



# *Plan Siembra Petrolera* **2013-2019**

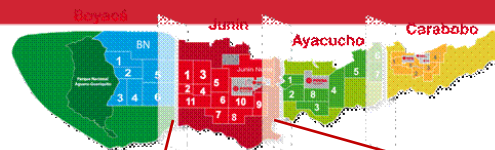
*División Junín*



**FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

*09 de Agosto 2013*

- ✓ Dimensiones
- ✓ Premisas
- ✓ Reservas
- ✓ Perfil Volumétrico de Crudo
- ✓ Actividad
- ✓ Proyectos
- ✓ Presupuesto



**Leyenda**

- 04 Negocios Operativos 4.830 Km<sup>2</sup>
- 04 NNDD 1.424 Km<sup>2</sup>
- 07 bloques por asignar 5.539 Km<sup>2</sup>

Producción de Crudo Prom. Jul'13 276,7 MBD



## EXTENSIÓN TERRITORIAL

- ❖ Extensión: 11.793 Km<sup>2</sup>
- ❖ Estados: 2 (Anzoátegui y Guárico)

## RECURSOS ENERGETICOS

- ❖ Campos: 5
- ❖ Yacimientos: 18 Activos
- ❖ Pozos: 1068 Activos

## FACTOR DE RECOBRO

- ❖ Primario: 7%
- ❖ Secundario: 16%
- ❖ Actual: 1,1%

## INSTALACIONES

- ❖ Oleoductos (Km.): 391
- ❖ Gasoductos (Km.): 194
- ❖ N° Est. de Producción: 7
- ❖ Plantas Compresoras: 2
- ❖ Plantas de Agua: 2

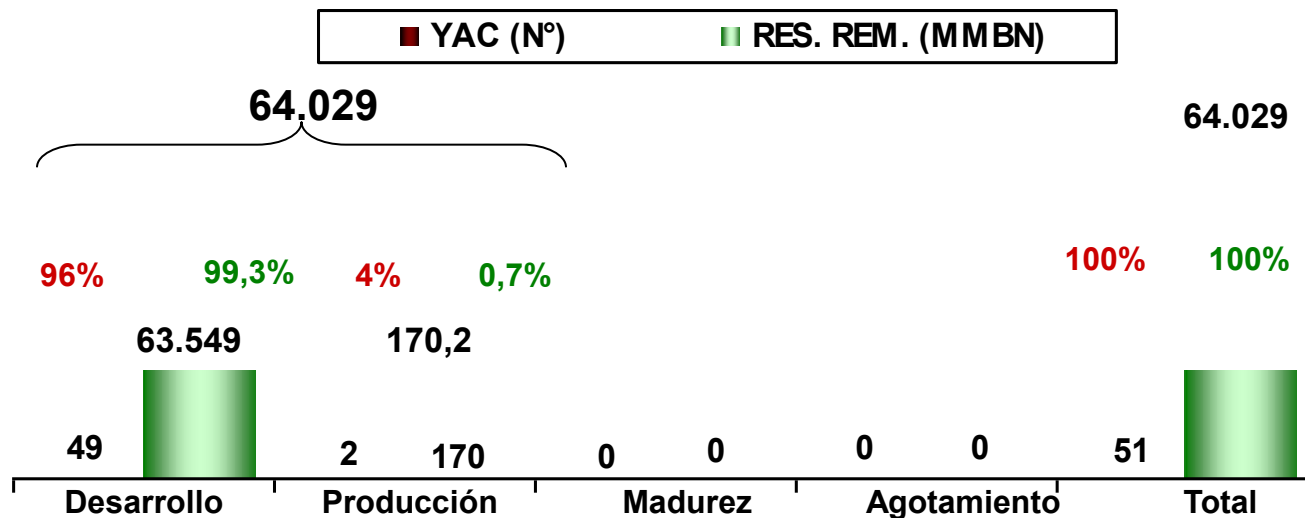
## Reservas

- ❖ POES: 280 MMMBN
- ❖ Res. de Petróleo: 64 MMMBN
- ❖ Res. de Gas: 5.135 MMPCN

**PREMISAS**  
**PSP 2013-2019 REVISADO**  
**Distritos / Empresas Mixtas**

- El crecimiento de la División, se afianza en la producción del **Distrito Junín Sur, Empresas Mixtas Petrojunin y Petromiranda**.
- Crecimiento somero de la producción en **Petrocedeño**, considerando desarrollo del Área Sur y la entrada del proyecto MSUP en 2015. Los proyectos tecnológicos (EOR Polímero y Térmico) representan oportunidad para después de 2019.
- Mantenimiento de producción en **Petroanzoátegui**, con el desarrollo de San Diego Norte a partir del 2015. Impulso del Proyecto de IAV en el área Zuata Principal, desde 2014.
- Continuidad de Proyecto de Inyección de Agua para mantenimiento de presión en **Indovenezolana**.
- Tope de producción por facilidades de superficie y manejo de Producción Temprana mediante acarreo de fluidos en los NNDD (**Petromiranda, Petrourica, Petromacareo, Petrojunin**) hasta la disponibilidad de los Oleoductos: Ø 12" Petrojunin / Petrocedeño (HC) en Agosto 2013 y Ø 36" Petrourica / Cabrutica EP en Agosto 2014.
- Construcción de infraestructura eléctrica permanente de transmisión de 115 KV para Junín Sur y NNDD (líneas y S/E). Para producción temprana los NNDD deben contar con el parque de generación.
- Instalación de CPF modulares para manejo de Producción Inicial en los **NNDD** a partir de 2015 y Ampliación de Capacidad del CBJ **Distrito Junín Sur**.
- Tiempos de perforación proyectados, corresponde con los tiempos estimados optimizados por reducción de tiempos improductivos según propuesta de PDVSA Servicios Petroleros.

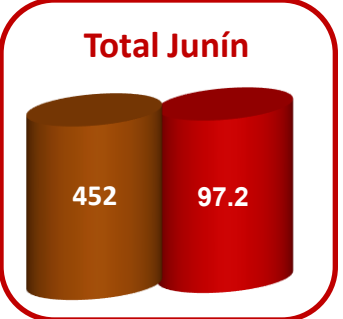
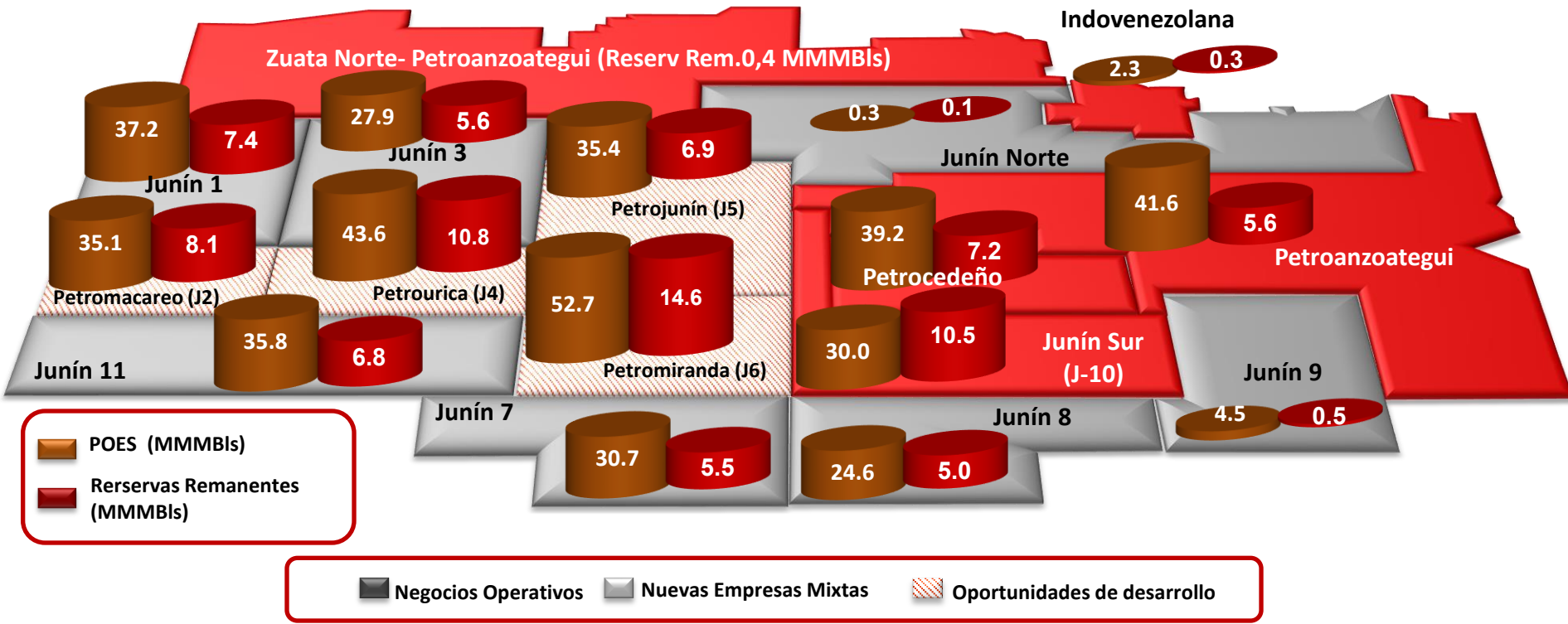
**Reservas Remanentes de Crudo  
(Indicadores por Fase de Explotación)**

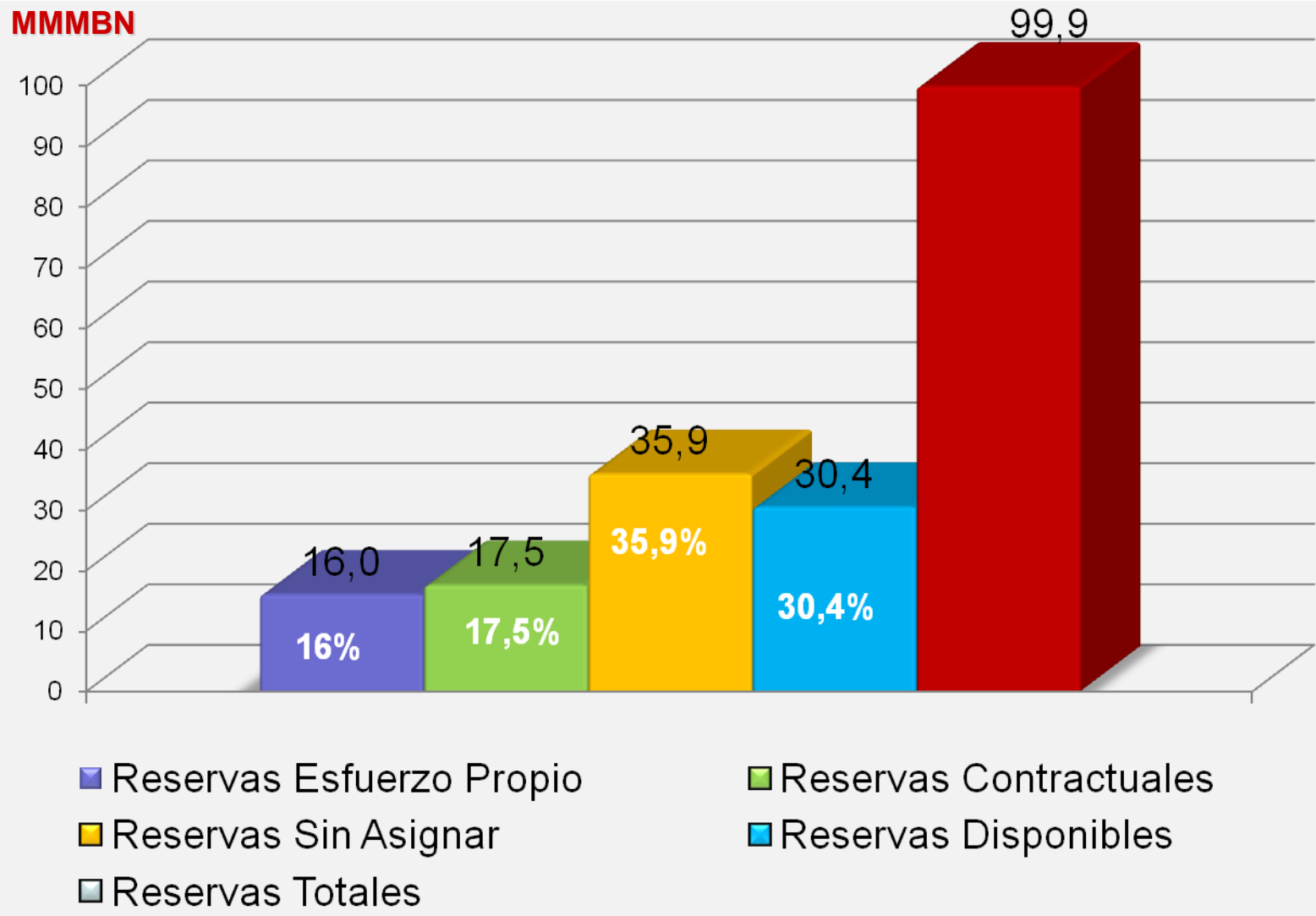


POES (MMBN)	278.399	1.498	-	-	279.897
Res. Rec. (MMBN)	65.012	283	-	-	65.295
Prod. Acum. (MMBN)	1.153	113	-	-	1.266
Agot. Total Res. (%)	2	40	-	-	2
Res. Rem. (MMBN)	63.859	170,2	0,0	0,0	64.029
Yac. (N°)	49	2	-	-	51
Yac. Activos (N°)	11	2	-	-	13
Yac. Inactivos (N°)	38	-	-	-	38

	RESERVAS REMANENTES (MMBN)	YAC
PROBABLES	63,77	11
POSIBLES	1356,5	7

Fuente: Informe Anual de Reservas 2012

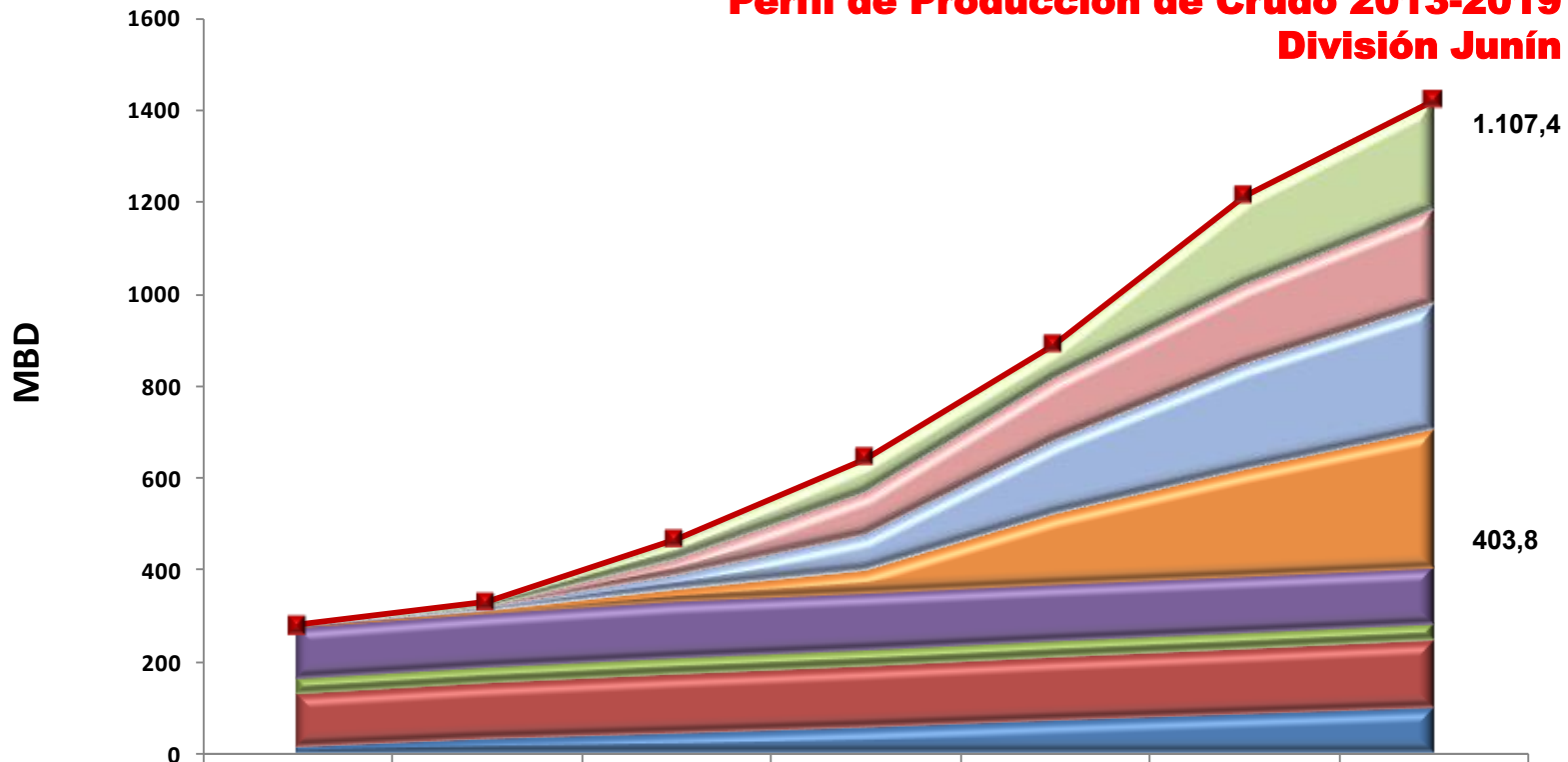




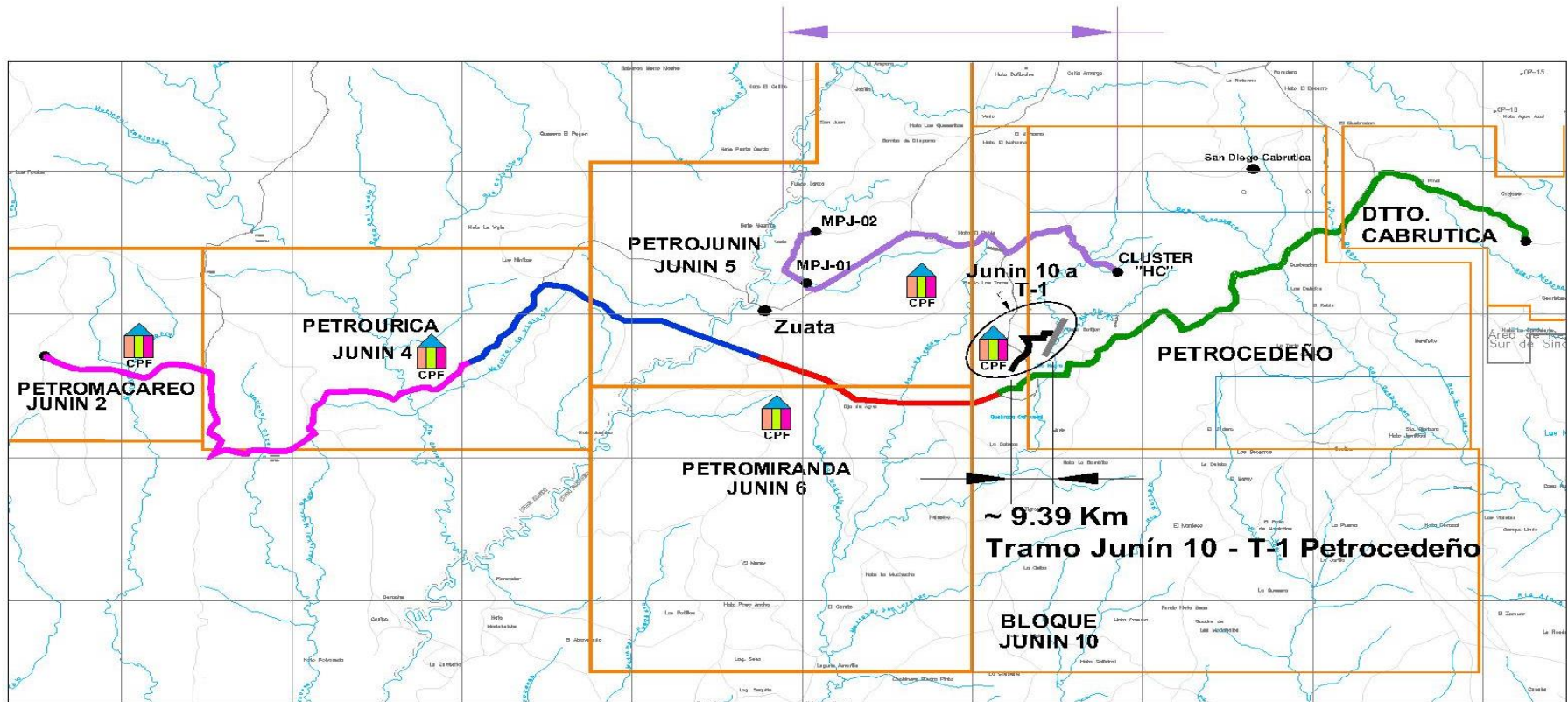
	<b>POES MMMBNP</b>	<b>Reservas Remanentes MMMBNP</b>	<b>F.R. Total</b>	<b>Reservas Remanentes Primaria MMMBNP</b>	<b>F.R. Primario</b>	<b>Reservas Remanentes Secundarias MMMBNP</b>	<b>F.R. Secundario</b>
<b>Junín Sur</b>	<b>30,0</b>	<b>10,5</b>	<b>35,0%</b>	<b>1,8</b>	<b>6,0%</b>	<b>8,7</b>	<b>29,0%</b>
<b>Petrocedeño</b>	<b>39,2</b>	<b>7,2</b>	<b>18,4%</b>	<b>3,6</b>	<b>9,3%</b>	<b>3,6</b>	<b>9,1%</b>
<b>Indovenezolana</b>	<b>2,3</b>	<b>0,3</b>	<b>15,3%</b>	<b>0,3</b>	<b>12,9%</b>	<b>0,1</b>	<b>2,3%</b>
<b>Petroanzoategui</b>	<b>41,7</b>	<b>5,5</b>	<b>13,3%</b>	<b>4,5</b>	<b>10,8%</b>	<b>1,0</b>	<b>2,5%</b>
<b>Operativas Junín</b>	<b>113,1</b>	<b>23,6</b>	<b>20,8%</b>	<b>10,2</b>	<b>9,0%</b>	<b>13,4</b>	<b>11,8%</b>
<b>Petrojunín</b>	<b>35,4</b>	<b>6,9</b>	<b>19,6%</b>	<b>1,8</b>	<b>5,1%</b>	<b>5,1</b>	<b>14,5%</b>
<b>Petromacareo</b>	<b>35,1</b>	<b>8,1</b>	<b>22,9%</b>	<b>2,5</b>	<b>7,0%</b>	<b>5,6</b>	<b>15,9%</b>
<b>Petrourica</b>	<b>43,6</b>	<b>10,8</b>	<b>24,8%</b>	<b>3,9</b>	<b>9,0%</b>	<b>6,9</b>	<b>15,9%</b>
<b>Petromiranda</b>	<b>52,7</b>	<b>14,6</b>	<b>27,8%</b>	<b>2,7</b>	<b>5,2%</b>	<b>11,9</b>	<b>22,6%</b>
<b>Nuevos Desarrollos Junín</b>	<b>166,8</b>	<b>40,4</b>	<b>24,3%</b>	<b>10,9</b>	<b>6,5%</b>	<b>29,6</b>	<b>17,7%</b>
<b>División Junín</b>	<b>279,9</b>	<b>64,0</b>	<b>22,9%</b>	<b>21,1</b>	<b>7,5%</b>	<b>42,9</b>	<b>15,3%</b>

## Perfil de Producción de Crudo 2013-2019

### División Junín

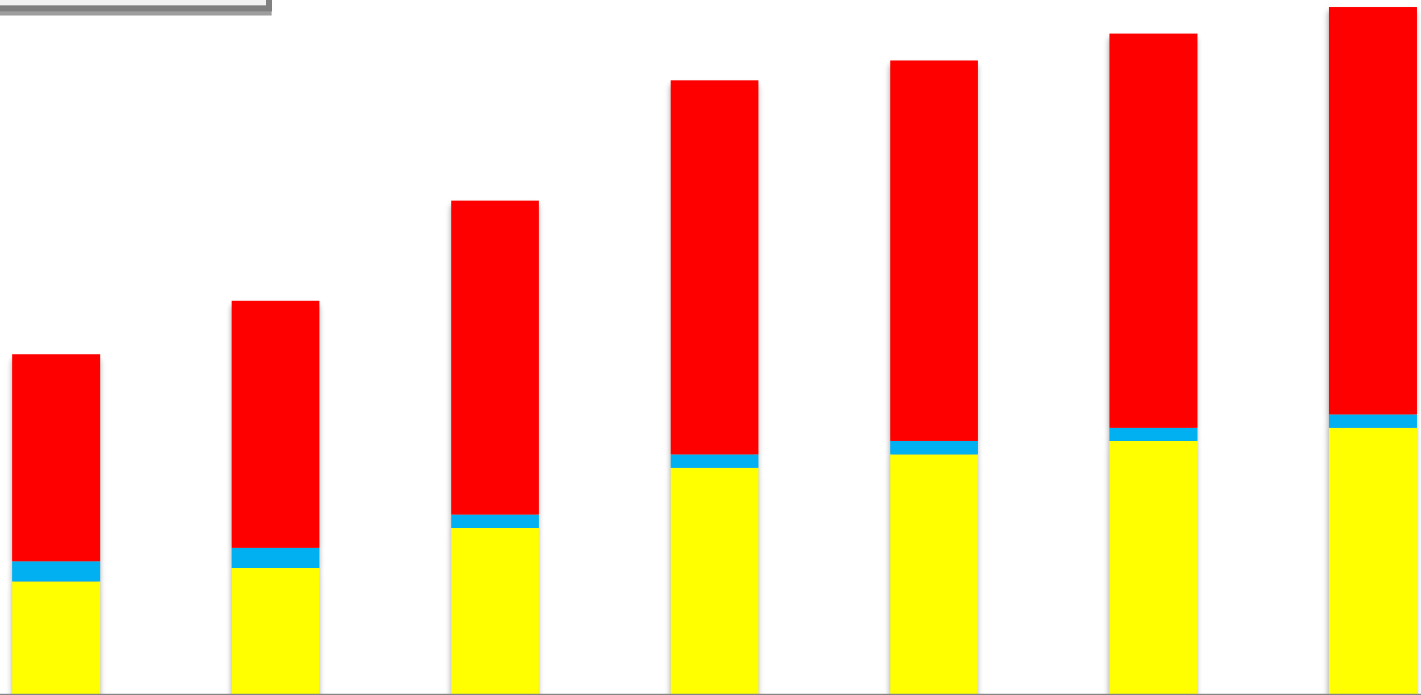


	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
 Petrojunín	1,2	11,2	42,0	75,0	75,0	194,8	240,0
 Petromacareo	0,1	1,0	34,6	92,2	136,1	173,4	205,1
 Petroaurica	0,4	6,3	30,0	76,1	158,1	226,9	272,3
 Petromiranda	2,1	6,3	25,9	50,0	152,9	231,4	300,0
 Petroanzoátegui	112,3	118,2	124,7	125,0	124,7	124,4	124,4
 Indovenzolana	35,3	36,0	37,1	37,1	37,0	36,8	36,2
 Petrocedeño	115,0	120,9	127,6	131,9	136,3	140,2	145,5
 Junín Sur	13,4	31,0	42,9	55,6	70,6	84,2	97,7
<b>Operativas División Junín</b>	<b>276,0</b>	<b>306,1</b>	<b>332,3</b>	<b>349,6</b>	<b>368,6</b>	<b>385,6</b>	<b>403,8</b>
<b>Nuevos Desarrollos División Junín</b>	<b>3,8</b>	<b>24,8</b>	<b>132,5</b>	<b>293,3</b>	<b>522,1</b>	<b>826,5</b>	<b>1017,4</b>
 <b>División Junín</b>	<b>279,8</b>	<b>330,9</b>	<b>464,8</b>	<b>642,9</b>	<b>890,7</b>	<b>1212,1</b>	<b>1421,2</b>



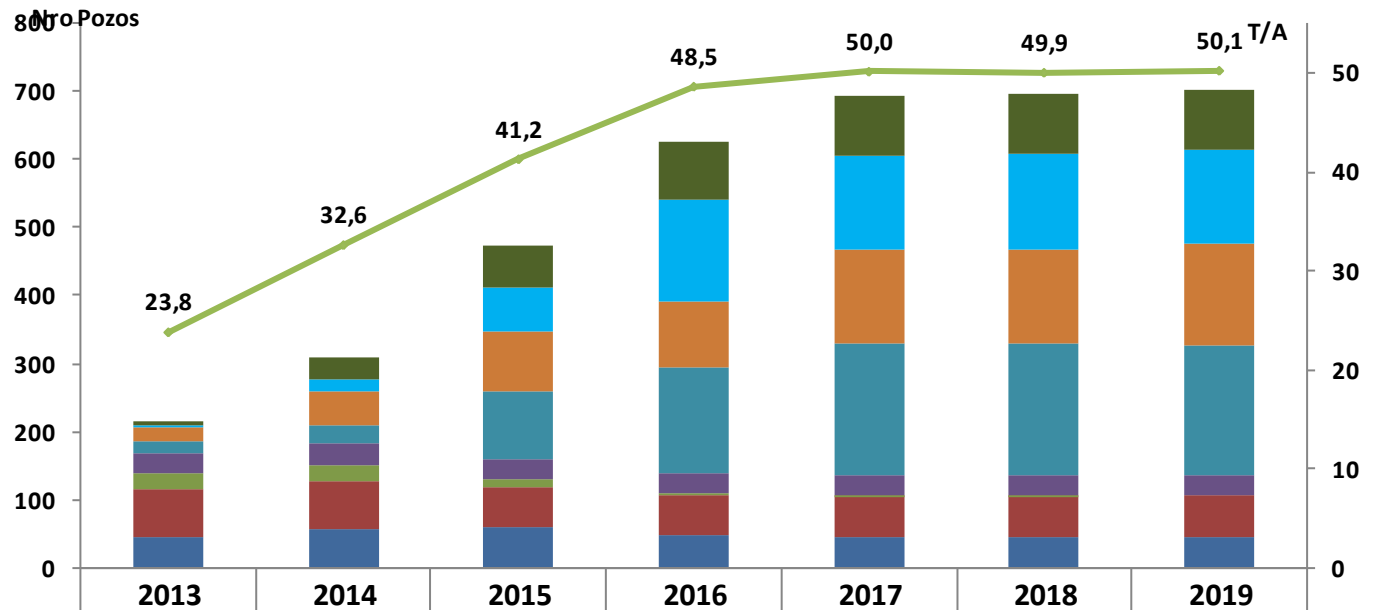
Ruta Tuberías de exportación/importación de las EEMM Producción Temprana ~ 118,80Km  
no incluye tubería ( — PT Junín ) ( — PT Junín 10 )

- Tramo PetroMacareo - PetroUrica ~ 27 Km
- Tramo PetroUrica - PetroJunín ~ 22.8 Km
- Tramo PetroJunín - Junín 10 ~ 27 Km
- Tramo Junín 10 - Cabrutica ~ 42 Km
- Troncal T-1 Petrocedeño (existente)

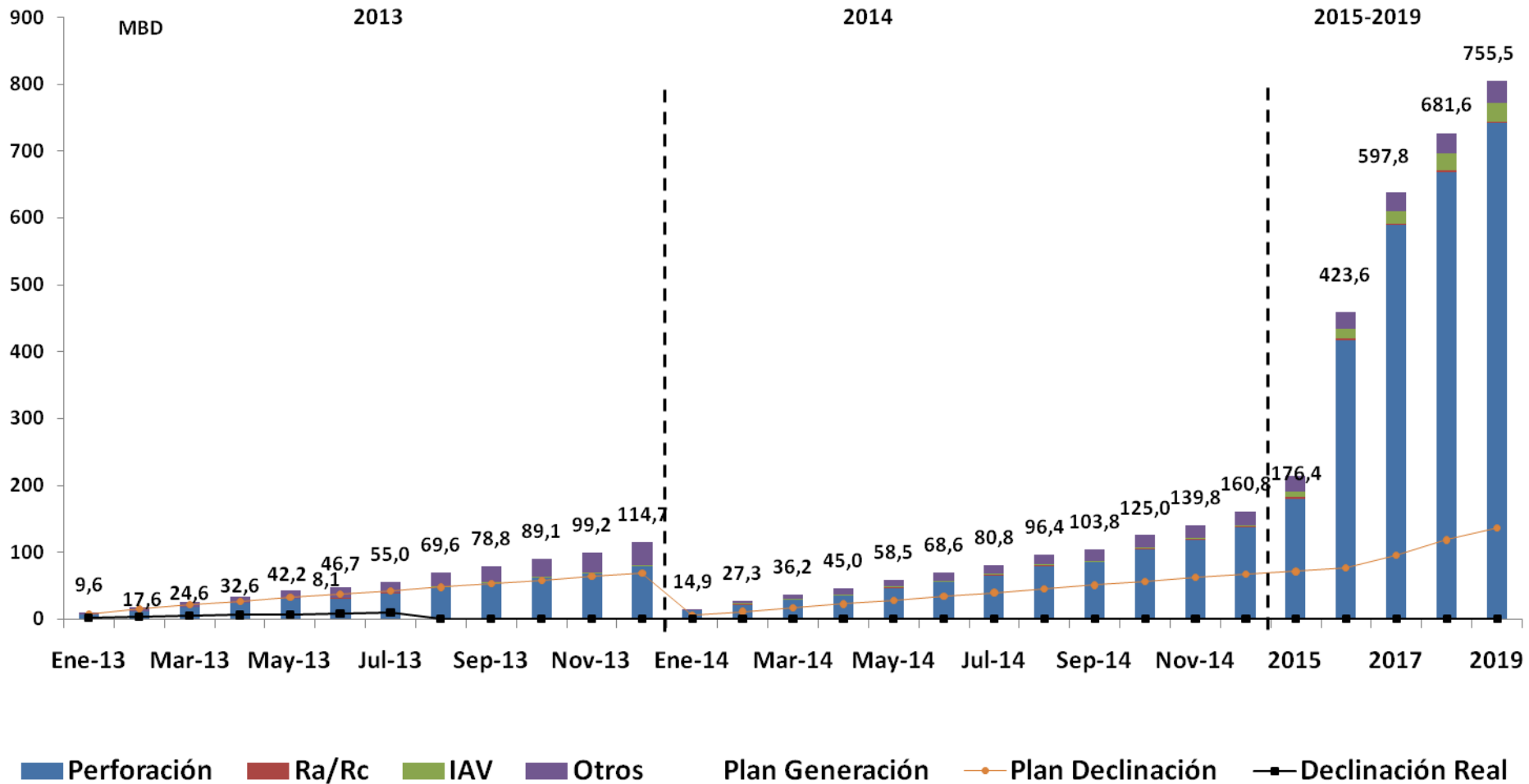
**Plan Taladros (F/P)**
**2013 - 2019**


	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<b>■ Perforación</b>	<b>31</b>	<b>37</b>	<b>47</b>	<b>56</b>	<b>57</b>	<b>59</b>	<b>61</b>
<b>■ RA/RC</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>
<b>■ Servicios</b>	<b>17</b>	<b>19</b>	<b>25</b>	<b>34</b>	<b>36</b>	<b>38</b>	<b>40</b>

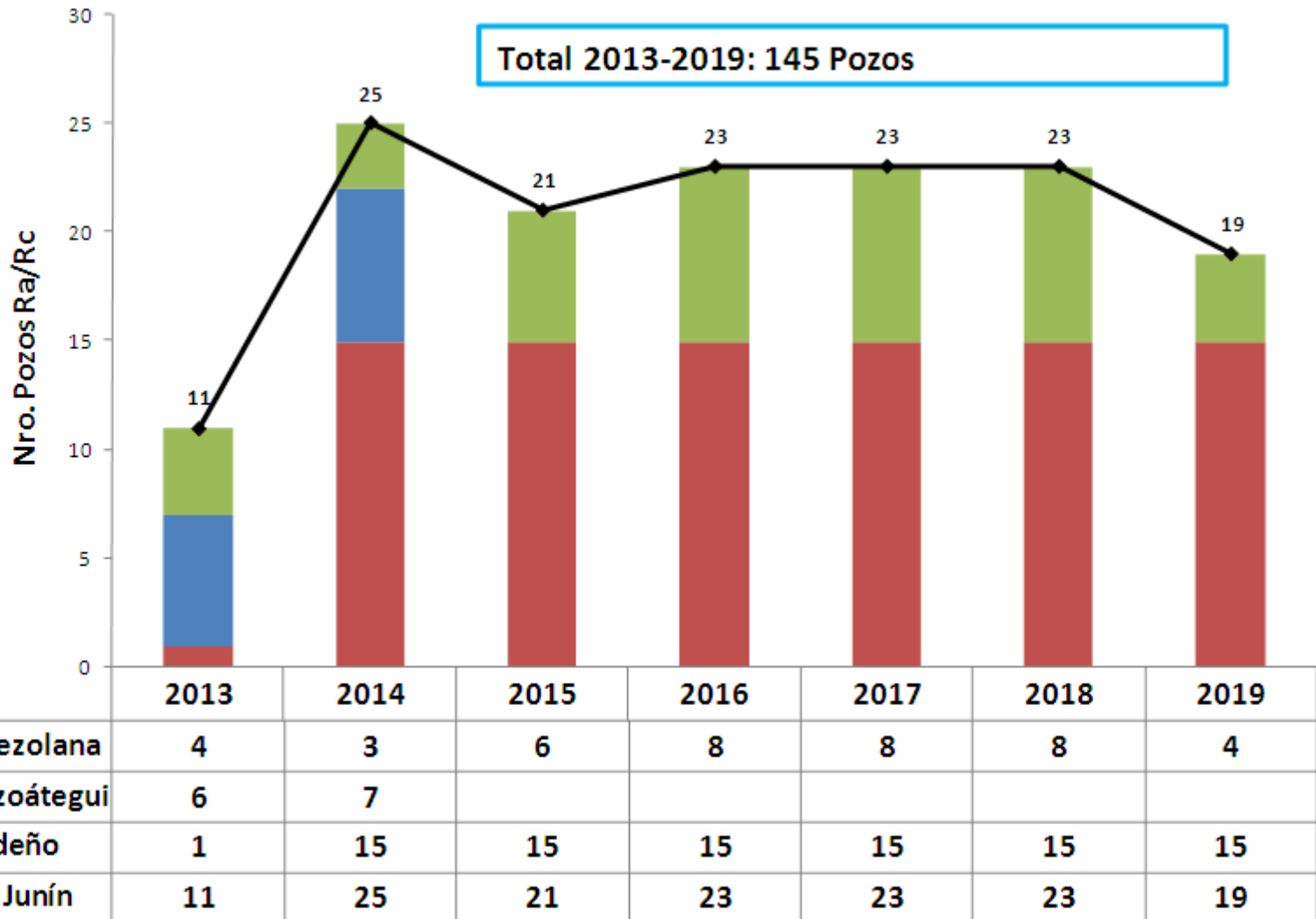
**Total 2013-2019:  
3.719 Pozos**



Petrojunín	7	32	61	84	88	88	88
Petromacareo	2	18	67	152	140	140	140
Petrourica	22	50	87	96	139	141	148
Petromiranda	17	27	100	156	192	192	192
Junín Sur	31	30	30	30	30	30	30
Indovenzolana	23	24	11	2	1	1	0
Petrocedeño	71	72	60	60	60	60	60
Petroanzoátegui	43	55	58	46	45	45	45
<b>Operativas División Junín</b>	<b>168</b>	<b>181</b>	<b>159</b>	<b>138</b>	<b>136</b>	<b>136</b>	<b>135</b>
<b>Nuevos Desarrollos División Junín</b>	<b>48</b>	<b>127</b>	<b>315</b>	<b>488</b>	<b>559</b>	<b>561</b>	<b>568</b>
<b>División Junín</b>	<b>216</b>	<b>308</b>	<b>474</b>	<b>626</b>	<b>695</b>	<b>697</b>	<b>703</b>
T/A Perforación	23,8	32,6	41,2	48,5	50,0	49,9	50,1



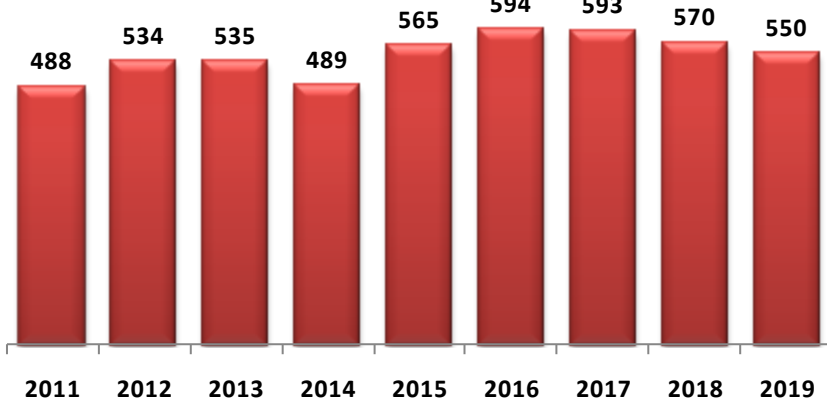
Potencial	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
	Mejor Visión	Ante Proyecto	Ante Proyecto	Ante Proyecto	Ante Proyecto	Ante Proyecto	Ante Proyecto
C/P	287,4	326,1	452,1	590,3	885,5	1.203,5	1.424,2
	Revisado	Proyecto	Proyecto	Proyecto	Proyecto	Proyecto	Proyecto
Otros	22,0	20,9	20,4	18,1	16,0	16,8	17,6
I.A.V	1,0	1,1	2,2	5,4	10,5	17,4	22,4
Ra/Rc	1,3	4,5	4,8	5,2	5,2	5,2	3,9
Perforación	76,4	149,3	150,9	353,3	442,6	457,8	515,8
Total	100,8	175,8	178,2	382,0	474,2	497,2	559,7
Declinación Ajustes	(71,5)	(64,1)	(32,3)	(21,8)	(69,9)	(76,2)	(96,0)
F/P	314,5	411,8	525,6	829,6	1.154,9	1.393,0	1.601,8



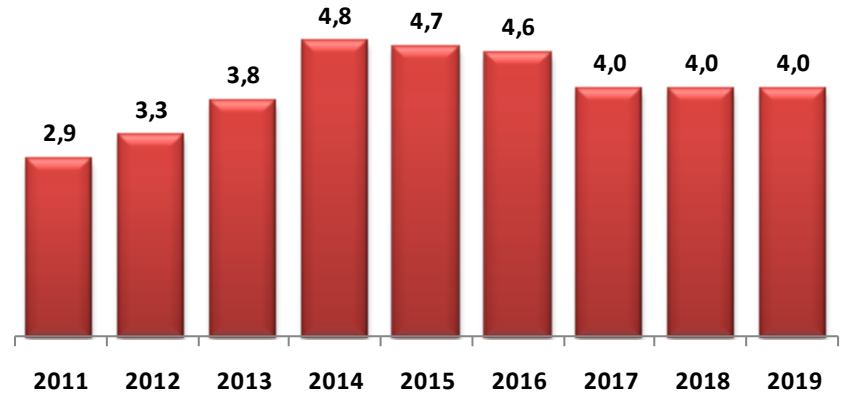
## Premisas para Optimización Tiempos de Perforación

- Adquisición de 60 sets de herramientas direccionales y 15 sets adicionales de Halliburton (todos los Negocios)
- Agilizar las procuras de herramientas y repuestos de taladros (todos los Negocios)
- Construcción del Centro de Tratamiento de Fluidos (CTF) División Junín.
- Activación del Centro de Tratamiento de Fluidos de Cabrutica para mejora de Tiempos Improductivos por manejo de fluidos y rípios (Petroanzoátegui, Indovenzolana)
- Adquisición de Gatos Hidráulicos del Taladro PDV-25 (Petrocedeño)
- Mantenimiento del Taladro PDV-02 (Petroanzoátegui)
- Acondicionamiento de localizaciones y vías de acceso (Distrito Junín Sur, NNDD)
- Apoyo del Centro de Tratamiento de Fluidos de Petrocedeño (Petrojunín)
- Modificación del taladro PDV-39 (Petromacareo) y PDV-41 (Petromiramda) de convencional a modular, lo que disminuirá los días de mudanza de 30 días a 3,5 días
- Activación de préstamos para rípios de la fase 1 y la fase 2 (Petrourica)

## BPD/pozo

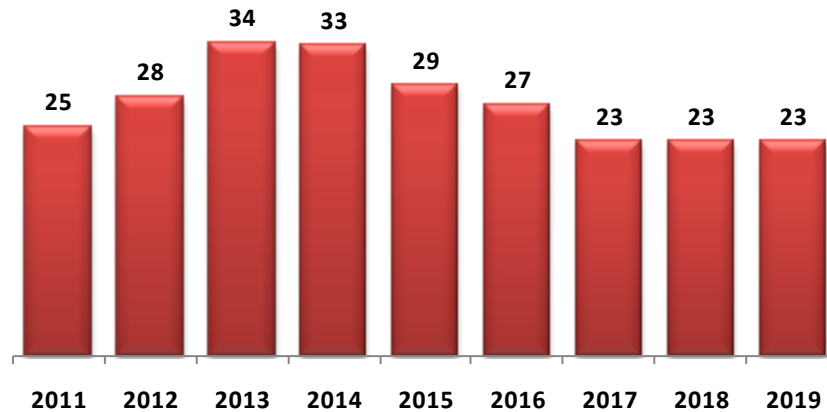


## MM\$ /pozo

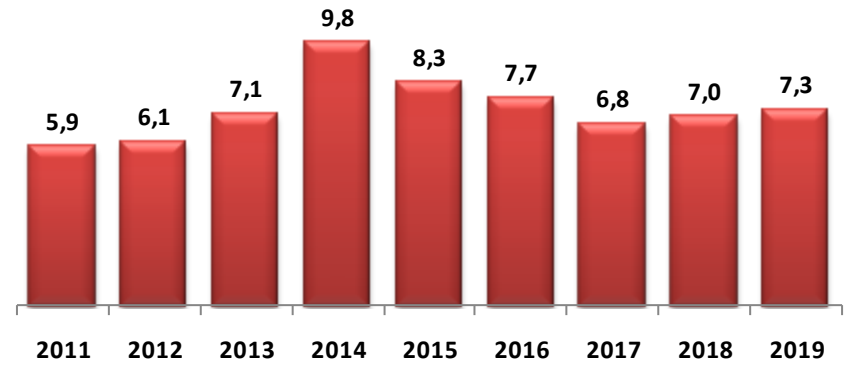


### Premisas Optimización

## Días/pozo

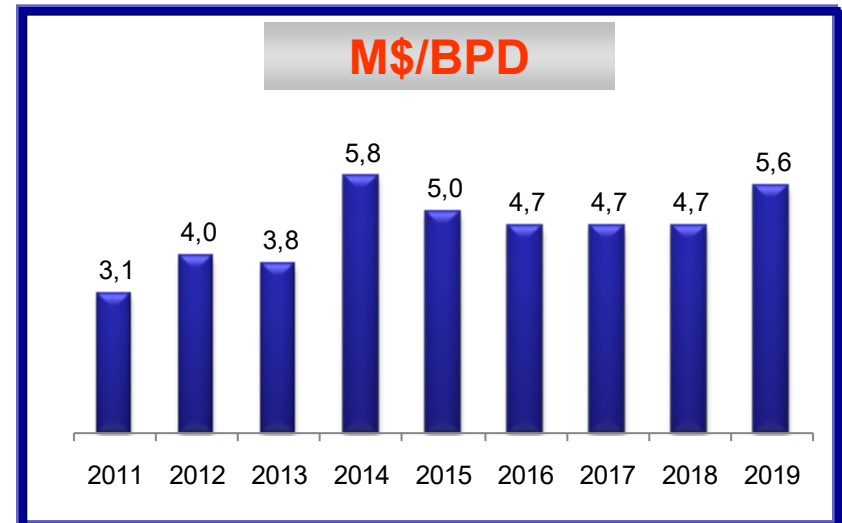
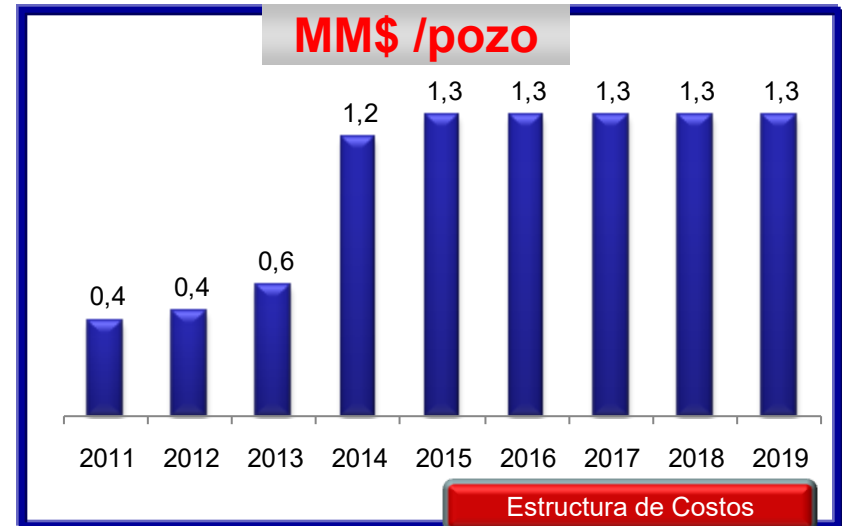
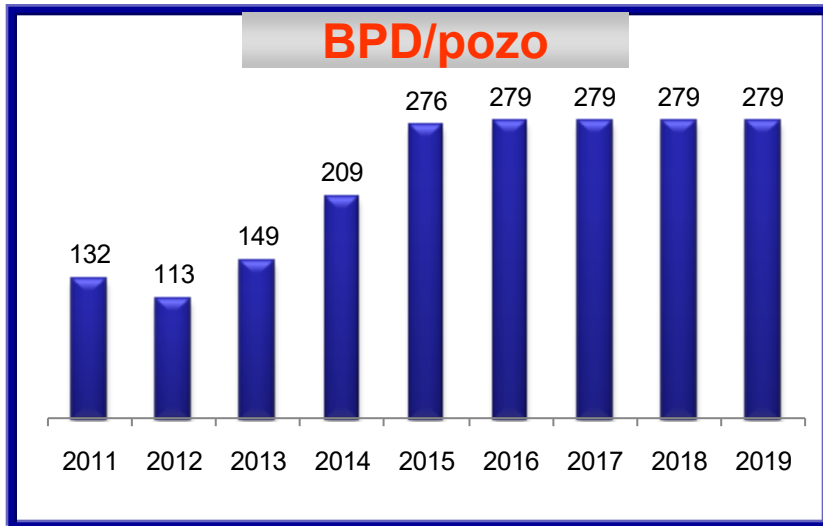


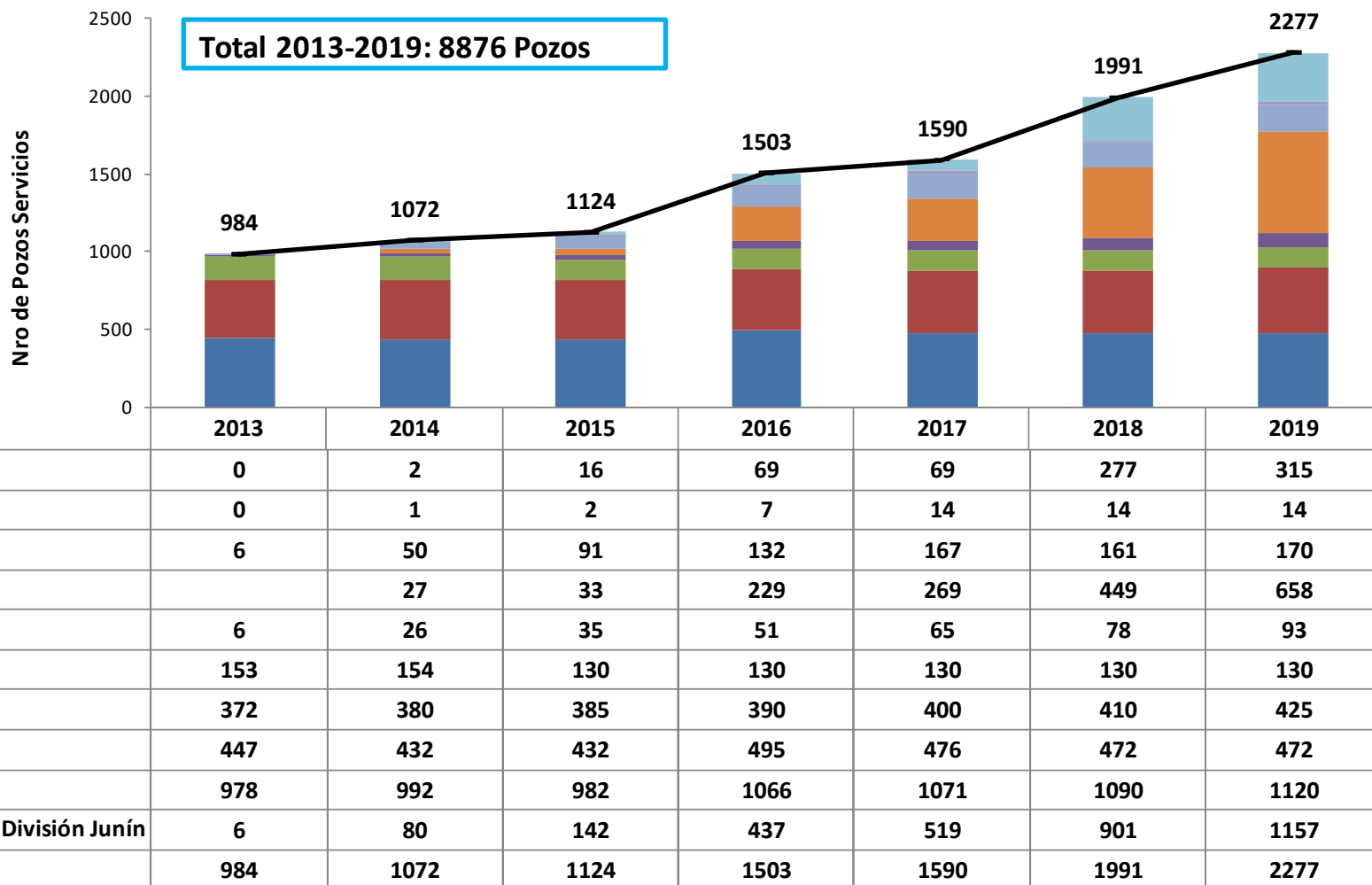
## M\$/BPD

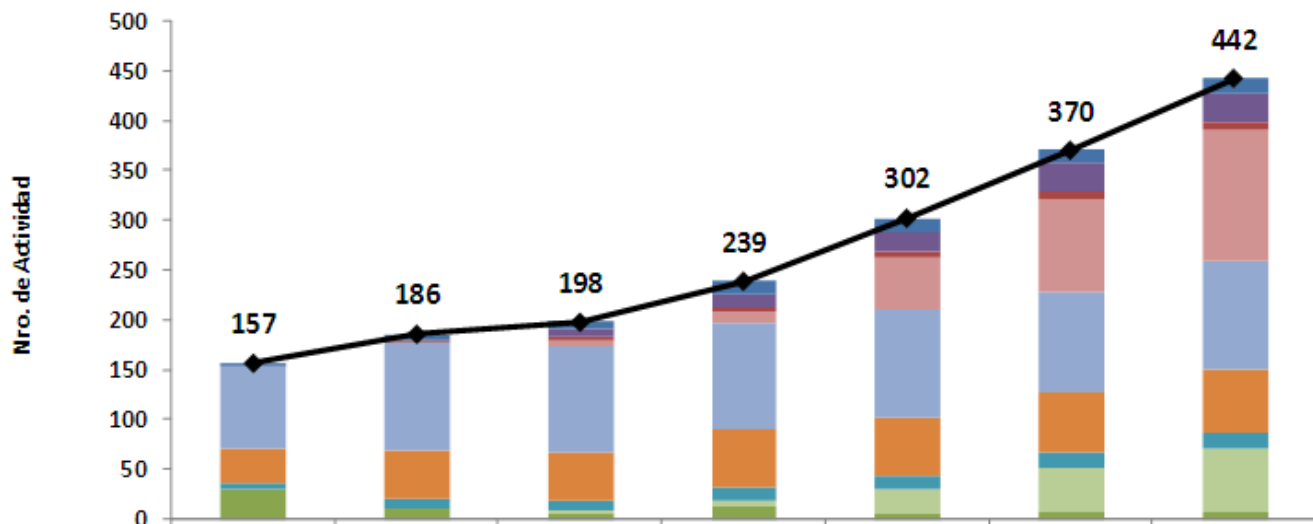


Operativas

Nuevos Desarrollos







	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
IAV-Petroanzoátegui	1	7	6	14	14	12	15
IAV-Junín Sur			8	12	20	30	30
IAV-Petrocedeño		2	4	5	6	7	8
Estimulaciones- Petromiranda			6	12	51	93	131
Estimulaciones Petrocedeño	84	108	107	106	109	101	107
Estimulaciones-Petroanzoategui	35	48	48	58	58	60	65
CEF-Petroanzoátegui	7	10	10	13	14	14	14
CEF- Petromiranda			3	6	25	46	65
SDG-Indovenezolana	30	11	6	13	5	7	7
<b>División Junín</b>	<b>157</b>	<b>186</b>	<b>198</b>	<b>239</b>	<b>302</b>	<b>370</b>	<b>442</b>

IAV CEF Intesurf

Perfil Volumétrico

## Detalle por negocio

Junín Sur

Petrocedeño

Indovenezolana

Petroanzoategui

Petromacareo

Petrourica

Petrojunín

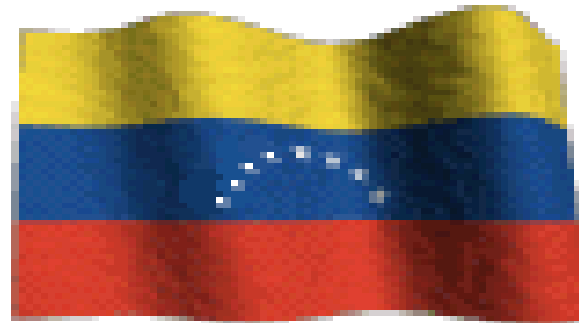
Petromiranda

Histórico Producción de  
crudo

Información de Reservas

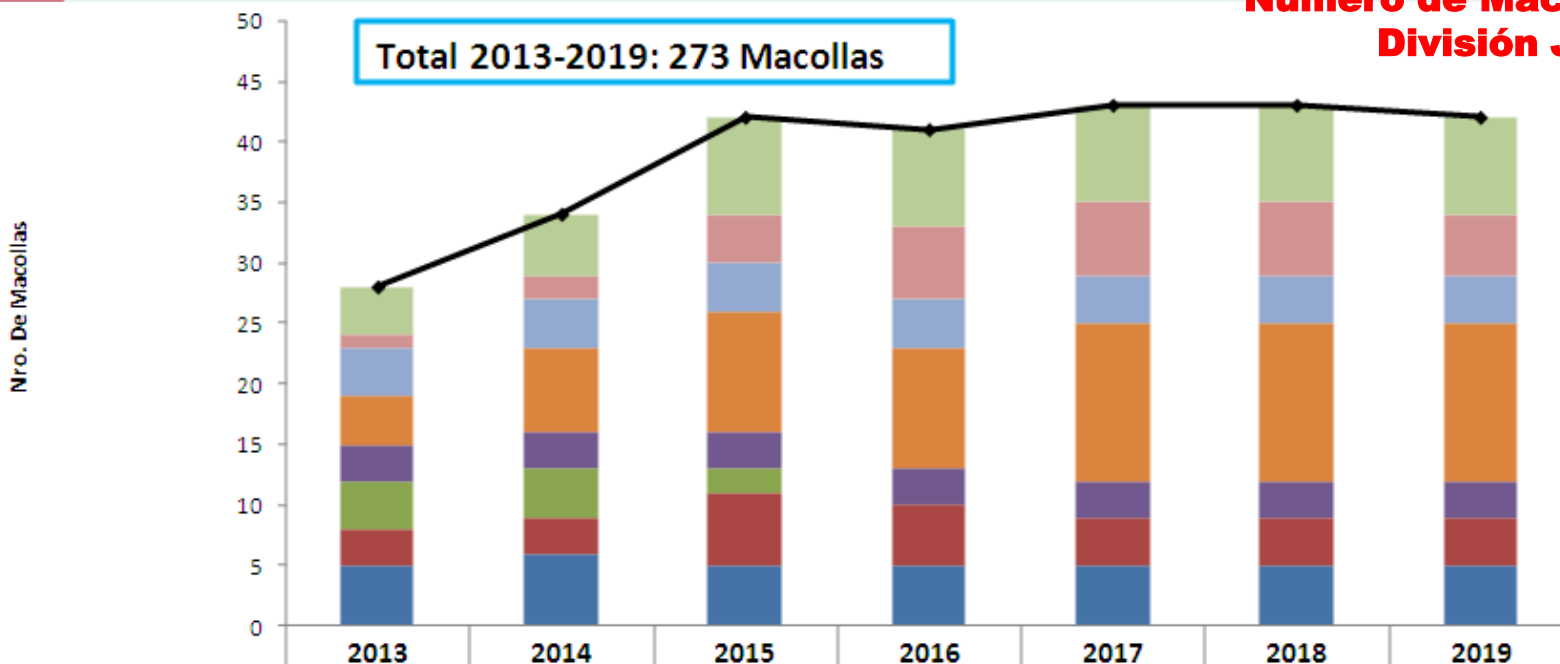
***" La confianza ha de darnos la paz. No basta la buena fe, es preciso mostrarla, porque los hombres siempre ven y pocas veces piensan."***

**Simón Bolívar.**

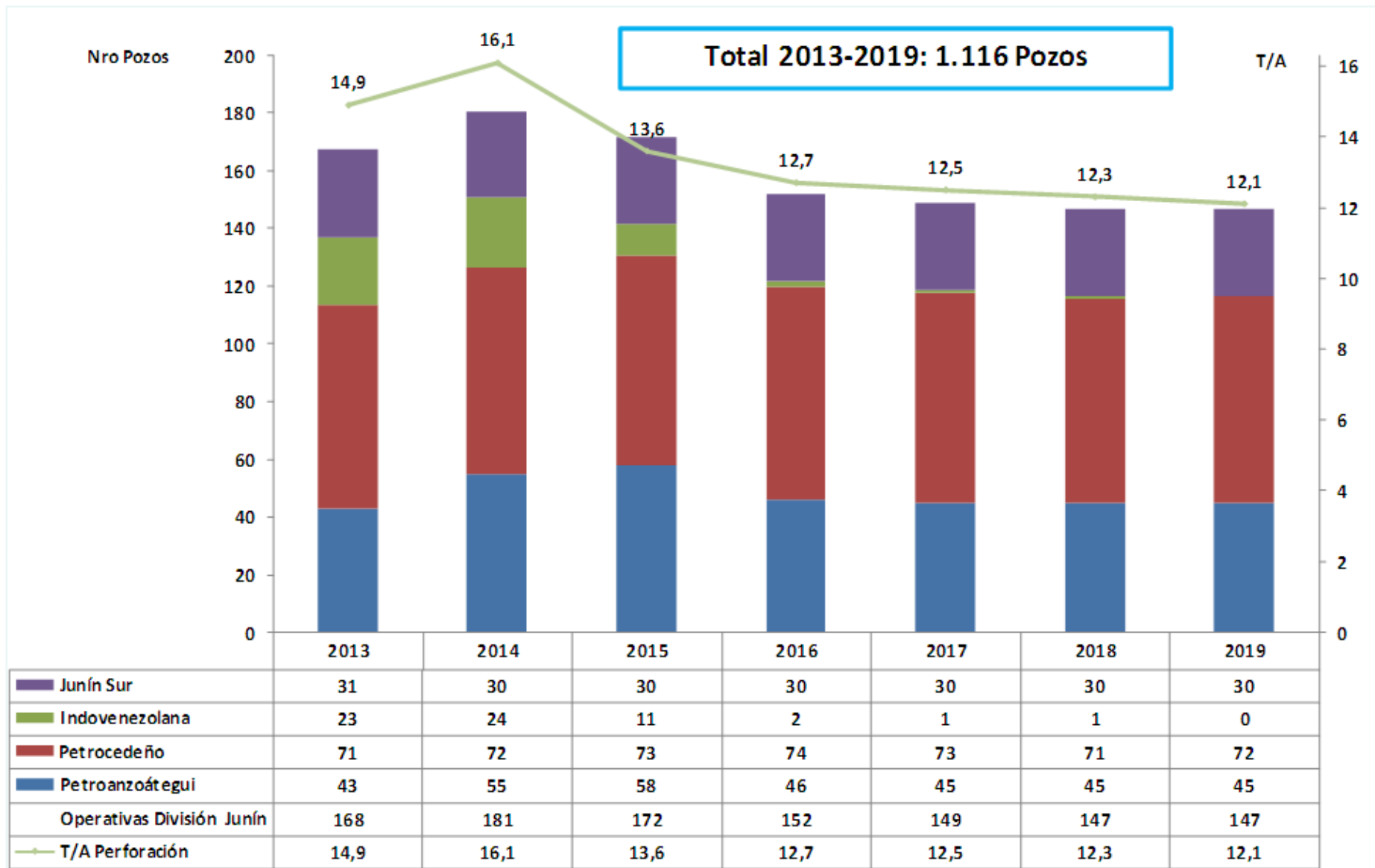
A stylized, handwritten signature of Simón Bolívar in black ink.



# **Soportes División Junín**

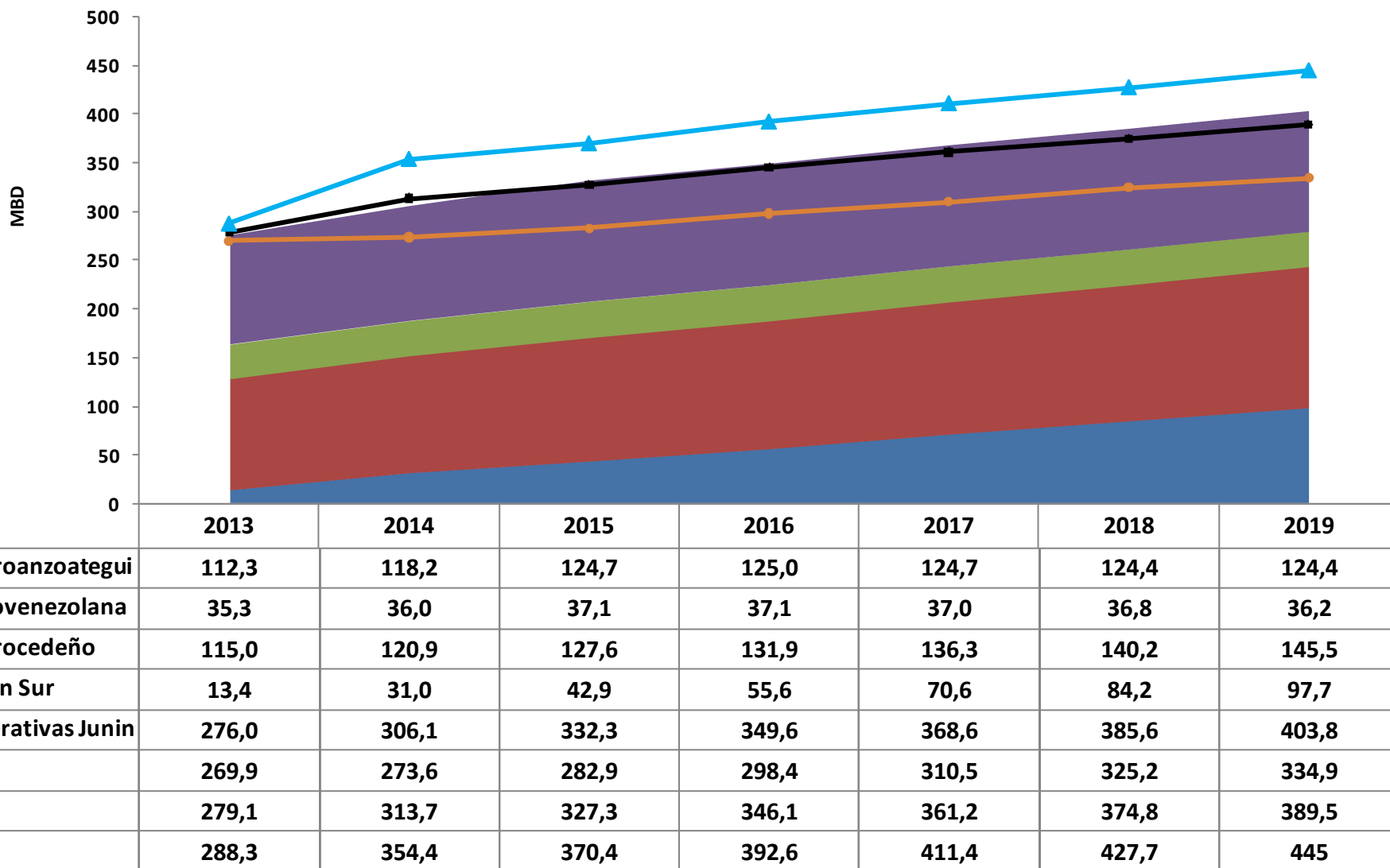


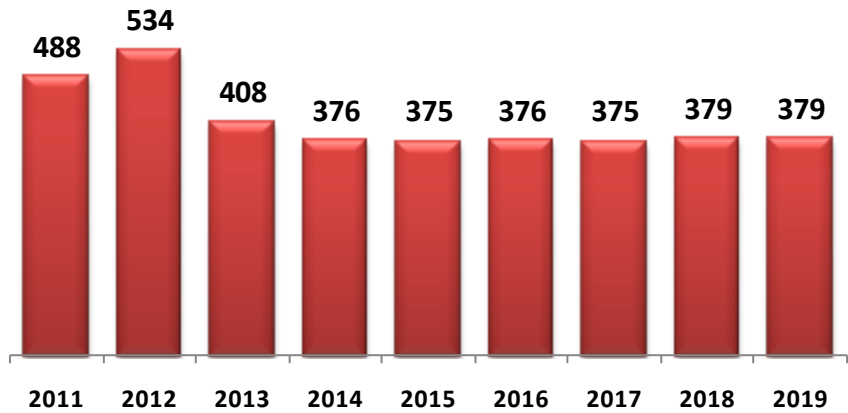
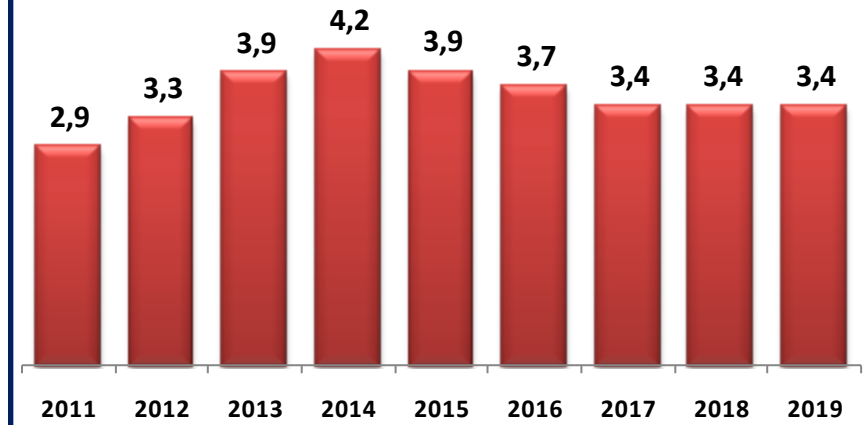
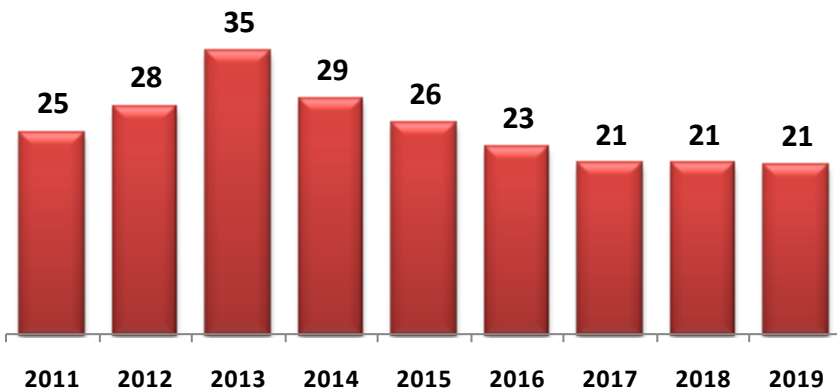
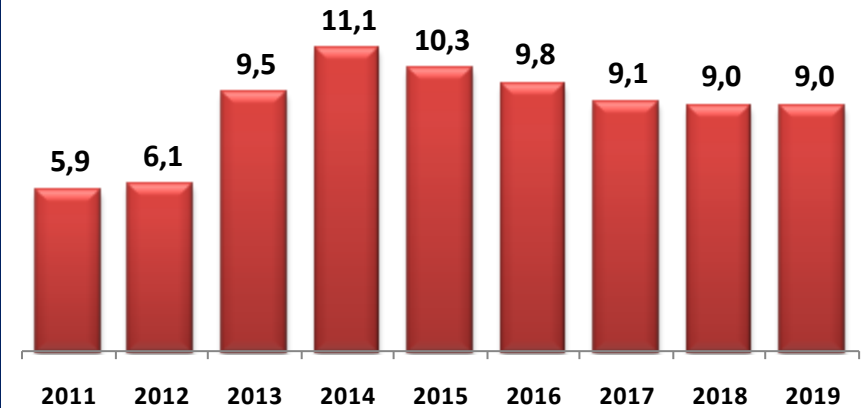
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Petrojunín	4	5	8	8	8	8	8
Petromacareo	1	2	4	6	6	6	5
Petrourica	4	4	4	4	4	4	4
Petromiranda	4	7	10	10	13	13	13
Junín Sur	3	3	3	3	3	3	3
Indovenezolana	4	4	2				
Petrocedeño	3	3	6	5	4	4	4
Petroanzoátegui	5	6	5	5	5	5	5
Operativas División Junín	15	16	16	13	12	12	12
Nuevos Desarrollos División Junín	13	18	26	28	31	31	30
→ División Junín	28	34	42	41	43	43	42



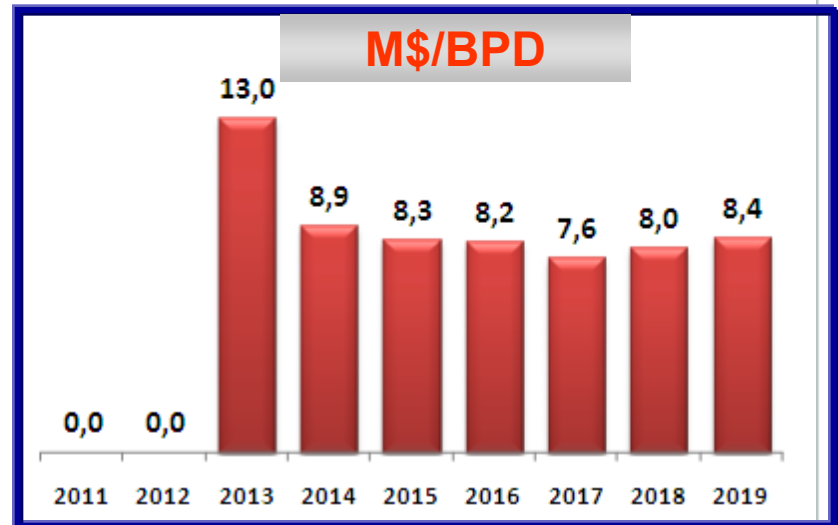
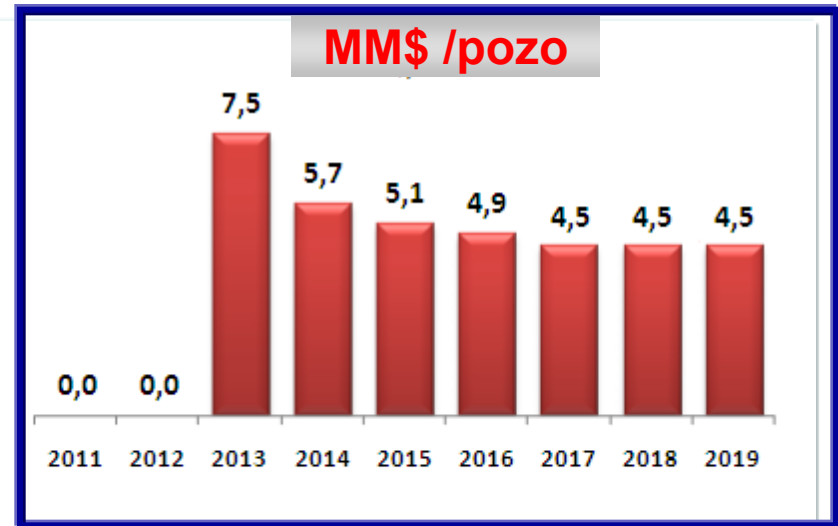
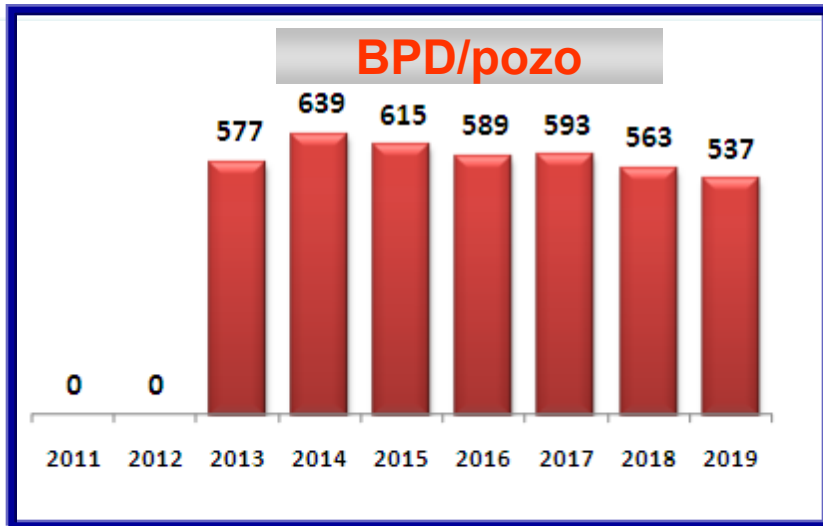
## Perfil de Producción de Crudo 2013-2019

### División Junín (Operativas)



**BPD/pozo**

**MM\$ /pozo**

**Días/pozo**

**M\$/BPD**


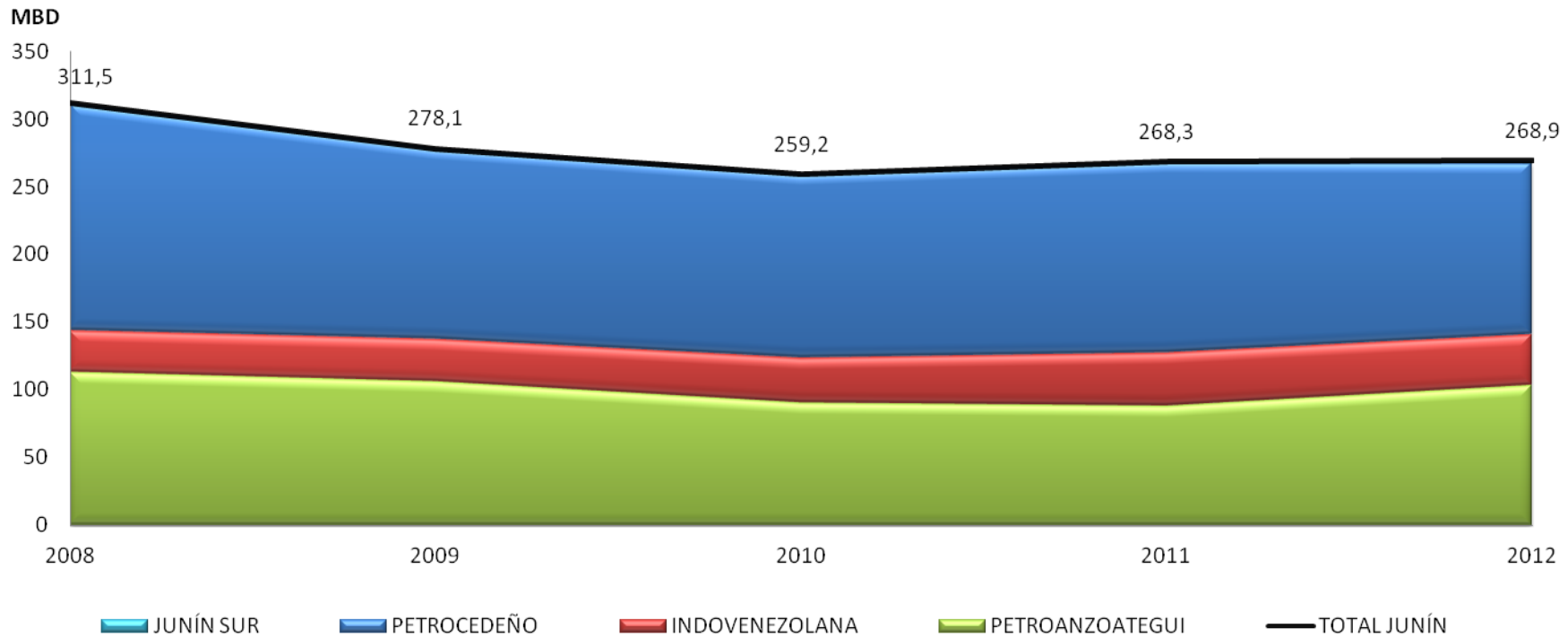
## Indicadores de Perforación División Junín (Nuevos Desarrollos)



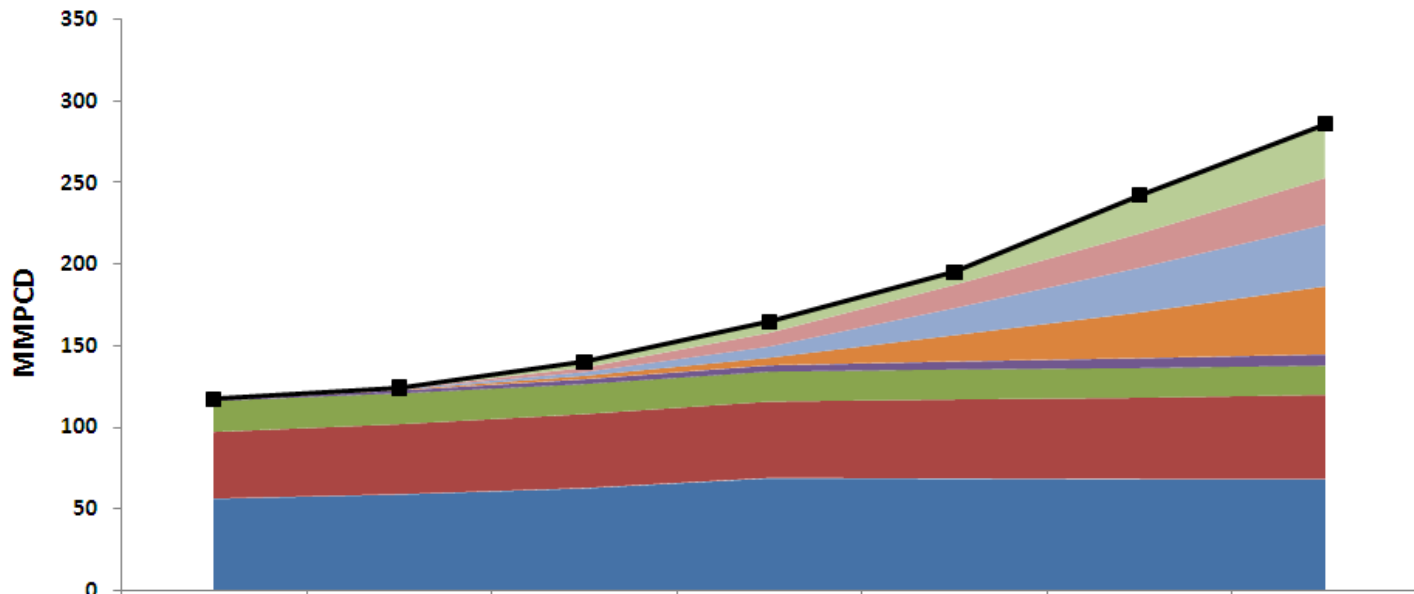
<b>Nro Equipos Perforación F/P</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>
<b>Petroanzoátegui</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>4</b>
<b>Petrocedeño</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>6</b>
<b>Indovenezolana</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>1</b>				
<b>Junín Sur</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>
<b>Operativas División Junín</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>14</b>	<b>12</b>	<b>12</b>	<b>12</b>	<b>12</b>
<b>Petromiranda</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>14</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>21</b>	<b>23</b>
<b>Petrourica</b>	<b>4</b>	<b>7</b>	<b>9</b>	<b>11</b>	<b>11</b>	<b>11</b>	<b>11</b>
<b>Petromacareo</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>8</b>	<b>12</b>	<b>12</b>	<b>12</b>	<b>12</b>
<b>Petrojunín</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>6</b>
<b>Nuevos Desarrollos División Junín</b>	<b>16</b>	<b>21</b>	<b>36</b>	<b>47</b>	<b>48</b>	<b>50</b>	<b>52</b>
<b>División Junín</b>	<b>31</b>	<b>37</b>	<b>47</b>	<b>56</b>	<b>57</b>	<b>59</b>	<b>61</b>










<b>Nro Equipos RA/RC F/P</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>
<b>Petroanzoátegui</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Petrocedeño</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
<b>Indovenzolana</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
<b>División Junín</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>

<b>Nro de Servicios</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>
<b>Petroanzoátegui</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>3</b>
<b>Petrocedeño</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>6</b>
<b>Indovenzolana</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>3</b>
<b>Junín Sur</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
<b>División Junín</b>	<b>14</b>	<b>14</b>	<b>14</b>	<b>13</b>	<b>13</b>	<b>13</b>	<b>13</b>
<b>Petromiranda</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>5</b>	<b>7</b>	<b>9</b>
<b>Petrourica</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>
<b>Petromacareo</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>7</b>	<b>14</b>	<b>14</b>	<b>14</b>	<b>14</b>
<b>Petrojunín</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>
<b>Nuevos Desarrollos División Junín</b>	<b>3</b>	<b>5</b>	<b>11</b>	<b>21</b>	<b>23</b>	<b>25</b>	<b>27</b>
<b>División Junín</b>	<b>17</b>	<b>19</b>	<b>25</b>	<b>34</b>	<b>36</b>	<b>38</b>	<b>40</b>



NEGOCIO	2008	2009	2010	2011	2012
JUNÍN SUR					1,6
PETROCEDEÑO	167,7	140,7	135,7	141,0	126,5
INDOVENEZOLANA	30,8	31,4	33,2	39,4	37,5
PETROANZOATEGUI	113,0	106,0	90,3	87,9	103,3
<b>TOTAL JUNÍN</b>	<b>311,5</b>	<b>278,1</b>	<b>259,2</b>	<b>268,3</b>	<b>268,9</b>



	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
 Petrojunín	0,1	0,8	3,3	6,8	7,9	23,6	33,4
 Petromacareo	0,0	0,1	2,7	8,4	14,3	21,0	28,5
 Petrourica	0,0	0,4	2,4	6,9	16,6	27,5	37,8
 Petromiranda	0,1	0,4	2,0	4,6	16,1	28,0	41,7
 Junín Sur	0,8	1,7	2,9	3,8	4,9	6,0	6,8
 Indovenezolana	19,1	19,0	18,5	18,5	18,5	18,4	18,1
 Petrocedaño	40,7	42,8	45,2	46,7	48,3	49,6	51,5
 Petroanzoátegui	56,4	59,1	62,9	69,1	68,8	68,5	68,4
Operativas División Junín	117,0	122,6	129,5	138,1	140,5	142,5	144,8
Nuevos Desarrollos División Junín	0,2	1,7	10,5	26,7	54,8	100,0	141,4
 División Junín	117,2	124,3	140,0	164,8	195,3	242,5	286,2

<b>Reservas de Gas Asociado</b>	<b>GOES (MMMPCN)</b>	<b>Reservas Recuperables Gas(MMMPCN)</b>	<b>Reservas remanentes Gas (MMMPCN)</b>
Junín Sur	1741,8	522,6	522,5
Petrocedeño	2350,9	1208,3	1081,5
Indovenezolana	290,3	117,0	95,8
Petroanzoategui	2803,6	1769,4	1558,9
<b>Operativas Junín</b>	<b>7186,6</b>	<b>3617,3</b>	<b>3258,6</b>
Petromacareo	2035,5	610,6	610,6
Petrojunin	2331,1	699,3	699,3
Petromiranda	2325,7	697,7	697,7
Petrourica	1616,5	484,9	484,9
<b>Nuevos Desarrollos Junín</b>	<b>8308,8</b>	<b>2492,6</b>	<b>2492,6</b>
<b>Total Junín</b>	<b>15495,3</b>	<b>6109,9</b>	<b>5751,2</b>

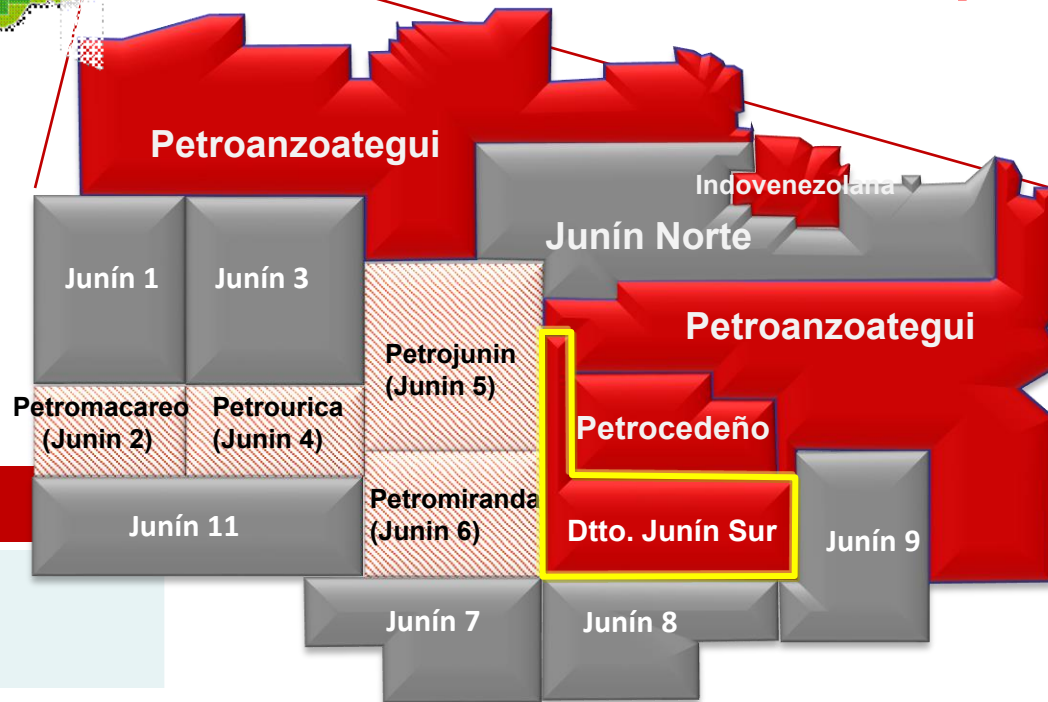


# Distrito Junín Sur



**Esfuerzo Propio**

Producción de Crudo Prom. Jul'13 **13,8 MBD**



## EXTENSIÓN TERRITORIAL

- ❖ Extensión: 593 Km<sup>2</sup>
- ❖ Estados: 1 (Anzoátegui)

## RECURSOS ENERGETICOS

- ❖ Campos: 2
- ❖ Yacimientos.: 1 Activo
- ❖ Pozos: 26 Activos

## FACTOR DE RECOBRO

- ❖ Primario: 5 %
- ❖ Secundario: 19%
- ❖ Actual: 0%

## INSTALACIONES

- ❖ Oleoductos (Km.): 11,4
- ❖ Diluenducto (Km.): 11,4
- ❖ N° Est. de Producción: 1
- ❖ Plantas Compresoras: 0
- ❖ Plantas de Agua: 0

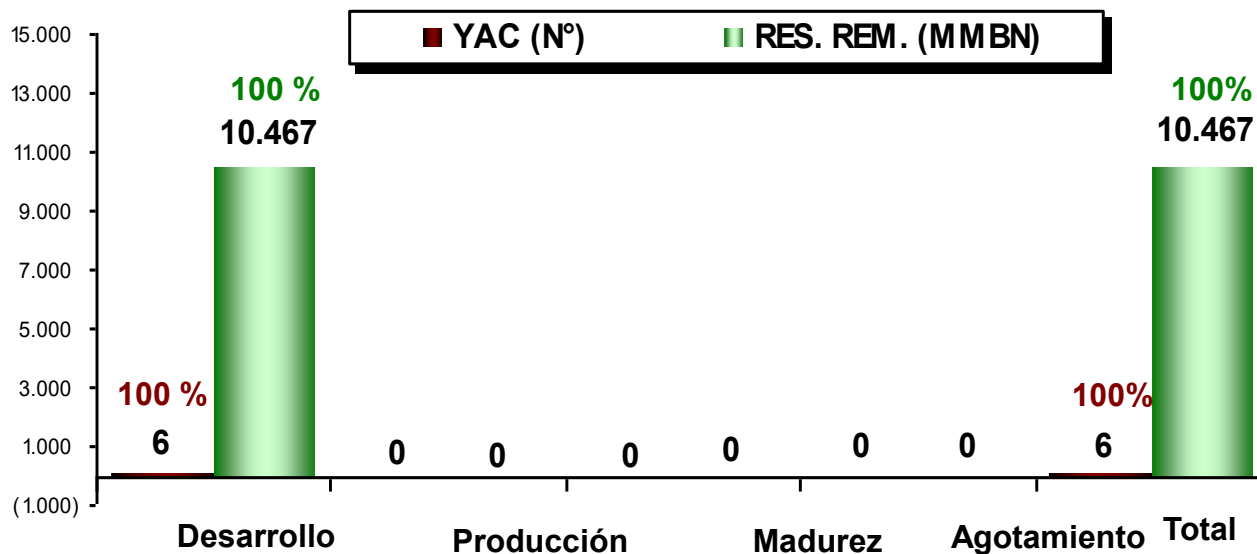
## Reservas

- ❖ POES: 30 MMMBN
- ❖ Res. de Petróleo: 10,5 MMMBN
- ❖ Res. de Gas: 522 MMMPGN

**PREMISAS  
PSP 2013-2019 REVISADO**

- Capacidad de transporte hasta 35 MBLS de DCO (Agosto 2014) por la Troncal 1 de PETROCEDEÑO.
- Puesta en marcha de Oleoducto de 36" y diluenducto de 20" en Agosto 2014, Tramo Petrojunin –Petrocedefio).
- Construcción de Estación de descarga en CBJ para manejar 120 MLS 2013-2019.
- Inicio de construcción desde el 2015. Ingeniera desarrollada por NNDD.
- Tendido Eléctrico de 20 Km de línea en 115 Kv (Termoeléctrica – Junín Sur).
- Construcción Sub-Estación Eléctrica 115 Kv/34,5 Kv (Financiamiento Sinohydro NNDD).
- Construcción del Centro de Tratamiento de Fluidos (CTF) en 2014.
- Perforación de pozos suplidores de agua desde el 2014.
- Procura de materiales y contratos para construcción de sistema de IAV desde 2013.

## Reservas Remanentes de Crudo (Indicadores por Fase de Explotación)

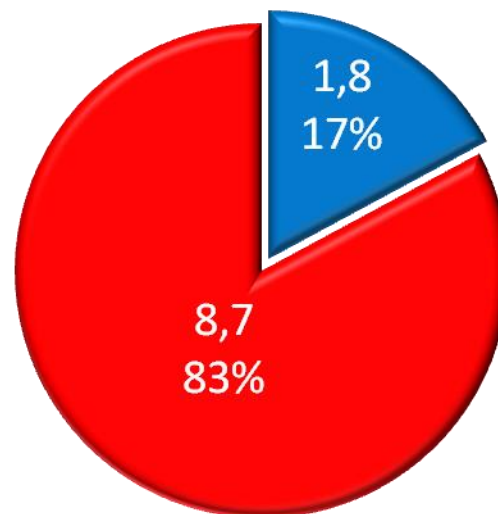


POES (MMBLs)	30.032	-	-	-	30.032
Res. Rec. (MMBLs)	10.468	-	-	-	10.468
Prod. Acum. (MMBLs)	1	-	-	-	1
Agot. Total Res. (%)	0	-	-	-	0
FR Total (%)	24	-	-	-	24
FR Actual (%)	0	-	-	-	0
Res. Rem. (MMBLs)	10.467	-	-	-	10.467
Yac. (Nº)	6	-	-	-	6
Yac. Activos (Nº)	1	-	-	-	1
Yac. Inactivos (Nº)	5	-	-	-	5

Fuente: Informe Anual de Reservas 2012

# Reservas Primarias y Secundarias Junín Sur

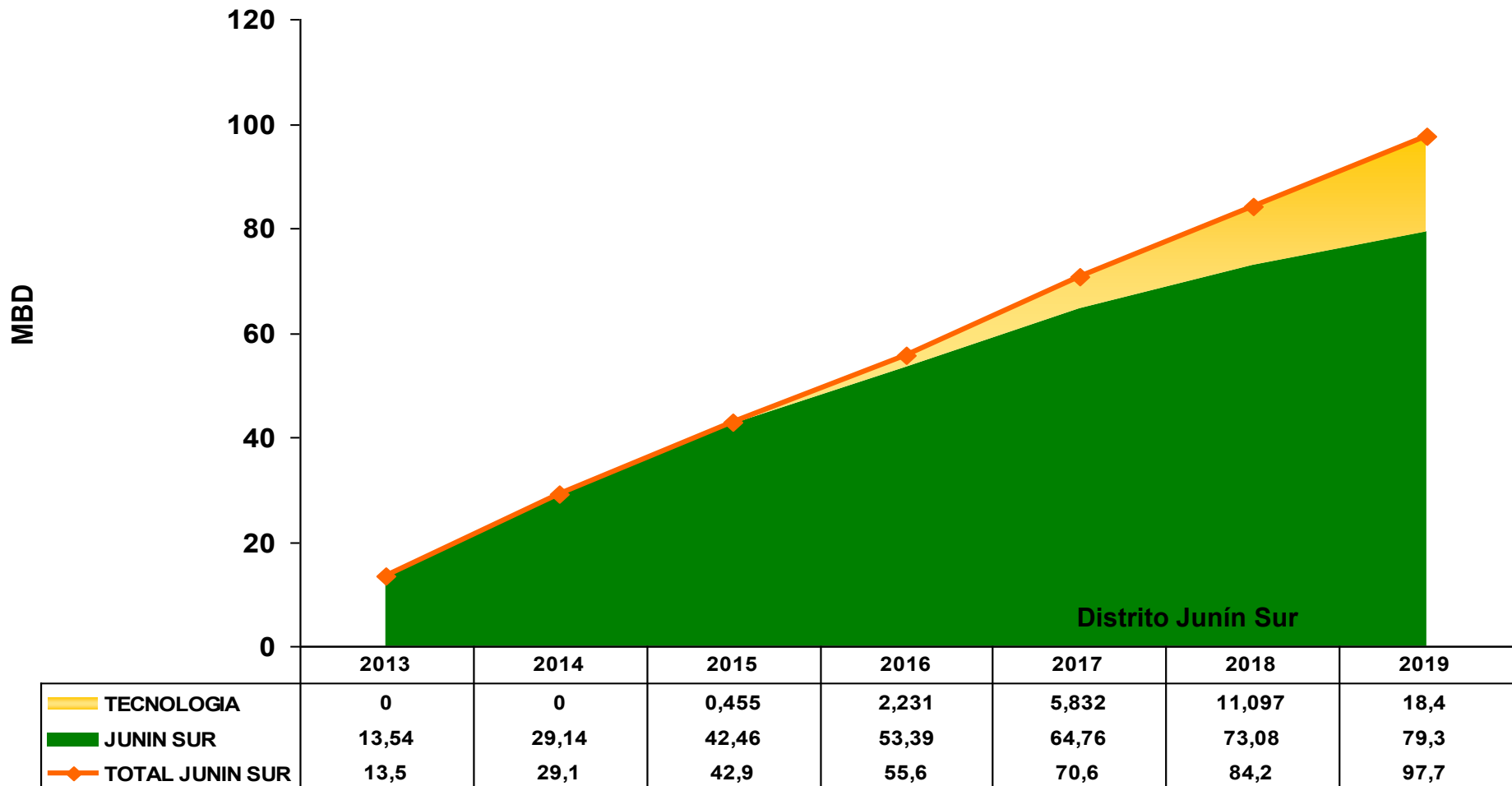
Reservas Remanentes de crudo JUNIN SUR								
CAMPOS	YACIMIENTO S	POES MMBBN P	Total MMBBNP	F.R. Total	Remanentes Primaria MMBBNP	F.R. Primario %	Remanentes Secundarias MMBBNP	F.R. Secundario
SAN DIEGO ZUATA	OFIIA SDZ0002	0,82397	0,14502	18	0,03790	4,6	0,10712	13,0
	OFIIB SDZ0002	0,96021	0,22085	23	0,04993	5,2	0,17092	17,8
ZUATA PRINCIPAL	OFIIA SDZ0002	6,06496	1,06743	18	0,27899	4,6	0,78844	13,0
	OFIIB SDZ0002	9,61727	2,21197	23	0,50010	5,2	1,71187	17,8
	MER SDZ0002	12,42462	6,80869	55	0,93185	7,5	5,87684	47,3
	TIGCAN SDZ0086	0,14079	0,01408	10	0,00422	3	0,00986	7,0
<b>2</b>	<b>6</b>	<b>30,0</b>	<b>10,5</b>	<b>24,3</b>	<b>1,8</b>	<b>5</b>	<b>8,7</b>	<b>19,3</b>



- Reservas Remanentes Primaria MMBBN
- Reservas Remanentes Secundarias MMBBN

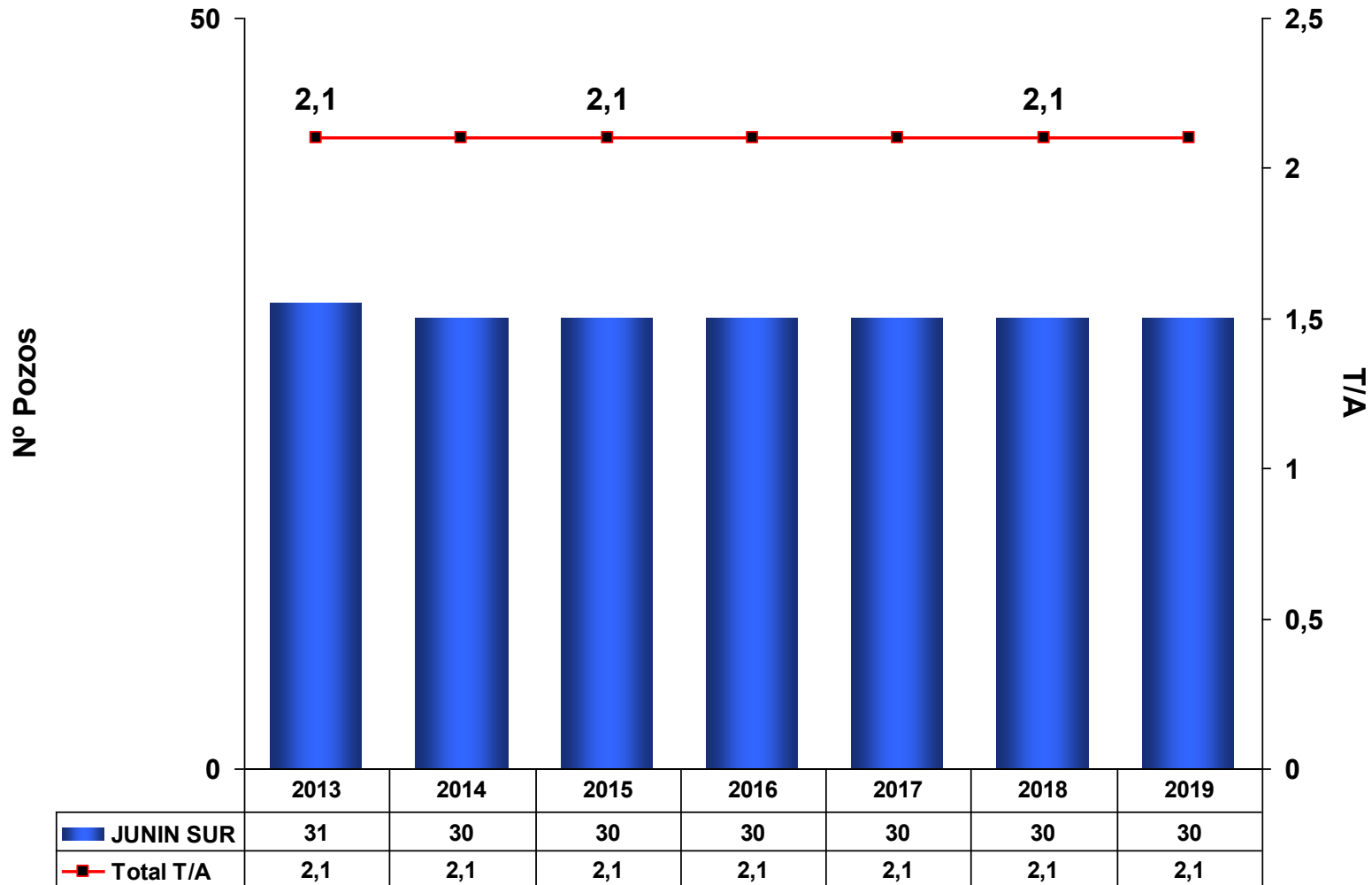
# Perfil de Producción de Crudo 2013-2019

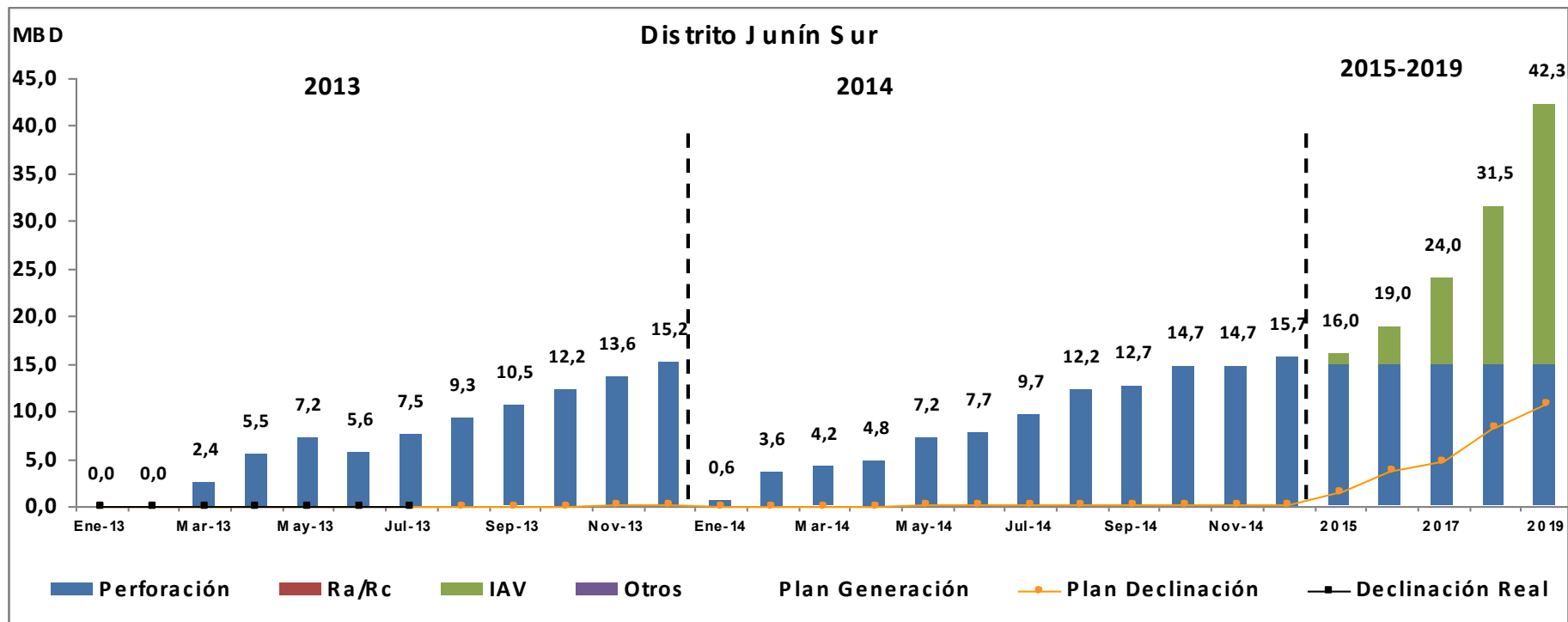
## Distrito Junín Sur

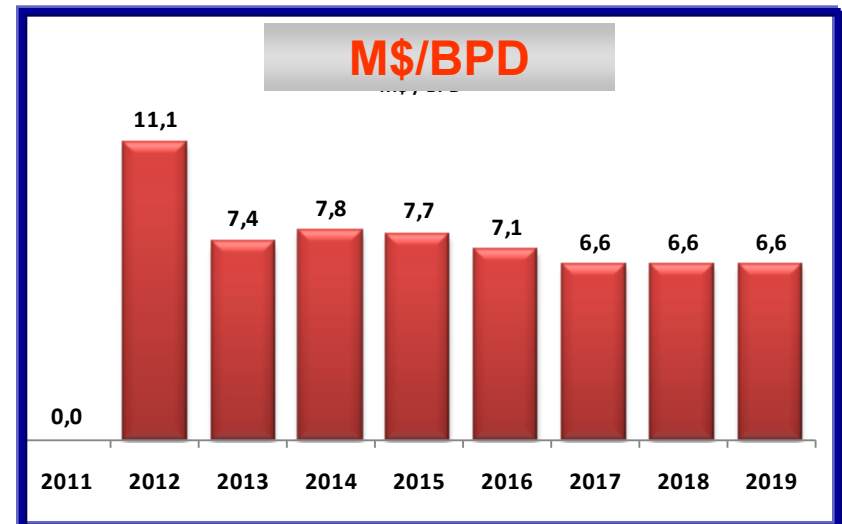
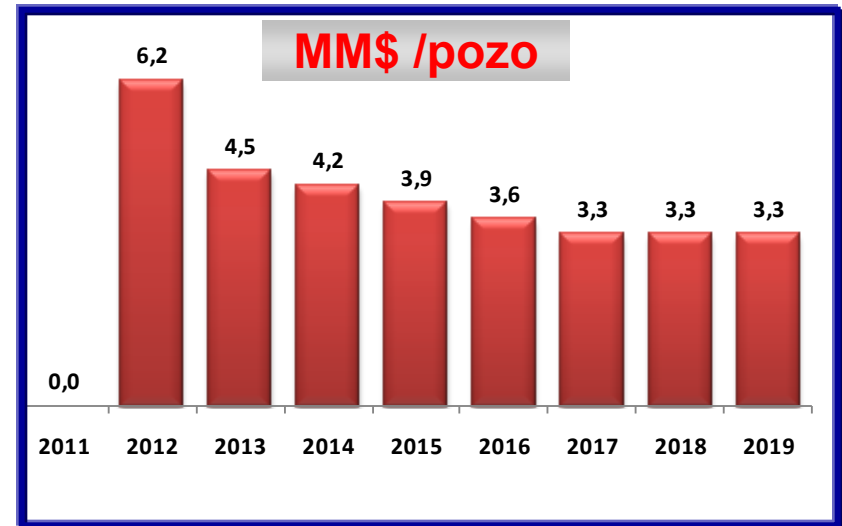
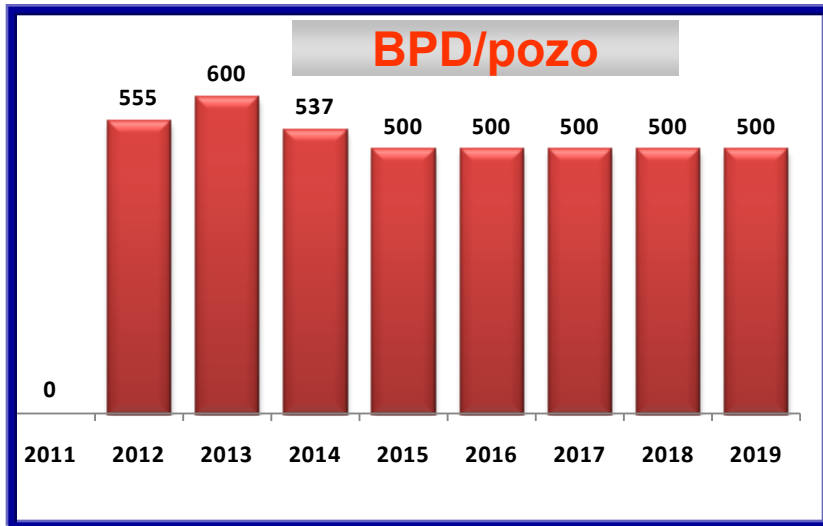


-  **Actividad Perforación**
-  **Actividad Ra/Rc**
-  **Tecnología**

-  **Proyectos Emblemáticos**
-  **UBCP**
-  **Áreas a Desarrollar**



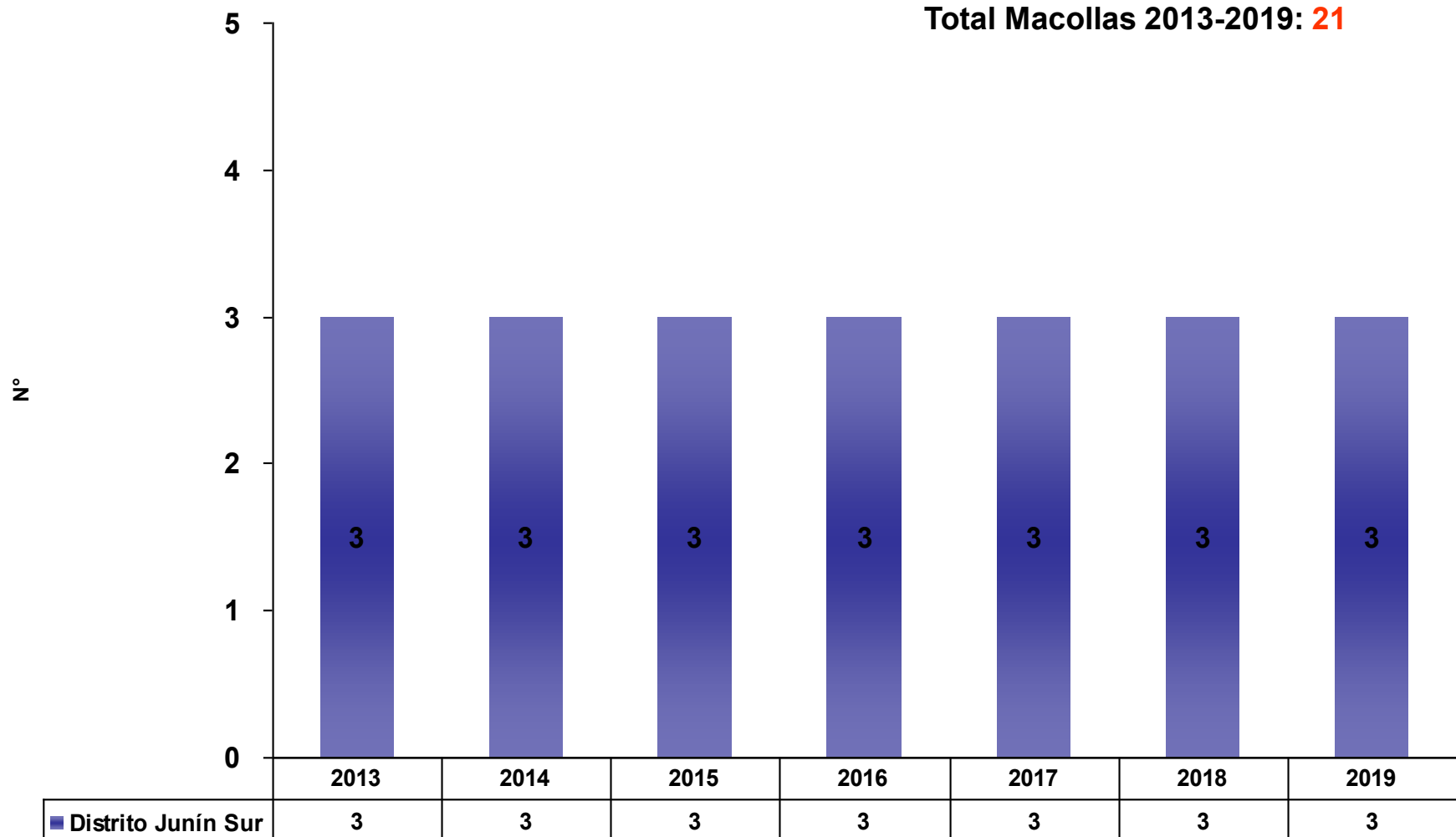




Perforación	Costo (MM\$)		
	Fijos	Variables	Total
Perf. y Complet.	0,9	1,5	2,4
Localizaciones	0,5		0,5
OCEMI	1,6		1,6
	<b>3,0</b>	<b>1,5</b>	<b>4,5</b>

<b>% Costos Perf</b>	<b>67,2</b>	<b>32,8</b>
----------------------	-------------	-------------

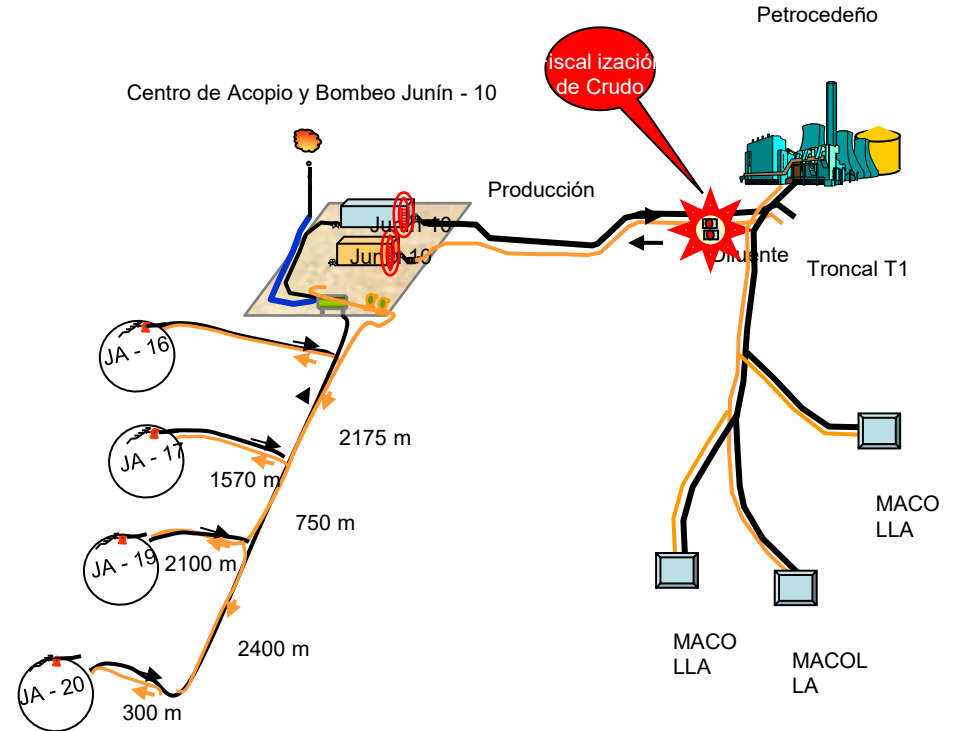
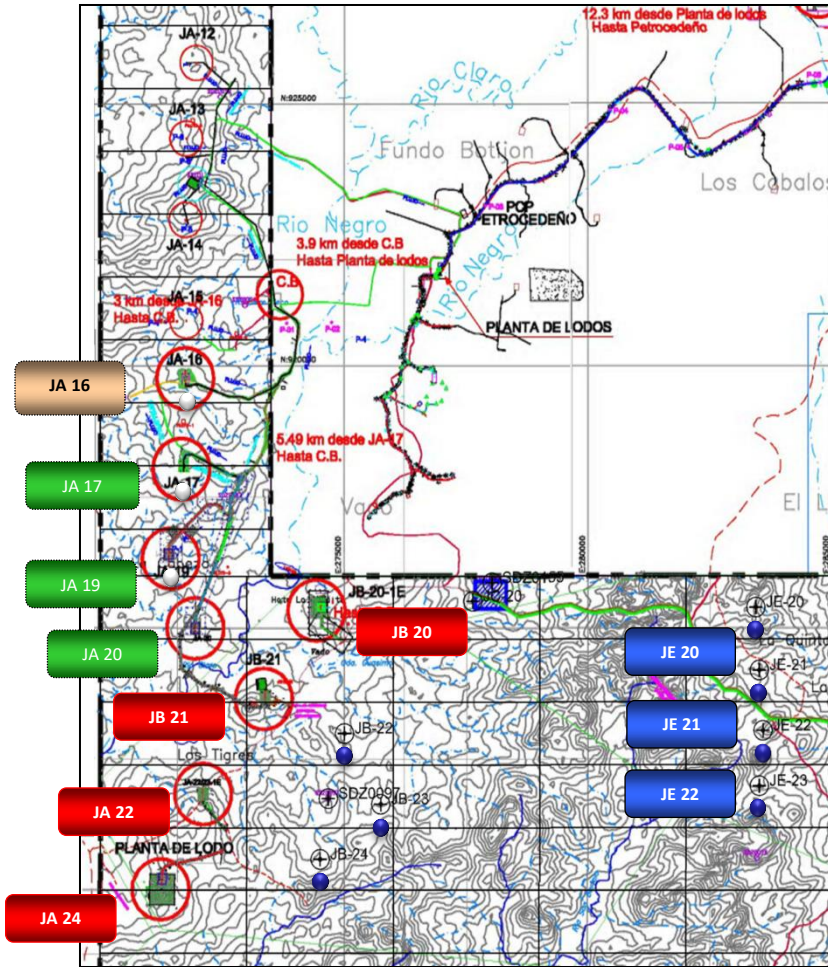
## Número de Macollas Distrito Junín Sur



 Mapa de Ubicación de las Macollas



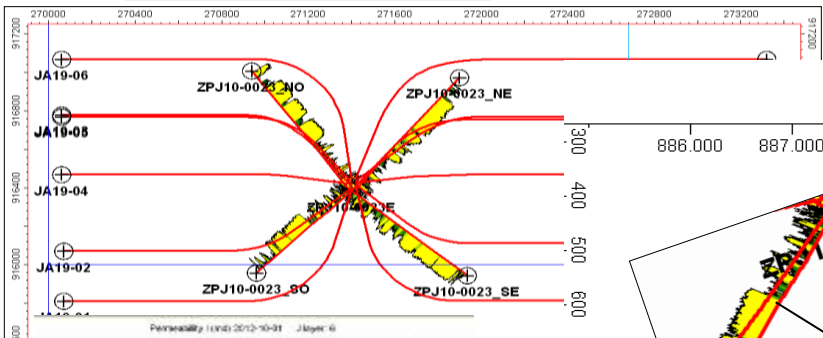
# Esquemático de Ubicación de Macollas Distrito Junín sur



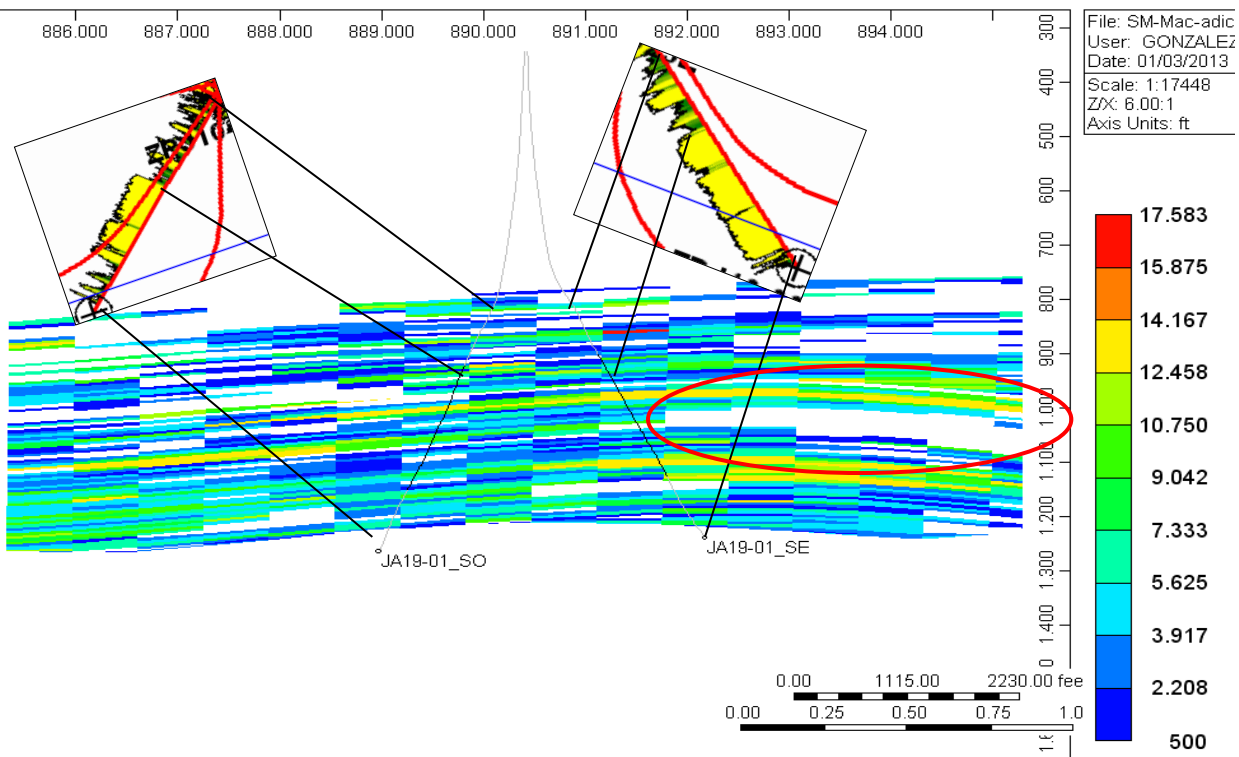
- Macollas 2013
- Macollas 2014
- Macollas 2015

## MODELO DE SIMULACIÓN

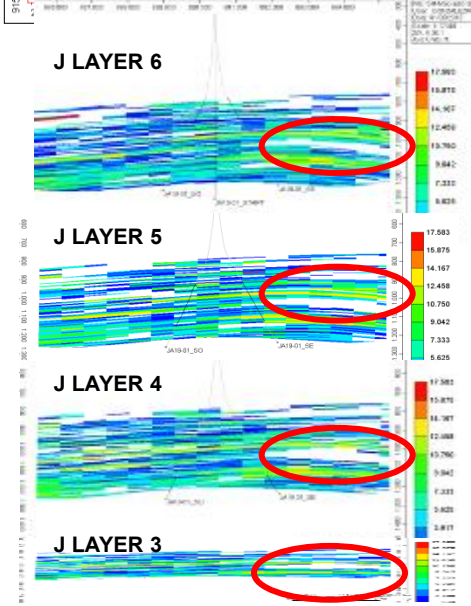
### Ubicación Macolla JA19



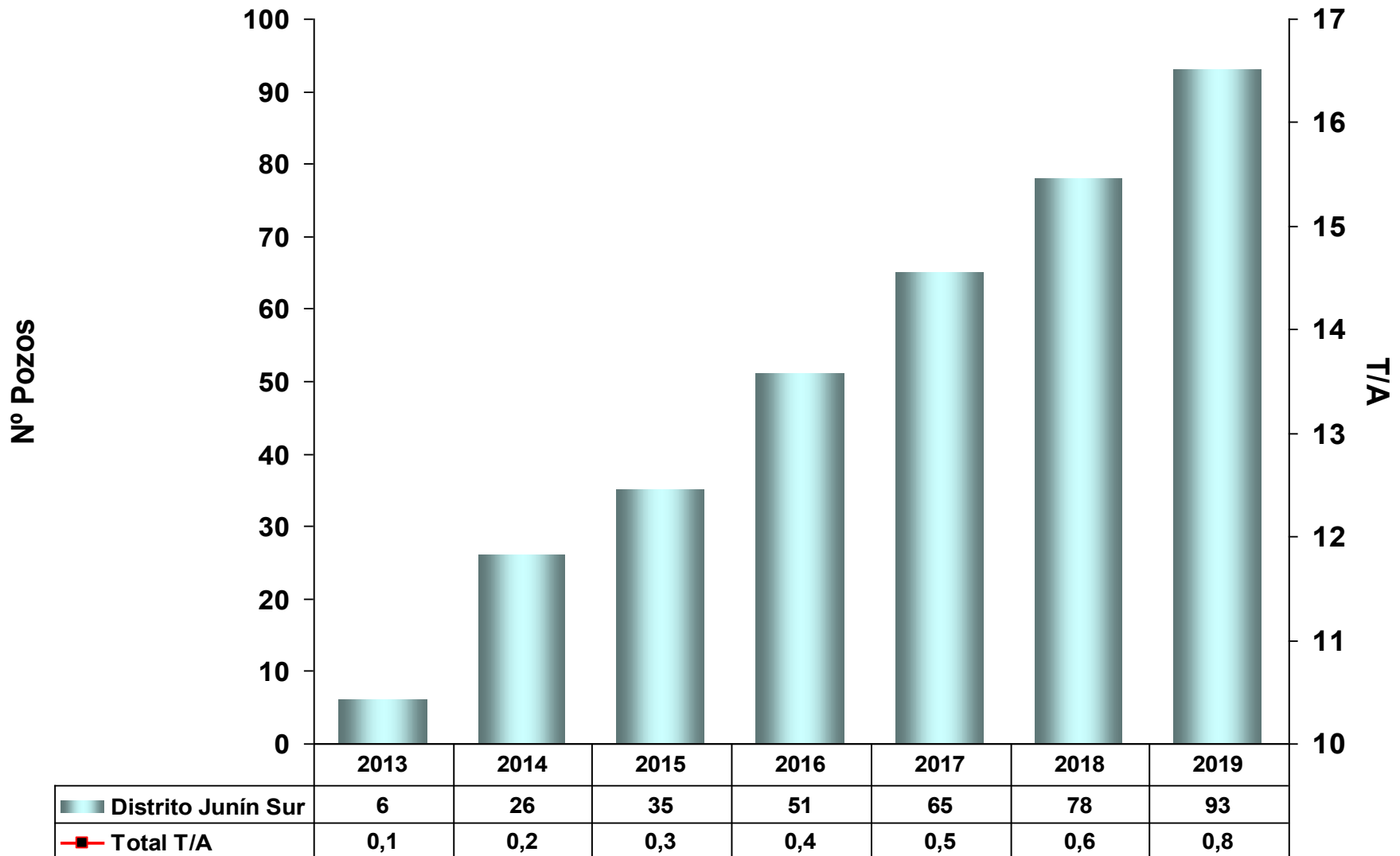
Permeability I (md) 2012-10-01 J layer: 5

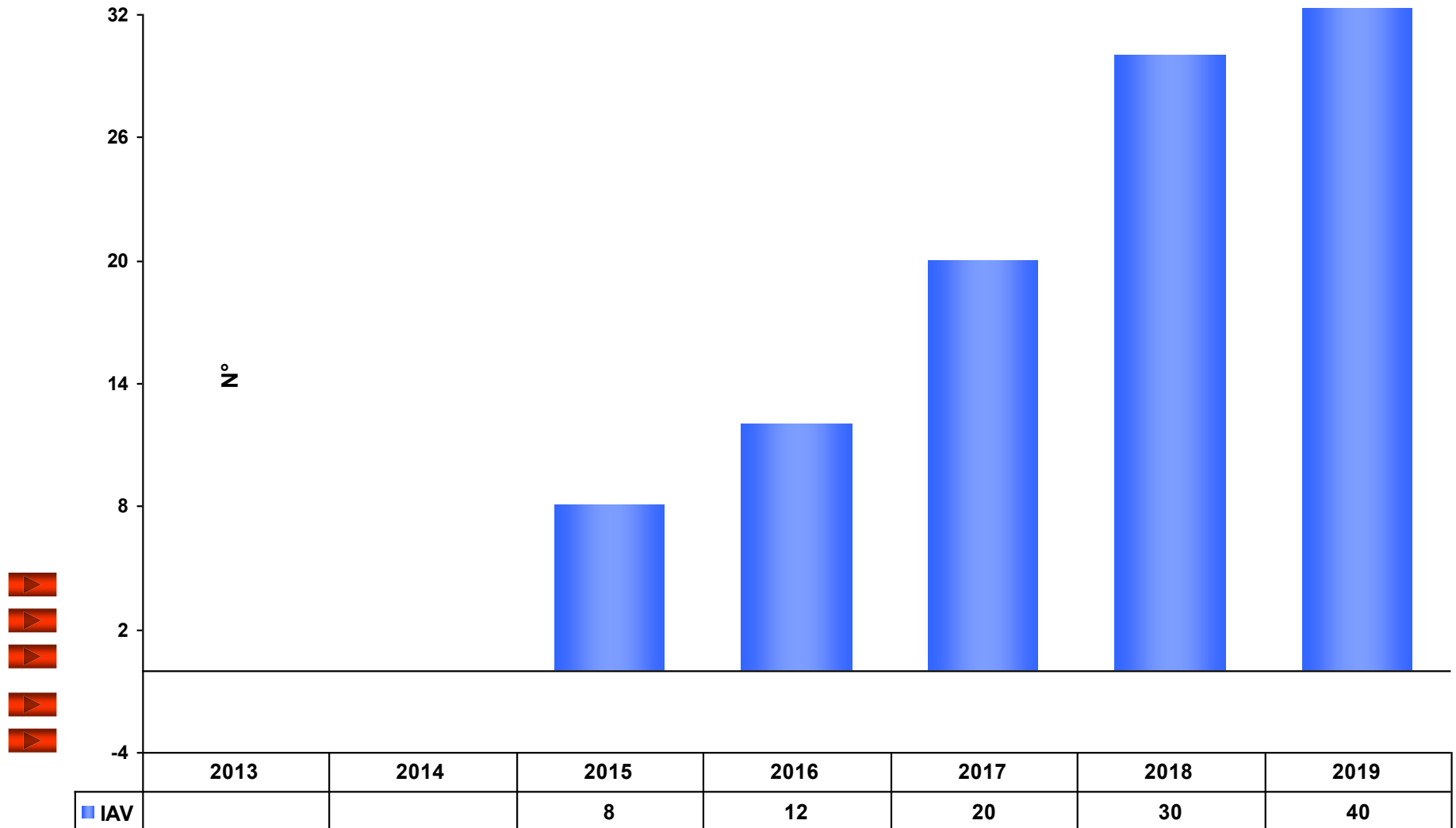


File: SM-Mac-adic  
 User: GONZALEZ  
 Date: 01/03/2013  
 Scale: 1:17448  
 Z/X: 6.00:1  
 Axis Units: ft



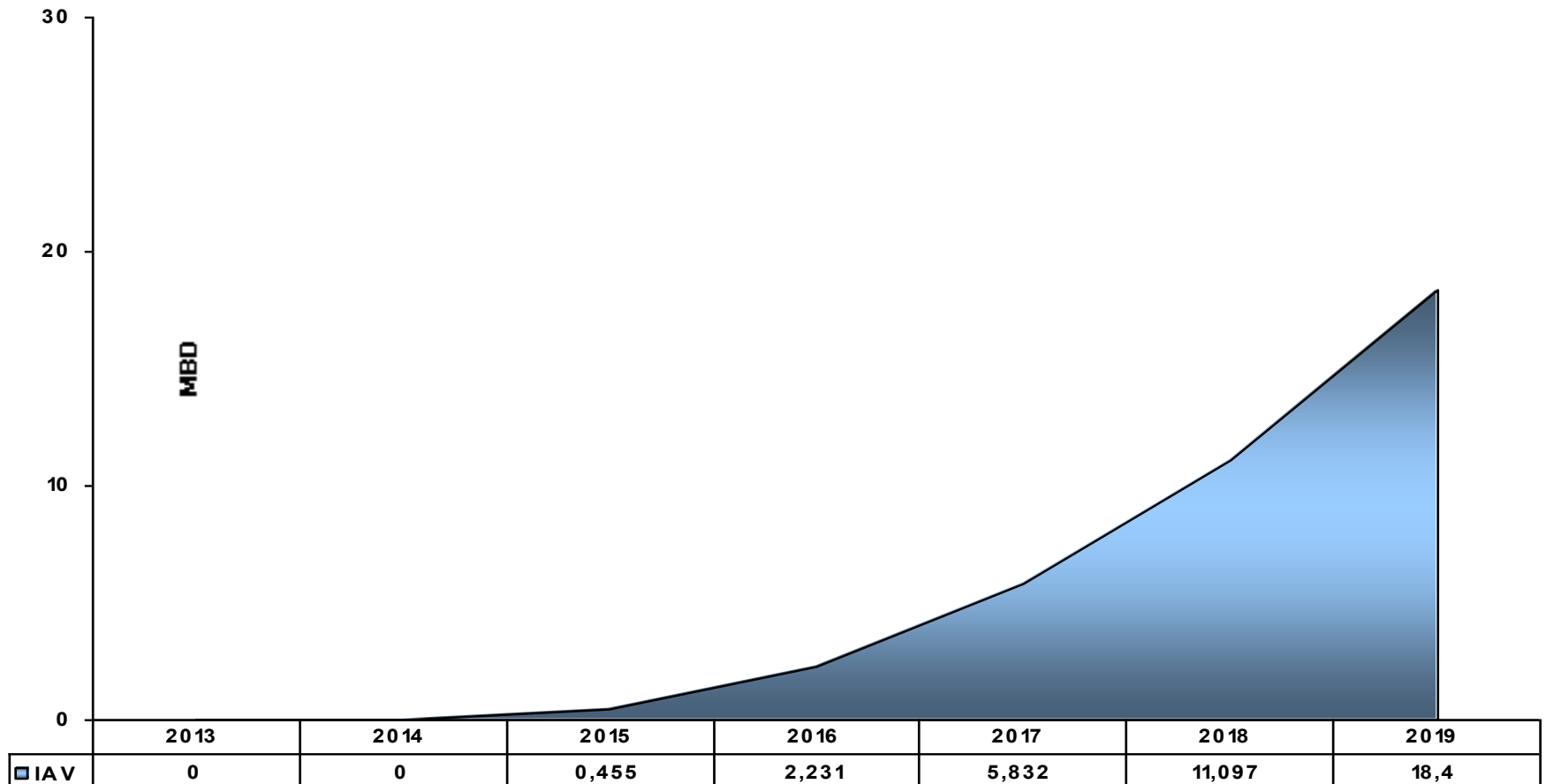
Se r... a nivel de pozo las propiedades (en este caso comparando arena con la propiedad de permeabilidad) se ajustan relativamente bien. Sin embargo, hacia el lado Este donde se quiere realizar las sensibilidades de espaciamento vertical, no hay desarrollo de arena (en el modelo), que se extiende en esa zona (casi 1000 mts). No permitiendo la ubicación de pozos.





 **Perfil Volumétrico**

# Perfil Volumétrico de Tecnología Distrito Junín Sur





## **ACTIVIDAD ACTUAL**

### **PDVSA SERVICIO**

Actualmente en fase de Contratación, en progreso preparación del pliego por parte de PDVSA Servicios y demás requisitos necesarios para solicitar vía SICAC el inicio del proceso a la Comisión de Contratación. donde se espera realizar firma del contrato entre la Unidad Contratante (Dtto Junín Sur) y la empresa de servicio. Continúa en revisión por parte del Comité Ejecutivo de PDVSA., se espera que el proceso finalice en aproximadamente dos (02) meses

### **DTTO JUNÍN SUR ( Personal Ambiente)**

En progreso informe de Impacto Ambiental (avance 50%). Documentos consignados por PCI Consultores para revisión y aprobación por parte del personal de Ambiente Dtto Junín Sur:

- NE001. Ambiente Marco Legal. (Validado)
- NE002. Ambiente Sísmica Descripción del Proyecto.( En revisión)
- NE 003. Ambiente Medio Físico Natural. .( En revisión)
- NE 004. Ambiente Medio Socio Econ. Cultural. .( En revisión)

El pasado miércoles 19/06/2013, se realizó reunión en Maturín con integrantes de PDVSA Ambiente Dtto. Junín Sur y la Consultora PCY, con la finalidad de solicitar a la consultora la fecha de inicio de las inspecciones a campo para la validación de la información físico natural y socio- económica, la cual debe ser incluida en los insumos a presentar en el Ministerio del Ambiente.

Es importante destacar que dicha inspección se ha postergado debido a que la empresa consultora ha alegado no tener presupuesto para tal fin, sin embargo PDVSA ya ha realizado 2 pagos, los cuales permitirían realizar tales inspecciones. Para este martes 26/06/2103 la consultora estará enviando plan de actividad y fecha de las inspecciones a campo.

### Objetivo:

Evaluar la factibilidad de producción temprana con aplicación de IAV en pozos de las macollas JA16, JA17, JA19 y la aplicabilidad de HASD, SAGD, ICV para aumentar la eficiencia de recobro de petróleo pesado en las arenas del Bloque Junín Sur.

### Alcance 2013:

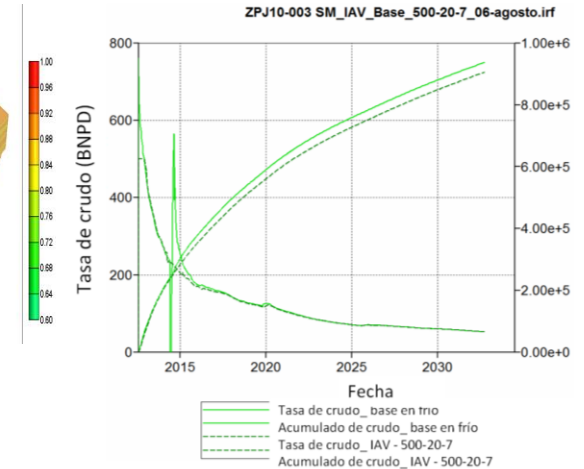
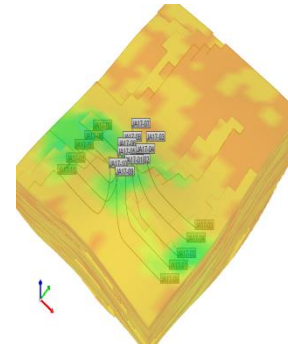
Evaluación de aplicación temprana del proceso IAV en los pozos de las macollas JA16, JA17 y JA19.  
Evaluación de proceso de HASD/SAGD/ICV en el bloque Junín Sur, macollas JA16, JA17 y JA19.  
Replanificar trayectorias de pozos, de acuerdo a la información adquirida de nuevos pozos.

### Responsables:

Rafael González / GONZALEZREG/ Telf:0416-6819516 / Ext:78853  
Pedro Machado / MACHADOPR/ Telf:0426-5941320 / Ext.:81228

### Premisas:

- Pozos perforados con completación térmica (revestidor, colgador, empacadura, liner, cemento SF 40%).
- Contar con varios frentes de generadores de vapor para satisfacer el plan (frente de vapor (2 generadores) = 8 pozos/año).
- Proyectos soportados por EEIYY
- Inyección de 500 ton/d, 10000 ton acumuladas de vapor, 20 días de inyección, 7 días de remojo.
- Mantenimiento de proceso IAV de 6 a 12 meses.
- Se contempla al menos 3 ciclos de inyección alterna de vapor/pozo.
- Incremento de 250 BNPD para proceso IAV



**IAV: Incremento promedio de 250 BNPD/Pozo**  
**1 ciclo de inyección; 500 ton/d de vapor; 20 días de inyección; 10000 ton acumuladas de vapor.**

**Estatus del Proyecto:** En fase de visualización de procesos térmicos de recuperación mejorada.

### Avances:

- Visualizados 16 pozos para aplicación de proceso de inyección alterna de vapor, 2015-2016. Todos los pozos perforados en Junín Sur poseen completación térmica.
- Comparación de arreglos de pozos SAGD y HASD

### Costos asociados:

413 M\$ (2.6MMBs) ( Operación/pozo: completación, conexiones) / 9.1 \$/bls  
**Inversión Asociada:** 2 frentes de vapor. 14 MM\$  
4 Generadores portátiles de vapor  
2 plantas portátiles de tratamiento de agua  
2 Depuradores de gas

## Objetivo:

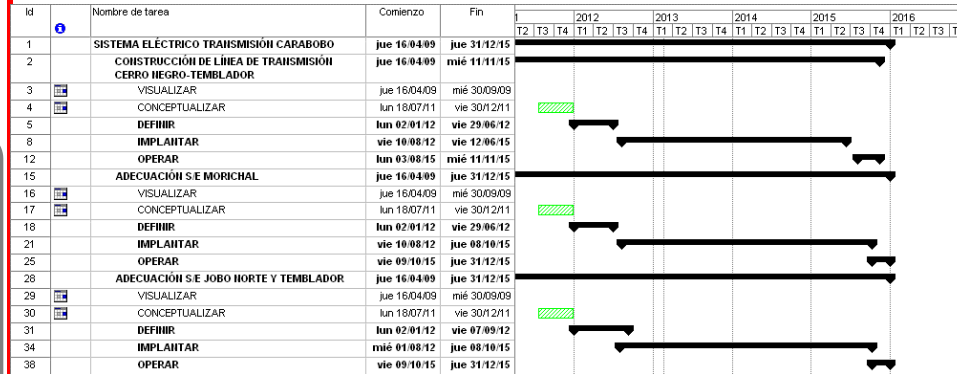
Construcción del Sistema Eléctrico de alta Tensión del Dtto. Junín Sur para manejar la producción de 2013 (14,4 MBD) y 2030 (197,5 MBD).

## Alcance:

El proyecto consiste en el desarrollo de la ingeniería, procura y construcción para:

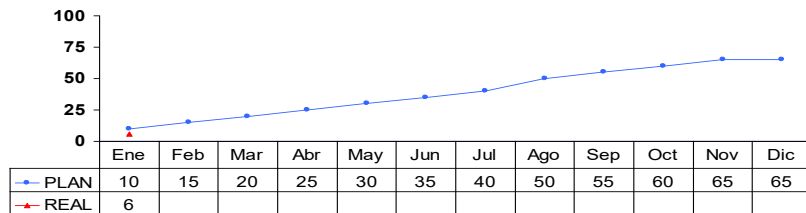
- Construcción S/E Junín Sur 115/34,5 kV@100/125 MVA
- Construcción de 20 Km de Línea doble Terna Junín Sur hasta la TSDC.
- Permisología ambiental.

## Cronograma de Ejecución Física:

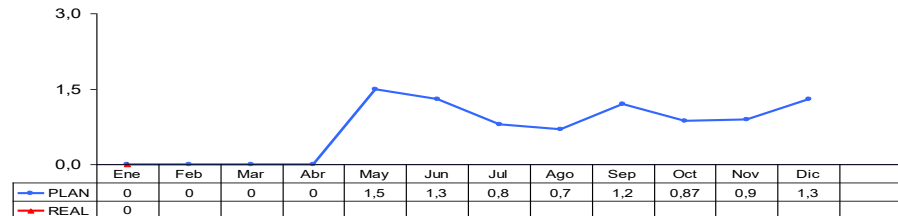


**Costo Total del Proyecto (MM\$.): 45**

## Curva de avance Físico:



## Curva de avance Financiero:



## Estatus del Proyecto:

**Ingeniería:** Construcción de la S/E Junin Sur, será homologada en base a ingenierías anteriores y especificaciones técnicas estandarizadas para instalaciones eléctricas de Alta Tensión.

**Procura Mayor:** Equipos Eléctricos Mayores en Proceso de Procura PSI. Las Ordenes de Compra están actualmente en proceso de colocación. UV63058944 y UV63058518.

**Construcción:** Inicio Enero-2014, Fin Diciembre-2015

**Contratación:** este proyecto esta contemplado para ser desarrollado por la empresa Sinohydro.

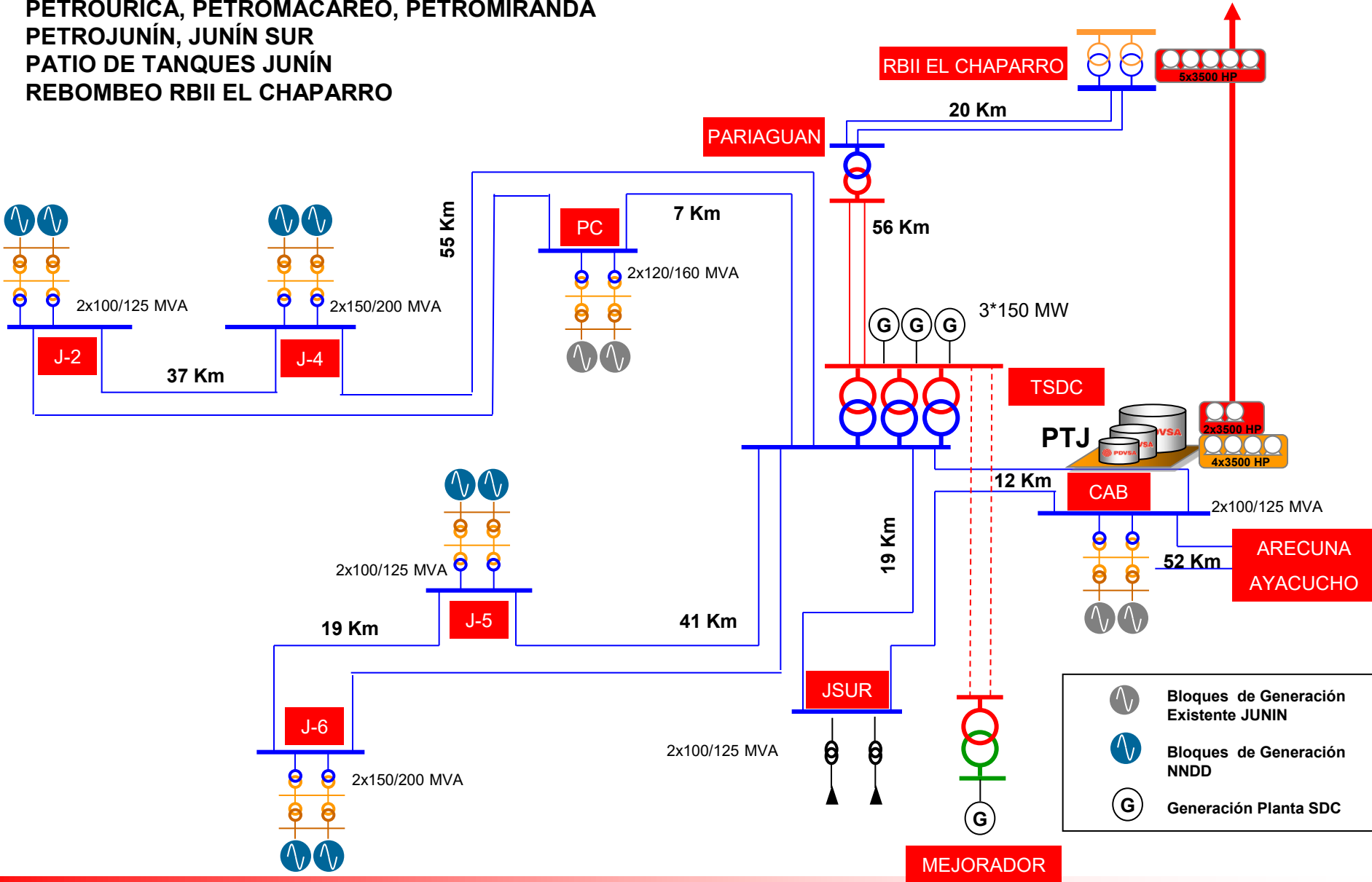
## Responsable:

Luís Alcalá 04166800686 / Lionel Diaz 04166842337 (PEF)

## Observaciones:

- Este contrato esta contemplado mediante ejecución de Sinohydro

PETROURICA, PETROMACAREO, PETROMIRANDA  
 PETROJUNÍN, JUNÍN SUR  
 PATIO DE TANQUES JUNÍN  
 REBOMBEO RBII EL CHAPARRO



# “DISEÑO, CONSTRUCCIÓN Y PUESTA EN MARCHA DEL CENTRO DE RECEPCIÓN, TRATAMIENTO Y RECUPERACIÓN DE DESECHOS PELIGROSOS

## Objetivo y Alcance:

Optimizar la implantación de la Política de Ambiente de PDVSA, en la “Prevención de la Contaminación Ambiental”, la cual orienta las actividades del manejo de las corrientes residuales a la reducción (volumen y/o toxicidad), re-uso, recuperación y reciclaje de los mismos; Proveer una infraestructura que permita ofrecer una solución efectiva y eficaz con relación al manejo ambientalmente seguro de las corrientes residuales generadas en las actividades de perforación de pozos, estimulación / limpieza y el mantenimiento mayor de operaciones de producción, dando fiel cumplimiento a la Legislación Ambiental Vigente.

## Justificación:

El diseño, construcción e implantación del Centro de Manejo Materiales Peligrosos Recuperables y Desechos Peligrosos, está orientada a dar respuestas oportunas, en relación al manejo de las corrientes generadas en las actividades de perforación y operaciones de producción; garantizando la gestión ambientalmente segura en su manejo, conforme al Plan de Oportunidades 2012 – 2030, de la División Junín; contando con tecnologías efectivas, cumpliendo con las regulaciones establecidas en la legislación ambiental vigente y en la política ambiental de PDVSA.

## Actores Internos/Externos involucrados:

- Gerencia de Ambiente.
- Gerencia de Procesos de Superficie.
- Gerencia de Propiedades y Catastro.
- Gerencia de Finanzas.
- Gerencia de Operaciones.

## Ubicación del Proyecto:

Junín Sur. División Junín. Faja Petrolífera del Orinoco. Municipio: Monagas  
Estado: Anzoátegui

## Responsable:

MARIA MORALES (LÍDER EJECUTOR)  
ALEXANDER BRICEÑO (GERENTE)

## Costos Total del Proyecto (Bs):

El Costo en Bs 198.430.048,54, Comando como referencia el Estimado Clase IV. Actualmente en Actualización para tener estimado Clase III

## Cronograma de Ejecución Físico 2013-2019:

	2.011	2.012	2.013	2.014	Total Estimado IV / Ejecutado Real	
PLAN	600.000,00	5.160.000,00	7.482.000,00	185.281.647,62	198.523.647,62	FINANCIERO
REAL	252.856,08	1.617.909,87	0,00	0,00	1.870.765,95	

## Cronograma de Ejecución Financiero 2013-2019:

	2.011	2.012	2.013	2.014	Ejecutado a la Fecha	
PLAN	47,00	56,00	28,83	15,85	57,83	FISICO
REAL	29,00	26,32	2,51			

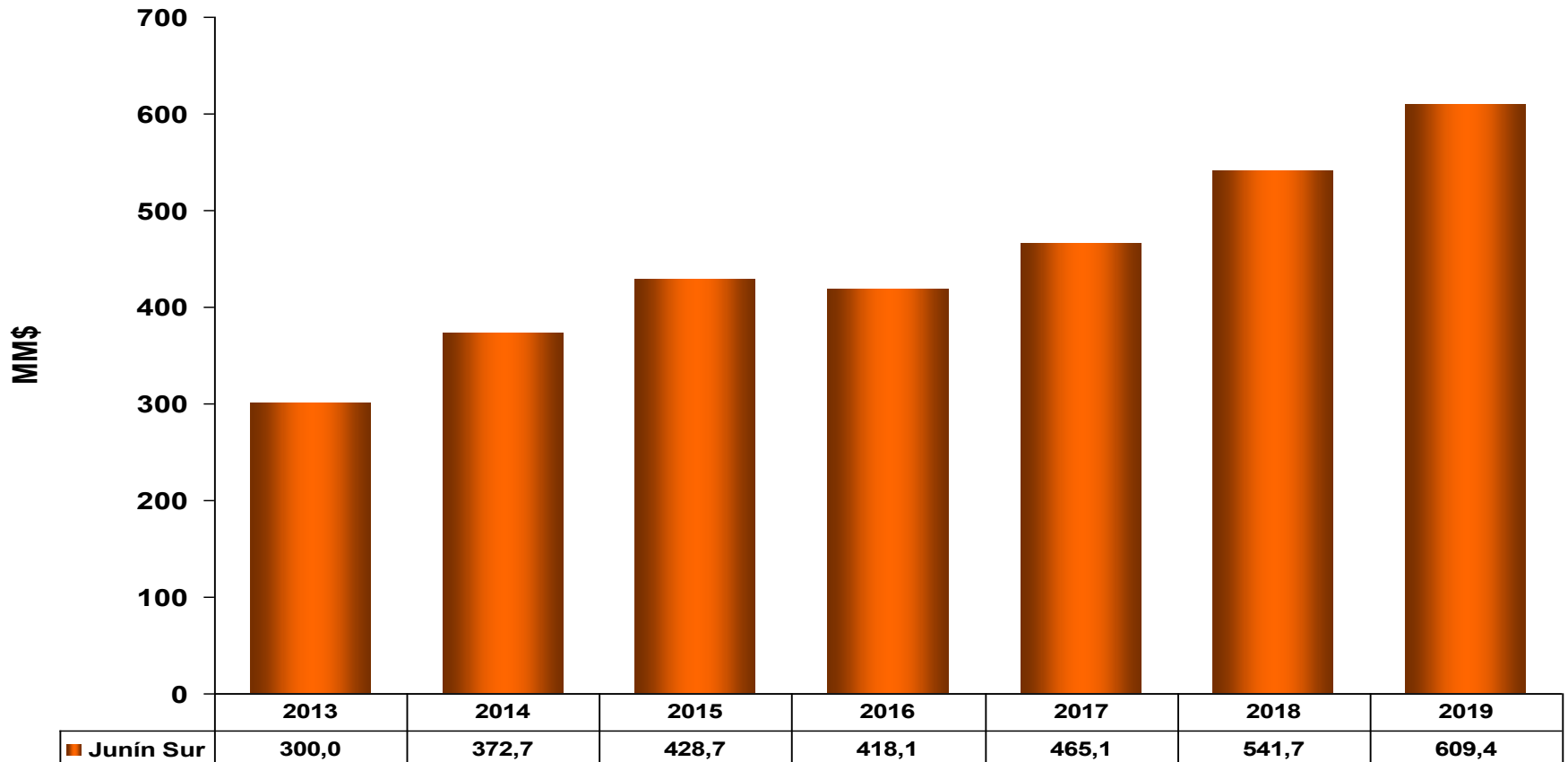
## Avance del Proyecto:

- FASE VISUALIZAR: 8% del proyecto (100% de la fase)
- FASE CONCEPTUALIZAR: 22% del proyecto (100% de la fase)
- FASE DEFINIR: 32% del proyecto (17,43 % de la fase)
- FASE IMPLANTAR: 34 % del proyecto(10,40 % de la fase)
- FASE OPERAR: 4 % del proyecto. (0 % de la fase).

## Observaciones:

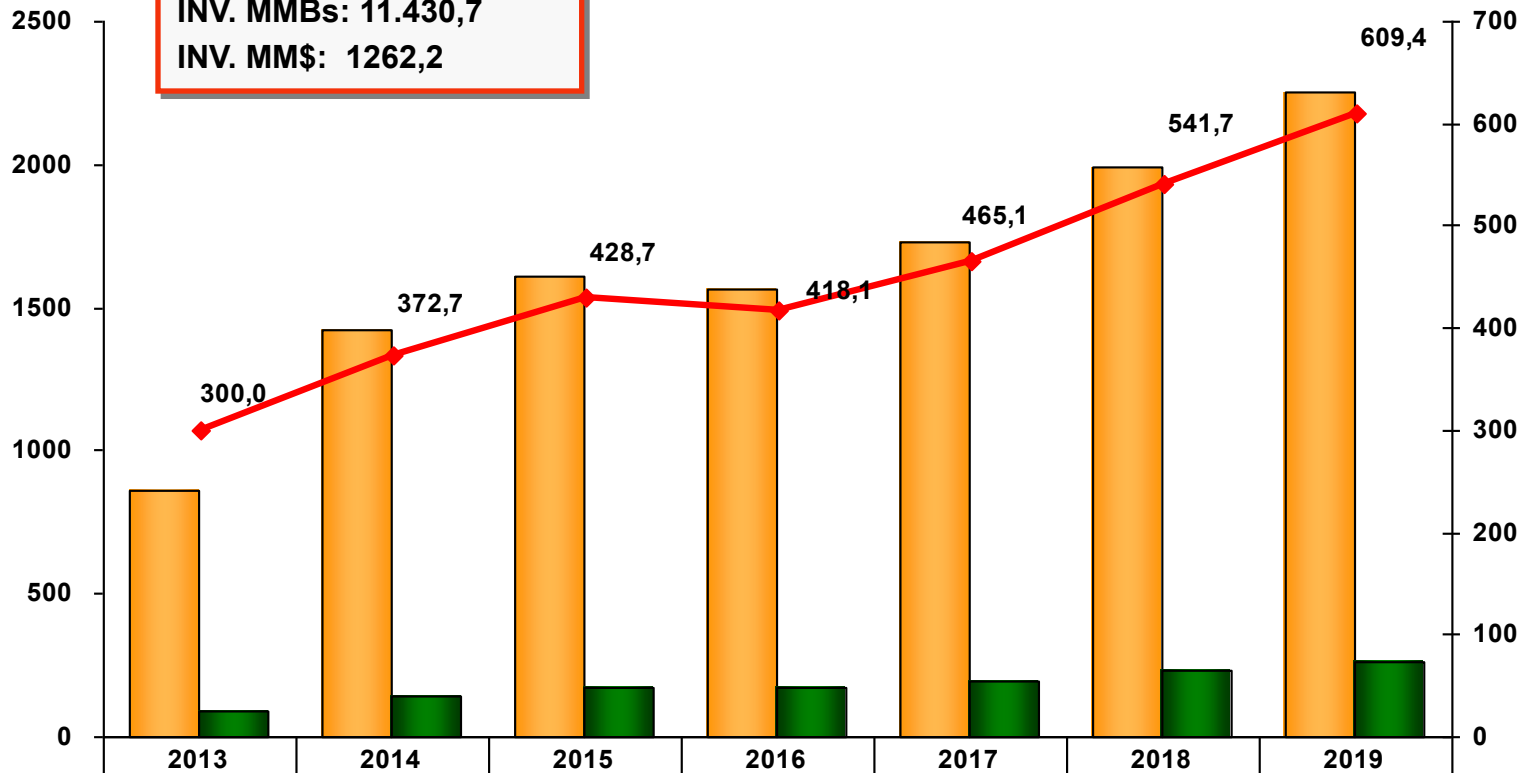
Personal a dedicación exclusiva para el proyecto. Actualmente en selección de 1 persona para la disciplina Civil. Culminación de la Ingeniería Básica, la Ingeniería de Detalle para marzo de 2013. Desfase en la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental. Inicio en Diciembre del 2012. Disponibilidad Presupuestaria. Actualmente Aprobado Bs. 7.482.000,00 Bs, vs Bs 277.110.949,59 como plan 2013, para las fases de Ingeniería, Procura de Equipos Mayores y Menores , Inicio de Construcción, Mejoramiento de Suelo e Infraestructura. Tiempos en las Compras de Equipos y Contratos para la Construcción del Centro.

PROCESOS	Nombre del Proyecto	Desembolsos	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
ACTIVIDAD GENERADORA	INYECCIÓN ALTERNA DE VAPOR	Monto en MMBsF puros		63,0	63,0	63,0	134,0	145,2	149,7
		Monto en MM\$ puros		10,0	10,0	10,0	28,0	39,2	43,7
		Monto Equivalente en MM\$		20,0	20,0	20,0	48,0	59,2	63,7
CONTINUIDAD OPERACIONAL	CONSTRUCCIÓN CENTRO DE BOMBEO JUNIN	Monto en MMBsF puros	115,35	120,00	156,00				
		Monto en MM\$ puros	15,47	12,70	16,51				
		Monto Equivalente en MM\$	42,30	31,75	41,27				
CONTINUIDAD OPERACIONAL	<b>SISTEMA ELECTRICICO</b> 1.- Distribucion Electrica en Bloque 34,5 kv x 25 Km 2.- Tendido Electrico 115 KV Termoelectrica- Junin Sur (20 Km) 3.- Subestacion Electrica 115/34,5 Kv Pot 125 MVA	Monto en MMBsF puros	24,85	86,94	87,81				
		Monto en MM\$ puros	3,85	9,20	9,29				
		Monto Equivalente en MM\$	9,63	23,00	23,23				
CONTINUIDAD OPERACIONAL	<b>CENTRO DE PROCESAMIENTO DE FLUIDO</b>	Monto en MMBsF puros			60,00	90,00	298,62	356,40	388,80
		Monto en MM\$ puros			9,52	14,29	31,60	37,71	41,14
		Monto Equivalente en MM\$			19,05	28,57	79,00	94,29	96,43
<b>Total Inversiones 2013-2019</b>		<b>MM\$</b>	<b>300,0</b>	<b>372,7</b>	<b>428,7</b>	<b>418,1</b>	<b>465,1</b>	<b>541,7</b>	<b>609,4</b>



# Perfil de Inversiones en Divisas Puras y Bs Distrito Junín Sur

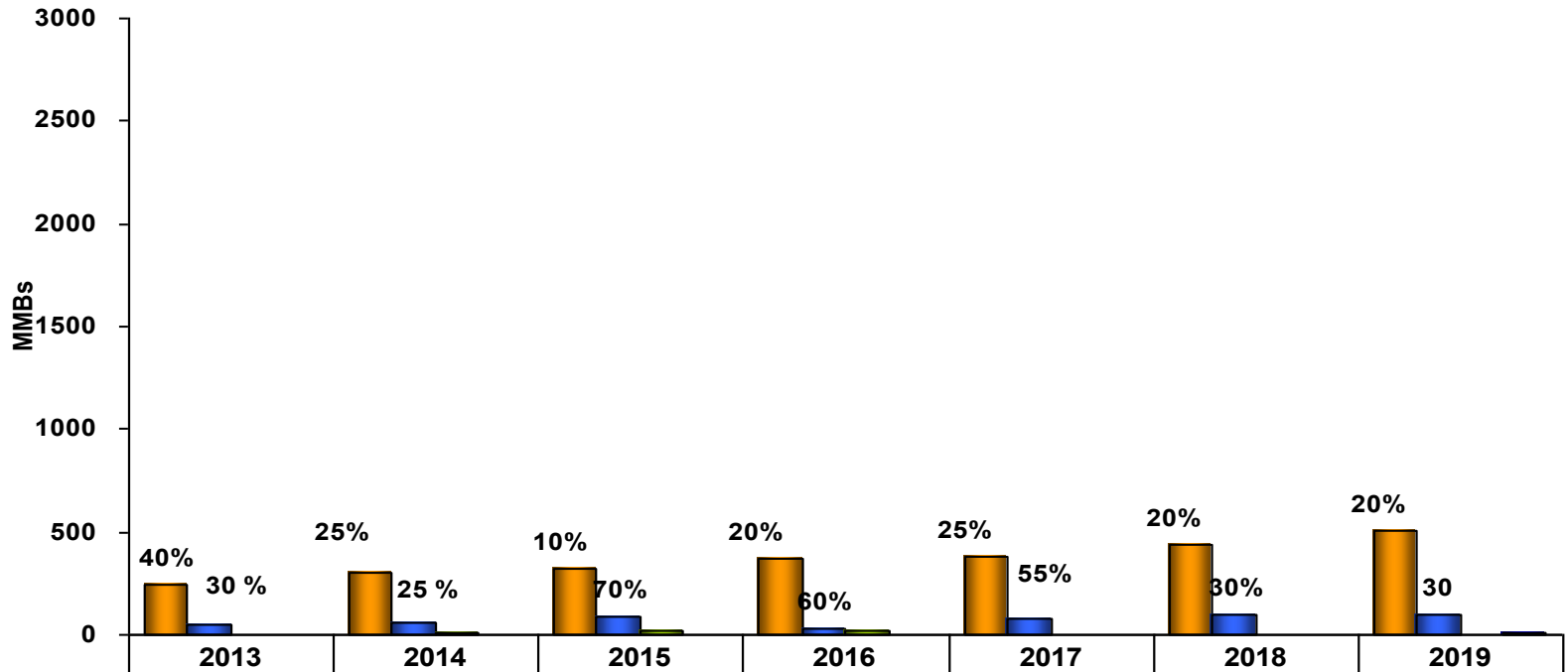
**Total Período 2013-2019:**  
**INV. MMBs: 11.430,7**  
**INV. MM\$: 1262,2**



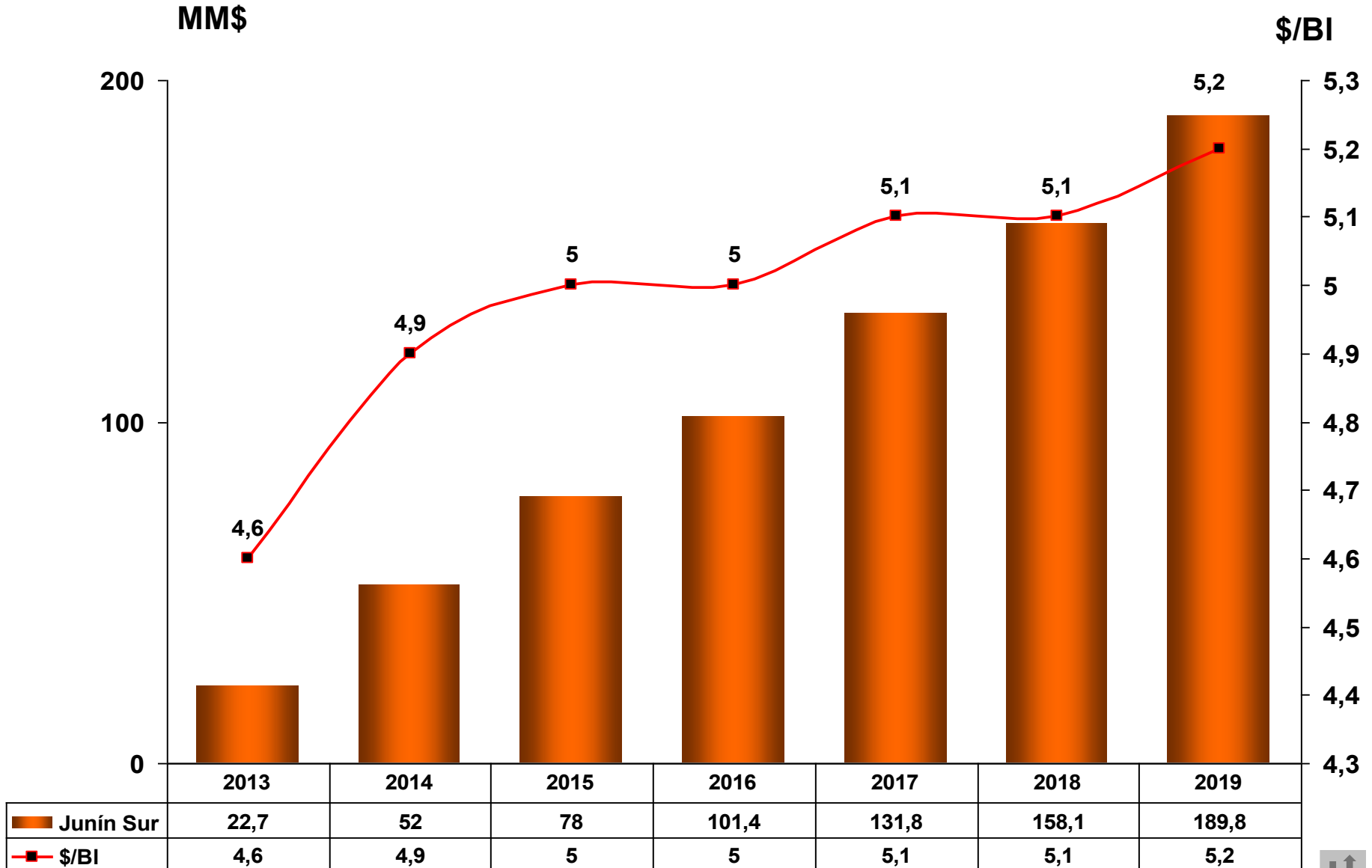
<span style="color: orange;">■</span> Inversiones Puros MMBs	857,9	1424,4	1609,9	1566,1	1727,9	1987,7	2256,7
<span style="color: green;">■</span> Inversiones Puros MM\$	91,6	145,2	173,1	169,5	192,1	229,3	261,4
<span style="color: red;">◆</span> Total MM\$	300,0	372,7	428,7	418,1	465,1	541,7	609,4



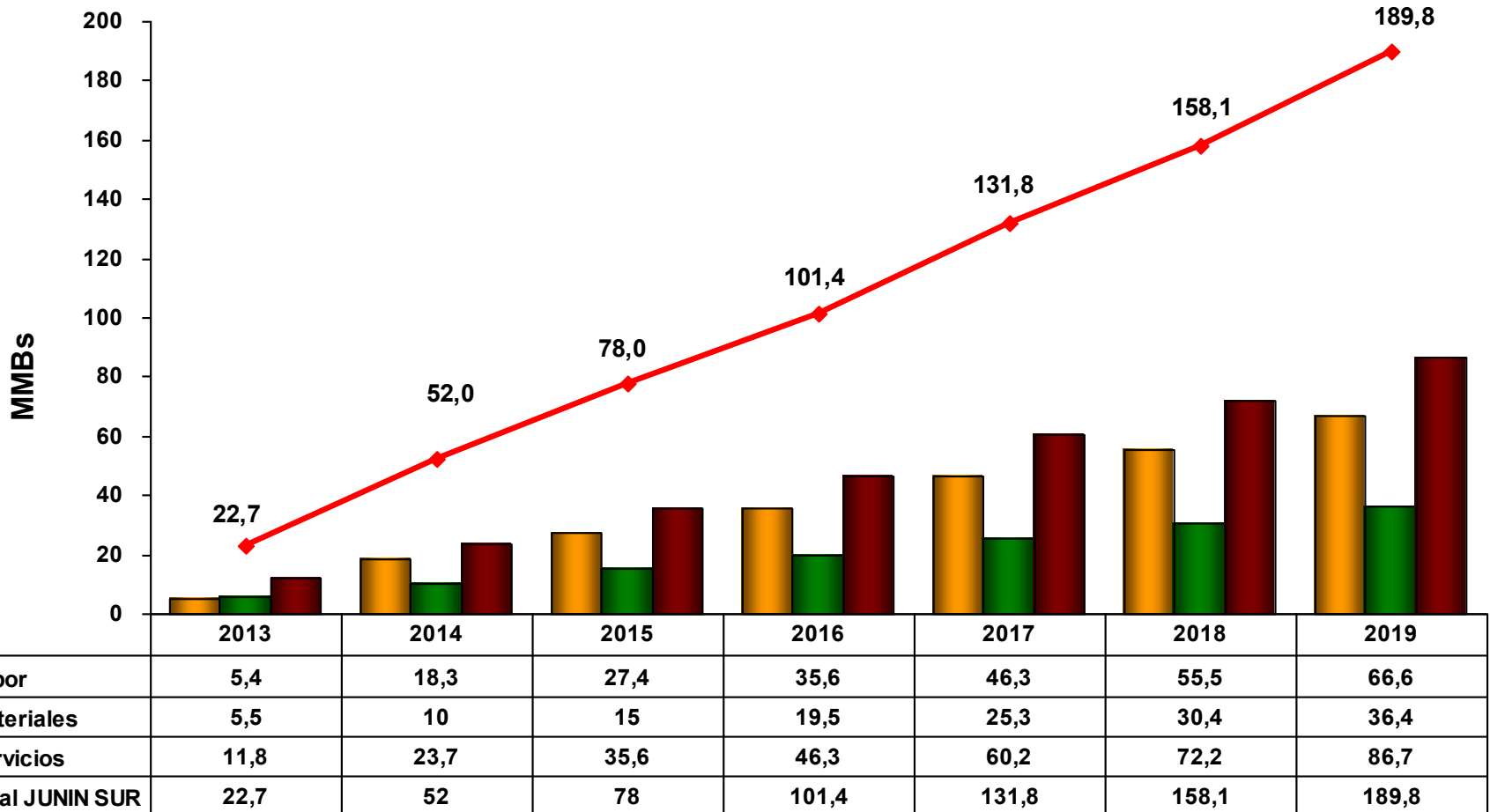
## Perfil de Inversiones Por Categoría (MM\$) Distrito Junín Sur



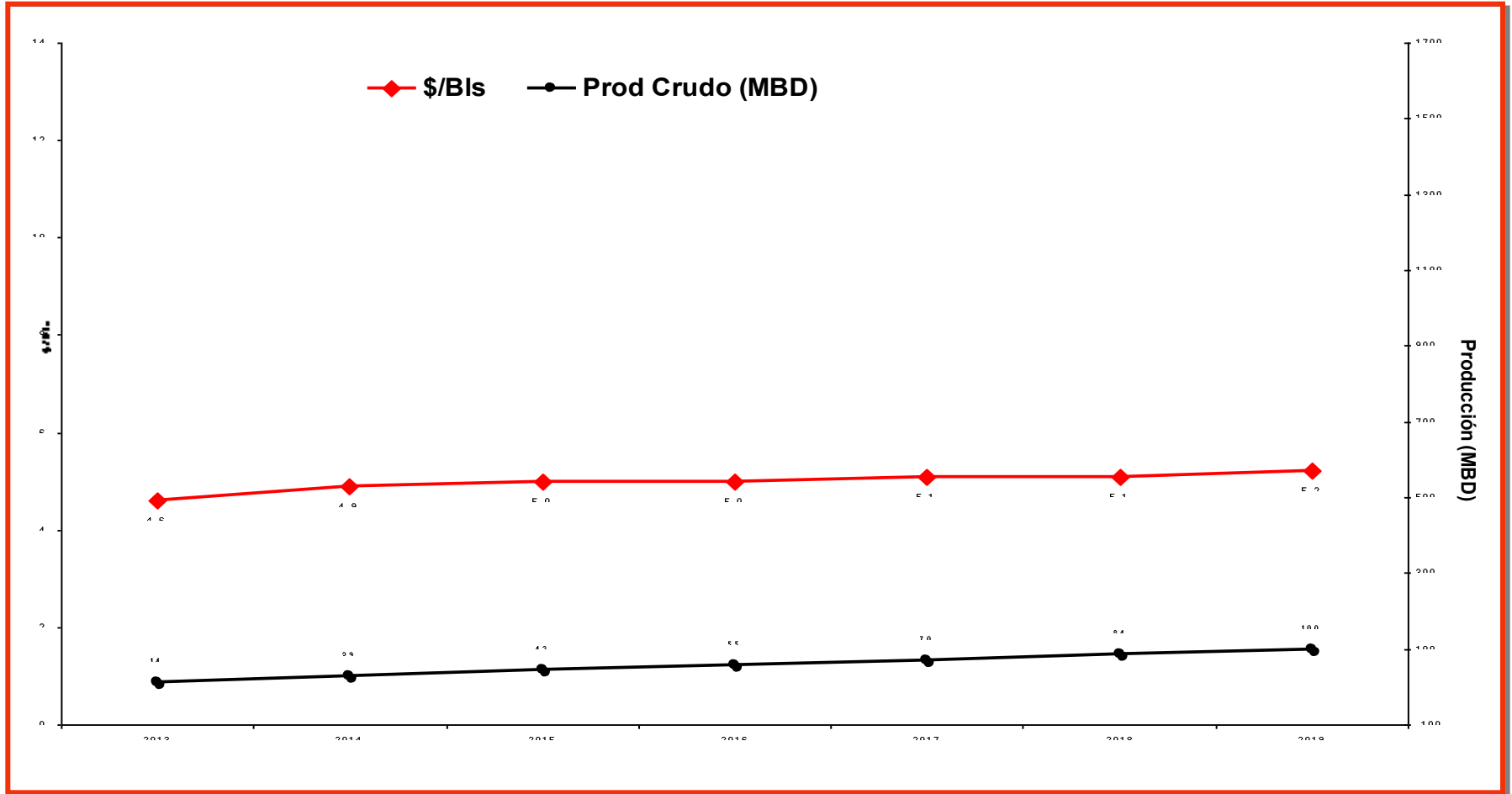
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<span style="color: orange;">■</span> Subsuelo	244,3	300,8	325,6	366,4	379,2	440,1	505
<span style="color: blue;">■</span> Proyectos > 50 MM\$	52,8	55,4	83,5	28,6	79	94,3	96,4
<span style="color: green;">■</span> Continuidad Operacional	1,5	13	15,6	18,6	2,2	2,6	2,9
<span style="color: darkblue;">■</span> Act. No Generadora	1,4	3,4	3,9	4,5	4,7	4,8	5



## Perfil de Gastos Por Elemento de Costo (MMBs) Distrito Junín Sur

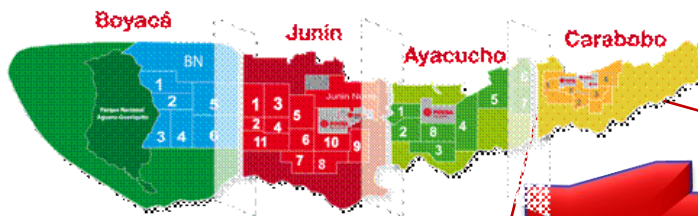


# Costo de Producción (\$/Bl) Distrito Junín Sur

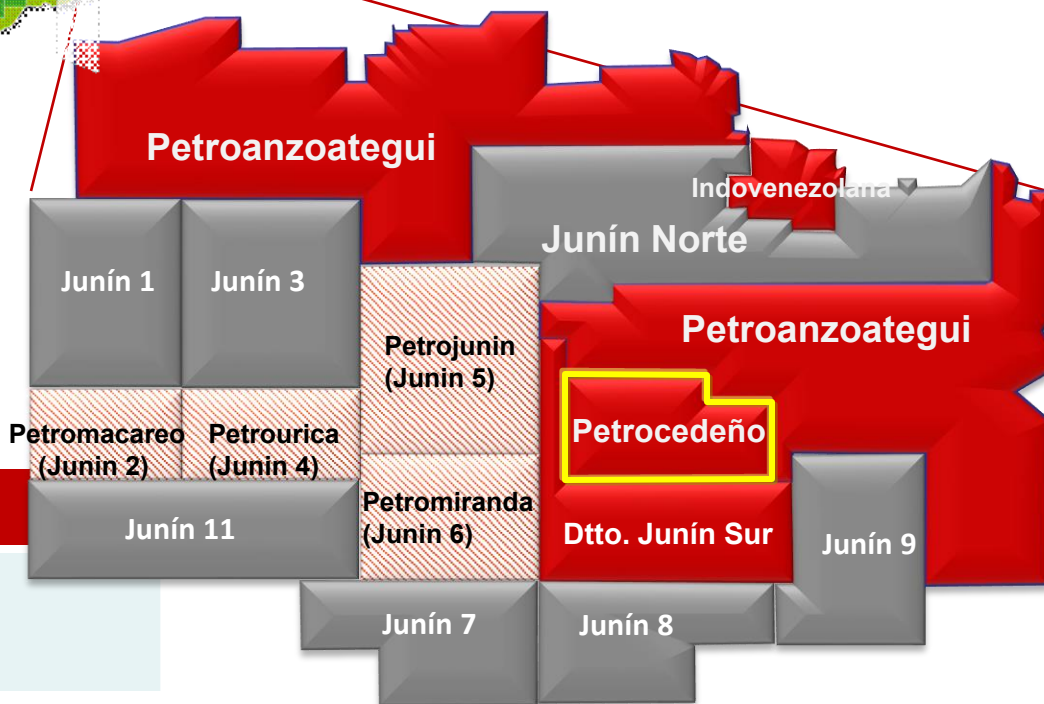




# Petrocedeño



Producción de Crudo Prom. Jul'13 112,3 MBD



## EXTENSIÓN TERRITORIAL

- ❖ Extensión: 399 Km<sup>2</sup>
- ❖ Estados: 2 (Anzoátegui y Monagas)

## RECURSOS ENERGETICOS

- ❖ Campos: 1
- ❖ Yacimientos.: 5 Activos
- Pozos: 503 Activos

## FACTOR DE RECOBRO

- ❖ Primario: 9 %
- ❖ Actual: 1,6 %

## INSTALACIONES

- ❖ Oleoductos (Km.): 296
- ❖ Gasoductos (Km.): 78
- ❖ N° Est. de Producción: 1
- ❖ Compresores de Gas: 3
- ❖ Plantas de Agua: 1

## Reservas

- ❖ POES: 39,2 MMMBN
- ❖ Res. de Petróleo: 7,8 MMMBN
- ❖ Res. de Gas: 1208,3 MMMPGN

**PREMISAS**  
**PSP 2013-2019 REVISADO**  
**Distritos / Empresas Mixtas**

- Crecimiento somero de la producción en **Petrocedeño**, basado en el desarrollo del Área Sur, Proyecto de Manejo de Agua (MSUP – 2014) y Declinación de la producción base (25% anual).
- Los proyectos tecnológicos mayores (Pilotos EOR Polímero y Térmico) representan oportunidad para después de 2019 a su fecha de arranque de masificación para lograr un Factor de Recobro del 20% del POES.
- Los proyectos de tecnologías de menor amplitud (IAV, Bloqueo de Agua, Cable Calentador, etc.) podrían aportar volumetría durante el periodo 2015-2019.
- Se estima para 2014, la culminación de las tres nuevas UBCP del Área Sur y las conexiones de las tres UBCP del Área Norte para cumplir con la actividad de perforación y la producción. Para cumplir con esta actividad, se requiere aplicar un plan acelerado de construcción de macollas.
- A partir del año 2015, no se visualiza continuar perforando con 6 taladros pesados. Estratégicamente, se visualiza actividad de Re-entradas en un total de 60 pozos anuales (20 pozos del Área Norte, 20 del Área Sur y 20 del Área Principal).

2013

2014

2015

2016

2017

2018

2019

**Producción fría Y cadena de Valor**

Sep agua Libre

MSUP

Manejo a Alto corte de Agua

Estimulaciones / Reemplazo Red de DCO y Diluyente

**Área Sur** : P1, P2, P7, P3, P4, P5, PX...

**Área Norte** : GA, HD, MD, HB, QA, QB, NA, GB

**Ampliaciones y Macollas Área Principal** (JD, YA, RD, SD, XA, ... )

Mantenimiento Preventivo – Confiabilidad eléctrica y mecánica

GPM

► Gran Parada Mayor

**Aceleración Producción**

Incrementar Estimulaciones – EDV6

IAV

Pozos inter-espaciados área sur

**Tecnología y Preparar el futuro**

Piloto EOR Polímero

Piloto EOR Alcalino

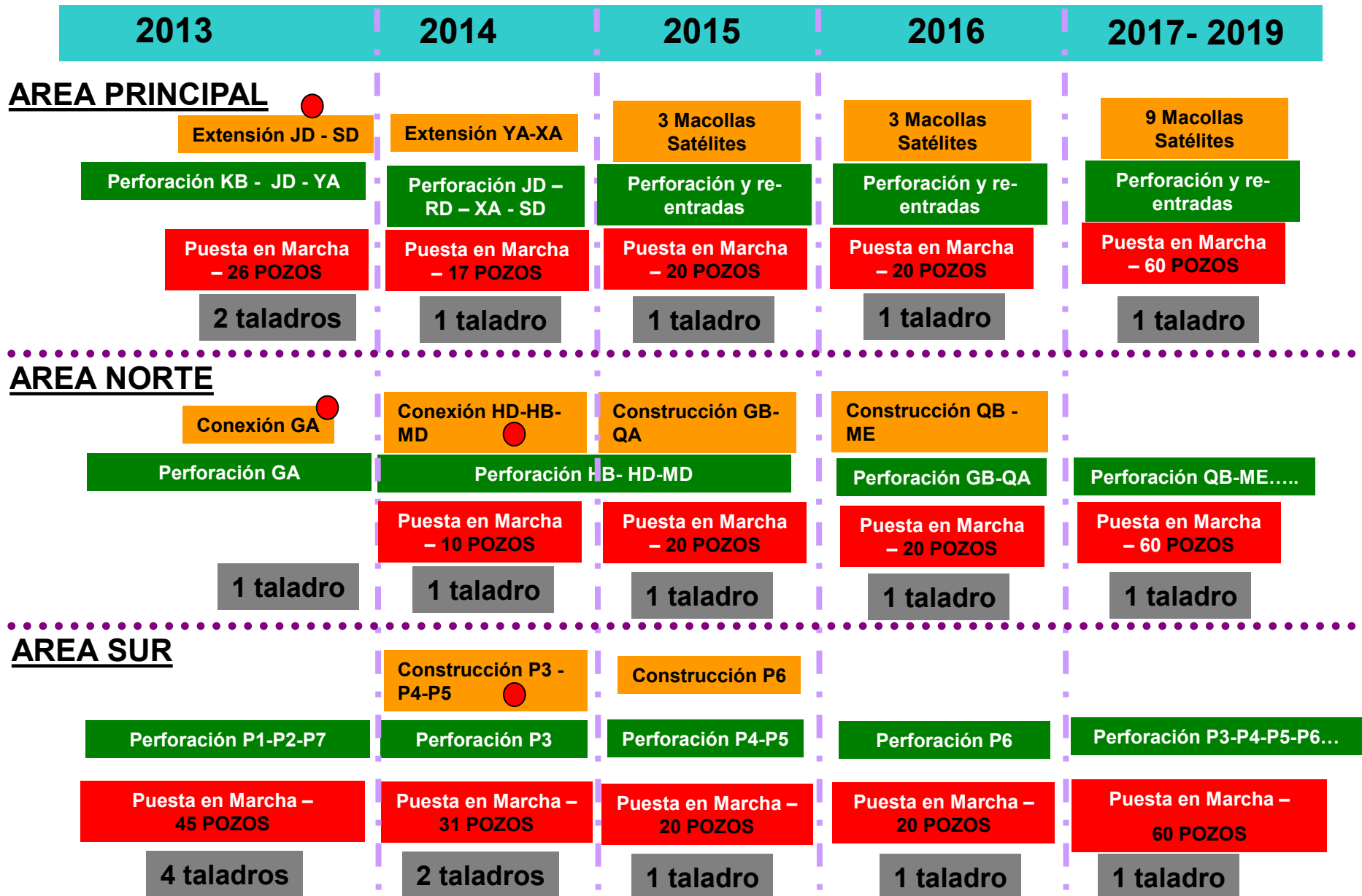
Estudio macolla satélites

Piloto EOR Térmico

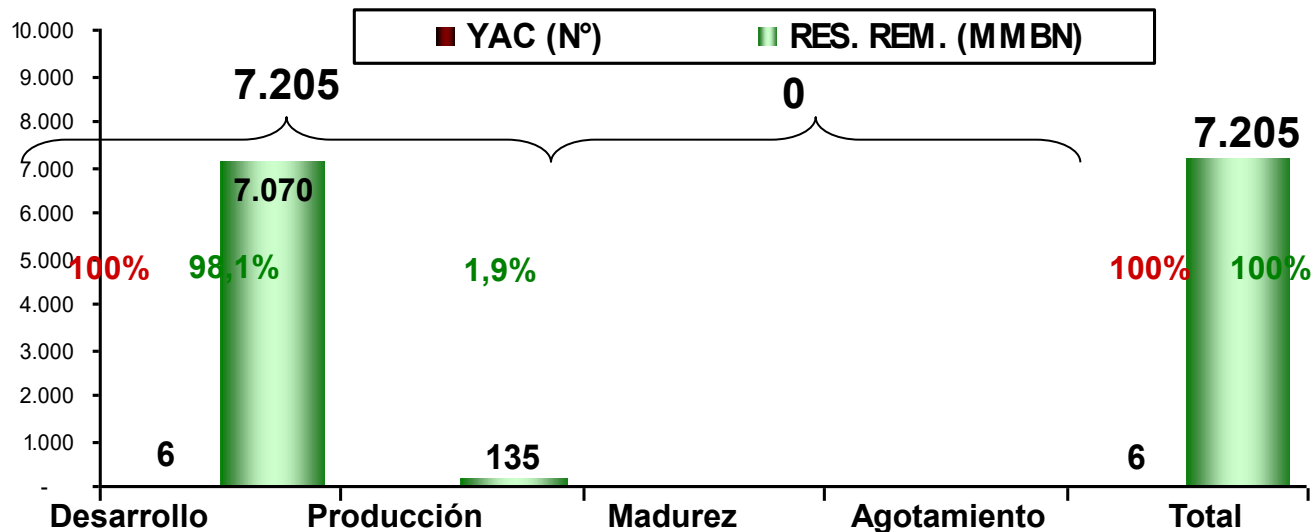
MASIFICACION

Pozo centralizador RC14/Sello bloqueador

Masificación macollas satélites

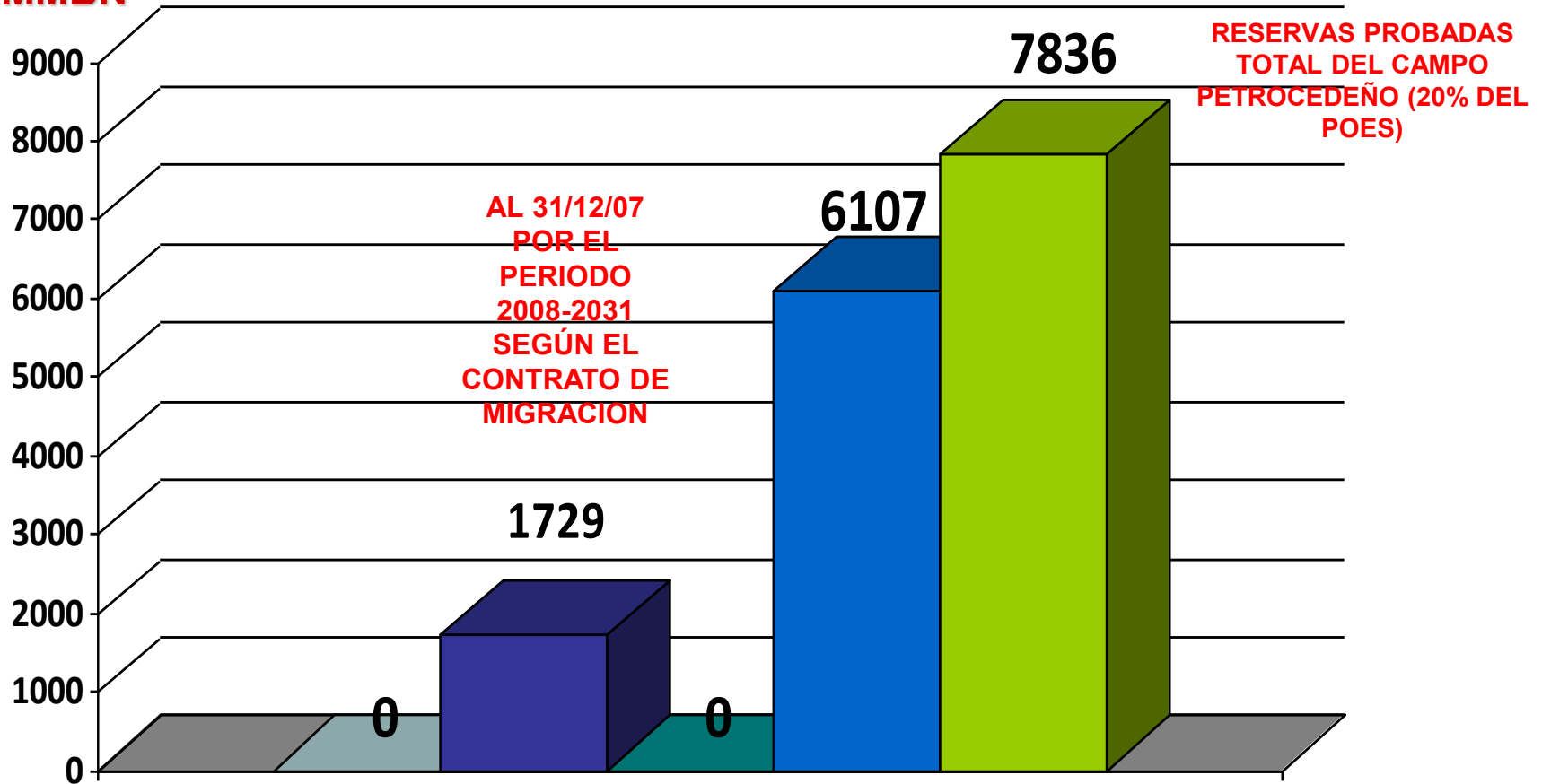


## Reservas Remanentes de Crudo (Indicadores por Fase de Explotación)



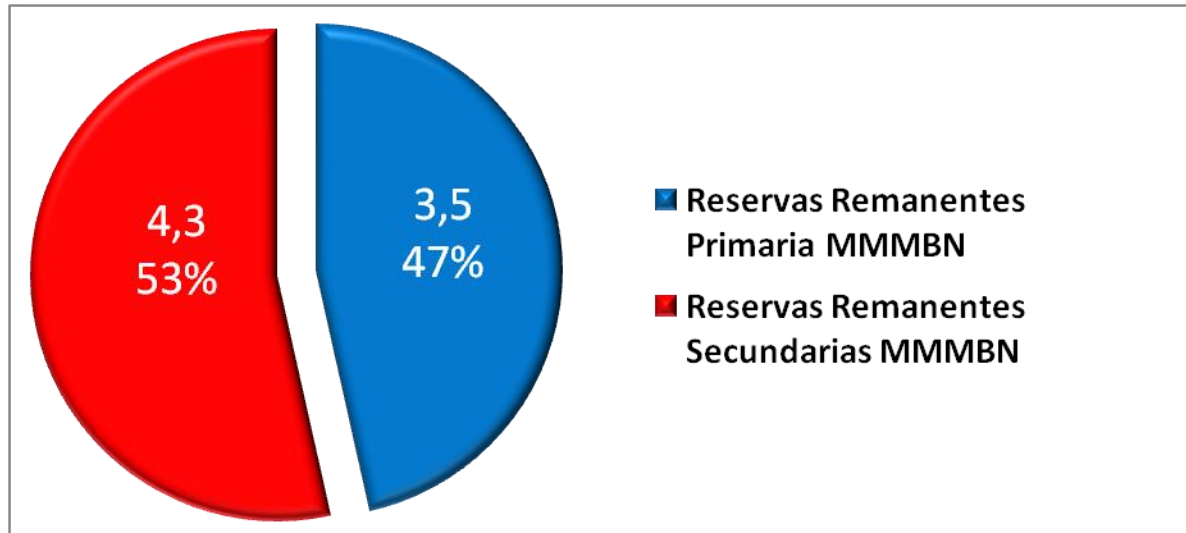
POES (MMBN)	38.079	1.102	39.181
Res. Rec. (MMBN)	7.616	220	7.836
Prod. Acum. (MMBN)	546	86	631
Agot. Total Res. (%)	7	39	8
Res. Rem. (MMBN)	7.070	135	7.205
Yac. (Nº)	6		6
Yac. Activos (Nº)	5		5
Yac. Inactivos (Nº)	1		1

	RESERVAS REMANENTES (MMBN)	YAC
PROBADAS	7205	6

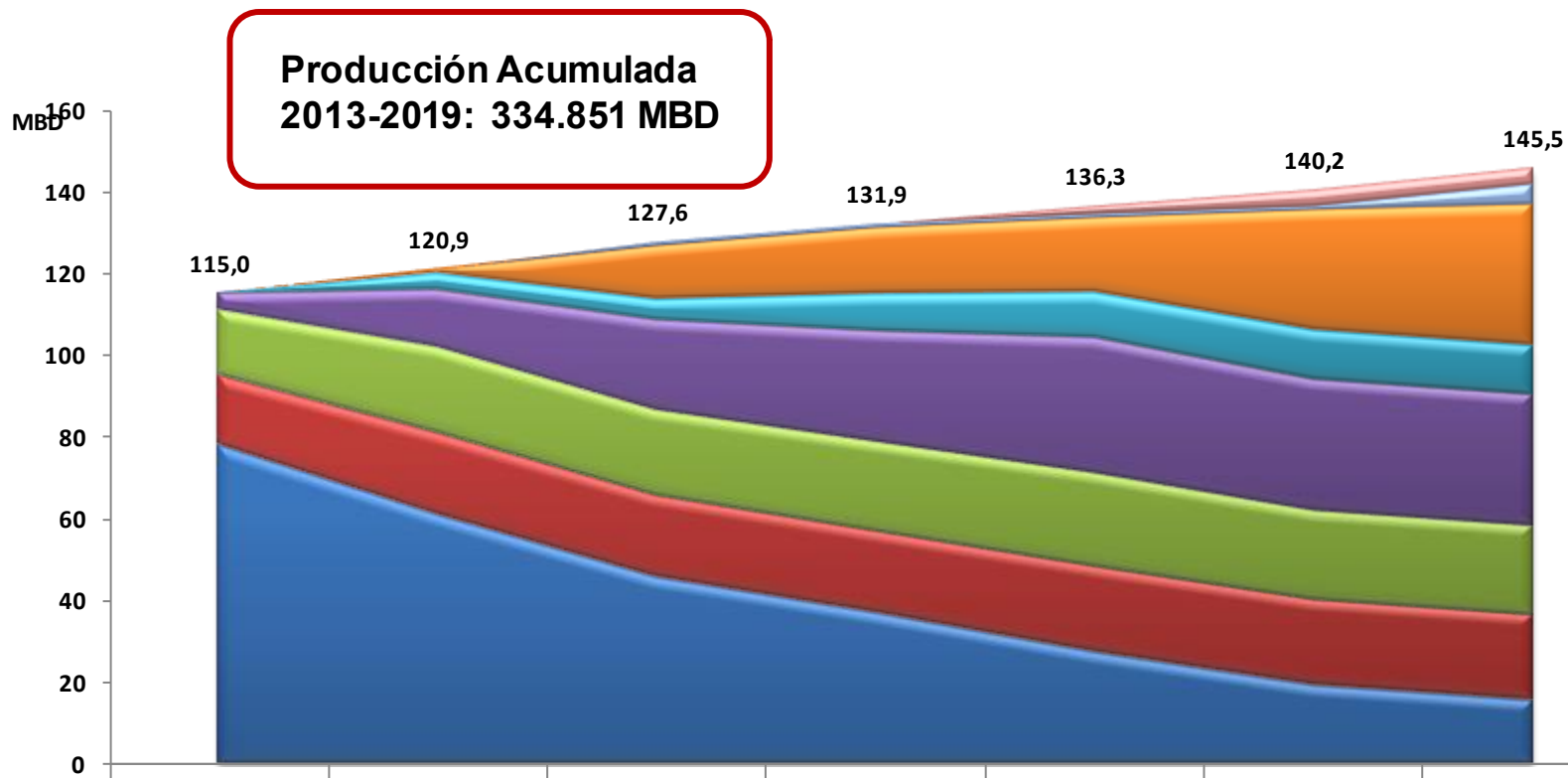
**MMBN**








- Reservas Esfuerzo Propio
- Reservas Contractuales
- Reservas Sin Asignar
- Reservas Disponibles
- Reservas Totales

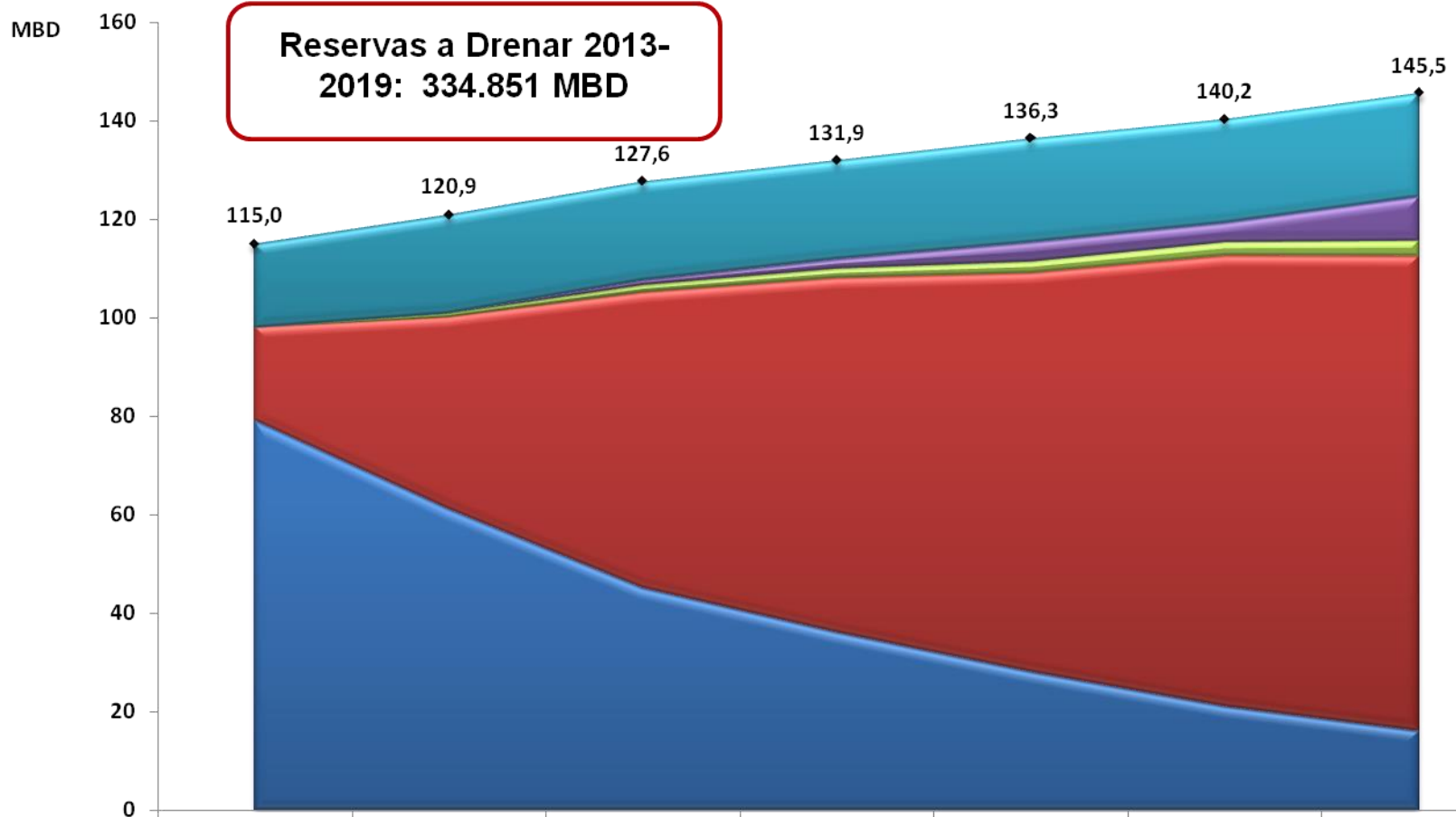
	Reservas Remanentes de crudo						
	POES MMMBNP	Recuperables MMMBNP	F.R. Total	Recuperables Primaria MMMBNP	F.R. Primario	Recuperables Secundarias MMMBNP	F.R. Secundario
OFII SDZ0006	4,0	0,8	20,0	0,4	9%	0,4	11%
OFIIA SDZ0002	6,9	1,4	20,0	0,6	9%	0,8	11%
OFIIB SDZ0002	24,1	4,8	20,0	2,2	9%	2,7	11%
OFII SDZ0176	0,8	0,2	20,0	0,1	9%	0,1	11%
OFII SDZ0174	2,2	0,4	20,0	0,2	9%	0,2	11%
OFII ZPS 0456	1,1	0,2	20,0	0,1	9%	0,1	11%
<b>Total negocio</b>	<b>39,2</b>	<b>7,8</b>	<b>0,2</b>	<b>3,5</b>	<b>9%</b>	<b>4,3</b>	<b>11%</b>



## Perfil de Producción de Crudo 2013-2019

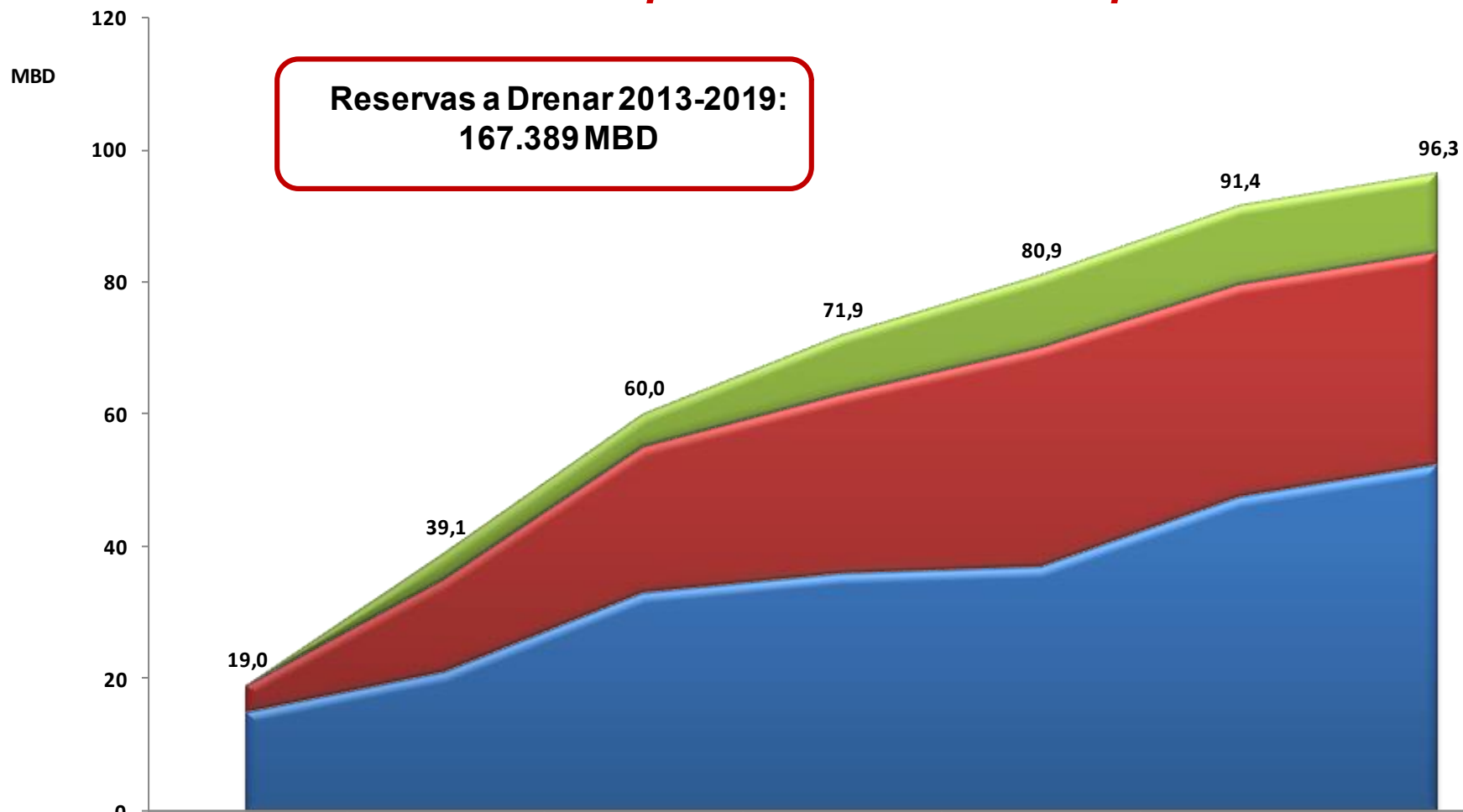


	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
 Piloto EOR termico Area Principal	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	4,0	4,0
 Piloto EOR quimico	0,0	0,0	1,0	1,0	1,0	1,0	5,0
 MSUP-PIMA	0,0	1,0	13,0	16,0	18,0	29,0	34,0
 Pozos - Area Norte	0,0	4,0	5,0	9,0	11,0	12,0	12,0
 Pozos - Area Sur	4,0	14,0	22,0	27,0	33,0	32,0	32,0
 Pozos Area Principal	16,0	21,0	21,0	22,0	23,0	22,0	22,0
 Estimulaciones	17,0	20,0	20,0	20,0	21,0	21,0	21,0
 (Base)	78,0	60,9	45,6	36,9	27,3	19,2	15,5
<b>TOTAL Petrocedeño</b>	<b>115,0</b>	<b>120,9</b>	<b>127,6</b>	<b>131,9</b>	<b>136,3</b>	<b>140,2</b>	<b>145,5</b>



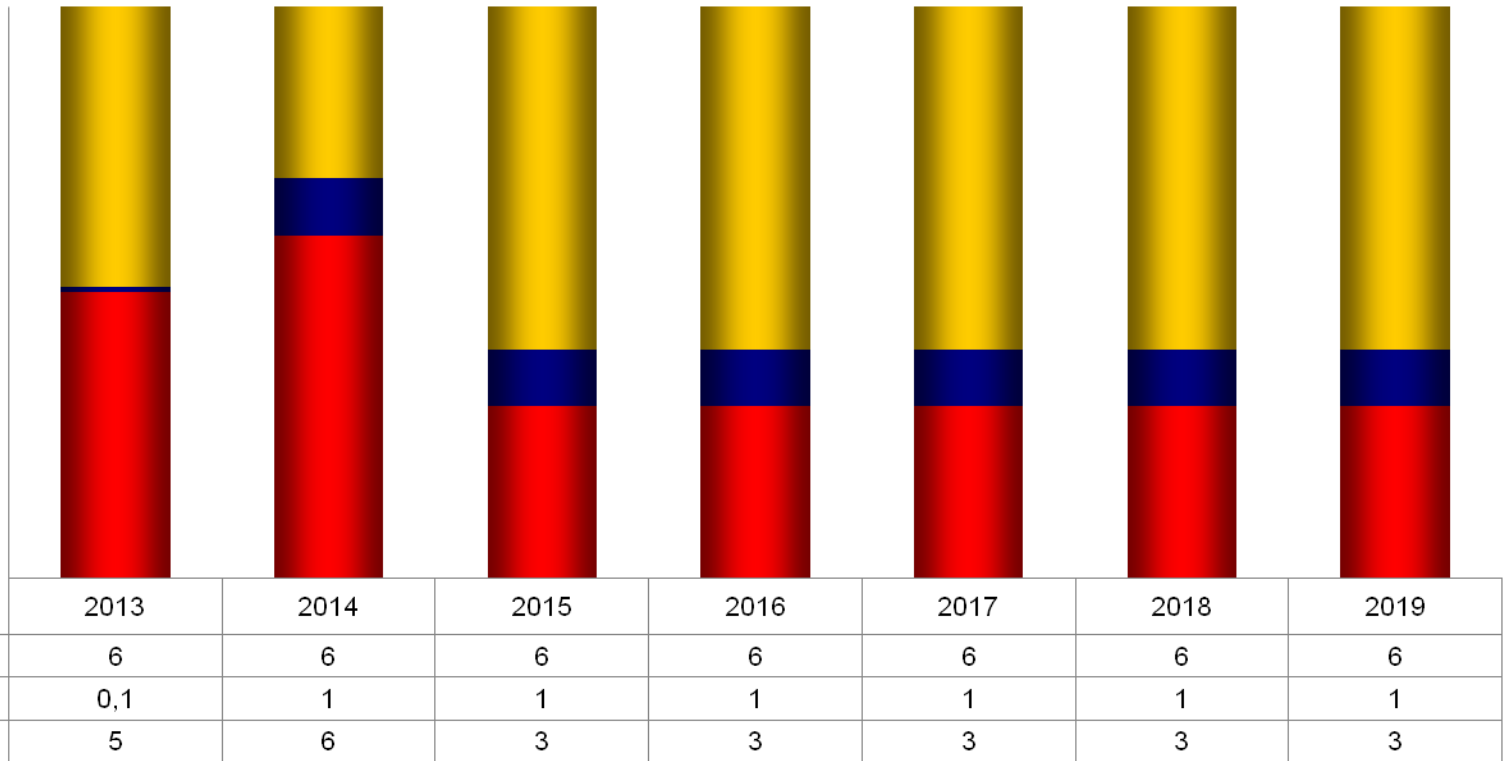
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
ESTIMULACIONES	17,0	20,0	20,0	20,0	21,0	21,0	21,0
RECUPERACION MEJORADA	0,0	0,0	1,0	2,0	4,0	4,0	9,0
IAV	0,0	0,8	1,6	2,0	2,4	2,8	3,2
Crecimiento	19,0	39,1	60,0	71,9	80,9	91,4	96,3
Base	79,0	61,0	45,0	36,0	28,0	21,0	16,0
<b>♦ TOTAL</b>	<b>115,0</b>	<b>120,9</b>	<b>127,6</b>	<b>131,9</b>	<b>136,3</b>	<b>140,2</b>	<b>145,5</b>

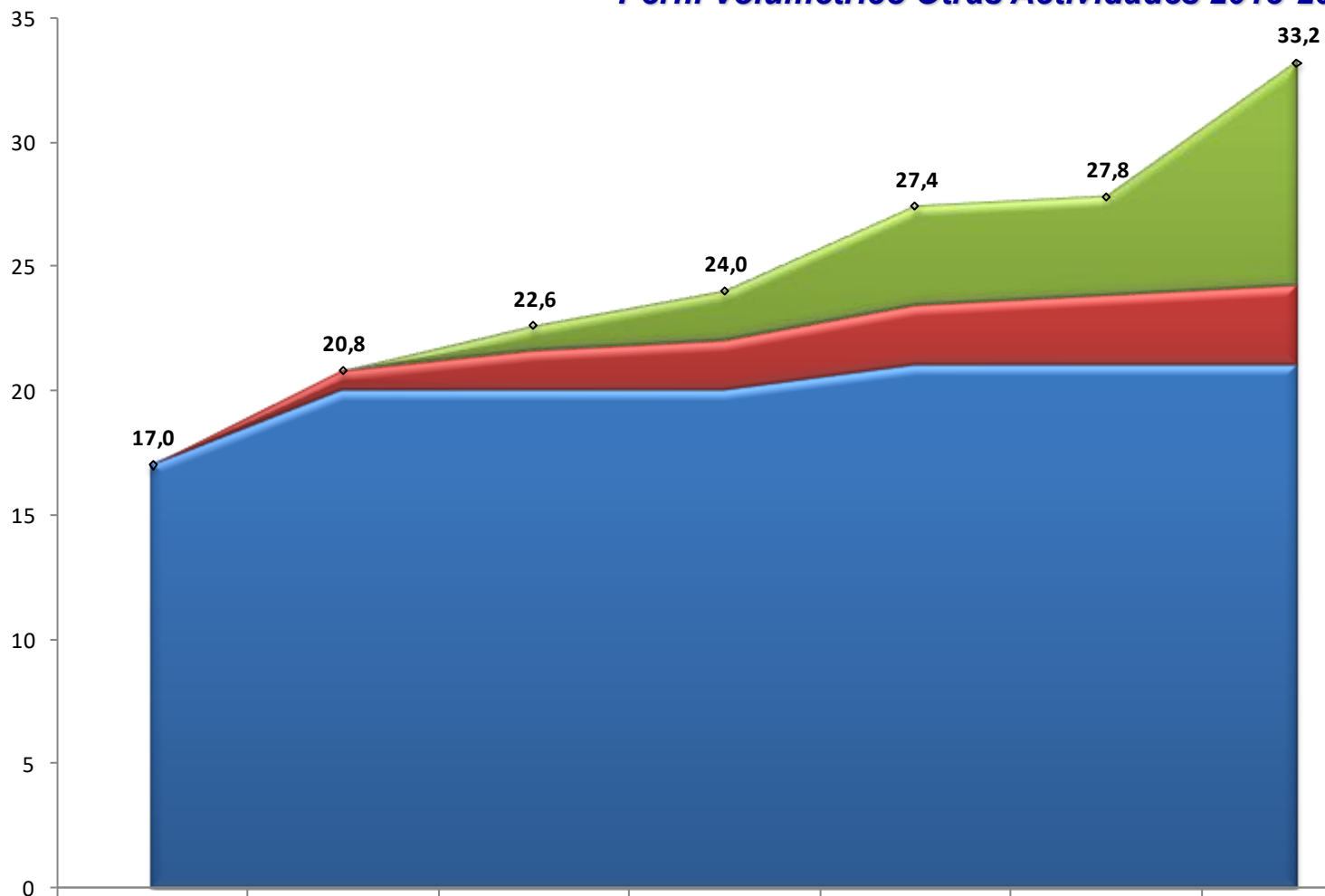
# Perfil de Producción de Crudo Paquete de Crecimiento por Área 2013-2019






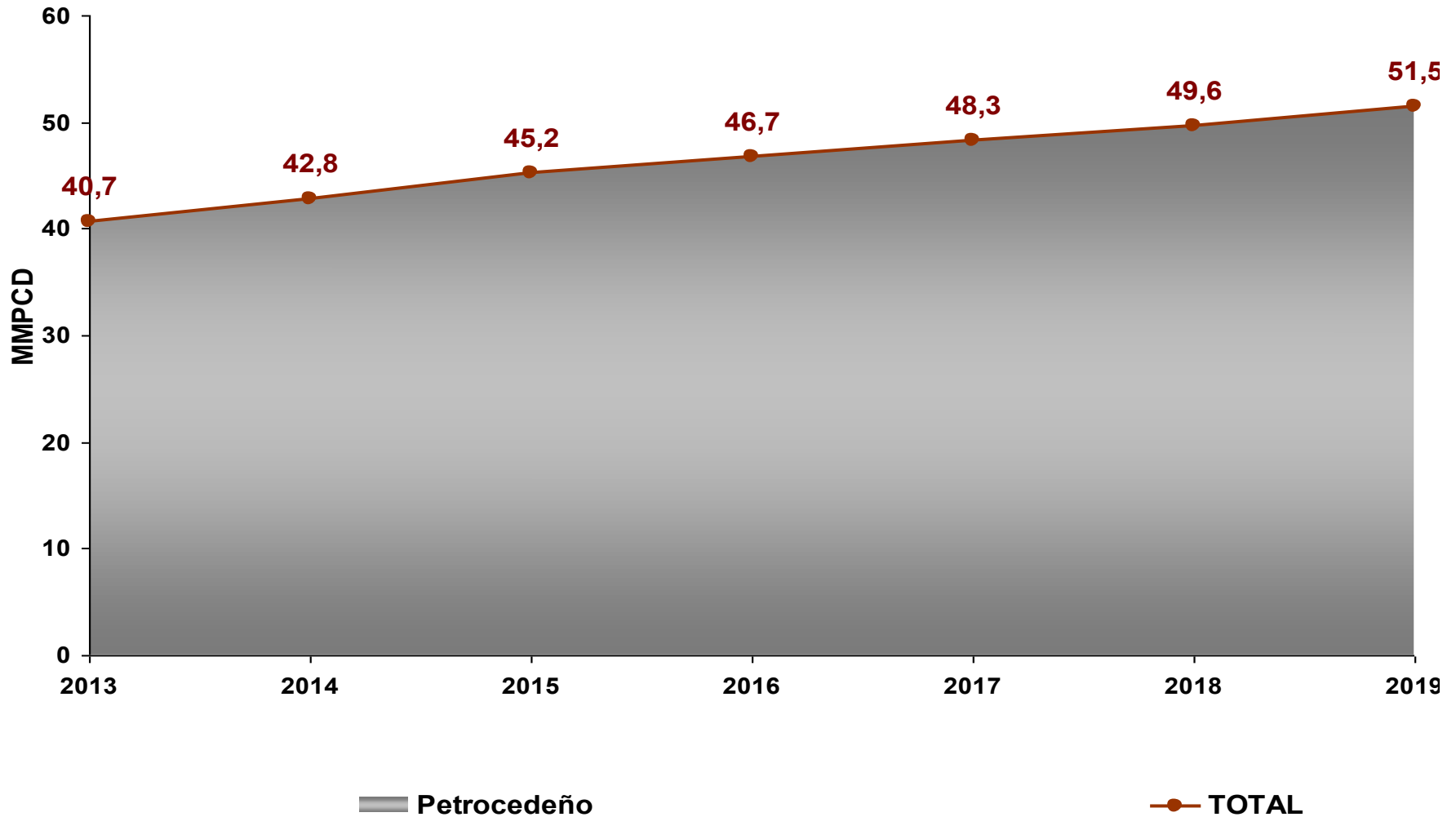
**Reservas a Drenar 2013-2019:  
167.389 MBD**

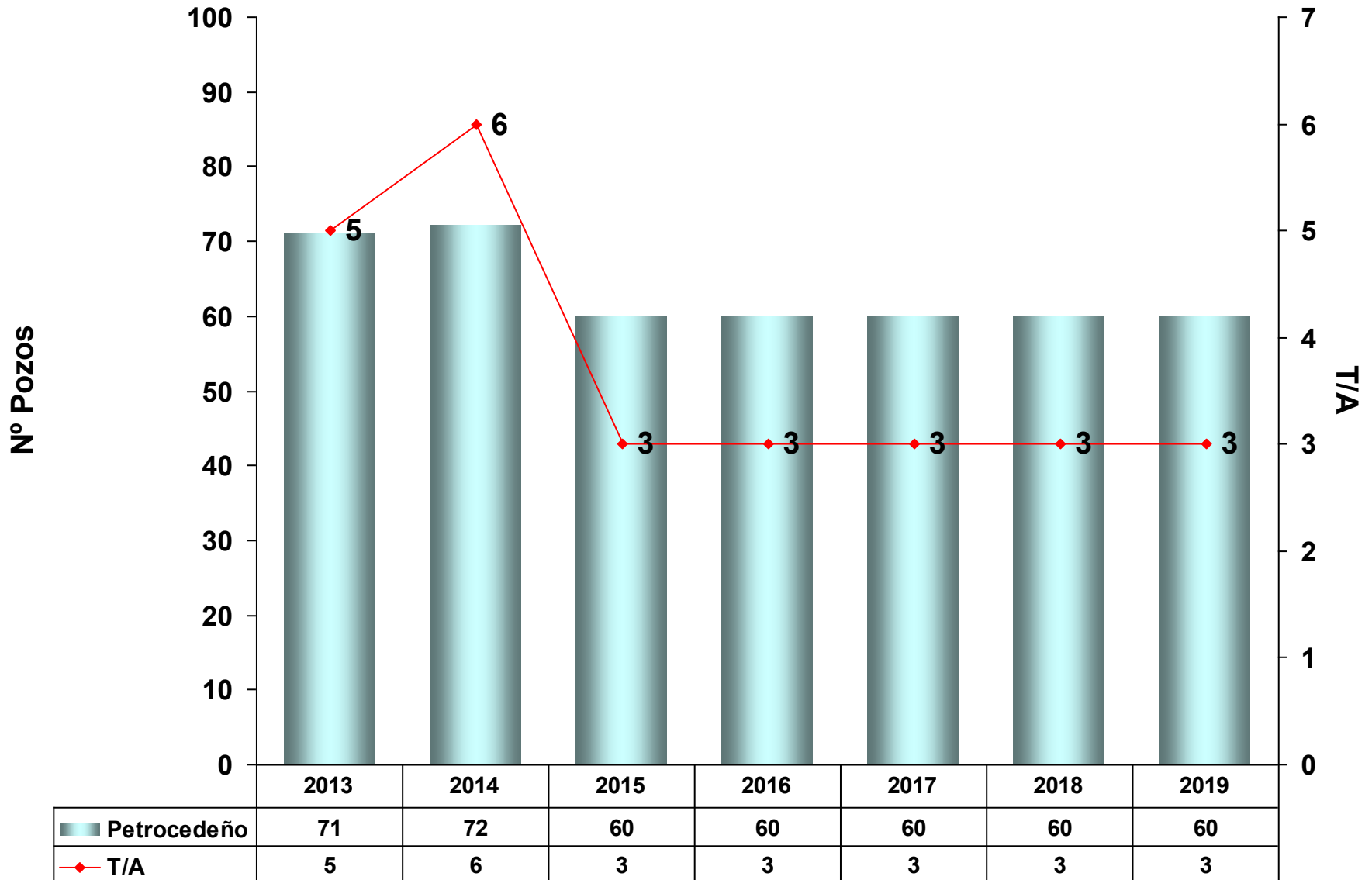
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<span style="color: green;">■</span> AREA NORTE	0,0	4,0	5,0	9,0	11,0	12,0	12,0
<span style="color: red;">■</span> AREA SUR	4,0	14,0	22,0	27,0	33,0	32,0	32,0
<span style="color: blue;">■</span> AREA PRINCIPAL	15,0	21,1	33,0	35,9	36,9	47,4	52,3
<b>TOTAL CRECIMIENTO</b>	<b>19,0</b>	<b>39,1</b>	<b>60,0</b>	<b>71,9</b>	<b>80,9</b>	<b>91,4</b>	<b>96,3</b>

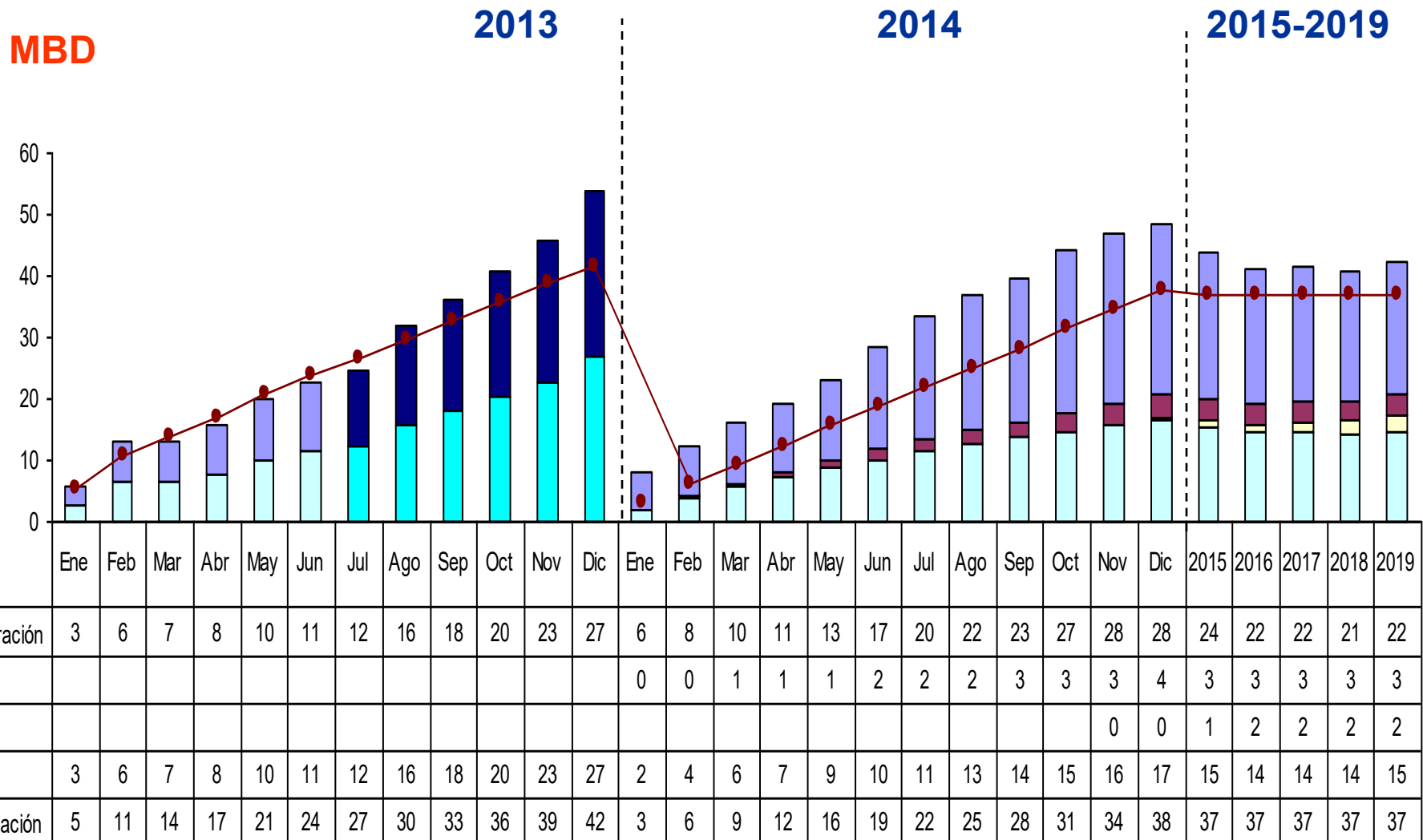
**Plan Taladros (F/P)**
**2013 - 2019**
**Calendarizado de Equipos 2013-2019**


**MBD**
**Perfil Volumétrico Otras Actividades 2013-2019**


	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
 RECUPERACION MEJORADA	0,0	0,0	1,0	2,0	4,0	4,0	9,0
 IAV	0,0	0,8	1,6	2,0	2,4	2,8	3,2
 ESTIMULACIONES	17,0	20,0	20,0	20,0	21,0	21,0	21,0
◊ TOTAL	17,0	20,8	22,6	24,0	27,4	27,8	33,2

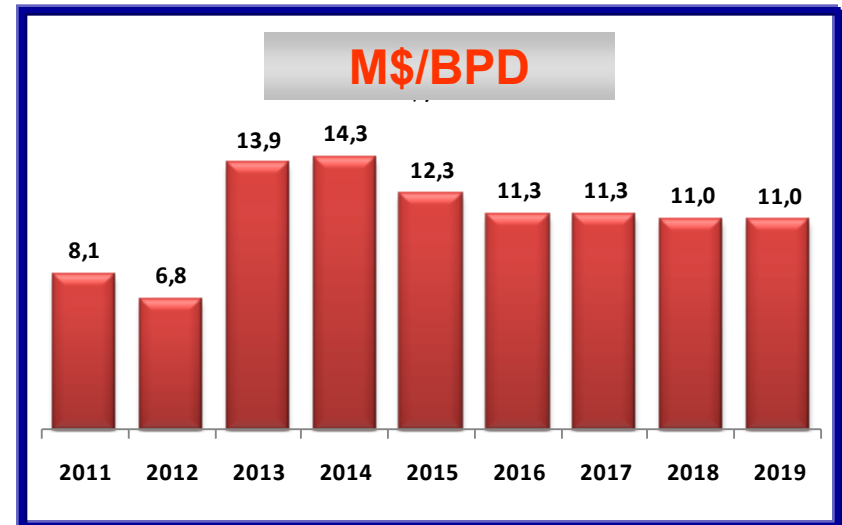
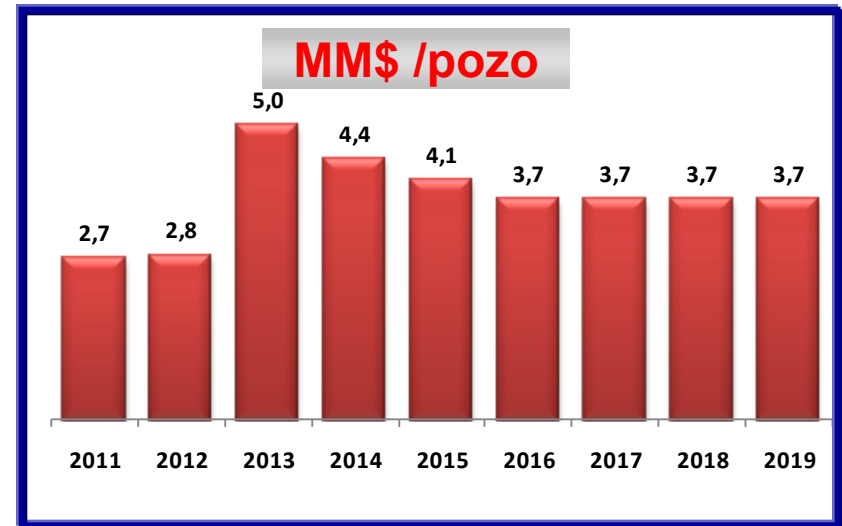
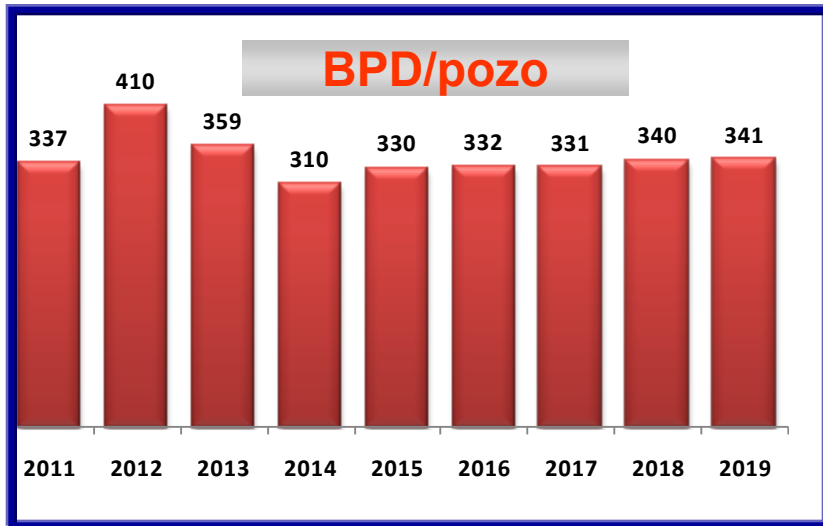






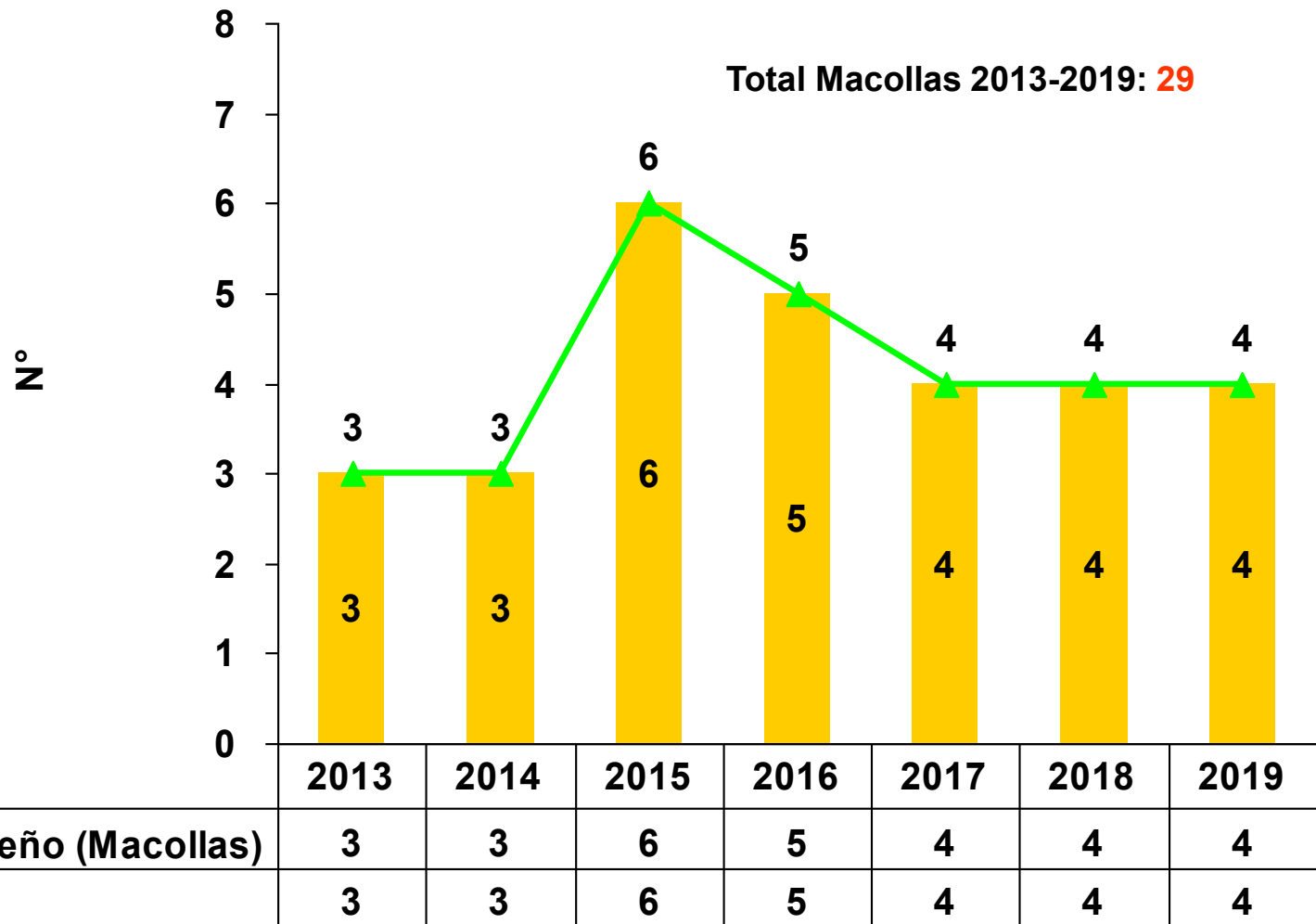
**PETROCEDENO (MBD)**

Potencial	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<b>Comienzo Periodo C/P</b>	<b>131,3</b>	<b>126,8</b>	<b>137,5</b>	<b>143,5</b>	<b>147,0</b>	<b>150,8</b>	<b>153,7</b>
<b>Otros</b>	<b>15,19</b>	<b>16,53</b>	<b>15,30</b>	<b>14,46</b>	<b>14,49</b>	<b>14,32</b>	<b>14,81</b>
<b>I.A.V</b>	-	-	<b>1,20</b>	<b>1,50</b>	<b>1,80</b>	<b>2,10</b>	<b>2,40</b>
<b>Ra/Rc</b>	-	<b>3,75</b>	<b>3,50</b>	<b>3,30</b>	<b>3,31</b>	<b>3,27</b>	<b>3,38</b>
<b>Perforación</b>	<b>26,13</b>	<b>28,16</b>	<b>23,71</b>	<b>22,04</b>	<b>21,80</b>	<b>21,21</b>	<b>21,71</b>
<b>Macollas Seleccionadas</b>	<b>20,72</b>						
<b>Actividad Adicional</b>	<b>5,41</b>	<b>28,16</b>	<b>23,71</b>	<b>22,04</b>	<b>21,80</b>	<b>21,21</b>	<b>21,71</b>
<b>Total</b>	<b>41,32</b>	<b>48,44</b>	<b>43,70</b>	<b>41,30</b>	<b>41,40</b>	<b>40,90</b>	<b>42,30</b>
<b>Declinación</b>	<b>(45,8)</b>	<b>(37,7)</b>	<b>(37,6)</b>	<b>(37,8)</b>	<b>(37,6)</b>	<b>(37,9)</b>	<b>(37,8)</b>
<b>Ajustes</b>							
<b>Final Periodo F/P</b>	<b>126,8</b>	<b>137,5</b>	<b>143,5</b>	<b>147,0</b>	<b>150,8</b>	<b>153,7</b>	<b>158,2</b>



Perforación	2013			2014			2015 - 2019		
	Costo (MM\$)			Costo (MM\$)			Costo (MM\$)		
	Fijos	Variables	Total	Fijos	Variables	Total	Fijos	Variables	Total
<b>Perf. y Complet.</b>	3,2	0,4	3,6	2,8	0,2	2	2,8	0,1	2,9
<b>Localizaciones</b>	0,005		0,005	0,005		0,005	0,005		0,005
<b>OCEMI</b>	1,4		1,4	1,4		1,4	1,4		1,4
	<b>4,6</b>	<b>0,4</b>	<b>5,0</b>	<b>4,2</b>	<b>0,2</b>	<b>4,4</b>	<b>3,2</b>	<b>0,2</b>	<b>4,1</b>
<b>% Costos Perf</b>	<b>83 %</b>	<b>17 %</b>		<b>78 %</b>	<b>22 %</b>		<b>78 %</b>	<b>22 %</b>	

RaRc	Costo (MM\$) 2013-2014		
	Fijos	Variables	Total
<b>Rehabilitación</b>	1,3	0,2	1,5
<b>Localizaciones</b>			0
<b>OCEMI</b>			0
	<b>1,3</b>	<b>0,2</b>	<b>1,5</b>
<b>% Costos Perf</b>	<b>76 %</b>	<b>24 %</b>	



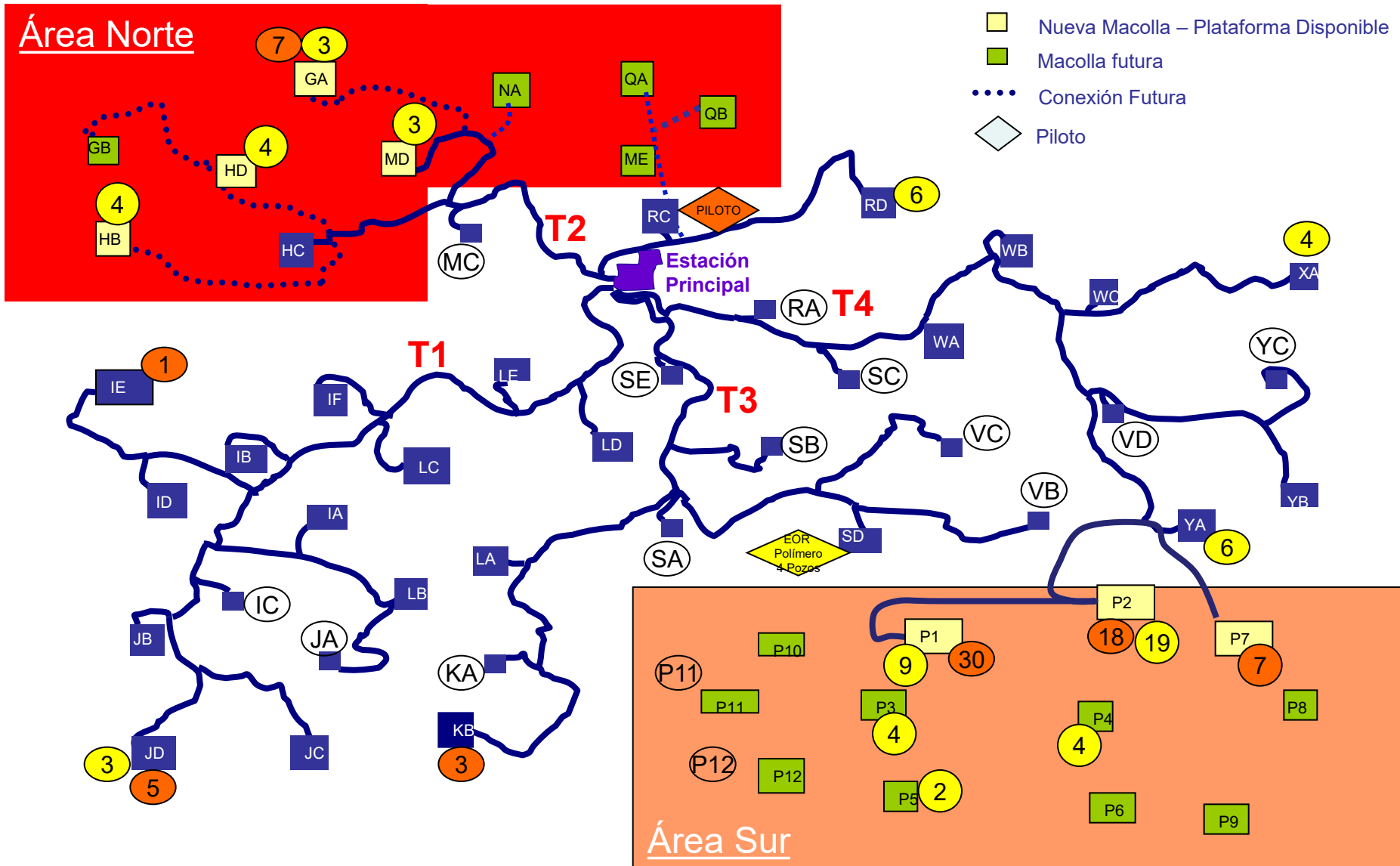
*Cada nueva macolla tendrá pozos en las zonas (Fluvial y Deltaica)*

# Esquemático de Ubicación de Macollas

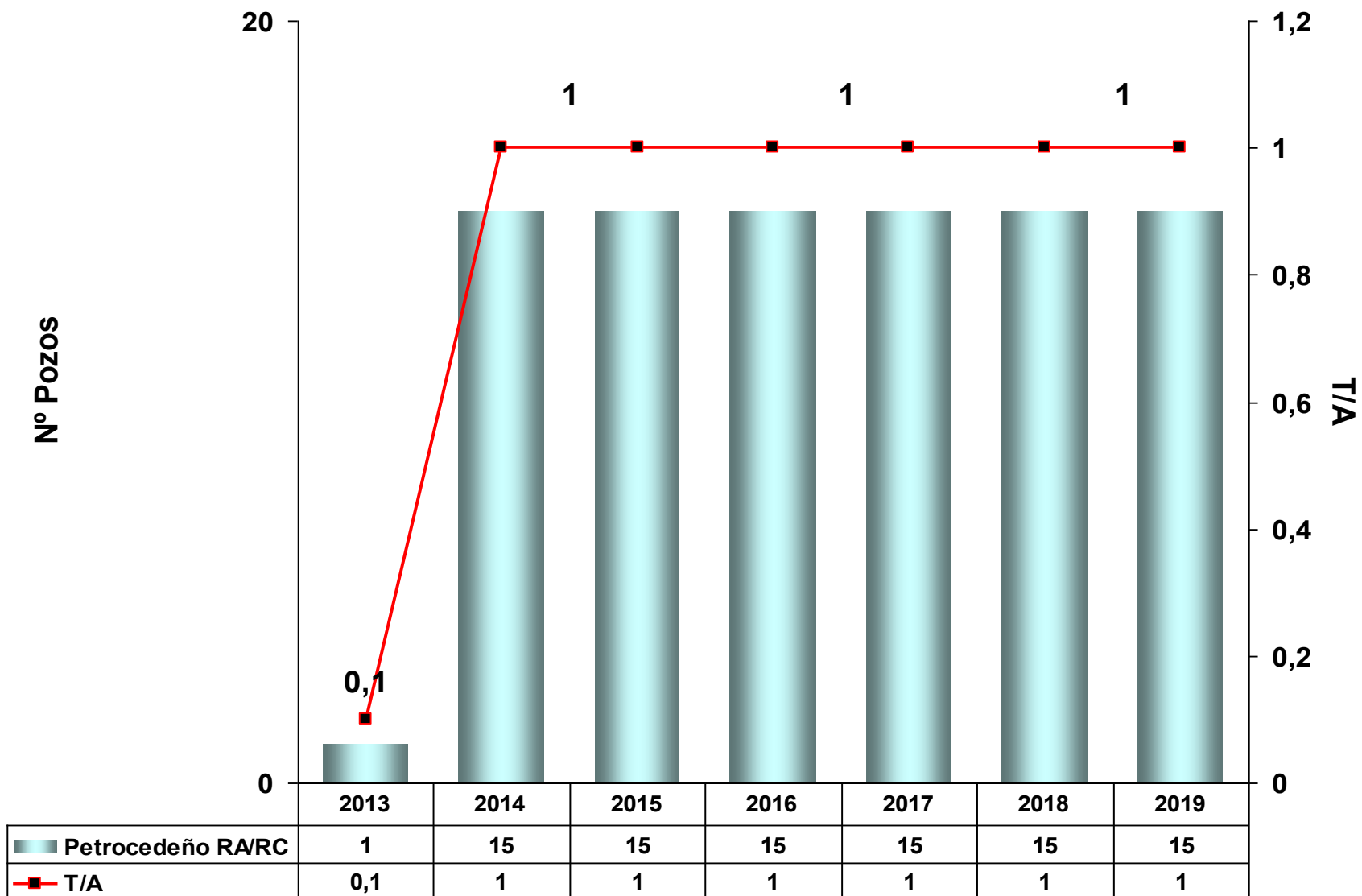
- Perforación 2013 (71 POZOS)
- Perforación 2014 (72 POZOS)

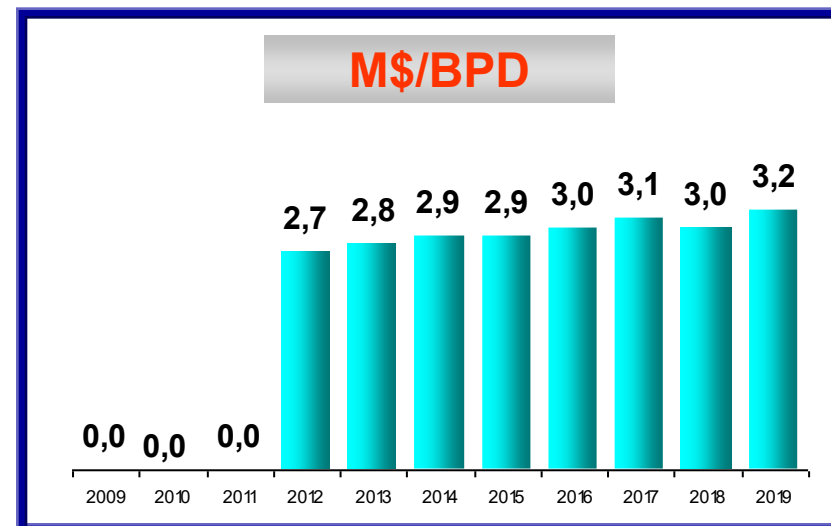
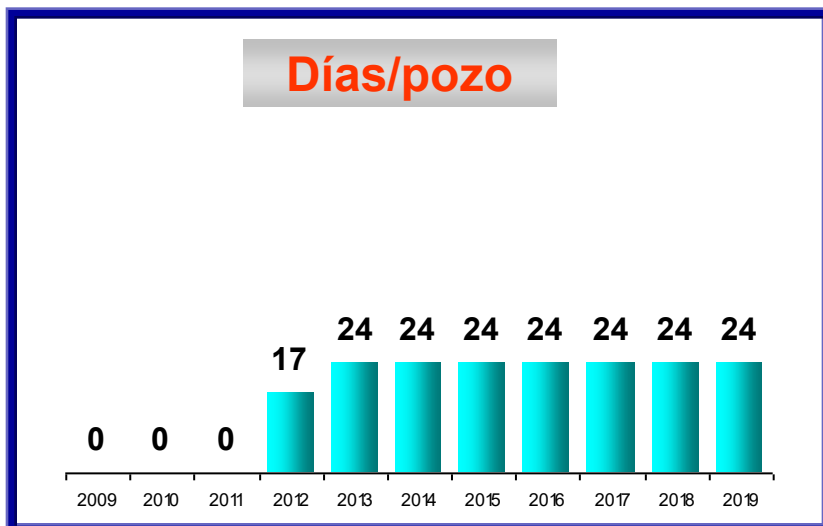
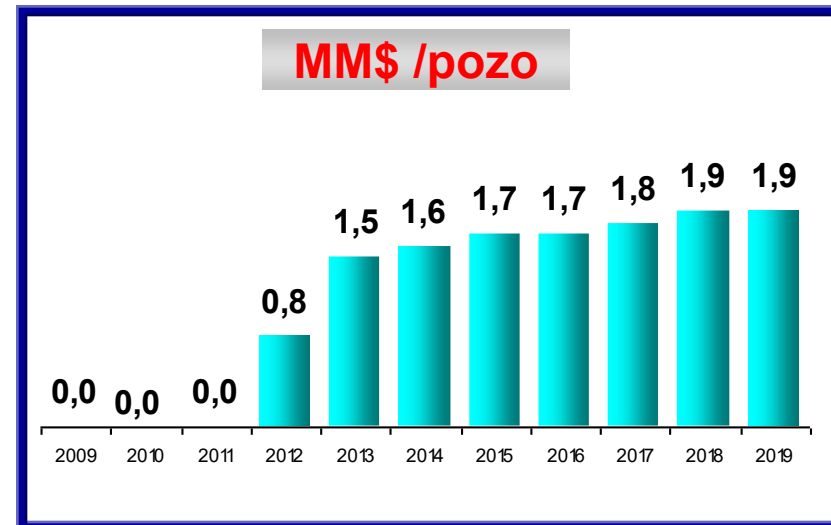
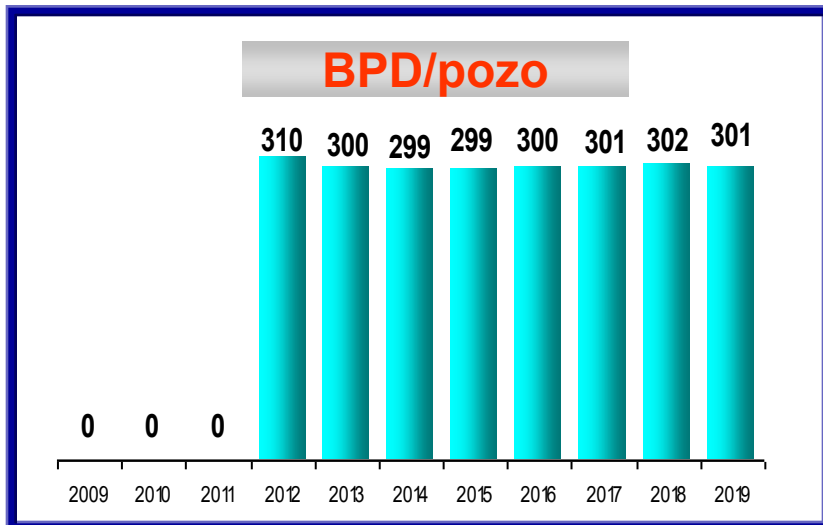
- Troncal Existente
- Macolla Existente
- Nueva Macolla – Plataforma Disponible
- Macolla futura
- ⋯ Conexión Futura
- Piloto

## Área Norte

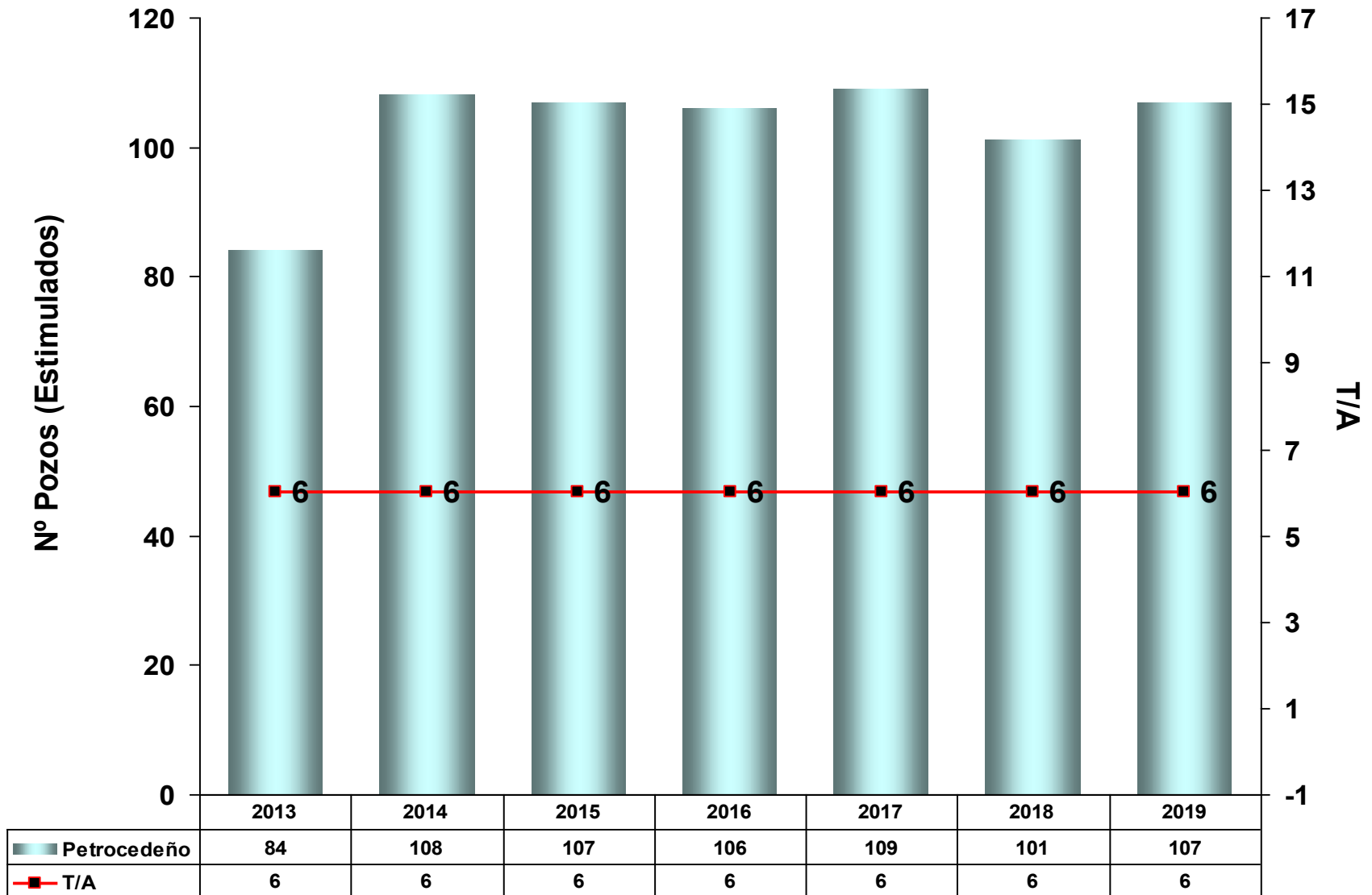


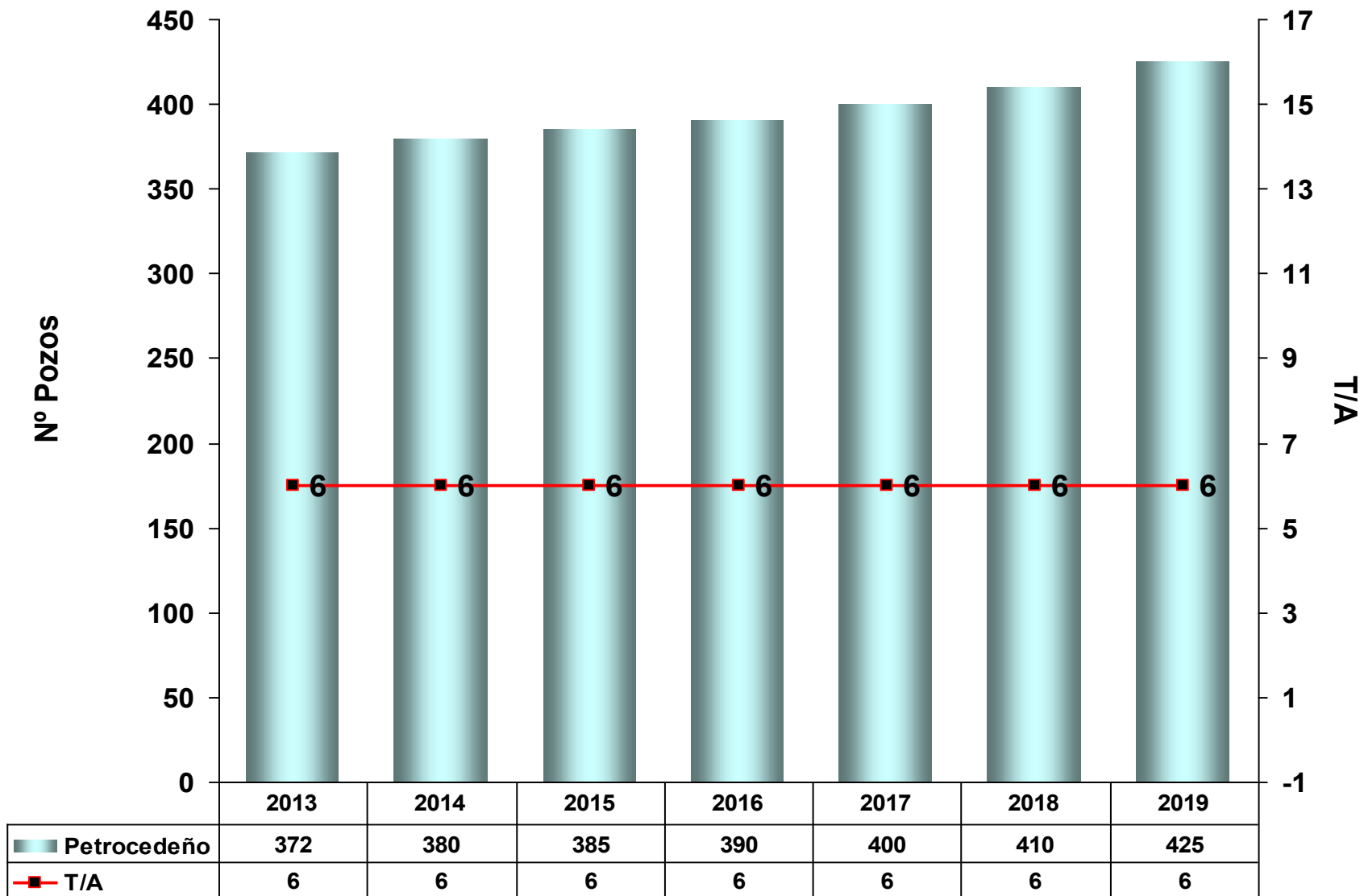
## Área Sur

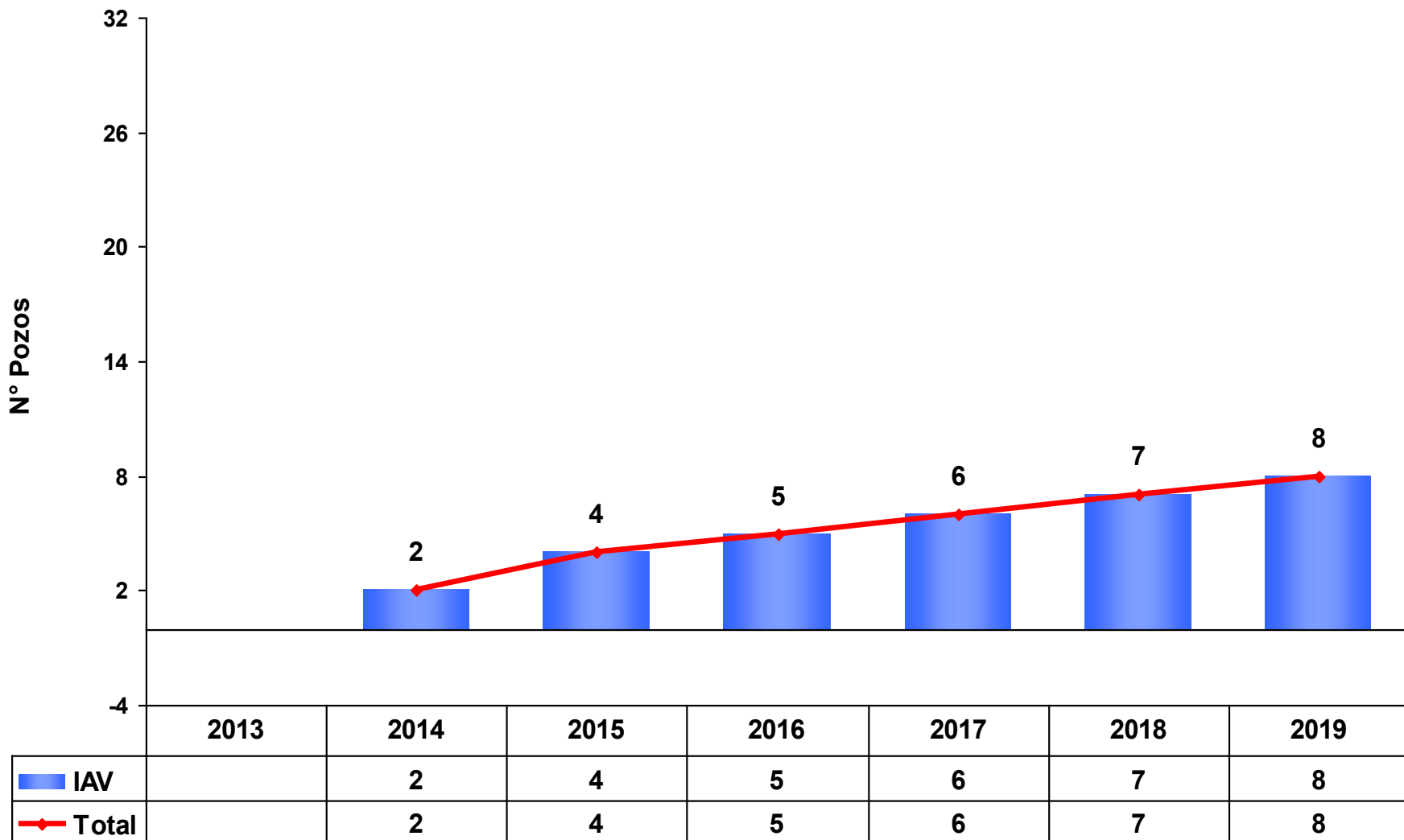




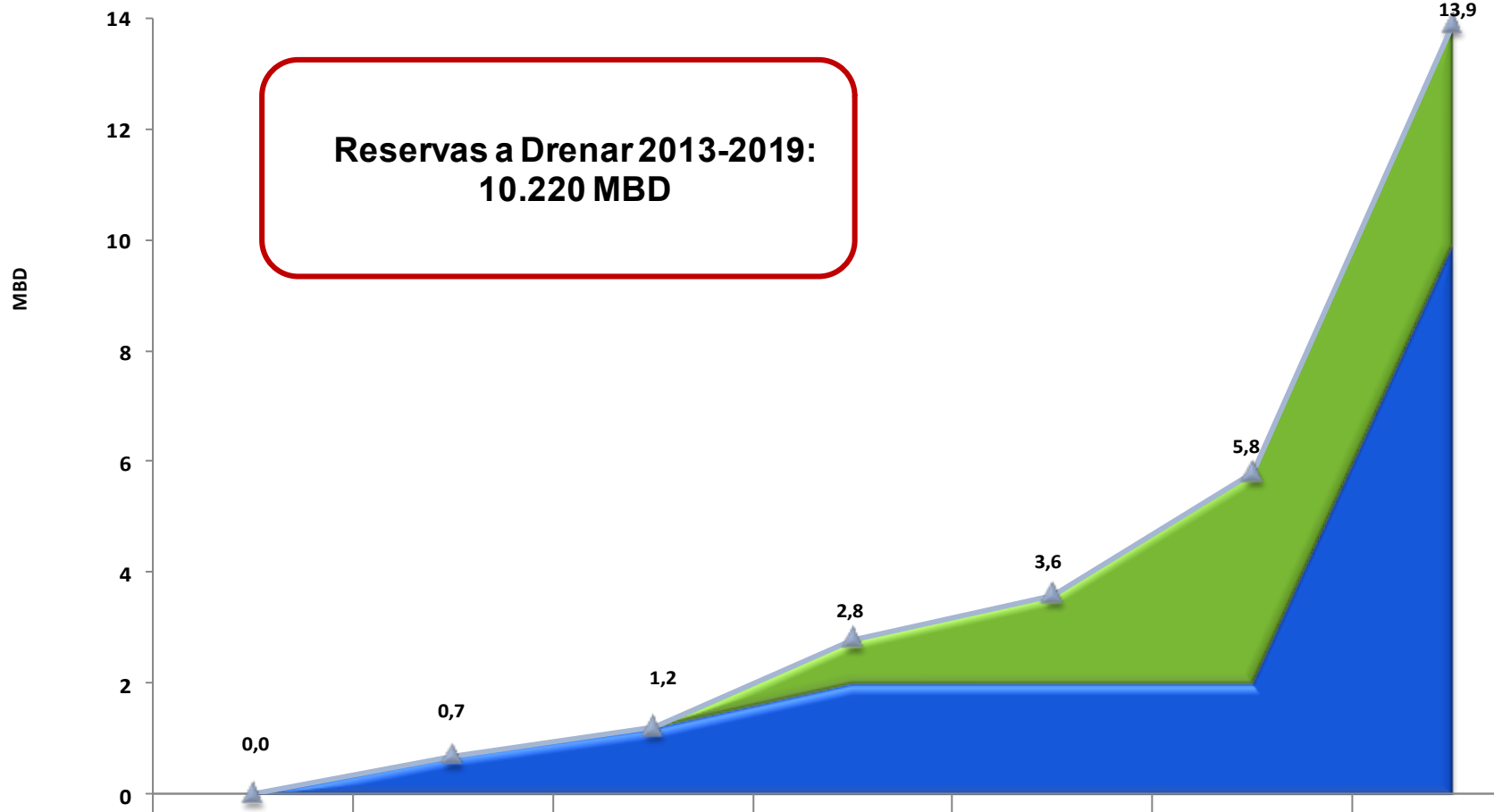
## Otras Actividades Petrocedeo (Estimulación)










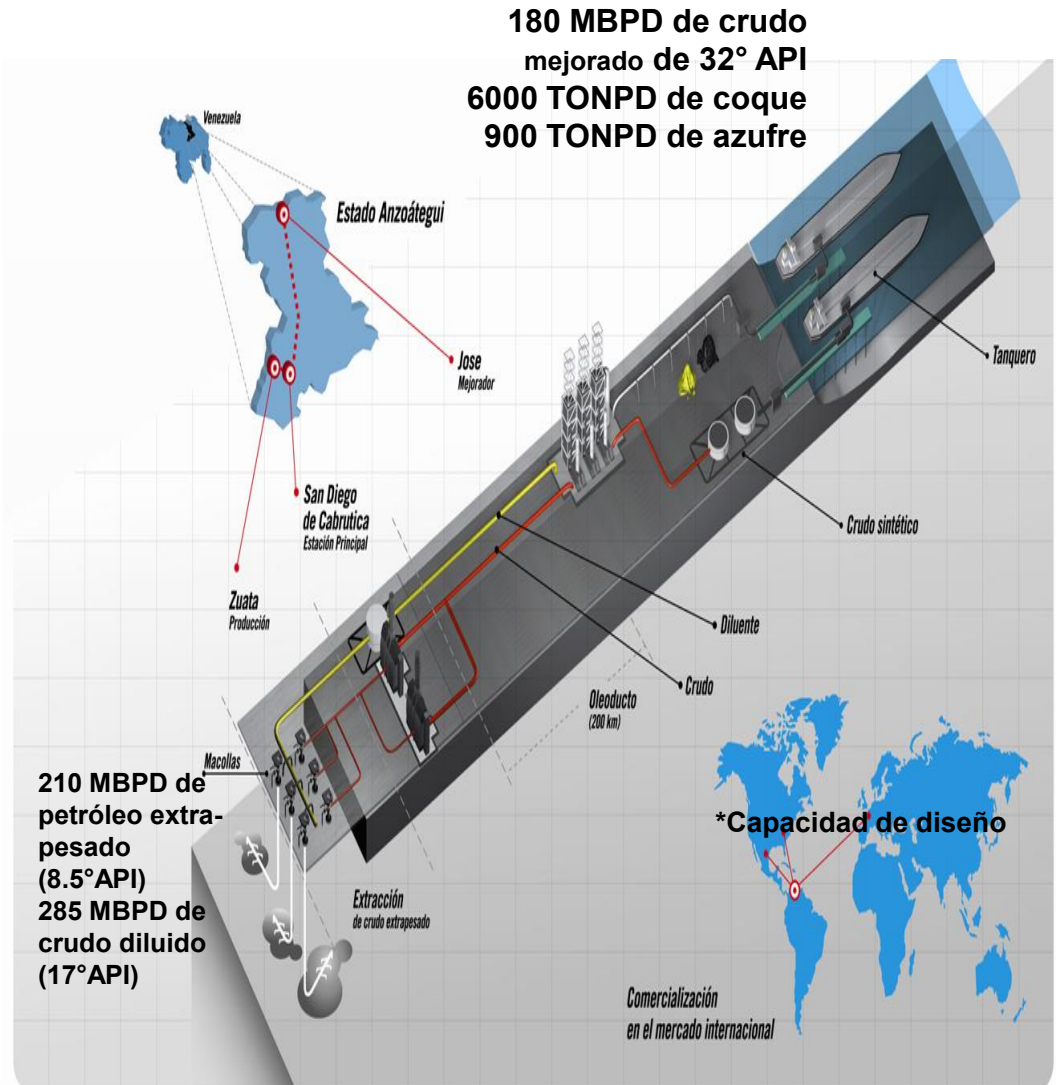
<b>IAV</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>
Numero de Pozos (Petrocedefío)		2	4	5	6	7	8
30 días de inyección de vapor por Pozo (Ton)		4800	4800	4800	4800	4800	4800
Cantidad de Vapor total considerando 3 ciclos por pozo		28800	57600	72000	86400	100800	115200
Costo Marginal de IAV (4,01 \$/Bl)							







 Piloto EOR Termico	0,0	0,0	0,0	0,8	1,6	3,8	4,0
 Piloto EOR Polimeros	0,0	0,7	1,2	2,0	2,0	2,0	9,9
 Total	0,0	0,7	1,2	2,8	3,6	5,8	13,9

## Dimensiones Petrocedeño

N° Estaciones de flujo	0	
N° Estaciones Principales	1	
Oleoductos Exportación de Crudo	25	Kms
Oleoductos Exportación a José	197	Kms
Oleoductos Troncal 1-1	21	Kms
Oleoductos Troncal 1-2	19	Kms
Oleoductos Troncal 2A	7,8	Kms
Oleoductos Troncal 2B	10	Kms
Oleoductos Troncal 3	11	Kms
Oleoductos Troncal 4	11	Kms
<b>Total Oleoductos</b>	<b>296</b>	<b>Kms</b>
Gasoductos Exportación de Gas	25	Kms
Gasoductos Troncal 1	21	Kms
Gasoductos Troncal 2	10	Kms
Gasoductos Troncal 3	11	Kms
Gasoductos Troncal 4	11	Kms
<b>Total Gasoductos</b>	<b>78</b>	<b>Kms</b>
N° Patios de tanque	0	
Capacidad Patios de tanque	0	MMBls
N° Plantas de inyección de agua	1	



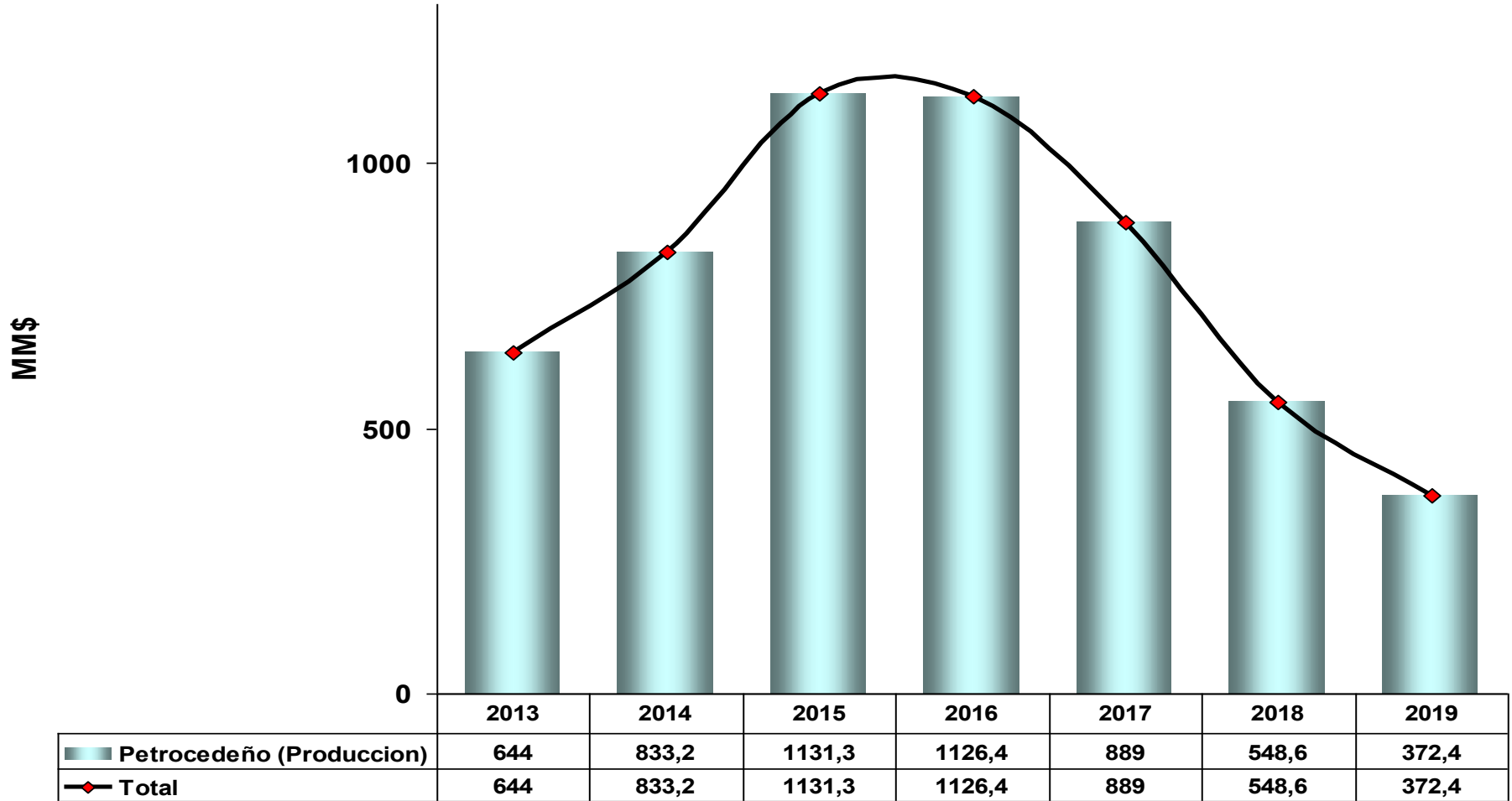
Negocio	Proyecto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<b>Empresa Mixta Petrocedeño</b>	<b>Desarrollo Área Sur (FASE I)</b> 	<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <span>Finalizada en 2011</span> <span>Estatus: Procura (Marzo 2014)</span> </div> <div style="display: flex; justify-content: space-between; margin-top: 10px;"> <span>Junio - 14</span> <span>Junio - 14</span> </div>						
	<b>Adecuación de estación principal (MSUP)</b> 	<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <span>Oct-13</span> <span>Jun- 14</span> </div> <div style="display: flex; justify-content: space-between; margin-top: 10px;"> <span>Febrero-14</span> <span>Oct-14</span> </div>						
	<b>Piloto de recuperación mejorada de Crudo (EOR -TERMICO)</b> 	<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <span>Febrero-14</span> <span>Dic-14</span> </div> <div style="display: flex; justify-content: space-between; margin-top: 10px;"> <span>Jul-14</span> <span>Jul-16</span> </div>						
	<b>Entrega de Gas a Planta Eléctrica de CORPOELEC</b> 	<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <span>Jul-13</span> <span>Sep-13</span> </div> <div style="display: flex; justify-content: space-between; margin-top: 10px;"> <span>Nov-13</span> </div>						

**FASES:**
Ingeniería 
Contratación 
Procura 
Construcción

	Nombre del Proyecto	Desembolsos	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
1	DESARROLLO DEL AREA SUR	Monto en MMBsF puros	330,75	614,25	1.045,64	590,63	388,87	229,64	251,37
		Monto en MM\$ puros	17,50	32,50	55,33	31,25	20,58	12,15	13,30
		Monto Equivalente en MM\$	70,00	130,00	221,30	125,00	82,30	48,60	53,20
2	ADECUACION DE LA ESTACION PRINCIPAL (MSUP)	Monto en MMBsF puros	564,61	557,55	334,53				
		Monto en MM\$ puros	62,28	61,50	36,90				
		Monto Equivalente en MM\$	151,90	150,00	90,00				
3	PILOTO DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE CRUDO (EOR: ENHANCED OIL RECOVERY)	Monto en MMBsF puros	192,38	443,52	731,81				
		Monto en MM\$ puros	4,16	9,60	15,84				
		Monto Equivalente en MM\$	34,70	80,00	132,00				
4	ENTREGA DE GAS A PLANTA ELECTRICA DE CADAFE	Monto en MMBsF puros	46,31	9,70					
		Monto en MM\$ puros	3,15	0,66					
		Monto Equivalente en MM\$	10,50	2,20					
5	PROYECTOS MENORES	Monto en MMBsF puros	287,28	741,98	1.055,09	1.577,21	1.270,55	787,50	502,74
		Monto en MM\$ puros	136,80	353,33	502,43	751,05	605,03	375,00	239,40
		Monto Equivalente en MM\$	182,40	471,10	669,90	1.001,40	806,70	500,00	319,20
<b>Total Proyectos en Ejecución</b>		<b>MM\$</b>	<b>267,10</b>	<b>362,20</b>	<b>443,30</b>	<b>125,00</b>	<b>82,30</b>	<b>48,60</b>	<b>53,20</b>
<b>Total Proyectos Menores en Ejecución</b>		<b>MM\$</b>	<b>182,40</b>	<b>471,10</b>	<b>669,90</b>	<b>1.001,40</b>	<b>806,70</b>	<b>500,00</b>	<b>319,20</b>
<b>Total Proyectos Generados o nuevos para el período 2014-2019</b>		<b>MM\$</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Total Inversiones 2013-2019</b>		<b>MM\$</b>	<b>449,50</b>	<b>833,30</b>	<b>1.113,20</b>	<b>1.126,40</b>	<b>889,00</b>	<b>548,60</b>	<b>372,40</b>

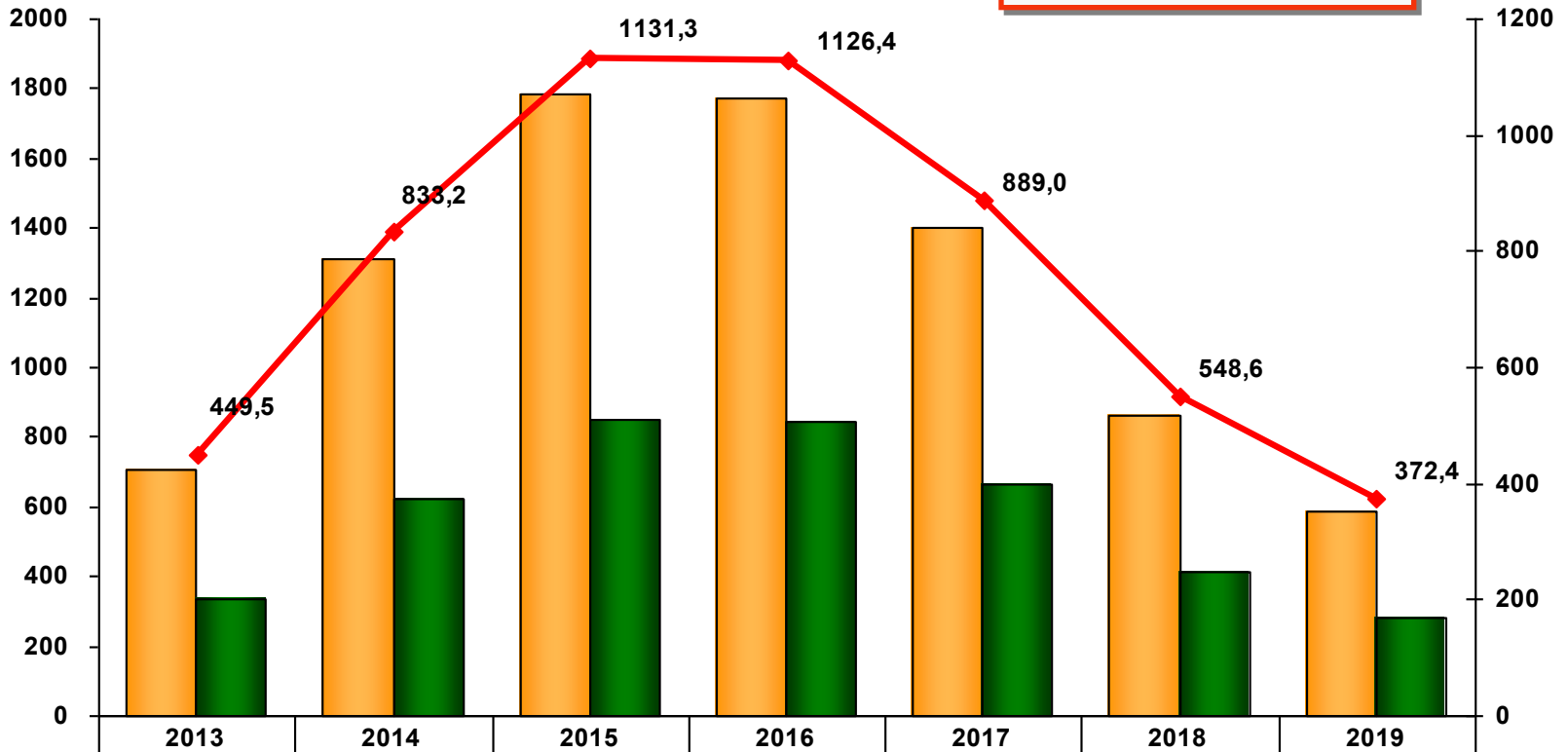
**DETALLE DE INVERSIONES PSP 2013-2019**




DIVISIÓN	NEGOCIO	PROCESOS	DESEMBOLSO EN MM\$						
			2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
JUNIN	PETROCEDEÑO	<b>PROYECTOS MAYORES</b>	<b>1,4</b>	<b>88,7</b>	<b>118,0</b>	<b>70,3</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
		Almacenamiento	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Transporte	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Mejoramiento	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Despacho	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Sistemas de Generación Eléctrica	0,0	16,7	55,0	47,3	0,0	0,0	0,0
		otras Infraestructuras (Estaciones/Sistemas de	1,4	72,0	63,0	23,0	0,0	0,0	0,0
		<b>PROYECTOS CONTINUIDAD OPERACIONAL</b>	<b>222,2</b>	<b>325,9</b>	<b>449,0</b>	<b>431,1</b>	<b>468,1</b>	<b>174,1</b>	<b>149,5</b>
		<b>NO GENERADORAS</b>	<b>32,5</b>	<b>74,7</b>	<b>51,5</b>	<b>65,0</b>	<b>27,8</b>	<b>36,2</b>	<b>3,2</b>
		<b>SUBSUELO</b>	<b>193,4</b>	<b>344,0</b>	<b>512,7</b>	<b>560,0</b>	<b>393,1</b>	<b>338,3</b>	<b>219,7</b>
		Sísmica	0,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	0,0
		Pozos estratigraficos/Delineadores/Pozos							
		Observadores/Inyectores/Suplidores	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Perforación de Pozos Productores	152,9	286,0	274,7	251,1	237,7	237,7	211,7
		Localizaciones	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Facilidades de Pozos	40,5	53,0	233,0	303,9	150,4	95,6	8,0		
<b>TOTAL NEGOCIO / DIVISION MM\$</b>	<b>449,5</b>	<b>833,3</b>	<b>1131,2</b>	<b>1126,4</b>	<b>889,0</b>	<b>548,6</b>	<b>372,4</b>		
<b>Monto en MMBsF puros</b>	<b>112,4</b>	<b>208,3</b>	<b>282,8</b>	<b>281,6</b>	<b>222,3</b>	<b>137,1</b>	<b>93,1</b>		
<b>Monto en MM\$ puros</b>	<b>337,1</b>	<b>625,0</b>	<b>848,4</b>	<b>844,8</b>	<b>666,8</b>	<b>411,4</b>	<b>279,3</b>		
<b>Monto Equivalente en MM\$</b>	<b>355,0</b>	<b>658,0</b>	<b>893,3</b>	<b>889,5</b>	<b>702,0</b>	<b>433,2</b>	<b>294,1</b>		

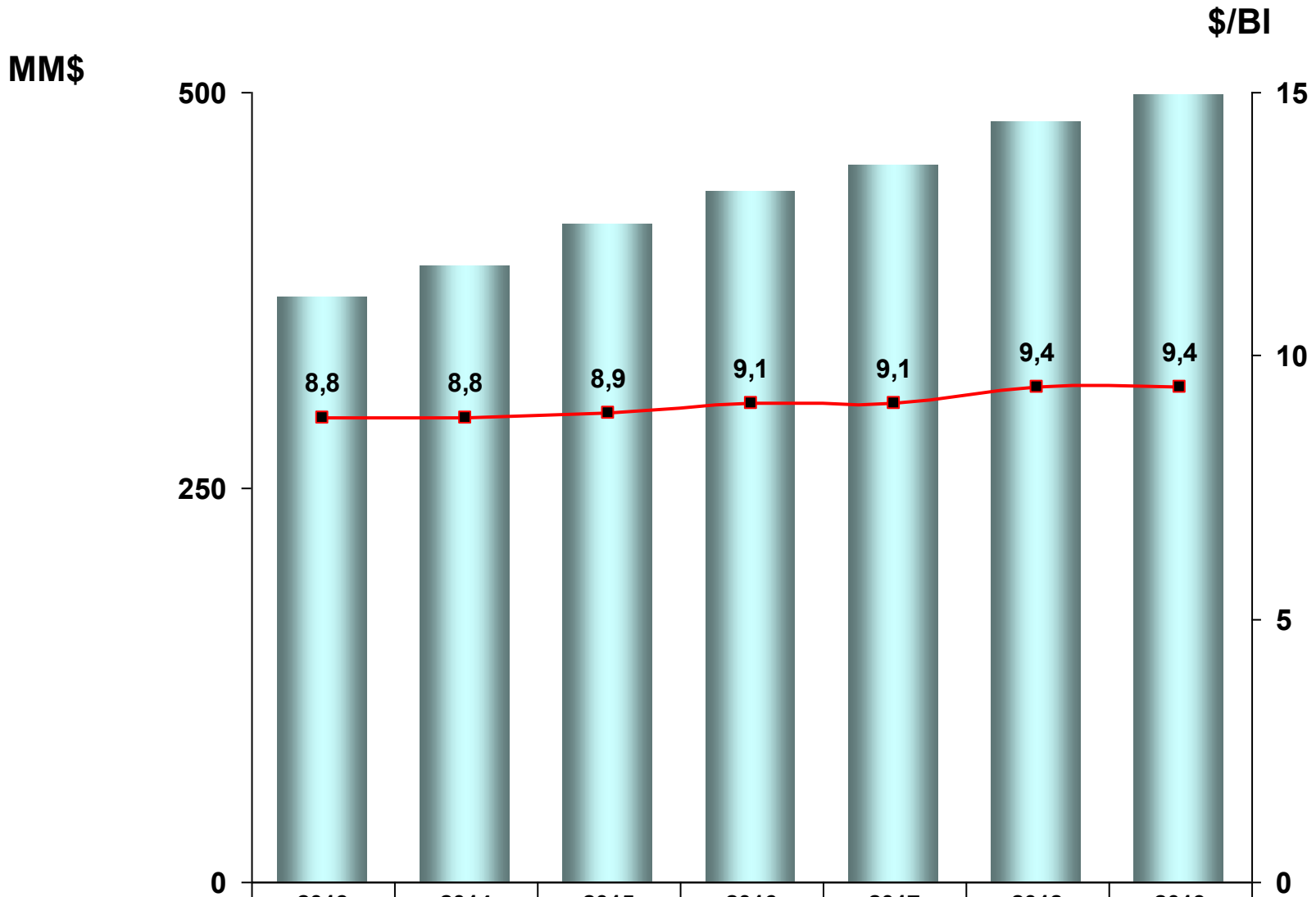



# Perfil de Inversiones en Divisas Puras y Bs

**Total Período 2013-2019:**  
**INV. MMBs: 8427**  
**INV. MM\$: 4013,2**

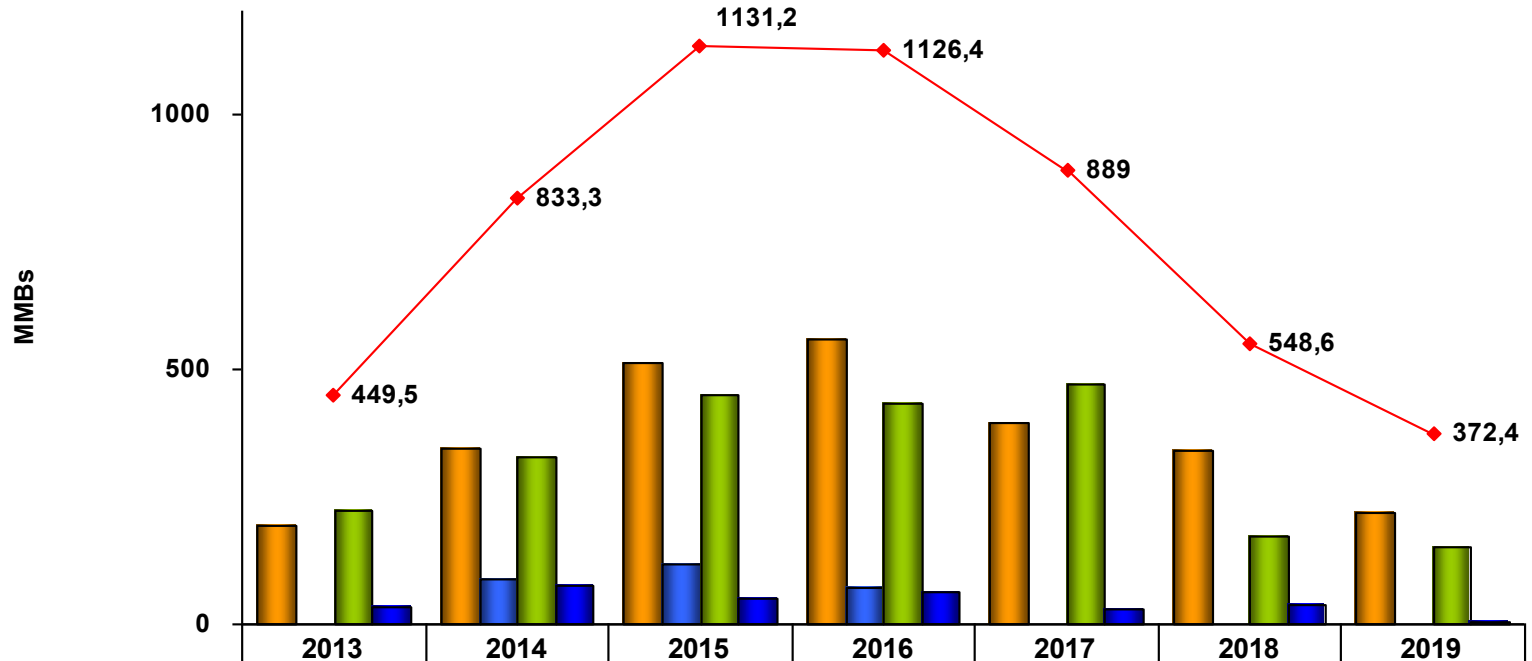







 Inversiones MMBs	708,0	1312,3	1781,7	1774,1	1400,2	864,0	586,5
 Inversiones MM\$	337,2	624,9	848,5	844,8	666,8	411,4	279,3
 Total MM\$	449,5	833,2	1131,3	1126,4	889,0	548,6	372,4



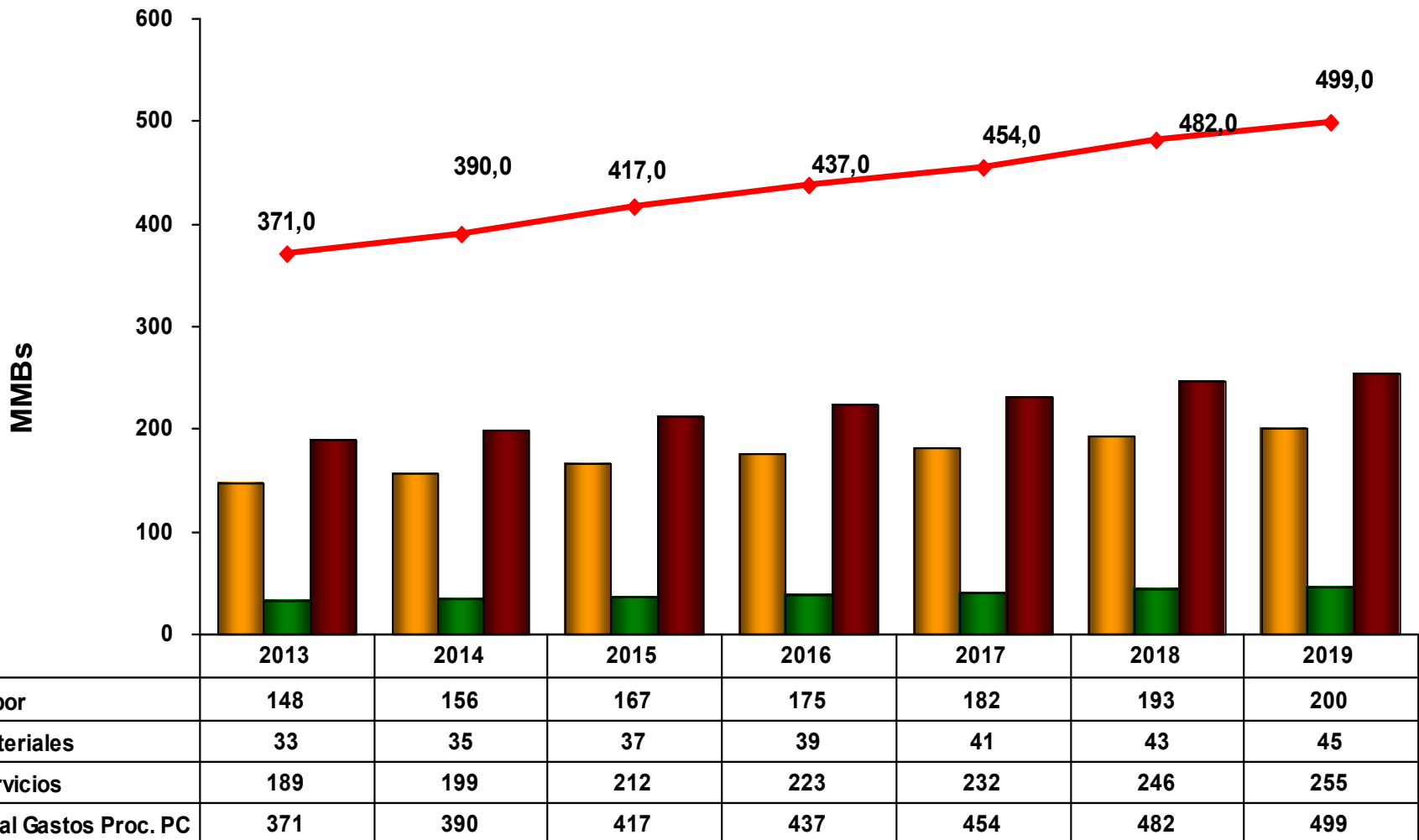
 Petrocedeño (Produccion) MM\$	371	390	417	437	454	482	499
 \$/BI	8,8	8,8	8,9	9,1	9,1	9,4	9,4

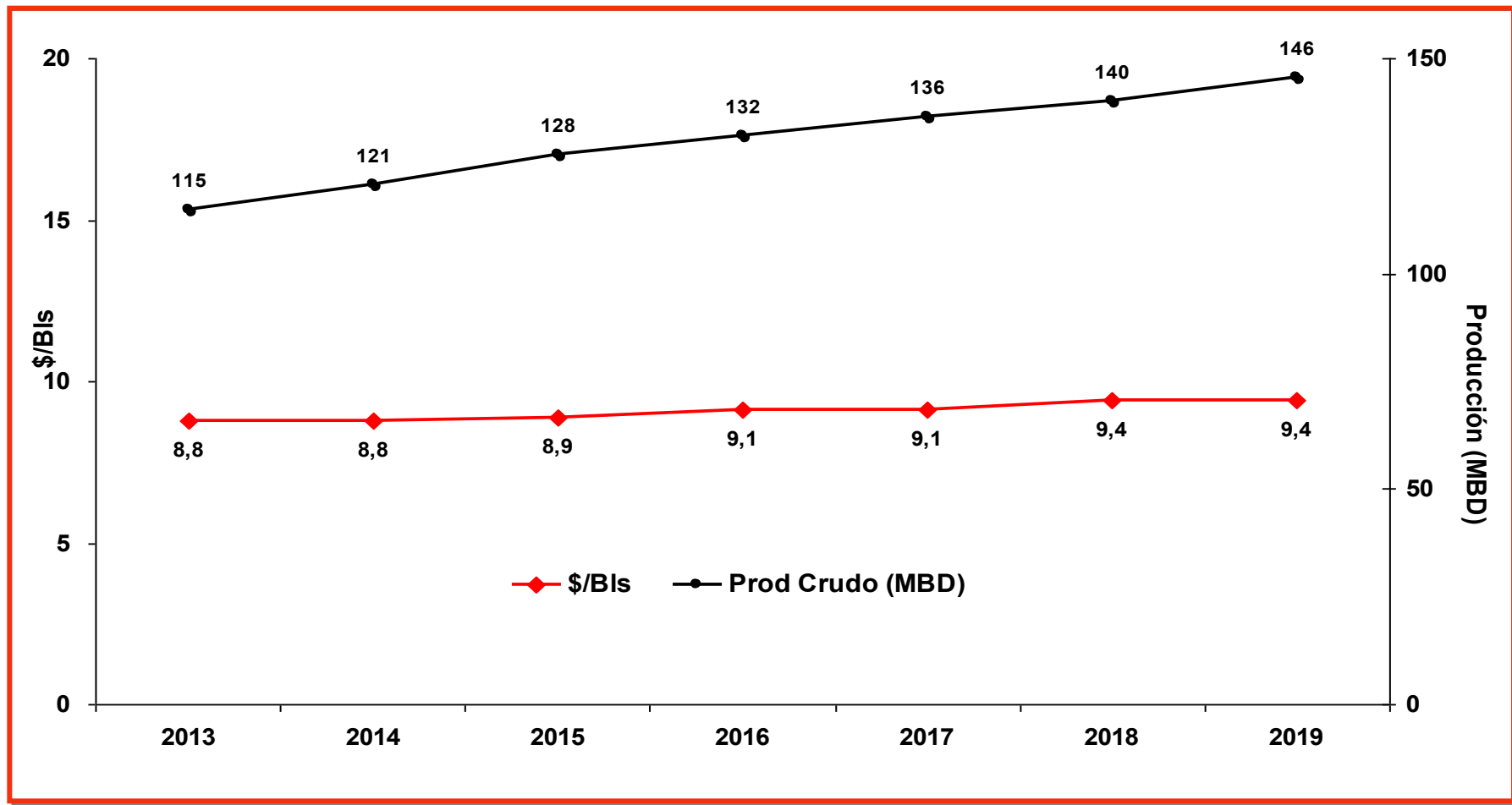
## Perfil de Inversiones Por Categoría Producción (MM\$)



	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
 Subsuelo	193,4	344	512,7	560	393,1	338,3	219,7
 Proyectos > 50 MM\$	1,4	88,7	118	70,3	0	0	0
 Continuidad Operacional	222,2	325,9	449	431,1	468,1	174,1	149,5
 Act. No Generadora	32,5	74,7	51,5	65	27,8	36,2	3,2
 Total Producción Petrocedaño	449,5	833,3	1131,2	1126,4	889	548,6	372,4

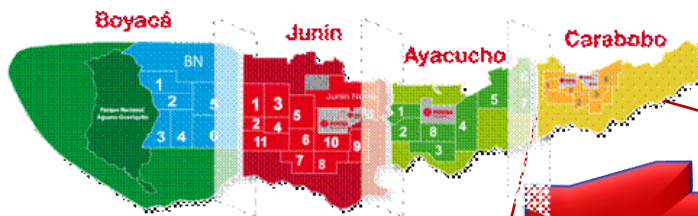
## Perfil de Gastos Por Elemento de Costo Producción (MM\$)



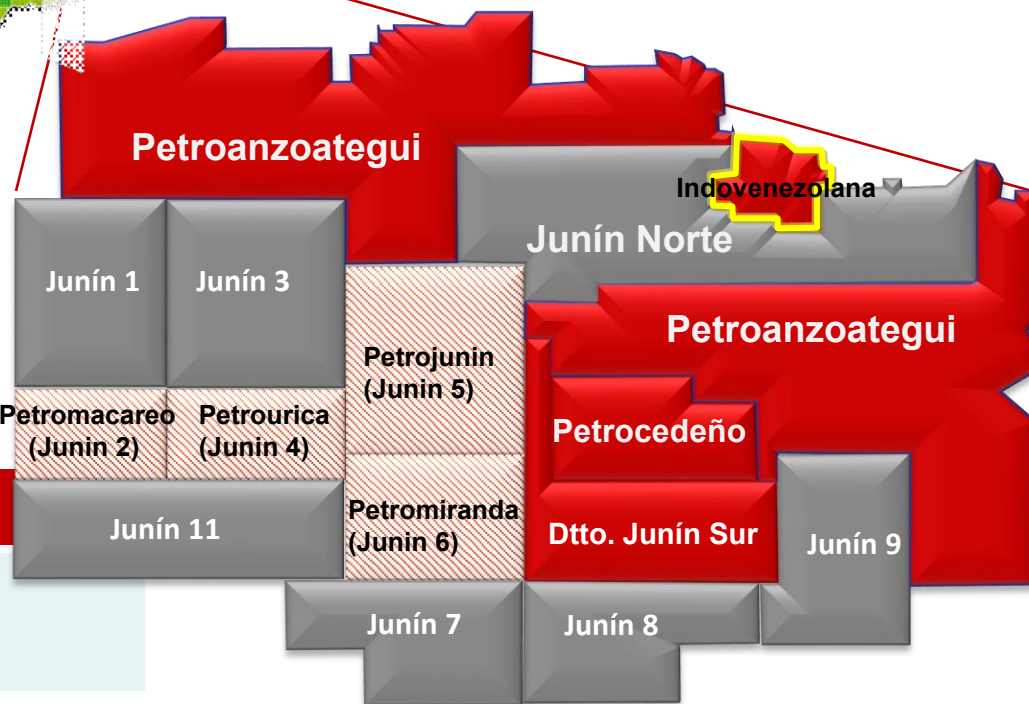




# Indovenezolana



Producción de Crudo  
Prom. Jul'13 **35,3 MBD**



## EXTENSIÓN TERRITORIAL

- ❖ Extensión: 160 Km<sup>2</sup>
- ❖ Estados: 1 (Anzoátegui)

## RECURSOS ENERGETICOS

- ❖ Campos: Norte Zuata
- ❖ Yacimientos.: 5 Activos
- ❖ Pozos: 88 Activos

## FACTOR DE RECOBRO

- ❖ Primario: 13%
- ❖ Actual: 3,8 %

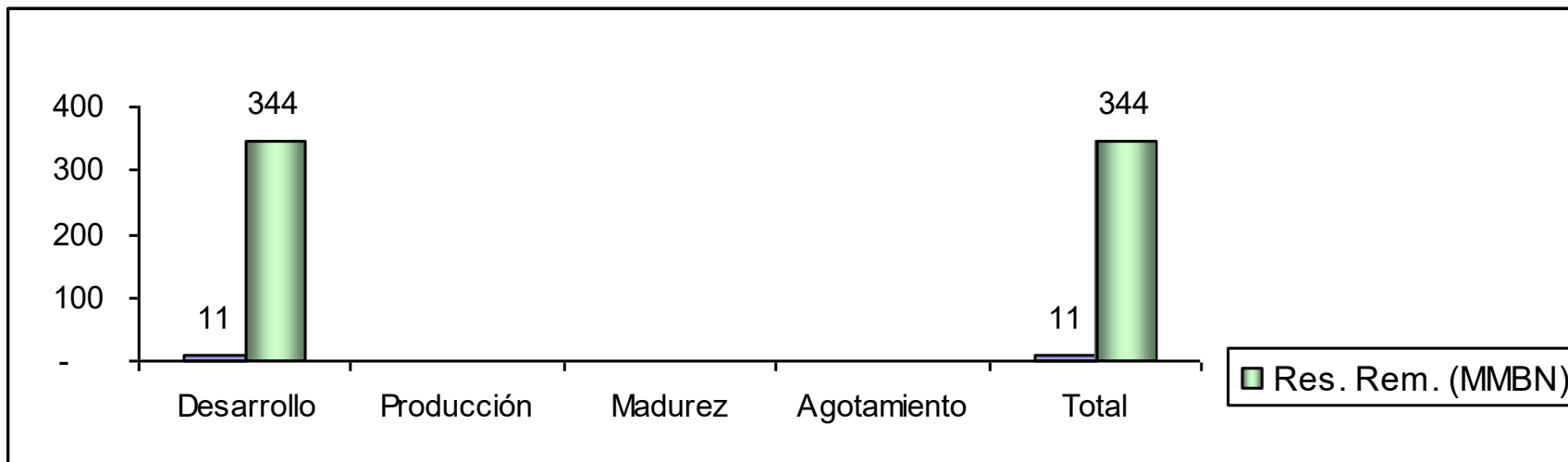
## INSTALACIONES

- ❖ Oleoductos (Km.): 94
- ❖ Gasoductos (Km.): 33
- ❖ N° Est. de Producción: 2
- ❖ Plantas Compresoras: 0
- ❖ Plantas de Agua: 0

## Reservas

- ❖ POES: 2,3 MMMBN
- ❖ Res. de Petróleo: 0,3 MMMBN
- ❖ Res. de Gas: 117 MMPCN

- ✓ El potencial estimado para el inicio del año 2014 es de 39,4 MBD.
- ✓ El promedio año estimado de producción 2013 35,4 MBD.
- ✓ El promedio año estimado de producción 2014 36,0 MBD.
- ✓ Mantener los tres taladros de perforación (Petrex 5927, GW-74, Saxon-122) y la cabria PDV-122.
- ✓ Incorporación de dos (02) taladros adicionales Taladro PDV-134 y Taladro PDV-135, Iniciando Operaciones en Abril 2014.
- ✓ Días promedio de perforación 2013 : 48,6 días.
- ✓ Días promedio de perforación: 45,0 días.
- ✓ La declinación anual de campo se estimó en 28% 2013 y 2014.
- ✓ La generación Enero – Diciembre 2013 (perforación, ra/rc y otros) se estima en 14,8 MBD.
- ✓ La generación Enero – Diciembre 2014 (perforación, ra/rc y otros) se estima en 8,3 MBD.
- ✓ Se consideró el inicio de la inyección agua para el mantenimiento de presión en el segundo trimestre del 2013, como parte de la mitigación de la declinación de producción.
- ✓ Continuidad en la construcción de nuevas infraestructura e instalaciones de producción. Teniendo como proyectos principales: La culminación del Proyecto de Mantenimiento de presión y Construcción de la Planta Central de Procesos Junín, Proyecto de Automatización de macollas.

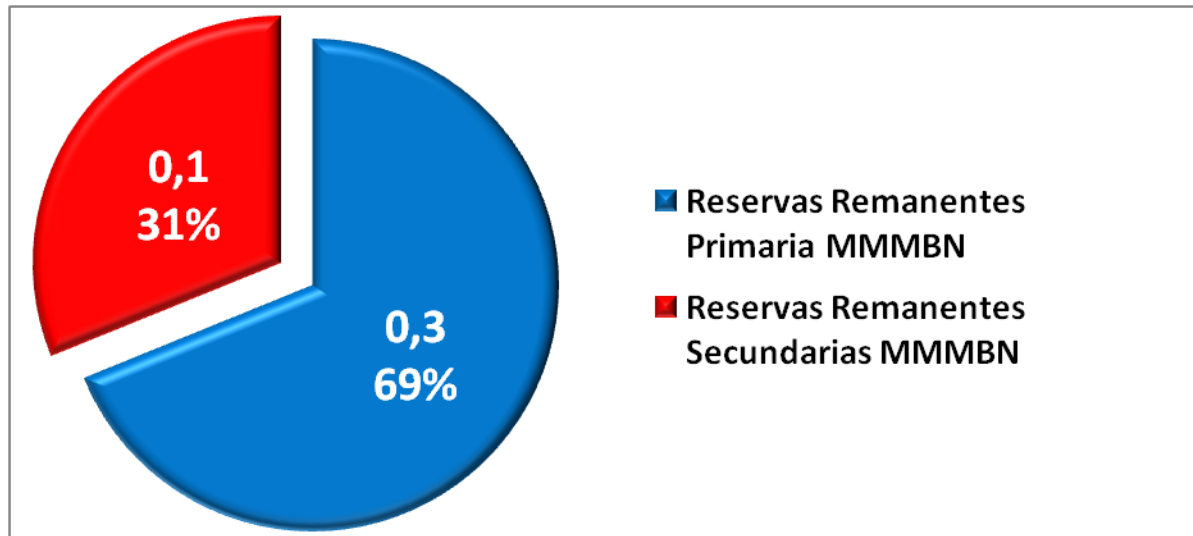
**Reservas Remanentes de Crudo  
(Indicadores por Fase de Explotación)**


<b>POES (MMBN)</b>	2.255	<b>2.255</b>
<b>Res. Rec. (MMBN)</b>	423	<b>423</b>
<b>Prod. Acum. (MMBN)</b>	79	<b>79</b>
<b>Agot. Total Res. (%)</b>	19	<b>19</b>
<b>Res. Rem. (MMBN)</b>	344	<b>344</b>
<b>Yac. (N°)</b>	11	<b>11</b>
<b>Yac. Activos (N°)</b>	5	<b>5</b>
<b>Yac. Inactivos (N°)</b>	6	<b>6</b>

	<b>RESERVAS REMANENTES (MMBN)</b>	<b>YAC</b>
<b>PROBABLES</b>	86,04	4
<b>POSIBLES</b>	0	0

Fuente: Informe Anual de Reservas 2012

	<b>POES MMMBNP</b>	<b>Reservas Remanentes MMMBNP</b>	<b>F.R. Total</b>	<b>Reservas Remanentes Primaria MMMBN</b>	<b>F.R. Primario</b>	<b>Reservas Remanentes Secundarias MMMBN</b>	<b>F.R. Secundario</b>
<b>Indovenezolana</b>	<b>2,3</b>	<b>0,3</b>	<b>18,7%</b>	<b>0,3</b>	<b>12,9%</b>	<b>0,1</b>	<b>5,8%</b>



# Perfil vs Capacidad de Producción 2013 - 2019

2013

13,5

N° Equipos 03  
Pozos Trabs: 32  
Pozos Comps: 31

2014

31,0

N° Equipos: 03  
Pozos Trab: 35  
Pozos Comps: 30

2015

42,9

N° Equipos:03  
Pozos Trab:36  
Pozos Comp:30

2016

55,6

N° Equipos:03  
Pozos Trab:36  
Pozos Comp:30

2017

70,6

N° Equipos:03  
Pozos Trab:36  
Pozos Comp:30

2018

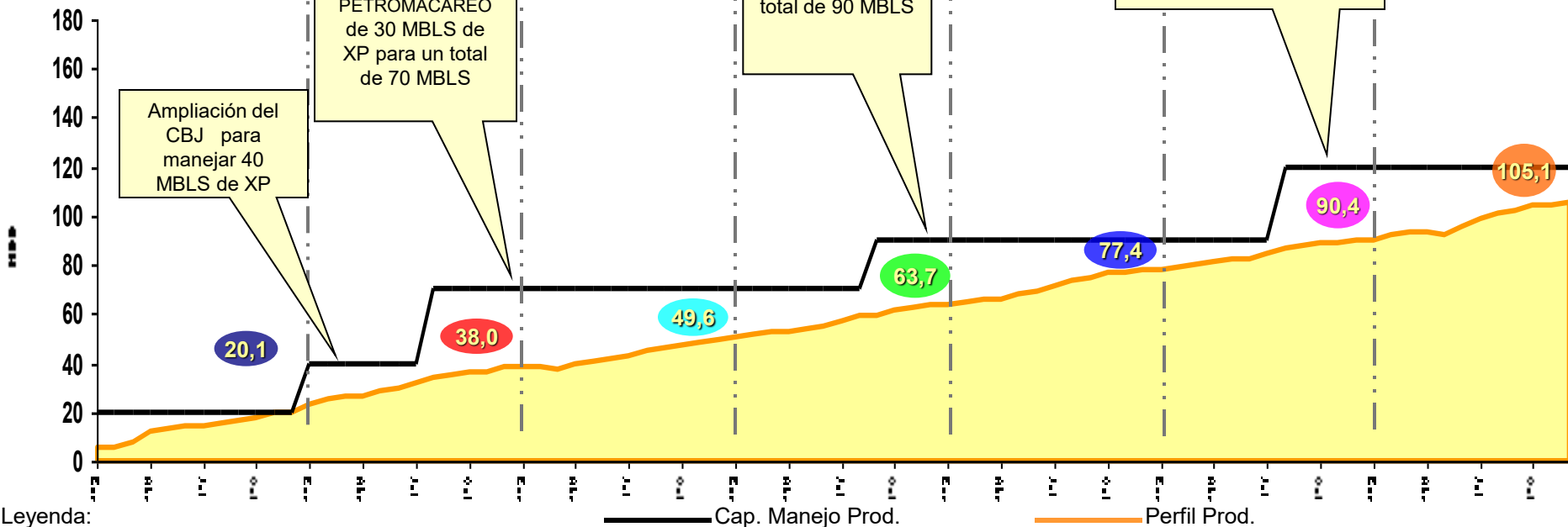
84,2

N° Equipos: 03  
Pozos Trab: 36  
Pozos Comp:30

2019

97,7

N° Equipos: 03  
Pozos Trab: 36  
Pozos Comp:30



Leyenda:

Cap. Manejo Prod.

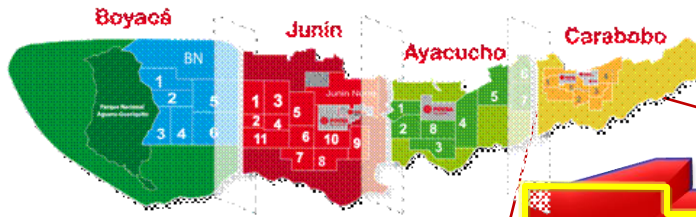
Perfil Prod.

Perforación	Costo (MM\$)		
	Fijos	Variables	Total
Perf. y Complet.	1,1	2,4	3,5
Localizaciones	0,6		0,6
OCEMI	0,1	0,3	0,4
	<b>1,8</b>	<b>2,7</b>	<b>4,5</b>

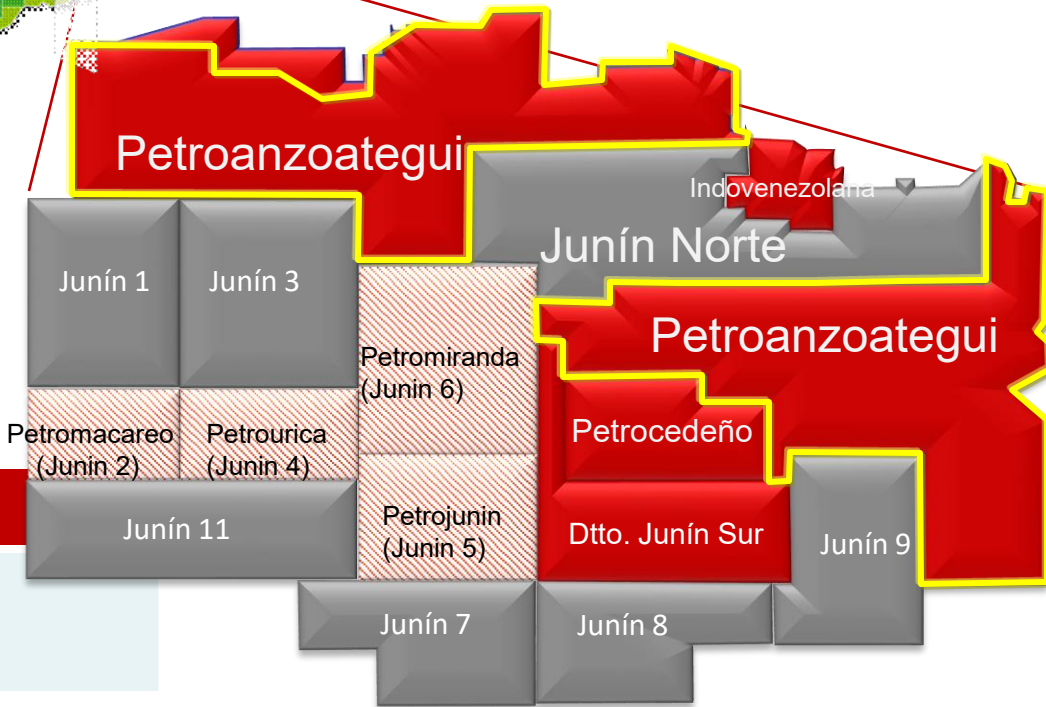
<b>% Costos Perf</b>	<b>39,9</b>	<b>60,1</b>
----------------------	-------------	-------------



# Petroanzoátegui



Producción de Crudo Prom. Jul'13 111,8 MBD



## EXTENSIÓN TERRITORIAL

- ❖ Extensión: 4.184 Km<sup>2</sup>
- ❖ Estados: 1 (Anzoátegui)

## RECURSOS ENERGETICOS

- ❖ Campos: 3
- ❖ Yacimientos: 2 Activos
- ❖ Pozos: 408 Activos

## FACTOR DE RECOBRO

- ❖ Primario: 15%
- ❖ Secundario: 25%
- ❖ Actual: 3 %

## INSTALACIONES

- ❖ Oleoductos (Km.): 137,6
- ❖ Gasoductos (Km.): 56,6
- ❖ N° Est. de Producción: 2
- ❖ Plantas Compresoras: 1
- ❖ Plantas de Agua: 1

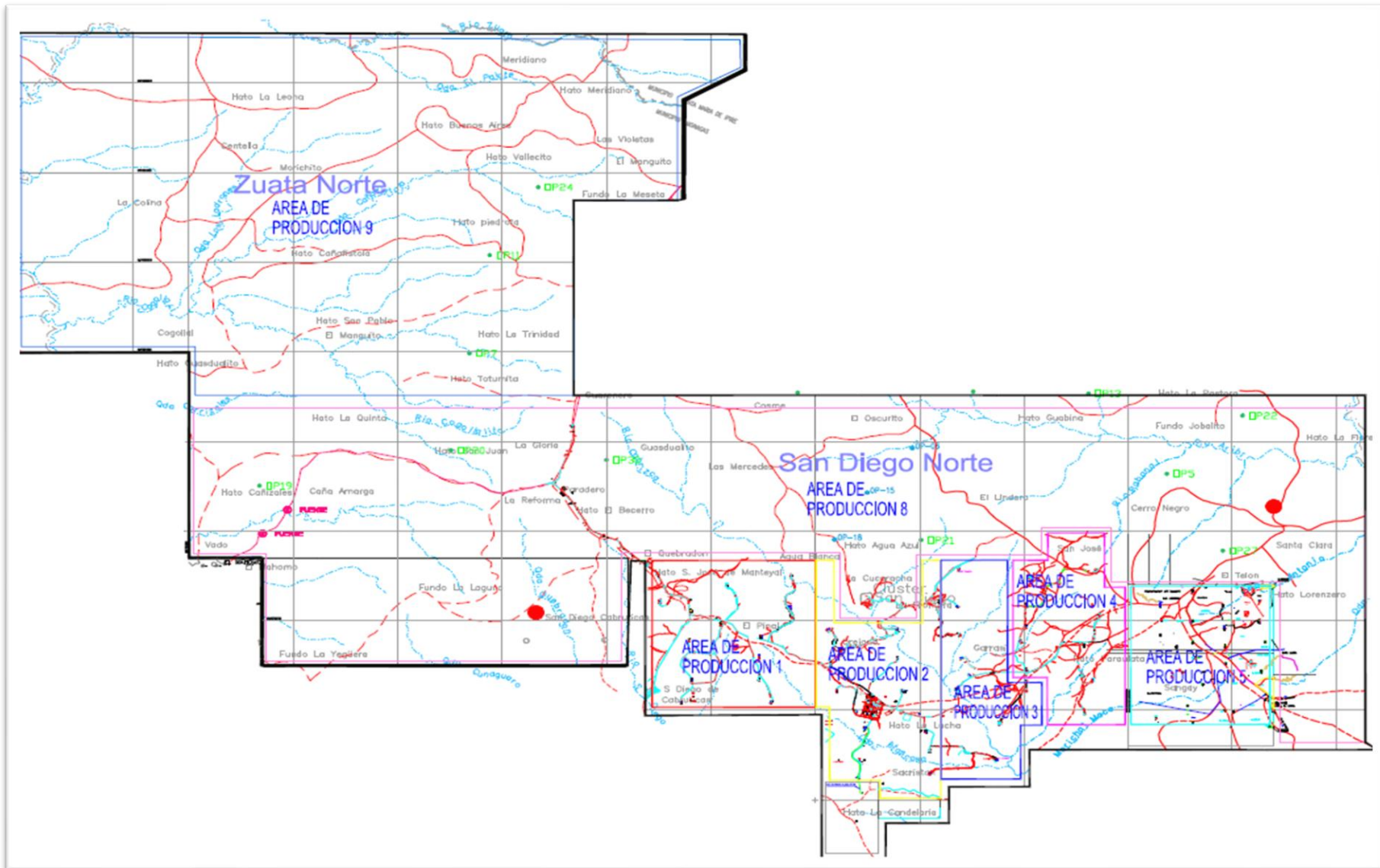
## Reservas

- ❖ POES: 41,6 MMMBN
- ❖ Res. Rem. de Petróleo: 5,6 MMMBN
- ❖ Res. Rem. de Gas: 1.558 MMPCN

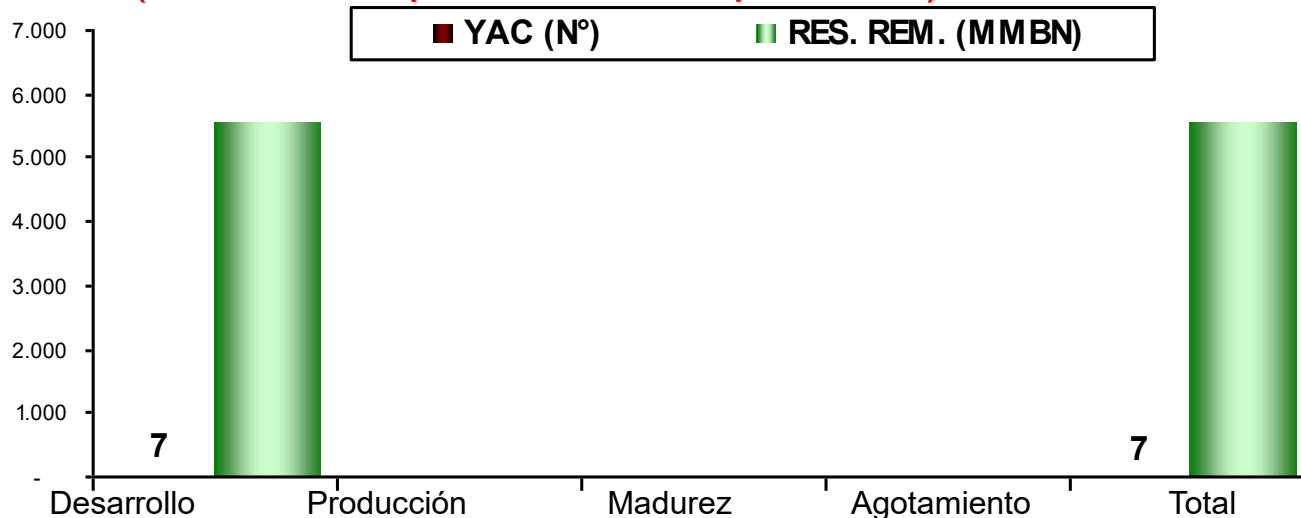
• Para alcanzar un Perfil de producción con un Plateau de 124,4 MBD hasta el año 2019, la Empresa Petroanzoátegui originó un ejercicio volumétrico partiendo de la MV (Julio) 2013 considerando las siguientes premisas:

- Potencial F/A 2013: 119,1 MBD.
- Declinación Promedio de 17%.
- Mantener 05 equipos de Perforación: WDI-732, PDV-18, PDV-24, PDV-94 y PDV-02 hasta 2015 y posteriormente se estima desincorporar el PDV-02 para mantener 04 equipos hasta 2019.
- Contempla 01 equipo Rehabilitación (Cabria): PDV-122.
- El Perfil esta soportado por la perforación de 337 pozos productores distribuidos en las áreas de Cabrutica Reserva Sur-Este, San Diego Norte y Zuata Norte.
- Para el ejercicio se consideraron 372 estimulaciones con un PI adicional promedio de 65 Bls/Pozo, 82 CEF con un PI adicional promedio de 100 Bls / Pozo, 69 IAV Con PI adicional promedio de 200 Bls/pozo y 13 RA/RC con PI promedio de 100 bls/pozo.
- Entrada de Estrategia Operacional (Adecuación del TK T201 y Separador principal HP) para manejo de volumen de producción a partir de Noviembre del 2013.
- Asegurar la inclusión de dos (02) frentes adicionales de vapor a partir del 2016.
- Para cumplir con las actividades de CEF (Calentamiento en fondo) se requiere asegurar los materiales principales de cables numero 02 y 04 y misceláneos para la conexión a nivel de subsuelo y superficie.
- Garantizar la perforación de siete (07) Pozos Verticales (Estratigráficos / Observadores) en el período 2013 – 2014 en el área de San Diego Norte.

# ÁREAS DE PRODUCCIÓN PETROANZOATEGUI



## Reservas Remanentes de Crudo (Indicadores por Fase de Explotación)

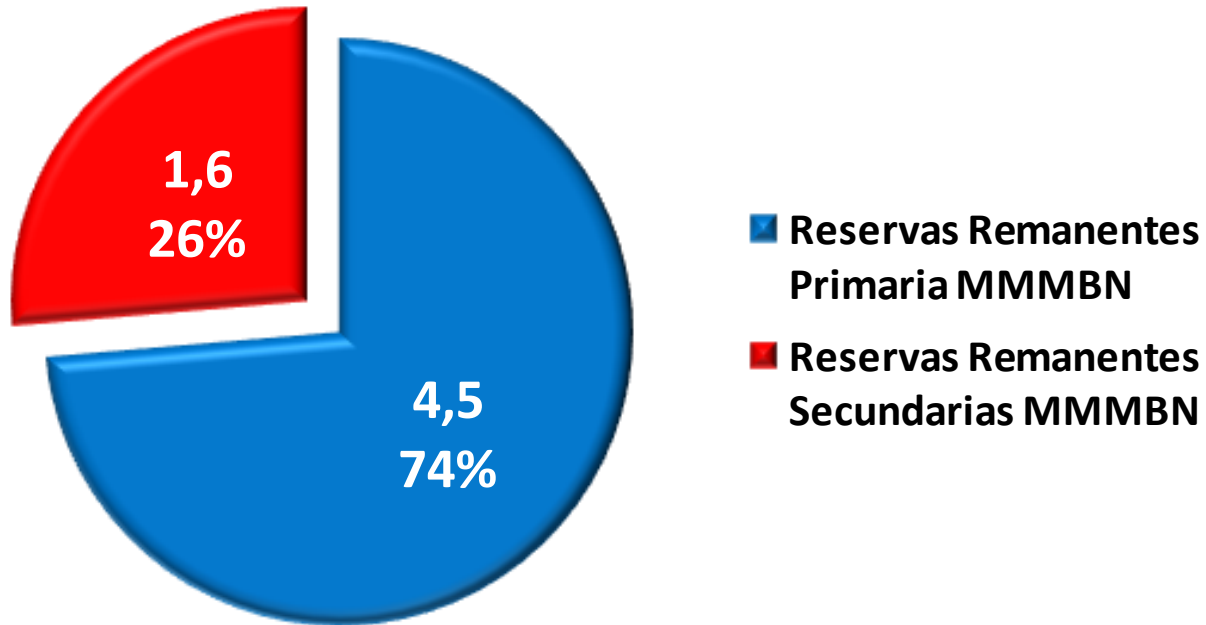


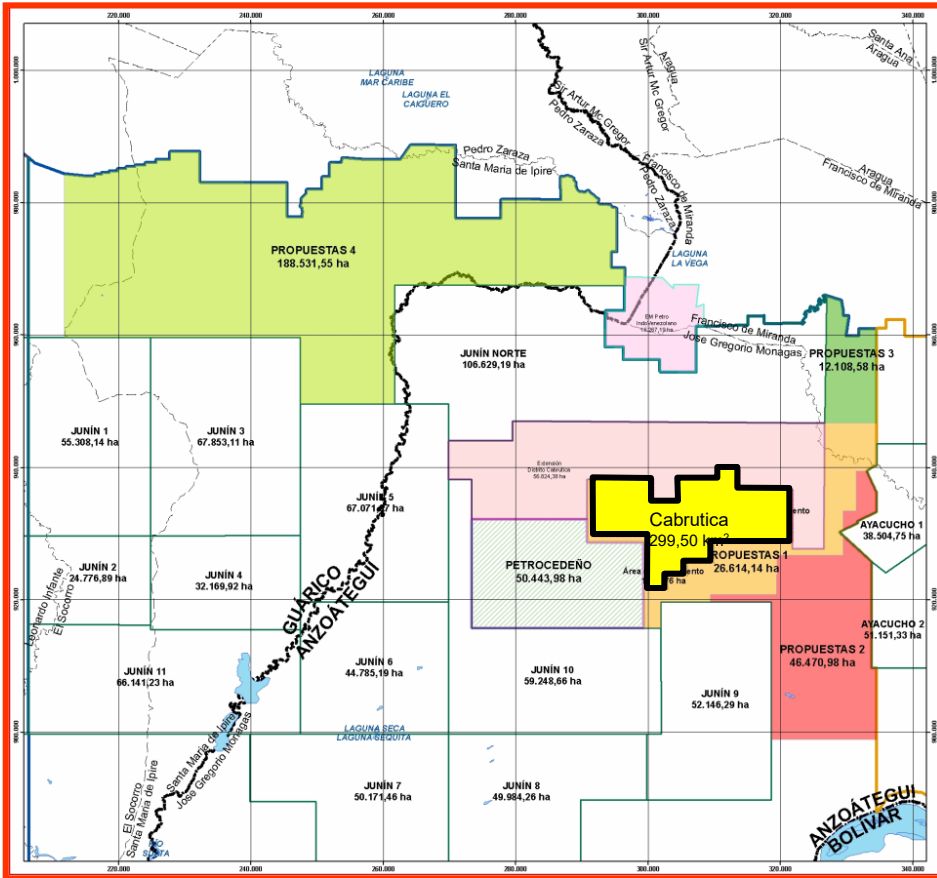
<b>POES (MMBN)</b>	41.647	41.647
<b>Res. Rec. (MMBN)</b>	6.120	6.120
<b>Prod. Acum. (MMBN)</b>	555	555
<b>Agot. Total Res. (%)</b>	3	9
<b>Res. Rem. (MMBN)</b>	5.565	5.565
<b>Yac. (Nº)</b>	7	7
<b>Yac. Activos (Nº)</b>	2	2
<b>Yac. Inactivos (Nº)</b>	5	5

	RESERVAS REMANENTES (MMBN)	YAC
PROBABLES	49	7
POSIBLES	1356	7

Fuente: Informe Anual de Reservas 2012

	<b>POES MMMBNP</b>	<b>Reservas Remanentes MMMBNP</b>	<b>F.R. Total</b>	<b>Reservas Remanentes Primaria MMMBN</b>	<b>F.R. Primario</b>	<b>Reservas Remanentes Secundarias MMMBN</b>	<b>F.R. Secundario</b>
<b>Petroanzoategui</b>	<b>41,7</b>	<b>5,5</b>	<b>14,6%</b>	<b>4,5</b>	<b>10,8%</b>	<b>1,6</b>	<b>3,8%</b>





DATOS BÁSICOS	
Área (km2)	299,5
N° de Pozos Productores	470
N° de Pozos Estratigráficos	224
N° de Yacimientos	1
POES (MMBIs)	21853
FR (%)	20,1
Res. Rec (MMBIs)	4392
Np (MMBIs)	507
Prod Diaria (MBD)	107
Res. Rem (MMBIs)	3885

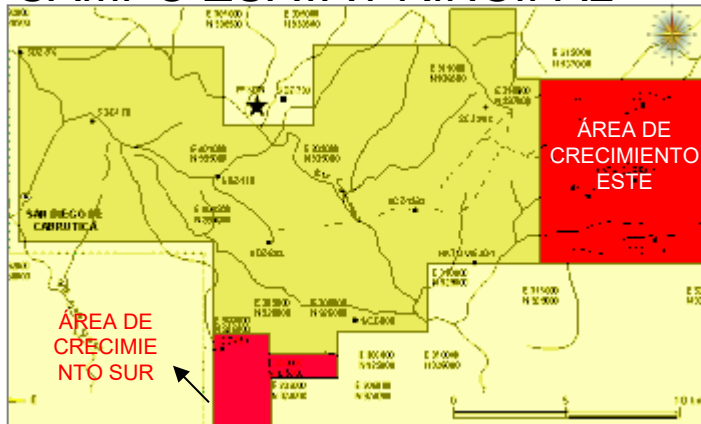
## RESERVAS PROBADAS

CABRUTICA	CRUDO		GAS	
	DESARROLLADAS (MMBN)	NO DESARROLLADAS (MMBN)	DESARROLLADAS (MMMPC)	NO DESARROLLADAS (MMMPC)
	214	3,671	58	1,116

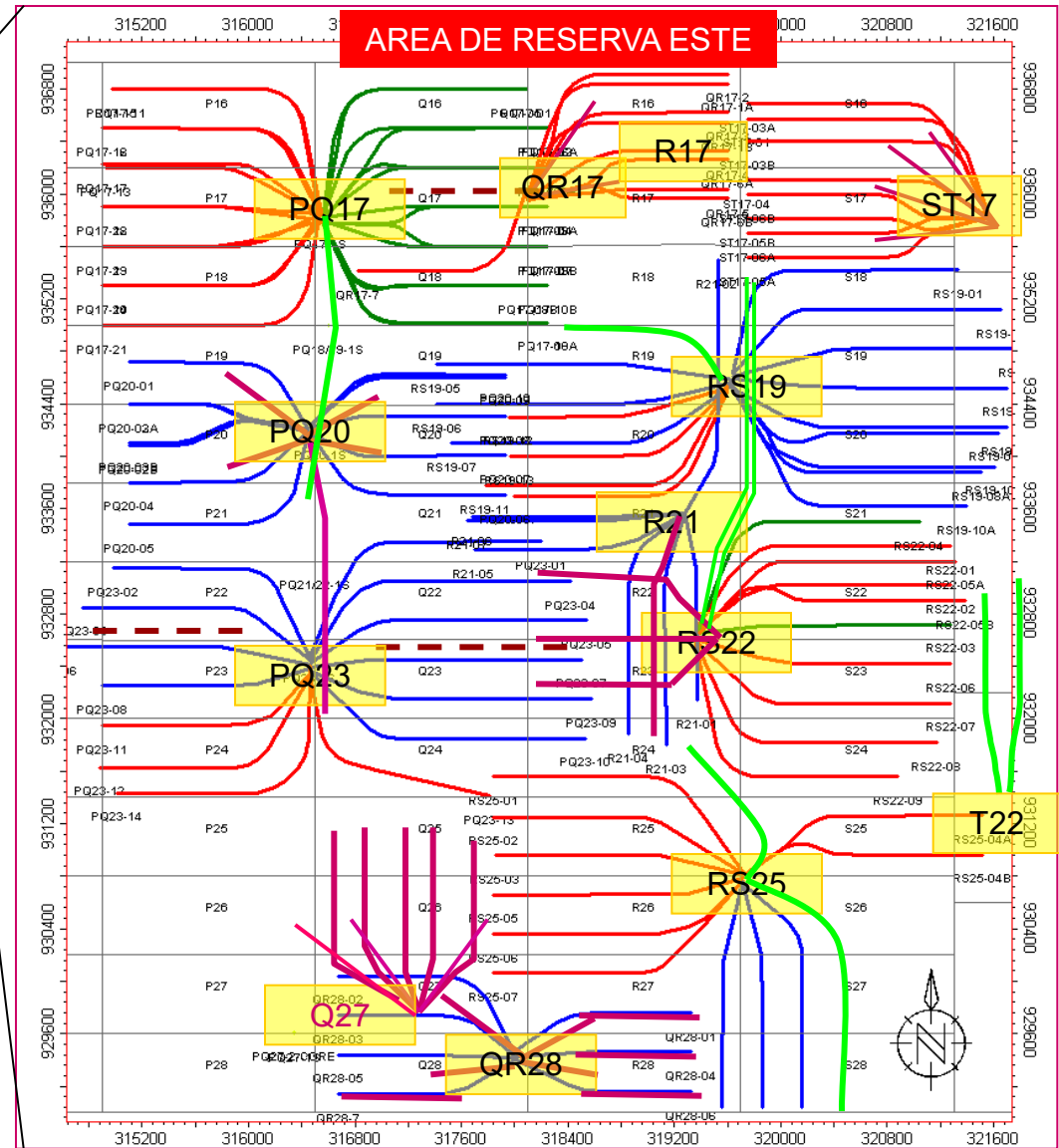


# EM PETROANZOATEGUI CABRUTICA-AREA RESERVA ESTE PUNTOS DE DRENAJE 2013-2014

## CAMPO ZUATA PRINCIPAL

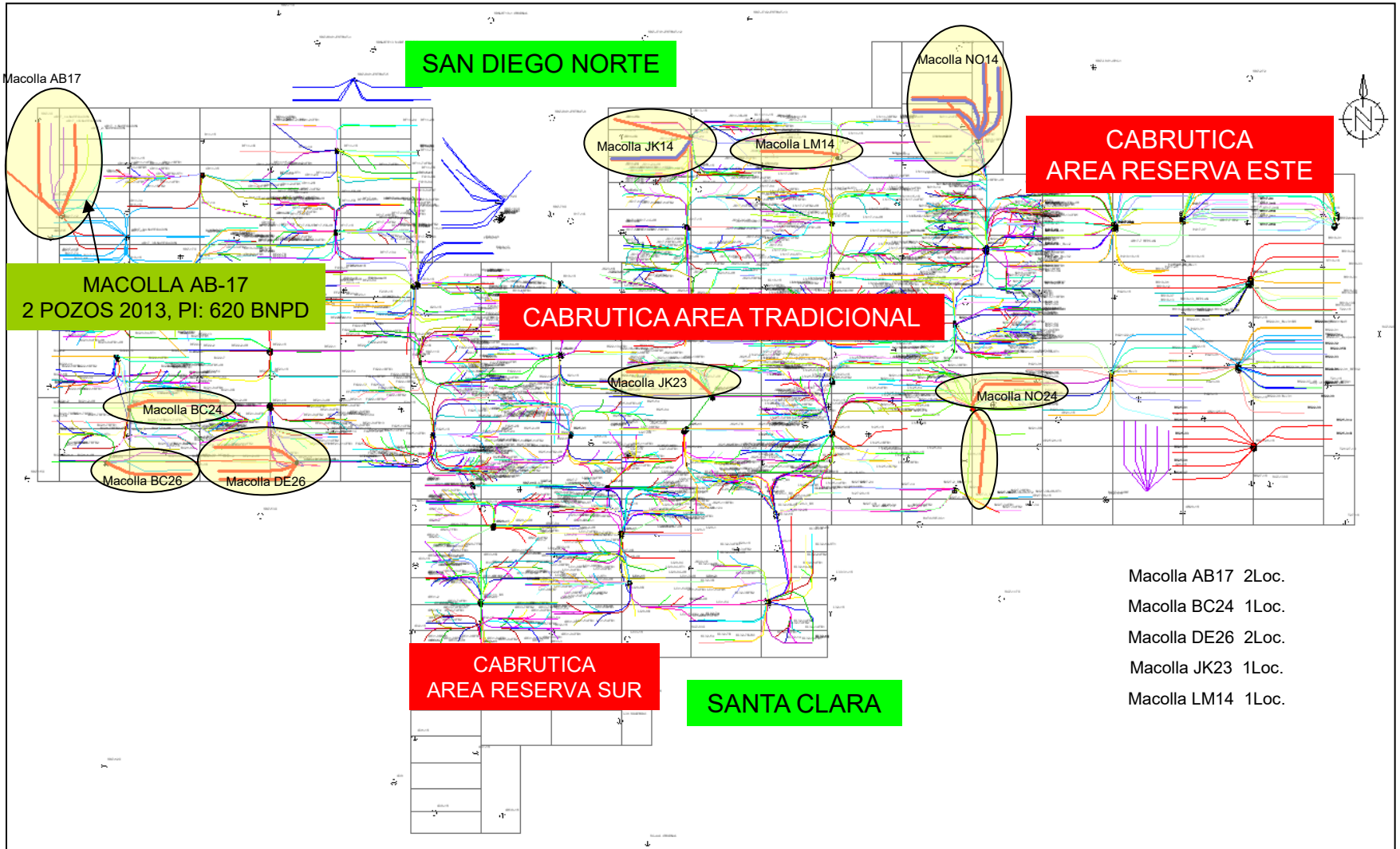


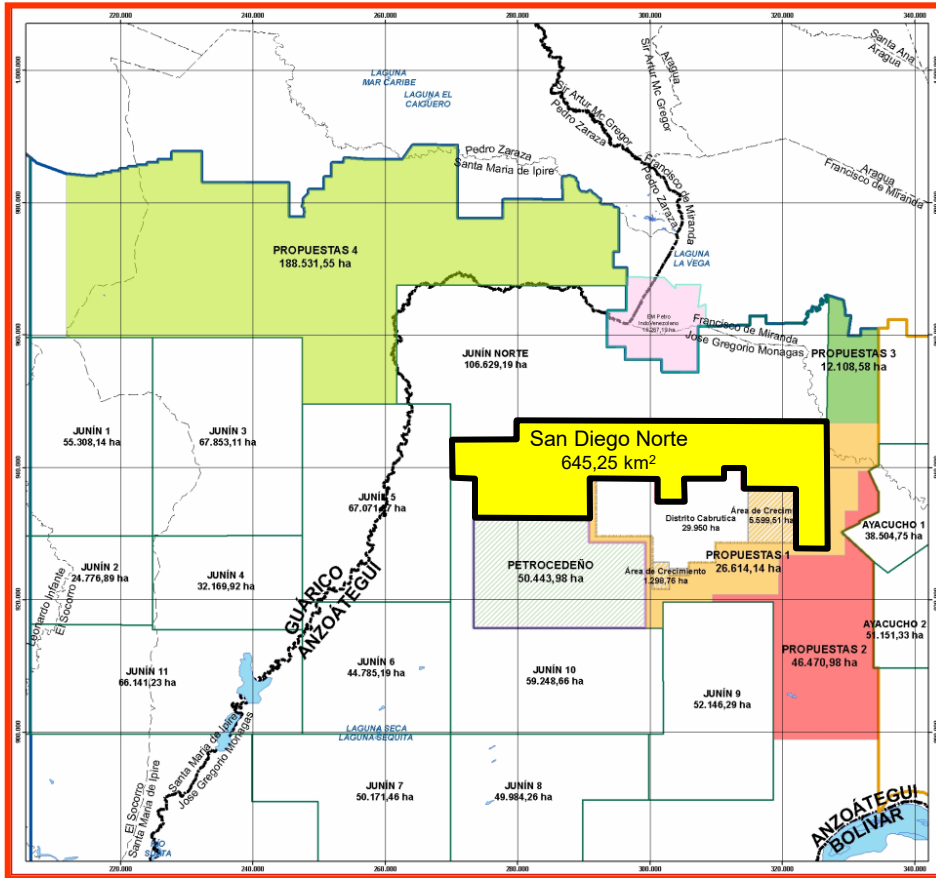
- Localización 2011
- Localización 2012 (Arrastre): 58
- Localización 2012: 28
- Localizaciones adicionales 2012: 7
- TOTAL LOCALIZACIONES 2012: 93
- LOCALIZACIONES 2013: 14
- LOCALIZACIONES 2014: 11
- ✓ 14 pozos horizontales sencillos, en las arenas C y D.
- ✓ Espesores promedios entre 20 y 40 pies
- ✓ Secciones laterales entre 3500 y 5200 pies.
- ✓ Potencial promedio: 250-650 BNPD
- ✓ K Efectiva: 3500-6500 mD      Porosidad: 30-32%
- ✓ Viscosidad: 2200
- ✓ Pe: 770-830 LPC                      Pwf: 300-500 LPC



TOTAL POZOS PERFORADOS: 93  
TOTAL LOCALIZACIONES 2013-2014: 67

# EM PETROANZOATEGUI CABRUTICA-AREA TRADICIONAL PUNTOS DE DRENAJE 2013-2014 LOCALIZACIONES VISUALIZADAS





DATOS BÁSICOS	
Área (km2)	645,25
N° de Pozos Productores	15 (+2 INY)
N° de Pozos Estratigráficos	30
N° de Yacimientos	3
POES (MMBIs)	19720
FR (%)	8,7
Res. Rec (MMBIs)	1724
Np (MMBIs)	10
Prod. Diaria (MBD)	0,7
Res. Rem (MMBIs)	1714

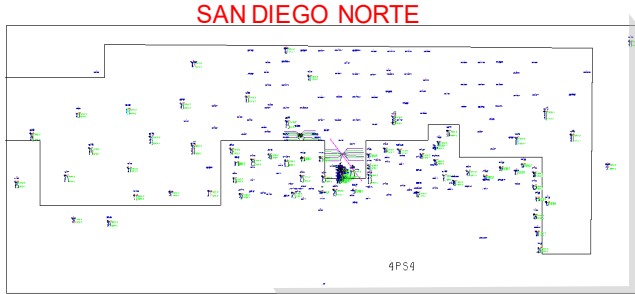
## RESERVAS PROBADAS

SAN DIEGO NORTE	CRUDO		GAS	
	DESARROLLADAS (MMBN)	NO DESARROLLADAS (MMBN)	DESARROLLADAS (MMMPC)	NO DESARROLLADAS (MMMPC)
	20	1,695	41	363

EMPETROANZOATEGUI  
 SAN DIEGO NORTE  
 AREAS DE INTERES 2014-2015

## CAMPO ZUATA PRINCIPAL (AREA SAN DIEGO NORTE)

- ✓ ARENA PROSPECTIVAS A Y B DE AMBIENTE DELTAICO
- ✓ ESPESORES PROMEDIO 20- 35 PIES
- ✓ INFORMACION DE PRODUCCION DEL CLOSTER SAN DIEGO NORTE (AREA SUR)



### PREMISAS

- INFORMACIÓN SÍSMICA 3D.
- SECUENCIA 2013 (ARRASTRE 2012): PERFORACIÓN DE 6 POZOS OBSERVADORES PARA CRECIMIENTO DEL AREA SAN DIEGO NORTE.

### LOCALIZACIONES 2013

MACOLLA SDZ H9: 6 LOC HZ \*  
 MACOLLA FG19: 4 LOC HZ  
 MACOLLA SDZH11: 7 LOC HZ

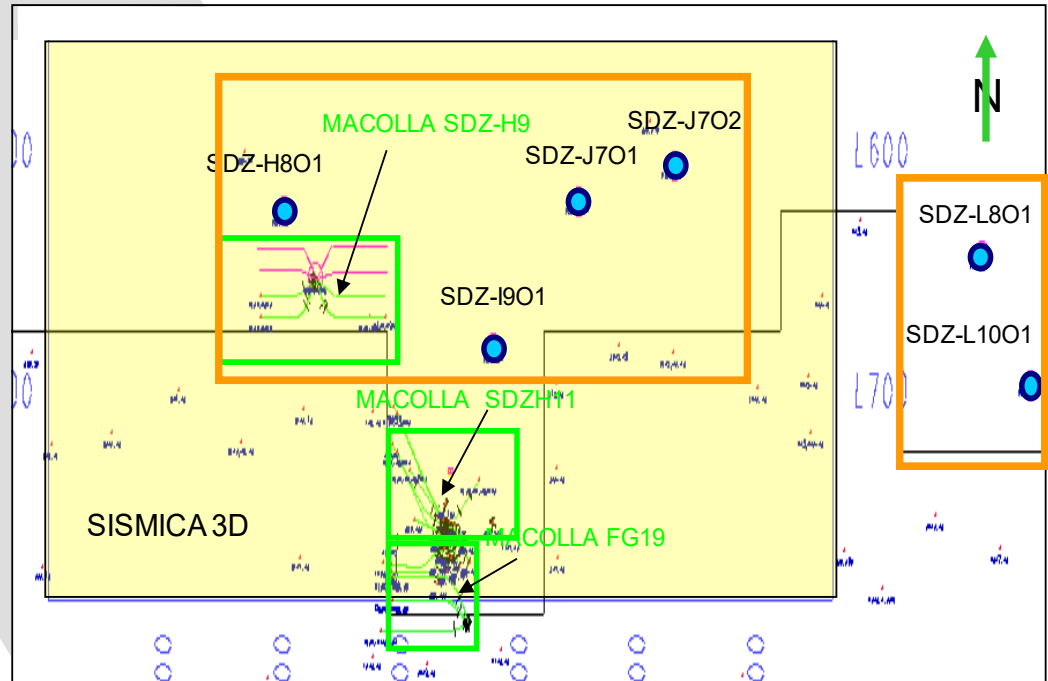


**17 LOCS HZ**

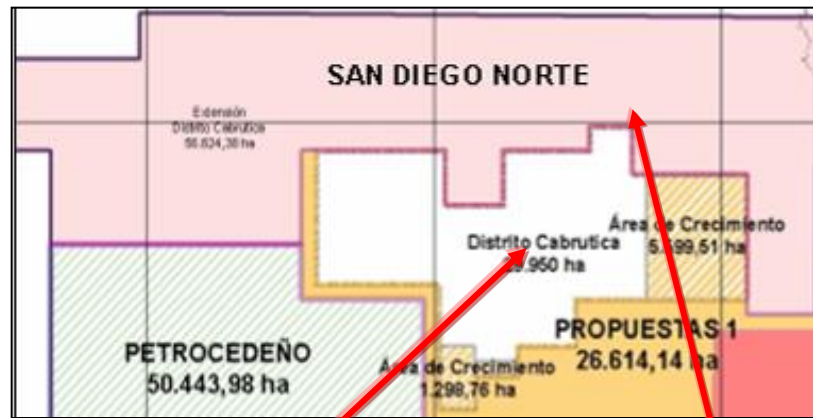
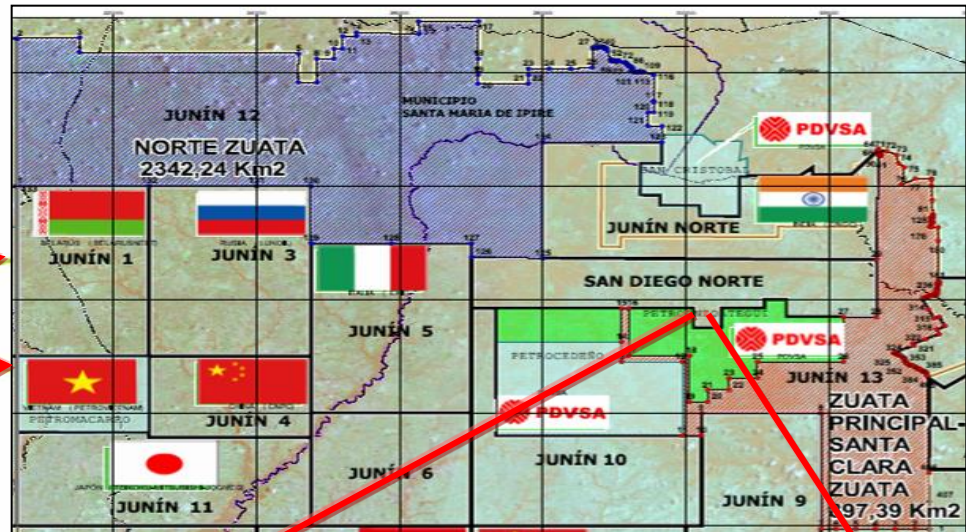
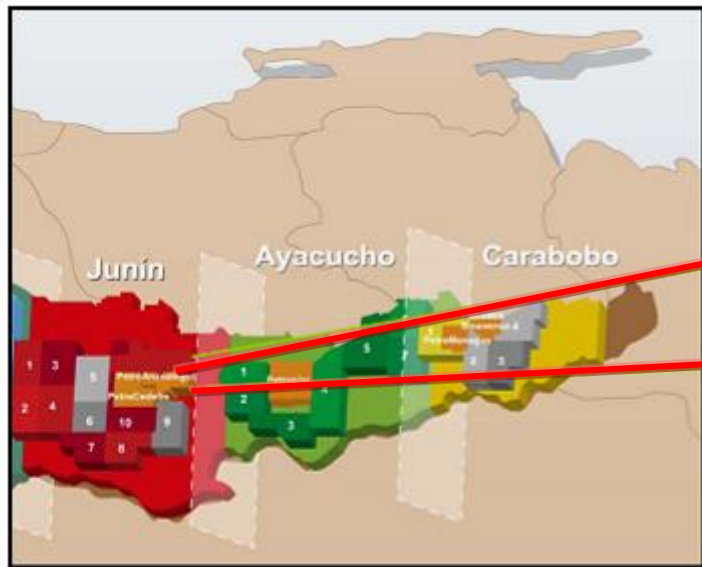
### AREAS DE INTERES 2014-2015

DE AUMENTAR LA CERTIDUMBRE DEL MODELO ESTATICO CON LA PERFORACION DE LOS 6 POZOS OBSERVADORES, SE DEFINIRAN LOS PUNTOS DE DRENAJE 2014-2015.

AMPLIACION DE LA MACOLLA SDZ-H9: 6 POZOS HZ HACIA EL NORTE, DEPENDIENDO DE LOS RESULTADOS DE LA PERFORACION DEL POZO OBSERVADOR SDZ-H801



SAN DIEGO NORTE AREA SUR



ÁREA TRADICIONAL Y RESERVADA  
(OFINF SDZ-2X A1)

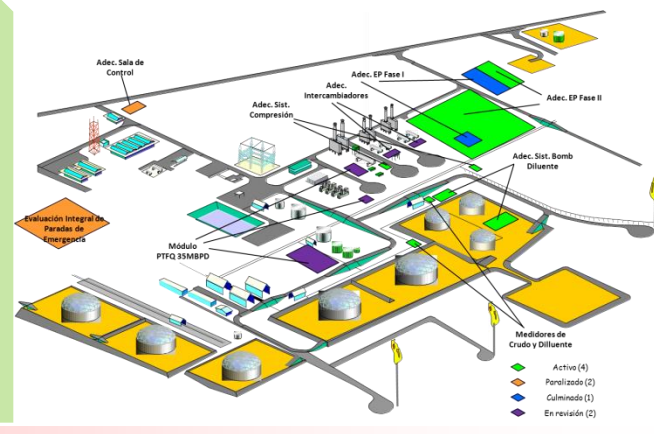
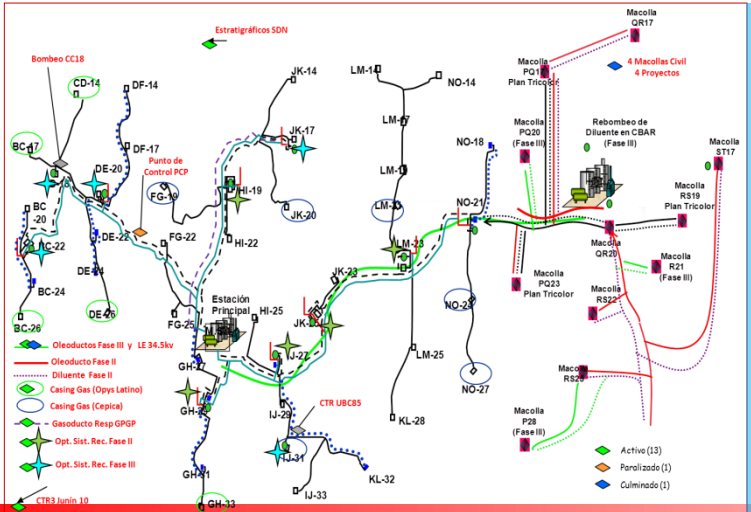
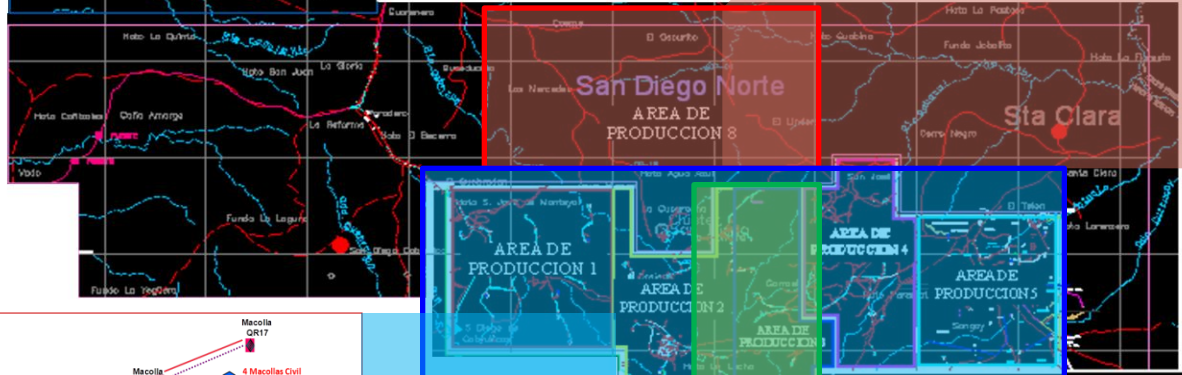
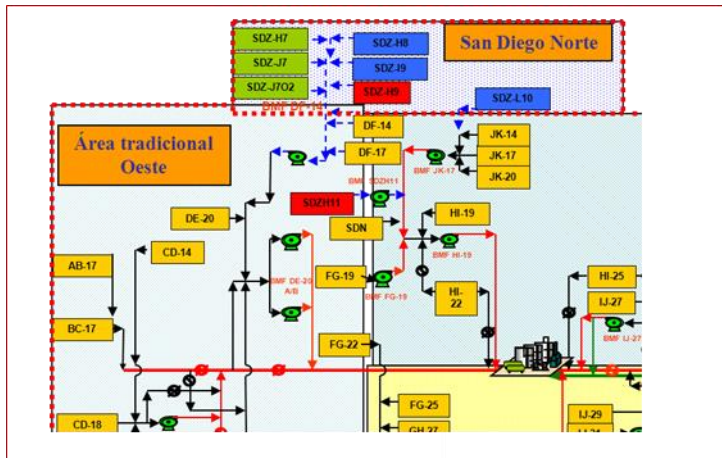
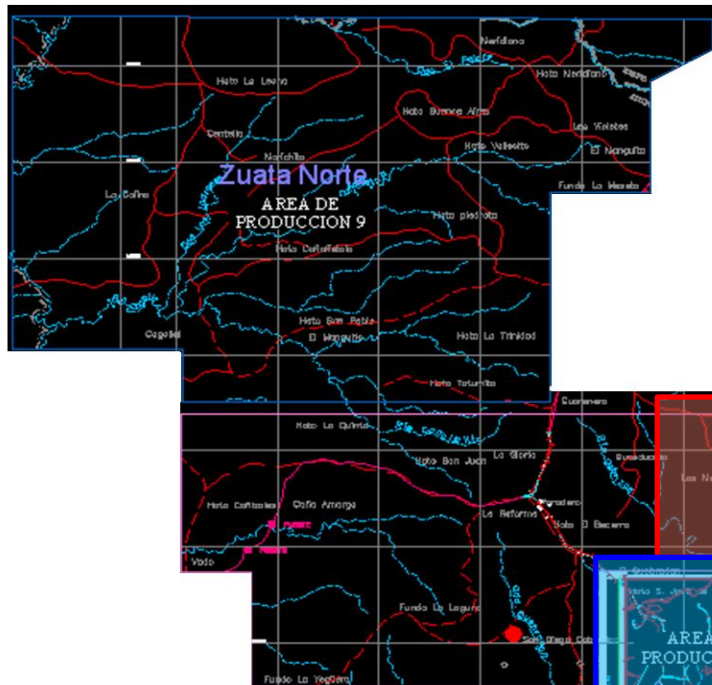
SAN DIEGO NORTE  
(OFINF SDZ-2X A3)

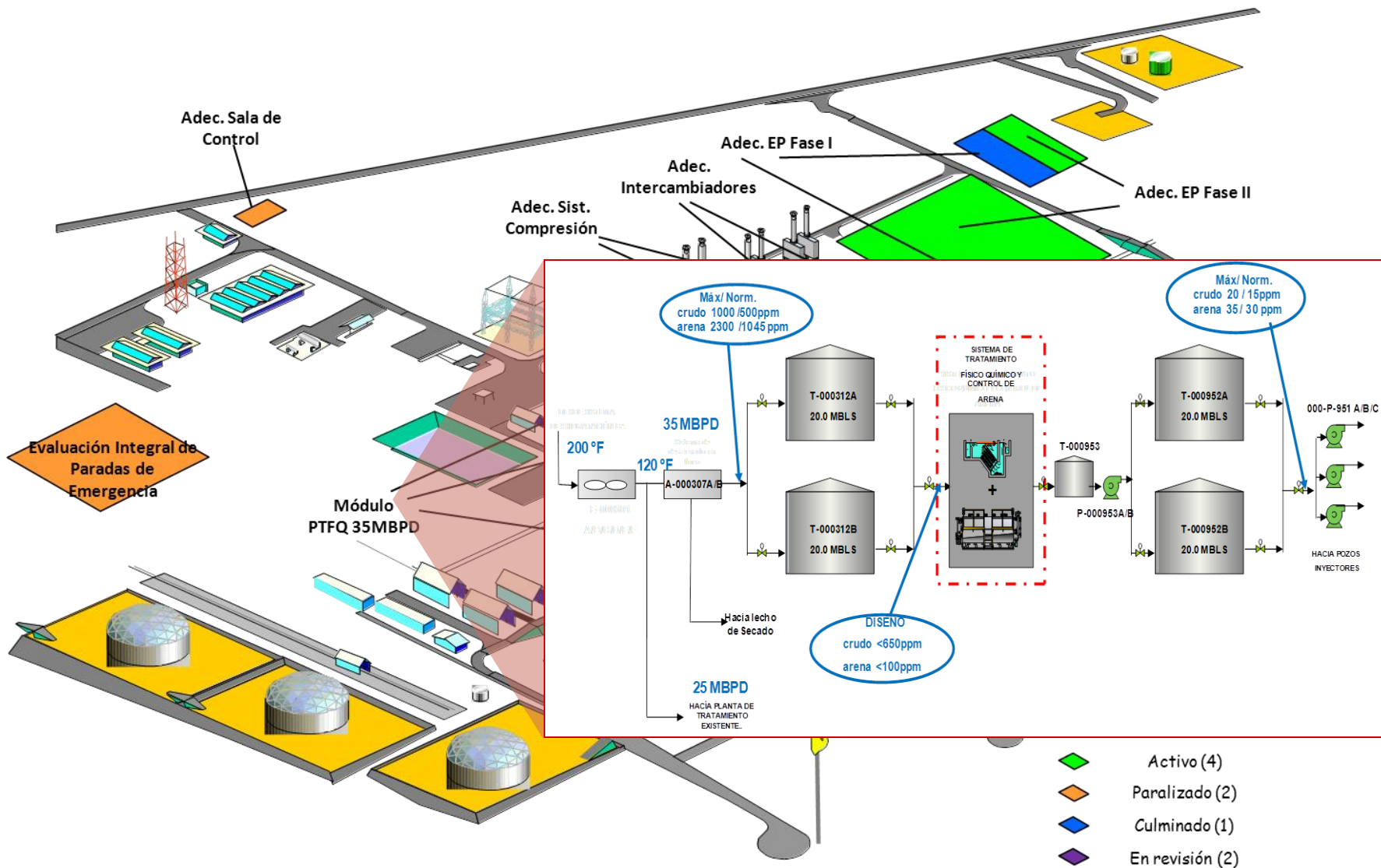
### DATOS BÁSICOS

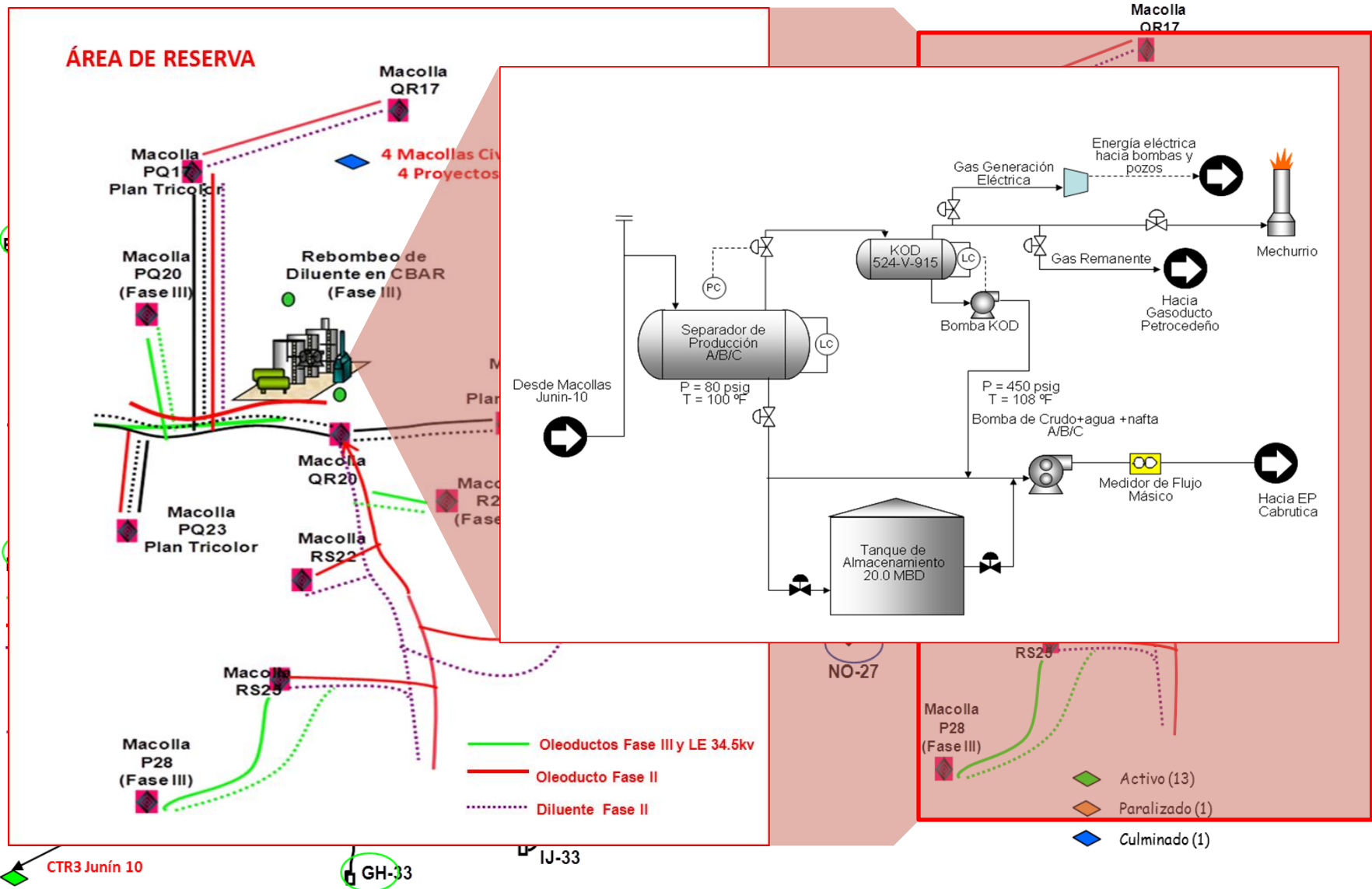
	OFINF SDZ-2X A1	OFINF SDZ-2X A3
ÁREA (Km2)	300	645
PROFUNDIDAD (Pies)	1700 - 2350	2500 pies Prom.
POROSIDAD (%)	30 - 38	32
PERMEABILIDAD (Darcy)	1 - 20	1-25
TEMPERATURA (°F)	100 - 135	130
PRESION DATUM (Ipc)	778	1100 - 1300
GRAVEDAD API (°)	9 - 10	9 - 10
VISCOSIDAD (cp)	1200 - 2500	2079



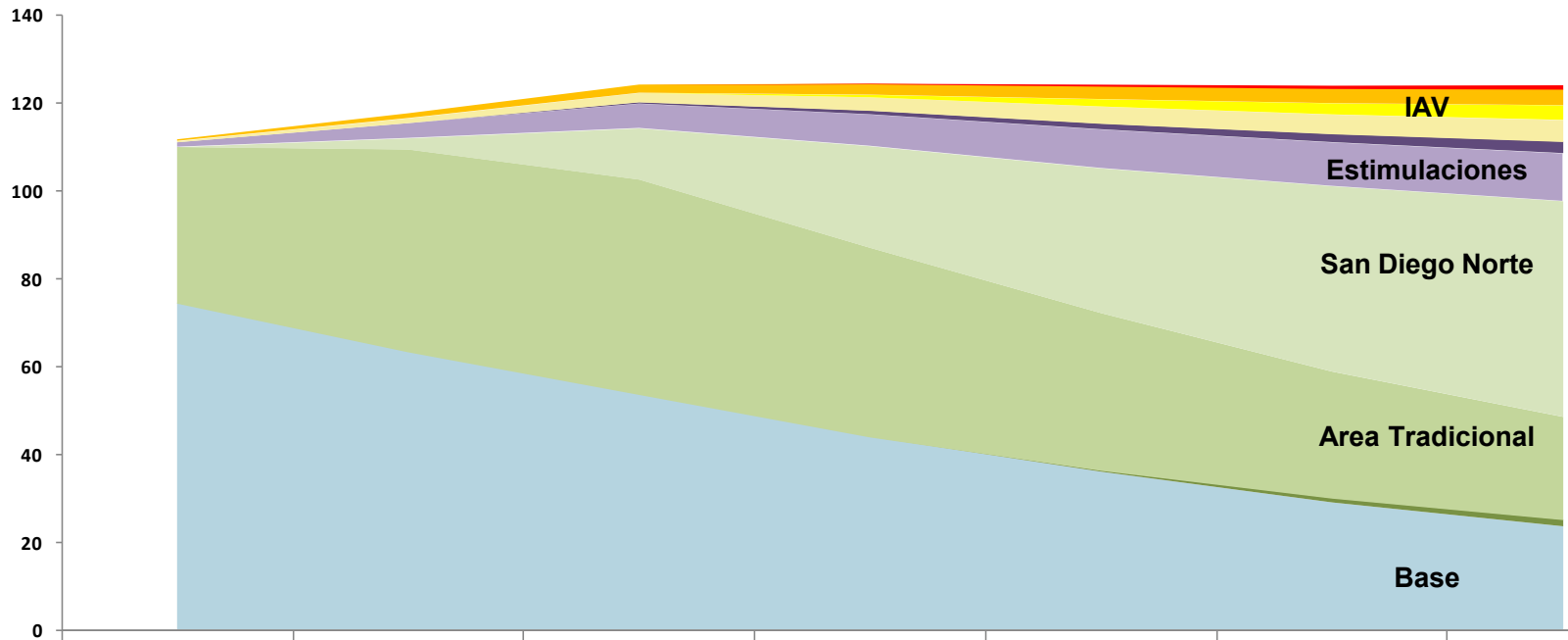






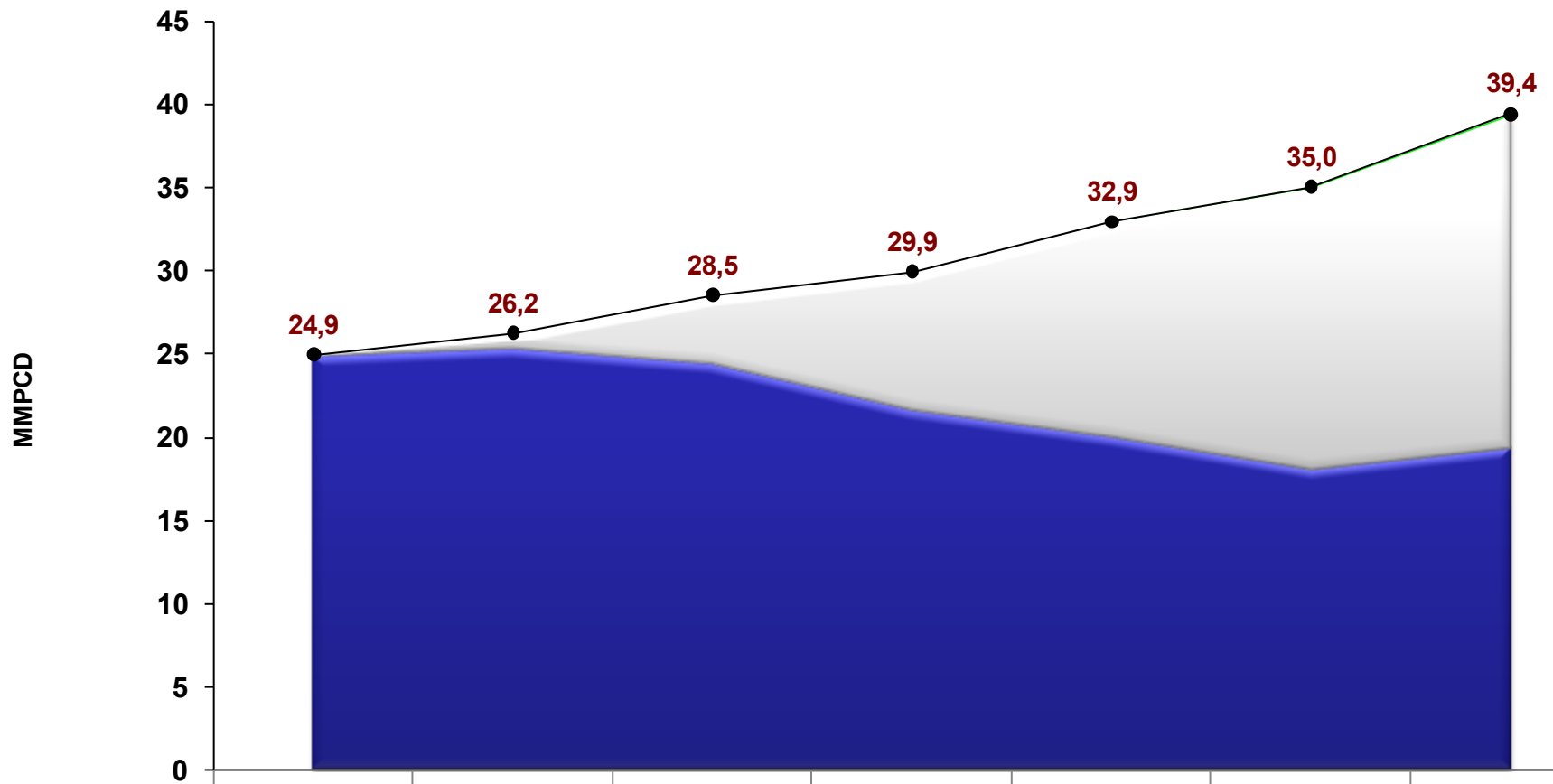






% EyP 2013-2019:



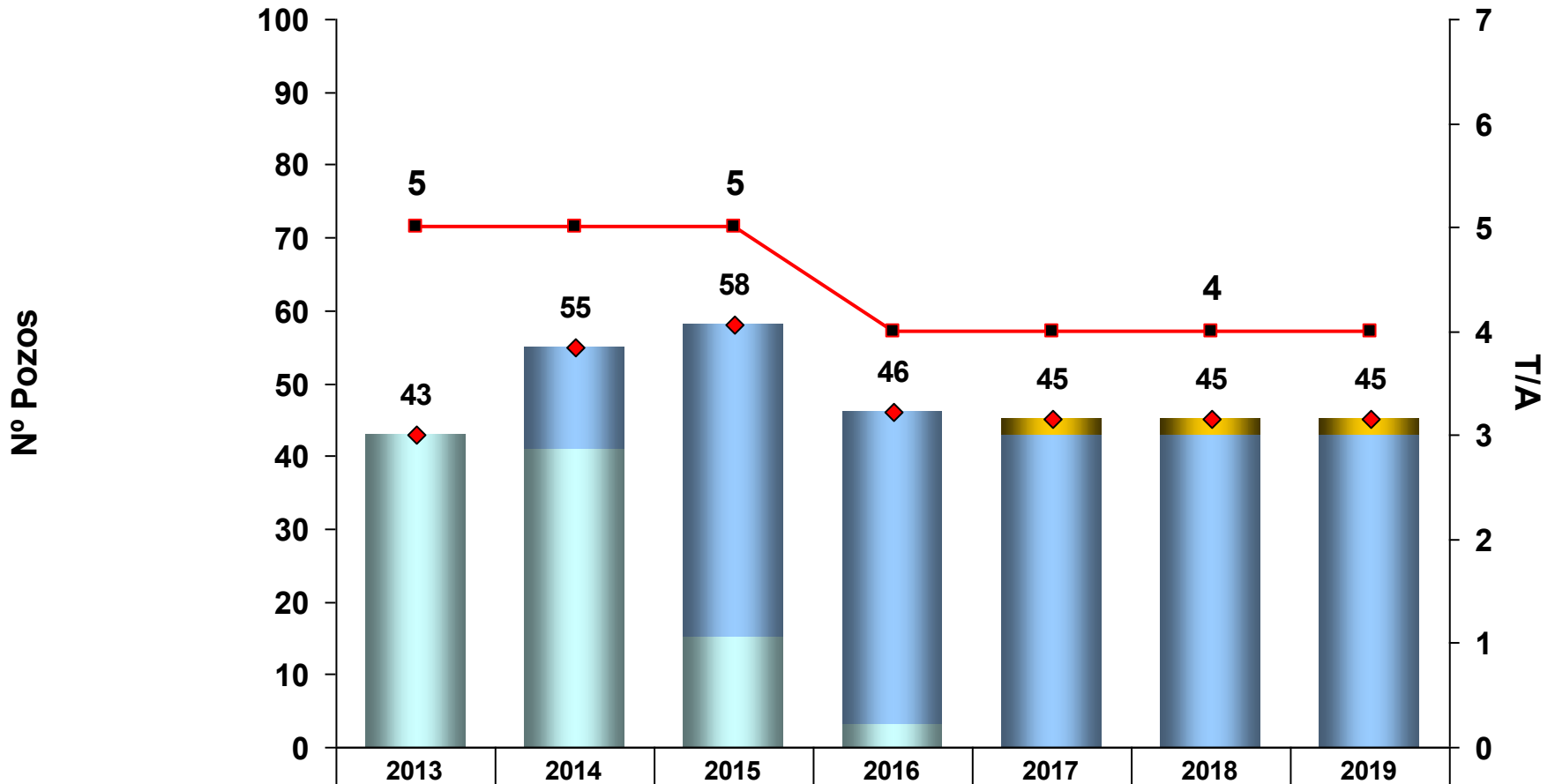
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
■ CEF SDN	0,0	0,0	0,0	0,1	0,5	0,8	1,0
■ CEF AT	0,3	1,1	1,9	2,5	3,0	3,4	3,7
■ IAV ZUATA	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
■ IAV SDN	0,0	0,0	0,0	0,5	1,7	2,5	3,3
■ IAV AT	0,2	1,1	2,1	3,1	3,9	4,5	5,0
■ EST ZUATA	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
■ EST SDN	0,0	0,0	0,3	0,8	1,3	1,9	2,6
■ EST AT	1,0	3,3	5,5	7,1	8,8	9,9	10,8
■ CRECIMIENTO SDN	0,0	2,6	11,7	23,2	33,1	42,3	49,2
■ CRECIMIENTO AT	35,7	46,3	49,1	43,3	36,0	29,0	23,5
■ CRECIMIENTO ZUATA	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	1,0	1,6
■ Base AT	74,4	63,3	53,6	43,9	35,9	29,0	23,5
<b>Total</b>	<b>112,3</b>	<b>118,2</b>	<b>124,7</b>	<b>125,0</b>	<b>124,7</b>	<b>124,4</b>	<b>124,4</b>

## Perfil de Producción de Agua 2013-2019

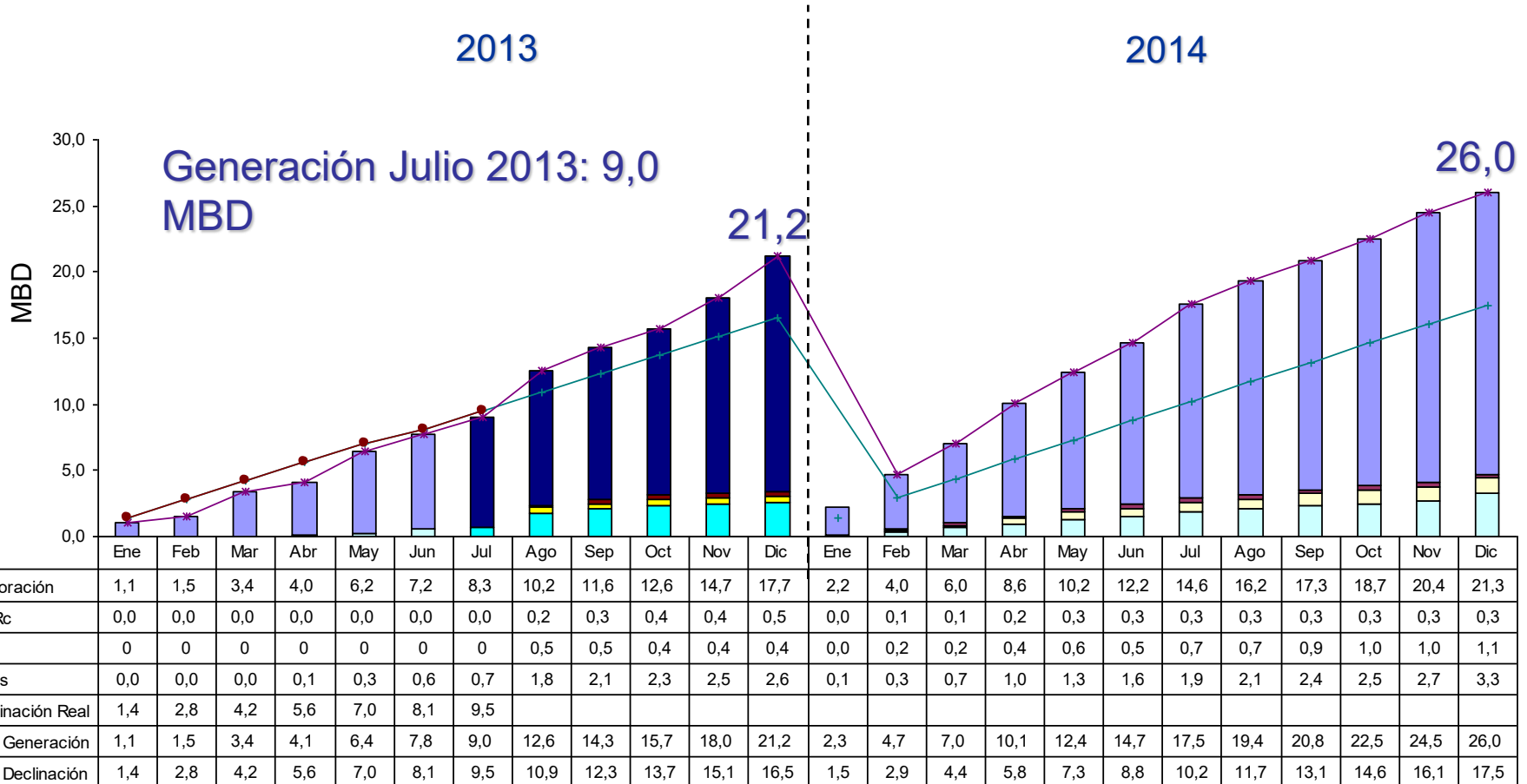


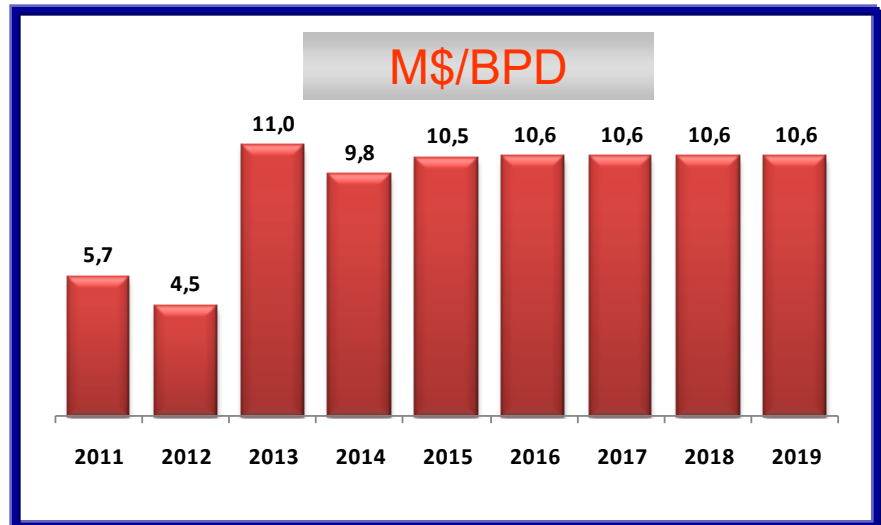
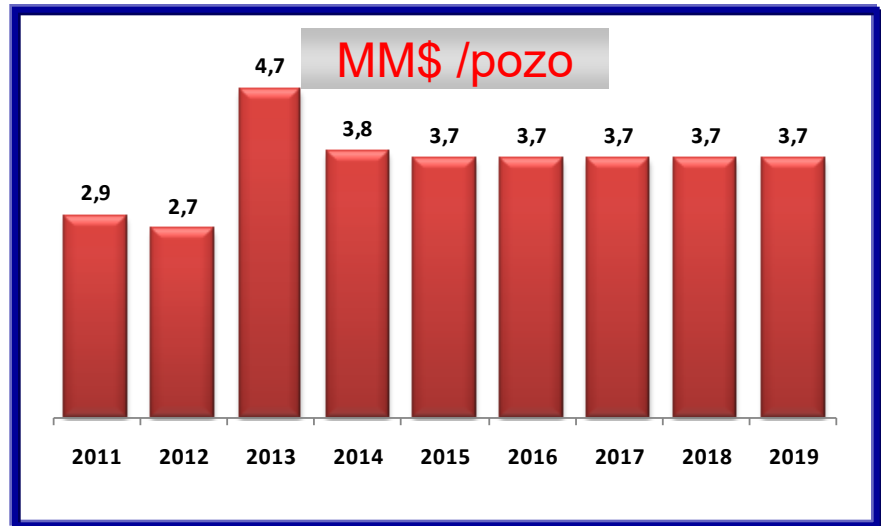
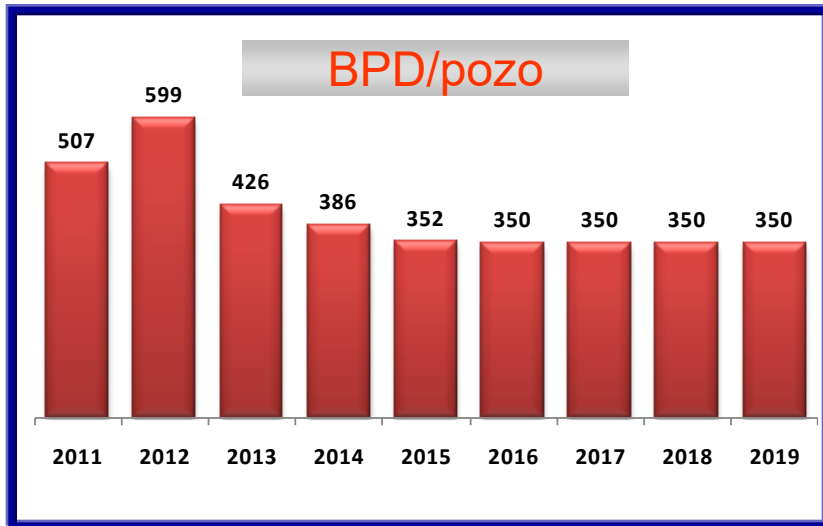
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
 Zuata Norte	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
 San Diego Norte	0,1	0,9	4,1	8,3	12,9	16,9	19,9
 Zuata Principal	24,8	25,3	24,4	21,6	20,0	18,1	19,4
 TOTAL	24,9	26,2	28,5	29,9	32,9	35,0	39,4





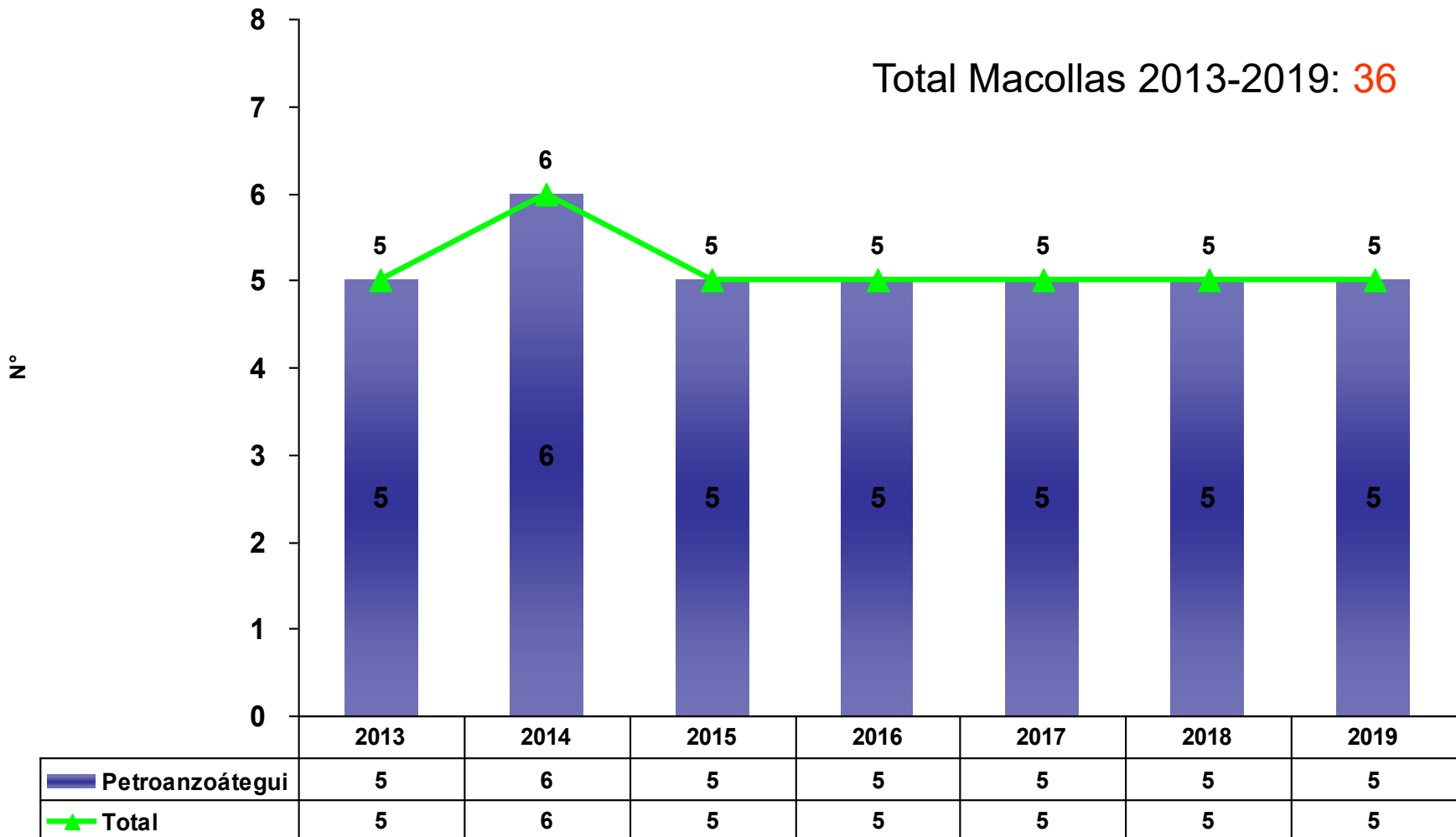
Zuata Norte	0	0	0	0	2	2	2
San Diego Norte	0	14	43	43	43	43	43
Zuata Principal	43	41	15	3			
Total T/A	5	5	5	4	4	4	4
Petroanzoátegui	43	55	58	46	45	45	45



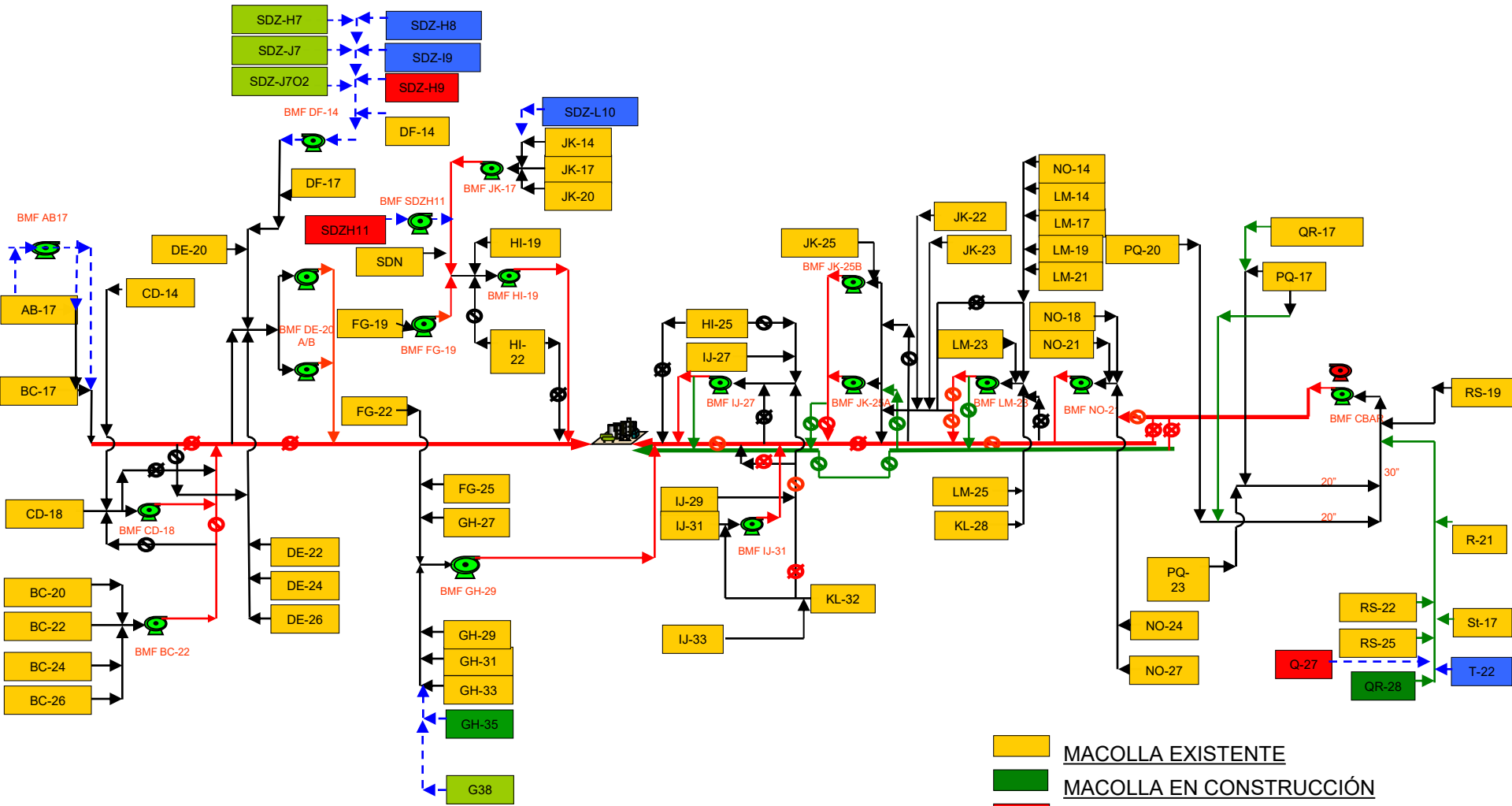


Perforación	Costo (MM\$)		
	Fijos	Variables	Total
Perf. y Complet.	0,7	3,9	4,6
Localizaciones	0,0		0,0
OCEMI	0,1		0,1
	0,8	3,9	4,7

% Costos Perf	16,8	83,2
---------------	------	------

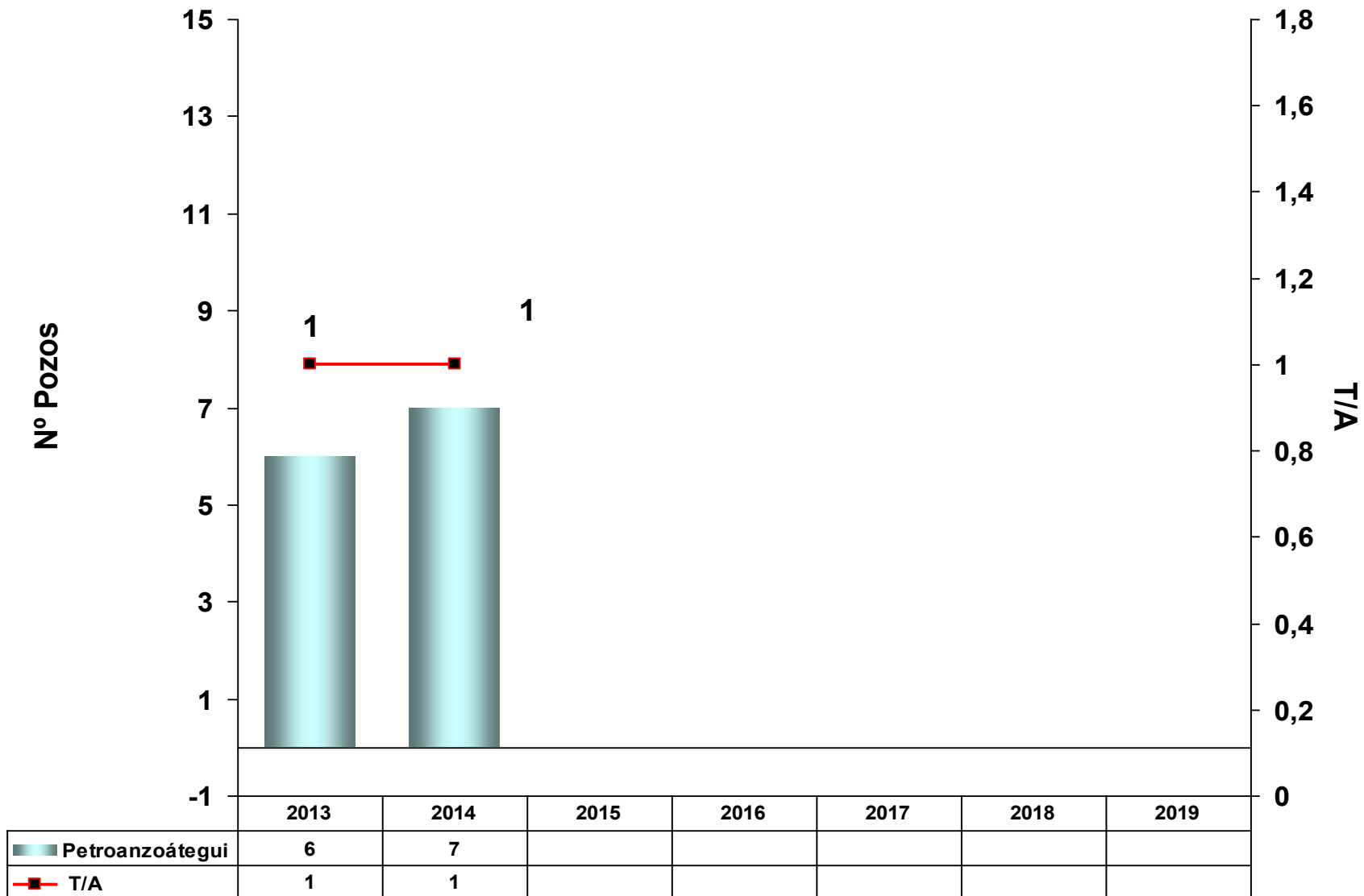


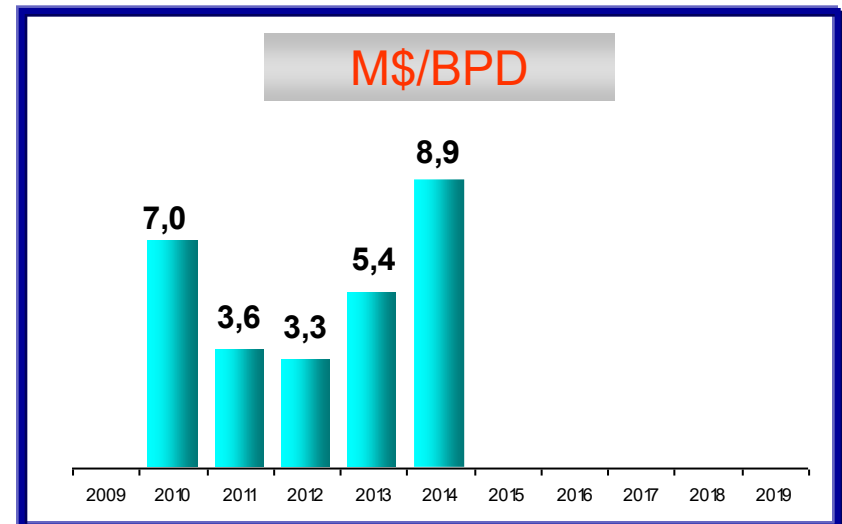
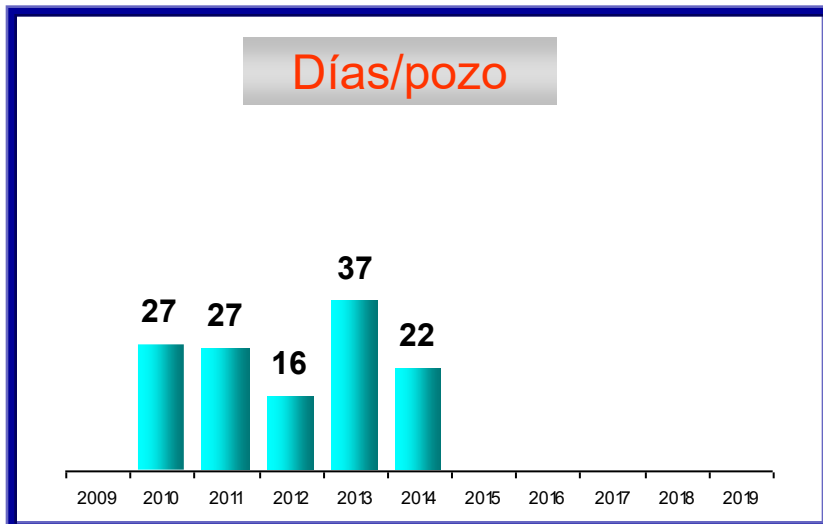
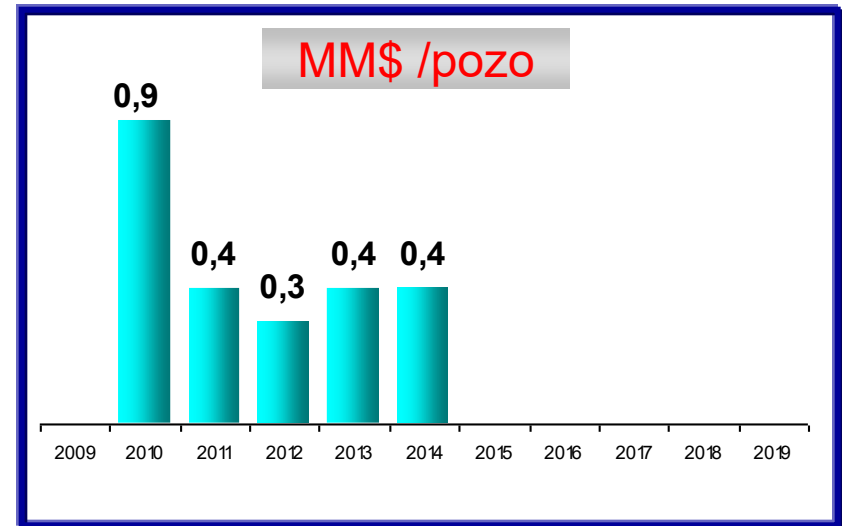
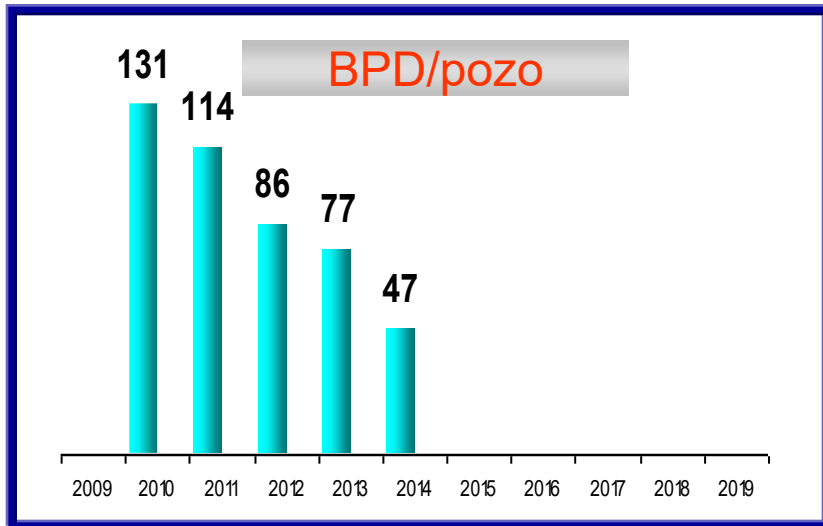
# Plan Acelerado de Construcción de Nuevas Macollas

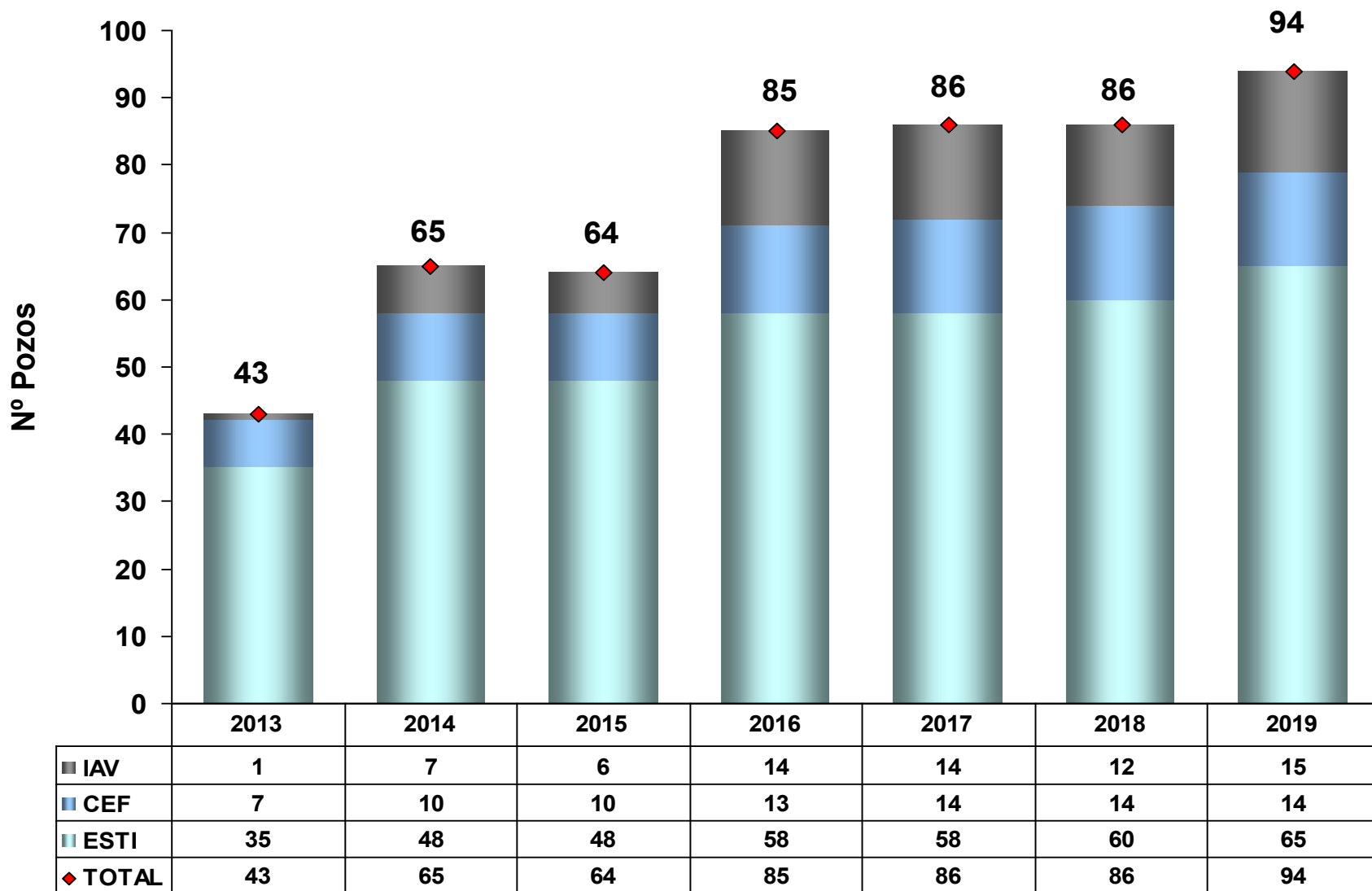


- MACOLLA EXISTENTE**
- MACOLLA EN CONSTRUCCIÓN**
- MACOLLA FUTURA A CONSTRUIR 2013**
- BOMBA MULTIFASICA A CONSTRUIR (INCREMENTAR CONFIABILIDAD)**
- MACOLLA 2014**
- MACOLLA 2015**

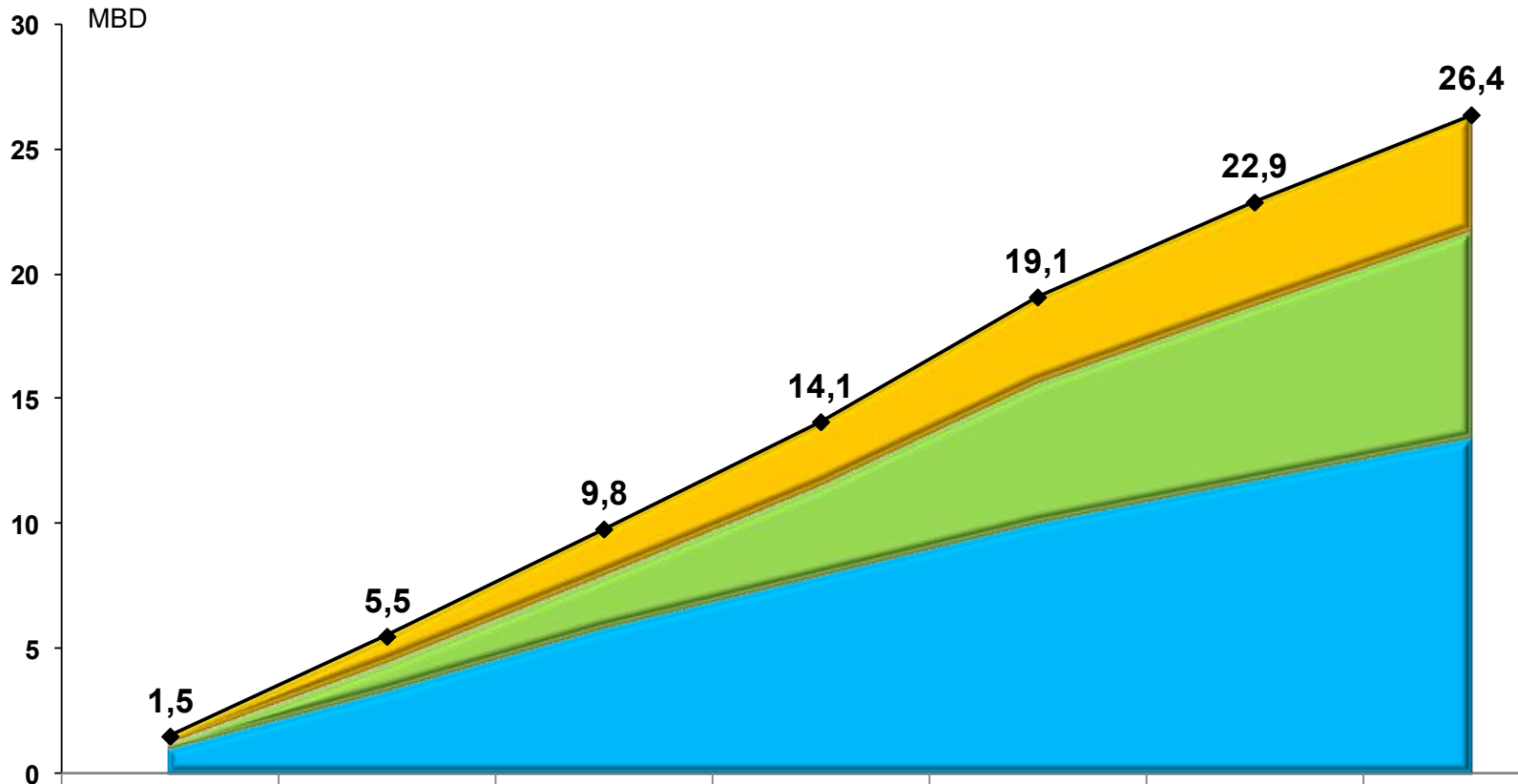












## Perfil Volumétrico Otras Actividades 2013-2019



	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
 CEF	0,3	1,1	1,9	2,6	3,5	4,2	4,7
 IAV	0,2	1,1	2,1	3,6	5,6	7	8,3
 ESTIMULACIONES	1	3,3	5,8	7,9	10	11,7	13,4
 TOTAL	1,5	5,5	9,8	14,1	19,1	22,9	26,4

## OBJETIVOS

- Incrementar la producción de crudo de la EM PETROANZOATEGUI mediante la aplicación de energía térmica de inyección de vapor en el Yacimiento OFINF SDZ 2X-A1, como método de estimulación. Se plantea como plan acelerado para el periodo 2013-2014 incorporar a producción 3,6 MBN (considerando tres frentes de vapor), mediante la inyección alterna de vapor a 15 pozos.

## PROYECTO

- INYECCIÓN ALTERNA DE VAPOR, IAV: Fase I 2013 (4 pozos), Fase II 2013-2014 Acelerada (15 pozos), Fase III 2015-2020.

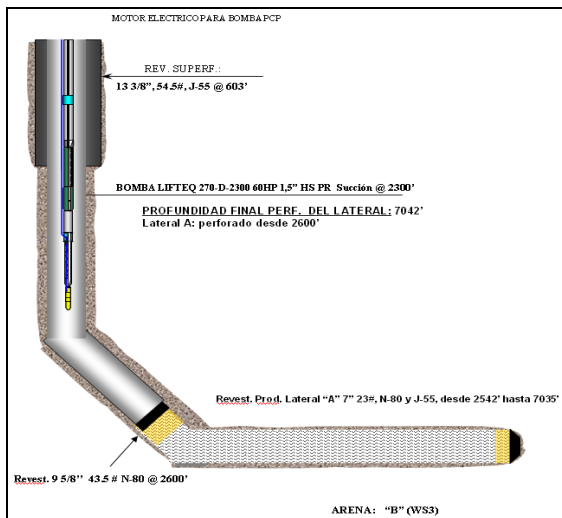
## SITUACIÓN ACTUAL

Se culminó la evaluación de 29 pozos candidatos para aplicación de IAV en el área tradicional. Se encuentra en proceso la procura para dos frentes adicionales de vapor, a través de Bariven-Petrocedefo.

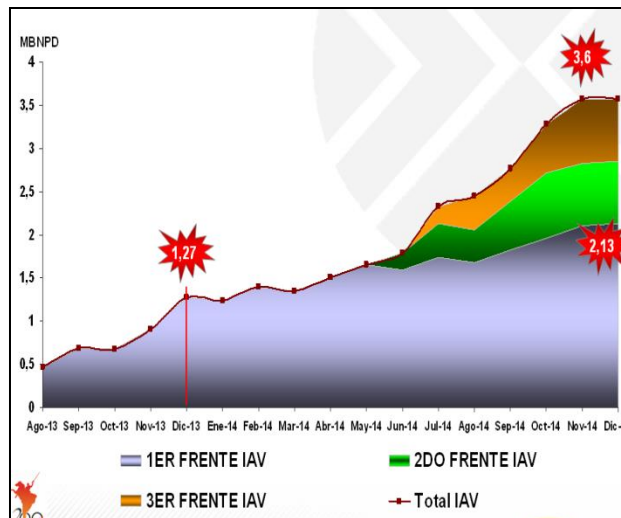
## AVANCE 2013

Fase I: Se completó exitosamente la inyección de 10099 Ton de Vapor en el pozo ZPZ0627 (Macolla DE22), el primero de los 4 pozos comprometidos para el año 2013, que en total aportarán para Diciembre 2013 un total de 1,27 MBNPD adicionales.

## Diagrama Mecánico

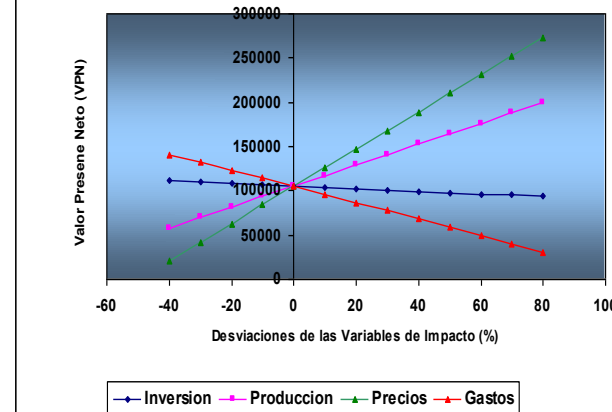


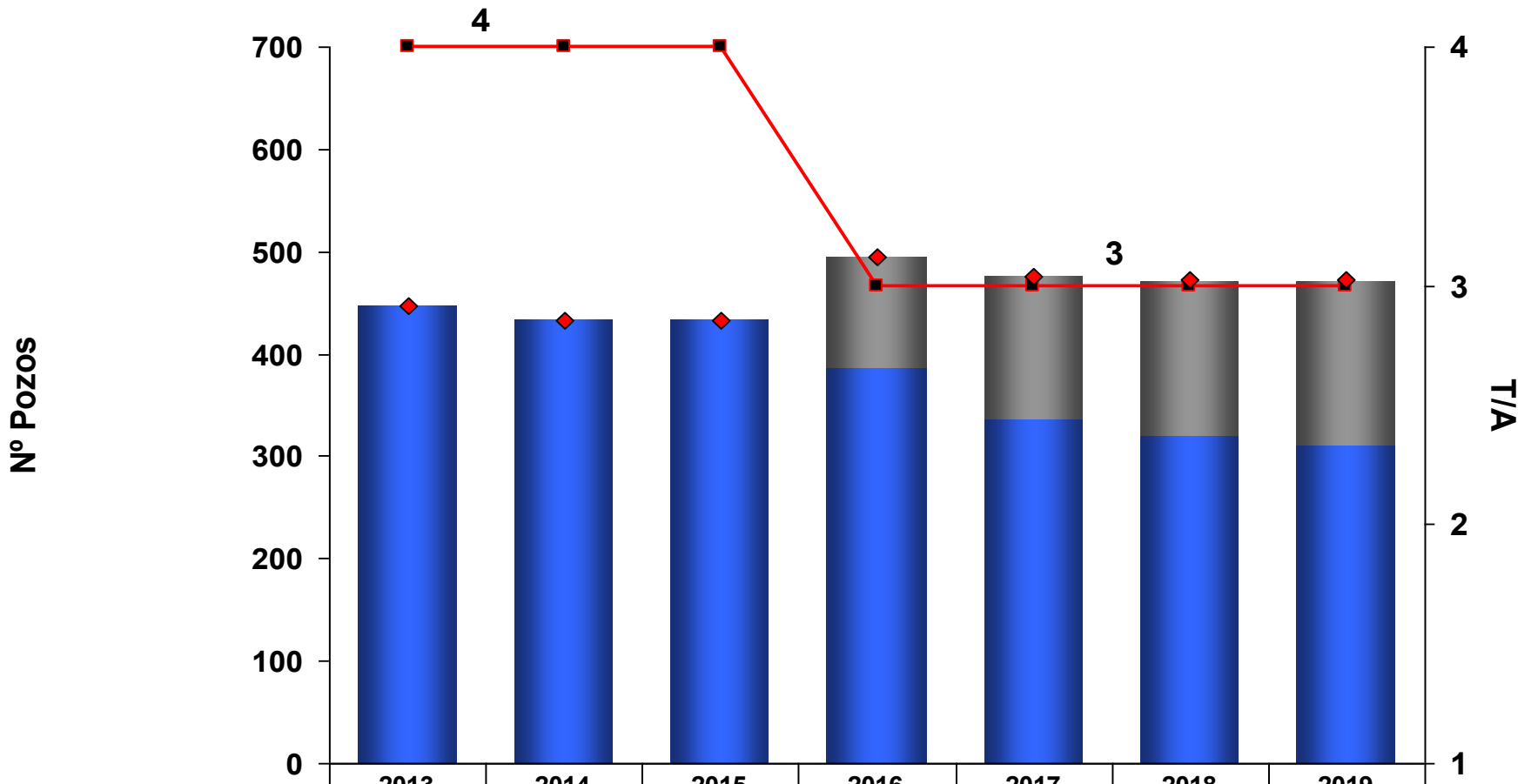
## Perfil de Producción



## Evaluación Económica

### V.P.N. vs Desviaciones de las Variables



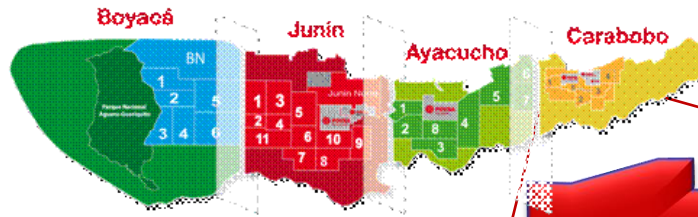


	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
■ San Diego Norte				109	139	152	160
■ Zuata Principal	447	432	432	386	336	319	311
■ Total T/A	4	4	4	3	3	3	3
◆ Petroanzoátegui	447	432	432	495	476	472	472

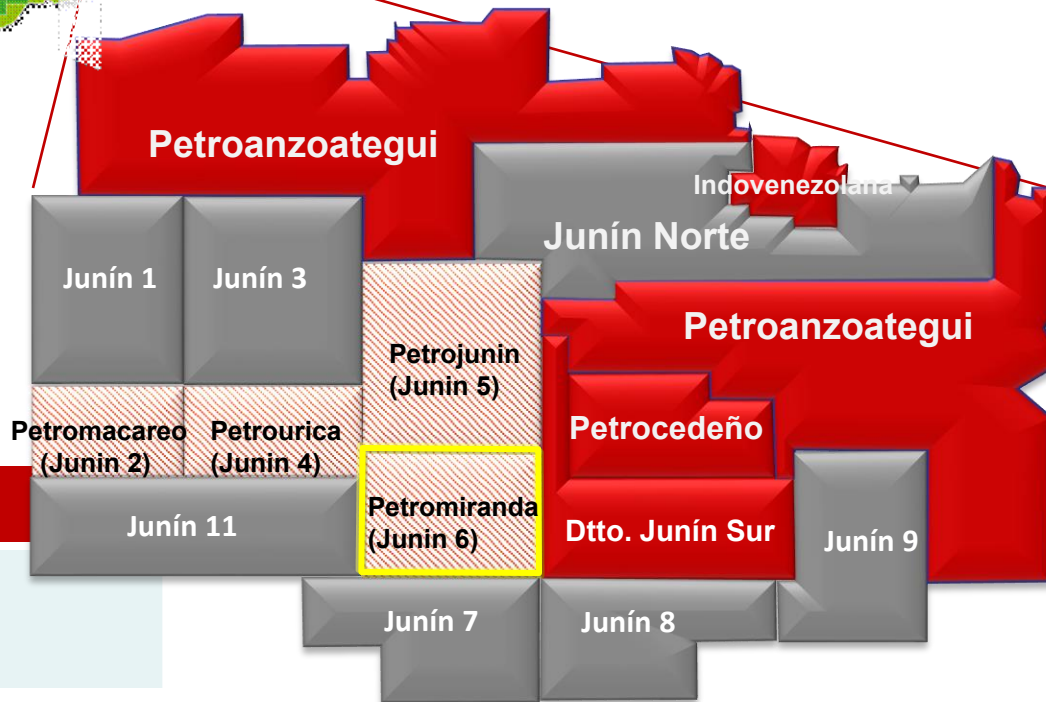




# Petromiranda



Producción de Crudo Prom. Jul'13 **2,6 MBD**



## EXTENSIÓN TERRITORIAL

- ❖ Extensión: 447,9 Km<sup>2</sup>
- ❖ Estados: 2 (Anzoátegui y Guárico)

## RECURSOS ENERGETICOS

- ❖ Campos: 3
- ❖ Yacimientos.: 1 Activo
- ❖ Pozos: 5 Activos

## FACTOR DE RECOBRO

- ❖ Primario: 5 %
- ❖ Secundario: 23%
- ❖ Actual: 0 %

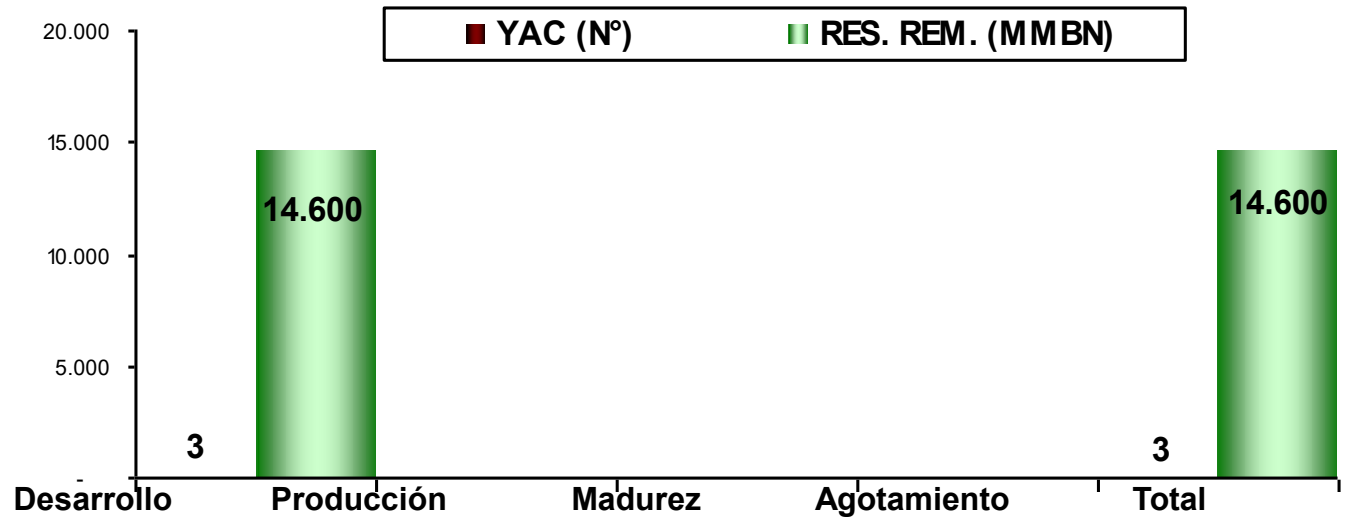
## INSTALACIONES

- ❖ Oleoductos (Km.): 0
- ❖ Gasoductos (Km.): 0
- ❖ N° Est. de Producción: 0
- ❖ Plantas Compresoras: 0
- ❖ Plantas de Agua: 0

## Reservas

- ❖ POES: 52,7 MMMBN
- ❖ Res. de Petróleo: 14,6 MMMBN
- ❖ Res. de Gas: 698 MMMPCN

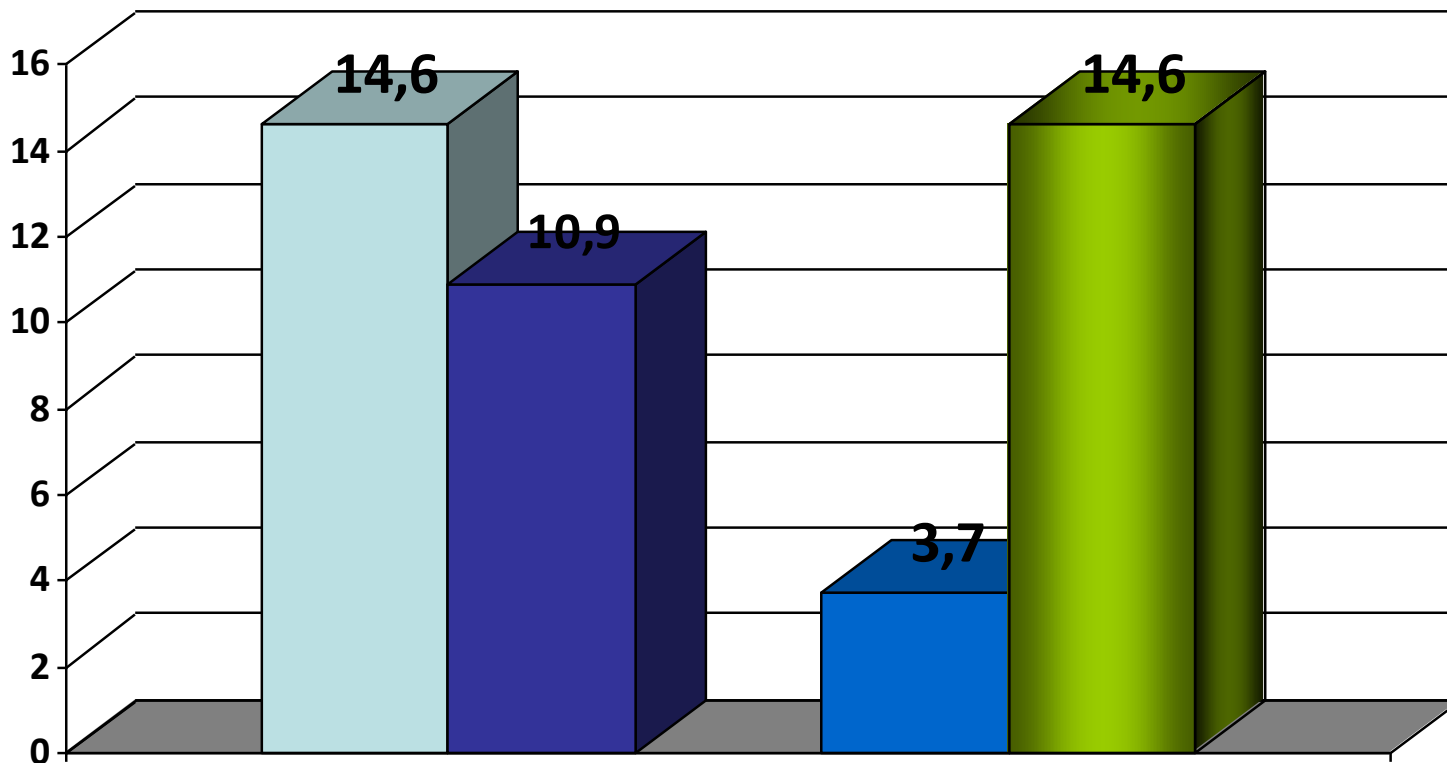
- Incremento de Producción sostenida, para alcanzar la máxima producción del Mejorador, a construir en el año 2018.
- Presentación de los perfiles de producción 2013-2019, de acuerdo al plan acelerado de explotación del Bloque Junín 6, de las arenas básicas y oligoceno. Se requieren los siguientes equipos de 1000-1500 HP
  - **2014:** 1 Tal. adic. Total: 5
  - **2015:** 5 Tal. Adic. Total: 10
  - **2016:** 3 Tal. Adic. Total: 13.
- Se requieren dos (2) taladros de 750 HP, para perforar 38 Pozos Estratigráficos (2013-2016)
- Días de perforación estimados: **2013:** 60 días, **2014:** 40 días, **2015:** 30 días, **2016** 27,6 días, **2017:** 23,2 días
- Se contempla que los taladros de 750 HP perforan el pozo central (con los slant) de la macollas
- Cantidad de pozos por macollas: **2013-2014:** 16 pozos. **2015-2019:** 25 Pozos
- Adquisición y procesamiento de Sísmica 3D en 40 KM2 del Bloque
- Manejo de producción por Oleoductos Ø 36” tramo Petrojunin-Petrocedeno a partir de Abril 2014.
- Instalación de Mini CPF a partir de Junio 2014, con 30 MBIs de capacidad de crudo XP.
- Arranque del primer tren del CPF Permanente (9 trenes modulares con capacidad de 50 MBPD cada uno) para manejo de Producción. Inicio a partir de Junio 2016 .

**Reservas Remanentes de Crudo  
(Indicadores por Fase de Explotación)**


POES (MMBN)	52.690,00	52.690,00
Res. Rec. (MMBN)	14.600,00	14.600
Prod. Acum. (MMBN)	0,35	0
Agot. Total Res. (%)	0,00	0
Res. Rem. (MMBN)	14.599,65	14.600
Yac. (Nº)	3	3
Yac. Activos (Nº)	1	1
Yac. Inactivos (Nº)	2	2

Fuente: Informe Anual de Reservas 2012

**MMMBN**

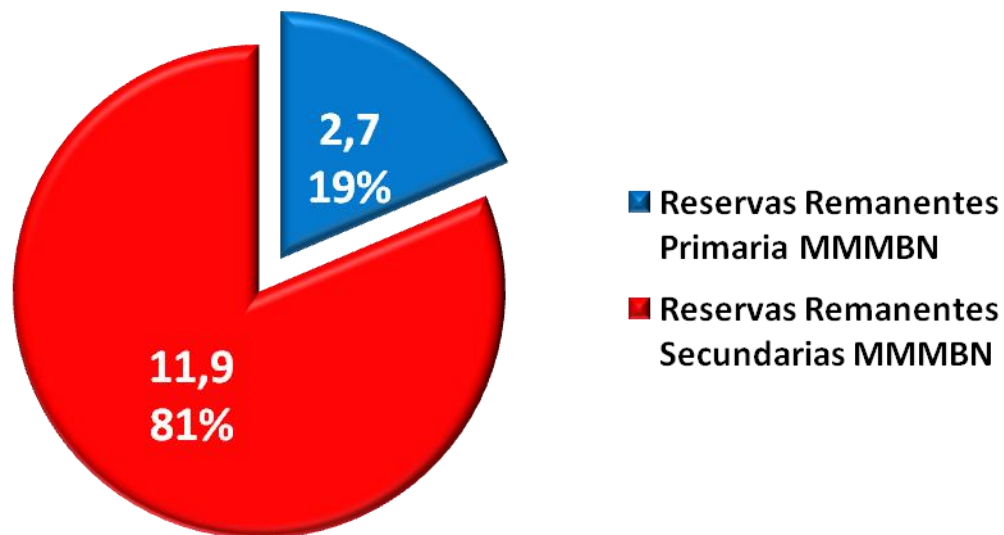


- Reservas Esfuerzo Propio
- Reservas Contractuales
- Reservas Sin Asignar
- Reservas Disponibles
- Reservas Totales

*Fuente: Informe Anual de Reservas 2012.*

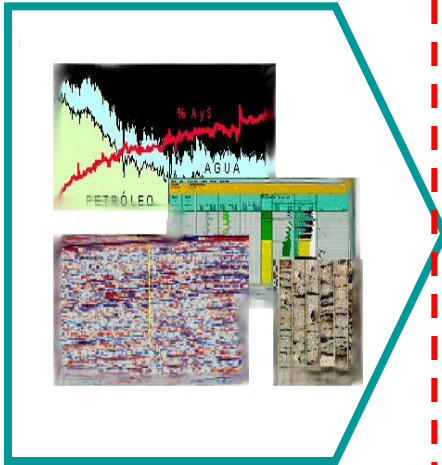
## Reservas Remanentes de Crudo (Indicadores por Fase de Explotación)

	Reservas Remanentes de crudo						
	POES MMMBNP	Recuperables MMMBNP	F.R. Total	Recuperables Primaria MMMBNP	F.R. Primario	Recuperables Secundarias MMMBNP	F.R. Secundario
OFIIA SDZ 0002	6,8	0,7	11,0	0,0	0,1	0,7	10,9
OFIIB SDZ 0002	20,3	4,3	21,1	1,0	4,7	3,3	16,4
MER SDZ 0002	25,6	9,6	37,5	1,8	6,9	7,8	30,6
<b>Total negocio</b>	<b>52,7</b>	<b>14,6</b>	<b>27,8</b>	<b>2,7</b>	<b>5,2</b>	<b>11,9</b>	<b>22,6</b>



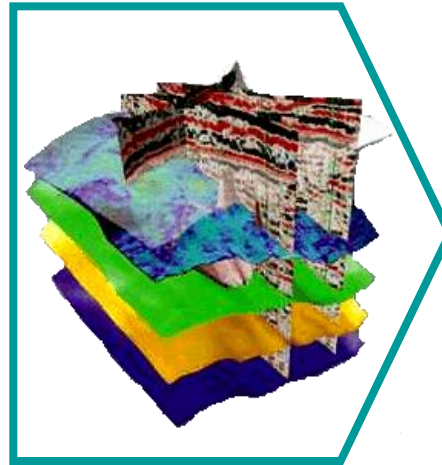


## FASE I DATOS



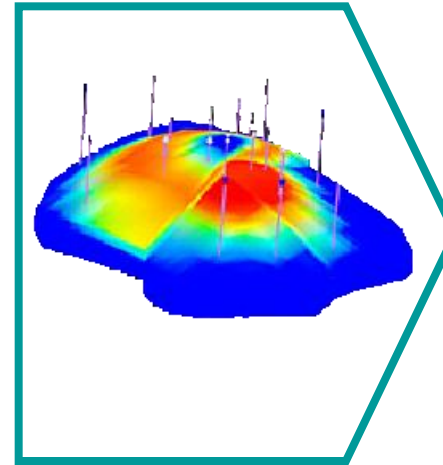
- Adquisición de datos a (Plan de Delineación)
- Estudios previos
- Identificación de oportunidades inmediatas.
- Base de datos del proyecto

## FASE II CARACTERIZACIÓN



- Modelo: Estructural, estratigráfico, sedimentológico, petrofísico y fluidos

## FASE III SIMULACIÓN



- Incorpora todos los modelos generados en las fases anteriores para:
- Estimar POES/GOES y Reservas recuperables
- Comportamiento de Producción
- Comportamiento de Presión
- Predecir el comportamiento futuro del yacimiento.

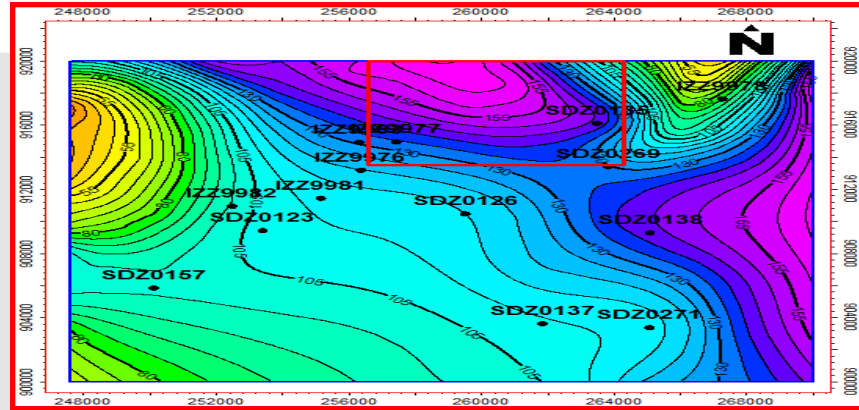
## FASE IV PLAN DE NEGOCIOS



- Desarrollo Primario, Secundario, Terciario
- Cambio de esquemas de explotación.
- Cambio de patrones de producción.
- Necesidades de Nuevas tecnologías.
- Espaciamiento óptimo.
- Número de pozos



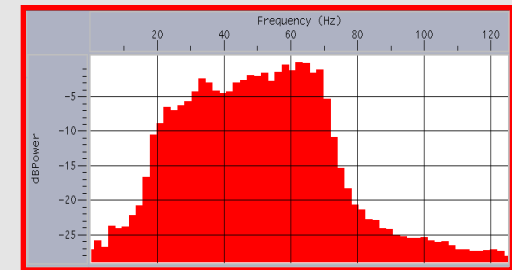
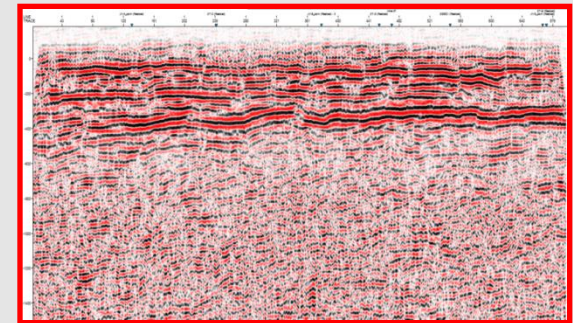
**PROYECTO SISMICO DE 40 Km2.  
BLOQUE JUNÍN 6**



**ADQUISICIÓN**  
(Adhesión al Contrato de Petrojunín)  
Octubre 2013 - Enero 2014

**PROCESAMIENTO**  
Febrero 2014 - Mayo 2014

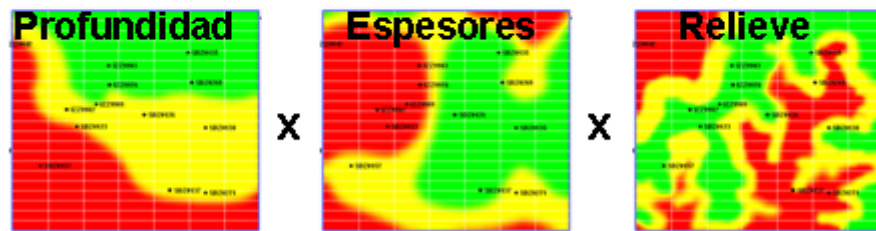
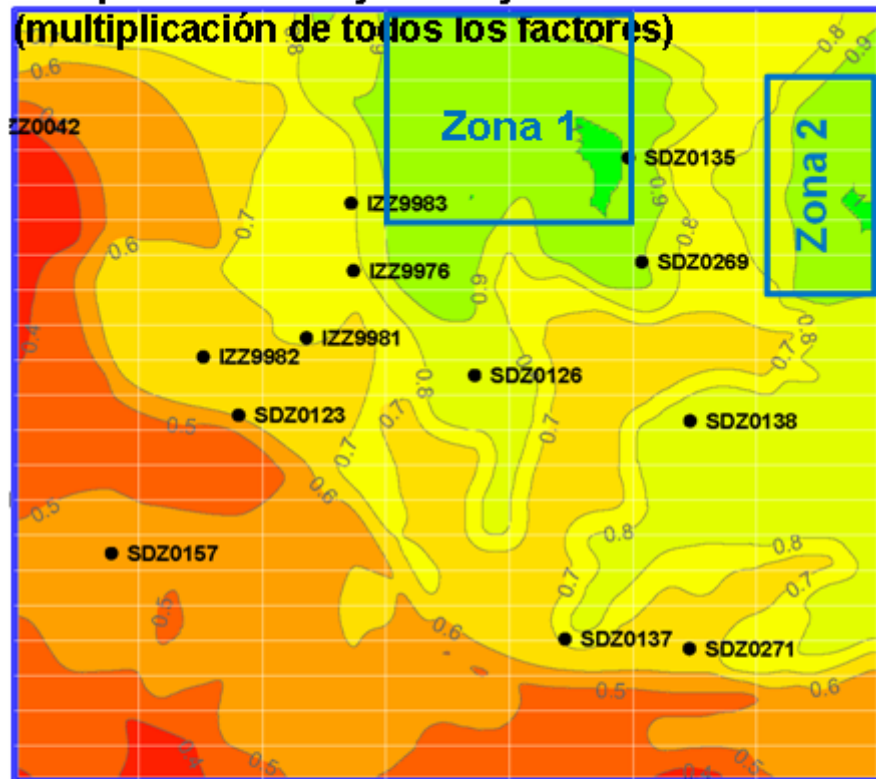
**INTERPRETACIÓN**  
ESFUERZO PROPIO  
Mayo 2014 - Septiembre 2014



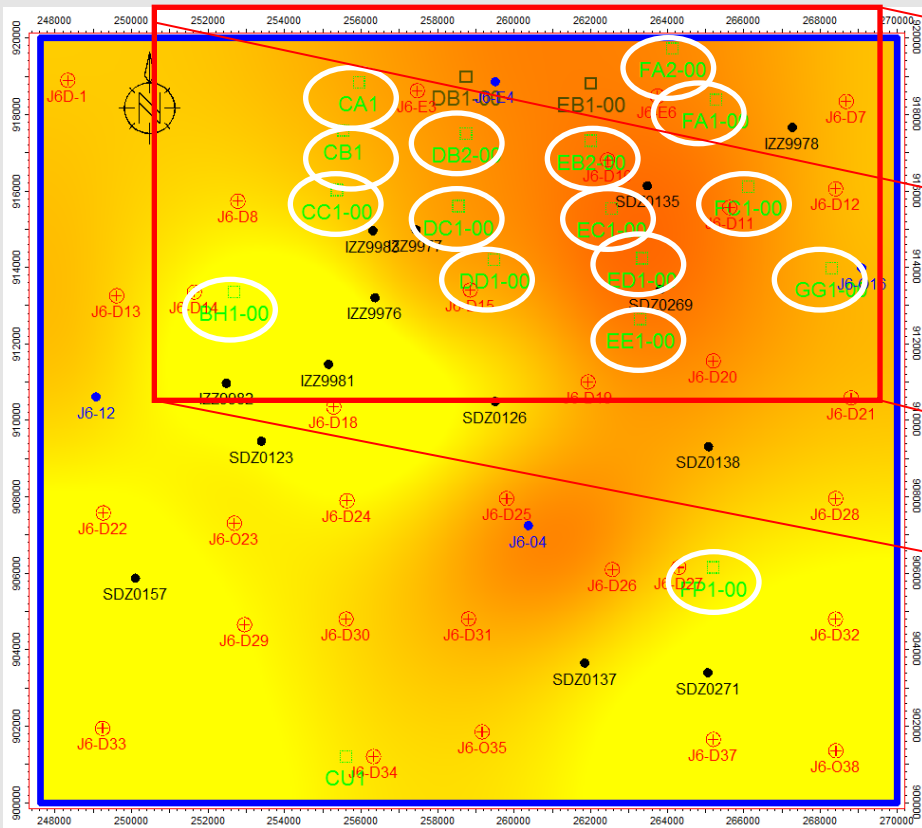
## CRITERIOS DE SELECCIÓN

1. Profundidad de ubicación de las arenas
2. Depósitos con buen espesor
3. Buenos resultados de pruebas
4. Relieve alto del terreno (facilita la construcción y la perforación)
5. Los mejores resultados de la simulación dinámica
6. Garantía de obtención del nivel de producción requerido
7. Minimización de riesgos geológicos
8. Minimización del impacto sobre el Medio Ambiente

Prospectividad conjunta bajo criterios 1-4  
(multiplicación de todos los factores)



PROSPECTIVIDAD: **Baja** **Alta**



- ❖ 18 MACOLLAS VALIDADAS
- ❖ 03 MACOLLAS EN OPERACIONES (DB1, EB1, GG1)
- ❖ 01 MACOLLA EN CONSTRUCCIÓN (BH1)

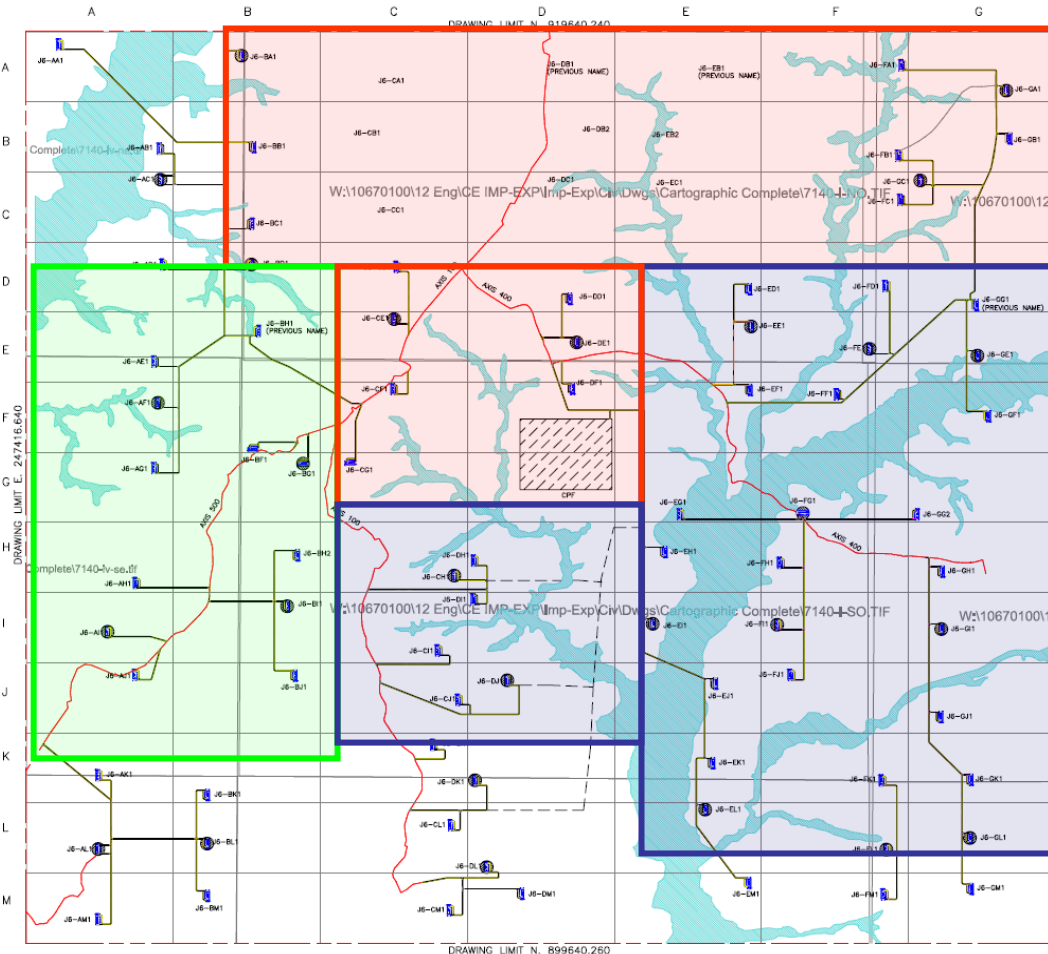
- ❖ 91 MACOLLAS DISTRIBUIDAS EN EL BLOQUE.
- ❖ 01 POZO PILOTO/OBSERVADOR POR MACOLLA
- ❖ 16 POZOS PRODUCTOS POR MACOLLA

## LEYENDA

Macollas Productoras	Macollas Próximas a Perforar	Pozos Existentes	Pozos Estratigráficos a perforar	Pozos Estratigráficos Petromiranda

# Zonas Prospectivas Para Inicio De Perforación

## OLIGOCENO



- P90
- P50
- P10

Resultado de combinar los perfiles de producción bajo los esquemas de producción: frío y/o térmico obtenidos para cada uno de los pozos tipos seleccionados conjugados con los resultados de los resultados de los "screening"

Bloque Junin 6										
Nivel: Oligoceno										
	C01	C02	C03	C04	C05	C06	C07	C08		
R01	1	R01C01	2	R01C02	3	R01C03	4	R01C04	5	R01C05
R02	9	R02C01	10	R02C02	11	R02C03	12	R02C04	13	R02C05
R03	17	R03C01	18	R03C02	19	R03C03	20	R03C04	21	R03C05
R04	25	R04C01	26	R04C02	27	R04C03	28	R04C04	29	R04C05
R05	33	R05C01	34	R05C02	35	R05C03	36	R05C04	37	R05C05
R06	41	R06C01	42	R06C02	43	R06C03	44	R06C04	45	R06C05
R07	49	R07C01	50	R07C02	51	R07C03	52	R07C04	53	R07C05
R08	57	R08C01	58	R08C02	59	R08C03	60	R08C04	61	R08C05
R09	65	R09C01	66	R09C02	67	R09C03	68	R09C04	69	R09C05
R10	73	R10C01	74	R10C02	75	R10C03	76	R10C04	77	R10C05
R11	81	R11C01	82	R11C02	83	R11C03	84	R11C04	85	R11C05
R12	89	R12C01	90	R12C02	91	R12C03	92	R12C04	93	R12C05
R13	97	R13C01	98	R13C02	99	R13C03	100	R13C04	101	R13C05
R14	105	R14C01	106	R14C02	107	R14C03	108	R14C04	109	R14C05
R15	113	R15C01	114	R15C02	115	R15C03	116	R15C04	117	R15C05
R16	121	R16C01	122	R16C02	123	R16C03	124	R16C04	125	R16C05
R17	129	R17C01	130	R17C02	131	R17C03	132	R17C04	133	R17C05

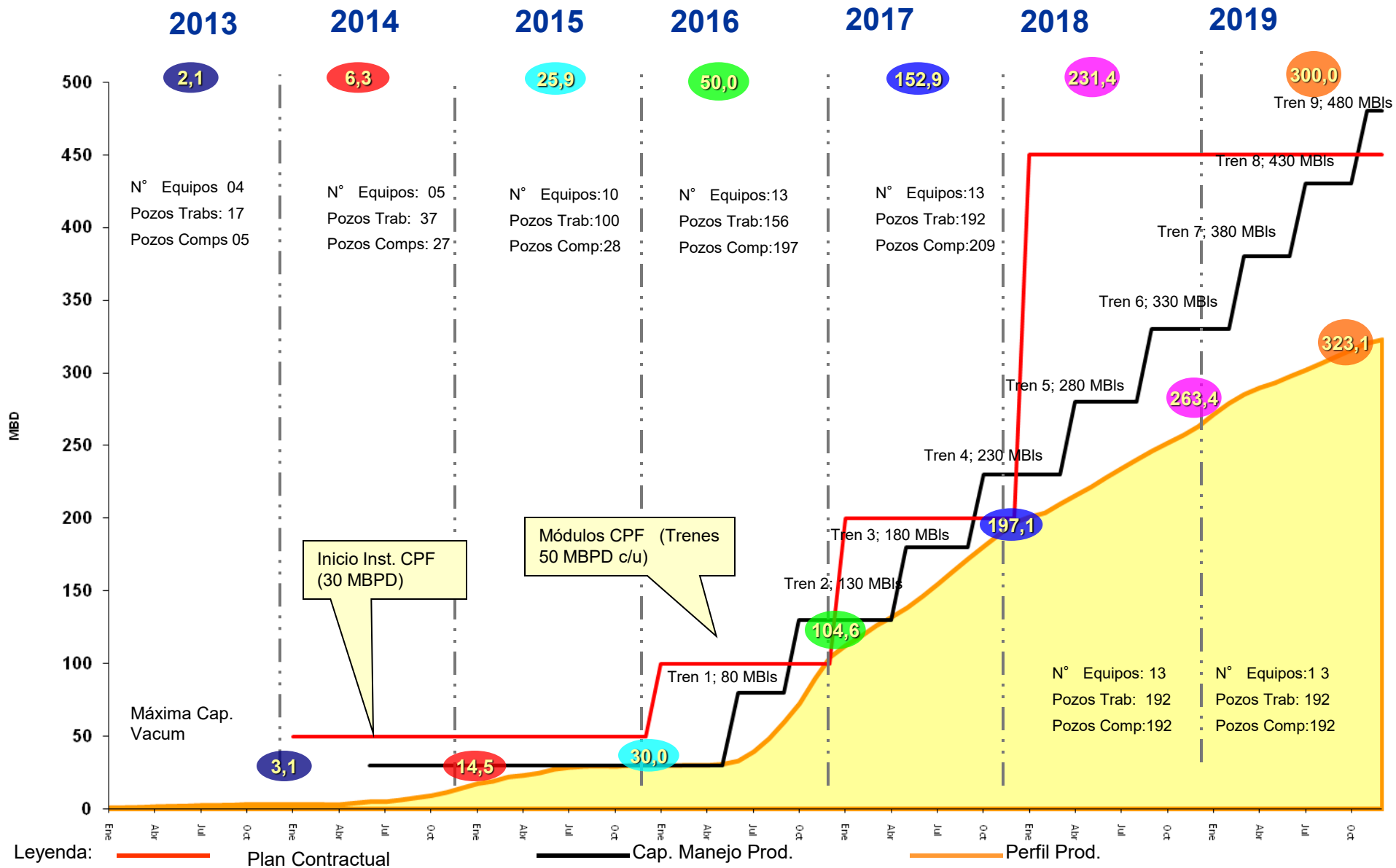
- Parcela Bajo Esquema de Explotación: Frío
- Parcela Bajo Esquema de Explotación: Frío + SAGD

## ARENAS BASALES

Bloque Junin 6										
Nivel: Arenas Basales										
	C01	C02	C03	C04	C05	C06	C07	C08		
R01	1	R01C01	2	R01C02	3	R01C03	4	R01C04	5	R01C05
R02	9	R02C01	10	R02C02	11	R02C03	12	R02C04	13	R02C05
R03	17	R03C01	18	R03C02	19	R03C03	20	R03C04	21	R03C05
R04	25	R04C01	26	R04C02	27	R04C03	28	R04C04	29	R04C05
R05	33	R05C01	34	R05C02	35	R05C03	36	R05C04	37	R05C05
R06	41	R06C01	42	R06C02	43	R06C03	44	R06C04	45	R06C05
R07	49	R07C01	50	R07C02	51	R07C03	52	R07C04	53	R07C05
R08	57	R08C01	58	R08C02	59	R08C03	60	R08C04	61	R08C05
R09	65	R09C01	66	R09C02	67	R09C03	68	R09C04	69	R09C05
R10	73	R10C01	74	R10C02	75	R10C03	76	R10C04	77	R10C05
R11	81	R11C01	82	R11C02	83	R11C03	84	R11C04	85	R11C05
R12	89	R12C01	90	R12C02	91	R12C03	92	R12C04	93	R12C05
R13	97	R13C01	98	R13C02	99	R13C03	100	R13C04	101	R13C05
R14	105	R14C01	106	R14C02	107	R14C03	108	R14C04	109	R14C05
R15	113	R15C01	114	R15C02	115	R15C03	116	R15C04	117	R15C05
R16	121	R16C01	122	R16C02	123	R16C03	124	R16C04	125	R16C05
R17	129	R17C01	130	R17C02	131	R17C03	132	R17C04	133	R17C05

- Parcela Bajo Esquema de Explotación: Frío
- Parcela Bajo Esquema de Explotación: Frío + IAV e ICV
- Parcela Bajo Esquema de Explotación: Frío + SAGD

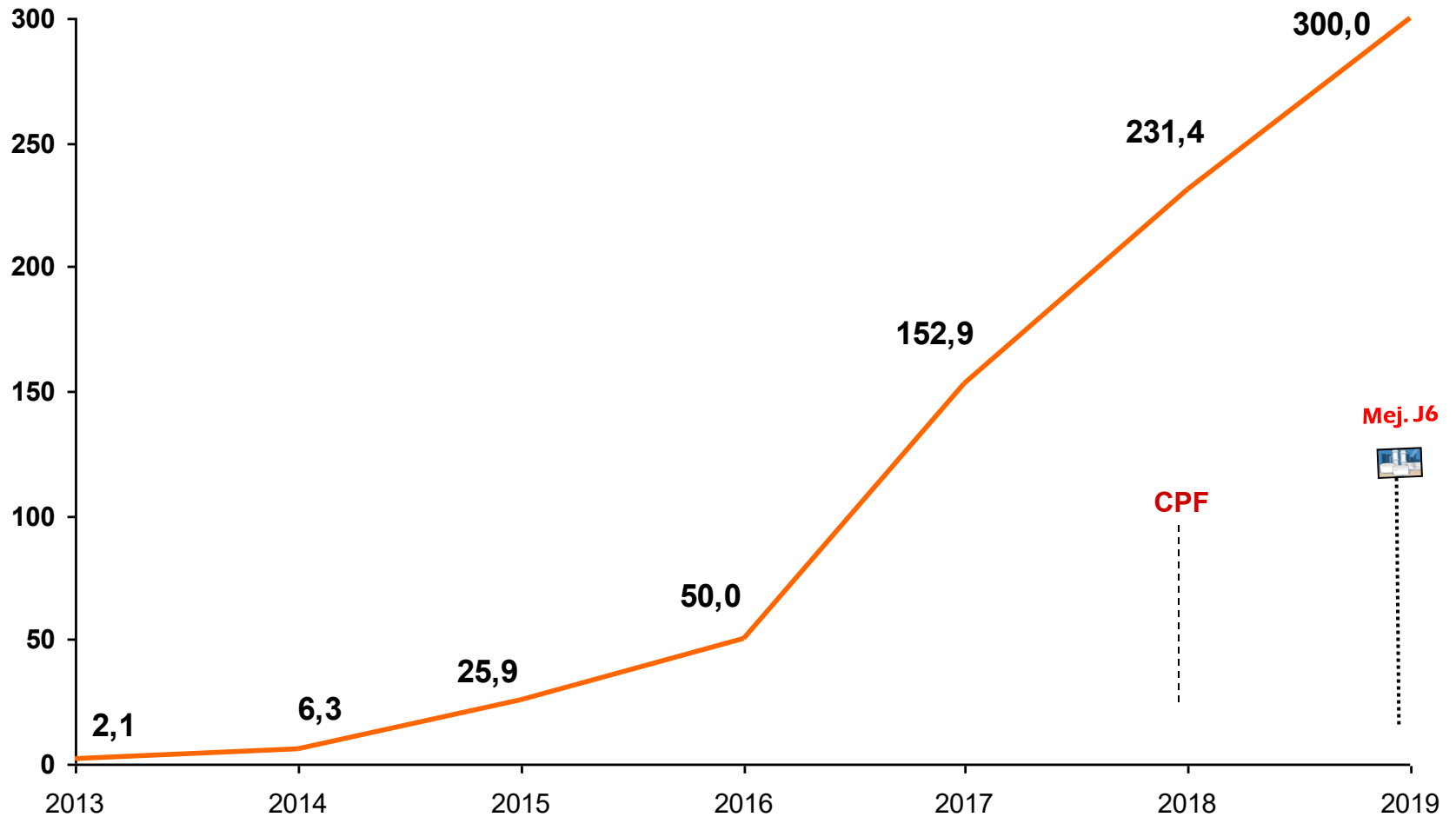
# Perfil vs Capacidad de Producción 2013 - 2019





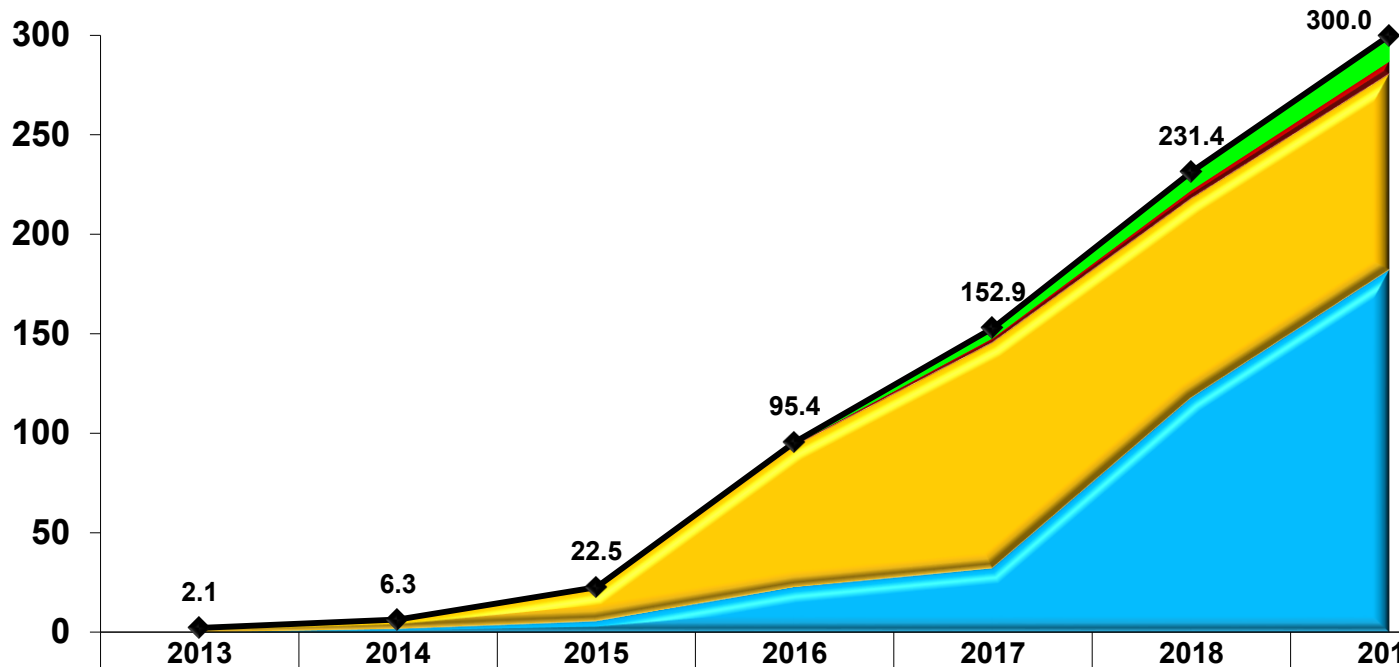
## Producción de Crudo Promedio Año (MBPD)

MBD



# Perfil Volumétrico por Paquetes 2013-2019

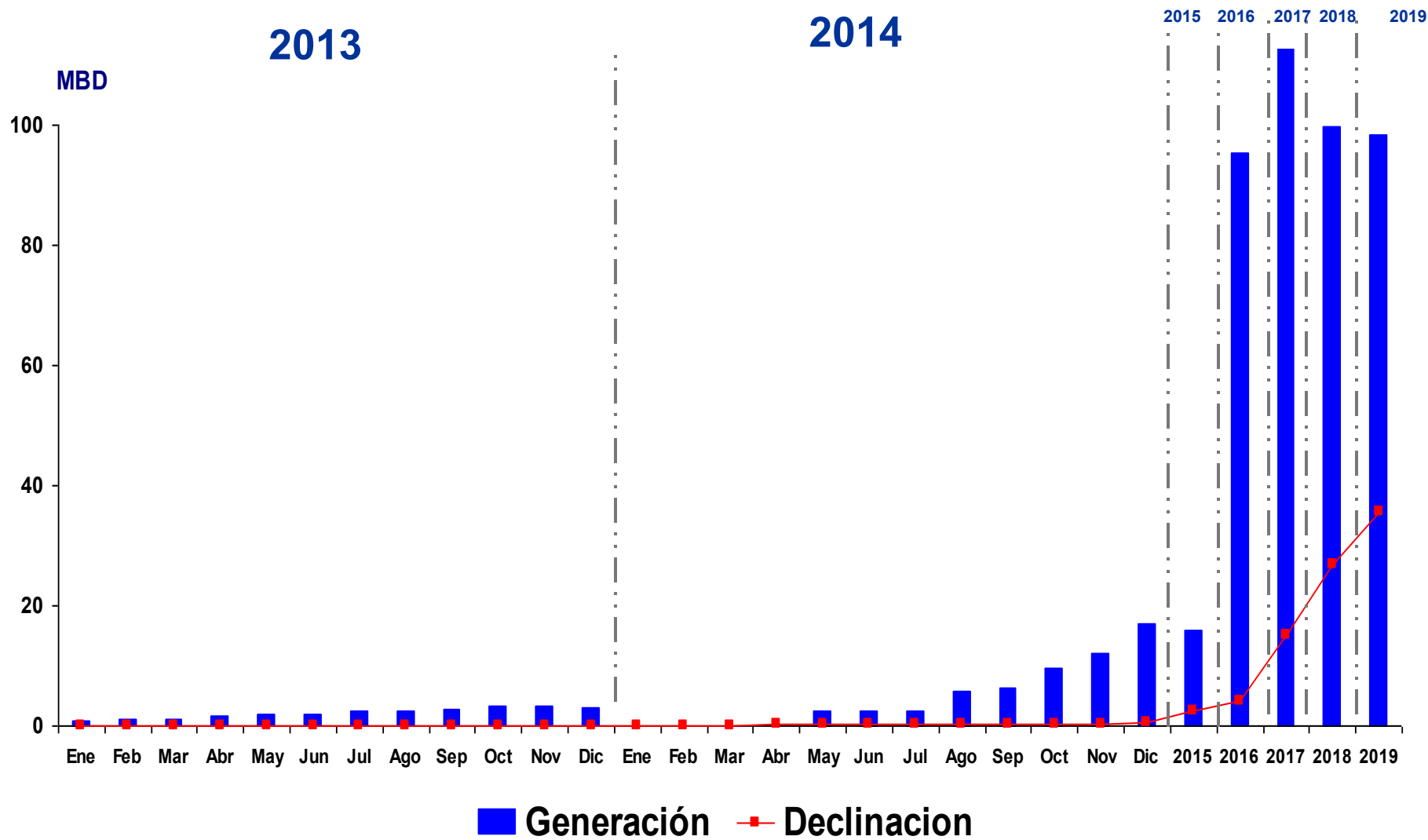
## Petromiranda



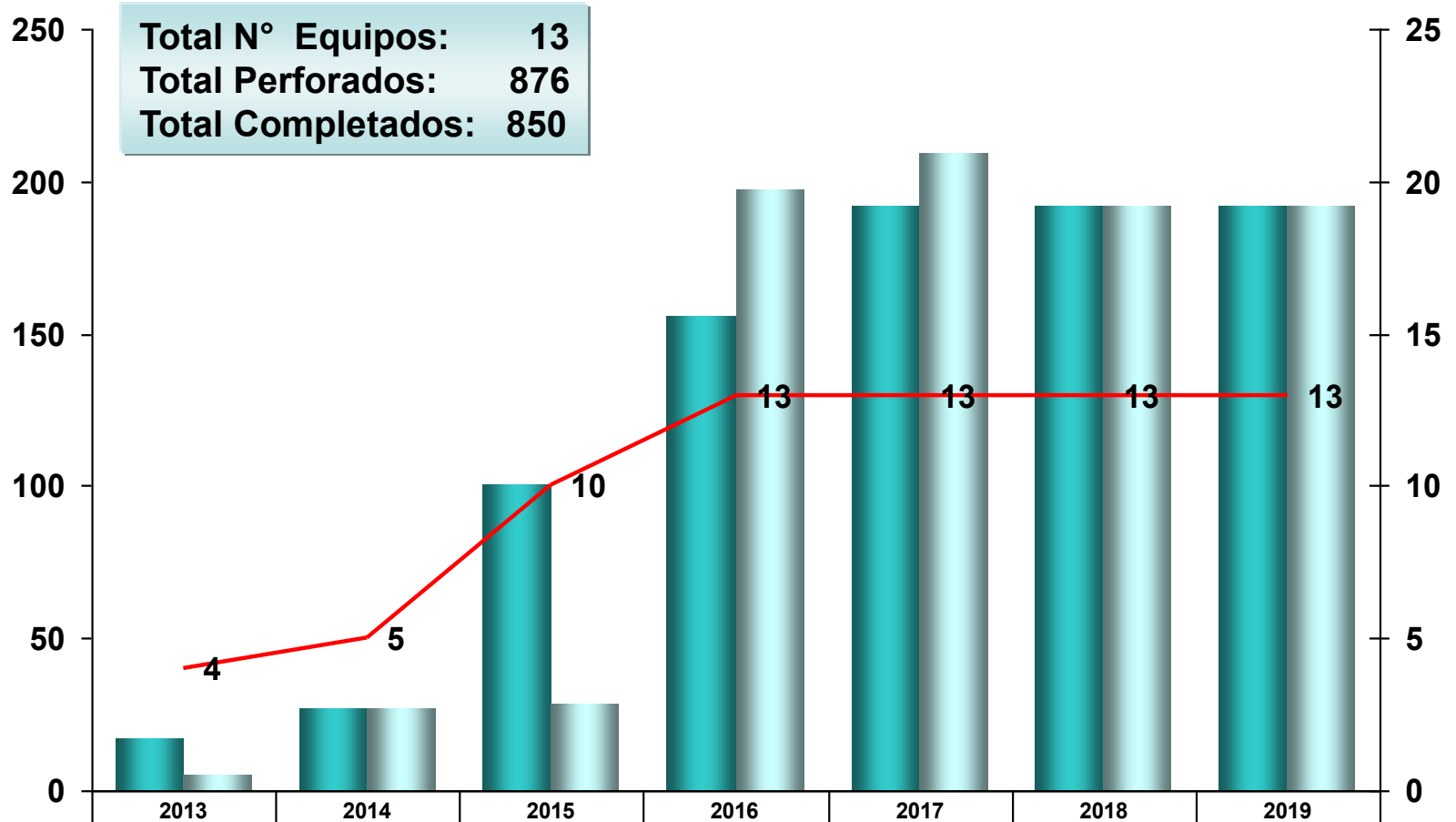
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<span style="color: green;">■</span> ESTIMULACIONES			0.6	1.2	5.1	9.3	13.1
<span style="color: red;">■</span> CEF			0.3	0.6	2.5	4.6	6.5
<span style="color: yellow;">■</span> Crecimiento	2.1	4.5	16	70.8	113.1	99.8	98.4
<span style="color: blue;">■</span> Base		1.848	5.6	22.8	32.2	117.7	181.9
<span style="color: black;">◆</span> TOTAL	2.1	6.3	22.5	95.4	152.9	231.4	300.0




# Generación - Declinación 2013-2019

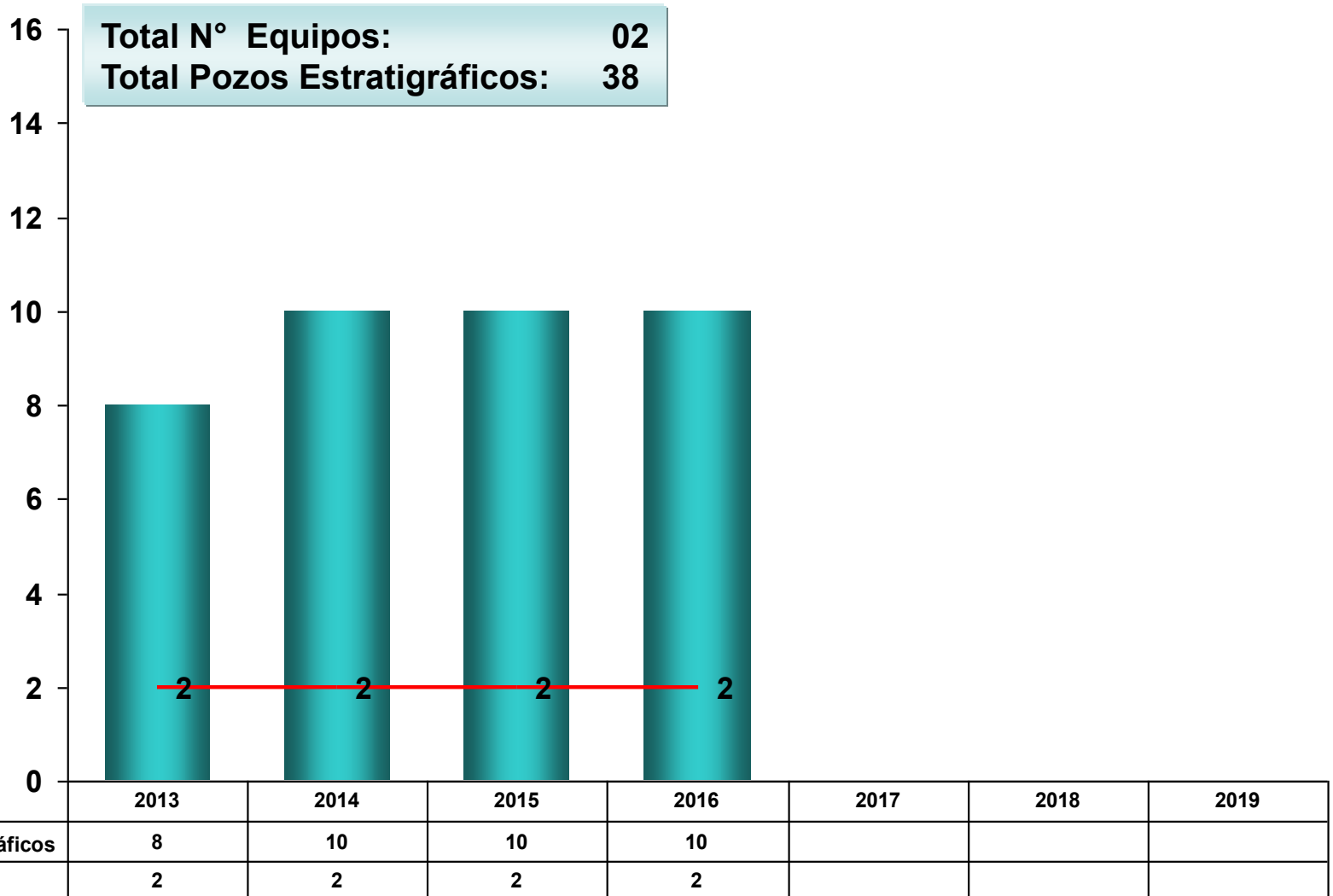
## Petromiranda



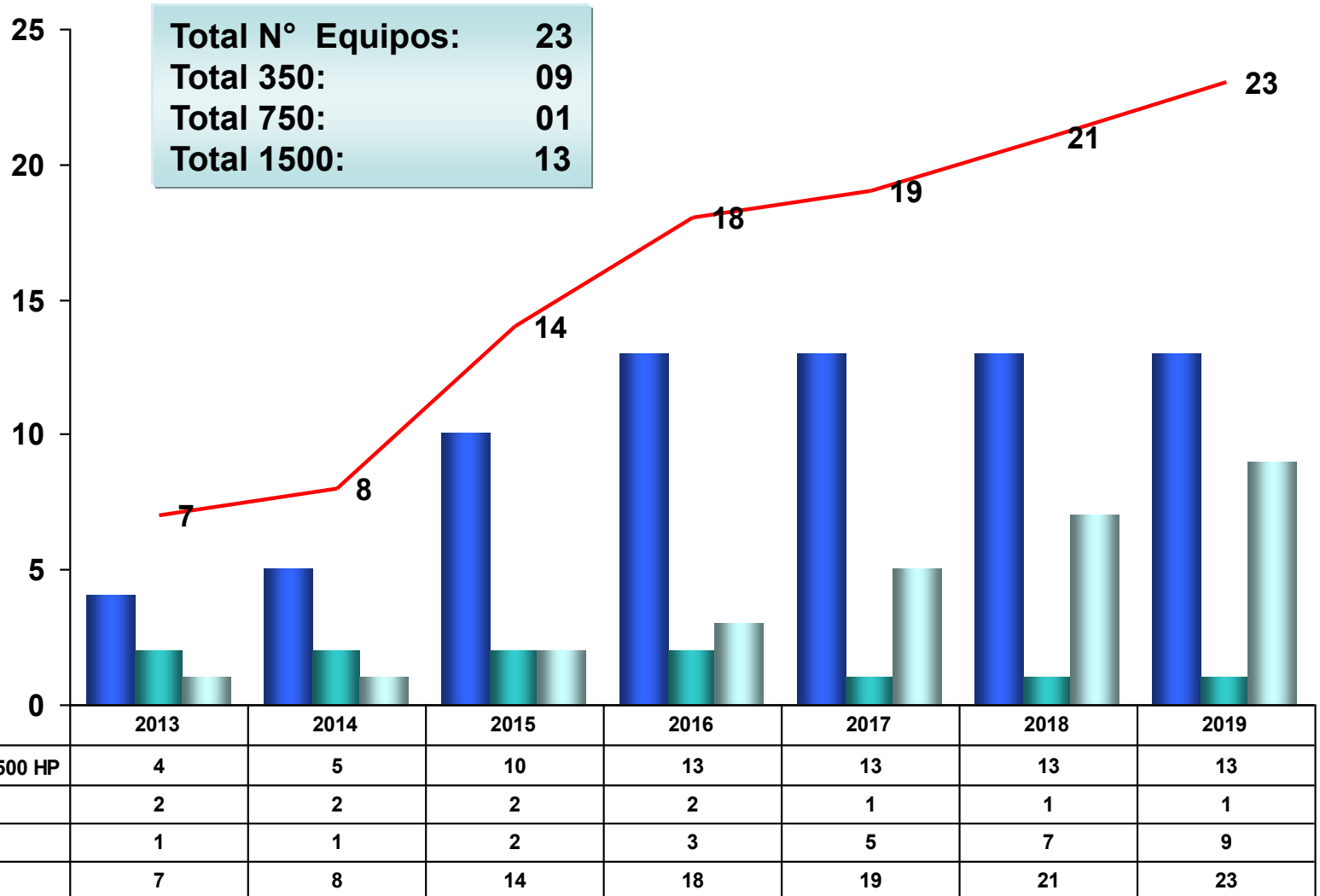
# Pozos Perforados y Completados Petromiranda



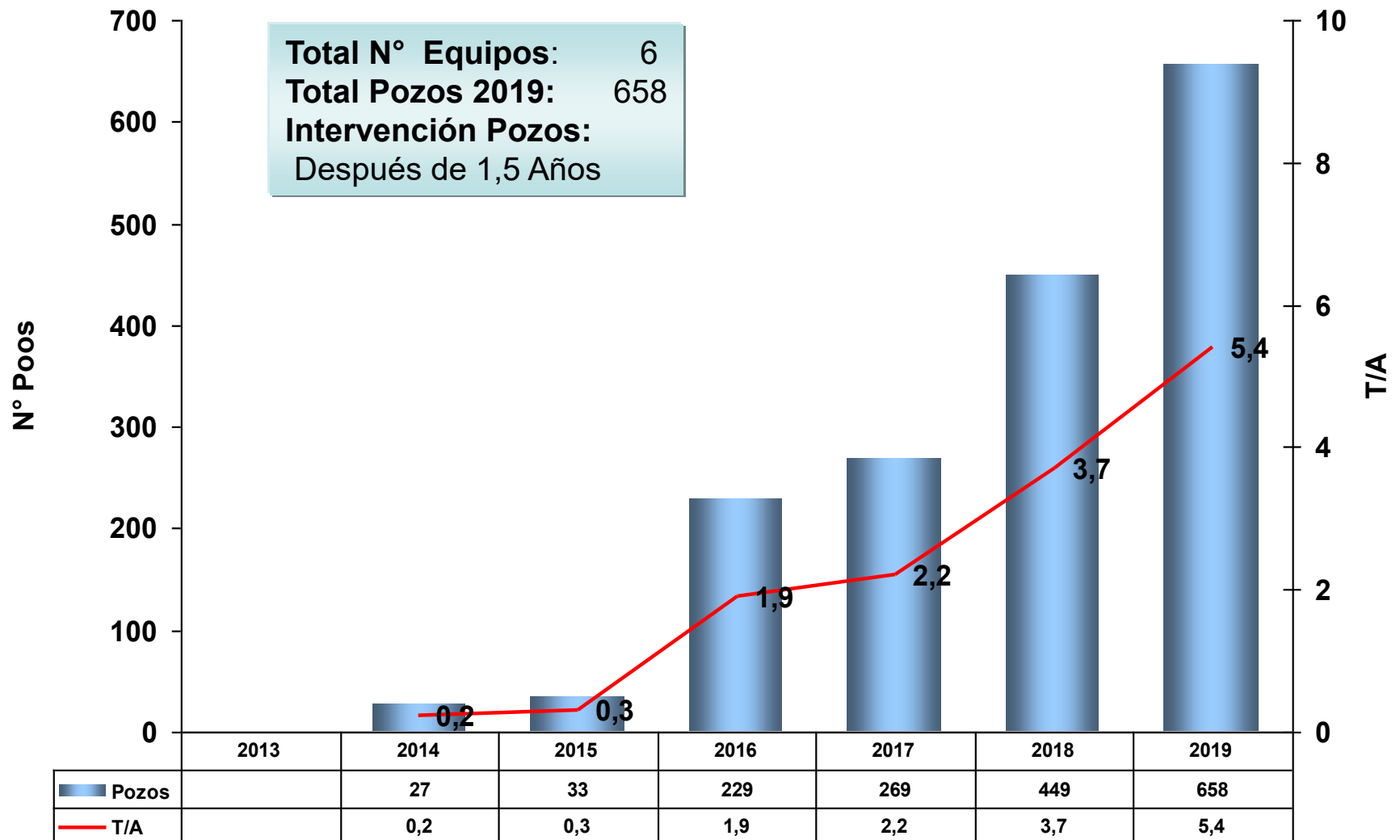
 Perforados	17	27	100	156	192	192	192
 Completados	5	27	28	197	209	192	192
 T/A	4	5	10	13	13	13	13

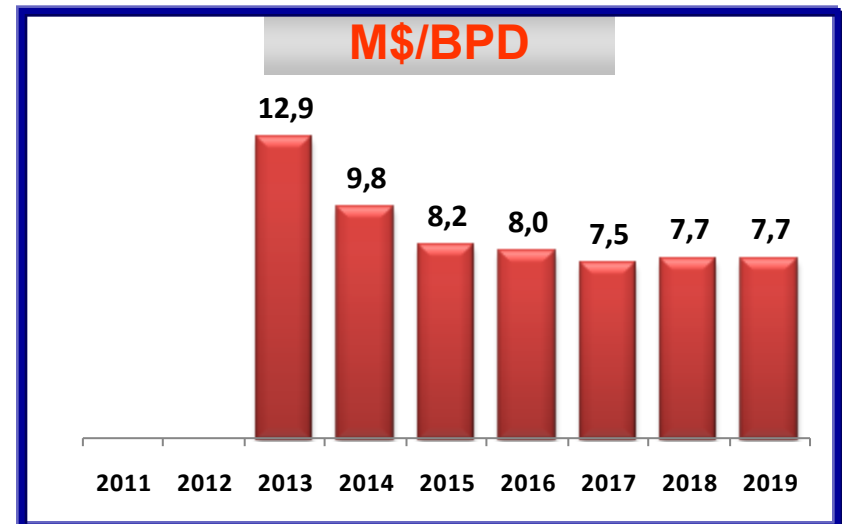
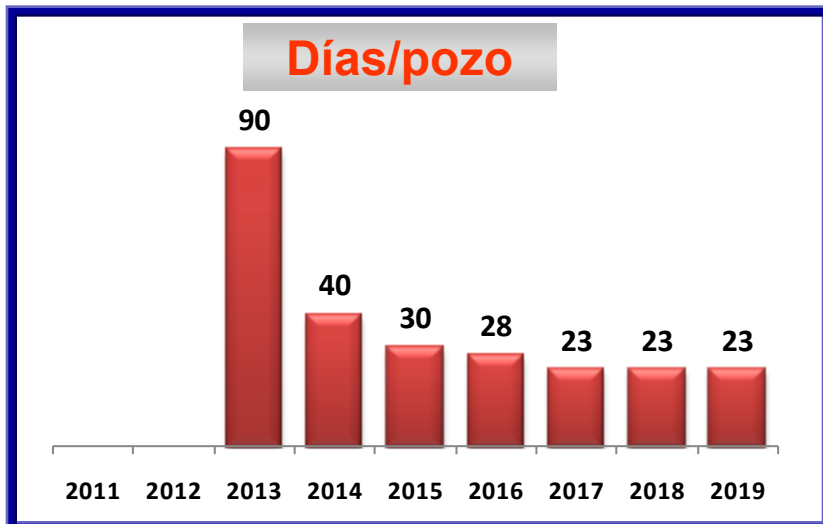
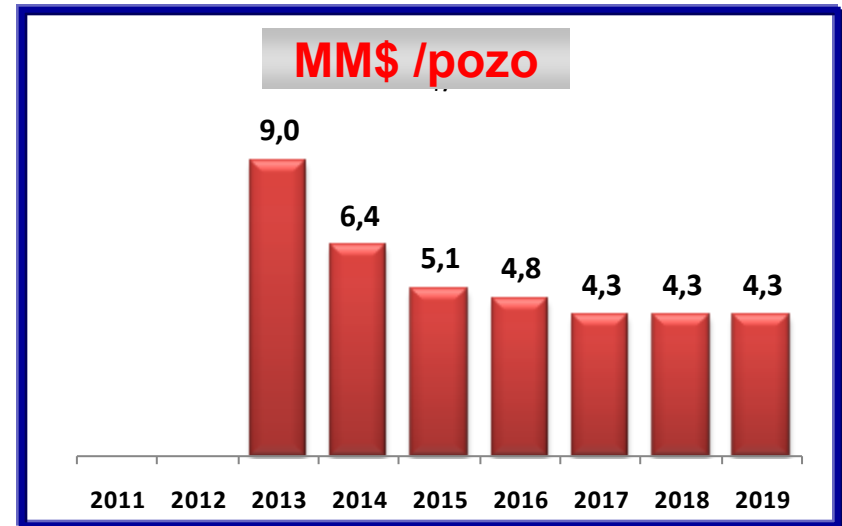
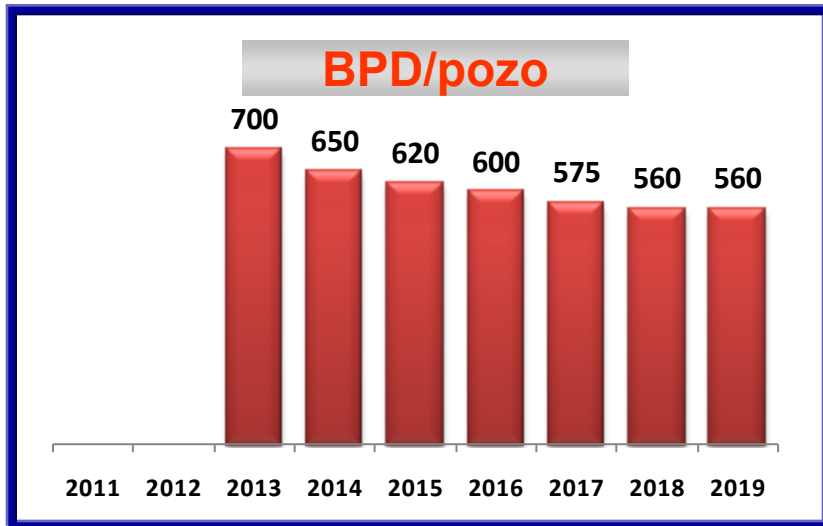


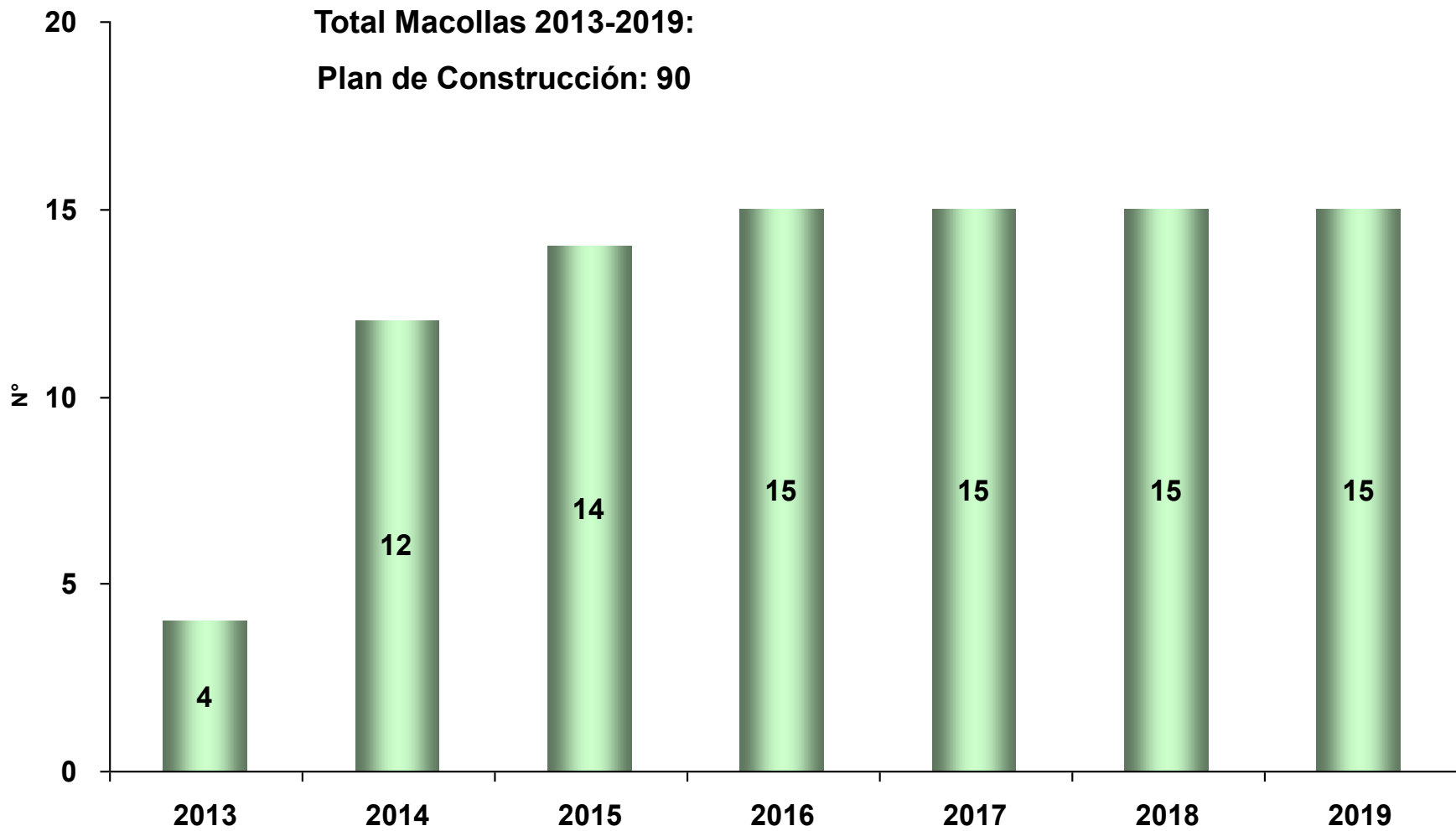
# Requerimientos de Equipos de Perforación Petromiranda



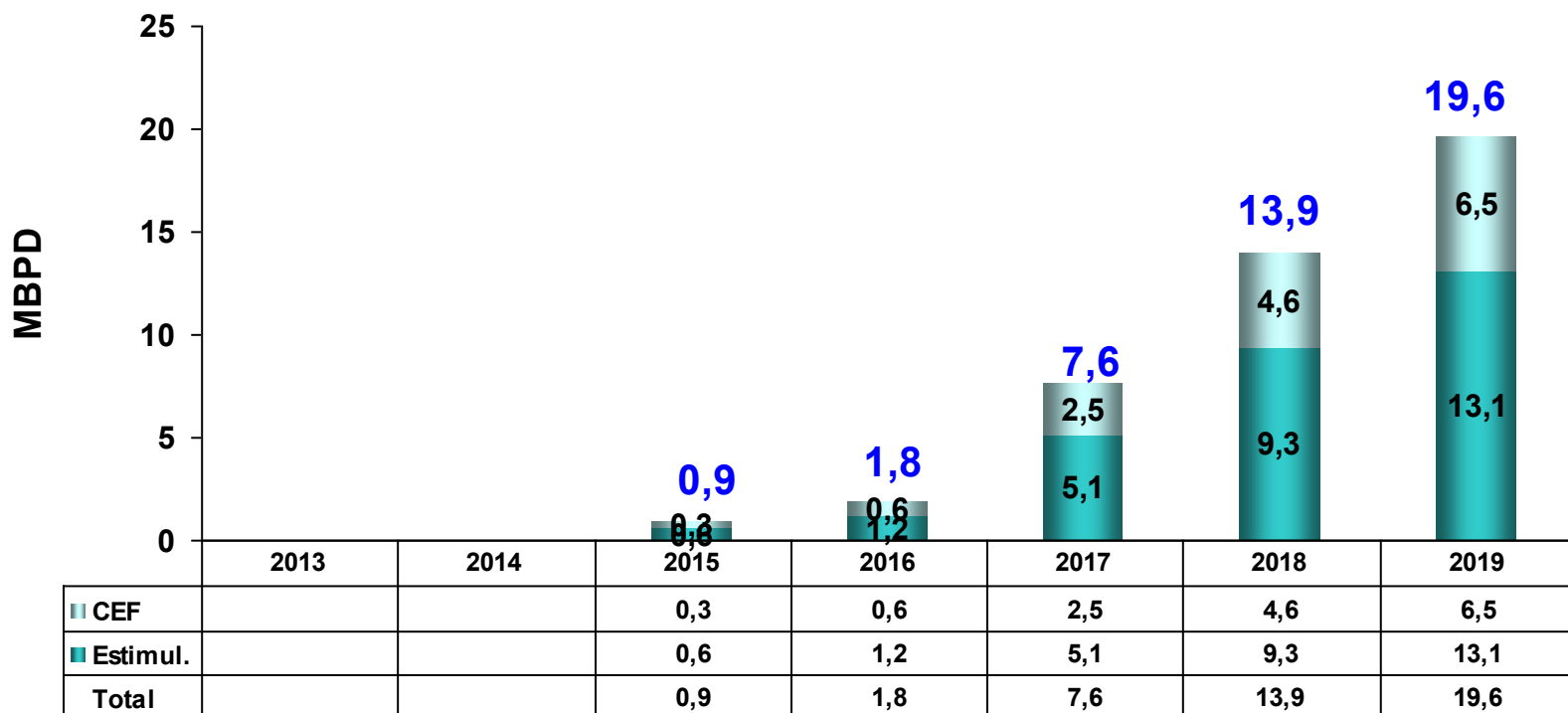
**Total N° Equipos: 23**  
**Total 350: 09**  
**Total 750: 01**  
**Total 1500: 13**


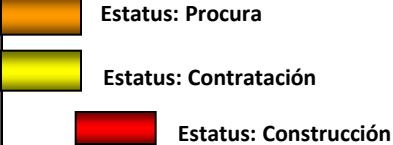
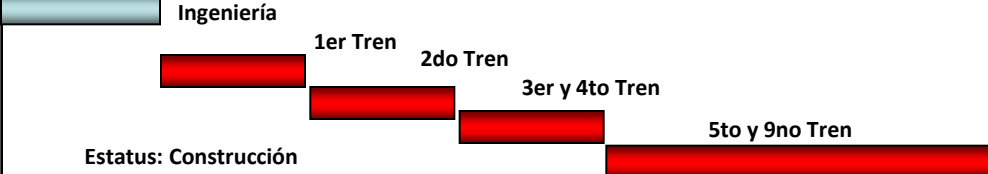
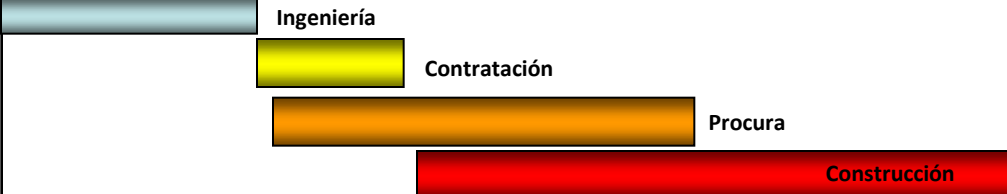






▶ **Mapa de Ubicación de las Macollas**

**Total Producción por Mantenimiento 2015-2019**


Negocio	Proyecto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
PROD. TEMPRANA	Reacondicionamiento y Construcción de Vías y Puentes							
	Corredores de Tuberías							
PROD. PERMANENTE	Centro de Procesamiento de Fluidos (CPF)							
	MEJORADOR							

**FASES:**    Ingeniería    Contratación    Procura    Construcción

# Proyectos Emblemáticos de Crudo del PSP Inversiones - Petromiranda

PETROMIRANDA								
Nombre del Proyecto	Desembolsos	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
REACONDICIONAMIENTO Y CONST. DE VÍAS Y PUENTES	Monto en MMBsF puros	296,7	162,1	210,7	-		-	-
	Monto en MM\$ puros	-	-	-	-	-	-	-
	Monto Equivalente en MM\$	47,1	25,7	33,5				
CORREDORES DE TUBERÍA	Monto en MMBsF puros	141,1	-	-				
	Monto en MM\$ puros	14,9	-	-				
	Monto Equivalente en MM\$	37,3	-	-				
CENTRO DE PROCESAMIENTO DE FLUIDOS	Monto en MMBsF puros	91,96	2.602,61	2.228,01	3.899,03	2.785,03	1.114,00	-
	Monto en MM\$ puros	9,73	275,41	235,77	412,60	294,71	117,88	-
	Monto Equivalente en MM\$	24,33	688,52	589,42	1.031,49	736,78	294,71	-
MEJORADOR	Monto en MMBsF puros	356,96	2.312,46	7.210,88	7.210,88	7.210,88	7.210,88	-
	Monto en MM\$ puros	37,77	244,70	763,06	763,06	763,06	763,06	-
	Monto Equivalente en MM\$	94,43	611,76	1.907,64	1.907,64	1.907,64	1.907,64	-
Total Proyectos en Ejecución	MM\$	203,19	1.326,01	2.530,51	2.939,13	2.644,42	2.202,35	0,00
Total Proyectos Menores en Ejecución	MM\$	550,61	453,33	981,88	1.048,33	1.083,05	951,85	1.047,33
Total Proyectos Generados o nuevos para el período 2014-2019	MM\$	-	17,45	10,65	-	-	-	-
Total Inversiones 2013-2019	MM\$	753,8	1.796,8	3.523,0	3.987,5	3.727,5	3.154,2	1.047,3

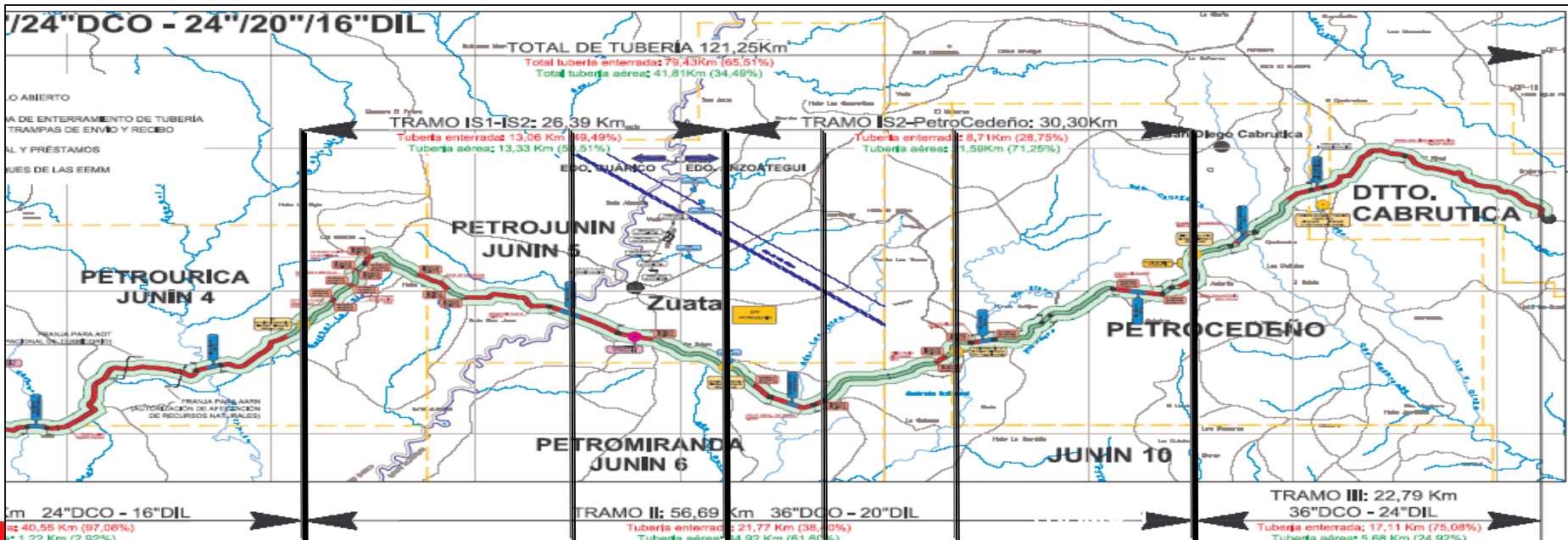


## Objetivo:

Construcción de oleoducto / diluenducto para el manejo de la producción temprana de los Nuevos Desarrollos de la División Junín y de Junín 10.

### CRONOGRAMA DE EJECUCION

TRAMO	ago-13	sep-13	oct-13	nov-13	dic-13	ene-14	feb-14	mar-14	abr-14
<b>IS2 - PETROCEDEÑO</b>									
SECCION 1	████████████████████								
SECCION 2			████████████████████						
SECCION 3					████████████████████				
ESTACIONES DE VALVULA					████████████████████				
CRUCES DIRECCIONALES					████████████████████				
<b>IS1-IS2 (URICA-JUNIN)</b>									
SECCION 1	████████████████████								
SECCION 2					████████████████████				
ESTACIONES DE VALVULA					████████████████████				
CRUCES DIRECCIONALES					████████████████████				



# Facilidades Temporales para PTA

## Objetivo:

Este proyecto contempla la instalación adecuada y flexible de facilidades de superficie para manejar la Producción Temprana Anticipada (PTA) de crudo Extra Pesado, cubriendo los aspectos de operaciones de producción y sus actividades asociadas, almacenamiento y transporte o bombeo de crudo DCO. Adicionalmente se garantiza el suministro de accesorios, equipos y cuadrillas de mantenimiento para garantizar los compromisos de producción

## Alcance:

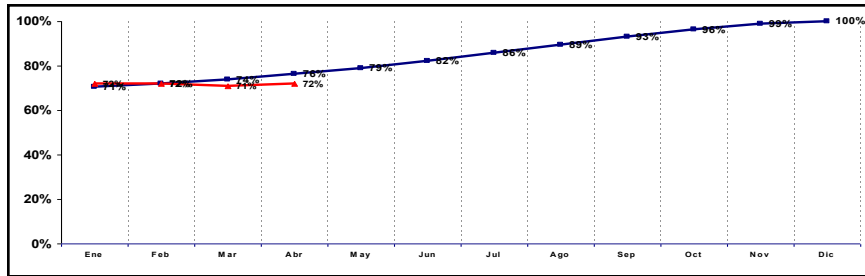
Manejar la Producción Temprana Anticipada (PTA) de crudo Extra Pesado de hasta **3,5 MBD** a finales del 2012 y **50 MBD** a finales de 2013 (Coutas de Producción reprogramadas).

**FASE I: (3,5 MBD / Diciembre 2012). Macollas: DB1, EB1.**

**FASE II: (50 MBD / Diciembre 2013). Macollas: DB1, EB1, GG1, BH1, BC1, CU1, FP1.**

Fecha Inicio: 08/2012 - Fecha Fin: 08/2013 – Con extensión de un (01) año al 08/2014.

## Curva de avance Físico: 2013



## Estatus del Proyecto:

**Estado de la Procura:** El 80% de la Procura es responsabilidad de las Empresas Ejecutoras del Contrato de Facilidades Temporales. El 20% es de Petromiranda.

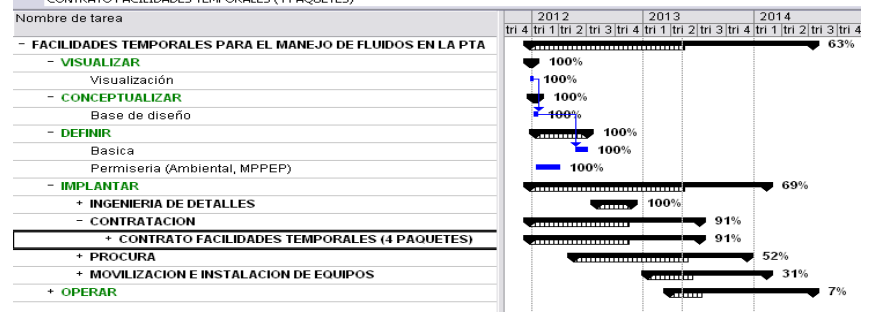
**Operaciones de Producción:** Empresa Panther realiza operaciones de producción de facilidades temporales para los pozos (DB1-01, DB1-02, DB1-03 y EB1-01).

**Estado de la Contratación:** Proceso de extensión del contrato a un (01) año adicional hasta el 08/2014.

## Estado de la construcción:

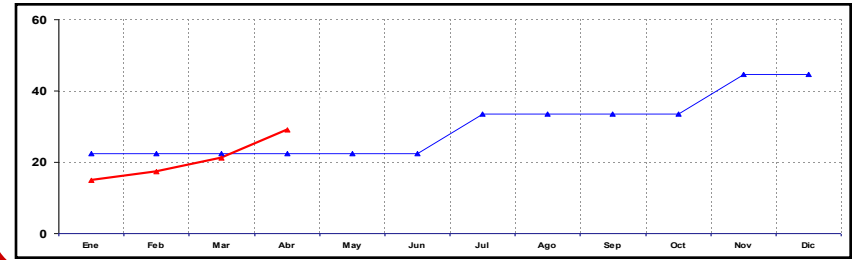
Operando en Macolla DB1 en 100% en producción de pozos DB01 al DB04, en Macolla EB1 en 100% en pozo EB01, Equipos para pozo GG1-00 en perforación, Macolla BH1 avance 79,31%. Operando con facilidades de producción en un 100% en CBJ-10 para recepción de crudo DCO de Petromiranda.

## Cronograma de Ejecución Físico:



**Costo Total del Proyecto (MMBs.): 80,0**

## Curva de avance Financiero: MMBS 2013



## Responsable:

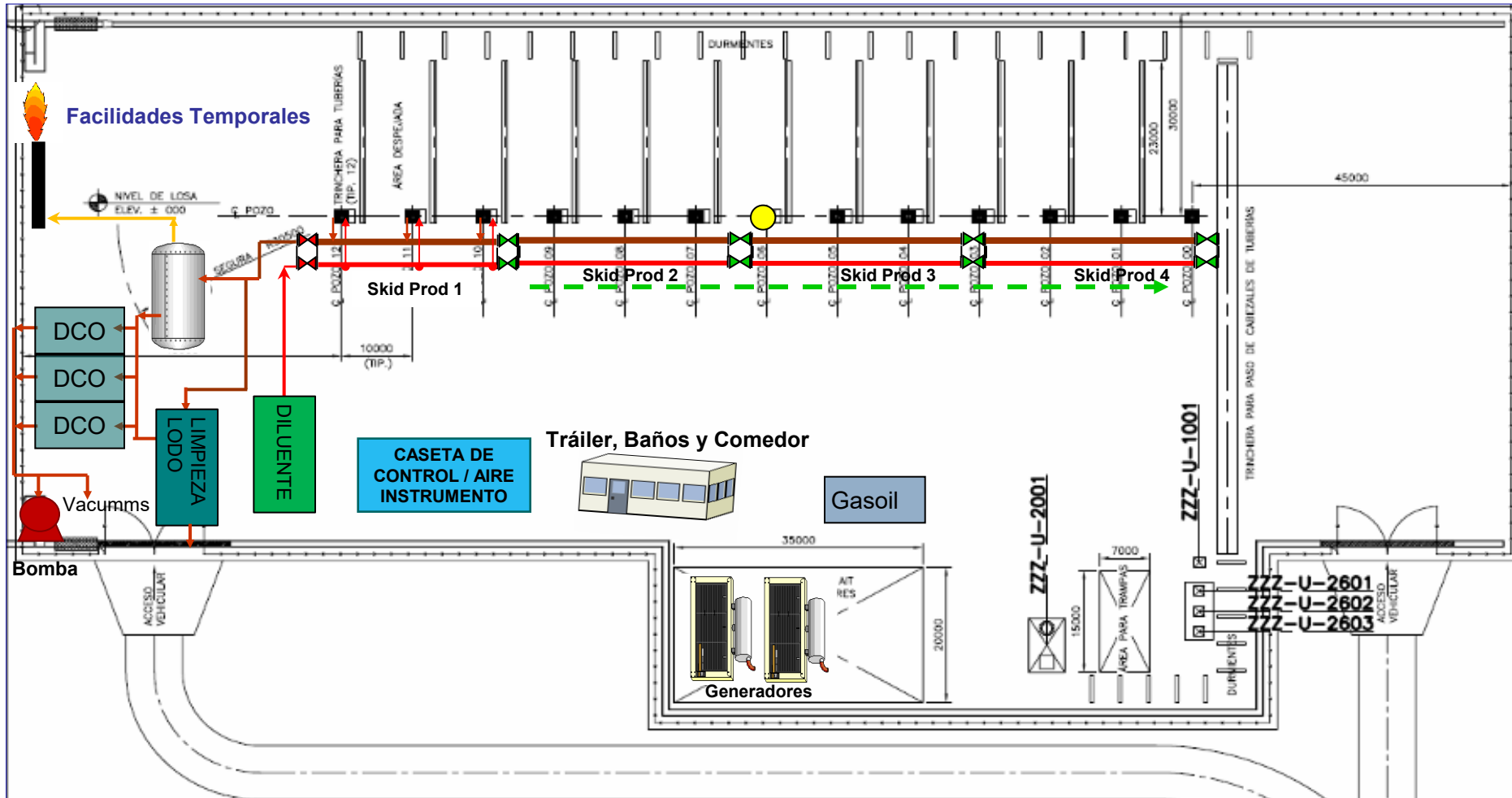
Pedro Delgado: [delgadopy@petromiranda.pdvsa.com](mailto:delgadopy@petromiranda.pdvsa.com)

Cel.: 0416-6813990

## Observaciones:

- Se está dando apoyo (adhesión de contrato) a otras empresas mixtas para facilidades de producción.

# Facilidades Temporales (Esquema de Macolla Productora)



**Objetivo:** CONSTRUCCION Y RECUPERACION DE VIAS Y PUENTES EN EL BLOQUE JUNIN 6 DE EM PETROMIRANDA DE LA FAJA PETROLIFERA DEL ORINOCO (FPO)“

**Alcance:** Construir nuevas vías de acceso a plataformas productoras mejorar las vialidades existente del bloque y completar vialidad hasta Petrocedefío; así como también la recuperación de puentes de acceso a las diferentes áreas operativas del bloque Junín 6 de PETROMIRANDA. Incluye el replanteo de las áreas afectadas, remoción de las áreas inestables, relleno y compactación al 95% del Proctor Modificado del material de relleno, y posteriormente colocación de una carpeta de asfalto arena en caliente.

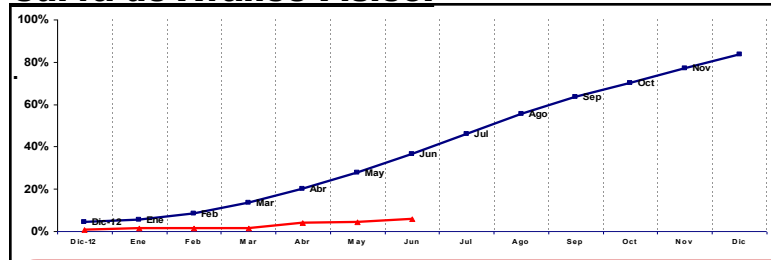
**Fecha Fin:** Junio 2014

## Cronograma de Ejecución Físico:

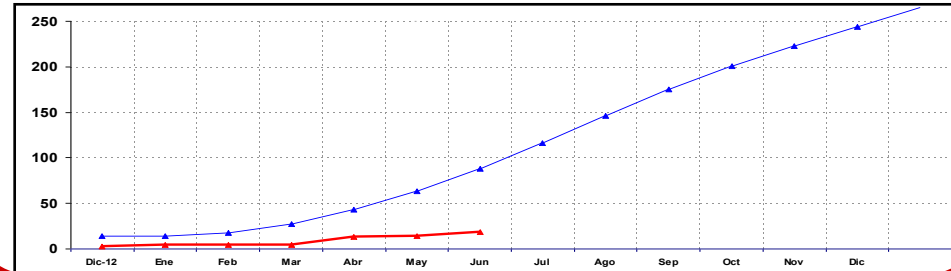
Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin	Predi	2009	2010	2011	2012	2013	2014	20	
					S1	S2	S1	S2	S1	S2	S1	S2
- Vialidad y Puentes Junin 6	626 días	lun 23/01/12	lun 16/06/14									
Ingeniería de detalle	40 días	lun 23/01/12	vie 16/03/12									
- Adecuación de vías	369 días	mié 16/01/13	lun 16/06/14									
Entrega de Especificaciones Técnicas	0 días	mié 16/01/13	mié 16/01/13									
Proceso de Contratación	76 días	vie 15/02/13	vie 31/05/13	4								
Busqueda del Personal de SISDEM	15 días	lun 03/06/13	vie 21/06/13	5								
Ejecución de adecuación de vías	256 días	lun 24/06/13	lun 16/06/14	6								
- Construcción y reparación de Puentes	152 días	lun 25/02/13	mar 24/09/13									
Reunión de arranque	0 días	lun 25/02/13	lun 25/02/13									
Busqueda del Personal de SISDEM	15 días	lun 25/02/13	vie 15/03/13	9								
Ejecución de la Obra	137 días	lun 18/03/13	mar 24/09/13	10								

**Costo Total del Proyecto (MMBs.): 317,38**

## Curva de Avance Físico:



## Curva de Avance Financiero:



## Estatus del Proyecto:

**Estado de la Ingeniería:** Ejecutada en un 100% ( Esfuerzo propio Petrocedefío)

**Estado de la Procura:** A ser ejecutado por la contratista

**Estado de la Contratación:** Nuevo Contrato Adjudicado el 25-01-2013 a Empresa Hermanos médicos para construcción de cuatro(4) puentes nuevos ( 3X24mts), (1X14mts). El proceso de construcción del nuevo contrato de vías se encuentra actualmente en contratación. Apertura de ofertas realizada el 18-06-2013 .

## Estado de la Construcción:

Continúa los trabajos de movilización de equipos de AXIS 400, continúa los trabajos de obras provisionales, continúa la prefabricación de las vigas B1, continúa sand blasting y pintura de las vigas B2, continúa el replanteo topográfico del puente la alegría AXIS400, continúa deforestación liviana AXIS 400, culminación de la preparación del acero de refuerzo, inicio del hincado de pilotes en el puente los toros AXIS200.

**Responsable:** César Ayala

## Observaciones:

- Debido a los atrasos presentados con SMA Consultores, se decidió dar por terminado este contrato para reparación de vías y se dio inicio a un nuevo proceso de contratación ( presentó una desviación del 27%)
- Se estima un tiempo de construcción de un (1) año para la adecuación de vías del bloque Junín 6.
- Comenzaron los hincados de pilotes en los puentes los Toros y La Alegría.



# PROYECTOS DE PRODUCCIÓN PERMANENTE

## CENTRO DE PROCESAMIENTO DE FLUIDOS

Instalación para realizar los procesos de Separación de Gas, Deshidratación, y Fiscalización del crudo proveniente de las macollas.

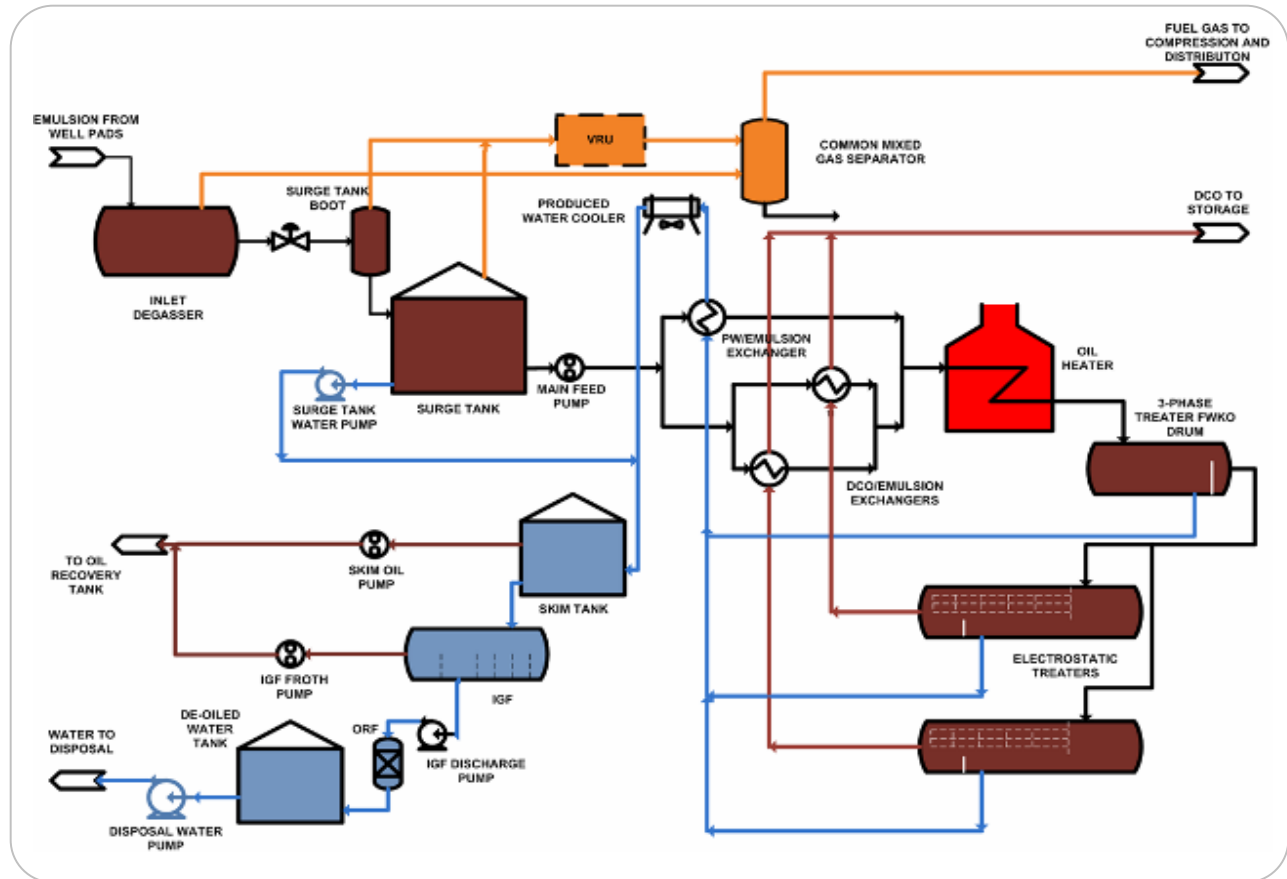
**Etapas Inicial del Proyecto (Producción en frío):** 50 MBPD.

**Segunda Etapa (Producción en caliente):** 450 MBPD.

Estará conformado por (8) trenes de producción, construidos en forma modular, con una capacidad nominal de 50 MBND de crudo extrapesado cada uno de ellos, a fin de cumplir con el propósito de manejar una producción de crudo extrapesado de 400 MBND.

**Estatus actual del proyecto:**

En desarrollo de la Ingeniería Básica, Avance 48%.



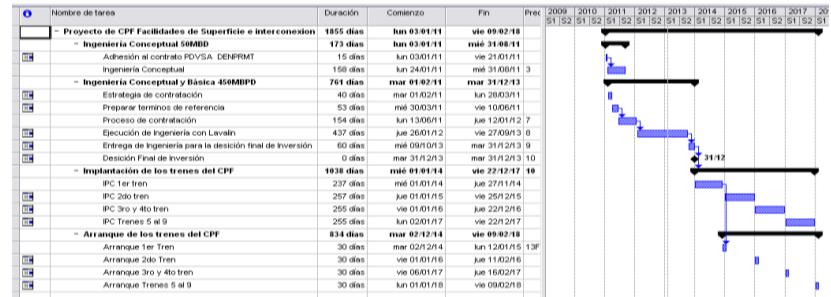
## Objetivo: Desarrollar la Ingeniería, Procura y construcción del CPF para procesar 450MBPD

### Alcance:

Este proyecto contempla el diseño, procura, construcción y arranque de las unidades de: Sistema de Separación de Gas y Deshidratación de Crudo, Sistema para el Manejo de Diluyente, Planta Compresora de Gas, Planta de Inyección de Agua de Formación, Generación de Vapor, Generación Eléctrica y Sistema de Detección Extinción y Protección contra Incendios, a ser construidos en todas las instalaciones del CPF, tomando en consideración además los aspectos operacionales, facilidades para mantenimiento e inspección, aspectos inherentes a la seguridad y protección ambiental, así como las normas aplicables (última revisión) al tipo de instalación

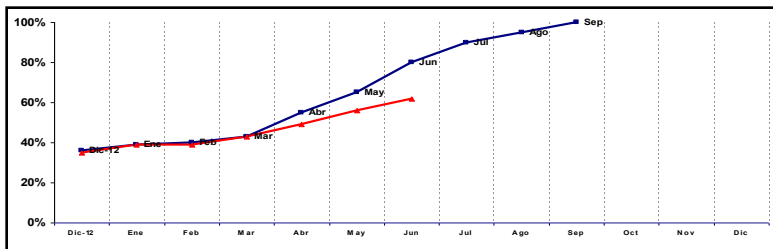
**Fecha Fin: Febrero 2018**

### Cronograma de Ejecución Físico:

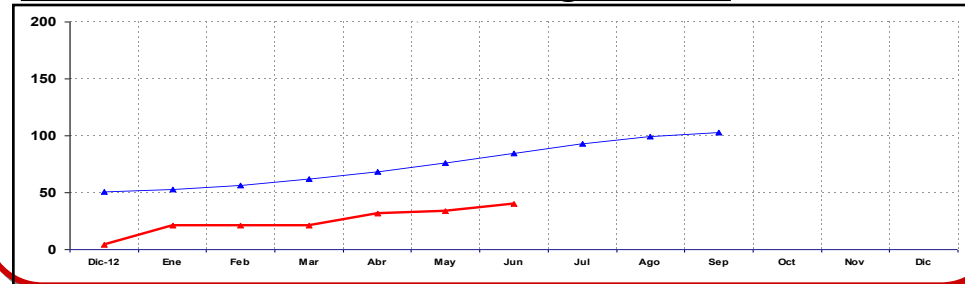


**Costo Total del Proyecto (MMBsF): 13.322,8**

### Curva de Avance Físico Ing. Conceptual y Básica:



### Curva de Avance Financiero Ing. Básica:



**Responsable:** Carlos Fernández /fernandezcej@pdvsa.com

### Estatus del Proyecto:

#### Estado de la Ingeniería:

Conceptual de 50 MBD : 100%  
 Conceptual y Básica de 450 MBD: 56% Real Vs 63% Plan (reajustado)

### Observaciones:

- Fecha de finalización de la Ingeniería Básica se pronostica para 27-09-2013.
- Realizado el 2do Taller de construcción el 10-05-2013.
- Se emitió carta de recomendación para Atkins sobre ejecución del estudio RAM, aprobado por Petromiranda.
- HAZOP de las instalaciones de campo fue realizado en Caracas del 15 al 21 de Mayo. P&ID's emitidas para HAZOP del CPF se proyecta para el 21-06-2013.
- Otorgado contrato para la ejecución del sobrevuelo aéreo, en espera por liberación de equipos por autoridades del Seniat.
- Otorgado contrato a Y&V para ejecución del EIIA
- Otorgamiento de Contratos para los estudios hidrológicos e hidrogeológicos otorgados el 01 de Abril del 2013.

**Proyecto:**  
**ESTACIÓN PRINCIPAL CPF****Aspectos claves para el éxito :**

- Constante comunicación entre el equipo técnico de PetroMiranda y el equipo técnico de SNC Lavalin.
- Proactividad , revisión y aprobación de los documentos entregables en los tiempos planificados.
- Seguimiento continuo al plan de ejecución, avance de documentos e indicadores de productividad de ingeniería
- Presencia constante en las oficinas de Lavalin de personal técnico de Petromiranda y asesores con experiencia para seguimiento de las actividades, alineación temprana de aspectos técnicos.
- Maximizar implantación de lecciones aprendidas en CPF existentes.
- Pagos oportunos de las facturas vencidas de Lavalin para no afectar la ejecución del proyecto.
- Continuidad en el proyecto del personal técnico asignado.
- Revisión continúa de los reportes emitidos por Lavalin para el seguimiento de la Ingeniería Básica.



## MEJORADOR

### Ubicación:

Santa Cruz de Orinoco, municipio José Gregorio Monagas. (En estudio)

### Capacidad de Procesamiento de Crudo:

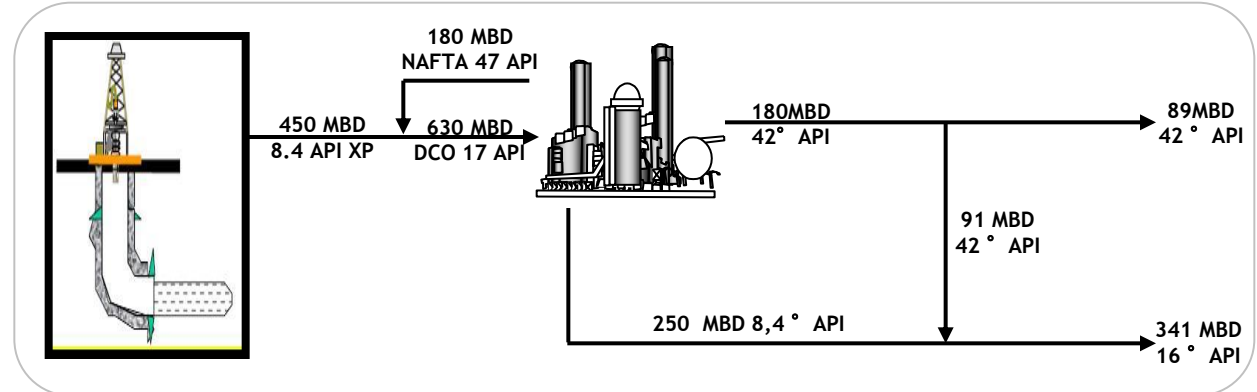
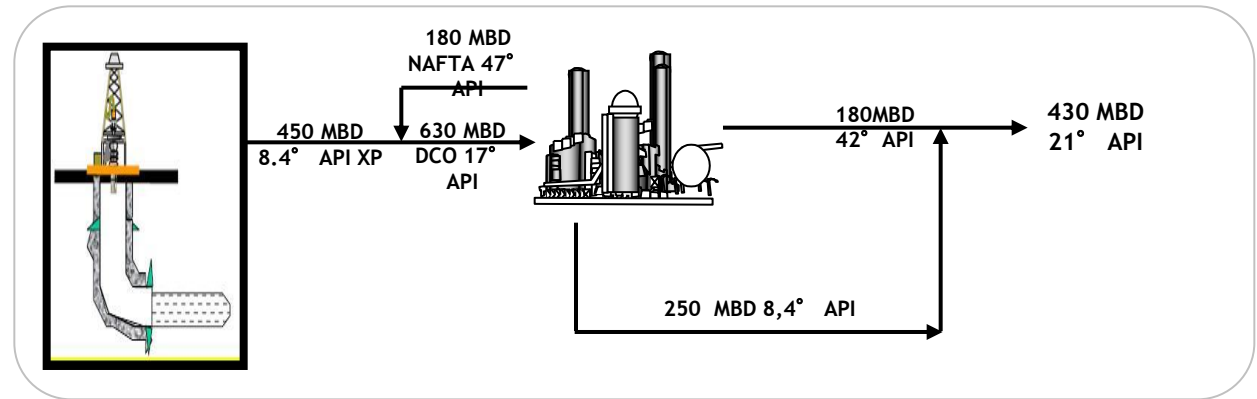
200 MBD de crudo extrapesado.

### ° API:

8,5° API y llevarlo a 42° API.

### Estatus actual del proyecto:

En desarrollo de la Ingeniería Básica, Avance 19%.



### Objetivo:

Procesar 200MBD de Crudo Extra Pesado de aprox. 8°API proveniente del Bloque Junín 6, para producir Crudo Mejorado de 42°API.

Incrementar la capacidad de transporte de Merrey 16 en 750 MBD.

### Alcance:

**Fase de delineación:** Desarrollar la Ingeniería Conceptual y Básica del Mejorador

**Fase de implantación:** Ejecutar la Ingeniería de detalles, procura, construcción y arranque de un Mejorador de 200 MBD para procesar crudo pesado de aprox. 8° API y producir crudo mejorado de 42° API .

•**Fecha Fin: (Completación Mecánica): Jun. 2018**

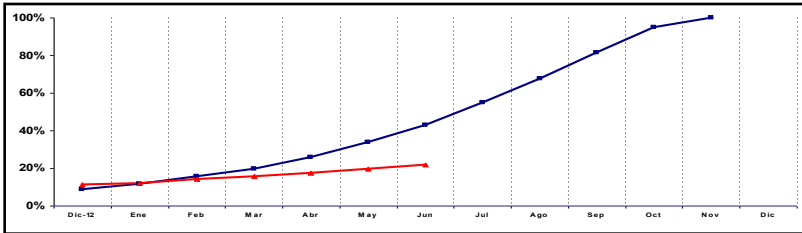
•**Mejorador a full capacidad : Dic 2018**

### Cronograma de Ejecución Físico Proyecto Completo :

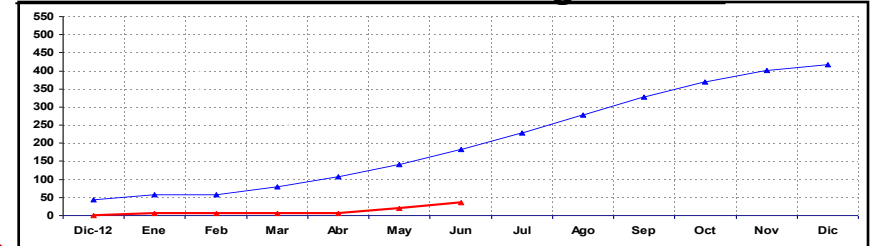
Id	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin	Pre de	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1	MEJORADOR	2090 días	mar 01/06/10	jun 04/06/10		S2	S1	S2	S1	S2	S1	S2	S1	S2	S1	S2	S1	S2
2	INGENIERIA CONCEPTUAL (CONCEPTUALIZACION)	279 días	mar 01/06/10	vie 24/06/11														
3	Ejecución de Ingeniería Conceptual	10 mss	mar 01/06/10	lun 04/06/10														
4	Recepción Ing. Conceptual	0 días	lun 04/06/10	lun 04/06/10														
5	Revisión de Ingeniería Conceptual	60 días	lun 04/06/10	vie 24/06/11														
6	INGENIERIA BASICA (DEFINICION)	793 días	mar 01/06/11	jun 13/02/14														
7	Aprobación Estrategia de Contratación	40 días	mar 01/02/11	lun 28/03/11														
8	Preparación de minutas de reunión	35 días	lun 27/06/11	vie 12/08/11	5-7													
9	Proceso de contratación	196 días	lun 10/01/11	lun 09/07/11														
10	Ejecución de Ing. Básica	17 mss	mar 10/06/11	vie 13/01/12	9													
11	Análisis de Inversión Socios Minoritarios	2 mss	lun 16/02/11	jue 13/02/11	10													
12	Decisión Final de Inversión Socios Minoritarios	0 días	jue 13/02/11	jue 13/02/11	11													
13	ING.DETALLES, PROCURA CONSTRUCCION Y ARRANQUE(IMPLANTACION)	1122 días	vie 14/02/14	lun 04/06/18														
14	Contratación IPCA	6 mss	vie 14/02/14	lun 18/06/14	12													
15	Procura de Equipos de Largo tiempo de entrega	34 mss	vie 14/02/14	mar 27/12/14	12													
16	Ejecución de IPCA	45 mss	mar 19/06/14	lun 04/06/14	16													
17	Arranque del Mejorador	0 días	lun 04/06/14	lun 04/06/14	14													

**Costo Total del Proyecto (MMBSF.): 28.638,00**

### Curva de Avance Físico Ing. Básica:



### Curva de Avance Financiero Ing. Básica:



### Estatus del Proyecto:

**Estado de la Ingeniería:** Conceptual:100%, Básica: Iniciada (09-07-2012) y en progreso ejecución por parte de SUPSA. Duración planificada original I.B: 15 meses (fecha terminación original: Octubre 2013). Pronostico actual fecha de terminación: 1er trimestre 2014. Avance global de la I.Básica: 20% Diseño básico de procesos de DCU iniciado por FW en Diciembre 2012 (paralizado en espera de firma del contrato).

**Estado de la Procura:** 0%. La procura esta prevista iniciarse luego de la "Decisión final de inversión" (2do trimestre 2014)

**Estado de la Contratación:** Contratación de Ingeniería Básica unidades no licenciadas: En proceso contratación de DBP de Unidades Licenciadas.)

**Estado de la Construcción:** 0%. La construcción está prevista después de la "Decisión final de inversión" (2do trimestre 2014).

### Líder del Proyecto: Víctor Padrón / padronvh@pdvsa.com

### Observaciones:

- Reunión de arranque administrativa I .Básica: 14 y 15 de Junio 2012.
- Reunión de arranque y alineamiento técnico I.B en Madrid: 03 al 07 de Julio del 2012.
- Fecha de inicio Ingeniería Básica Unidades no licenciadas: 09-07-2012
- Iniciado Diseño Básico de Procesos de Unidad de Coquificación retardada. (Trabajos paralizados en espera de firma del contrato)
- Realizado Kick off meeting con Axens de las Unidades de Hidroprocesos. En espera de firma del contrato
- En proceso contratación el Diseño Básico de Procesos de Unidad de Recuperación de Azufre:

**Proyecto:**  
**MEJORADOR DE CRUDO PETROMIRANDA****Aspectos claves para el éxito :**

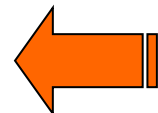
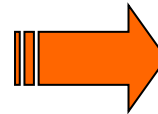
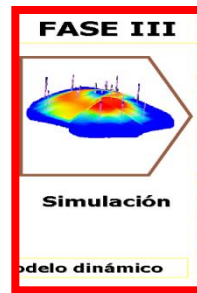
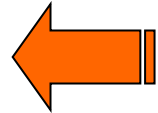
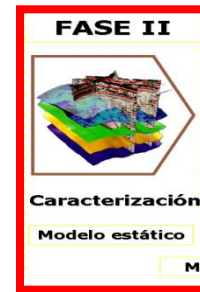
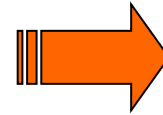
- Incrementar productividad en la ejecución de la Ingeniería básica del Mejorador para lo cual se requiere:
  - Completar a la brevedad posible firma del contrato con Foster Wheeler y reiniciar Diseño Básico de procesos de DCU.
  - Completar contratación con Axens e iniciar ejecución de Ingeniería de Hidroprocesos a la brevedad posible
  - Definir a la brevedad posible Microlocalización del Mejorador y actualizar bases de los servicios en la localización con los diferentes actores (PDVSA DEP NRMT, PDVSA Gas, Proyecto PSO, entre otros),
  - Completar recursos del PMT de Petromiranda para incrementar capacidad de respuesta en la revisión de documentos de Ingeniería,
  - Completar Assay de Crudo
  - Iniciar proceso de contratación de Unidades Ambientales
- Asegurar la incorporación de las lecciones aprendidas en la ejecución de la Ingeniería Básica.
- Avance de acuerdo a lo planificado de los proyectos relacionados con el Mejorador (oleoductos, terminal de Araya y Condominio, entre otros)
- Pago oportuno de las valuaciones generadas por los consultores y licenciantes.



# PROYECTOS TECNOLÓGICOS



# ESTRATEGIA DE DESARROLLO



**CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS**

- Modelo estructural
- Modelo Estratigrafico
- Modelo sedimentologico
- Modelo Petrofisico
- Modelo de Fluidos

**SISMICA**

- Adquisición
- Procesamiento
- Interpretacion

**PERFORACION DE POZOS ESTRATIGRAFICOS**

- Captura de Nucleos
- Anlisis Convencionales y Especiales de Nucleos
- Toma y Analisis PVT's
- Pruebas de Presión
- Pruebas de Producción
- Toma de Registros especiales

**INTEGRACION MODELO GEOCELULAR**

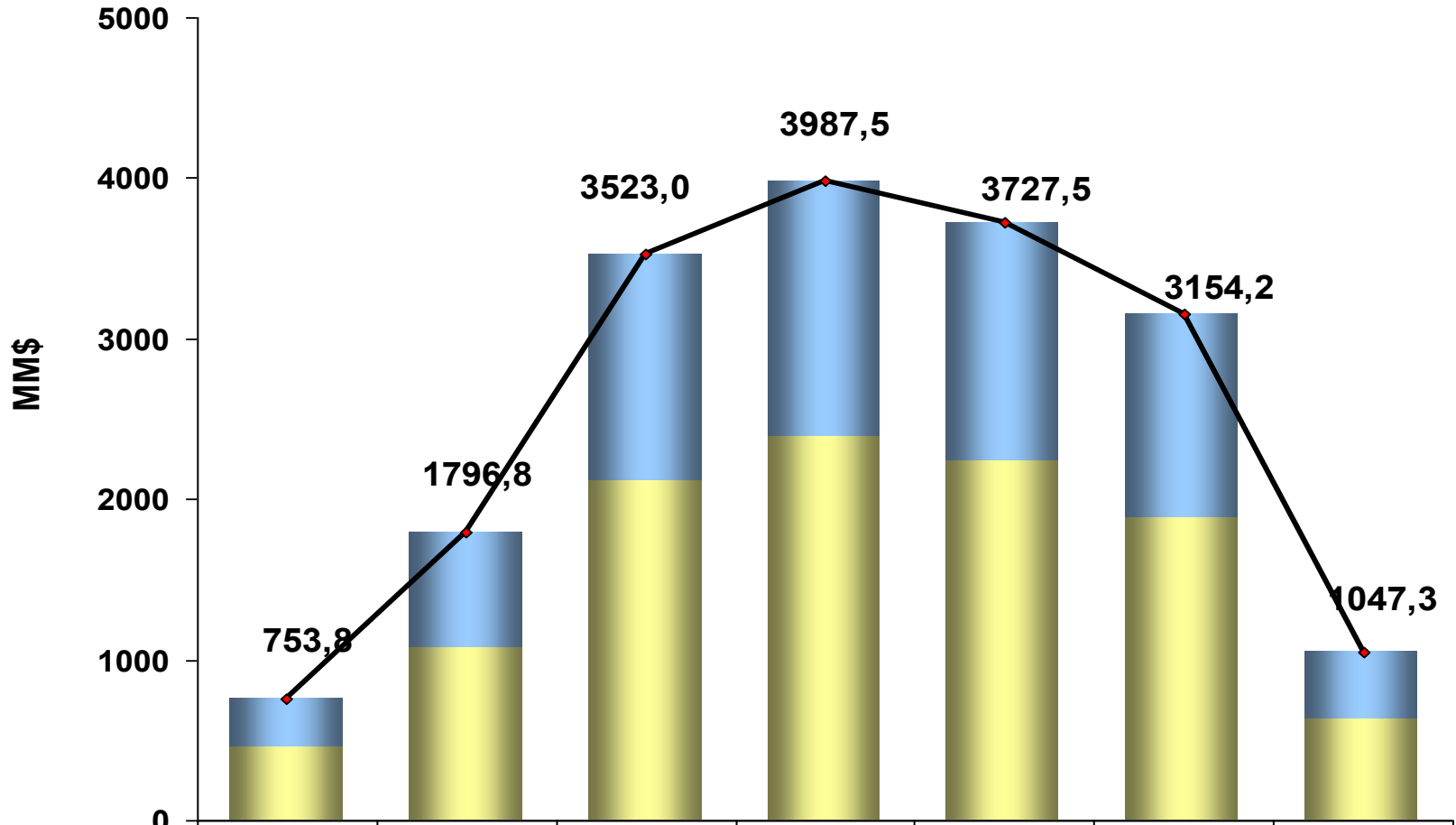
- Simulación Dinamica




**PLAN DE DESARROLLO**

- Elaborar Estrategias de Explotación
- Modelo de Negocio

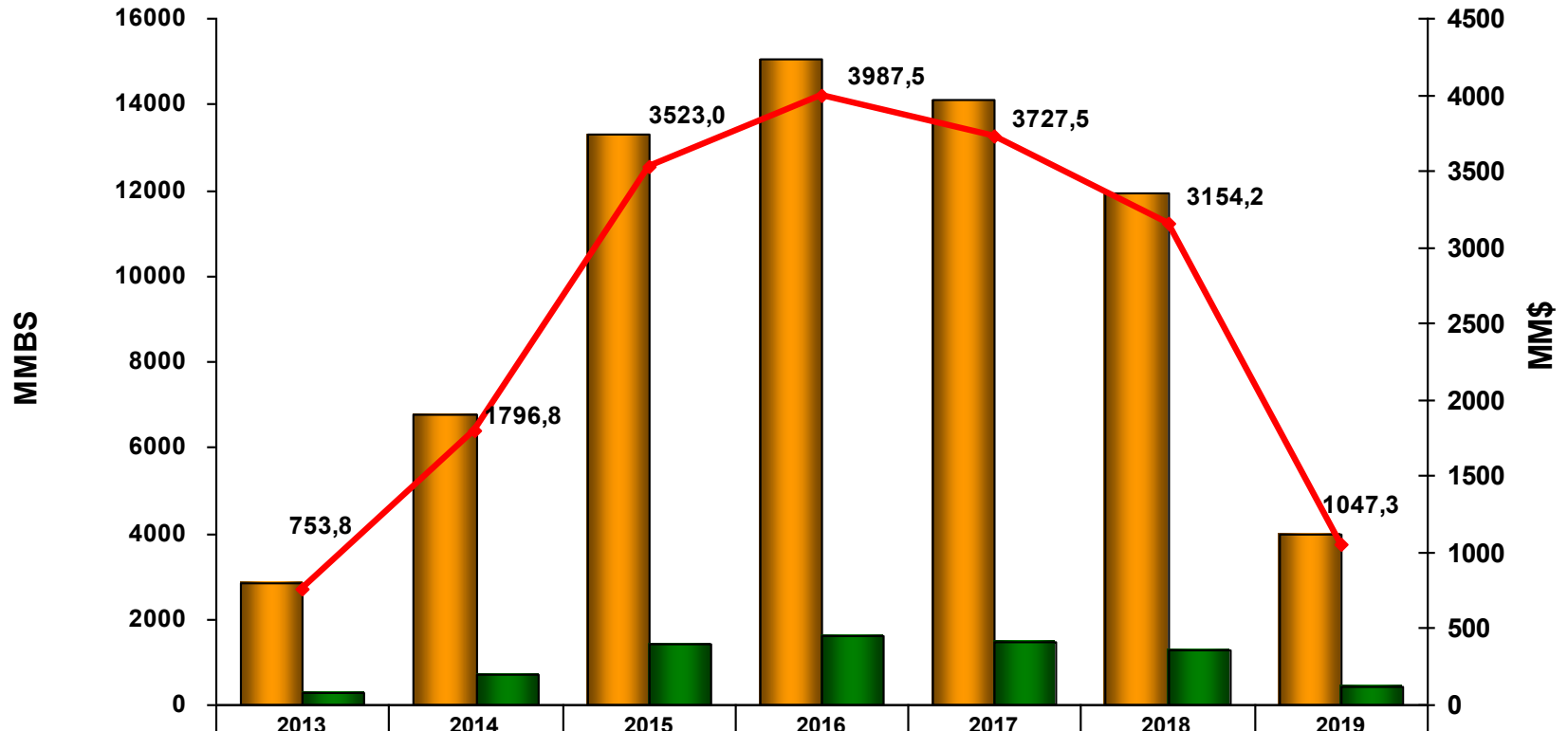
# **PRESUPUESTO PSP**




## **2013-2019**

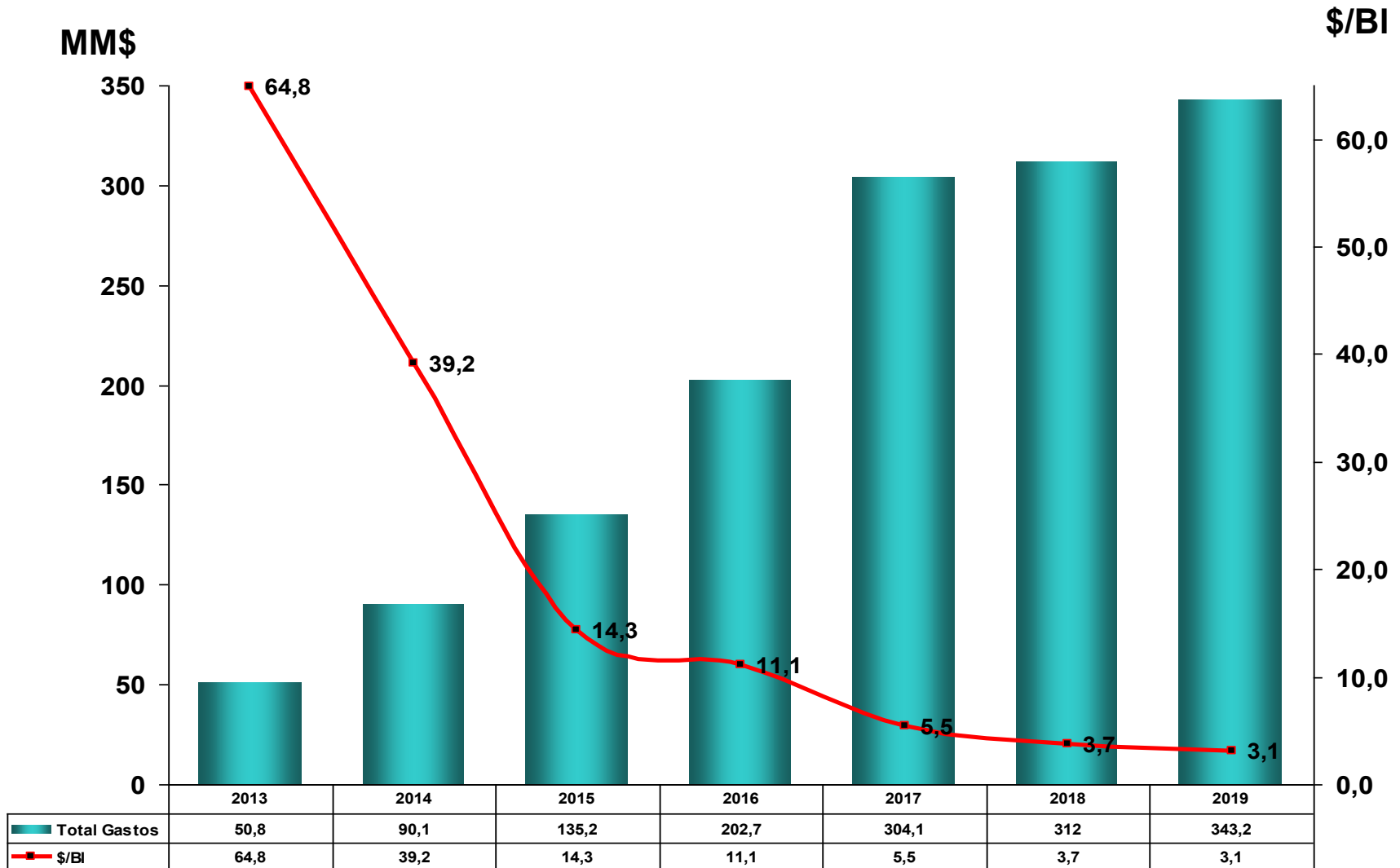


	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
 FINANCIAMIENTO (SOCIO B)	301,5	718,7	1409,2	1595,0	1491,0	1261,7	418,9
 PDVSA	452,3	1078,1	2113,8	2392,5	2236,5	1892,5	628,4
 TOTAL PETROMIRANDA	753,8	1796,8	3523,0	3987,5	3727,5	3154,2	1047,3

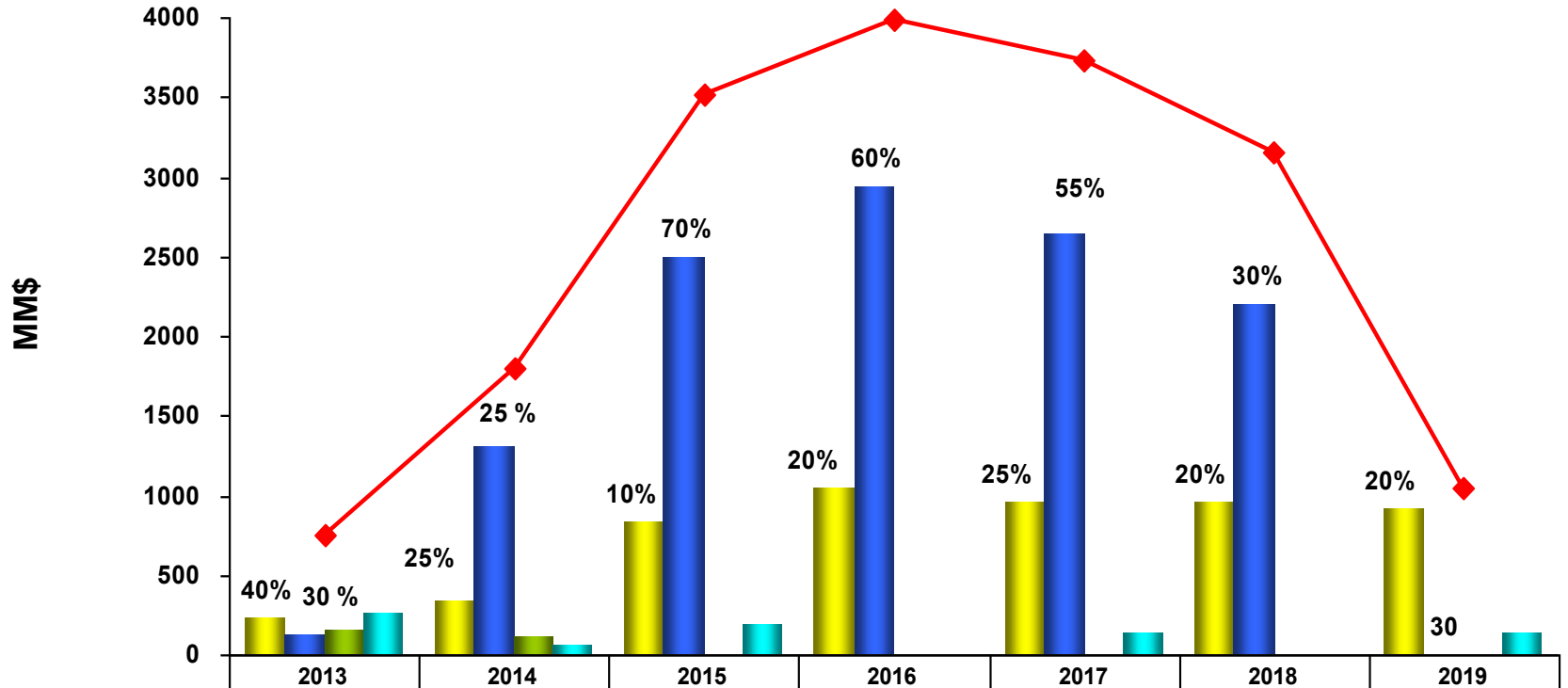
**Total Período 2013-2019:**  
**INV. MMBs: 68.002,5**  
**INV. MM\$: 7.196,0**








 Inversiones MMBs	2849,4	6791,9	13317,1	15072,6	14089,8	11922,9	3958,9
 Inversiones MM\$	301,5	718,7	1409,2	1595,0	1491,0	1261,7	418,9
 Total MM\$	753,8	1796,8	3523,0	3987,5	3727,5	3154,2	1047,3

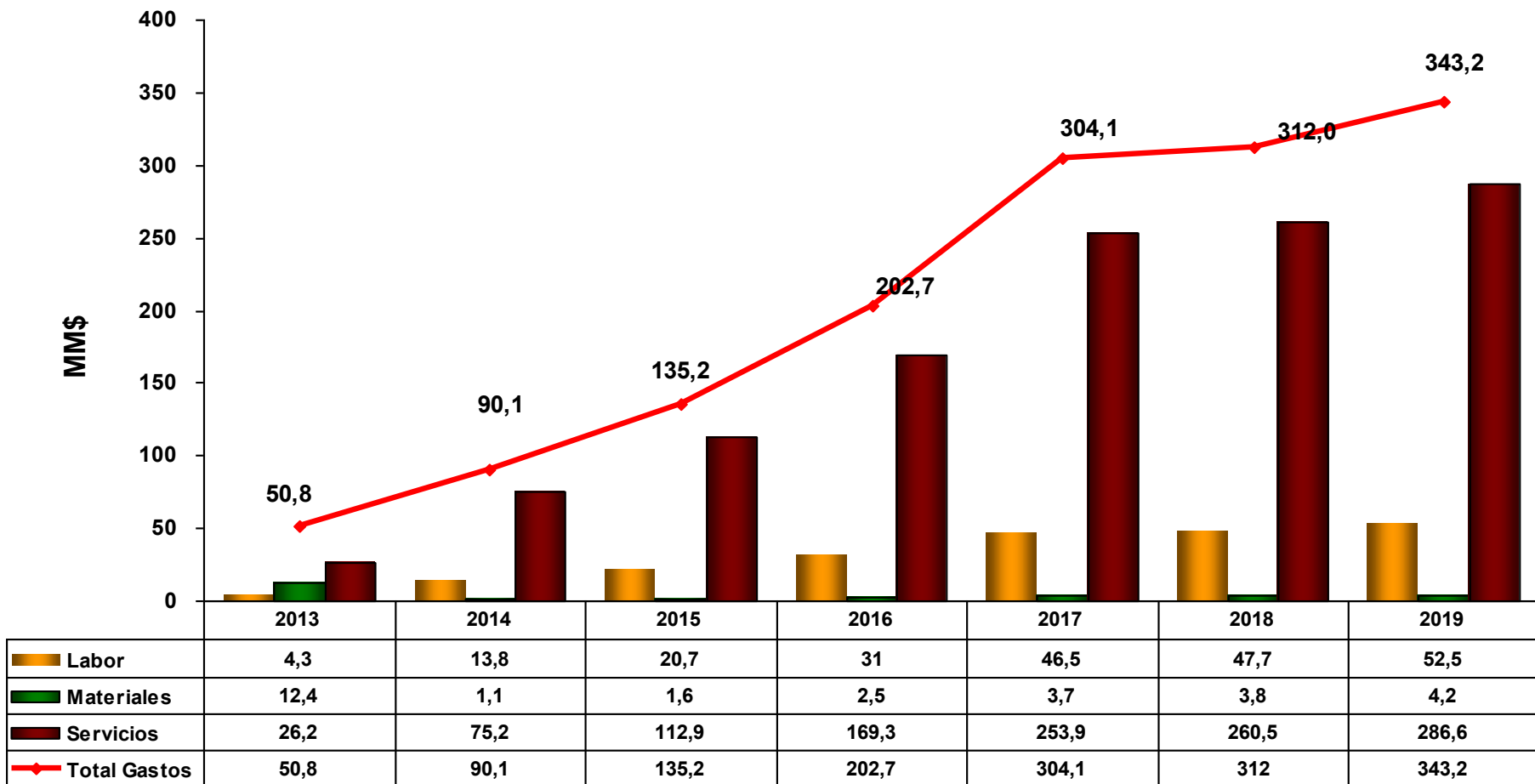


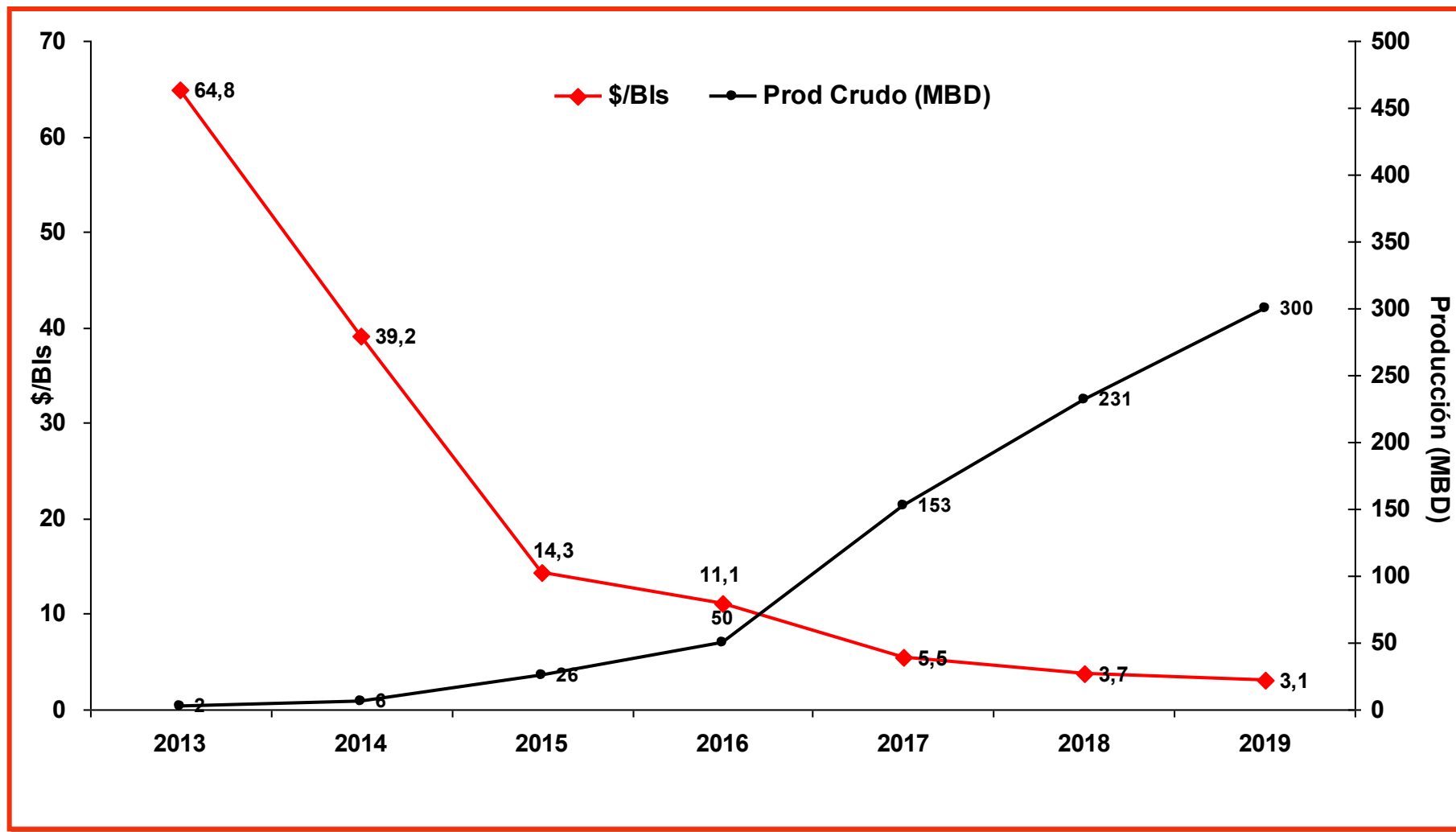
## Perfil de Inversiones Por Categoría (MM\$)



	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
 Subsuelo	230	332,3	831,2	1044,4	950,4	950,4	915,6
 Proyectos > 50 MM\$	118,8	1300,3	2497,1	2939,1	2644,4	2202,4	0
 Continuidad Operacional	147,5	104,4	5,1	0	0	0	0
 Act. No Generadora	257,6	59,8	189,7	3,9	132,6	1,4	131,7
 Total Petromiranda	753,8	1796,8	3523	3987,5	3727,5	3154,2	1047,3

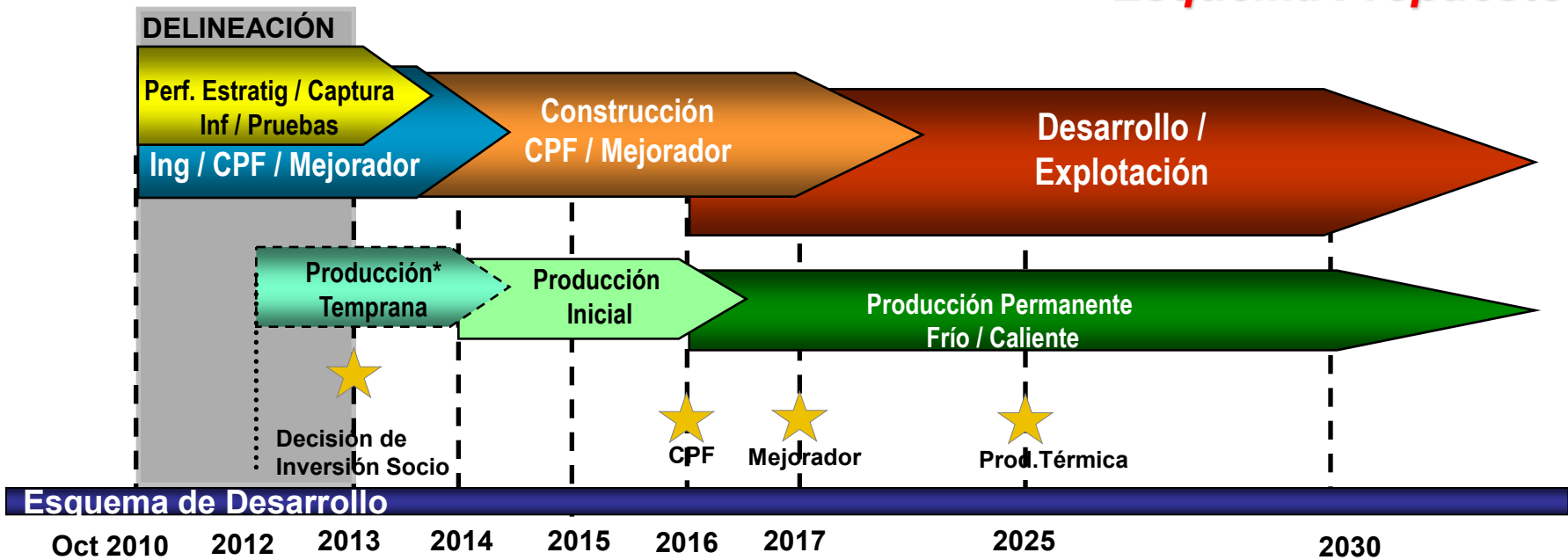
## Perfil de Gastos Por Elemento de Costo (MM\$)





# Plan de Desarrollo (Contractual) 2010 - 2030

## Esquema Propuesto



### PROYECTOS 2010-2013

#### ❖ Delineación



Realizar actividades de captura de información en el campo, para validar modelo estático y evaluar características petrofísicas del bloque, así mismo adelantar las ingenierías del centro de procesamiento de fluidos y del mejorador.

#### ❖ Producción Temprana Anticipada (No contemplada en el Plan)

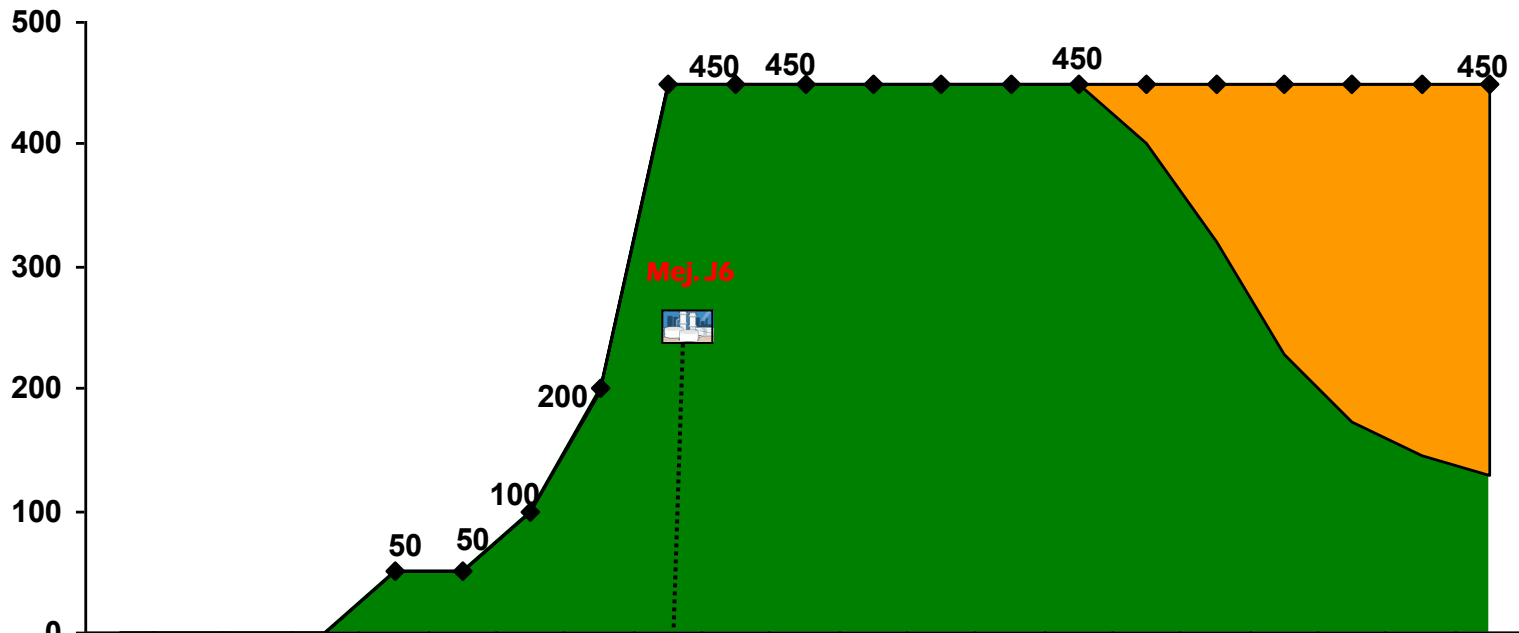


Adelantar las actividades de Producción (perforación de pozos productores) y todo lo referente al manejo de la producción en superficie, antes de la CPF



### Producción de Crudo Promedio Año (MBPD) 2014-2030

MBD

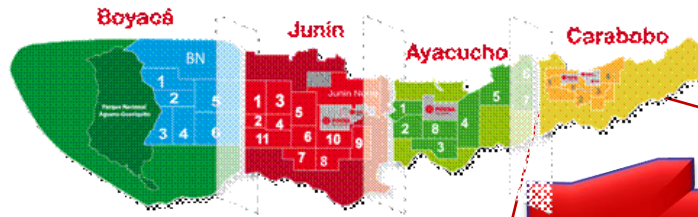


	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Prod. Caliente																50	129	221	278	305	321
Prod. Frio					50	50	100	200	450	450	450	450	450	450	450	400	321	229	172	145	129
Total Prod.					50	50	100	200	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450

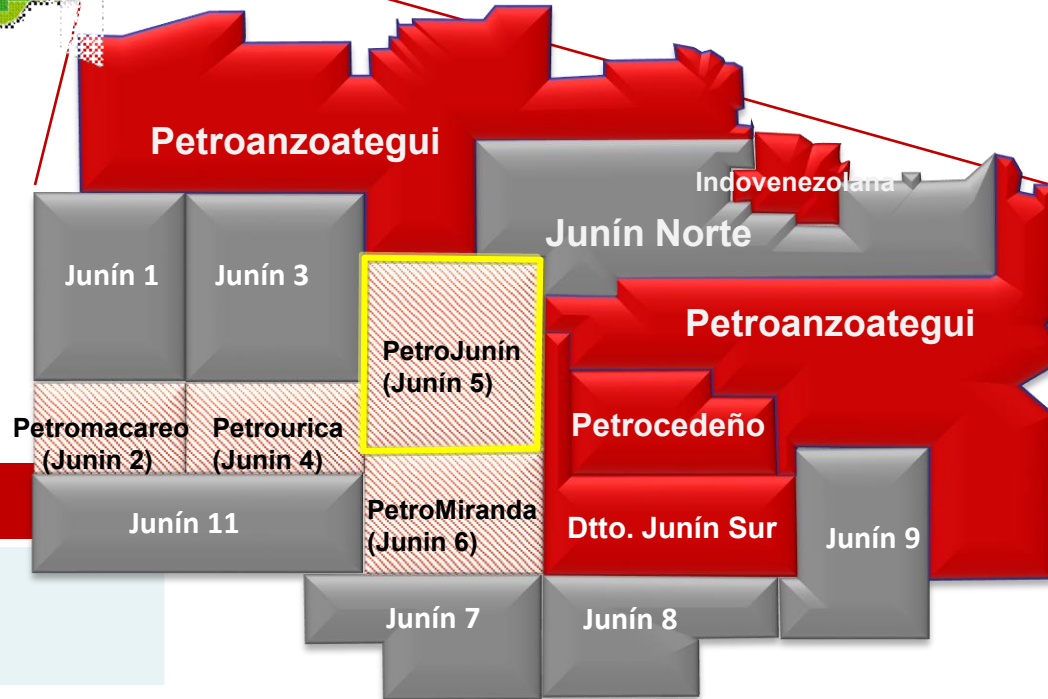
**Mejorador**



# Petrojunín



Producción de Crudo Prom. Jul'13 **0,8 MBD**



## EXTENSIÓN TERRITORIAL

- ❖ Extensión: 424,3 Km<sup>2</sup>
- ❖ Estados: 2 (Anzoátegui y Guárico)

## RECURSOS ENERGETICOS

- ❖ Campos: 2
- ❖ Yacimientos: 1 Activo
- ❖ Pozos: 3 Activos

## FACTOR DE RECOBRO

- ❖ Primario: 5 %
- ❖ Secundario: 15%
- ❖ Actual: 0,0001%

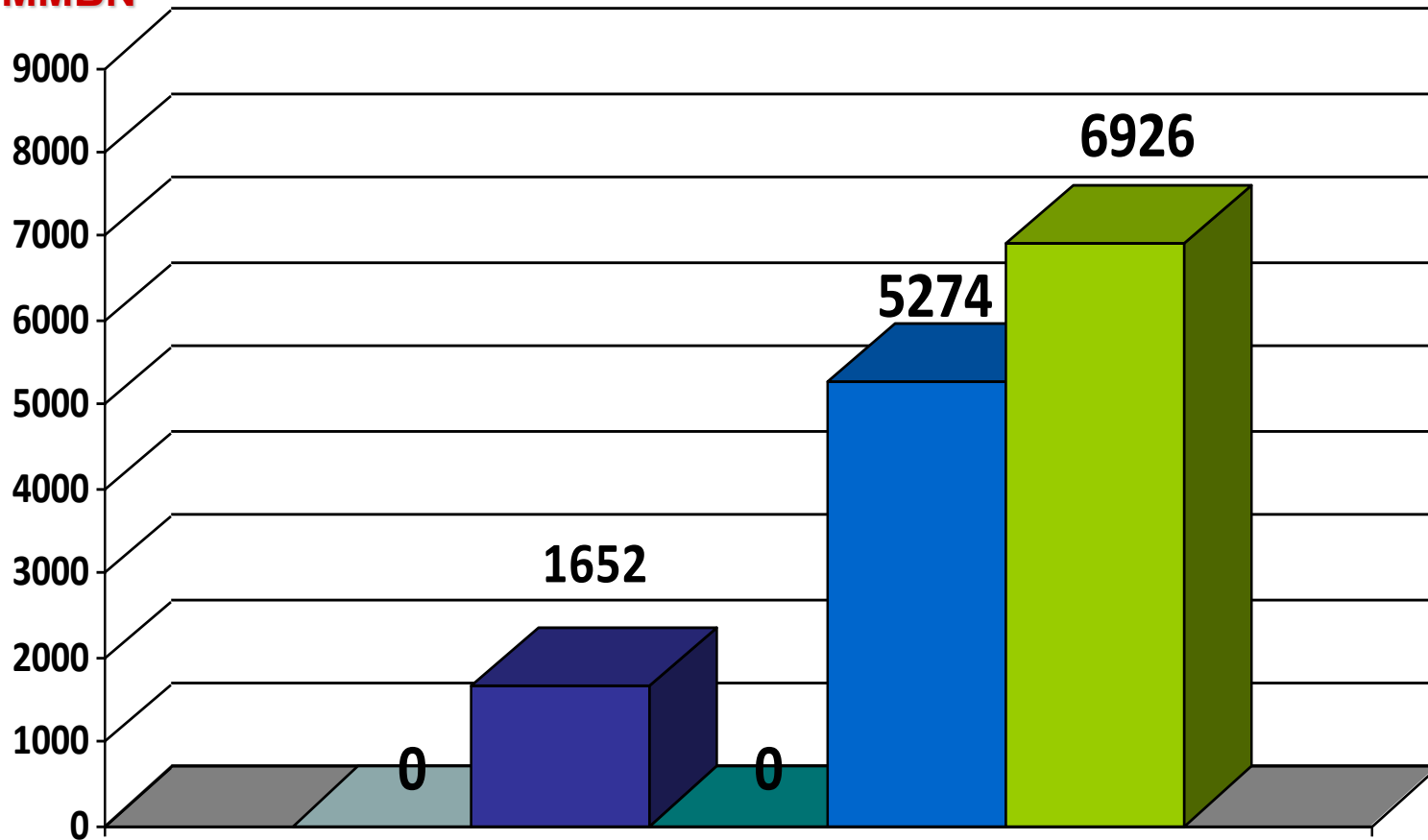
## INSTALACIONES

- ❖ Oleoductos (Km.): 0
- ❖ Gasoductos (Km.): 0
- ❖ N° Est. de Producción: 1
- ❖ Plantas Compresoras: 0
- ❖ Plantas de Agua: 0

## Reservas

- ❖ POES: 35,4 MMMBN
- ❖ Res. de Petróleo: 6,9 MMMBN
- ❖ Res. de Gas: 2.330 MMMPN

**MMBN**



- Reservas Esfuerzo Propio
- Reservas Contractuales
- Reservas Sin Asignar
- Reservas Disponibles
- Reservas Totales

## INDICADORES DE PERFORACIÓN

Tiempo de Perforación y Completación: 60 días @2013; 40 días @2014; 30 días @2015 y 21,6 días a partir de 2016

## TALADROS (8 Taladros 1000/1500 HP)

- **PDV104** perfora y completa todos los pozos de la MPJ1 → Noviembre 2014
- **PDV88** se estima que inicie operaciones en MPJ2 en Sept 2013 → Abril 2015
- **PDV133, PDV132** taladros arribarán al país a inicios del 2014, se estima que sean ensamblados en las macollas MPJ3 y MPJ4. Inician operaciones en Abril 2014.
- Para poder cumplir con la meta de 75 MBD en 2016 se requieren dos taladros adicionales de 1500 HP que deben iniciar operaciones en Junio y Julio 2014 respectivamente.

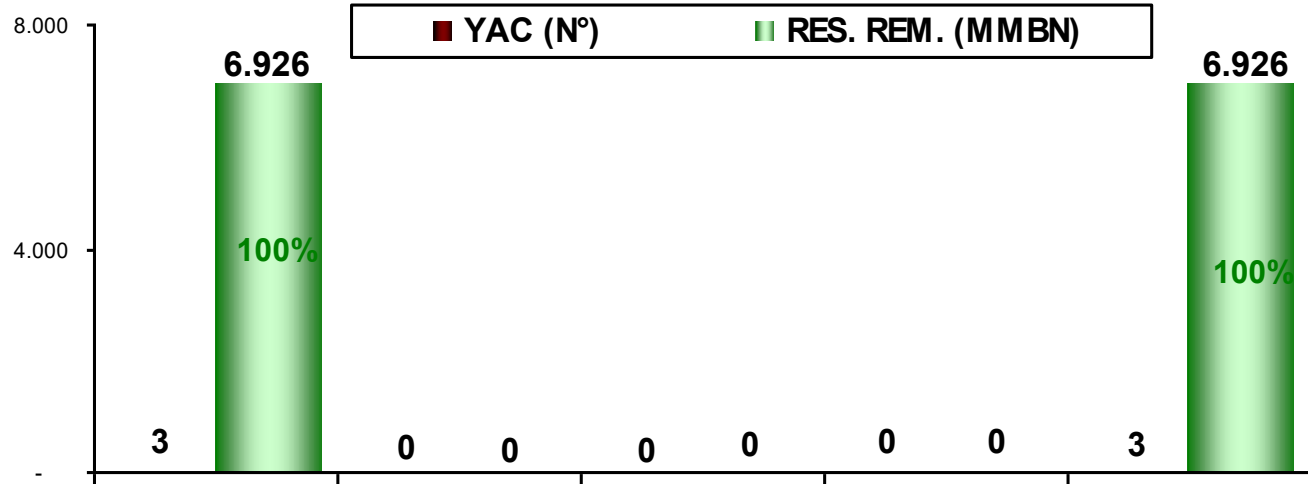
## PLATAFORMAS

- **MPJ3 y MPJ4:** constructora Tracoserga inició los trabajos en dos frentes. Considerando la época de lluvia, se estima que éstas plataformas se completen en 150 días.
- **MPJ5, MPJ6 y MPJ7:** Permiso ambiental AARN por otorgarse en Agosto 2013. La construcción de estas plataformas al otorgarse dichos permisos.

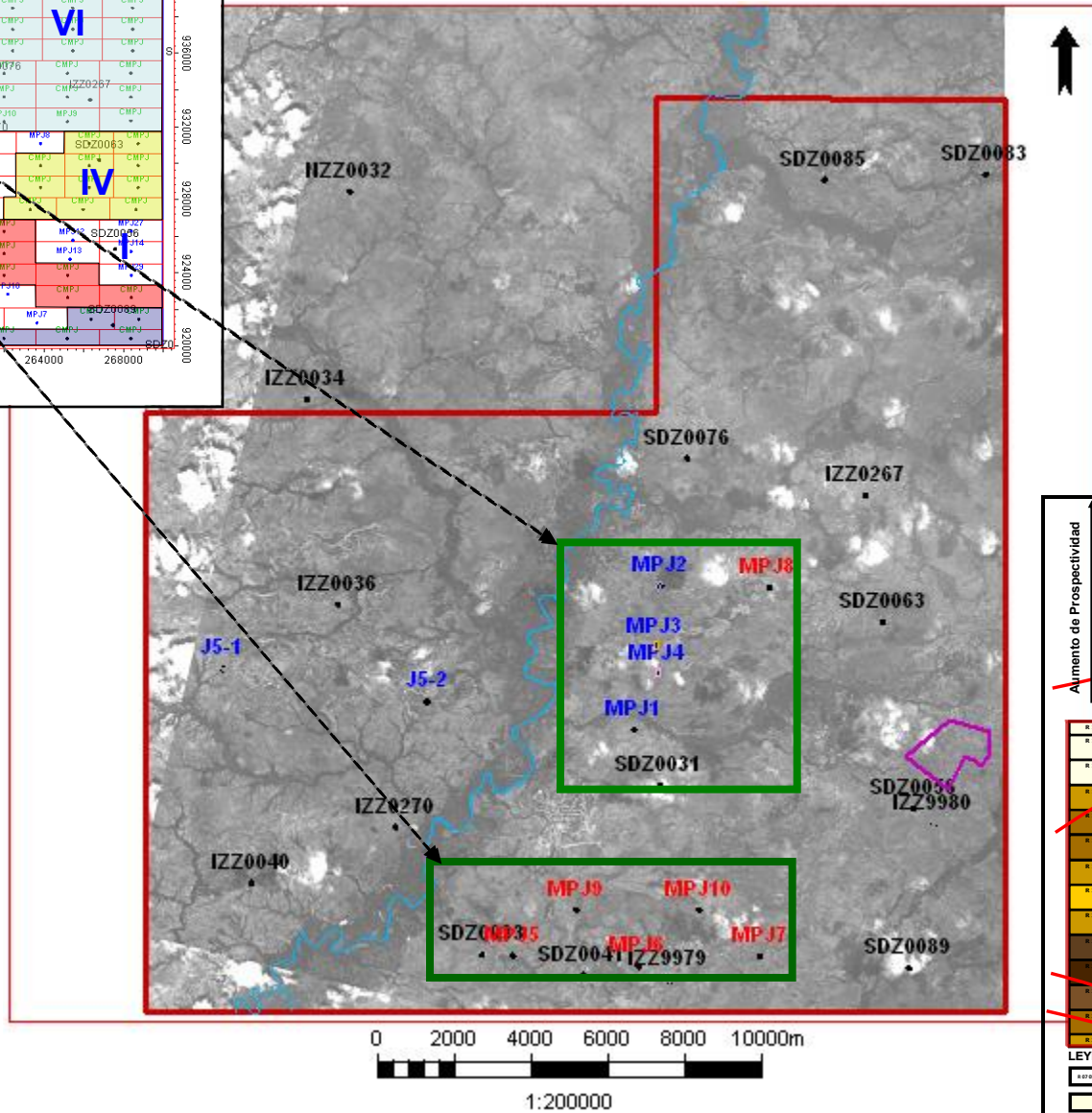
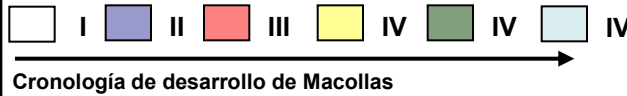
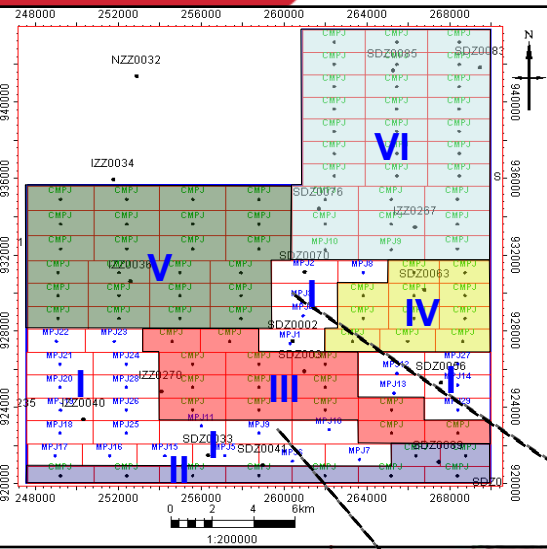
## OLEODUCTOS

- **Oleoducto 12"/8"**: Prueba hidrostática a finales del mes de Agosto 2013. Arranque del bombeo a partir de octubre 2013. **Capacidad inicial: 20 MBD.** Fase 2 (Rebombeo): 70 MBD.
  
- **Oleoducto 36"/20"**: TRAMO 1 (PetroCedeño-PetroJunín) 62 Km. 36" DCO y 24" Diluyente. TRAMO 2 (PetroJunín–PetroUrica): 68 KM; 36" DCO y 16" Diluyente; tramo PetroUrica-PetroCedeño operativo a partir de Agosto 2014. Utilización de tubería disponible en PDVSA (70 km de 36" + 60 km de 20"). **Capacidad de transporte: 560 MBD de DCO y 350 MBD de diluyente.**
  - Prioridad a PDVSA Industrial para el suministro de tuberías y de válvulas principales de grandes diámetros. Ejecución de construcción en fases:
  - Construcción de las tuberías entre PetroUrica y Junín 10, utilizando para esta fase las tuberías existentes de 36"y 20"
  - Construcción en paralelo de las demás fases del proyecto.
  
- **Generación Eléctrica en sitio** (demanda inicial)
- **Centro de Procesamiento de Fluidos (CPF)**: Primer tren: 80 MBD, estimado para 2016. Segundo y tercer tren: 240 MBD, estimado para 2019

## Reservas Remanentes de Crudo (Indicadores por Fase de Explotación)



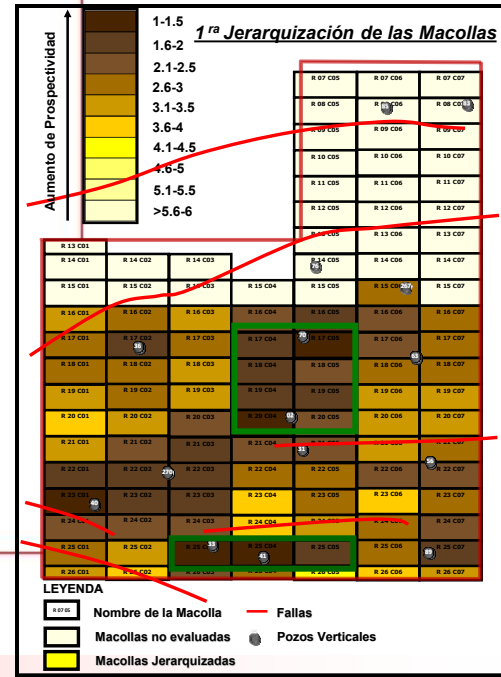
POES (MMBN)	35.375	-	-	-	35.375
Res. Rec. (MMBN)	6.926	-	-	-	6.926
Prod. Acum. (MMBN)	0,1	-	-	-	0,1
Agot. Total Res. (%)	0	-	-	-	0
Res. Rem. (MMBN)	6.926	-	-	-	6.926
Yac. (Nº)	3	-	-	-	3
Yac. Activos (Nº)	1	-	-	-	1
Yac. Inactivos (Nº)	2	-	-	-	2

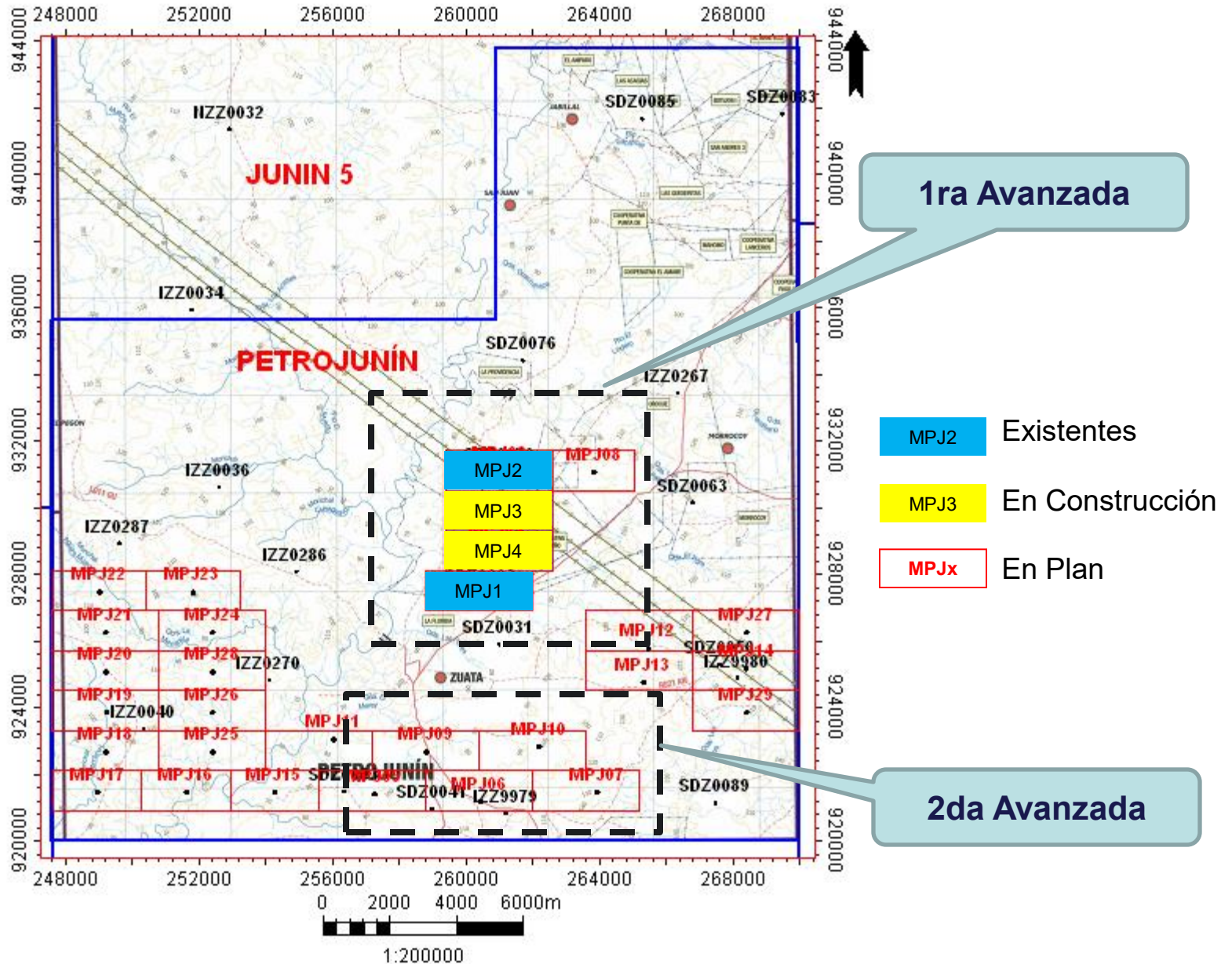


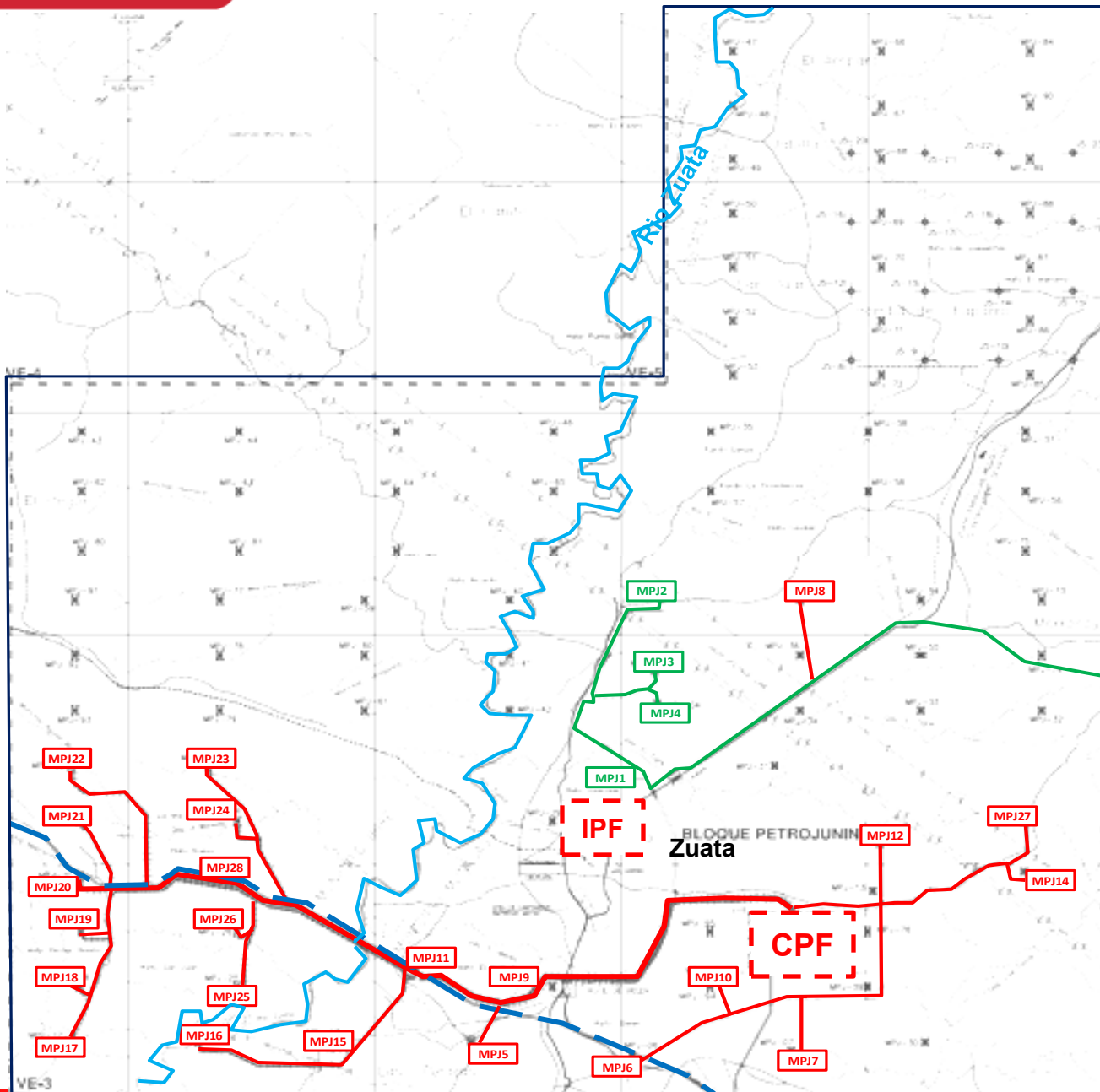
**MPJ1-MPJ4**  
 ↓  
**12 Pozos\*Macolla**  
 Arenas Basales (3 Subunidades)  
 Oligoceno (2 Subunidades)

---

**MPJ5-MPJ14**  
 ↓  
**16 Pozos\*Macolla**  
 Arenas Basales (4 Subunidades)  
 Oligoceno (3 Subunidades)

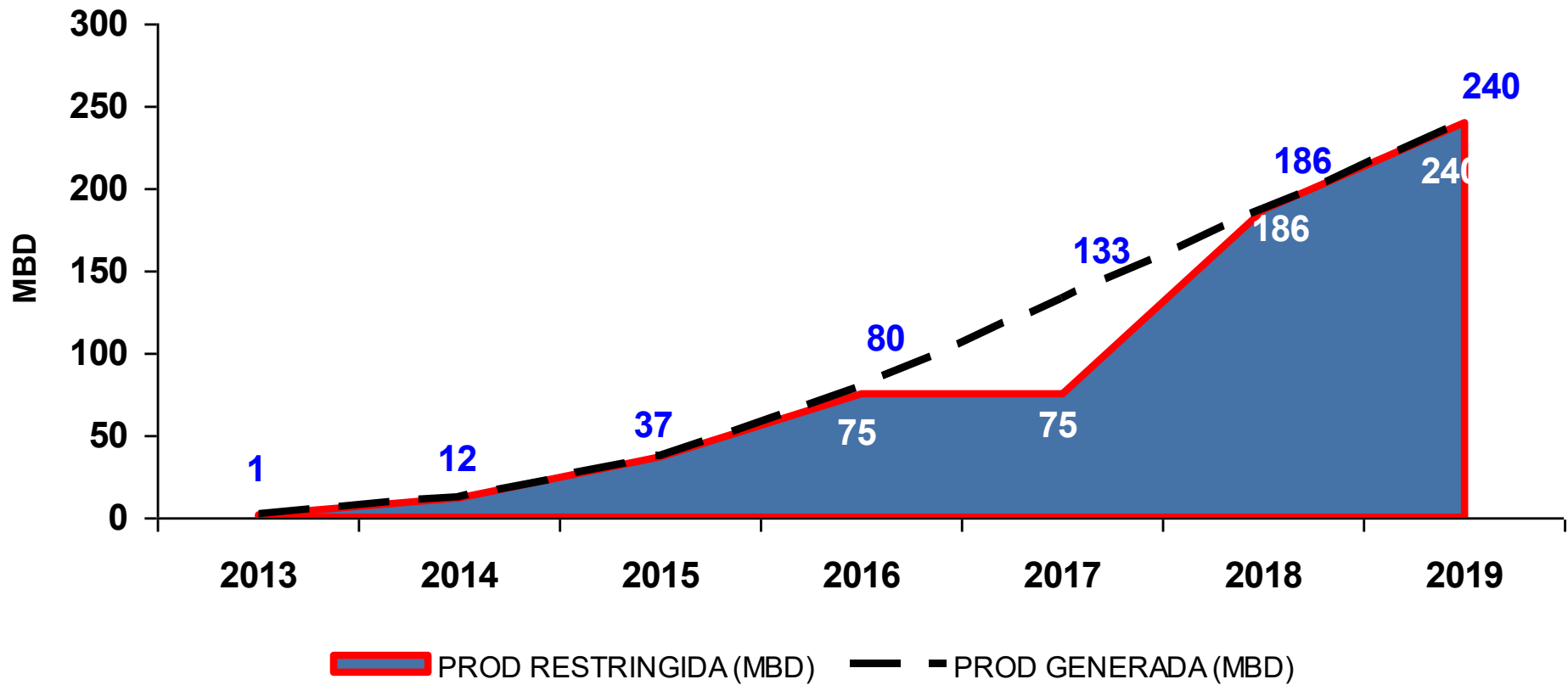


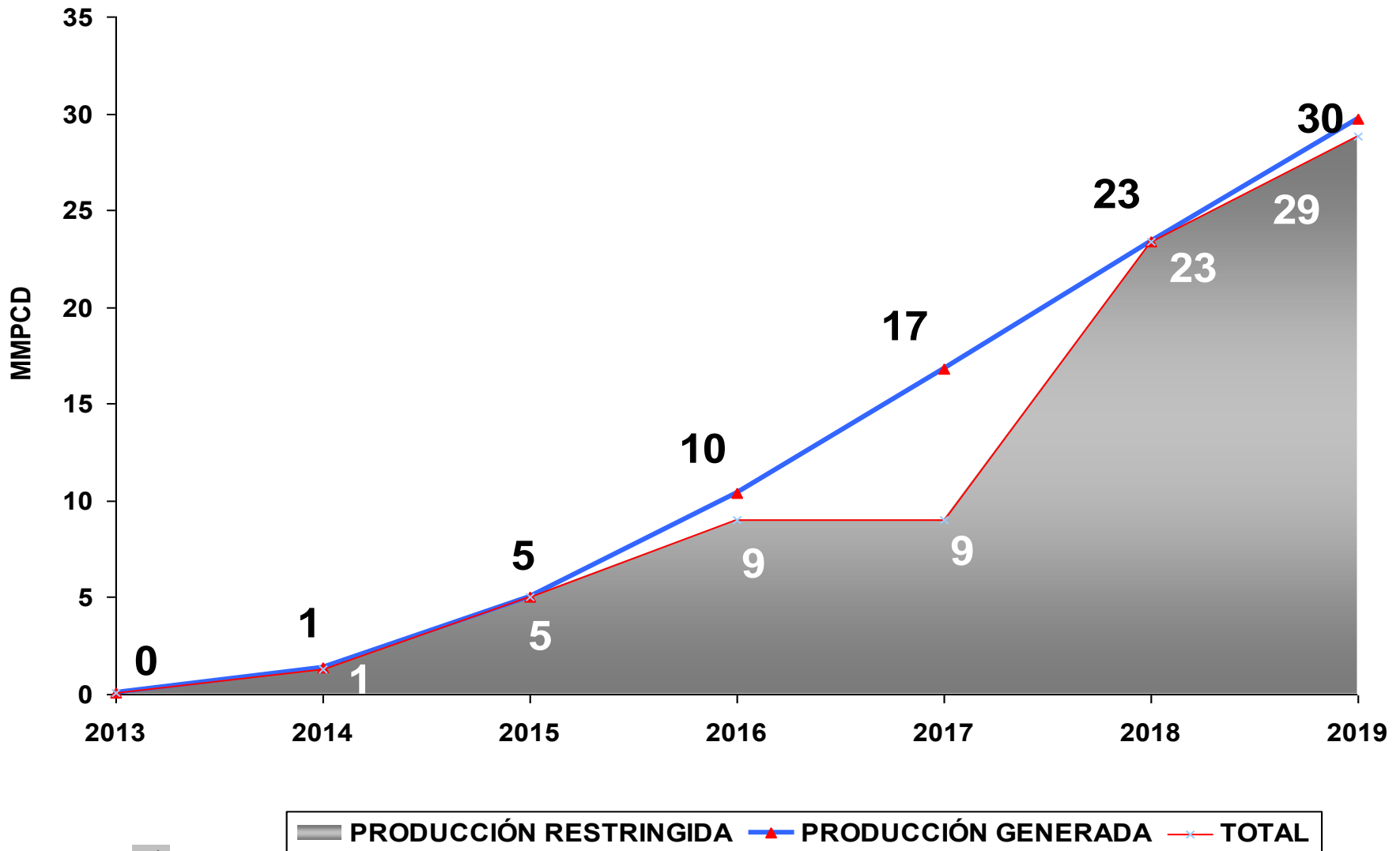


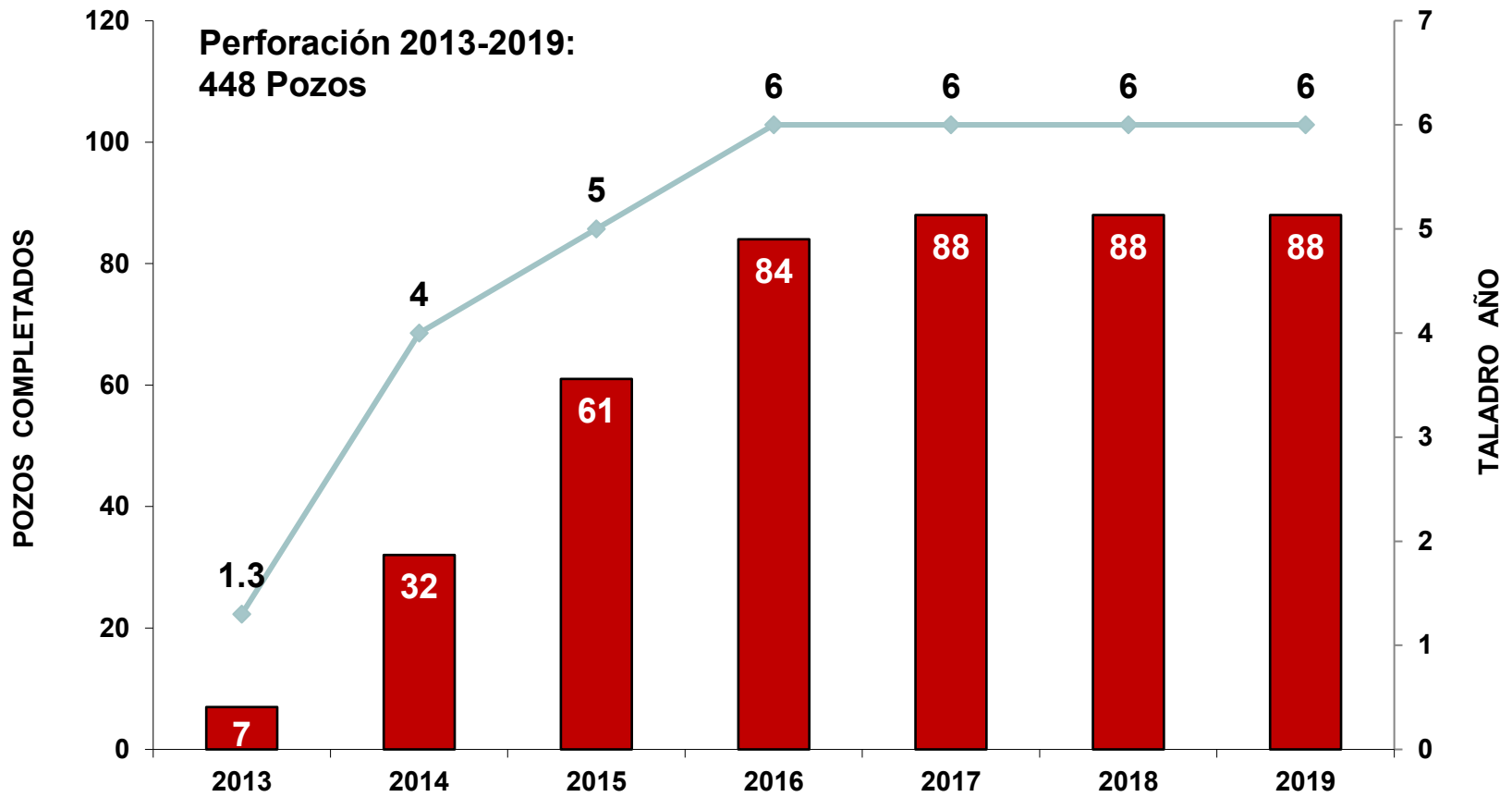


- Oleoducto PTA 12"/8" (en construcción)
- Oleoducto Div Junin 36"/20" (por construir)
- Troncales de Recolección (por construir)

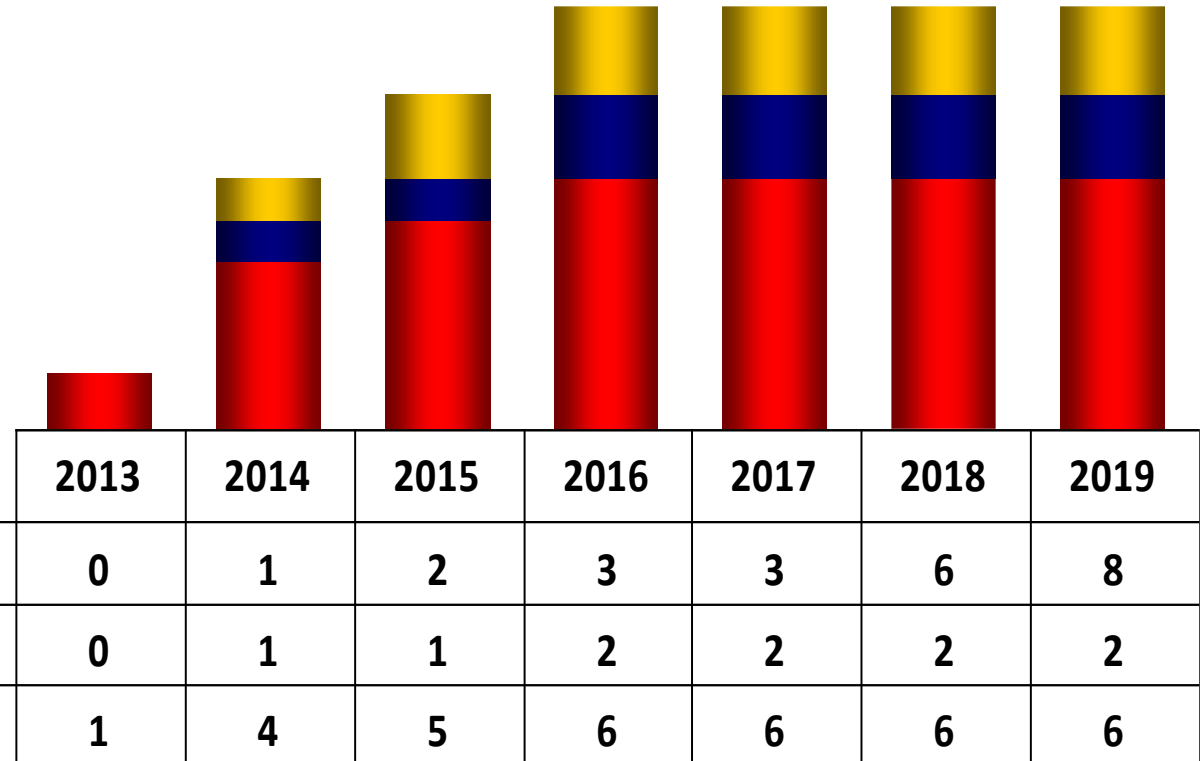
**Perfil de Crudo PetroJunín 2013 - 2019**

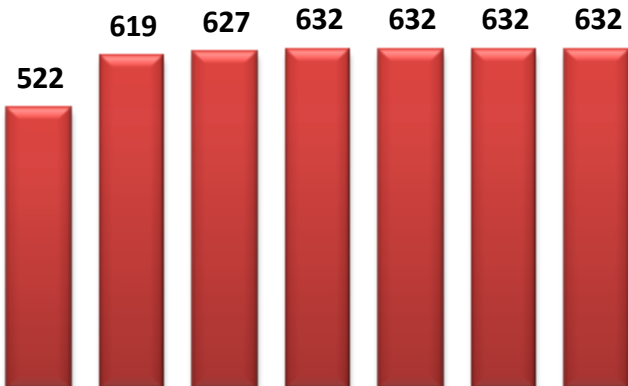




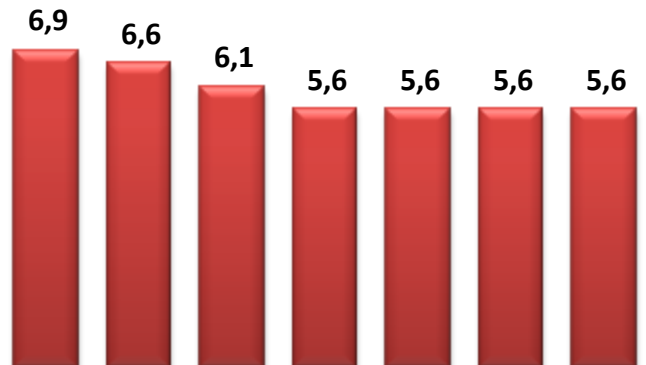


**Plan Taladros (F/P)**  
**2013 - 2019**

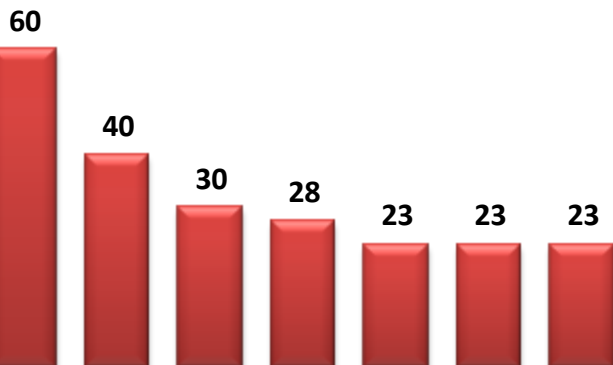


**BPD/pozo**


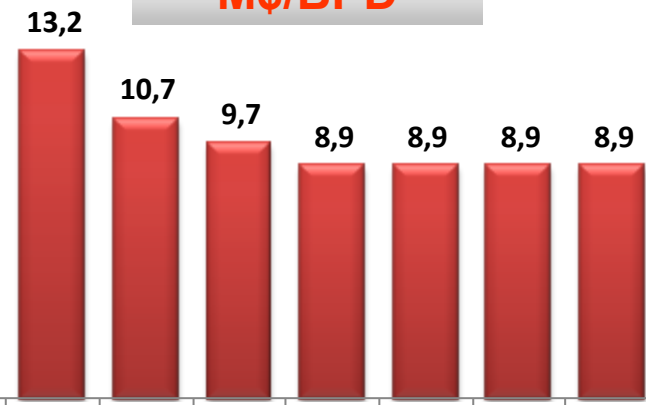
2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017 2018 2019

**MM\$ /pozo**


2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017 2018 2019

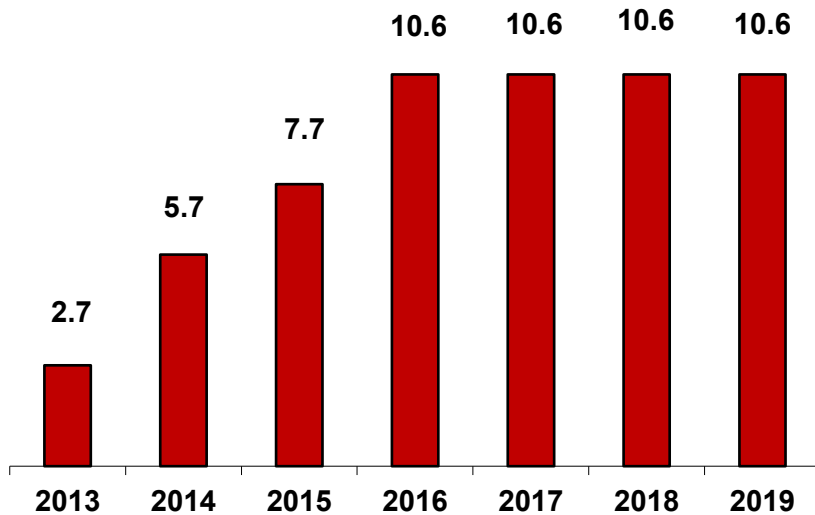
**Días/pozo**


2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017 2018 2019

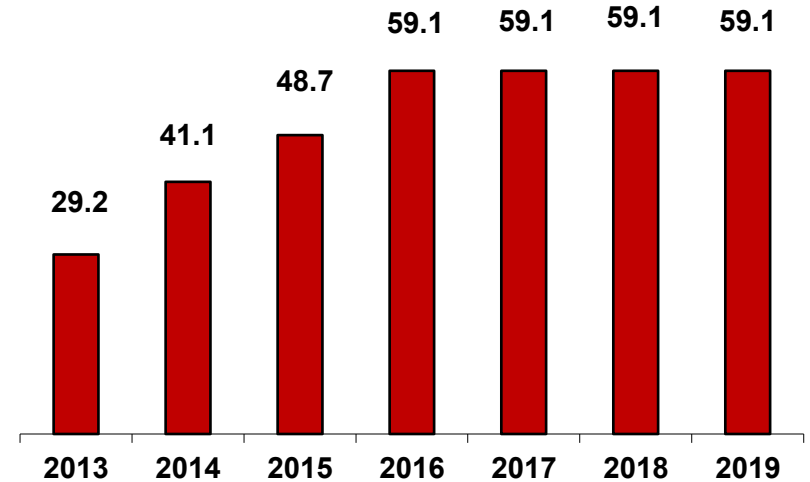
**M\$/BPD**


2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017 2018 2019

### Productividad por Taladro



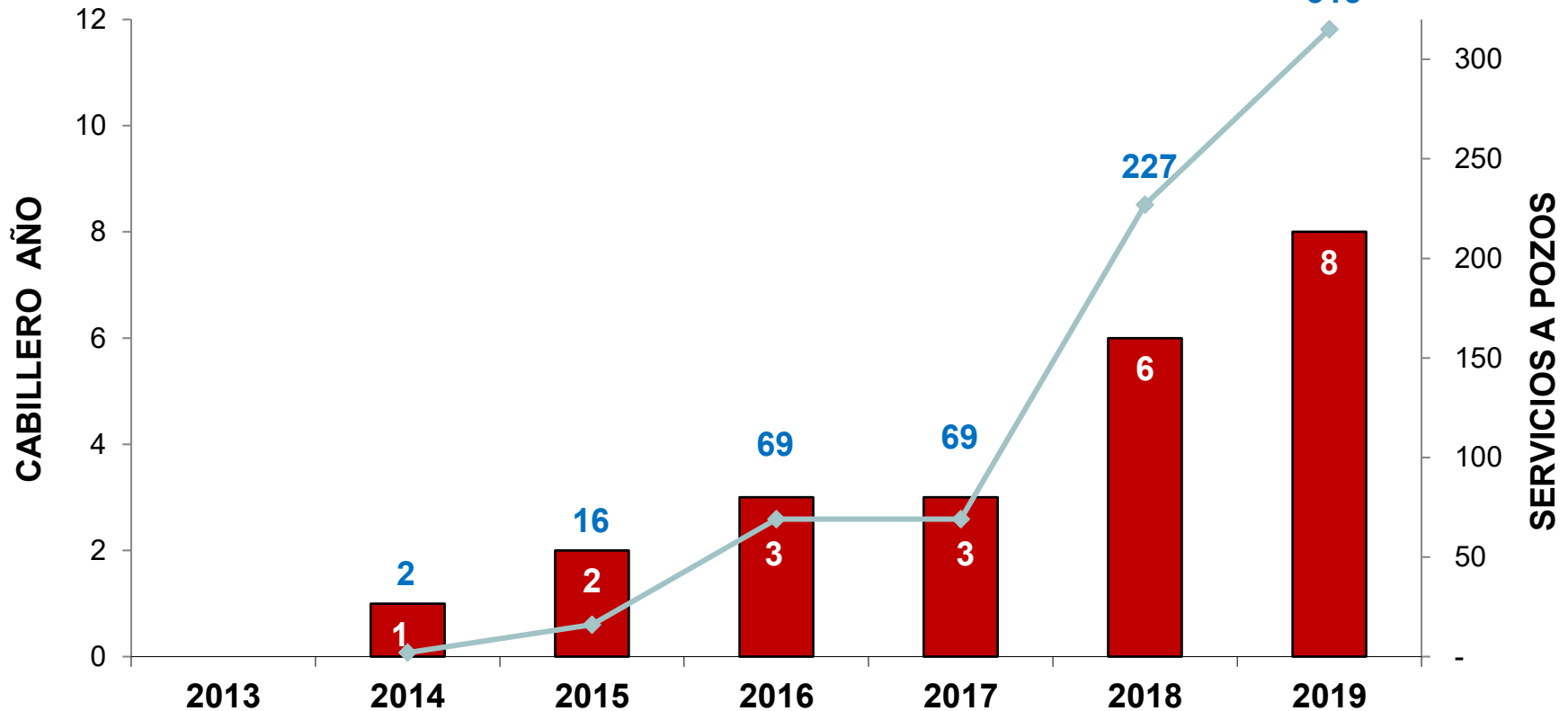
### Costo por Taladro Año



Perforación	Costo (MM\$)		
	Fijos	Variables	Total
<b>Perf. y Complet.</b>	3	0,6	3,6
<b>Localizaciones</b>	0,9	0	0,9
<b>OCEMI</b>	0,6	1,8	2,4
	<b>4,5</b>	<b>2,4</b>	<b>6,9</b>

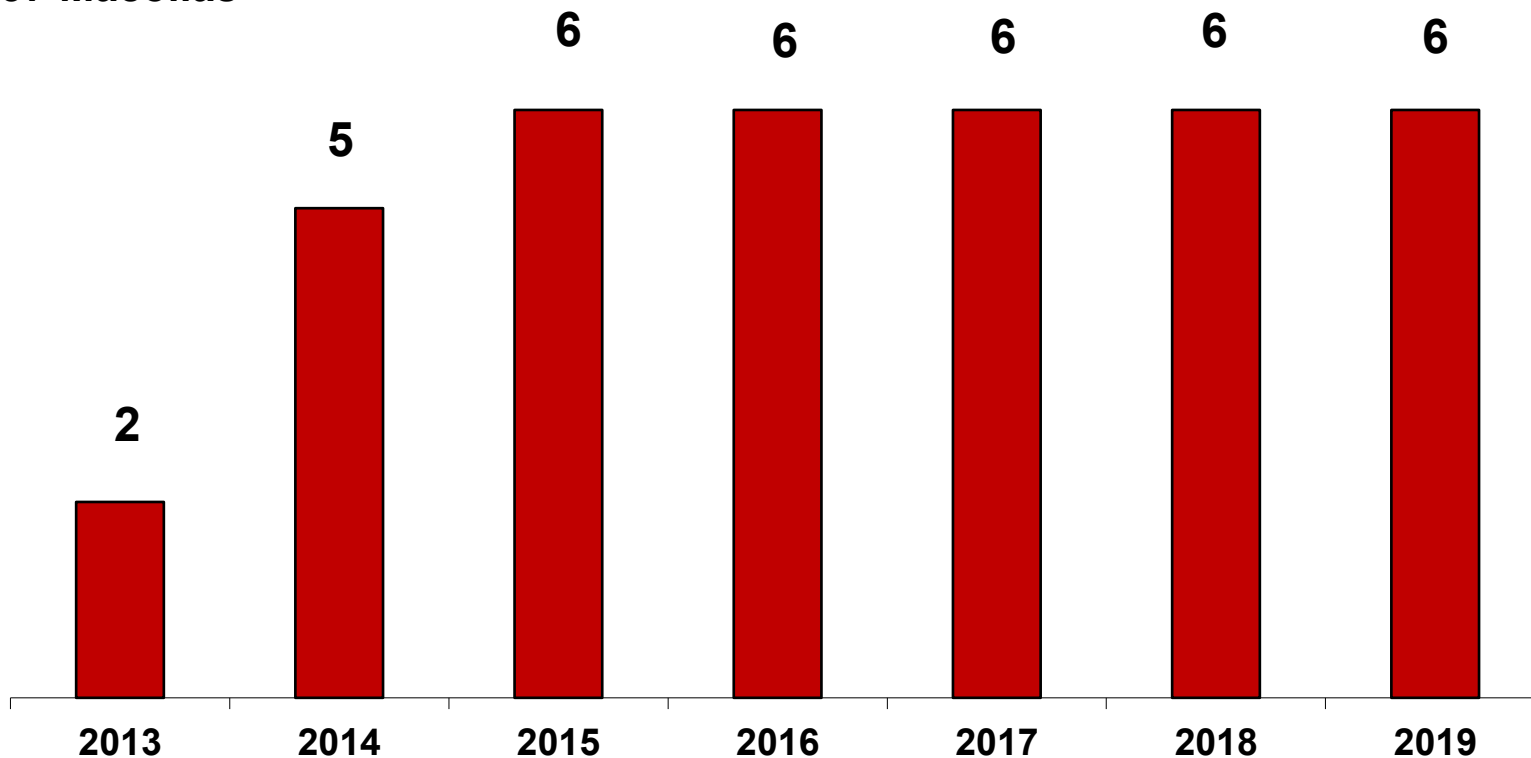
<b>% Costos Perf</b>	<b>65,2</b>	<b>34,8</b>
----------------------	-------------	-------------

### Cabillero y Servicios a Pozo



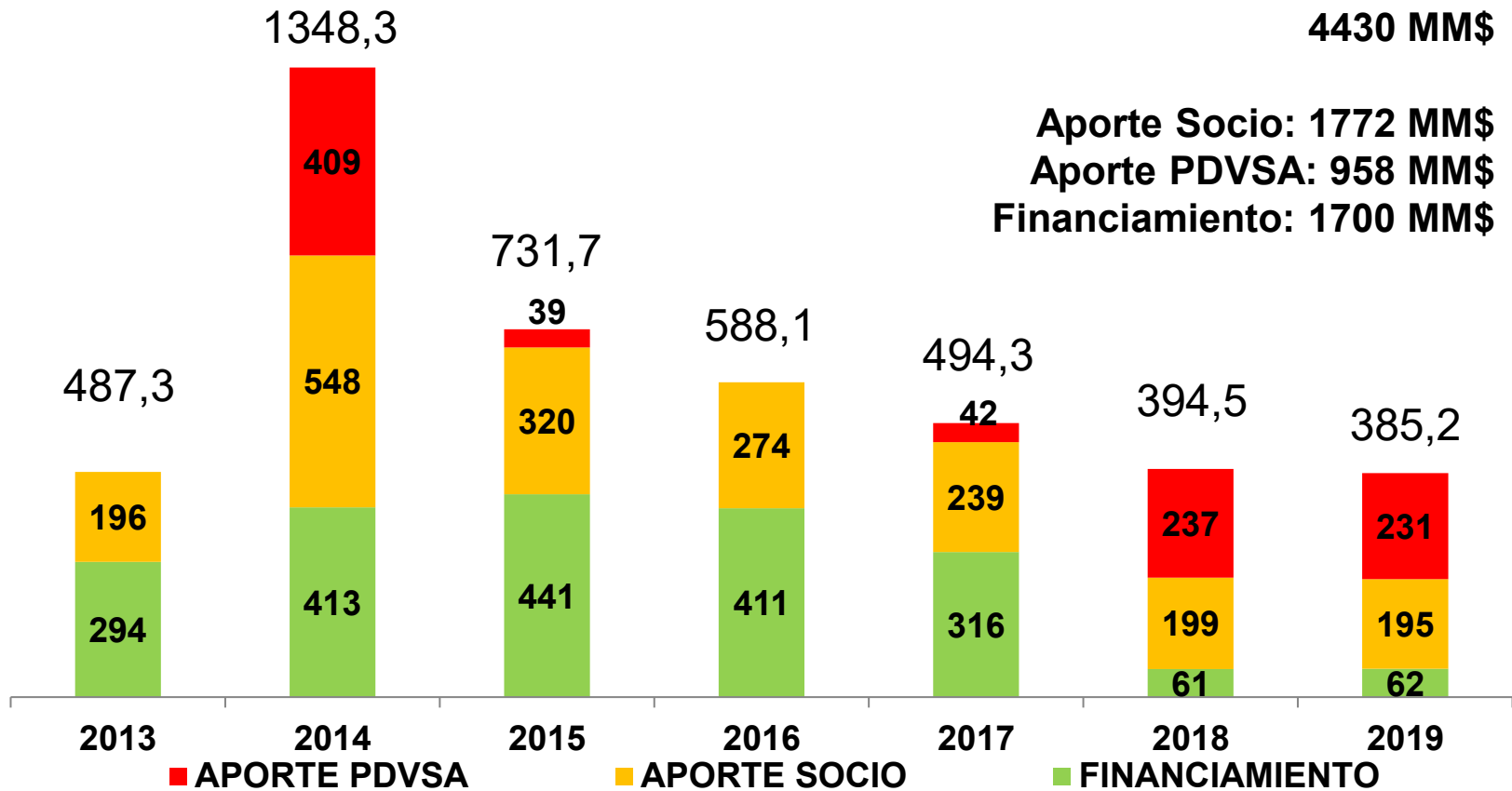
## Incorporación de Macollas

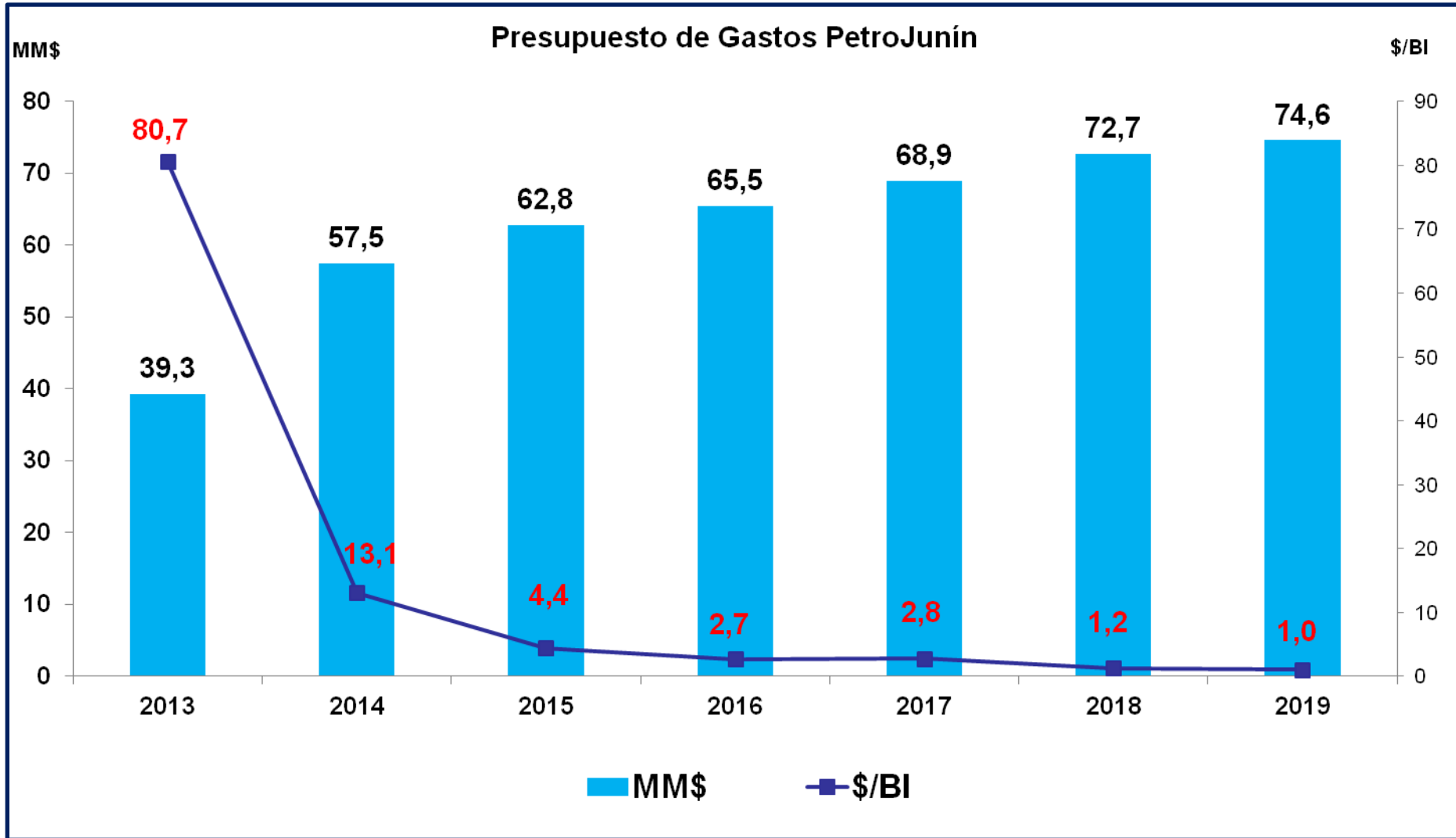
Total Macollas 2013-2019:  
37 Macollas



**Perfil de Inversión 2013-2019:  
4430 MM\$**

**Aporte Socio: 1772 MM\$  
Aporte PDVSA: 958 MM\$  
Financiamiento: 1700 MM\$**







# Petrourica



Bloque	Socio
EM Petrourica Junín 4	PDVSA 60% CNPC 40%

## EXTENSIÓN TERRITORIAL

- ❖ Extensión: 325 Km<sup>2</sup>
- ❖ Estados: 1 (Guárico)

## RECURSOS ENERGETICOS

- ❖ Campos: Iguana Zuata
- ❖ Yacimientos.: 4 Activos
- ❖ Pozos: 1 Activos

## FACTOR DE RECObRO

- ❖ Primario: 9%
- ❖ Secundario: 16%
- ❖ Actual: 0%

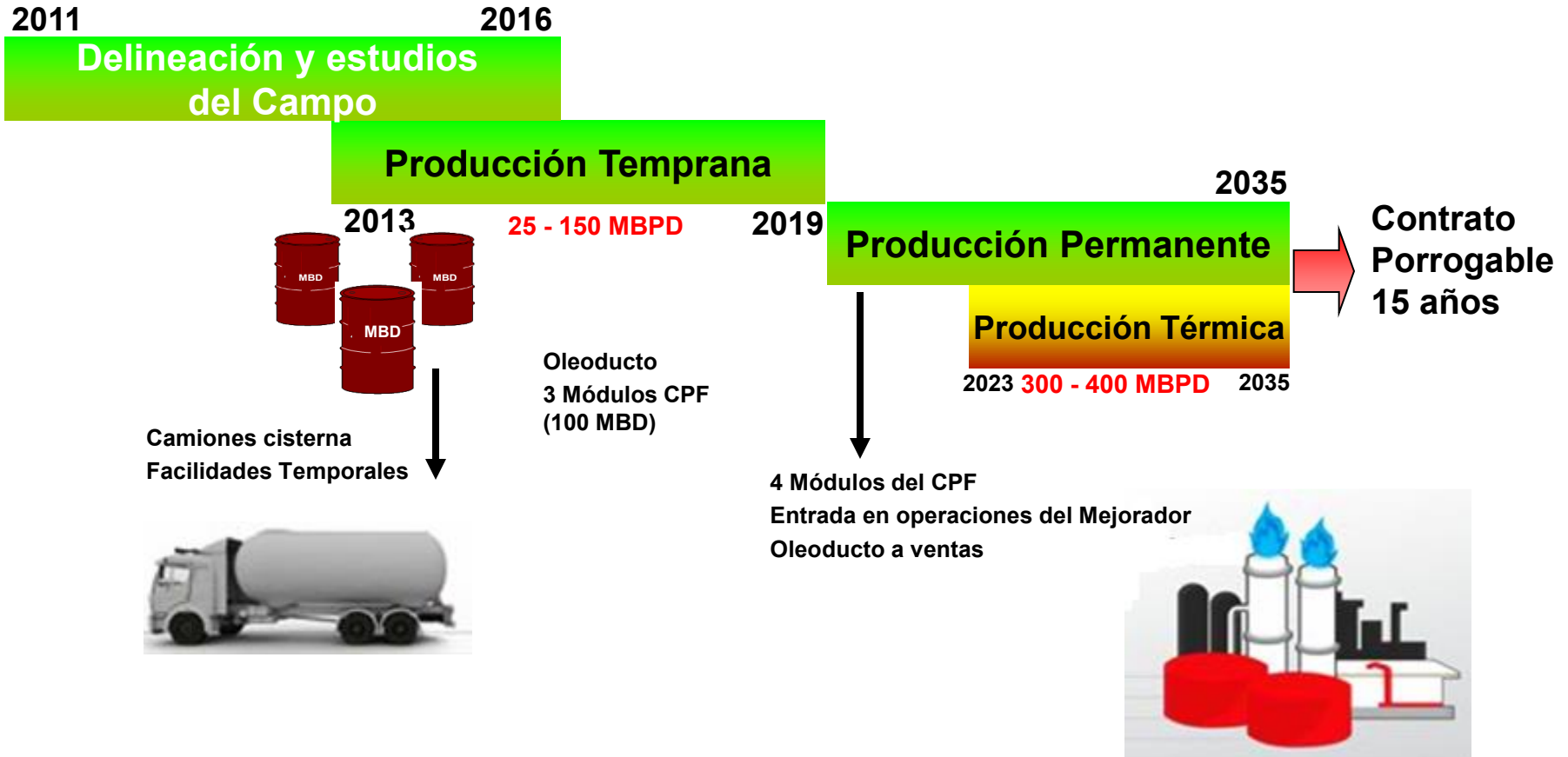
## INSTALACIONES

- ❖ Oleoductos (Km.): 0
- ❖ Gasoductos (Km.): 0
- ❖ N° Est. de Producción: 0
- ❖ Plantas Compresoras: 0
- ❖ Plantas de Agua: 0

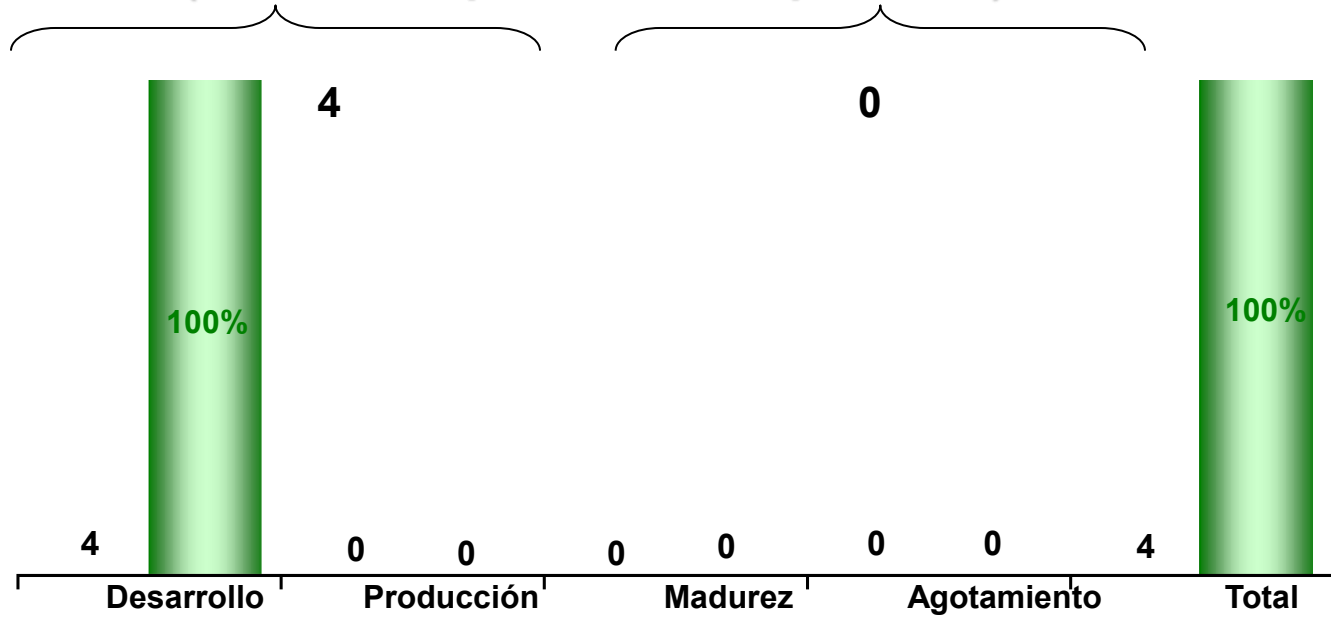
## Reservas

- ❖ POES: 43,6 MMMBN
- ❖ Res. de Petróleo: 10,8 MMMBN
- ❖ Res. de Gas: 4.849 MMMPCN
- ❖ Res. Térmica: 6.922,17 MMBN

# Plan de Desarrollo de la EM Petrourica

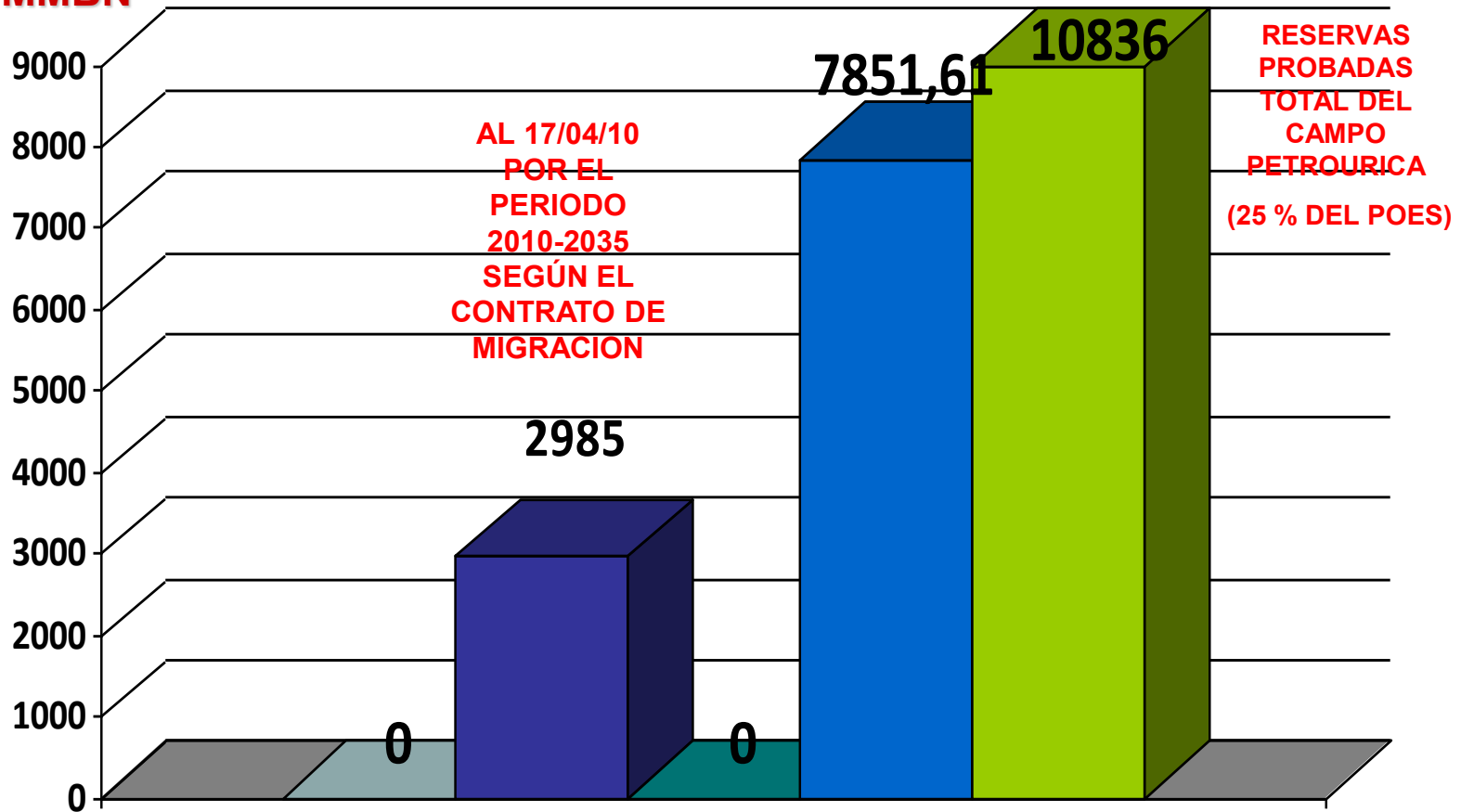


### Reservas Remanentes de Crudo (Indicadores por Fase de Explotación)



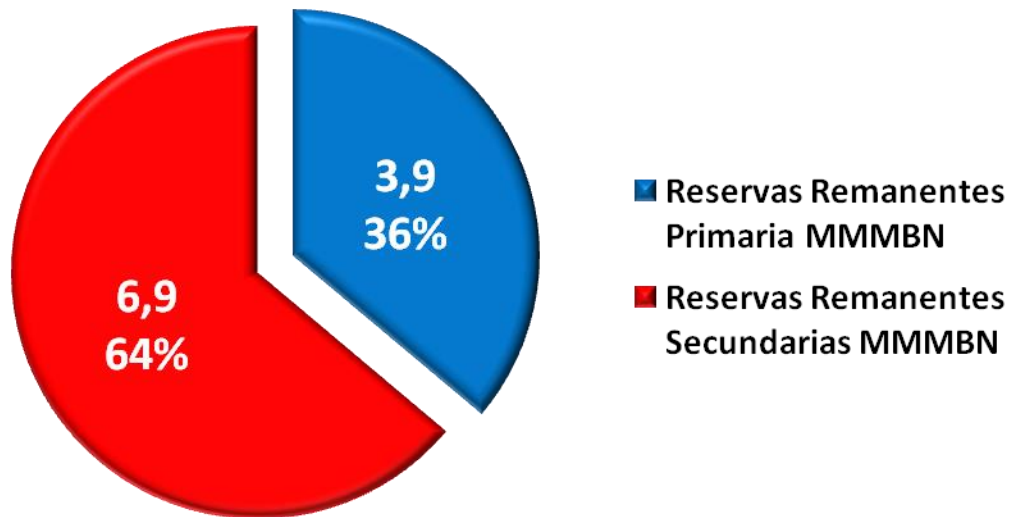
POES (MMBLs)	43.630	-	-	-	43.630,0
Res. Rec. (MMBLs)	10.838.611	-	-	-	10.838.611
Prod. Acum. (MMBLs)	-	-	-	-	-
Agot. Total Res. (%)	-	-	-	-	-
FR Total (%)	24,8	-	-	-	24,8
FR Actual (%)	-	-	-	-	-
Res. Rem. (MMBLs)	10.838.611	-	-	-	10.838.611
Yac. (N°)	4	-	-	-	4
Yac. Activos (N°)	-	-	-	-	-
Yac. Inactivos (N°)	4	-	-	-	4

**MMBN**



- Reservas Esfuerzo Propio
- Reservas Contractuales
- Reservas Sin Asignar
- Reservas Disponibles
- Reservas Totales

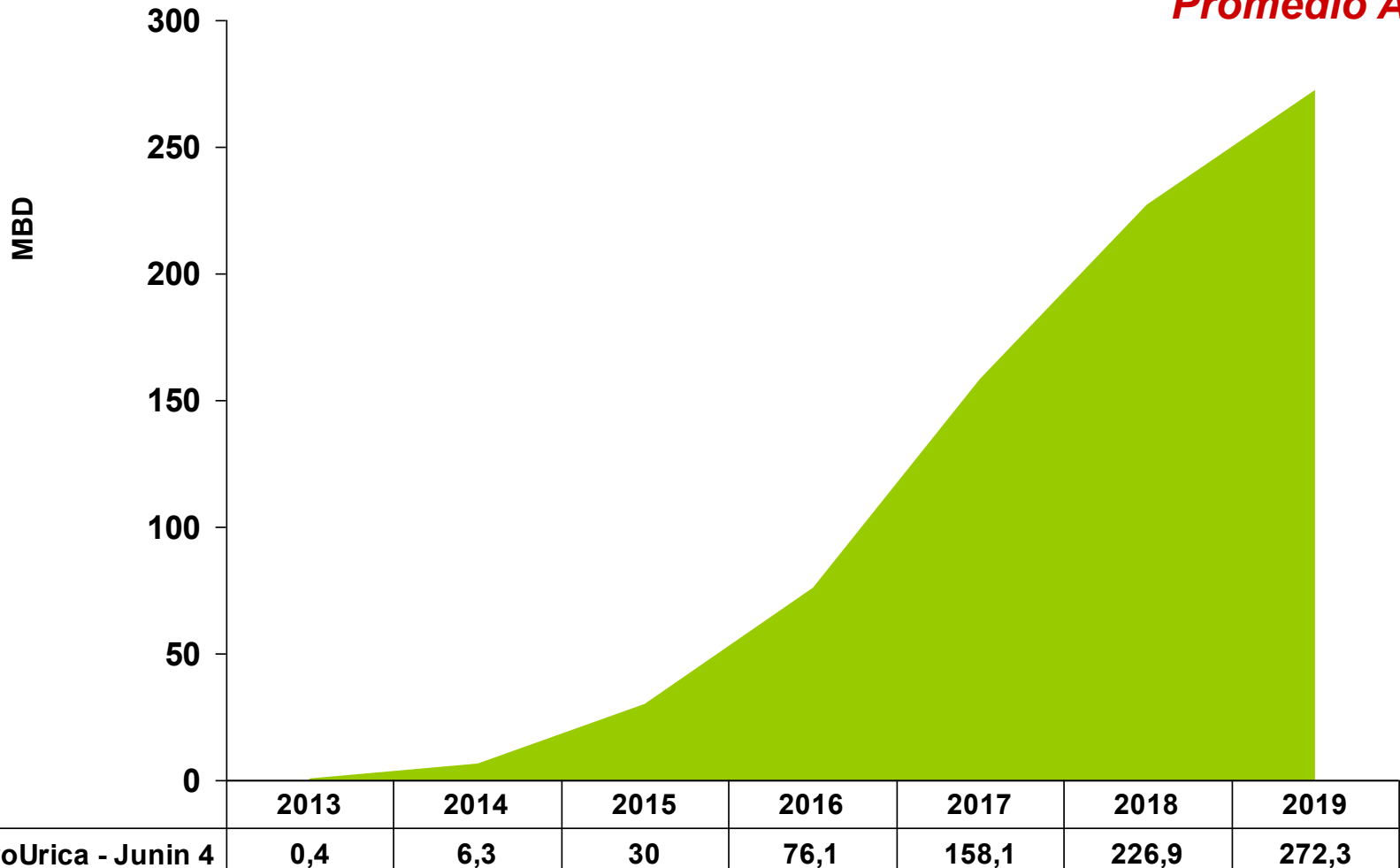
		Reservas Remanentes de crudo						
CAMPO	YACIMIENTO	POES MMBBNP	Recuperables MMBBNP	F.R. Total	Recuperables Primarias MMBBNP	F.R. Primario	Recuperables Secundarias MMBBNP	F.R. Secundario
IGUANA ZUATA	OFIGA SDZ0002	9,4	0,1	1,0	0,1	1,0	0,0	0,0
IGUANA ZUATA	OFIGB SDZ0002	9,8	2,8	27,1	1,2	11,8	1,5	15,3
IGUANA ZUATA	MER SDZ0002	21,8	7,8	36,1	2,4	11,3	5,4	24,8
IGUANA ZUATA	TIGCAN SDZ0002	2,5	0,1	7,6	0,1	7,6	0,0	0,0
<b>Total negocio</b>		<b>43,5</b>	<b>10,8</b>	<b>24,4</b>	<b>3,9</b>	<b>8,5</b>	<b>6,9</b>	<b>15,9</b>



- **En el año 2013 los tiempos de perforación es de 60 días/pozo.**
- **Los taladros de 1000 HP perforarán de manera modular por “fase de construcción del pozo” en grupo de 5 pozos.**
- **El taladro PDV-49 se mantendrá perforando pozos estratigráficos, observadores y secciones superficiales e intermedias.**
- **La producción inicial de crudo se maneja en camiones de vacío o camiones vacuum hasta que entre en operación el Oleoducto de 36” y Diluenducto de 20” que es a partir de 01 de octubre de 2014.**
- **2013- 2019 se consideró la entrada de 10 Taladros de 1000 HP y uno de 750HP, el potencial asociado esta entre 500-700 MBD**
- **En septiembre de 2014 entrara el mini- CPF para manejar una producción 30 MBD.**

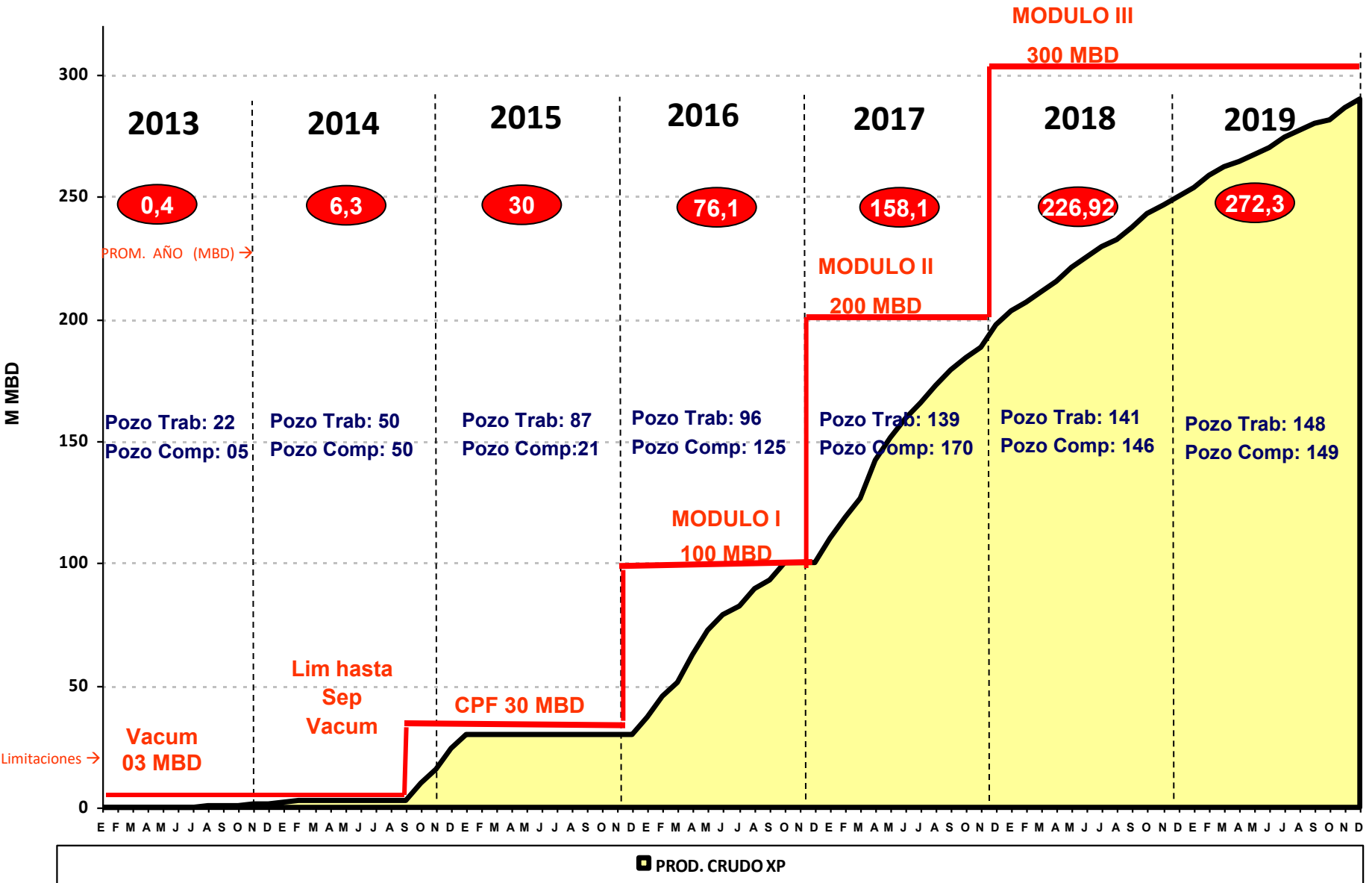
# Perfil de Producción de Crudo 2013 – 2019

## Nuevos Desarrollos Promedio Año



El Yacimiento asociado a esta producción es en Oligoceno y arenas Basales.

# Perfil de Producción

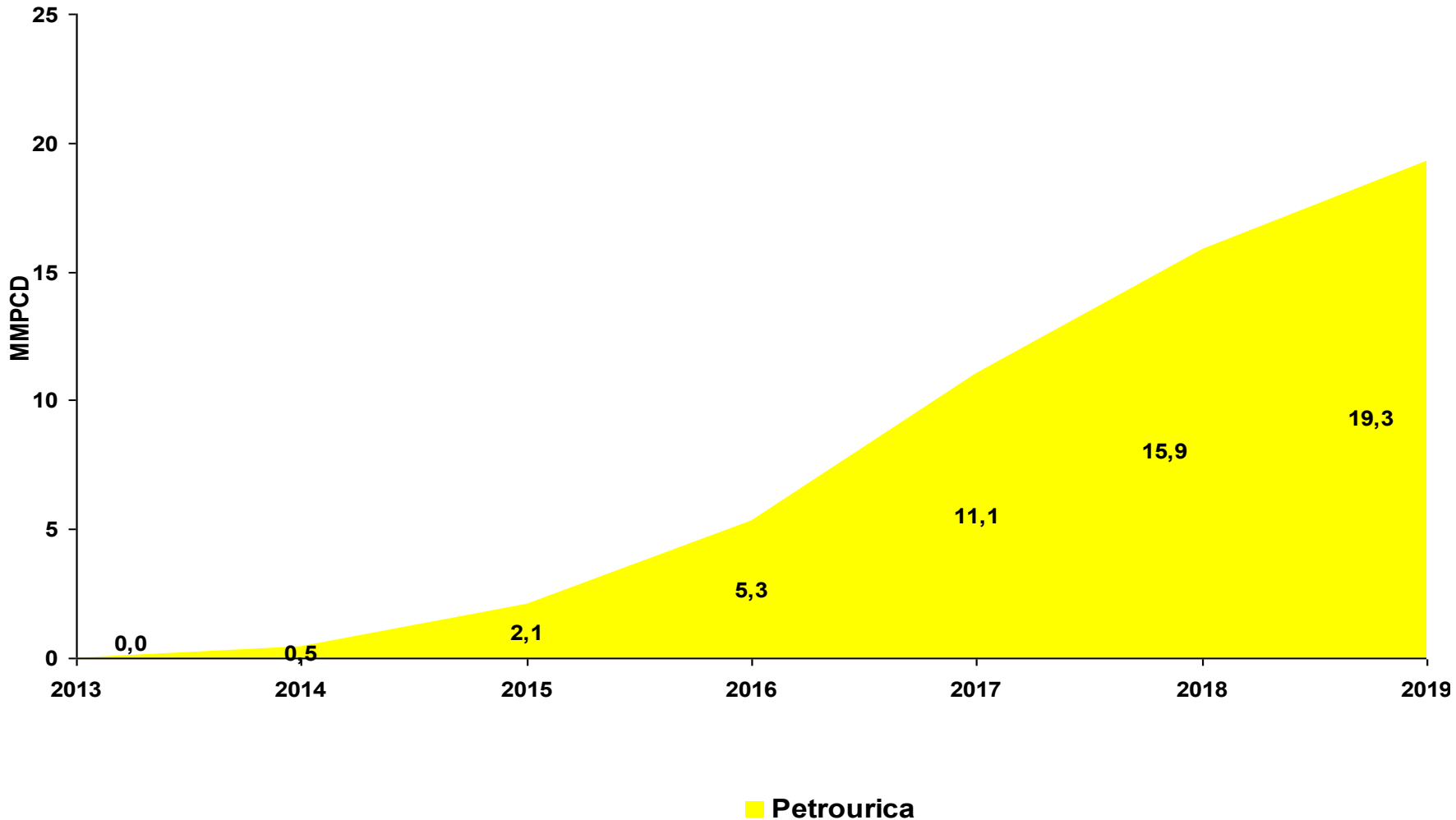


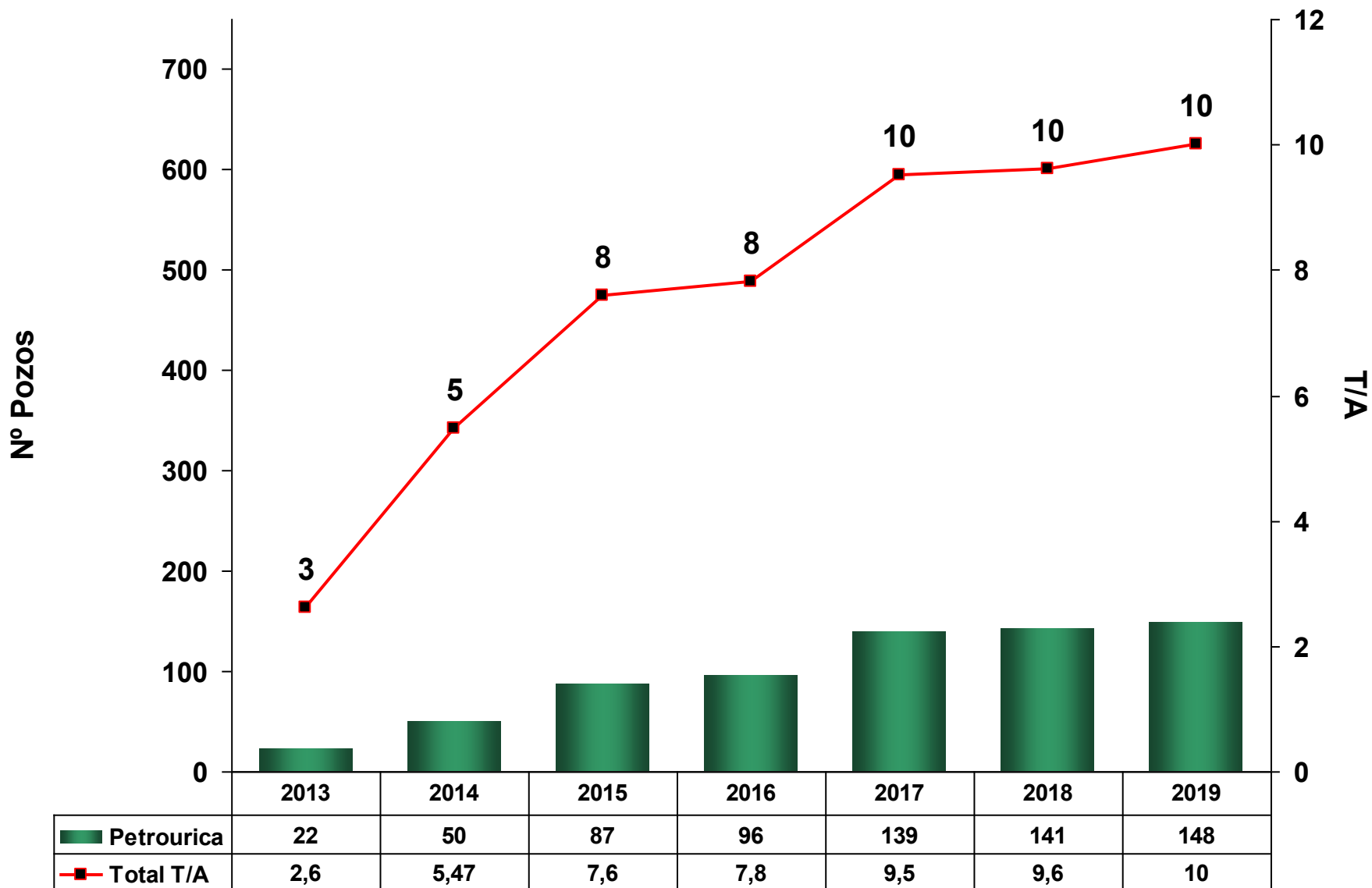
## PAPAGAYO PETROURICA

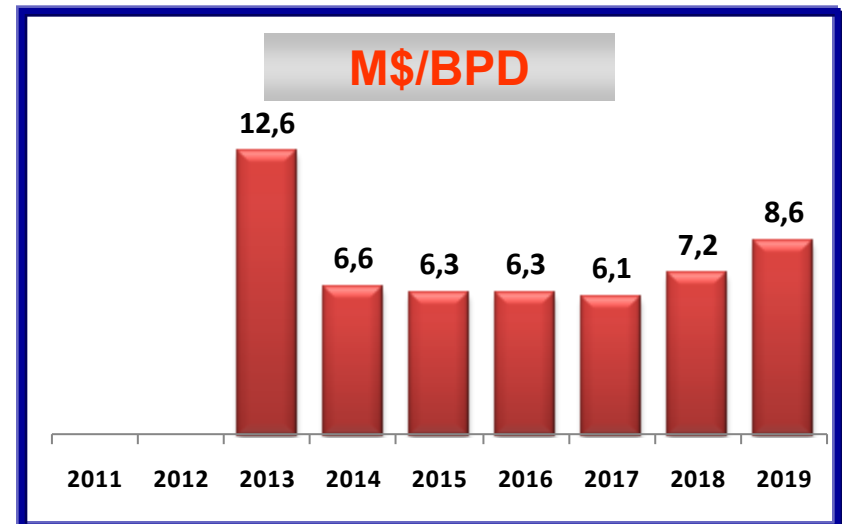
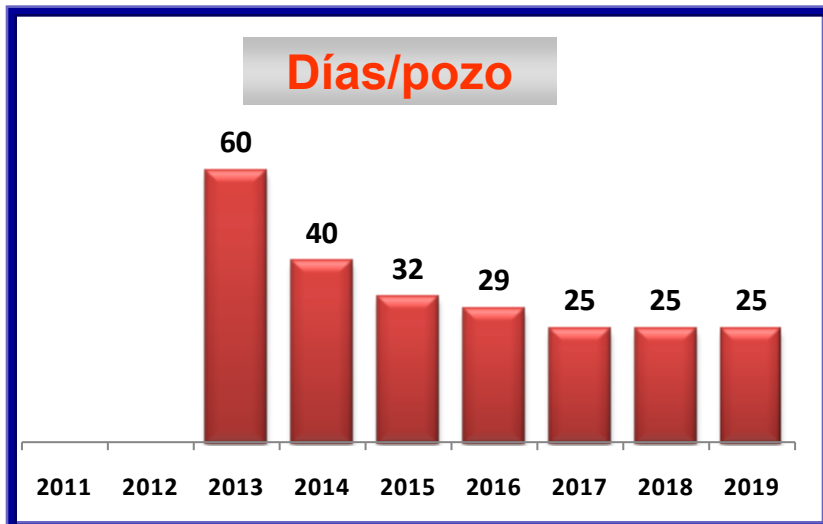
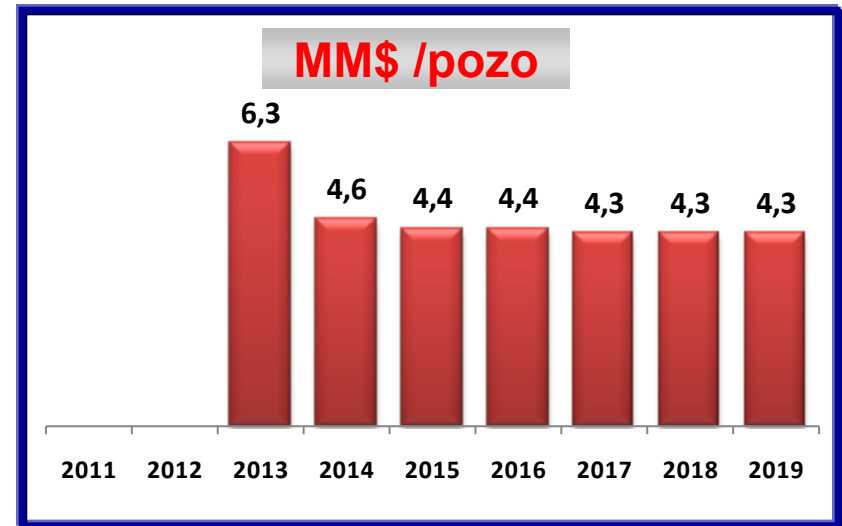
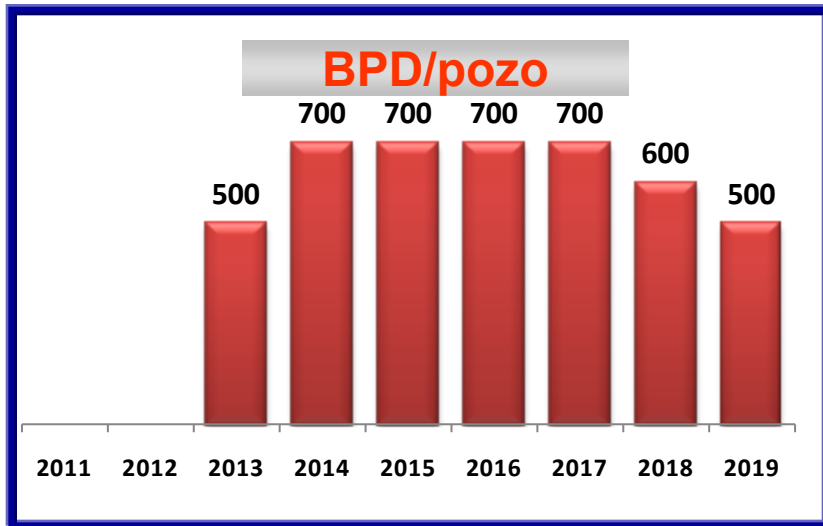
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<b>PETROURICA</b>	<b>MV Ago-Dic</b>	<b>Plan Ene-Dic</b>	<b>Plan Ene-Dic</b>	<b>Plan Ene-Dic</b>	<b>Plan Ene-Dic</b>	<b>Plan Ene-Dic</b>	<b>Plan Ene-Dic</b>
Comienzo Periodo C/P		1,7	27,0	33,3	111,2	222,5	277,8
	<b>GENERACIÓN</b>						
	<b>MV Ago-Dic</b>	<b>Plan</b>	<b>Plan</b>	<b>Plan</b>	<b>Plan</b>	<b>Plan</b>	<b>Plan</b>
Estimulación							
CEF							
I.A.V							
Ra/Rc							
Perforación	1,7	35,0	14,7	87,5	119,0	87,9	87,6
<b>Total</b>	<b>1,7</b>	<b>35,0</b>	<b>14,7</b>	<b>87,5</b>	<b>119,0</b>	<b>87,9</b>	<b>87,6</b>
Declinación		(9,7)	(8,4)	(9,6)	(7,7)	(32,6)	(43,2)
Ajustes							
Final Periodo F/P	1,7	27,0	33,3	111,2	222,5	277,8	322,2

# Perfil de Producción de Gas 2013-2019

## Promedio Año



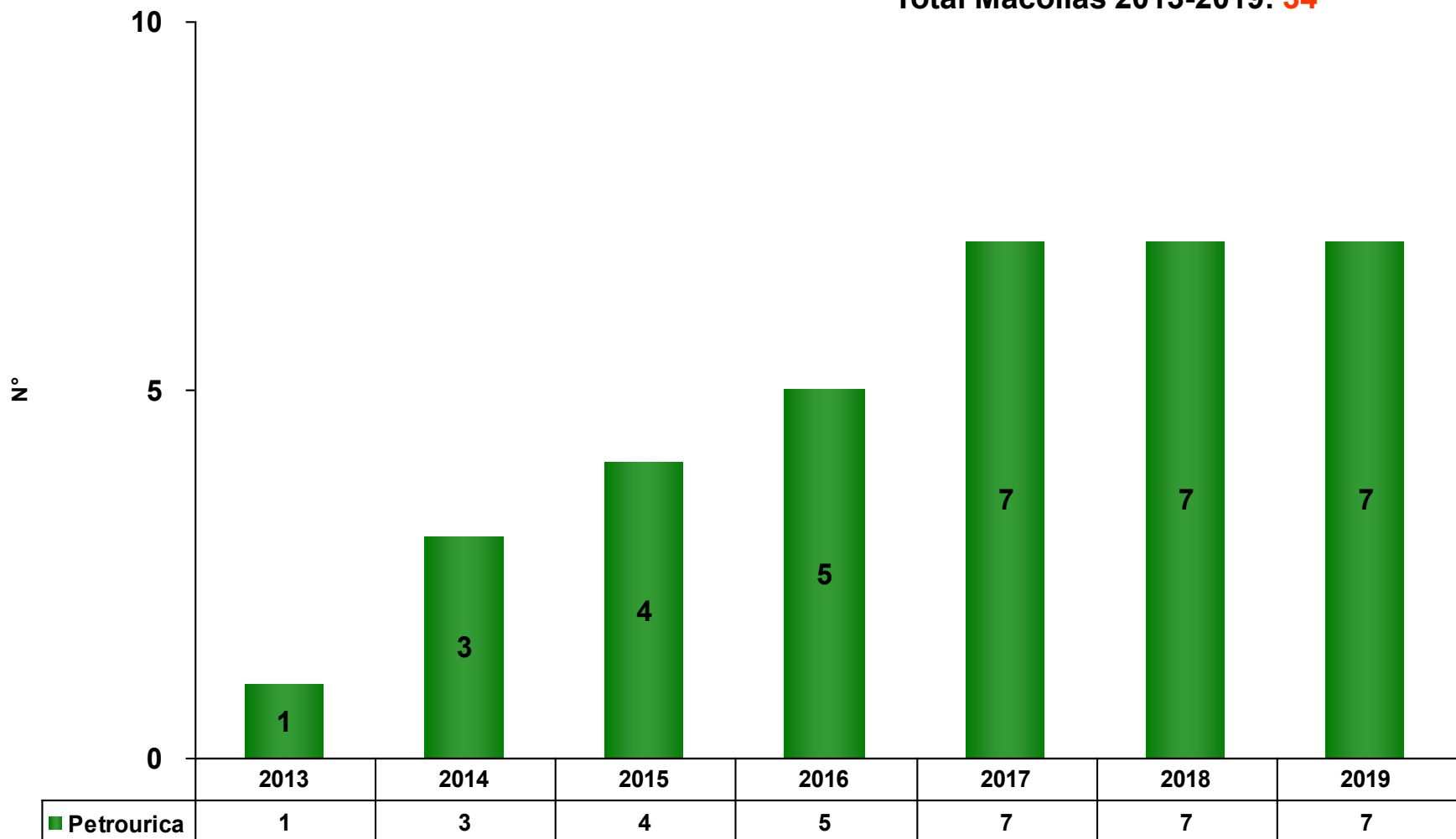


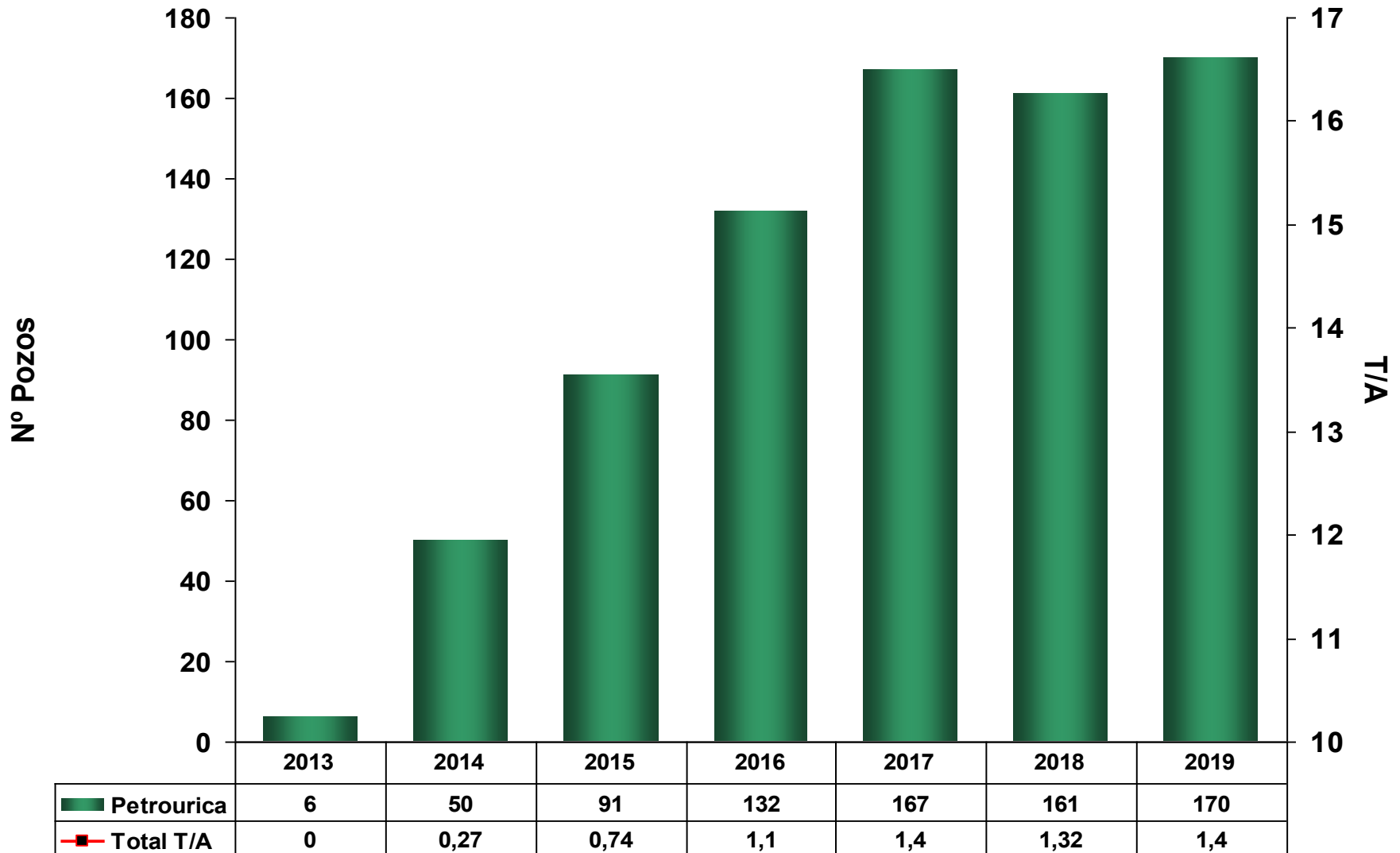


Perforación	Costo (MM\$)		
	Fijos	Variables	Total
<b>Perf. y Complet.</b>	1,0	3,8	4,8
<b>Localizaciones</b>	0,9		0,9
<b>OCEMI</b>	0,6		0,6
	<b>2,5</b>	<b>3,8</b>	<b>6,3</b>

<b>% Costos Perf</b>	<b>39,2</b>	<b>60,8</b>
----------------------	-------------	-------------

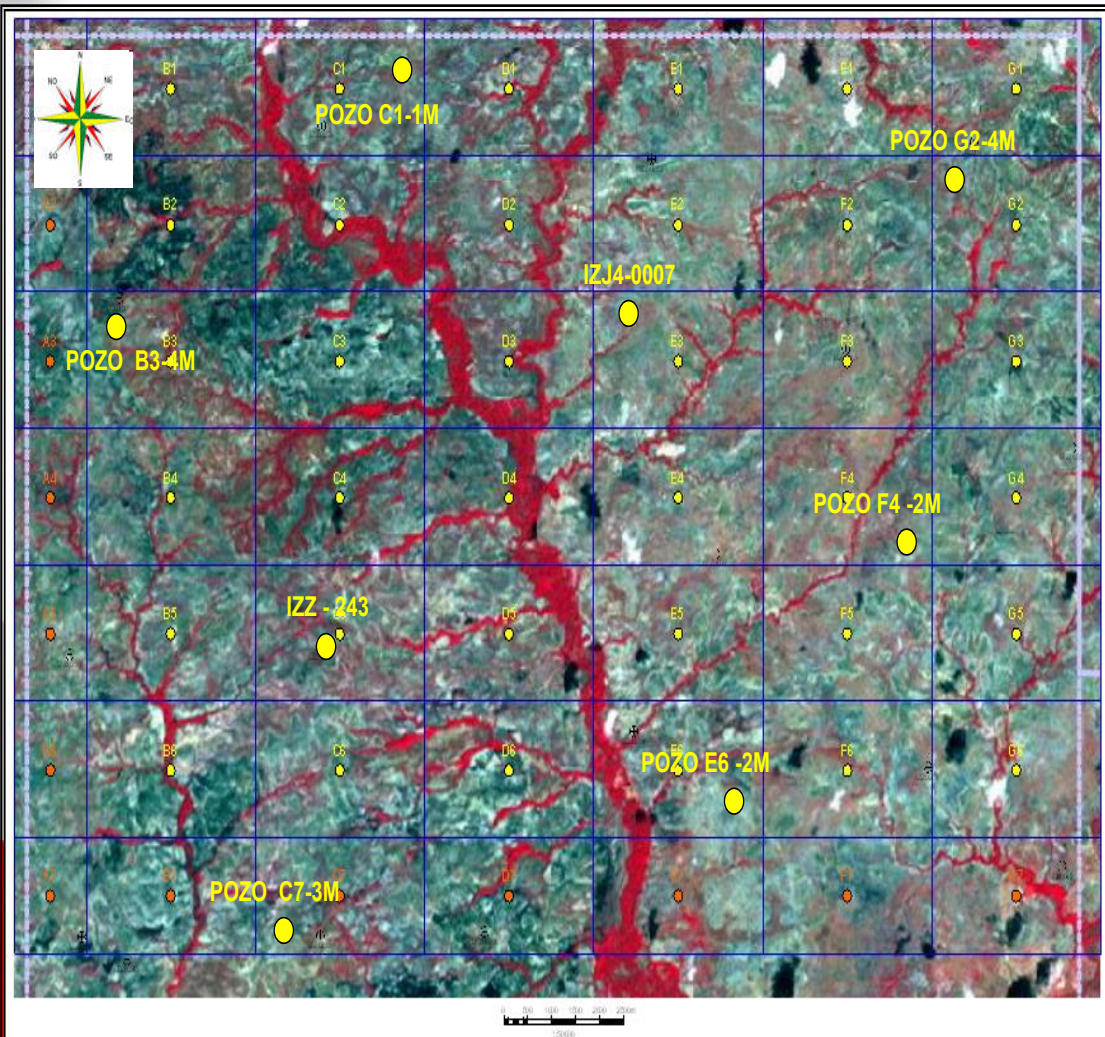
Total Macollas 2013-2019: **34**





Servicios BCP

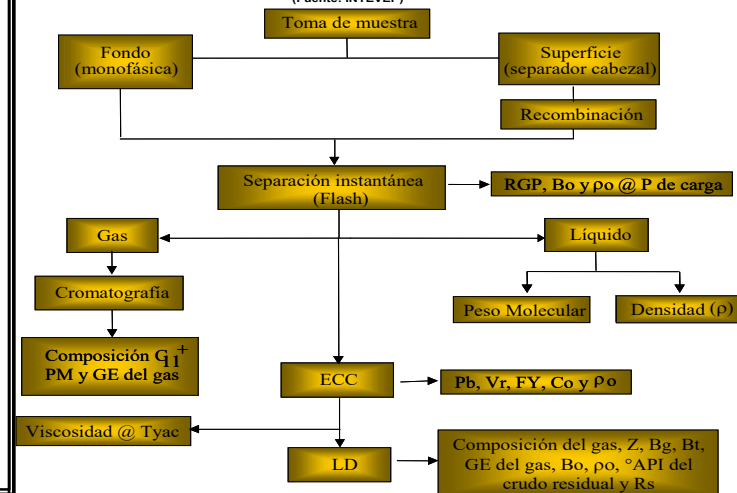
# PETROURICA



Cronograma de Toma de Muestras PVT		
Pozo	Estatus	Fecha estimada Toma PVT
IZJ4-0007	Perforado	Sep-13
IZZ-243	Perforado	Nov-13
G2-4M	Por perforar	Abr-14
F4-2M	Por perforar	Mar-14
E6-2M	Por perforar	May-14
C7-3M	Por perforar	Feb-15
B3-4M	Por perforar	Nov-15
C1- 1M	Por perforar	Mar-16

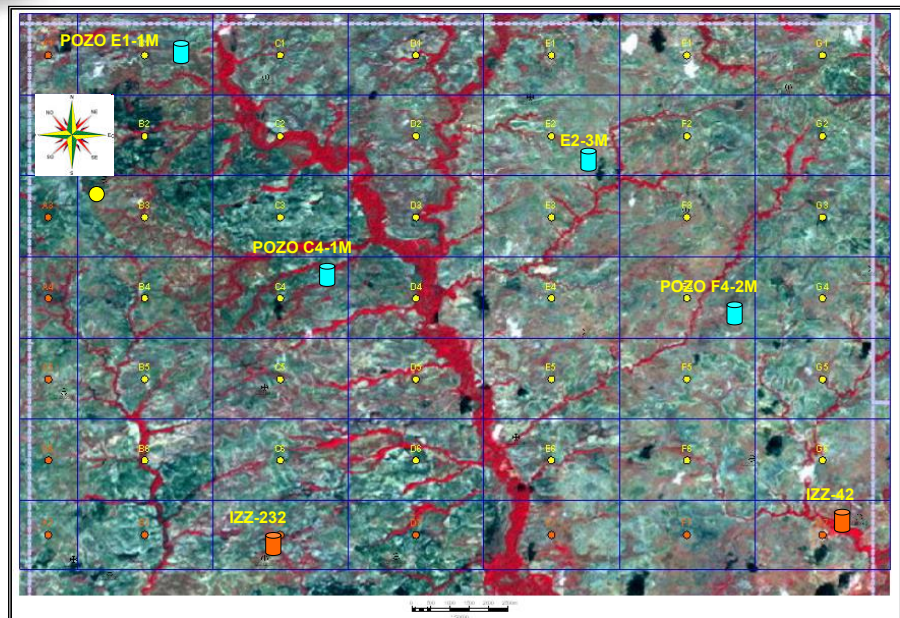
## Estructura del Análisis

(Fuente: INTEVEP)

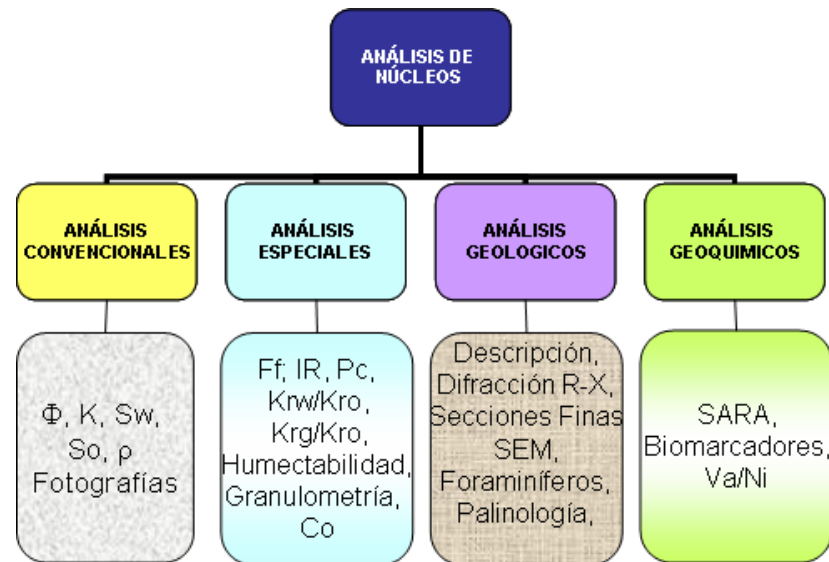




## POZOS ESTRATIGRÁFICOS CON NÚCLEOS



PETROURICA



POZO	INTERVALOS PIES CORTADOS	TOTAL	PIES RECUPERADOS	% RECUPERACIÓN
IZZ-232	970'-1308'	338'	280'	83 %
IZZ-42	852'-1272'	554'	343'	62%

Pozo	Fecha estimada de Toma
E2-3M	MAY-14
F4-2M	MAR-14
C4-1M	JUL-15
E1-1M	AGO-15

# PETROURICA

DISTRIBUCIÓN DE CORTE DE NÚCLEOS					
Pozo	Formación	Longitud aproximada Núcleo (Pies)	Tope	Base	Longitud de Núcleo por pozo (Pies)
C4-1M	Basales	230'	1070'	1300'	780'
	Oligoceno	90'	1150'	1240''	
		160'	1240'	1400'	
	Paleozoico	50'	3500''	3550'	
		40'	3640'	3680'	
		40'	4020'	4060''	
		70'	4110'	4180'	
		100'	4200'	4300'	
E2-3M	Basales	70'	1210'	1280'	310'
	Oligoceno	240'	1320'	1560'	
E2-3M	Basales	210'	970'	1180'	570'
	Oligoceno	210'	1190''	1400'	
	Cretacico	100'	1450'	1550'	
		50'	1600'	1650'	
E2-3M	Mioceno Temprano	70'	880'	950'	450'
	Basales	80	1250	1330	
	Oligoceno	300'	1350	1650'	
Total		2110'			

*Estatus de actividades para la implementación de prácticas enfocadas a la recuperación mejorada de Hidrocarburos.*

## Delineación detallada de los yacimientos

**Estática**



**Dinámica**

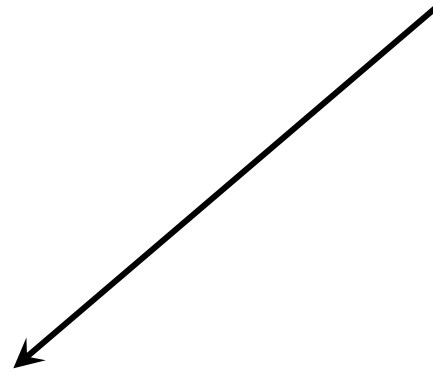
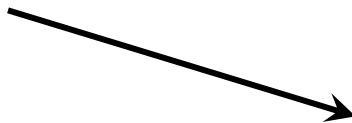
Perforación de Pozos  
Estratigráficos

Adquisición de  
sísmica 3D 3C

Toma y Análisis de  
Muestras PVT

Pruebas de  
producción

Análisis  
convencionales y  
especiales para  
muestras de núcleo

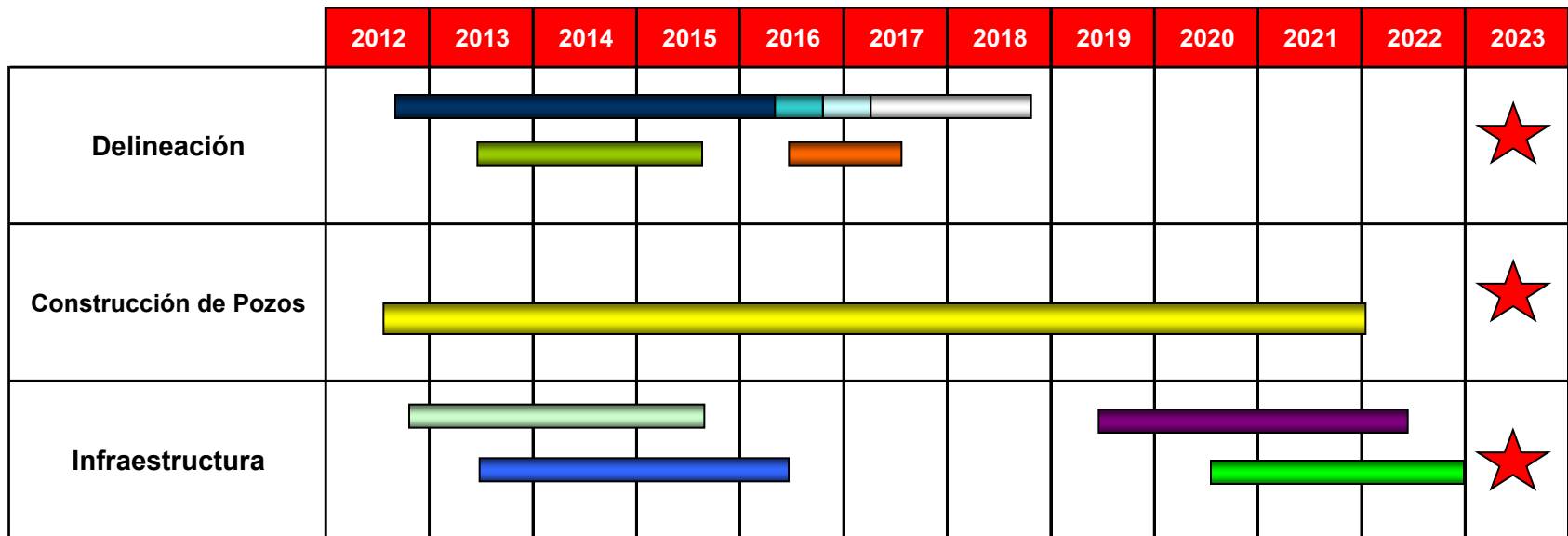


Modelaje Integrado de yacimientos



Realización de Pruebas Pilotos

## Cronograma de Ejecución Proyectos de Recuperación Mejorada



**Construcción Modelos Estático Dinámico**

**Diseño Prueba Piloto**

**configuración térmica: construcción, arreglos en yacimiento**

**Procura de materiales para construcción de facilidades en caliente, prueba piloto**

**Construcción Facilidades producción en caliente**

**Análisis especiales de núcleo, pruebas PVT.**

**Implantación y evaluación Pruebas Piloto**

**Ingeniería CPF facilidades producción en caliente**

**Procura de materiales para construcción de facilidades en caliente, masificación**

**Masificación**

**Construcción Modelos Estático Dinámico**

**Pruebas Experimentales**

## ***PROYECTOS EMBLEMÁTICOS***

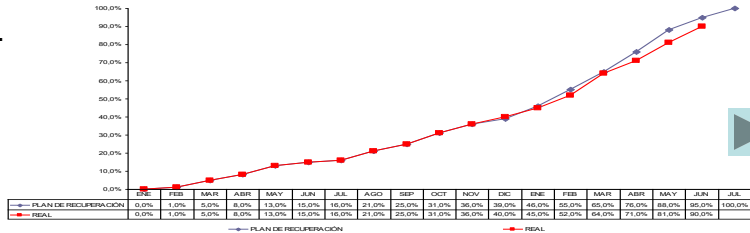
## Objetivo:

Construcción de un centro de procesamiento de fluido (CPF), macollas y sistemas de recolección de crudo y distribución de diluyente, requeridas para la producción, tratamiento, almacenamiento y exportación de 400 MBD EHCO y el gas asociado.

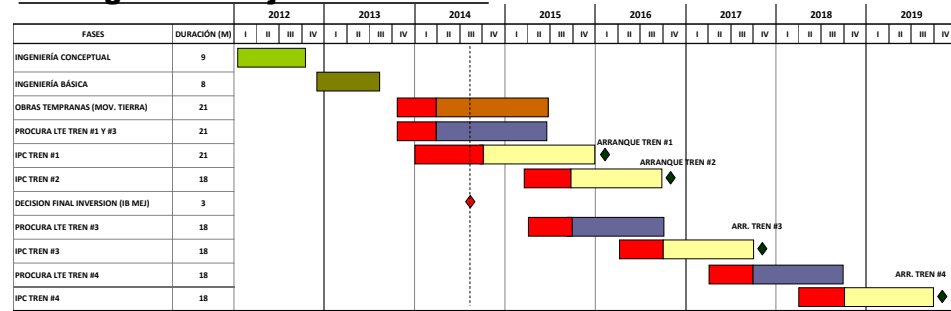
## Alcance:

El alcance del proyecto contempla el Centro de Procesamiento de Fluidos, redes de recolección de producción y distribución de diluyente, macollas, sistema de telecomunicaciones, distribución de energía, tratamiento del gas asociado para entrega a la red nacional, y tratamiento y disposición (inyección) del agua de formación. Actualmente se ejecuta en secuencia continua las ingenierías conceptual y básica.

## Avance Físico de la Ingeniería Conceptual y Básica:

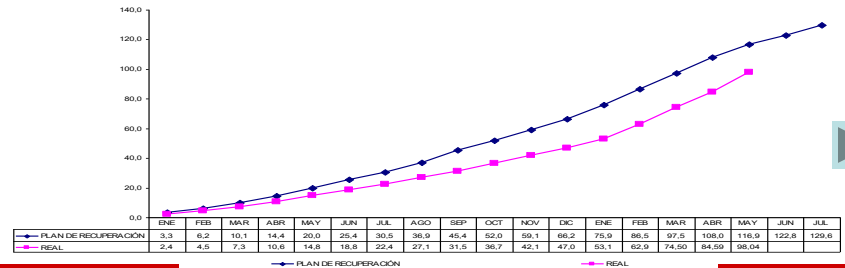


## Cronograma de Ejecución Física:



**Costo Total del Proyecto (CPF + 24 Macollas): 3.740 MM\$**

## Avance Financiero de la Ingeniería Conceptual y Básica:



**Responsable:** Luis Navarro / 0416-5861859

## Estatus del Proyecto:

**Estado de la Ingeniería:** Avance a Junio de 92%. Se confirma culminación en Julio y entrega del paquete en Agosto.

**Estado de la Procura:** N/A para esta etapa.

**Estado de la Contratación:** Contrato de Ingeniería en ejecución. Se ejecuta por consultora canadiense SNC Lavalin y venezolana Y&V.

**Estado de Permiso:** Por tramitar una vez se culmine el EIASC, el cual se encuentra en contratación por parte de la consultora.

**Estado de la Construcción:** N/A para esta etapa.

## Observaciones:

- Se inicio el estudio RAM (confiabilidad) el 11/06/2013
- Se llevo acabo el estudio LOPA desde 02/05/2013 al 10/05/2013.
- Culminado estudio de constructibilidad logistica.
- Se confirma la culminación de actividades de ingeniería en Julio y se espera recepción del paquete de ingeniería en Agosto.
- En estima presentar en Septiembre el diseño para la revisión, comentarios o aprobación del Socio B.
- Se prevé presentar a JD estrategia de contratos obras tempranas, procura LTE y paquetes de contratos IPC, para inicio ejecución en 2014.

## Objetivo:

Construcción de un mejorador de crudo para recibir 200MBD de EHCO de 8,4° API para producir aproximadamente 183 MBD de UCO de 42 °API, de los cuales 73 MBD se mezclaran con otros 200 MBD EHCO para producir 273 MBD de DCOM 16° API, restando 110 MBD UCO para su venta separada.

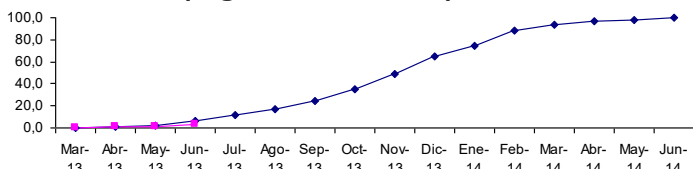
**Alcance del Proyecto:** Desarrollar la Ingeniería Básica, de Detalle, la Procura y Construcción del Mejorador de Petrourica.

**Fase de delineación:** Desarrollar la Ingeniería Conceptual y Básica del Mejorador

**Fase de implantación:** Ejecutar la Ingeniería de detalles, procura, construcción y arranque del Mejorador.

**Fecha inicio (Ingeniería Básica): 25/03/2013**

## Avance Físico (Ingeniería Básica):



	Mar-13	Abr-13	May-13	Jun-13	Jul-13	Ago-13	Sep-13	Oct-13	Nov-13	Dic-13	Ene-14	Feb-14	Mar-14	Abr-14	May-14	Jun-14
Plan	0,0	1,2	2,0	6,0	11,3	16,5	24,6	34,7	48,7	64,9	74,8	88,2	93,7	97,2	97,7	100,0
Real	0	0,6	1,2	3,7												

## Estatus del Proyecto:

**Estado de la Ingeniería:** Conceptual:100%, Básica: Iniciada (25-03-2013) en progreso y ejecución por parte de HQCEC + Technip + PDVSA IC. Duración:15 meses. Avance global de Ingeniería Básica: 3,7 % al cierre del mes de Junio.

**Estado de la Procura:** 0%.

**Estado de la Contratación:** En ejecución contrato de Ingeniería Básica. En de presentación ante la comisión central para la contratación de Foster Wheeler (Licenciante de la unidad DCU). En revisión y comentarios del Pliego de contratación para Axens (Licenciante de la unidad HCK).

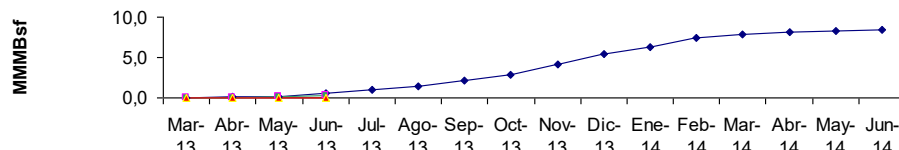
## Cronograma de Ejecución Físico:

FASES	MESES	2013				2014				2015				2016				2017				2018			
		I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV
INGENIERÍA BÁSICA	15	█																							
PROCURA LTE	30					█				█				█											
MOVIMIENTO TIERRA	18					█				█				█											
IPC	36					█				█				█				█				█			
ARRANQUE	6																					█			

PROCESOS DE CONTRATACION

Costo Total del Proyecto : 6.756 MM\$

## CURVA DE AVANCE FINANCIERO



	Mar-13	Abr-13	May-13	Jun-13	Jul-13	Ago-13	Sep-13	Oct-13	Nov-13	Dic-13	Ene-14	Feb-14	Mar-14	Abr-14	May-14	Jun-14
Plan	0,0	0,1	0,2	0,5	1,0	1,4	2,1	2,9	4,1	5,5	6,3	7,4	7,9	8,2	8,2	8,4
Real	0,0	0,1	0,1	0,3												
Pagados	0	0	0	0												

**Responsable:** Tian Shengjun (Gte. CNPC) / Víctor Padrón (Gte. Mej. PDVSA) / Luis Navarro (Gte. del Proyecto Integrado)

**Observaciones:** Aún no se cuenta con información suficiente para determinar la ubicación definitiva de los seis (3) mejoradores que conforman el macroproyecto de JUNIN. Tentativamente se maneja el área de Falconero, pues cuenta con suficiente espacio físico y no hay poblaciones tan cercanas.

**Proyecto:** Mejorador Petrourica**Aspectos claves para el éxito :****Recursos Humanos:**

Acelerar el proceso de ingreso del talento humano requerido por la Gcia. de Ingeniería del Mejorador.

Contar con equipo de QA/QC para la fase de ingeniería básica, mediante la incorporación consultoras de ingeniería.

Conformar un fuerte equipo de gerencia del proyecto (PMT) para la fase IPC, mediante consultoría contratada de gestión de proyectos (PMC).

**Ingeniería y Contrataciones:**

Intercambio de modelos de contratos de ingeniería con las otras Empresas Mixtas, que lleven adelantado el proceso de contratación de la Ingeniería Básica.

**Procura:**

Contemplar estrategias de ejecución para acelerar los paquetes de procura de los equipos LTE y contar con la aprobación para el inicio en forma temprana de los procesos de adjudicación de órdenes de compra.

**Logística:**

Prever la disposición de espacio y equipos para el ingreso de nuevos trabajadores.

**Financieros:**

Mantener aportes de capital y lograr financiamiento. Aprobación de la estrategia para la fase IPC.

**Estatus actual:**

Se presentó ante la Comisión Central de Contrataciones de la FPO el proceso "INGENIERIA BÁSICA DE LAS UNIDADES DE HIDROTRATAMIENTO, HIDROCRAQUEO Y ESPECIFICACIONES TECNICAS DE LA UNIDAD DE RECUPERACION DE HIDROGENO DEL MEJORADOR DE CRUDO DE PETROURICA", el día 09-07-13, en la ciudad de Puerto Ordaz.

Se elaboró la presentación, punto de agenda y el resumen ejecutivo ante la Junta directiva de CVP, sobre el proceso: "INGENIERIA BÁSICA DE LAS UNIDADES DE HIDROTRATAMIENTO, HIDROCRAQUEO Y ESPECIFICACIONES TECNICAS DE LA UNIDAD DE RECUPERACION DE HIDROGENO DEL MEJORADOR DE CRUDO DE PETROURICA"

Aprobación, de la solicitud de Cambio de Alcance:

- Diseño básico para las Unidades Torre de enfriamiento, Regeneración de Aminas y Despojadora de Aguas Agrias.

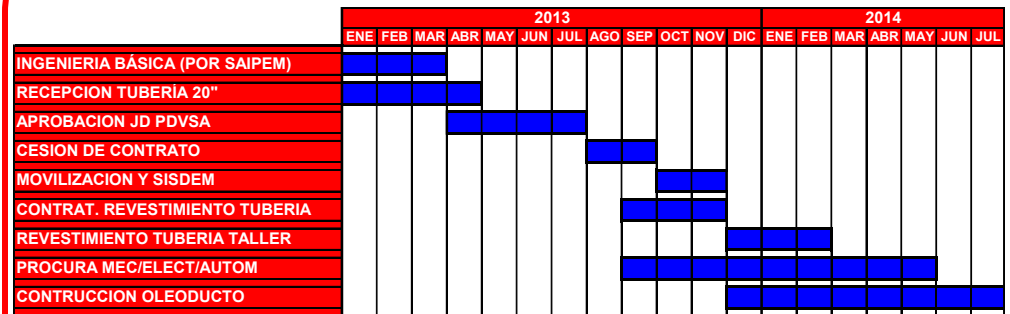
- Elaboración de ordenes de solicitud de personal y especificaciones del contrato de servicios profesionales de QA/QC, para completar el personal requerido en el equipo de trabajo Petrourica, con personal internacional (Roma) de la empresa APS.

## Objetivo:

Construir el sistema de oleoducto de 36" y diluenducto de 20" para transportar la producción temprana de 100 MBD de Petrourica.

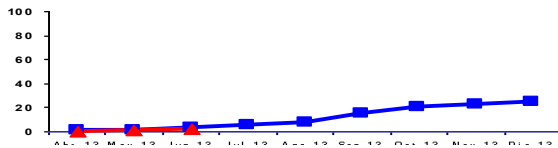
**Alcance del Proyecto:** Construcción de una línea aproximadamente de 32 Km. de 36" para crudo diluido que se conectara desde las facilidades tempranas de 30 MBD en Petrourica hasta la estación de válvula IS2 en el Bloque Junin 5 de Petrojunin, y posteriormente desde el CPF para transportar 100 MBD del primer tren de producción ún el plan de negocios Igualmente la instalación de 32 Km de tubería de 20" para transportar Diluyente hacia Petrourica.

## Cronograma de Ejecución Físico:

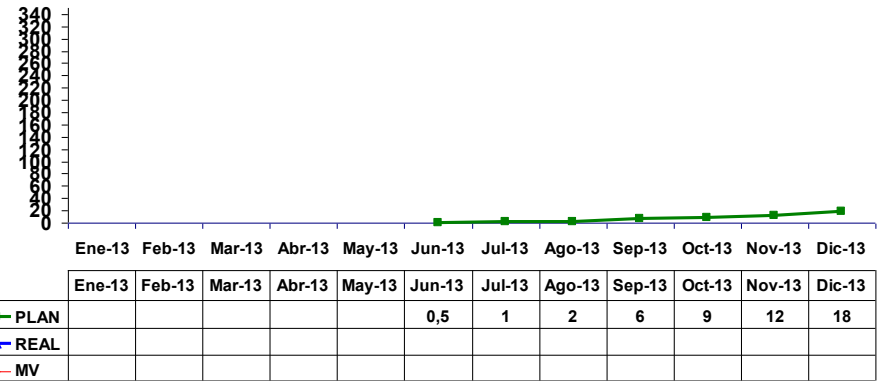


Costo Total del Proyecto : 110.2 MM\$

## Avance Físico (Ingeniería Básica):



	A	M	J	J	A	S	O	N	D	i				
PLAN	1	2	3	5	8	15	20	23	25					
REAL	1	1	2											
MV														



## Estatus del Proyecto:

**Ingeniería básica:** 100%. Durante la fase IPC se realizará ingeniería de detalle para convertir algunos tramos de aérea a enterrada.

**Estado de la Procura:** 100% tubería recibida. Tubería 20" procura propia de Petrourica. Tubería 36" disponible por PDVSA Industrial. Se requiere iniciar procura para válvulas, accesorios mecánicos, y sistemas de electricidad e instrumentación.

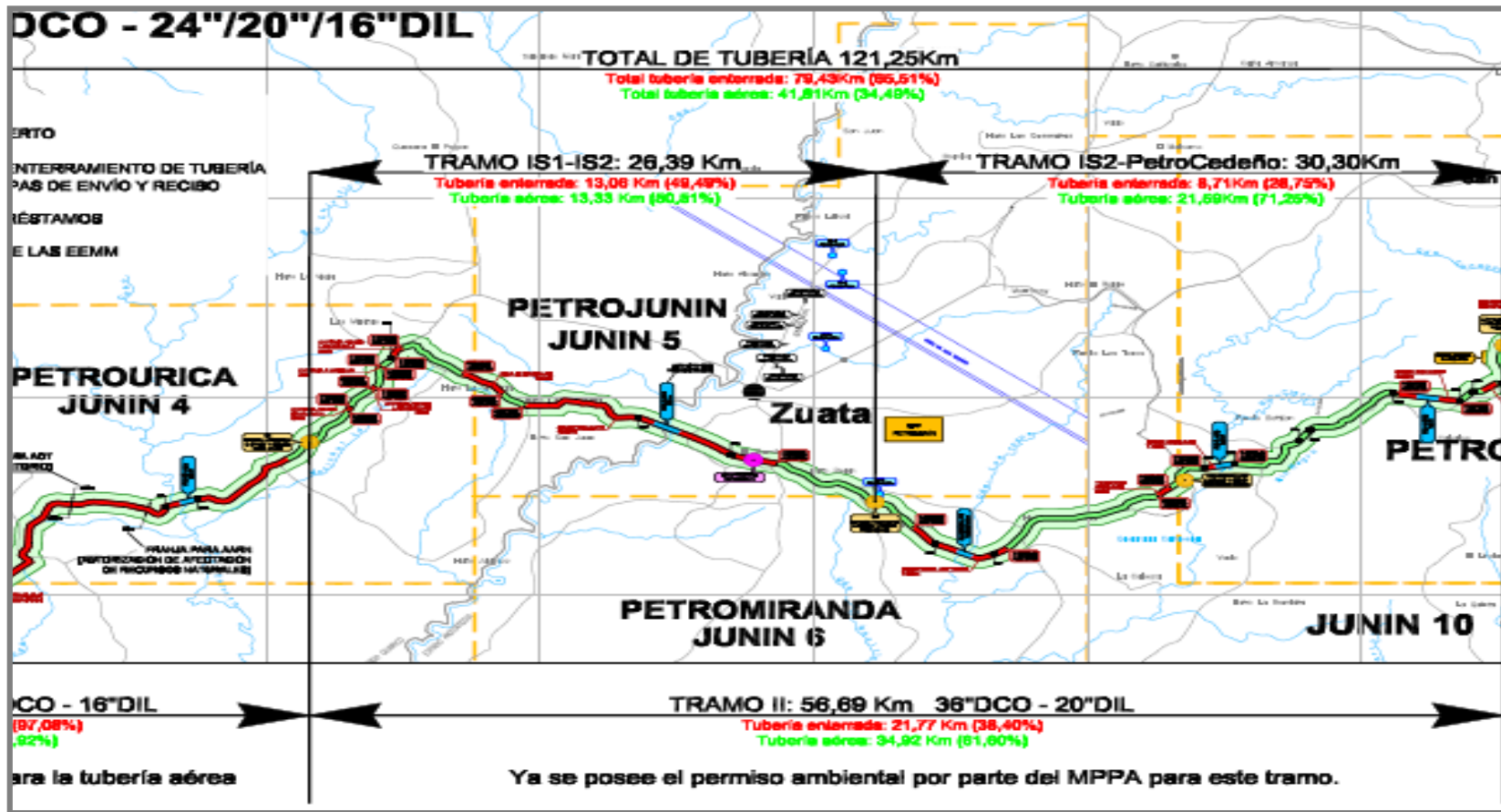
**Estado de la Contratación:** Adjudicado contrato de construcción a empresa CONVECA por Petrojunin. Petrojunin realizará cesión parcial del contrato a Petrourica. Se requiere iniciar contrato de revestimiento de tuberías.

**Responsable:** Luis Navarro / 0416-5861859

## Observaciones:

Solicitud de cesión parcial para el contrato de conveca enviada a Petrojunin  
Cesión de tramo de 27,61 km entre tubería aérea y subterránea  
Se estima culminar el oleoducto y diluenducto en agosto del 2014

## Construcción de Oleoducto / Diluenducto de 36" y 20"



### Comentarios:

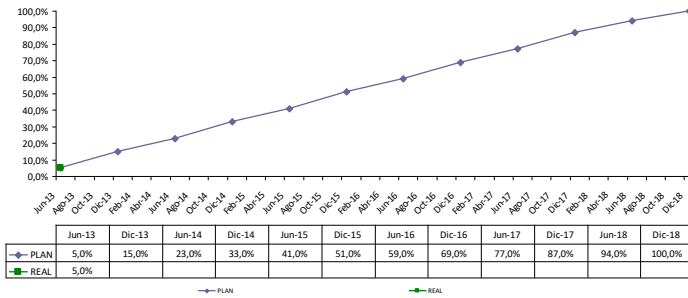
- Solicitud de cesión parcial para el contrato de conveca enviada a Petrojunín
- Cesión de tramo de 27,61 km entre tubería aérea Y subterránea
- Se someterá cesión ante CCCFPO
- Se estima que el oleoducto y diluenducto este para Septiembre del 2014.

## Objetivo:

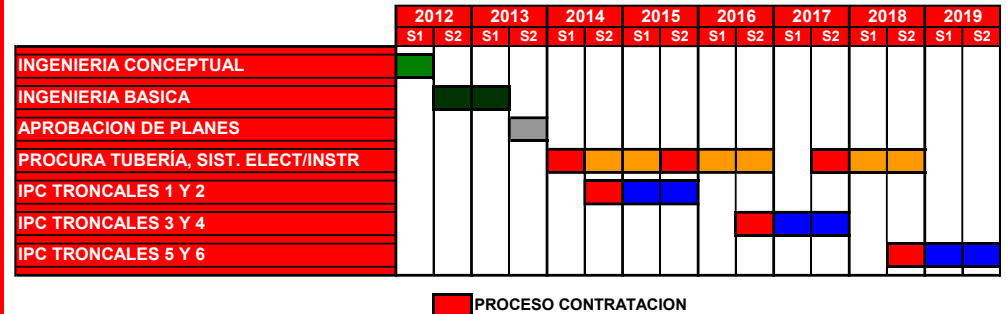
Construir las troncales de oleoductos de recolección de la producción multifásica de DCO y los de distribución de diluentes desde y hacia las áreas de macollas de acuerdo al programa de desarrollo de estas, para la producción temprana y permanente.

**Alcance del Proyecto:** construcción de 91 km de oleoducto para DCO y misma cantidad para diluyente, en tubería enterrada en diámetros de 20" – 36" para el DCO y 10" – 24" para diluyente, incluyendo estaciones de válvulas motorizadas – automáticas, y pases de ríos con perforación direccional.

## Avance Físico:

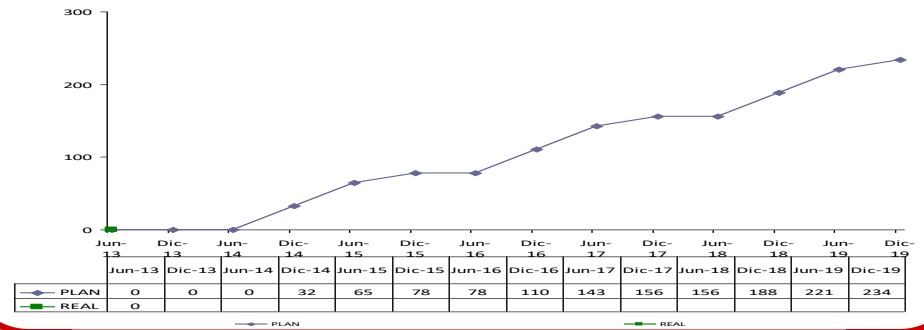


## Cronograma de Ejecución Físico:



Costo Total del Proyecto : 233,8 MM\$

## Avance Financiero:



## Estatus del Proyecto:

**Ingeniería básica:** 100% por SNC-LAVALIN. Se irán realizando las ingenierías, dos troncales bianuales hasta llegar a seis troncales totales que necesita el campo en 2019, de acuerdo a un plan de desarrollo de las áreas de macollas.

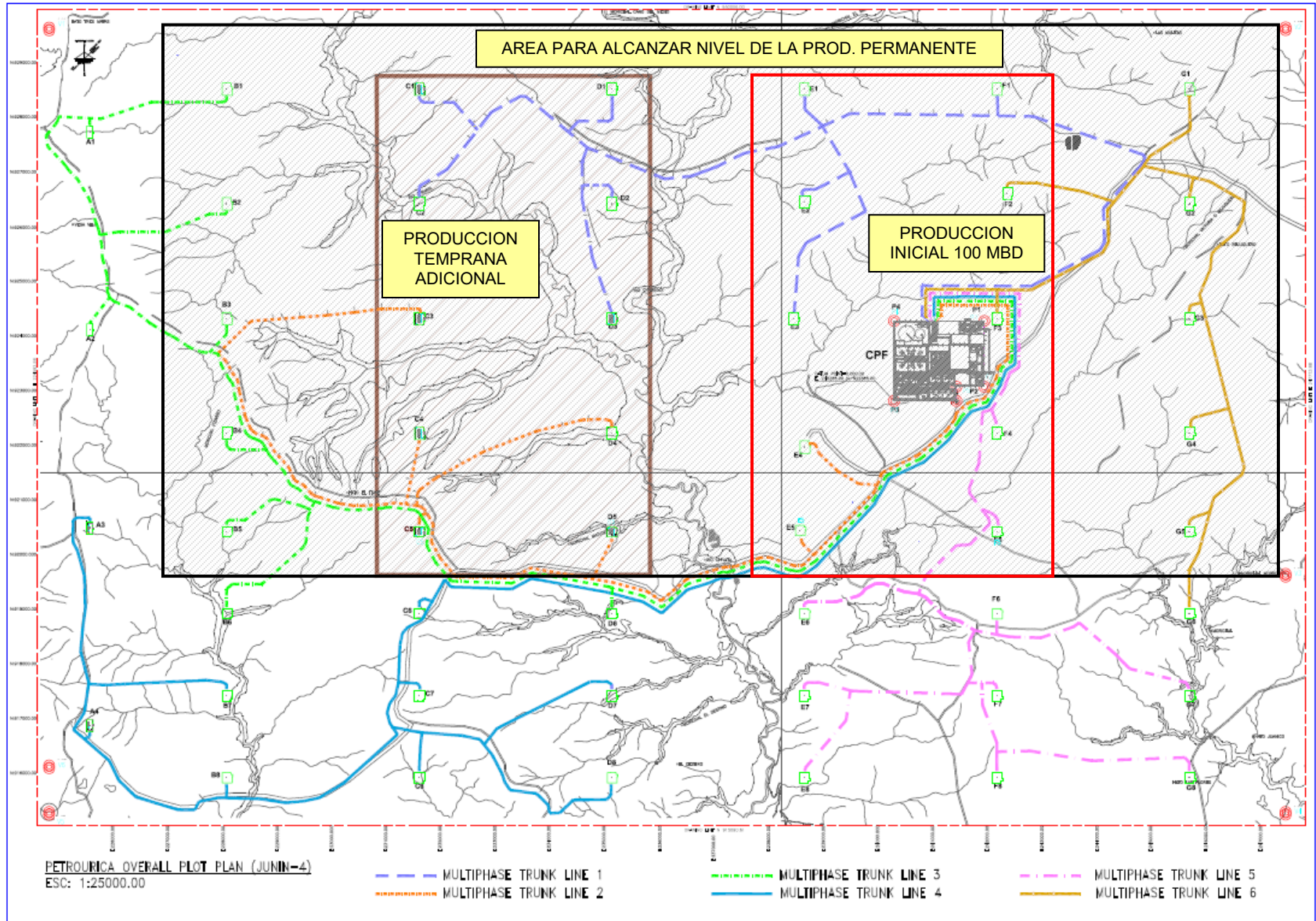
**Estado de la Procura:** Por iniciar proceso procura para primeras dos troncales a finales de 2013.

**Estado de la Contratación:** Plan para iniciar en 2014 la contratación del IPC de las primeras dos troncales.

**Responsable:** Luis Navarro / 0416-5861859

## Observaciones:

- Las troncales 1/2 (2015) y 3/4 (2017) son para un programa de 32 macollas, acorde al plan de negocios, para alcanzar el nivel de la producción permanente. Las troncales 5 y 6 (2019) son para el programa de sostenimiento de la producción en frío. Si se requieren mayor (o menor) cantidad de macollas para alcanzar el nivel de la producción permanente, se hará el ajuste correspondiente (atrasar la troncal 4 o adelantar la 5), cuando se tenga el nivel de definición por Yacimientos.



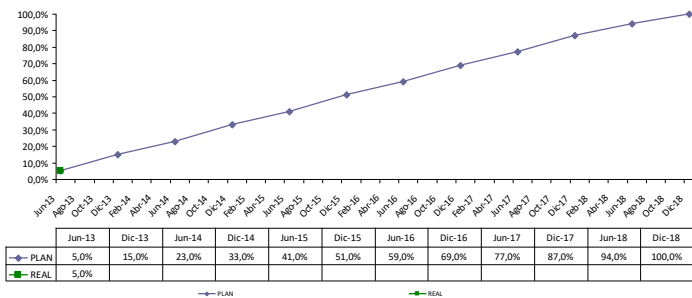
**NOTA:** SE AJUSTARAN LAS AREAS Y MACOLLAS SEGÚN PLANES A ACTUALIZAR POR YACIMIENTOS ANUALMENTE

## Objetivo:

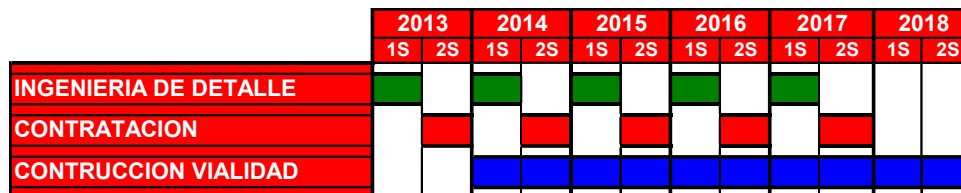
Construir toda la vialidad interna principal (ejes) para apoyar el desarrollo del campo de acuerdo al Plan de Desarrollo y las operaciones de la producción Temprana y Permanente.

**Alcance del Proyecto:** El diseño realizado para el campo Junin 4 establece que se requieren 196 km de vialidad interna de los cuales 91 km representan ejes de acceso a las subáreas y el resto representan los accesos individuales de cada macolla. El alcance del proyecto se refiere a la construcción de los ejes viales. El reacondicionamiento de la vía nacional desde Zuata al Junin 4 como tal es alcance de otro proyecto.

## Avance Físico:

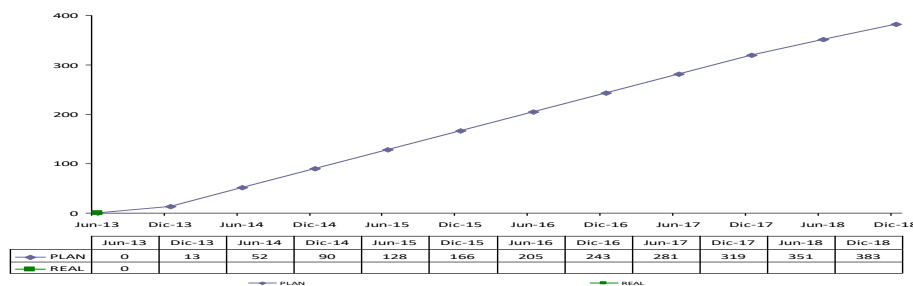


## Cronograma de Ejecución Físico:



Costo Total del Proyecto : 382,5 MMBs

## Avance Financiero:



## Estatus del Proyecto:

**Ingeniería básica:** 100% por SNC-LAVALIN. Se irán realizando las ingenierías de detalle por tramo y eje cada año de acuerdo a un plan de desarrollo de las áreas de macollas.

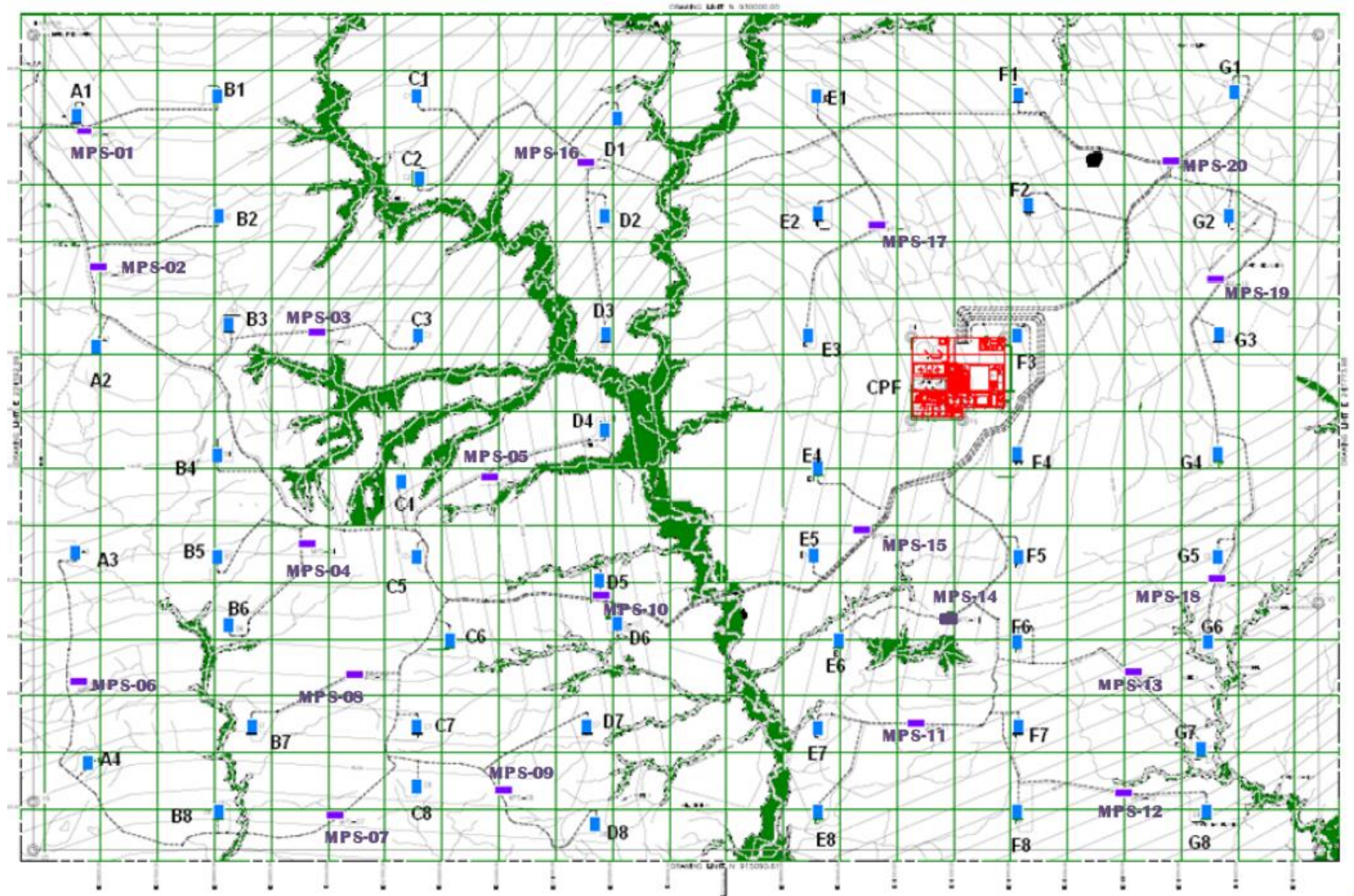
**Estado de la Procura:** No aplica.

**Estado de la Contratación:** Contrato empresa PyP (2013) en 30% de ejecución. Se sometió inicio de contrato para 35 km a la Junta Directiva de Petrourica, consolidado con 50km de reacondicionamiento de vialidad nacional de acceso.

**Responsable:** Luis Navarro / 0416-5861859

## Observaciones:

- Proyecto tipo programa anual, según el programa de desarrollo de macolla para la creación de potencial.
- Promover y lograr la instalación de una planta de asfalto en el área contribuiría significativamente a reducir los costos y tiempos de ejecución significativamente, así como facilitaría la colocación de asfalto con calidad, ahorrando también costos a futuro al tener una vida útil más prolongada.



### Objetivo:

Construir los puentes asociados a toda la vialidad interna principal (ejes) para apoyar el desarrollo del campo de acuerdo al Plan de Desarrollo y las operaciones de la producción Temprana y Permanente.

**Alcance del Proyecto:** Construcción de cinco puentes, Río Chivata, Río Pizarro, Río Chivatita, Morichal la Victoria, y CPF Norte, para un total aproximado de 160 metros lineales de tableros de rodamiento.

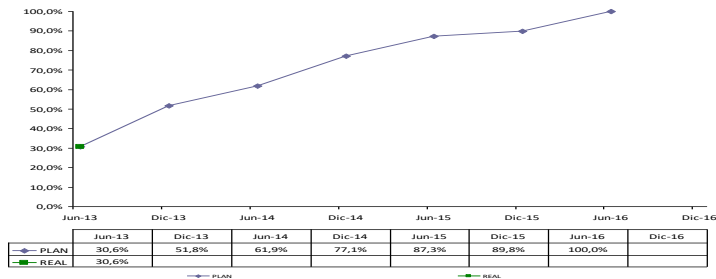
### Cronograma de Ejecución Físico:

	2013		2014		2015		2016	
	S1	S2	S1	S2	S1	S2	S1	S2
CONSTRUCCION CHIVATA Y PIZARRO	█	█						
VISUALIZACION CHIVATICA, VICTORIA, CPF NORTE	█							
INGENIERIA CHIVATICA Y VICTORIA		█						
CONSTRUCCION CHIVATICA Y VICTORIA			█	█	█			
INGENIERIA CPF NORTE				█				
CONSTRUCCION CPF NORTE						█	█	

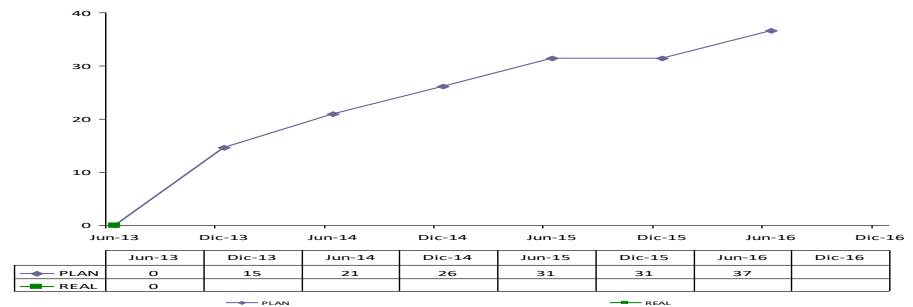
█ PROCESO CONTRATACION

Costo Total del Proyecto : 230,4 MMBs

### Avance Físico:



### Avance Financiero:



### Estatus del Proyecto:

**Ingeniería básica y de detalle:** Se irán realizando las ingenierías de acuerdo al cronograma anexo en esta ficha..

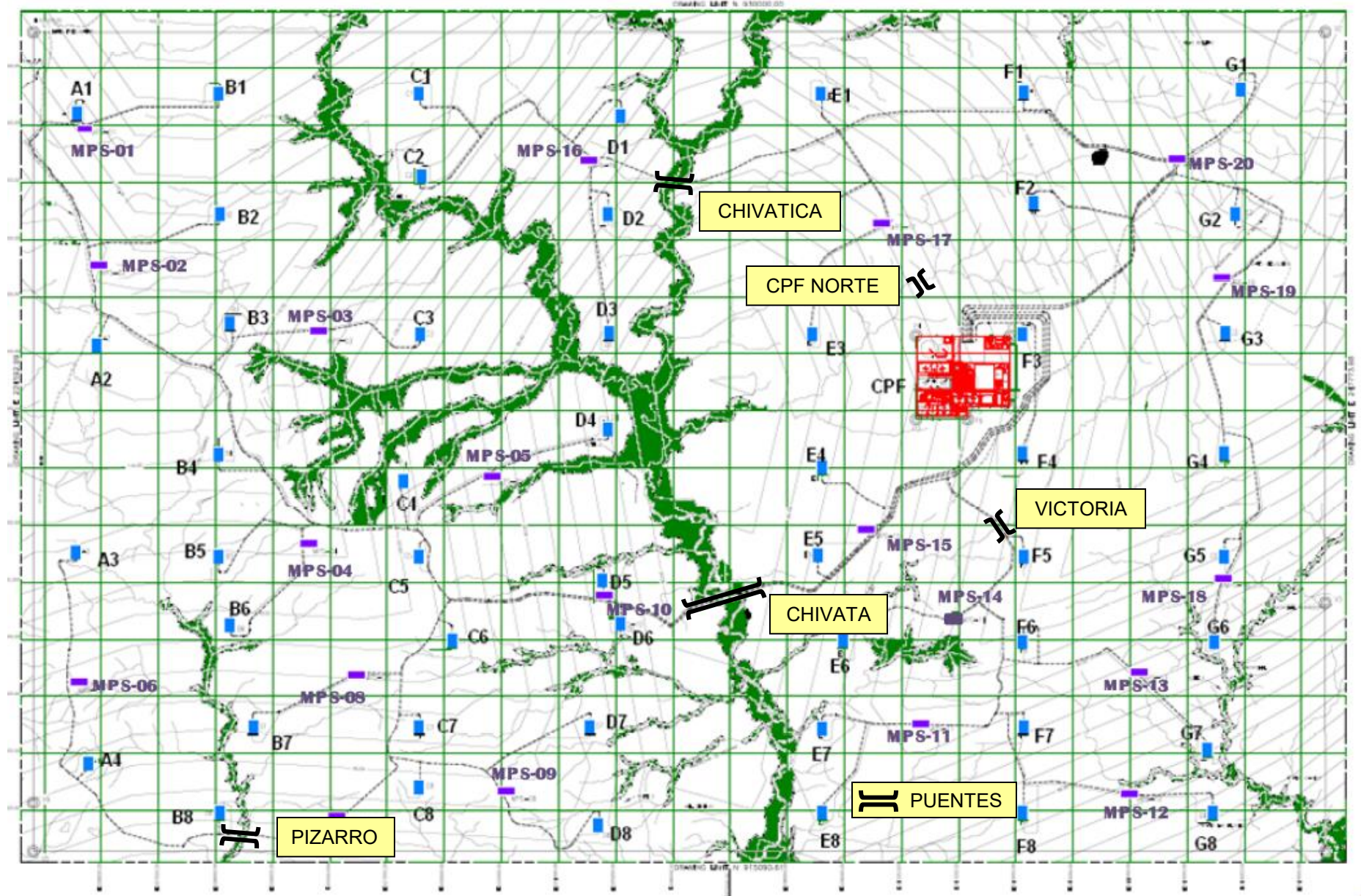
**Estado de la Procura:** No aplica. Materiales estructurales por el contratista.

**Estado de la Contratación:** En ejecución fabricación y construcción de puentes Río Chivata y Río Pizarro por CONVECA. Contratación para Río Chivatita y Morichal Victoria, plan es iniciar proceso en 1er trimestre 2014..

**Responsable:** Luis Navarro / 0416-5861859

### Observaciones:

Contrato Río Chivata y Pizarro es tipo contrato marco homologado Junin, con partidas tipo para la parte de la subestructura de apoyo y longitud total del tablero de rodamiento. Se está realizando la adaptación del diseño de la subestructura y longitud del tablero de rodamiento a las condiciones particulares de hidrología y geotecnia del punto de cruce de los mencionados rios. Se requerirá cambio de cantidades y alcance.

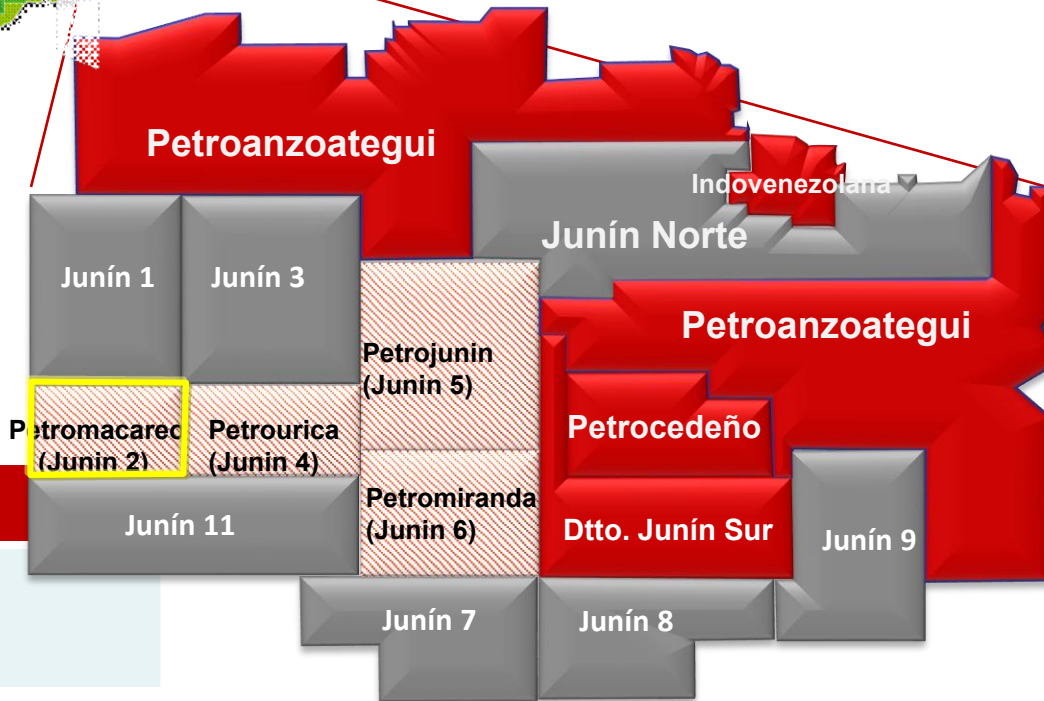




# Petromacareo



Producción de Crudo Prom. Jul'13 **0,2 MBD**



## EXTENSIÓN TERRITORIAL

- ❖ Extensión: 247.7 Km<sup>2</sup>
- ❖ Estados: 1 (Guárico)

## RECURSOS ENERGETICOS

- ❖ Campos: 1
- ❖ Yacimientos: 4
- ❖ Pozos: 2

## FACTOR DE RECOBRO

- ❖ Primario: 7%
- ❖ Secundario: 16%
- ❖ Actual: 0%

## INSTALACIONES

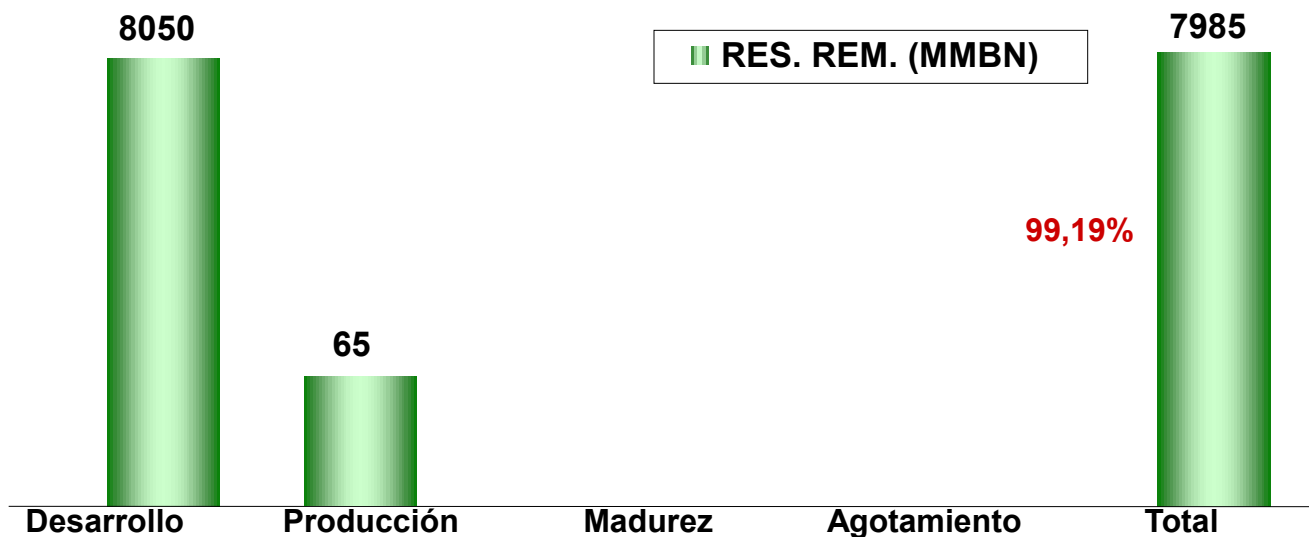
- ❖ Oleoductos (Km.): 0
- ❖ Gasoductos (Km.): 0
- ❖ N° Est. de Producción: 0
- ❖ Plantas Compresoras: 0
- ❖ Plantas de Agua: 0

## Reservas

- ❖ POES: 35,1 MMMBN
- ❖ Res. de Petróleo: 8,1 MMMBN
- ❖ Res. de Gas: 611 MMPCN

## PREMISAS PSP 2013-2019 PETROMACAREO

- Estudios de Yacimientos (Pozos Estratigráficos, PVT, Núcleos), 2014.
- Construcción vía Santa María de Ipire-Bloque2, 80 Km., 2014
- Alquiler/Compra Estación de Flujo de 30 MBl. (2014-2015)
- Tubería Petrourica- Petrojunin-Petrocedeño, 2014.
- Tubería de 16" (DCO) y 10"(Nafta) Petromacareo-Petrourica, 2014.
- Proyectos Pilotos Térmicos y otras tecnologías, 2017.
- Construcción CPF (2016).
- Construcción tubería de 36", 2016.
- Construcción 31 Macollas 2014-2019.
- Perforación por pozos 41 días (2014) y 21,5 días (2015-2019)., PSPSA.
- 05 días de conexión por pozos.
- Potencial Inicial: Oligoceno 570 BND y Mioceno (Basales) 400 BND.
- Declinación 20% anual.
- 2013 y 2014 solo perforar Oligoceno
- 2015-2019, Perforar 50/50 Oligoceno/Mioceno
- Completación de pozos con taladro de perforación.
- Disponibilidad de taladros Modulares máximo en 12 en 2015.

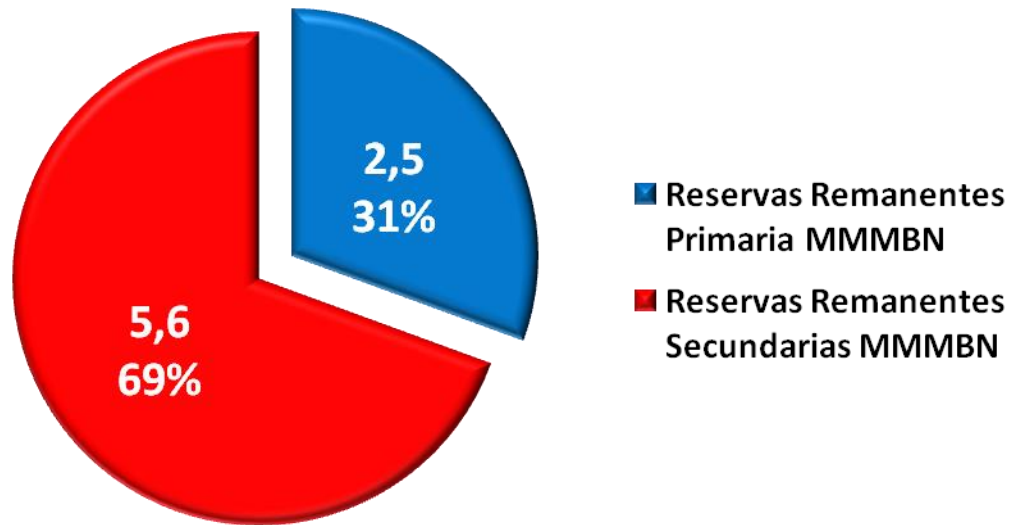
**Reservas Remanentes de Crudo  
(Indicadores por Fase de Explotación)**


POES (MMBN)	35.100	35.100
Res. Rec. (MMBN)	8.050	8.050
Prod. Acum. (MMBN)	0.04	0.0
Agot. Total Res. (%)	0.0	0.0
Res. Rem. (MMBN)	8.049,96	8.049,96
Yac. (N°)	4	4
Yac. Activos (N°)	1	1
Yac. Inactivos (N°)	3	3

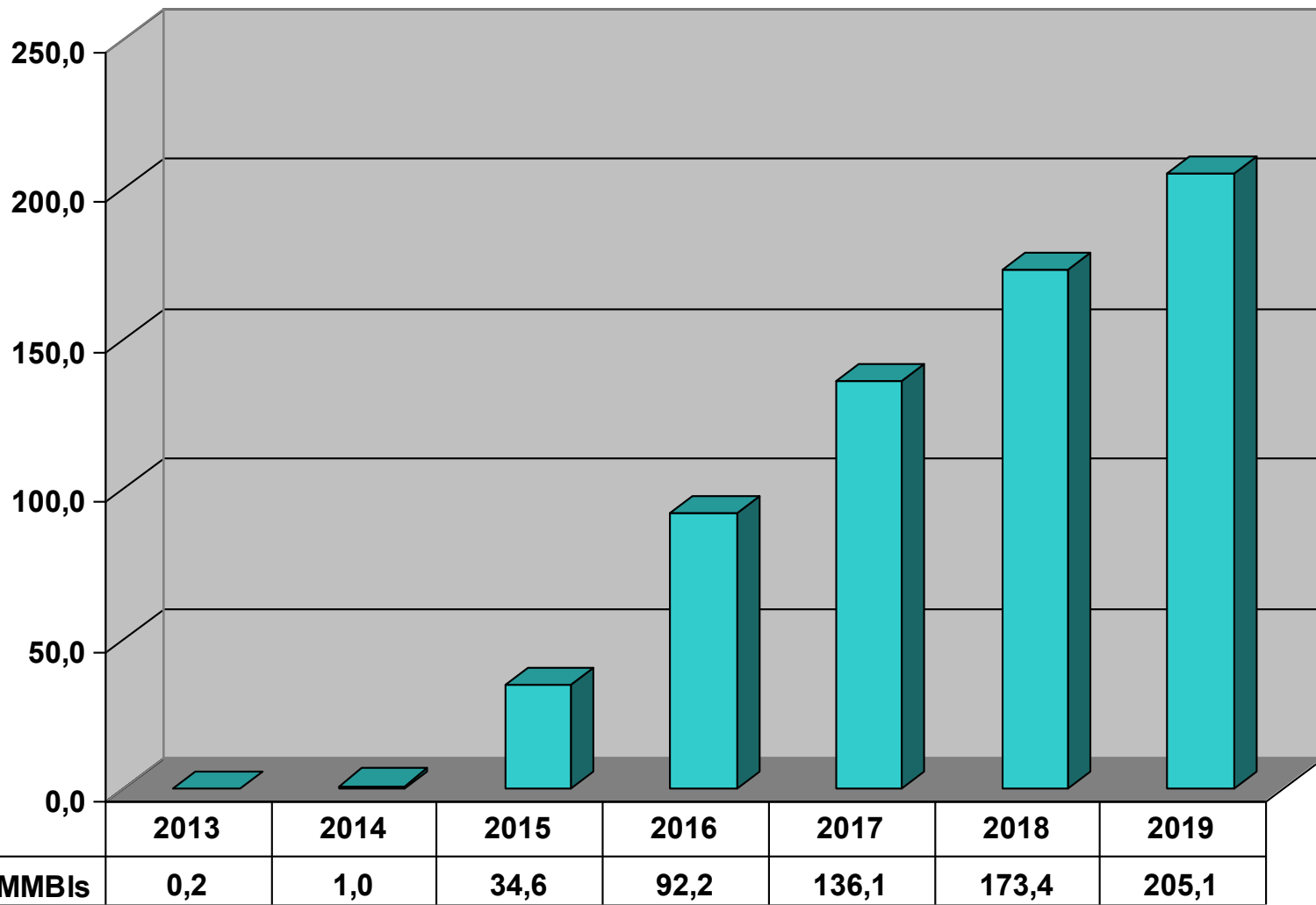
	RESERVAS REMANENTES (MMBN)	YAC
PROBABLES	0	0
POSIBLES	0	0

Fuente: Informe Anual de Reservas 2012

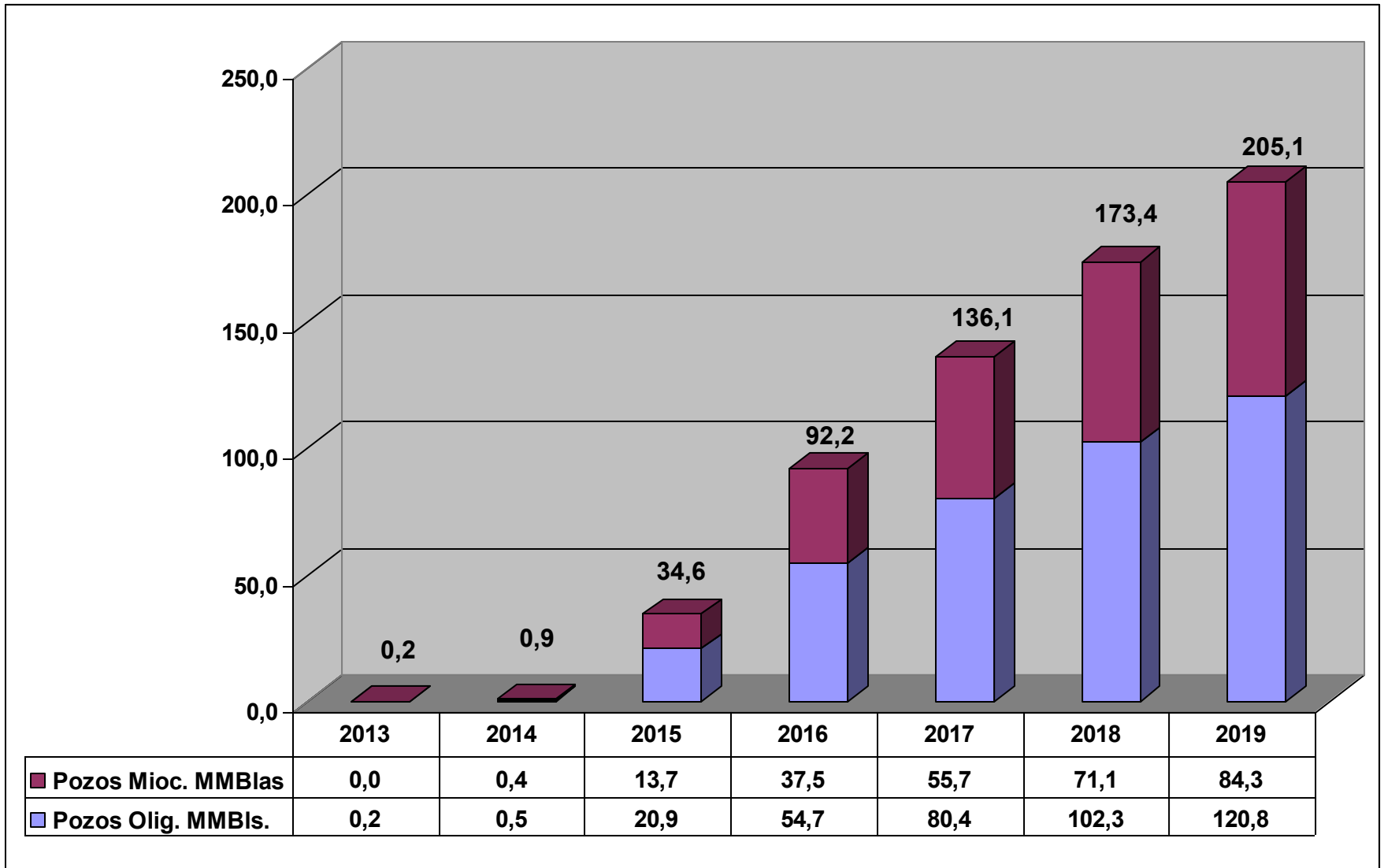
Reservas Remanentes de crudo							
CAMPO	POES MMMBNP	Recuperables MMMBNP	F.R. Total	Recuperables Primarias MMMBNP	F.R. Primario	Recuperables Secundarias MMMBNP	F.R. Secundario
<b>Petromacareo</b>	<b>35,1</b>	<b>8,1</b>	<b>22,9%</b>	<b>2,5</b>	<b>7,0%</b>	<b>5,6</b>	<b>15,9%</b>



## Perfil Producción de Crudo Petromacareo



## Perfil Producción de Crudo Petromacareo



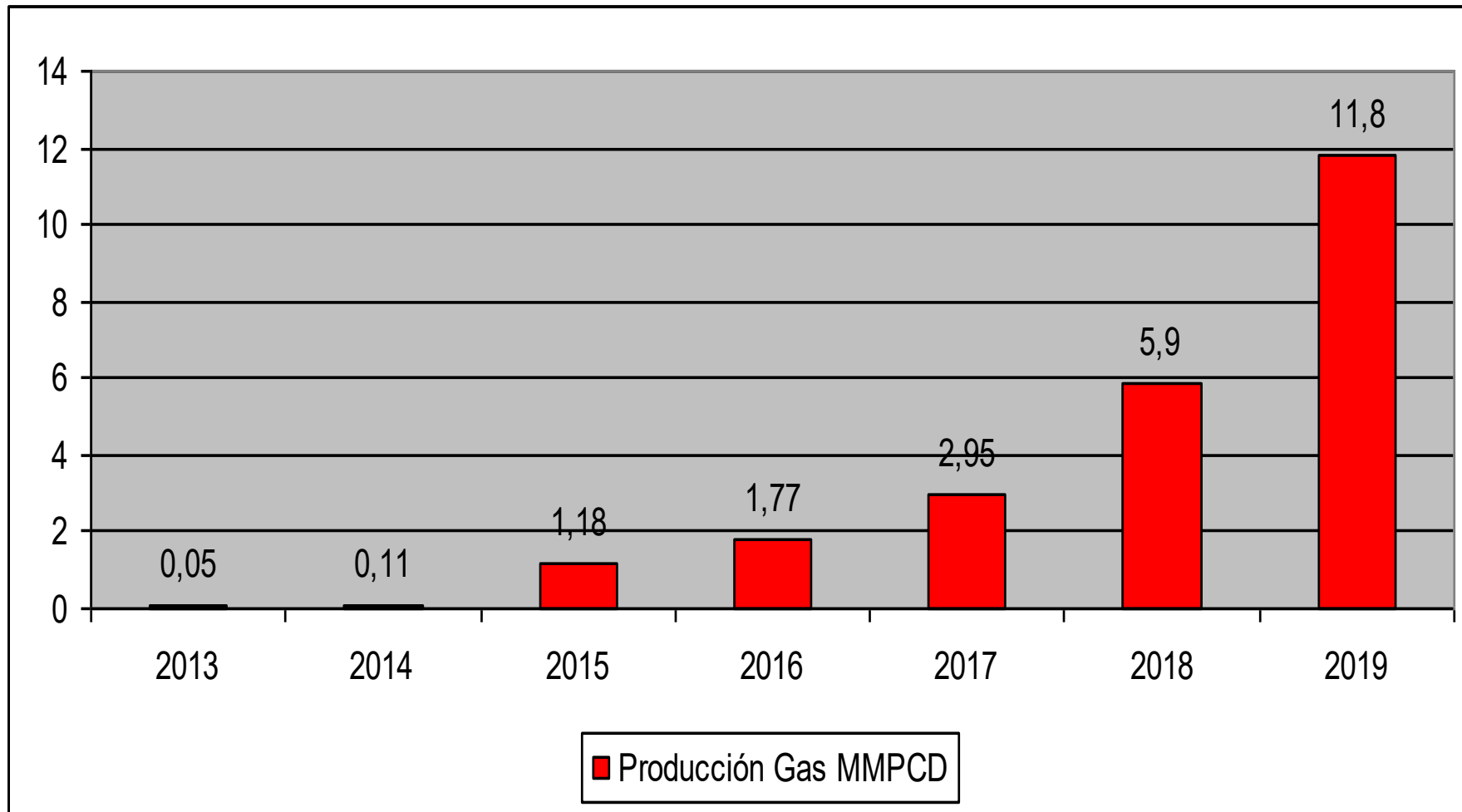
▶ Actividades de Perforación

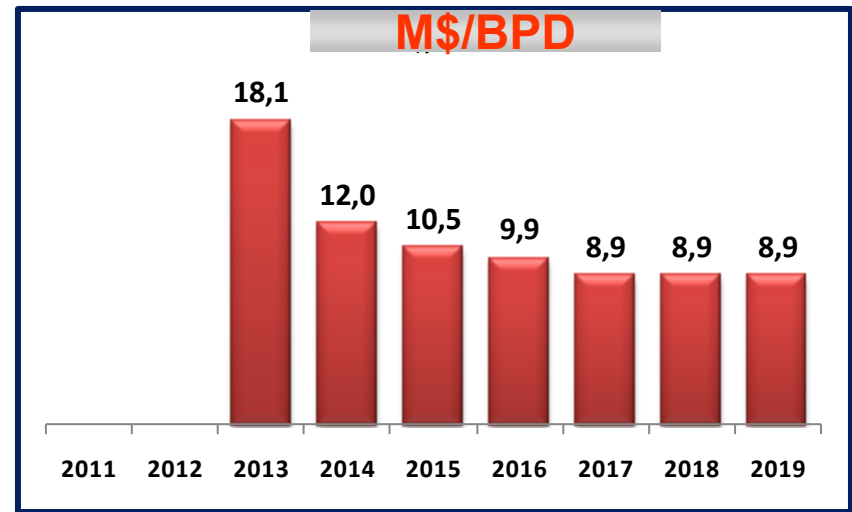
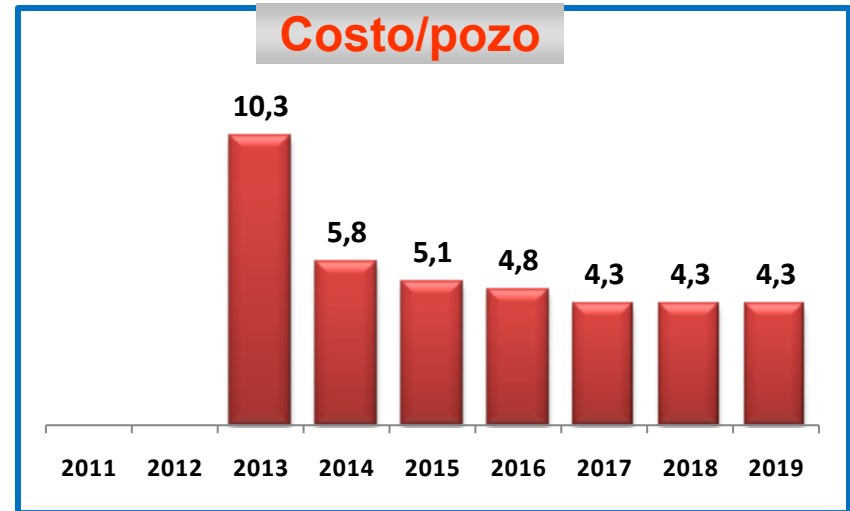
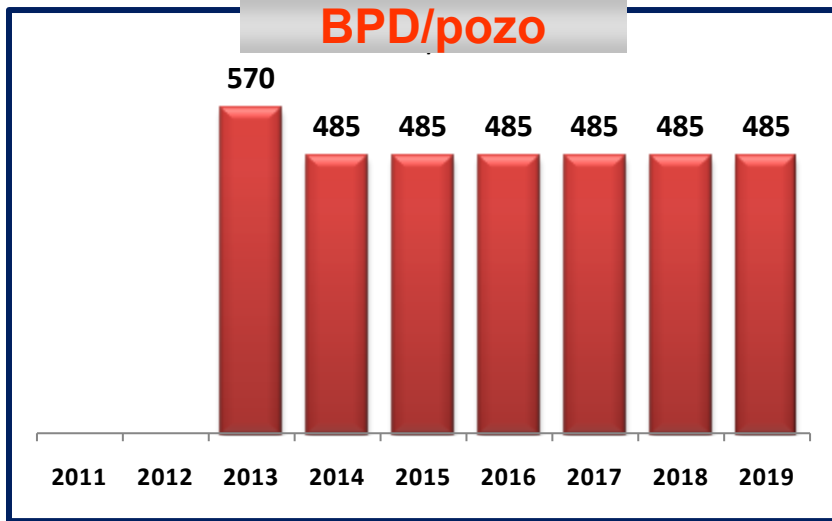
▶ Inversiones

▶ Gastos

## PERFIL PRODUCCIÓN GAS 2013 – 2019

### Petromacareo

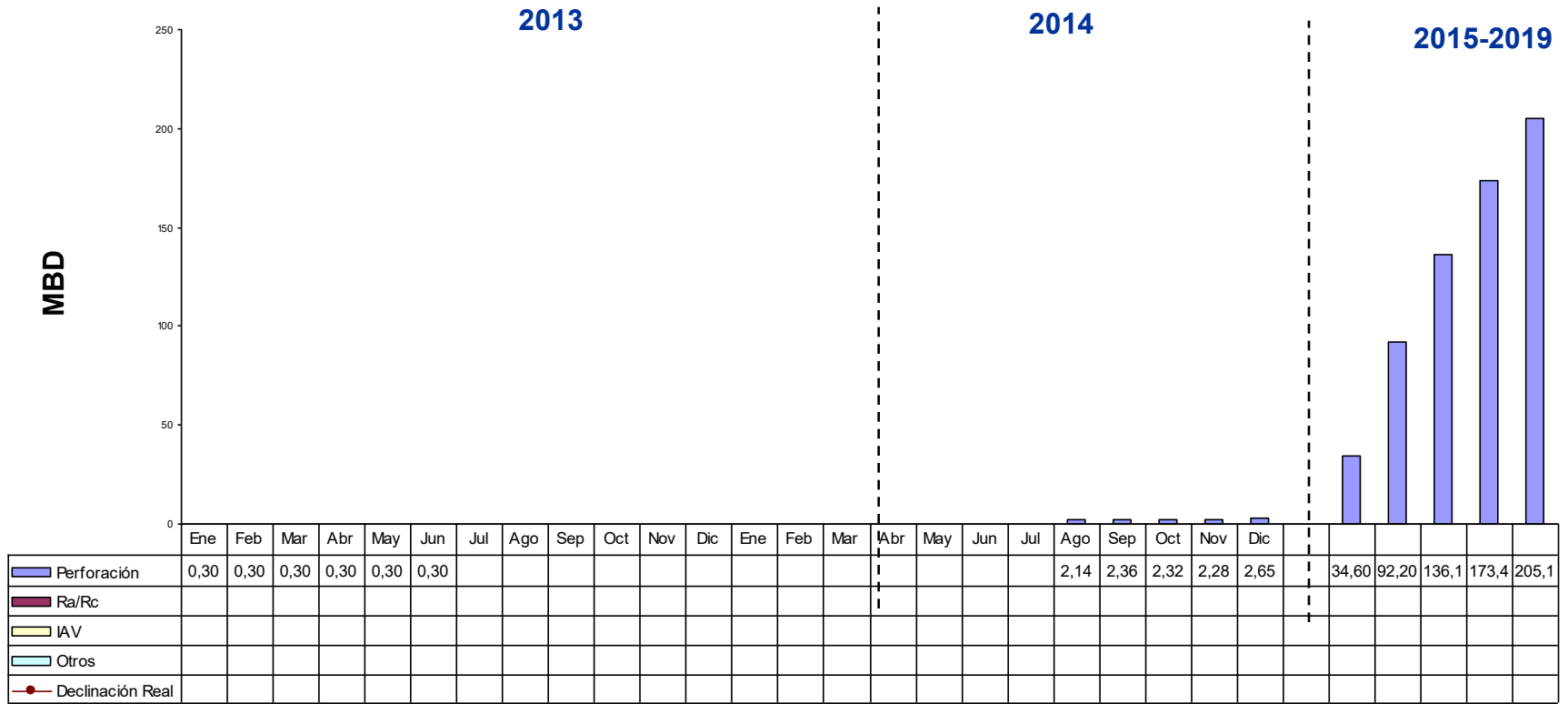




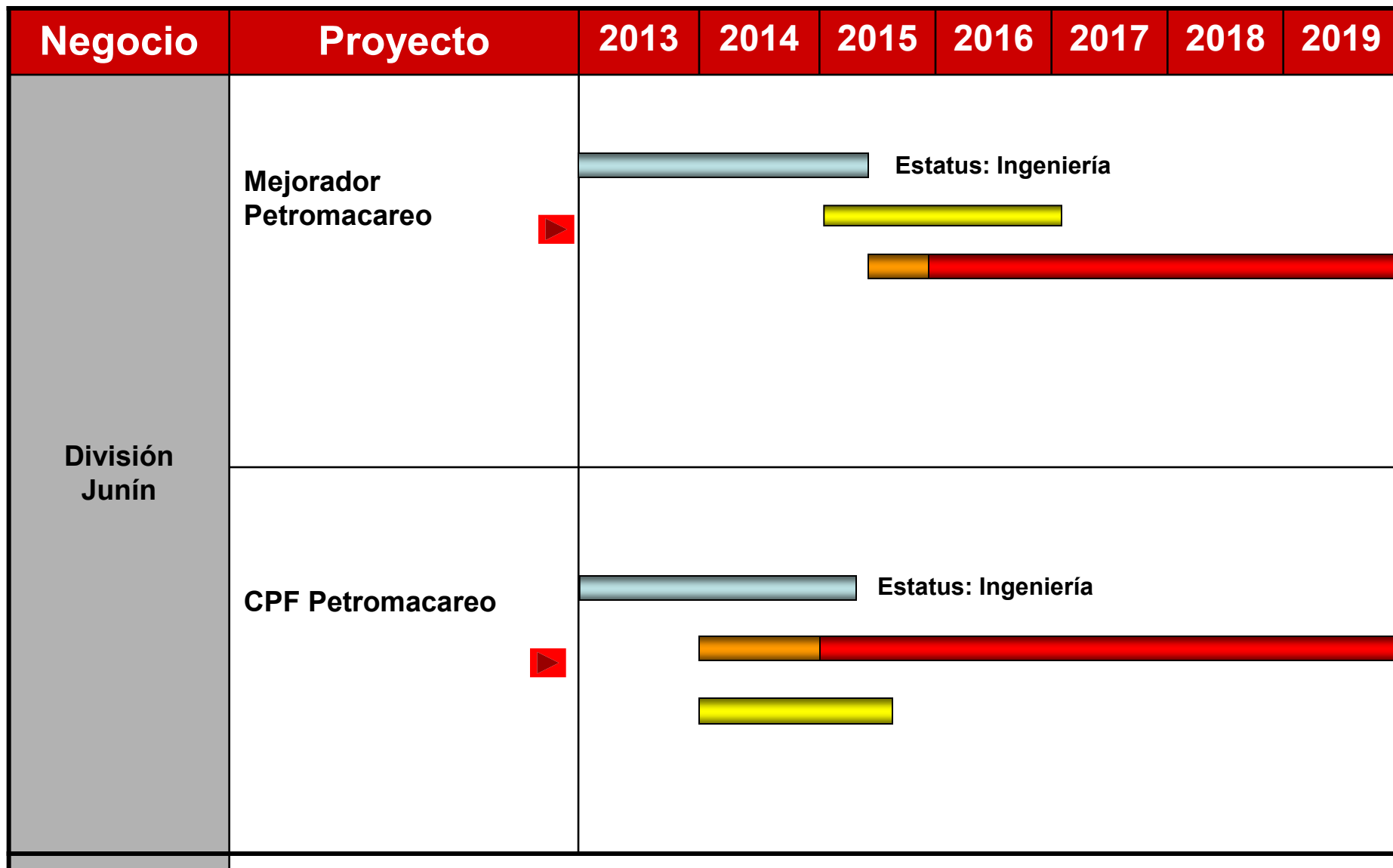
Perforación	MM\$		
	Fijos	Variables	Total
<b>Perf. y Complet.</b>	<b>1,9</b>	<b>3,5</b>	<b>5,4</b>
<b>Localizaciones</b>	<b>0,5</b>		<b>0,5</b>
<b>OCEMI</b>	<b>1,2</b>	<b>3,2</b>	<b>4,4</b>
	<b>5,2</b>	<b>5,1</b>	<b>10,3</b>

<b>% Costos RaRc</b>	<b>50,5</b>	<b>49,5</b>
----------------------	-------------	-------------

# Generación de Potencial



**Explicaciones: Generación asociada a la perforación de los pozos de la macolla C-102. Se asume una declinación del 15% anual.**



FASES: Ingeniería  Contratación  Procura  Construcción 



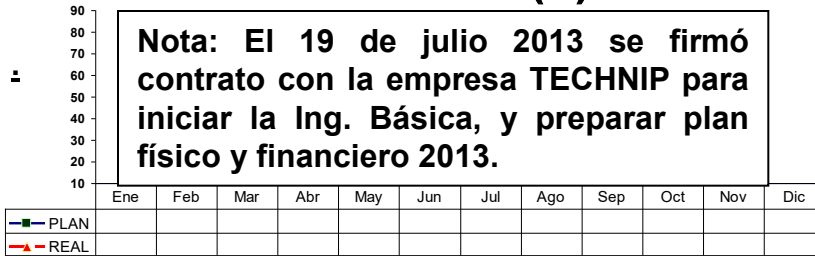
## Objetivo:

Mejorar crudo extrapesado de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) a syncrudo 32API.  
Impulsar el desarrollo endógeno sustentable en el área de Mapire.

## Alcance:

Diseño y construcción de un mejorador de crudo extrapesado con capacidad de procesamiento de 200 MBPD de crudo de 8,4°API proveniente del Bloque Junín 2, para producir 182 MBPD de crudo sintético de 32°API.

## Curva de Avance Físico 2013 (%):



## Estatus del Proyecto:

### Contratación:

- En proceso de contratación el Diseño Básico y FEED de La Planta Mejorador.

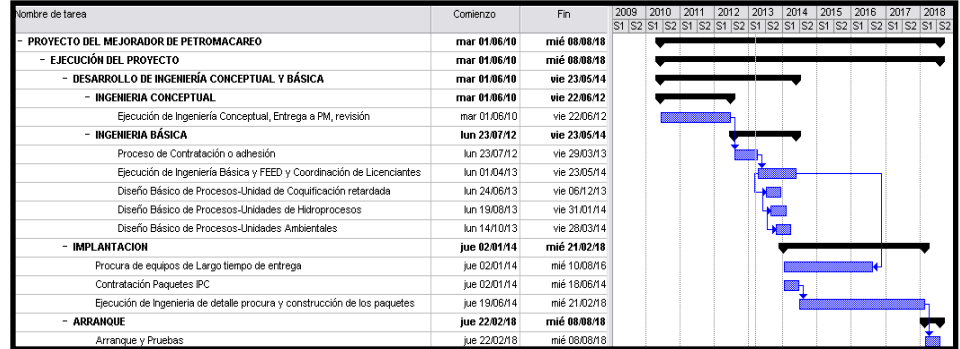
### Ingeniería:

- Finalización de la Ingeniería Conceptual del Mejorador, Oct 2011
- Seleccionado el contratista TECHNIP para la ejecución de "Servicios Profesionales de Diseño Básico y FEED del Mejorador de Crudo".
- Seleccionados los siguientes licenciantes: Foster Wheeler para la unidad de coquificación retardada, Axens para las unidades de hidrotreamiento y Technimont KT para la unidad de recuperación de azufre.
- Desarrollo de especificaciones técnicas para la contratación de licenciantes.

### Construcción:

- Estudios preliminares de ruta para el transporte de equipos principales.
- Estudios preliminares para la construcción de muelles especiales para el transporte de equipos principales.

## Cronograma de Ejecución Físico Global:



**Costo Total del Proyecto (MMUS\$): 5.221,00**

## Curva de Avance Financiero 2013 (MMUS\$):

**Nota:** El 19 de julio 2013 se firmó contrato con la empresa TECHNIP para iniciar la Ing. Básica, y preparar plan físico y financiero 2013.

**Responsable:** Roselia Torres / torresrcx / 0416-5802316

## Observaciones:

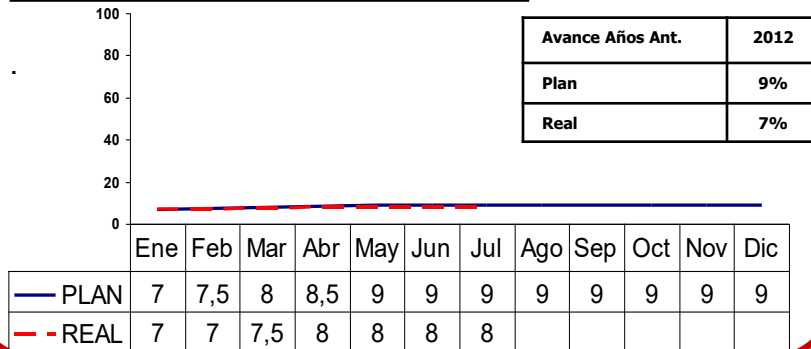
### Objetivo:

Construir el primer tren de producción del CPF para el manejo de la producción temprana.

### Alcance:

Desarrollar la Ingeniería, procura y construcción del primer tren del CPF para el manejo de 50MBD.

### Curva de Avance Físico 2013:



### Estado del Proyecto:

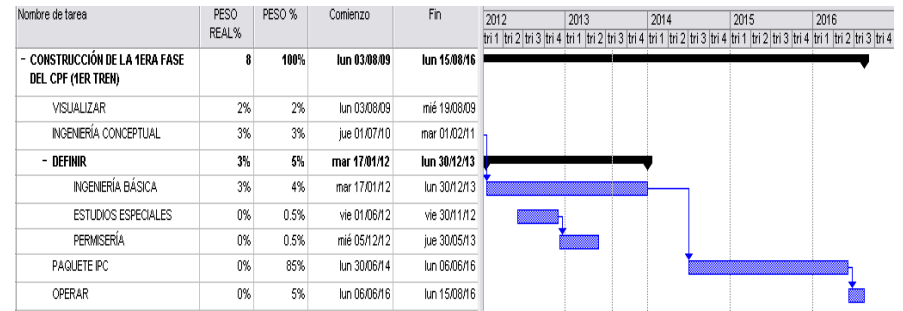
**Estado de la Ingeniería:** Desarrollo de la Ingeniería Básica CPF 97% de avance físico.

- Actualmente en ejecución de los siguientes estudios especiales:
- Topografía laser: Avance 80%.
  - RAM: Avance 40%
  - Adjudicado estudio geotécnico, por iniciar en Agosto 2013.
  - Adjudicado estudio hidrológico, por iniciar en Agosto 2013.

### Permisos:

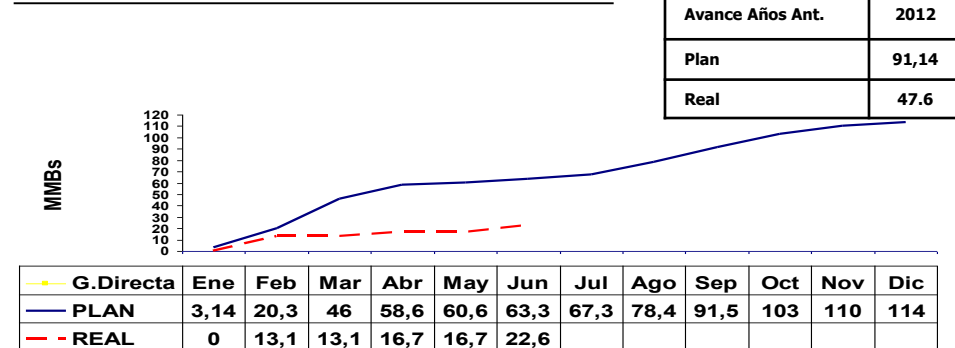
En revisión de ofertas para la adjudicación de la ejecución de Estudio de Impacto Ambiental y socio cultural del CPF.

### Cronograma de Ejecución Físico:



**TOTAL INVERSIÓN (Costo clase IV): 450,72 MM\$**

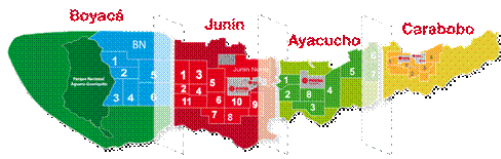
### Curva de Avance Financiero 2013:



**Responsable:** Gesy Hernández/0424-8080925

### Observaciones:

- Se estima culminar la Ing. Básica para Diciembre de 2013, debido a los retrasos en la adjudicación de los estudios especiales (Geotécnico, topográfico, hidrológico y EIA)



## Balance de Reservas División Junín (MMMBN)

