



# Présentation des résultats 2013

27 mars 2014

# Gestion des actifs du Groupe

## 1 Vente de Sabanero

- M&P détient 50,001% de MP Colombia
- Vente de 50% du champ de Sabanero
- Acheteur : Meta Petroleum Corporation (filiale 100% Pacific Rubiales Energy)
- Montant total de la transaction: 104 M\$ (dette de 94 M\$ à PRE annulée et règlement en espèce de 10 M\$)

## 2 Création de Saint-Aubin Energie

- Véhicule commun d'investissement entre M&P 1/3 et MPI 2/3
- Signature d'un partenariat avec Petrovietnam au Myanmar
- Prise de participation dans le capital de Deep Well O&G (20%)
- Entrée à hauteur de 20% dans 12 blocs de la région de Peace River Oil Sands of Alberta
- Signature d'un accord de partenariat avec Pétrolia pour le développement de 13 permis de recherche en Gaspésie

## 3 Reprise des actifs africains de Caroil

- Rachat auprès de Tuscany International Drilling de Caroil Africa
- Vente des 109 millions d'actions Tuscany
- Acquisition de deux appareils de forages appartenant à Tuscany pour un coût total de 23 M\$

## 4 Partenariat stratégique au Québec

- Association avec le gouvernement du Québec, Pétrolia et Corridor Resources
- Programme de forages de 15 à 18 puits stratigraphiques sur l'île d'Anticosti
- Maurel & Prom détient 21,7% du permis
- Ce projet a pour vocation d'intégrer les activités de Saint-Aubin Energie

2013

2014

## Mise en place d'une nouvelle ligne de facilité de 200 M\$

### ❑ Emprunt relais de 200 M\$ à échéance fin 2015 signé le 20 décembre 2013

- Emprunt spécifiquement affecté au remboursement des OCEANE 2014

### ❑ Endettement du Groupe au 31 décembre 2013

- OCEANE 2014 : 298 M€, échéance au 31 juillet 2014
- OCEANE 2015 : 70 M€, échéance au 31 juillet 2015
- Senior Secured Facility : 350 M\$ (première échéance en juin 2014)
- Emprunt Crédit Suisse / Caroil : 50 M\$, remboursable in fine le 23 décembre 2018

### ❑ Trésorerie du Groupe au 31 décembre 2013 : 198 M€

### ❑ Point sur les BSA

- Échéance : 30 juin 2014
- Ratio de conversion : 10 BSA pour 1,19 actions Maurel & Prom
- Prix d'exercice : 14,20 €

## Chiffre d'affaires des champs d'Omoueyi au Gabon

		Réel 2013	Réel 2012	var. %
Production opérée	<i>bopd</i>	23 763	17 575	
Production vendue en part M&P	<i>Kbbls</i>	6 974	5 428	28%
prix de vente	\$	107	111	-3%
<b>Chiffre d'affaires en devises</b>	<b>M\$</b>	<b>745</b>	<b>601</b>	<b>24%</b>
Taux de change	€/ \$	1,33	1,29	-3%
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>M€</b>	<b>561</b>	<b>467</b>	<b>20%</b>
<i>Impact changement de méthode</i>		8	-20	
<b>Chiffre d'affaires Omoueyi</b>		<b>569</b>	<b>448</b>	
<b>Réel 2013 vs Réel 2012</b>		<b>121</b>		
<i>Effet prix</i>	<i>M€</i>	-20		
<i>Effet volume</i>	<i>M€</i>	129		
<i>Effet taux de change</i>	<i>M€</i>	-16		
<i>Effet changement de méthode</i>	<i>M€</i>	28		

## Résultat par baril des champs d'Omoueyi

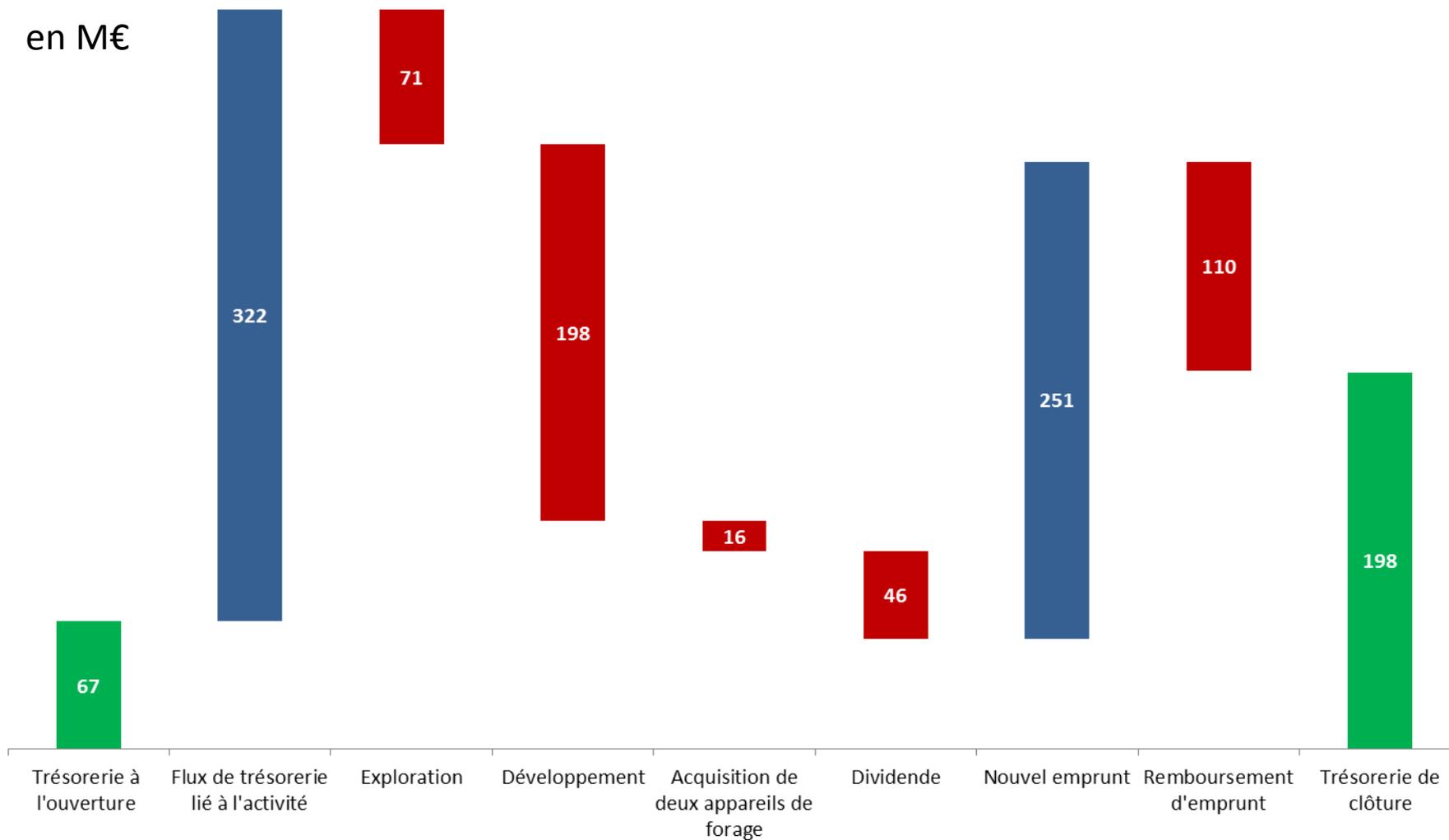
	Réal 2013		
Production vendue en part M&P	Kbbls	6 974	
	\$ par baril	en M\$	en M€
Chiffre d'affaires	106,8	745	561
Coûts d'exploitation	-8,2	-60	-45
Transport	-4,7	-35	-26
Variation de stocks	1,9	14	11
Redevances et taxes	-6,8	-50	-38
Amortissements	-11,6	-86	-65
Frais généraux	-3,2	-24	-18
Résultat opérationnel Omoueyi	74	504	380

En M€	2013	2012	Var
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>580</b>	<b>452</b>	<b>+28%</b>
<b>Résultat opérationnel</b>	<b>312</b>	<b>186</b>	<b>+68%</b>
Résultat financier	-67	-42	
Impôts	-135	-97	
Résultat des sociétés mises en équivalence	-45	-5	
<b>Résultat net de l'ensemble consolidé</b>	<b>63</b>	<b>41</b>	<b>+54%</b>
<b>Flux générés par l'activité</b>	<b>348</b>	<b>322</b>	<b>+8%</b>
<b>Trésorerie de fin de période</b>	<b>198</b>	<b>67</b>	

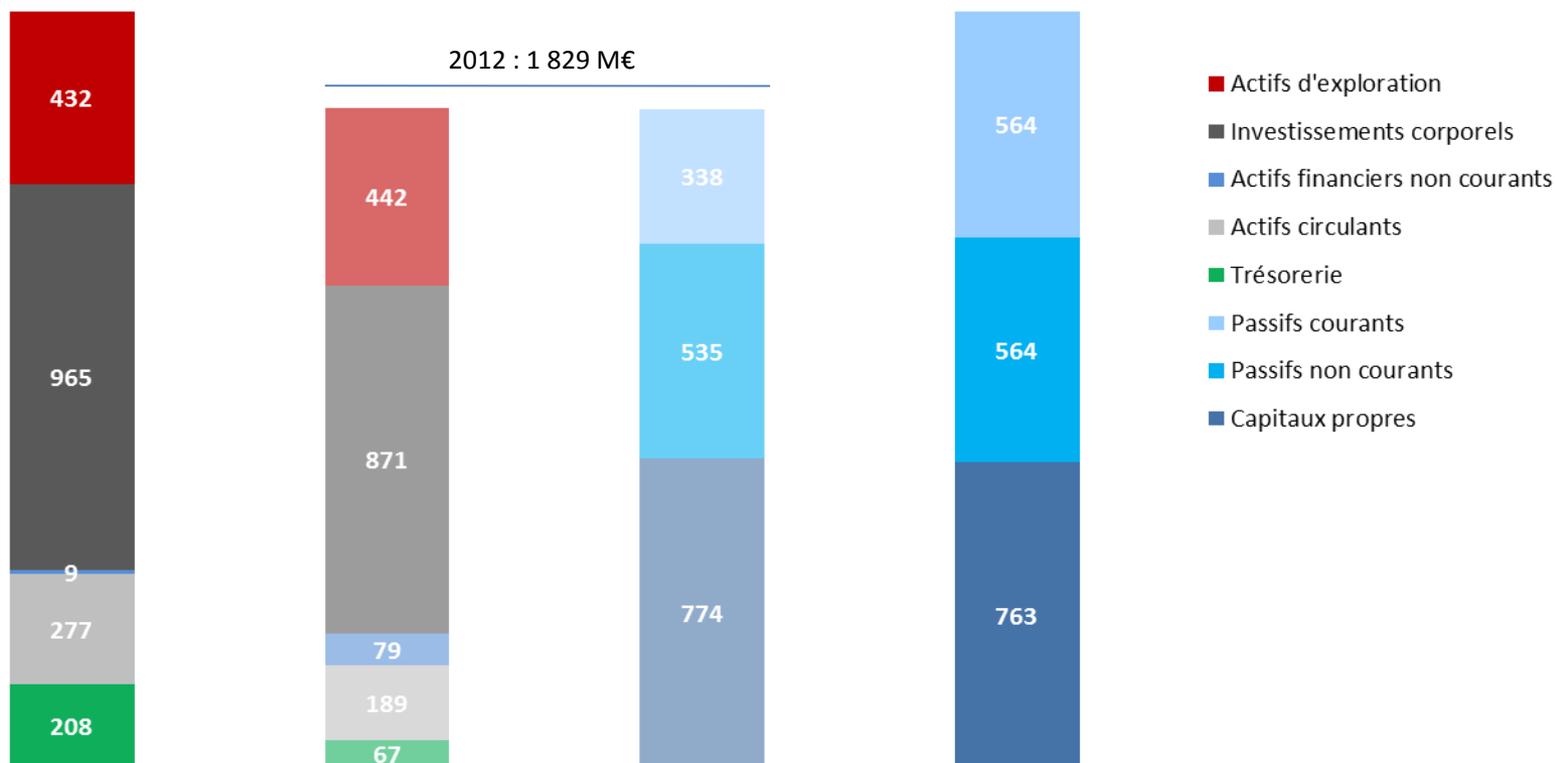
- ❑ **Augmentation significative de la production (+30%) entraînant :**
  - une hausse de 28% du chiffre d'affaires à 580 M€
  - une hausse de 68% du résultat opérationnel à 312 M€
  - une augmentation de 8% des cash flows opérationnels à 348 M€
  
- ❑ **Hausse des réserves P1 impactant les dotations aux amortissements**
  
- ❑ **Charges financières liées au financement du Groupe de 48 M€**
  
- ❑ **Restructuration de l'endettement :**
  - tirage de la ligne de crédit de 350 M\$
  - remboursement du RBL (130 M\$) et de l'emprunt BGFI (15 M€)
  - nouvelle ligne Crédit Suisse : 50 M\$
  
- ❑ **Impact majeur d'éléments non-récurrents**
  - rendu des permis SSJN9 en Colombie et Etekamba au Gabon
  - échec de deux puits au Congo
  - vente de Sabanero en Colombie
  - cession des actions Tuscany
  - reprise de Caroil Africa

# Flux de trésorerie 2013

en M€



Total 2013 : 1 891 M€



## Les réserves d'huile au 1/1/2014 après prise en compte du nouveau CEPP Ezanga

AEE	intérêts au 1/1/2014	P1	P2	2P = P1+P2	P3	3P = P1+P2+P3
Onal	80%	80,6	20,7	101,3	23,9	125,2
Omko	80%	3,4	4,5	8,0	4,4	12,4
Ombg	80%	1,3	0,3	1,6	0,6	2,2
Omgw	80%	11,3	2,9	14,3	5,5	19,8
Omoc- Nord	80%	40,1	3,0	43,1	6,7	49,8
Omoc	80%	4,9	10,5	15,4	6,2	21,7
Banio	100%	0,0	0,4	0,4	0,0	0,4
		141,7	42,3	184	47,4	231



**Augmentation des réserves P1**

**Durée prise en compte : 20 ans**

## Les ressources en gaz

Dès la signature définitive d'un contrat de vente de gaz, les ressources de gaz sur le permis de Mnazi Bay seront reclassées en réserves, du fait de leur commercialité.

**Basées sur un rapport de RPS-APA daté du 30 septembre 2007, ces ressources s'élèvent à 294 Bscf, soit 52,5 Mboe (C1+C2). Les ressources C3 s'élèvent à 433 Bscf, soit 77 Mboe.**

# Nouveau contrat de partage de production au Gabon

## Nouveau permis Ezanga



	Omoueyi	Ezanga
<b>Échéance permis d'exploration</b>	sept-14	2019
<b>Durées résiduelles</b>	Onal : 3+5+5 Omko : 6+5+5 Ombg et Omgw : 7+5+5 Omoc-N : 9+5+5	(10+5+5)x2*
<b>% d'intérêts du Partenaire</b>	Etat : 15%	Etat : 20%
<b>Redevances</b>	4%, avec tranches progressives jusqu'à 10%	7% pendant 5 ans puis 12%
<b>PID / PIH</b>	1% du CA imputable à 75% sur coûts pétroliers	2% du CA imputables à 75% sur coûts pétroliers
<b>Cost stop</b>	75%	70%

\*: possibilité d'extension de 20 ans supplémentaires

## Atteinte d'un plateau de 35 000 b/j

### ❑ Objectif de 35 000 b/j fin 2014

- Baisse de la production au T1 2014 à 25 000 b/j suite à des travaux de maintenance sur les puits existants
- Montée en puissance jusqu'à 35 000 b/j au S2 2014

### ❑ Maintien du plateau de production à 35 000 b/j

- Au moins 10 ans
- Contrainte de la capacité d'évacuation : maximum 35 000 b/j
- Equilibre idéal entre l'optimisation des taux de récupération, les conditions économiques de l'exploitation des champs et les capacités des moyens d'évacuation

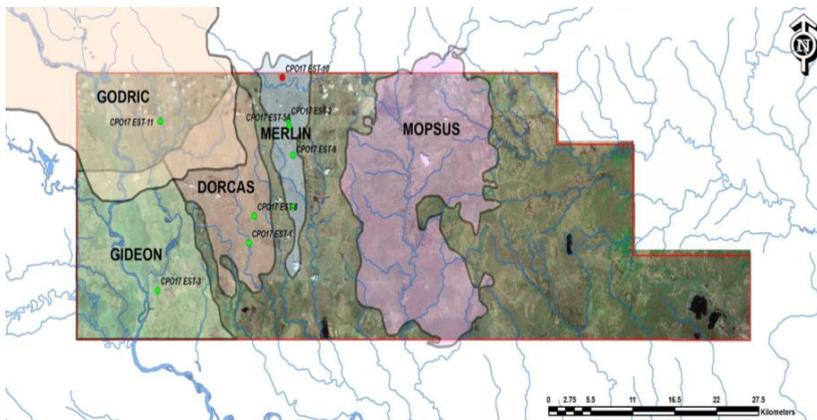
### ❑ Investissements futurs (100% Gabon)

- 2014 : 310 M\$
- 2015 : 120 M\$
- 2016-2037 : 100 M\$
- 2037-2053 : 80 M\$ décroissant année après année

### ❑ Un free cash flow important au Gabon

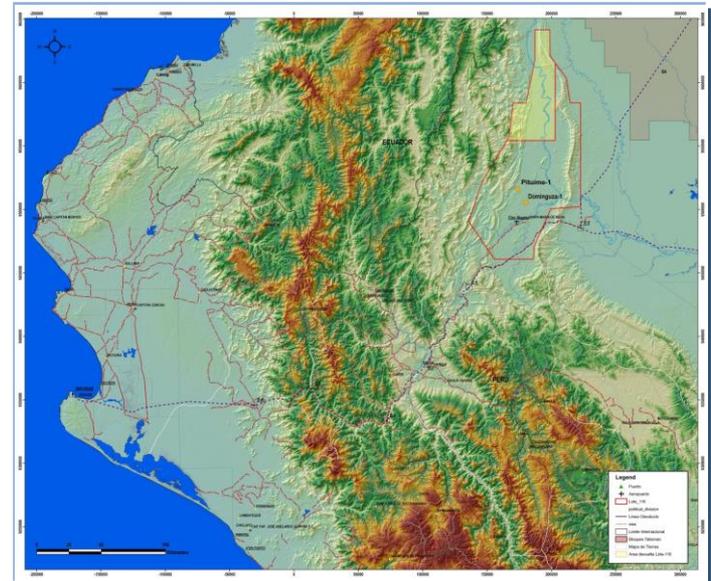
- Free cash flow d'environ 350 M\$ par an au Gabon

## COLOMBIE



- Un puits d'appréciation sur Dorcas
- Trois puits stratigraphiques sur Godric

## PEROU



- Forage du puits Fortuna-1 (en cours)

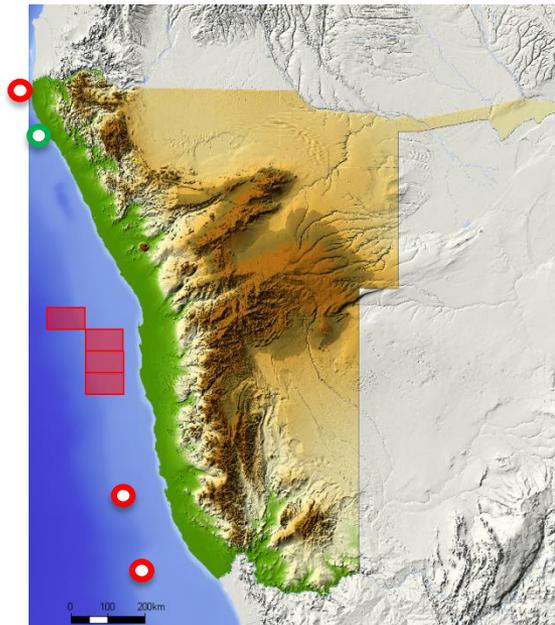
## GABON



- Nouveau CEPP Ezanga : phase d'exploration de cinq ans
- Lancement d'une campagne de forage sur Omoueyi et Kari (septembre 2014)

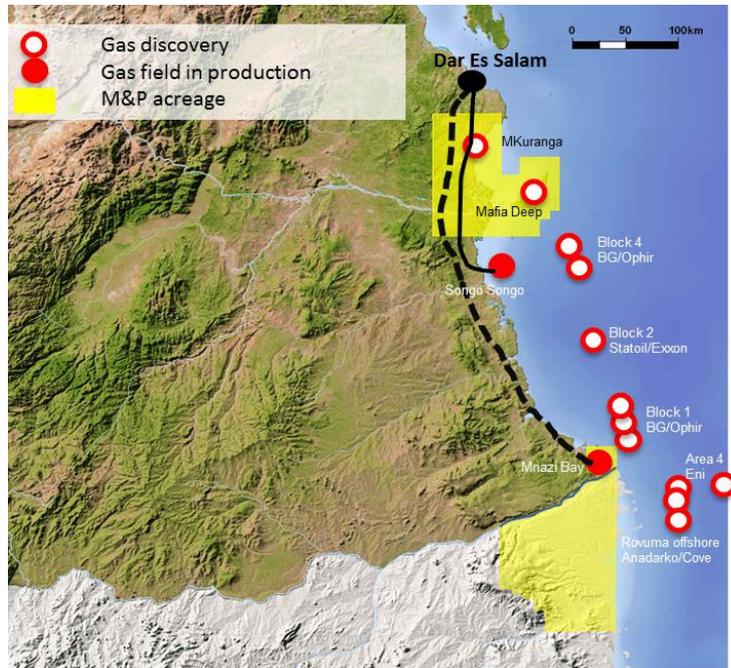
## NAMIBIE

- Découverte de gaz
- Présence d'huile



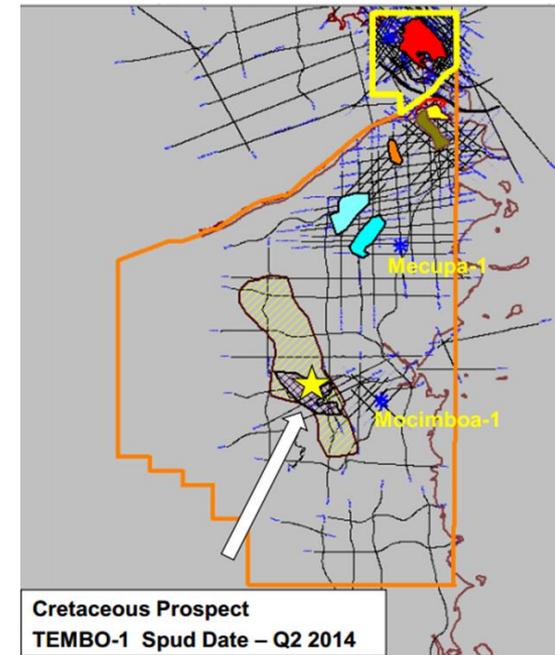
- Finalisation de la sismique 2D
- Acquisition d'une sismique 3D (4<sup>ème</sup> trimestre 2014)

## TANZANIE



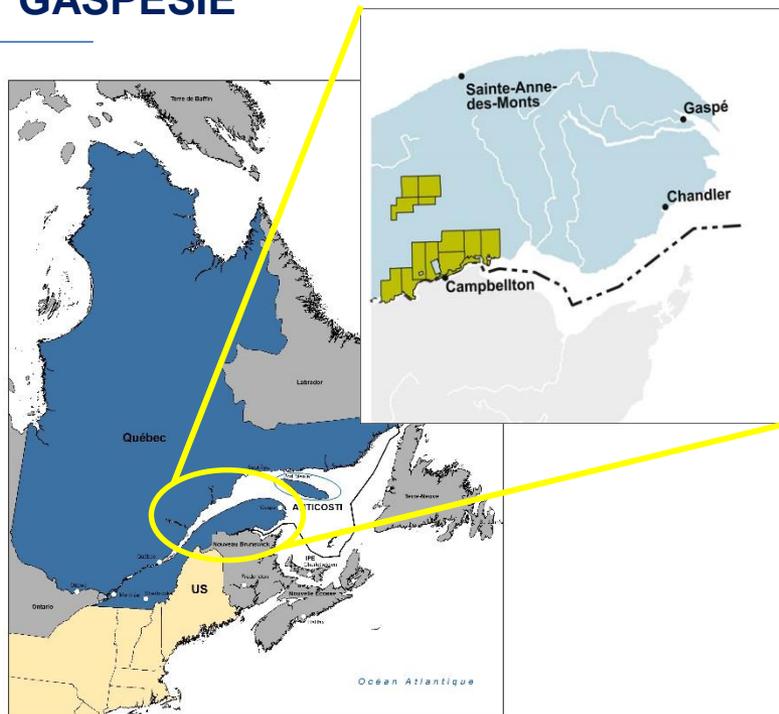
- Mnazi Bay : acquisition sismique 2D (finalisation S1 2014)
- BRM : études sismiques

## MOZAMBIQUE



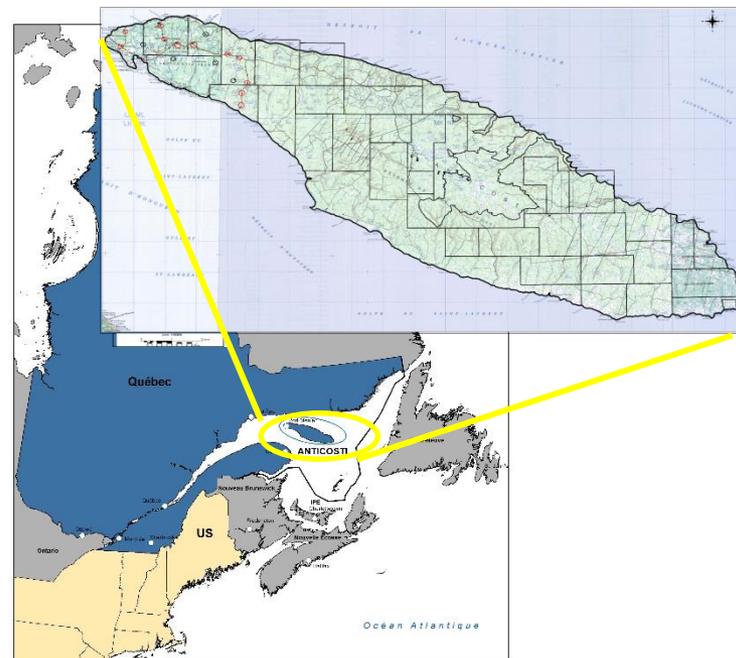
- Deux puits d'exploration sur le permis de Rovuma onshore (juin 2014), opérés par Anadarko

## GASPESIE



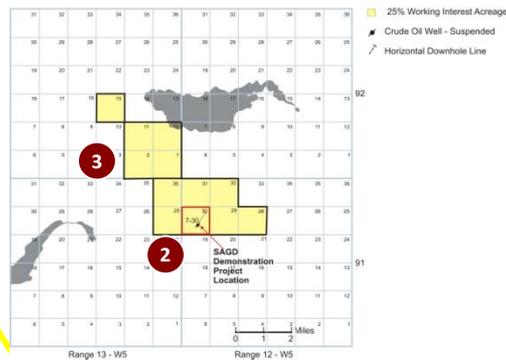
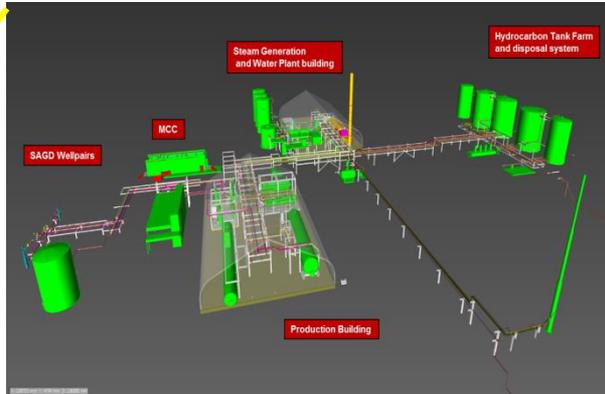
- Reconnaissance des différents réservoirs
- Puits stratigraphiques

## ANTICOSTI



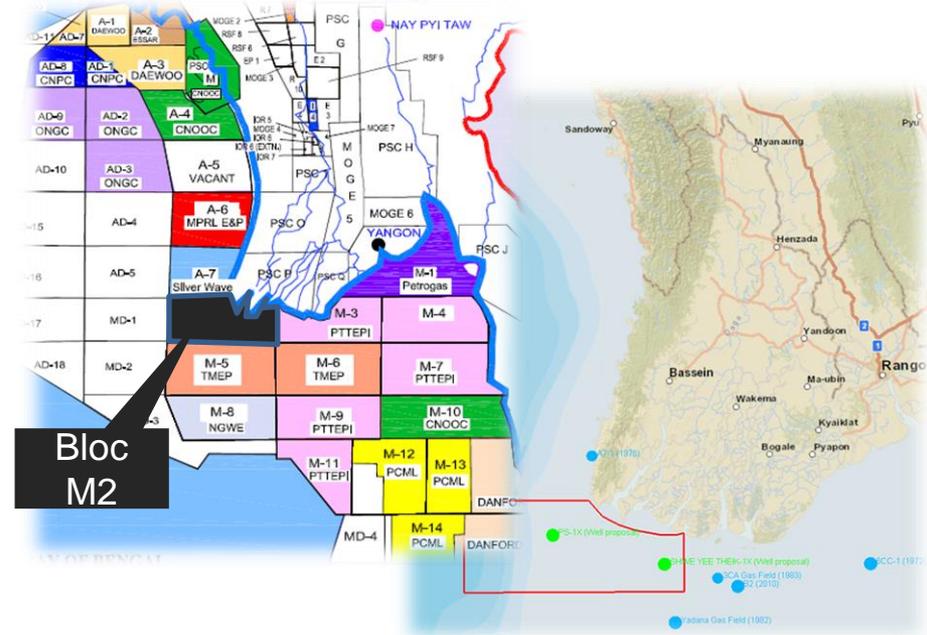
- 15 à 18 puits stratigraphiques et 3 puits avec complétion (été 2014)

## ALBERTA



- Mise en place du pilote SAGD
- Injection de vapeur
- Première production attendue à l'été 2014

## MYANMAR



- Un puits d'exploration au S2 2014, opéré par Petrovietnam

