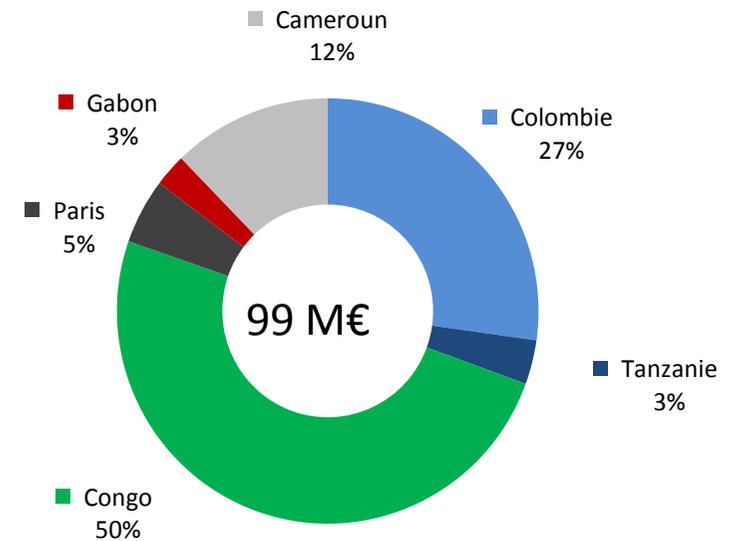
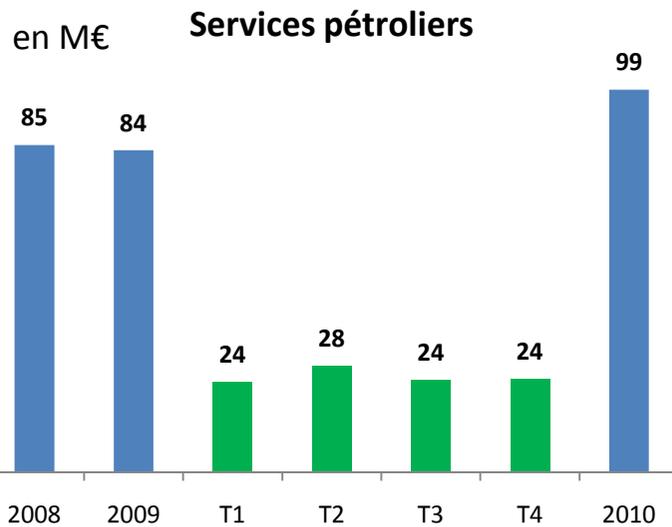
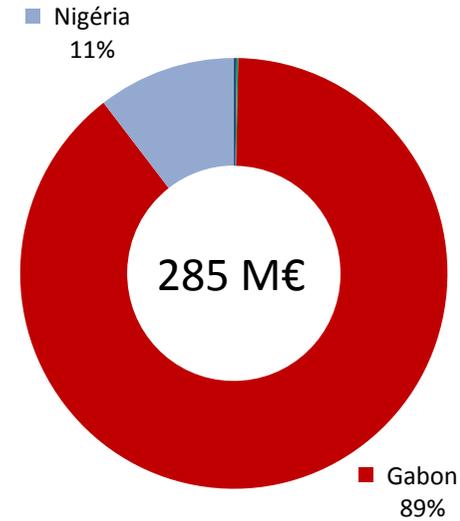
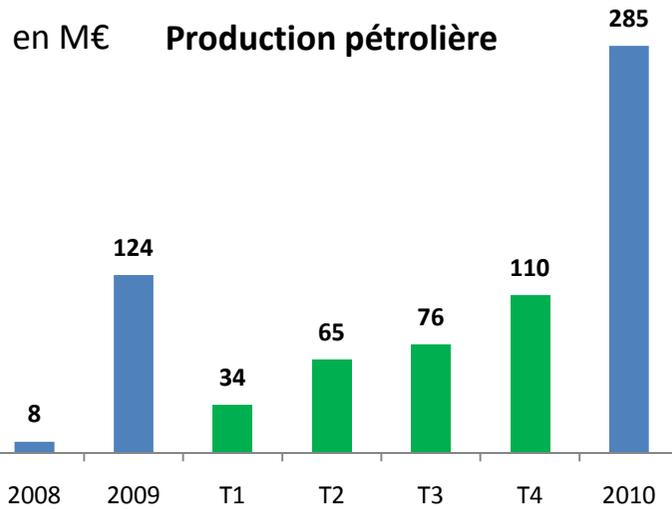


Cours €/€



3

Chiffre d'affaires des activités pétrolières



3 Effet des couvertures

en b/j	S1 2010	S2 2010	2011	2012	2013	Cours de vente (\$/b)
Vente à terme 1	750					71,0
Vente à terme 2	500	500				63,4
Vente à terme 3	1 000	1 000				57,0
Vente à terme 4	2 250	2 250				58,8
Vente à terme 5	500	500				55,0
Vente à terme 6	500	500	500			62,0
Vente à terme 7	2 000	2 000	2 000			62,2
Vente à terme 8			500	500		85,8
Vente à terme 9			500	500	500	86,7
Total en b/j	7 500	6 750	3 500	1 000	500	
Prix moyen en \$/b	60,9	59,8	69,0	86,2	86,7	



IMPACT NEGATIF DE 38 M€ EN 2010
(Brent moyen de 79,4\$ sur 2010)

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

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€
Total :	135 M€

3

Ajustement de la valeur des actifs en Tanzanie

en M€	Total capex 2006-2010	charges liées à l'exploration	Valeur résiduelle	Provisions	Valeur au 31/12/2010
Sismique	19		19		19
Mkuranga	22		22		22
Mbezi	13	13			
Minangu	11	11			
Mafia Deep	100		100	76	24
Mohoro	12	12	-		-
Autres	5	2	3		3
	182	38	143	76	67

Réemploi d'une majeure partie du puits de Mafia Deep en cas de développement

Estimation de ressources comprises entre 2 et 4 Tcf de gaz en place (100%).

Dettes du Groupe au 31/12/2010 :

OCEANE 2014 : 298 M€
OCEANE 2015 : 70 M€

Dettes Standard Bank : 50 M\$
(remboursé le 7 mars 2011)

Banco de Occidente : 2 M\$

RBL : 285 M\$

Dettes SEPLAT (167 M\$): 75 M\$
(en part M&P)

Taux de clôture : 1,336 \$ pour 1€

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€

en M€

2010

<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

Coût de l'endettement brut **-35,8**

<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

Résultat financier **16,0**

3 Résultat net

	2010	2009
en M€		
Chiffre d'affaires	346	192
Résultat sur activités de production et services pétroliers	111	47
<i>Provision constatée sur les actifs tanzaniens</i>	-76	-
<i>Exploration en charge</i>	-135	-56
<i>Autres</i>	-9	-10
Résultat opérationnel	-109	-20
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
Résultat net des activités conservées	-145	- 46
Résultat net des activités cédées	7	-5
Résultat net de l'ensemble consolidé	-139	- 51

Impôts du Groupe :

Impôt exigible : 29,1 M€

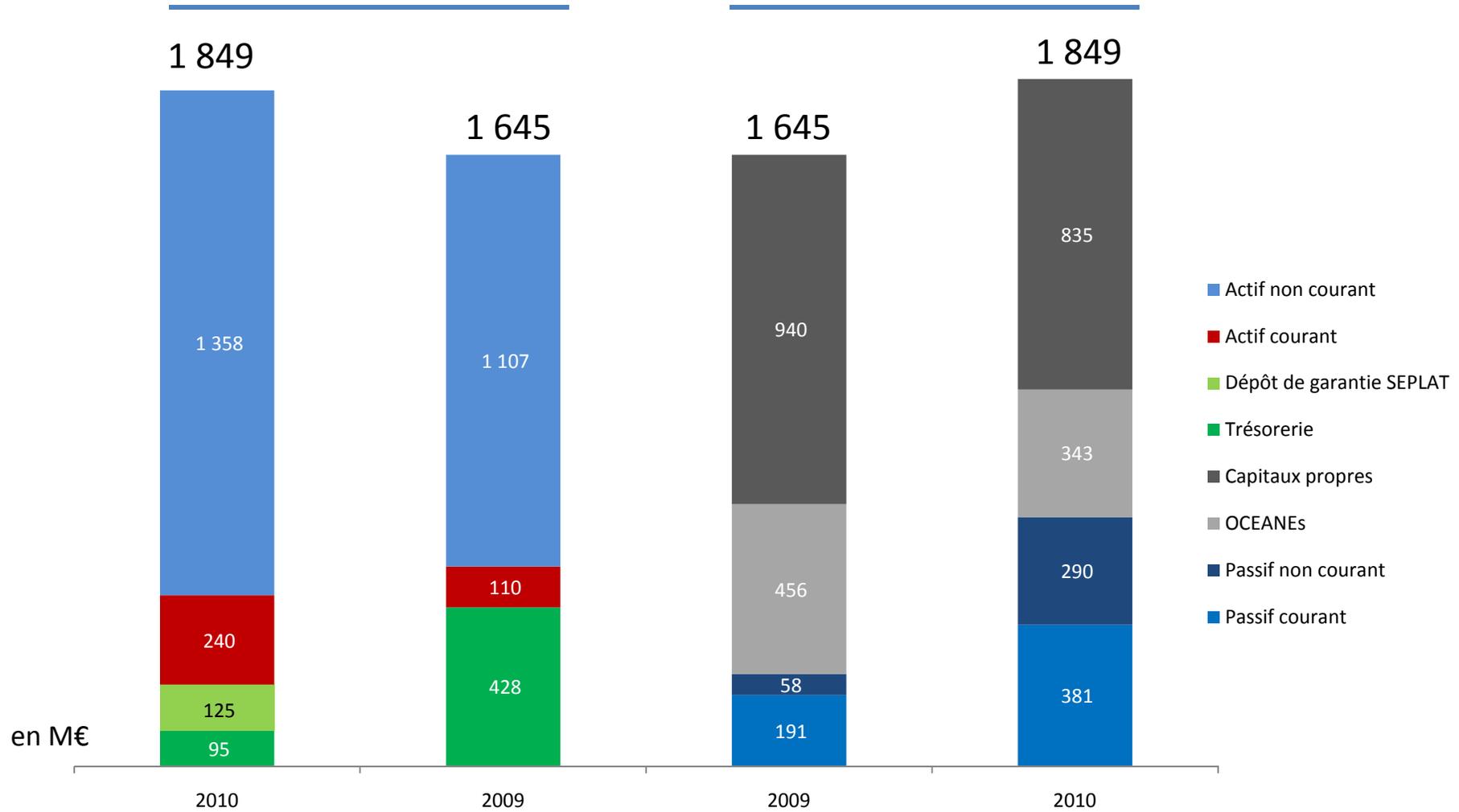
Imposition au Nigéria :	5,5 M€
Imposition Gabon :	17,8 M€
Imposition Caroil :	5,8 M€

Charge d'impôt différé : 27,4 M€

3 Bilan

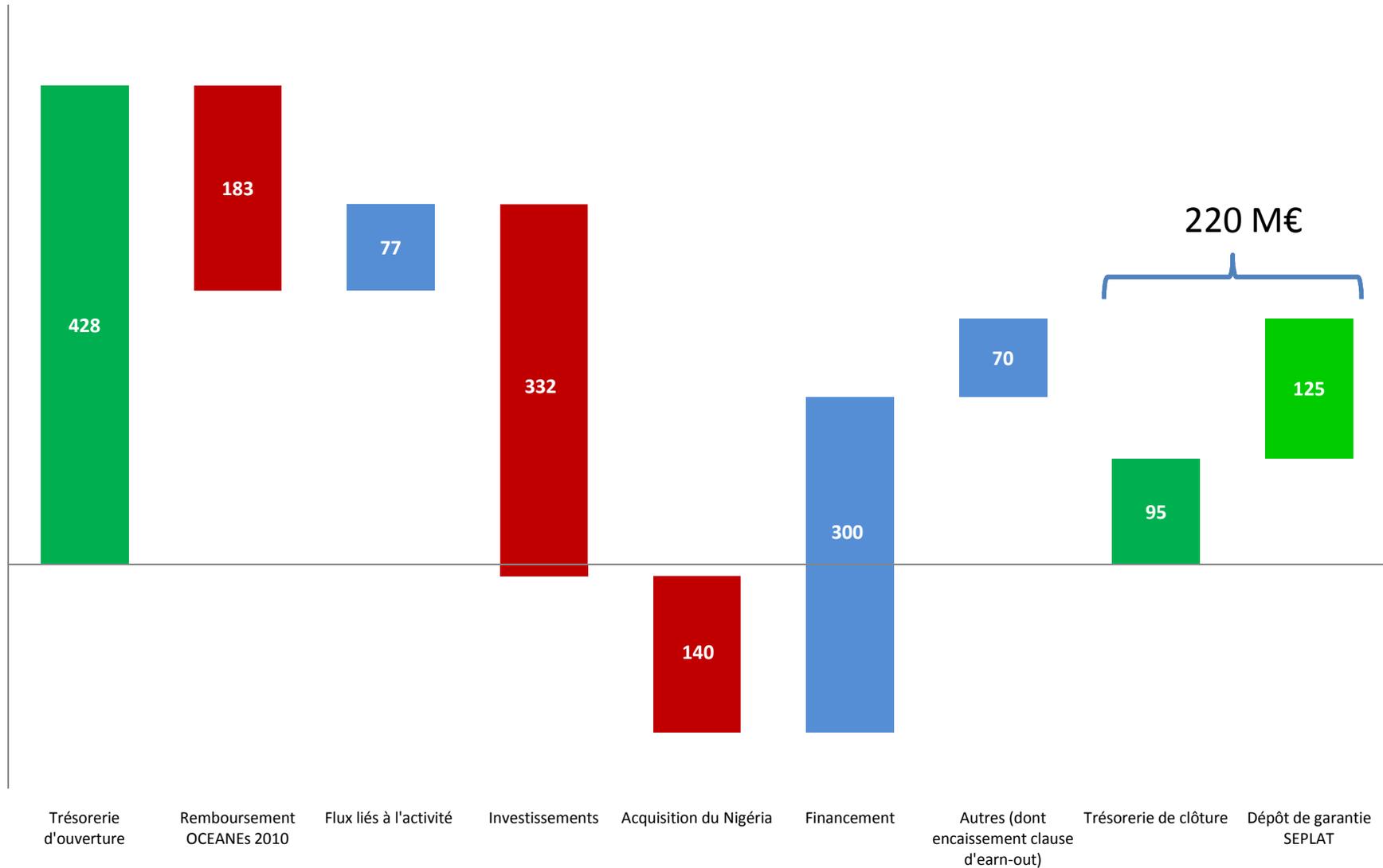
Actif

Passif



3 Trésorerie

en M€

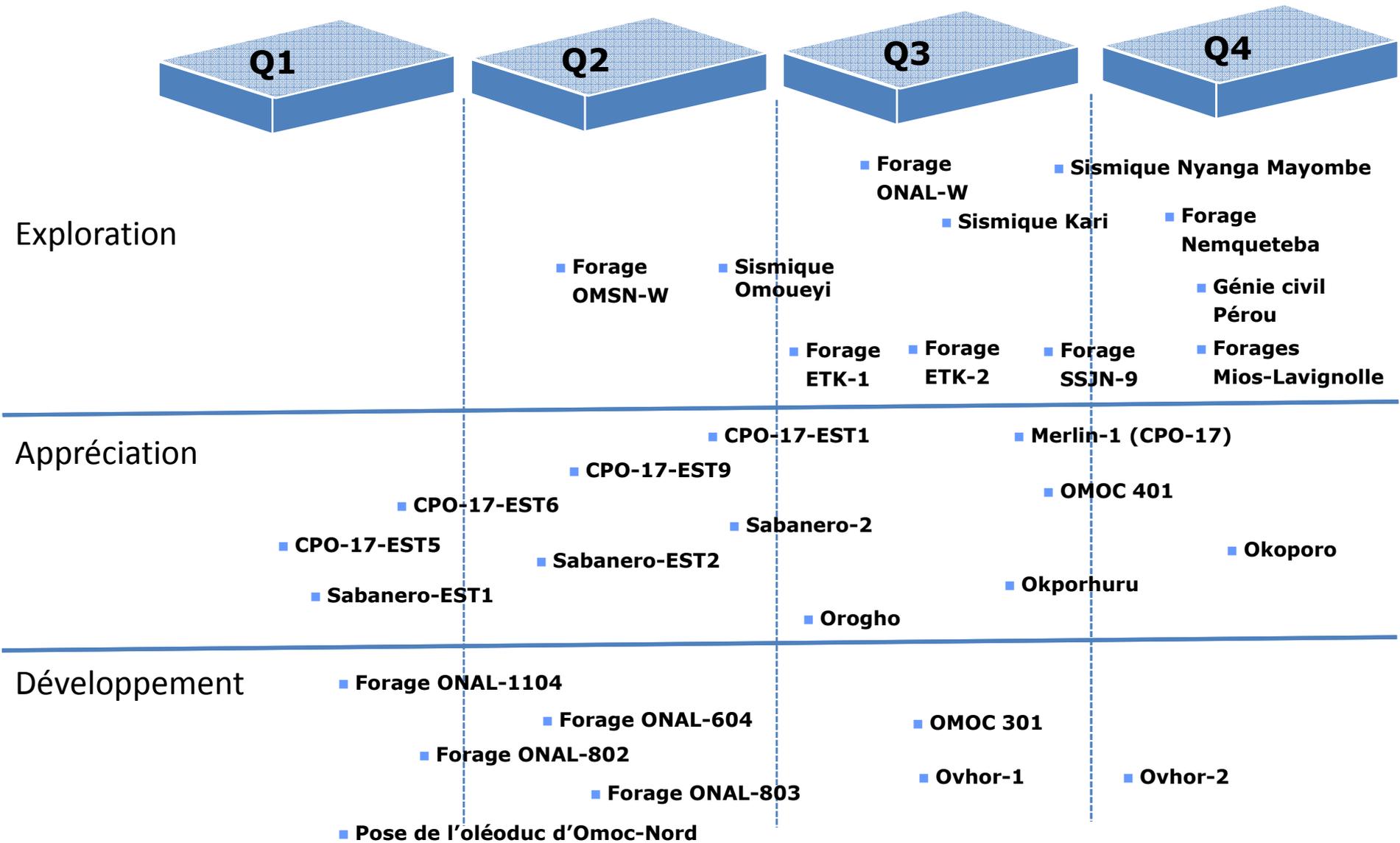




4 MISE EN PERSPECTIVES

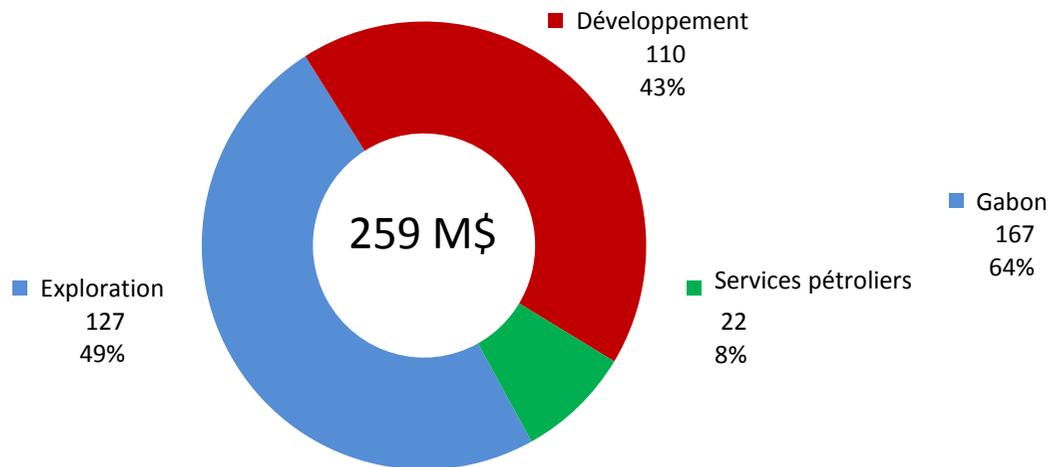
- Au Gabon : mise en place d'une stratégie de croissance méthodique
 - + mise en production des champs Omgw et Ombg
 - + découverte d'Omoc-Nord
 - + extension de l'injection d'eau aux satellites d'Onal
 - + poursuite d'une exploration de proximité
 - = augmentation significative des réserves et de la production
- Au Nigéria : acquisition d'actifs de production et d'exploration
 - + prise en compte de la production
 - + intégration des réserves P1 et P2
 - + évaluation du potentiel d'exploration-appréciation
 - + valorisation du potentiel gaz
 - = augmentation significative des réserves et de la production
- En Colombie : reprise encourageante de l'exploration
 - deux puits abandonnés
 - + découverte du champ de Sabanero
 - + premier puits stratigraphique positif sur CPO-17
 - = un potentiel à développer, recherche de partenariat
- En Tanzanie : un potentiel gazier à développer, recherche de partenariat

4 Programme 2011

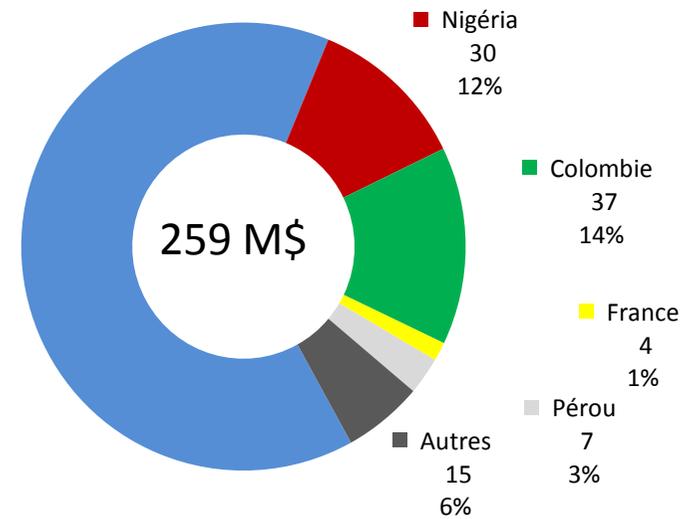


4 Point sur les investissements 2011

Par pays



Par activité



Ces travaux font l'objet de recherche de partenaires participant au financement



5 CONCLUSION

Un environnement porteur : hausse du cours du baril (Brent et WTI)

Une hausse continue de la production au Gabon et au Nigéria

Une trésorerie initiale de 220 M€

95 M€ de disponible

125 M€ en dépôt de garantie

Des réserves importantes et diversifiées (Gaz + Huile, Gabon + Nigéria) : 288 Mboe

72% huile, 28 % gaz

40% P1, 60% P2

Des ressources diversifiées à développer : 419 Mboe

Des positions en gaz importantes (Tanzanie, Sicile et Nigéria) valorisées par les événements récents au Japon