

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO**



**“APLICACIÓN DE MEZCLAS DE HIDROCARBUROS
LIVIANOS Y PESADOS PARA EL TRATAMIENTO
Y BOMBEO DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO
EN LAS OPERACIONES DEL LOTE 1-AB”**

**TITULACION POR ACTUALIZACION DE CONOCIMIENTOS PARA
OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO DE
PETROLEO**

ELABORADO POR:

Luis Eduardo Cornejo Fiestas

PROMOCION 1974-1

LIMA – PERU

2004

**APLICACIÓN DE MEZCLA DE
HIDROCARBUROS LIVIANOS Y
PESADOS PARA EL TRATAMIENTO
Y BOMBEO DE LA PRODUCCIÓN
DE CRUDO EN LAS OPERACIONES
DEL LOTE 1-AB.**

INDICE

	Página
SUMARIO	3
INTRODUCCIÓN	5
CONTENIDO	10
1. BASE TEÓRICA	10
1.1. Generalidades	10
Operación del Sistema.....	11
Tratamiento.....	12
Bombeo.....	14
Red de Distribución del Crudo Liviano en la Selva.....	14
1.2. Sistemas de Mezcla	20
Caso 1.....	20
Caso 2.....	22
Caso 3.....	25
Consideraciones.....	28
1.3. Alternativas para afrontar la falta de Livianos	32
Alternativa 1.....	32
Alternativa 2.....	32
Otras Alternativas.....	34
- Oleoducto.....	34
- Orimulsión.....	34
- Tecnología TIRUS.....	37
- Inyección de Bacterias.....	40
2. CÁLCULOS	42
2.1. Condición Actual sin usar crudo del Lote 8.....	42
2.2. Condición Actual empleando crudo del Lote 8.....	50
2.3. Distribución de crudo con la conversión de la Plant de Dest. Entrega a Petroperu 18.5° API sin considerar crudo del Lote 8.....	50
2.4. Distribución de crudo con la conversión de la Plant de Dest. Entrega a Petroperu 18.0° API sin considerar crudo del Lote 8.....	50
2.5. Distribución de crudo con la conversión de la Plant de Dest. Entrega a Petroperu 18.0° API considerando crudo del Lote 8.....	51
2.6. Cálculo de presión de la línea de bombeo 10" desde Jibarito hasta Huayuri sin emplear crudo liviano del Lote 8.....	51
2.7. Cálculo de presión de la línea de bombeo 10" desde Jibarito hasta Huayuri empleando crudo liviano del Lote 8.....	51
3. EVALUACIÓN ECONÓMICA	70
4. TABLAS DE RESULTADOS	71
CONCLUSIONES	77
RECOMENDACIONES	79

SUMARIO

Esta aplicación está centralizada en las actividades que se ejercen en el Lote 1AB, ubicado en la región norte de la selva del país, operado actualmente por la compañía Argentina Pluspetrol Norte S.A y a través de ella se pretende ilustrar cómo se utiliza el petróleo liviano o mediano producido en el Lote para maximizar la producción de petróleo pesado.

Considera también la implementación de una Planta de Destilación que permite obtener fracciones livianas que mezcladas con los crudos pesados, mejoran también, por efecto de mezcla, el grado API.

Asimismo, el uso de crudo liviano del Lote 8 que permite continuar produciendo volúmenes significativos de crudo pesado, como también el empleo del condensado producido en Capahuari Sur que tolera ser mezclado en volúmenes adecuados con el crudo procesado en la Estación Recolectora de Andoas, a fin de obtener el API° de venta a Petro Perú.

La gravedad de la mezcla es por lo tanto el factor que determina las cantidades de crudo pesado y liviano o mediano que deben ser producidos, con el objeto de maximizar la recuperación de petróleo en cada uno de los campos productivos del área.

En esta monografía se describe cómo se manejó y cómo se maneja actualmente el sistema de mezcla en el Lote y para ello se han considerado 3 casos fundamentales que detallan como el crudo liviano de alta producción en sus inicios fue declinando, hasta usarse sólo en la actualidad como carga a la Planta de Destilación. Y para efecto de mezcla el crudo pesado, usa el crudo mediano más la poca aportación de crudo liviano proveniente del Lote 8.

Dada nuestra propia realidad y al no tener éxito en las perforaciones por el hallazgo de crudo liviano se hace mención de dos alternativas inmediatas para tratar de mantener la producción en los niveles actuales sin considerar o

considerando la implementación de equipos adicionales en cualquiera de las áreas de producción. Estas son:

Gestionar la venta de crudo con una gravedad API menor a la actual.

Implementar el proyecto de conversión de la Planta de Destilación para procesar un crudo de 22° API en reemplazo del actual de 31° API.

Se expone además algunas aplicaciones prácticas con sus cálculos respectivos sobre éste sistema de mezcla, ya sea en condiciones actuales, sin usar o cuando se usa crudo liviano proveniente del Lote 8 y para los dos casos que se consideran como alternativas más inmediatas.

Se da a conocer también el método de una evaluación económica sobre el Proyecto de Reducción del grado API y finalmente a parte de mencionar ciertas consideraciones tales como pérdida de gravedad API durante el tratamiento de crudo, pérdida hidráulica en función a la viscosidad y caudal, incompatibilidad de crudos, etc.; se presentan también otras aplicaciones que pueden usarse para la producción de crudos pesados tales como:

Oleoductos

La orimulsión

La Tecnología Tirus

Inyección de bacterias

INTRODUCCIÓN

Como se ha hecho mención en el Sumario, esta monografía consiste en aplicar como técnica para la producción de crudos pesados su mezcla con crudos livianos o medianos para optimizar su extracción y transporte.

Pluspetrol Norte S.A. produce actualmente un promedio total de 36,830 BOPD de los campos ubicados en el Lote 1AB. Aproximadamente 37% de la producción, esto es 13,850 BOPD, provienen de los campos de petróleo pesado con gravedades que varían en un rango de 10 a 15.5 grados API, 39% es decir, unos 14,200 BOPD provienen de campos con gravedades intermedias con un rango de 15.5 a 24 grados API y el resto, esto es unos 8,780 BOPD lo que representa un 24% del total de la producción, proviene de los campos de petróleo liviano con un rango de gravedades API de 25 a 40 grados. El **Anexo 1** muestra las Estadísticas de Producción y las Gravedades API para cada campo.

La existencia del petróleo pesado se encuentra almacenada en los campos de Jibaro – Jibarito, San Jacinto y Bartra, con gravedades que varían en un rango de 10.5 a 15.5° API.

Se estima que el total de reservas probadas remanentes para los tres campos, está en el orden de 60 millones de barriles de petróleo, pero sólo una pequeña parte entre el 12 al 20% se recupera por medios primarios de explotación, debido a la baja movilidad del crudo dada su relativa viscosidad. Aún cuando se ha cerrado temporalmente el campo de Bartra por no tener el crudo liviano disponible y por razones de índole económica, bajo el actual esquema de producción en el futuro, se tendrían que cerrar volúmenes cada vez mayores de producción de pesados, sino se encuentra suficiente volumen de livianos o medianos que hacen posible su manejo y transporte.

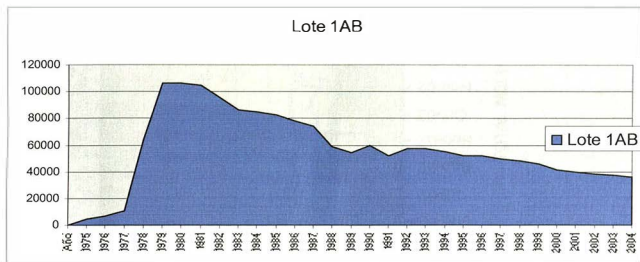
Los yacimientos de crudo liviano Capahuari Norte, Capahuari Sur, Huayuri y Dorissa han sido producidos intensamente desde el inicio de su vida productiva. Los yacimientos de crudo pesado en cambio, puestos en producción cuatro años más tarde fueron producidos inicialmente a tasas moderadas (bombeo mecánico y bombeo hidráulico).

Es por ello que el sistema alternativo de producción de crudos pesados fue la mezcla de éstos inicialmente con crudos livianos (32º API) que por su alta producción no hubo ningún problema para su extracción y transporte.

Para información se presenta una data histórica de la producción en donde se observa que los mayores volúmenes se alcanzaron por los años 79, 80 y 81, en donde el yacimiento de mayor producción fue Capahuari Sur con aproximadamente 70,000 Bbls de crudo liviano.

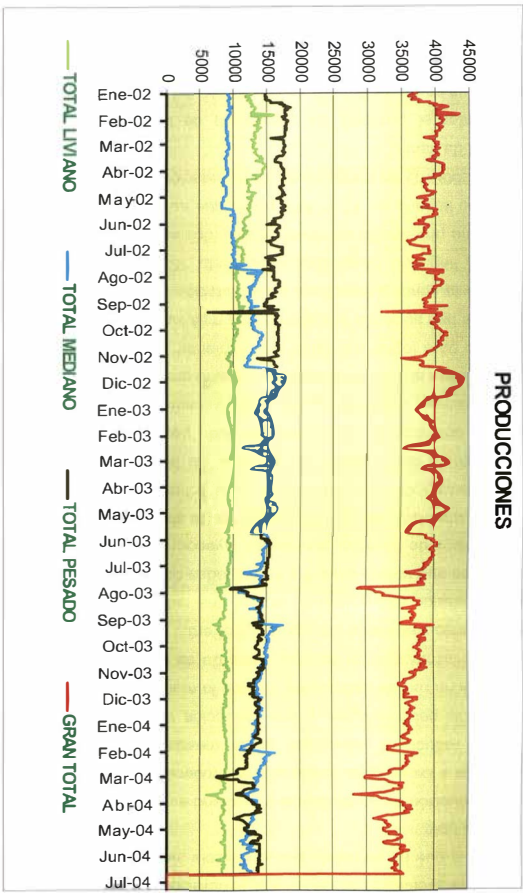
Producción Promedio de Petróleo (BPD)

Año	Lote 1AB
	Barriles por día
1975	4,227
1978	64,243
1979	106,180
1980	105,886
1981	104,737
1984	84,505
1988	58,657
1994	54,910
1998	48,200
2001	39,560
2004	36,300



En lo que respecta a los campos de crudo mediano Carmen, Shiviayu y Forestal con el desarrollo de nuevas reservas del Yacimiento de Carmen se empieza a usar el crudo mediano como alternativa de mezcla.

Como información actual se adjunta una gráfica con las curvas de producción de crudos medianos, pesados y la declinación de los campos de crudo liviano desde Enero 2002 a Julio 2004.



En esta gráfica se puede apreciar un incremento sustancial de crudo mediano producto de la aportación de las últimas perforaciones realizadas en el yacimiento de Carmen, lo que ha permitido con su mezcla mantener la producción de crudo pesado en el Lote.

Tanto la producción de crudo liviano y mediano es distribuida a través de una red de oleoductos a los campos donde sólo se produce crudo pesado con el objeto de aligerarlo y reducir la viscosidad de la mezcla. Los logros son una mejor separación de petróleo/agua, y una reducción de las pérdidas de carga por fricción en dicha red de distribución cuando la mezcla producida, es bombeada a la Estación Recolectora en Andoas antes de su tratamiento final de acuerdo a especificaciones y posterior entrega a PetroPerú.

El sistema referido anteriormente, incluye una red de oleoductos de distribución con diámetros que varían entre 4 y 12 pulgadas con una longitud total de más de 200 km, equipos de bombeo, equipos de inyección de crudo liviano en superficie, equipos de tratamiento de petróleo y tanques de almacenamiento.

Como resultado podemos concluir que en la actualidad los yacimientos de crudo liviano tienen un mayor grado de drenaje. La búsqueda de fuentes de crudo liviano para optimizar la producción de crudo pesado ha sido estudiado desde hace algún tiempo, siendo la solución más inmediata la mezcla con crudo liviano de fuente externa al Lote 1AB como es el crudo proveniente del Lote 8.

Sin embargo para lograr mantener o incrementar ligeramente la producción total del campo se han sugerido dos alternativas más inmediatas a implementarse:

1. Gestionar la venta a PetroPerú en la Estación Recolectora con un API menor al actual, llegando progresivamente hasta 18.0° API. Con esto se lograría extraer una producción adicional de pesados en Jibarito. La mezcla del crudo del campo llegaría en 17.8° API, por lo que se requerirá siempre la inyección de unos 250BPD de condensado en la Estación Recolectora para obtener los 18.0° API de venta.
2. Implementar el proyecto de conversión de la Planta de Destilación para procesar un crudo de 22° API en reemplazo del actual de 31° API. Con ello y la alternativa de reducción de API hasta 18.0° se tendría un incremento adicional en la extracción de pesados. Además este proyecto se justificaría dentro de la

tendencia actual de la declinación de livianos y la necesidad de disponer de diesel para las operaciones.

Existen otras posibles soluciones para optimizar la producción de crudo pesado y muchas veces no son aplicadas por su alto costo o por su baja eficiencia que los hace imprácticos; entre ellos tenemos:

- Oleoductos
- La orimulsión
- La Tecnología Tirus
- Inyección de bacterias

CONTENIDO

1. BASE TEÓRICA

1.1 GENERALIDADES:

Este trabajo es una aplicación del desarrollo de los yacimientos ubicados en el Lote 1AB, que es operado actualmente por la compañía Argentina Pluspetrol Norte S.A.

Es el departamento de Operaciones el responsable de mantener los volúmenes de producción de petróleo de acuerdo a los programas que plantea la empresa, que tiene a su cargo la operación de 9 Baterías (Capahuari Norte, Capahuari Sur, Jibarito, Dorissa, Shiviyaçu, Huayuri, Forestal, San Jacinto y Bartra), para el tratamiento y bombeo del crudo producido en los 11 yacimientos del campo.

Así mismo es responsable de la operación de la Planta de Destilación primaria para la refinación del crudo de donde se obtiene el diesel combustible para uso de todos los equipos del Lote.

Igualmente de la operación de la Estación Recolectora en el área de Andoas, que como su nombre lo indica recepciona toda la producción de los diferentes yacimientos para darle el tratamiento final, permitiendo que el crudo que se fiscaliza diariamente a través de un medidor másico y se analiza en el laboratorio después de extraerse de una unidad de muestreo, se encuentre dentro de las cláusulas del contrato suscrito con el gobierno peruano.

Para la producción de crudo liviano se han considerado los campos de Capahuari Norte, Capahuari Sur, Tambo, Dorissa y Huayuri.

Los crudos intermedios se desarrollan en el área de Shiviyaçu constituido por los campos de Shiviyaçu mismo, Forestal y Carmen.

Mientras que los yacimientos de producción de crudo pesado son Jíbaro, Jibarito, San Jacinto y Bartra. Donde por su complejidad de mezcla los más grandes problemas se presentan en el área de Jibarito al manejar mayores volúmenes de producción con gravedades de 10.5° API, mientras que Bartra por su menor producción y San Jacinto por tener una producción moderada con un promedio de 15.5° API, su razón de mezcla es menos compleja.

Operación del Sistema:

Como se hace mención anteriormente las principales plantas que suministran petróleo liviano y mediano a los demás campos son: Livianos: (Capahuari Norte, Capahuari Sur, Huayuri y Dorissa), Medianos (Carmen, Shiviya y Forestal). El petróleo liviano y mediano es bombeado a los campos productores de petróleo pesado de acuerdo a una cuota diaria pre-establecida que depende de los niveles esperados de producción de petróleo pesado. En la actualidad como regla general, aún cuando un barril de mezcla de crudo liviano y mediano permite la producción de un barril adicional de petróleo pesado, la relación petróleo liviano-mediano/petróleo pesado depende de la gravedad API total promedio que pluspetrol tiene que entregar de acuerdo a especificaciones del contrato.

El **Anexo 2** muestra un mapa del área de operaciones del Lote 1AB. El crudo liviano proveniente de la mezcla del crudo de Capahuari Norte y Capahuari Sur es bombeado a Huayuri a través de un oleoducto de 6 pulgadas de diámetro con una longitud de 30 km mediante el uso de bombas centrífugas verticales instaladas en serie. El crudo liviano es recibido en un tanque de 5,000 barriles de capacidad en la estación de Huayuri de donde es nuevamente bombeado a las plantas de producción de los campos de Shiviya y San Jacinto, mediante el uso de bombas centrífugas horizontales. Parte de este petróleo es almacenado en Shiviya para alimentar la Planta de Destilación (Topping Plant) y el resto se bombea a San Jacinto para inyectarse en las líneas de flujos de los pozos del 1A, que son las que transportan el crudo mediano a la planta para su proceso respectivo.

Hasta Marzo de 1993, parte del crudo liviano que era bombeado a los diferentes campos era utilizado como combustible para la operación de los motores a combustión. Desde que la Planta de Destilación entró en operación, parte de ese petróleo liviano es enviado a Shiviya para su destilación y obtención del combustible Diesel. La Planta de Destilación procesa un promedio de 5000 BPD de crudo liviano obteniéndose una producción de Diesel de 2000 BPD y una mezcla de petróleo residual con nafta de 2,700 BPD. Esta mezcla de residual con nafta, la cual tiene una gravedad promedio de 25° API es bombeada nuevamente al sistema.

La producción de crudo liviano de Dorissa es enteramente bombeada a Huayuri a través de un oleoducto de 6 pulgadas de diámetro, en donde se mezcla con la

producción de este campo más la producción de crudo mediano proveniente de Shiviyaçu. Parte del petróleo bombeado desde Huayuri es desviado hacia los pozos de Jibaro donde la presión es incrementada hasta la presión de cabeza de modo que se permita la inyección de crudo mediano en las líneas de flujo de cada pozo. El resto del crudo mediano, más la recepción de crudo liviano que viene del Lote 8 es recibido en un tanque de 10,000 barriles ubicado en la planta de producción de Jibarito desde donde es posteriormente bombeado a los pozos del área Sur e inyectado en las líneas del flujo.

El **Anexo 3** muestra un esquema típico del sistema de tuberías de inyección de crudo liviano. La disponibilidad de otras fuentes de crudo liviano como el crudo del Lote 8 en los campos de Jibaro – Jibarito permite mantener la gravedad API de la mezcla requerida en Andoas.

Las cantidades de crudo liviano y mediano que deben ser repartidos entre los campos de crudo pesado son evaluados mediante una red de distribución que está en un programa excel, el cual nos ayuda a estimar los cálculos de las mezclas respectivas, dándonos una idea muy acertada que permite establecer la relación entre gravedades API y volúmenes de los diferentes componentes de la mezcla. Estos volúmenes están en función de la cantidad de petróleo pesado que se espera producir en cada campo y de la mezcla final que se espera obtener en Andoas.

Tratamiento:

El principal método de separación de petróleo y agua que mayormente es utilizado en las operaciones de producción, es el método por gravedad. La combinación de otras técnicas definitivamente ayuda a mejorar la eficiencia en el proceso de separación como son: inyección de demulsificantes químicos, centrifugación, procesos electrostáticos, celdas de flotación con gas inducido, etc. La separación de petróleo y agua está gobernada por la ley de Stokes.

$$V = \frac{K(SGw - SGo)D^2}{U} \quad \text{Donde:}$$

V = Velocidad de Sedimentación del Agua

SGw = Gravedad Especifica del Agua

SGo = Gravedad Especifica del Petróleo

D = Diámetro de la Gota de Agua

U = Viscosidad del Petróleo

K = Constante de conversión que depende de las unidades utilizadas.

La ecuación muestra la relación entre los parámetros involucrados en el proceso de separación. Como podrá notarse, los parámetros que son posibles de ser modificados de acuerdo a nuestra conveniencia son; la gravedad específica y viscosidad del petróleo. Los valores del diámetro de las gotas de agua son obtenidos en forma empírica y por lo tanto es una variable muy difícil de ser modificada.

La variación de los valores de viscosidad y gravedad específica del petróleo es lograda ya sea modificando la temperatura de tratamiento o mezclando los diferentes crudos. La variación de la temperatura está limitada de acuerdo a las características de diseño del sistema de tuberías y del equipo de tratamiento. El actual método de producción artificial por medio de bombas electro sumergibles utilizado en todos los campos del Lote 1AB, origina que la temperatura del fluido que llega a las diferentes baterías de producción se encuentre en un rango de 200 a 250 grados Fahrenheit. Las temperaturas de diseño de los equipos de tratamiento justamente se encuentran dentro de dicho rango, por lo que nos vemos imposibilitados de aumentarlas con el propósito de disminuir la viscosidad y/o gravedad específica. Por lo tanto la alternativa para lograr dicha disminución es la mezcla de crudos de diferentes gravedades específicas.

Los campos productores tienen una variedad de crudos clasificados como; pesados, intermedios y livianos, los cuales tienen un rango de gravedades API de 10 a 40 grados. Pluspetrol, por lo tanto, constantemente evalúa la cantidad adecuada de cada tipo de crudo que necesita producir con la finalidad de maximizar la producción total del área y al mismo tiempo cumplir con las especificaciones del contrato.

Actualmente Pluspetrol está desarrollando un cronograma de perforaciones de nuevos pozos, el mismo que puede ser modificado continuamente y algunas veces la producción de estos nuevos pozos difiere con lo pronosticado, lo que obliga a generar una orden de prioridad en las perforaciones a lo pre establecido, para poder manejar el incremento de producción en las diferentes baterías. Esto nos indica que la operación y maximización de la misma, tanto de reservas de crudo liviano o mediano como de pesado en el área del Lote 1AB es compleja bajo las actuales circunstancias.

Bombeo:

Una vez que el crudo es tratado en las diferentes baterías de producción, es bombeado a la Estación Recolectora en Andoas para su tratamiento final de acuerdo a las especificaciones de contrato antes de su fiscalización y entrega a PetroPerú. El petróleo una vez recibido en la Estación de PetroPerú en Andoas es bombeado a través del Ramal Norte del Oleoducto Nor Peruano hasta la Estación 5 para su posterior envío al terminal de Bayovar en la costa del pacífico.

El **Anexo 4** muestra un esquema del sistema de distribución de oleoductos en el Lote 1AB incluyendo también, las capacidades nominales de bombeo y tratamiento en cada una de las baterías de producción. Las capacidades de bombeo en cada una de las baterías de producción, así como en la Estación de PetroPerú en Andoas están limitadas ya sea por la capacidad de las bombas o de los oleoductos. En otras palabras, las presiones de descarga están limitadas por las presiones de diseño de los sistemas de oleoductos o la performance de las bombas. La presión de descarga depende de la caída de presión en la tubería que a su vez depende, entre otros factores, de la viscosidad y densidad del petróleo. Nuevamente, el crudo liviano juega un papel muy importante para establecer las capacidades de los sistemas de bombeo. A un mismo caudal, mientras más liviano sea el petróleo a bombear, la viscosidad será menor y por lo tanto la caída de presión en el sistema también lo será y viceversa. Por esta razón la utilización ideal del crudo liviano o mediano también es un factor muy importante a ser tomado en cuenta en las operaciones de bombeo.

Los pronósticos de producción son constantemente revisados del tal forma que podamos anticiparnos a las limitaciones existentes en las diferentes estaciones de bombeo y podamos tomar las acciones necesarias para poder desplazar toda la producción proyectada.

Red de Distribución del Crudo Liviano en la Selva

Geográficamente, la mayor parte del petróleo liviano es producido en los campos ubicados en la zona Oeste del área de operaciones. Los campos de petróleo con gravedades intermedias están ubicados en la zona central del Lote y los campos de petróleo pesado se encuentran en las zonas Este y Sur del Lote 1AB.

El **Anexo 5** muestra un esquema del sistema de distribución del crudo liviano-mediano y la ubicación de oleoductos instalados respectivamente.

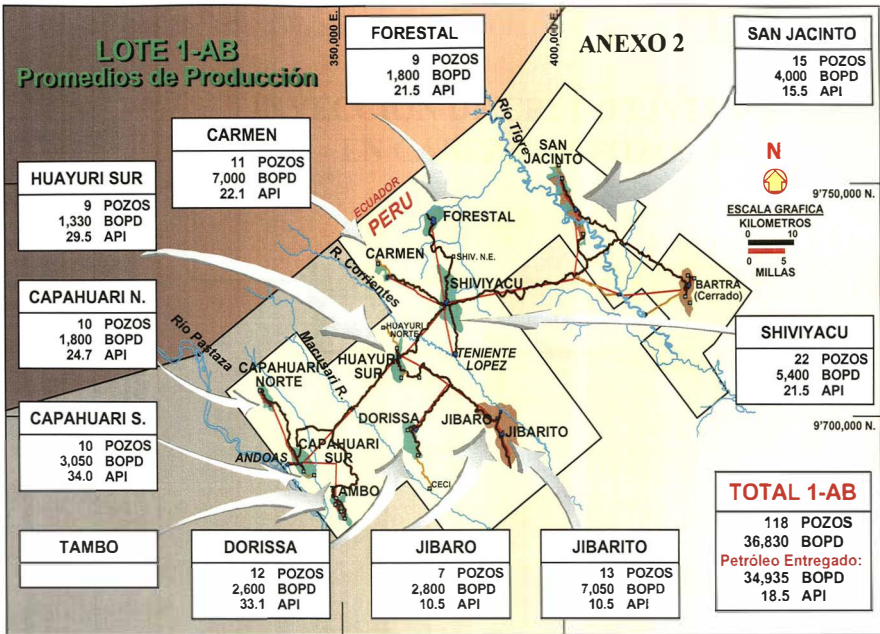
ANEXO 1

ESTADISTICAS DE PRODUCCION – BLOCK 1AB

<u>CAMPO</u>	<u>PRODCCION</u> <u>BOPD</u>	<u>GRAVEDAD</u> <u>°API</u>
CAPAHUARI NORTE	1,800	24.7
CAPAHUARI SUR	3,050	34.0
HUAYURI	1,330	29.5
DORISSA	2,600	33.1
SHIVIYACU	5,400	21.5
CARMEN	7,000	22.1
FORESTAL	1,800	21.5
JIBARO	2,800	10.5
JIBARITO	7,050	10.5
SAN JACINTO	4,000	15.5
TOTAL	36,830	22.3

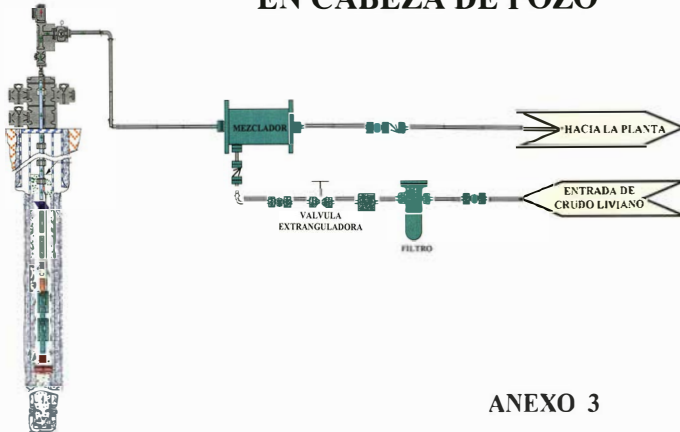
LOTE 1-AB

Promedios de Producción



INYECCION DE CRUDO LIVIANO EN CABEZA DE POZO

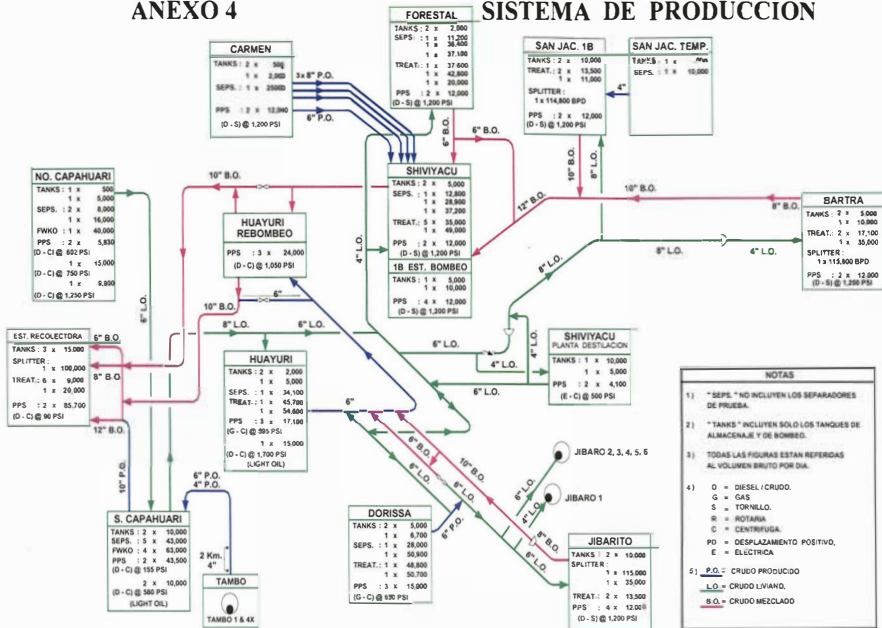
PRODUCTOR DE
CRUDO PESADO



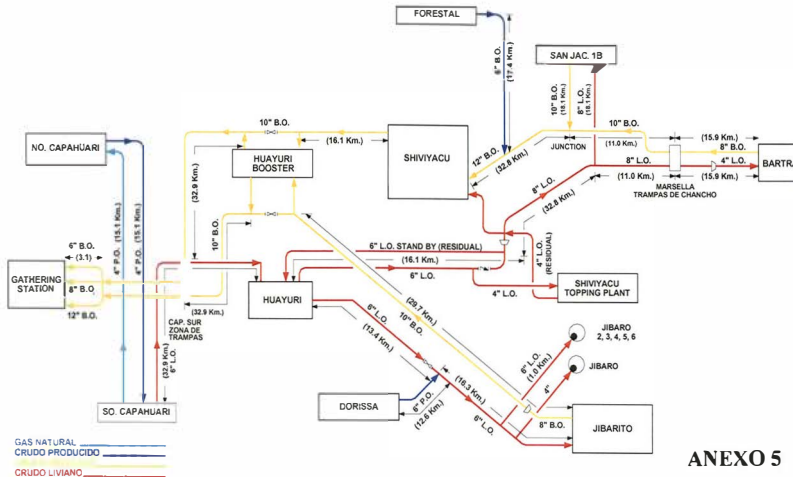
ANEXO 3

ANEXO 4

SISTEMA DE PRODUCCION



CIRCUITO DE CRUDO LIVIANO Y MEZCLADO



ANEXO 5

1.2 SISTEMAS DE MEZCLA:

Se hace una breve descripción de tres casos de cómo se manejó y como se maneja actualmente el sistema de mezcla en el Lote.

La siguiente tabla muestra a cada uno de los yacimientos con sus producciones respectivas al año 1980.

Tabla N° 1

Yacimientos	Producción al año 1980			API
	Crudo Liviano	Crudo Mediano	Crudo Pesado	
Capahuary Norte	220			25.5
Capahuary Sur	64,908			35.2
Tambo	---			
Dorissa	8,882			33.3
Huayuri	5,147			30.3
Shiviyacu		14,553		21.3
Carmen		---		
Forestal		11,412		18.8
Jibarito			---	
Jibaro			---	
San Jacinto			394	13.6
Bartra			1,229	11.00
TOTAL	79,157	25,965	1,623	

Producción Fiscalizada 106,745 Bbls.

Caso 1:

En los inicios del desarrollo del Lote, los crudos livianos fueron producidos intensamente y los crudos pesados de una manera moderada. Sin embargo, con el éxito de las perforaciones en los yacimientos de crudo pesado, en el área de Jibarito se hizo necesario la aplicación del sistema de mezcla de crudos para facilitar su transporte, tratamiento y bombeo. Como se puede observar en la Tabla N° 1, se ha considerado, de los diferentes yacimientos en actividad, la producción promedia fiscalizada al año 1980, por ser ésta una de la más alta que se consiguió durante la vida productiva del Lote.

Asimismo se observa que los yacimientos de Jibaro y Jibarito no muestran producciones, debido a que el desarrollo de estos campos se inicia a partir del año 1981. De la tabla se concluye que la producción de los yacimientos de crudo liviano fue mayor que la de pesado, no presentándose problemas para procesar y bombear el crudo producido.

El diagrama y distribución de mezcla de crudos livianos y pesados fue como sigue:

LOTE 1-AB

PETRÓLEO CRUDO DE SELVA ESQUEMA DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN

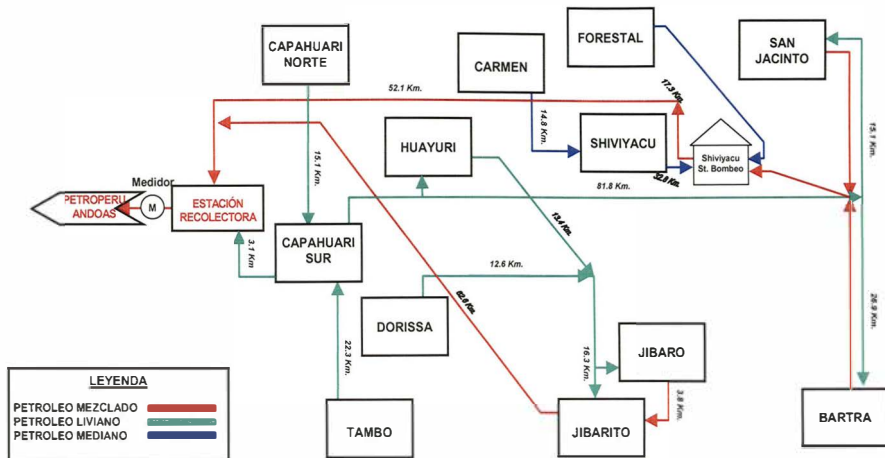


Gráfico N° 1

Del gráfico 1 se concluye que el crudo liviano de Capahuari Sur, luego de mezclarse con el crudo recepcionado de Capahuari Norte y Tambo es bombeado a la Estación Recolectora de Andoas, a la Batería de Huayurí y a los yacimientos de crudo pesado de Bartra y San Jacinto, recorriendo una trayectoria de aproximadamente 100 Km. Por otro lado la producción del crudo liviano de Huayurí con lo recibido de Capahuari Sur se bombea hasta un punto de encuentro con el crudo de Dorissa y luego juntos se mezclan primero con el crudo de Jibaro y después con el crudo de Jibarito.

Las mezclas que se producen en Bartra y San Jacinto son bombeadas hasta un tanque de 10,000 barriles ubicado en el área de Shiviayacu, que también recibe el crudo mediano del campo Forestal y la producción de Shiviayacu previamente mezclado con el crudo de Carmen. El crudo de este tanque de mezcla es bombeado a través de una línea de 10", que al igual que el crudo mezclado de Jibarito que ha recibido el crudo de Jibaro es también bombeado por otra línea de 10". Ambas líneas llegan hasta la Estación Recolectora de Andoas para que el crudo mezclado reciba su tratamiento final y se fiscalicen para su venta.

Caso 2:

Durante varios años se manejó el esquema de mezcla del caso 1. En la medida que el crudo liviano fue declinando y al no tener el éxito esperado en la perforación por el hallazgo de esta calidad de petróleo y considerando la puesta en servicio de la Planta de Destilación inicialmente en Marsella y luego en Shiviayacu para la obtención de combustible diesel N° 2, cuya producción en el campo si bien redujo sustancialmente los costos de su compra y transporte, demandó utilizar, para su desarrollo, desde el inicio hasta la actualidad, el crudo liviano proveniente de Capahuari Sur que es recepcionado y rebombeado desde Huayurí hasta la misma planta

Teniendo en cuenta estos dos criterios, fue necesario realizar el proceso en los campos de crudo pesado con una mezcla más viscosa, previa aceptación de PetroPerú para una entrega con un menor API. Como resultado de este manejo, la batería de producción de Huayurí, que como planta opera el tratamiento de su crudo, adquiere mayor importancia al convertirse también en un área estratégica de bombeo para facilitar el desplazamiento especialmente del crudo de mezcla proveniente del área de Jibarito y solo en algunas oportunidades el crudo de Shiviayacu.

Como en el caso anterior las producciones asignadas a cada yacimiento producto de la evolución que estos han tenido a través del tiempo, para el caso específico del año 2000 fueron:

Tabla N° 2

Yacimientos	Producción al año 2000			API
	Crudo Liviano	Crudo Mediano	Crudo Pesado	
Capahuary Norte	3608			25.5
Capahuary Sur	4320			35.2
Tambo	71			32.8
Dorissa	4236			33.3
Huayuri	2062			30.3
Shiviyacu		6796		21.3
Carmen		126		18.9
Forestal		2483		18.8
Jibarito			7802	10.5
Jibaro			2941	10.5
San Jacinto			4263	13.6
Bartra				
TOTAL	14,297	9,405	15,006	

Producción Fiscalizada 39,558 Bbls.

Se escogió las producciones de los yacimientos al año 2000 por ser el año de la transferencia de la anterior administración a la actual.

De la Tabla 2 se puede observar como aspectos más saltantes la declinación de la producción del yacimiento de Tambo, debido al alto contenido de agua y precipitación de asfaltenos, así como el campo de Carmen que mantenía la producción de un solo pozo, dado que su desarrollo recién se inicia a comienzos del año siguiente.

Considerando que para esta producción fiscalizada la gravedad de entrega a Petroperú fue de 19° API, las producciones de mezcla de crudos livianos y pesados que mantenían una relación de 0.8 se manejaron sin ningún problema para mantener dicho API. Es por ello, que los volúmenes de bombeo de crudo liviano de Capahuari Sur permitió mantener la carga a la Planta de Destilación y a la mezcla con crudos pesados fundamentalmente de Bartra y San Jacinto. Excepcionalmente se bombeó una pequeña cantidad vía Huayuri a Jibarito cuando por necesidad se pararon algunos pozos de crudo liviano.

El diagrama de mezcla para este caso es de la siguiente manera:

LOTE 1-AB

PETRÓLEO CRUDO DE SELVA ESQUEMA DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN

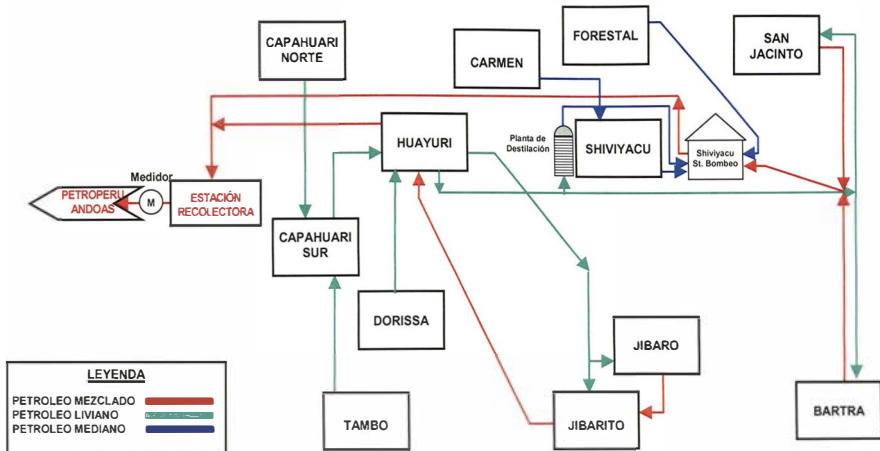


Gráfico N° 2

Diagrama en donde lo más saltante como consecuencia de la disminución de crudo liviano, la mezcla de Capahuari Norte, Capahuari Sur y Tambo, salvo casos excepcionales para mejorar la calidad del crudo de entrega ya no se bombea a la Estación Recolectora de Andoas, sino, directamente a Huayuri para luego rebombar la mayor parte a la Planta de Destilación y el resto al área de San Jacinto y Bartra.

Se observa además que la producción de nafta y residual de la Planta de Destilación que tiene una gravedad de 25° API se bombea para mejorar la calidad del crudo al tanque de mezcla de Shiviayacu.

Por facilidad de bombeo el crudo de Dorissa se desplaza a Huayuri y la mezcla de estos dos crudos se bombea a Jibaro y Jibarito respectivamente.

El crudo de mezcla de Jibarito finalmente es bombeado a la batería de Huayuri de donde se rebombee para facilitar su transporte a través de un oleoducto de 10" hasta la estación de Andoas.

Caso 3:

La implementación de la Planta de Destilación en Shiviayacu fue diseñada para procesar 5,000 barriles de petróleo liviano, obteniéndose una producción de 2,000 barriles de diesel, que hoy en día es lo que requiere el Lote como demanda para mantener sus operaciones. Por esta razón se debe tener un stock adicional de 10 días aproximadamente en el campo para suplir cualquier percance de la planta.

Como se hace mención en el Caso 2 el crudo liviano utilizado como carga para la planta es el de Capahuari Sur, por su calidad para minimizar los factores corrosivos e incrementar el porcentaje del rendimiento de operaciones (43%) por encima del rendimiento teórico (32%).

Actualmente la producción de crudo liviano de Capahuari Norte y Capahuari Sur está en el orden de 5,000 barriles, que es casi la capacidad de la carga de la planta, y con el cierre del yacimiento de Tambo por su baja producción y su evaluación económica ya no rentable, se decidió también cerrar temporalmente el yacimiento de crudo pesado de Bartra, que por su gravedad de 10.5° API fue necesario desplazar y empaquetar las líneas de flujo y los forros de los pozos con agua previamente tratada con bioxida, secuestrante de oxígeno e inhibidor de corrosión para evitar posibles taponamientos con el crudo pesado y/o corrosión interna. Por igual razón se dejó limpios y totalmente vacíos los tanques y equipos de tratamiento de la planta.

Una nueva estrategia con el desarrollo de nuevas reservas del yacimiento de Carmen se aplicó al usar el crudo mediano como otro recurso de mezcla en el Lote.

Se muestra a continuación las producciones actuales en la siguiente Tabla:

Tabla N° 3

Yacimientos	Producción al año 2004			API
	Crudo Liviano	Crudo Mediano	Crudo Pesado	
Capahuay Norte	1,800			24.7
Capahuay Sur	3,050			34.0
Tambo	---			
Dorissa	2,600			33.1
Huayuri	1,330			29.5
Shiviyacu		5,400		21.5
Carmen		7,000		22.1
Forestal		1,800		21.5
Jibarito			7,050	10.5
Jibaro			2,800	10.5
San Jacinto			4,000	15.5
Bartra				
TOTAL	8,780	14,200	13,850	

Producción Fiscalizada 36,830 Bbls.

Comparando las tablas 1, 2 y 3 se observan valores que reflejan progresivamente una gran diferencia de la declinación que presentan los yacimientos del Lote, especialmente los de crudo liviano, como es el caso particular de Capahuari Sur.

En la Tabla N° 3 se observa el cierre del yacimiento de Tambo y el cierre temporal del campo de Bartra.

Como la gravedad actual de entrega a PetroPerú es de 18.5° API, la distribución de mezcla de crudos livianos y medianos es exactamente la demanda para levantar la producción de crudos pesados, tal es así, que si por algún motivo parase algún pozo de crudo liviano para no interferir el proceso a la Planta de Destilación es necesario parar algunos pozos de Jibaro y Jibarito.

Bajo este esquema de producción, con la finalidad de no cerrar pozos, después de una evaluación previa se determinó usar parte del crudo del Lote 8 y para tal propósito se está utilizando tres barcazas de bajo calado para transportar dicho petróleo que tiene una gravedad de 44° API desde el PI 18 en el Lote 8 hasta Jibaro Marshalling en el Lote 1AB.

El actual diagrama del sistema de recolección es como sigue:

LOTE 1-AB

PETRÓLEO CRUDO DE SELVA ESQUEMA DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN

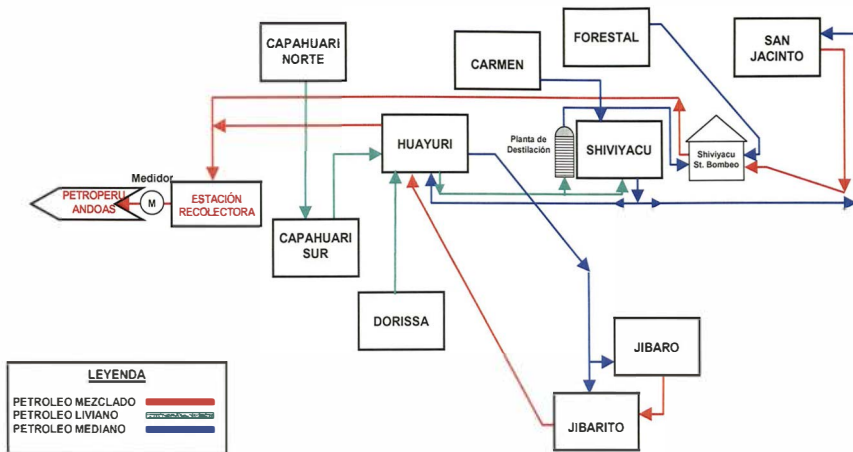


Gráfico N° 3

Del gráfico 3 se observa que la mezcla de los crudos medianos de Carmen y Shiviayacu se bombean a San Jacinto y Huayurí respectivamente.

La carga a la Planta de Destilación que usa el crudo de Capahuari Sur se está manteniendo con un valor promedio de 4,700 bbls y la diferencia de los 300 bbls se le incorpora hacia el bombeo a San Jacinto para conservar su gravedad de mezcla en esa área de 18° API. En Huayurí la recepción del crudo mediano se mezcla con la producción de este campo y lo recibido de Dorissa para luego ser bombeado a Jibaro y Jibarito.

Consideraciones

Luego de haber analizado estos tres casos de mezcla, las siguientes consideraciones se deben tomar en cuenta:

-Como la gravedad de entrega a PetroPerú es de 18.5° grados API, la relación de mezcla de crudos livianos y pesados mientras se utilizó solo petróleo liviano (31° API promedio), fue de aproximadamente 0.8, más no así con el uso de crudos medianos (21.7° API) donde esta relación es de 1, es decir, que se requiere un barril de crudo mediano para ser mezclado con un barril de crudo pesado.

-Un factor importante que debe tomarse en cuenta es la pérdida de gravedad para poder calcular adecuadamente el balance de API del crudo de todo el Lote. Y la pérdida se debe a que el crudo liviano al desplazarse grandes distancias y enfriarse a temperatura ambiente cuando se mezcla con el crudo pesado en los cabezales de los pozos que están en un promedio de 220° F para luego ir a la batería de producción donde son nuevamente calentados en los equipos de tratamiento con la pérdida de hidrocarburos volátiles que esto origina.

-Es necesario saber el API con que se espera tener la mezcla para asegurarnos la conservación de las líneas por donde se transporta el crudo, pues si por algún motivo se parase el bombeo y el API fuera bajo, por ejemplo 15°, es muy posible que las presiones para romper la inercia bordeen el punto de ruptura de la tubería. Por esta razón es sumamente importante el control de las pérdidas hidráulicas en función a la viscosidad y caudal del crudo. En nuestro caso la viscosidad no debe exceder de 180 Cts. Por encima de este valor la empresa debe pagar una multa.

-En la Estación Recolectora de Andoas la inyección de condensado se realiza luego de que la producción total ha pasado por los tratadores y las desaladoras.

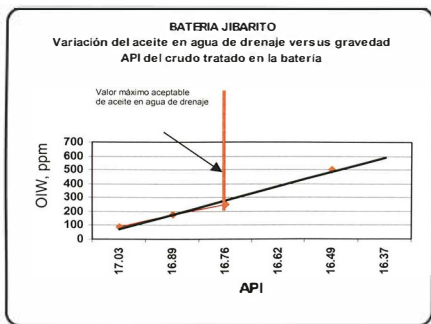
Es un proceso automáticamente dosificado, cada vez que el API de la mezcla que se bombea a PetroPerú sufra una variación, menor al valor programado como mínimo permisible.

-La incompatibilidad química se produce cuando se unen o combinan dos compuestos dando por resultado un tercer compuesto no deseado. Este concepto es muy importante a tomarse en cuenta, fundamentalmente, cuando se trata de crudos livianos. En nuestro caso se ha demostrado en el laboratorio que para nuestras condiciones actuales, el crudo de Capahuari Sur sólo se puede mezclar con el 13% del crudo de Dorissa. Por encima de este porcentaje origina que el diámetro interno de la tubería por donde se desplazan se vea disminuido por la formación de incrustaciones o asfaltenos, aumentando la fricción.

-De las variaciones de PTB, BSW y OIW para los diferentes API de mezcla de Jibarito y la Estación Recolectora se tiene:

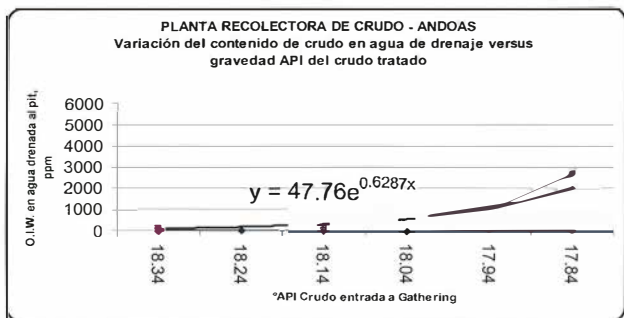
En Jibarito, tomando la información del proceso de la planta y la tabla adjunta nos permite comentar que la data histórica de tratamiento sin problemas, está dada por un crudo de 17.03° API. Con 16.89° se tienen problemas moderados. En cambio el límite mínimo de tratamiento con problemas en el sistema sobre todo en lo relativo al aceite en agua a la poza, está dado por un crudo de 16.76°.

JIBARITO			
Gravedad	PTB	BSW	O.I.W. ppm
17.03	<10	1.2 - 1.8	90
16.89	<10	1.2 - 1.8	175
16.76	<10	1.2 - 1.8	250
16.62	<10	1.2 - 1.8	
16.49	<10	1.2 - 1.8	500
16.37	<10	1.2 - 1.8	



En la Estación Recolectora tomando también información del proceso de la planta y de la tabla adjunta, se deduce que la mínima gravedad API del crudo que puede tratarse es de 17.94°, por debajo de este valor se comienza a tener problemas en el incremento de la cantidad de aceite en el agua drenada a la poza. Una opción para poder solucionar en parte esta situación, consiste en elevar la temperatura de tratamiento o se debe incrementar el tiempo de retención añadiendo un tren adicional de operación.

Planta Recolectora de Crudo				
BOPD	PTB	BSW	°API	O.I.W. ppm
34760	<10	<0.6	18.34	120
35140	<10	<0.6	18.24	
35510	<10	<0.6	18.14	200
35910	<10	<0.6	18.04	
36310	<10	<0.6	17.94	1000
36710	<10	<0.6	17.84	2700



-Por último se debe hacer mención que el 68% de la producción de campo se procesa en la planta de Jibarito; es por esta razón que dicha planta marca los estándares del crudo de llegada a la Estación Recolectora, la cual debe encuadrar la calidad del petróleo de venta dentro de los requerimientos contractuales.

1.3 ALTERNATIVAS PARA AFRONTAR LA FALTA DE LIVIANOS

Las evaluaciones de comportamiento productivo actual y la extrapolación futura del Lote 1AB, indica una declinación de producción más acentuada en los yacimientos de crudo liviano. Como consecuencia de esto se espera una disminución paulatina en el API de la producción del lote por debajo de los 18.5°. Por esta razón se ha tenido que recortar la producción de crudo pesado en la última evaluación anual de reservas a fin de mantener el API futuro del Lote dentro de especificaciones.

Como alternativas más inmediatas para afrontar la falta de livianos y tratar de mantener la producción en los niveles actuales, se han analizado dos escenarios:

Alternativa 1:

Como el contrato vigente estipula una gravedad API mínima de 18.5° para el crudo entregado en la Estación Recolectora de Andoas. Según esta alternativa se debe gestionar con PetroPerú la intención de permitir entregas de crudo con promedios menores de gravedad API, de manera que se obtenga una mayor producción en los campos del Lote 1AB, con el consecuente beneficio económico para el País y la empresa, es decir, que se debe entregar con una gravedad menor a la actual, llegando progresivamente hasta 18° (240 cst a 100°F), según la disponibilidad de crudo pesado y la evaluación de los parámetros de operación y entrega a Petroperú. Entidad de la que se requiere conocer cuáles son sus planes para mejorar su sistema de bombeo y también los máximos caudales permisibles para cada uno de los API menores de 18.5°, sin exceder las presiones máximas de trabajo en el oleoducto Norperuano.

Con esta información se continuará los análisis con datos oportunos para determinar las facilidades requeridas en Jibarito, Huayurí y la Estación Recolectora, y poder ver la factibilidad de seguir bajando la gravedad.

Alternativa 2:

Implementar el proyecto "Revamping" de conversión de la Planta de Destilación para procesar un crudo de 22° API en reemplazo de la actual de 31°, para esto se plantearon las siguientes bases:

- Refinar un crudo de gravedad API de 22.

- Mantener la producción de diesel en 2,100 BPD.

- Que la gravedad API del residual o producto de fondo esté cercana a 18° API, para poder ser bombeado a la Estación Recolectora.
- Que la Planta de Destilación con la conversión tenga la flexibilidad de refinar tanto crudos de la Batería de Shiviyaçu como de una composición de crudos de 22° API (Mezcla de crudos de las Baterías de Forestal, San Jacinto, Shiviyaçu y Capahuari).

Estas bases fueron desarrolladas por la empresa externa INSPECTRA, que es una compañía de mucha experiencia en diseño de refinerías de petróleo, quien luego de realizar los estudios de ingeniería respectivos, dieron los siguientes resultados:

- Carga a la Planta de Destilación: Para seguir produciendo la misma cantidad de diesel, se tiene que incrementar la carga actual a la Planta de 4,850 a 8,430 BPD de un crudo de 22° API.
- Nuevos Equipos: Se tiene que instalar equipos adicionales para poder seguir produciendo los 2,100 BPD de diesel que requiere el campo.

De ello se deduce que con la conversión de la Planta de Destilación se va a tener dos opciones de alimentación a la planta:

- Con crudo de la Batería de Shiviyaçu de 22° API.
- Preparando una composición de 22° API, para lo cual se mezclará proporciones adecuadas de crudos de Forestal, San Jacinto, Shiviyaçu, Carmen y Capahuari.

En la actualidad, como el crudo de la Batería de Shiviyaçu se está enviando a San Jacinto y Jibarito para levantar los crudos pesados de estos campos, y no está disponible para refinación, la segunda opción es la más inmediata. Pero en un futuro cercano, cuando por la dinámica de la operación, se incremente la producción de la Batería de Shiviyaçu por la entrada en producción de los nuevos pozos de Carmen, la Planta de Destilación tendrá flexibilidad suficiente para refinar también el crudo de esta Batería.

Con la aplicación de este proyecto, se confirma que no hay ganancia adicional de crudo pesado, pero sí mejora significativa en la calidad del crudo de proceso en Jibarito, incrementando el API de 16.8° a 17.5° y se elimina la dependencia de crudo liviano de Capahuari.

Esto significaría también prescindir del crudo liviano del Lote 8 y considerar una reducción en el crudo de venta hasta 17.8° API en el futuro, extrayendo un adicional de pesados de 1800 BPD.

OTRAS ALTERNATIVAS

OLEODUCTO

Una solución sería Construir un Oleoducto que permita traer el crudo liviano de áreas que lo tienen y así poder explotar las reservas remanentes probadas de crudo pesado.

Se debe evaluar diferentes caudales de liviano a bombear y el estimado de crudo pesado asociado a cada perfil de liviano.

De este análisis de variar los niveles de bombeo, se determinará el tamaño más adecuado del Oleoducto sobre la base de la disponibilidad de crudo liviano y la capacidad de generación de crudo pesado a ser producido con el liviano transportado.

Es importante la evaluación económica del proyecto relacionado con la construcción del Oleoducto, en donde si los resultados indican rentabilidad en todos los casos bajo modalidades contractuales diferentes que permitan la comercialización de la mezcla de estos crudos, dicho proyecto se hace viable técnica y económicamente.

Aprobado el proyecto se debe realizar primero el Estudio de Impacto Ambiental (EIA), para luego realizar las acciones preliminares con el fin de fijar los planes, plazos y responsables de las tareas pendientes para la gestión de las diferentes licencias como:

- Instalación y operación del ducto.

- Construcción del ducto.

- Inicio de operación del ducto.

ORIMULSIÓN

La Orimulsión surge como una respuesta futura a las necesidades energéticas para la generación de electricidad y plantas industriales.

Este combustible no es más que una emulsión de crudo pesado en agua. A grandes rasgos, su composición porcentual es de aproximadamente un 30% de agua, 70% de bitumen natural (hidrocarburo pesado) y un agregado menor al 0.2% que representa la fracción de surfactante y estabilizante de emulsión. Los surfactantes son agentes emulsificantes que se añaden para promover la estabilidad de la emulsión formando una capa molecular que actúa como barrera,

la cual previene la coalescencia, permitiendo la suspensión de partículas infinitesimalmente pequeñas de bitumen en agua.

Esta nueva tecnología desarrollada solamente en Venezuela por PDVSA permite que este crudo pesado pueda ser producido de manera económica con mínimo impacto al medio ambiente.

Ventajas de la Orimulsión en Comparación a otras Fuentes Energéticas

- Contiene un valor calorífico muy comparable al del carbón fósil.
- Después del gas, es el combustible más limpio, bajas emisiones de CO₂.
- Es un combustible líquido que puede ser transportado fácilmente.

Eficiencia de la Combustión

La eficiencia de la combustión de la orimulsión, está cerca del 99.99% y la razón de esta buena combustibilidad es debido al tamaño de las gotas del hidrocarburo y a la presencia del agua, la cual actúa como un agente de encendido efectivo.

Factores que Determinan la Estabilidad de la Orimulsión

Los siguientes son los factores más importantes que afectan la estabilidad de la Orimulsión:

- Temperatura.- Es necesario evitar temperaturas cercanas a los puntos de ebullición y de congelación del agua por razones obvias.
- Esfuerzo Cortante.- Elevadas tasas de corte disminuyen el tamaño de las gotas de bitumen, incrementando su área superficial. Cuando la cantidad de surfactante no es suficiente para cubrir este incremento de superficie la emulsión en este caso presenta una peligrosa desestabilización, lo cual, en casos extremos podría originar la ruptura de la misma.
- Caída de Presión.- Se deben evitar abruptas caídas de presión, superiores a los 100 psi con la finalidad de prevenir una disminución en el tamaño de las gotas y la desestabilización de la Orimulsión. Esto es extremadamente importante a través de válvulas, filtros, o cambios en el diámetro de la tubería.
- Contaminación.- Usualmente ocurre cuando la Orimulsión es almacenada en tanques que contenían previamente petróleo pesado ó agua. Los tanques o líneas de tuberías deben ser drenados o purgados antes de su utilización con el mencionado combustible.

Procesos de la Orimulsión

- Extracción.- Por medio de maquinarias se realiza el Método de Levantamiento Artificial e inyección de diluyente. Luego se extrae el bitumen diluido con agua y gas.

- Calentamiento.- El bitumen es colocado en calderas a una temperatura de 122° C.
- Separación de Gas.- El gas es separado del bitumen diluido húmedo y dicho gas pasa por un sistema de compresión.
- Deshidratación y Desalación.- El agua y el diluyente son separados del bitumen diluido húmedo. Donde se quedaría solamente un bitumen natural y el diluyente vuelve a ser utilizado para otra extracción.
- Mezcla.- El bitumen natural es mezclado con agua fresca y surfactantes, pasando por un mezclador estático, luego por uno dinámico, donde se le agrega más agua con aditivos. Estos pasan nuevamente por un mezclador estático donde se obtiene el producto denominado Orimulsión.

Manejo de Orimulsión

Las experiencias en las instalaciones utilizadas en Venezuela y países extranjeros han demostrado que el producto se mantiene estable por largos periodos de tiempo. También se ha confirmado que el sistema, manejo y distribución de Orimulsión no es afectado cuando se realiza el proceso a través de bombas de tornillo o centrifugas de baja velocidad y se mantiene el producto a pesar de que se utilizan accesorios en los sistemas de manejo, tales como válvulas, conexiones en "T", reducciones y expansiones en las tuberías.

Transporte de Orimulsión

Existen dos tipos de transporte, ellos son:

- Transporte por Oriductos.- Consiste en el traslado de Orimulsión a través de un sistema de tuberías. Es técnicamente sencillo y económico frente a otros medios de transporte.
- Transporte Marítimo.- Se suelen usar mangueras flotantes para ser conectadas en los buques tanque que deben ser embarcaciones de doble casco. Las operaciones de atraque y zarpado se puedan efectuar en condiciones ambientales severas.

Finalmente podemos concluir que la Orimulsión es una alternativa ambiental y económica para que las plantas eléctricas puedan operar eficientemente como alternativa viable frente a otras fuentes de energía.

TECNOLOGÍA TIRUS

Tecnología para procesar crudos pesados que permite abaratar los costos del proceso, obtener mejores rendimientos a partir de éstos crudos y utilización de los equipos en cabecera de pozos, haciendo posible extraer y transportar por oleoductos crudos que de otra manera no podrían ser explotados o requerirían inversiones mayores para su explotación comercial.

Esta tecnología que es Rusa, al utilizar estándares propios de fabricación, ha determinado que las unidades que son en si pequeñas refinerías (líneas operativas), no se venden sino que se entregan en alquiler.

Por otro lado, las instalaciones separadoras Tirus que hacen parte de la línea operativa no serán reparadas, sino que cuando sea necesario el mantenimiento o reparación son reemplazadas.

La tecnología Tirus se aplica fundamentalmente para tres usos en el procesamiento de crudos pesados:

- Preparación de crudos pesados para su transporte por oleoducto.
- Eliminación de cloruros y azufre de los crudos pesados contaminados con estos elementos.
- Mejora en el rendimiento del proceso de refinación de crudo pesado o contaminados y de residuales ricos.

Descripción de la Tecnología y del Proceso:

Componentes y Equipos.-

Esta instalación está diseñada para la refinación de petróleo pesado, el cual usualmente no se refina (o se refina con rendimiento limitado) con la tecnología existente; incluyendo petróleo con gran contenido de azufre.

El equipo realmente es una línea de proceso que puede instalarse como adicional a las refinerías existentes. Las unidades básicas pueden tener una capacidad de refinación desde 5 hasta 12.5 toneladas por hora.

El equipo también puede ser instalado como una mini-refinería autónoma añadiéndose los equipos generadores de energía y otros adicionales.

La instalación se adapta al proceso tecnológico tradicional.

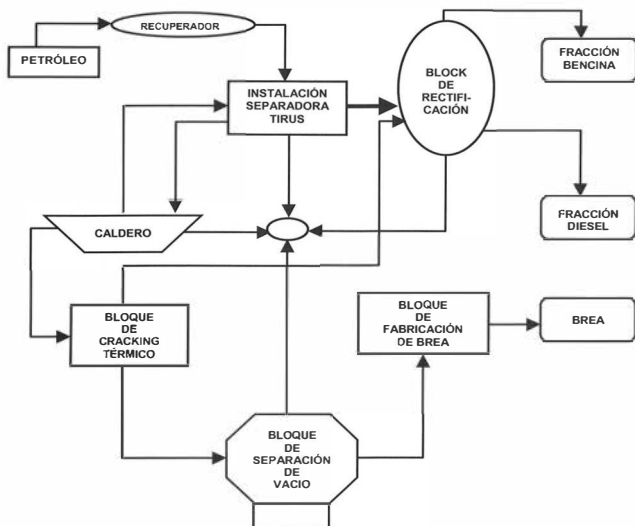
El diseño se base en tecnología moderna que no tiene análogos en el mundo.

La nueva tecnología de refinería de petróleo sin preparación previa permite obtener hasta 75% de fracciones tipo bencina y diesel, 20% brea y el 5% restante como gas.

De acuerdo a esta tecnología se realiza la separación primaria de petróleo en dos fracciones, donde la obtención de fracción clara alcanza 70% y la fracción oscura se obtiene prácticamente en forma de productos terminados (mazuta, gudrón, bitum). Este fraccionamiento inicial aplicado a crudos pesados en campo, permite obtener fracciones claras más livianas que al ser mezcladas con el crudo pesado actúan como solvente permitiendo por dicha mezcla aumentar el grado API a niveles que permitan su transporte por oleoducto.

Esquema:

Complejo de Refinería de Petróleo Pesado



Descripción del Proceso Tecnológico:

- El crudo ingresa al bloque de preparación y se calienta de 150 a 170°C.
- Luego ingresa al dispositivo de separación en donde se divide en dos fracciones: superior e inferior.
- La fracción superior ingresa al bloque de refinado, en donde se divide en fracción gasolina y fracción diesel.
- La fracción inferior ingresa al bloque de "cracking" térmico y al bloque de producción de brea.

Su instalación permite la modernización de instalaciones actuales de refinería sin modificaciones fundamentales, ya que constituye una línea suplementaria.

Debe mencionarse sin embargo que esta instalación puede convertirse muy fácilmente en una instalación autónoma, es decir, en una mini – refinería susceptible de ser instalada cerca de los lugares de extracción de crudo.

Diseño de la Planta:

De acuerdo al esquema de la línea Tirus para el tratamiento de petróleo pesado. Cada unidad con una capacidad nominal de 100,000 toneladas/año (1,800 barriles por día) tiene las siguientes dimensiones: Alto 8 m., largo 30 m. y ancho 20m.

El peso total de la unidad es de 80 toneladas y puede obtenerse en elementos (partes) helitransportables para su posicionamiento en campo, para ser montada y ensamblada. La distribución de los elementos componentes puede tener cierta flexibilidad pero cumpliendo con lo establecido con las normas de seguridad aprobadas por la legislación vigente. Los estándares de construcción son estándares Rusos pero que se ajustan a las equivalencias ASTM y similares utilizadas en la industria petrolera, los equipos vendrían validados dentro de las normas internacionalmente aceptadas.

Los contratos de servicio se prestarían de distinta manera para cada una de las tres aplicaciones identificadas para la tecnología TIRUS.

En estas aplicaciones se requiere una evaluación de la relación costo/beneficio en cada caso y también en cada uno de ellos debe conjugarse con la ingeniería de diseño básica de cada refinería, por lo que consideramos es la aplicación que requiere los mayores estudios de ingeniería y análisis de los crudos a ser procesados.

INYECCIÓN DE BACTERIAS

Esta alternativa denominada Recuperación Mejorada Microbial es el uso de bacterias en los pozos de petróleo a fin de optimizar la producción de los mismos en declinación. Los procesos de este tipo de inyección implican el uso de microorganismos o bacterias naturales especialmente seleccionadas para producir eventos metabólicos específicos que conducen a optimizar la recuperación de petróleo.

Es conocido que microorganismos especializados son capaces de metabolizar hidrocarburos para producir solventes orgánicos, como alcoholes, ácidos biosurfactantes y una multitud de otros bioquímicos que son conocidos por ser efectivos en facilitar la movilidad del petróleo.

La solución acuosa de bacterias debe ser inyectada al fondo del pozo y desplazada lo suficientemente dentro de la formación para facilitar la migración de las bacterias con las mínimas restricciones de la dinámica del reservorio.

Las presiones de inyección de bacterias deben ser calculadas basándose en las características y parámetros petrofísicos del reservorio.

En el reservorio la bacteria se transporta por sí misma a través del agua y se congrega en los espacios porales en la interface petróleo/roca y petróleo/agua donde metabolizan una pequeña cantidad de petróleo para producir bioquímicos orgánicos como: solventes, biosurfactantes, ácidos diluidos y biopolímeros. Estos bioquímicos reducen la viscosidad del petróleo, la gravedad °API del crudo es incrementada, disminuye la tensión interfacial de superficie entre petróleo/roca y petróleo/agua, los problemas de precipitación de parafina son reducidos y puede también restaurarle permeabilidad efectiva por la remoción de la parafina e incrustaciones de las gargantas porales.

Las bacterias y sus nutrientes son seleccionados en el Laboratorio mediante ensayos conducidos a determinar la biotratabilidad del crudo. Las bacterias se caracterizan por ser en primer lugar anaeróbicas facultativas (pueden vivir en presencia o ausencia de oxígeno), los microorganismos inyectados deben ser capaces de crecer más que las bacterias indígenas para poder competir y colonizar el yacimiento. Segundo ser Termofílicas–barofílicas (resistentes a altas temperaturas y presiones), las bacterias deben desarrollarse en áreas del yacimiento deficientes de nutrientes y ser capaces de adaptarse a las condiciones de presión y temperatura no extremas (>250°F) del mismo. Y en tercer lugar no

patógenas (no afecta la salud del ser humano), por esta razón la EPA ("Environmental Protection Agency" de Estados Unidos) no considera necesario regular su aplicación.

Existen dos importantes indicadores de biotratabilidad del crudo, los cuales conducen a fijar la facilidad del crudo a la reacción con las bacterias.

Índice Newtoniano (NI).- Permite inferir si ha ocurrido un cambio relevante en el modelo reológico del crudo por efecto microbiano, normalmente la evolución es de pseudoplástico a casi newtoniano. El NI debe superar el valor de 1.10 para ser catalogado como un petróleo tratable.

Delta de Viscosidad (DV).- Da idea del cambio viscoso global operado por el tratamiento. Valores de DV mayor a 0.10, son catalogados como petróleos tratables.

La mejora que se obtendrá por efecto de la reducción viscosa obtenida, se denomina Índice de Mejora Recuperativa (EOR). Valores de EOR mayores de 1.13 se consideran como crudos tratables.

Finalmente los resultados obtenidos después de la inyección, serán monitoreados por estudios de: Geoquímica, Reología, mediciones de densidad del petróleo, cambios en la composición del agua y de su índice de estabilización, mediciones de cambios en las cargas dinámicas del proceso de Levantamiento Artificial (bombeo electrosurgible).

2. CÁLCULOS

2.1 Condición actual sin usar crudo del Lote 8

Se considera para cada caso de cálculo una inyección constante de 175 barriles de condensado en la Estación Recolectora de Andoas para alcanzar el API adecuado de entrega.

Como el yacimiento de Jibarito produce el mayor volumen de crudo pesado en el Lote, es el que marca la diferencia de API de mezcla para la venta respectiva a PetroPerú.

En este caso para la entrega de un crudo de 18.5° API, Jibarito debe procesar un crudo de 17° API, con un contenido de sal de 35 PTB, un BSW de 1% y un contenido de aceite en agua (OIW) a la salida de los tratadores de 150 mg/lit.

El volumen total transferido desde esta batería a Huayuri es de 21,000 bpd con una presión promedio de 700 psig.

Datos para los cálculos:

Bateria	BOPD	° API
Dorissa	2,600	33.1
Huayuri	1,330	29.5
Capahuari Sur	3,050	34.0
Condensado Cap. Sur	175	60.0
Capahuari Norte	1,800	24.7
Carmen	7,000	22.1
Shiviyacu	5,400	21.5
Jibaro / Jibarito	9,850	10.5
San Jacinto	4,000	15.5
Forestal	1,800	21.5

El **Adjunto 1** muestra la red de distribución del crudo actual sin usar crudo del Lote 8, hasta retornar a la Estación Recolectora en Andoas. En donde lo más saltante es que no se considera envío de crudo liviano al área de San Jacinto. Los API's de mezcla de los crudos de San Jacinto y Jibarito se les afecta un punto menos para aproximar adecuadamente el balance de API por la pérdida de componentes volátiles de crudo liviano durante las mezclas con hidrocarburos más pesados.

De acuerdo al proyecto de entrega de crudo de menor API sin considerar el crudo liviano del Lote 8, la producción de crudo pesado de 10.5° en Jibarito puede

incrementarse hasta 750 bpd, con un grado API de mezcla de 16.76°, entregando a PetroPerú crudo de 18.3° API, **Adjunto N° 2**. En este escenario el punto crítico es Jibarito, pues como ya se explicó anteriormente por debajo de valores de 16.8° API hay problemas en la línea de bombeo de Jibarito / Huayuri y se agravan los problemas del tratamiento del crudo en la planta.

Al continuar efectuando los cálculos, haciendo los análisis respectivos para ver la factibilidad de seguir bajando el API de venta hasta 18°, que es el objetivo inicial de esta alternativa, se observa que si bien se incrementa el volumen de pesados en 1,950 barriles, el API de Jibarito sería 16.37° y el de recepción en la Estación Recolectora en Andoas de 17.84° que con la inyección de los 175 barriles de condensando se alcanzaría los 18.0° de entrega a PetroPerú como se muestra en el **Adjunto N° 3**.

Estos últimos valores nos reflejan que para poder procesar este sistema de mezcla, es necesaria la ampliación de las facilidades existentes en dichas áreas.

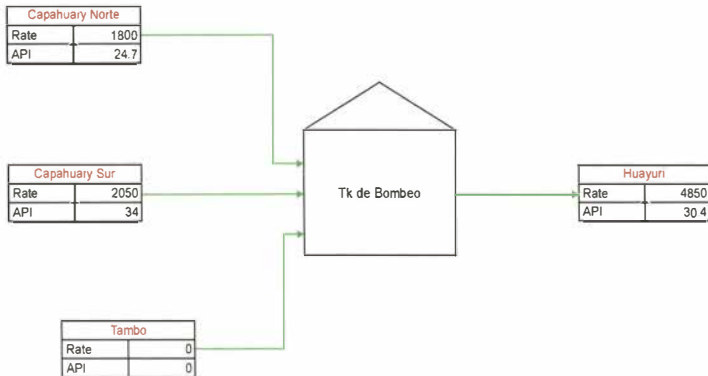
Otro factor importante que debe tomarse en cuenta es la capacidad de bombeo para éstas características, lo que originaría en el peor de los casos tender una línea adicional ó instalar estaciones de rebombeo complementarias en Huayuri.

Previo a ello a manera de ilustración para apreciar mejor se da a conocer los siguientes diagramas de balance de mezcla en todo lote.

- Diagrama de Balance de Crudo en Capahuari Sur.
- Diagrama de Balance de Crudo en Huayuri.
- Diagrama de Balance de Crudo en Shiviayacu.
- Diagrama de Balance de Crudo en San Jacinto.
- Diagrama de Balance de Crudo en Jibarito.
- Diagrama de Balance de Crudo en la Estación Recolectora.

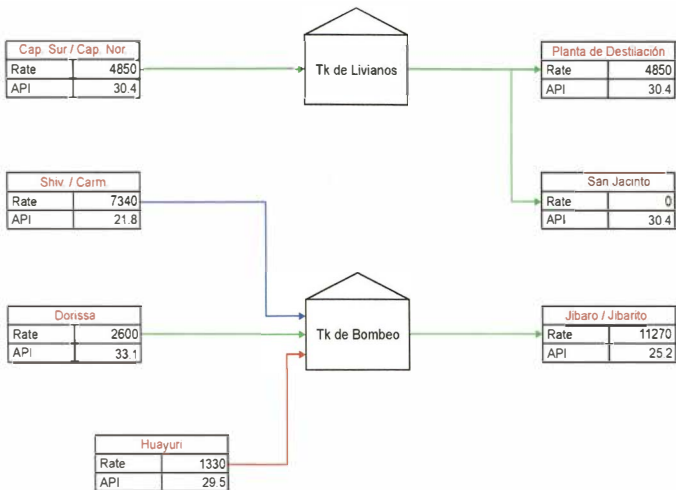
Lote 1AB

DIAGRAMA DE BALANCE DE CRUDO EN CAPAHUARY SUR

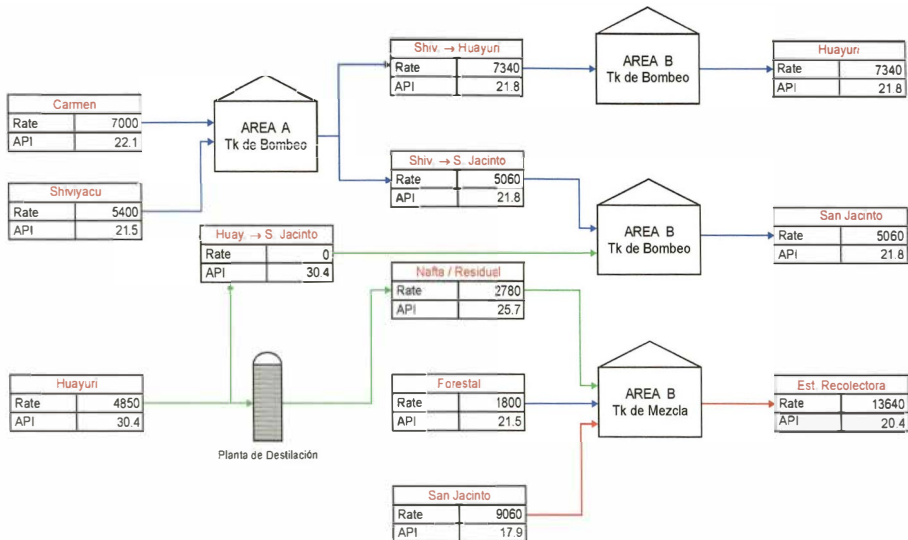


Lote 1AB

DIAGRAMA DE BALANCE DE CRUDO EN HUAYURI

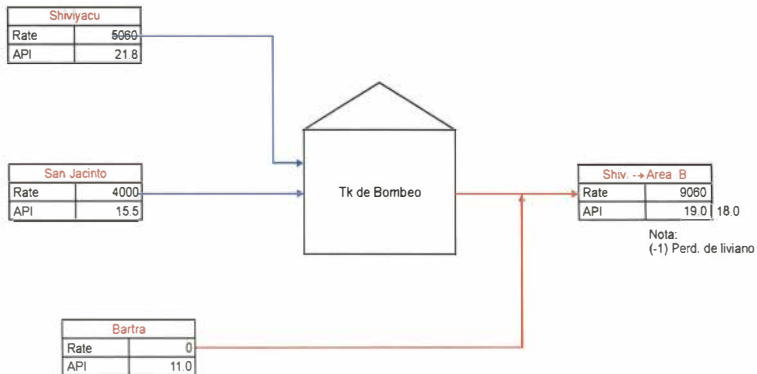


Lote 1AB DIAGRAMA DE BALANCE DE CRUDO EN SHIVIYACU



Lote 1AB

DIAGRAMA DE BALANCE DE CRUDO EN SAN JACINTO



Lote 1AB

DIAGRAMA DE BALANCE DE CRUDO EN JIBARITO

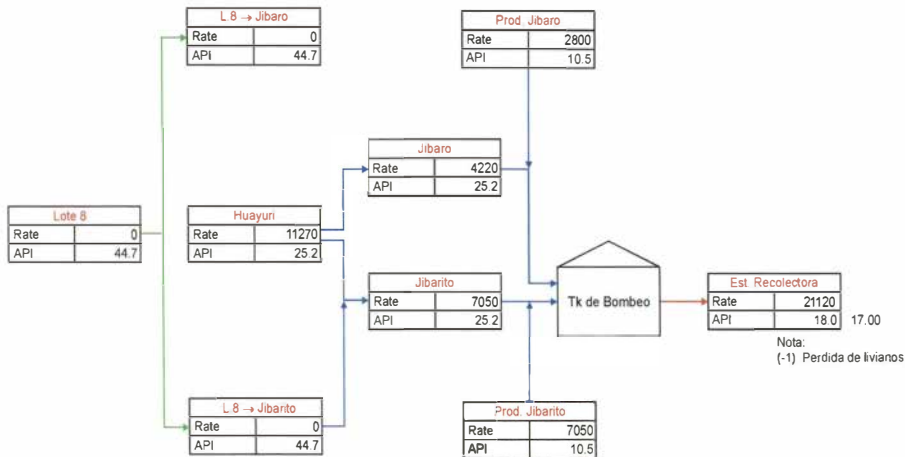
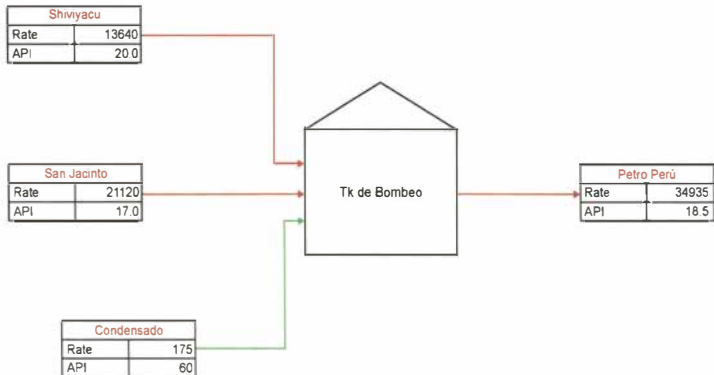


DIAGRAMA DE BALANCE DE CRUDO EN LA ESTACIÓN RECOLECTORA



2.2 Condición actual empleando crudo liviano del Lote 8

Para los cálculos respectivos se considera una inyección constante de 250 bls/día de crudo liviano proveniente del Lote 8 y una inyección proporcional de condensado a fin de obtener la gravedad adecuada de venta.

De acuerdo a la red de distribución del **Adjunto N°4** se observa que la producción de Jibarito podría incrementarse hasta en 1,550 bls de crudo pesado con una nueva gravedad de mezcla de 16.74°, entregando a PetroPerú crudo de 18.1°.

En el **Adjunto N° 5** como en el caso anterior para poder optimizar una entrega en Andoas de 18.0°, manteniendo el adicional de 250 bls del Lote 8, un incremento de 1,950 bls de crudo pesado se lograría, pero la gravedad de mezcla en Jibarito sería de 16.61° y en la Estación Recolectora de 17.99°, lo que refleja que para poder procesar sin ningún problema este último crudo se tendría que mejorar las facilidades de producción de dichas áreas.

2.3 Distribución de crudo con la conversión de la Planta de Destilación

Entrega a PetroPerú 18.5° API. Sin considerar crudo del Lote 8.

Como se observa en el **Adjunto N° 6** la distribución de crudos en los campos sería: La Planta de Destilación recibiría 8,431 BOPD de crudo de 22° API que se lograrían de la mezcla siguiente: 953 BOPD de 21.5 API de Forestal más 4,798 BOPD de 17.9° API de San Jacinto y 2,680 BOPD de 30.4° API de Capahuari. Durante este proceso no se logra un incremento adicional en la extracción de pesados y como se puede apreciar la conversión de la planta permitirá sólo un mejor manejo del crudo pesado en Jibarito de 18.11° API, minimizándose los problemas de contenido de aceite en el agua producida. En esta condición se usa una inyección de 200 barriles de condensado.

2.4 Distribución de crudo con la conversión de la Planta de Destilación

Entrega a Petroperú 18.0° API. Sin considerar crudo del Lote 8.

Considerando la misma mezcla del caso anterior como carga a la Planta de Destilación, es decir 8,431 BOPD. En el **Adjunto N° 7** se muestra la redistribución, en donde se puede incrementar la producción de crudo pesado en

Jibarito en 1,800 bls / día y para conseguir una entrega de venta a PetroPerú de 18.0° API, es necesario la inyección de 260 barriles de condensado.

La gravedad API del crudo en la línea de bombeo de Jibarito sería de 17.46° API y con esta gravedad no se tendrían mayores problemas en cuanto al tratamiento en dicha planta.

2.5 Distribución de crudo con la conversión de la Planta de Destilación

Entrega a PetroPerú 18.0° API. Considerando crudo del Lote 8.

En el **Adjunto N° 8**, bajo las mismas alternativas de mezcla si consideramos el uso de crudo liviano del Lote 8 a razón de 250 bls/día, esto permitirá además de incrementar la producción de crudo pesado en 1,800 barriles mantener el API del proceso de la planta de Jibarito en 17.68° API, mejorando el sistema de tratamiento. Igualmente para mantener la entrega a PetroPerú en 18.0° API, es necesario inyectar 20 barriles de condensado en la Estación Recolectora de Andoas.

2.6 Cálculo de presión de la línea de bombeo 10" desde Jibarito hasta Huayuri sin emplear crudo liviano del Lote 8

El **Adjunto N° 9**, muestra la hoja de razonamiento para calcular la presión de la línea de bombeo entre Jibarito y Huayuri, cambiando solo los volúmenes de transferencia y el API de la línea de bombeo para los diferentes incrementos de crudo pesado según la reducción de API de entrega en Andoas.

2.7 Cálculo de presión de la línea de bombeo 10" desde Jibarito hasta Huayuri empleando crudo liviano del Lote 8

Se sigue el mismo criterio que el caso anterior, utilizando la misma hoja de cálculo como se indica en el **Adjunto N° 10**, pero en esta oportunidad agregando 250 BOPD de liviano del Lote 8 para cada incremento de crudo pesado.

A continuación como información de cálculos para las dos alternativas propuestas que afrontan la falta de livianos, se muestra los adjuntos respectivos, constituidos para cada caso en una hoja referencial de distribución y otra con su red de balance correspondiente.

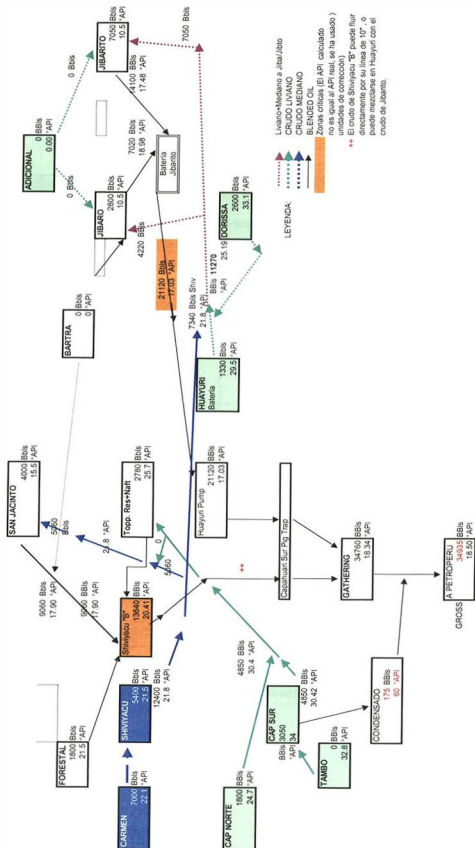
ADJUNTO 1
DISTRIBUCION ACTUAL DE CRUDO EN EL CAMPO
CASO 18.5° SIN USAR CRUDO DEL LOTE 8

CRUDO PRODUCIDO	BOPD		BOPD	API
CRUDO A PLANTA DEST.				
Capsur	4850			30.4
TOTAL RECIB. PLANTA DEST.			4850	30.4

1) RAMAL JIBARITO	BOPD		BOPD	API
Crudo Bombeado a Jibarito				
Huayuri	1330			29.5
Dorissa	2600			33.1
Shiviyacu + Carmen	7340			21.8
Producción de Jibto + Jibaro	9850			10.5
BOMBEADO A EST. RECOL.			21120	17.27
2) RAMAL SHIVYACU	BOPD		BOPD	API
Bombeado a San Jacinto				
Shiviyacu+Carmen	5060			21.8
Producc. de San Jacinto	4000			15.5
Forestal	1800			21.5
Nafta+Residual	2780			25.7
BOMBEADO A EST. RECOL.			13640	20.02
TOTAL RECIB. EST. RECOL.			34760	18.33
Condensado	175		175	60.0
ENTREGA A PERUPETRO			34935	18.5

ADJUNTO 1

CASO 18.5° API SIN USAR CRUDO DEL LOTE B



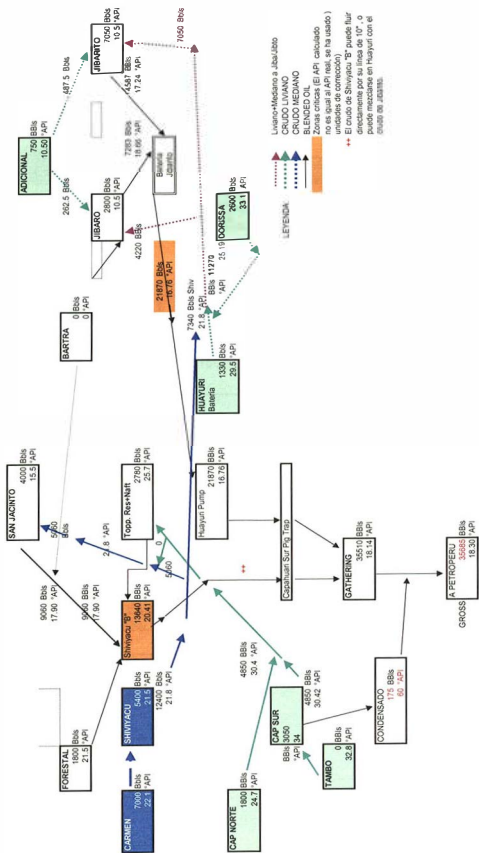
ADJUNTO 2
DISTRIBUCION ACTUAL DE CRUDO EN EL CAMPO
CASO 18.3° SIN USAR CRUDO DEL LOTE 8

CRUDO PRODUCIDO	BOPD		BOPD	API
CRUDO A PLANTA DEST.				
Capsur	4850			30.4
TOTAL RECIB. PLANTA DEST.			4850	30.4

1) RAMAL JIBARITO	BOPD		BOPD	API
Crudo Bombeado a Jibarito				
Huayuri	1330			29.5
Dorissa	2600			33.1
Shiviyacu + Carmen	7340			21.8
Producción de Jibto + Jibaro (Adicional 750 bbls)	10600			10.5
BOMBEADO A EST. RECOL.			21870	17.00
2) RAMAL SHIVIYACU	BOPD		BOPD	API
Bombeado a San Jacinto				
Shiviyacu+Carmen	5060			21.8
Producc. de San Jacinto	4000			15.5
Forestal	1800			21.5
Nafta+Residual	2780			25.7
BOMBEADO A EST. RECOL.			13640	20.02
TOTAL RECIB. EST. RECOL.			35510	18.14
Condensado	175		175	60.0
ENTREGA A PERUPETRO			35685	18.3

ADJUNTO 2

CASO 18.3° API SIN USAR CRUDO DEL LOTE 8



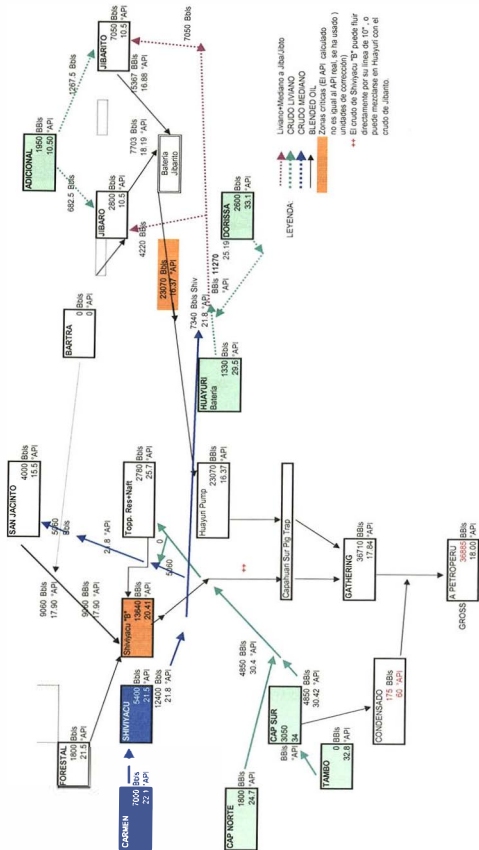
ADJUNTO 3
DISTRIBUCION ACTUAL DE CRUDO EN EL CAMPO
CASO 18.º SIN USAR CRUDO DEL LOTE 8

CRUDO PRODUCIDO	BOPD		BOPD	API
CRUDO A PLANTA DEST.				
Capsur	4850			30.4
TOTAL RECIB. PLANTA DEST.			4850	30.4

1) RAMAL JIBARITO	BOPD		BOPD	API
Crudo Bombeado a Jibarito				
Huayuri	1330			29.5
Dorissa	2600			33.1
Shiviyacu + Carmen	7340			21.8
Producción de Jibto + Jibaro (Adicional 1950 bbls)	11800			10.5
BOMBEADO A EST. RECOL.			23070	16.60
2) RAMAL SHIVİYACU	BOPD		BOPD	API
Bombeado a San Jacinto				
Shiviyacu+Carmen	5060			21.8
Producc. de San Jacinto	4000			15.5
Forestal	1800			21.5
Nafta+Residual	2780			25.7
BOMBEADO A EST. RECOL.			13640	20.02
TOTAL RECIB. EST. RECOL.			36710	17.85
Condensado	175		175	60.0
ENTREGA A PERUPETRO			36885	18.0

ADJUNTO 3

CASO 18.0°API SIN USAR CRUDO DEL LOTE 8



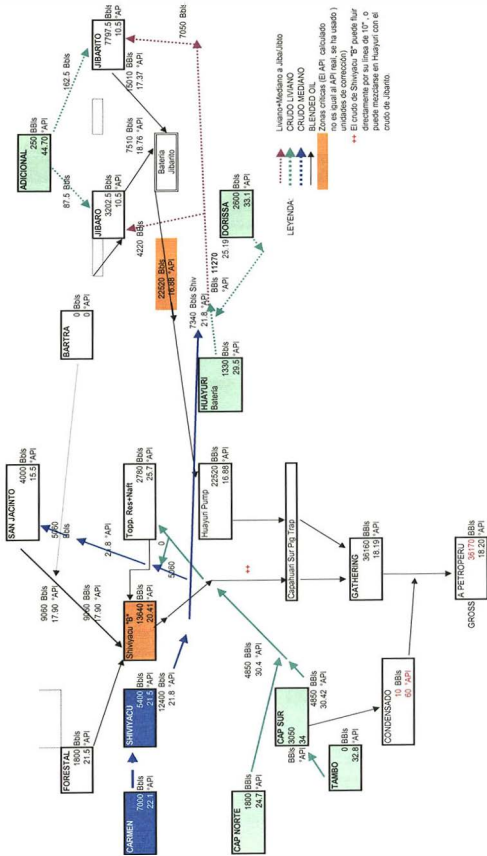
ADJUNTO 4
DISTRIBUCION ACTUAL DE CRUDO EN EL CAMPO
CASO 18.2° USO DE 250 BBLS DE CRUDO DEL LOTE 8

CRUDO PRODUCIDO	BOPD		BOPD	API
CRUDO A PLANTA DEST.				
Capsur	4850			30.4
TOTAL RECIB. PLANTA DEST.			4850	30.4

1) RAMAL JIBARITO	BOPD		BOPD	API
Crudo Bombeado a Jibarito				
Huayuri	1330			29.5
Dorissa	2600			33.1
Shiviyacu + Carmen	7340			21.8
Lote 8	250			44.7
Producción de Jibto + Jibaro (Adicional 1150 bbls)	11000			10.5
BOMBEADO A EST. RECOL.			22520	17.12
2) RAMAL SHIVYACU	BOPD		BOPD	API
Bombeado a San Jacinto				
Shiviyacu+Carmen	5060			21.8
Producc. de San Jacinto	4000			15.5
Forestal	1800			21.5
Nafta+Residual	2780			25.7
BOMBEADO A EST. RECOL.			13640	20.02
TOTAL RECIB. EST. RECOL.			36160	18.20
Condensado	10		10	60.0
ENTREGA A PERUPETRO			36170	18.2

ADJUNTO 4

CASO 18.2° API USO DE 250 BBLS DE CRUDO DEL LOTE 8 INCREMENTO DE PESADO EN JIBARTO: 1,139 BBLS



ADJUNTO 5
DISTRIBUCION ACTUAL DE CRUDO EN EL CAMPO
CASO 18.º USO DE 250 BBLS DE CRUDO DEL LOTE 8

CRUDO PRODUCIDO	BOPD	BOPD	API
CRUDO A PLANTA DEST.			
Capsur	4850		30.4
TOTAL RECIB. PLANTA DEST.		4850	30.4

1) RAMAL JIBARITO	BOPD	BOPD	API
Crudo Bombeado a Jibarito			
Huayuri	1330		29.5
Dorissa	2600		33.1
Shiviyacu + Carmen	7340		21.8
Lote 8	250		44.7
Producción de Jibto + Jibaro (Adicional 1950 bbbs)	11800		10.5
BOMBEADO A EST. RECOL.		23320	16.85
2) RAMAL SHIVIYACU	BOPD	BOPD	API
Bombeado a San Jacinto			
Shiviyacu+Carmen	5060		21.8
Producc. de San Jacinto	4000		15.5
Forestal	1800		21.5
Nafta+Residual	2780		25.7
BOMBEADO A EST. RECOL.		13640	20.02
TOTAL RECIB. EST. RECOL.		36960	18.01
Condensado	5	5	60.0
ENTREGA A PERUPETRO		36965	18.0

ADJUNTO N°6

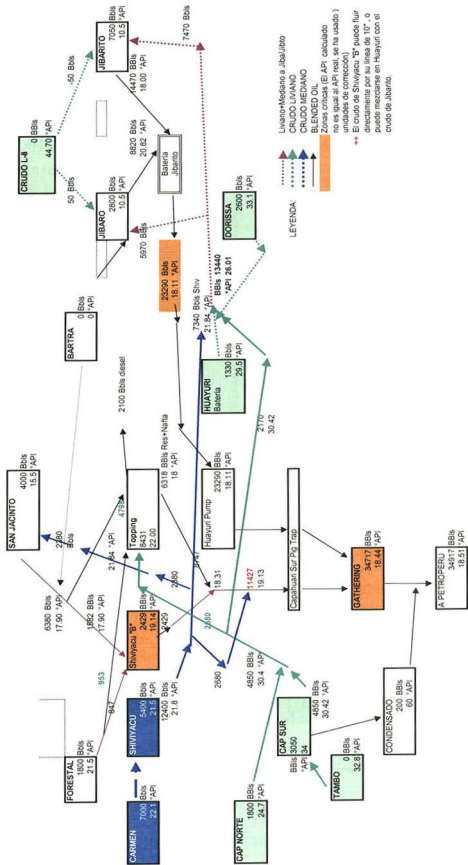
**DISTRIBUCION DE CRUDO CON LA CONVERSION Y ENTREGA DE 18.5°API
COMPOSITIVA DE CRUDOS: SHIV/CARMEN/SAN JACINTO + CAPSUR+FORESTAL
SIN USAR CRUDO DEL LOTE 8**

CRUDO PRODUCIDO	BOPD		BOPD	API
CRUDO A PLANTA DEST.				
Shiviyacu+Carmen+San Jacinto	4798			17.9
Ncap+Scap	2680			30.4
Forestal	953			21.5
			8431	22.08

1) RAMAL JIBARITO	BOPD	BOPD (Ganados)	BOPD	API
Crudo Bombeado a Jibarito				
Huayuri	1330			29.5
Dorissa	2600			33.1
NCap+SCap	2170			30.4
Shiviyacu+Carmen	7340			21.8
Producción de Jibto + Jibaro	9850			10.5
BOMBEADO A EST. RECOL.			23290	18.14
2) RAMAL SHIVIYACU	BOPD	BOPD (Ganados)	BOPD	API
Bombeado a San Jacinto				
Shiviyacu+Carmen	2680			21.8
Produc. de San Jacinto	1582			17.9
Forestal	847			21.5
Nafta+Residual	6318			18.0
BOMBEADO A EST. RECOL.			11427	18.52
TOTAL RECIB. EST. RECOL.			34717	18.3
Condensado	200		200	60.0
ENTREGA A PERUPETRO			34917	18.5

ADJUNTO 6

MODIFICACION DE TOPPING PLANT SHIVIYACU / FLUJO NORMAL



ADJUNTO N°7

DISTRIBUCION DE CRUDO CON LA CONVERSION Y ENTREGA DE 18.0°API COMPOSITIVA DE CRUDOS: SHIV/CARMEN/SAN JACINTO + CAPSUR+FORESTAL SIN USAR CRUDO DEL LOTE 8

CRUDO PRODUCIDO	BOPD		BOPD	API
CRUDO A PLANTA DEST.				
Shiviyacu+Carmen+San Jacinto	4798			17.9
Ncap+Scap	2680			30.4
Forestal	953			21.5
			8431	22.08

1) RAMAL JIBARITO	BOPD	BOPD (Ganados)	BOPD	API
Crudo Bombeado a Jibarito				
Huayuri	1330			29.5
Dorissa	2600			33.1
NCap+SCap	2170			30.4
Shiviyacu+Carmen	7340			21.8
Producción de Jibto + Jibarito	9850	1800		10.5
BOMBEADO A EST. RECOL.			25090	17.50
2) RAMAL SHIVIYACU	BOPD	BOPD (Ganados)	BOPD	API
Bombeado a San Jacinto				
Shiviyacu+Carmen	2680			21.8
Producc. de San Jacinto	1582			17.9
Forestal	847			21.5
Nafta+Residual	6318			18.0
BOMBEADO A EST. RECOL.			11427	18.52
TOTAL RECIB. EST. RECOL.			36517	17.8
Condensado	260		260	60.0
ENTREGA A PERUPETRO			36777	18.0

ADJUNTO N°8

**DISTRIBUCION DE CRUDO CON LA CONVERSION Y ENTREGA DE 18.0°API
COMPOSITIVA DE CRUDOS: SHIV/CARMEN/SAN JACINTO + CAPSUR+FORESTAL
USANDO CRUDO DEL LOTE 8**

CRUDO PRODUCIDO	BOPD		BOPD	API
CRUDO A PLANTA DEST.				
Shiviyacu+Carmen+San Jacinto	4798			17.9
Ncap+Scap	2680			30.4
Forestal	953			21.5
			8431	22.08

1) RAMAL JIBARITO	BOPD	BOPD (Ganados)	BOPD	API
Crudo Bombeado a Jibarito				
Huayuri	1330			29.5
Dorissa	2600			33.1
NCap+SCap	2170			30.4
Shiviyacu+Carmen	7340			21.8
Producción de Jibto + Jibaro	9850	1800		10.5
Lote 8		250		44.7
BOMBEADO A EST. RECOL.			25340	17.70
2) RAMAL SHIVYACU	BOPD	BOPD (Ganados)	BOPD	API
Bombeado a San Jacinto				
Shiviyacu+Carmen	2680			21.8
Producc. de San Jacinto	1582			17.9
Forestal	847			21.5
Nafta+Residual	6318			18.0
BOMBEADO A EST. RECOL.			11427	18.52
TOTAL RECIB. EST. RECOL.			36767	18.0
Condensado	20		20	60.0
ENTREGA A PERUPETRO			36787	18.0

ADJUNTO N° 9

CÁLCULO DE PRESION DESDE JIBARITO HASTA HUAYURI EN TUBERIA DE 10" SIN USAR CRUDO LIVIANO DEL LOTE 8

DATOS

Descripción		longitud	Prod. Oil	Prod. Agua	Bombeo	Oil	I.D. Pipe	Cota Inic	Cota Finl	Temper
Pto Inicial	Pto Final	Ft	Bls/D	Bls/D	Hrs	API	In	Ft	Ft	° F
Jibarito	Huayuri	98,000.0	21,500	10	24	16.89	10.02	801.00	801.00	110

RESULTADOS PARCIALES

S.G. del oil	Promedios		Viscosidad				Caudal			Velocidad
	Dens. Rel	API	SSUa120°	CSa120°	CS a °T	C. Poise	Bls/Hr	Ft3/Sec	Gl/Min	Ft/Sec
0.954	59.504	16.89	969.51	218.91	302.92	284.20	896.25	1.40	627.38	2.55

RESULTADOS FINALES

N° Re	Fricc.	Caída long	Caída elev	Contrapr	TOTAL
		Psi	Psi	Psi	Psi
663.5	0.096	473.458	0.000	300.0	773

ADJUNTO N° 10

CÁLCULO DE PRESION DESDE JIBARITO HASTA HUAYURI EN TUBERIA DE 10" USANDO CRUDO LIVIANO DEL LOTE 8

DATOS

Descripción		longitud	Prod. Oil	Prod. Agua	Bombeo	Oil	I.D. Pipe	Cota Inic	Cota Finl	Temper
Pto Inicial	Pto Final	Ft	Bls/D	Bls/D	Hrs	API	In	Ft	Ft	° F
Jibarito	Huayuri	98,000.0	21,750	10	24	16.89	10.02	801.00	801.00	110

RESULTADOS PARCIALES

S.G. del oil	Promedios		Viscosidad				Caudal			Velocidad
	Dens. Rel	API	SSUa120°	CSa120°	CS a °T	C. Poise	Bls/Hr	Ft3/Sec	Gl/Min	Ft/Sec
0.954	59.504	16.89	969.50	218.91	302.92	284.20	906.67	1.41	634.67	2.58

RESULTADOS FINALES

N° Re	Fricc.	Caida long	Caida elev	Contrapr	TOTAL
		Psi	Psi	Psi	Psi
671.2	0.095	478.955	0.000	300.0	779

3. EVALUACIÓN ECONÓMICA

Se calcula primero el valor neto del incremento acumulativo del petróleo producido como resultado del proceso de reducción de API de acuerdo a la ecuación.

$NV = (\text{bbbs Petróleo de incremento}) (\text{precio del petróleo}) (NRI) (\text{Impuesto})$

$NV = \text{Valor Neto de incremento de petróleo.}$

$NRI = \text{Interés de los ingresos del producto neto en un proyecto.}$

El valor monetario neto del petróleo de incremento producido, será dividido por la cantidad total del dinero invertido con la aplicación de esta alternativa para determinar el retorno de la inversión.

La siguiente ecuación se usará para calcular el retorno de la inversión.

$ROI = NV / \text{Inversión Total}$

$ROI = \text{Retorno de inversión}$

El costo por cada barril de incremento de petróleo producido puede ser calculado de acuerdo a la ecuación.

$\text{Costo/bbl} = \text{Inversión Total} / \text{bbbs de petróleo de incremento}$

4. TABLAS DE RESULTADOS

Teniendo en cuenta el desarrollo de las dos alternativas a implementarse para lograr mantener o incrementar ligeramente la producción total del campo, se han considerado las siguientes tablas:

Tabla 1

Proyecto de Entrega de Crudo de Menor API

Sin emplear crudo liviano del Lote 8

Tabla 2

Proyecto de Entrega de Crudo de Menor API

Empleando crudo liviano del Lote 8

Tabla 3

Proyecto de Entrega de Crudo de Menor API

Conversión de la Planta de Destilación

También se consideran los cálculos de la presión de bombeo de Jibarito a Huayuri a través de la tubería de 10" para los diferentes incrementos de crudo pesado según la reducción de API de entrega en Andoas.

Tabla 4

Cálculo de Presión desde Jibarito hasta Huayuri en tubería de 10".

Sin emplear crudo liviano del Lote 8

Tabla 5

Cálculo de Presión desde Jibarito hasta Huayuri en tubería de 10"

Empleando crudo liviano del Lote 8

PROYECTO DE ENTREGA DE CRUDO DE MENOR API

SIN EMPLEAR CRUDO LIVIANO DEL LOTE 8

Tabla 1

JIBARITO					SHIVIYACU "B"		ESTACIÓN RECOLECTORA				
Línea Bomb. Actual BOPD	Incremento de Pesado de 10.5°API	Gravedad API en Sh. Line	Adición Liviano L-8 44.7°API	Nueva Gravedad API	BOPD	API	ENTRADA		COND. BOPD	ENTREGA APP	
							BOPD	API		BOPD	API
21120	0	17.03	0	17.03	13640	20.41	34760	18.34	175	34935	18.5
21120	380	16.89	0	16.89	13640	20.41	35140	18.24	175	35315	18.4
21120	750	16.76	0	16.76	13640	20.41	35510	18.14	175	35685	18.3
21120	1150	16.62	0	16.62	13640	20.41	35910	18.04	175	36085	18.2
21120	1550	16.49	0	16.49	13640	20.41	36310	17.94	175	36485	18.1
21120	1950	16.37	0	16.37	13640	20.41	36710	17.84	175	36885	18.0
21120	2350	16.24	0	16.24	13640	20.41	37110	17.75	175	37285	17.9
21120	2800	16.11	0	16.11	13640	20.41	37560	17.65	175	37735	17.8

**PROYECTO DE ENTREGA DE CRUDO DE MENOR API
EMPLEANDO CRUDO LIVIANO DEL LOTE 8**

Tabla 2

JIBARITO					SHIVIYACU "B"		ESTACIÓN RECOLECTORA				
Linea Bomb.	Incremento de Pesado de 10.5°API	Gravedad API en Sh. Line	Adición Liviano L-8 44.7°API	Nueva Gravedad API	BOPD	API	ENTRADA		COND. BOPD	ENTREGA A PP	
							BOPD	API		BOPD	API
21120	0	17.03	0	17.03	13640	20.41	34760	18.34	175	34935	18.50
21120	380	16.89	250	17.15	13640	20.41	35390	18.39	100	35490	18.40
21120	750	16.76	250	17.02	13640	20.41	35760	18.30	0	35760	18.30
21120	1150	16.62	250	16.88	13640	20.41	36160	18.19	10	36170	18.20
21120	1550	16.49	250	16.74	13640	20.41	36560	18.09	5	36565	18.10
21120	1950	16.37	250	16.61	13640	20.41	36960	17.99	5	36965	18.00
21120	2350	16.24	250	16.49	13640	20.41	37360	17.90	5	37365	17.90
21120	2800	16.11	250	16.38	13640	20.41	37730	17.8	0	37730	17.80

PROYECTO DE ENTREGA DE CRUDO DE MENOR API

CONVERSIÓN DE LA PLANTA DE DESTILACIÓN

Tabla 3

JIBARITO					SHIVYACU "A" + "B"		ESTACIÓN RECOLECTORA				
Línea Bomb. BOPD	Incremento de Pesado de 10.5°API	Gravedad API en Sh. Line	Adición Liviano L-8 44.7°API	Nueva Gravedad API	BOPD	API	ENTRADA		COND. BOPD	ENTREGA A PP	
							BOPD	API		BOPD	API
23290	0	18.11	0	18.11	11427	19.13	34717	18.44	200	34917	18.50
23290	1800	17.46	0	17.46	11427	19.13	34717	17.80	260	36777	18.00
23290	1800	17.46	250	17.68	11427	19.13	34717	17.95	20	36787	18.00

SIN EMPLEAR CRUDO LIVIANO DEL LOTE 8**Tabla 4**

BOMBEO JIBARITO / HUAYURI					
°API	Visc, cSt a 110° F	Línea de bombeo BBls/día	Incremento de pesado BBls/día	Volumen Total Bbls/día	Presión, psi a 110° F
17.03	272.7	21120	0	21120	743
16.89	285.89	21120	380	21500	773
16.76	298.8	21120	750	21870	804
16.62	292.25	21120	1,150	22270	839
16.49	326.72	21120	1,550	22670	875
16.37	341.82	21120	1,950	23070	911
16.24	373.22	21120	2,350	23470	951

EMPLEANDO CRUDO LIVIANO DEL LOTE 8**Tabla 5**

BOMBEO JIBARITO / HUAYURI						
°API	Visc, cSt a 110° F	Linea de bombeo BBls/día	Incremento de pesado BBls/día	Liviano del Lote 8 BBls/día	Volumen Total Bbbs/día	Presión, psi a 110° F
17.03	272.7	21120	0	0	21120	743
16.89	285.89	21120	380	250	21750	779
16.76	298.8	21120	750	250	22120	810
16.62	292.25	21120	1,150	250	22520	845
16.49	326.72	21120	1,550	250	22920	881
16.37	341.82	21120	1,950	250	23320	917
16.24	373.22	21120	2,350	250	23720	958

CONCLUSIONES

- Con la conversión la operación de la Planta de Destilación será independiente del crudo liviano de Capahuari Sur y continuará produciendo diesel aún en el caso de que haya una disminución significativa de este crudo.
- Con el aumento de API en Jibarito, la performance de esta planta va a mejorar considerablemente, pues va a disminuir el contenido de aceite en agua, va a bajar el PTB y el porcentaje del corte de agua. Finalmente se va aliviar la presión de bombeo.
- Es factible usando las instalaciones existentes en Jibarito, entregar en la Estación Recolectora un crudo con un API no menor de 18.3 cuando no se utiliza el crudo liviano del Lote 8 ó 18.2° API cuando si se usa. Al disminuir estas gravedades se incrementa la cantidad de aceite en el agua drenada al pit de Jibarito, siendo necesario recuperar dicho crudo y devolverlo al sistema.
- El rendimiento del crudo liviano del Lote 8 en Jibarito no es del 100%, ya que debido a su elevada gravedad API y a su composición por la alta temperatura del proceso de la planta, gran parte de él se pierde durante el tratamiento o se recupera como condensado.
- Para las dos alternativas propuestas en el caso específico de la venta de crudo a Petroperu con una gravedad de 18.0°API es fundamental determinar si es o no necesaria la ampliación de las facilidades requeridas para procesar, transferir y bombear crudos más viscosos, cumpliendo las normas de operatividad, seguridad, medio ambiente y de fiscalización.
- Como carga a la Planta de Destilación se recomienda usar solo el crudo de mezcla de Capahuari Sur o de lo contrario una pequeña cantidad de petróleo de Dorissa por el problema de incompatibilidad de crudos livianos, evitando de esta manera efectos de depósitos no deseados en la planta.
- Se pueden usar productos químicos como reductores de fricción para mejorar los rangos de flujo.
- La filosofía de producción actualmente debe orientarse hacia el concepto de que el crudo ligero producido debe servir para levantar un volumen equivalente

de crudo pesado y no para refinarse. Con la conversión de la Planta de Destilación donde se refinará un crudo de 22° API, nos encuadramos dentro de esta filosofía.

- El proyecto de reducción de API sólo es posible con la conversión de la Planta de Destilación, ya que sin éste, el API de Jibarito bajaría a niveles cercanos a 16.76°, trayendo consigo múltiples problemas operacionales y ambientales.
- Por los volúmenes que se manejan y los incrementos de crudo pesado el área de Jibarito marca los estándares del crudo de llegada a la Planta Recolectora en Andoas.
- Los sistemas de bombeo y rebombeo actuales permiten mover los volúmenes de producción presentes más un 20%. Si en caso los volúmenes de producción fueran mayores, deberá evaluarse los nuevos parámetros de bombeo.
- Por la poca disponibilidad de crudo liviano en el Lote AB, la aplicación de la técnica de recuperación mejorada (MEOR) podría ser una solución. Sin embargo el principal problema será encontrar los microorganismos que puedan desarrollarse en un ambiente tan hostil como son la producción de aguas bastante saladas y de alta temperatura que son los enemigos principales de ellos.

RECOMENDACIONES

- Llevar a cabo la conversión de la Planta de Destilación es un proyecto rentable y la mejor alternativa ante la declinación de la producción de crudo liviano.
- Para lograr mantener un API estable en la Planta de Jibarito es necesario suministrar un bombeo homogéneo del crudo mediano desde Huayuri.
- Estudiar la posibilidad de que el crudo liviano del Lote 8 se inyecte directamente en la salida de la bomba de despacho, mejorando la calidad del crudo en el oleoducto Jibarito/Huayuri y dado el tiempo de residencia (aproximadamente 3 días) permitir su estabilización antes de que llegue a la Planta Recolectora en Andoas.
- Negociar la venta de crudo a Petroperu con un API menor al actual llegando hasta 18° en forma gradual, según la disponibilidad del crudo pesado y la evaluación de los parámetros de operación y entrega.
- La mejor alternativa para hacer viable la venta de crudo a condiciones menores de 18.5 API es la de negociar los límites contractuales de la calidad del crudo durante el proceso en la Planta Recolectora de Andoas.
- Continuar con la búsqueda de prospectos por crudo liviano, perforación y workovers, que permitan contrarrestar la declinación y mantener los niveles actuales de producción.
- Cualquiera que fuera la aplicación para seguir manteniendo o mejorando la producción, se debe garantizar la protección ambiental, manteniendo un fuerte programa de seguridad industrial en los diferentes lugares de trabajo donde se fomenten estándares adecuados que garanticen la salud de las personas.
- Dejar siempre abierta la posibilidad de alguna idea que pueda resaltar con un proyecto rentable para disminuir la pérdida de componentes volátiles, durante las mezclas con hidrocarburos más pesados.
- En la medida que se busque la optimización de API, es necesario usar los equipos, las bombas de transferencia y las líneas más adecuadas para garantizar una buena operación en cuanto al tratamiento, facilidades de bombeo y entrega de crudo a menor API.
- Buscar coordinaciones con compañías externas como Warsila, para evaluar un proyecto de generación eléctrica usando crudo pesado del Lote 1AB.