

JORNADAS DE PRODUCCIÓN IAPG 2009

Utilización de agua de Inyección como tratamiento de reducción de presión para petróleos pesados

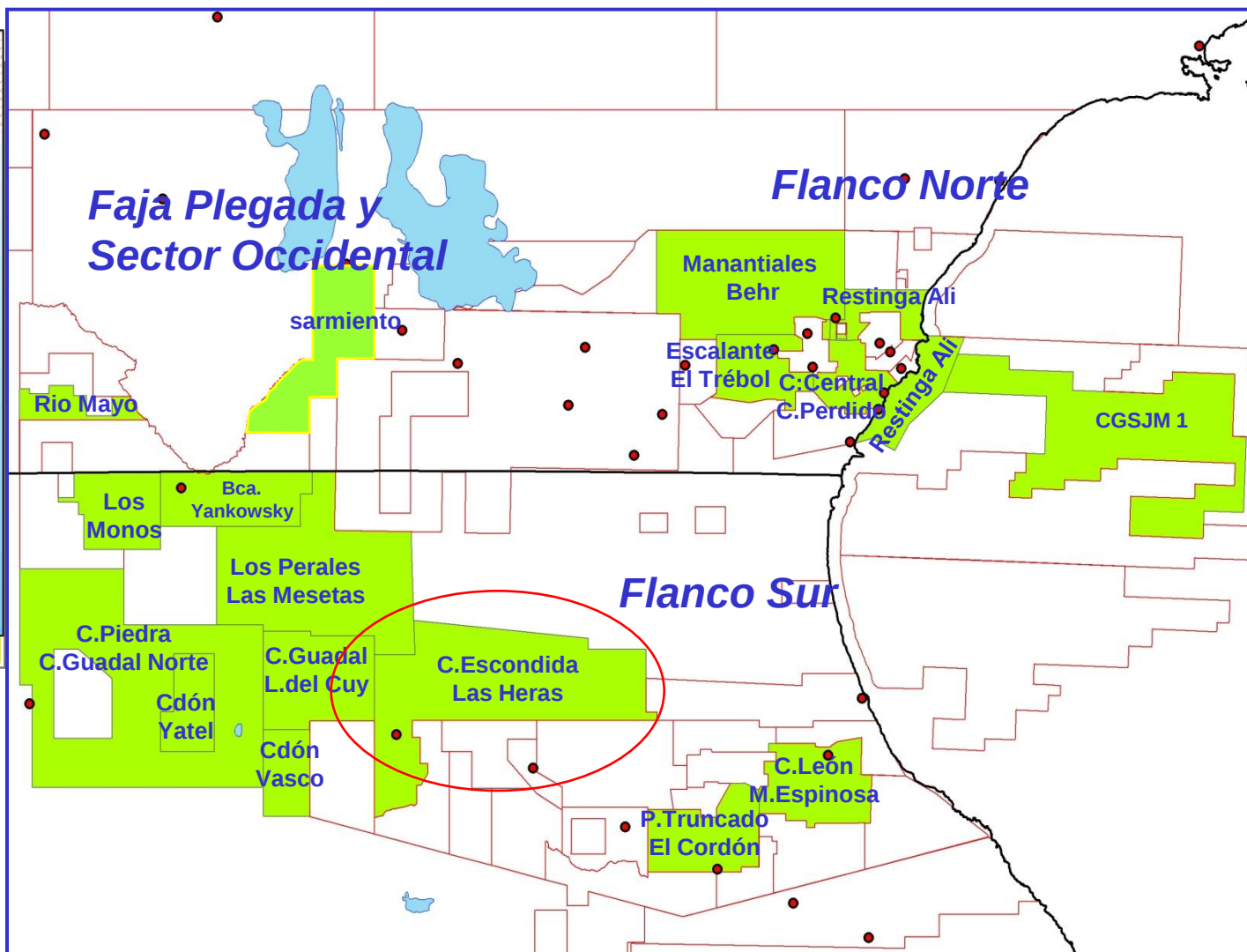
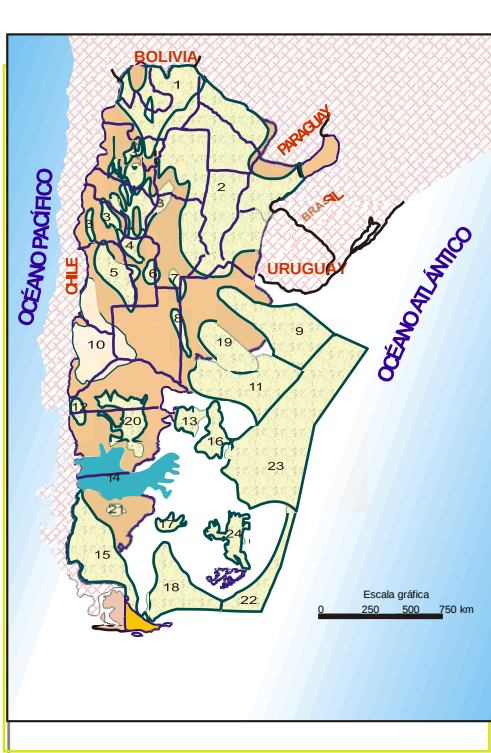
**Rudy Zamora
Victor Bonfils
Ignacio Cuneo**

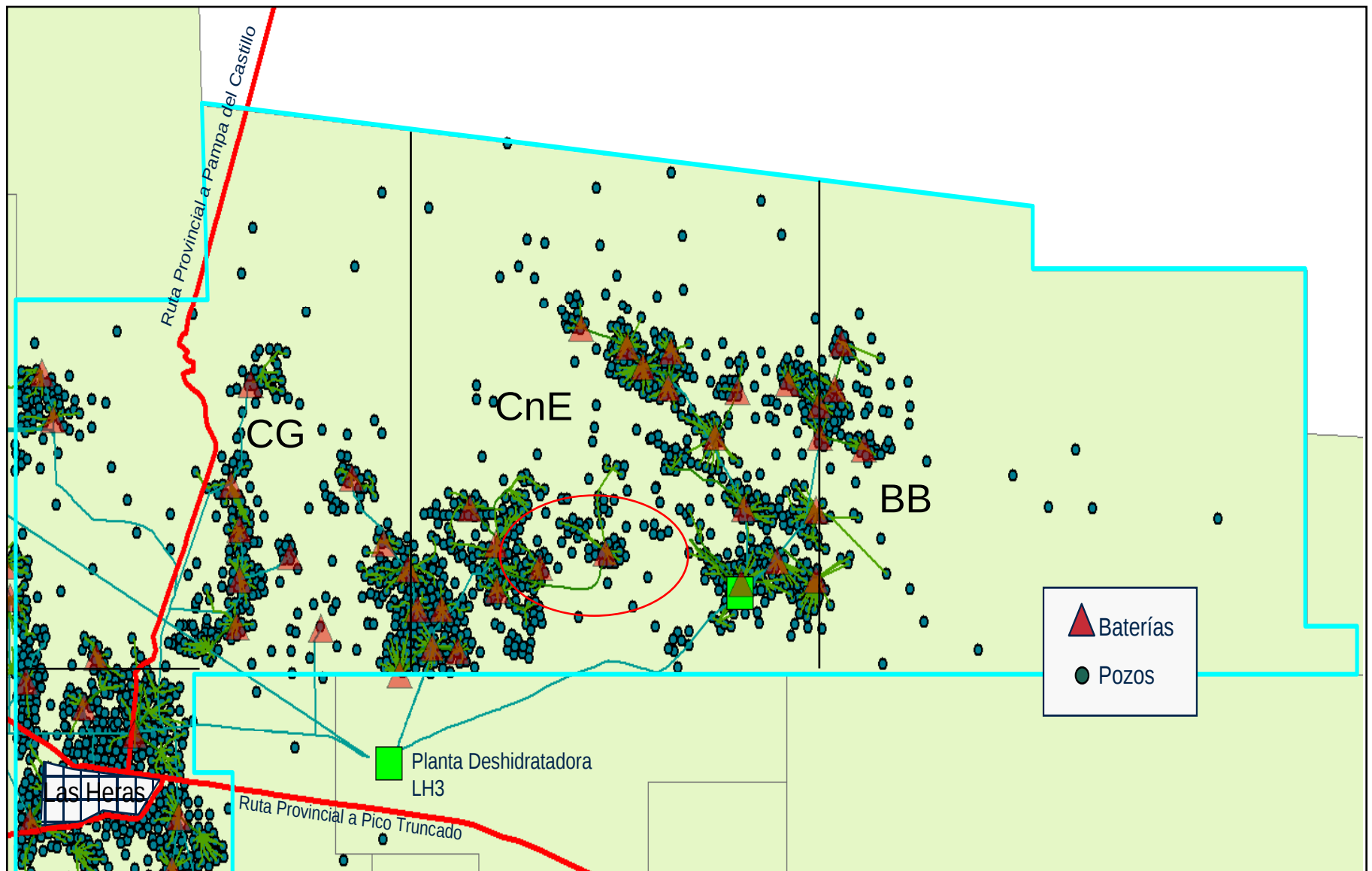
© YPF S. A. 2009.

Esta publicación es propiedad exclusiva del YPF, S.A. y su reproducción total o parcial está totalmente prohibida. El uso, copia, reproducción o venta de esta publicación, sólo podrá realizarse con autorización expresa y por escrito del propietario de la publicación.

Ubicación Geográfica

Dominio Minero YPF CGSJ





Características del petróleo hidratado

Densidad:

0,9724 gr/cm³ o 14 °API

Parafinas

3 % p/p

Asfaltenos

17 % p/p

Punto de escurrimiento

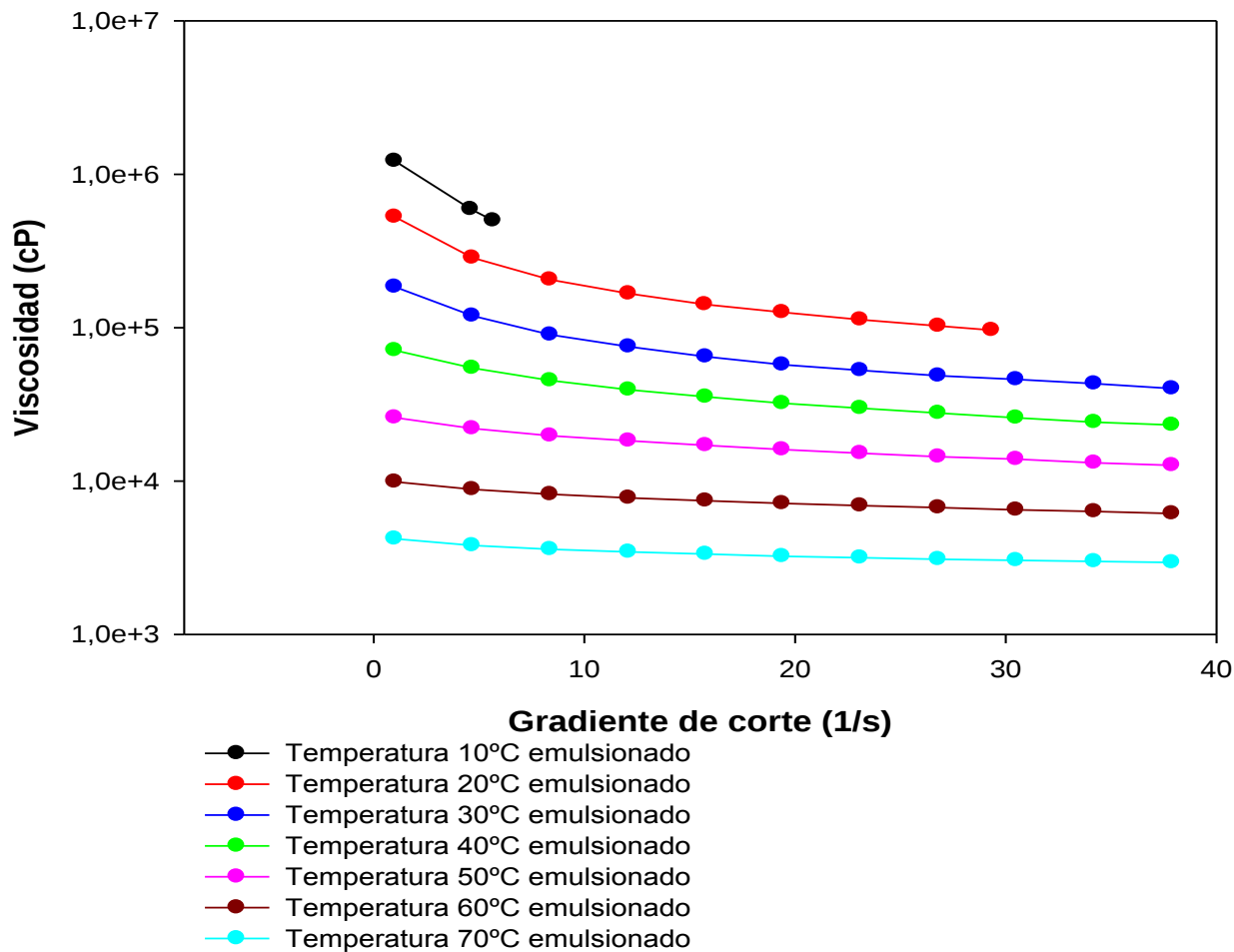
16°C

Corte de Agua:

12%

Características del petróleo

Viscosidad en función del gradiente de corte
CNE 952
Crudo emulsionado
Gráfica comparativa



Características del petróleo

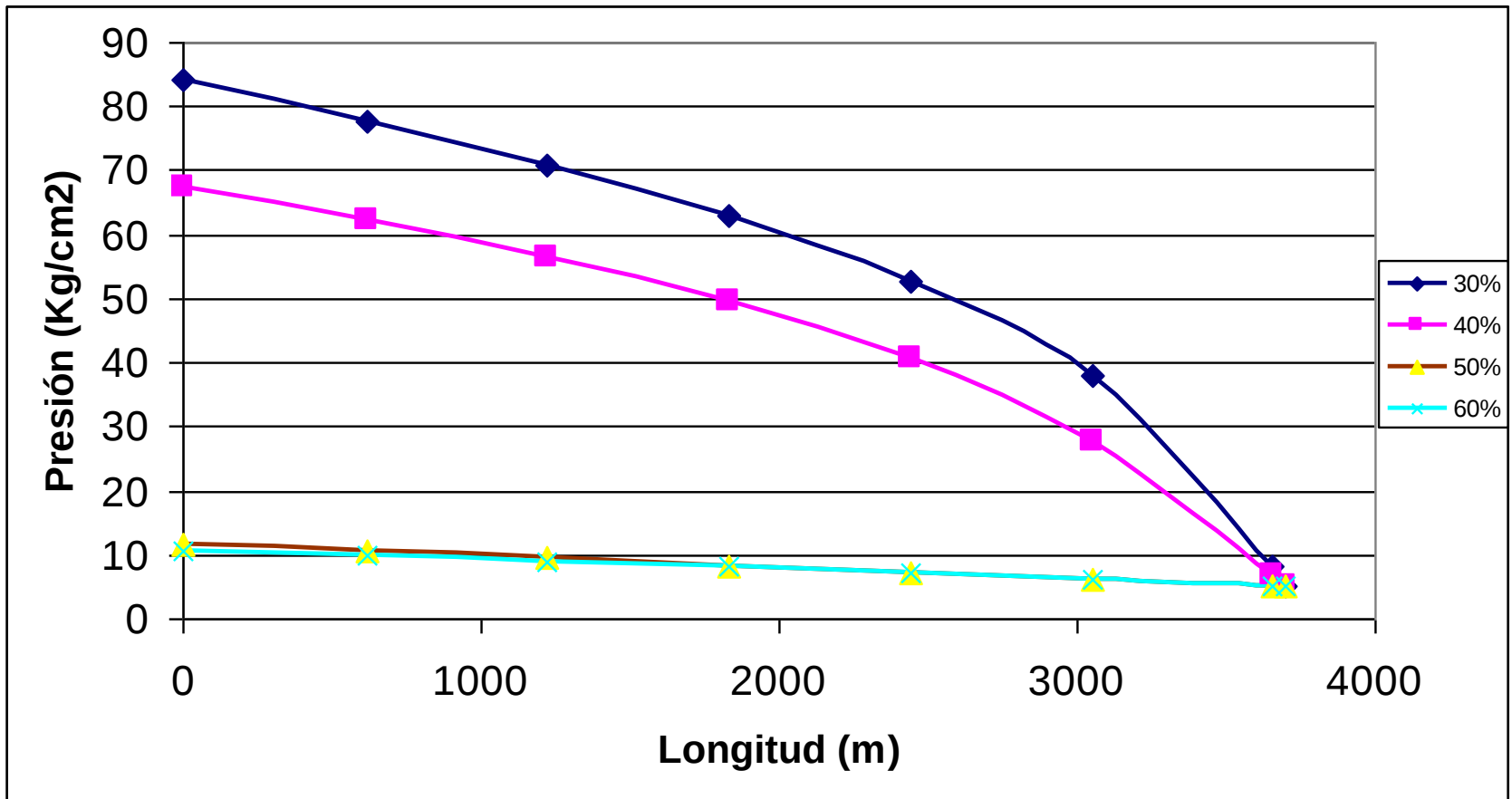
<u>Gradiente de corte (1/s)</u>	<u>Viscosidad (cP)</u> <u>40°C</u>	<u>Viscosidad (cP)</u> <u>50°C</u>	<u>Viscosidad (cP)</u> <u>60°C</u>	<u>Viscosidad (cP)</u> <u>70°C</u>
<u>1</u>	<u>71180±58</u>	<u>25880±37</u>	<u>9882±7</u>	<u>4200±6</u>
<u>4,69</u>	<u>54540±751</u>	<u>22020±124</u>	<u>8822±21</u>	<u>3800±5</u>
<u>8,376</u>	<u>45240±277</u>	<u>19760±40</u>	<u>8208±4</u>	<u>3586±5</u>
<u>12,1</u>	<u>39300±210</u>	<u>18300.00±0.01</u>	<u>7766±5</u>	<u>3448±2</u>
<u>15,76</u>	<u>35380±86</u>	<u>17080±37</u>	<u>7430±6</u>	<u>3340.00±0.01</u>
<u>19,4</u>	<u>32120±132</u>	<u>16040±24</u>	<u>7150±4</u>	<u>3232±2</u>
<u>23,1</u>	<u>29860±51</u>	<u>15180±37</u>	<u>6906±7</u>	<u>3160.00±0.01</u>
<u>26,8</u>	<u>27700±77</u>	<u>14400±32</u>	<u>6704±4</u>	<u>3092±2</u>
<u>30,5</u>	<u>25840±75</u>	<u>13880±37</u>	<u>6490±3</u>	<u>3040.00±0.01</u>
<u>34,2</u>	<u>24200±55</u>	<u>13120±58</u>	<u>6332±7</u>	<u>2992±2</u>
<u>37,9</u>	<u>23160±68</u>	<u>12660±40</u>	<u>6142±14</u>	<u>2946±2</u>
<u>41,6</u>	<u>22460±51</u>	<u>12280±37</u>	<u>6022±9</u>	<u>2916±2</u>
<u>45,3</u>	<u>21200±173</u>	<u>11680±37</u>	<u>5914±13</u>	<u>2876±2</u>
<u>48,98</u>	<u>20160±68</u>	<u>11400.00±0.01</u>	<u>5794±5</u>	<u>2840.00±0.01</u>
<u>52,62</u>	<u>18960±103</u>	<u>11040±24</u>	<u>5670±11</u>	<u>2798±2</u>
<u>56,34</u>	<u>17980±120</u>	<u>10700±45</u>	<u>5584±5</u>	<u>2760.00±0.01</u>
<u>60</u>	<u>18040±136</u>	<u>10360±24</u>	<u>5482±11</u>	<u>2742±4</u>

Principios y objetivos

- El objetivo del piloto fue disminuir la presión de un oleoducto de 4" y 3800 metros de longitud soterrado, a través del aumento en el corte de agua. De esta manera modificar el modelo hidrodinámico de flujo respecto del original del crudo hidratado.
- Para mostrar las bases del piloto hemos presentado la simulación de dos casos en PIPEPHASE utilizando la reología real del petróleo de los pozos que alimentan el oleoducto

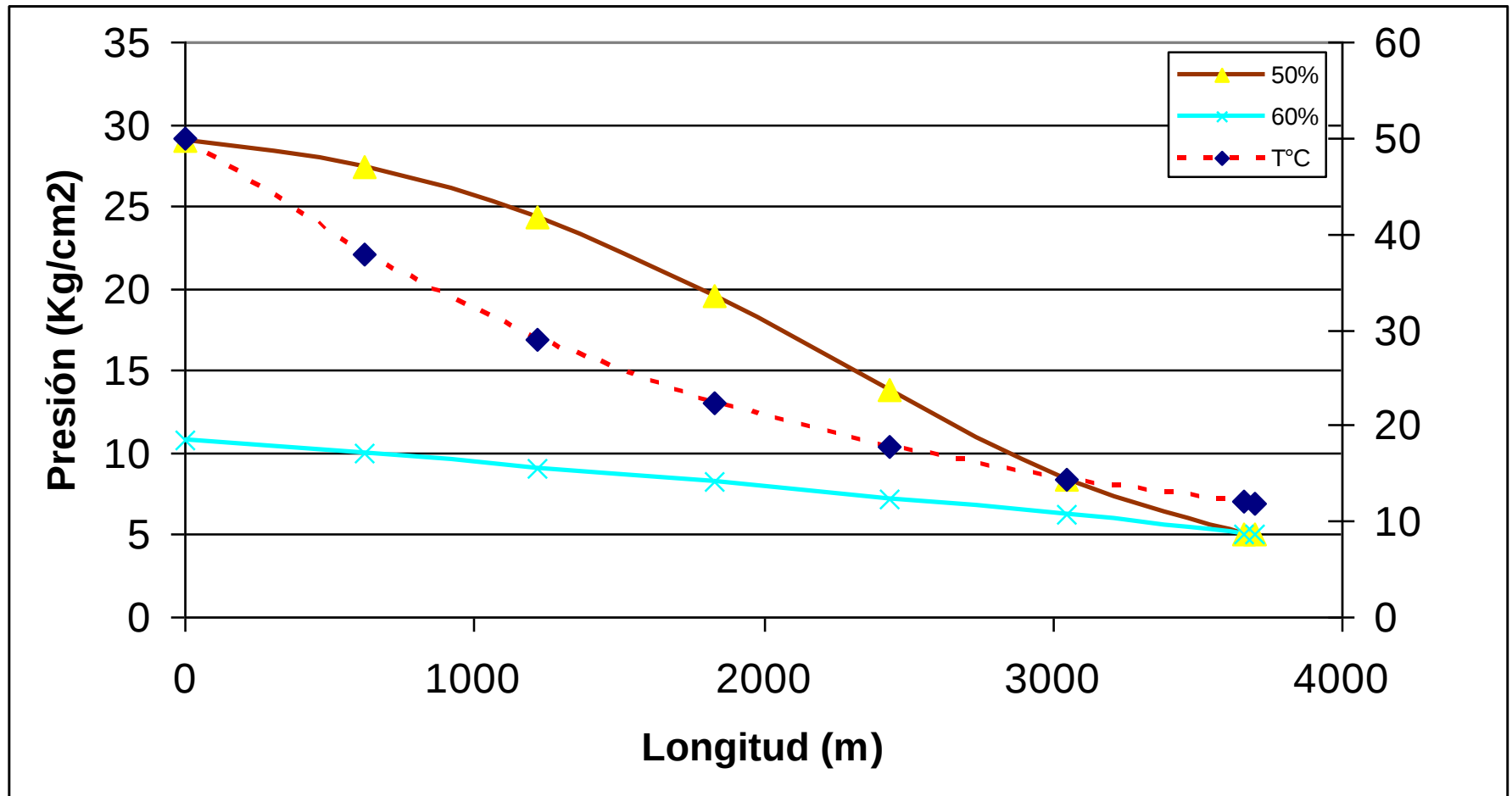
Análisis

1 Caso- Caudal constante variando solamente el corte de agua sin pérdida de temperatura en el oleoducto (soterrado).



Análisis

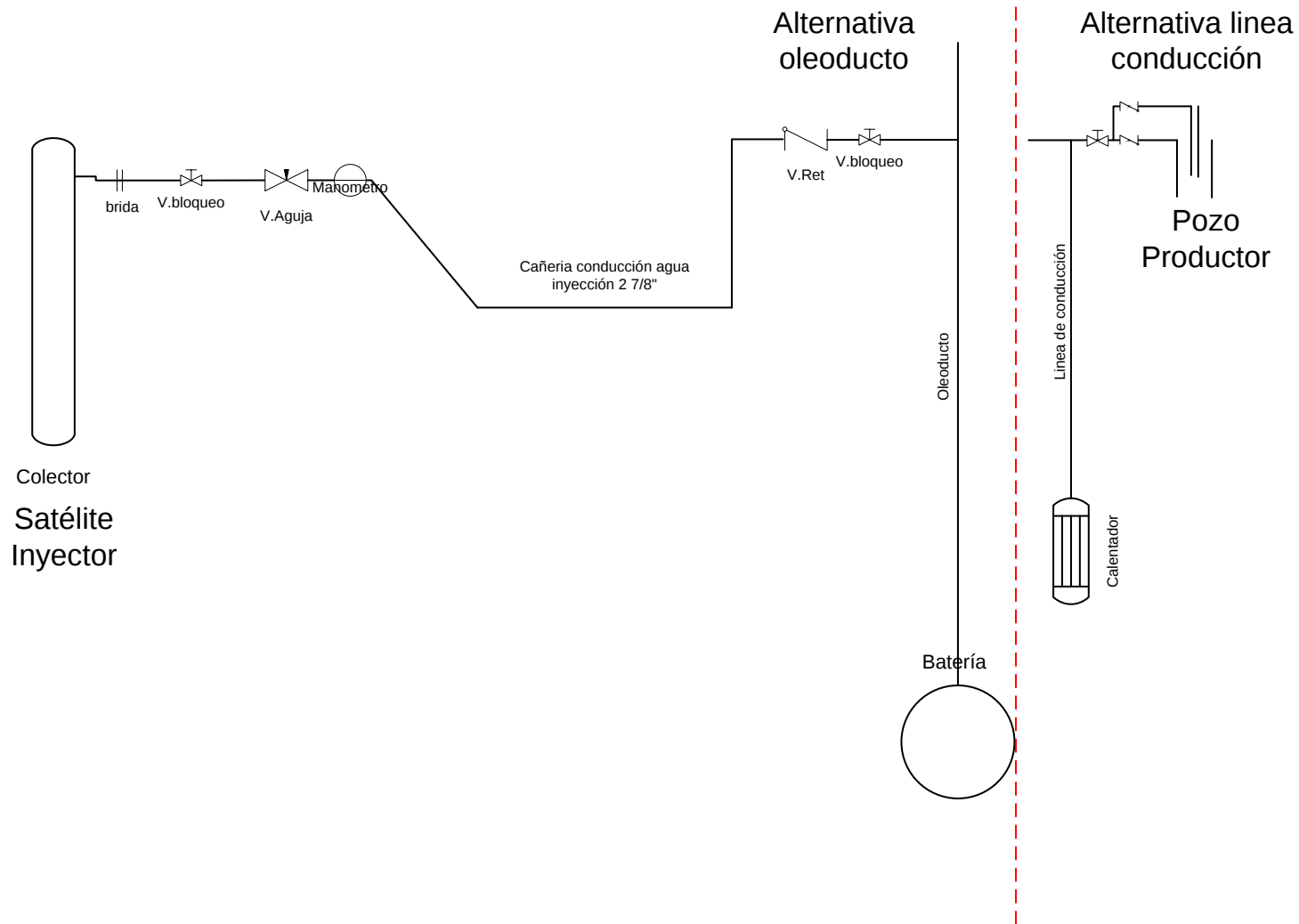
2 Caso- Caudal constante variando solamente el corte de agua con pérdida de temperatura en el oleoducto (aéreo).



Piloto

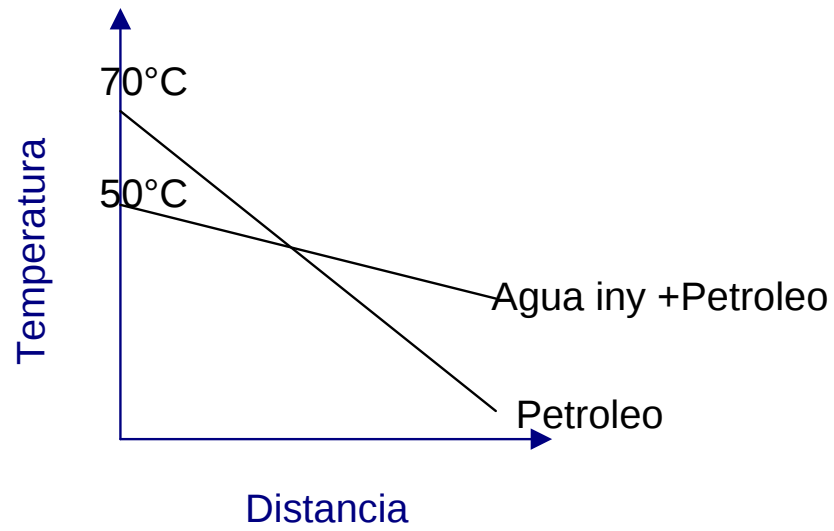
- Se aprovechó cercanía de satélite de inyección
- Se tendieron cañerías de conducción de agua desde satélite inyector hasta pozo y oleoducto.
Se utilizó Tubing 2 7/8 recuperado de grado 4
- Se reguló caudal inyectado con válvulas aguja
- A la salida de la locación de cada pozo se complementó con calentadores de 2 m³/h. (*Se calienta petróleo producido+agua inyectada a una temperatura de 50°C*)

Esquema de instalación



Conclusiones

- Se redujo significativamente la presión en las líneas de conducción de los pozos y en el oleoducto
- Se redujo el consumo de producto químico
- Se permitió en muchos casos reemplazar el hot oil para aquellas líneas que se habían “quedado”
- Importante ayuda para paros y contingencias sociales dado que permite el barrido con agua de las cañerías (*“contaminación del oleoducto con agua”*)
- Inversión de bajo costo: TBG 2 7/8” de grado 4
- Efecto del agua y la temperatura:



Hidrodinámica de flujo multifásico

flujo anular con Agua / Centro con petróleo



(1)

Vel 1



(2)

Vel 2 < Vel 1



(3)

Vel 3 = 0

Generalidades del flujo multifásico anular

- El flujo anular es estable para un rango amplio de velocidades
- La eficiencia en la reducción de fricción aumenta con la velocidad de flujo (mejor centrado del petróleo)
- Modificando la mojabilidad del agua con la cañería, se puede mejorar el efecto anular
- La alta viscosidad retrasa la deformación del flujo central de petróleo dándole estabilidad

Próximos desafíos

- Encontrar el Caudal óptimo de agua
- Montar un caudalímetro ultrasónico
- Mejorar el dispositivo para inyección

