



MAUREL & PROM

Présentation des résultats 2009

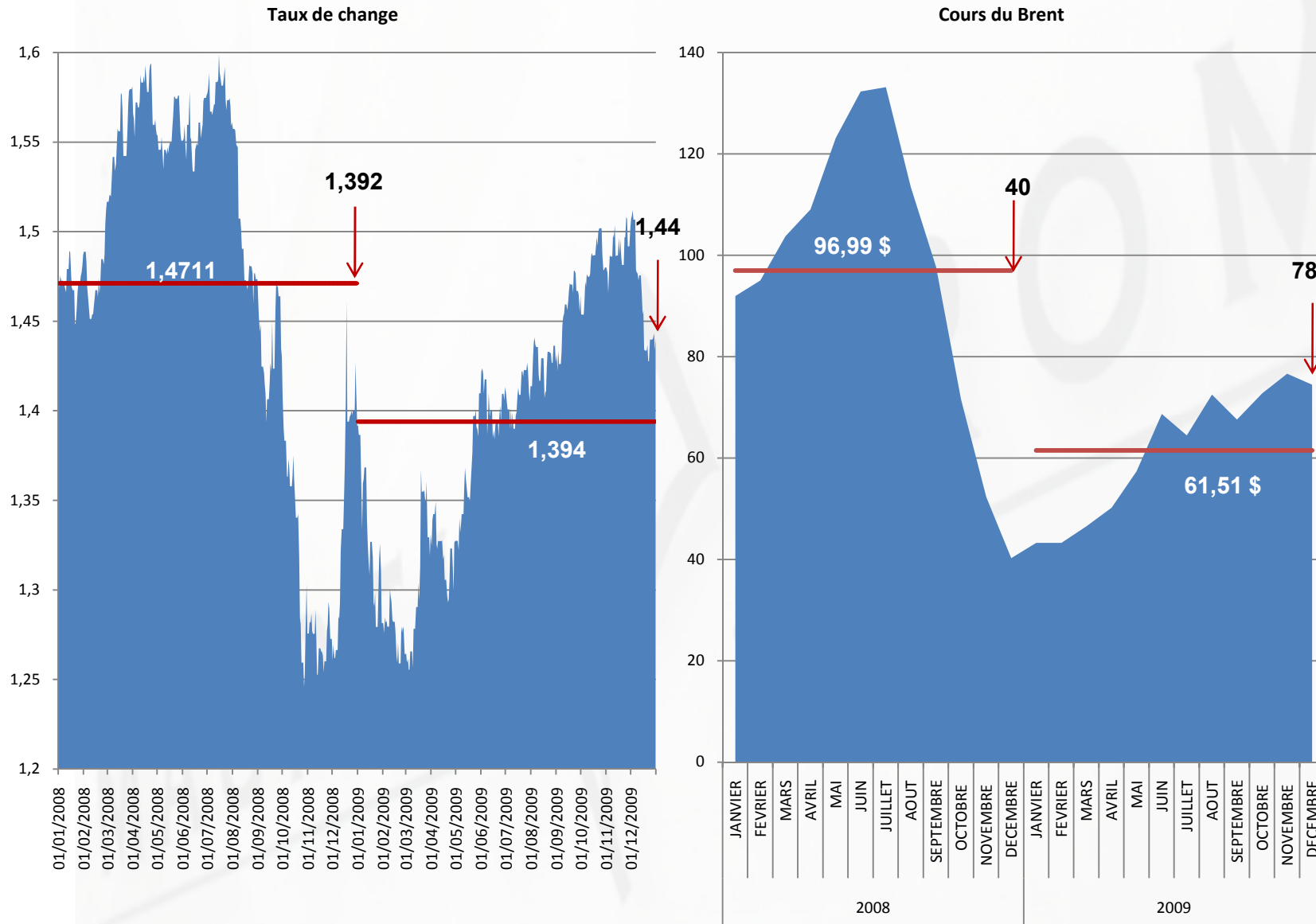
8 avril 2010



Faits marquants de l'exercice 2009

- ✓ Renforcement de la structure financière
 - ✓ Cession d'actifs en Colombie
 - ✓ Emission d'un emprunt Oceane 2014 de 297 M€
 - ✓ Rachat d'une partie des Oceane 2010 pour 201 M€
 - ✓ Signature d'un emprunt basé sur les réserves du groupe de 255 M\$
- ✓ Mise en production du champ d'Onal, déception sur Omko :
 - ✓ Démarrage d'Onal le 9 mars 2009
 - ✓ Démarrage d'Omko le 24 février 2009
- ✓ Nouveaux succès autour du champ d'Onal :
 - ✓ Succès de OMOC-1 et de OMGW-1
 - ✓ Début 2010, succès d'OMOC-N-1, confirmation du nouveau thème au Kissenda
- ✓ Renforcement de la présence du Groupe en Afrique de l'Est :
 - ✓ Augmentation des intérêts du Groupe dans le permis de Mandawa en Tanzanie
 - ✓ Prise de participation dans les actifs d'Artumas en Tanzanie et au Mozambique

Evolution Brent et parité €/€ sur 2009



Nouvelle dette convertible

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

Rachat d'une partie des Océanes 2010

- Prix d'exercice : 22,44 €
- Taux : 3,5 %
- Prix de rachat : 22,80
- Rachat de 8 820 635 obligations
- Remboursement anticipé de 201 M€
- 183 M€ remboursés le 2 janvier 2010

Cession de Hocol Colombia

- Prix de vente 740 M\$
- Complément de prix : 115 M\$
 - Sur prix du pétrole : 65 M\$
 - Échéance : février 2011
 - Sur réserves Niscota : 50 M\$
 - Échéance : 2011 reportable d'un an
- Date d'effet : 1^{er} janvier 2009
- Conclusion au plus tard au 31 décembre 2012

Signature d'un RBL pour 255 M\$

- Non tiré à ce jour

Des résultats d'exploration mitigés au 31/12/2009

		2009														
		%	janvier	février	mars	avril	mai	juin	juillet	août	septembre	octobre	novembre	décembre	janvier	février
COLOMBIE	SN 9	100%													Sismique 2D : 300 km	
	Muisca	100%														
	Sabanero	100%														
	Tangara	50%										CASC-1			CASC-1	
GABON	OMOUEYI	100%		OMOC-1 11					OMTI				OMSN		OMGW-1D 17	Sismique 2D : 760 km
	OMKO	85%		OMKO-104 Aval				OMKO-103D		OMKO-102D			OMKO-301			
	Etekamba	100%														
	Nyanga-Mayombe	100%														
	Kari	100%														
CONGO	La Noumbi	49%													TiéTié-NE	
	Marine III	75%													M'Bafou	
	Kouilou	15%		Zingali												
TANZANIE	BRM	60%	Mafia Deep 1												Mafia Deep	
	Mandawa	90%		Mihambia									Mohoro-1			
	M'Nazi Bay	48%														
MOZAMBIQUE	Rovuma	24%												Mecupa		
NIGERIA	Exploration	20%														
	Appréciation	20%														
SYRIE	Block XI - Alasi	75%													Draco	
PEROU	Block 116	100%														

Succès

OMOC-1
Zingali (opéré par ENI)
OMKO-102 (transformé en injecteur)
OMKO-103 (transformé en injecteur)

Echec

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

Suspendu ou en cours

OMTI (en attente de moyens de test et de complément sismique)
CASC-1
Mafia Deep (en attente des résultats du test de la zone supérieure)

Mise en production d'Onal - Omko

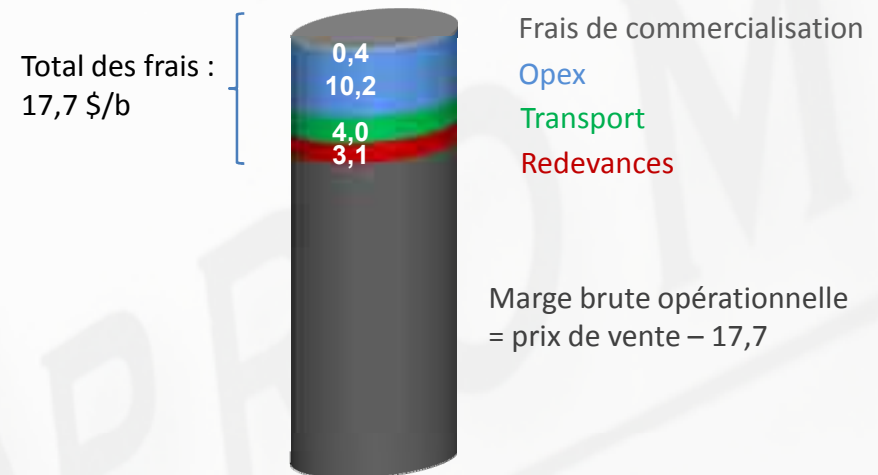
Caractéristiques du champ d'Onal

- 20 puits producteurs
- 15 puits injecteurs dont 5 en fonctionnement au 31/12/2009
- Oléoduc de 123 km
- 5 stations de réchauffages
- Centre de production et de traitement d'huile servant de hub pour la production des champs satellites
- Centre de traitement et Injection d'eau
- Investissements à 100% : 656 M\$
- Coûts de découverte et de développement : 6,1 \$/b

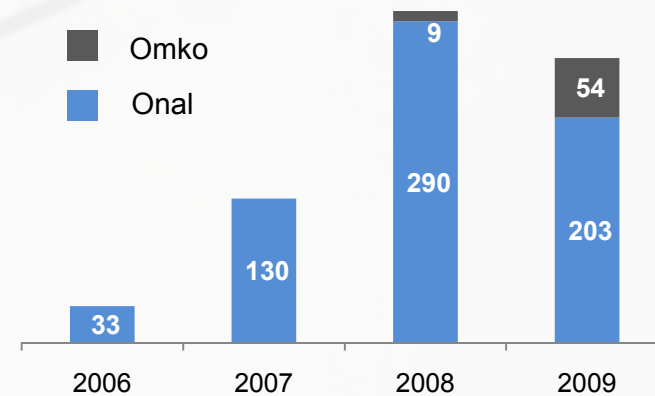
Caractéristiques du champ d'Omko

- 3 puits producteur
- Raccord au centre de production d'Onal à 7 km
- Investissements à 100% de 63 M\$
- Coûts de découverte et de développement : 4 \$/b

Marge brute opérationnelle 2009 (en \$/b)



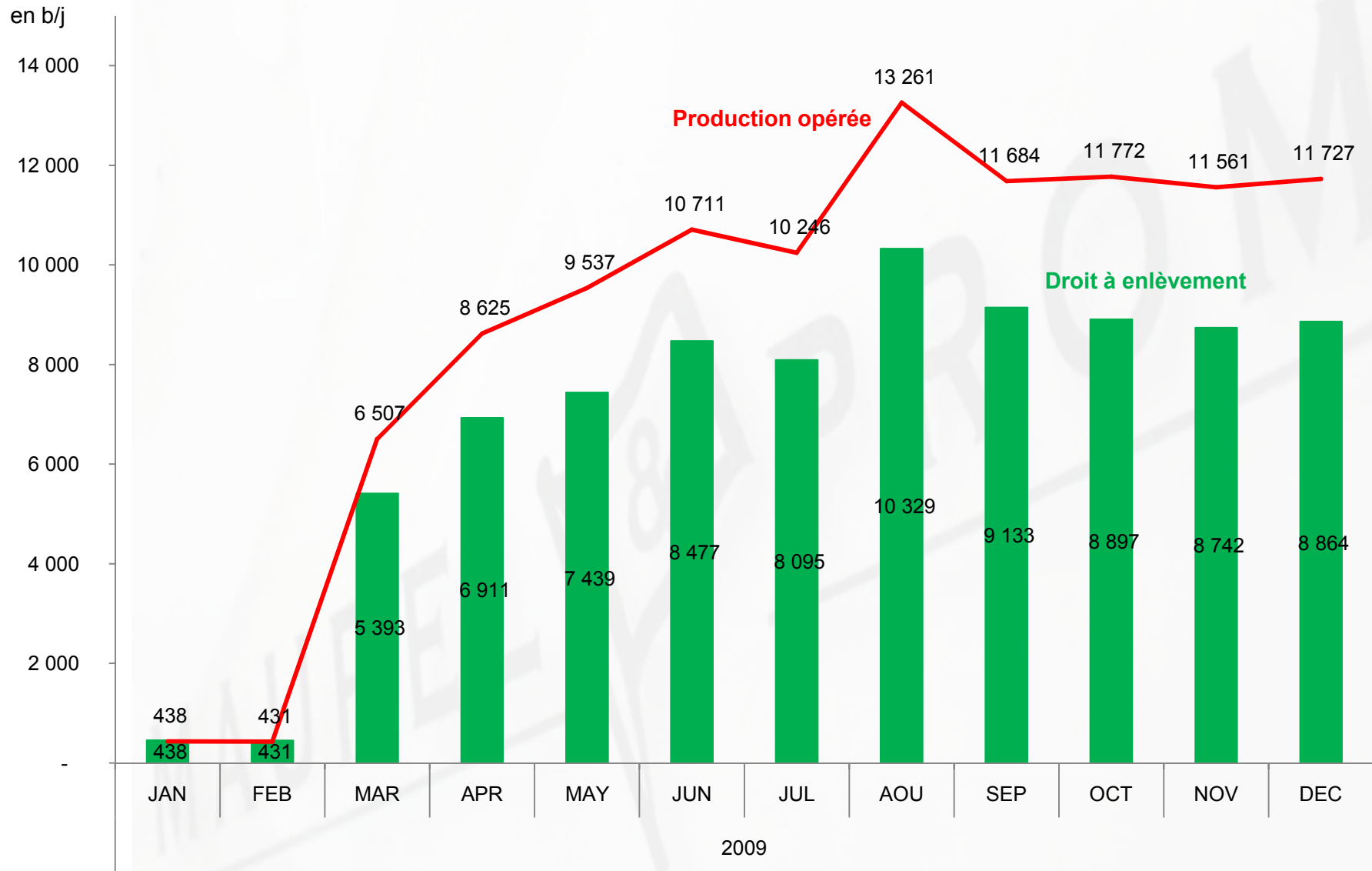
Historique des investissements à 100% (en M\$)



Démarrage des installations d'injection d'eau le 22 décembre 2009



Production 2009 au Gabon

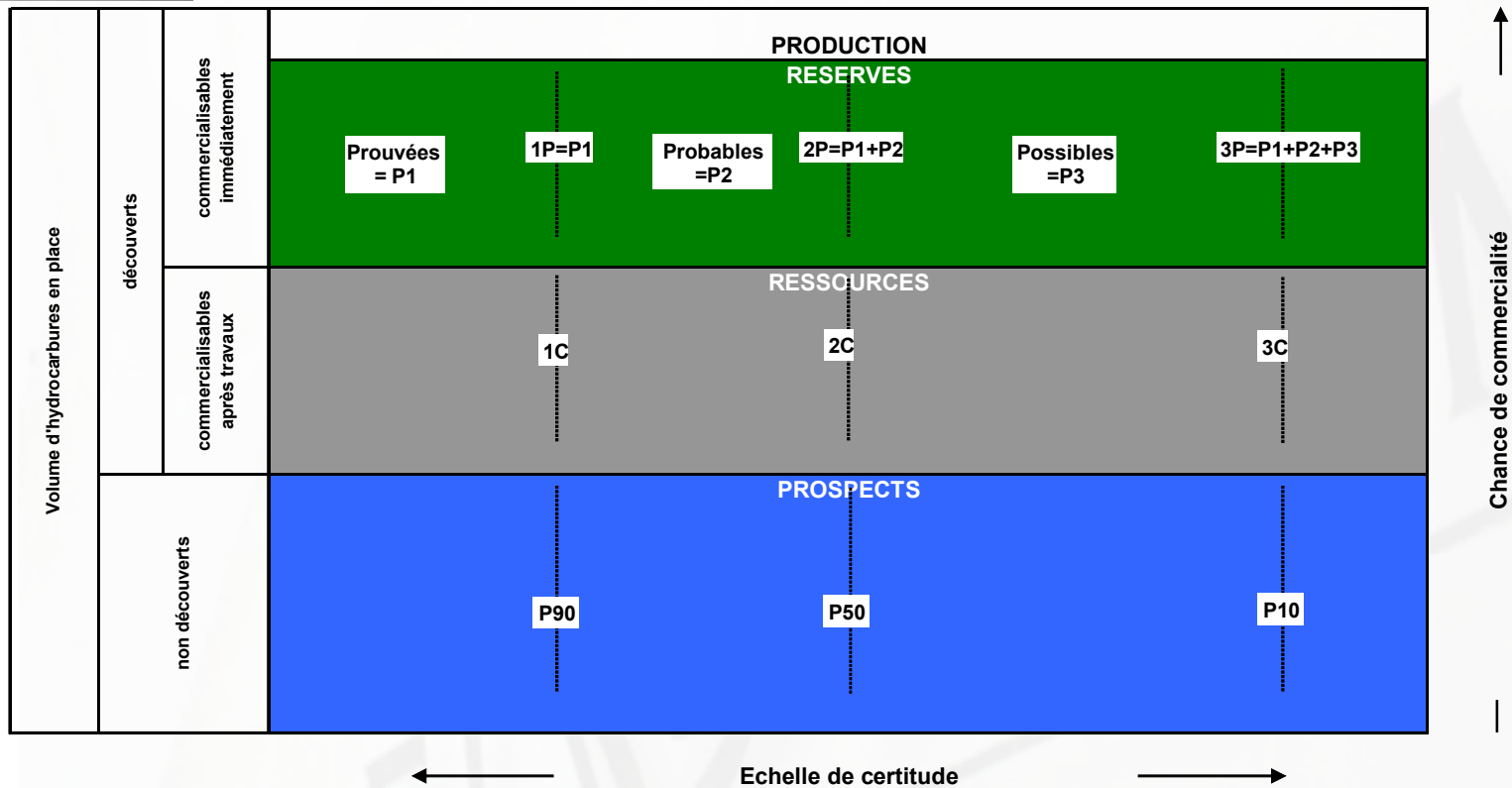






Des ressources en augmentation
2010

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^{er} 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^{er} 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.

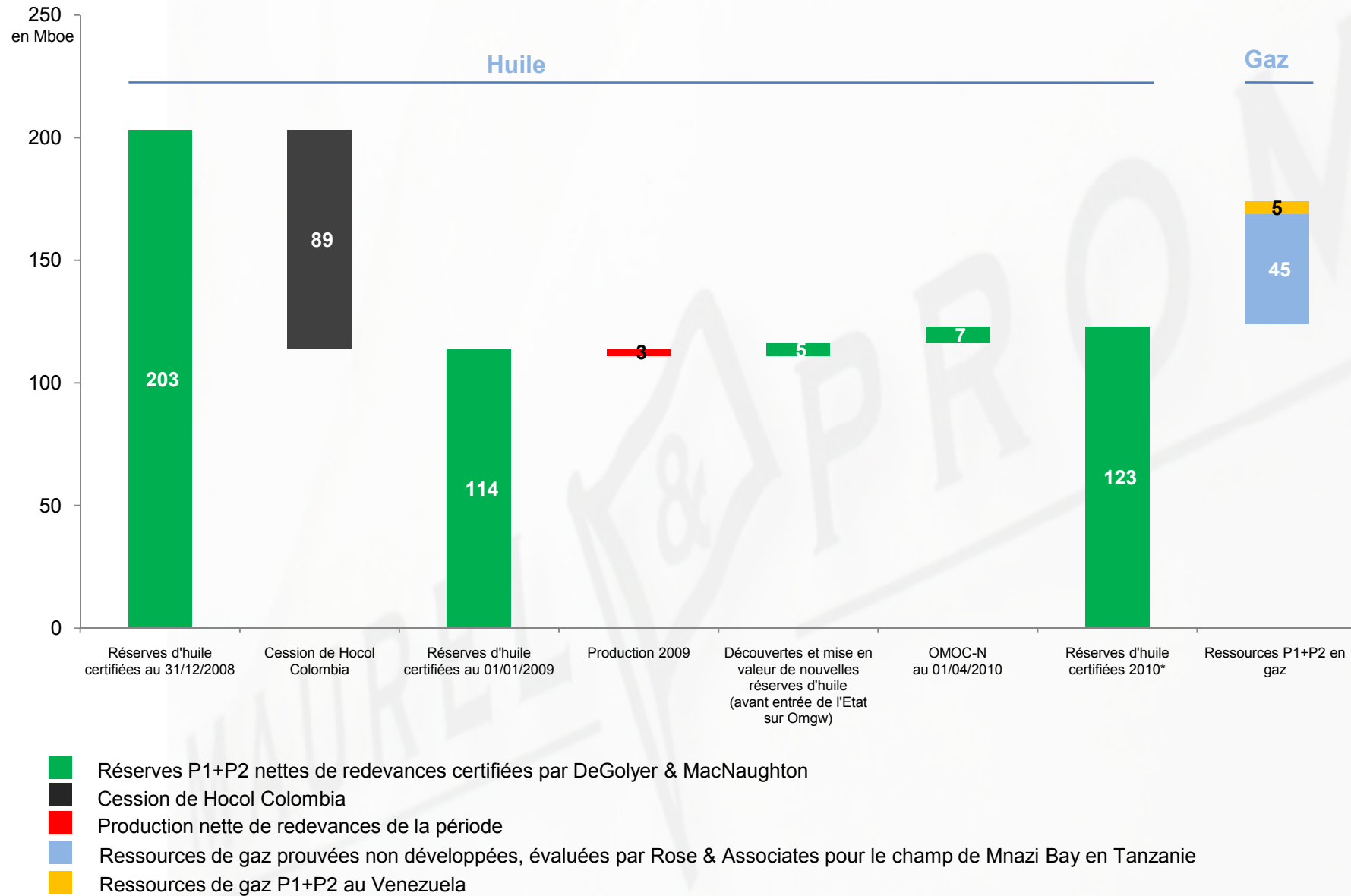
Les quantités de gaz liées au permis de Mnazi Bay dont le Groupe a acquis 38,22% d'intérêts ne sont pas prises en compte dans les réserves du Groupe. Ces ressources de gaz ont été évaluées par Rose & Associates au cours de l'année 2009.

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.

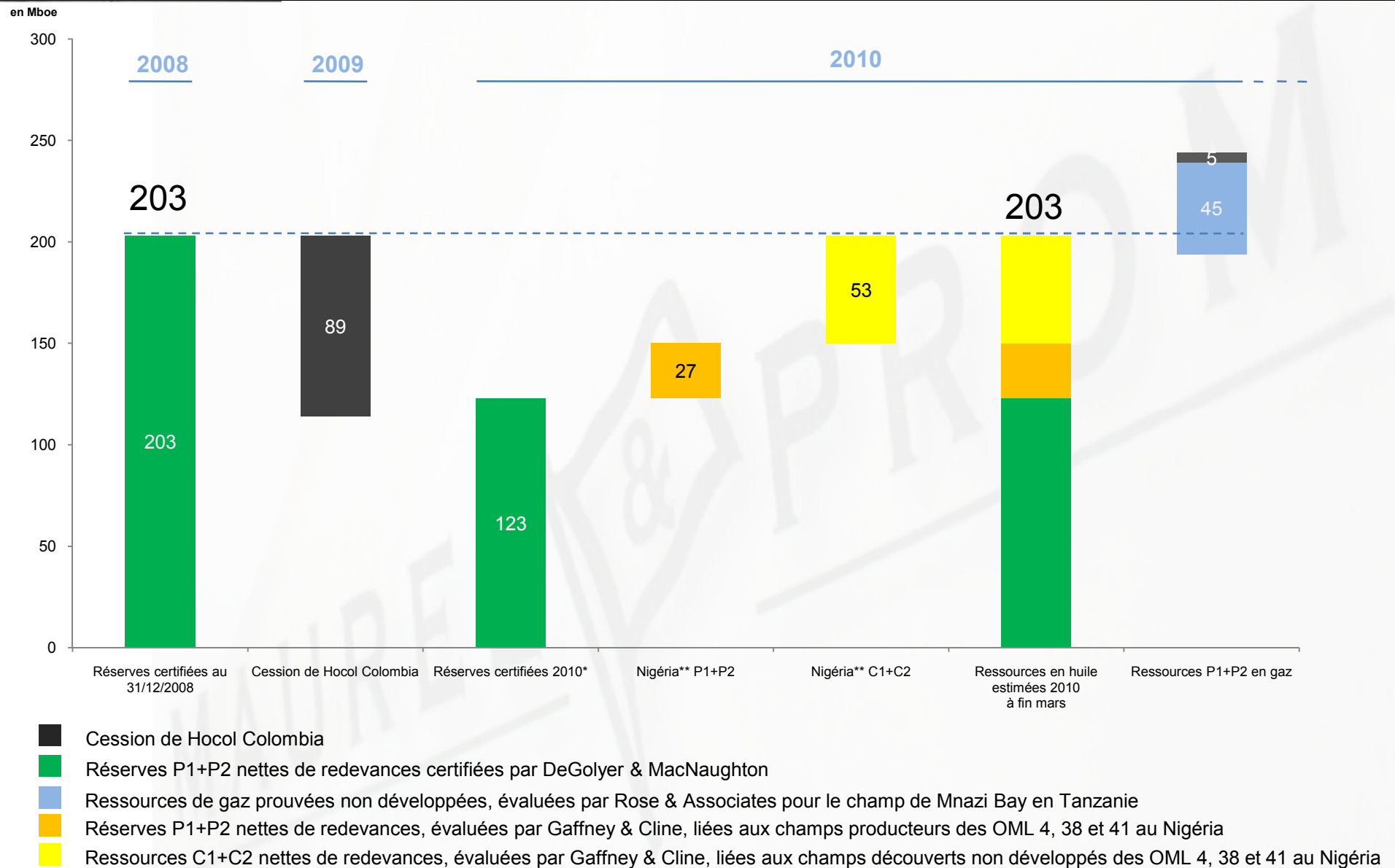
Les réserves 2P (P1+P2) de ces permis avant déduction des redevances ont été évaluées par Gaffney, Cline and Associates. En complément, il existe des champs découverts évalués comme des C1 et des C2 nécessitant des travaux supplémentaires pour permettre la certification de réserves additionnelles (évaluées par Gaffney, Cline and Associates).

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.

Réerves P1+P2 nettes de redevances 2010



Ressources du Groupe (hors potentiel résultant de l'exploration et hors P3)

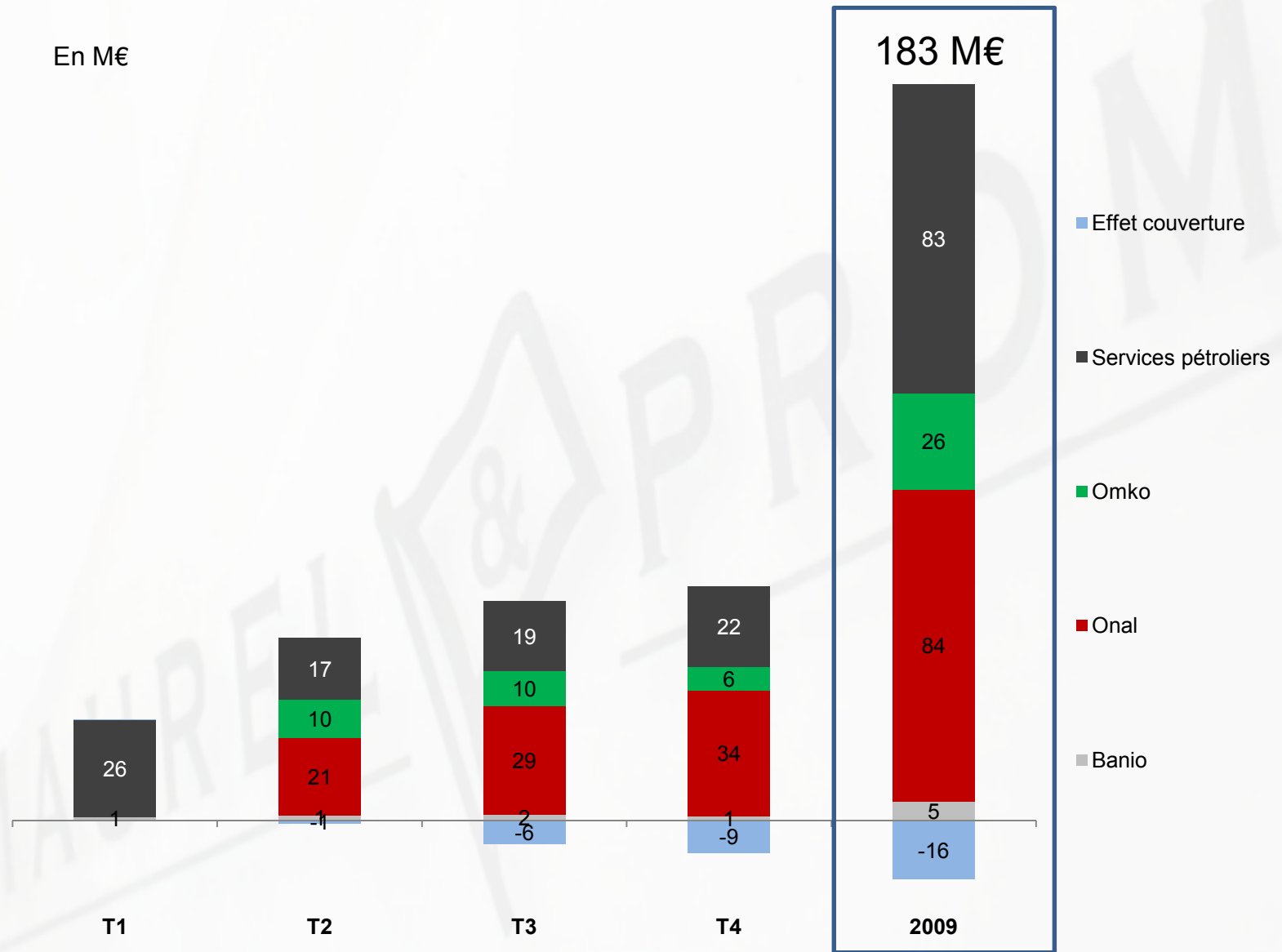




Eléments financiers 2009

Chiffre d'affaires 2009

En M€



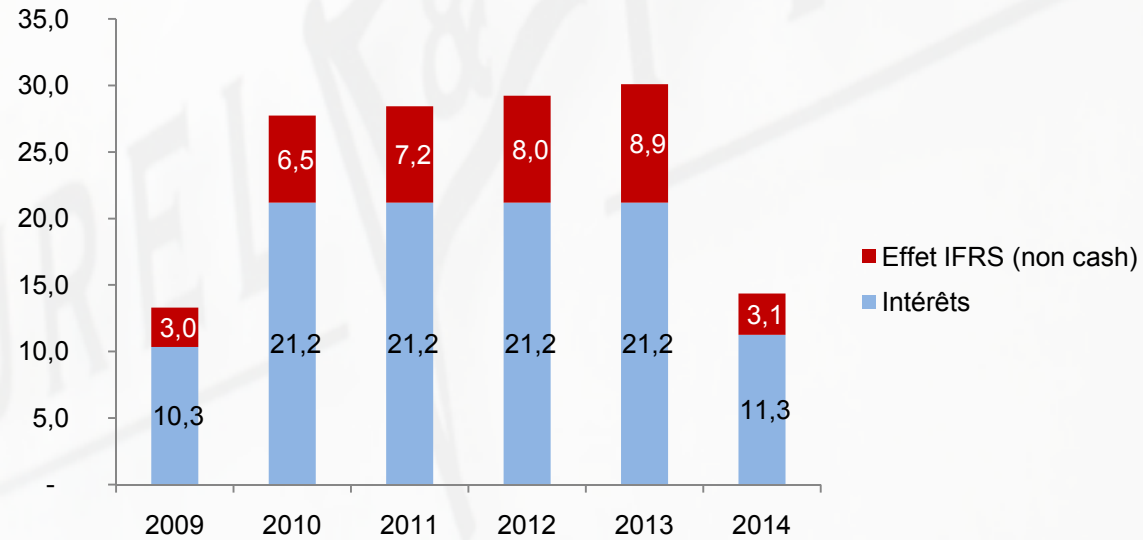
Résultat opérationnel 2009

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

OCEANE 2014

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

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



Résultat financier 2009

		2009
OCEANE		- 35
OCEANE 2010	<i>Intérêts</i>	- 19
	<i>Prime de rachat</i>	- 3
OCEANE 2014	<i>Intérêts</i>	- 13
Couverture		35
	<i>pétrolière</i>	13
	<i>de change</i>	22
Différence de change		- 31
Autres		6
	<i>Mise en place du RBL</i>	- 3
	<i>Autres</i>	9
Résultat financier		- 25

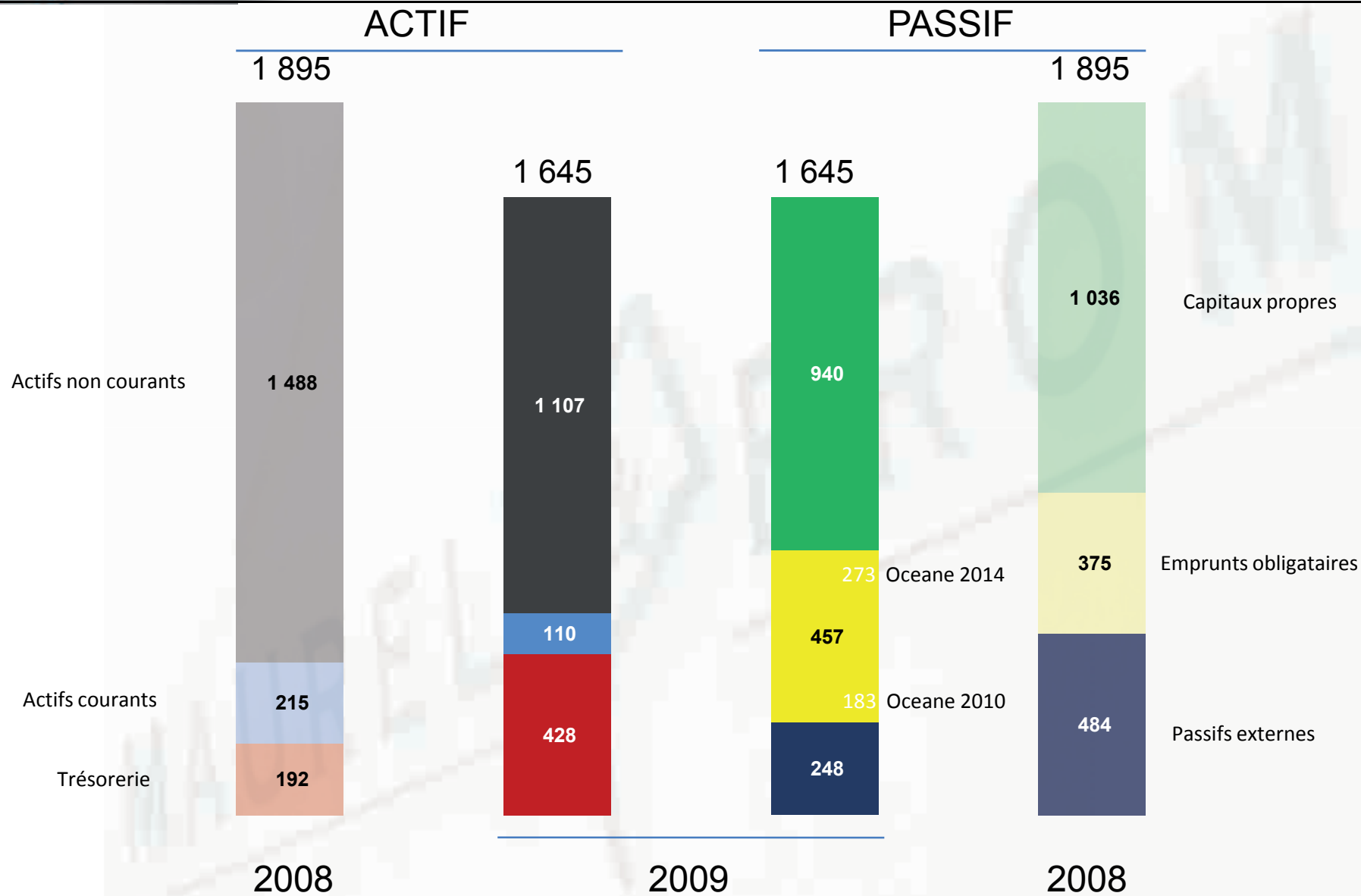
Incidence de la crise du crédit :

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
Chiffre d'affaires	183	92
Résultat opérationnel	- 28	- 10
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
Résultat net des activités conservées	- 46	- 22
Résultat net des activités abandonnées	-5	85
Résultat net de l'ensemble consolidé	- 51	63

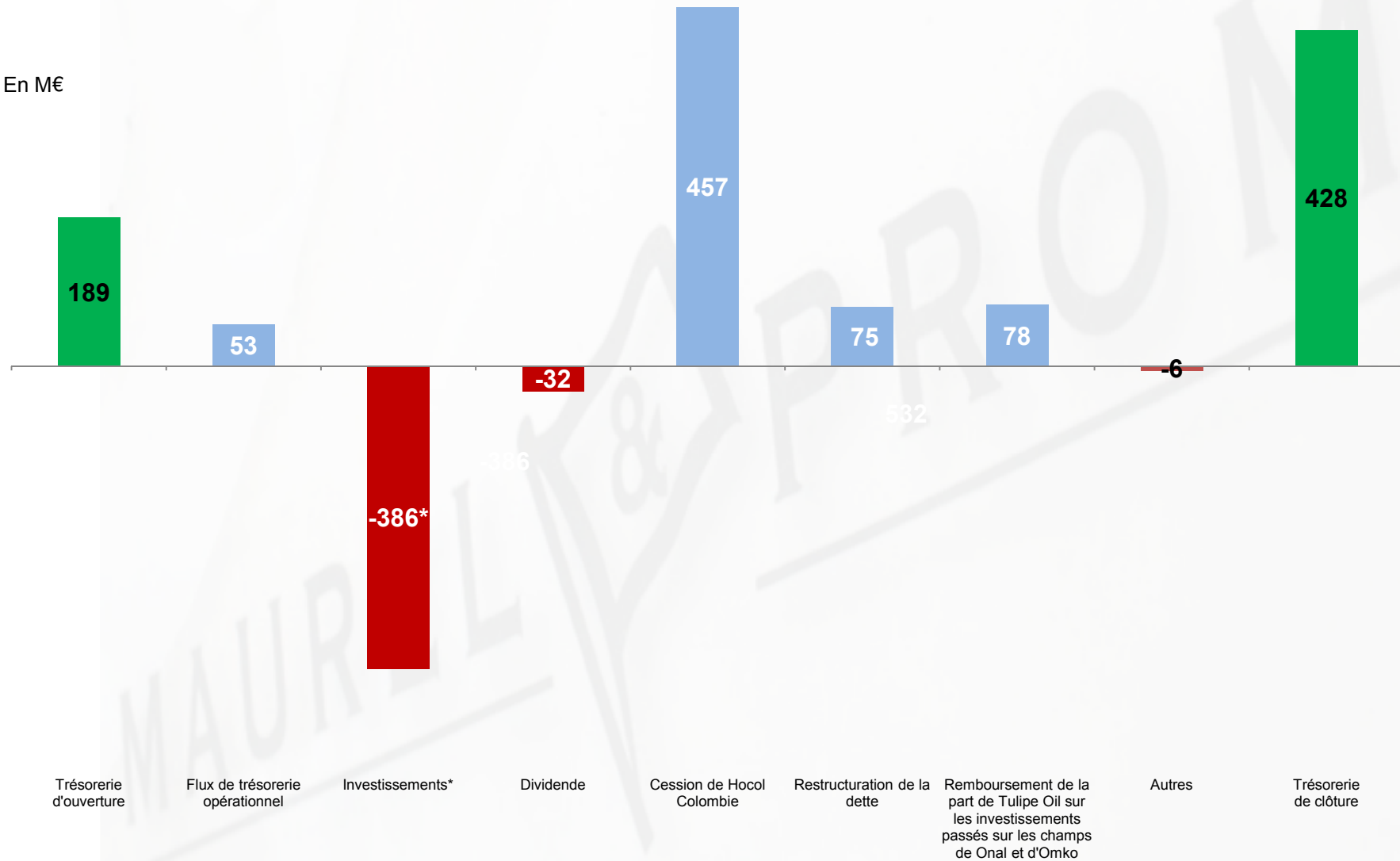
Bilan au 31 décembre 2009



Evolution de la trésorerie

*retraités des activités cédées

En M€





Stratégie et plan d'action 2010

Repositionnement stratégique du Groupe

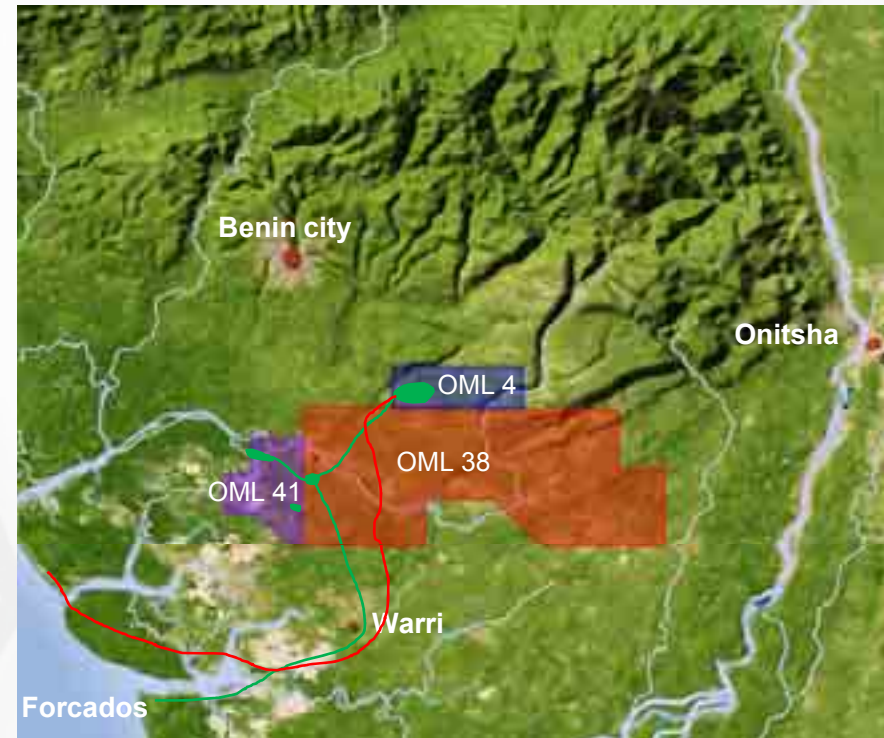
Réduction progressive du profil de risque de la Société
Recentrage de l'investissement dans l'appréciation et le développement

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
- Déploiement d'un potentiel de croissance au Nigéria
 - Développement d'un second pôle de production
 - Très fort potentiel d'exploration
- En Colombie : diversification du risque
 - Croisement d'intérêts envisagés
 - Reprise de l'exploration
- En Tanzanie : valorisation du potentiel
 - Examen de possibilités de farm out
- Au Congo : poursuite des travaux d'exploration
 - Puits en cours : NGB-1

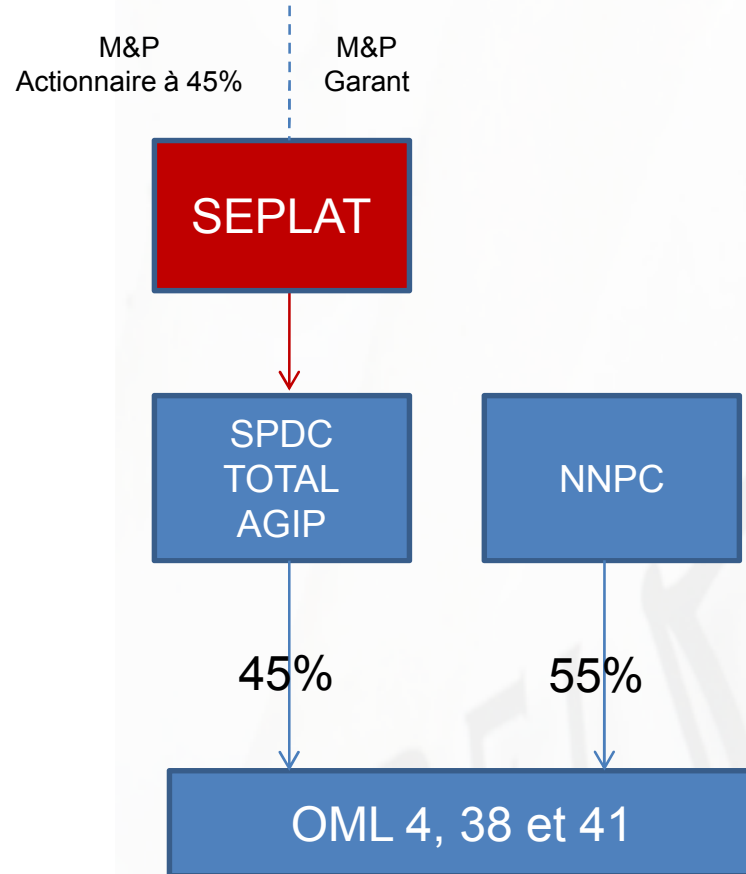
Acquisition au Nigéria



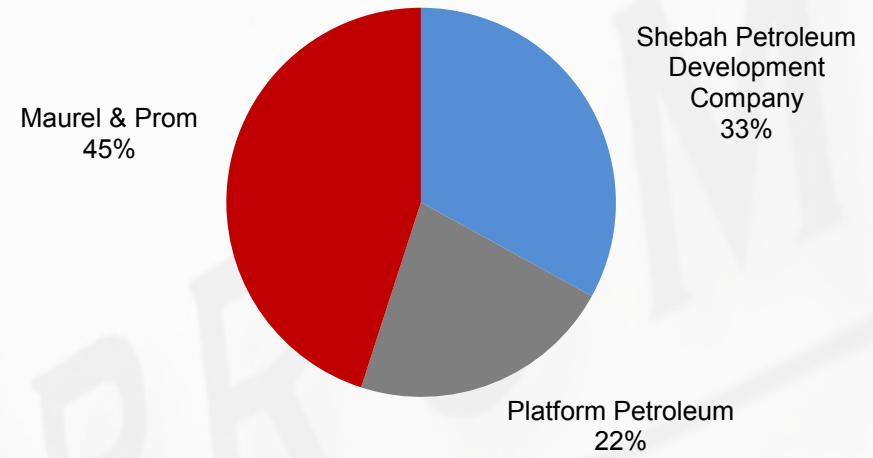
Rachat de 3 permis (OML 4, OML 38, OML41) comprenant :

- 4 champs développés
- 9 champs non développés
- 1 oléoduc (la section Amukpe-Rapele)
- Production de 18 000 b/j jusqu'en novembre 2008

Présentation de la transaction



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 (moins de 20 000 b/j) 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

Potentiel des actifs nigériens

Champs producteurs

Réserves P1+P2 (huile + condensat)

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

Champs découverts non développés

Réserves C1+C2 (huile + condensat)

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

Ressources de gaz

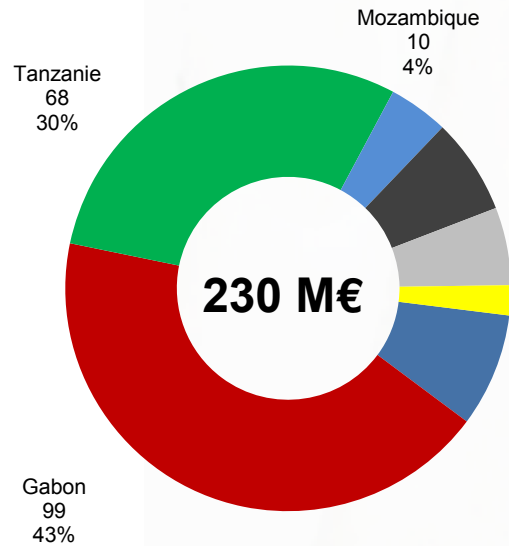
en Mboe	P1+P2	C1+C2
100%	165	211
45% (part de SEPLAT)	74	95
En part M&P (45% de SEPLAT)	33	43
Redevances (20%)	7	9
En part M&P nettes de redevances	26	34



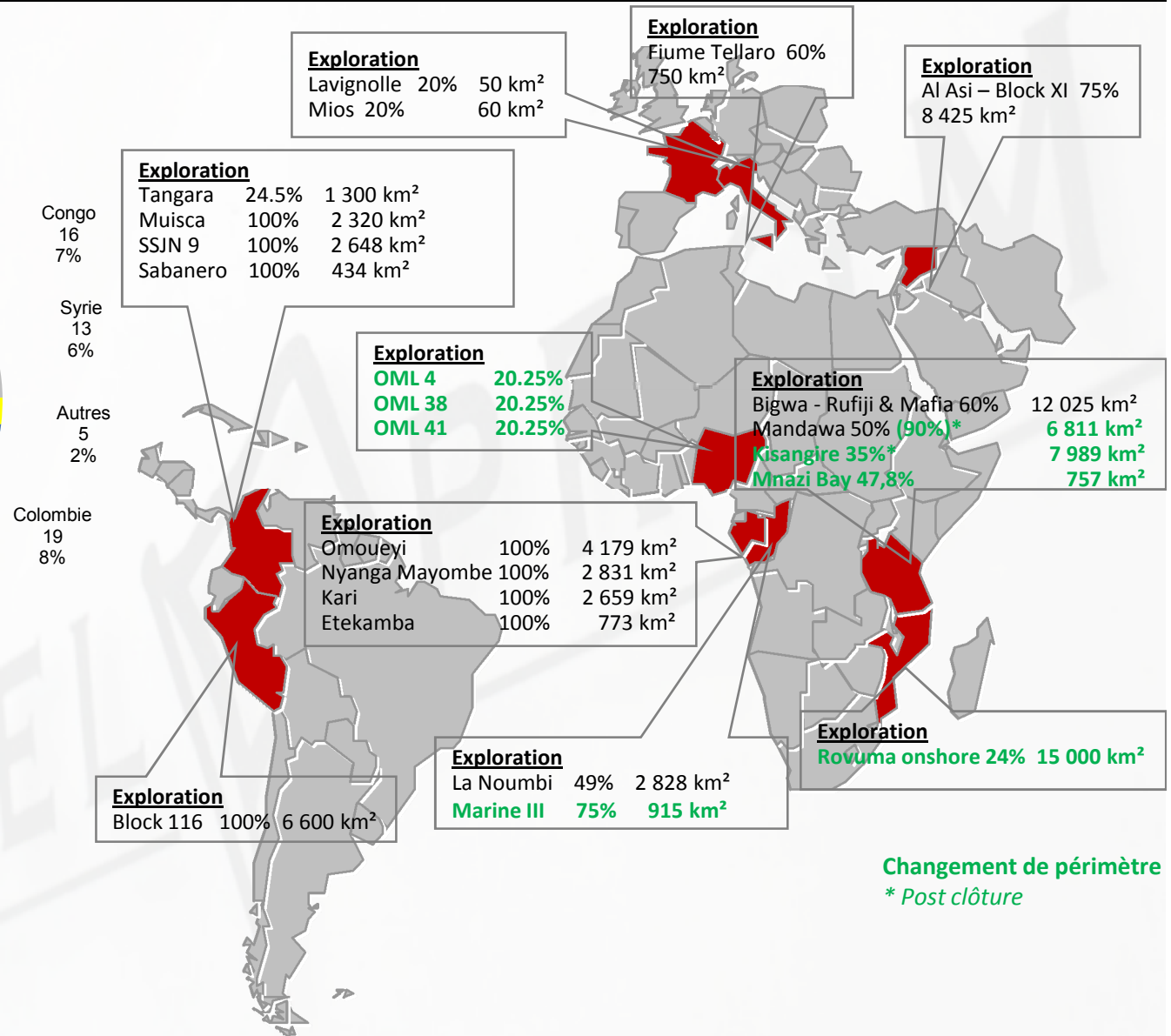
Stratégie et plan d'action Exploration-Appréciation

Un portefeuille d'exploration de plus de 80 000 km²

En 2009



dont 24% en charge



Changement de périmètre
* Post clôture

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%

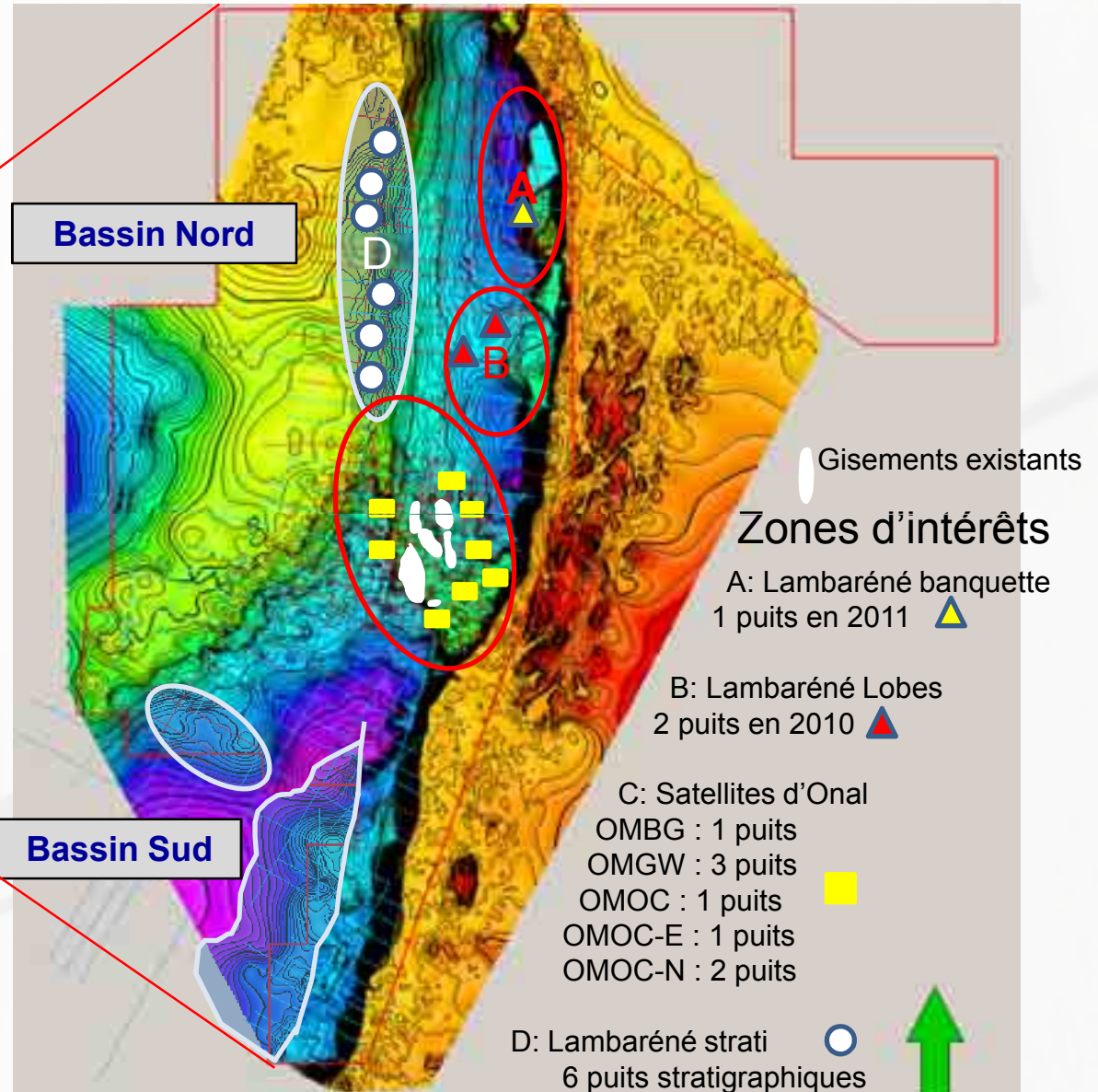
Mozambique

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

GABON : revue du potentiel d'Omoueyi



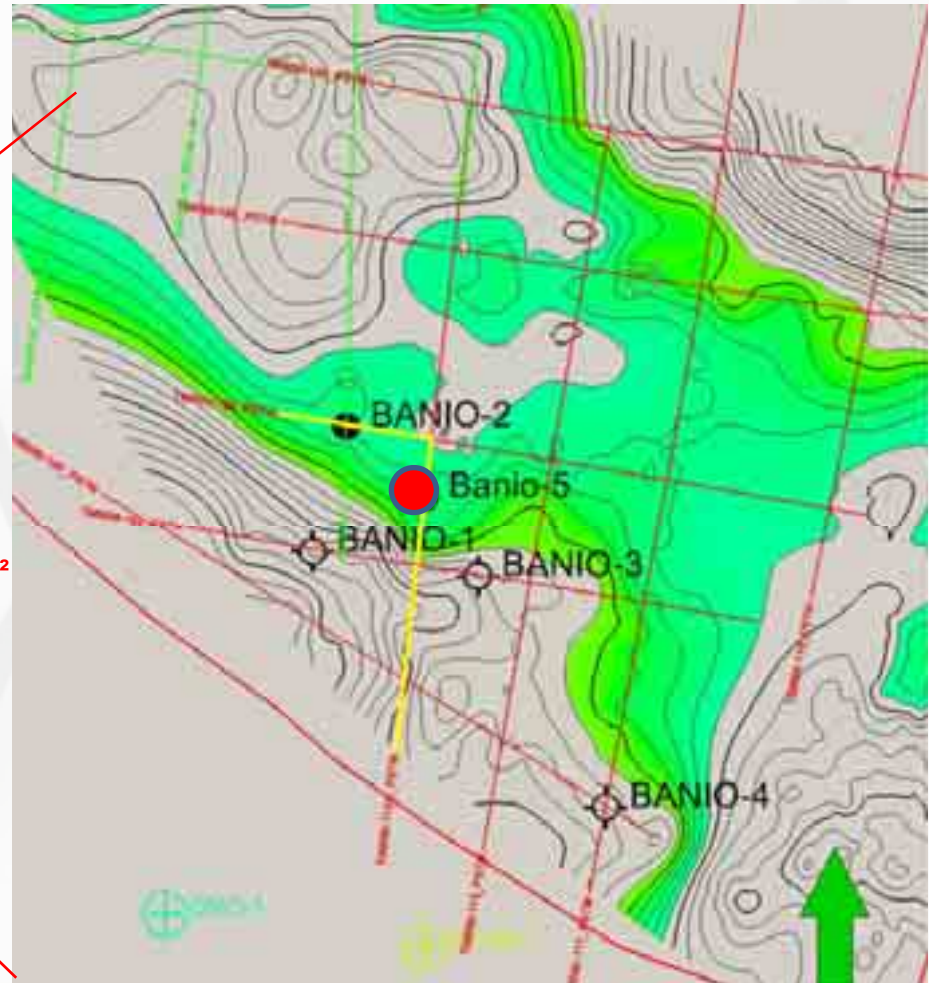
Acquisition de 760km de sismique 2D



GABON : Nyanga Mayombe

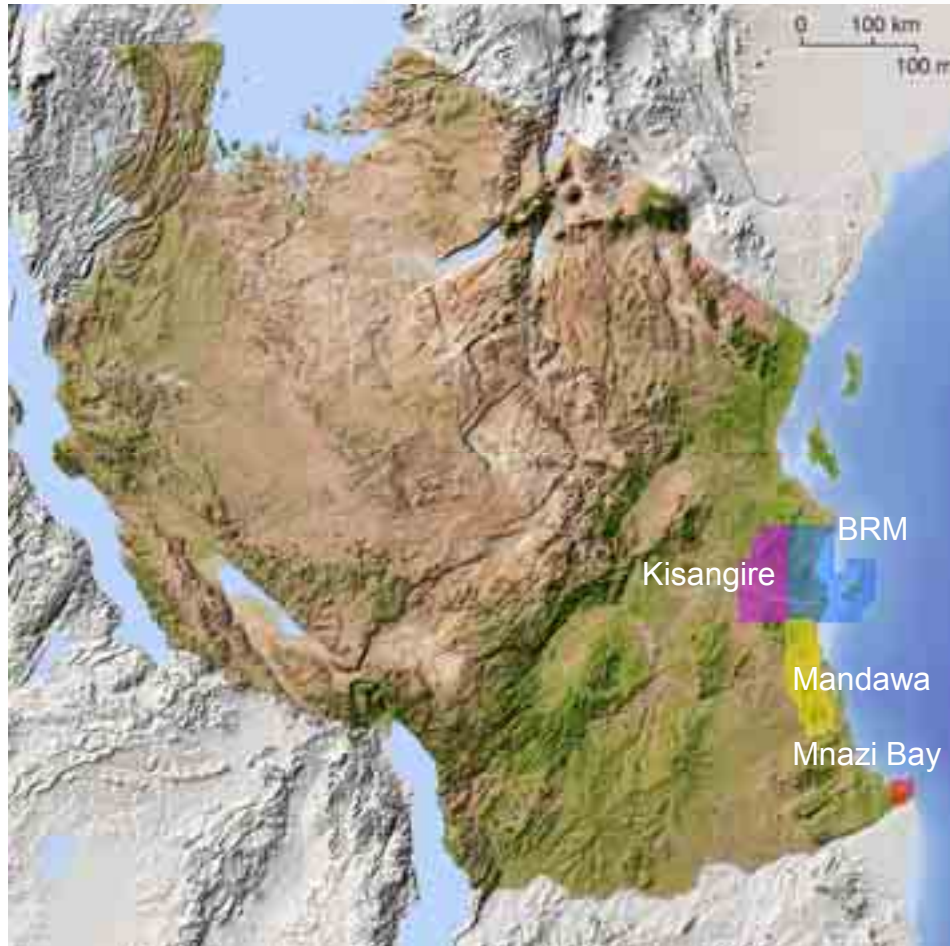


Nyanga Mayombe : 2 831 km²



Tête de puits
de Banio-2

TANZANIE : valorisation du potentiel



Bigwa – Rufiji – Mafia : 12 025 km²

- Tests de la zone supérieure
- Rapport de l'expert indépendant sur la zone intermédiaire

Mandawa : 6 811 km²

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

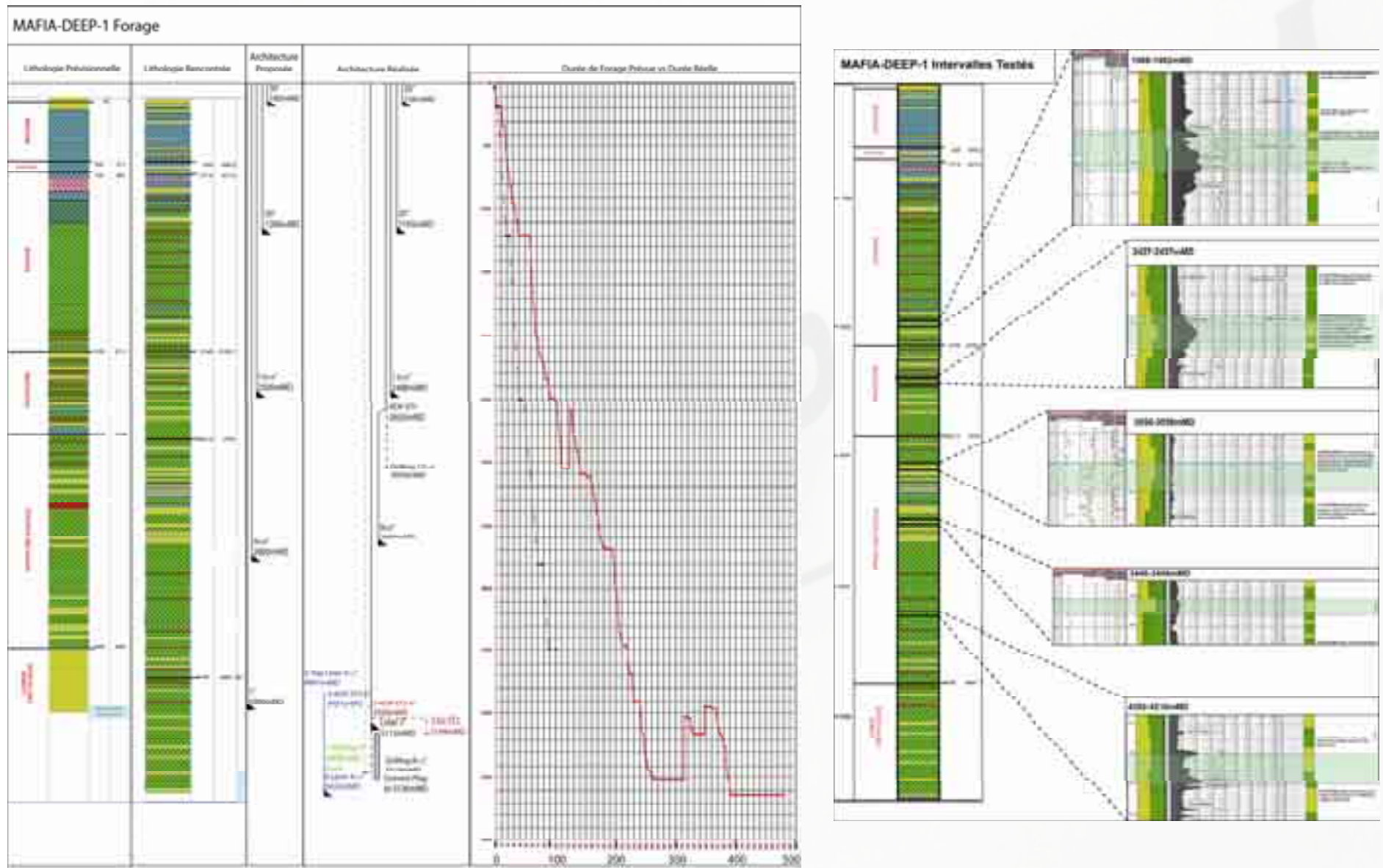
Mnazi-Bay : 757 km²

- Etude d'un plan de développement

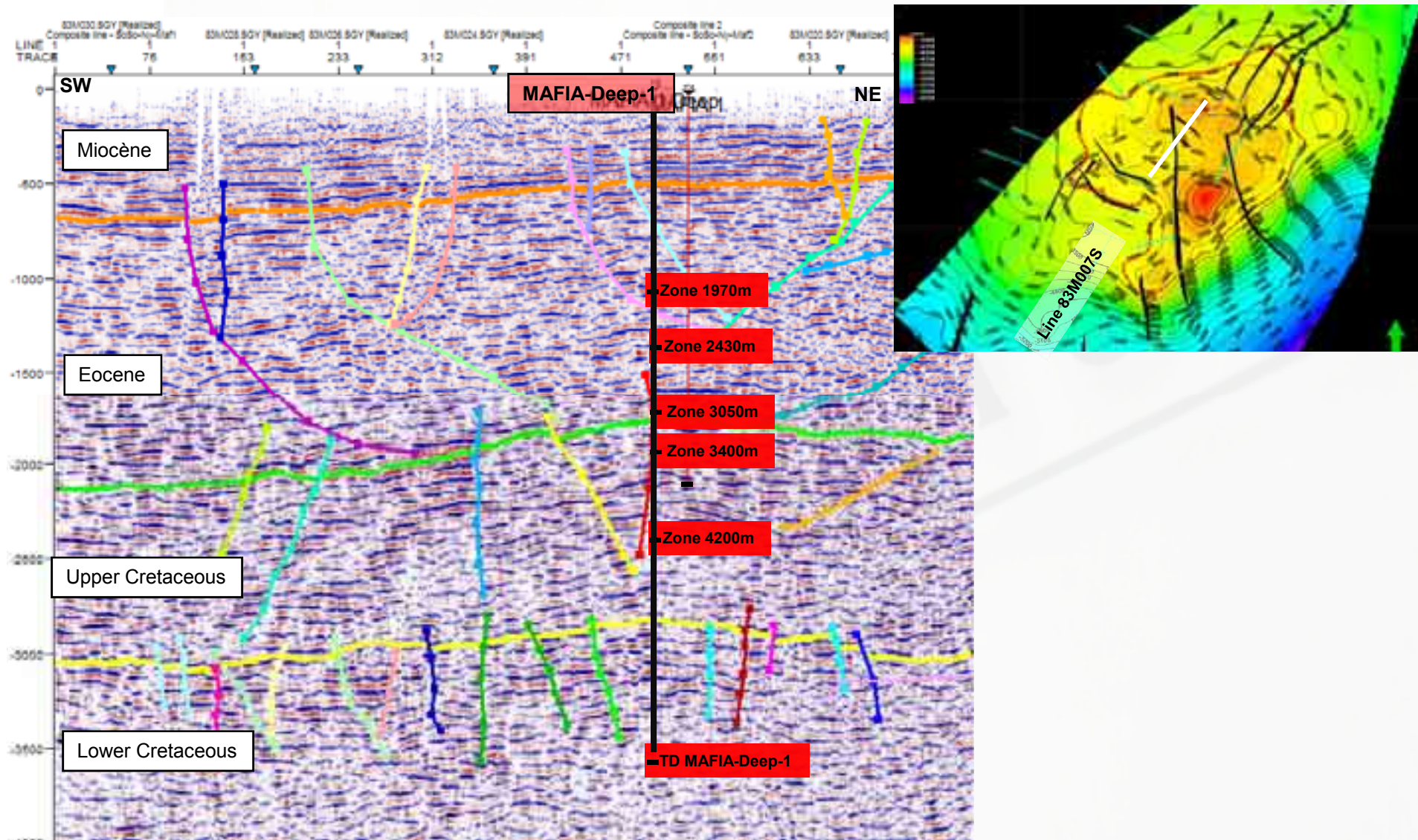
Kisangire : 7 989 km²

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

TANZANIE : point sur Mafia



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%

Colombie : forage du puits Cascabel-1



COLOMBIE



Sabanero : 434 km²

- 1 puits d'exploration

SSJN-9 : 2 648 km²

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

Muisca : 2 320 km²

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

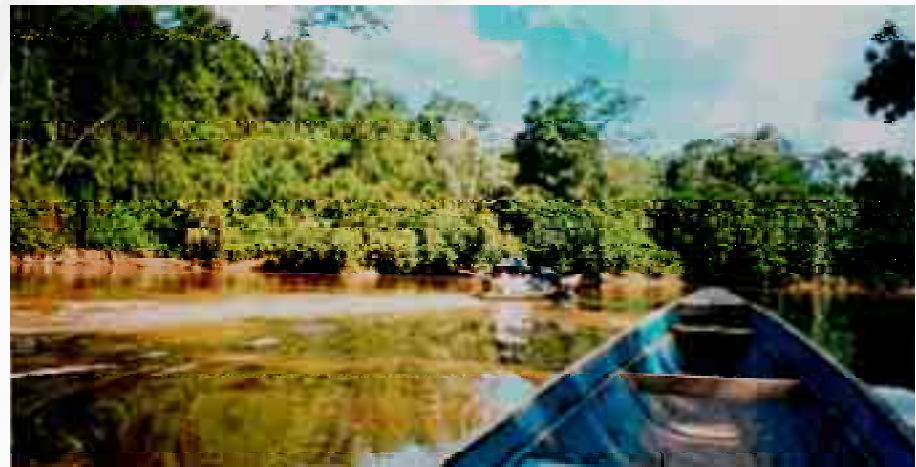
Tangara : 1 300 km²

- Fin du puits CASC-1

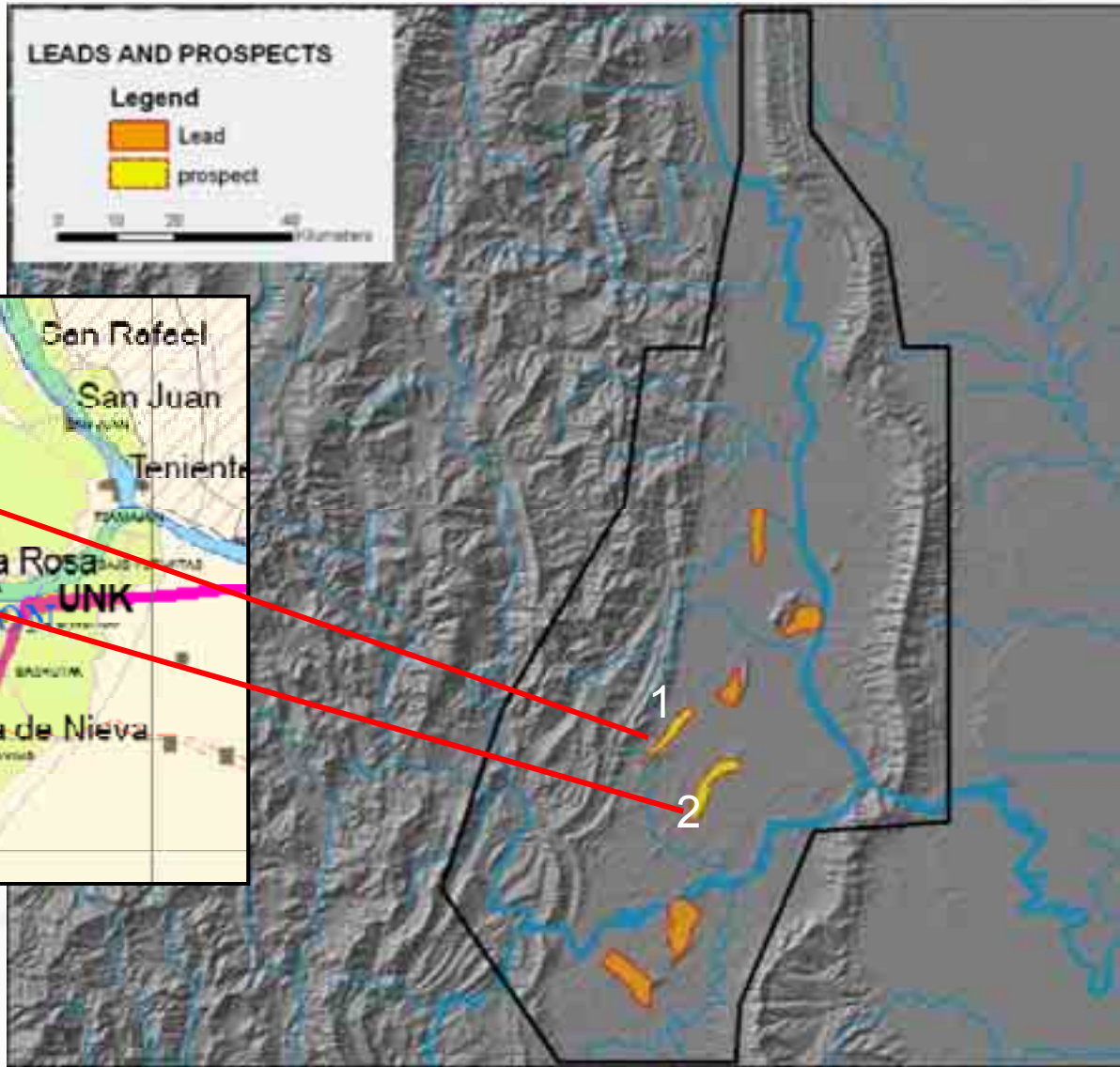


Muisca: plateforme du forage de Bachue-1





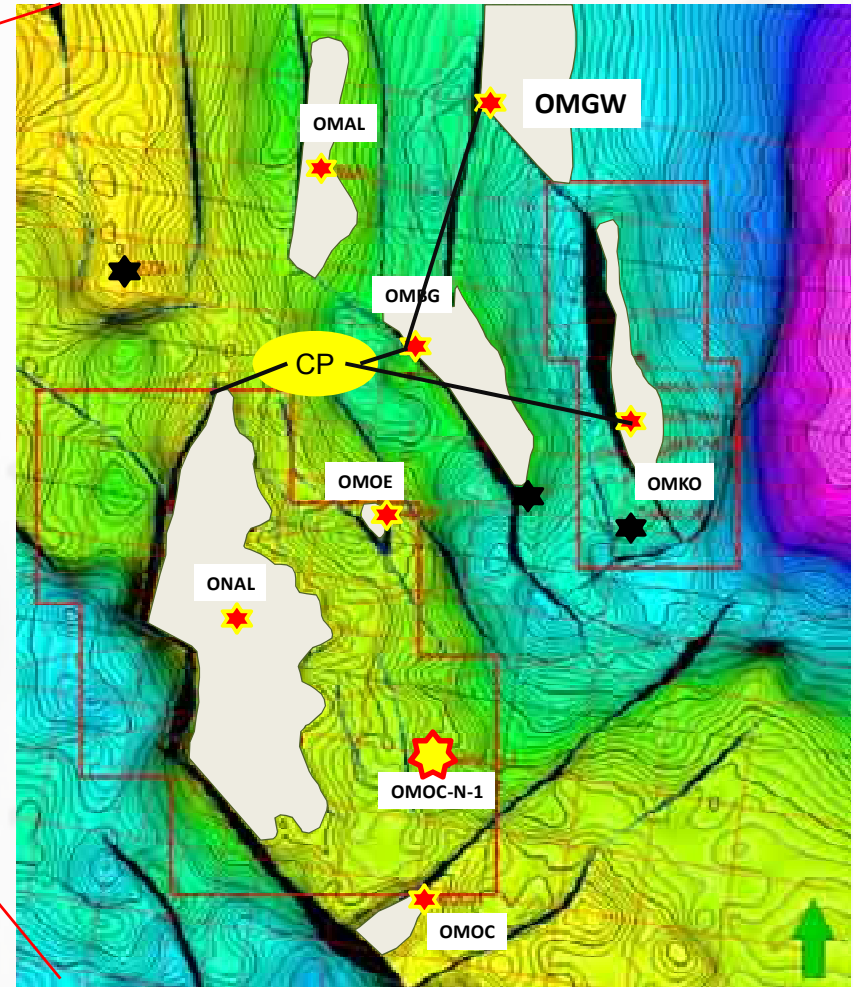
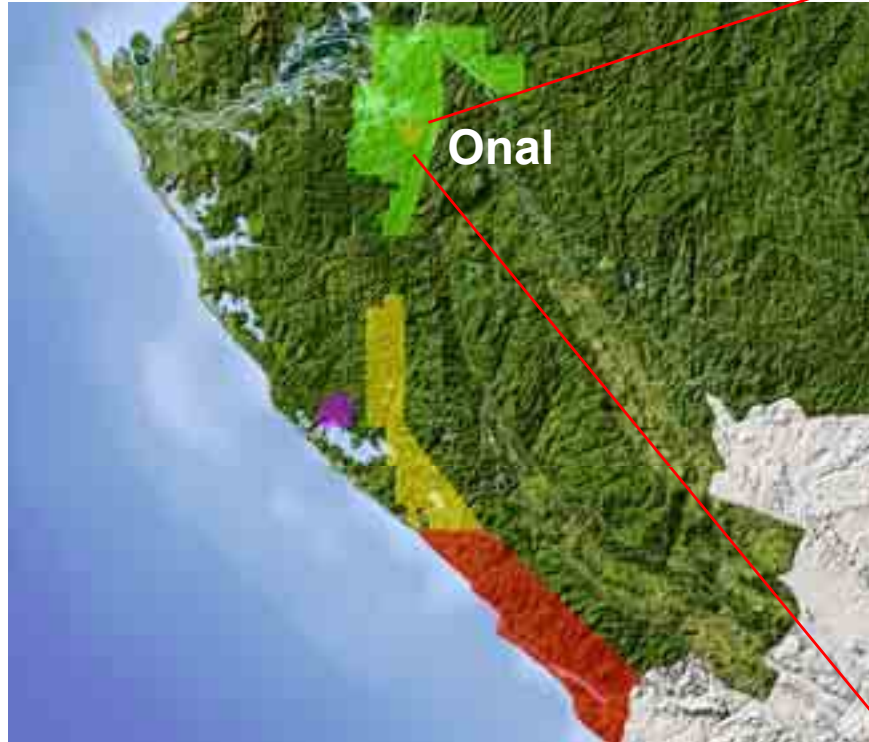
PEROU : prospects





Stratégie et plan d'action Production

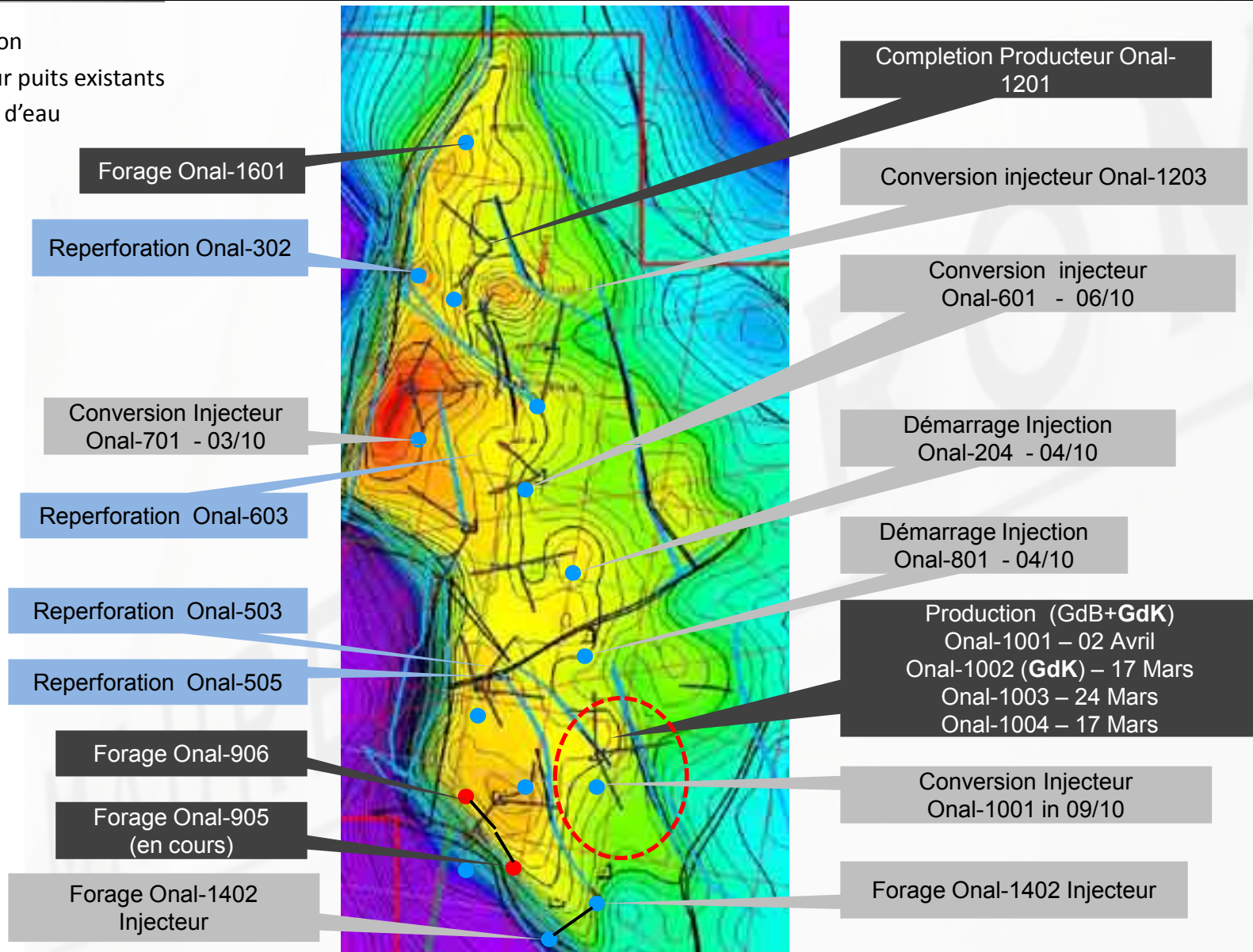
Appréciation du potentiel de la zone d'Onal



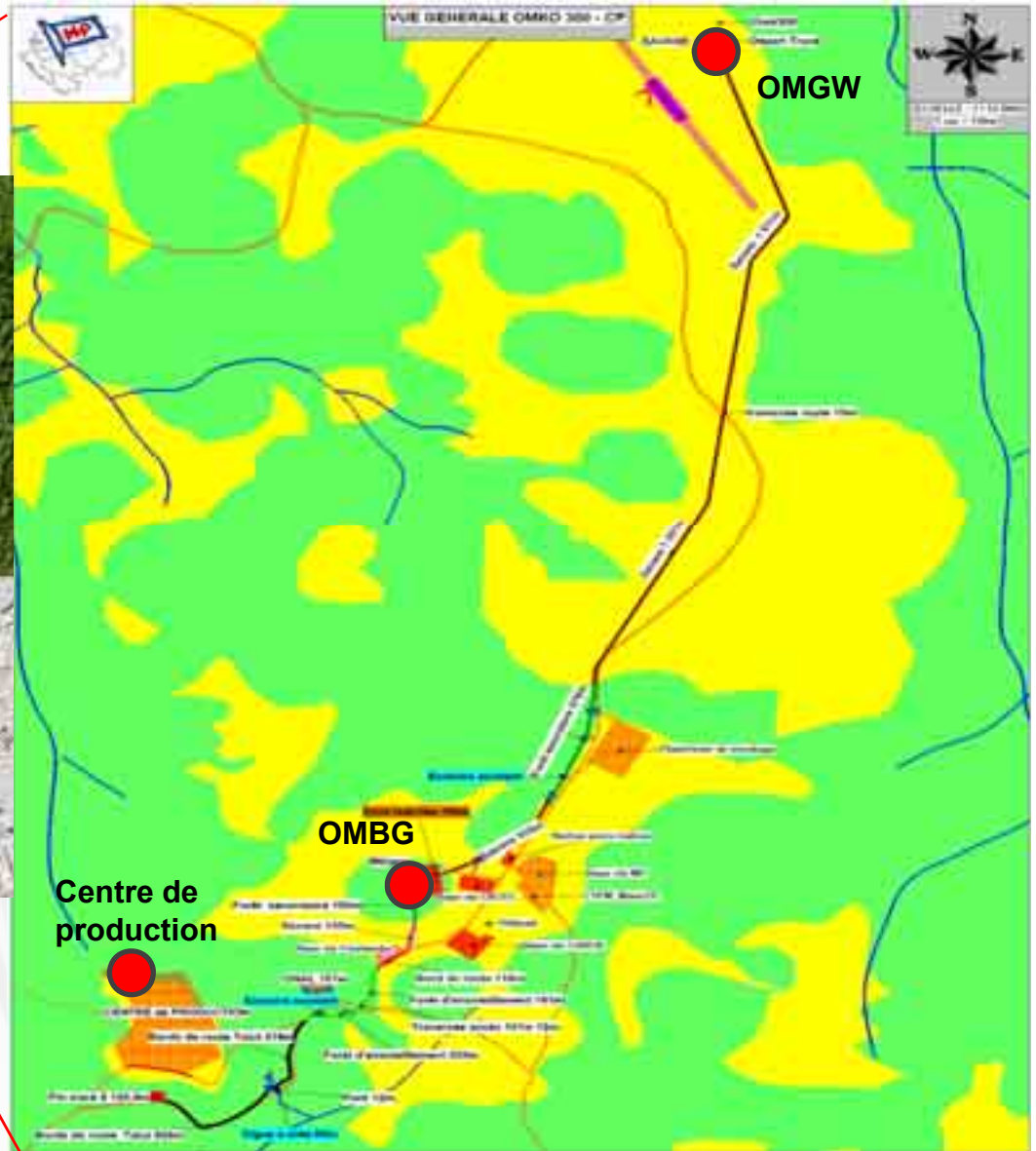
En K\$	Gabon
Omko	5
Ombg	5
Omoc N	32
Omgw	15
Onal	40
	<hr/>
	97 M\$

Développement 2010 – Grès de Base - Onal

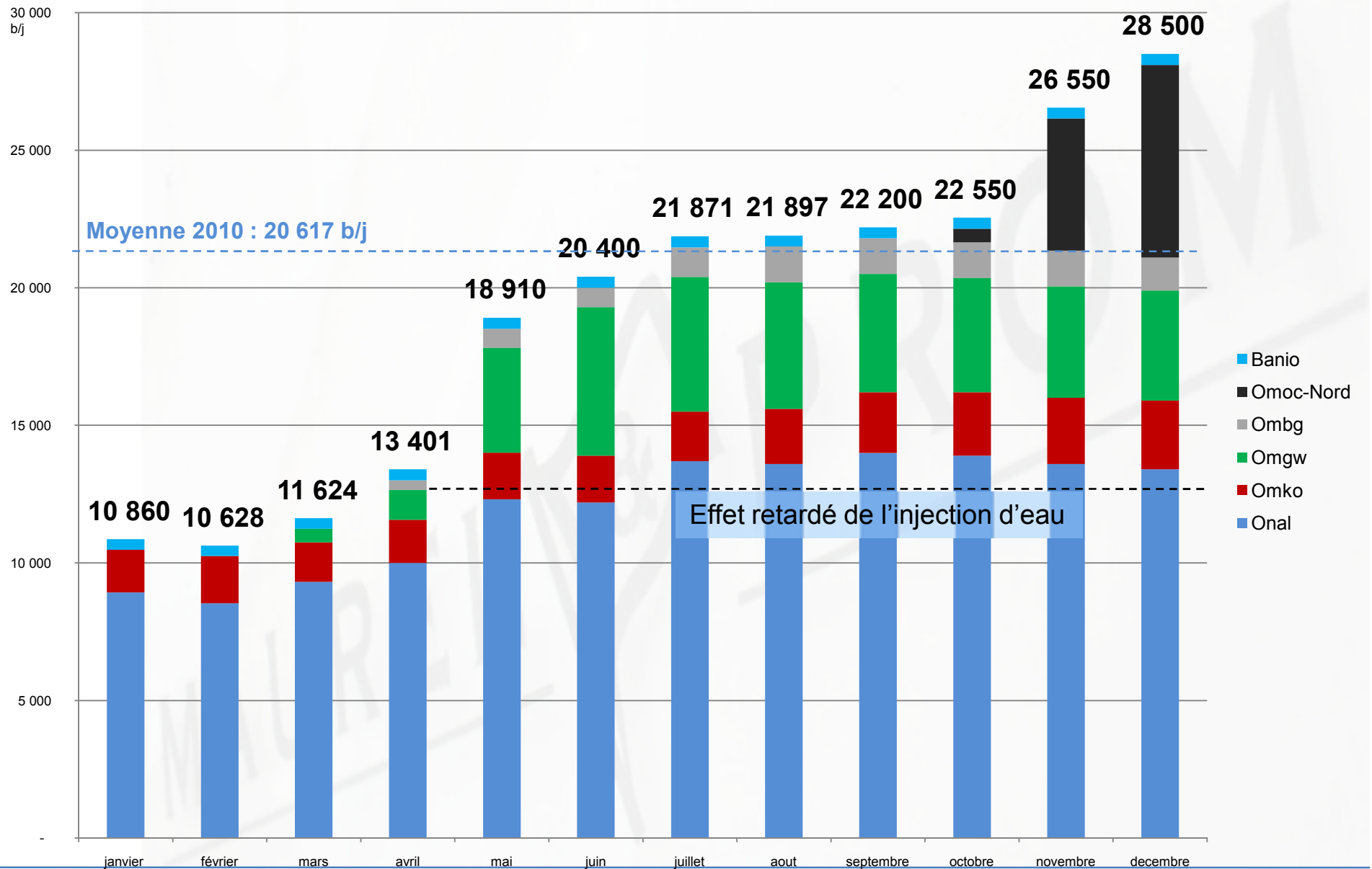
- Production
- Travail sur puits existants
- Injection d'eau



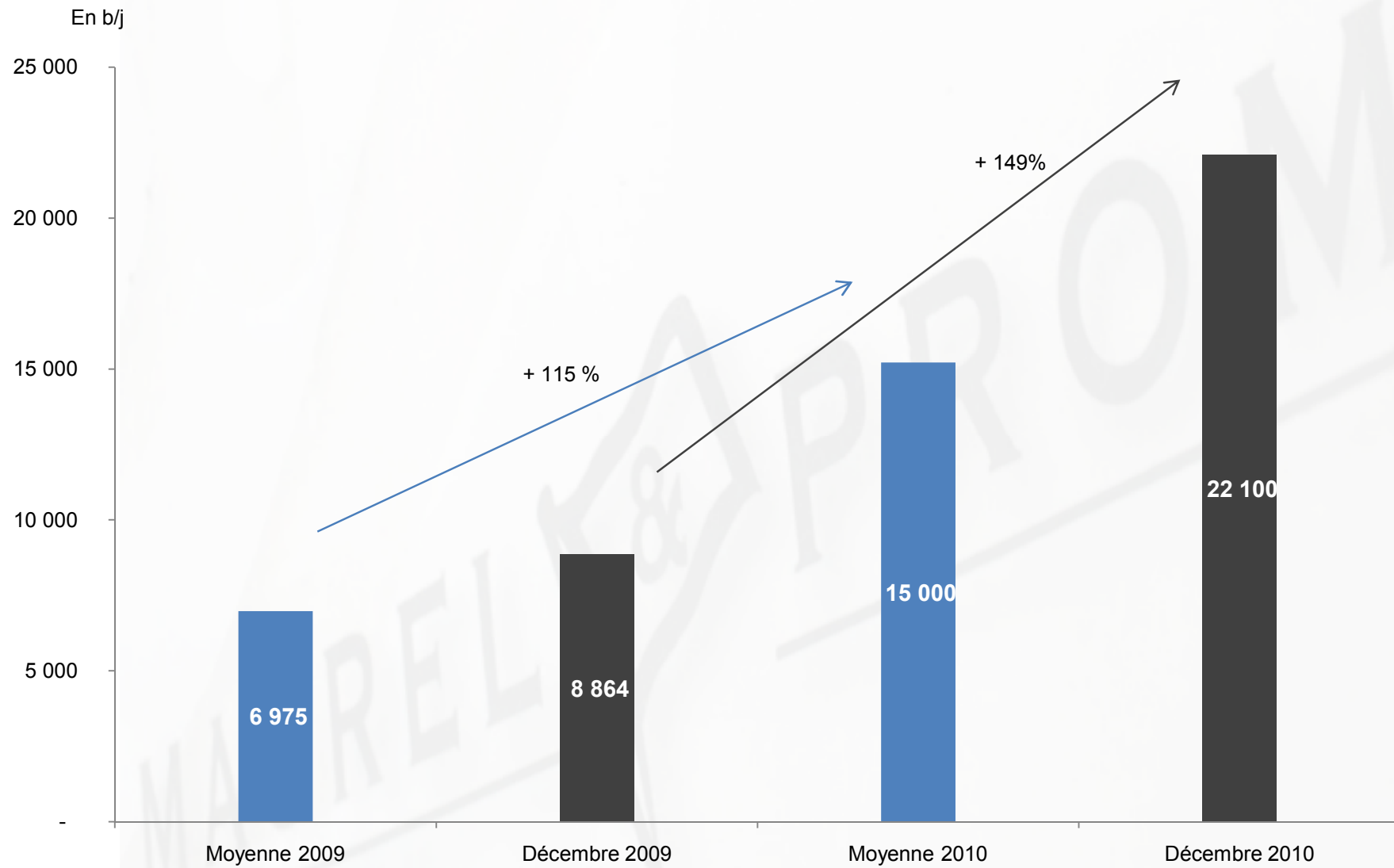
Connexion OMGW - OMBG



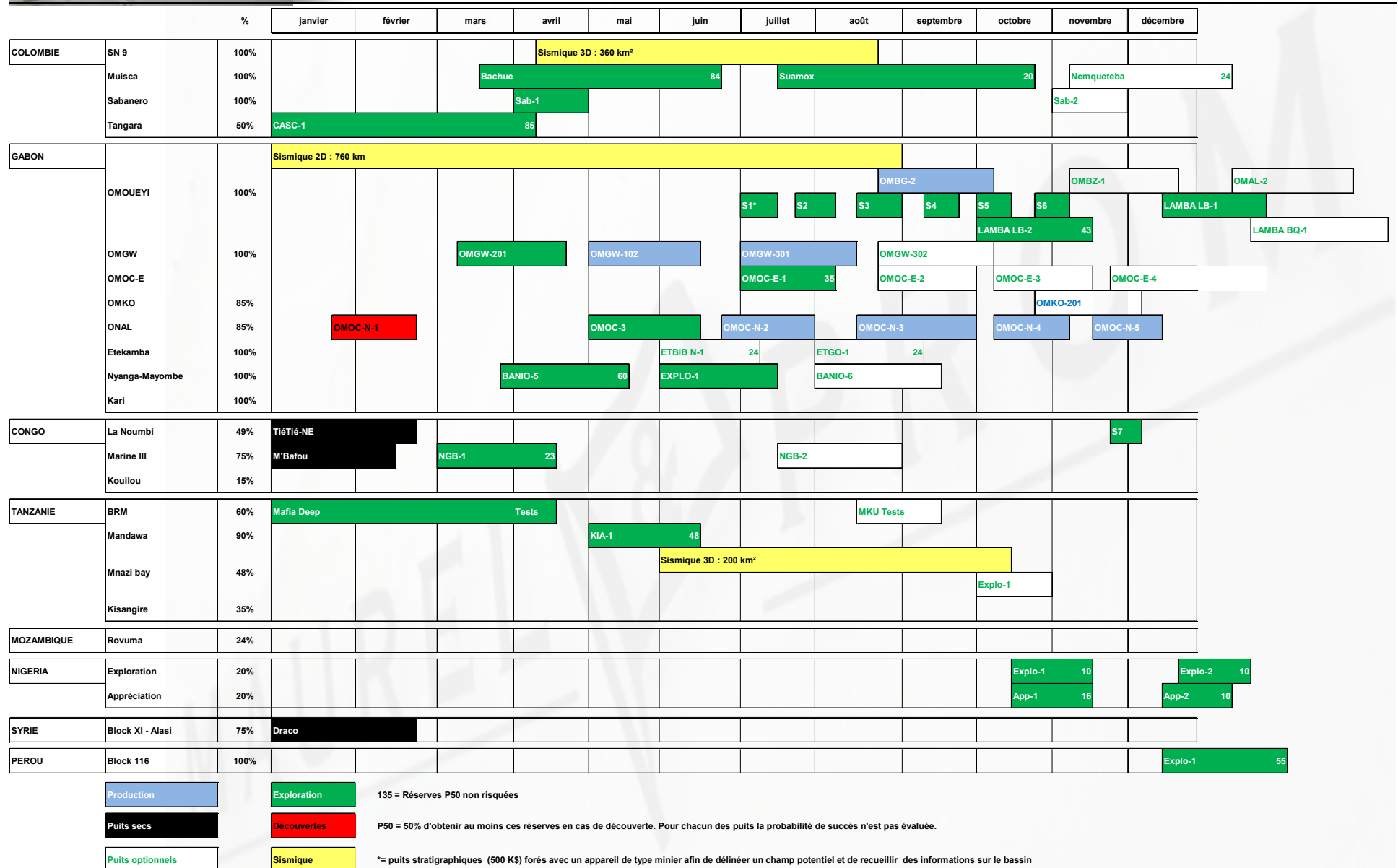
Profil de production 2010 au Gabon (en 100%)



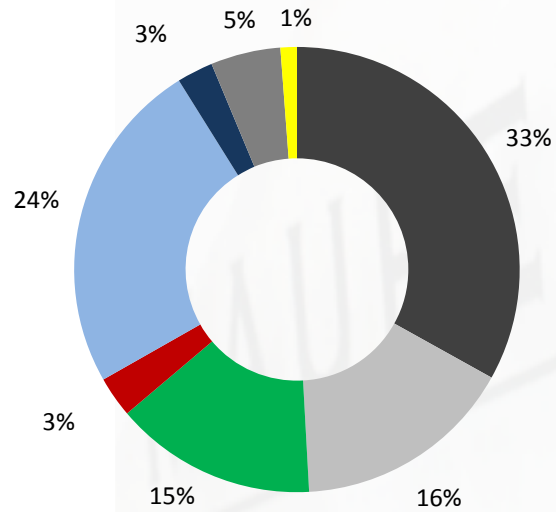
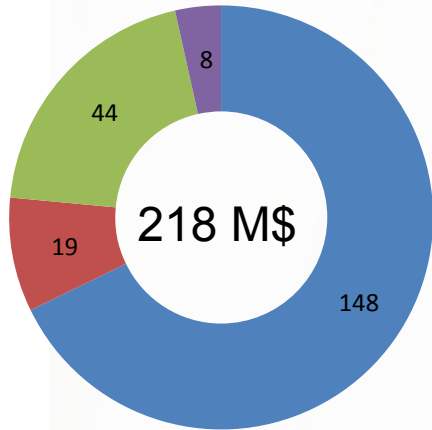
Evolution des droits à enlèvement au Gabon



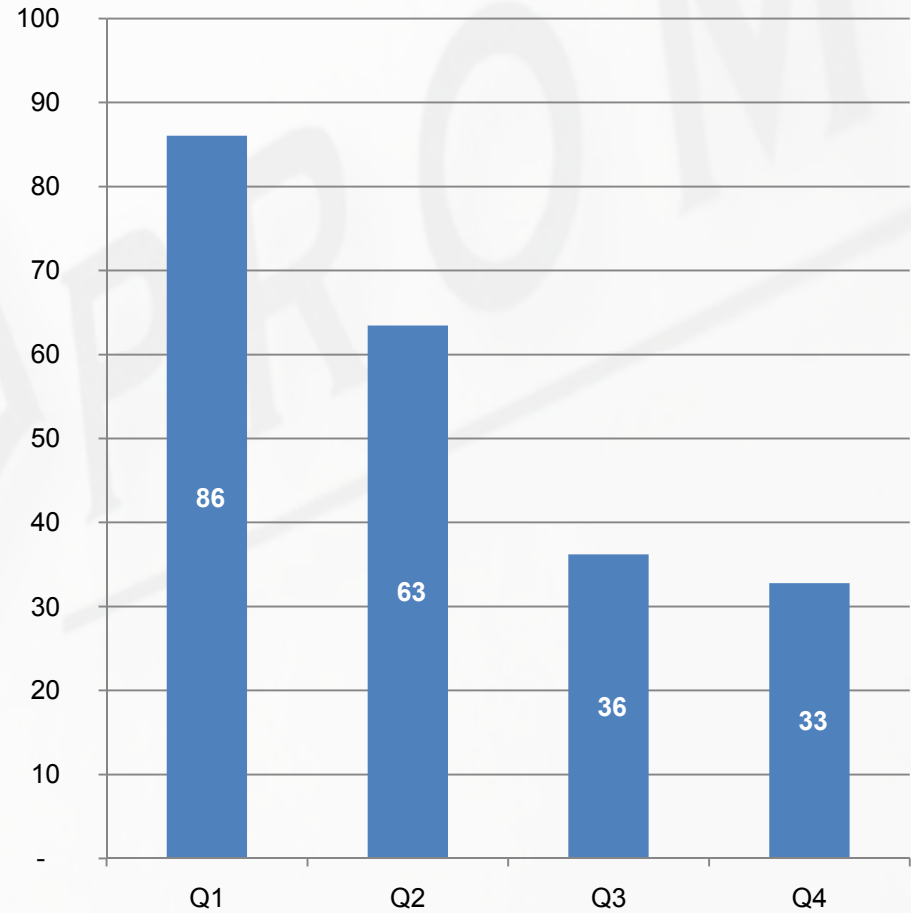
Programme de travaux 2010



Dépenses d'exploration 2010



Dépenses d'exploration-appréciation 2010 (en M\$)



Un lien fort avec les communautés

Maurel & Prom

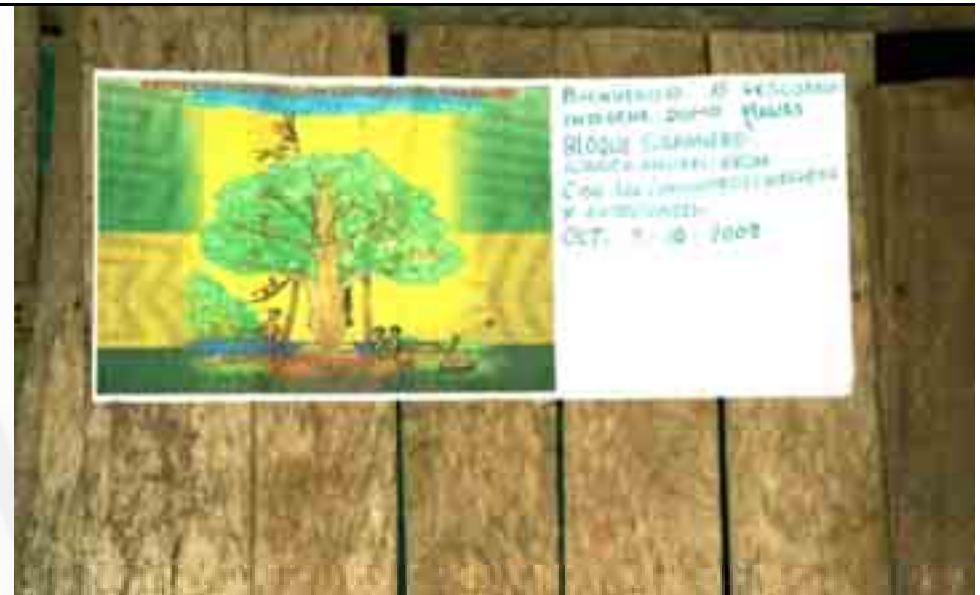
12, rue Volney

75002 Paris

☎ : +33 1 53 83 16 00

Fax : +33 1 53 83 16 05

www.maureletprom.fr



Agence Influences

Relations Investisseurs / Relations Presse

☎ : 01 44 82 67 02

✉ : communication@agence-influences.fr



Annexes

Etat des couvertures pétrolières

Quantités couvertes et prix de vente

