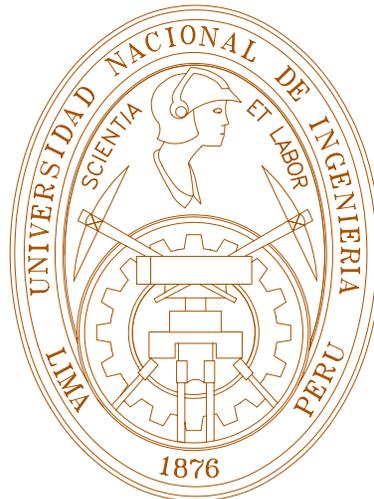


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO, GAS
NATURAL Y PETROQUIMICA



ALTERNATIVAS PARA LA EXPLOTACIÓN DE CRUDO PESADO EN
LA SELVA NORTE DEL PERU - PROPUESTAS PARA UN
DESARROLLO INTEGRAL ESTADO/CONTRATISTA

PARA OPTAR EL TITULO DE INGENIERO DE PETROLEO

ELABORADO POR:
CARLOS FRANCISCO PANTIGOSO ANDONAIRE

PROMOCIÓN 1999-0

LIMA - PERU

2006

DEDICATORIA

Agradezco a mis padres por la oportunidad y el apoyo que me brindaron durante todos estos años.

Años en los cuales lucharon para que su hijo pudiera salir adelante y fuera un hombre de bien, y que se pudiera forjar un futuro.

Mil gracias padres por el apoyo incondicional que me brindaron. Ahora yo les dedico este trabajo a ustedes para mostrarles que su lucha no fue en vano.

A mi esposa, por el apoyo y confianza que me brinda día a día, gracias.

A mi hija, lo mas grande que tengo en mi vida y por lo cual damos todo en la vida.

CONTENIDO

	Página
ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN	5
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	5
DEFINICIÓN DE LOS OBJETIVOS	6
MARCO TEORICO	6
FORMULACION DE LA HIPÓTESIS	7
1.- INTRODUCCIÓN	8
1.1.- Origen del Petróleo pesado.....	12
1.2.- Factores de Importancia en la caracterización de crudos	14
1.3.- Factor de recuperación – crudos pesados	17
1.4.- Procesos termales para la recuperación	19
1.5.- Proceso de desplazamiento del petróleo pesado	20
1.6.- Tecnología de Simulación para petróleos pesados	22
1.7.- Tecnologías actualmente disponibles	23
1.7.1.- El Proceso SAGD	24
1.7.2.- El Proceso VAPEX	25
1.7.3.- El Proceso de Combustión In-Situ	25
1.8.- Proceso para la Mejora del Producto final	26
2.- ANÁLISIS DE CASOS	27
2.1.- Campo Kern-River de California	27
2.2.- Campo Duri – Indonesia	34
2.3.- Campos de Venezuela	39
2.3.1.- Campo Mene Grande	43
2.3.2.- Campo de Petrozuata	43
2.3.3.- Campo de Sincor	49
2.4.- Campos de Athabasca – Canadá.....	50
3.- CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS CAMPOS SELVA NORTE	57
3.1.- Proyectos contiguos a Area de Estudio	57
3.2.- Area de Estudio de la Tesis	62
3.3.- Características Asociadas al transporte	63
3.4.- Métodos de transporte de crudos pesados	64

3.4.1.- Tratamiento con calor	65
3.4.2.- Dilución	65
3.4.3.- Emulsión	68
3.4.4.- Upgrading Parcial	69
3.4.5.- El “core annular flow”	69
4.- ESTRATEGIAS APLICABLES	71
4.1.- Factibilidad de Crudo Liviano	71
4.2.- Plantas de Proceso de Crudo Pesado	72
4.2.1.- Visbreaking	72
4.2.2.- Delayed Coking	72
4.2.3.- Craqueo Catalítico	73
4.2.4.- Hydrocracking	73
5.- EVALUACIÓN PARA PROCESO DE CRUDO PRODUCIDO	75
5.1.- Capacidad de la Unidad de Proceso	75
5.2.- Casos Evaluados	76
5.3.- Características del petróleo pesado evaluado	76
5.4.- Estimado de costos de capital	78
5.5.- Estimado de Costos Operativos	78
5.6.- Estimado de Ingresos por Ventas	79
5.7.- Parámetros Económicos	80
5.8.- Resultado del análisis económico	81
6.- EVALUACIÓN PARA LA EXPLOTACIÓN DEL AREA	82
6.1.- Nivel de Reservas	82
6.2.- Actividad de Perforación	83
6.3.- Pronóstico de Producción	85
6.4.- Facilidades externas al área: Oleoducto	86
6.5.- Costo de Capital Involucrado	86
6.6.- Gastos de Operación y de Administración	89
6.7.- Análisis del Flujo de Caja	89
7.- CONCLUSIONES	92
8.- BIBLIOGRAFÍA	94

ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN

El Perú cuenta con recientes descubrimientos de crudo pesado, que significan un volumen importante de petróleo presente en la Selva Norte peruana. A la fecha por razones técnicas y económicas no ha sido factible ponerlas en producción.

El Perú continúa utilizando combustibles fósiles del petróleo como fuente de energía primaria, mientras que al mismo tiempo disminuyen las reservas probadas desarrolladas de petróleo. Sin embargo, es importante mencionar que los denominados crudos pesados (10 a 18°API) permanecen como un recurso poco utilizado y de los cuales se cuenta con un enorme potencial, especialmente en la Selva Norte donde se han efectuado importantes descubrimientos a través de la perforación de pozos exploratorios.

No existe a la fecha, un estudio de investigación de dominio público que presente alternativas para la explotación de estos petróleos pesados y que tome en cuenta un desarrollo integral del recurso.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Actualmente la industria petrolera tiene dificultades en la distribución y producción de crudos pesados debido, fundamentalmente, a la alta viscosidad del fluido, lo que trae como consecuencia una inversión cuantiosa en la distribución y una pérdida en la producción, ya que el mismo crudo actúa como un tapón que no permite el desplazamiento normal.

Los crudos pesados son de mayor viscosidad que los crudos convencionales, por lo que son difíciles de producir con los métodos convencionales de recuperación tales como agotamiento por presión e inyección del agua. La recuperación termal es especialmente importante para esta clase de reservorios, debido a que la adición de calor, vía inyección de vapor, reduce la viscosidad del crudo, mejorando la eficiencia de desplazamiento.

Los Contratistas involucrados en la recuperación de petróleo pesado utilizan el apoyo de la tecnología de perforación, completación, estimulación y técnicas de seguimiento a fin de lograr que estos volúmenes de petróleo se conviertan en activos rentables. El petróleo pesado es a menudo considerado como un recurso debido a las dificultades y los costos implicados en su producción.

DEFINICIÓN DE LOS OBJETIVOS

El objetivo principal de la presente tesis es elaborar la evaluación de las diferentes alternativas capaces de lograr el desarrollo de estos campos con petróleos pesados, y analizar si son compatible los objetivos que persiguen tanto el Estado como el Inversionista a fin de lograr un proyecto rentable para ambas partes.

MARCO TEORICO

El marco teórico en el cual se desarrolla la presente tesis, esta basado en el comportamiento productivo de los reservorios que cuentan con proyectos implementados para la explotación de crudo pesado en otras partes del mundo, evaluación de los posibles escenarios viables y factibles de ejecutar.

Para esto se hará uso de aspectos teóricos existentes en los libros texto relacionados con la industria y artículos recientemente publicados.

FORMULACION DE LA HIPÓTESIS

Las hipótesis que se consideran para la demostración en el trabajo de tesis es:

- (1) Considerando los precios actuales y los probables escenarios de precios futuros, es rentable producir los petróleos pesados existentes en la Selva Norte peruana.
- (2) Es factible lograr un desarrollo integral del área considerando esfuerzos conjuntos Estado / Inversionista

1.- INTRODUCCION

Los crudos pesados se encuentran presentes en muchos reservorios del mundo, y representan una importante fuente potencial para el incremento de reservas para cualquier país o empresa. Los crudos pesados, extra pesados y el bitumen natural¹, representan un volumen importante en el mundo y para el caso de Venezuela y Canadá (Alberta) representan casi el 85 % de sus reservas, las que en su mayoría están todavía sin aprovechar, en comparación con los crudos convencionales.

A modo de resaltar la importancia de los crudos pesados, podemos decir que estos crudos descubiertos en la Faja del Orinoco en Venezuela en los años 30 no fueron puestos en producción hasta los años 80, y alcanzaron gradualmente un nivel de producción de 600,000 barriles por día en el 2003.

Las reservas en la Faja del Orinoco en Venezuela se están explotando usando tecnología de producción convencional. A pesar de la alta viscosidad del petróleo, el uso de la tecnología de pozos horizontales está permitiendo una buena productividad por pozo. Para cuantificar la efectividad de las técnicas de recuperación, los equipos de investigación y desarrollo están evaluando dos

¹ Según el diccionario, bitumen es "una mezcla de los hidrocarburos no-gaseosos similares al alquitrán". La definición para la industria del petróleo puede ser como: "una mezcla natural de hidrocarburos viscosos que contienen compuestos de azufre y que en su estado natural, no pueden fluir a través de un pozo". El término "bitumen" se refiere generalmente al petróleo con densidad mayor a 960 kg/m³. Para que un bitumen pueda fluir en un pozo o en un oleoducto, debe ser calentado o diluido.

principales “drivers” de producción. Uno de éstos es el denominado “foamy oil phenomenon”², que se piensa pueda tener un impacto beneficioso en la recuperación. El otro “drivers” no está confirmado y es un fenómeno muy limitado referido a la compactación en reservorios no consolidados que contienen petróleo pesado.

En Canadá, la producción del bitumen inició en los años 60 usando técnicas de explotación minera superficial y para el año 2003 sobrepasaban el millón de barriles por día, como consecuencia del uso de nuevos procesos de producción. Ese volumen de la producción se podría incrementar hasta 3 millones de barriles por día para el 2012, e inclusive lograr 5 millones de barriles por día para el 2030, con lo cual se cubriría el 16% de la demanda de petróleo de Norteamérica.

Los crudos pesados de Canadá son de mayor viscosidad que los crudos convencionales, por lo que son difíciles de producir con los métodos convencionales de recuperación tales como agotamiento por presión e inyección del agua. La recuperación termal es especialmente importante para esta clase de reservorios, debido a que la adición de calor, vía inyección de vapor, reduce la viscosidad del crudo, mejorando la eficiencia de desplazamiento.

² Un fenómeno que ayuda a la producción de petróleo es la expansión del gas disuelto. Como consecuencia del gradiente de presión en el reservorio, el gas sale de solución y arrastra al petróleo hacia el pozo. En petróleos livianos, las burbujas de gas tienden a formar una sola fase y sus efectos benéficos se logran mientras esta condición ocurra en el reservorio, pero afecta a la producción en las cercanías del pozo. En petróleos pesados ocurre un fenómeno diferente, ya que el gas puede ser responsable de la formación de un petróleo “espumoso”. Debido a su viscosidad, el petróleo pesado atrapa las burbujas de gas y evita la formación de una sola fase. El gas queda inmóvil y se evita los efectos benéficos de la expansión del gas disuelto. Los trabajos actuales de investigación sobre petróleos extra pesados tratan de modelar las leyes físicas que gobiernan el fenómeno de “nucleation” (formación de burbujas) y de “coalescence” (formación de clusters o grupos de burbujas).

Los procesos de producción convencional (en frío) no son factibles de aplicar a las arenas bituminosas de Alberta-Canadá, el volumen más grande de petróleo conocido hasta la fecha. Estos petróleos son imposibles de recuperar con tecnología convencional. La producción requiere ya sea de técnicas de minería donde los reservorios están muy cercanos a la superficie o en la mayoría de los casos, métodos de recuperación termales.

En el Perú se continúa utilizando combustibles fósiles del petróleo como fuente de energía primaria, mientras que al mismo tiempo disminuyen las reservas probadas desarrolladas de petróleo, como consecuencia de: (1) la producción y, (2) el no descubrimiento de grandes volúmenes de reservas de petróleo crudo liviano. Sin embargo, es importante mencionar que los denominados crudos pesados (10° a 18° API) permanecen como un recurso poco utilizado y de los cuales se cuenta con un enorme potencial, especialmente en la Selva Norte donde se han efectuado importantes descubrimientos a través de la perforación de pozos exploratorios, estimándose haberse descubierto volúmenes entre 250 a 500 millones de barriles de petróleo. Esta magnitud conservadora, significa un volumen mayor al nivel de reservas probadas de petróleo actual.

En este contexto, el desarrollo y puesta en producción de los crudos pesados es necesaria en el corto y mediano plazo, para lo cual se hace necesario tomar en cuenta los aspectos siguientes:

- (1) La escasez de nuevos descubrimientos.- Los resultados de la perforación de pozos exploratorios en los últimos 20 años, no ha mostrado descubrimientos importantes de reservas de crudo liviano. Los principales prospectos con trampas de tipo

estructural, ya han sido investigadas y se torna cada vez más difícil encontrar nuevos descubrimientos. Esto hace que se considere de vital importancia para la industria, el desarrollo de nueva tecnología para la producción económica de recursos no convencionales tales como crudo pesado. Los grandes volúmenes de crudo pesado serán necesarios en las siguientes décadas para reemplazar la producción declinante de los crudos livianos e intermedios.

- (2) La necesidad de convertir recursos disponibles en reservas.- El petróleo pesado es a menudo considerado como un recurso debido a las dificultades y los costos implicados en su producción. Si se dispone de nuevas tecnologías, se podrá transformar las reservas potenciales del petróleo pesado en proyectos viables.
- (3) La necesidad de que las Compañías dedicadas a la exploración cuenten con activos rentables.- Los Contratistas involucrados en la recuperación de petróleo pesado utilizan el apoyo de la tecnología de perforación, completación, estimulación y técnicas de seguimiento a fin de lograr que estos volúmenes se conviertan en activos rentables.

La búsqueda de nuevas reservas de petróleo ha dirigido los esfuerzos de la industria petrolera más allá de las estrategias convencionales de exploración y producción. Esta nueva frontera esta definida por el nivel de tecnología involucrada, que se emplea por la industria para transformar el potencial de recursos de petróleo en reservas comerciales, así como por el avance en el

desarrollo del conocimiento del proceso geológico para descubrir nuevas oportunidades.

Para lograr la puesta en producción a gran escala, se deberá incorporar la innovación tecnológica del proceso de producción tanto en el Upstream como en el Downstream a fin de hacer viable económicamente el desarrollo, la recuperación, el transporte y el refinado de estos crudos de alta densidad y de alta viscosidad.

En este contexto, la presente tesis presenta una evaluación de diferentes alternativas de desarrollo, que en conjunto con las importantes inversiones y el desarrollo tecnológico, permitirá tener una idea clara y precisa sobre aspectos tales como:

- (.) ¿Cuál de las tecnologías disponibles actualmente, es la más económica y apropiada, para hacer viable la producción de cantidades comerciales de petróleo pesado en la zona de nuestra selva tropical?
- (.) ¿Cuál sería el resultado económico y técnico, de la puesta en explotación de los campos de petróleo pesado en nuestra selva?
- (.) ¿Cuál es la magnitud de las inversiones y la naturaleza de los recursos empleados para una operación en la selva norte peruana?

1.1.- Origen del Petróleo pesado

Cuando el petróleo crudo se genera en la roca fuente, este no es un crudo pesado. Los especialistas Geoquímicos concuerdan que casi todos los

petróleos crudos se generan inicialmente con gravedad API entre 30° y 40°. El crudo se convierte en crudo pesado solamente después de estar sujeto a una importante degradación durante la migración y después del entrapamiento.

La degradación ocurre a través de una variedad de procesos biológicos, químicos y físicos, tal como se describe a continuación:

- (1) Las bacterias transportadas por el agua superficial metabolizan los hidrocarburos parafínicos, nafténicos y aromáticos y los convierten en moléculas más pesadas³,
- (2) Las aguas de formación también remueven los hidrocarburos por solución, lavando los hidrocarburos de menor peso molecular ya que estos son más solubles en agua, y,
- (3) Por otro lado, el petróleo crudo también se degrada por volatilización cuando se tiene una roca sello de baja calidad, lo cual permite que las moléculas más ligeras se separen y se escapen.

Los crudos pesados se producen típicamente de formaciones geológicas jóvenes (Pleistoceno, Plioceno y Mioceno). Estos reservorios se caracterizan por encontrarse poco profundos y tener sellos poco efectivos, de tal manera que se pueda establecer las condiciones apropiadas para la formación de crudos pesados.

³ Los hidrocarburos Parafínicos tienen alto contenido de ceras, alto pour point y son no-reactivos. En contraste los hidrocarburos nafténicos tienen bajo contenido de ceras, bajo pour point y son no-reactivos. Los hidrocarburos aromáticos son reactivos y tienen mayor solvencia que los parafínicos o nafténicos.

1.2.- Factores de importancia en la caracterización de crudos

Los factores de porosidad, permeabilidad, presión y mecanismo natural de producción determinan el comportamiento de un reservorio, mientras que la densidad y la viscosidad del petróleo determinan el perfil de producción para una compañía petrolera. Los petróleos densos y viscosos, denominados petróleos pesados, presentan especiales, pero no insuperable, desafíos para una producción rentable.

Los petróleos crudos muestran una gama muy amplia de densidades y viscosidades. La viscosidad a la temperatura del reservorio es generalmente la medida más importante para un operador petrolero porque ésta determina con que facilidad fluirá el petróleo. La densidad es importante para el refinero de petróleo porque es una indicación relacionada con el rendimiento de la destilación. Desafortunadamente, no hay una correlación clara entre estas dos propiedades. Un crudo liviano con alto contenido de parafina en un reservorio poco profundo puede tener una viscosidad más alta que un petróleo de crudo pesado sin parafina, presente en un reservorio profundo. La viscosidad puede variar significativamente con la temperatura, mientras que la densidad varía poco con la temperatura, y ésta se ha convertido en el estándar más común usado en los campos de petróleo para categorizar los petróleos crudos.

La densidad es generalmente definida en términos de la gravedad API (American Petroleum Institute), que se relaciona con la gravedad específica. A una mayor densidad del crudo, menor es la gravedad API y se tiene una banda de gravedades desde 4° para el bitumen alquitranico hasta 70° para los condensados, ocupando el petróleo pesado una importante gama y se sitúa entre los crudos ultra pesados y los crudos livianos.

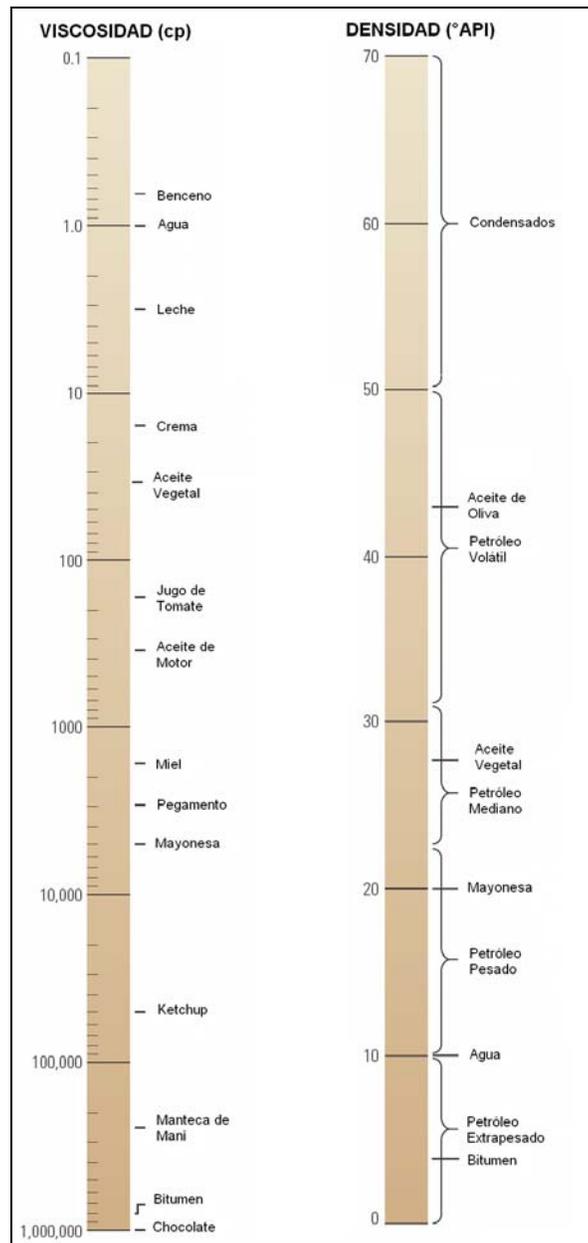
El Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE) define al petróleo pesado como el que tiene gravedades API entre 10.0° y 22.3°, sin embargo la naturaleza no reconoce estos límites ya que en algunos reservorios, el petróleo crudo con gravedad tan bajo como 7° o 8° se considera pesado más que ultra pesado debido a que se puede llevar a cabo su producción a través de métodos de producción especiales para crudos pesados.

Los petróleos pesados son producidos con técnicas convencionales; sin embargo es importante definir algunas características de estos petróleos. El petróleo pesado y liviano son diferentes en viscosidad y densidad. El petróleo pesado se define como petróleo de gravedad API entre 15° a 18° y los petróleos extra pesados con gravedad API entre 11° a 15°. Recientes estudios de compañías que operan en el offshore han denominado a “petróleos viscosos” para aquellos que tienen una viscosidad entre 10 y 50 cp @ 20 °C; “petróleo extra viscoso” para los que tienen entre 50 y 400 cp; “petróleo muerto” a aquellos que tienen entre 400 a 5,000 cp @ 20 °C; y “petróleo muerto extra viscoso” a aquellos entre 5,000 a 50,000 cp @ 20 °C.

En el desarrollo de la tesis, se describirán metodologías y técnicas aplicables a reservorios con crudos de gravedades API entre 7° y 18° que pueden ser producidos por las técnicas especiales y viables en la actualidad para la realidad de nuestros reservorios.

El gráfico N° 1 muestra la relación entre viscosidad y densidad para un conjunto de compuestos de uso común.

GRAFICO N° 1 DENSIDAD Y VISCOSIDAD DE LIQUIDOS



Fuente: Adaptado de - Carl Curtis, Robert Koper, Eric Decoster, Angel Guzmán-Garcia, Cynthia Huggins, Larry Knauer Mike Minner, Nathan Kupsch Luz Marina Linares Howard Rough Mike Waite, **"Heavy-Oil Reservoirs"**, OilField Review, Autumn 2002.

La gravedad específica se mide usualmente usando el estándar del American Petroleum Institute (API) o gravedad API del petróleo crudo. La gravedad API es la medida del peso del petróleo crudo con relación al peso del agua (El agua tiene una gravedad API de 10 grados). El petróleo crudo es caracterizado como pesado, intermedio y liviano con respecto a su gravedad API.

- (.) Crudo Pesado.- Los crudos con gravedades API de 18° o menos son caracterizados como pesados. El petróleo es viscoso y resistente al flujo, y posee una baja proporción de componentes volátiles.
- (.) Crudo Intermedio.- Los crudos con un API mayor que 18° y menos de 36° son referidos como intermedios.
- (.) Crudos Livianos.- Los crudos con una gravedad API de 36° o mayor son considerados como livianos. Los crudos livianos producen un mayor porcentaje de productos de alto precio.

El contenido de azufre define a los crudos ya sea como “dulces” (“sweet”) si estos tienen un contenido de 0.5 % en peso o menos y “ácido” (“sour”) si el contenido es mayor al 1.0 %.

1.3.- Factor de recuperación - crudo pesado

La mayoría de los operadores tratan de producir la mayor cantidad de crudo bajo recuperación primaria a la temperatura del reservorio. Los factores de recuperación típicos para un proceso de recuperación primaria de crudos

pesados se encuentran en el rango de 1% hasta 10%. Dependiendo de las características del crudo, la producción primaria con levantamiento artificial incluyendo la inyección de un crudo ligero o diluyente, para reducir la viscosidad, pueden dar buenos resultados. Muchos reservorios producen de manera eficiente con pozos horizontales. La selección de una estrategia óptima para la producción primaria requiere del claro conocimiento de las características del fluido, las propiedades del reservorio y la física de la producción.

En aquellos campos en los cuales no es posible producirlos por métodos convencionales se hace necesario utilizar la recuperación mejorada (varios métodos disponibles, entre ellos la termal). Una técnica utilizada es la llamada inyección cíclica de vapor (cyclic steam injection), donde los pozos productores pueden ser estimulados mediante la inyección de vapor a fin de ser puestos a producción económica. Esta técnica puede lograr factores de recuperación entre 20% a 40%. Otra técnica es la que utiliza el proceso de inyección de vapor (steamflooding), donde el vapor es inyectado a través de pozos de inyección y el vapor calienta al crudo viscoso el cual es producido a través de pozos de producción. Los pozos de inyección y de producción pueden ser verticales u horizontales. La ubicación de los pozos y la estrategia de inyección dependen de las características del fluido y del reservorio.

Los proyectos de explotación de crudos pesados requieren de inversiones a mediano y largo plazo. Esta magnitud de las inversiones son generalmente elevadas, como consecuencia de la alta viscosidad del crudo pesado, que junto a las dificultades del transporte y requerimientos especiales, hace que estas se incrementen con respecto a la explotación de los crudos convencionales y más aún si tomamos en cuenta que se requieren técnicas y procesos de refinación más costosas para producir productos comerciales.

Considerando que muchos campos de crudo pesado son poco profundos, los costos de perforación no son el factor dominante, pero la utilización reciente de pozos horizontales y multilaterales complejos está introduciendo un cierto costo en la etapa del desarrollo.

Es importante comentar que cada reservorio posee petróleo con diferentes propiedades físicas y se halla en una etapa diferente del proceso de maduración, por lo que para cada uno se utiliza diferentes técnicas de desarrollo y de producción.

1.4.- Procesos termales para la recuperación de petróleos pesados

Todos los procesos termales para la recuperación de crudos pesados tienden a reducir la resistencia al flujo de los fluidos del reservorio a través de la reducción de la viscosidad del petróleo crudo. Los procesos termales para la recuperación de petróleo se dividen en dos tipos: (1) Calentamiento externo al reservorio: Cuando un fluido caliente es inyectado al reservorio, y (2) Calentamiento interno al reservorio: Cuando el calor es generado dentro del reservorio mismo.

Los procesos que generan calor dentro del reservorio, se conocen como procesos "in-situ", como por ejemplo la combustión "in-situ". Los procesos que combinan la inyección y la generación "in-situ" del calor han sido probados pero no se han implementado actualmente en las operaciones. Los procesos termales de recuperación también se pueden clasificar como de empuje termal o tratamientos de estimulación. En el empuje termal, el fluido se inyecta continuamente a través de un cierto número de pozos de inyección para

desplazar el petróleo y para obtener producción a través de otros pozos. En tratamientos termales de estimulación, solo el reservorio cerca de los pozos de producción es calentado.

Las fuerzas de impulsión presentes en el reservorio, tal como la gravedad, el gas en solución, e impulsión de agua, afectan las tasas de recuperación una vez que se ha logrado reducir la resistencia al flujo. Los tratamientos de estimulación también pueden ser combinados con empuje termal; para lo cual se requiere de ciertos volúmenes porosos de agua inyectada lo cual genera fuerzas de empuje tanto naturales como forzadas. En tratamientos termales de estimulación, la reducción de la resistencia al flujo, puede resultar de la remoción de materia orgánica o sólidos como consecuencia del baleo sobre el "casing", el liner o aún de los poros de la roca reservorio.

1.5.- Proceso de desplazamiento del petróleo pesado en el reservorio, bajo efecto de inyección de fluido caliente

Podemos analizar el proceso de desplazamiento del petróleo pesado tomando como ejemplo una típica estimulación cíclica de vapor denominada "huff and puff", la cual consiste de tres períodos: inyección, cierre y producción. Durante el período de la inyección, el pozo es sometido a una tasa de inyección de vapor la mas alta posible, a fin de reducir pérdidas de calor.

Otros fluidos pueden ser utilizados en vez del vapor, pero ninguno ha mostrado ser efectivo. La inyección de agua caliente por ejemplo, permite la inyección de un gran volumen de agua por unidad de calor, pero su uso resulta en altas saturaciones de agua, lo cual puede afectar el porcentaje de producción de

petróleo (corte de petróleo) y también puede tener un efecto sobre las arcillas que son sensibles al agua y que pueden estar presentes en el medio poroso.

El vapor inyectado calienta la roca y a los fluidos alrededor del pozo. Es canalizada hacia la formación debido a la segregación gravitacional, inyección preferencial hacia estratos de alta permeabilidad, y a los adversos ratios de viscosidad. Una vez que se ha inyectado el volumen deseado de vapor, el pozo es cerrado por un cierto período de tiempo. Este período es necesario para lograr la condensación parcial de vapor a fin de calentar la roca y los fluidos y a la vez lograr una distribución uniforme del calor. No es factible a la fecha estimar cual puede ser el tiempo de cierre del pozo, por lo que se tiene muchos criterios especulativos referente al período de tiempo para el contacto del fluido inyectado con los fluidos y roca reservorio.

Durante los períodos de inyección y cierre, existe una reducción significativa de la viscosidad original del petróleo en el reservorio, la cual puede ser de algunos centipoises a través de la zona de vapor. El petróleo y el agua experimentan un proceso de la extensión termal, y esto origina que el gas libre presente en la arena presurizada, sea forzado a entrar en solución. Por esta razón, inmediatamente antes que el pozo sea puesto en producción, la roca reservorio calentada por el vapor contiene petróleo de alta movilidad, vapor y agua.

A medida que la presión en la cercanía del pozo se reduce como resultado de la producción de fluidos, varias fuerzas de empuje actúan para expeler el petróleo y otros fluidos hacia el pozo, el cual puede tener instalado una bomba para facilitar la producción. Si la presión del reservorio es suficientemente alta, lo cual depende de la cantidad de vapor inyectada, el caudal de producción será substancialmente más alto que la tasa original esperada (producción fría), debido a la movilidad mejorada del petróleo.

Si la formación es de gran espesor e involucra unas pocas barreras horizontales, el petróleo caliente que fluye hacia el pozo es dominado por la gravedad. A medida que el petróleo es removido de la zona caliente, este es parcialmente reemplazado por el petróleo que fluye de la zona fría adyacente en el reservorio.

No todos los reservorios son adecuados para inyección de vapor cíclica, pues solo es preferible los de alta porosidad ($> 30\%$) y saturaciones de petróleo moderadas a altas, junto con profundidades someras ($< 5,000$ pies) y la viabilidad de producir vapor a tasas económicas.

1.6.- Tecnología de Simulación para petróleos pesados

La simulación termal de reservorios, es probablemente uno de los aspectos más importantes en lo referente a simulación de reservorios actual. Desde el punto de vista numérico, la incorporación de efectos termales implica un número de aspectos diferentes a los que se usan en la ingeniería convencional de reservorios, tal como por ejemplo: dependencia de la viscosidad con respecto a la temperatura, propiedades del vapor, pérdidas de calor, y propiedades termales. Estos efectos hacen a la simulación termal de reservorios muy compleja y difícil de analizar.

Existen diferentes formas para hacer simulación de métodos termales de recuperación. Un gran número de procesos termales de recuperación pueden ser simulados tal como: Inyección de vapor, inyección cíclica de vapor, inyección de vapor asistido por gravedad (SAGD) y existen diversos simuladores comerciales. Es responsabilidad del ingeniero de reservorios

decidir que tipo de opción termal es el más apropiado para responder a la descripción del reservorio y las características del petróleo.

El petróleo muerto “Dead oil” ha sido utilizado en la simulación de reservorios de petróleo pesado, donde la fase petróleo es representada por un solo componente no volátil. Por otra parte, los modelos composicionales de simulación de reservorios asumen que, las propiedades de los fluidos del reservorio dependen no solamente de la temperatura y la presión del reservorio, sino también de la composición de los fluidos. La simulación composicional es necesaria para modelar procesos en el reservorio, tales como agotamiento, inyección miscible, inyección cíclica de vapor, inyección de vapor con solventes, y reciclo de gas.

1.7.- Tecnologías actualmente disponibles para la recuperación de crudos pesados

De todos los métodos de recuperación intentados desde los años 60, el único proceso que ha probado ser técnica y económicamente viable es la inyección cíclica de vapor, conocida como “Huff and Puff”. Sin embargo, los factores de recuperación como consecuencia del uso de este proceso se limitan solamente a una proporción pequeña, entre 10% al 15%. Dado esta desventaja, los investigadores están explorando otras tecnologías.

Actualmente hay tres tecnologías que son candidatos para reemplazar a la tecnología convencional “Huff and Puff”: El denominado proceso SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage), el proceso VAPEX (Vapor Assisted Petroleum Extraction), y la Combustión In Situ.

Los primeros dos se basan en conceptos introducidos en los 70 por investigadores canadienses. En los diez años que siguieron, la investigación se centró sobre todo en SAGD, que implica la inyección de vapor y es actualmente el más operacional de los procesos de recuperación caliente. Aunque el ratio costo-efectividad de esta tecnología para desarrollos a gran escala aún no ha sido probada, algunos proyectos industriales ya están en etapa inicial de desarrollo y muchos otros están planificados para ingresar en el mediano plazo.

1.7.1.-El Proceso SAGD

El proceso SAGD involucra la perforación de pares de pozos horizontales: un pozo de producción en la base del reservorio y de un pozo de inyección perforado a unos cinco metros sobre el pozo de producción. El vapor inyectado vía el pozo de inyección calienta la capa bituminosa. El bitumen fluidificado y el agua de la condensación fluyen por gravedad hacia el pozo de producción, para posteriormente ser bombeado a la superficie.

El análisis teórico del comportamiento del proceso SAGD considera que este debe tomar cerca de 1,500 MW de energía térmica para generar la cantidad de vapor necesaria para producir 100,000 barriles de bitumen por día.

1.7.2.-El Proceso VAPEX

El proceso VAPEX requiere menos energía que el proceso SAGD, y también requiere de un par de pozos horizontales, pero utiliza un hidrocarburo ligero en la fase vapor en lugar del vapor de agua. El bitumen es fluidificado no por difusión termal, sino por difusión molecular del hidrocarburo ligero que actúa como un solvente. En principio, este tipo de difusión es más lento, con un impacto potencial en la tasa de producción. En adición a su mayor eficiencia energética, este proceso tiene ventajas tal como: ausencia de costosas instalaciones para el tratamiento del agua y un menor impacto ambiental. El proceso VAPEX elimina la emisión de cantidades grandes de gases de invernadero inherentes en la generación de vapor de agua.

1.7.3.-El Proceso de Combustión In-Situ

El proceso de Combustión In – Situ, es la tercera opción que es investigada. Este proceso involucra la inyección de aire u oxígeno para generar la combustión en la parte donde se localiza el petróleo crudo, de tal modo que se calienta el reservorio. Este proceso se ha utilizado ya en reservorios de crudo liviano, pero para ser efectivo sobre crudos extra pesados o bitúmenes se requiere que la temperatura de combustión exceda los 450°C. La elevación brusca de la temperatura causa la ruptura (cracking) de las moléculas del crudo dentro del reservorio. Se logra carbón, gases de combustión y petróleo liviano.

Comparado a los procesos SAGD y VAPEX, esta técnica de recuperación tiene la cinética rápida de un proceso termal; elimina los

costos y desventajas de generar energía en la superficie; el crudo resultante puede ser parcialmente mejorado (upgraded) en el área, y algunos de los gases de combustión quedan atrapados directamente en el reservorio. A la fecha, no se ha realizado ninguna implementación a gran escala debido a la complejidad de diseñar un arreglo de pozos de inyección y de producción acorde a la virtual inmovilidad del petróleo.

1.8.- Proceso para la Mejora (UPGRADING) del Producto Final

Una vez que se ha recuperado el petróleo, este debe seguir un proceso de mejora (Upgraded), por lo que estos procesos necesarios son el segundo gran objetivo de los proyectos de petróleo pesado. Las tecnologías usadas para convertir los petróleos pesados en petróleos sintéticos ligeros requieren actualmente grandes cantidades de energía e hidrógeno. El calor es necesario para romper las moléculas grandes (thermal cracking). Posteriormente se agrega hidrógeno a alta presión y alta temperatura en la presencia de un catalizador (catalytic hydrocracking), y finalmente el carbón es removido, debido a la formación de pequeñas moléculas con un alto contenido de hidrógeno. La etapa final (hydrotreatment) sirve para quitar impurezas tales como nitrógeno, sulfuros y metales, y para estabilizar las fracciones que resultan.

2.- ANÁLISIS DE CASOS

2.1.- CASO: Campo Kern-River de California

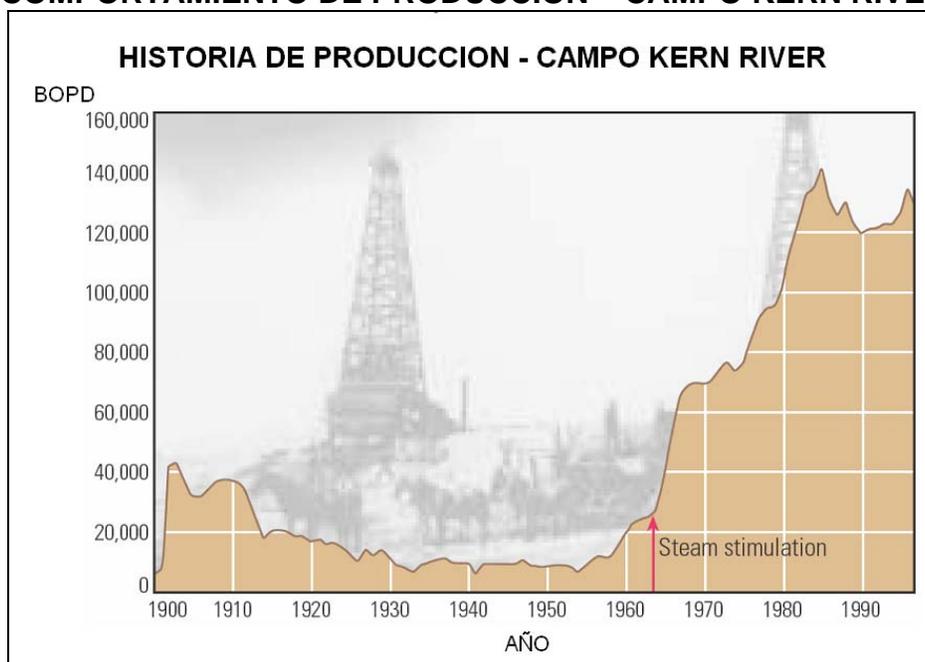
En los inicios de 1900, se descubrió petróleo en California a través de la perforación de pozos someros para el petróleo pesado y muestras superficiales para la brea. En esta área, se encuentran localizados tres de los seis campos gigantes, los cuales son de petróleo pesado: Midway-Sunset, Kern River y South Belridge, los que ya han producido más de mil millones de barriles de petróleo cada uno.

El Campo Kern River, ubicado cerca de Bakersfield, California, se descubrió en 1899 cuando el pozo descubridor perforado a mano encontró petróleo a 13 m de profundidad. Este campo es de unos 10 km de largo por 6.4 km de ancho, y produce petróleo pesado de la Formación Kern River, de edad Miocena a Pleistocena. Las areniscas de la Formación Kern River tenían una saturación de petróleo inicial promedio del 50%. La porosidad promedio es de 31%, y la permeabilidad varía entre 1 a 10 darcies. Se estimó aproximadamente 4 mil millones de barriles de petróleo originalmente en sitio (POES). El factor de recuperación primario fue bajo, debido a la densidad del petróleo de 10° a 15° API, con una viscosidad de 500 cp a 10,000 cp (0.5 a 10 Pa-s), y a las bajas temperaturas y la presión inicial del yacimiento.

La producción del Campo Kern River alcanzó un pico de casi 40,000 Barriles de petróleo por día a principios de la década de 1900. El pobre comportamiento del yacimiento y la baja demanda de crudo pesado, originaron que la producción declinara a bajos niveles hasta la llegada de técnicas de refinación más avanzadas para tratamiento del petróleo pesado, que ocurrió a principios de la década de 1950. La llegada de calentadores de fondo de pozo a mediados de la década de 1950 incrementó la producción. La experimentación con inyección de vapor a principios de 1960 ayudó a comprobar el potencial de los métodos de recuperación termal.

El gráfico N° 2 muestra el comportamiento de producción desde el año 1900. Se puede observar el impacto productivo de la estimulación de vapor.

GRAFICO N° 2
COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN – CAMPO KERN RIVER



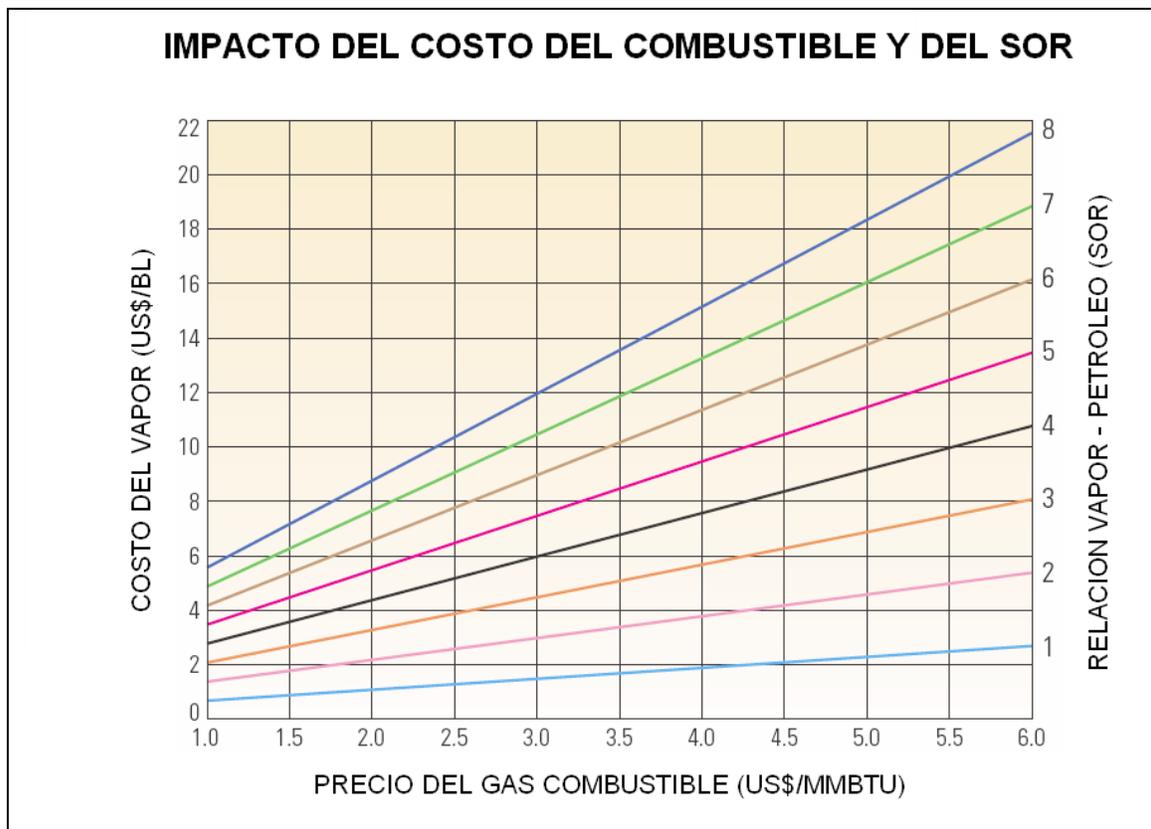
Fuente: Adaptado de - Carl Curtis, Robert Koper, Eric Decoster, Angel Guzmán-García, Cynthia Huggins, Larry Knauer Mike Minner, Nathan Kupsch Luz Marina Linares Howard Rough Mike Waite, **"Heavy-Oil Reservoirs"**, OilField Review, Autumn 2002.

El crudo del campo Kern River responde muy bien al incremento del calor: La viscosidad de 12,000 cp (12 Pa-s) a la temperatura del reservorio de 32° C (90°F), se reduce por un factor de 600, es decir a 20 cp (0.02 Pa-s) a la temperatura de inyección de vapor de agua de 128°C (260°F). En 1973, el 75% de la producción del campo provenía de proyectos de inyección de vapor de agua.

El incremento de la producción estimado requiere de un buen manejo del calor, o la utilización del vapor de la forma más eficiente. La relación Vapor-Petróleo (Steam-Oil-Ratio: SOR) es un factor importante cuando se evalúa la eficiencia de la recuperación⁴. La relación SOR y el costo asociado a la generación de vapor afectan directamente la rentabilidad del proyecto. Cuando el precio del gas, que es el combustible requerido para la generación de vapor es alto, y el precio del petróleo pesado es bajo, las operaciones de inyección de vapor se restringen. El gráfico N° 3 muestra tal relación.

⁴ La relación SOR se define como el número de barriles de vapor, en términos de agua fría equivalente, requerido para producir un barril de petróleo.

GRAFICO N° 3



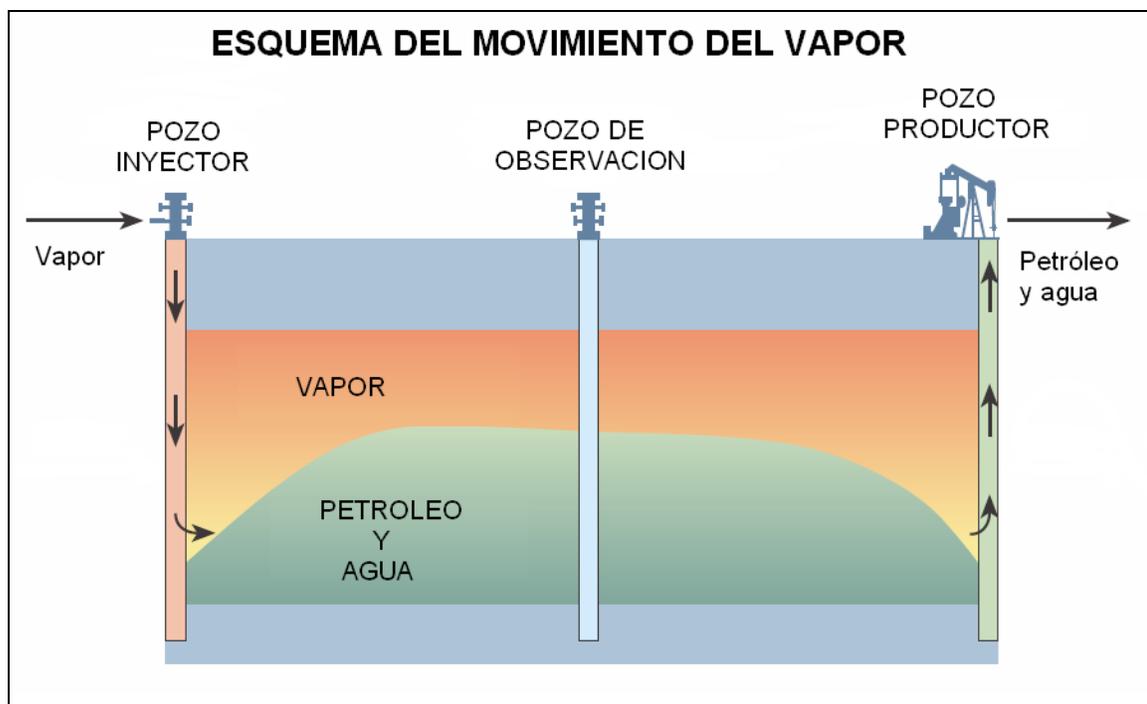
Fuente: Adaptado de - Carl Curtis, Robert Koper, Eric Decoster, Angel Guzmán-García, Cynthia Huggins, Larry Knauer Mike Minner, Nathan Kupsch Luz Marina Linares Howard Rough Mike Waite, "Heavy-Oil Reservoirs", OilField Review, Autumn 2002.

El operador del campo Kern River es ChevronTexaco, y para esta empresa es muy importante el monitoreo de los reservorios, especialmente en el manejo del calor. Se requiere una descripción exacta y oportuna de la distribución del calor dentro del yacimiento, a fin de calcular la cantidad apropiada de vapor a inyectar.

La inyección típica de vapor se realiza con un patrón de 5 puntos (five spot) que cubre un área de 2.5 acres, con un pozo productor en cada esquina y un pozo inyector en el centro. Las variaciones a esta configuración incluyen los patrones de 9 puntos y patrones combinados.

El vapor inyectado ingresa por los perforados del pozo inyector hasta que encuentre una barrera impermeable y luego se extiende lateralmente hasta irrumpir por el pozo productor. Mientras el petróleo se produce por drenaje gravitacional, la cámara de vapor o volumen saturado de vapor, crece en dirección descendente (Gráfico N° 4). Las heterogeneidades geológicas y la continuidad de la inyección, juntamente con la calidad del vapor generan trayectorias del vapor dentro del reservorio, distintas a las estimadas.

GRAFICO N° 4



El Campo Kern River cuenta con más de 15,000 pozos inyectoros y productores y cuenta con un pozo de observación por cada cinco patrones de inyección. Para los pozos perforados recientemente, se han “corrido” perfiles de resistividades a hueco abierto, registros de densidad-neutrón y de Propagación Electromagnética EPT (Electromagnetic Propagation Tool). Para los pozos de observación, se “corren” registros de pozo entubado de acuerdo a un programa preestablecido a fin de que permitan hacer un monitoreo del avance del vapor. Estos registros incluyen registros de temperatura para observar la variación de la temperatura del reservorio en función de la profundidad, y registros de la herramienta de Control de Saturación del reservorios RST (Reservoir Saturation Tool), para determinar la saturación de petróleo utilizando relaciones carbono-oxígeno (C/O).

Con la interpretación de estos registros se crean modelos tridimensionales (3D) de la temperatura, de la saturación de petróleo y de la distribución del vapor y se combinan con un modelo litológico generado a partir de registros de resistividad tomados a hueco abierto, para crear secciones transversales y modelos de visualización, a fin de facilitar las estimaciones de las tasas de inyección de calor.

Los registros de temperatura se adquieren cada tres meses porque la temperatura puede cambiar rápidamente en proyectos de inyección de vapor muy activos y es importante reaccionar rápidamente, ya que la modificación de las tasas de inyección en el momento correcto puede significar un importante ahorro de costos.

En el Campo Kern River, los geólogos de ChevronTexaco incorporan los datos de los pozos de observación en las herramientas de visualización 3D para

analizar el modelo, realizar cálculos volumétricos y estructurar la inyección del vapor.

Algunos operadores de California están evaluando otras formas de monitorear el movimiento del vapor. Desde 1996, se han equipado varios campos de petróleo pesado con medidores de fibra óptica SENSE y sensores de la distribución de la temperatura (Distributed Temperature Sensor - DTS). La fibra óptica sirve como medidor y como sistema de transmisión y permite efectuar lecturas de temperatura a intervalos de 1 m (3.3 pies). El sistema ha sido utilizado en numerosos pozos que producen por bombeo mecánico a temperaturas de hasta 249°C (480°F). Cuando se instala en pozos productores, el sistema DTS puede instalarse en un tubo de acero inoxidable de 1/4 pulgada, sujetado en la parte exterior de la tubería de revestimiento o de la tubería de producción. En un caso, el sistema de fibra óptica detectó indicaciones de pérdida de vapor detrás de la tubería de revestimiento; y el vapor fluía hacia la superficie. El pozo se intervino para reparar la pérdida antes de que se produjera una irrupción de vapor a alta temperatura en la superficie.

En otro caso, se controló la inyección de vapor en tres areniscas desde un pozo de observación. Cuando comenzó el monitoreo, el vapor había alcanzado dos de las areniscas en la posición del pozo de observación. Luego de 15 meses, el sistema DTS detectó irrupción de vapor en la arenisca superior. Además, se han instalado sistemas de fibra óptica SENSE para controlar el movimiento del vapor en más de 150 pozos, incluyendo proyectos en Indonesia, Venezuela, Canadá y Omán, en pozos verticales de producción y de observación y en pozos horizontales.

ChevronTexaco y otros productores de petróleo pesado en California están probando con herramientas electromagnéticas (Electromagnetic-EM) cuya interpretación permitiría elaborar mapas de saturación de petróleo residual y determinar los factores que controlan el flujo de vapor y de petróleo. La tecnología EM permite a través de la interpretación, la preparación de mapas de la distribución de la conductividad entre los pozos. El equipo EM consiste de una herramienta transmisora bajada en un pozo y una herramienta receptora bajada en otro pozo, localizado a 1,000 m de distancia del pozo emisor. Las herramientas se despliegan con equipos estándar para operaciones a cable y se conectan a superficie mediante telemetría convencional. Posicionando las herramientas transmisora y receptora arriba, abajo y dentro de la zona de interés, se pueden obtener datos para la inversión tomográfica, dando como resultado un modelo de conductividad entre los pozos.

2.2.- CASO: Campo Duri - Indonesia

El campo Duri de Indonesia es el campo somero de petróleo pesado, asociado a una operación de inyección de vapor, más grande del mundo en términos de producción de petróleo y de vapor inyectado, El Campo Duri, descubierto en 1941, no fue puesto en producción hasta la instalación de un oleoducto en 1954.

El petróleo pesado del Campo Duri es relativamente liviano (de 17 a 21 ° API) y posee una viscosidad relativamente baja (300 cp a 100°F) (0.3 Pa-s a 38°C). La reducción máxima de viscosidad es de 40 veces, mucho menos que en el campo Kern River de California. El drenaje gravitacional se encuentra limitado debido a que las areniscas son relativamente delgadas y heterogéneas, y como

consecuencia del bajo relieve estructural y el largo espaciamiento del patrón. Las propiedades promedio del reservorio se muestran a continuación:

PROPIEDADES PROMEDIO	
Profundidad promedio	500 pies
Presión de reservorio, antes de la inyección de vapor	100 psi
Temperatura del reservorio antes de la inyección de vapor	100 °F
Espesor neto promedio	120 pies
Porosidad promedio	34 %
Saturación inicial promedio de petróleo	53 %
Permeabilidad promedio	1500 mD
Compresibilidad de la roca	$57 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$
Densidad promedio del petróleo	20°API
Relación Gas-Petróleo	15 PC/BL
Viscosidad del petróleo a 100°F	330 cp
Viscosidad del petróleo a 300°F	8.2 cp

La producción primaria, la mayor parte proveniente de empuje por expansión del gas disuelto y por compactación, alcanzó un pico de 65,000 b/d de petróleo a mediados de la década de 1960 y se estimó lograr un factor de recuperación de sólo el 7% del POES.

La estimulación cíclica de vapor que fue probada en pozos individuales, motivó la iniciación de un proyecto piloto de inyección de vapor en 1975. Debido a que el proyecto piloto logró recuperaciones que permitieron hacer un estimado del factor de recuperación del orden del 30% del POES, se inició la implementación del primer gran proyecto que comenzó en 1985.

Actualmente el Campo Duri produce cerca de 230,000 b/d de petróleo y se inyectan 950,000 BCWE/D de vapor. En algunas áreas el factor de recuperación total alcanza el 70%. Existen 4,000 pozos productores, 1,600

pozos inyectoros y 300 pozos de observación, El Campo Duri es operado por Caltex Pacific Indonesia (CPI) bajo un contrato de servicios con el Gobierno de Indonesia.

Las formaciones del Campo Duri comprenden tres grupos principales; Rindu, Pertama-Kedua y Baji-Jaga-Dalam. Debido a que este último grupo sólo contiene petróleo en unas pocas elevaciones estructurales en el sur y a que la inyección de vapor comenzó sólo recientemente en el Grupo Rindu, la principal contribución de la producción proviene de los Grupos Pertama y Kedua.

La inyección de vapor se ha aplicado a través de todo el campo, con 10 de 13 yacimientos actualmente en alguna etapa de la inyección de vapor. El volumen total de vapor inyectado ha permanecido constante desde mediados de la década de 1990, de modo que se inicia inyección en nuevos yacimientos sólo cuando un yacimiento existente ha sido suficientemente inundado por vapor; generalmente después de 10 años.

La mayoría de los esquemas de inyección son patrones invertidos de 9 puntos, extendiéndose a través de una superficie de más de 250 m por 250 m (15.5 acres). En áreas con menor espesor productivo, se utiliza un patrón de 5 puntos que cubre la misma superficie, mientras que los diseños anteriores utilizaban un patrón invertido de 7 puntos a través de una superficie de 217 m por 217 m (11.6 acres).

La producción ocurre principalmente como consecuencia de la presión ejercida por el vapor antes de irrumpir en los pozos productores. Luego de unos pocos meses de inyección, la producción de petróleo aumenta rápidamente a valores cercanos a cinco veces las producciones obtenidas antes de comenzar la inyección de vapor, con gradientes de presión horizontales de más de 1 psi/pie

(22.6 kPa/m) entre pozos inyectores y productores. Los pozos inyectores se completan de modo que la cantidad de vapor inyectado dentro de una capa sea proporcional al petróleo neto estimado en sitio. Aún así, los frentes de vapor generalmente son bien definidos, irrumpiendo primero en los intervalos de mayor permeabilidad, tal como se espera.

La irrupción de vapor ocurre en una capa particular de un patrón luego de que se inyecta aproximadamente un volumen poroso de vapor (Pore Volume). A continuación, la inyección de vapor dentro de esa capa continúa a una tasa más baja hasta alcanzar cerca de 1.4 PV. El vapor luego se distribuye en otros yacimientos.

Posteriormente a la irrupción, los gradientes de presión horizontales promedio disminuyen por debajo de 0.2 psi/pie (4.5 kPa/m), de manera que la producción depende del drenaje gravitacional y del calentamiento de las capas adyacentes.

Los técnicos de CPI (Caltex Pacific Indonesia) pronto percibieron que una buena recuperación dependía de comprender la eficiencia del desplazamiento vertical y areal del vapor. Al mismo tiempo, el éxito económico dependía del manejo eficiente del calor, además de una planificación cuidadosa de la adecuada implementación y del manejo apropiado del yacimiento y de un monitoreo rutinario del avance de la inyección de vapor.

Los pozos de observación en el Campo Duri han sido monitoreados desde el principio del proyecto, utilizando las mismas técnicas que en el campo Kern River de California. En los pozos inyectores, el empleo de trazadores radioactivos, utilizando gas Kriptón como marcador, registran el perfil de inyección del vapor. La irrupción del vapor en los pozos productores se detecta

por la temperatura y presión en la cabeza de pozo y por la tasa de flujo, sobre la base de registros de temperatura y del medidor de flujo. Estas técnicas han sido mejoradas recientemente gracias al advenimiento de medidores de flujo de alta temperatura, utilizados en los pozos inyectores y registros de temperatura efectuados con fibra óptica.

Sin embargo, ninguna de estas técnicas ofrece un detalle más allá del pozo y, aún en combinación, pueden ser insuficientes para ofrecer un panorama preciso de la eficiencia de desplazamiento de los fluidos. En el campo Duri se ha aplicado monitoreo a través de tecnología de registro sísmico a fin de monitorear la distribución areal y entre pozos del vapor inyectado. Por ejemplo, esta técnica mostró que los Grupos Pertamina Superior e Inferior estaban recibiendo la mayor parte del vapor.

Con respecto al comportamiento de la producción, los proyectos de inyección de vapor son muy sensibles a problemas de producción. Debido a que la inyección de vapor casi siempre se realiza en areniscas someras no consolidadas, la producción de arena es un tema preocupante. El vapor es reactivo e introduce grandes cambios en la temperatura y en la presión; condiciones que son favorables a la corrosión y a la formación de incrustaciones.

El Campo Duri no constituye una excepción para estos problemas y, debido a su tamaño, los efectos son de importancia. En una semana típica de operaciones en el Campo Duri se perforan 10 nuevos pozos, se reparan o acondicionan 100 pozos, se remueven 300 camionadas de arena y se consumen 35,000 galones de ácido. Debido a la gran cantidad de pozos, cualquier mejora efectiva en materia de costos introducida en las técnicas de producción puede tener un impacto importante en la rentabilidad del proyecto.

En el Campo Duri, se han utilizado varias técnicas para mejorar la productividad de los pozos y controlar la producción de arena. Desde el comienzo de la inyección de vapor, los pozos han sido terminados utilizando filtros de arena convencionales, empaques de grava a hueco abierto, y empaques de grava a hueco entubado.

A mediados de la década de 1990, la empresa operadora CPI (Caltex Pacific Indonesia) introdujo la estimulación a través de fracturamiento hidráulico, seguido de empaque de grava en pozos entubados. Estos tratamientos crearon fracturas hidráulicas cortas y anchas en las arenas productivas. La producción de arena se controló mediante tuberías ranuradas.

Actualmente, las técnicas de fracturamiento hidráulico han sido mejoradas utilizando tubería flexible para asegurar que todos los punzonados (baleo) sean correctamente involucrados, a fin de controlar la producción de arena.

Se han utilizado también varias técnicas para remover la incrustación que se forma a lo largo de las tuberías ranuradas y dentro de la tubería de producción. El reemplazo de los filtros es costoso en términos de tiempo de reparación y de pérdida de producción. La acidificación es complicada y onerosa, y muestra sólo un éxito moderado.

2.3.- CASO: Campos de Crudo Pesado - Venezuela

Se estima que existe un volumen de 1.36×10^{12} barriles de petróleo en sitio de crudo pesado en la zona de la Faja del Orinoco.

La Faja del Orinoco es el depósito de petróleo pesado y ultra pesado más grande del mundo y tiene 55,000 km² de extensión areal. Un pozo descubridor del año 1935 produjo crudo de 7° API a razón de 40 bppd, pero la Faja no se estudió en detalle hasta 1968.

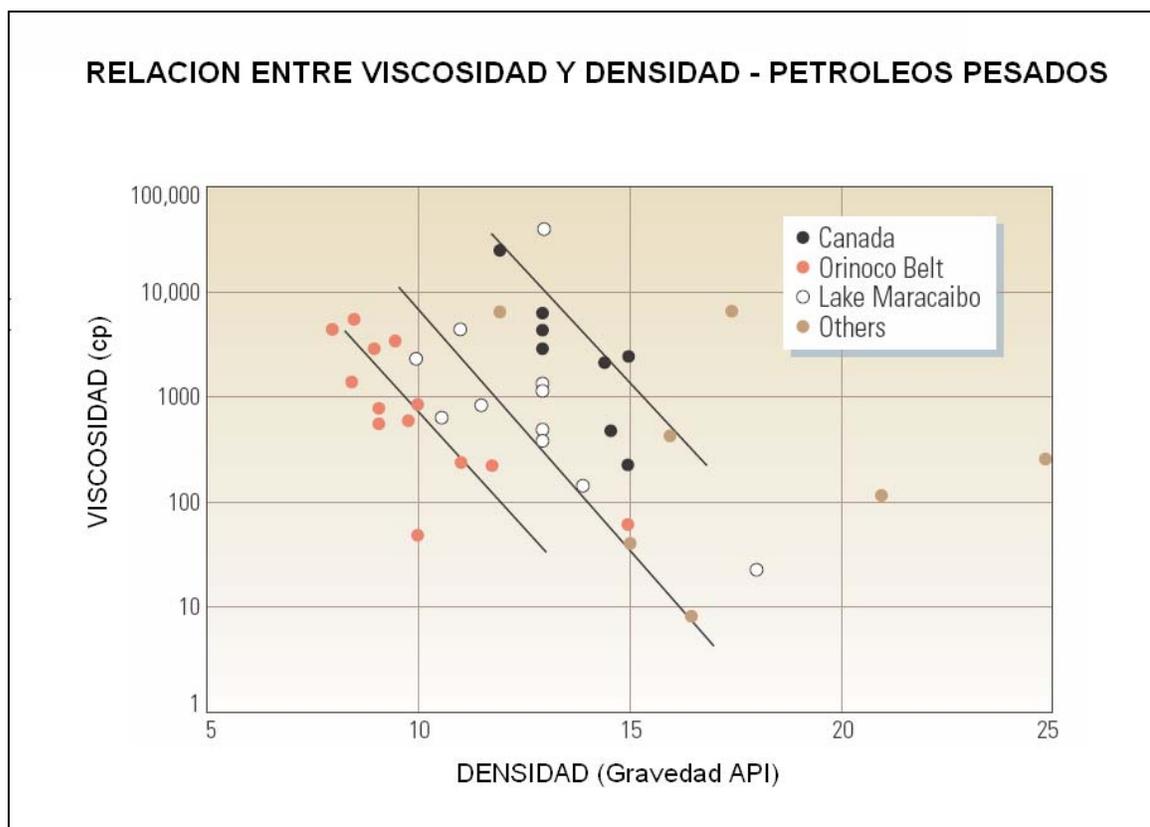
Los estudios condujeron a que Petróleos de Venezuela S.A (PDVSA) realizara una importante campaña de cinco años, durante la cual se evaluaron varias técnicas de producción en frío y caliente.

Se comprobó que las propiedades del yacimiento eran típicas de areniscas someras, no consolidadas de petróleo pesado. Las estimaciones originales indicaron que no más del 5% del petróleo de 7° a 10° API originalmente en sitio podría recuperarse sin calentamiento. A fines de la década de 1980, el costo de calentamiento no favoreció la viabilidad comercial de desarrollar la Faja. Mas tarde, varios factores se combinaron para mejorar la situación.

El crudo de la Faja posee una viscosidad menor a cualquier densidad API que la mayoría de los petróleos pesados, tal como puede observarse en el Gráfico N° 5.

A pesar de poseer una densidad API extremadamente baja, fue posible bombear petróleo sin el costo de calentamiento y obtener producciones de unos pocos cientos de barriles por día.

GRAFICO N° 5



Fuente: Adaptado de Ehlig-Economides et al.

Se necesitaban producciones más altas para un desarrollo económicamente viable, pero los regímenes de producción más altos provocaban una importante producción de arena y requerían bombas de fondo de pozo más poderosas. Los pozos horizontales resolvieron el primer problema, permitiendo tasas de flujo más altas con menos caída de presión, y por lo tanto, minimizando los problemas de producción de arena.

La producción en frío de los pozos horizontales también podía ofrecer un factor de recuperación similar al de la inyección cíclica de vapor en pozos verticales, a un costo mucho más bajo. A mediados de la década de 1990, los pozos horizontales habían comenzado a resultar efectivos en materia de costos, mientras que las bombas de cavidad progresiva y las eléctricas sumergibles habían evolucionado para manejar crudos pesados y grandes volúmenes. La tecnología resultaba entonces apropiada para el desarrollo comercial del petróleo pesado de la Faja.

PROPIEDADES PROMEDIO	
Profundidad	1,700 a 2,350 pies
Porosidad	30 a 35%
Permeabilidad	1 a 17 Darcys
Temperatura	100° a 135 °F
Densidad	8.4° a 10° API
Relación Gas-Petróleo	60 a 70 PC/BL
Viscosidad, petróleo muerto	+ 5,000 cp
Viscosidad, petróleo con gas	1,200 a 2,000 cp
Tipo Arenisca	No consolidada
Compresibilidad	80 a 90 x 10 ⁻⁶ psi ⁻¹
Presión inicial	630 a 895 psi

Para desarrollar las reservas de crudo pesado del Orinoco se formó la Asociación Estratégica de Petróleo Pesado del Orinoco, la cual consiste de cuatro compañías que operan bajo un esquema de riesgos compartidos: (1) Operadora Cerro Negro, que incluye a ExxonMobil, Veba Oil & Gas y PDVSA, permanece activa en el área de Cerro Negro, (2) Petrozuata (ConocoPhillips y PDVSA), (3) Sincor (TotalFinalElf, Statoil y PDVSA) están desarrollando concesiones en el área Zuata, y (4) Ameriven (ConocoPhillips, ChevronTexaco y PDVSA) en Hamaca, El objetivo fijado era alcanzar una producción de

petróleo pesado de 600,000 b/d para el año 2006 y mantener este régimen por 35 años.

2.3.1.-Campo Mene Grande

El Campo Mene Grande se descubrió en 1914. Las areniscas someras se encuentran a 168 m (550 pies) de profundidad, y producen petróleo de 10.5 °API, con tasas de hasta 264 b/d por pozo. La inyección de vapor se probó en Mene Grande en 1956, pero el vapor de la formación somera irrumpió en la superficie, por lo que la prueba se detuvo, y cuando los pozos inyectores se abrieron para liberar la presión, produjeron petróleo. Esto condujo al descubrimiento fortuito de los beneficios de la inyección cíclica de vapor; técnica a veces denominada “huff and puff” o “steam-soak”.

2.3.2.-Campo de Petrozuata

Petrozuata fue el primero de los cuatro proyectos en entrar en operación, comenzando sus actividades en 1997, Los estudios efectuados previos al desarrollo indicaron que para el desarrollo primario de esta zona, era mejor utilizar pozos horizontales con producción en frío en vez de inyección cíclica de vapor en pozos verticales u horizontales.

El modelo de reservorio original, construido con datos limitados de registros de pozos y ningún dato sísmico, se componía de una sucesión de extensos depósitos fluviales que coalescieron para formar cuerpos de

arenisca continuos bien conectados, Se estimaba que estos cuerpos de arenisca tenían por lo menos 15 m (50 pies) de espesor y residían en fajas de canales de varios kilómetros de ancho, con rumbo suroeste-noreste.

Petrozuata dividió sus 74,000 acres de concesión en rectángulos de drenaje de 1600 m por 600 m (5249 pies por 1,968 pies) y planificó perforar dos pozos horizontales en un solo cuerpo de arenisca desde una plataforma de pozos múltiples ubicada en los límites de dos rectángulos de drenaje. Cada pozo poseía una sección horizontal de 1,200 a 1,500 m (3,940 a 4,921 pies) de largo, perforada de este a oeste para atravesar varios canales.

Estas secciones estaban terminadas con una tubería ranurada. Debido a que los cuerpos de arenisca podrían estar localmente aislados, era importante desarrollar más de un cuerpo de arenisca dentro de cada rectángulo. Cada plataforma contenía entre 4 y 12 pozos. El primer pozo era un pozo estratigráfico vertical, perforado solamente para obtener información y se adquirían registros y a veces se extraían núcleos, y después se abandonaba.

Luego de correlacionar el pozo estratigráfico con otros pozos y con los datos sísmicos 3D, se seleccionaba las menores areniscas para el emplazamiento de los pozos horizontales; las mejores significan inicialmente las de mayor espesor en y alrededor de la ubicación, acorde con las restricciones del plan de desarrollo del reservorio.

Cada pozo era equipado con una bomba eléctrica sumergible o una bomba de cavidad progresiva para levantar el crudo a la superficie. Se

inyecta un diluyente-nafta, o petróleo liviano de 47° API, para reducir la viscosidad y mejorar la deshidratación y hacerlo fácilmente “bombeable”.

Se agrega un diluyente adicional en los centros de recolección de la plataforma antes de que las bombas multifásicas envíen la mezcla de 16° API a una planta central de procesamiento y luego a la instalación de mejoramiento del crudo situada en la costa norte de Venezuela. Finalmente se procesa el crudo y se extrae al mismo tiempo la nafta para retornarla al campo.

El éxito económico del proyecto depende de la perforación de pozos horizontales de alta productividad y de mínimo costo. Petrozuata había esperado obtener una producción promedio de entre 1,200 y 1,500 b/d por pozo. Desafortunadamente, el promedio de los primeros 95 pozos laterales simples alcanzó sólo 800 b/d.

La información proveniente de la interpretación de los registros de pozos adquiridos indicaba que algunos pozos poseían intervalos largos y continuos de arenisca de alta calidad, mientras que otros penetraban intervalos más cortos de areniscas separadas por largos intervalos de limolita no productiva.

Los intervalos cortos de areniscas significaban que el pozo estaba penetrando reservorios delgados conectados a volúmenes de petróleo pequeños. Las resistividades en estas areniscas eran generalmente bajas, lo cual indicaba la mala calidad del reservorio. Estos factores explicaron el pobre comportamiento del pozo y mostraron que la geología era más complicada de lo que originalmente se esperaba.

A fines de 1998, Petrozuata lanzó un amplio programa de adquisición de datos para caracterizar mejor los reservorios. Se adquirieron datos adicionales de registros y de núcleos en nuevos pozos estratigráficos, perforados en las localizaciones de los pozos y entre localizaciones. Los estudios mostraron que el yacimiento contenía no solo reservorios fluviales sino también reservorios de canales distributarios y de estuarios de marea.

Estos últimos dos poseen una relación entre espesor bruto y espesor neto muy variable, una relación entre la permeabilidad horizontal y vertical, kv/kh más baja, y una menor conectividad. Como resultado, se estimó que el espesor promedio de la capa era de 9 m y no de 15 m como se pensaba, con la mayor parte del petróleo producible almacenado en capas de 6 a 12 m de espesor. Los datos provenientes de los 149 pozos estratigráficos también suministraron la información necesaria para evaluar la distribución de los cuerpos de arenisca.

Para drenar areniscas más delgadas y más discontinuas, era obvio que se necesitarían tramos laterales adicionales y diseños de pozos más complejos. Debido al costo de un pozo nuevo completo, los pozos multilaterales ofrecían una solución atractiva. Sin embargo, más tramos laterales no serían efectivos si no se desarrollaba la habilidad de ubicarlos con exactitud.

Tres factores clave han contribuido a maximizar el conteo de arenisca y optimizar el emplazamiento: primero una conversión de tiempo a profundidad precisa de los datos sísmicos 3D utilizando registros de los pozos estratigráficos; segundo, una identificación y correlación de los marcadores geológicos principales a través de todo el campo; y tercero,

un conocimiento del espesor neto esperado y su distribución areal obtenido de un mejor modelo de facies sedimentarias.

Luego, durante la perforación, los registros de resistividad y de rayos gamma adquiridos se integran con el volumen sísmico 3D y con los estudios de caracterización de reservorios para comparar la formación hallada con la predicción geológica. Si fuera necesario, la trayectoria del pozo se modificaba, o se desviaba para optimizar la cantidad de arenisca perforada.

Los pozos multilaterales aumentan claramente la longitud de la arena abierta a la producción por pozo, a cambio de sólo un moderado incremento en los costos. Para Petrozuata, las producciones promedio de los pozos multilaterales han sido consistentemente el doble de las de pozos con un solo tramo lateral.

En particular, los cuerpos de arenisca más delgados y más marinos producen tres veces más con multilaterales. La ventaja de los pozos multilaterales se capta mejor examinando el índice de productividad normalizado (NPI); tasa de producción normalizada por la caída de presión y el largo de la arenisca.

En el desarrollo de petróleo pesado, los pozos multilaterales han demostrado ser un método efectivo en materia de costos para acelerar la producción y explotar reservas acumuladas en areniscas más delgadas. En el futuro, estos pozos permitirán un agotamiento mayor del yacimiento antes de que se alcance el límite económico. Los pozos multilaterales y su mejor emplazamiento en los cuerpos productivos

ayudaron a Petrozuata a alcanzar su producción objetivo de 120,000 b/d a fines de 2001.

La viscosidad del petróleo y por ende, la movilidad, pueden variar entre las areniscas tanto vertical como horizontalmente a través de toda la Faja. Algunas areniscas, generalmente las que están muy próximas al agua, contienen petróleo con una viscosidad bastante mayor. El grado al cual el agua "lava" al petróleo, controla la densidad, la viscosidad y la química del petróleo.

En el área Zuata, existe un contacto agua-petróleo bastante predecible, pero no es así en cualquier otra parte de la Faja. Las areniscas con agua se pueden encontrar entre las areniscas con petróleo; en algunas areniscas, el agua se puede encontrar por encima del petróleo pesado; algo no muy sorprendente, debido a que el agua es más liviana. En otras areniscas más pobres, no es obvio si el agua es irreducible o de libre movilidad. Existen también areniscas delgadas con gas. Finalmente, la calidad de la arenisca varía y sus permeabilidades cubren un rango de menos de 10 a más de 10 D.

La Operadora Cerro Negro, otra compañía operadora en la Faja, descubrió que el desarrollo exitoso dependía de la identificación de areniscas que contienen petróleo, de la determinación de la viscosidad del petróleo y de la predicción del potencial de producción de agua. Con estos parámetros en consideración, se extrajeron núcleos de una serie de pozos estratigráficos y se adquirieron registros en los mismos con herramientas modernas, incluyendo la herramienta de Resonancia Magnética (Combinable Magnetic Resonance - CMR).

La resonancia magnética nuclear (Nuclear Magnetic Resonance - NMR) es la técnica de adquisición de registros más directa para estimar la viscosidad del petróleo y la saturación de agua irreducible en sitio, y ha probado ser exitosa en otras partes de la Faja.

2.3.3.-Campo de Sincor

Existen 02 características principales en el proyecto Sincor de Venezuela. En el Upstream, el desarrollo de las reservas de crudo extra pesado del área de Zuata, consiste en una unidad de proceso y la perforación de unos 1,500 pozos horizontales durante el período del Contrato.

En el Downstream se construyó una unidad de proceso Upgraded en José en la costa del Caribe, que ha estado produciendo un crudo sintético (syncrude) denominado “Zuata Sweet” de 32°API, desde el 2002. Con la combinación de capacidades Upstream y Downstream, este proyecto ha exigido conocimientos técnicos y aspectos competitivos en el campo reciente del petróleo crudo extra pesado.

El proyecto SINCOR es uno de los cuatro proyectos que operan en la Faja del Orinoco, y es el único que esta completamente integrado. El crudo extra pesado (promedio 8.3°API) se diluye con la nafta de 47°API. La mezcla resultante es de 17°API y es producida a través de pozos horizontales con una sección horizontal de 1,400 metros y equipados con bombas de cavidad progresiva.

Posteriormente bombas multifásicas son usadas para bombear la producción al centro de procesamiento donde se separa el agua y el crudo. El crudo es transportado a la Unidad Upgrader a través de un oleoducto de 250 kilómetros. Esta unidad Upgrader es la más grande de su clase en el mundo. Se convierte el crudo pesado en crudo sintético (syncrude) de alta calidad (denominado Zuata Sweet) con un índice de 32°API. El 28 de marzo del 2002, el primer envío de Zuata Sweet confirmó la viabilidad técnica y económica del proyecto.

2.4.- CASO: Campos de Athabasca - Canadá

Canadá posee las reservas de bitumen y de petróleo ultrapesado más grandes del mundo (2.5×10^{12} barriles). Los reservorios más conocidos son las areniscas petrolíferas de Athabasca en Alberta, Canadá.

Se reportó por primera vez haber encontrado afloramientos de areniscas llenas de alquitrán a fines de 1700. A principios de 1900, aparecieron métodos al estilo minería para explotar el petróleo tipo asfalto como material de pavimentación. Actualmente, varias compañías están desarrollando proyectos para explotar estas areniscas, que contienen bitumen de 7.5° a 9.0° API, cuya viscosidad alcanza hasta 1,000,000 cp a temperatura de yacimiento que es de 15°C (59°F).

La explotación minera de superficie de las areniscas es una industria importante y en crecimiento en el área, donde compañías como Syncrude Canadá, Suncor Energy y Shell Canadá extraen crudo de minas. Las areniscas petrolíferas Athabasca proveen actualmente cerca de un tercio de la

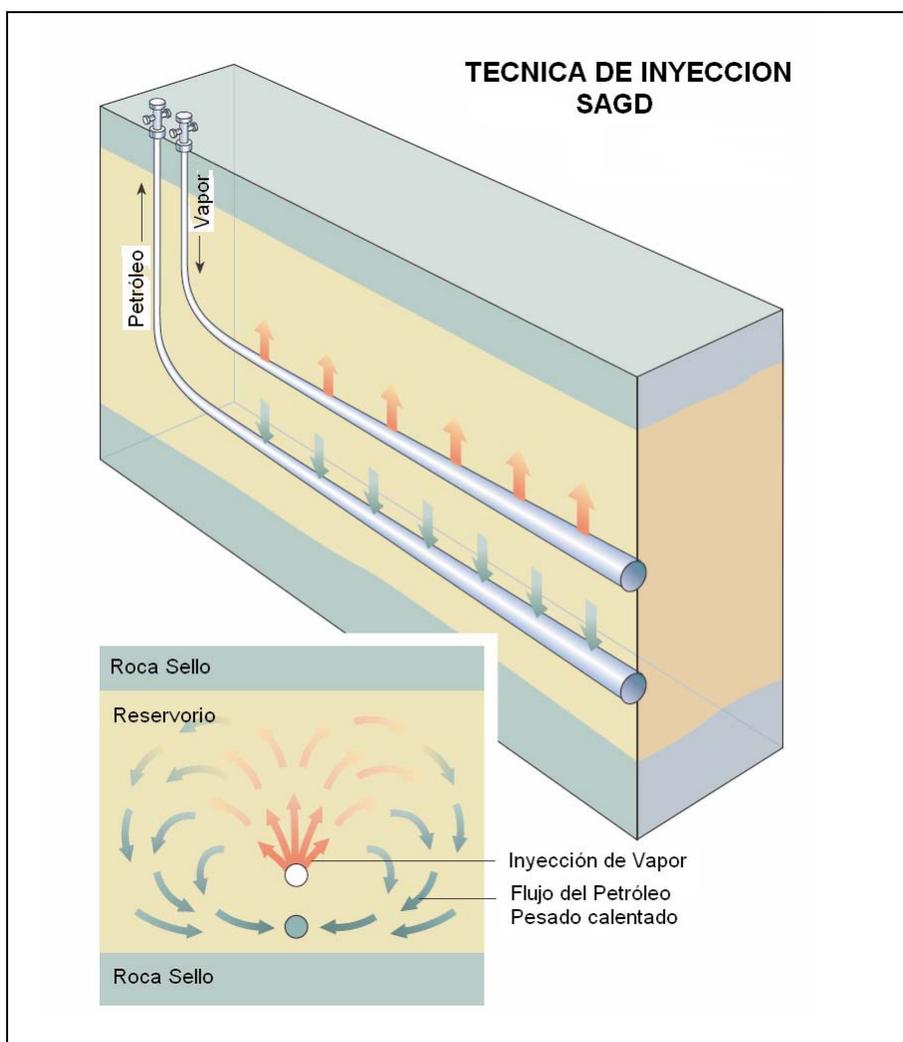
producción total de petróleo de Canadá y se espera que provean el 50% para el futuro.

Varios operadores están invirtiendo en yacimientos más profundos que sólo se pueden alcanzar a través de pozos. La alta viscosidad de los crudos de Athabasca no hace posible la producción en frío de los pozos. Sin embargo, una vez que el petróleo se calienta, fluye fácilmente, de modo que las compañías están invirtiendo en instalaciones de inyección de vapor de agua desde el principio de la explotación de estos yacimientos.

La compañía EnCana se encuentra en la primera de las tres fases del Proyecto Termal del Lago Cristina, el cual, se estima que a lo largo de sus 30 años de vida, producirá unos 600 millones de barriles de petróleo de las areniscas de la Formación McMurray.

La producción se llevará a cabo a través de drenaje gravitacional asistido por vapor (Steam Assisted Gravity Drainage – SAGD), una técnica desarrollada en Canadá y probada en varios pilotos. Pares de pozos horizontales paralelos apilados constituyen los elementos básicos del concepto SAGD. El vapor inyectado en el pozo superior calienta un volumen de petróleo circundante, disminuyendo su viscosidad lo suficiente como para permitirle fluir hacia el pozo inferior, el cual es un pozo productor. El Gráfico N° 6 esquematiza el proceso tecnológico descrito.

GRAFICO N° 6



Se han perforado casi 75 pozos estratigráficos y se han efectuado levantamientos sísmicos 2D y 3D. Las areniscas McMurray poseen entre 20 y 58 m (65 y 190 pies) de espesor, 30% a 35% de porosidad y una permeabilidad que varía entre 3 y 10 Darcys. La alta calidad y el buen espesor de la arenisca productiva convierten a estos yacimientos en buenos candidatos para la utilización de la técnica SAGD. Sin embargo, el análisis de núcleos muestra la

presencia de algunas capas de lodolitas dentro de la arenisca productiva. Estas capas actuarán probablemente como barreras para el vapor ascendente. La extensión lateral y continuidad de las lodolitas impermeables aún se desconocen y se espera que ejerzan influencia en la velocidad de ascenso del vapor.

Como con cualquier proyecto de inyección de vapor, el objetivo es producir tanto petróleo como sea posible con el mínimo capital y con los menores costos de producción. La relación vapor-petróleo (Steam Oil Ratio – SOR) es la variable más importante que afecta la rentabilidad económica del proyecto.

El objetivo clave de la Fase 1 es reducir la incertidumbre en el pronóstico de la relación SOR del proyecto, que actualmente se espera que promedie 1.9. La compañía EnCana esta planificando el monitoreo de la producción utilizando sísmica 4D y tecnología electromagnética (EM).

La compañía EnCana espera perforar de 250 a 360 pares de pozos SAGD, cada uno con una sección horizontal de 500 a 750 m (1640 a 2460 pies) de largo. Los pozos inyectoros y productores se terminan con tuberías ranuradas en las secciones horizontales. El resto del pozo se termina con una tubería de revestimiento cementada. Uno de los desafíos en un proyecto termal consiste en mantener la integridad del sello del cemento.

Esto previene la comunicación entre las formaciones y hacia la superficie. Las operaciones de cementación iniciales pueden proveer un buen sello hidráulico, pero los cambios de presión y de temperatura que se desarrollan como consecuencia de la inyección de vapor pueden inducir esfuerzos y destruir la integridad del cemento. Los cambios en las condiciones de los esfuerzos en el subsuelo que ocurren durante la vida de un pozo SAGD son extremos. Las

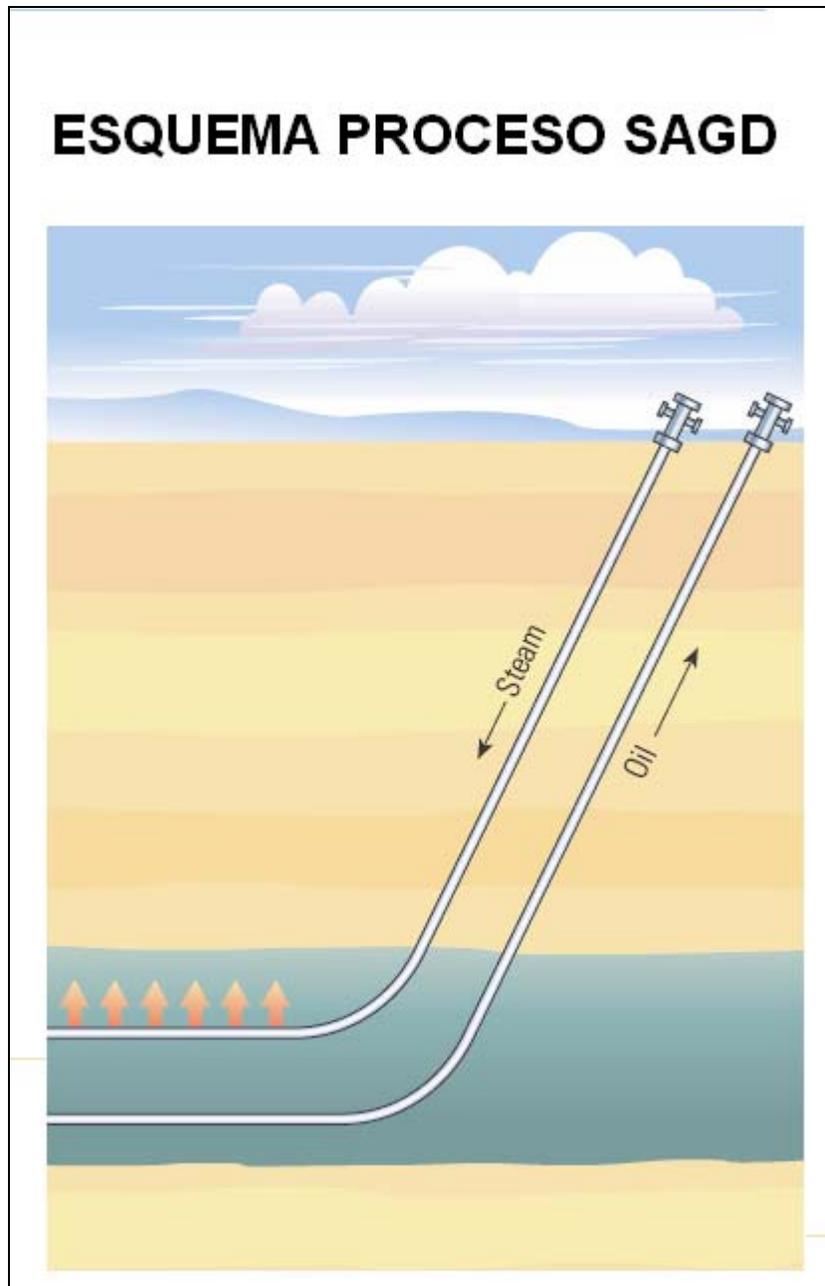
altas temperaturas y la alternancia entre la inyección de vapor y la producción de petróleo pueden originar daño mecánico y falla extrema.

Petro-Canada está siguiendo un enfoque similar para desarrollar las areniscas de petróleo en el Campo MacKay River. Las formaciones ricas en petróleo, que contienen reservas estimadas de 230 a 300 millones de bls., se encuentran a unos 122 m (400 pies) de profundidad, y sus espesores varían entre 50 y 250 pies aproximadamente.

El crudo de 7° a 8° API será producido con el método SAGD. Se perforarán pares de pozos horizontales SAGD de unos 1000 m (3,280 pies) de longitud, un pozo cerca de la base del reservorio, a 1 m (3.5 pies) del fondo más o menos, y otro pozo a 4.5 m (15 pies) encima. Los pozos se comienzan con un ángulo de 45° en la superficie, de modo que pueden convertirse en horizontales a los 400 pies de profundidad (Gráfico N° 7).

El control de la producción de arena es un tema de preocupación en las areniscas no consolidadas con porosidades de 34% y permeabilidades de 5 a 10 darcies. Los pozos se completan en las secciones horizontales con tuberías ranuradas no cementadas. Algunos pozos poseen dos columnas de tuberías de producción para producir o inyectar desde la punta o el talón del pozo.

GRAFICO N° 7



Petro-Canada espera que sus pozos sean productores de alto volumen; de 2,000 a 3,000 b/d. Actualmente existen 25 pares de pozos en el Campo MacKay River, La inyección de vapor comenzó en el tercer trimestre de 2002 y la producción a fin de ese mismo año. Se han planificado hasta 100 pares de pozos adicionales para mantener la planta operando a plena capacidad durante toda la vida del proyecto, que se estima en 25 años. Los planes de monitoreo del campo incluyen el control rutinario con medidores de temperatura de fibra óptica instalados en el fondo del pozo, pozos verticales de observación y control sísmico.

La técnica SAGD permite a los operadores canadienses desarrollar sus recursos de areniscas petrolíferas en forma más completa y causando menos daño al medio ambiente en comparación con los métodos de minería de superficie.

3.- CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS Y PRODUCTIVAS DE LOS CAMPOS DE SELVA NORTE

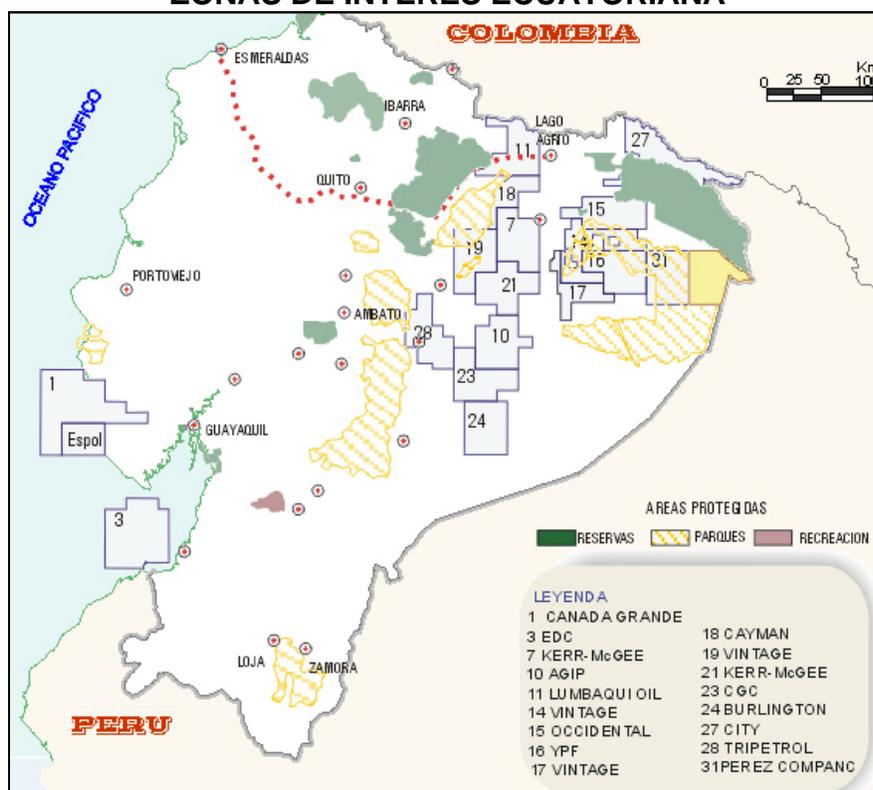
3.1.- Proyecto contiguo a Area de Estudio (Selva Norte Peruana)

En el Ecuador, existe un importante proyecto adyacente al área motivo de la tesis, denominado “Proyecto ITT”, que consiste en la exploración y explotación de crudos pesados en los campos Ishpingo, Tambococha y Tiputini ubicados en el extremo este de la Cuenca Oriente, dentro del Parque Nacional Yasuní, descubiertos por la compañía estatal Petroproducción a inicios de los años 90, tal como se muestra en el Gráfico siguiente.

En los estudios realizados en el año 1992 por PetroEcuador, se menciona que las reservas probadas más las probables en los campos Ishpingo - Tambococha - Tiputini eran del orden de 720 millones de barriles. La gravedad API del crudo es de 15°.

La inversión estimada para el desarrollo del proyecto estaba en el orden de los 700 millones de dólares. La duración del proyecto era de 2 a 4 años para evaluación de áreas y 20 años para el período de explotación.

**GRAFICO N° 8
ZONAS DE INTERES ECUATORIANA**



Fuente:

<http://www.accionecologica.org/imagenes/Areas/petroleo/Campanias/yasuni/mapa/Areas%20protegidas-Bloques.jpg>

Para la ejecución de este proyecto se consideraba la explotación de los campos Ishpingo, Tambococha, Tiputini, la posible instalación de plantas de mejoramiento de crudo, de generación eléctrica y la integración con refinerías que procesen el crudo pesado.

Entre las características técnicas del desarrollo de este proyecto estaban: la construcción de la estación central de producción en Tiputini (ECP), la construcción de 35 km., de líneas de reinyección del agua de formación desde ECP hasta los 17 pozos ubicados en el flanco oeste de los campos, facilidades de superficie diseñadas para procesar 130,000 b/d de petróleo y 450,000 b/d

de agua, la generación eléctrica de 42 MW en la estación central de producción de Tiputini y transporte, la reducción de la viscosidad del crudo mediante su calentamiento a 200°F usando el exceso calorífico del sistema de generación eléctrica en ECP, la construcción de un Oleoducto Tiputini - Shushufindi de 24", 164 Km con un cruce subfluvial en el río Napo y la construcción de un oleoducto Shushufindi - Lago Agrio de 24", 60 Km.

Las consideraciones socio ambientales eran:

- Area protegida Yasuní.
- Estudio de Impacto Ambiental y Plan de Manejo Ambiental.
- Perforación desde islas con tratamiento integral de ripios, fluidos, desechos y área.
- Sistema de comunicación con capacidad telemétrica y control sobre los sistemas de producción y transporte.
- Ductos enterrados, cruces subfluviales.
- Transporte de equipo pesado y materiales por el río Napo.
- Transporte de personal a Tiputini por vía aérea.
- Campamento, Estación Central de Producción fuera de áreas protegidas.

Algunas de las características económicas del proyecto fueron:

Análisis económico del proyecto (dólares constantes en 1997)	
Duración del proyecto	20 años
Producción acumulada	645 MMBSL
API	15°
Precio del crudo	11 USD/BL
Inversión de Petroproducción	573 MMUSD
Inversión de Producción	206 MMUSD
Costo de Operación	2,01 USD/BL
Costo de Comercialización	0,05 USD/BL
Tarifa del SOTE	1,85 USD/BL

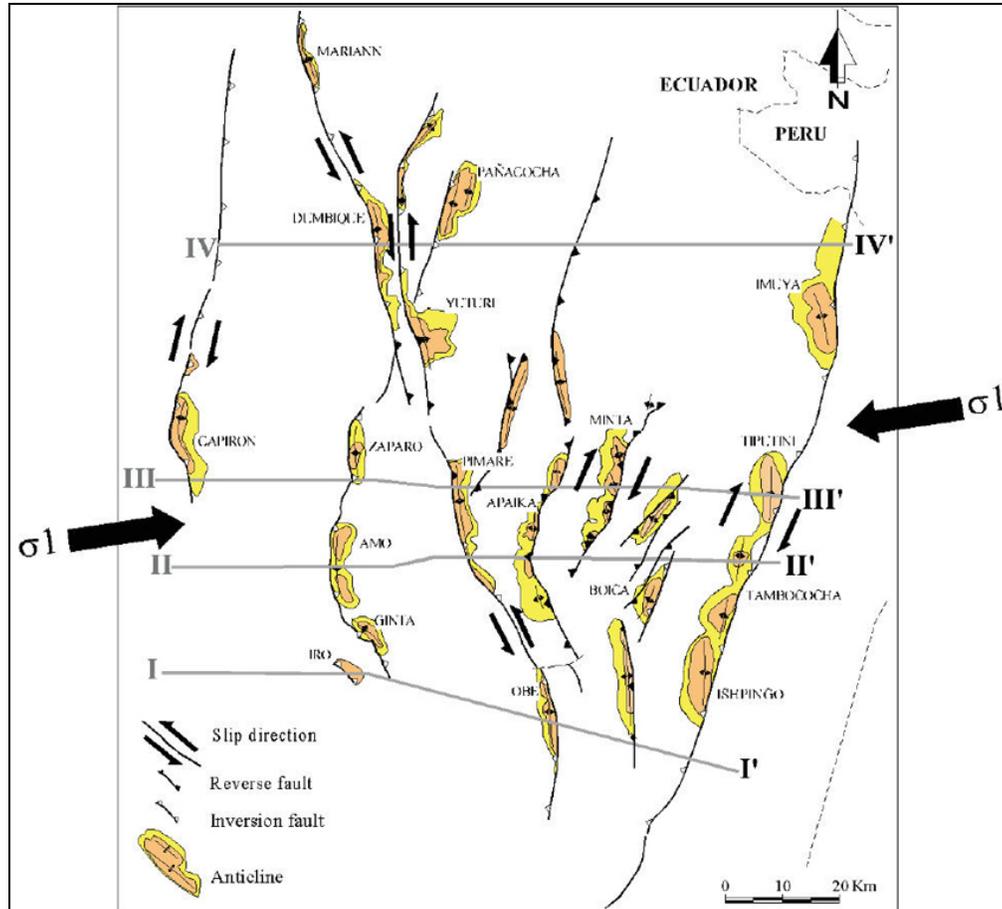
En abril del 2002, luego de terminados los trabajos de perforación de 02 pozos confirmatorios se anunció que las reservas de crudo en el campo Ishpingo, Tambococha, Tiputini, podrían superar los 2,000 millones de barriles. Según los técnicos se debería perforar dos pozos más para determinar las verdaderas reservas del ITT.

Belotti et al. (2003), manifiesta que la interpretación de la data de sísmica y de los pozos perforados en un área de estudio efectuado en el área Ecuatoriana contigua al área de estudio de la Selva Norte peruana, indica una historia estructural compleja donde han ocurrido eventos tectónicos compresionales y extensionales.

Esta área cuenta con cerca del 30% (2,200 millones de barriles) de las reservas descubiertas en la cuenca Oriente ecuatoriana. El petróleo descubierto se considera un petróleo biodegradado con gravedad API entre 10° a 30°. La carga principal de los hidrocarburos proviene del Oeste y Sur Oeste de la Cuenca. Las principales acumulaciones de petróleo y de los prospectos

exploratorios están relacionados a trampas estructurales, generados por los eventos estructurales mencionados, tal como puede observarse en el Gráfico N° 9.

GRAFICO N° 9
TRAMPAS ESTRUCTURALES – AREA CERCANA A SELVA NORTE



3.2.- Area de Estudio de la Tesis

El área de estudio de la tesis, corresponde a los actuales Lotes 39, 67, 117 y 121. Esta área desde el punto de vista geológico tendría características muy similares a los campos ecuatorianos especialmente a los del proyecto ITT (Campos Ishpingo - Tambococha – Tiputini).

El área de interés esta próxima a diversos campos productivos, tal como el proyecto ITT de mas de 1,000 millones de barriles (al norte del área de estudio) y el Lote 1AB, cuya recuperación final se estima en aproximadamente 800 millones de barriles (al Sur Oeste del área de estudio).

El área de estudio actualmente cuenta con 06 pozos perforados, todos han demostrado la presencia de petróleo y se han definido a través de la sísmica mas de 40 prospectos estructurales y “leads”. Estos prospectos muestran sellos estructurales en los horizontes Vivian, Chonta y Basal Yahuarango.

Desde el punto de vista estructural, el área es un complejo que posee anticlinales y sinclinales fallados. Las estructuras definidas muestran el cierre estructural dominante rodeadas por pequeños pliegues en la vecindad.

Las pruebas de pozos mostraron petróleo en las formaciones Chonta (300 – 2,000 bppd), Vivian y Basal Yahuarango. El crudo encontrado tiene una gravedad del orden de 12° a 16°API. Las reservas del área se estima entre 100 a 500 millones de barriles para la clasificación probada más probables y se puede considerar un potencial mayor a los 1,000 millones de barriles.

3.3.- Características asociadas al transporte de crudos pesados

La explotación de petróleo pesado implica grandes inversiones. Para tener una idea de la intensidad de capital que estos proyectos implican, podemos hacer una comparación de la cantidad de inversión que se requiere para lograr un nivel de producción máxima: En la Faja del Orinoco, la intensidad de capital es cerca de 20,000 US\$/b/d; en Canadá, se tiene un rango entre 24,000 a 28,000 US\$/b/d para la producción a través de la tecnología SAGD y entre 24,000 a 30,000 US\$/b/d para la explotación tipo mina.

A modo de información, para explotación de petróleo en Offshore profundo, la intensidad de capital es cerca de 12,000 US\$/b/d. Esto significaría que la explotación de petróleo pesado es casi dos veces mayor en capital que la explotación convencional de petróleo.

Los costos unitarios por barril (desarrollo, producción y costos de Upgrading) para crudo pesado han disminuido drásticamente durante los últimos veinte años. Para la explotación tipo mina en Canadá, estaban entre 25-30 US\$/b al principio de los años ochenta y ahora están en el nivel de 11-20 US\$/b. Para la producción in situ, depende de los métodos de la recuperación: por ejemplo, para la producción en frío de Venezuela, están entre 7 y 10 US\$/b y en Canadá, donde se utilizan los métodos asistidos por vapor, se ubican entre 10 a 20 US\$/b.

Ciertas compañías mencionan que se puede lograr una rentabilidad del 14% considerando un escenario de precios del WTI de 20 US\$/b. El precio del crudo sintético (syncrude) producido en Canadá se vende con un descuento entre 1 a 2 US\$/b con referencia al WTI, pero en Venezuela, el crudo Zuata Sweet

producido por el proyecto Sincor se vende con un + 0.5 US\$/b sobre el precio del crudo Brent, debido a su bajo contenido de sulfuros (cerca de 0.2%).

Una ventaja importante para la explotación de petróleo pesado es que son proyectos que involucran la explotación a largo plazo: En la Faja del Orinoco por ejemplo, la producción de los cuatro proyectos en curso debe durar 35 años. Eso permite que los Estados y las compañías petroleras aseguren cierta cantidad de rentabilidad por un largo período de tiempo.

Por otra parte, los proyectos a largo plazo tienen la ventaja de ser más independientes de la fluctuación del precio del petróleo que los proyectos de corto plazo. Por ejemplo, la decisión para llevar a cabo el proyecto de Sincor en el Orinoco, fue tomada por la compañía Total en el año 1998, cuando el precio del petróleo era bajo.

Otro punto importante es que en Venezuela, el petróleo sintético producido del petróleo crudo pesado, es considerado como petróleo refinado y por lo tanto no está sujeto a las cuotas de la OPEP. Tanto en Canadá como en Venezuela, el petróleo sintético (syncrude) es un competidor directo con los crudos livianos en el mercado internacional. En otras palabras, los petróleos pesados, bajo la modalidad de producción de crudos sintéticos, contribuyen a reducir el porcentaje de la producción mundial bajo control de la OPEP.

3.4.- Métodos de transporte de crudos pesados

Existen cinco métodos de transporte para crudos pesados. Los principales son dilución y parcial Upgrading que a menudo son asociados a un mismo proyecto.

3.4.1.- Tratamiento con calor

Ya que la viscosidad disminuye muy rápidamente con el aumento de la temperatura, el método de calentamiento es muy atractivo para mejorar las características del flujo de petróleos crudos pesados. Un ejemplo famoso es el del oleoducto de Alyeska en Alaska que transporte petróleo crudo a aproximadamente 50°C. Sin embargo, el diseño de una tubería con calor no es fácil pues implica muchas consideraciones: expansión de la tubería, número de estaciones de bombeo/calentamiento, pérdidas de calor, etc. Otros puntos significativos son los altos costos y el mayor índice de corrosión del interior de la tubería debido a la temperatura.

En Canadá, los proyectos que desean enviar sus productos a un upgrader localizado lejos del campo, o hacia una terminal importante de oleoducto sin diluyente requerirán una tubería calentada y aislada. El oleoducto de Enbridge ha sido construido por PetroCanada para embarcar bitumen desde el lugar de producción (MacKay River) hacia Fort Murray donde se mezcla antes de ser exportada al mercado norteamericano.

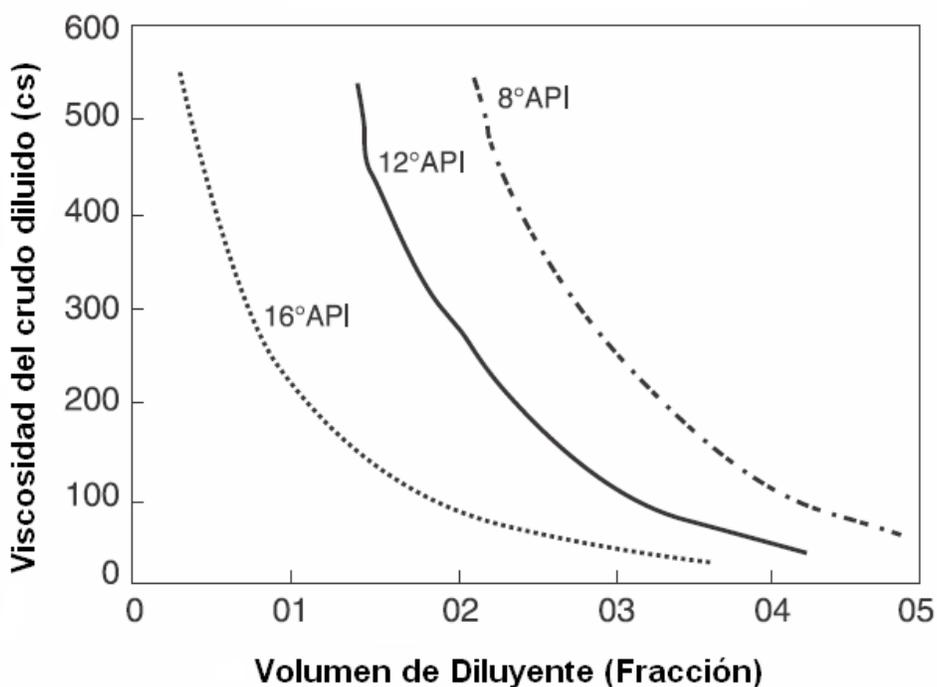
3.4.2.-Dilución

La dilución es un método avanzado de llevar a cabo el transporte de crudos pesados. El transporte es por mezclar el petróleo crudo con un hidrocarburo menos viscoso tal como condensado, nafta, kerosene, petróleos ligeros.

Según Guevara et al., existe una relación exponencial entre la viscosidad que resulta de la mezcla y el volumen del diluyente, lo cual respalda a la dilución como un método muy eficiente (Gráfico N° 10).

GRAFICO N° 10

EFFECTO DE DILUSION: CRUDO PESADO CON CONDENSADO



Adaptado de: Guevara et al. (World Petroleum Congress, 1998)

Para lograr límites aceptables para el transporte, se requiere una fracción de hasta el 30% en volumen de diluyente, lo cual implica disponer de una tubería de mayor capacidad. El reciclaje del diluyente puede ser una solución pero se requiere de una inversión grande para instalar una tubería adicional.

La dilución se puede utilizar en dos diversas maneras, dependiendo de si el diluyente es reciclado o no:

- (.) En Canadá, en los proyectos de exportación, el diluyente no se recicla y se vende conjuntamente y esta solución depende de disponibilidad y del precio del diluyente. El diluyente más común usado actualmente es un condensado muy ligero del gas natural (C5+ o "pentano más") que es un subproducto del gas natural procesado o de hidrocarburos livianos. Un diluyente típico constituye un 24-50% de la mezcla del bitumen. Sin embargo, los hidrocarburos ligeros convenientes para la dilución son costosos y el condensado del gas natural no está fácilmente disponible en grandes cantidades. Esta es la razón del porque ciertas compañías reciclan el diluyente.

- (.) En los proyectos del Orinoco en Venezuela, el diluyente es usado para transportar el petróleo pesado del lugar de producción a un lugar especial de la Costa donde se encuentra localizada la instalación del Upgrader, donde se separa el diluyente y puede ser reutilizado.

En Canadá, la mina Muskeg River Mine construida por Albian Oil Sands Energy Inc., se explota de la misma manera: primero se diluye el bitumen en el lugar de explotación, luego es transportado por un oleoducto denominado Corridor Pipeline System hasta el Upgrader ubicado en la localidad de Scotford donde finalmente es transformado en petróleo sintético. El sistema de oleoducto Corridor Pipeline System es un sistema de tuberías dual que transporta el bitumen diluido al

upgrader de la localidad de Scotford y a la vez el diluyente de regreso a la mina.

La separación del diluyente, para ser transportado a través de la construcción de operación de una tubería separada es costoso, pero la ventaja es que el método consume menos solvente que si se exportara toda la mezcla y por lo tanto tiene menos problemas de disponibilidad y de precio del solvente.

3.4.3.-Emulsión

El método de la emulsión consiste en la dispersión del petróleo pesado en agua en la forma de gotitas estabilizadas por surfactantes, lo cual efectúa una reducción importante de la viscosidad. Una emulsión típica se compone de 70% de petróleo crudo, 30% de fase acuosa y 500-2,000 ppm de aditivos químicos.

La emulsión que resulta tiene una viscosidad entre 50-200 cp, es particularmente estable y este rango de viscosidad está dentro del rango de operación de los oleoductos. Este método se aplica en Venezuela con la comercialización del producto ORIMULSION, la cual es una emulsión vendida como combustible para las plantas de energía eléctrica. La recuperación del petróleo crudo para un proceso posterior implica romper la emulsión y este proceso aún no está disponible y adicionalmente existen algunos puntos referidos al reciclaje del agua que tienen aún que ser resueltos.

3.4.4.-Upgrading Parcial

Este método consiste en modificar la composición del petróleo pesado para hacerlos menos viscosos. Las tecnologías Upgrading tales como procesos del hidrotratamiento usados tradicionalmente en refinerías, puede ser considerado para este uso.

En el método de parcial Upgrading, el petróleo pesado es convertido en uno más ligero denominado "Syncrude". Este método se aplica en Canadá donde se produce 588 Mb/d de petróleo sintético para la exportación. En la Faja del Orinoco se produce cerca de 434 Mb/d de Syncrude.

3.4.5.-El “core annular flow”

El “core annular flow” puede ser un método atractivo para el transporte de petróleos viscosos. En este método de transporte, una película de agua rodea la base de petróleo y actúa como lubricante de tal modo que la presión de bombeo necesaria para el flujo, es comparable a como si se bombeara solo agua. La fracción de agua está en el rango de 10-30%.

Se han llevado a cabo muchos estudios teóricos, análisis de laboratorio y pruebas de campo y han mostrado que la configuración del “core annular flow” aplicado a los petróleos pesados es estable. Sin embargo, solamente dos ejemplos industriales de esta tecnología se conocen:

- (.) La tubería de 38.6 km de Shell, que conecta el reservorio North Midway Sunset con la central de instalaciones en Ten Section (California), y que fuera operada por 12 años.
- (.) La tubería de 55 km que va desde San Diego a Budare (Venezuela) usada para transportar el petróleo crudo pesado de Zuata (9.6 API°).

El problema principal de esa tecnología es que el petróleo tienden a adherirse a la pared, conduciendo a la restricción y a una obstrucción eventual del sistema de flujo. Esta clase de dificultad puede ser magnificarse durante una operación de parada permitiendo una estratificación de las fases petróleo y agua, por lo que requeriría una gran presión para reiniciar el sistema de bombeo.

Referente al “core annular flow”, ha habido solamente dos ejemplos industriales desde 1970 y parece que no se planea ningún proyecto al respecto.

4.- ESTRATEGIAS APLICABLES

Debido a restricciones de transporte, se requiere al menos un crudo de gravedad 19 °API a fin de que pueda ser transportado por el Oleoducto Norperuano. El crudo pesado del área con gravedad promedio de 15°API requiere ser mezclado con crudo liviano para lograr establecer el flujo y su transporte bajo las condiciones actuales del Oleoducto Norperuano.

4.1.- Factibilidad de Crudo Liviano

El campo cercano, Lote 1AB produce crudo liviano pero la magnitud del volumen solo cubre su propia demanda, debido a que mezcla este crudo con el crudo pesado que produce a fin de lograr la especificación establecida para su transporte por el Oleoducto Norperuano. El Lote 8 también produce crudo liviano pero actualmente se transporta parte de este al Lote 1-AB por un oleoducto para incrementar la producción de pesado en esa área. No se espera nuevos descubrimientos de crudo liviano dentro de estos 02 Lotes.

En este contexto, se analizará la alternativa de producir el crudo pesado hasta la superficie del área de estudio e inmediatamente procesarlo en Plantas especiales para obtener un producto final bajo especificación para su transporte.

El principal propósito de hacer un “upgrading” al crudo pesado es incrementar el ratio H/C y reducir el peso molecular.

4.2.- Plantas de Proceso Crudo Pesado

Considerando la alternativa de producir crudo pesado y procesarlo hasta lograr las propiedades requeridas para su transporte, se presentan 4 procesos comerciales que procesan el crudo pesado: Visbreaking, Delayed Coking, Craqueo Catalítico y Hydrocracking.

4.2.1.-Visbreaking.– Es un proceso de craqueo térmico utilizado para producir fracciones livianas de crudo pesado. Los productos finales son gas (3%), gasolina (7%), destilado (18%), gas oil (34%) y residuales (38%). La gravedad promedio de los productos obtenidos (sin incluir el residual) resultaría en 36°API, y si se incluye el residual, se lograría un producto de 21°API. Se requeriría una planta de capacidad suficiente para procesar el volumen total del crudo producido.

4.2.2.- Delayed Coking. – Es un proceso térmico utilizado para reducir la relación carbono / hidrógeno del petróleo pesado, mediante la remoción del carbón en la forma de coke. Los productos finales son gas (2%), propano / butano (8%), gasolinas (13%), gas oil (56%) y Coke (21%).

La gravedad promedio de los productos resultantes es 35.6°API, que es similar a la del Visbreaking, pero el 20% de la carga se convierte en coke que es un producto que no tiene mercado. Con esta gravedad la

proporción de mezcla sería de un volumen de crudo liviano por 2.5 volúmenes de crudo pesado.

4.2.3.-Craqueo Catalítico. – Es un proceso de craqueo que ocurre en presencia de un catalizador para acelerar las reacciones. Durante el proceso los hidrocarburos craqueados se separan del catalizador por medio de ciclones. Los productos finales son gas (7%), gasolinas (27%), diesel (30%), gas oil (30%) y coke (6%).

Los vapores de hidrocarburos se separan en una torre de fraccionamiento. El catalizador pasa por proceso de regeneración para retirar el coke y otros compuestos no deseados. La gravedad promedio de los productos resultantes resulta en 35°API, lo que pone a este proceso en similitud con respecto a los procesos Visbreaking y Delayed Coking. Con esta gravedad la proporción de mezcla sería de un volumen de crudo liviano por 2.5 volúmenes de crudo pesado.

4.2.4.- Hydrocracking. – Es un proceso de craqueo catalítico de fracciones pesadas de hidrocarburos en presencia de hidrógeno para obtener fracciones livianas. Durante el proceso el hidrógeno satura las porciones de cadenas craqueadas formando productos de menor peso molecular. Este proceso debe ser adecuadamente controlado en lo referente a la alimentación de hidrógeno para evitar la formación de fracciones muy livianas y minimizar la formación de cadenas pesadas.

Los productos finales son gas (5%), propano / butano (10%), gasolinas (25%), kerosene (15%), diesel (25%), gas oil (25%) y residuo (20%).

Las ventajas de este proceso radican en que gravedad promedio resultante está por encima de los 40°API y además se obtiene una ganancia en volumen no menor del 20% del volumen de la carga. Con esta gravedad la proporción de mezcla sería de un volumen de crudo liviano por cuatro volúmenes de crudo pesado.

5.- EVALUACIÓN PARA PROCESO DE CRUDO PRODUCIDO

La filosofía actual del procesamiento de los crudos pesados es hacer un Upgrade o Mejora a este crudo para convertirlo en un petróleo crudo sintético que pueda suplir o reemplazar al petróleo crudo convencional en un refinería.

La selección de un Proceso Upgrade o de Mejora debe tener los criterios siguientes:

- (.) El proceso Upgrading deben ser comercialmente probados
- (.) La cantidad y calidad del producto deben ser equivalentes a la producida de los petróleos dulces.
- (.) No debe haber consecuencias negativas para el medio ambiente.

5.1.- Capacidad de la Unidad de Proceso

A modo de uniformizar los resultados de la evaluación, se presenta un análisis que incluye cuatro esquemas para la evaluación del procesamiento del petróleo pesado de la selva norte peruana, para lo cual se ha considerado una capacidad de 50,000 B/D. La selección del esquema óptimo para el procesamiento de estos petróleos pesados se hace sobre una base teórica, y deberán posteriormente llevarse a cabo, pruebas de planta experimentales a fin de confirmar posteriormente los resultados teóricos analizados.

5.2.- Casos Evaluados

Se analizan el caso relacionado exclusivamente a la producción de un crudo sintético cuyo destino final será la exportación o la venta a la refinería. Este caso toma en cuenta 02 esquemas, cuya base es el proceso “Hydrocracking” detallado en el punto 4.2:

- (1) Esquema 01: Utilización de tecnología “Atmospheric Residue Desulfurization”, para la producción de crudo sintético. Este esquema utiliza la unidad ARDS (Atmospheric Residue Desulfurization Process) y emplea un catalizador de lecho fijo y opera a moderadamente altas presiones. Es usada para desulfurizar, desnitrificar, desmetalizar y reducir el coke. El proceso ARDS es un excelente tratamiento para la mejora (Upgrade) de los crudos pesados para producir crudo sintético.

- (2) Esquema 02: Utilización de la tecnología “H-Oil Hydrocracking” de alta conversión (90%) para la producción de crudo sintético con gasificación de los residuos para la producción de hidrógeno. Este proceso es usado para producir productos livianos y crudos sintéticos.

5.3.- Características del petróleo pesado evaluado

El petróleo considerado es caracterizado por la alta viscosidad (659 centistokes a 20°C.), alto contenido de azufre (7.3 % en peso), alto contenido

de nitrógeno (0.23 % en peso), alto contenido de metales (155 ppm Ni + V) y baja gravedad API de 16.4.

El análisis de destilación del crudo usado para el análisis se muestra en la tabla siguiente:

**TABLA N° 1
CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO PESADO**

Gravedad API	16.4
Densidad	0.954
Azufre, % en peso	7.3
Nitrógeno	0.23
Vanadio	115
Nickel	40
Viscosidad a 20°C, cst	659
Viscosidad a 40°C, cst	193
Viscosidad a 100°C, cst	20
Pour Point	-27

La alta viscosidad hace necesaria una cierta forma de reducción de la viscosidad para el transporte por oleoducto. El alto nivel de azufre y nitrógeno indican que es necesario un hidrotratamiento, en algún punto del proceso junto con la producción del hidrógeno y planta de recuperación de sulfuro. El alto nivel de metales pesados necesitará ser removido antes del proceso catalítico para evitar niveles poco rentables por el uso del catalizador.

5.4.- Estimado de costos de capital

Se presentan los costos de capital para cada uno de los 02 esquemas, e incluyen unidades de proceso, diseño básico, licencias, utilities y facilities en sitio. No se ha considerado escalamiento por contingencias.

Los estimados basados en el estudio de Juwad y Kamal (1998), se muestran en la tabla siguiente:

TABLA N° 2

COSTO DE CAPITAL (MMUS\$)				
			Atm. Resid. Desul.	H-Oil Hydroc. + Gasific.
1	COSTO CAPITAL DE UNIDAD DE PROCESO			
		Destilación Atmosférica (Atm. Dist.)	60	60
		H-Oil Hydrocracking		300
		Desulfurización (Atm. Res. Desulfur.)	260	
		Unidad de Producción de Hidrogeno (m3/hr)	130	220
		Unidad de recuperación de azufre & Gas Sweetining (T/D)	60	70
		SUB-TOTAL	510	650
2	COSTO DE CAPITAL DE UNIDADES UTILITY & SITIO		390	500
	TOTAL		900	1,150

5.5.- Estimado de costos operativos

Los costos operativos estimados para cada uno de los esquemas, se muestran en la tabla siguiente:

TABLA N° 3

ESTIMADO DE COSTOS ANUALES DE OPERACIÓN (MMUS\$)			
		Atm. Resid. Desul.	H-Oil Hydroc. + Gasific.
1	COSTO VARIABLE (MMUS\$)		
	Gas Natural	23.7	
	Gas Combustible (Fuel Gas)	9.6	9.0
	Energía Eléctrica	13.8	15.8
	Catalizador & Químicos	18.0	30.0
	Petróleo Combustible (Fuel Oil)		26.2
	SUB-TOTAL	65.1	81.0
2	COSTO FIJO (MMUS\$)		
	Mano de Obra	4.5	4.5
	Mantenimiento	13.5	17.2
	Administración General	1.1	1.1
	Seguros	4.5	5.7
	Miscelaneos	4.5	5.7
	SUB-TOTAL	28.1	34.2
	Intereses	23.1	29.5
	Depreciación	60.0	76.6
	SUB-TOTAL	111.2	140.3
	TOTAL	176.3	221.3

Es importante considerar que el gas natural en el costo variable, para el esquema 1, es utilizado solo para la producción de hidrógeno, y que el “fuel gas” junto con el propano producido en cada uno de los esquemas es utilizado para consumo interno de combustible.

5.6.- Estimado de ingresos por ventas

El estimado del ingreso por ventas, se ha efectuado considerando que el esquema N° 1, producirá un crudo sintético de 27.5°API, el cual se ha estimado que tiene un diferencial de – 15.0 US\$/BL con respecto al crudo WTI. El

esquema N° 2, producirá un crudo sintético de 35.0 °API y se ha estimado que tiene un diferencial de – 12.0 US\$/BL con respecto al crudo WTI.

TABLA N° 4

ESTIMACION DEL PRECIO BASE EN EL LARGO PLAZO - SELVA NORTE PERU				
	PRECIO ESTIMADOS (US\$/BL - 2005)			
	JULIO - 2006	2010	2020	2030
Crudo WTI, para entrega en USA (Refinerías)		47.30	50.70	56.90
Crudo WTI, pronóstico Largo Plazo	50.00			
Crudo WTI, en Julio 2006	74.38			
Crudo Proveniente Selva Norte	55.80			
Diferencial (WTI - Crudo Selva Perú)	18.58			
Pronóstico Precio Crudo Selva Norte		28.72	32.12	38.32
Precio Crudo Selva Norte en Largo Plazo (BASE)	30.00			
Crudo de 27.5° API de Esquema N° 1 - Diferencial WTI	15.00			
Crudo de 35.0° API de Esquema N° 2 - Diferencial WTI	12.00			
Crudo de 27.5° API de Esquema N° 1 - Precio LP	35.00			
Crudo de 35.0° API de Esquema N° 2 - Precio LP	38.00			

Los ingresos anuales, para los esquemas es el siguiente:

Esquema N° 1: $51,300 \text{ BPD} * 365 * 35\text{US}/\text{BL} = 655.4 \text{ MMUS}\$$

Esquema N° 2: $48,250 \text{ BPD} * 365 * 38\text{US}/\text{BL} = 669.2 \text{ MMUS}\$$

5.7.- Parámetros Económicos

Para los cálculos se usaron las siguientes suposiciones:

Tasa de descuento, %	12%
Ajustes por inflación	No
Periodo de construcción	3 años
Vida del proyecto	15 años
Interés aplicado al capital	8 %
Capacidad Operativa del proyecto	Primer año al 75%
	Segundo año al 90%
	Tercer año al 100%

5.8.- Resultados del análisis económico

Los resultados del análisis económico se sumaría a continuación:

INDICADOR	ESQUEMA N° 1	ESQUEMA N° 2
Valor Actual Neto (12%), MMUS\$	1,828.3	1,530.9
TIR	39.7%	31.1
Costo de Operación, US\$/BL	5.01	6.59
Pay Back, años	3	4

Por lo tanto, el esquema mas apropiado para tratar el petróleo crudo pesado de la selva norte peruana, es la tecnología “Atmospheric Residue Desulfurization”.

En lo referente a los costos asociados al tratamiento y disposición final de los desechos referidos a carbón, azufre, etc., estos han sido relacionados al transporte vía fluvial desde el campo hasta un centro urbano (ciudad de Iquitos) que cuente con sitios apropiados para el desecho de estos productos. Se ha asumido un costo equivalente a 1.0 US\$/BI, para lograr la disposición y cumplir con los estándares ambientales internacionales. Este costo (1.0 US\$/BI) ha sido considerado en la evaluación económica del campo, con lo cual el costo por proceso de mejora (Upgraded) se ha elevado a $5.01 + 1.00 = 6.0$ US\$/BI.

6.- EVALUACIÓN PARA LA EXPLOTACIÓN DEL AREA

La evaluación del campo se ha efectuado tomando en cuenta los siguientes aspectos:

6.1.- Nivel de Reservas

El nivel de reservas que se ha considerado para la evaluación ha sido el escenario de 250 MMBls. Se ha tomado como base que el área cuenta con 04 pozos descubridores y se espera se descubran al menos 06 estructuras nuevas.

Los parámetros técnicos utilizados en la evaluación son:

Area de las Estructuras	2,500 acres	Sobre la base de la información de área de estructuras de la zona.
Espesor neto productivo	100 pies	Promedio de la zona
Porosidad	20%	Promedio de la zona
Saturación de agua	30%	Promedio de la zona
F.V.F.	1.05	Promedio de la zona
Factor de Recuperación	10%	Promedio de la zona

Debido a que el escenario analizado corresponde al desarrollo de 250 MMBls de petróleo, se ha estimado que se cuenta con un disponible de 96 acres por pozo (en función del área total de los yacimientos), a modo referencial. Es importante comentar que:

- (1) Los pozos se concentrarán en la cresta de la estructura a un espaciamiento de 40 a 80 acres,
- (2) Los pozos a ser perforados en las cercanías a los límites de la estructura o en las cercanías del contacto agua-petróleo serán perforados a un acreaje entre 50 a 120 acres.

Los resultados pueden verse en la siguiente tabla:

**TABLA N° 5
PARÁMETROS DE RESERVAS Y NUMERO DE POZOS**

RESERVAS PARA EL CASO DE 250 MMBO													
PROSPECTO	AREA	Hn	POR	Sw	FVF	F.R.	Np	NUMERO DE POZOS			POZOS	ACREAGE	RESERVAS
	(Acres)	(Pies)	(Fracción)	(Fracción)	BL/STB	(Fracción)	MMBO	EXPL.	PROD.	INyec.	PROD.	ACI/POZO	MMBO/POZO
Descubrimiento 1	2500	100	0.20	0.30	1.05	0.10	25.9	1	25	5	26	96.2	1.0
Descubrimiento 2	2500	100	0.20	0.30	1.05	0.10	25.9	1	25	5	26	96.2	1.0
Descubrimiento 3	2500	100	0.20	0.30	1.05	0.10	25.9	1	25	5	26	96.2	1.0
Descubrimiento 4	2500	100	0.20	0.30	1.05	0.10	25.9	1	25	5	26	96.2	1.0
Prospecto 1	2500	100	0.20	0.30	1.05	0.10	25.9	1	25	5	26	96.2	1.0
Prospecto 2	2500	100	0.20	0.30	1.05	0.10	25.9	1	25	5	26	96.2	1.0
Prospecto 3	2500	100	0.20	0.30	1.05	0.10	25.9	1	25	5	26	96.2	1.0
Prospecto 4	2500	100	0.20	0.30	1.05	0.10	25.9	1	25	5	26	96.2	1.0
Prospecto 5	2500	100	0.20	0.30	1.05	0.10	25.9	1	25	5	26	96.2	1.0
Prospecto 6	2500	100	0.20	0.30	1.05	0.10	25.9	1	25	5	26	96.2	1.0
TOTAL							258.6	10	250	50	260		

6.2.- Actividad de Perforación

Para el caso definido con un volumen de reservas de 250 MMbbls, se estima que para drenar los 250 MMbbls de petróleo, se requiere la perforación de un total de 263 pozos, de los cuales 250 pozos serían pozos de desarrollo productivos, 10 pozos exploratorios productivos y 3 pozos exploratorios secos (abandonados durante la perforación de los pozos exploratorios y que no se encuentran contabilizados en la Tabla N° 5). Adicionalmente se perforarán 50 pozos para inyección del agua producida, con lo cual se totalizaría la perforación de 313 pozos.

6.3.- Pronóstico de Producción

Para el pronóstico se ha considerado el nivel de reservas (250 MMBl) y el número de pozos en conjunto con el perfil típico de los pozos de la zona, localizados en campos de crudo pesado (Bartra, San Jacinto, Jibaro, Jibarito, etc).

El perfil de producción considera una vida productiva de 25 años y un límite técnico de 95 % de corte de agua.

TABLA N° 7
PRONOSTICO DE PRODUCCION

PRONOSTICO DE PRODUCCION PARA EL CASO DE 250 MMBO													
AÑO	PRODUCCION DIARIA			PRODUCCION POR AÑO			Fw (Frac)	COMBUSTIBLE		PROD. NETA MMBO	POZOS ACTIVOS	PROM POZO	
	MBOPD	MBWPD	MMPCD	MMBO	MMBW	MMPC		MBOPD	MMBO			BOPD	BWPD
0													
1													
2	15.0	0.2	-	5.5	0.1	-	0.01	0.75	0.3	5.2	32	469	5
3	40.0	0.8	-	14.6	0.3	-	0.02	2.00	0.7	13.9	76	526	11
4	50.0	2.1	-	18.3	0.8	-	0.04	2.50	0.9	17.3	125	400	17
5	55.0	4.8	-	20.1	1.7	-	0.08	2.75	1.0	19.1	170	324	28
6	60.0	11.4	-	21.9	4.2	-	0.16	3.00	1.1	20.8	215	279	53
7	54.0	25.4	-	19.7	9.3	-	0.32	2.70	1.0	18.7	260	208	98
8	48.6	44.9	-	17.7	16.4	-	0.48	2.43	0.9	16.9	260	187	173
9	43.7	72.6	-	16.0	26.5	-	0.62	2.19	0.8	15.2	260	168	279
10	39.4	74.8	-	14.4	27.3	-	0.66	1.97	0.7	13.7	260	151	288
11	35.4	78.1	-	12.9	28.5	-	0.69	1.77	0.6	12.3	260	136	300
12	31.9	83.0	-	11.6	30.3	-	0.72	1.59	0.6	11.1	260	123	319
13	28.7	90.1	-	10.5	32.9	-	0.76	1.43	0.5	10.0	260	110	347
14	25.8	101.0	-	9.4	36.9	-	0.80	1.29	0.5	9.0	260	99	389
15	23.2	118.7	-	8.5	43.3	-	0.84	1.16	0.4	8.1	260	89	456
16	20.9	113.7	-	7.6	41.5	-	0.84	1.05	0.4	7.3	260	80	437
17	18.8	109.3	-	6.9	39.9	-	0.85	0.94	0.3	6.5	260	72	420
18	16.9	105.5	-	6.2	38.5	-	0.86	0.85	0.3	5.9	260	65	406
19	15.3	102.2	-	5.6	37.3	-	0.87	0.76	0.3	5.3	260	59	393
20	13.7	99.6	-	5.0	36.4	-	0.88	0.69	0.3	4.8	260	53	383
21	12.4	97.6	-	4.5	35.6	-	0.89	0.62	0.2	4.3	260	48	375
22	11.1	96.3	-	4.1	35.2	-	0.90	0.56	0.2	3.9	260	43	371
23	10.0	95.9	-	3.7	35.0	-	0.91	0.50	0.2	3.5	260	38	369
24	9.0	96.4	-	3.3	35.2	-	0.91	0.45	0.2	3.1	260	35	371
25	8.1	98.1	-	3.0	35.8	-	0.92	0.41	0.1	2.8	260	31	377
TOTAL				250.8	628.7				12.5	238.2			

$$F_w = \frac{Q_w}{Q_o + Q_w}$$

$$Q_w = \frac{Q_o * F_w}{(1 - F_w)}$$

$$C_{rec} F_w = 22\% / \text{año}$$

En lo referente al tratamiento y disposición del agua de producción, se ha considerado un costo promedio de 0.50 US\$/Bl (datos tomados de "Oilfield Review – Verano del 2000").

6.4.- Facilidades externas al área: Oleoducto

Se ha considerado un oleoducto de 390 km, desde el área de estudio, hasta San Jacinto, Andoas y finalmente la Estación 5. Se ha estimado un costo promedio de 0.9 MMUS\$/km. La tabla siguiente muestra el detalle

**TABLA N° 8
COSTO DE NUEVO OLEODUCTO**

COSTO DEL OLEODUCTO PARA EL CASO DE 250 MMBO					
PARAMETROS BASICOS		Area-San Jacinto	San Jacinto - Andoas	Andoas - Estación 5	TOTAL
Flujo de Petróleo	MBOPD	60.0	60.0	60.0	60.0
Longitud de la Tubería	km	80.0	90.0	220.0	390.0
Diámetro Externo	pulgadas	16.00	16.00	16.00	16.00
Diámetro Interno	pulgadas	15.00	15.00	15.00	15.00
Costo Unitario	\$/ ft	70.00	70.00	70.00	70.00
Estaciones de Bombeo	unidad	1	1	1	3
Costo Km (0.9 MMUS\$/KM)		72.0	81.0	198.0	351.0

6.5.- Costo de Capital involucrado

El costo de capital, considerando los estudios preliminares y de factibilidad, la sísmica 2D, perforación de pozos, facilidades, campamentos, carreteras y actividades de responsabilidad social y ambiental, alcanza un total de 1,798.2 MMUS\$. El cuadro siguiente muestra el detalle correspondiente.

**TABLA N° 9
ESTIMACIÓN DEL CAPITAL PARA EL PROYECTO**

CAPITAL PARA EL CASO DE 250 MMBO																			
AÑO	ESTUDIOS				SISMICA 2D	PERFORACION				FACILIDADES				OTROS				TOTAL MM\$	
	GEOL.	RESV	FACT.	TOTAL		EXPLOR.	DESARR.	INVEC.	TOTAL	PROD.	INVEC.	OLEODUCTO	TOTAL	CAMP.	CARR.	EHS	OTROS		TOTAL
0	0.5	0.5	0.2	1.2								0.0		0.5				0.5	1.7
1	1.0	0.5	1.0	2.5	5.0	28.0	105.0	15.0	148.0	50.0	10.0	50.0	110.0	1.0	10.0	2.0	5.0	18.0	283.5
2	2.0	1.0	3.0	6.0	5.0	48.0	140.0	30.0	218.0	100.0	20.0	200.0	320.0	1.0	10.0	2.0	5.0	18.0	567.0
3	1.0	2.0	3.0	6.0	3.0	48.0	157.5	15.0	220.5		20.0	101.0	121.0	1.0	10.0	2.0	5.0	18.0	368.5
4							157.5	30.0	187.5				0.0				5.0	5.0	192.5
5							157.5	30.0	187.5				0.0				5.0	5.0	192.5
6							157.5	30.0	187.5				0.0				5.0	5.0	192.5
7																			
8																			
9																			
10																			
11																			
12																			
13																			
14																			
15																			
16																			
17																			
18																			
19																			
20																			
21																			
22																			
23																			
24																			
25																			
TOTAL	4.5	4.0	7.2	15.7	13.0	124.0	875.0	150.0	1,149.0	150.0	50.0	351.0	551.0	3.5	30.0	6.0	30.0	69.5	1,798.2

Con respecto a la depreciación, esta se ha considerado en función a la estimación por “unidad de producción”, y el detalle se muestra en la tabla siguiente.

**TABLA N° 10
ESTIMACIÓN DE LA DEPRECIACION**

DEPRECIACION Y AMORTIZACION APROXIMADAS				
AÑO	PRODUCCION		CAPITAL	D & A
	MMBO	FRAC.	MM\$	MM\$
0				
1			1.7	
2	5.5	0.02	283.5	39.3
3	14.6	0.06	567.0	104.7
4	18.3	0.07	368.5	130.9
5	20.1	0.08	192.5	143.9
6	21.9	0.09	192.5	157.0
7	19.7	0.08	192.5	141.3
8	17.7	0.07		127.2
9	16.0	0.06		114.5
10	14.4	0.06		103.0
11	12.9	0.05		92.7
12	11.6	0.05		83.5
13	10.5	0.04		75.1
14	9.4	0.04		67.6
15	8.5	0.03		60.8
16	7.6	0.03		54.8
17	6.9	0.03		49.3
18	6.2	0.02		44.4
19	5.6	0.02		39.9
20	5.0	0.02		35.9
21	4.5	0.02		32.3
22	4.1	0.02		29.1
23	3.7	0.01		26.2
24	3.3	0.01		23.6
25	3.0	0.01		21.2
TOTAL	250.8	1.000	1,798.2	1,798.2

6.6.- Gastos de la Operación y de Administración

Los gastos de operación y de administración se han estimado sobre la base de una empresa con 50 personas en el campo y 30 personas en las oficinas de la ciudad de Lima. El detalle se muestra a continuación.

COSTO VARIABLE (US\$/BL)		4.0
COSTO FIJO (MMUS\$/AÑO)		6.6
	Sueldos y Salarios (Campo)	3.5
	Sueldos y Salarios (Lima)	2.1
	Servicios (Luz-Agua-Tel-Etc)	1

En lo referente al tratamiento y disposición del agua de producción, se ha considerado un costo promedio de 0.50 US\$/BI (datos tomados de "Oilfield Review – Verano del 2000").

6.7.- Análisis del Flujo de Caja

El análisis del flujo de caja se ha efectuado considerando un escenario de 25 años, para lo cual se ha tomado en cuenta el costo del transporte desde Estación 5 hasta Bayóvar en la Costa. El precio base utilizado ha sido de 40 US\$/BI en el "Well head". Se ha tomado en consideración el costo de Upgrade que es de aproximadamente 5.0 US\$/BI y 1.0 US\$/BI equivalente para desecho de productos residuales de la planta de Upgraded.

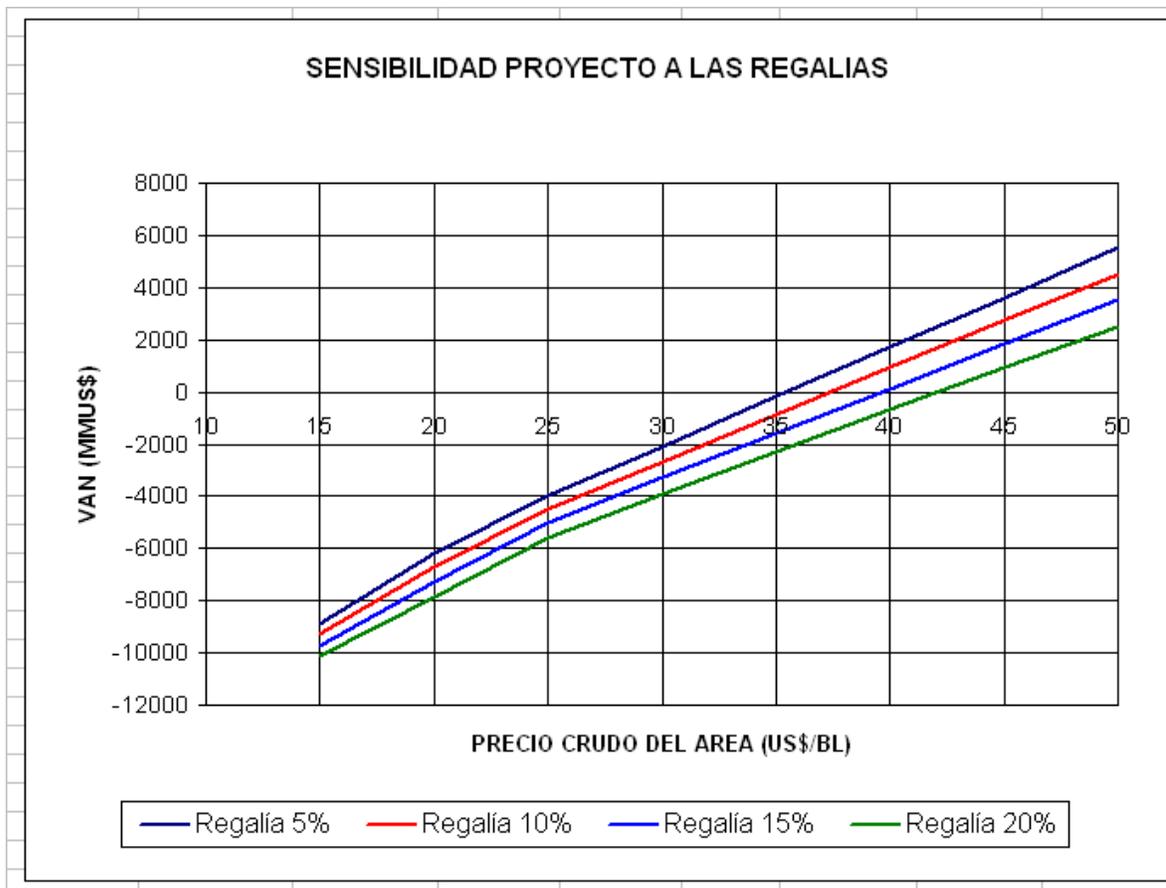
Para un precio de crudo (crudo sintético proveniente de la Planta Upgraded) del orden de 40 US\$/BI y una regalía constante del 15%, el proyecto resulta rentable con un VAN de 122 MMUS\$ y una rentabilidad del orden de 14.4 %.

TABLA N° 11
FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO

PRECIO CRUDO (WELL HEAD), US\$/BL															
COSTO TRANSPORTE (ESTAC. 5 - BAYOVARI), US\$/BL															
REGALIA PARA SENSIBILIDAD (Fracción)															
TASA DE DESCUENTO (Fracción)															
COSTO PROCESO UPGRADING, US\$/BL															
COSTO DISPOSICIÓN PRODUCTOS UPGRADING, US\$/BL															
COSTO DISPOSICIÓN AGUA PRODUCIDA, US\$/BL															
PARAMETROS ECONOMICOS															
ANO	PROD. NETA MMBO	INGRESOS		GASTOS MM\$	TRANS. MM\$	HYD+DISP MMUS\$	DISP-AGUA MMUS\$	REGAL. MM\$	DEPREC MM\$	UTILIDAD ANTES IMP	IMPUEST.	INVERSION MM\$	FLUJO DE CAJA		
0												1.7	-1.7	(1.7)	
1												283.5	-283.5	(283.2)	
2	5.20	40	208.1	27.4	13.0	31.2	0.0	31.2	39.3	66.0	19.8	567.0	-481.6	(766.8)	
3	13.87	40	554.8	62.1	34.7	83.2	0.0	83.2	104.7	186.9	56.1	368.5	-133.0	(899.7)	
4	17.34	40	693.5	76.0	43.3	104.0	0.0	104.0	130.9	235.3	70.6	192.5	103.1	(796.7)	
5	19.07	40	762.9	82.9	47.7	114.4	0.0	114.4	143.9	259.5	77.8	192.5	133.1	(663.6)	
6	20.81	40	832.2	89.8	52.0	124.8	0.0	124.8	157.0	283.7	85.1	192.5	163.1	(600.5)	
7	18.72	40	749.0	81.5	46.8	112.3	0.0	112.3	141.3	254.6	76.4		319.6	(180.9)	
8	16.85	40	674.1	74.0	42.1	101.1	0.0	101.1	127.2	228.5	68.5		287.1	106.2	
9	15.17	40	606.7	67.3	37.9	91.0	0.0	91.0	114.5	205.0	61.5		258.0	364.2	
10	13.65	40	546.0	61.2	34.1	81.9	0.0	81.9	103.0	183.8	55.1		231.7	595.9	
11	12.29	40	491.4	55.7	30.7	73.7	0.0	73.7	92.7	164.8	49.4		208.1	804.0	
12	11.06	40	442.3	50.8	27.6	66.3	0.0	66.3	83.5	147.6	44.3		186.8	990.8	
13	9.95	40	398.0	46.4	24.9	59.7	0.0	59.7	75.1	132.2	39.7		167.6	1,158.4	
14	8.96	40	358.2	42.4	22.4	53.7	0.1	53.7	67.6	118.3	35.5		150.4	1,308.8	
15	8.06	40	322.4	38.8	20.2	48.4	0.1	48.4	60.8	105.8	31.7		134.9	1,443.7	
16	7.25	40	290.2	35.6	18.1	43.5	0.1	43.5	54.8	94.6	28.4		120.9	1,564.6	
17	6.53	40	261.2	32.7	16.3	39.2	0.1	39.2	49.3	84.4	25.3		108.4	1,673.0	
18	5.88	40	235.0	30.1	14.7	35.3	0.1	35.3	44.4	75.3	22.6		97.1	1,770.1	
19	5.29	40	211.5	27.8	13.2	31.7	0.1	31.7	39.9	67.1	20.1		86.9	1,857.0	
20	4.76	40	190.4	25.6	11.9	28.6	0.0	28.6	35.9	59.8	17.9		77.8	1,934.8	
21	4.28	40	171.3	23.7	10.7	25.7	0.0	25.7	32.3	53.1	15.9		69.5	2,004.3	
22	3.86	40	154.2	22.0	9.6	23.1	0.0	23.1	29.1	47.1	14.1		62.1	2,066.4	
23	3.47	40	138.8	20.5	8.7	20.8	0.0	20.8	26.2	41.8	12.5		55.4	2,121.8	
24	3.12	40	124.9	19.1	7.8	18.7	0.0	18.7	23.6	36.9	11.1		49.4	2,171.2	
25	2.81	40	112.4	17.8	7.0	16.9	0.0	16.9	21.2	32.6	9.8		44.0	2,215.2	
TOTAL	238.2		9,529.4	1,111.3	595.6	1,429.4	0.9	1,429.4	1,798.2	3,164.6	949.4	1,798.2	2,215.2		
												VAN	122.1	MMUS\$	
												TIR	14.4%		
												VAN / I	0.07		

El análisis de sensibilidad, tal como se muestra en el gráfico siguiente, nos informa que el proyecto es rentable a partir de un precio mínimo de 40 US\$/BL del crudo sintético valorizado en el “web head”, siempre que se logre un nivel de regalías del 15%. Si el precio fuese mayor a 42 US\$/BL, el proyecto podría soportar regalías de hasta 20%.

GRAFICO N° 11 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PARA EL PROYECTO



Tal como puede observarse, el proyecto es muy sensible a los precios del crudo (en este caso sintético) en el largo plazo. El proyecto es rentable, bajo un escenario de precios WTI mayores a 55 US\$/BL (considerando un diferencial de -15 US\$/BL).

A fin de asegurar el pago del Canon (monto equivalente al 12.5% del valor de las ventas), se requiere establecer un nivel de regalías que representen lo mínimo posible a fin de que el proyecto sea viable. En este contexto, el proyecto no podría pagar una regalía superior al 15%.

7.- CONCLUSIONES

- 1.- El Perú posee importantes volúmenes de reservas de crudos pesados, estimándose que solo los hallazgos podrían haber descubierto entre 250 a 500 millones de barriles de petróleo. Esta magnitud conservadora, significa un volumen mayor al nivel de reservas probadas de petróleo actual.

- 2.- La importancia de los crudos pesados en el Perú toma mayor relevancia si se considera lo siguiente:
 - (a) La escasez de nuevos descubrimientos.- Los resultados de la perforación de pozos exploratorios en los últimos 20 años, no ha mostrado descubrimientos importantes de reservas de crudo liviano.

 - (b) La necesidad de convertir recursos disponibles en reservas.- El petróleo pesado es a menudo considerado como un recurso. Si se dispone de nuevas tecnologías, se pueden transformar las reservas potenciales del petróleo pesado en proyectos viables.

 - (c) La necesidad de que las Compañías dedicadas a la exploración cuenten con activos rentables.- Los Contratistas involucrados en la recuperación de petróleo pesado utilizan el apoyo de la tecnología de perforación, completación, estimulación y técnicas de seguimiento a fin

de lograr que estas reservas se conviertan en activos rentables.

- (3) Considerando el escenario de precios actuales del petróleo crudo y los probables escenarios futuros, es rentable producir los petróleos pesados existentes en la Selva Norte peruana. Considerando un escenario de precios de 40 US\$/BL en el largo plazo, un nivel de regalías de 15%, el proyecto es rentable con un V.A.N de 122 MMUS\$.
- (4) Es factible lograr un desarrollo integral del área considerando esfuerzos conjuntos Estado / Inversionista. Es importante mencionar que si se aplicará un nivel de regalías superior al 15%, para el escenario de precios de 40 US\$/BL en el largo plazo, el proyecto ya no es rentable, debido principalmente a la incertidumbre en los precios futuros del crudo. En este contexto, el Estado y el Inversionista deben llevar a cabo las evaluaciones correspondientes a fin de verificar los resultados obtenidos.

8.- BIBLIOGRAFIA

Carl Curtis, Robert Koper, Eric Decoster, Angel Guzmán-Garcia, Cynthia Huggins, Larry Knauer Mike Minner, Nathan Kupsch Luz Marina Linares Howard Rough Mike Waite, **“Heavy-Oil Reservoirs”**, OilField Review, Autumn 2002.

Saul Suslick, Denis Schiozer, Francisco Nepomuceno, Ricardo Furtado, **“Forecasting the Development of Heavy-Oil Reserves in Ultra-Deep Waters Using Technological Risk Models”**, SPE 82019, April 2003.

Christophe De Margerie, **“Extra-Heavy Oil and Bitumen – Reserves for the future”**, TOTAL, 2004.

Hugo Belotti, José Silvestro, Gustavo Conforto, Miguel Pozo, Jorge Erlicher, Jorge Rodriguez, and Eduardo Rossello, **“Recognition of Tectonic Events in the Conformation of Structural Traps in the Eastern Oriente Basin, Ecuador”**, PECOM, Adapted for online from poster session presented at the AAPG Convention, Salt Lake City, Utah, May, 2003.
[http://www.searchanddiscovery.com/documents/2003/hugo/index.htm#07%20T
rap](http://www.searchanddiscovery.com/documents/2003/hugo/index.htm#07%20T%20rap)

A. Saniere, I. Hénaut and J.F. Argillier, **“Pipeline Transportation of Heavy Oils, a Strategic, Economic and Technological Challenge”**, Institut français du pétrole, Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, Vol. 59 (2004).

Guevara, E., Gonzalez, J. and Nuñez, G., **“Highly viscous oil transportation methods in the Venezuela oil industry”**. Proceedings of the 15th World Petroleum Congress, 1988.

Amira Juwad and Suham Kamal, “**Upgrading and Refining of Heavy Oil in Iraq**”, N° 1998.222