

Aseguramiento del sistema de seguridad funcional e integridad de un oleoducto bajo nuevas condiciones operativas

Por *Marcos Visus (Oldelval S.A.)*

Este trabajo presenta la metodología que se utilizó para analizar el impacto de los cambios introducidos con el desarrollo de los hidrocarburos no convencionales en las condiciones de bombeo e incremento en las proyecciones de caudales, que exigen ajustar el diseño a la nueva demanda y a las nuevas amenazas sobre la integridad y el funcionamiento del oleoducto.



El objetivo de Oldelval S.A. es transportar hidrocarburos de los distintos clientes hasta los puntos de entrega de manera confiable y segura. El Sistema de Oleoductos operado colecta el crudo proveniente de las zonas de Rincón de los Sauces, Catriel, Cerro Bayo, Loma Campana, Plaza Huincul, Challacó, Centenario y Allen, y lo transporta a diferentes destinos, como la Terminal de embarque Oiltanking EBYTEM S.A. de Puerto Rosales en la Costa Atlántica, en el Complejo Industrial Plaza Huincul de YPF S.A. y en Puesto Hernández.

Actualmente se transportan alrededor 28.000 m³/día de crudo (17.6000 bbl). El sistema está compuesto por 1845 km de cañerías, de diámetros 4", 10", 12", 14", 16" y 18" calidad API 5L X46, X52 y Grados A y B, con costura longitudinal ERW donde cerca del 90% del total tiene más de 50 años de servicio. El sistema también cuenta con 17 estaciones de bombeo y 10 tanques de almacenamiento con una capacidad combinada de 170.000 m³. Esto genera una traza de 988 km lineales y su recorrido atraviesa cuatro provincias (Neuquén, Río Negro, La Pampa y Buenos Aires) (Figura 1).

Contexto del trabajo

Para atravesar los cerca de 500 km que separan la estación cabecera Allen del punto de entrega a EBYTEM en Puerto Rosales, Oldelval dispone de 8 estaciones de bombeo separadas aproximadamente 60 km. Las conectan dos ductos de 14" en todo su recorrido: la línea 1 (L1) construida en 1960 y la línea 2 (L2) de 1969. Antes de cada la succión de cada EB existen los denominados loops (L3) que tienen 20 km y se construyeron en 1998.

Al momento del inicio del estudio, para bombear el caudal demandado por el mercado, solo se requerían tener en servicio 4 de estas 8 estaciones de bombeo. De esta manera, cada 120 km la línea elevaba su presión como se muestra en la figura 2.

En 2017, a raíz del incremento en la producción que estaba ocurriendo y de las proyecciones de demanda en el futuro se vio la necesidad de evaluar la posibilidad de poner en servicio las 4 estaciones de bombeo (EB): Chichinales, Zorrilla, Río Colorado y Salitral, bajo un proyecto

DATOS GENERALES

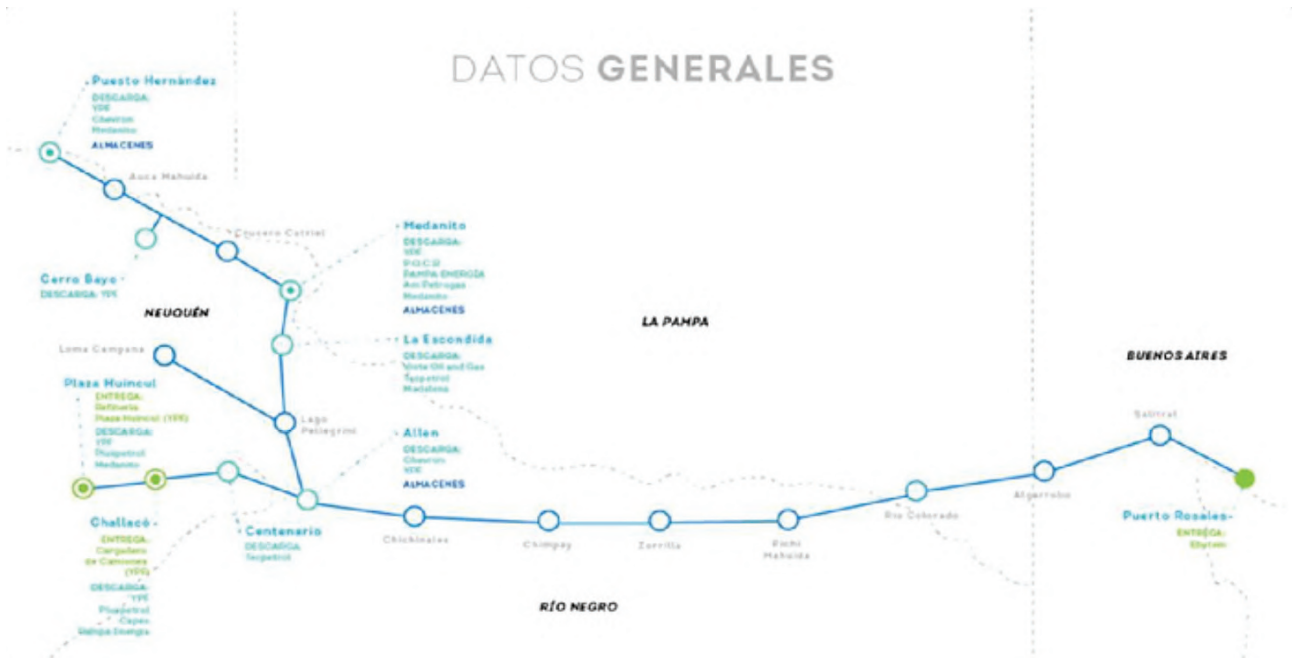


Figura 1. Esquema de oleoductos operados y mantenidos por Oldelval S.A.



Figura 2. En verde se muestran las estaciones de bombeo (EB) en servicio para los caudales actuales y, en rojo, las que se deben poner en servicio.

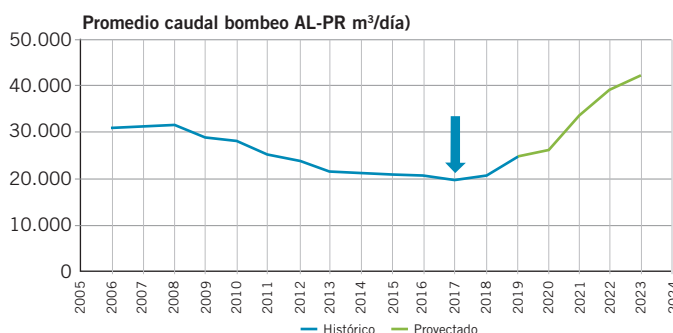


Figura 3. Promedio caudal de bombeo AL-PR (m³/día).

denominado “Vivaldi”. Mediante este proyecto se elevaría la capacidad de bombeo de alrededor de 25.000 m³/día hasta cerca de 35.000 m³/día¹ (Figura 3).

Bombeo por ciclado

Para bombear más del límite de los 25.000 m³/día que se pueden alcanzar con las 4 EB funcionando se requieren poner en servicio 8 EB. Ahora, supongamos que la demanda de bombeo mensual es de 32.000 m³/día en promedio. Esto se podría alcanzar bombeando las 8 EB a una capacidad inferior a la nominal regulando la cantidad de vueltas de

Poder calórico gas (K/cal/m³): 9300

Potencia máxima (KW): 4609,92

Relación % carga versus consumo específico de gas de las estaciones de bombeo Allen - Rosales

Carga	Consumo específico con pérdidas	Consumo específico corregido por gas	Allen	Chichinales	Chimpay	Zorrilla	Pichi Mahuida	Río Colorado	Algarrobo	Salitral
%	sm³/h HP	sm³/h HP	sm³/h HP	sm³/h HP	sm³/h HP	sm³/h HP	sm³/h HP	sm³/h HP	sm³/h HP	sm³/h HP
Factor altitud: 			0,9592	0,9646	0,9721	0,9775	0,9813	0,9875	0,9935	0,9982
100	0,252	0,248	0,258	0,257	0,255	0,253	0,252	0,251	0,249	0,248
75	0,268	0,264	0,275	0,273	0,271	0,270	0,269	0,267	0,265	0,264
50	0,307	0,302	0,315	0,313	0,311	0,309	0,308	0,306	0,304	0,302
25	0,403	0,396	0,413	0,411	0,408	0,405	0,404	0,401	0,399	0,397

Cuadro 1. Consumo específico de equipos a distinto % de carga.

los equipos, o bien bombeando ciertos días del mes con 4 EB con los equipos a su potencia nominal (25.000 m³/día) y otros días con los 8 equipos (35.000 m³/día). Como se observa en el cuadro 1, la segunda configuración es más conveniente desde el punto de vista de la eficiencia energética que la segunda opción debido a que tiene un menor consumo específico de combustible. Esta configuración la llamaremos “bombeo por ciclado” y es la opción adoptada por Oldelval, que está en concordancia con la certificación en eficiencia energética ISO 50.001.

Cambios de las condiciones de operación

Poner en servicio estas cuatro estaciones implica un cambio en las condiciones operativas del sistema de oleoductos. Los cambios que se identifican son los siguientes:

- Mayor velocidad del flujo y caudal.
- Zonas del ducto serán expuestas a una presión mayor.
- Se realizará un esquema de ciclado diferente al actual.
- Cambio en el tipo de crudo bombeado.

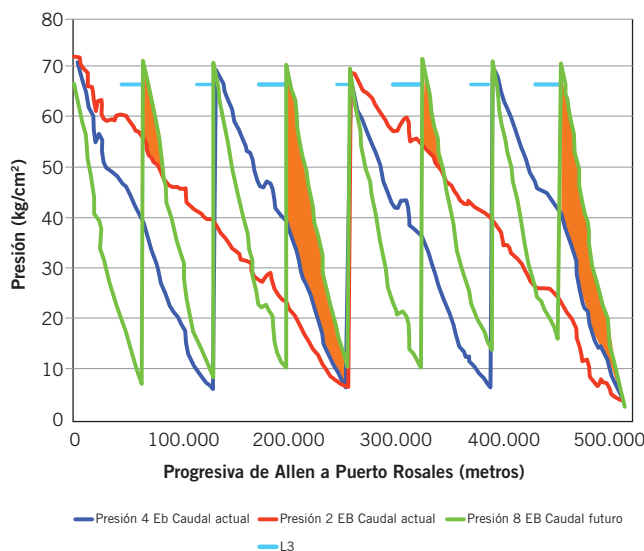


Figura 4. En naranja se muestran los puntos expuestos a mayor presión.

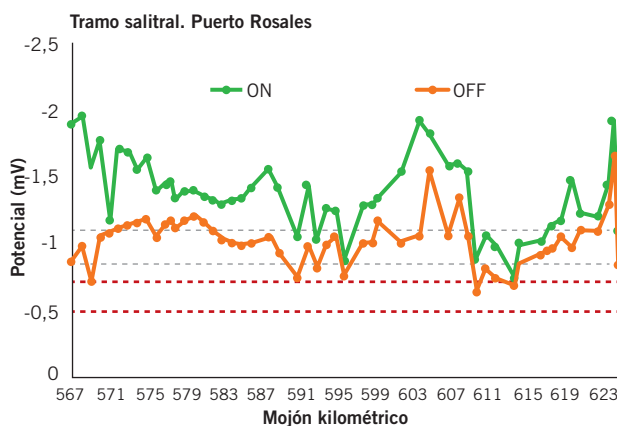


Figura 5. Ejemplo de potenciales medidos en SA PR.

En el estudio se introdujeron las condiciones en un programa de simulación de fluidos y así se pudo determinar el perfil de operación que se obtendría. Comparando el nuevo perfil con 8 EB con los de 2 EB y 4 EB se identificaron las zonas expuestas a una mayor presión interna (Figura 8).

A continuación, veamos un listado de las amenazas a las que se encuentra expuesto un oleoducto:

1. Corrosión externa.
2. Corrosión interna.
3. Erosión.
4. *Stress Corrosion Cracking*.
5. Fatiga.
6. Defectos relacionados a la fabricación de la cañería / construcción / equipamiento.
7. Amenaza de daño por terceros.
8. Amenazas relacionadas con operaciones incorrectas.
9. Amenazas relacionadas con fuerzas externas.

El trabajo incluyó un estudio sobre cómo los cambios operativos influyen en cada amenaza.

Corrosión externa

Las modificaciones introducidas en la operación no afectan el avance de la corrosión externa, pero afectan la tensión de trabajo a la que están expuestos los ductos y, en

consecuencia, las indicaciones de corrosión informadas. Oldelval siempre utilizó como criterio reparar las indicaciones y los defectos encontrados en la cañería según la máxima presión de trabajo de la cañería (MAPO) que es de 76 kg/cm², por lo cual las nuevas condiciones no cambiaban este punto.

De todas maneras, para obtener un mayor grado de seguridad se revisaron las intervenciones no ejecutadas a la fecha por los equipos de reparación y el registro y cumplimiento de los criterios de protección de potenciales. También se realizó una estimación de la velocidad de corrosión de las indicaciones leídas por las herramientas inteligentes de años anteriores y se extrapoló su dimensión a la actualidad. Así, se pudo estimar una profundidad y presión de falla y determinar qué defectos necesitaban ser intervenidos (Figura 5).

Corrosión interna

El mecanismo de daño por corrosión interna es normalmente uno de los mecanismos de gran contribución al incremento del riesgo de falla en líneas de transporte de gas y petróleo. Por eso, es prioritario reconocer las condiciones que pueden contribuir a la aparición de fallas por corrosión, e identificar efectivamente las medidas que se pueden tomar para disminuir la probabilidad de incidentes debidos a fallas por corrosión interna.

Para que exista ataque corrosivo desde el interior de una línea de transporte, debe registrarse necesariamente la presencia de agua.

A partir de esto, respecto al fenómeno corrosión interna se analizaron dos aspectos:

1. Acumulación de agua en el interior de la línea.
2. Corrosividad del fluido transportado.

Se analizó la cantidad de agua presente en el crudo que se entrega en EBYTEM Puerto Rosales. Si bien varía mes a mes, siempre es inferior a un 0,25%. Luego se revisó el % máximo de agua entregado por los cargadores de Oldelval y se verificó que el que presentaba más % de agua era del 0,98% y un S de un 0,76%.

Debido a que los ductos L1 y L2 comparten las mismas condiciones operativas y la misma traza (mismo perfil de elevación) se realizó el análisis únicamente sobre el ducto L2. En los sectores de la traza donde hay un tercer ducto adicional a los dos existentes (L3), el mismo comparte el trazado y las condiciones operativas. A partir de esto se define que las conclusiones obtenidas en el análisis son válidas para los tres ductos analizados.

Al igual que en el escenario de operación actual, los resultados obtenidos dan que en el escenario de operación simulado es esperable que, ante la presencia de agua líquida, esta sea transportada en forma estratificada generando una fase separada de la fase hidrocarburo.

En la segunda etapa del modelado de flujo se concluyó que no resulta esperable la acumulación de agua en ningún punto de la traza.

Mediante la simulación realizada, se concluye que no se espera que las condiciones de acumulación de agua. A

partir de aquí, el riesgo que se manifieste el mecanismo de corrosión interna es bajo.

Erosión

La velocidad del flujo tiene gran importancia en el análisis de los procesos corrosivos que pueden manifestarse en el interior de un ducto. Se analiza la máxima velocidad de flujo prevista en el sistema ante el aumento del caudal transportado (1.528 m³/h).

La normativa NACE SP0106 "Control of Internal Corrosion in Steel Pipelines and Piping Systems" referencia para el cálculo de la "velocidad erosional" al estándar API RP14E con la siguiente fórmula:

$$Ve = \frac{c}{\sqrt{pm}}$$

Donde:

C = Constante empírica. Para ductos con bajo o nulo contenido de sólidos y operación continua un valor igual a 100 arroja resultados conservativos.

Pm = densidad del fluido a la presión y temperatura (lbs/ pie³)

Como la cantidad de sólidos transportada por el crudo actual es baja, a partir de los resultados obtenidos puede definirse que no resulta esperable el impacto de las modificaciones operativas en la exposición a la amenaza erosión.

Stress Corrosion Cracking

Para que la Corrosión Bajo Tensión (SCC) ocurra, deben ser satisfechas tres condiciones en simultáneo. Estas condiciones son las siguientes:

- Operar por encima del 60% de la SYMS.
- Poseer una antigüedad mayor a 10 años.
- Tener un revestimiento distinto de epoxi adherido por fusión (FBE) o epoxi líquido.

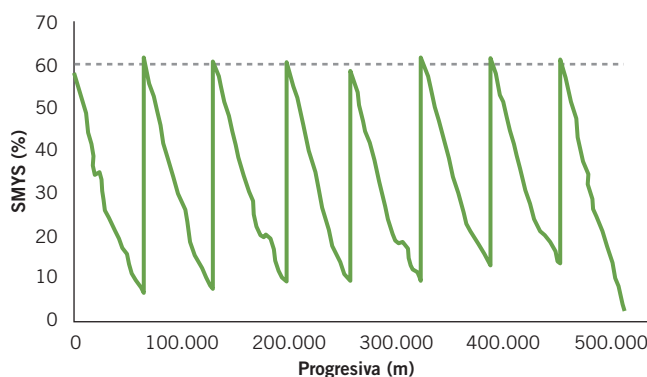


Figura 6. Tensión en la cañería con bombeo de 8 EB.

Datos de entrada				Resultado simulación a Fatiga 4-8EB			
Dimensiones iniciales de fisuras en mm				Para fisura interna		Para fisura externa	
a/0	a/C	C	2C	af (mm)	% daño en 20 años	af (mm)	% daño en 20 años
1,9	0,15000	12,7	25,3	1,912	0,410	1,913	0,460
	0,09063	21,0	41,9	1,916	0,540	1,918	0,610
	0,03125	60,8	121,6	1,930	0,870	1,926	0,790

Cuadro 2. Crecimiento de defectos planos esperados.

Los ductos instalados en 1961 y 1969 (L1 y L2, respectivamente) se encuentran recubiertos con un recubrimiento de tipo asfáltico, mientras que las líneas L3 tienen revestimiento tipo tricapa.

En el caso de SCC de pH alto, en el punto A-3.3.2 se establecen otros dos requisitos adicionales:

- Operar a una temperatura mayor a 38 °C.
- Encontrarse dentro de 32 km aguas debajo de una planta compresora.

Con el objetivo de cuantificar las tensiones de trabajo que ocurren al operar con las 8 EB, se calcularon las tensiones generadas en los cabezales (puntos que soportan mayor presión de operación). Según se observa en la figura 6, las tensiones de trabajo superarán el 60% indicado por la normativa.

Si bien, la temperatura de trabajo es inferior a los 38 °C indicados en la normativa y el revestimiento en su mayoría es asfáltico, se consideró que el nuevo esquema de bombeo genera un aumento en los niveles tensionales a los que se encuentran sometidos algunos sectores de la traza de los ductos, que entran en la zona de susceptibilidad al mecanismo SCC.

Fatiga

El nuevo esquema de bombeo introduce un ciclado en algunas zonas del ducto que antes no estaban expuestas. Para simular el esquema de bombeo a futuro, se analizó la información histórica de bombeo. Así se definió una lista de “amplitud de presiones y cantidad de ciclos” anual, que posteriormente se extrapolaron a 20 años. Se incluyó adicionalmente un 20% más de los datos simulados por imprevisos a futuro (Cuadro 2).

Se simularon las geometrías de defectos preexistentes considerando los límites de detección de las herramientas ILI que utiliza habitualmente Oldelval para inspeccionar los ductos. A partir de aquí, para modelar su comportamiento se realizaron los siguientes pasos:

- Tamaño inicial de defectos -> lo “no visto” por la ILI.
- Conocer tamaño crítico defectos -> Métodos de cálculo API 579.
- Pronosticar ciclos inducidos -> *Rain-Flow Counting*.
- Crecimiento de defectos -> Ley de Paris.

Para todos los casos analizados, el daño inducido por fatiga es menor al 1%, por lo tanto no debería esperarse un aumento en los casos de fallas debido a este mecanismo.

Otras amenazas

Los defectos relacionados a la fabricación de la cañería / construcción / equipamiento, amenaza de daño por terceros, operaciones Incorrectas y fuerzas externas son clasificadas.

Amenazas según API 1160	Aumento de presión	Ciclado
Corrosión externa	⚠	
Corrosión interna	⚠	
Erosión	⚠	⚠
<i>Stress Corrosion Cracking</i>		⚠
Fatiga		⚠
Defectos de fabricación/construcción	⚠	⚠
Amenazas por terceros		
Amenazas por operaciones incorrectas		⚠
Amenazas por fuerzas externas		

Cuadro 3. Afectación a las amenazas del nuevo esquema de bombeo.



Figura 8. La onda de presión tarda aproximadamente 50 segundos en “viajar” 50 km.

dos como independientes del tiempo. Este tipo de amenazas, con algunas salvedades, no se ven afectadas por el cambio operacional. El ciclado puede activar anomalías de fabricación que estaban latentes y que se tornen una amenaza real. A su vez, un mayor caudal de bombeo hace que cambien las condiciones de operación, por lo cual debe ejecutarse un estudio de seguridad funcional para asegurar que el sistema aún es confiable con el nuevo esquema de bombeo.

En el cuadro 3, se muestra un resumen con la afectación a las amenazas del nuevo esquema de bombeo.

Verificación de las capas de protección

Cuando se produce un cierre de una válvula aguas debajo de una estación de bombeo (EB), la presión comienza a subir en ese punto. Al haber una distancia entre el punto de la válvula y la EB, la onda de presión tarda en llegar. Una vez que la onda de presión llega a la EB, actúan las protecciones: paros de equipos por alta presión, válvulas de alivio, etc. (Figura 8).

Como se indicó en el punto anterior, para verificar la condición segura de bombeo bajo las nuevas condiciones hacía falta realizar un estudio de seguridad funcional. Este estudio contempló los siguientes pasos:

- Modelización del sistema hidráulico.
- Validación comparando modelo (simulador) *versus* datos SCADA (realidad).

Una vez que las predicciones de presiones y caudales del modelo se verificaron con las obtenidas en el SCADA, se estuvo en condiciones de ejecutar la verificación de las capas de protección. Para esto, se simuló en sistema el bloqueo de todas las VB a máximo caudal, incluyendo EB y Estaciones terminales.

Luego se evaluaron las siguientes capas de protección de manera independiente:

- **Sin protección:** se verifica la presión de diseño del ducto y las instalaciones, para bomba máx. presión

alcanzada a caudal cero, etc.

- **Lazos de control de presión de descarga:** por ejemplo, antes un incremento de presión en la línea, el lazo de control manda a reducir las rpm de turbina.
- **Paros por alta presión:** paro de bomba por alta presión de descarga.
- **Válvula de Alivio (PSV).**

Para que un oleoducto se encuentre protegido ante un bloqueo, las sobrepresiones durante un transitorio deben ser inferiores a la MAPO de referencia + 10% (según ASME B31.4.).

De esta manera se pudieron identificar las capas de protección que actúan ante cada evento y verificar si son correctas (Figura 9).

Asimismo se identificaron válvulas que necesitaban tener un orificio mayor y bloqueos no protegidos. Es recomendable ejecutar un HAZOP posterior a este estudio para definir realmente cuáles son las capas que presentan un riesgo.

Conclusiones

Ante un cambio en las condiciones operativas, debe ejecutarse una gestión del cambio y así analizar su impacto en las condiciones de seguridad del oleoducto.

El análisis específico de cada amenaza permitió identificar las más susceptibles al cambio. El análisis inicial permitió delinear un plan de ejecución de trabajos que aseguren la condición de la cañería.

La seguridad de procesos de sistemas de oleoductos es una especialidad en la que confluyen distintas disciplinas.

Los análisis de las protecciones determinaron presiones de alivios que fueron reseteados a una presión menor, y se consiguió de esta manera modificar las lógicas de control y de parada de equipos para asegurar que no se sobrepasara el 10% de la MAPO.

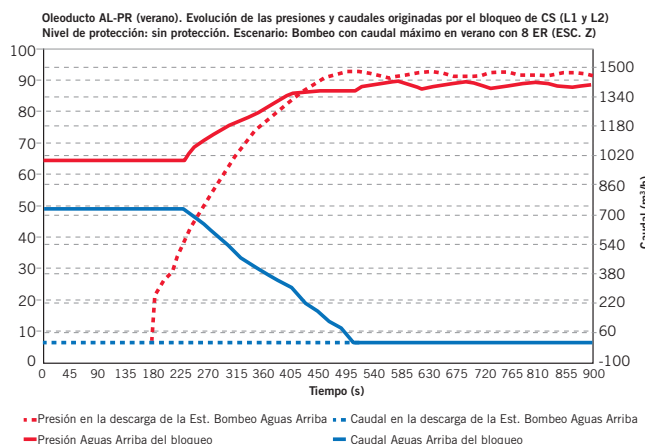


Figura 9. Gráfico donde se observa que la presión aguas arriba del bloqueo sube y en la estación de bombeo no se registra todavía un incremento de presión (seg. 180).

- 1 Las capacidades de bombeo aquí indicadas son estimadas, ya que varían según el tipo de crudo bombeado y la época del año (a mayor temperatura, menor será la viscosidad del crudo).