

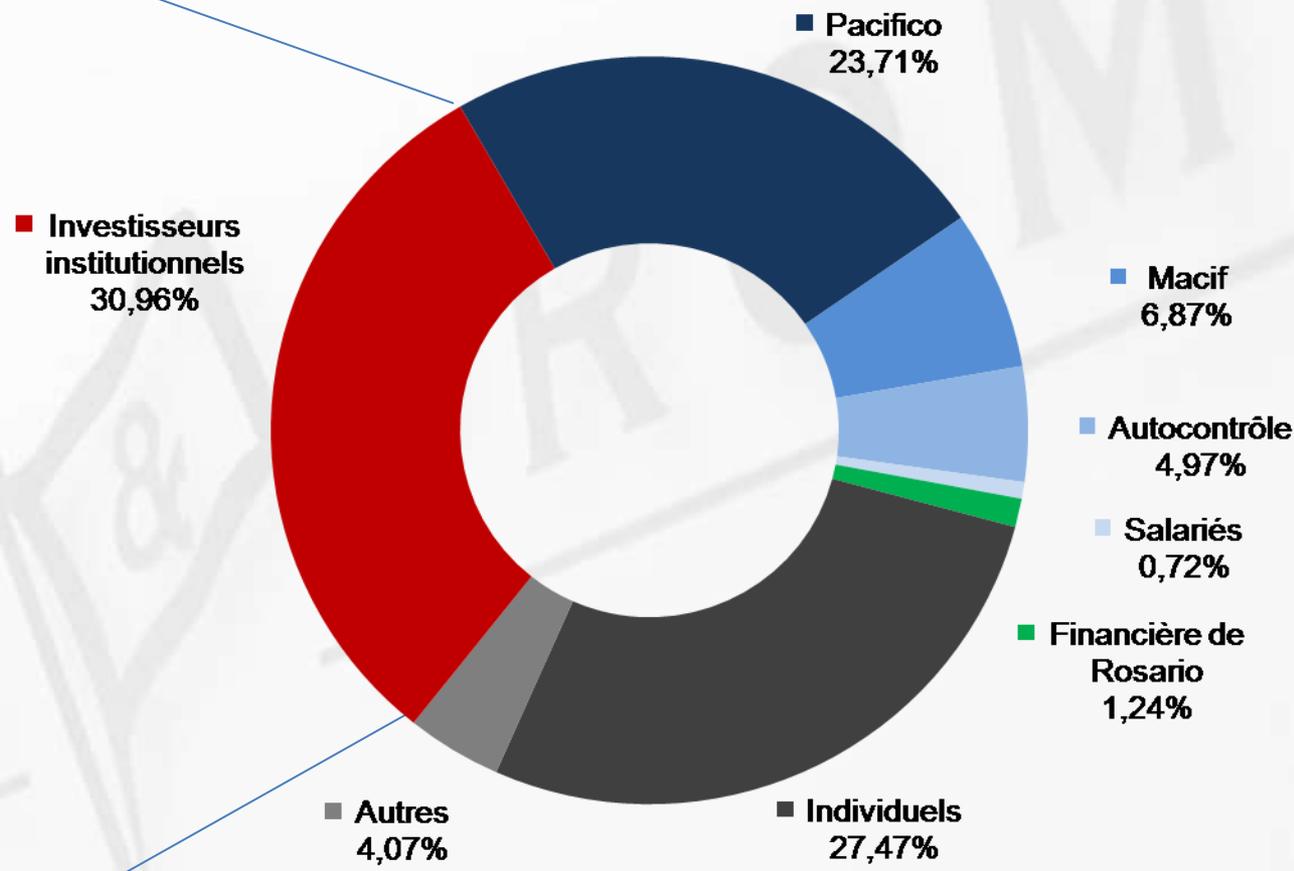
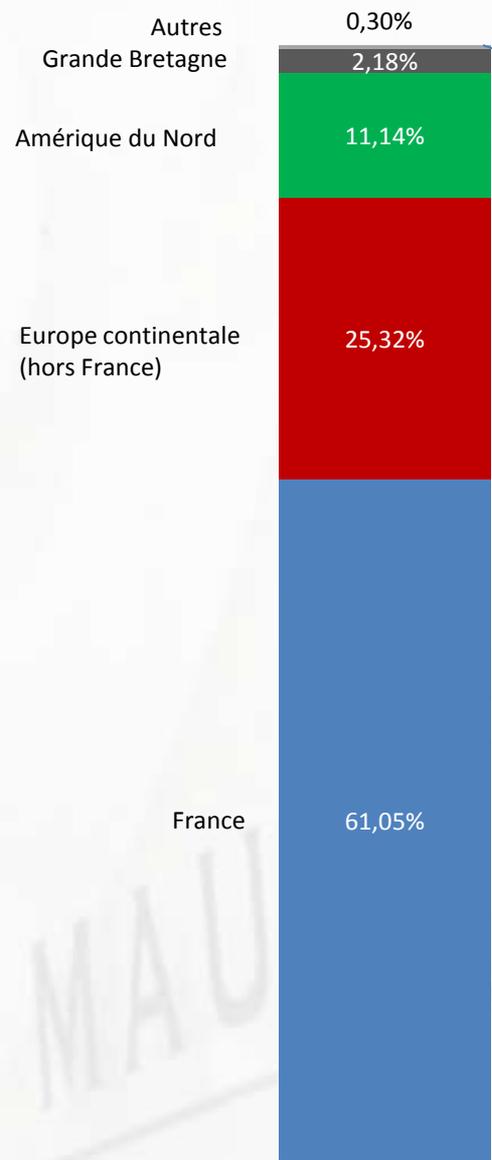


# MAUREL & PROM

Assemblée Générale Mixte

20 mai 2010

# Actionnariat au 31/12/2009



La société Financière de Rosario a déclaré à l'AMF la cession d'environ 0,4% du capital de la Société entre le 19 et le 23 avril 2010



## Positionnement du Groupe Un indépendant pétrolier

**MAUREL & PROM**

Acteur indépendant de taille moyenne spécialiste de l'Afrique et de l'Amérique latine

dont l'activité se concentre :

### ■ Sur l'exploration-appréciation :

- 80 puits en moins de 10 ans
- Taux de succès historique de 44%
- Des territoires attractifs connus des équipes

### ■ Sur le développement des découvertes : spécialiste du développement de champs en Afrique et en Amérique latine :

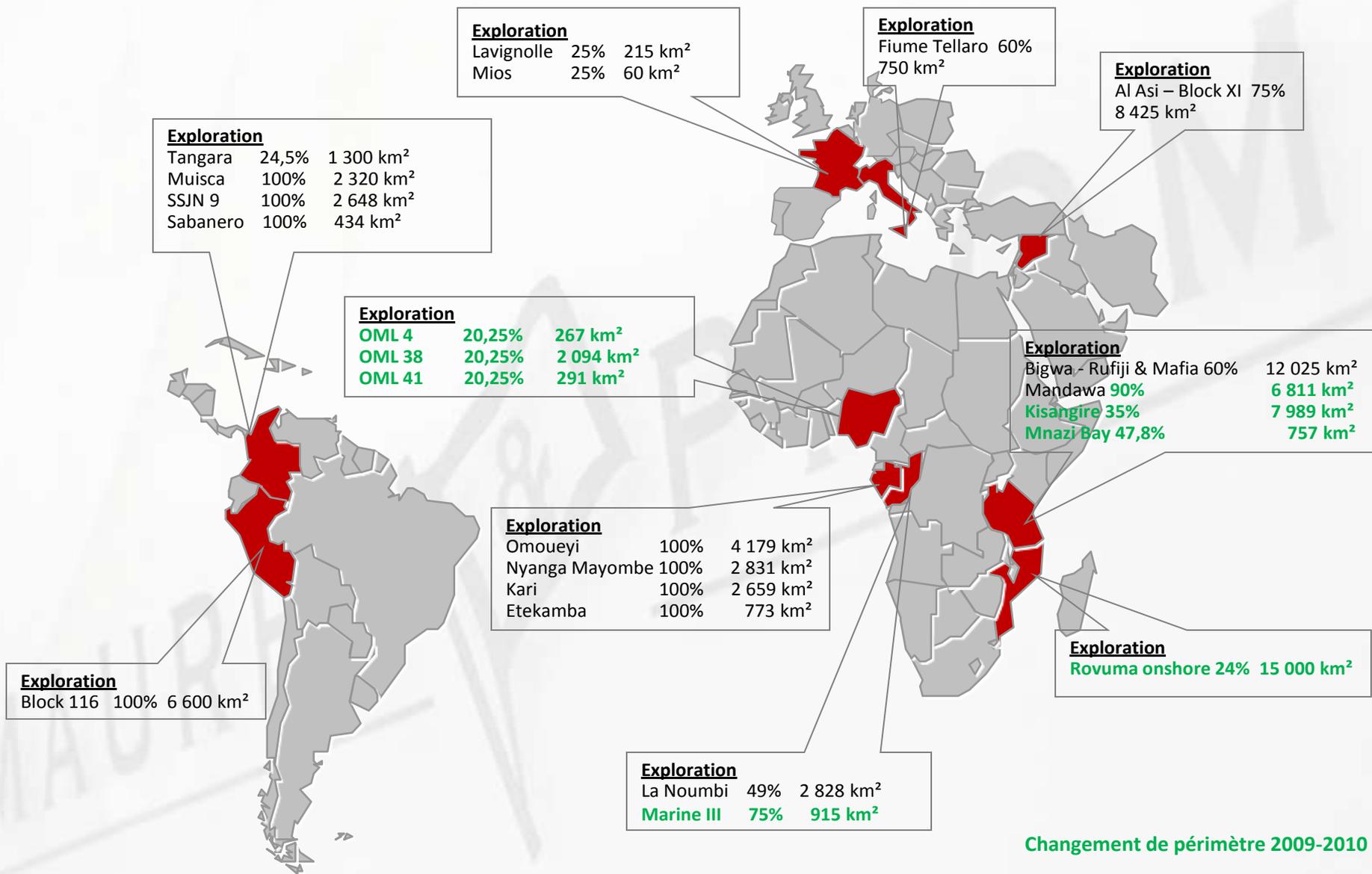
- M'Boundi > 300 Mboe
- Onal+Omko > 100 Mboe
- Ocelote ≈ 50 Mboe

Avec l'aide d'une société de forage en interne:

- 15 appareils dans 4 pays

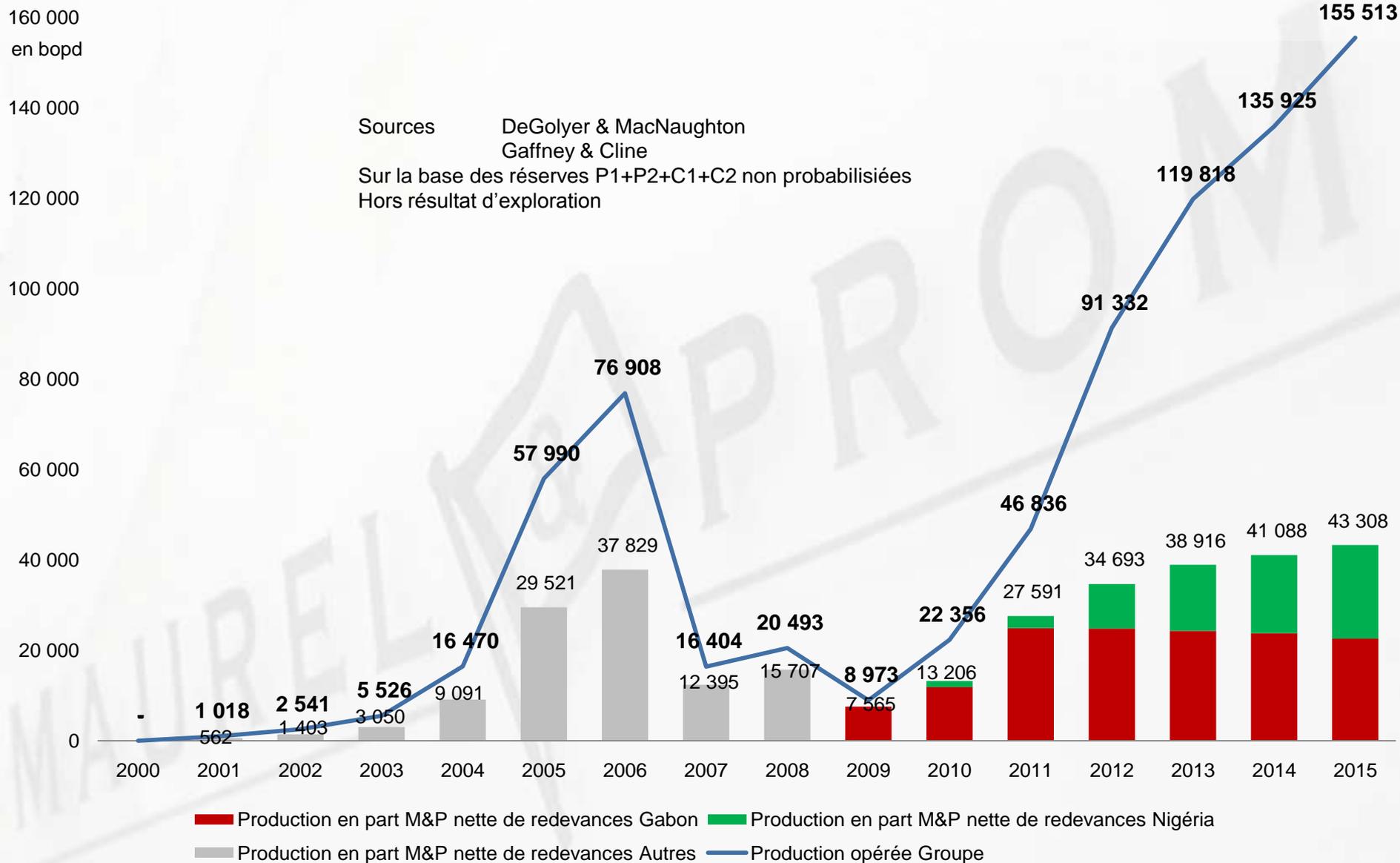


# Un portefeuille d'exploration de plus de 80 000 km<sup>2</sup>

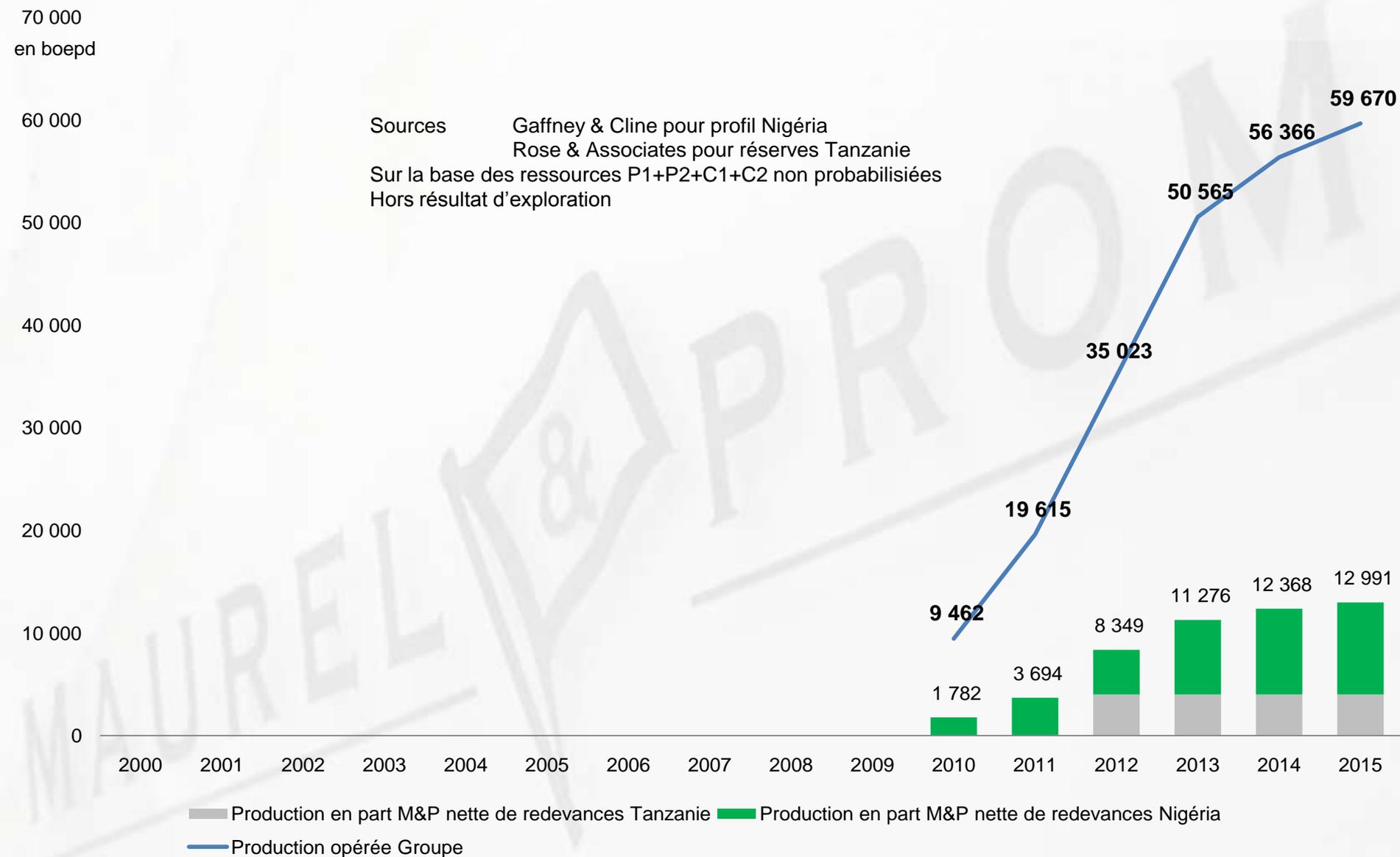


Changement de périmètre 2009-2010

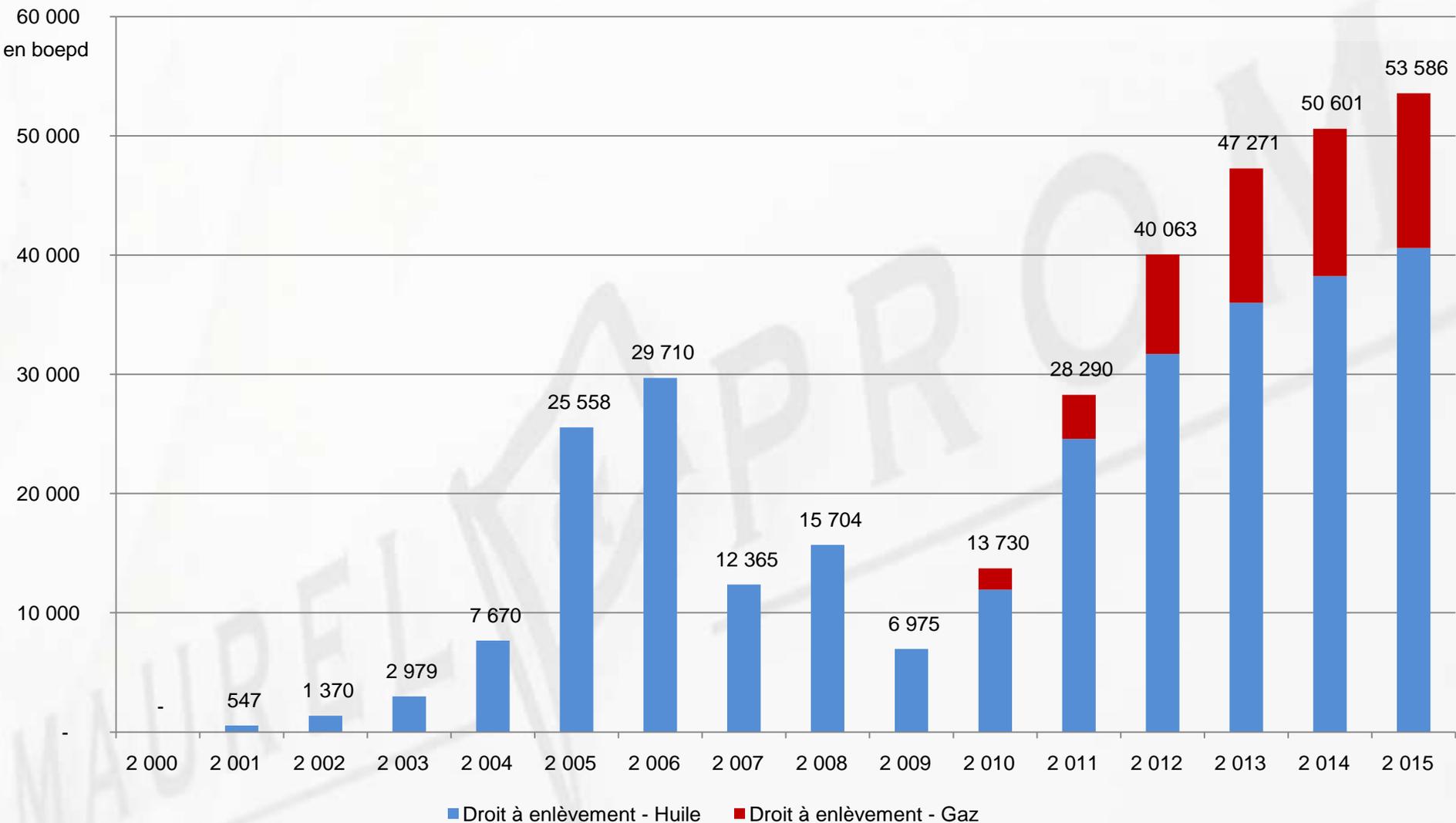
# Production d'huile du Groupe



# Production de gaz du Groupe en barils équivalent



# Droits à enlèvement du Groupe



Le prix de vente du gaz est inférieur à celui de l'huile. Les coûts d'exploitation du gaz étant inférieur à ceux de l'huile.



## Faits marquants 2009-2010

## Nouvelle dette convertible

- Emission d'une Océane pour 297 M€
- Prix d'exercice : 15,6 €
- Échéance : juillet 2014
- Taux : 7,125%

## Rachat d'une partie des Océanes 2010

- Montant initial : 375 M€
- Prix d'exercice : 22,44 €
- Taux : 3,5 %
- Prix de rachat : 22,80
- Remboursement anticipé de 201 M€ en juillet 2009
- 183 M€ remboursés le 2 janvier 2010

## Cession de Hocol Colombia

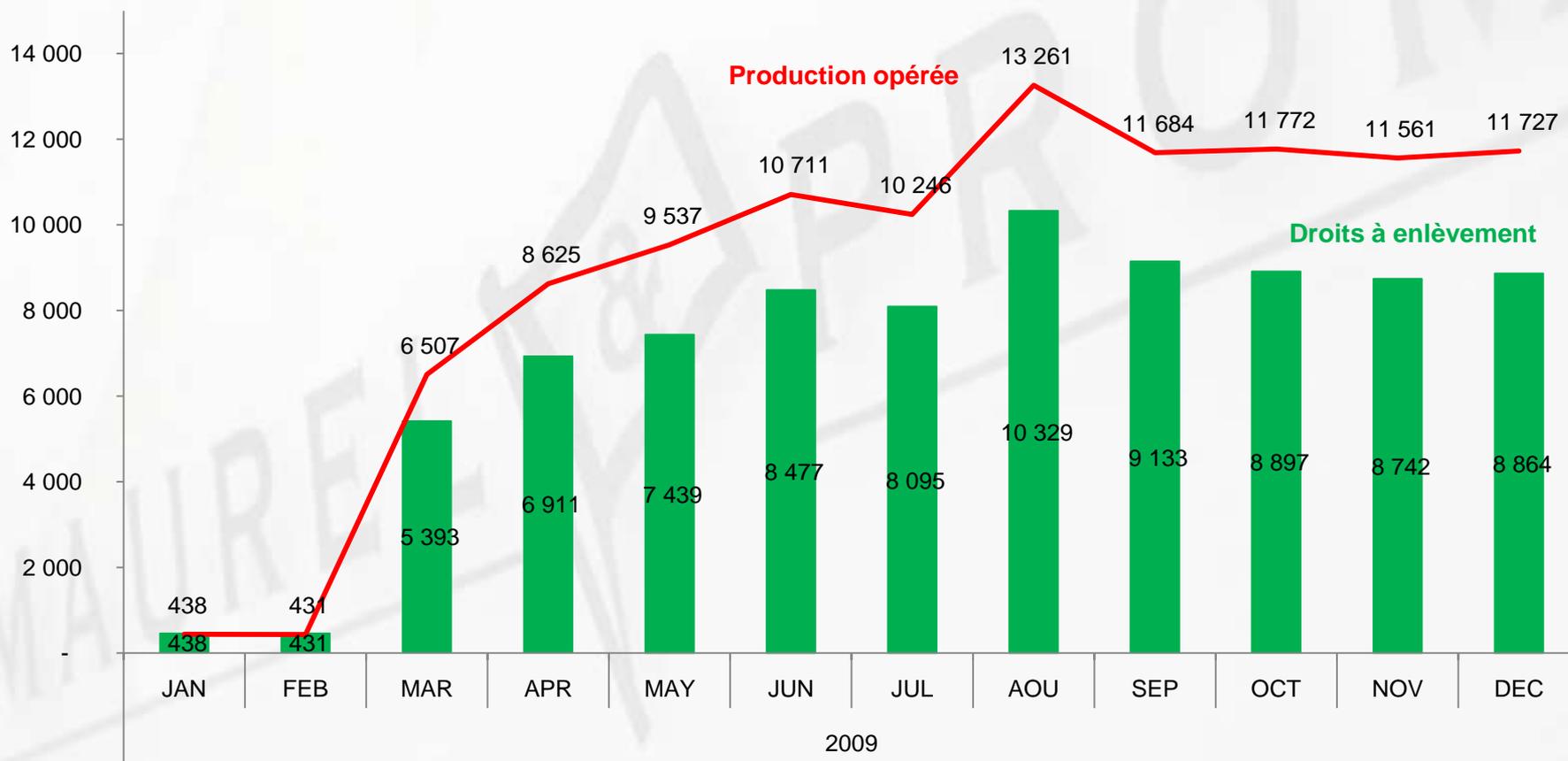
- Prix de vente 740 M\$
- Complément de prix : 115 M\$
  - Sur prix du baril : 65 M\$
  - Sur réserves Niscota : 50 M\$
- Date d'effet : 1<sup>er</sup> janvier 2009
- Conclusion au plus tard au 31 décembre 2012

## Signature d'un Reserve Based Loan pour 255 M\$

- Non tiré à ce jour

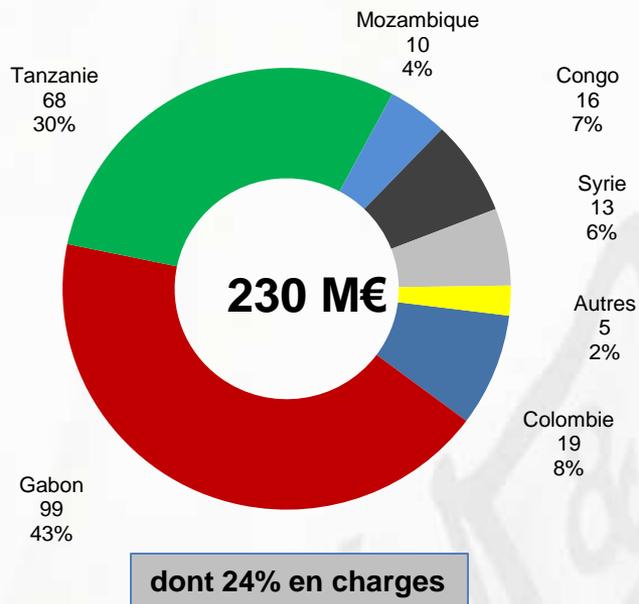
# Démarrage de la production sur Onal-Omko

- ✓ Mise en production du champ d'Onal, déception sur Omko :
  - ✓ Démarrage d'Onal le 9 mars 2009
  - ✓ Démarrage d'Omko le 24 février 2009
- ✓ Retard dans la montée en puissance du programme d'injection d'eau



# Des résultats d'exploration contrastés au 20/05/2010

En 2009



Nouveaux succès autour du champ d'Onal :

- ✓ En mars 2009, succès de OMOG-1
- ✓ En décembre 2009, succès de OMOG-101
- ✓ En février 2010, succès d'OMOG-N-1, confirmation du nouveau thème au Kissenda
- ✓ En avril 2010 : succès du puits d'appréciation OMOG-201

Recomposition du domaine d'exploration en Tanzanie

Attente des conclusions d'un expert indépendant sur le puits Mafia Deep

## Succès

OMOG-1  
Zingali (opéré par ENI)  
OMKO-102 (transformé en injecteur)  
OMKO-103 (transformé en injecteur)  
OMOG-N-1  
OMOG-101  
OMOG-201

## Echec

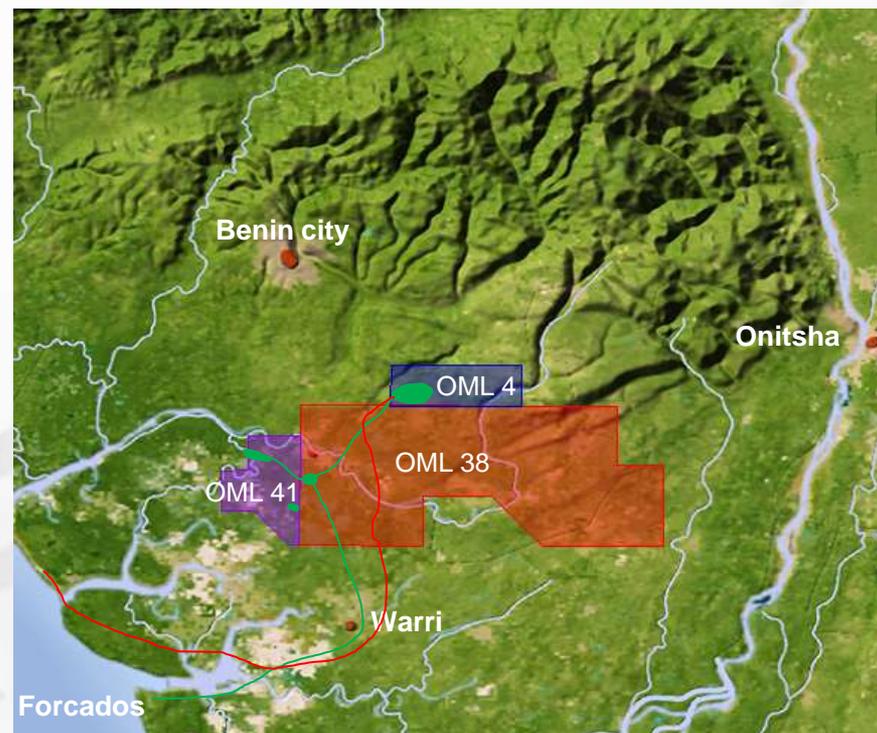
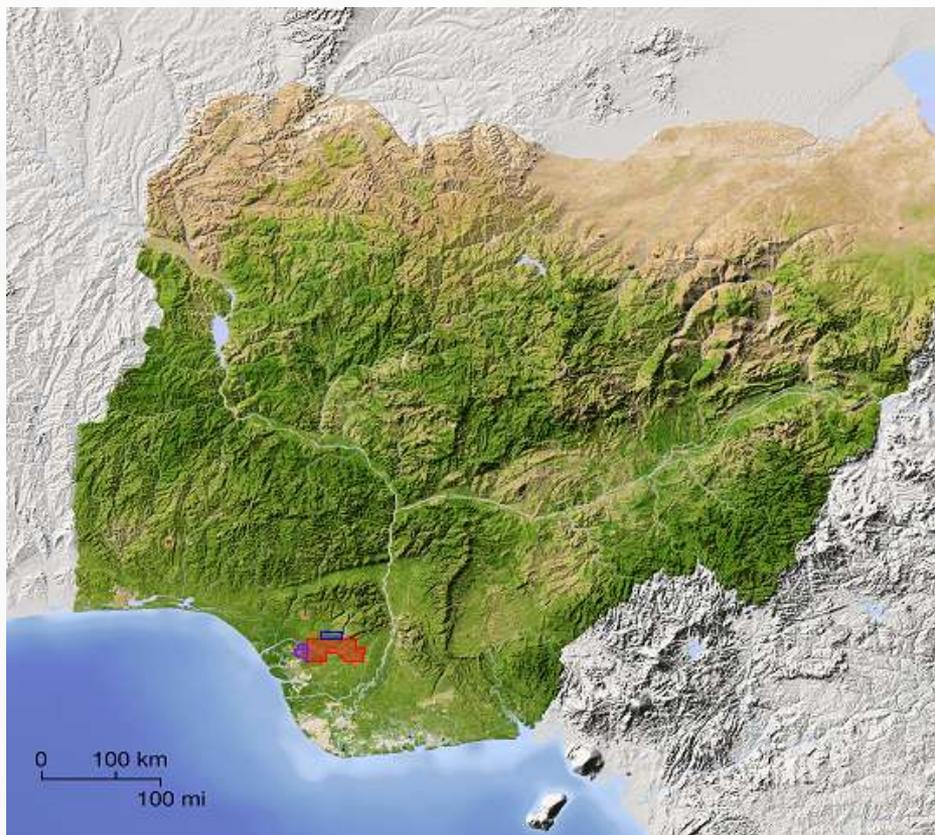
OMSN-1  
OMKO-104  
OMKO-301  
Mihambia  
Mohoro  
Mecupa (opéré par Anadarko)

TiéTié-NE-1  
MBafou-1  
Draco  
Ngoumba-1

## Suspendu ou en cours

OMTI (en attente de moyens de test et de complément sismique)  
CASC-1  
Mafia Deep  
Banio-5  
Bachue-1

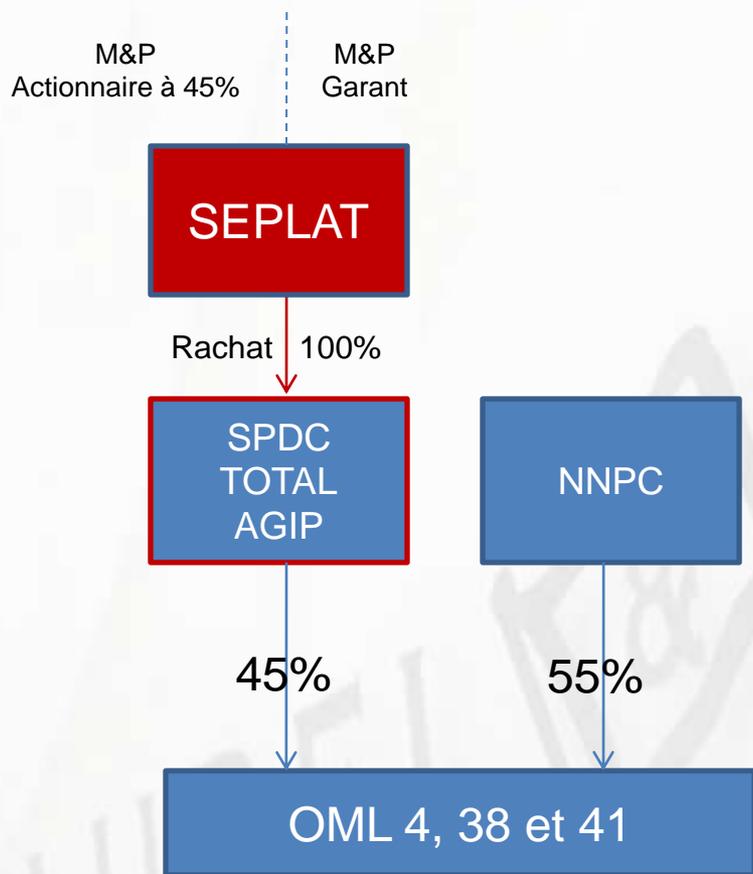
# Acquisition au Nigéria



Rachat de 3 permis (OML 4, OML 38, OML41) comprenant :

- 4 champs développés
- 9 champs non développés
- 1 oléoduc (la section Amukpe-Rapele)
- Redémarrage de la production en avril 2010

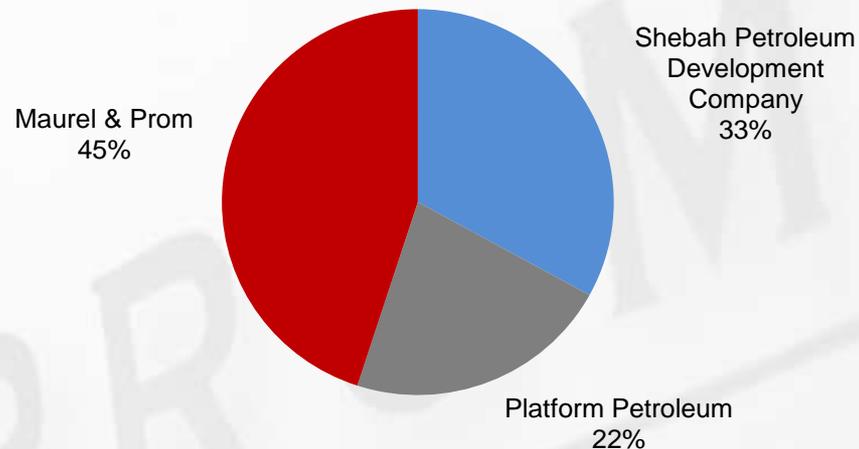
# Présentation de la transaction



Redevances : 20% sur l'huile  
7% sur le gaz

Petroleum Profit Tax : 65,75%

## Répartition du capital de SEPLAT



### Opportunités :

- 9 champs non développés
- Vaste territoire inexploré sur OML38
- Fiscalité plus avantageuse pour les sociétés indigènes et ayant des champs marginaux si passage du Petroleum Industry Bill (PIB)
- Possibilité d'évacuation de l'huile par l'oléoduc de ENI
- Possibilité de participer à la construction de l'oléoduc de Panocean
- Possibilité d'évacuation par barges

# Potentiel des actifs nigériens (Gaffney & Cline)

## Champs producteurs

### Réserves P1+P2 (huile + condensat)

P1 + P2	en Mboe
<b>100%</b>	<b>169</b>
<b>45% (part de SEPLAT)</b>	<b>76</b>
<b>En part M&amp;P (45% de SEPLAT)</b>	<b>34</b>
Redevances (20%)	-7
<b>En part M&amp;P nettes de redevances</b>	<b>27</b>

## Champs découverts non développés

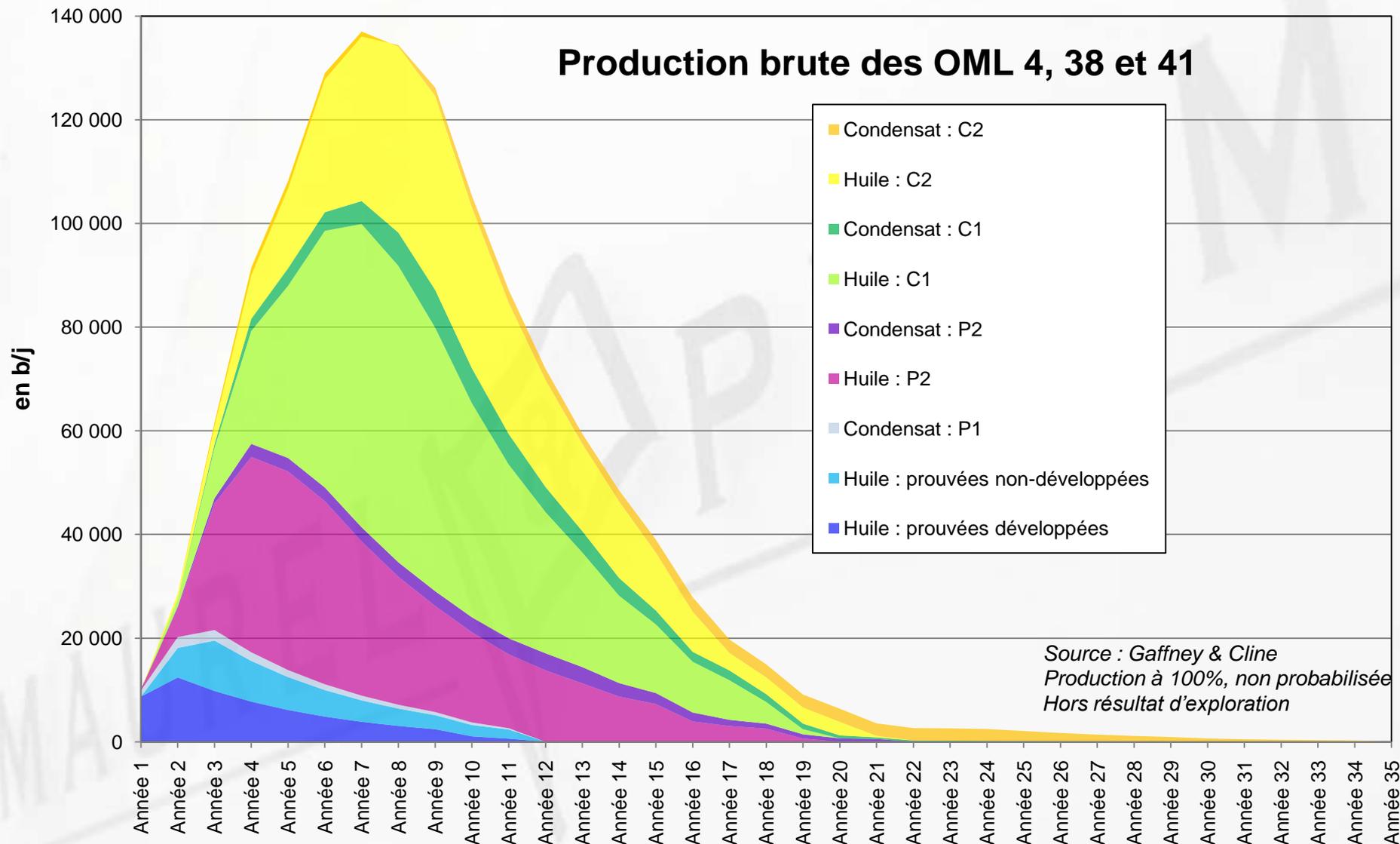
### Réserves C1+C2 (huile + condensat)

C1 + C2	en Mboe
<b>100%</b>	<b>333</b>
<b>45% (part de SEPLAT)</b>	<b>150</b>
<b>En part M&amp;P (45% de SEPLAT)</b>	<b>67</b>
Redevances (20%)	-13
<b>En part M&amp;P nettes de redevances</b>	<b>54</b>

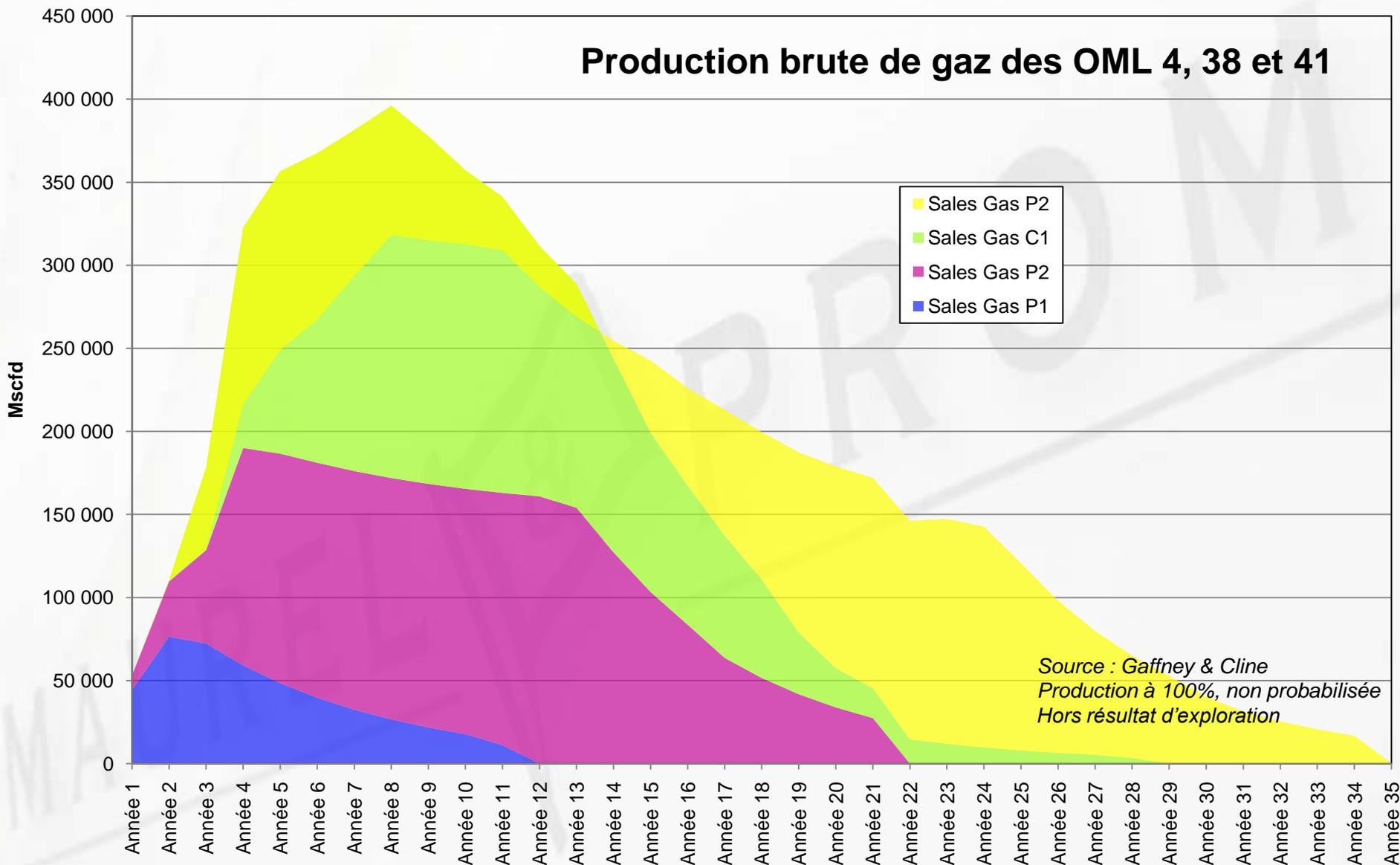
## Ressources de gaz

en Mboe	P1+P2	C1+C2
<b>100%</b>	<b>165</b>	<b>211</b>
<b>45% (part de SEPLAT)</b>	<b>74</b>	<b>95</b>
<b>En part M&amp;P (45% de SEPLAT)</b>	<b>33</b>	<b>43</b>
Redevances (7%)	2	3
<b>En part M&amp;P nettes de redevances</b>	<b>31</b>	<b>40</b>

# Profil de production d'huile et de condensat au Nigéria



# Profil de production de gaz au Nigéria





## Eléments financiers 2009

## Chiffre d'affaires et résultat opérationnel 2009

		2009	2008
<b>Production opérée à 100%</b>	<b>en b/j</b>	<b>8 973</b>	<b>360</b>
Production nette	en b/j	6 975	345
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>en M€</b>	<b>183</b>	<b>92</b>
	<i>Production</i>	116	7
	<i>Services pétroliers</i>	84	85
	<i>Autres</i>	- 16	0
Coût des ventes		- 82	- 52
<b>Marge brute</b>		<b>101</b>	<b>40</b>
		55%	44%
Impôts et taxes		- 7	- 3
Charges de personnel		- 20	- 14
<b>EBE</b>		<b>74</b>	<b>23</b>
		40%	25%
Amortissement		- 35	- 16
Dépréciation des actifs d'exploration et d'exploitation		- 56	- 25
Autres		- 10	- 9
<b>Résultat opérationnel</b>		<b>- 28</b>	<b>- 10</b>

## Résultat financier 2009

		2009
<b>OCEANE</b>		<b>- 35</b>
OCEANE 2010	<i>Intérêts et effet IFRS</i>	- 19 <i>dont 7 en cash</i>
	<i>Prime de rachat</i>	- 3
OCEANE 2014	<i>Intérêts</i>	- 13 <i>dont 10 en cash</i>
<b>Couvertures</b>		<b>35</b>
	<i>pétrolière</i>	13
	<i>de change</i>	22
<b>Différence de change</b>		<b>- 31</b> <i>dont 21 en cash</i>
<b>Autres</b>		<b>6</b>
	<i>Mise en place du RBL</i>	- 3
	<i>Autres</i>	9
<b>Résultat financier</b>		<b>- 25</b>

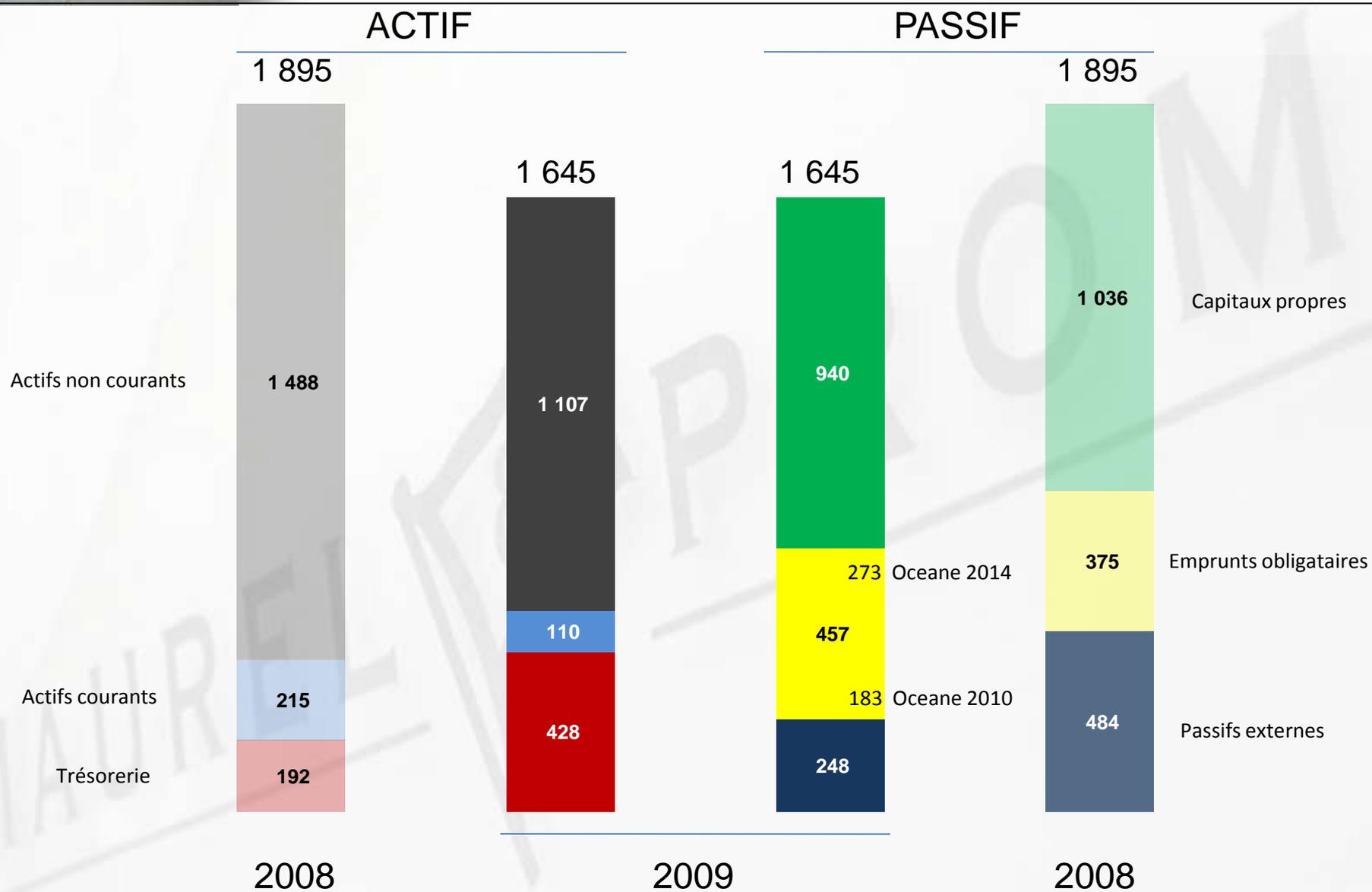
### Incidence de la crise du crédit :

Les montants des rémunérations 2009, hors intérêts, versés aux différentes banques pour l'ensemble de la restructuration de la dette, incluant la cession d'actifs, représentent environ 20 M€, dont 11 M€ correspondant aux frais d'émission des OCEANE qui seront répartis sur la durée de vie des celles-ci.

## Résultat net 2009

	2009	2008
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>183</b>	<b>92</b>
<b>Résultat opérationnel</b>	<b>- 28</b>	<b>- 10</b>
Résultat financier	-25	-18
Résultat avant impôts	-53	- 28
<i>Impôts sur le résultat</i>	- 3	- 4
Résultat net des sociétés intégrées	- 56	- 32
<i>Mise en équivalence</i>	10	10
<b>Résultat net des activités conservées</b>	<b>- 46</b>	<b>- 22</b>
Résultat net des activités abandonnées	-5	85
<b>Résultat net de l'ensemble consolidé</b>	<b>- 51</b>	<b>63</b>

# Bilan au 31 décembre 2009



# Résultat social et dividende

En M€	2009	2008
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>12</b>	<b>32</b>
Produit d'exploitation	108	284
<b>Charges d'exploitation</b>	<b>- 180</b>	<b>- 319</b>
Résultat d'exploitation	- 72	- 35
Résultat financier	181	- 6
Résultat courant avant impôts	109	- 40
Résultat exceptionnel	34	- 1
<b>Résultat net</b>	<b>143</b>	<b>- 42</b>
Actif immobilisé	252	1 045
Actif circulant	1 222	356
Autres actifs	28	7
<b>Total Actif</b>	<b>1 501</b>	<b>1 408</b>
Capitaux propres	830	736
Provisions pour risques et charges	14	106
Dettes	652	557
Autres passifs	5	10
<b>Total Passif</b>	<b>1 501</b>	<b>1 408</b>

Bénéfice social de l'exercice 143,5 M€  
 Dotation de la réserve légale 55,3 M€

Bénéfice distribuable 542,1 M€

**Dividende 2010 0,10€ par action**

soit 12,1 M€ (au 31/12/2009)

Mise en paiement le 2 juin 2010

**Attribution gratuite de BSA**

1 action = 1 BSA, soit attribution de 121 252 271 BSA

Date de livraison : 19 mai 2010

Période d'exercice : 19 mai 2010 au 30 juin 2014

Parité d'exercice des BSA : 10 BSA pour 1 action

Prix d'exercice des BSA : 14,20 €, soit 30% de prime

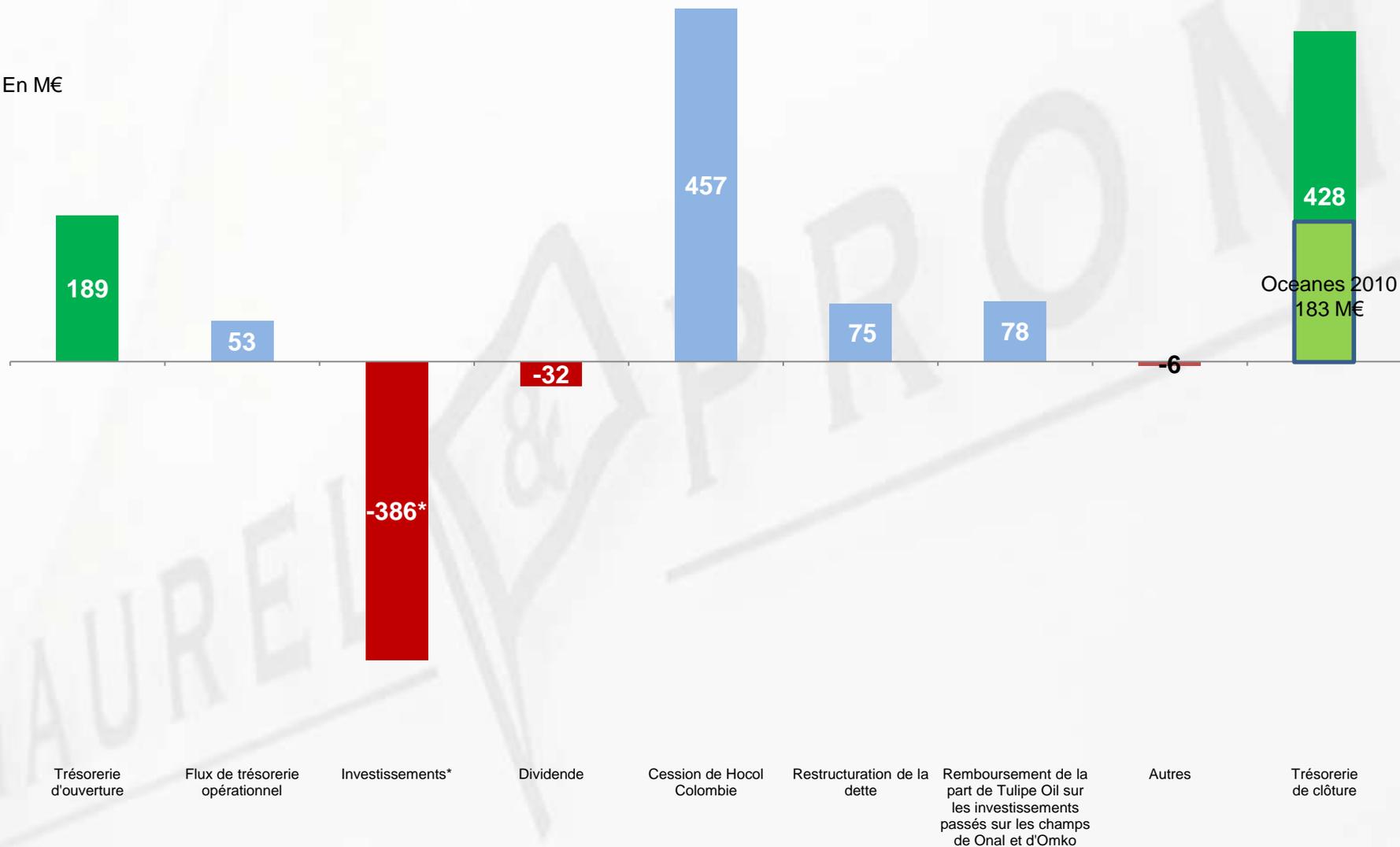
Cotation le 19 mai 2010 : code ISIN FR0010897082



# Evolution de la trésorerie

\*retraités des activités cédées

En M€





**Stratégie**  
**Rééquilibrage du profil de risque**

### Réduction progressive du profil de risque de la Société Recentrage de l'investissement dans l'appréciation et le développement

Concentration de l'activité au Gabon et au Nigéria ...

... et d'autres opportunités non négligeables

- Renforcement du premier pôle de croissance du Groupe : le Gabon

- Consolidation de la base de production
- Mise en évidence d'un fort potentiel d'exploration
- Montée en puissance du nouveau thème Kissenda

- En Colombie : diversification du risque

- Croisement d'intérêts envisagés
- Reprise des travaux d'exploration

- En Tanzanie : valorisation du potentiel

- Recherche de partenariat

- Déploiement d'un potentiel de croissance au Nigéria

- Développement d'un second pôle de production
- Très fort potentiel d'exploration

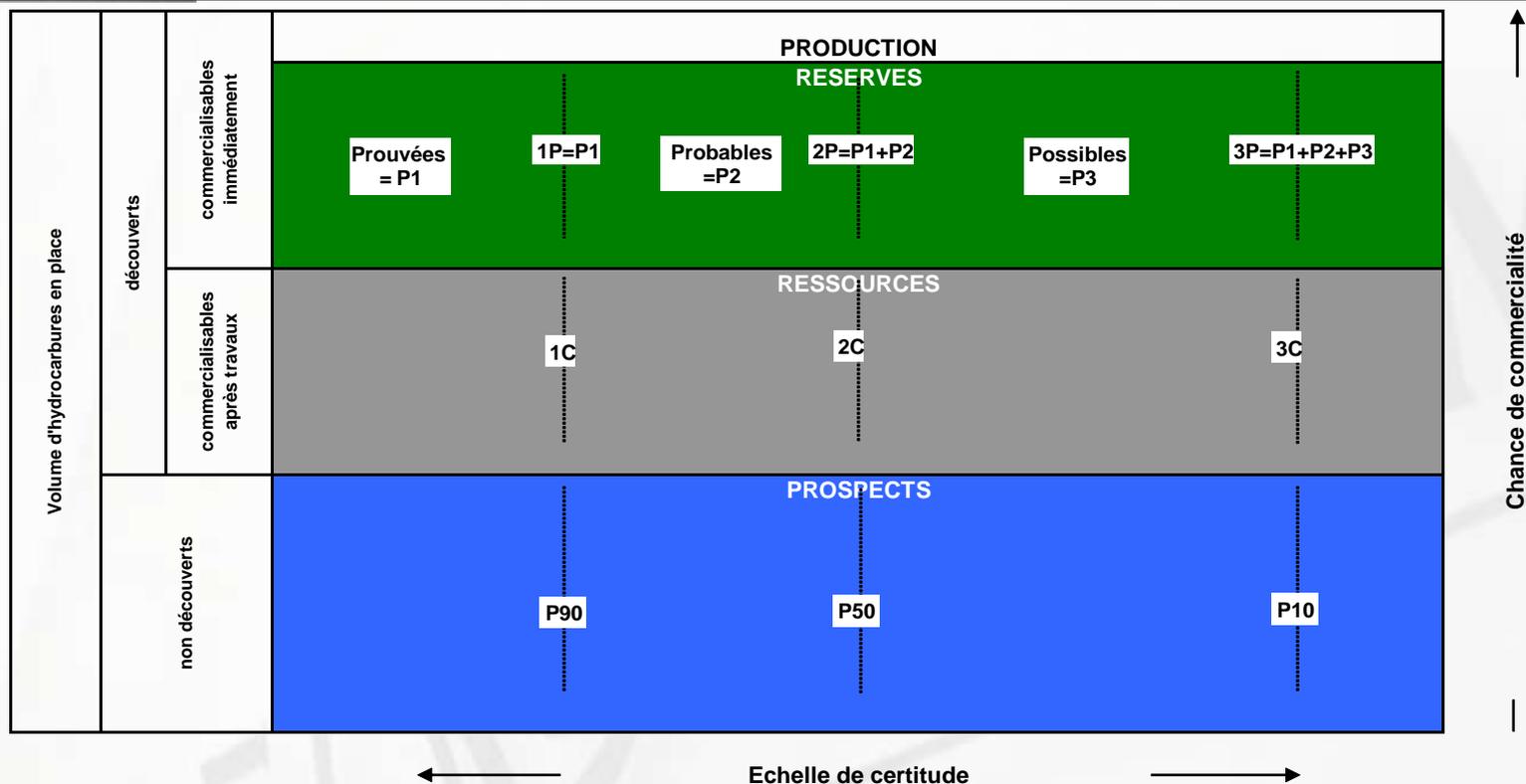
- En Syrie : recherche de farm-out



## Des ressources en augmentation 2010

MAUREL & PROM

# Définition des réserves



On distingue trois types de réserves. Les quantités de pétrole qui ont une probabilité de récupération supérieure ou égale à 90 % grâce aux techniques actuelles et dans des conditions économiques courantes sont dites "1P" ou "réserves prouvées". Les quantités de pétrole plus importantes dont la probabilité de récupération n'est que de 50 % sont les "réserves probables" ou 2P. Enfin, quand la probabilité de récupération dans un gisement descend à 10 %, on parle alors de "réserves possibles" 3P.

Source : IFP

## Point sur les réserves 2010

Les réserves ont été certifiées au 1<sup>er</sup> janvier 2010 par DeGolyer & MacNaughton sur la base des conditions économiques et au moyen de données géologiques et d'ingénierie existantes, permettant d'estimer les quantités d'hydrocarbures pouvant être produites. Le processus d'évaluation implique des jugements subjectifs et peut conduire à des réévaluations ultérieures en fonction de l'avancement dans la connaissance des gisements.

Les réserves liées au champ d'OMOC-N, découvert en février 2010 ont été évaluées par DGMN à la date du 1<sup>er</sup> avril 2010. Cette évaluation est une première approche des réserves de ce champ basée sur un seul puits et une ligne sismique.

En 2009, le Groupe a élargi son domaine minier en Tanzanie et au Mozambique en reprenant aux côtés de Cove Energy certains actifs d'Artumas.

Les quantités de gaz liées au permis de Mnazi Bay dont le Groupe a acquis 38,22% d'intérêts ont été évaluées par Rose & Associates au cours de l'année 2009.

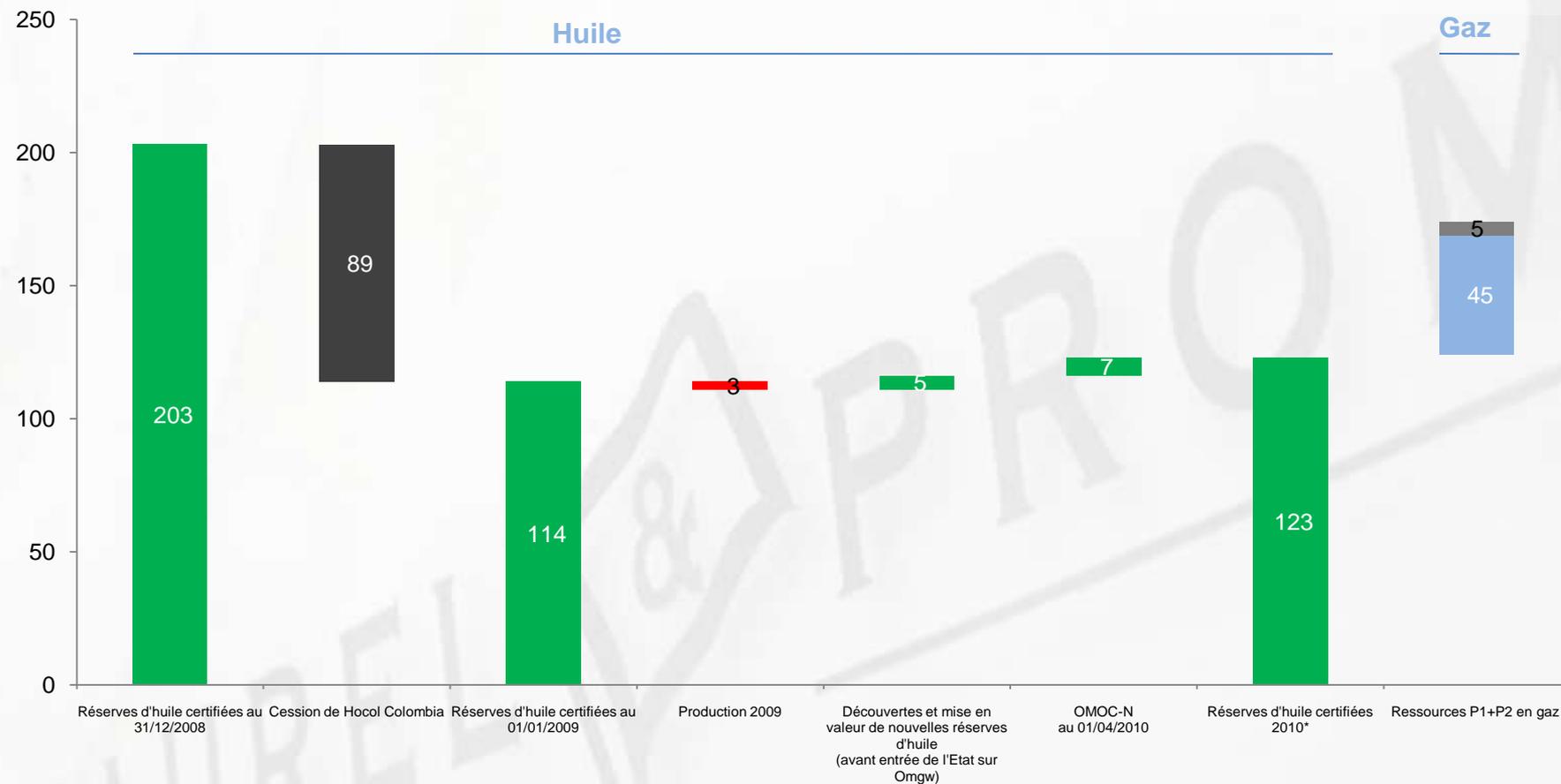
Fin janvier 2010, le Groupe a pris une participation de 45% dans la société de droit nigérian SEPLAT. Cette société a signé un accord avec SHELL, AGIP et TOTAL pour l'acquisition des 45% d'intérêts dans les permis OML 4, 38 et 41 dans l'on shore nigérian.

Les réserves 2P (P1+P2) de ces permis avant déduction des redevances correspondent à des champs en production et ont été évaluées par Gaffney, Cline and Associates. En complément, il existe des champs découverts évalués et classés sous le nom C1 et C2 nécessitant des travaux supplémentaires pour être mis en production et/ou pour être complètement définis.

De même il existe des ressources faiblement valorisées liées aux gisements de gaz. Ces ressources ont été évaluées par Gaffney, Cline and Associates et sont liées aux champs de gaz en production ainsi qu'à des champs de gaz découverts non développés.

# Réserves P1+P2 nettes de redevances

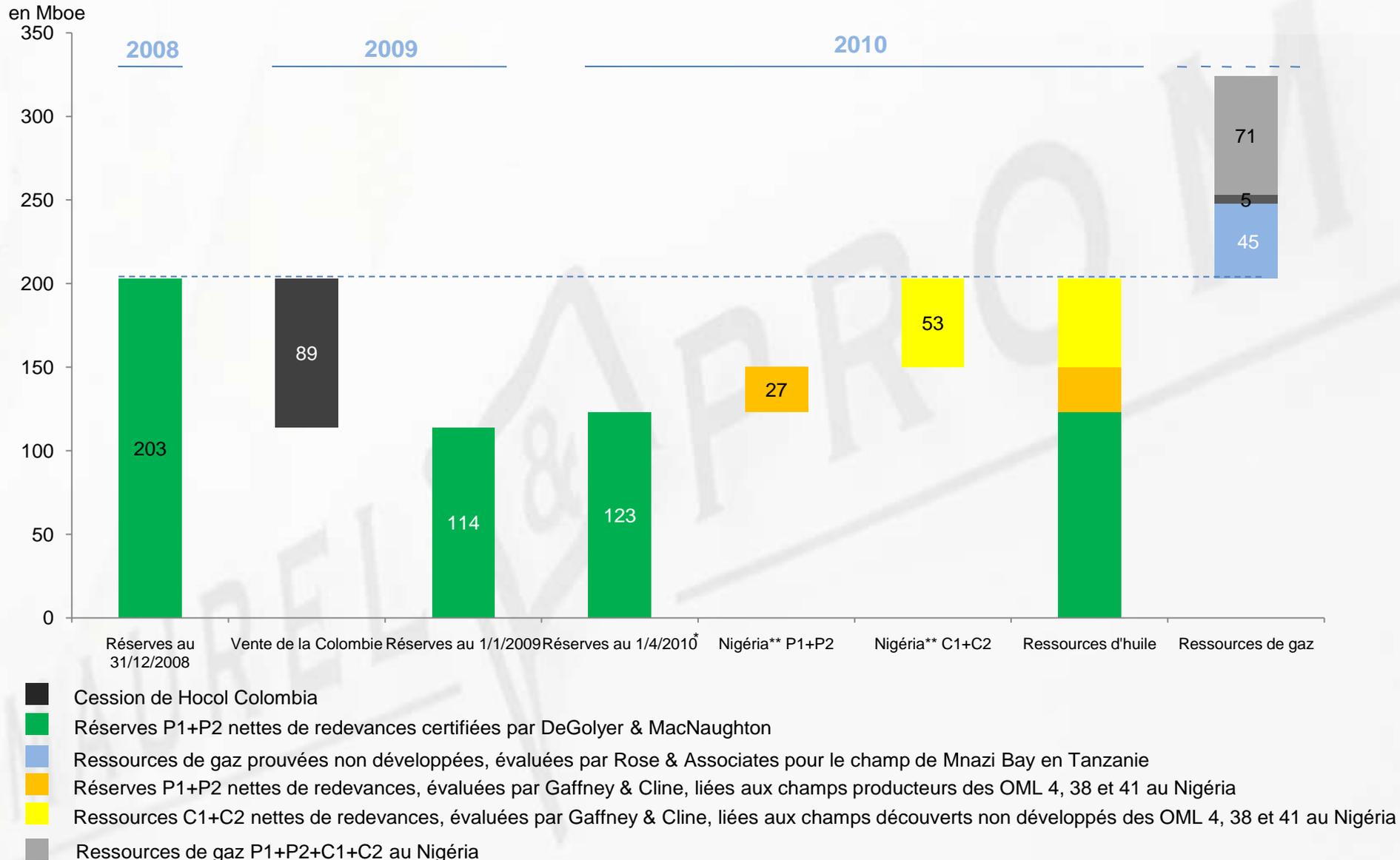
en Mboe



- Réserves P1+P2 nettes de redevances certifiées par DeGolyer & MacNaughton
- Cession de Hocol Colombia
- Production nette de redevances de la période
- Ressources de gaz prouvées non développées, évaluées par Rose & Associates pour le champ de Mnazi Bay en Tanzanie
- Ressources de gaz P1+P2 au Venezuela

# Ressources\*\* du Groupe nettes de redevances

(hors potentiel résultant de l'exploration et hors P3 et après acquisition du Nigéria)





## Plan d'action Exploration-Appréciation

## Point sur l'exploration

### Début 2009 : 8 forages stratégiques à forer :

Colombie :	<b>Saltarin-1</b> : échec, cédé à Ecopetrol	⇒	ABANDON
	<b>Cascabel-1</b> : démarrage le 28 septembre 2009	⇒	EN COURS DE FORAGE
	<b>Bachue-1</b> : démarrage le 27 avril 2010	⇒	EN COURS DE FORAGE
Gabon :	<b>Omti-1</b> : foré dans une zone vierge de toute exploration, a démontré la présence de bons réservoirs et de teneur non négligeable en huile.	⇒	EN ATTENTE DE TESTS
	<b>Omsn-1</b> : non productif, à relocaliser	⇒	MISE EN EVIDENCE DE RESERVOIRS DE BONNE QUALITE
	Une campagne sismique a été initiée afin d'affiner le potentiel de cette région du permis d'Omoueyi		
Tanzanie :	<b>Mafia Deep ST</b> : mise en évidence de zone à gaz	⇒	EN COURS D'EVALUATION PAR UN EXPERT INDEPENDANT
	<b>Mohoro-1</b> : échec	⇒	ABANDON
Pérou :	Forage de <b>DOM-1</b>	⇒	FORAGE PREVU DEBUT 2011

# AFRIQUE - MOYEN ORIENT



## Nigeria

OML 4	20,25%
OML 38	20,25%
OML 41	20,25%

## Gabon

Omoueyi	100%
Nyanga Mayombe	100%
Kari	100%
Etekamba	100%

## Congo

La Noumbi	49%
Marine III	75%

## Syrie

Al Asi	75%
--------	-----

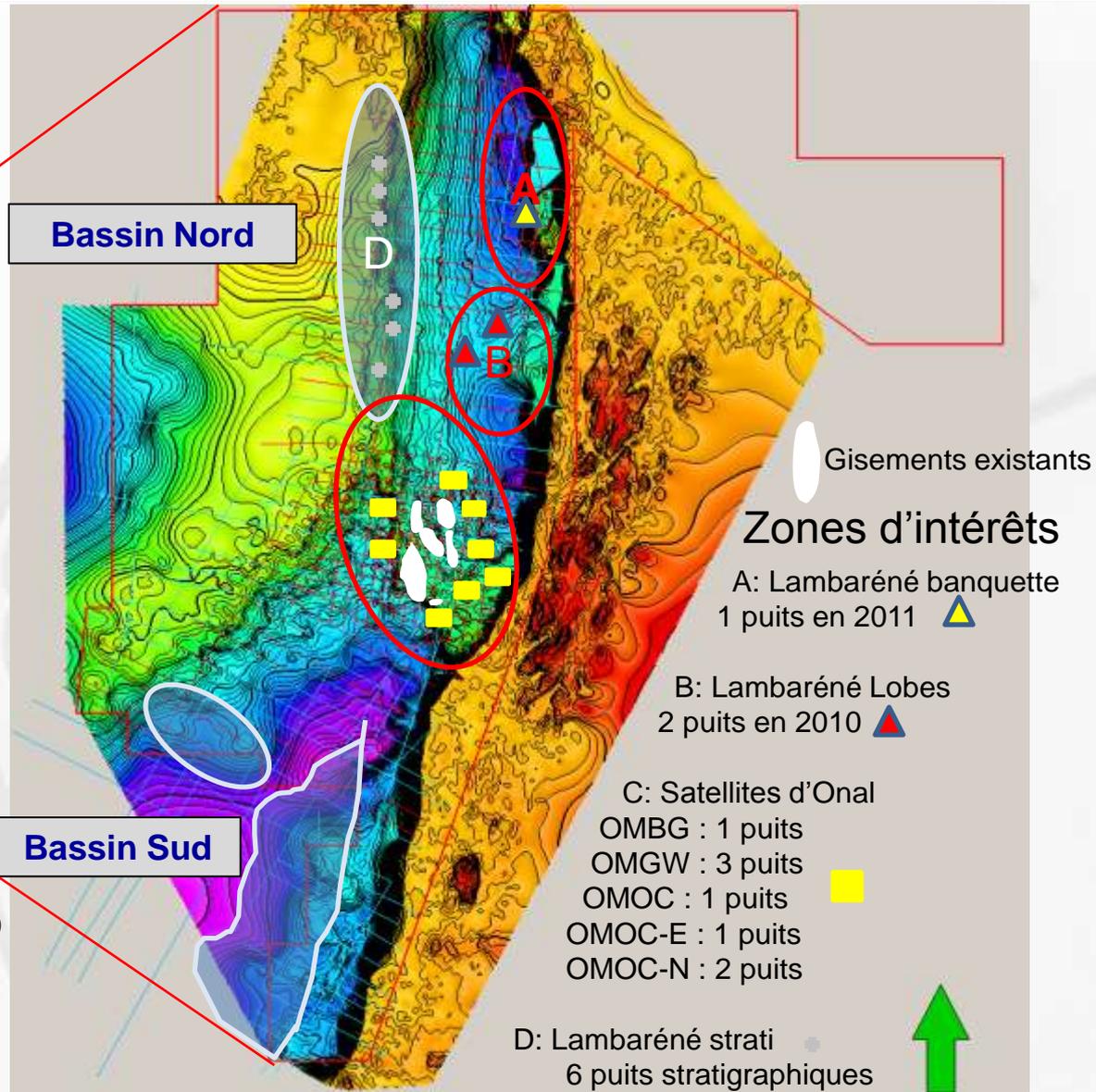
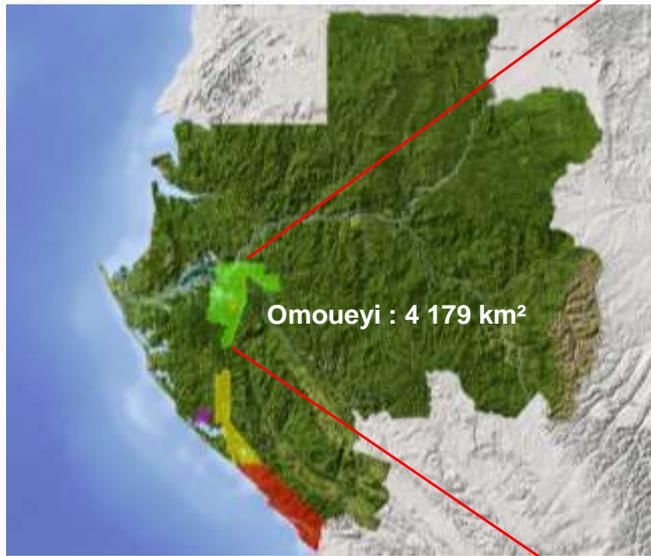
## Tanzanie

Bigwa - Rufiji & Mafia	60%
Mandawa	90%
Kisangire	35%
Mnazi Bay	47,8%

## Mozambique

Rovuma onshore	24%
----------------	-----

# GABON : revue du potentiel d'Omoueyi

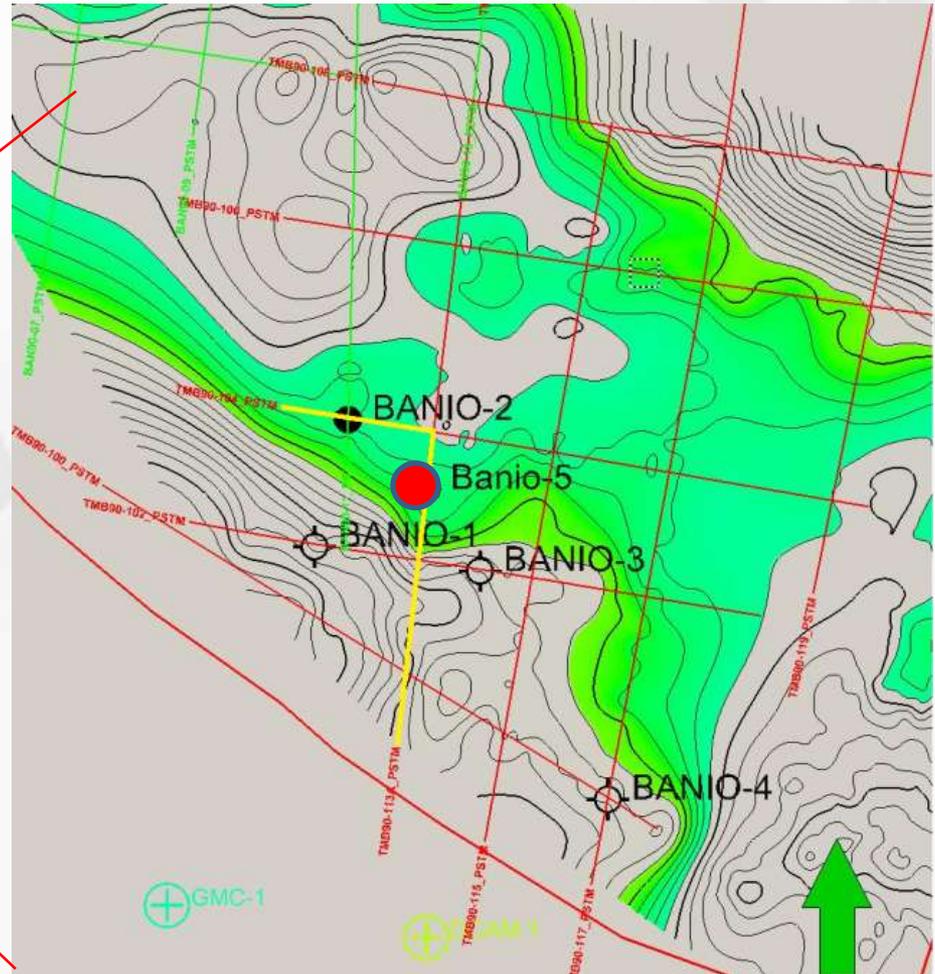


Acquisition de 760km de sismique 2D en 2009 et 2010

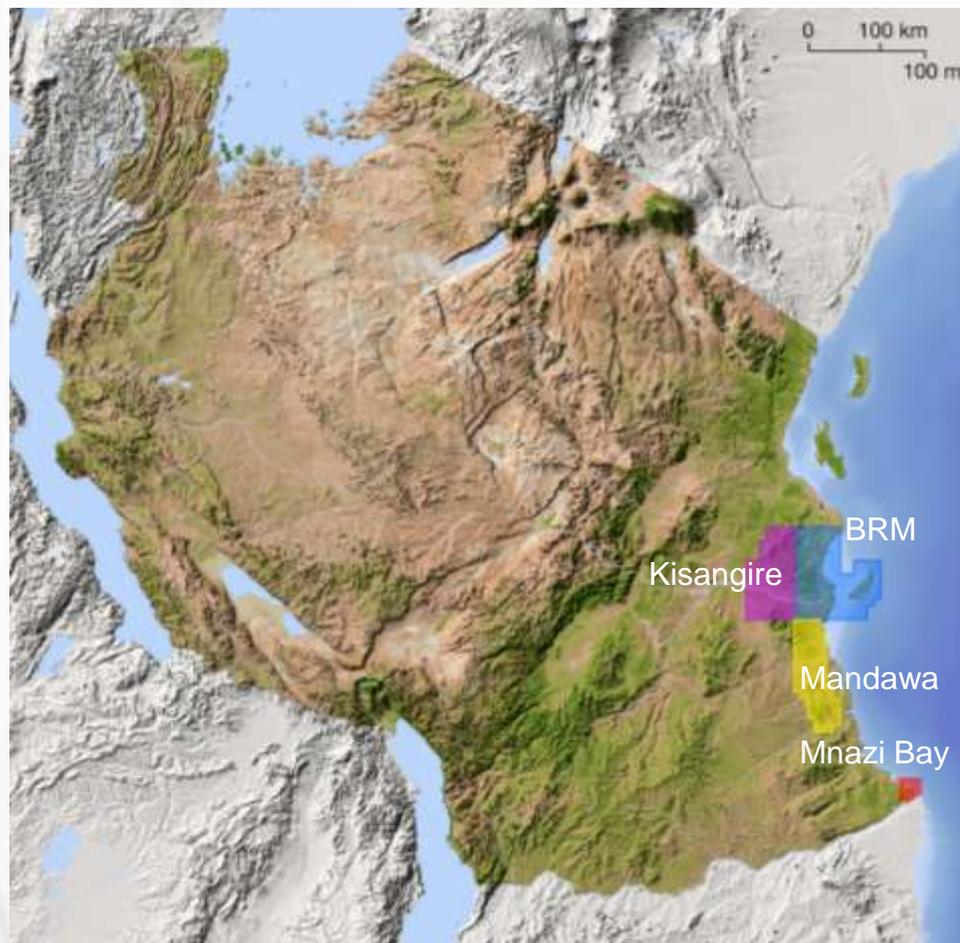
# GABON : Nyanga Mayombe



Nyanga Mayombe : 2 831 km<sup>2</sup>



## TANZANIE : valorisation du potentiel



Bigwa – Rufiji – Mafia : 12 025 km<sup>2</sup>

- Rapport de l'expert indépendant sur la zone intermédiaire

Mandawa : 6 811 km<sup>2</sup>

- Augmentation de intérêts du Groupe de 50% à 90%
- Forage du puits Kianika-1

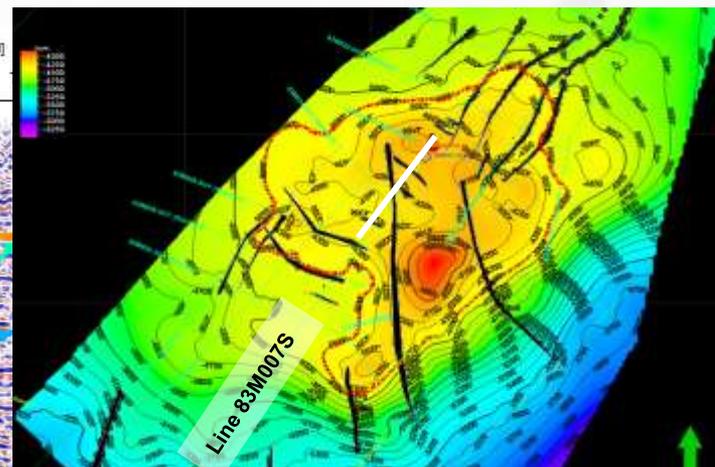
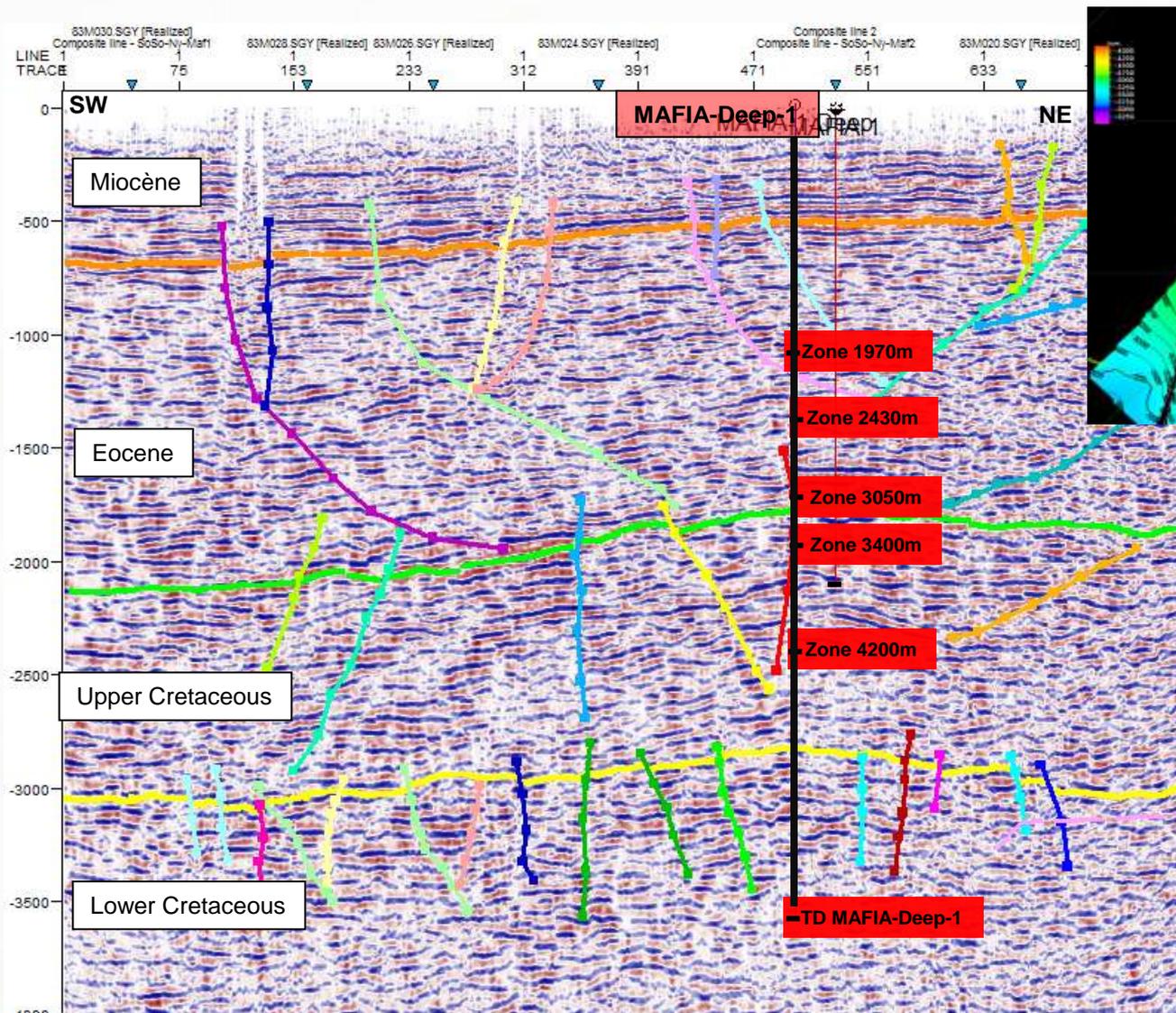
Mnazi-Bay : 757 km<sup>2</sup>

- Etude d'un plan de développement

Kisangire : 7 989 km<sup>2</sup>

- Prise d'intérêts à hauteur de 35% portés par Heritage Oil

# TANZANIE : tests de Mafia Deep



# AMERIQUE LATINE

## Colombie

Tangara	24,5%
Muisca	100%
SSJN 9	100%
Sabanero	100%

## Pérou

Lote 116	100%
----------	------



## Venezuela

Lagopetrol	26,35%
------------	--------

## Paraguay

Études en cours

## Brésil : en cours de validation

Bloque TUC-T-141	: 50%
Bloque TUC-T-142	: 50%
Bloque TUC-T-162	: 20%
Bloque TUC-T-167	: 20%

Recherche de partenariat

## Colombie : forage du puits Cascabel-1



# COLOMBIE



Sabanero : 434 km<sup>2</sup>

- 1 puits d'exploration

SSJN-9 : 2 648 km<sup>2</sup>

- 360 km de sismique 3D
- Politique d'échange d'intérêts avec le permis CPO 17

Muisca : 2 320 km<sup>2</sup>

- 2 puits d'exploration
- Possibilité de faire entrer Ecopetrol à hauteur de 40% contre le financement de 2 puits (sauf Bachue)

Tangara : 1 300 km<sup>2</sup>

- Fin du puits CASC-1



# Muisca : plateforme du forage de Bachue-1

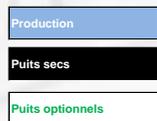
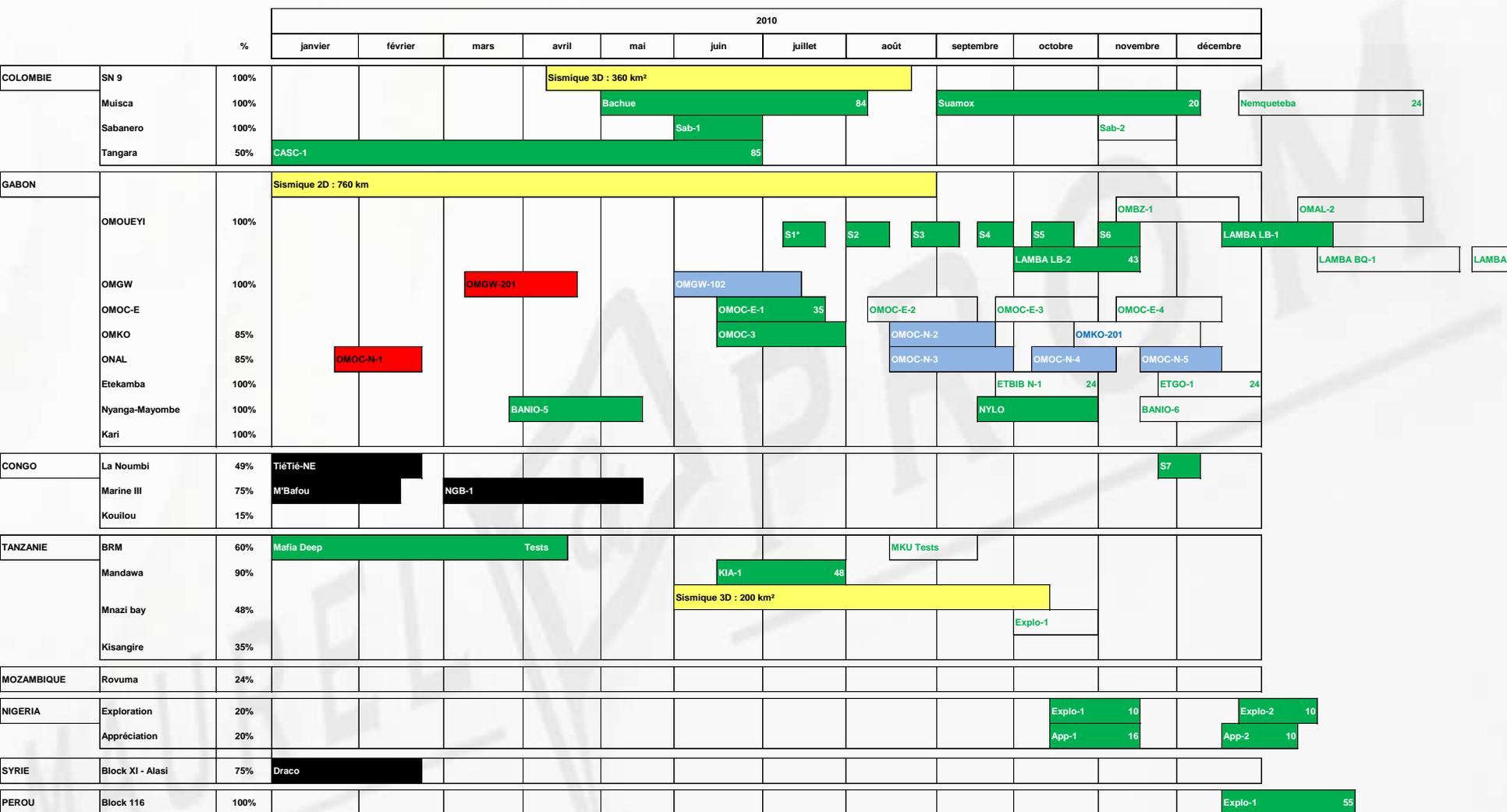


# PEROU





# Programme de travaux 2010



135 = Réserves P50 non risquées

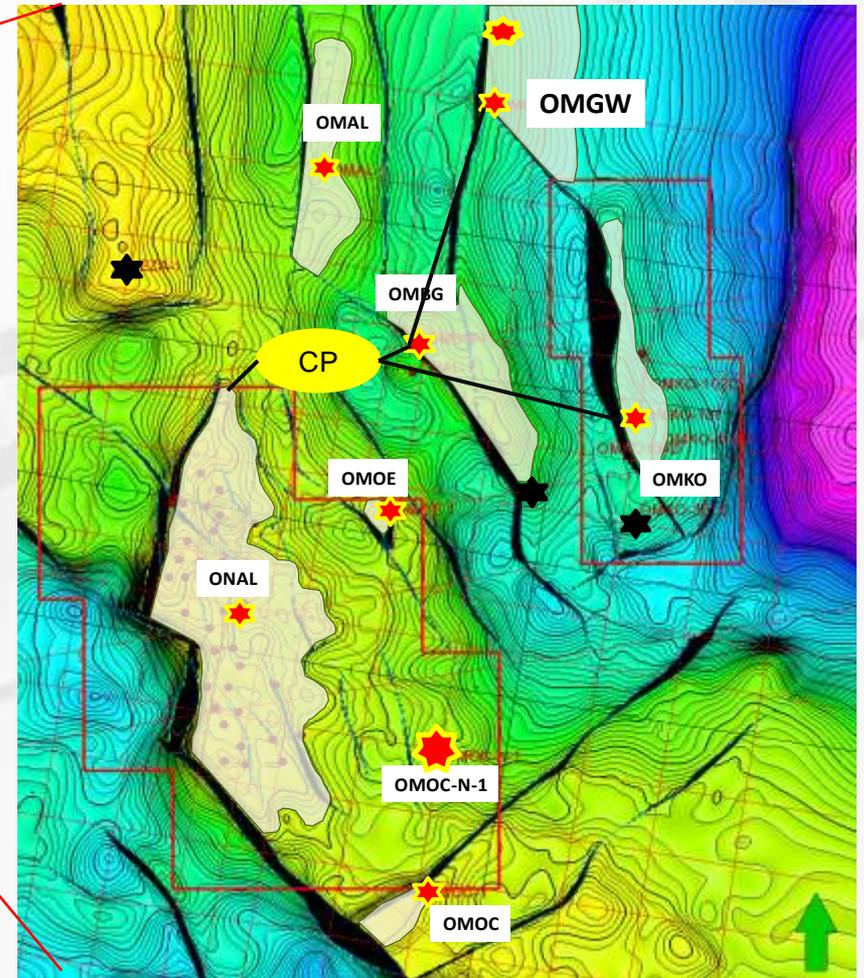
P50 = 50% d'obtenir au moins ces réserves en cas de découverte. Pour chacun des puits la probabilité de succès n'est pas évaluée.

\*= puits stratigraphiques (500 KS) forés avec un appareil de type minier afin de délimiter un champ potentiel et de recueillir des informations sur le bassin



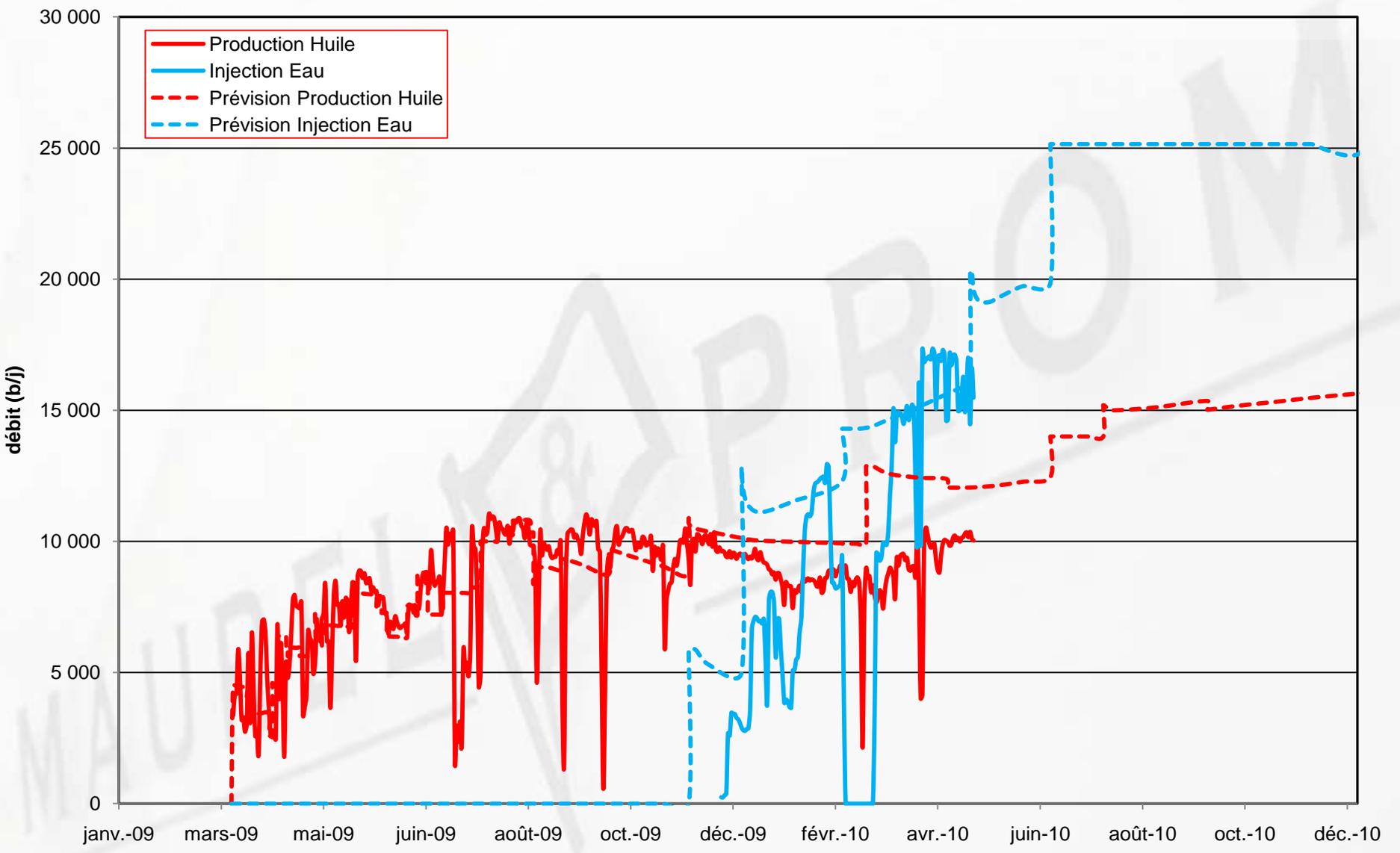
## Plan d'action Production

# Appréciation du potentiel de la zone d'Onal

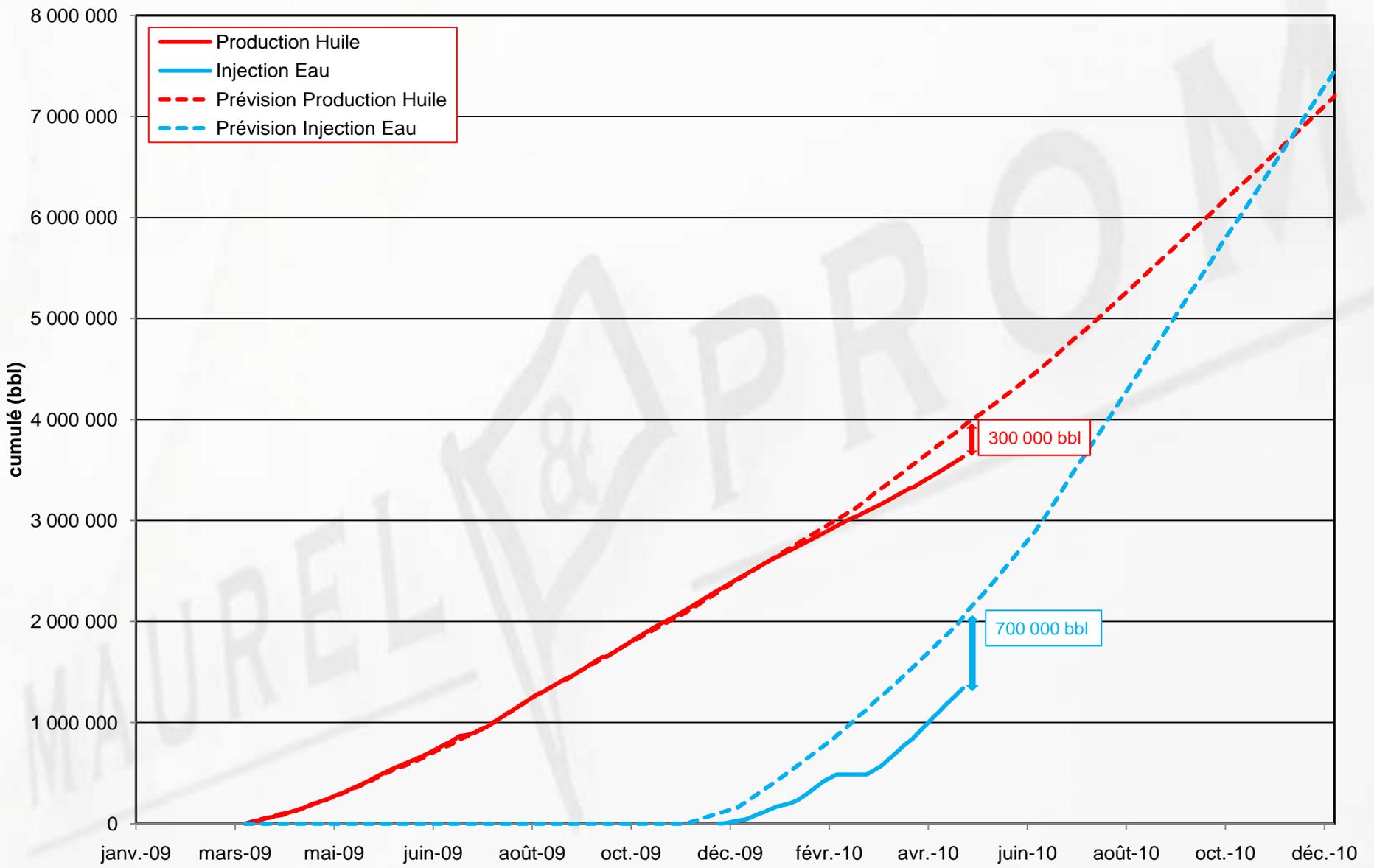


# Champ d'Onal

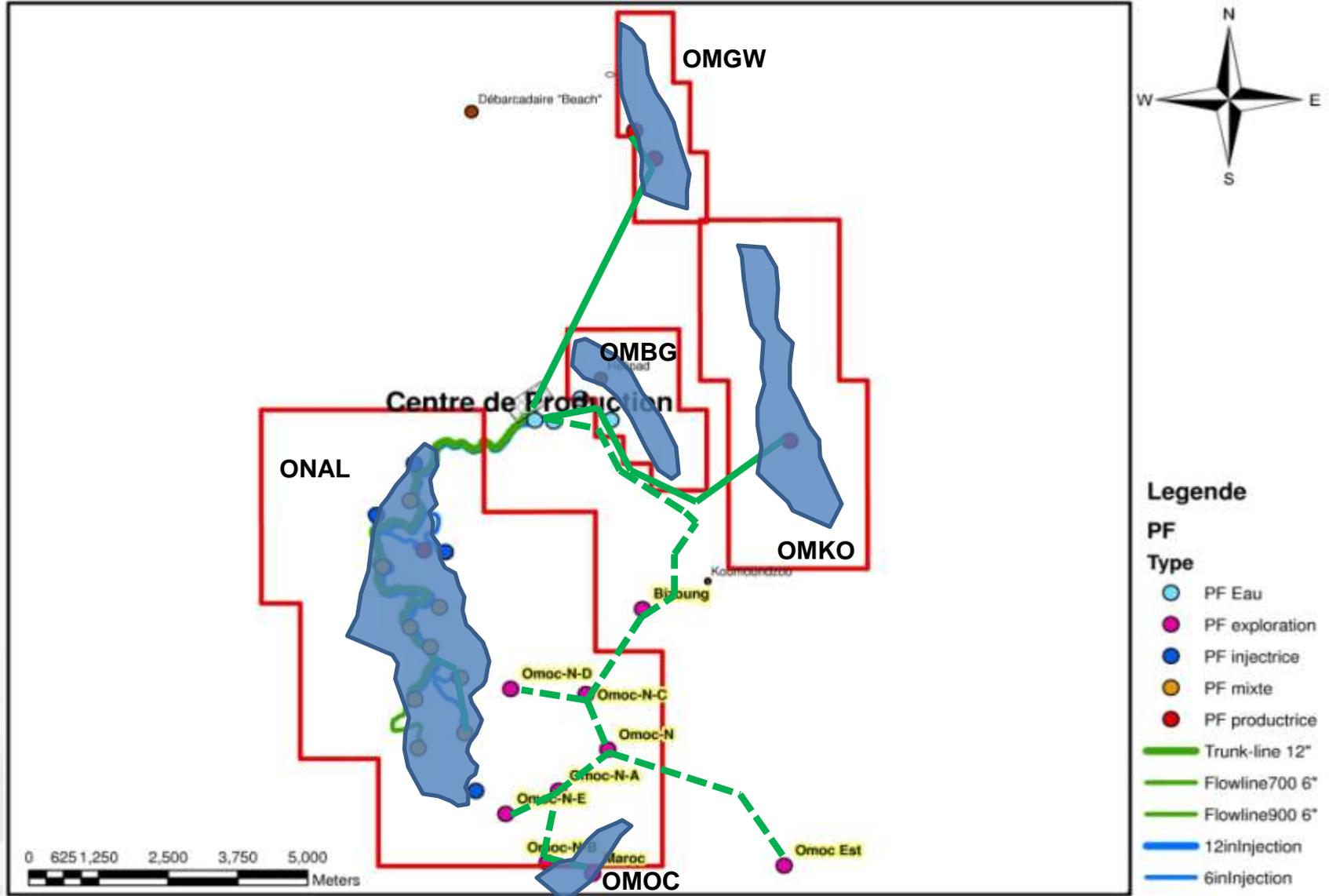
## Comportement Débits (Production et Injection) vs Prédiction



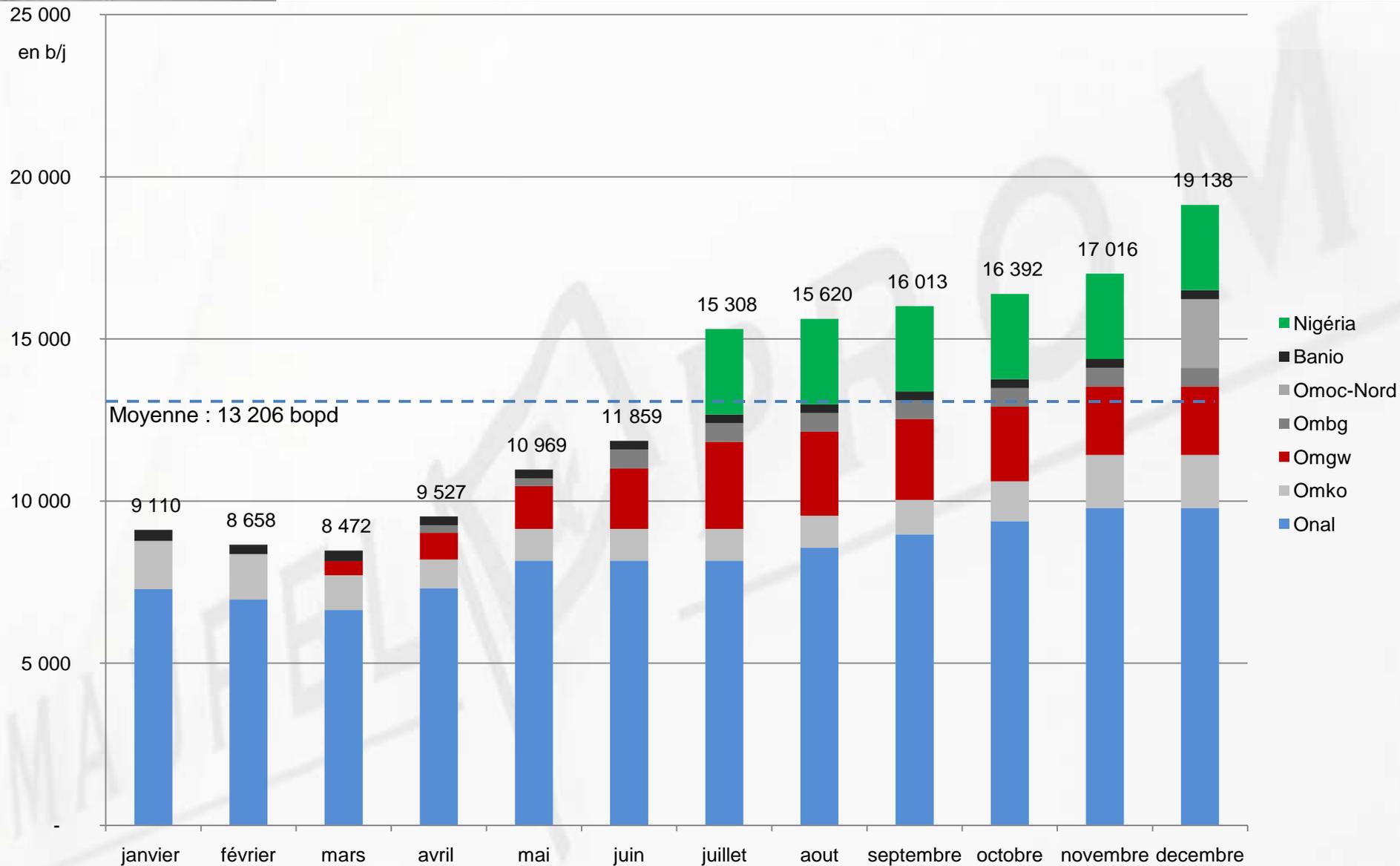
# Champ d'Onal Comportement Cumuls (Production et Injection) vs Prévisions



# Evacuation possible du champ OMOC-N



# Profil de production 2010 en part M&P nette de redevance





## Annexes

# OCEANE 2014

Date valeur	07/07/2009
Date d'échéance	31/07/2014
<b>Valeur à l'échéance</b>	<b>297 562 496</b>
Nominal	297 562 496
Composante capitaux propres	25 069 856
Frais d'émission	11 733 049
<b>Montant comptabilisé à l'émission (net des frais )</b>	<b>260 759 591</b>
Coupon	<b>7,125%</b>

Charges d'intérêts dans le résultat financier (en M€)



# Etat des couvertures pétrolières

Quantités couvertes et prix de vente

