

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



***“PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO DE POZOS
HORIZONTALES MEDIANTE EL DISEÑO DE UNA PRUEBA DE PRESIÓN DE
PENETRACIÓN PARCIAL EN CAMPOS DE PETRÓLEOS PESADOS”***

**TITULACIÓN POR ACTUALIZACIÓN DE CONOCIMIENTOS PARA OPTAR EL
TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO DE PETROLEO**

ELABORADO POR:

JERJES WASHINGTON PORLLES HURTADO

PROMOCIÓN 2005-2

LIMA – PERU

2010

DEDICATORIA

A Dios por guiarme en este largo camino de la vida. Dedicado a mis padres y hermanos por sus enseñanzas y su apoyo total, les debo toda mi vida.

A los catedráticos de la Facultad de Ingeniería de Petróleo, Petroquímica y Gas Natural, ya que sin sus sabios consejos y enseñanzas no hubiese querido esta profesión tan hermosa.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco al Ing. Víctor Huerta por su paciencia y enseñanzas, al Ing. Seferino Yesquen ya que sin su mano firme no hubiese llegado hasta donde me encuentro, al Ing. Marco Toledo por su apoyo, consejo y amistad.

RESUMEN EJECUTIVO

El presente Informe de Suficiencia describe el análisis de una Prueba de presión de penetración parcial y su utilidad para diagnosticar el comportamiento productivo de pozos horizontales, para lo cual se ha estructurado de la siguiente manera: En el Capítulo 1 se explica los antecedentes, se definió el problema, se formuló la hipótesis y se establecieron los objetivos para alcanzar a una solución del problema. En el Capítulo 2 se describen el fundamento teórico y en el Capítulo 3 se hace una descripción de los Yacimientos de la selva norte peruana, desde el punto de vista geológico, petrofísico y de reservorios; además de las características del pozo y del sensible medio ambiente de la selva norte peruana.

En el capítulo 4 se desarrolla la parte más importante del Informe, puesto que se describe la metodología para diseñar, analizar e interpretar una prueba de penetración parcial. Con los resultados se diseña el pozo tipo/óptimo horizontal, para luego efectuar el Plan de Desarrollo del Yacimiento en conjunto con una evaluación económica, finalmente se realiza el análisis de resultados.

Por último, se ofrece las conclusiones del informe, la bibliografía y el apéndice con datos extras del Informe de Suficiente. Para éste Informe Se usará el sistema de unidades en unidades inglesas, el cual es de uso frecuente en la industria petrolera.

**“PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO DE POZOS
HORIZONTALES MEDIANTE EL DISEÑO DE UNA PRUEBA DE PRESIÓN DE
PENETRACIÓN PARCIAL EN CAMPOS DE PETRÓLEOS PESADOS”**

INDICE

Dedicatoria.....	(i)
Agradecimientos.....	(ii)
Resumen Ejecutivo	(iii)
Indice	(1)
Lista de figuras y tablas.....	(5)
Introducción.....	(7)
1. Pruebas de Presión de Penetración Parcial Pozos Horizontales: Estrategia para Desarrollo de Campos de Crudo Pesado en Zonas Alta Sensibilidad.....	(8)
1.1. Antecedentes y Justificación	(8)
1.2. El Problema	(9)
1.3. Objetivos	(10)
1.4. Hipótesis	(10)
1.5. Metodología	(11)
2. Predicción del Comportamiento Productivo en Pozos Horizontales...	(12)
2.1. Descripción de los crudos pesados en el mundo.....	(12)
2.2. Técnicas de Explotación en Yacimientos de Crudo Pesado.....	(17)
2.2.1. Métodos No termales.....	(17)
a) Minería del Petróleo.....	(17)
b) Extracción con pozos horizontales.....	(19)
c) CHOPS.....	(20)
d) Inyección de agua.....	(21)
e) VAPEX.....	(21)

2.2.2.	Métodos Termales.....	(22)
	a) Estimulación cíclica por vapor de agua (CSS).....	(22)
	b) Desplazamiento por Vapor de Agua.....	(23)
	c) SAGD.....	(24)
	d) Combustión en sitio.....	(24)
2.2.3.	Estudios y ensayos efectuados en la Actualidad.....	(25)
	a) Diseño de catalizador y procesos catalíticos.....	(26)
	b) Última generación en perforación y navegación....	(26)
	c) Solvent Liquid Alternating Gas.....	(27)
2.3.	Pruebas de Presión de Penetración Parcial.....	(27)
2.3.1.	Drill Steam Test (DST).....	(29)
2.3.2.	Prueba de presión de penetración parcial.....	(30)
2.3.3.	Estudio de la permeabilidad.....	(35)
	a) Análisis especial de núcleos.....	(35)
	b) Probadores de fondo.....	(37)
	c) Ensayos de presión mediante penetración parcial.....	(38)
2.3.4.	Anisotropía.....	(39)
2.4.	Productividad de los Pozos Horizontales	(40)
3.	Descripción de Yacimientos de Crudo Pesado en la Selva Peruana.	(43)
3.1.	Geología, Estratigrafía y Geología estructural.....	(44)
3.2.	Petrofísica.....	(45)
3.3.	Propiedades de los fluidos.....	(54)
	a) Propiedades de fluidos-formación Chonta.....	(57)
	b) Propiedades de fluidos-formación Vivian.....	(58)
	c) Propiedades del Agua.....	(60)
	d) Presiones Capilares.....	(60)
	e) Permeabilidades Relativas.....	(61)
	f) Densidad API°.....	(62)

g) La Viscosidad.....	(62)
3.4. Historia de presiones	(64)
4. Desarrollo y Metodología del estudio.....	(66)
4.1. Consideraciones para diseño de Prueba de Presión.....	(66)
4.2. Análisis e interpretación.....	(68)
4.3. Validación de la Prueba.....	(70)
4.4. Diseño de Prueba de presión	(71)
4.5. Diseño de pozo tipo/óptimo de producción de pozo horizontal....	(76)
4.6. Análisis de Aspectos e Impactos Socio-Ambientales.....	(78)
4.7. Plan de Desarrollo con Pozos horizontales.....	(81)
4.7.1. Selección de Pozo Tipo.....	(82)
4.7.2. Pronóstico de Producción para el Lote.....	(84)
4.7.3. Resumen Comparativo.....	(89)
4.8. Evaluación económica con pozos horizontales.....	(90)
4.8.1. Costos de la Perforación.....	(90)
4.8.2. Facilidades externas al área.	(91)
4.8.3. Costo de capital involucrado.....	(93)
4.8.4. Costo de la Operación y de administración.....	(95)
4.8.5. Análisis del flujo de caja.....	(95)
4.8.6. Sensibilidad del Flujo de caja.....	(95)
4.9. Plan de Desarrollo con Pozos Direccionales.....	(98)
4.9.1. Selección de pozo tipo.....	(98)
4.9.2. Pronóstico de Producción para el Lote.....	(100)
4.10. Evaluación Económica con Pozos Direccionales.....	(102)
4.10.1. Costos de la perforación.....	(102)
4.10.2. Facilidades externas al área.....	(102)
4.10.3. Costos de capital involucrado.....	(103)
4.10.4. Costos de la Operación y de administración.....	(103)

4.10.5. Análisis del flujo de caja.....	(103)
Conclusiones y Recomendaciones.....	(105)
Bibliografía.....	(108)
Apéndice A.....	(110)

LISTA DE FIGURAS

Figura 01 – Densidad y viscosidad de líquidos.....	(13)
Figura 02 – Gravedad API° y Viscosidad cP en el mundo.....	(15)
Figura 03 – Reservas de petróleos pesados y bitumen en el mundo.....	(16)
Figura 04 – Reservas de petróleo convencional, pesados y bitumen en el mundo...	(19)
Figura 05 – Extracción de bitumen.....	(18)
Figura 06 – Tipos de pozos horizontales.....	(20)
Figura 07 – Estimulación cíclica por vapor de agua (CSS)	(23)
Figura 08 – Diseño de catalizador y procesos catalíticos.....	(26)
Figura 09 – Diseño de pozo con penetración parcial	(31)
Figura 10 – Gráfico Cartesiano-Pozo con penetración parcial.....	(33)
Figura 11 – Gráfico Log-Log Flujo esférico.....	(34)
Figura 12 – Aparatos de Laboratorio para Análisis especial de núcleos.....	(37)
Figura 13 – Cortes a los núcleos para ensayos de laboratorio.....	(37)
Figura 14 – Configuración de probadores de fondo.....	(38)
Figura 15 – Interpretación de prueba de presión de penetración parcial.....	(39)
Figura 16 - Modelo de drenaje formado alrededor del pozo horizontal.....	(40)
Figura 17 – Lotes en producción y exploración, cuencas MOP.....	(43)
Figura 18 – Cuencas Marañón, Oriente y Putumayo (MOP)	(44)
Figura 19 - Corte desde la Cuenca Santiago a la cuenca Marañón.....	(46)
Figura 20 - Perfil eléctrico del reservorio Chonta Cetico.....	(51)
Figura 21 - Perfil eléctrico del reservorio Chonta Glauconítico.....	(51)
Figura 22 - Perfil eléctrico del reservorio Chonta Superior.....	(52)
Figura 23 - Perfil eléctrico de los reservorios Vivian y Basal Tena.....	(52)
Figura 24 - Corte esquemático entre pozos mostrando distribución de HCs.....	(53)
Figura 25 - Análisis (CRUDE ASSAY) del petróleo recuperado.....	(56)
Figura 26 - Tabla de atributos de los crudos de la zona de crudos pesados.....	(57)
Figura 27 - Presión Capilar vs Sw. Yacimiento Jibaro, Jibarito Lote 1AB.....	(60)
Figura 28 - Curvas de Permeabilidad Relativa.....	(61)
Figura 29 – Tabla API por reservorio de algunos Yacimientos de la Selva Norte.....	(62)
Figura 30 - Tabla mostrando rango de Viscosidades crudos de la selva peruana.....	(63)
Figura 31 - Relación entre la temperatura y la viscosidad.....	(64)
Figura 32 – Consideraciones técnicas para diseño de prueba de presión.....	(68)
Figura 33 – Gráfico de flujos y cierre de la Prueba de presión.....	(73)
Figura 34 – Resultados de tiempos para diseño de prueba de presión.....	(75)
Figura 35 – Ubicación de las plataformas de producción Yacimiento Alfa.....	(83)
Figura 36 – Modelo de simulación – yacimiento Alfa.....	(84)
Figura 37 - Perfiles de Producción de los Pozos Tipo.....	(85)
Figura 38 – Pronóstico de producción de Petróleo y agua- Yacimiento Alfa.....	(87)
Figura 39 – Pronóstico de producción de Petróleo y agua- Yacimiento Beta.....	(88)
Figura 40 – Pronóstico de producción de Petróleo y agua- Yacimiento Omega.....	(88)
Figura 41 – Pronóstico de producción de Petróleo y agua- Lote.....	(89)
Figura 42 –Análisis de sensibilidad.....	(96)
Figura 43 – Perfiles de producción de los pozos tipo.....	(99)
Figura 44 – Pronóstico de producción de petróleo –Total Lote.....	(101)

LISTA DE TABLAS

Tabla 01 – Reservas de petróleos pesados y bitumen en el mundo.....	(16)
Tabla 02 – Proyectos a futuro en marcha para extracción de crudos pesados.....	(27)
Tabla 03 – Resumen de Propiedades Petrofísicas.....	(54)
Tabla 04 – Resumen de las muestras PVT.....	(54)
Tabla 05 – Propiedades PVT del petróleo – Formación Chonta.....	(58)

Tabla 06 – Propiedades PVT del gas - Formación Chonta.....	(58)
Tabla 07 – Propiedades PVT del petróleo - Formación Vivian.....	(59)
Tabla 08 – Propiedades PVT del gas - Formación Vivian.....	(59)
Tabla 09 – Presiones de referencia para cada reservorio.....	(65)
Tabla 10 – Información usada para diseño de prueba de Presión.....	(72)
Tabla 11 – Resultados de tiempos para diseño de prueba de presión.....	(75)
Tabla 12 – Verificación del diseño de prueba de presión.....	(76)
Tabla 13 – Datos para el caudal inicial del pozo horizontal tipo.	(77)
Tabla 14 – Evaluación de aspectos –impactos socio-ambientales.....	(79)
Tabla 15 – Rango de Impactos ambientales.....	(80)
Tabla 16 – Lista de Impactos ambientales identificados.....	(80)
Tabla 17 – Pozos tipos para el desarrollo del lote.	(83)
Tabla 18 – Cronograma de perforación.....	(86)
Tabla 19 – Pronóstico de producción.....	(87)
Tabla 20 – Resumen de Pronóstico de producción.....	(89)
Tabla 21 – Costos por perforación.....	(90)
Tabla 22 – Costos del oleoducto.....	(93)
Tabla 23 – Costos del capital.....	(94)
Tabla 24 – Costos de la operación y de administración.....	(95)
Tabla 25 – Flujo de Caja.....	(97)
Tabla 26 – Cronograma de perforación.....	(100)
Tabla 27– Pronóstico de producción.....	(101)
Tabla 28 – Costos por perforación.....	(102)
Tabla 29– Costos del oleoducto.....	(103)
Tabla 30 – Costo de la operación y de administración.....	(103)
Tabla 31 – Flujo de caja.....	(104)
Tabla 32 – Comparación de Desarrollo del campo.....	(105)

INTRODUCCIÓN

La Industria del petróleo afronta cada vez mayores riesgos y dificultades en la exploración y explotación de los hidrocarburos. La era del petróleo fácil virtualmente ha terminado, por lo que el legado de nuestras futuras generaciones, estará constituido principalmente por las reservas de crudo pesados, extra pesados, bitume natural y arenas apretadas de gas natural, los cuales han sido poco desarrollados al momento. Esta situación se complica al considerar la ubicación inhóspita, poco accesible y ambientalmente sensible de estos nuevos yacimientos, en los cuales residen muchas comunidades nativas con poco contacto con la civilización contemporánea.

Una de estas regiones es la provincia de crudo pesado de la selva norte peruana, en la cual se ha descubierto un importante volumen de crudo pesado y viscoso que presenta nuevos retos tecnológicos para su extracción eficiente, tratamiento y evacuación hacia facilidades de procesamiento.

Este recurso energético es sumamente importante para el país, por lo que el presente estudio evalúa la factibilidad de implementar la mejor alternativa tecnológica que permita el desarrollo sostenible de estos hidrocarburos.

CAPÍTULO 1:
“PRUEBAS DE PRESIÓN DE PENETRACIÓN PARCIAL EN POZOS
HORIZONTALES: ESTRATEGIA PARA EL DESARROLLO DE CAMPOS DE
CRUDO PESADO EN ZONAS DE ALTA SENSIBILIDAD

1.1 Antecedentes y Justificación

Las épocas de extraer petróleo convencional se ven cada vez más lejanas, por lo que extraer un barril de petróleo o un pie cúbico de gas, cada día resulta ser una tarea de mayor dificultad, con mayores desafíos, en los que la tecnología juega un rol sumamente vital. En la actualidad, al menos el 6% de la producción mundial de petróleo, es de crudo pesado, extra pesado y bitumen natural; se avizora que en los siguientes 40 años será un 50%. De acuerdo a la distribución mundial de reservas de crudo pesado, Venezuela y Canadá, cuentan con el 85% de las reservas mundiales, por lo que el rol de estos países en el desarrollo tecnológico para la explotación de estos recursos, será cada vez más importante. Asimismo, es claro que dadas las dificultades y riesgos asociados a la operación de campos de petróleo pesado, se requerirá una mayor estabilidad política, gobiernos con mayor apertura al capital privado, nuevos esquemas

fiscales y de tributación, y por supuesto, mayor compromiso de las empresas y gobiernos, en la preservación ambiental y responsabilidad social.

Recientemente, se están descubriendo nuevos campos de petróleo pesado en áreas remotas y sensibles de la selva tropical amazónica del Perú. El potencial de este recurso es grande, pero la ubicación de los mismos hace difícil su extracción. A esto se tiene que adicionar que el petróleo es pesado ($<12^\circ$ API) y se encuentra en una zona con un medio ambiente delicado.

De acuerdo a la experiencia en campos vecinos similares, con fuerte empuje de agua, y situados también en ambientes sensibles, se propone la perforación de pozos horizontales desde plataformas centralizadas, con la finalidad no solo de reducir los impactos socio-ambientales, sino también para incrementar el factor de recuperación. En tal sentido, resulta crítico en la actual etapa exploratoria y de desarrollo temprano, comparar los pozos horizontales frente a la perforación de pozos verticales o direccionales, y eventualmente validar sus ventajas competitivas. Se desarrollará una metodología para estimar el índice de productividad de los potenciales pozos horizontales, a partir de una prueba de presión de penetración parcial ó entrada limitada.

1.2 El Problema

En la actualidad se mencionan conceptos como crisis energética, disminución de la producción de petróleo, diversificación de la matriz energética, entre otros. Además, los nuevos yacimientos de hidrocarburos se encuentran ubicados en lugares inhóspitos y de difícil acceso. Lugares medioambientales sensibles y con características como viscosidad, API y diseño de pozo distintos a

los yacimientos convencionales. Es posible desarrollar de manera óptima los yacimientos de crudo pesado con pozos horizontales.

1.3 **Objetivos**

- Desarrollar una metodología para predecir el eventual comportamiento productivo de pozos horizontales en yacimientos de crudo pesado en etapas de exploración y/o desarrollo temprano, a partir del diseño de una prueba de presión de Penetración parcial, en los pozos verticales o direccionales.
- Desarrollar procedimientos de cálculo para estimar la permeabilidad vertical, horizontal, índice de anisotropía e índice de productividad en pozos horizontales, a partir de la interpretación de la prueba de entrada limitada.
- Realizar un análisis comparativo para evaluar la perforación horizontal frente a otras alternativas, como tecnología óptima para el desarrollo de los yacimientos de crudo pesado.

1.4 **Hipótesis**

La hipótesis que se considera para la demostración del trabajo de tesis es: Si se tiene un Plan de desarrollo de producción de yacimientos de crudos pesados donde la productividad de los pozos horizontales es superior que la productividad de los pozos verticales, además es medioambientalmente sostenible y si se considera los precios actuales y los probables escenarios de precios futuros, es rentable producir los yacimientos de petróleo pesado existentes en la selva norte del Perú.

1.5 **Metodología**

Este Informe de Suficiencia proporciona las consideraciones necesarias para predecir el comportamiento productivo de pozos horizontales, para ello se efectuará una metodología para diseñar una prueba de presión de penetración parcial para inducir un régimen temporal de flujo semiesférico, y eventualmente medir la permeabilidad horizontal, vertical y el índice de la anisotropía; debido a que estos factores son críticos dado que intervienen en el cálculo del índice de productividad de pozos horizontales. Además de analizar la secuencia de todos los regímenes del flujo que ocurran en la prueba de presión de penetración parcial, y algunas recomendaciones para reducir el almacenamiento del pozo y asegurar que el régimen de flujo semiesférico aparezca. Adicionalmente, se comparará la productividad de los pozos horizontales respecto a los pozos verticales, con lo cual establecer el mejor esquema de desarrollo de un yacimiento de crudos pesados, consiguientemente, maximizando el valor del activo.

CAPÍTULO 2

PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO EN POZOS HORIZONTALES

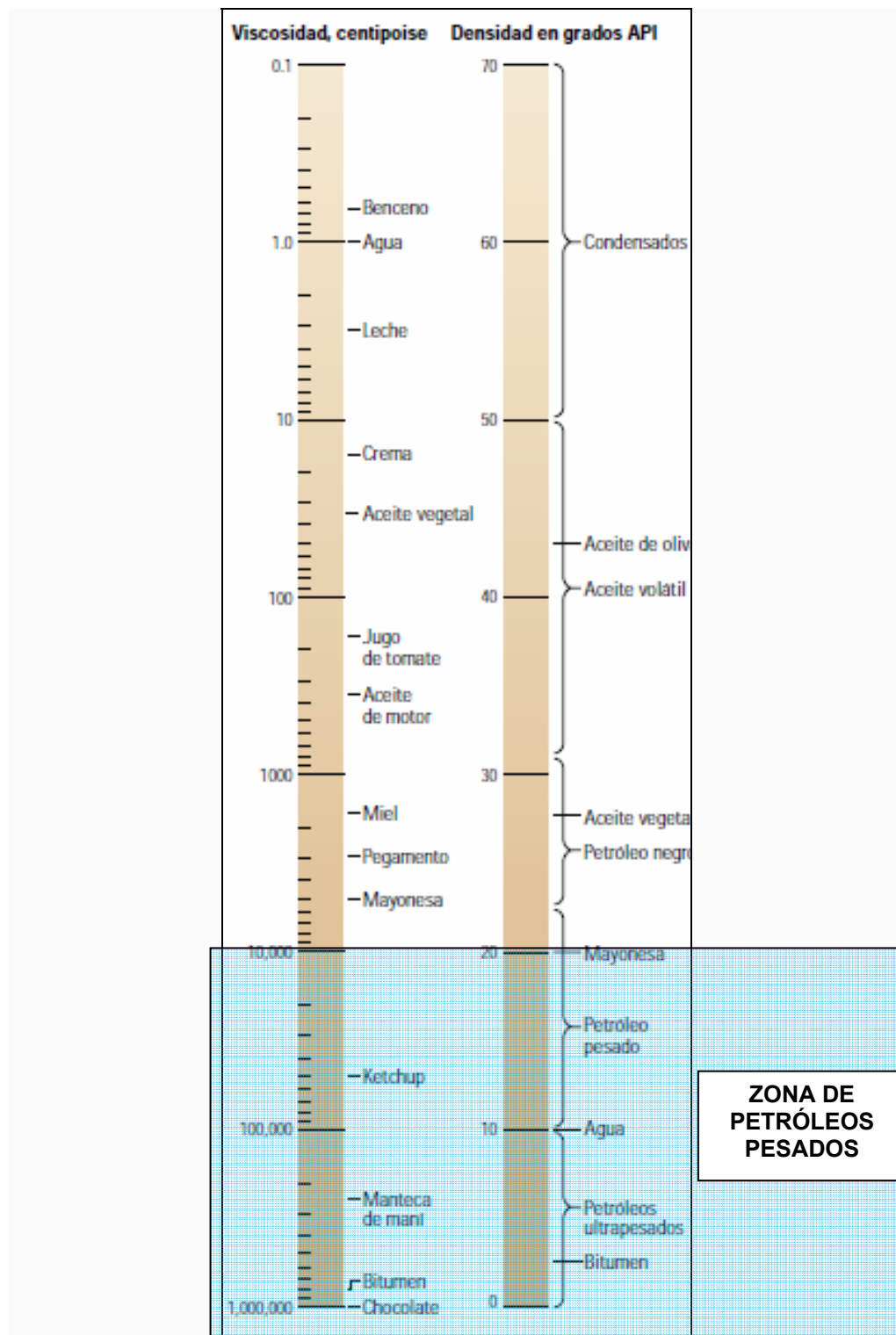
2.1 Descripción de los Crudos pesados en el mundo

En la actualidad existen muchas técnicas aplicadas a la explotación de yacimientos de crudos pesados, además de tecnologías vanguardistas que vienen siendo estudiadas y experimentadas en las principales universidades y centros de investigación, las cuales son descritos brevemente a continuación:

Una de las características de los crudos pesados es la densidad o gravedad específica (expresada internacionalmente mediante °API). En la escala °API, los crudos extra pesados caen en el rango (0,0 - 9,9) °API y los pesados en el rango (10 - 21,9) °API. En la escala de viscosidad en cP, los crudos pesados tienen una viscosidad entre 1.200 y 95.000 cp. Si se considera que el agua tiene, aproximadamente, 1 centipoise de viscosidad, se apreciará la poca fluidez de estos crudos. La viscosidad es muy importante en el tratamiento y manejo del crudo, desde el yacimiento hasta las instalaciones de refinación. Por ello, para que el crudo pesado sea más fluido y manejable requiere calentamiento o mezclarse con diluyente. Para caracterizar los crudo pesados

en el yacimiento se emplea el criterio empleado por C. Curtis, R. Koper, E. Decoster, A. Guzman. McCain (**Figura N°1**).

FIGURA N°1
Densidad y viscosidad de líquidos



Fuente: C. Curtis, R. Koper, E. Decoster, A. Guzman. "Heavy oil Reservoirs", Oilfield Review, Autumn 2

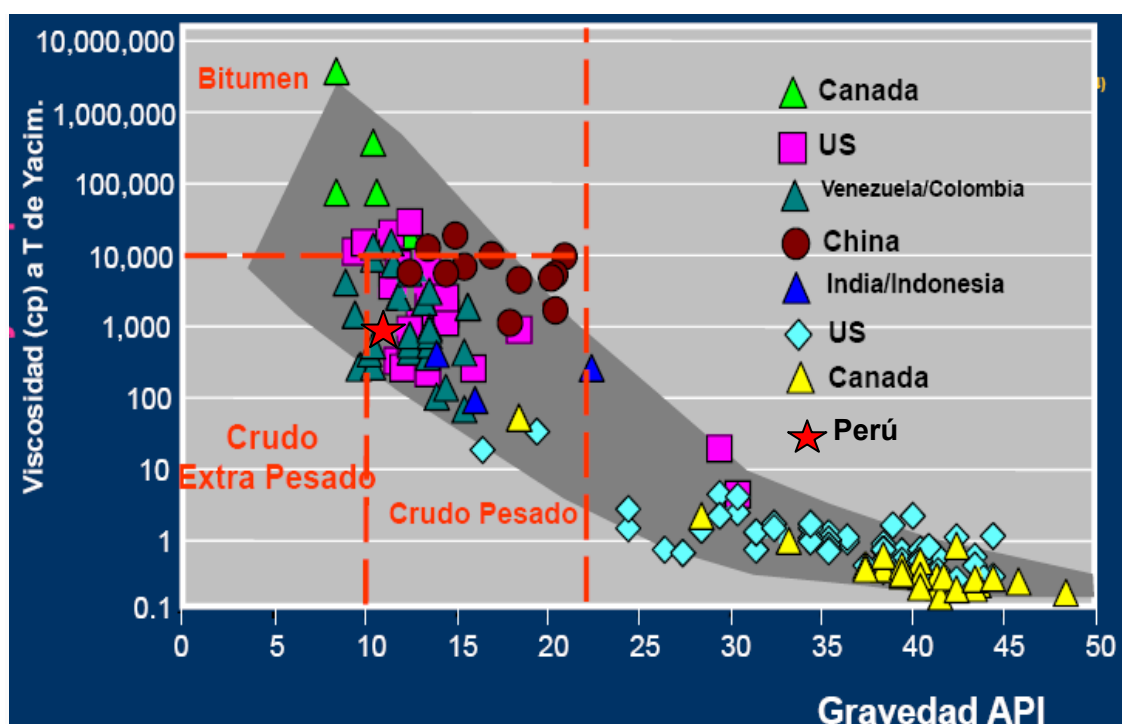
Los crudos pesados tienen un alto contenido porcentual de azufre. De igual manera pueden tener un apreciable contenido de sal y metales como Níquel, Vanadio u otros. En algunos casos pueden contener también cierta cantidad ácido sulfúrico (H_2S), el cual resulta ser altamente tóxico. Todo esto hace que la refinación del crudo pesado requiera métodos y tratamientos especiales para mejorar su calidad y obtener las especificaciones deseadas para su comercialización.

Por lo general, mientras más pesado o denso es el petróleo crudo, menor es su valor económico. Las fracciones de crudo más livianas y menos densas, derivadas del proceso de destilación simple, son las más valiosas. Los crudos pesados tienden a poseer mayores concentraciones de metales u otros elementos, lo que exige mayores recursos para la extracción de productos utilizables y la disposición final de los residuos. Con la gran demanda y los altos precios del petróleo, y estando en declinación la producción de la mayoría de los yacimientos de petróleo convencionales, la atención de la industria en muchos lugares del mundo se está desplazando hacia la explotación de petróleo pesado.

El petróleo pesado se define como petróleo con $20^\circ API$ o menor densidad. Los petróleos de $10^\circ API$ o menor densidad se conocen como extra pesados, ultra pesados o superpesados porque son más densos que el agua. Comparativamente, los petróleos convencionales, tales como el crudo Brent o West Texas Intermediate, poseen densidades que oscilan entre 38° y $40^\circ API$. Si bien la densidad del petróleo es importante para evaluar el valor del recurso y estimar el rendimiento y los costos de refinación, la viscosidad del petróleo tiene mayor incidencia en la inversión del capital y del costo operativo (**Ver Figura 2**). Cuanto más viscoso es el petróleo, más difícil resulta producirlo. No existe ninguna relación estándar entre densidad y viscosidad, pero los términos “pesado” y “viscoso” tienden a utilizarse en forma indistinta para describir los

petróleos pesados, los cuales tienden a ser más viscosos que los petróleos convencionales, mientras que la viscosidad de los petróleos convencionales puede oscilar entre 1 centipoise (cP), y aproximadamente 100 cP, la viscosidad de los petróleos pesados y extra pesados puede fluctuar entre menos de 10 000 cP y más de 1,000,000 cP. El hidrocarburo más viscoso, el bitumen, es un sólido a temperatura ambiente y se ablanda fácilmente cuando se calienta.

FIGURA N°2
Gravedad API° y Viscosidad cP de los yacimientos en el mundo



Fuente: Schlumberger

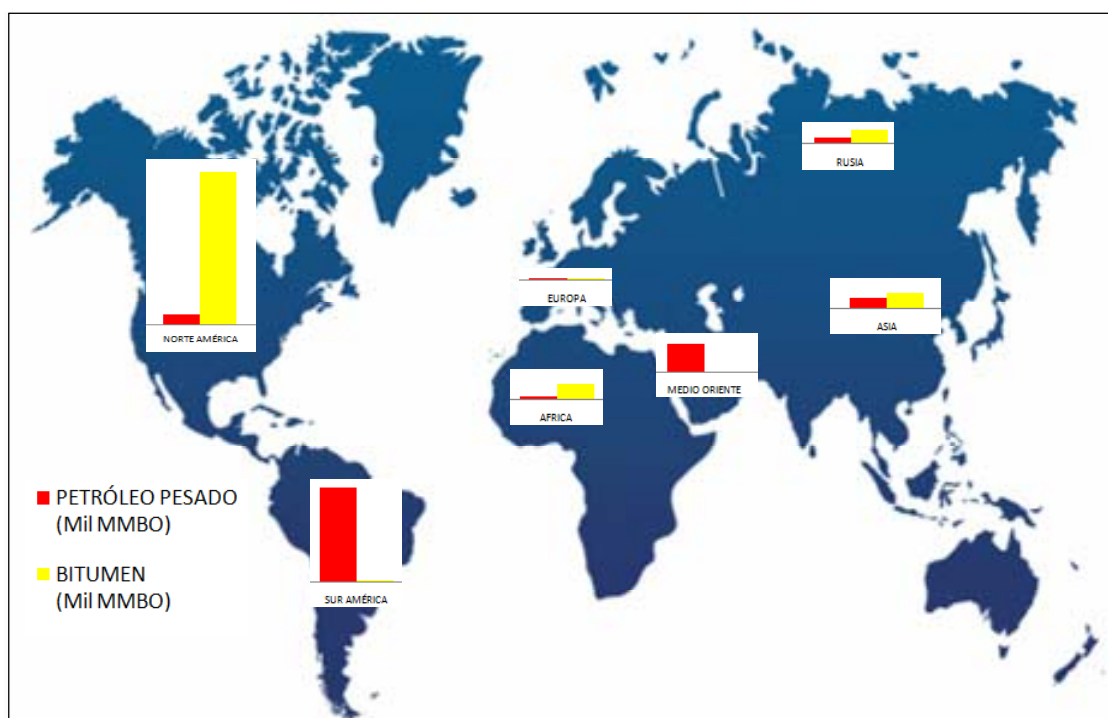
Como el petróleo pesado es menos valioso, más difícil de producir y más difícil de refinar que los petróleos convencionales, surge la interrogante sobre el interés de las compañías petroleras en comprometer recursos para extraerlo. Uno de los argumentos que podría resolver la interrogante radica en la coyuntura actual, en la cual muchos yacimientos de petróleo pesado ahora pueden ser explotados en forma rentable. Otro argumento radica en la abundancia de estos recursos, (ver Tabla N°1 y Figura N°3).

TABLA N°1
Reservas de petróleos pesados y bitumen en el mundo

REGIÓN	PETRÓLEO PESADO		BITUMEN	
	FR%	RESERVAS RECUPERABLES (MMMBO)	FR%	RESERVAS RECUPERABLES (MMMBO)
NORTE AMÉRICA	19	35.3	32	530.9
SUR AMÉRICA	13	265.7	9	0.1
ÁFRICA	18	7.2	10	43
EUROPA	15	4.9	14	0.2
MEDIO ORIENTE	12	78.2	10	0
ASIA	14	29.6	16	42.8
RUSIA	12	13.4	13	33.7
		434.3		650.7

Fuente: Petróleo Internacional, B2B Portales, Agosto 2009

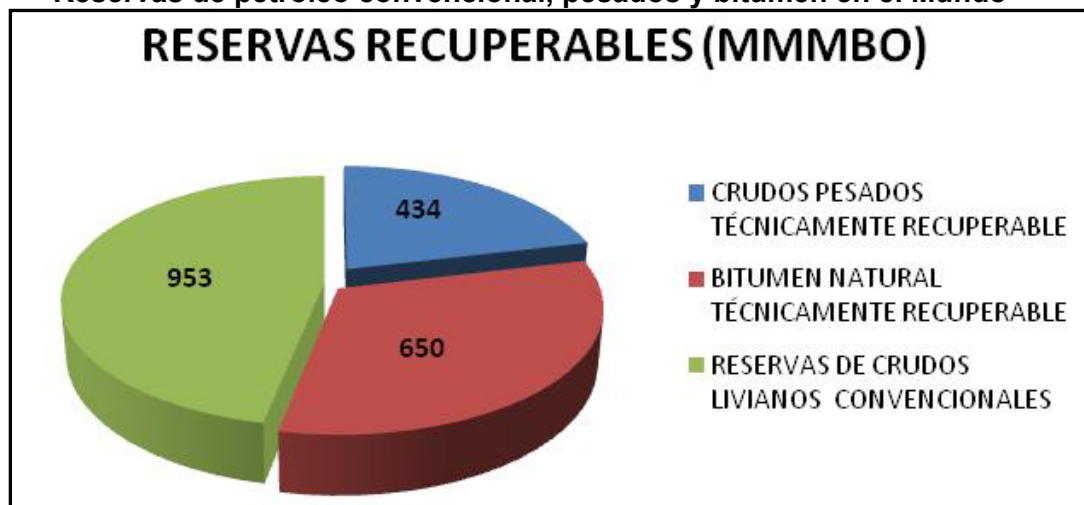
FIGURA N°3
Reservas de petróleos pesados y bitumen en el mundo



Fuente: Petróleo Internacional, B2B Portales, Agosto 2009

El petróleo convencional representa sólo un 46% del total de reservas recuperables en la actualidad, correspondiendo el resto a petróleo pesado, extra pesado y bitumen (**Según Figura N°4**). El petróleo pesado promete desempeñar un rol muy importante en el futuro de la industria petrolera y muchos países están cada vez más dedicando mayores recursos a desarrollar con nueva tecnología e infraestructura.

FIGURA N°4
Reservas de petróleo convencional, pesados y bitumen en el Mundo



Fuente: Petróleo Internacional, B2B Portales, Agosto 2009

2.2 Técnicas de Explotación en Yacimientos de Crudo Pesado

Los métodos de recuperación de petróleo pesado se dividen en dos tipos principales según la temperatura. Esto se debe a que la propiedad clave del fluido es la viscosidad, ya que depende significativamente de la temperatura; cuando se calientan los petróleos pesados se vuelven menos viscosos. Los métodos de producción en frío, aquellos que no requieren el agregado de calor, pueden ser utilizados cuando la viscosidad del petróleo pesado en condiciones de yacimiento es lo suficientemente baja como para permitir que el petróleo fluya a regímenes económicos. Los métodos asistidos termalmente se utilizan cuando el petróleo debe ser calentado para fluir.

2.2.1. Métodos No termales

a) Minería del Petróleo

El método original de recuperación de petróleo pesado en frío es la minería. Gran parte de la explotación de petróleo pesado por el método de minería tiene lugar en las minas a cielo abierto de Canadá, pero también se ha recuperado petróleo pesado por minería subterránea en

Rusia. El método a cielo abierto es útil sólo en Canadá, donde el acceso desde la superficie y el volumen de los depósitos de arenas petrolíferas someras estimadas en 28,000 millones de m³ [176,000 millones de barriles] lo vuelven económico.

Las arenas petrolíferas canadienses se recuperan mediante operaciones con camiones y excavadoras y luego son transportadas a las plantas de procesamiento, donde el agua caliente separa el bitumen de la arena. El bitumen se diluye con los hidrocarburos más livianos y se mejora para formar crudo sintético. Después de la aplicación del método de minería, la tierra se rellena y se sanea. Una de las ventajas del método es que recupera alrededor de un 80% del hidrocarburo. No obstante, desde la superficie sólo se puede acceder a un 20% de las reservas aproximadamente, o a aquellas que se encuentran a una profundidad de unos 75 m [246 pies] (**Ver Figura 5**).

FIGURA N°5
Extracción de bitumen



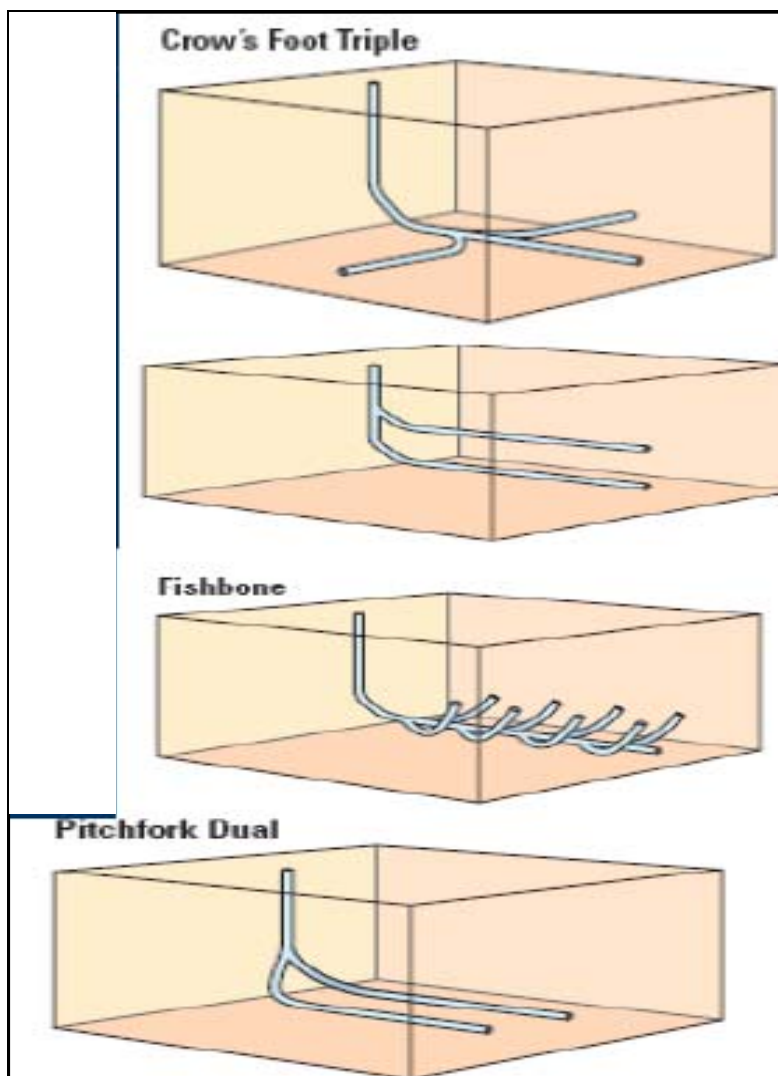
b) Extracción con pozos horizontales

Algunos petróleos pesados pueden ser producidos a partir de pozos, por producción primaria en frío. Gran parte del petróleo de la faja de petróleo pesado del Orinoco, en Venezuela, está siendo recuperado actualmente mediante producción en frío, tal es el caso de los yacimientos de las áreas marinas de Brasil. Se perforan pozos horizontales y multilaterales para contactar la mayor parte del yacimiento posible.

Se inyectan diluyentes, tales como la nafta, para reducir la viscosidad del fluido y, mediante el empleo de tecnología de levantamiento artificial, tal como los sistemas de bombeo electrosumergibles (ESP) y los sistemas de bombeo de cavidad progresiva (PCP), se llevan los hidrocarburos a la superficie para ser transportados hasta una unidad de mejoramiento.

Los yacimientos de crudos pesados de la selva peruana también se piensa extraer de esa forma. Una de las ventajas del método es su menor inversión de capital con respecto a las técnicas asistidas termalmente, pero el factor de recuperación también es bajo; entre 6 y 12%. Otra de sus ventajas es el incremento de la viscosidad del fluido que surge con la formación de emulsiones de petróleo-agua, causadas por el proceso de mezcla y cizalladura que tiene lugar en los sistemas de bombeo y en los tubulares. **(Ver Figura 6)**

FIGURA N°6
Tipos de pozos horizontales



c) Producción de petróleo pesado en frío con arena (CHOPS)

La producción de petróleo pesado en frío con arena (CHOPS) es otro método de producción primaria de aplicabilidad en numerosos yacimientos de petróleo pesado. En cientos de campos petroleros de Canadá, se produce arena hasta un 10% de “corte de arena” en volumen—junto con el petróleo. El gas que se libera del petróleo despresurizado ayuda a desestabilizar y mover los granos de arena. El movimiento de la arena incrementa la movilidad del fluido y forma canales, denominados agujeros de gusanos, que crean una zona de

alta permeabilidad creciente alrededor del pozo. La arena y el petróleo se separan por acción de la gravedad en la superficie y la arena se elimina en los estratos permeables. El método requiere sistemas de bombeo multifásico que pueden manipular la arena, el petróleo, el agua y el gas, y ha sido aplicado en yacimientos con viscosidades de petróleo oscilantes entre 50 y 15,000 cP [0.05 y 15 Pa.s].

d) Inyección de Agua

La inyección de agua es un método de recuperación mejorada de petróleo (EOR) en frío, que ha resultado exitoso en algunos campos de petróleo pesado. Por ejemplo, los campos marinos situados en la plataforma continental del Reino Unido utilizan el método de inyección de agua para producir petróleo de 10 a 100 cP, desde pozos horizontales largos, soportados con cedazos, hasta un sistema flotante de producción, almacenamiento y descarga (FPSO). El método está siendo considerado para los campos cercanos que contienen fluidos más viscosos, pero el factor de recuperación disminuye al aumentar la viscosidad del petróleo. Los petróleos de alta viscosidad causan digitación viscosa en los frentes de inyección de agua, lo que se traduce en una eficiencia de barrido pobre.

e) VAPEX

La extracción de petróleo asistida con vapor (VAPEX) es un proceso relativamente nuevo que está siendo probado en Canadá. Consiste en la inyección de un solvente miscible, que reduce la viscosidad del petróleo pesado. El método puede ser aplicado en un pozo por vez o en pares de pozos. En el enfoque que utiliza un solo pozo, se inyecta solvente desde el extremo de un pozo horizontal. En el caso que

implica dos pozos, se inyecta solvente en el pozo superior de un par de pozos horizontales paralelos. Los gases valiosos son barridos después del proceso mediante la inyección de gas inerte. El método VAPEX ha sido estudiado extensivamente en laboratorios y en operaciones de simulación y está siendo sometido a pruebas piloto, pero aún no fue desplegado en operaciones de campo de gran escala.

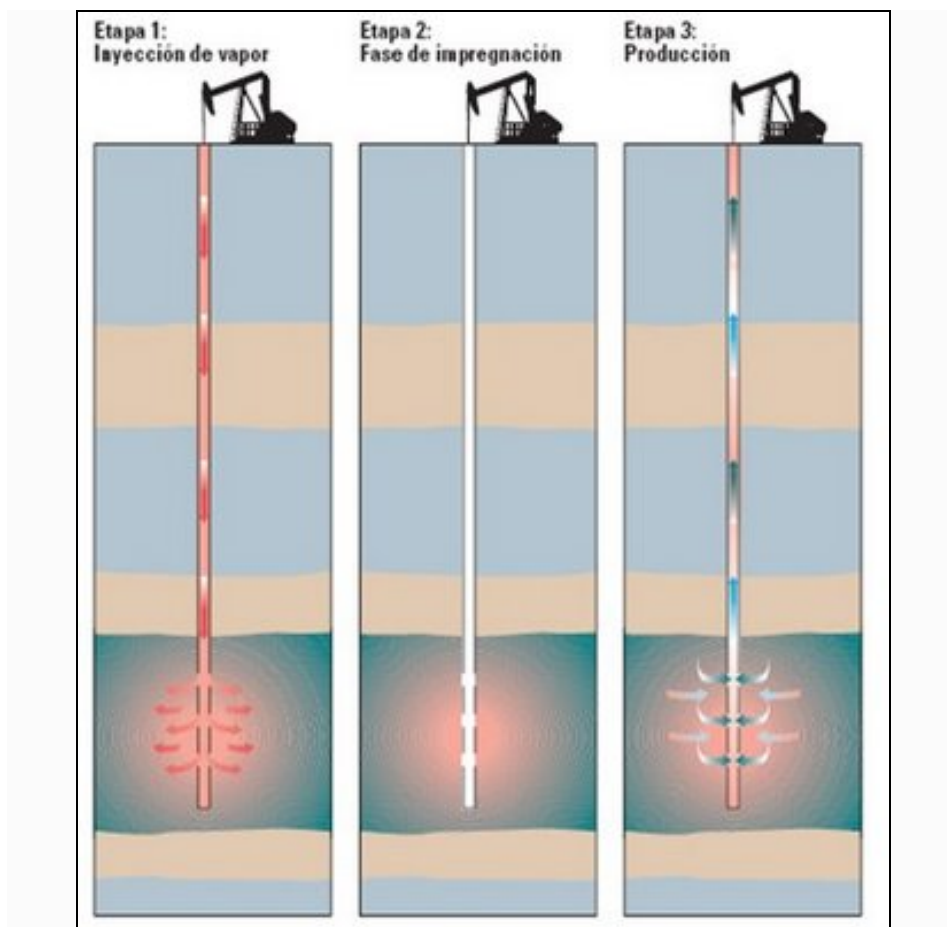
2.2.2. Métodos termales

Los métodos termales, poseen ventajas y limitaciones. Los factores de recuperación son más elevados que en el caso de los métodos de producción en frío—con excepción del método de minería pero también lo son los costos asociados con la generación de calor y el tratamiento del agua.

a) Estimulación cíclica por vapor de agua (CSS)

La estimulación cíclica por vapor de agua (CSS), también conocida como impregnación con vapor o inyección intermitente de vapor, es un método consistente en un solo pozo que se aplica en etapas. Primero, se inyecta vapor. Luego, durante el período de impregnación o espera, el petróleo se calienta. Por último, se producen y separan el petróleo y el agua calentados y el proceso se reitera. El método permite obtener factores de recuperación de hasta 30%, posee regímenes de producción iniciales altos y funciona bien en yacimientos apilados o estratificados. El Campo Cold Lake, situado en Alberta, Canadá, es un ejemplo de aplicación del método CSS. **(Ver Figura 7)**

FIGURA N°7
Estimulación cíclica por vapor de agua



Fuente: C. Curtis, R. Koper, E. Decoster, A. Guzman. "Heavy oil Reservoirs", Oilfield Review, 2

b) Desplazamiento por Vapor de Agua

El desplazamiento por vapor de agua, otro método termal, es un proceso de pozos múltiples. El vapor es inyectado en los pozos inyector, en una diversidad de esquemas de espaciamento y localización, y el petróleo es producido desde los pozos productores. El desplazamiento por vapor de agua permite lograr un factor de recuperación de hasta un 40% pero requiere buena movilidad entre los pozos para inyectar el vapor a regímenes efectivos. El Campo Duri situado en Indonesia, el Campo Kern River en California, y el Campo Pikes Peak en Lloydminster, Canadá, son algunos ejemplos.

c) SAGD

El método de drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD) funciona para petróleos extra pesados. Se perfora un par de pozos horizontales paralelos, situándose un pozo unos 5 a 7 m [16 a 23 pies] por encima del otro. El vapor inyectado en el pozo superior calienta el petróleo pesado, reduciendo su viscosidad. La gravedad hace que el petróleo movilizado fluya en sentido descendente, hacia el productor horizontal inferior. La comunicación inicial se establece entre el inyector y el productor mediante inyección de vapor, vapor cíclico o inyección de solvente. El factor de recuperación estimado para este método oscila entre 50 y 70%. No obstante, la estratificación de la formación puede incidir significativamente en la recuperación SAGD. El método SAGD se utiliza en muchos campos de Canadá, incluyendo los campos Christina Lake y MacKay River.

d) Combustión en Sitio

La combustión en sitio, también conocida en inglés como fireflooding, es un método de movilización de los petróleos de alta viscosidad. Se trata de un proceso de pozos múltiples en el que un frente de combustión iniciado en un pozo de inyección de aire se propaga hasta un pozo de producción. La combustión en sitio quema parte del petróleo y el calor reduce suficientemente la viscosidad del resto como para posibilitar la producción. El petróleo quemado, o residuo de la combustión, se deja atrás. La combustión mejora el petróleo crudo mediante el craqueo, o separación, de las moléculas pequeñas respecto de las grandes. En la mayor parte de los intentos de aplicación en el campo, se observó que el proceso era inestable. No obstante, en Rumania, la operación de

combustión en sitio de gran escala llevada a cabo en el Campo Suplacu, funciona desde el año 1964. Se están desarrollando nuevas tecnologías para estabilizar el frente de combustión, en el proceso de combustión en sitio. Por ejemplo, el método de inyección Toe-to-Heel (THAI), una marca registrada de Archon Technologies Ltd., utiliza una combinación de inyector vertical y productor horizontal. El método se encuentra actualmente en la etapa de prueba piloto de campo, en la Formación McMurray, cercana a Conklin, Alberta.

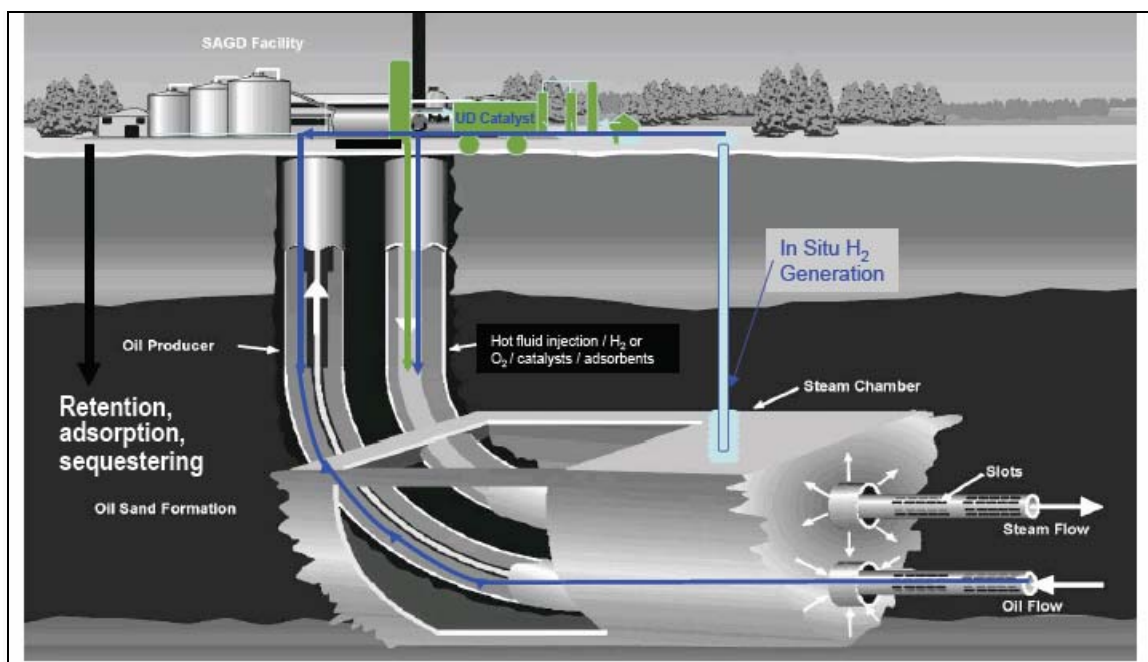
2.2.3. Estudios y ensayos efectuados en la actualidad

Las compañías que actualmente se concentran en la producción de petróleos convencionales están ingresando en el ámbito del petróleo pesado, uniéndose a otras empresas que producen petróleo pesado desde hace varias décadas. Por ejemplo la Cámara de Recursos de Alberta ha compilado un listado de los avances necesarios para permitir que la producción de las arenas petrolíferas alcance 5 millones de bbl/d [800,000 m³/d], o un 16% de la demanda norteamericana para el año 2030. La materialización de esta visión exigirá inversiones para introducir mejoras tecnológicas en los métodos de minería y recuperación en sitio y en métodos de mejoramiento. Por cada avance que se realiza hacia el mejoramiento de los métodos de recuperación de petróleo pesado, se presentan muchos caminos nuevos que señalan direcciones que necesitan más trabajo. En el área de caracterización de fluidos, los científicos están tratando de extraer más información acerca de la química del petróleo y la estructura de sus componentes a partir de la adquisición de registros y de mediciones de laboratorio. Y en las demás áreas como completación, producción y facilidades también se encuentran en constante investigación para producir los crudos pesados.

a) Diseño de catalizador y procesos catalíticos

Se trata de catalizadores a escala nano, los cuales serán reactivados en un rango de temperaturas, se dispersan en el yacimiento y luego son recobrados desde el crudo producido. Esta técnica separa la parte pesada de la liviana en el yacimiento. **(Ver Figura 8)**

FIGURA N°8
Diseño de catalizador y procesos catalíticos



b) Última generación en Perforación y Navegación precisa

Con herramientas de última generación con sensibilidad direccional de 360°, además de tener medidores electromagnéticos direccionales, distancia al límite de capa, interpretación y decisión en tiempo real. Se puede perforar de manera eficiente y contactar mayor área de reservorio, y reducir los costos de construcción de pozos por ser un pozo dirigido paralelo a la estructura o de acuerdo a la estructura del reservorio para poder optimizar la producción.

c) **Solvent Liquid Alternating Gas,**

Cuando no es posible la inyección de vapor cíclica, el cual es un proceso de estimulación donde se inyecta y se produce por el mismo pozo y no es necesario tener pozos en arreglos.

Además de los mencionados, se están realizando estudios en Canadá, Venezuela y Rusia, aquí se presenta algunos proyectos en marcha.(**Tabla 2**).

TABLA N°2

Proyectos a futuro en marcha para extracción de crudos pesados	
Proyectos en Marcha	
Proceso SLAG: Solvent Liquid Alternating Gas	
Aplicación de Solventes: C3, C4, mezclas de C6-C10, nafta, CO2	
SAGD win-down Strategy with solvent	
MS-CAGD: Multi-Stage Combustion Assited Gravity Drainage	
Experimentos de Drenaje Radial	
Experimentos en celdas de mercurio	
Experimentos en micromodelos	
Producción de yacimientos de bitumen con bolsones de agua	

2.3 **Pruebas de Presión**

El análisis e interpretación de pruebas de presión requiere resolver un problema inverso a partir del cual inferimos los parámetros del reservorio que se ajustan a una respuesta de presión y su asociación con un posible modelo de flujo. Esto implica conocer las ecuaciones de flujo, la formulación del problema con valor de frontera. Para ello se debe analizar, interpretar y validar las pruebas de pozos usando las técnicas más modernas de análisis. Esto incluye análisis simplificado log – log, análisis semi log, métodos de Curva Tipo, análisis específicos, Métodos de la Derivada, Convolución, Deconvolución. El uso y aplicación de programas comerciales de diseño en análisis e interpretación de pruebas de pozos han modernizado esta rama de la Ingeniería de Reservorios. Anteriormente el método curva tipo fue muy usado, pero ahora ya casi no se usa.

Ante el advenimiento del computador como instrumento de rutina en el análisis de pruebas de pozos. Las mismas operaciones y cálculos pueden ser efectuadas por el programa de análisis a mucha mejor precisión y en un tiempo relativo mínimo.

Método de análisis actual

- a) Uso de programa comercial de análisis de presiones.
- b) El uso de regresión lineal manual y la aplicación del método de Curva Tipo tradicional manual pueden introducir errores apreciables en el análisis e interpretación de pruebas de presión.
- c) Desde el punto de vista matemático el objetivo sigue siendo resolver un problema con valor frontera (“Boundary Value Problem”). Una vez obtenida la solución, analizarla, determinar períodos de flujo (análisis específico). Estudiarla (problema de unicidad de la solución) y en la práctica resolver el problema inverso.
- d) La aplicación del cálculo manual, está en desuso. Cálculo lento y poco preciso. La introducción del computador han hecho casi desaparecer el análisis manual. En especial durante la simulación y verificación de la prueba.
- e) Sin embargo, debido a las limitaciones en cuanto a número de soluciones (modelos matemáticos) de los programas comerciales, siempre es necesario una buena preparación, para poder efectuar el análisis e interpretación de la pruebas de pozos.
- f) Se debe utilizar toda la información del sistema pozo-yacimiento disponible.

- Historia de producción y de pruebas.
- Datos de completación del pozo.

- Datos de PVT.
 - Datos e información de geología.
 - Datos de geofísica.
 - Información de registro de formación.
 - Datos petrofísicos.
- g) El uso de Convolución y Deconvolución es nuevo, cuando el efecto de llene no es constante. Esta es la principal limitación de las curvas tipo desarrolladas hasta ahora (CD =constante).
- h) Muchas veces, aun con información del sistema conocido y la aplicación de programas comerciales, se presentan resultados ambiguos en el análisis e interpretación de la prueba, y sólo la aplicación de un análisis integrado, podría reducir o eliminar el problema de unicidad de la solución e identificar aproximadamente el modelo pozo-yacimiento, conocida la solución al problema, $p = p(t)$ (problema inverso).
- i) El uso de herramientas de cierre en el fondo del pozo ha permitido usar el modelo de Curva Tipo, de coeficiente de llene constante, en forma bastante aceptable.
- j) Los sistemas expertos y las redes neurales, son algunos de los campos de investigación más recientes en el análisis e interpretación de pruebas de pozos.

2.3.1 Drill Stem Test (Pruebas de presión DST).

Un DST es un procedimiento para realizar pruebas en la formación a través de la tubería de perforación, el cual permite registrar la presión y temperatura de fondo y evaluar parámetros fundamentales para la caracterización adecuada del yacimiento. También se obtienen muestras de los fluidos presentes a condiciones de superficie, fondo y a diferentes profundidades para la determinación de sus propiedades; dicha

información se cuantifica y se utiliza en diferentes estudios para minimizar el daño ocasionado por el fluido de perforación.

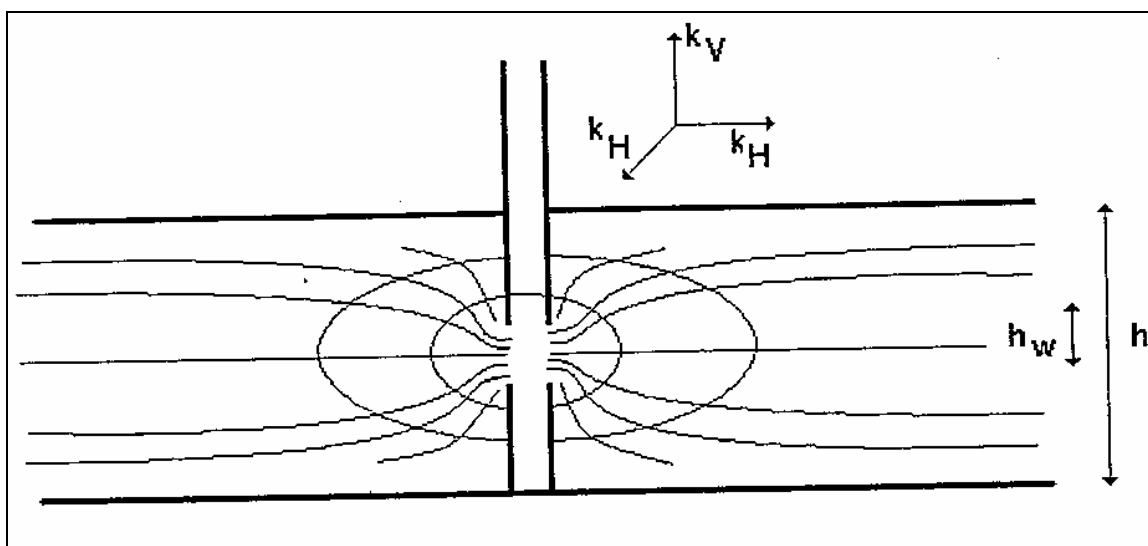
2.3.2 Prueba de Presión de penetración Parcial

El enfoque técnico-económico para diseñar pruebas de presión de penetración parcial en pozos de crudos pesados en la selva peruana resulta crítico, y más aún si consideramos la característica de los fluidos como la alta viscosidad y bajo API, además se debe tener en cuenta los costos involucrados en la perforación y la completación del pozo ya que estos pozos se encuentran en lugares de difícil acceso, lo cual implica que estas operaciones debe realizarse en forma segura, eficaz y efectiva, principalmente en lo que se refiere a los costos totales de la prueba. La interpretación de la prueba de presión de penetración parcial resulta ser la principal fuente de información que nos permitirá conocer el comportamiento dinámico de los yacimientos y sus propiedades tanto de roca y de fluido, en este caso resulta de vital importancia conocer la permeabilidad vertical, permeabilidad horizontal e índice de anisotropía. Por lo tanto, resulta de vital importancia un planeamiento adecuado desde el diseño de la sarta de prueba hasta la interpretación de los resultados, desde el fondo del pozo hasta el quemador de superficie.

Los objetivos de las pruebas de pozo de penetración parcial dependen de consideraciones técnicas, operacionales, logísticas y de compatibilidad de equipos; así como, del comportamiento real del reservorio. Por ello, el hecho de cumplir satisfactoriamente con todos estos objetivos puede conllevar a optimizar los tiempos de operación y reducir apreciablemente los costos.

Cuando se abre una parte de la zona productiva se dice que el pozo esta penetrado parcialmente. La superficie del contacto entre un pozo y el reservorio es reducida, el pozo es parcialmente perforado, esta condición es caracterizada como si se hubiese realizado un daño positivo, denominado comúnmente pseudo skin. La razón de penetración es definida por la relación H_w/H ; donde H_w es intervalo perforado y H es espesor total. Además K_v y K_h son definidas como la permeabilidad horizontal y vertical respectivamente. En un pozo penetrado parcialmente, después del flujo radial muy cerca al intervalo perforado, una línea de flujo tanto horizontal como vertical se establece hasta que las fronteras, tanto tope o base del reservorio son alcanzados. Un flujo esférico puede entonces ser observado antes de que el flujo se torne totalmente radial en toda la extensión del espesor del reservorio. La figura N°9 muestra esta situación.

FIGURA N°9
Diseño de Pozo con penetración parcial



Fuente: Adalberto, José R., Dias, Joao B. "Avaliacao das Formacoes".

Para el desenvolvimiento del flujo esférico la caída de presión en el pozo es:

$$\Delta P_{wf} = \frac{9.515qB\mu}{k_s r_s} - \frac{287.6qB\mu\sqrt{\phi\mu c_t}}{\sqrt{tk_s^{3/2}}} \quad (2.1)$$

Donde

- K_s :** permeabilidad esférica. (mD)
 q : Caudal (MMPCD)
 B : Factor de volumen de formación (PC/PCS)
 μ : Viscosidad (cP).
 c_t : Compresibilidad total (PSI⁻¹).

Donde K_s :es la permeabilidad esférica definida como:

$$K_s = \sqrt[3]{k_x k_y k_z} \quad (2.2)$$

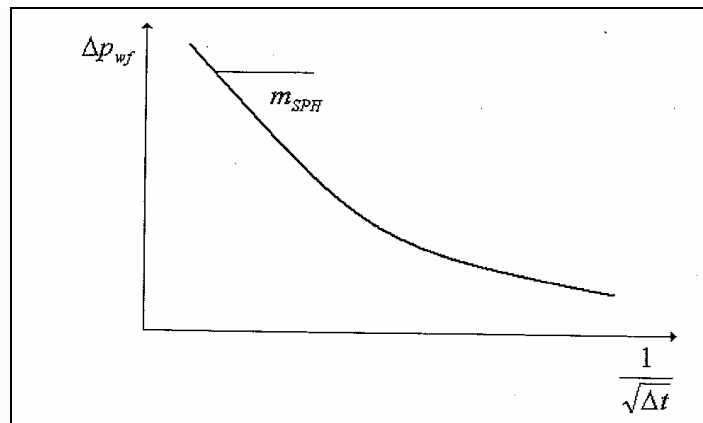
Donde:

- K_x :** permeabilidad en el eje X. (mD)
 K_y : permeabilidad en el eje Y. (mD)
 K_z : permeabilidad en el eje Z. (mD)

Si realizamos un gráfico de caída de presión en el pozo versus el inverso de la raíz cuadrada del tiempo, una línea recta de inclinación m_{SPH} representa el comportamiento durante el régimen esférico, conforme se muestra en **la Figura N°10** a continuación.

GRÁFICO N°10

Gráfico Cartesiano – Pozo con penetración parcial



Fuente: Adalberto, José R., Dias, Joao B. "Avaliacao das Formacoes".

La permeabilidad k_s puede ser estimada por la siguiente ecuación:

$$k_s = \left(\frac{287.6qB\mu\sqrt{\phi\mu c_t}}{m_{SPH}} \right)^{2/3} \quad (2.3)$$

Donde

m_{sph} : línea recta de inclinación.

Si conocemos la permeabilidad horizontal, la permeabilidad vertical podrá ser definida por la siguiente ecuación:

$$\frac{k_v}{k_H} = \left(\frac{k_s}{k_H} \right)^3 \quad (2.4)$$

Donde:

K_v : permeabilidad vertical. (mD)

K_H : permeabilidad horizontal. (mD)

K_s : permeabilidad esférica. (mD)

En la ecuación de flujo esférico, lo arreglamos como una forma de ecuación del tipo:

$$\Delta P_{wf} = A(\Delta t)^{1/n} + B \quad (2.5)$$

En este caso, $1/n = -1/2$. Haciendo la derivada de la ecuación de arriba en relación al logaritmo, tenemos:

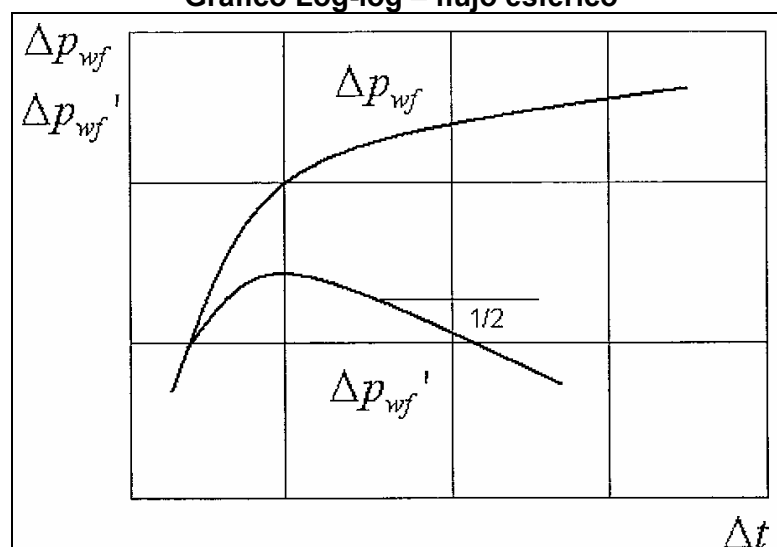
$$\Delta P_{wf}' = \frac{dP}{d \ln \Delta t} = \Delta t \frac{dP}{d\Delta t} = \frac{A(\Delta t)^{-1/2}}{2} \quad (2.6)$$

Y en una escala log-log

$$\text{Log} \Delta P_{wf}' = -\frac{\log \Delta t}{2} + \log A \quad (2.7)$$

Si trazamos un gráfico log-log, tenemos una línea recta con inclinación de $-1/2$ para la derivada de la presión durante el régimen esférico, conforme se puede observar en la siguiente figura.

FIGURA N°11
Gráfico Log-log – flujo esférico



Fuente: Adalberto, José R., Dias, Joao B. "Avaliacao das Formacoes".

2.3.3 Estudio de la permeabilidad

La permeabilidad es la propiedad que posee la roca para permitir que los fluidos se muevan a través de sus poros, independientemente del tipo que sean (a excepción del gas). La permeabilidad determina el comportamiento del yacimiento y del pozo, pero el término puede referirse a muchos tipos de mediciones, por ejemplo, la permeabilidad puede ser absoluta o efectiva, vertical, horizontal o en cualquier otra dirección, debido a que la misma se define como un tensor. Debido al carácter vectorial de la permeabilidad y considerando que sólo el periodo inicial de flujo radial es desarrollado en la mayoría de las pruebas, las estimaciones de permeabilidad están basadas principalmente en valores de permeabilidad radial vertical.

La anisotropía constituye uno de los factores que tienen mayor influencia en el comportamiento de la producción de pozos horizontales. Esta es la razón por la que se considera como uno de los principales problemas en la interpretación de las pruebas de pozos horizontales. Las permeabilidades horizontal y vertical se pueden calcular de muchas maneras:

a) Análisis especial de núcleos.

Los métodos más comunes son la utilización de un permeámetro en núcleos direccionales, así como métodos estadísticos, según los cuales la permeabilidad horizontal es el promedio aritmético de las permeabilidades de la muestra ($\sum k_i h_i / \sum h_i$) y la permeabilidad vertical, es el promedio armónico ($\sum k_i^{-1} h_i / \sum h_i$)-1. La determinación de este tipo de permeabilidades es muy importante en los yacimientos, porque

de ellas depende la buena ejecución de un levantamiento artificial por gas y del buen desarrollo de la producción del yacimiento así como la viabilidad de los procesos de recuperación secundaria y terciaria. Por ejemplo, al comienzo de la vida de un yacimiento, la principal preocupación es la permeabilidad efectiva horizontal promedio del petróleo o del gas, puesto que esta controla la productividad y el diseño de completación de cada uno de los pozos. Sin embargo, mas tarde, la permeabilidad vertical pasa a ser importante debido a su efecto en la conificación de gas y agua, así como en la productividad de pozos horizontales y multilaterales.

La información acerca de la permeabilidad en la región vecina al pozo se obtiene habitualmente a partir de datos de núcleos, registros de resonancia magnética nuclear (RMN). Estos datos reflejan las condiciones existentes a unas cuantas pulgadas de distancia del pozo, los cuales son útiles, pero es necesario contar con valores de permeabilidad a una escala mucho más grande para representar la heterogeneidad del yacimiento. Los estudios de modelado de yacimiento, los modelos geoestadísticos y los bloques de las cuadrículas de simulación de yacimientos requieren mediciones de la permeabilidad horizontal hasta distancias que oscilan entre décimos y cientos de pies dentro de la formación. Se necesitan además los correspondientes valores de la permeabilidad vertical. La falta de valores verticales confiables a menudo conduce al ajuste de las permeabilidades verticales de los bloques de las cuadrículas, utilizadas como parámetros de ajuste histórico durante la simulación de yacimientos. **(Ver Figura 12)**

FIGURA N°12
Aparatos de Laboratorio para Análisis especial de núcleos

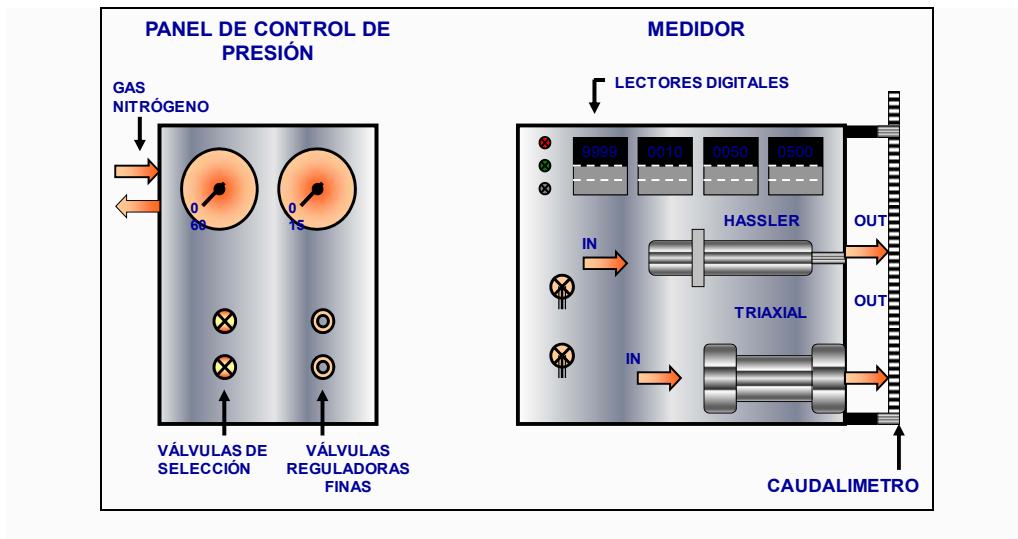
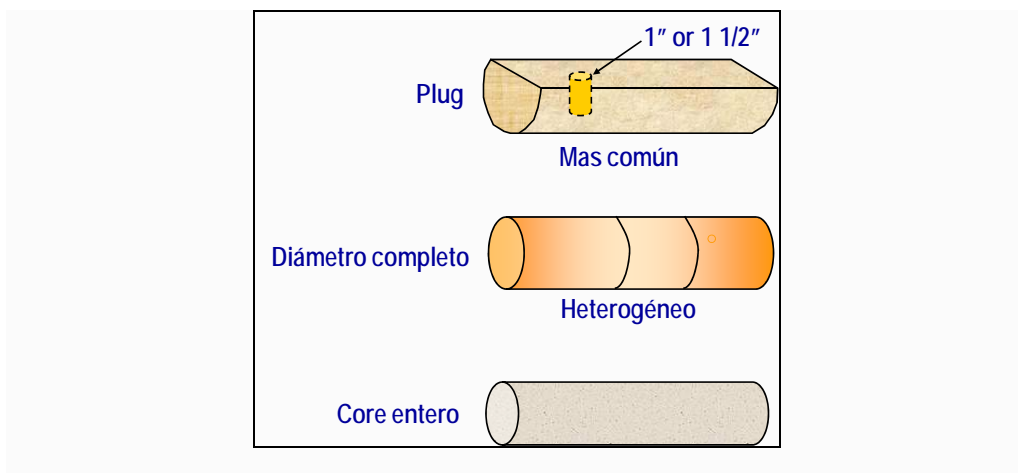


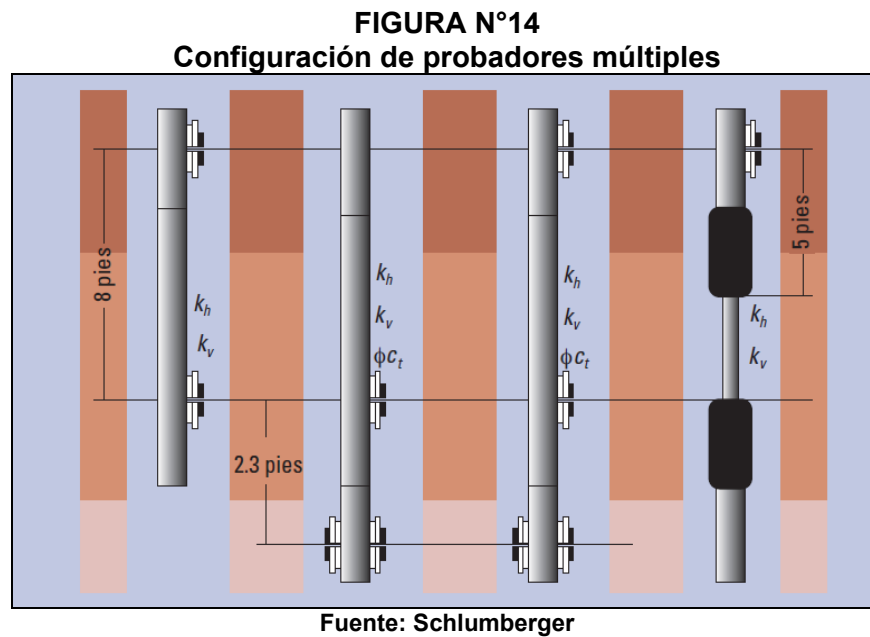
FIGURA N°13
Cortes a los núcleos para ensayos de laboratorio



b) Probadores de fondo

Para obtener las mediciones de permeabilidad horizontal y vertical, se utilizan los Probadores de fondo, donde se produce un volumen de fluido de formación. La tasa de flujo precisa, controlada en superficie, se registra para la interpretación de los datos de presión. Los modernos probadores de formación operados a cable aportan conocimientos especiales acerca de la dinámica de los yacimientos que ninguna otra herramienta puede captar. A través de múltiples pruebas de presión

transitoria (variaciones de presión) estos probadores pueden ofrecer una evaluación efectiva sobre los tipos de permeabilidad. **(Ver Figura 14)**

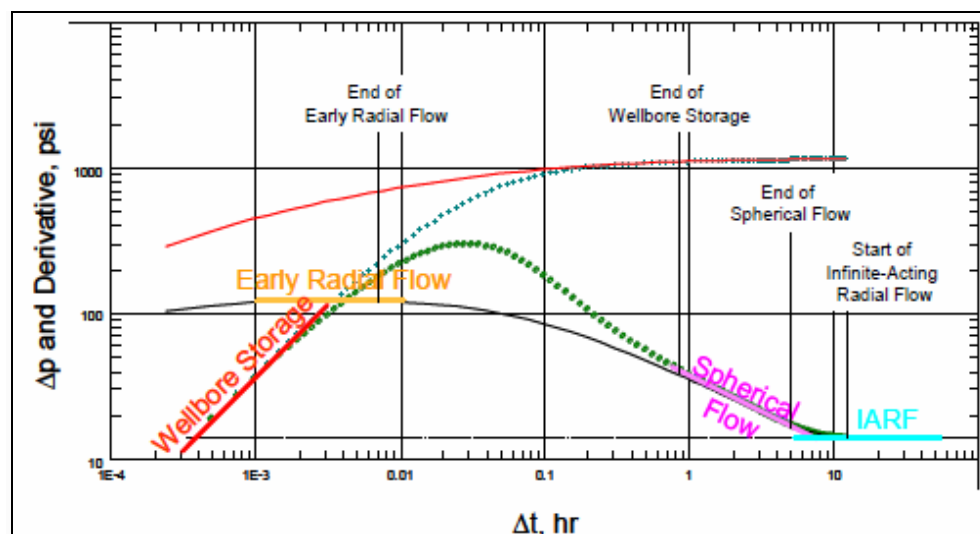


c) Ensayos de presión mediante penetración parcial.

La permeabilidad se puede obtener de análisis de núcleos y de registros, pero esta información a veces es incompleta o puede ser no representativa de las propiedades a condiciones de reservorio y los probadores de fondo resultan ser muy caros. Entonces otro método para obtener la permeabilidad vertical y horizontal in situ es mediante el análisis de los transientes de presión (pressure transiente), pero solo perforando una pequeña zona; a esto se le llama: Prueba de presión de penetración parcial el cual induce un régimen temporal de flujo semiesférico, y eventualmente mide la permeabilidad horizontal, vertical y el índice de la anisotropía; puesto que estos factores son críticos ya que intervienen en el cálculo del índice de productividad de pozos horizontales. Además de analizar la secuencia de todos los regímenes del flujo que ocurran. **(Ver Figura 15)**

FIGURA N°15

Interpretación de prueba de penetración parcial



2.3.4 Anisotropía

La anisotropía se puede definir como la relación matemática entre la permeabilidad horizontal y vertical. Un manejo eficaz del yacimiento depende del conocimiento no solo de la permeabilidad horizontal promedio, sino también de la distribución lateral y vertical de la permeabilidad, así como de la conductividad de las barreras impermeables. En algunos pozos sería ideal una elevada permeabilidad vertical, para facilitar el proceso de levantamiento por gas, para que la capa inyectada en la parte superior del yacimiento, logre empujar efectivamente al crudo hacia abajo y se pueda lograr la extracción del mismo, en otros en cambio, la horizontal sería la ideal.

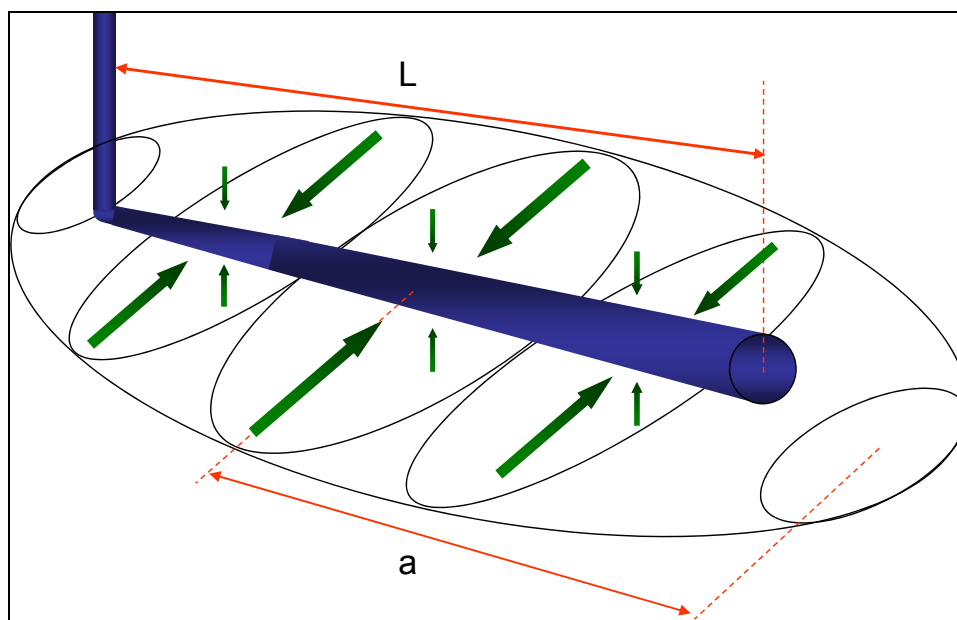
Es sabido que en muchas sustancias la medida de los índices de refracción es distinta para cada dirección del espacio, de tal manera que se pueden detectar ciertas diferencias en función de la cara que recibe la luz y de la trayectoria que ésta lleve. Queda claro pues, que las propiedades

estructurales de la materia son dependientes de la dirección en que se observen. A este hecho se le denomina Anisotropía.

2.4 Producción en Pozos Horizontales

Los pozos horizontales han probado ser una buena alternativa para incrementar la producción y reservas de los yacimientos de petróleo. Han probado ser una técnica muy apropiada para reservorios de poco espesor o de buena permeabilidad vertical (K_v). Un pozo horizontal de longitud L penetrando un reservorio con una permeabilidad horizontal (K_h) y vertical (K_v) crea un modelo de drenaje que es diferente al de un pozo vertical. La figura 16 muestra un modelo de drenaje elipsoidal, donde el eje largo del drenaje elipsoidal a , está relacionado al largo del pozo horizontal. (Ver Figura 16)

FIGURA N°16
Modelo de drenaje formado alrededor del pozo horizontal



Fuente: Economides, Michael., Hill, Daniel., "Petroleum Production System".

De particular importancia en la producción de los pozos horizontales es la relación permeabilidad horizontal-vertical. Cuanto más grande sea la permeabilidad vertical, más alto es el índice de productividad de los pozos

horizontales y viceversa, lo cual puede resultar en pozos horizontales no atractivos.

Algunas veces ignorado, pero muy importante, es la anisotropía de permeabilidad en el plano horizontal. Un pozo perforado perpendicular a la mayor permeabilidad horizontal puede ser el mejor productor, que uno perforado en cualquier arbitraria dirección y más aun a la menor permeabilidad horizontal. Ambas mediciones siempre son antes de perforar un pozo y pueden ser hechas en un pozo vertical piloto. Una de las formas de medir la anisotropía de la permeabilidad horizontal, es a partir de los esfuerzos máximos y mínimos medidos en el pozo piloto, que usualmente coinciden con la máxima y mínima dirección de permeabilidad horizontal. Así un pozo horizontal, que no requiere una fractura hidráulica, Joshy y Economides (*) desarrollaron una ecuación de flujo que relaciona el estado estable en el plano horizontal y pseudoestable en el plano vertical:

$$q = \frac{k_{hh}\Delta p}{141.2B\mu \left(\ln \left\{ \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right\} + \left(\frac{I_{ani}h}{L} \right) \ln \left[\frac{I_{ani}h}{r_w(I_{ani} + 1)} \right] \right)} \quad (3.1)$$

Donde:

- K_H :** permeabilidad horizontal. (mD)
- q :** Caudal (MMPCD)
- B :** Factor de volumen de formación
- μ :** Viscosidad (cP).
- c_t :** Compresibilidad total (PSI⁻¹).

(*) Economides, Michael. Hill, Daniel. "Petroleum Production System", página 33.

Sada D, Joshi. "Horizontal Well technology", página 46.

α : Eje principal de drenaje elipsoidal.
 L : Longitud de pozo horizontal.
 I_{ani} : permeabilidad anisotrópica horizontal-vertical.
 I_{ani} está dado por:

$$I_{ani} = \sqrt{\frac{k_H}{k_V}} \quad (3.2)$$

Donde:

K_H : permeabilidad horizontal. (mD)
 K_V : permeabilidad vertical. (mD)

En la ecuación 3.1, a es el eje más largo de drenaje elipsoide formado por el pozo horizontal de longitud L . La expresión para este elipsoide es:

$$a = \frac{L}{2} \left\{ 0.5 + \left[0.25 + \left(\frac{r_{eH}}{L/2} \right)^4 \right]^{0.5} \right\}^{0.5} \quad \text{para } L/2 < 0.9 r_{eH} \quad (3.3)$$

De la ecuación (3.1) se infiere que mientras el índice de anisotropía se reduce (K_V es más grande), el índice de productividad se incrementa, lo cual se manifiesta en un aumento de la producción con un menor drawdown efectivo; esto a su vez contribuye con retardar los problemas de conificación de agua o producción de arena.

CAPÍTULO 3

Descripción de los Yacimientos de Crudo Pesado en la Selva Norte Peruana.

El área de estudio 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 (Campo Ishpingo –Tambococha – Tiputini) y Lote 16 que corresponden a la Cuenca Oriente y a los campos colombianos que corresponden a la cuenca Putumayo. **Según Figura N° 17.**

FIGURA N°17
Áreas en producción y exploración, Cuencas MOP (Marañón, Oriente y Putumayo)

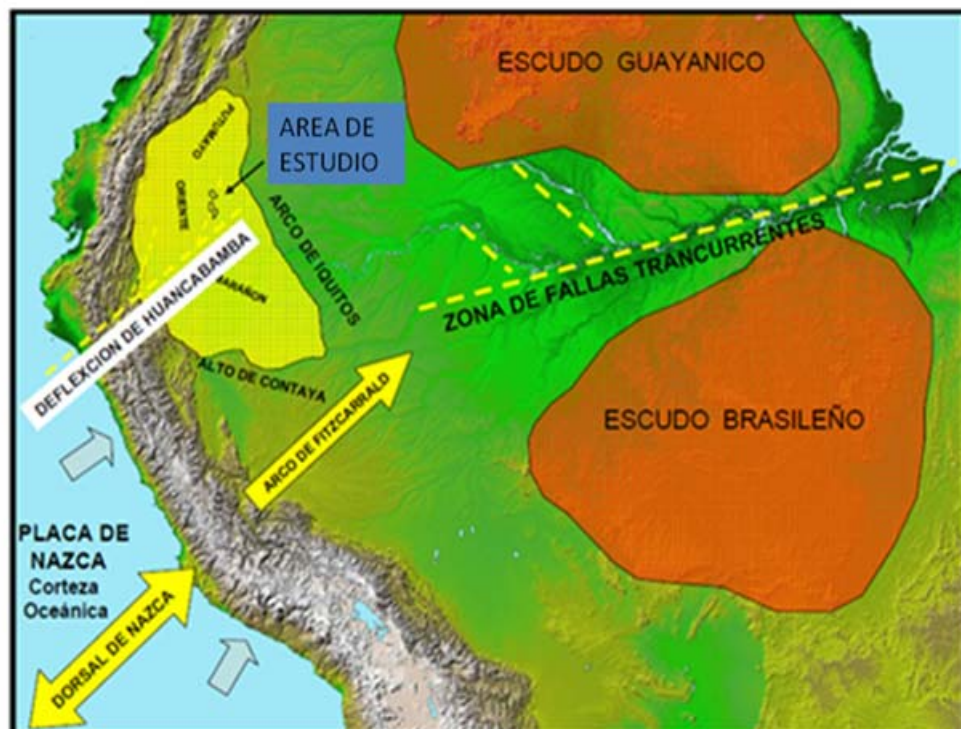


El área de estudio cuenta actualmente con 08 pozos perforados, todos han demostrado la existencia de petróleo, y se han definido a través de sísmica más de 40 prospectos estructurales y “leads”. Estos prospectos muestran sellos estructurales en los horizontes Vivian, Chonta y Basal Tena o Casa Blanca.

3.1 Geología, Estratigrafía y Geología estructural.

La cuenca Marañón está localizada en la selva Amazónica en el Noreste del Perú. Esta cuenca, que abarca un área de más de 200,000 Km², se encuentra situada entre la Cordillera Andina y el escudo de Guyana. La Cuenca Marañón, en conjunto con las cuencas Oriente de Ecuador y Putumayo de Colombia, forman un centro de relleno sedimentario (cuenca MOP en la Literatura) que es una parte importante de la cadena de cuencas denominadas sub-andinas. Estas cuencas se extienden a lo largo del continente desde Argentina por el sur, hasta Venezuela por el norte. **Ver la figura N°18.**

FIGURA N°18
Cuencas Marañón, Oriente y Putumayo



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 rodeado por pequeños pliegues en la vecindad.

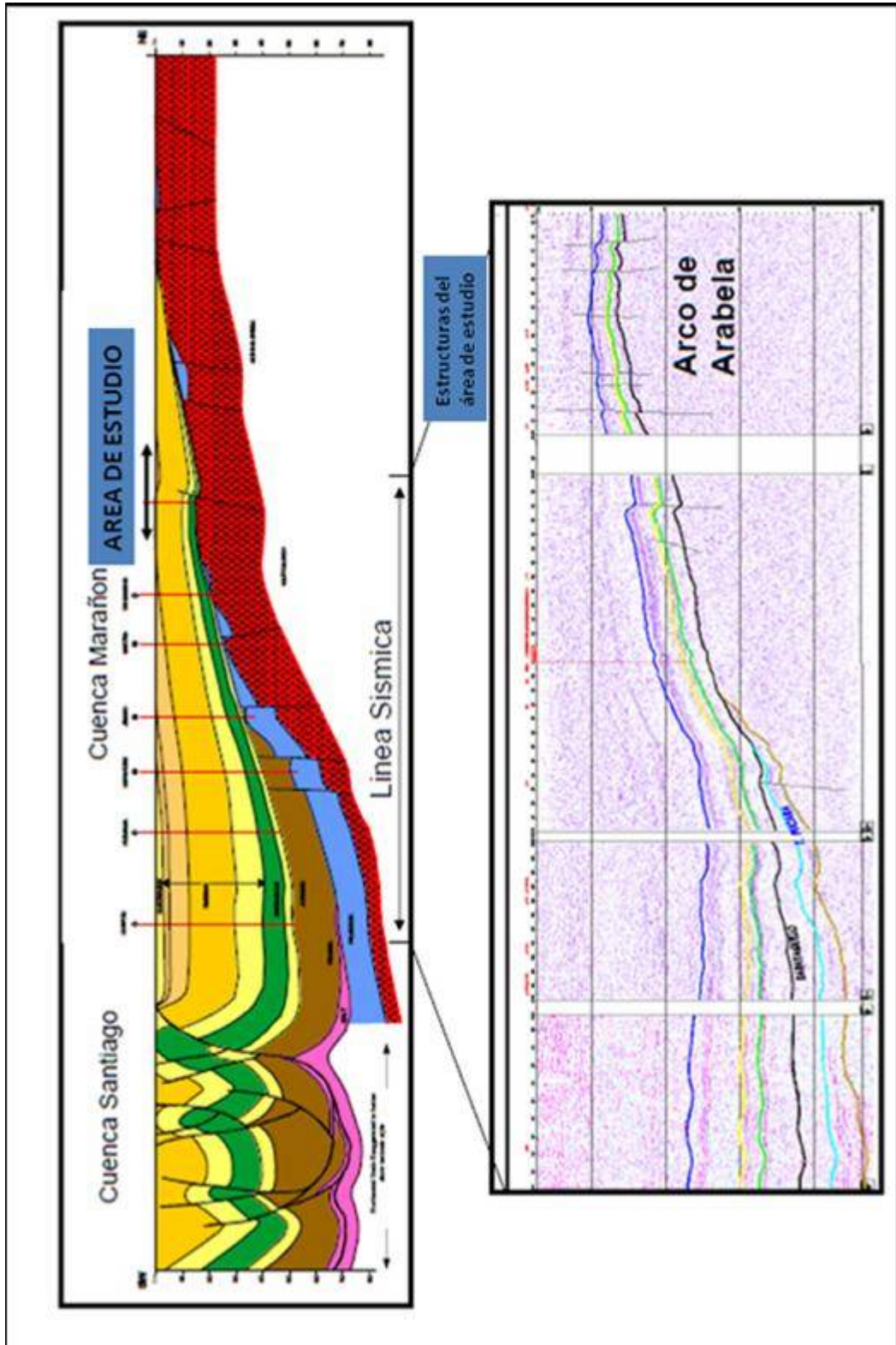
El yacimiento Chonta perteneciente al Cretáceo superior, es una estructura anticlinal, se caracteriza por su forma simétrica y un suave buzamiento. El reservorio se encuentra conformado de areniscas en un sistema de deposición de barras marinas, cuerpos elongados paralelos a la línea de costa, en un sentido NO-SE. (**según la Figura N° 19**). Las pruebas de pozos mostraron petróleo en las formaciones Chonta, Vivian y Basal Tena o Casa Blanca. El crudo encontrado tiene una gravedad del orden de 10° a 15°. 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 1000 millones de barriles.

3.2 Petrofísica

En la cuenca Marañón-Oriente-Putumayo, existe una variación de la salinidad del agua de formación y por lo tanto las resistividades del agua ("Rw") no solamente de un campo a otro, sino también de formación a formación, inclusive dentro de la misma formación y/o miembro de una formación. Obviamente, eso complica mucho el análisis de los registros eléctricos de los pozos, específicamente la identificación de la saturación móvil de hidrocarburos y los espesores netos saturados de petróleo. La baja resistividad se da por factores mineralógicos (Ejemplo la presencia de pirita, glauconita, bioturbación, etc.) y por efecto de areniscas delgadas, es complicado calcular el espesor neto saturado de petróleo.

(*) Plan Inicial de Desarrollo – Barrett Resources Perú LLC.

FIGURA N°19
Corte desde la Cuenca Santiago a la cuenca Marañón, con una línea sísmica



El efecto mineralógico da como resultado la apariencia de un supuesto contacto agua-petróleo, por efectos capilares, el cual en realidad no existe. Hay muchos ejemplos, como en la franja de crudo pesado en Ecuador (Ishpingo-Tambococha-Tiputini, Bloque 16 y Bloque 31), en Perú (Lote 67 y Lote 39) y en Colombia (campo Suroriente). En muchos casos, se visualiza la presencia de hidrocarburo en zonas más bajas de la estructura, demostrando claramente la no existencia de un contacto agua-petróleo. La historia de producción en algunos pozos presenta la no existencia de contactos agua-petróleo. Zonas no consolidadas también pueden dar la apariencia de una zona saturada de agua o un contacto de agua-petróleo. Hay varios ejemplos de este tipo en el Bloque 16 en Ecuador.

Es difícil analizar con certeza el espesor neto saturado de petróleo en el yacimiento Glauconítico de la Formación Chonta porque tiene areniscas muy delgadas, hasta laminadas y también cuenta con la presencia de glauconita y pirita. La falta de resolución suficiente en las herramientas de registros a hueco abierto afecta los cálculos del espesor neto saturado, pasando en algunos casos de conservador a nulo. El yacimiento Cetico de la Formación Chonta, presenta problemas para la evaluación debido a que la salinidad varía verticalmente, y adicionalmente de una manera distinta en cada pozo. También, se complica por el hecho que Cetico está ubicado debajo de los miembros superiores de Chonta que tiene fluidos de formación más salados y arriba del Agua Caliente que es un acuífero de agua dulce.

Debido a las incertidumbres enumeradas, para la evaluación se tiene que usar un modelo analítico que cuenta con un rango de información mucho más

amplio de lo normal. Los modelos y metodologías para la interpretación petrofísica son:

- Datos de gases de muestras de lodo,
- Datos de temperatura de alta resolución,
- Mediciones de presión MDT,
- Pruebas DST y ESP,
- Porosidad y saturación de núcleo
- Rípios de Perforación,
- Registros de hueco abierto, FMS y SHDT,

El modelo petrofísico clásico utiliza medidas de la densidad de la roca para derivar la porosidad (combinado con mediciones neutrónicas en intervalos de gas) y utiliza una distribución probabilística de lutita laminar-estructural para evaluar mejor el espesor neto saturado de petróleo de bajo contraste debido a intervalos potenciales de lutita laminares. Sin embargo, la mayor incertidumbre fue la determinación de la salinidad de agua de Formación, particularmente en el caso de Cetico, ya que éste se encuentra en la parte superior de la Formación Agua Caliente.

Indicadores de lutita fueron derivados de los registros de Rayos Gamma ("GR"), Resistividad y la diferencia entre los registros de Densidad y Neutrones. Se usó un promedio armónico de dichos indicadores para la entrada de datos en el cálculo de volumen de lutita. Los pozos indicaron variación vertical significativa en la salinidad de la formación, y las muestras de fluidos indicaron, frecuentemente, agua dulce. La medición de Potencial Espontáneo ("SP") fue usada para inferir agua de formación en sitio, junto con cálculos de resistividad aparente. Se tomó un acercamiento con el cual se asumió que las formaciones

exhibían salinidad relativa constante lateralmente a través de los pozos y campos de los cuales hubo información, y la variabilidad vertical de salinidad dentro de un pozo fue el proceso dominante. La Metodología Detallada de Interpretación fue la siguiente:

- Análisis de MDT.
- Temperatura de Yacimiento,
- Análisis de Registro de Gas,
- Datos de Porosidad de Núcleos,
- Datos de Saturación de Núcleos,
- Ripios de Perforación,
- Calibración del Volumen de arcilla de XRD, basado en análisis de núcleos,
- Determinación de la salinidad a través del registro SP, lodo filtrado y medidas de temperatura,
- Comportamiento de la Invasión a través del Registro AIT,
- Análisis de Espesores delgados utilizando el FMI/SHDT.

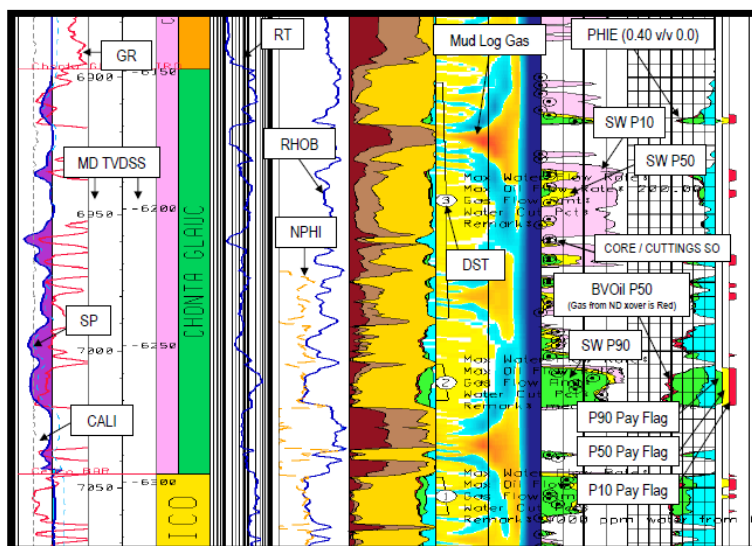
El modelo petrofísico se basa en el modelo “dual water” en el que existe dos formaciones, una movable y otra asociada con arcillas autógenas. Esto además incorpora propiedades eléctricas distintas asociadas con distribuciones de lutita. Las lutitas se distribuyen como granos estructurales dispersos, tienen una resistividad eléctrica mayor que si esa misma cantidad de lutita existiera como capas laminares. En muchos yacimientos las láminas de lutita pueden enmascarar la presencia de hidrocarburos ya que reducen la medición de resistividad eléctrica, generando que la mayor incertidumbre en volumen de hidrocarburo sea asociada con la distribución de volúmenes de lutita: estructural versus laminar.

Para efectos de la tesis, se usarán datos de un pozo representativo de la selva norte peruana que contiene los tres reservorios más importantes: Chonta, Vivian y Basal Tena o Casa Blanca. Para ello la evaluación petrofísica dio como resultado un espesor total neto de todos los reservorios de 204.6 pies, de los cuales 166.6 pies corresponden a espesor neto saturado de petróleo y 38.0 pies de espesor neto saturado de gas (*). Pruebas Iniciales de Producción (DST), confirmaron la presencia de hidrocarburos.

a) El yacimiento Cético de la Formación Chonta tiene un espesor neto saturado de petróleo de 86.5 pies. Los yacimientos Superior y Glauconítico de la Formación Chonta tienen 25.3 pies neto saturado de petróleo y 8.0 pies de espesor neto saturado de gas. La composición del gas muestra un alto contenido de nitrógeno que lo convierte en un hidrocarburo bajo en capacidad calorífica. (Las Figuras 20,21 y 22 presentan los registros de los reservorios).

Leyenda

Análisis de Registros



(*) Plan Inicial de Desarrollo – Barrett Resources Perú LLC

FIGURA N°20
Perfil eléctrico de Chonta Cetico

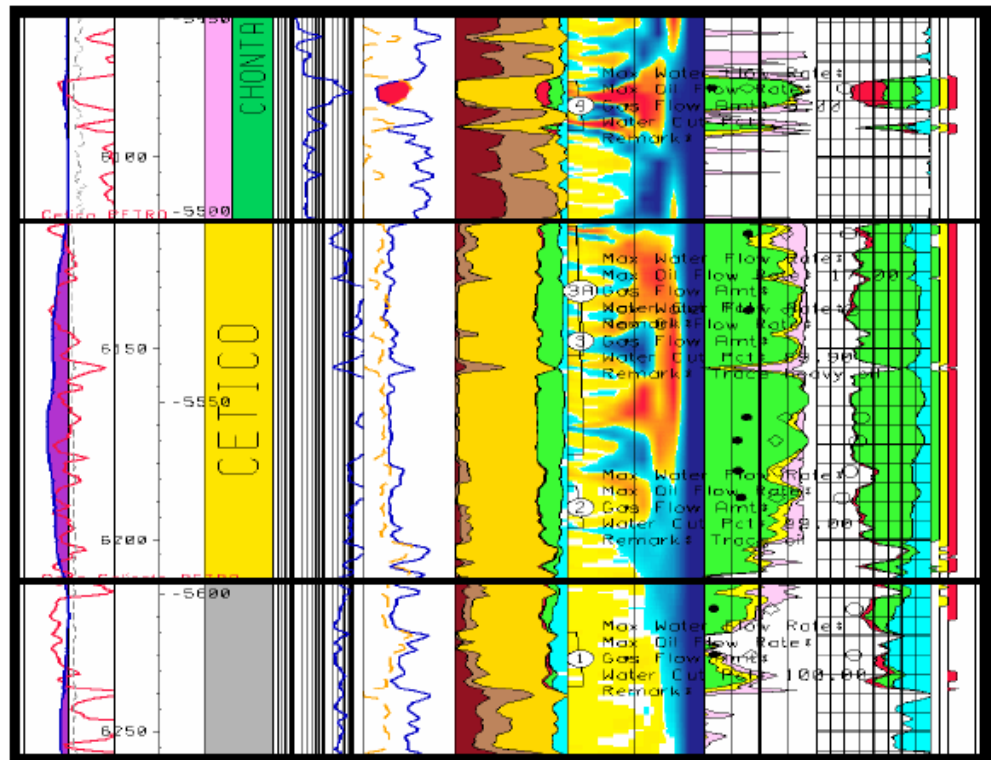


FIGURA N°21
Perfil eléctrico de Chonta Glauconítico

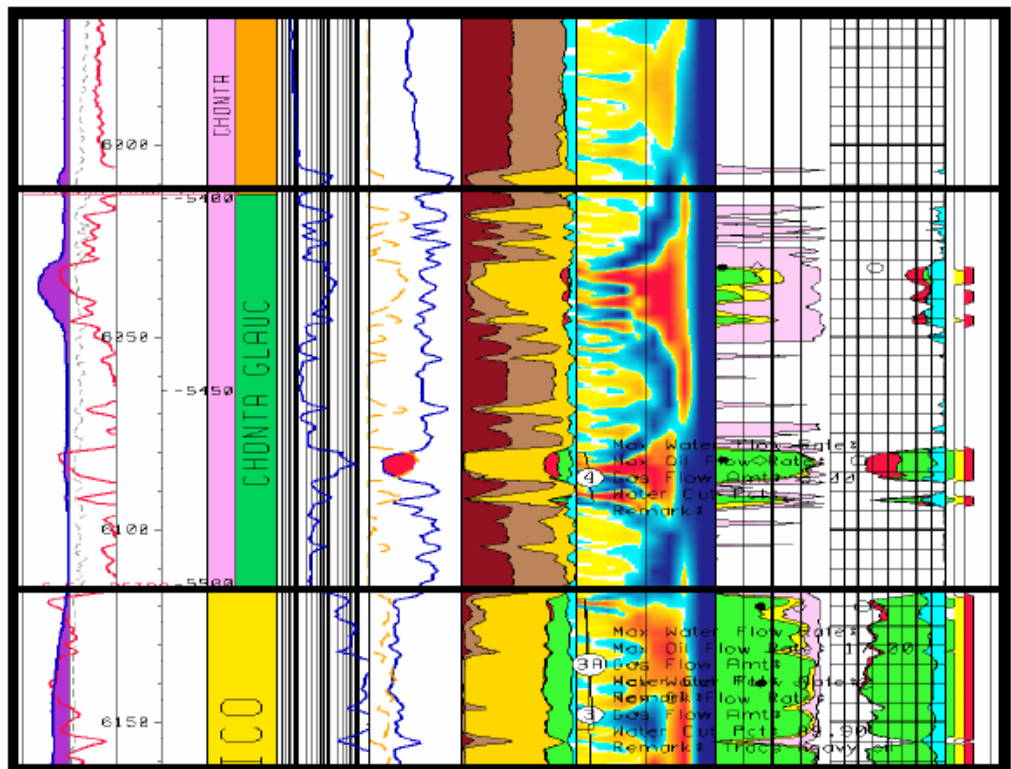
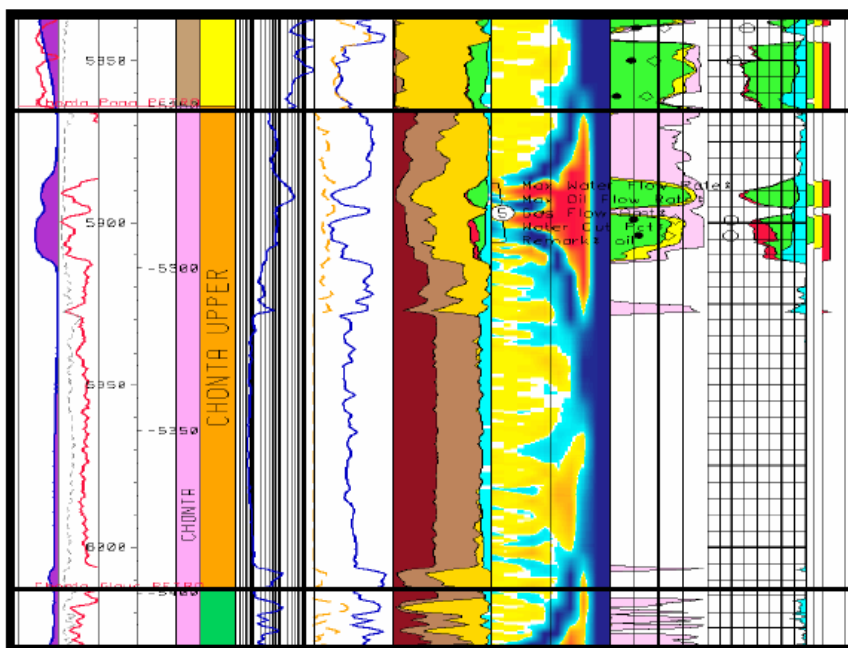
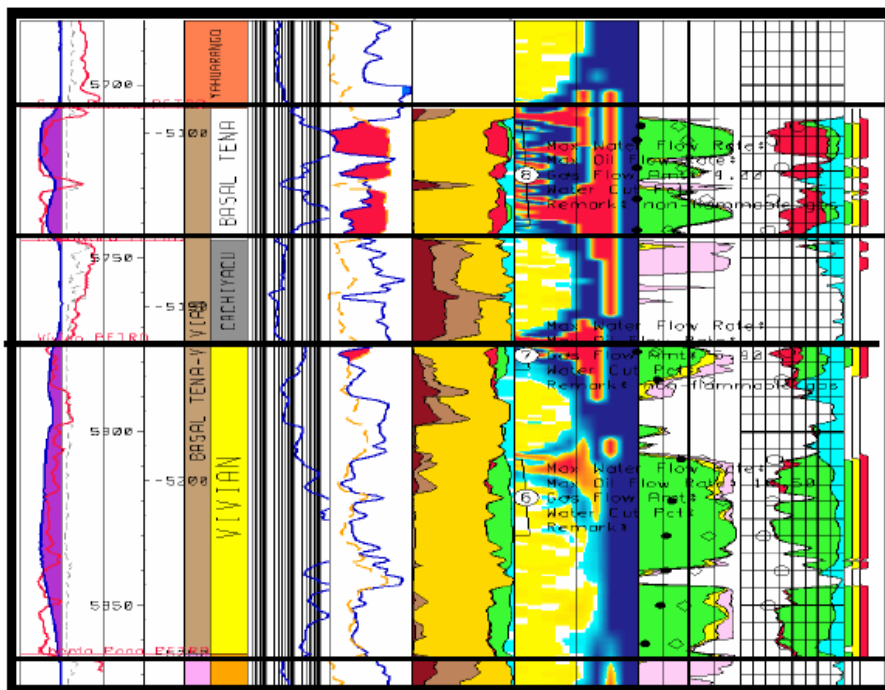


FIGURA N°22
Perfil eléctrico de Chonta Superior



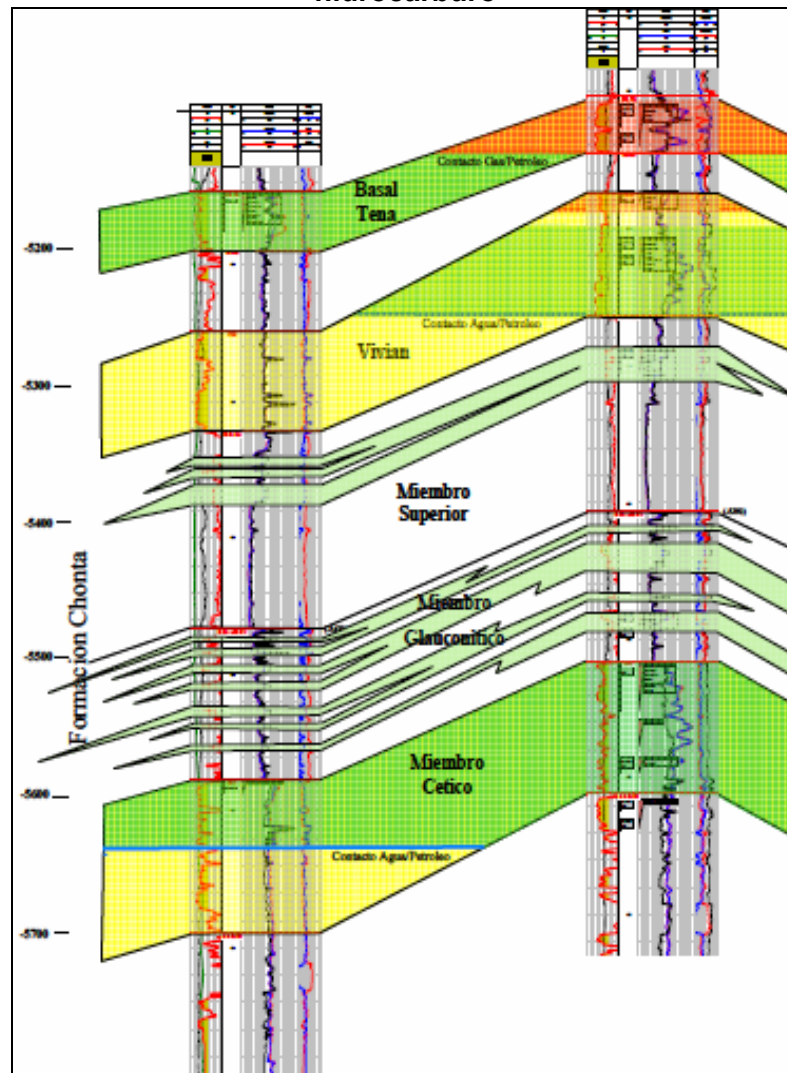
b) El espesor neto saturado de petróleo en la Formación Vivian es de 50.8 pies, presentando una arenisca masiva. En su parte superior tiene un espesor neto saturado de gas de 8.5 pies, de la misma calidad que la encontrada en el yacimiento Basal Tena. (La Figura 23, presenta el registro del yacimiento).

FIGURA N°23
Perfil eléctrico de Vivian y Basal Tena



c) Basal Tena tiene un espesor neto saturado de gas de 21.5 pies (La Figura 23, presenta el registro del yacimiento). La composición de gas de Vivian es idéntica a la de Basal Tena sugiriendo que pudieran ser partes de una columna continua y esta es presentada en la **Figura 24**. La reducción en resistividad hacia la base de Basal Tena es un efecto mineralógico y no un contacto.

FIGURA N°24
Corte esquemático entre los pozos mostrando distribución de hidrocarburo



d) El gas encontrado en Chonta y Vivian como gas libre no forma parte del sistema petrolífero de la zona, ya que estos reservorios típicamente contienen petróleo subsaturado. El gas encontrado presenta alto contenido de nitrógeno por lo que su capacidad calorífica es muy baja.

TABLA N°3
Resumen de propiedades petrofísicas

Yacimiento	Tope (pies)	Base (pies)	Net Pay (pies)	Porosidad (v/v)	Saturación Agua (v/v)
Basal Tena	5709	5745	21.5	0.227	0.212
Vivian	5774	5865	59.3	0.231	0.203
Superior y Glauconítico	5865	6116	33.3	0.204	0.252
Cetico	6116	6211	90.5	0.250	0.212

3.3 Propiedades de los fluidos

Para efectos del informe de suficiencia se tomaron muestras de fluidos de fondo de pozo representativos para la evaluación (*). Se dispone de 2 muestras, una para la zona Vivian y otra para la zona Chonta. Con estas muestras se realizaron estudios PVT en laboratorio. Adicionalmente, se dispone de datos PVT de la formación Basal Tena o Casablanca de otro pozo representativo de la zona. A continuación **La Tabla N°4** resume las propiedades de los fluidos de algunos Yacimientos de la selva norte.

TABLA N°4
Resumen de las muestras PVT

WELL	SAND	TEMP. (°F)	API	VISCOSITY (cp)	Pb (psi)	Boi (RB/Stb)	Coi (E-06/psi)
Buenavista 1X	Chonta	210	14.2	78.5	341	1.079	6.61
Buenavista 1X	Basal Tena/Casa Blanca	202	14.9	106.6	65	1.066	*
Delfin 2X	Chonta C.	228	*	178.9	*	*	*
Raya 3X	Chonta C.	195	10.5	346.2	223	1.073	8.44

El crudo pesado puede ser el resultado de varios factores: el tipo de kerógeno en la roca madre, el rango de madurez de la roca madre cuando el petróleo fue generado, y los efectos de la alteración. Una roca madre carbonata suele tener más azufre, lo que aumenta la viscosidad del crudo. El Petróleo derivado de una roca madre que apenas entra en la ventana de madurez suele estar empobrecido de hidrógeno con respecto al carbón.

(*) Plan Inicial de Desarrollo – Barrett Resources Perú LLC.

Petróleos que han sufrido una alteración por bacteria, suelen perder parte de la fracción liviana y sufrir un aumento en el porcentaje de asfaltenos, azufre y metales. El análisis de todos los petróleos de la faja de crudo pesado en la cuenca MOP indica que el proceso predominante en su formación ha sido la alteración por biodegradación.

Los petróleos que sufren una degradación por la actividad bacterial muestran una serie de características comunes, obvias en un análisis de cromatografía de gases del crudo total. El crudo de los dos campos muestra un perfil típico de crudos alterados por una biodegradación leve a moderado. Crudos que han pasado por un proceso de biodegradación de intensidad variable, suelen compartir ciertos atributos, tales como un aumento del porcentaje de azufre, metal y asfaltenos, pero en valores absolutos diferentes. Esto es típico de los campos de la selva peruana donde cada arenisca puede exhibir valores diferentes. Esto se debe al hecho que la bacteria fue introducida en los reservorios por agua meteórica, probablemente por un conducto tortuoso desde los afloramientos. De las capas aflorantes como el Cushabatay, el agua sube por medio de fallas que permite su comunicación con las capas portadoras de hidrocarburos. Si hay areniscas en el mismo pozo que exhiben varios grados de biodegradación, es porque no todos están en comunicación con las fallas que funcionan como vías de transmisión.

La Figura 25 muestra un análisis (assay) del crudo recuperado de la Formación Basal Tena en un pozo representativo de la selva norte. La Figura 26 muestra una tabla de las características de los crudos del Lote 67 y zonas aledañas. Los parámetros más importantes para los crudos pesados son los que limitan su capacidad de transporte o comercialización. En cuanto a su

transporte, la viscosidad en superficie es el factor determinante y está relacionado con el contenido de azufre y asfaltenos.

Figura N°25
Análisis (CRUDE ASSAY) del petróleo recuperado
Formación Basal Tena o Casa Blanca

ANÁLISIS (CRUDE ASSAY) DEL PETRÓLEO RECUPERADO DE LA FORMACIÓN BASAL TENA EN EL POZO PAICHE SUR 67-5-2X			
Analysis del Crudo del Pozo Paiche Sur 67-5-2X			
Test Method	Test Description	Result	Units
ASTM D240	Gross Heat of Combustion	16905	BTU / lb
	Net Heat of Combustion	15950	BTU / lb
ASTM D2890	Heat Capacity at 140°F	0.47	Btu/lb*degF
		1950	J/(kgK)
ASTM D2890	Heat Capacity at 200°F	0.48	Btu/lb*degF
		2029	J/(kgK)
ASTM D3230	Salt Content	47	lb / 1000 bbls
ASTM D4294	Sulfur	2.89	Wt %
ASTM D445 (IP 71S1)	Kinematic Viscosity at 28.7°C, 80°F	> 100,000	cSt
ASTM D445 (IP 71S1)	Kinematic Viscosity at 37.8°C, 100°F	20440	cSt
ASTM D445 (IP 71S1)	Kinematic Viscosity at 60°C, 140°F	3316	cSt
ASTM D445 (IP 71S1)	Kinematic Viscosity at 93.3°C, 200°F	322.2	cSt
ASTM D4530	Average Micro Carbon Residue	16.1	Wt %
ASTM D473 (IP 53)	Sediment by Extraction	0.11	Wt %
ASTM D482 (IP 4)	Average Ash @ 775°C	0.1232	Wt %
ASTM D 5191	Reid Vapor Pressure (RVP)	N/M	psia
ASTM D5291	Hydrogen	10.47	Wt %
ASTM D5708 Method B Mod	Sodium	57.5	ppm (mg / kg)
	Vanadium	417	ppm (mg / kg)
	Iron	19.2	ppm (mg / kg)
	Nickel	132	ppm (mg / kg)
ASTM D5762	Nitrogen	0.6952	Wt %
ASTM D6560 (IP 143)	Average Asphaltene Content	11.7	Wt %
ASTM D684 (IP 177)	Average Acid Number	0.27	mg KOH / g
ASTM D893 Method A	Pentane Insolubles	9.6	%
ASTM D893 Method A	Toluene Insolubles	1.6	%
ASTM D93 (IP 34) Method A	Corrected Flash Point	N/M	°C
ASTM D97 (IP 15)	Pour Point	18	°C
		64.4	°F
ASTM E203	Water Content	0.91	Wt %
ISM_ASTM HTSD	Boiling Point Distribution (High Temp)	See "Simdist" Sheets	
OS_WTC_HPLC_SARA	Solvent	Pentane	
	Saturates	24.71	Wt %
	Aromatics	33.61	Wt %
	Polars	21.01	Wt %
	Asphaltene Content	20.67	Wt %
UOP 163	Mercaptan Sulfur	48.6	ppm (Wt)
UOP 375	UOP Characterization Factor (K)	11.6	
UOP 46	Wax Content	1.0	Wt %

En cuanto a su comercialización, un contenido alto de sal y azufre puede limitar el acceso al ducto ya que estos parámetros están establecidos por contrato. Otro aspecto importante de la comercialización es el destino final

del crudo. Un contenido alto de Conradson Carbon Number, (estimado por el microcarbón) o de metales como Vanadio/Níquel perjudica los procesos de mejoramiento y limita las opciones de refinación. Los asfaltenos son moléculas complejas que contienen radicales de azufre, nitrógeno y oxígeno. La capacidad de comercializar el crudo también está vinculada con el porcentaje de asfaltenos, porque si el número es alto, indica que el crudo tiene menos contenido de los otros componentes (nafténicos, aromáticos y parafínicos) que proveen los productos más valiosos durante el proceso de refinación

Figura N°26
Tabla de atributos de los crudos de la zona de crudos pesados

Pozo	Reservorio	API Gravity (°API)	Pour Point (°F)	Pour Point (°C)	Vanadium (ppm)	Nickel (ppm)	Sulfur (wt%)	Asphaltene (wt%)	Iron (ppm)	Micro Carbon Residue (wt%)	Salt Content lb/1000bb ls
Dorado1	BT	14.20	14.1	-9.94				27.30			987.59
Dorado1	ChGl	15.10	12.2	-11.00	334	101.3		26.50	15.80		463.01
Dorado1	ChCt	15.90	8.6	-13.00	351	108		21.70	11.60		451.31
PaicheSur	BT	12.08	64.4	18.00	417	132	2.89	20.67	19.20	16.10	47.00
Pirana 1	ChGl	20.80					2.04				
Pirana 1	ChCt	21.14					2.13				
Pirana 1	ChCt	12.30					1.30				
Bartra		10.40	100	37.78	346	161	2.20	20.60	12.00	12.00	
San Jacinto		12.60	95	35.00	314	83	1.90	21.60	95.00	13.40	
Jibarito		10.30	55	12.78	294	108	2.00	19.30	24.00	15.36	1557.00
Blend		10.60			312	120	2.00	20.00	30.00	14.10	
Raya	Viv	11.70	48.2	9.00	480	139	2.65				16.22
Raya	Ch	10.70	69.8	21.00	502	147	2.83				16.28
Delfin	ChCt	16.00			393.4	99.5	1.90				
Delfin	AgCal	19.40			347.4	84.7	1.81				
ITT		14.70			510	144	2.60				

a) Propiedades de Fluidos de la Formación Chonta

De las muestras obtenidas, se observa que en Chonta Cetico, el petróleo es subsaturado, con una presión de burbuja baja, y bastante menor que la presión de reservorio (223 vs. 2345 psi)(*). Las Tablas N° 5 y N° 6 ilustran el ensayo de liberación diferencial realizado para la formación Chonta.

(*) Plan Inicial de Desarrollo – Barrett Resources Perú LLC.

b) Propiedades de Fluidos de la Formación Vivian

Adicionalmente al petróleo subsaturado, en algunos pozos se encontró una fase distinta en las Formaciones Basal tena o Casablanca y Vivian; se identificó contactos de gas, el cual es indicador de la existencia de una pequeña capa de gas en la Fm. Vivian por ejemplo, como consecuencia de tener una presión de burbuja ligeramente superior a la de reservorio

TABLA N°5
Propiedades PVT del Petróleo – Formación Chonta

Presión psi	Rs SCF/STB	Bo Bbl/STB	Viscosidad cP
2365	31	1.073	346.2
2147	31	1.075	331.4
1852	31	1.077	312.1
1553	31	1.079	293.4
1256	31	1.081	275.9
949	31	1.083	259.2
661	31	1.085	244.6
369	31	1.088	231.1
271	31	1.089	227
223	31	1.089	225.6
173	29.2	1.085	304
89	23.6	1.074	477
15	0	1.049	710.3

TABLA N°6
Propiedades PVT del Gas – Formación Chonta

Presión	Factor Volumétrico del Gas (Bg)	Factor de Desviación del Gas (Z)	Viscosidad del Gas	Densidad Relativa del Gas
(psia)	(vol/stdvol)		(cP)	(Air = 1)
223				
173	0.1039	0.971	0.0148	1.418
89	0.2049	0.985	0.0139	1.461
15	1.2281	0.995	0.0113	1.768

Este comportamiento de fase anómalo para los reservorios de la región, mayormente sujetos a un fuerte empuje de agua, era desconocido hasta que se realizó la prueba de formación en Vivian, en el pozo Raya 3X. En consecuencia la muestra de fluido, según el informe del análisis PVT, así como el testimonio de los ejecutores de la prueba de formación, no fue

representativa, por lo cual se tuvo que utilizar las siguientes correlaciones para reconstruir un ensayo de liberación diferencial, cuyos resultados se muestran en las Tablas N° 7 y N° 8, donde las propiedades de fluido se determinaron con las siguientes correlaciones:

Rs = Correlación Standing

Pb = Correlación Standing

Viscosidad = Correlación Lee-Gonzalez-Eakin

FVF = Correlación Standing.

TABLA N°7
Propiedades PVT del Petróleo - Formación Vivian

Presión (psi)	β_o (bbl/STB)	Rs (SCF/STB)	μ_o (cp)
2300	1.275	399	118.7
2245	1.269	387	121.1
2115	1.253	361	126.7
1915	1.230	321	134.5
1715	1.208	281	142.7
1515	1.187	243	152
1315	1.166	205	162.3
1115	1.147	169	177.4
915	1.128	134	191.3
715	1.111	100	210.1
515	1.095	69	239.7
315	1.081	39	275.4
215	1.074	26	304.6
165	1.071	20	327.7
115	1.068	14	385.3
15	1.063	3	585.2

TABLA N°8
Propiedades PVT del gas - Formación Vivian

Presión (psi)	β_g (ft ³ /SCF)	Z	ρ_g (lb/ft ³)	μ_g (cp)
2300	0.0012	0.8242	13.7	0.023
2245	0.0012	0.8253	13.3	0.022
2115	0.0013	0.829	12.5	0.021
1915	0.0014	0.8363	11.2	0.019
1715	0.0016	0.8459	9.9	0.018
1515	0.0019	0.8583	8.6	0.016
1315	0.0022	0.8727	7.4	0.015
1115	0.0026	0.8886	6.1	0.014
915	0.0032	0.9061	4.9	0.013
715	0.0042	0.9253	3.8	0.013
515	0.0060	0.945	2.7	0.012
315	0.0101	0.966	1.6	0.012
215	0.0149	0.9767	1.1	0.011
165	0.0195	0.982	0.8	0.011
115	0.0282	0.9875	0.6	0.011
15	0.2184	0.9984	0.1	0.011

c) Propiedades del Agua

Debido a que no existía un análisis del agua, las propiedades PVT del agua fueron obtenidas por correlaciones tomando en cuenta la presión, temperatura y salinidad de la misma.

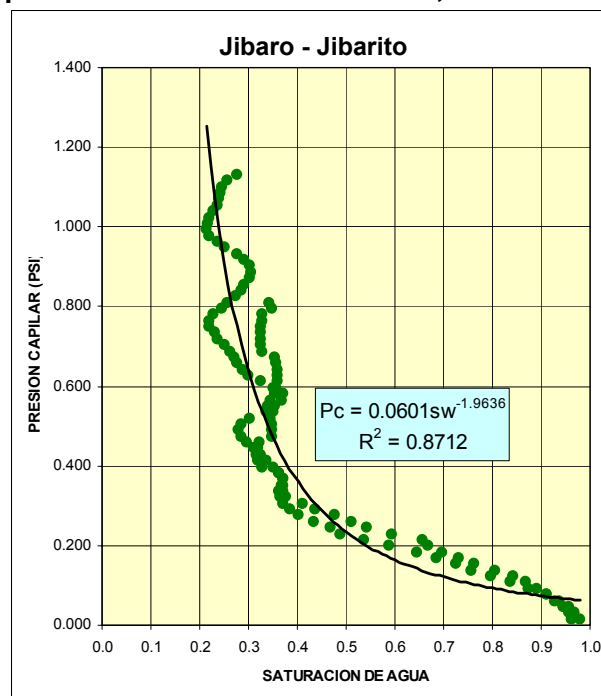
Los parámetros utilizados son los siguientes:

- Densidad: 62.83 lb/ft³
- Bw (rb/stb) 1.033
- Viscosidad (cp) 0.2894.

d) Presiones capilares

Fue necesario hacer uso de la información de los pozos de los lotes 1AB en Perú y 16 en Ecuador; cabe indicar que esta información ha sido validada, normalizada, e incorporada a modelos de simulación preparados para Yacimientos de Crudos Pesados de ambos lotes. Se efectuaron ensayos de presión capilar de yacimientos vecinos de crudo pesado, como Jíbaro y Jibarito en el Lote 1AB, el cual indica la existencia de presiones capilares bajas (Ver Figura N° 27).

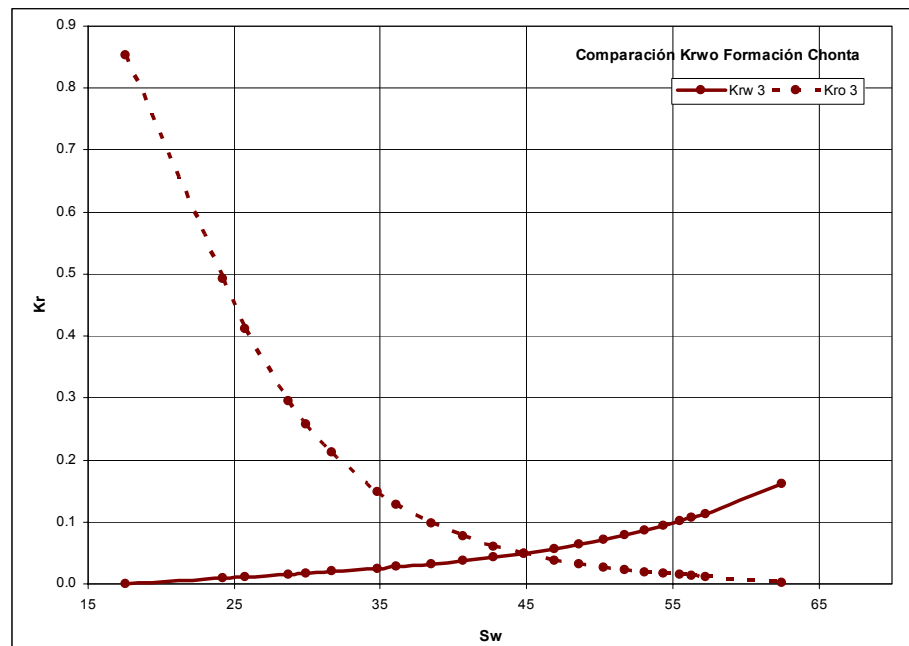
Figura N°27
Presión Capilar vs Sw - Yacimiento Jibaro, Jibarito Lote 1AB



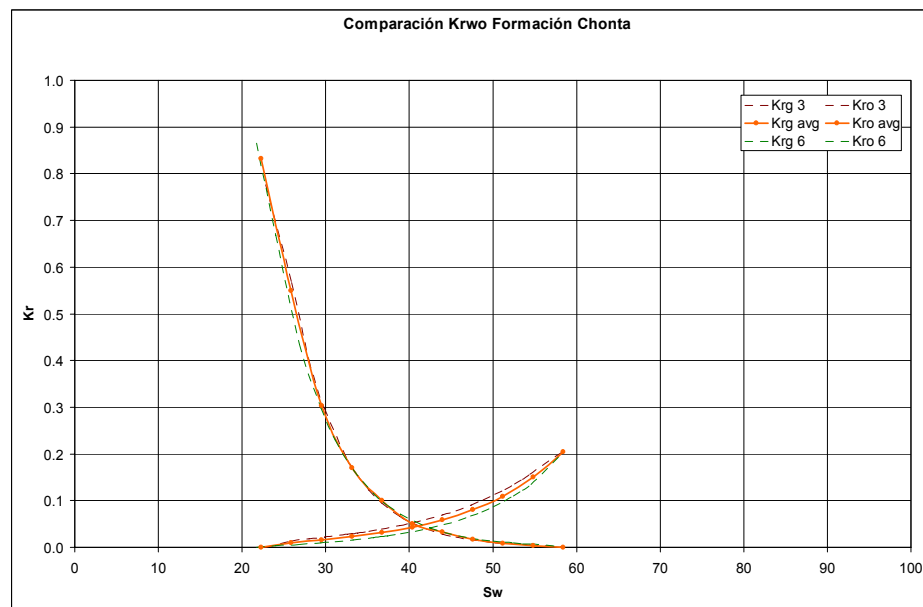
e) Permeabilidades Relativas

Se estudiaron los experimentos SCAL de permeabilidad relativa realizados en coronas de yacimientos de la zona. A continuación la Figura N°28 muestra las curvas de permeabilidad relativa usada para las formaciones Chonta, Vivian y Basal Tena o Casa Blanca.

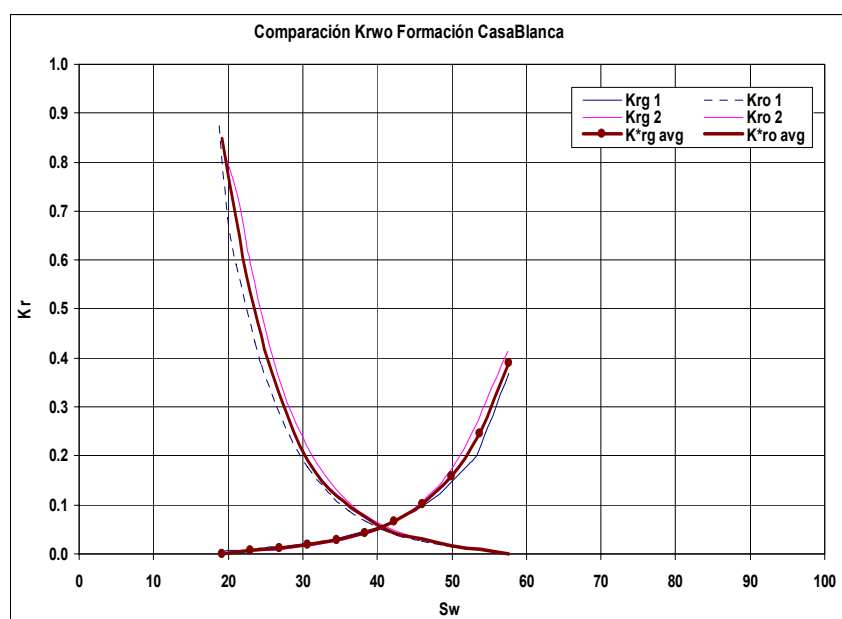
Figura N°28
Kr - Formación Chonta



Kr - Formación Vivian



Kr - Formación Basal Tena / Casa Blanca



f) Densidad API°.

El crudo encontrado en los campos de la selva peruana cae dentro de la categoría de crudo pesado, con un rango que varía entre 10 a 16°API. La **Figura 29** muestra una tabla de los crudos recuperado de los reservorios Basal Tena o Casa Blanca, Vivian, y Chonta con sus densidades (API) respectivas.

Figura N°29

Tabla de API por reservorio de algunos - Yacimientos de la Selva Norte

YACIMIENTO	FORMACIÓN	API°
PAICHE	BASAL TENA/CASA BLANCA	12
	VIVIAN	11.2
	CHONTA SUPERIOR	12.9
	CHONTA CETICO	12.7
DORADO	BASAL TENA/CASA BLANCA	14.2
	CHONTA SUPERIOR	15.1
	CHONTA CETICO	15.3
PIRAÑA	BASAL TENA/CASA BLANCA	14.9
	CHONTA CETICO	12.3

g) La viscosidad

En relación a los crudos pesados, la viscosidad es la característica más importante con influencia para los aspectos operacionales, como la

producción, transporte y refinación. La viscosidad, que indica la resistencia que opone el crudo al flujo interno, se obtiene por varios métodos y se designa en varias escalas. La unidad más usada en la industria del petróleo es el poise (P), o centipoise (cP).

Los crudos de la selva peruana exhiben un rango amplio de viscosidades en condiciones de superficie y reservorio (Figura 30). Debido a las temperaturas altas, las viscosidades de los crudos en reservorio mejoran sustancialmente respecto a sus cifras en superficie.

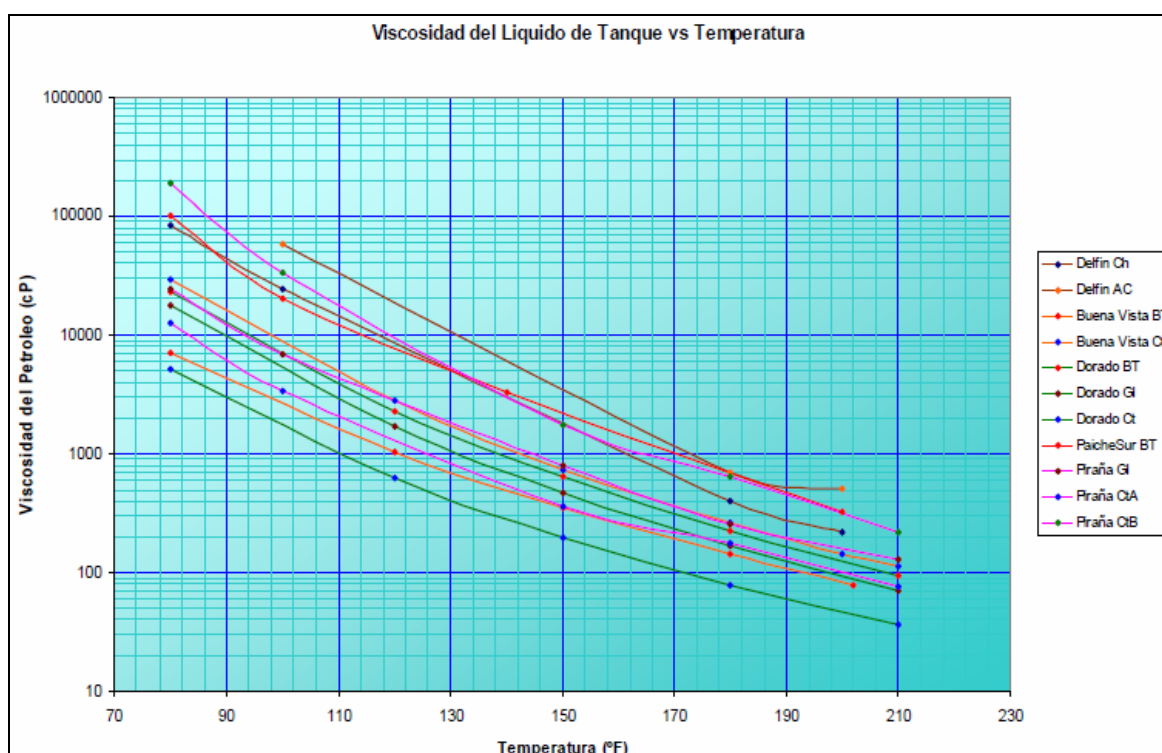
Figura N°30
Tabla mostrando rango de Viscosidades de crudos de la selva peruana

Campo	FORMACION	OIL GRAV.	BHT (°F)	VISCOSITY (cp)									
				80 °F	100 °F	120 °F	140 °F	150 °F	180 °F	187 °F	200 °F	210 °F	
PAICHE	BASAL TENA	12	199.5	>100000	20440		3316					322.2	
	MIVIAN	11.2	187							392.22			
	CETICO	12.7	198									598	
DORADO	BASAL TENA	14.2	196.3	23079.5		2302.4		634.2	223.5				94.2
	GLAUCONITIC S.S.	15.1	208.9	17502		1725.2		473.3	166.8				70.5
	CHONTA CETICO	15.3	206.4	5084.9		627.7		196.8	77.4				35.9
PIRANA	GLAUCONITIC S.S.	20.8	204	24210	6831			786	255				128
	CHONTA CETICO A	21.14	206	12543	3346			359	177				76
	CHONTA CETICO B	12.3	207	191106	33059			1741	646				220
BUENA VISTA	BASAL TENA	14.9	210	7054.6		1037.8		354.1	142.7			78.7	
	CHONTA CETICO	14.2	216	29064.6		2799.8		741.9	261.5			142.6	112.9

Las viscosidades en condiciones del reservorio muestran valores por debajo 100 cP en los reservorios del Campo Dorado, valores entre 100 y 200 cp en los campos de Piraña y valores entre 300 y 400 en el Campo Paiche. Estas viscosidades se comparan favorablemente con crudos mucho más livianos en otros yacimientos de cuencas Sub-Andinas. El hecho de que estos crudos demuestren comportamiento consistente con las viscosidades medidas es confirmado por las altas tasas de flujo durante los ensayos de producción.

La Figura 31 muestra la relación entre la temperatura y la viscosidad cinemática para los crudos de la selva peruana. Se aprecia que, con un aumento de temperatura a 200° F, la viscosidad de todos los crudos baja a menos de 350 cSt. Estos valores de viscosidad indican que la mezcla de crudo resultante, sería manejable en superficie mediante un sistema de calentamiento.

Figura N°31
Relación entre la temperatura y la viscosidad
para crudos de la selva norte peruana



3.4 Historia de presiones.

Se ha utilizado la información petrofísica de los reservorios Vivian y Chonta: Porosidad, Espesor Neto y Área de Drenaje. Se estimaron las propiedades de fluido utilizando la información de los PVTs en Chonta y Vivian (se hizo un ajuste del ensayo porque no fue representativo): API (°), Viscosidad (μ), Factor de Volumen de Formación (β_0), Compresibilidad Total de la Formación (C). Se utilizó la información de las instalaciones de Completación y Producción del pozo: Configuración de la Sarta DST-ESP, OD e ID del

Tubing de Producción, Longitud de la Tubería, Rugosidad Promedio, Inclinación del Pozo, Presión en Cabeza. Adicionalmente, para el baleo se tomaron los parámetros de la empresa de servicios: Densidad de Perforación, Diámetro del Perforado, Intervalo Baleado, Longitud de Penetración y la Permeabilidad de la Zona Dañada.

Las Presiones y Temperaturas de Superficie y Fondo del Pozo fueron constantemente monitoreadas en cada una de las pruebas mediante registradores de fondo. Para el análisis de la prueba, se construyó 1 plots de diagnóstico en ejes logarítmicos que incluye 2 curvas: P vs. Δt y la derivada de P vs. Δt ; esto con la finalidad de identificar, a partir del comportamiento de la presión, los regimenes de flujo predominante, así como la presencia de barreras natural y/o contactos. Una vez identificada la zona de flujo radial transiente en el buildup, se construyó el plot de Horner para estimar la permeabilidad promedio, el pseudoskin total, y la presión promedio de las formaciones evaluadas. El ensayo de drawdown permitió construir el IPR, así como calcular el IP y el AOF para cada reservorio. Como muestra la Tabla N°9. Con el fin de poder comparar el petróleo original calculado por el modelo de simulación y la cifra obtenida del modelo estático, se inicializó el modelo utilizando para ello las propiedades de roca y fluidos de los reservorios Vivian y Chonta de los ensayos de pozo, a los siguientes valores de presiones iniciales:

TABLA N°9
Presiones de Referencia para cada Reservorio

Reservorio	Presión (psia)	Skin	K*h (mD*ft)	IP (BFPD/PSI)	AOF (BOPD)
Vivian	2245	-2	176320	1.0	1484
Chonta	2365	0	220690	0.73	1639

CAPÍTULO 4

DESARROLLO Y METODOLOGÍA DEL ESTUDIO

4.1 **CONSIDERACIONES PARA DISEÑO DE PRUEBA DE PRESIÓN**

Para la realización del diseño e implementación de la prueba de presión de penetración parcial se debe seguir las siguientes consideraciones:

a) **Objetivos de la Prueba de presión:**

1. Obtener los parámetros de reservorio: Permeabilidad vertical y horizontal, índice de anisotropía, presión y daño de formación.
2. Estimar la productividad de un reservorio y definir su potencial económico.
3. Evaluar el daño de formación y estimar el potencial de estimulación (fracturamiento hidráulico y/o estimulación química)
4. Determinar límites del yacimiento.
5. Alcanzar condiciones estabilizadas para garantizar representatividad en la toma de muestras en superficie para análisis PVT.

b) **Tipo de pozo y estado del pozo:**

El tipo de pozo indica la principal función para la cual el pozo fue perforado, si es de desarrollo ó exploración, productor ó inyector, estimulado ó no

estimulado. El estado del pozo indica si el mismo se encuentra en producción, cerrado ó abandonado.

c) **Propiedades del reservorio:**

Las características de la roca reservorio y sus hidrocarburos que afectan al diseño de la prueba.

d) **Consideraciones ambientales y de seguridad:**

Se debe tener en cuenta que la fracción de CO₂ ó H₂S no exceda los límites permisibles libres de toxicidad y condiciones inseguras durante la prueba.

e) **Consideraciones de calibración de las herramientas de toma de datos**

Las herramientas deben estar calibradas de acuerdo a normas del fabricante y normas internacionales aceptadas en la industria (API, ASTM).

El Diseño de la prueba de presión se definió teniendo en cuenta consideraciones técnicas y económicas (Ver Figura 32). Los criterios básicos de diseño son:

- a) Se efectúan simulaciones de pruebas de presión para asegurar que los objetivos logren ser alcanzados y para definir la óptima secuencia de prueba, a partir de un análisis de escenarios que consideran todas las posibilidades. La entrada de datos adopta diferentes formatos pero, todos ellos tienen algunos elementos básicos en común, los cuales principalmente son: un registro de presión sintético, tasa de producción o inyección sintético y perfiles obtenidos del pozo; éstos proporcionan la información requerida por el Software para el Diseño de las pruebas de pozos; adicionalmente se pueden incluir datos PVT en caso estén disponibles del pozo o de los pozos vecinos análogos (de la misma formación).

- b) Se escoge los medidores de presión de acuerdo a especificaciones técnicas, considerando exactitud y resolución.

Figura N°32
Consideraciones técnicas para diseño de Pruebas de Presión



- c) Se selecciona las herramientas y equipos para la Prueba de Presión según la completación del pozo.
- d) Se seleccionan los equipos de superficie de acuerdo al tipo de fluido a probar

Una vez efectuado el diseño y las simulaciones de la prueba de presión de penetración parcial, se realizará la ejecución de la prueba de presión.

4.2. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN

Una vez efectuado la prueba de presión, se recopila la data de los Memory Gauges guardando las medidas de presión y tiempo de cada prueba en formatos tipo ASCII, de manera que pudieran ser leídos por cualquier Software de análisis de interpretación. Esta data de presión y temperatura es

complementada con los promedios de tasa de producción, parámetros petrofísicos y propiedades de fluidos en el análisis e interpretación de las pruebas de presión, que siguen los siguientes pasos:

a) **Carga de Datos**

Se carga la información pertinente a la prueba: fecha, tipo de medidor, nombre del pozo, etc. Luego se procede a introducir los datos de presión y tasas de flujo obtenidas de los archivos generados por los medidores de presión de fondo y medidores de caudal, respectivamente. Una vez cargados los datos de presión y tasa de flujo, es una buena práctica observarlos en forma gráfica, para detectar tendencias, errores de medición y calidad de la data.

b) **Gráfico de diagnóstico:**

Una vez introducida la data de presión y tasa de flujo, se prepara, un gráfico de diagnóstico log-log que incluyen las funciones de presión y derivada de la presión vs. Tiempo. Con la ayuda de estos gráficos se puede determinar:

- el modelo apropiado que simula el sistema pozo-yacimiento.
- Existencia o no de efecto de llene (C).
- Condición de daño del pozo (S).
- Identificación (particularmente) del período de flujo radial infinito permitiendo además inferir e identificar algún límite o barrera.

c) **Análisis de curva tipo y regresión lineal**

El análisis de la curva tipo consiste en ajustar el comportamiento de la derivada de la presión a un modelo de reservorio (usualmente disponible en las librerías de programas comerciales). Esta técnica, usualmente conocida como Convulsión, requiere sincronizar la interpretación de la prueba con el

modelo geológico. Una vez escogido el modelo geológico, se seleccionan los parámetros (K^*H , S , Cd .) que mejor ajusten al comportamiento de presión, se utiliza un procedimiento de regresión lineal para el ajuste, sensibilizándose los parámetros manualmente.

d) **Regresión No-Lineal**

Este es un proceso de optimización, basado en la mayoría de los casos, en el principio de los mínimos cuadrados. La salida del proceso, además de determinar la solución al problema, que debe ser compatible con la solución obtenida en el proceso de análisis por curva tipo y produce también un criterio estadístico relacionado a la bondad del ajuste, conocido como Intervalos de Confianza, mediante los cuales se puede aceptar o rechazar el valor de una variable dada.

e) **Plot de Horner**

La ecuación de P_{ws} puede ser graficada en función de $[(t+\Delta t)/\Delta t]$ y así se obtiene una recta conocida como la gráfica de Horner, el cual nos aporta la información necesaria para el cálculo de la presión estática del yacimiento. Donde si efectuamos una extrapolación del valor: $[(t+\Delta t)/\Delta t]=1$, obtendremos el valor de la presión para un tiempo de cierre infinito la cual se aproximará al valor de la presión estática del yacimiento, o matemáticamente según la ecuación de P_{ws} , quedará que el valor de la presión de fondo fluente es igual a la presión estática del yacimiento.

4.3. **VALIDACIÓN DE LA PRUEBA**

Una vez efectuados los procesos de regresión lineal, análisis de curva tipo y regresión no-lineal, es posible conocer si el modelo seleccionado inicialmente es correcto, preparando los gráficos cartesianos, semilog, log-log y los gráficos

especializados. El análisis de ajuste de los datos de campo con el modelo obtenido y de los intervalos de confianza determinan la aceptación o el rechazo del modelo supuesto.

Las Presiones y Temperaturas de superficie y fondo del Pozo son constantemente monitoreadas en cada una de las pruebas mediante registradores de fondo. Para el análisis de la prueba, se construyó 1 plot de diagnóstico en ejes logarítmicos que incluye 2 curvas: P vs. Δt y la derivada de P vs. Δt ; esto con la finalidad de identificar, a partir del comportamiento de la presión, los regímenes de flujo predominante, así como la presencia de barreras naturales y/o contactos. Una vez identificada la zona de flujo radial transiente en el buildup, se construyó el plot de Horner para estimar la permeabilidad promedio, el pseudoskin total, y la presión promedio de la formación evaluada.

El ensayo de drawdown permitió, además construir el IPR de cada pozo estudiado, así como calcular el IP y el AOF para el reservorio.

4.4. DISEÑO DE UNA PRUEBA DE PRESIÓN DE PENETRACIÓN PARCIAL:

FORMACIÓN CHONTA

Con los datos recopilados de petrofísica y de fluidos. Se procedió a efectuar el diseño para efectuar la prueba de presión de penetración parcial. Se prevé encontrar valores representativos de la permeabilidad vertical, horizontal y el daño. La estrategia es asegurar la presencia de los distintos regímenes de flujo de la prueba de presión de entrada limitada. Para efectos del Informe de Suficiencia, se utilizará la información de las instalaciones de Completación y Producción de un pozo representativo de la zona: Configuración de la Sarta DST-ESP, OD e ID del Tubing de Producción, Longitud de la Tubería,

Rugosidad Promedio, Inclinación del Pozo, Presión en Cabeza representativos. Adicionalmente, para el baleo se tomaron los parámetros de la empresa de servicios: Densidad de Perforación, Diámetro del Perforado, Intervalo Baleado, Longitud de Penetración y la Permeabilidad de la Zona Dañada.

a) Se efectuó el diseño de la prueba de penetración parcial con los siguientes datos de la Formación Chonta:

Tabla N°10
Información usada para diseño de Prueba de Presión

PETROFÍSICA		
Saturación de agua	0.21	f
Net pay	90.50	pies
Porosidad	0.25	frac
Permeabilidad Horizontal	8180.00	mD
Permeabilidad vertical	818.00	mD
FLUIDOS		
Viscosidad de petróleo	346.00	cP
Compresibilidad oil	8.4E-06	psi-1
Compresibilidad agua	4.2E-06	psi-1
FLUJOS		
1er flujo	100.00	STB/D
2do flujo	200.00	STB/D
3er flujo	300.00	STB/D
cierre	0.00	STB/D
Radio de pozo	0.35	pulg
hw =	10.00	pies
zw =	45.00	pies
hwD =	0.11	
zwD =	0.50	

Fuente: Informe de Laboratorio de PVT

Donde:

h_w : espesor perforado. (pies)

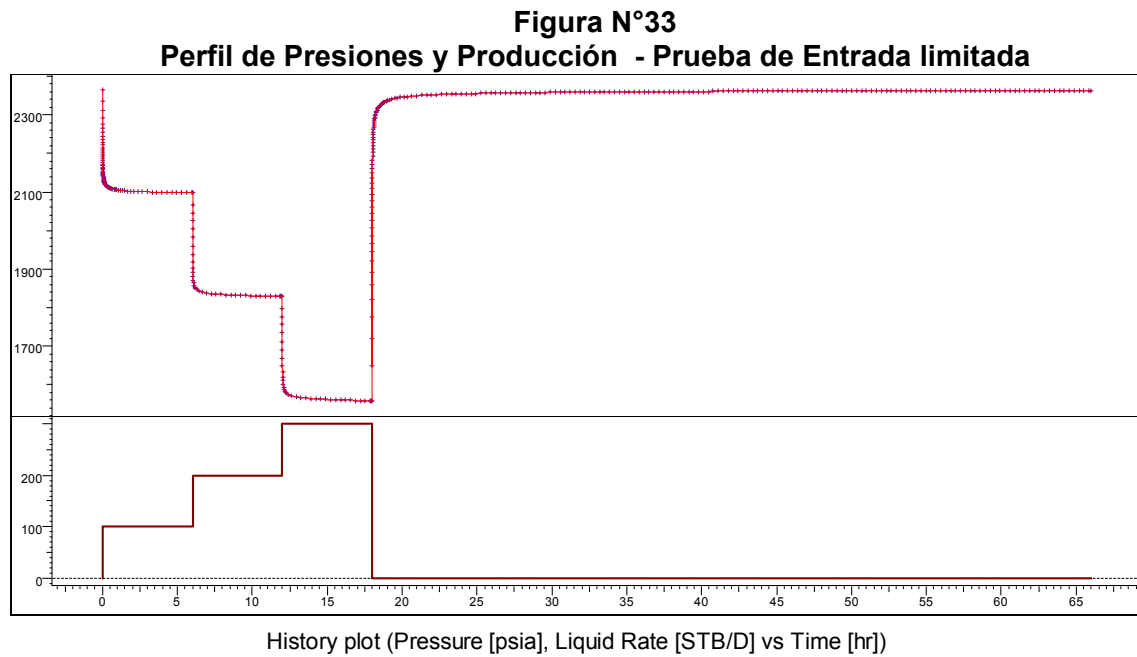
z_w : distancia entre base y punto medio de perforados. (pies).

h_{wD} : espesor perforado adimensional.

z_{wD} : distancia entre base y punto medio de perforados adimensional.

r_D : radio de pozo adimensional.

Luego se simuló el comportamiento de la presión a partir de las tasas de flujo estabilizadas y se obtuvo el siguiente perfil (**ver figura N°33**).



b) Se calcularon los tiempos de diseño de cada régimen de flujo que ocurre en las pruebas (*), donde:

- Fin del tiempo de almacenamiento (Wellbore storage).

$$t_{\text{end WBS}} = \frac{3389 \mu C}{kh} (60 + 3.5s) \quad (4.1)$$

- Fin del tiempo del flujo radial temprano (Early radial flow).

$$t_{\text{end ERF}} = 75.84 \phi \mu c_t h_w^2 \frac{k_r}{k_z} \quad (4.2)$$

- Fin del tiempo del flujo semiesférico

$$t_{\text{end HSF}_{\text{no flow}}} = \frac{\phi \mu c_t h^2}{0.00133 k_z} \quad (4.3)$$

(*) SPE 103680, Test Design for Vertical permeability Determination from a conventional Pressure-Buildup Test. C.A. Ehlig-Economides, M. Nduonyi and J. Abiaze.

- Inicio del tiempo del flujo radial infinito (IARF).

$$t_{\text{start IARF}} = \frac{\phi \mu c_t h^2}{0.0008284 k_z} \cdot \ln \left(\frac{100}{\pi} \sin \frac{\pi h_w}{h} \cos \frac{\pi h_w}{2h} \cos \frac{3\pi h_w}{4h} \right) \quad (4.4)$$

- Radio de investigación al inicio del tiempo IARF.

$$r_i(t_{\text{start IARF}}) = \sqrt{\frac{k_r t_{\text{start IARF}}}{948 \phi \mu c_t}} \quad (4.5)$$

Donde:

q:	Caudal
B:	Factor de volumen de formación
μ:	Viscosidad (cP).
c_t:	Compresibilidad total (PSI ⁻¹).
s:	Skin.
Φ:	porosidad (f).
h_w:	espesor perforado. (pies)
K_r:	permeabilidad radial. (mD)
K_z	permeabilidad vertical. (mD)

Los resultados del análisis de cada uno de las ecuaciones se muestran en la Tabla N°11 y en el gráfico N°34, donde se observa que el diseño de la prueba de presión de entrada limitada cumple con los requerimientos para que se obtengan los distintos regímenes de flujo que se determinan con las ecuaciones ya mencionadas, donde primero se observa el tiempo de almacenamiento, para luego pasar al régimen del tiempo de flujo radial temprano, a continuación se muestra el tiempo de flujo semiesférico, para luego pasar al tiempo del flujo radial tardío.

Para que se presente el flujo semiesférico y así determinar la permeabilidad vertical; el tiempo de flujo semiesférico debe ser mayor que el tiempo de término del flujo radial temprano y a la vez debe ser menor que el inicio del tiempo de flujo radial tardío.

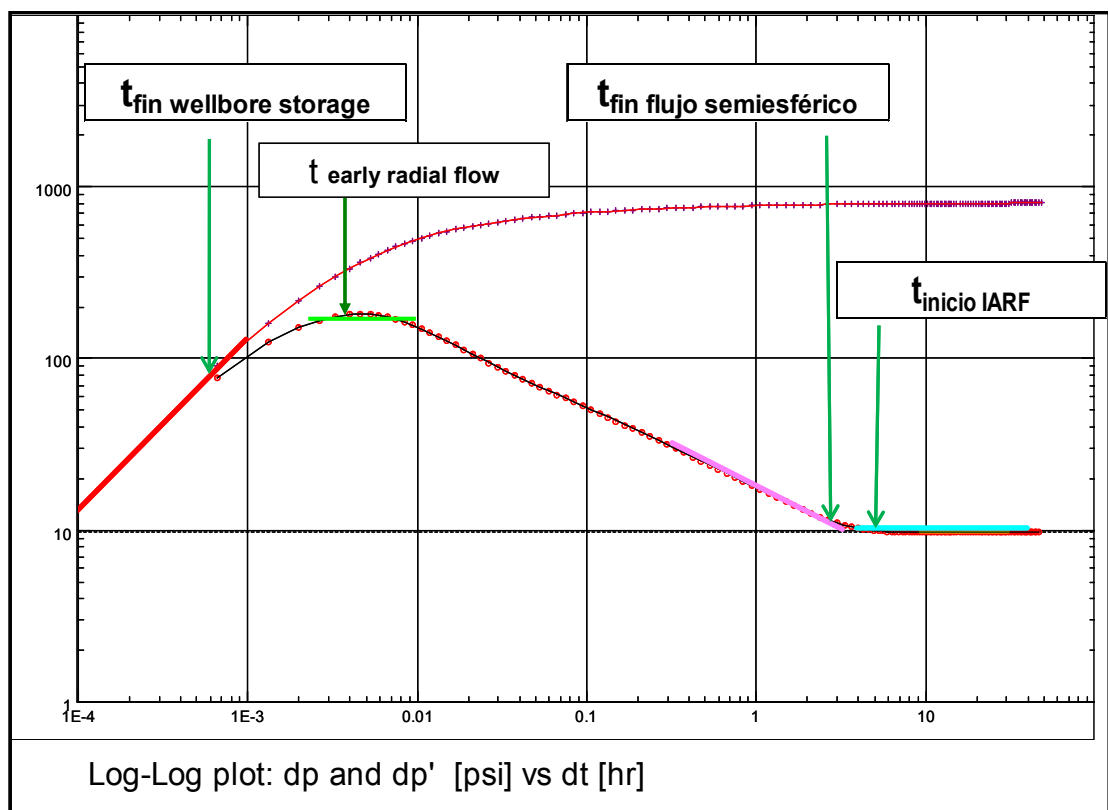
Tabla N°11

Resultados de tiempo para diseño de Prueba de Presión

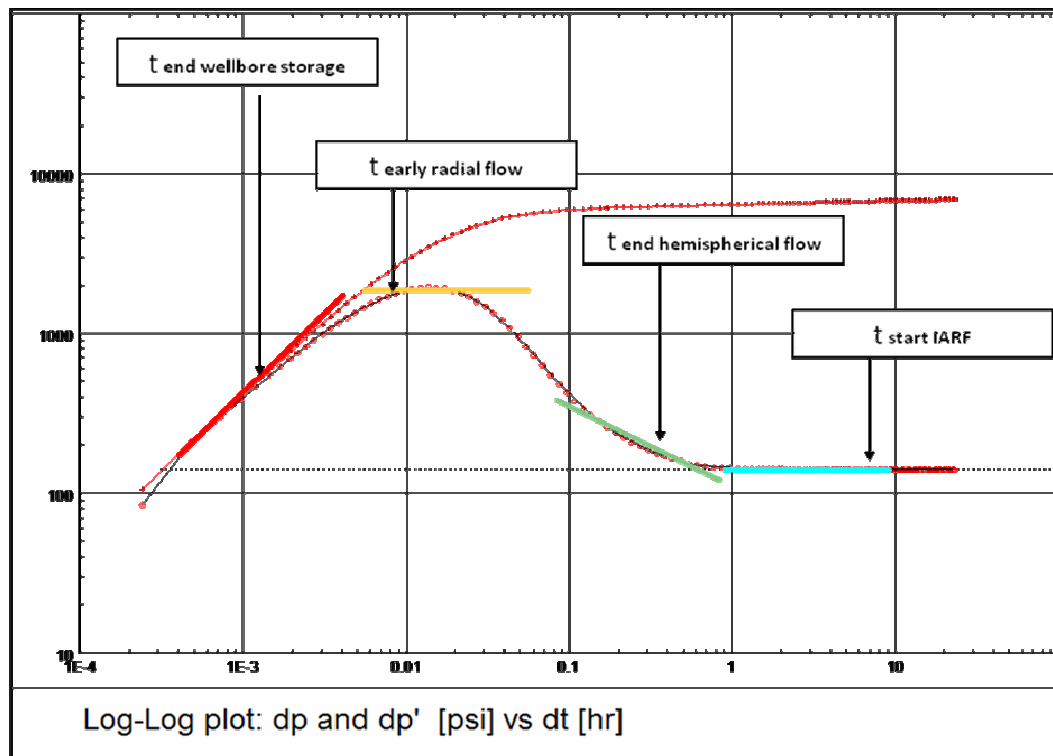
CHONTA			VIVIAN		
t end wellbore storage =	0.0007	hrs	t end wellbore storage =	0.0007	hrs
t end early radial flow =	0.24	hrs	t end early radial flow =	0.08	hrs
t end hemispherical flow =	1.82	hrs	t end hemispherical flow =	0.33	hrs
t start IARF =	6.83	hrs	t start IARF =	1.44	hrs
ri(t start IARF) =	493.2	pies	ri(t start IARF) =	302.0	pies

Figura N°34

Resultados de tiempo para diseño de Prueba de Presión – CHONTA



Resultados de tiempo para diseño de Prueba de Presión - VIVIAN



c) De esta forma, se verificó la validez del diseño con la Tabla N°12:

Tabla N°12
Verificación de Diseño de Prueba de presión

CHONTA						
t _{end wellbore storage}	<	t _{end early radial flow}	<	t _{end hemispherical flow}	<	t _{start IARF}
0.0007 hr	<	0.24 hr	<	1.82 hr	<	6.82 hr
VIVIAN						
t _{end wellbore storage}	<	t _{end early radial flow}	<	t _{end hemispherical flow}	<	t _{start IARF}
0.0007 hr	<	0.08 hr	<	0.33 hr	<	1.44 hr

4.5 Diseño de pozo tipo/óptimo de producción de pozo horizontal

Se determina el caudal inicial de producción del pozo horizontal tipo mediante la ecuación de Joshi (Ecuación 4.6).

$$q_h = \frac{2\pi k_f h \Delta p / (\mu_o B_o)}{\ln \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + (h/L) \ln[h/(2r_w)]} \quad (4.6)$$

Donde:

$$a = (L/2) \left[0.5 + \sqrt{0.25 + (2r_{eh}/L)^4} \right]^{0.5} \quad (4.7)$$

Donde:

q:	Caudal
B:	Factor de volumen de formación
K_h	permeabilidad horizontal. (mD)
h:	espesor de reservorio. (pies)
L:	Longitud horizontal del pozo (pies).
r_w:	radio del pozo (pulg).
r_{dh}:	radio de drenaje horizontal (pies).
ΔP:	caída de presión desde límite de drenaje hasta radio del pozo

Los parámetros de cálculo y resultados se muestran en la **tabla N°13**:

Tabla N°13
Datos para el caudal inicial del pozo horizontal

CHONTA			VIVIAN		
k _H	8180	md	k _H	5010	md
h	90.5	ft	h	51	ft
B	1.07		B	1.28	
μ	346	cp	μ	119	cp
L	1000	ft	L	1000	ft
r _w	0.35	pulg	r _w	0.35	pulg
r _{eH}	2000	ft	r _{eH}	2000	ft
k _V	818	md	k _V	501	md
P _r	2365	psia	P _r	2245	psia
P _{wf}	1285	psia	P _{wf}	1285	psia
a =	2031.49	ft	a =	2031	ft
l _{ani} =	3.16		l _{ani} =	3.16	
Δp =	1080.00	psi	Δp =	960	psi
<i>para pozos con L/2 < 0.9 r_{eH}</i>			<i>para pozos con L/2 < 0.9 r_{eH}</i>		
500	<	1800	500	<	1800
q _i =	2002	bbls	q _i =	1501	bbls
IP=	1.9	bbls/psi	IP=	1.6	bbls/psi

4.6 Análisis de Aspectos e impactos socio-ambientales

Los yacimientos se encuentran ubicadas en una zona Reservada, específicamente en pleno corazón del área denominada Ecoregión de bosques húmedos. En este sentido, la Ecoregión ha sido calificada como una de las áreas más importantes para la conservación de la biodiversidad a nivel mundial, por su notable riqueza de especies y endemismo. Por ello se hace imprescindible, de un diseño de desarrollo de producción en el que sus impactos futuros sean mínimos y no afecten al medio ambiente de la zona; en tal sentido, el uso de pozos horizontales va alineado a la estrategia de minimizar los impactos de las actividades de extracción de petróleo con una mayor eficiencia en la extracción.

Con el fin de evaluar los potenciales Aspectos e Impactos Socio-ambientales, se ha preparado una matriz de evaluación. Así mismo se han incluido algunas medidas de mitigación.

En cuanto a la identificación de los Aspectos ambientales generados en el proyecto, se ha calificado Aspectos significativos y no significativos; cabe señalar que los aspectos significativos involucran la modificación total del área de influencia. **La Tabla N°14** muestra la evaluación de los potenciales Aspectos ambientales socio-ambientales, así como algunas medidas de mitigación.

De otro lado el análisis de riesgo en seguridad y salud, utilizó la metodología de probabilidad por severidad, de acuerdo a la siguiente escala (**Tabla N°15**). Los resultados de la evaluación se muestran en **la Tabla N°16**, junto con algunas medidas de mitigación.

Tabla N°14
Evaluación de aspectos - impactos socio-ambientales

FACTORES AMBIENTALES		ACCIONES												
COMONENTE	COMPONENTE AMBIENTAL	PARÁMETRO AMBIENTAL	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
			ELIMINACIÓN COBERTURA VEGETAL DESBOSQUE	CAMPAMENTO BASE LOGÍSTICA (ZONA INTERVENIDA)	MOVIMIENTO DE TIERRA	CAMPAMENTO TEMPORAL LOCALIZACIÓN	CONSTRUCCIÓN PLATAFORMA	PERFORACION DEL POZO	LOGOS Y DESECHOS DE PERFORACION	PRUEBA DE FORMACION	TRAFICO HUMANO	TRAFICO DE EQUIPOS Y MAQUINARIAS	DESPLAZAMIENTO EFLUVAL Y TERRESTRE	
ENTORNO	FISICO	A1. MORFOLOGIA	-4.0	-1.5	-3.0	-1.5	-5	-1	-2	-1.5	-2	-1.5	-2	-2
		A2. DRENAJE (PATRON)	-1.5	-2	-3.0	-2.5	-2.5	-3.0	-3.0	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5
		A3. PROCESOS	-2.0	-2	-3.0	-2.5	-3	-3.0	-3	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0
		B1. TEMPERATURA	-3.5	-3	-2.5	-3.0	-3	-3.0	-3	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0
	MEDIO FISICO	B2. MICROCLIMA	-3.5	-3	-2.5	-3.0	-3	-3.0	-3	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0
		C1. CAPA ORGANICO-MINERAL	-2.5	-5	-5.0	-5.0	-5	-5.0	-5.0	-5.0	-5.0	-5.0	-5.0	-5.0
		C2. SUELO	-2.5	-5	-5.0	-5.0	-5	-5.0	-5.0	-5.0	-5.0	-5.0	-5.0	-5.0
		C3. CALIDAD	-2.5	-5	-5.0	-5.0	-5	-5.0	-5.0	-5.0	-5.0	-5.0	-5.0	-5.0
	MEDIO BIOLÓGICO	D. AGUAS SUPERFICIALES	-1.5	-1.0	-2.5	-1.0	-2.5	-1.0	-2.5	-2.5	-2.5	-1.5	-2.0	-2.5
		E. AGUAS SUBTERRANEAS	-1.5	-1.0	-2.5	-1.0	-2.5	-1.0	-2.5	-2.5	-2.5	-1.5	-2.0	-2.5
		F1. PROFUNDAS	-1.5	-1.0	-2.5	-1.0	-2.5	-1.0	-2.5	-2.5	-2.5	-1.5	-2.0	-2.5
		F2. SUPERFICIALES	-1.5	-1.0	-2.5	-1.0	-2.5	-1.0	-2.5	-2.5	-2.5	-1.5	-2.0	-2.5
	MEDIO ECONÓMICO	G1. VEGETACION TERRESTRE FORESTA	-1.5	-1.0	-1.5	-1.5	-1.5	-1.5	-1.5	-1.5	-2.0	-2.0	-1.5	-1.5
		G2. VEGETACION TERRESTRE HERBACEA	-1.5	1.5	-1.5	-1.5	-2.5	-1.5	-4.0	-1.5	-1.5	-1.5	-1.5	-2.0
G3. VEGETACION ACUATICA		-5.0	-5.0	-5.0	-2.5	-2.5	-2.5	-1.0	-2.5	-2.5	-1.5	-1.5	-2.0	
G4. BIOMASA		-2.5	-2.5	-3.0	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2	-2.5	-2.0	-2.0	-2.5	
MEDIO ANTROPICO	H1. FAUNA TERRESTRE	-2.5	-3	-3.5	-3	-3	-3	-2.5	-2.5	-2.5	-2.0	-2.0	-2.5	
	H2. FAUNA ACUATICA E HIDROBIOLÓGICA	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.5	
	H3. AVIFAUNA	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.5	
	H4. ZONA SILVESTRE	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.5	-3.5	-2.5	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.5	
MEDIO ANTROPICO	I. ECOSISTEMA	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.5	-3.5	-2.5	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2	
	J. USO DE TIERRA	-1.0	-1.0	-2.0	-1.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	
	J1. SUPERFICIE NATIVOS	-1.0	-1.0	-2.0	-1.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	
	J2. DENSIDAD COLONOS	-1.5	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	
MEDIO ANTROPICO	K. POBLACION	-4.0	-1.5	-4.0	-2.0	-5.0	-2.0	-4.0	-4.0	-4.0	-4.0	-4.0	-4.0	
	L. CULTURAL	-4.0	-1.5	-4.0	-2.0	-5.0	-2.0	-4.0	-4.0	-4.0	-4.0	-4.0	-4.0	
	L1. PAISAJISTA ESCÉNICO	-4.0	-1.5	-4.0	-2.0	-5.0	-2.0	-4.0	-4.0	-4.0	-4.0	-4.0	-4.0	
	L2. ARQUEOLÓGICO	-4.0	-1.5	-4.0	-2.0	-5.0	-2.0	-4.0	-4.0	-4.0	-4.0	-4.0	-4.0	
		L3. OTROS		20	10	20	18	18	14	12	13	12	11	
		INTERACCIONES		48.5	22.0	67.0	41.5	52.5	42.5	32.0	25.0	25.0	21.5	
		A DE LOS GRADOS DE ALTERACION AMBIENTAL		970	220	1340	747	945	595	384	325	300	237	
		PUNTAJE POR ACTIVIDAD												
		INTERACCIONES												
		PUNTAJE POR ACTIVIDAD												
		INTERACCIONES												
		PUNTAJE POR ACTIVIDAD												
		INTERACCIONES												
		PUNTAJE POR ACTIVIDAD												

INTENSIDAD o SEVERIDAD (Por acciones)			SIMBOLOGÍA (Según el carácter)		
Muy alto	> 1000	(+)	Positivo		
Alto	700-1000	(-)	Negativo		
Modificado	400-700		Atención por mayor impacto		
Indeterminadamente Bajo	200-400				
Bajo	100-250				
Muy Bajo	<100				

EJEMPLO: Eliminación cobertura vegetal (desbosque)				
NÚMERO DE INTERACCIONES	x	SUMA DE VALORES	=	INTENSIDAD
20	x	48	=	960
				(ALTO)

Tabla N°15
Rango de Impactos ambientales

		PROBABILIDAD				
		1	2	3	4	5
SEVERIDAD	1	1	2	3	4	5
	2	2	4	6	8	10
	3	3	6	9	12	15
	4	4	8	12	16	20
	5	5	10	15	20	25

	ALTO IMPACTO
	MEDIO IMPACTO
	BAJO IMPACTO

Tabla N°16
Lista de impactos ambientales identificados

	IMPACTOS AMBIENTALES	PROBABILIDAD	SEVERIDAD	IMPACTO
1	• Incremento del ruido (Temporal)	4	5	20
2	• Fauna Acuática: desplazamiento, hábitat, nidificación	4	4	16
3	• Ecosistema vida silvestre- alteración alta biodiversidad	4	4	16
4	• Desbosque de la vegetación terrestre	4	4	16
5	• Contagio de enfermedades	4	4	16
6	• Avifauna: desplazamiento, nidificación, alteración hábitat.	4	4	16
7	• Alteración de patrón de drenaje local	4	4	16
8	• Pérdida de la biomasa vegetal arbórea-herbácea	3	4	12
9	• Interferencia con población no indígenas	3	4	12
10	• Incremento de material particulado y gases combustible	3	4	12
11	• Fauna terrestre: desplazamiento hábitat, nidificación, pérdida de individuos (incluye invertebrados)	3	4	12
12	• Alteración o eliminación de vegetación herbácea	3	4	12
13	• Alteración o contaminación de aguas freáticas	3	4	12
14	• Alteración del paisaje-escénico	3	4	12
15	• Disminución de la calidad del suelo, nutrientes	2	5	10
16	• Interferencia con población (autoridades civil, militar)	3	3	9
17	• Cambio étnico cultural	3	3	9
18	• Pérdida temporal de la función ecológica del suelo	2	4	8
19	• Contaminación de cuerpos lóaticas (aguas superficiales)	2	4	8
20	• Alteración o contaminación de aguas subterráneas (profundidad)	2	4	8
21	• Alteración de capa orgánica-mineral del suelo (Top-Soil)	2	3	6
22	• Modificación del Microclima-incremento de Temperatura.	1	4	4
23	• Interferencia con población indígenas	1	4	4
24	• Incremento de la precipitación por superficie de forestales	1	4	4
25	• Áreas antrópicas: cercanas a CC.NN. por desplazamiento humano (Aéreo y fluvial)	1	3	3

4.7 Diseño de pozo tipo/óptimo de producción de pozo horizontal

De acuerdo a los resultados exitosos en los Yacimientos vecinos de crudo pesado, con factores de recobro primario superiores al 15%, se ha concebido desarrollar la formación Chonta de un yacimiento de la selva norte peruana con pozos horizontales.

El Desarrollo de los yacimientos sería mediante plataformas tipo “cluster”, las cuales incluirán 7 pozos productores (1 direccional y 6 horizontales) y 1 inyector. El número de pozos por Plataforma ha sido establecido en función de la profundidad promedio por pozo (5500 ft TVD); un número mayor de pozos por plataforma requeriría un desplazamiento mayor (stepout o departure) – pozos mecánicamente más difíciles y caros pero a la vez reduciría el número de plataformas. A su vez, se ha estimado que la longitud de la sección horizontal de cada pozo sería 1000’, y que el espaciamiento entre las secciones horizontales de 2 pozos sería 500m.

De acuerdo a la experiencia en Lotes vecinos, se necesitarían 30 días promedio para perforar y completar un pozo horizontal de 5500’ TVD y 1000’ de sección horizontal; el movimiento entre plataformas requeriría 15 días, mientras que el movimiento entre yacimientos 30 días.

Se ha considerado que la producción de cada reservorio sea de manera individual; los pozos horizontales serán direccionados ya sea a las Fm. Chonta, Vivian ó Basal Tena Casablanca, de acuerdo a la evaluación realizada con la perforación del primer pozo direccional de cada plataforma; la producción en conjunto, de acuerdo a estudios realizados en Lotes vecinos, podría generar una merma hasta de 30% en la productividad de los pozos. Para la etapa de producción, se espera utilizar el sistema de levantamiento artificial con bombas

electrosumergibles para todos los reservorios bajosaturados (bajo API, fuerte empuje de agua, bajo GOR).

Se ha tomado en cuenta como base una cifra de 273MMBO (230 MMBO del campo Alfa, 11 MMBO del campo Beta y 32 MMBO del campo Omega). La perforación de pozos empezaría a fines del 2012 y la producción empezaría en el 2013.

4.7.1 Selección de Pozos Tipo

Se construyó un modelo dinámico conceptual a partir del cual se agruparon todos los pozos en 3 categorías (pozo tipo) que serán combinados convenientemente de acuerdo a la ubicación de cada plataforma, la selección de los pozos ha tomado en cuenta las siguientes consideraciones:

- Las plataformas han sido distribuidas en el modelo geológico teniendo en cuenta su ubicación estructural, la prospectividad de la zona, la ubicación de los pozos de avanzada y la presencia de líneas sísmicas (Figuras N° 35 y 36).
- Los pozos tipo se han agrupado teniendo en cuenta la posición estructural en el modelo geológico; para Chonta se han considerado pozos en el tope, el medio y el flanco de la estructura, mientras que en Vivian solo pozos en el medio y flanco.
- Se ha establecido como límite económico una producción equivalente a 98% de corte de agua ó 100 BOPD.

Finalmente se escogieron 3 pozos tipo, 2 para Chonta y 1 para Vivian. La **Tabla N° 17** resume las características de los pozos tipo seleccionados:

Tabla N°17
Pozos tipo para el Desarrollo del Lote

POZO	TIPO	Qoi (BOPD)	EUR @ 20 AÑOS (MMBls)	Reservorio
HORIZONTAL	I	2000	2.9	CHONTA
DIRECCIONAL	II	1200	1.2	CHONTA
HORIZONTAL	III	1500	1.4	VIVIAN

Figura N°35
Ubicación de las plataformas de producción en el yacimiento Alfa

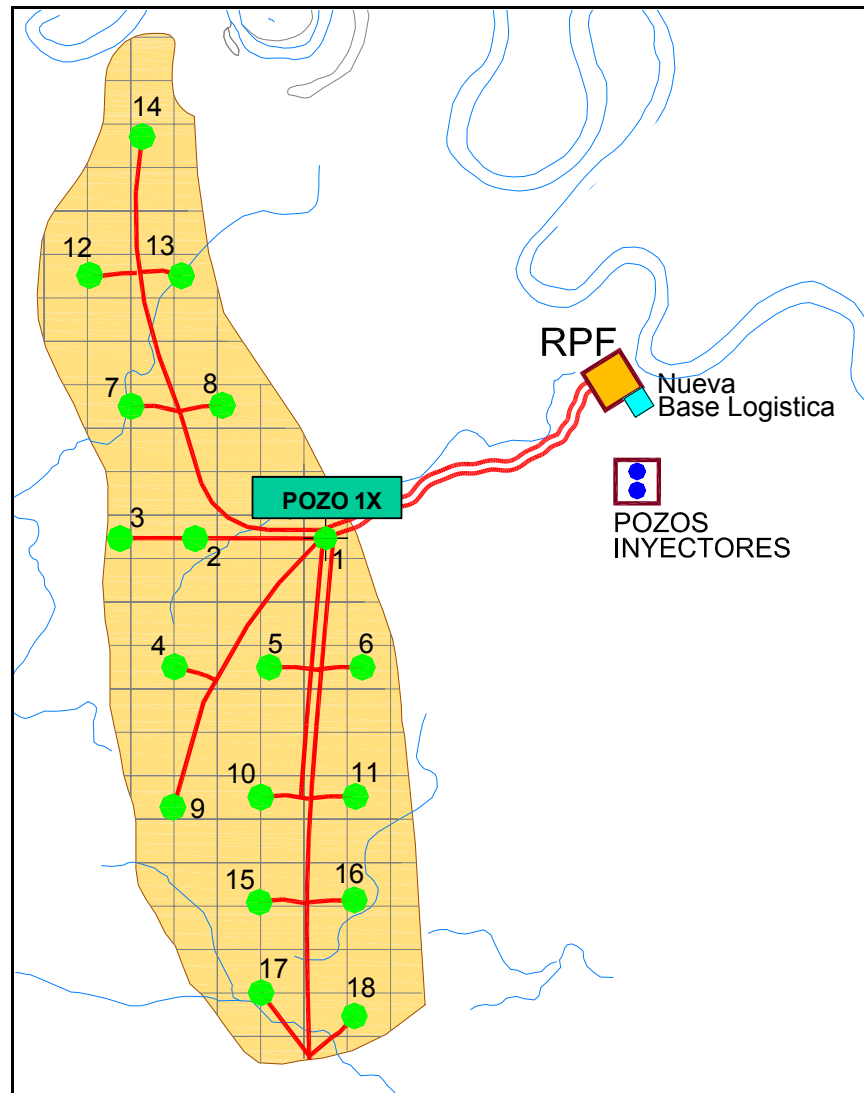
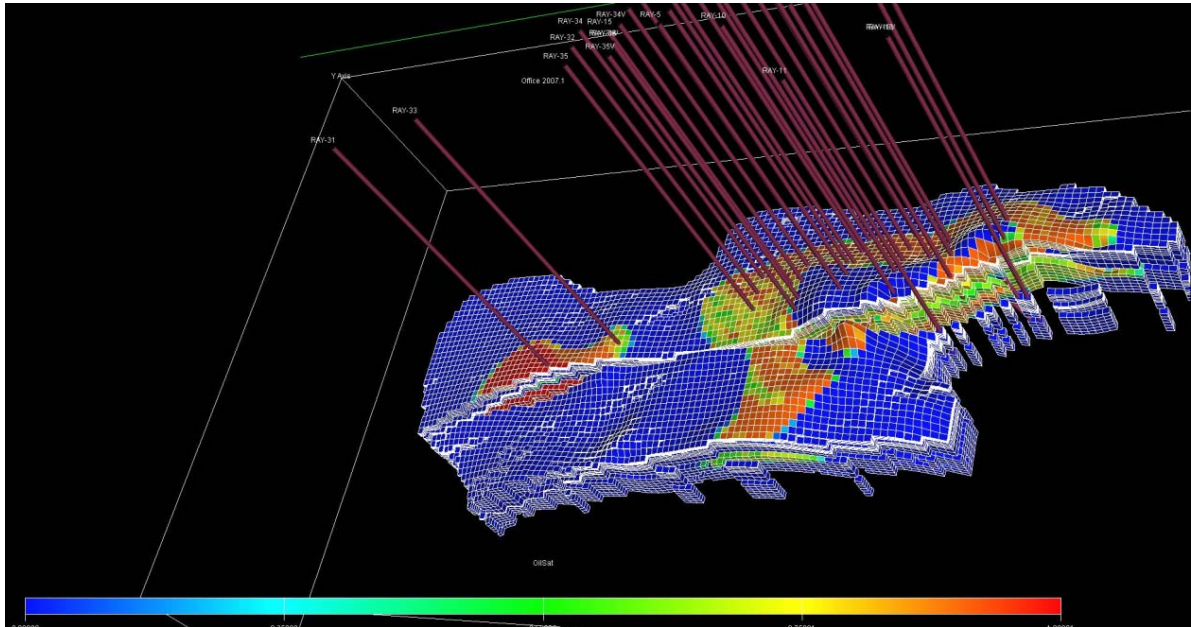


Figura N°36
Modelo de Simulación – Yacimiento Alfa



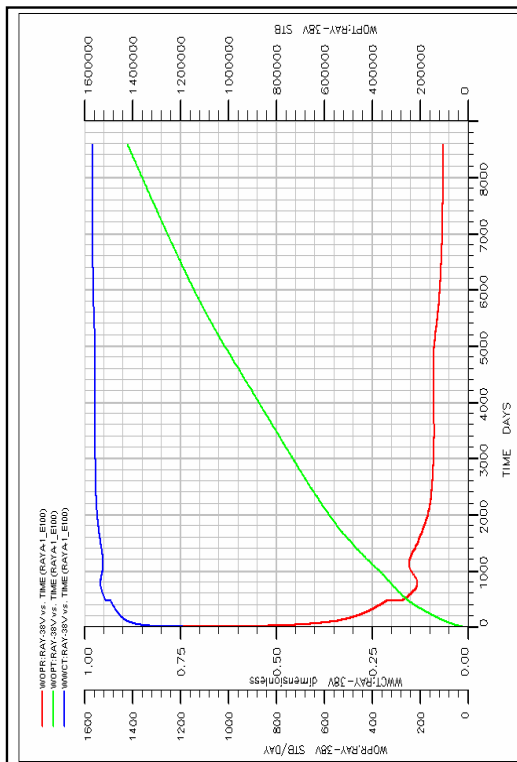
Las Figuras N° 37, muestran los perfiles de producción de los pozos horizontales tipos de las formaciones Chonta y Vivian:

4.7.2 Pronósticos de Producción para el Lote.

Se han preparado un escenario de sensibilidad, considerando el desarrollo mediante 3 equipos de perforación, el cual sería llevado a cabo siguiendo el siguiente cronograma (**Tabla N° 18**):

Figura N°37
Perfiles de Producción de los Pozos Tipo

VIVIAN



CHONTA

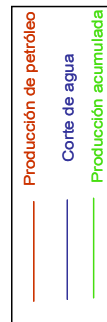
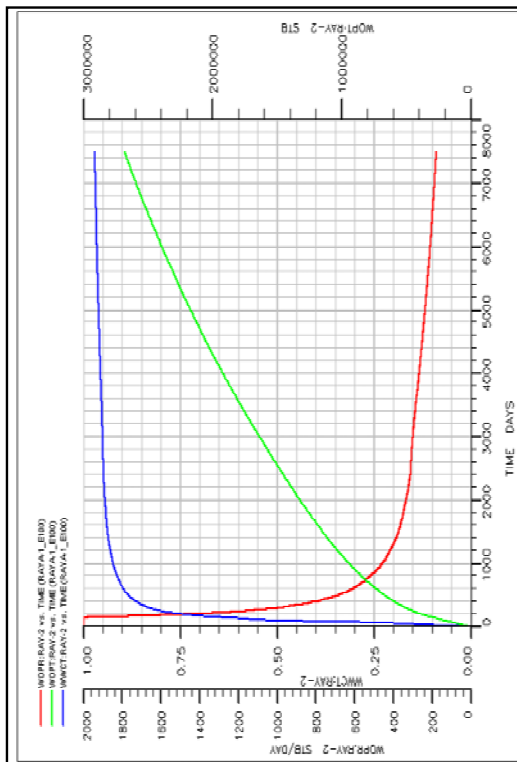


Tabla N°18
Cronograma de perforación

WELL NAME	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027		
RIG 1																					
RIG MOVE																					
ALFA																					
RIG 2																					
RIG MOVE																					
ALFA																					
RIG 3																					
RIG MOVE																					
BETA																					
RIG MOVE																					
OMEGA																					
RIG MOVE																					
ALFA																					
CRONOGRAMA PERFORACIÓN POZOS PRODUCTORES																					
WELL NAME	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	TOTAL	
RIG 1					10	11	10	10	11	7											49
ALFA																					
RIG 2					10	11	10	11	7												49
ALFA																					
RIG 3					7																7
BETA																					
OMEGA					3	10	5														18
ALFA																					28
TOTAL POZOS PRODUCTORES	0	0	0	0	30	32	30	32	25	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	151
CRONOGRAMA PERFORACIÓN POZOS INYECTORES																					
WELL NAME	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	TOTAL	
RIG 1					2	1	2	1	1												7
ALFA																					
RIG 2					2	1	2	1	1												7
ALFA																					
RIG 3					1	2	1														4
BETA																					
OMEGA					1	2	1														4
ALFA																					4
TOTAL POZOS INYECTORES	0	0	0	0	5	4	5	4	4	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	22

De acuerdo al esquema de desarrollo propuesto se espera recuperar unos 270 MMSTB de crudo a fines del 2029, El perfil de producción considera una vida productiva de 18 años y un límite técnico de 95% de corte de agua, según se muestra en la (Tabla N° 19):

Tabla N°19
Pronóstico de producción

FECHA	PETROLEO BOPD	AGUA BWPD	FLUIDO BLPD	NP MMBLS
2011	0	0	0	0.000
2012	0	0	0	0.000
2013	23987	35285	59272	8.755
2014	58133	195123	253256	29.974
2015	72975	407219	480195	56.610
2016	84953	610758	695711	87.617
2017	97284	820427	917712	123.126
2018	80347	974855	1055202	152.453
2019	59411	1014363	1073774	174.138
2020	49278	1029146	1078424	192.125
2021	42992	1037743	1080735	207.817
2022	37788	1000971	1038759	221.609
2023	32263	889774	922036	233.385
2024	26686	734698	761384	243.125
2025	21695	576904	598599	251.044
2026	16633	387914	404547	257.115
2027	14079	303171	317250	262.254
2028	13063	286937	300000	267.022
2029	12435	287565	300000	271.561

Las Figuras N° 38, 39, 40 y 41 muestran los perfiles de Producción por Yacimiento y del Lote, para el caso de un Desarrollo con 3 equipos de perforación:

Figura N°38
Pronóstico de Producción de Petróleo y Agua
Yacimientos Alfa

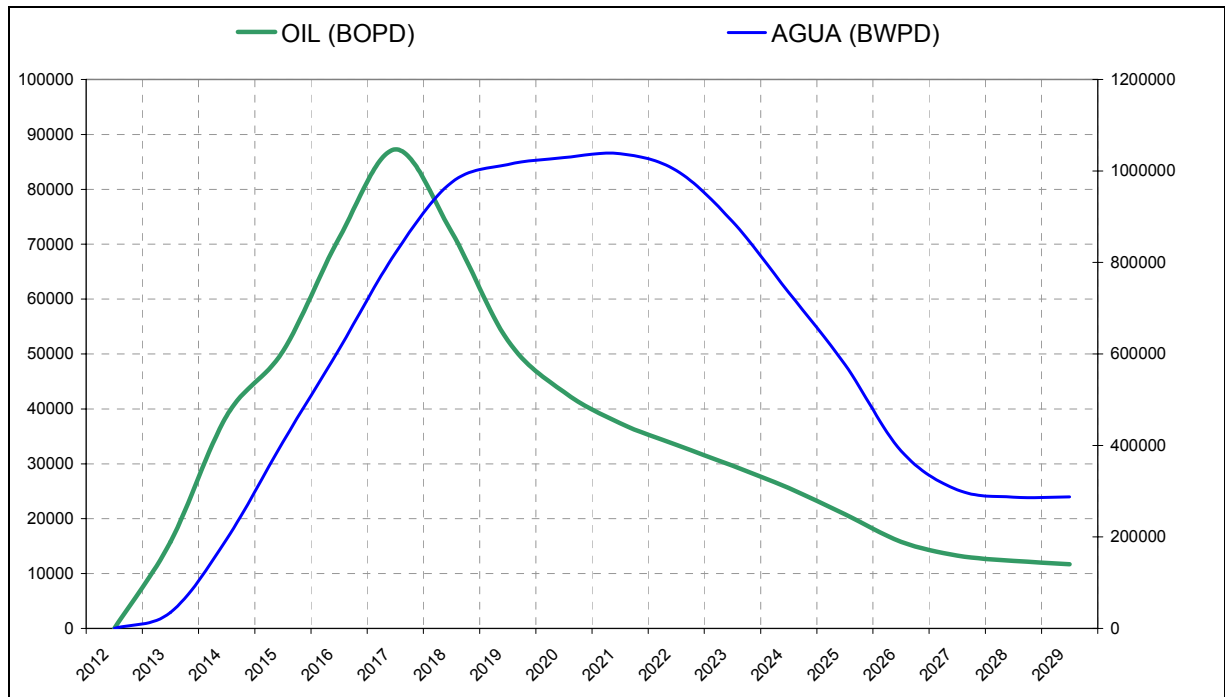


Figura N°39
Pronóstico de Producción de Petróleo y Agua
Yacimientos Beta

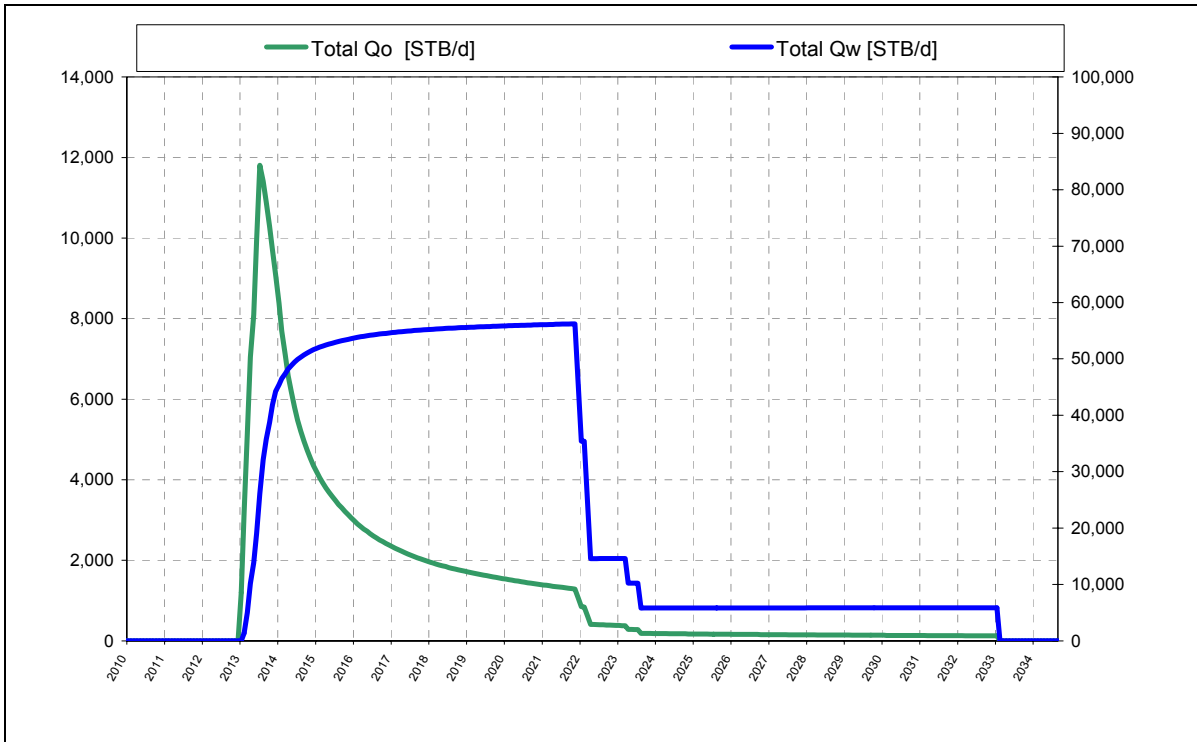


Figura N°40
Pronóstico de Producción de Petróleo y Agua
Yacimientos Omega

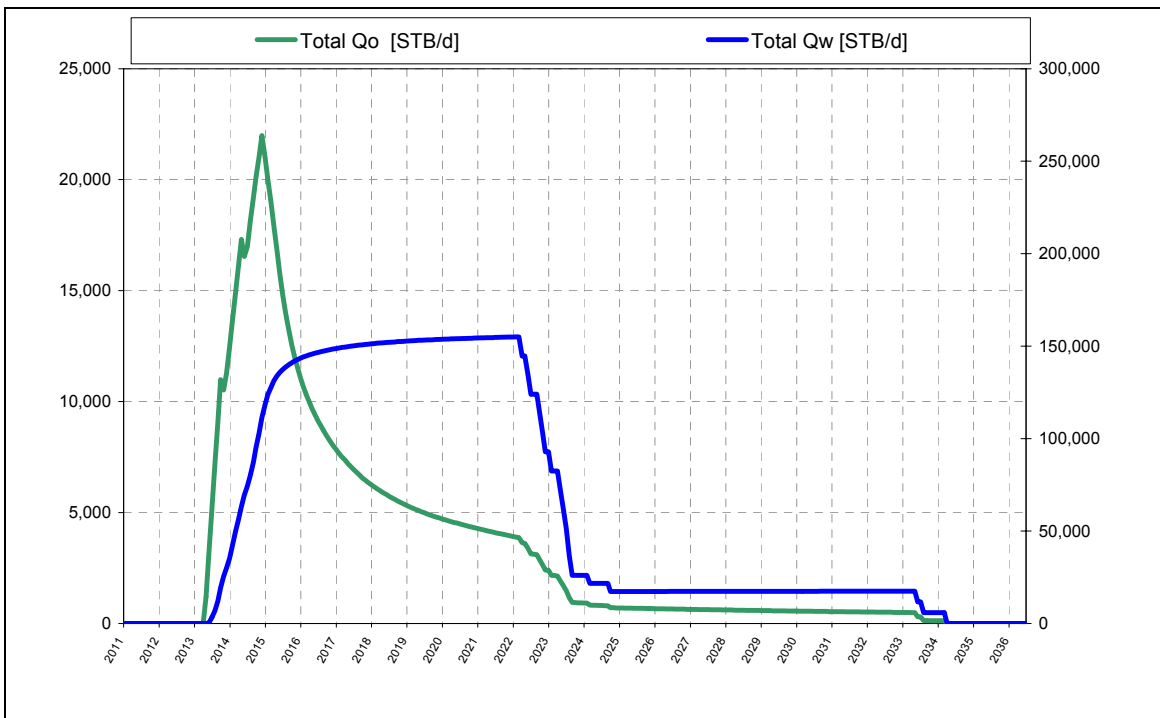
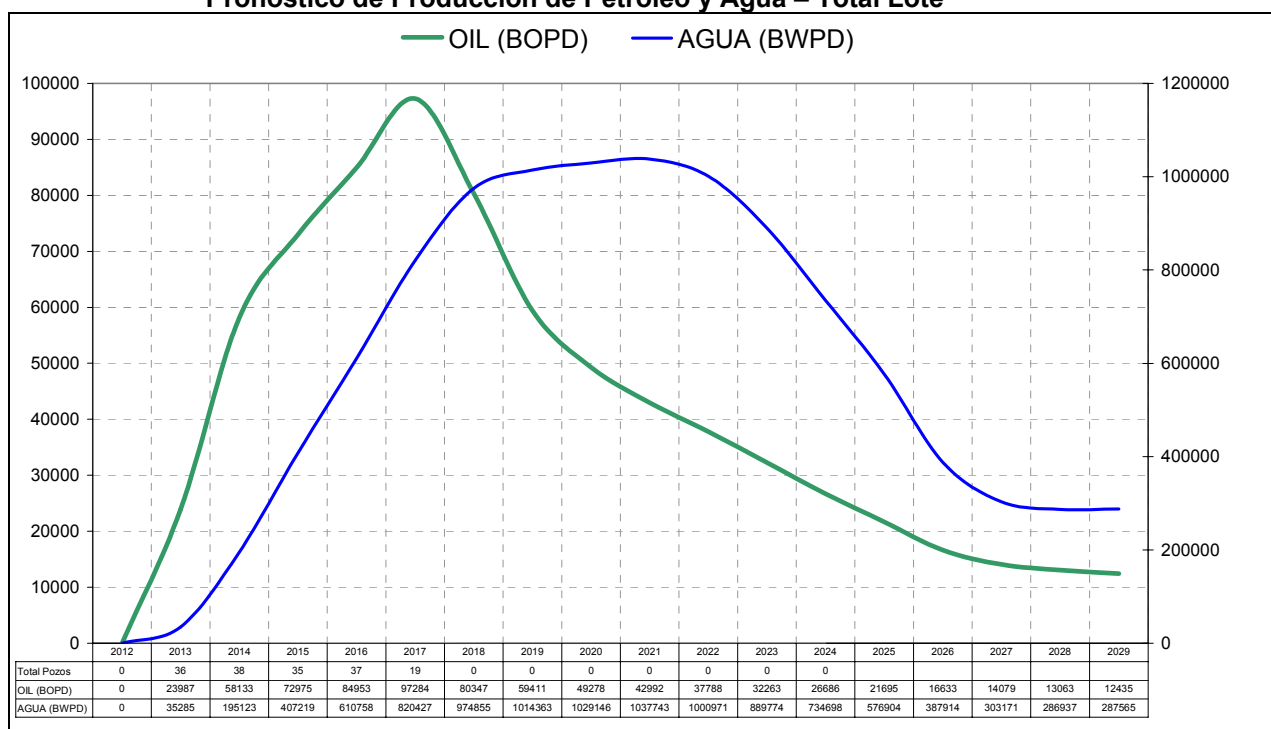


Figura N°41
Pronóstico de Producción de Petróleo y Agua – Total Lote



4.7.3 Resumen Comparativo

Se presenta en la **Tabla N°20** un resumen del pronóstico de producción y el cronograma de perforación

Tabla N°20
Resumen de Pronóstico de producción

YACIMIENTO	# PADS	#POZOS PRODUCTORES	#POZOS INYECTORES	PICO DE PROD PETROLEO BOPD	PICO DE PROD AGUA BOPD	PROD ACUMULADA PETROLEO MMBLS	VIDA DEL PROYECTO
OMEGA	3	18	4	19000	155000	30	17
BETA	1	7	0	8000	56000	11	17
ALFA	18	126	18	87000	830000	230	17
TOTAL	22	151	22	APROX 98000	APROX 1040000	271	17

Con respecto al tratamiento y disposición de agua de producción de agua de producción, se ha considerado un costo promedio de 0.5 US\$/bl. (*).

(*) "Oilfield review-Verano 2000".

4.8.2 Facilidades externas al área:

Se ha considerado un oleoducto de 390 Km, desde el área de estudio, hasta San Jacinto, Andoas y finalmente la estación 5. Se ha considerado los ductos de inyección de agua. Se ha estimado un costo promedio de 0.9 MMUS\$/Km. **En la Tabla N° 22** se observa el detalle.

El diseño de facilidades, y la filosofía de operación estarán basados en la aplicación de tecnología de punta disponible para la deshidratación y transporte de hidrocarburos, simplicidad en el diseño, estandarización, accesos, ubicación de facilidades de control, arquitectura de automatización, seguridad, y, en especial, el cuidado del medio ambiente y las relaciones con las comunidades. El diseño de las facilidades de superficie está guiado por un enfoque modular y flexible, enfoque que permite un desarrollo rápido y eficiente del campo.

El crudo a ser explotado se encuentra en un rango de 10° a 15° API y requiere ser acondicionado para poder transportarlo. Este acondicionamiento consistirá en calentar el crudo hasta una temperatura de 220 °F para transportarlo desde el Lote hasta Andoas a través de un nuevo oleoducto a ser construido y aquí mezclarlo con diluyente y llevarlo finalmente hasta Bayóvar. El proyecto de desarrollo y producción implica la construcción de las siguientes facilidades principales de producción y de apoyo:

Líneas de Producción. (Fluido multifásico)- Un sistema de líneas de producción que llevará la producción de las plataformas de producción (fluido multifásico) hacia las centrales de procesamiento. Este sistema estará constituido por líneas que unirán los cabezales de pozo con un

múltiple (manifold) en cada plataforma y luego una línea de producción que llevará el fluido multifásico hacia la estación central de procesamiento respectiva, cuyo diámetro varía con la producción de cada plataforma. Las líneas colectoras irán enterradas, junto con un cable de potencia y fibra óptica, dentro del mismo derecho de vía. Paralelamente a las líneas colectoras, y en el mismo derecho de vía, se instalará una línea de retorno.

Oleoducto Principal.- Unirá el Lote con la estación 5 del oleoducto norperuano, tendrá una longitud total de aproximadamente 415 Km. y estará dividido en dos tramos: El primer tramo, entre el Lote y Andoas transportará crudo pesado, calentado; el segundo tramo, entre Andoas y la estación 5, llevará crudo mezclado con diluyente. Irá enterrado y acompañado de una línea de fibra óptica en paralelo. El tramo inicial de 72 Km., y atravesará selva virgen, mientras que el tramo restante usará los derechos de vía existentes, tanto en el Lote 1-AB, como en el Ramal Norte del Oleoducto Norperuano.

Oleoducto para Diluyente.- Llevará diluyente desde Bayóvar hasta Andoas, estará compuesto de dos tramos: el primer tramo que unirá Bayóvar con la estación 5 del oleoducto norperuano tendrá un diámetro de 12" y una longitud de 550 Km y será un ducto nuevo instalado para tal propósito. El segundo tramo, que unirá la estación 5 con Andoas se propone utilizar el oleoducto existente de 16 pulgadas de 252 Km. ó de longitud, que actualmente utiliza el Ramal Norte del Oleoducto Norperuano.

Estaciones de Bombeo de Diluyente.- Una estación inicial en Bayóvar y tres estaciones de refuerzo ubicadas en Olmos, estación 5.

Estaciones de Bombeo de Crudo Producido.- Una Estación de bombeo inicial y cuatro estaciones de refuerzo

Sistema de Calentamiento de Crudo.-Tendrá una estación de calentamiento en la estación de despacho, y una estación de calentamiento

Sistema de Mezcla.- Ubicado en Andoas. En esta estación se mezclará el crudo pesado con diluyente importado desde Bayóvar.

Sistema de Transporte de Diluyente.- Este sistema consistirá en la instalación de en una línea de 12" pulgadas desde Bayóvar hasta la estación 5 del oleoducto norperuano. Desde la estación 5 hasta Andoas se usará el ducto de 16", operado por Petroperú. Se construirán estaciones de bombeo de diluyente en Bayóvar y en Olmos. Desde Porcuya hasta la estación 5 el diluyente fluirá por simple gravedad. Entre la estación 5 y Andoas se construirán estaciones de bombeo de diluyente en: Estación 5, Morona y Huituyacu.

Un Sistema de Separación del Diluyente en Bayóvar.-Este sistema permitirá separar el diluyente del crudo pesado para poder volver a usar el mismo diluyente.

Tabla N°22
Costo del oleoducto

COSTO DEL OLEODUCTO					
PARAMETROS BÁSICOS		Area- San Jacinto	San Jacinto - Andoas	Andoas-Estación 5	Total
Flujo de Petróleo	MBOPD	97	97	97	97
Longitud de la tubería	Km	80	90	220	390
Diámetro externo	pulgadas	16	16	16	16
Diámetro interno	pulgadas	15	15	15	15
Costo Unitario	\$/ft	70	70	70	70
Estaciones de Bombeo	unidad	1	1	1	3
Costo Km (0.9 MMUS\$/Km)		72	81	198	351

4.8.3 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

4.8.4 Costo 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 de 30 personas en las oficinas basado en trabajos anteriores, como se muestra a continuación:

Tabla N°24
Costo de la operación y de administración

COSTO VARIABLE (US\$/BL)	4
COSTO FIJO (MMUS\$/AÑO)	6.6
Sueldos y salarios Campo	3.5
Sueldos y salarios Campo	2.1
Servicios (luz-agua-tel-etc)	1

4.8.5 Análisis del flujo de caja

El análisis del flujo de caja se ha efectuado considerando un escenario de 18 años, en base al contrato firmado con el Estado, para lo cual se ha tomado en cuenta el costo del transporte desde Estación 5 hasta Bayóbar en la costa. El precio base utilizado ha sido de 40US\$/BL en el Wellhead, en base al peor escenario posible. Se ha tomado en consideración el costo de transporte que es de aproximadamente 5US\$/BL. Para un precio de crudo del orden de 40US\$/BL y un regalía de 15%, en base a lo acordado con el Estado, el proyecto resulta rentable con un VAN de 387 MMUS\$ y una rentabilidad de orden de 16.8%. **(Ver Tabla 25)**

4.8.6 Sensibilidad del flujo de caja

Se efectuó la sensibilidad del flujo de caja mediante el diagrama spider, en donde se muestra que variando los gastos operativos, las reservas, la inversión y el valor de la producción existe un valor de VAN más probable. Donde el valor mínimo del precio del barril para que sea

viable el proyecto sería de 34.1 \$/bbl. Con respecto a las reservas y la inversión se debe tener mucho cuidado ya que si las Reservas del proyecto disminuyesen en solo 2% el proyecto no sería rentable, y si se incrementa en 3% las inversiones; de la misma forma, no sería viable el proyecto. (Ver figura N°42)

Figura N°42
ANALISIS DE SENSIBILIDAD

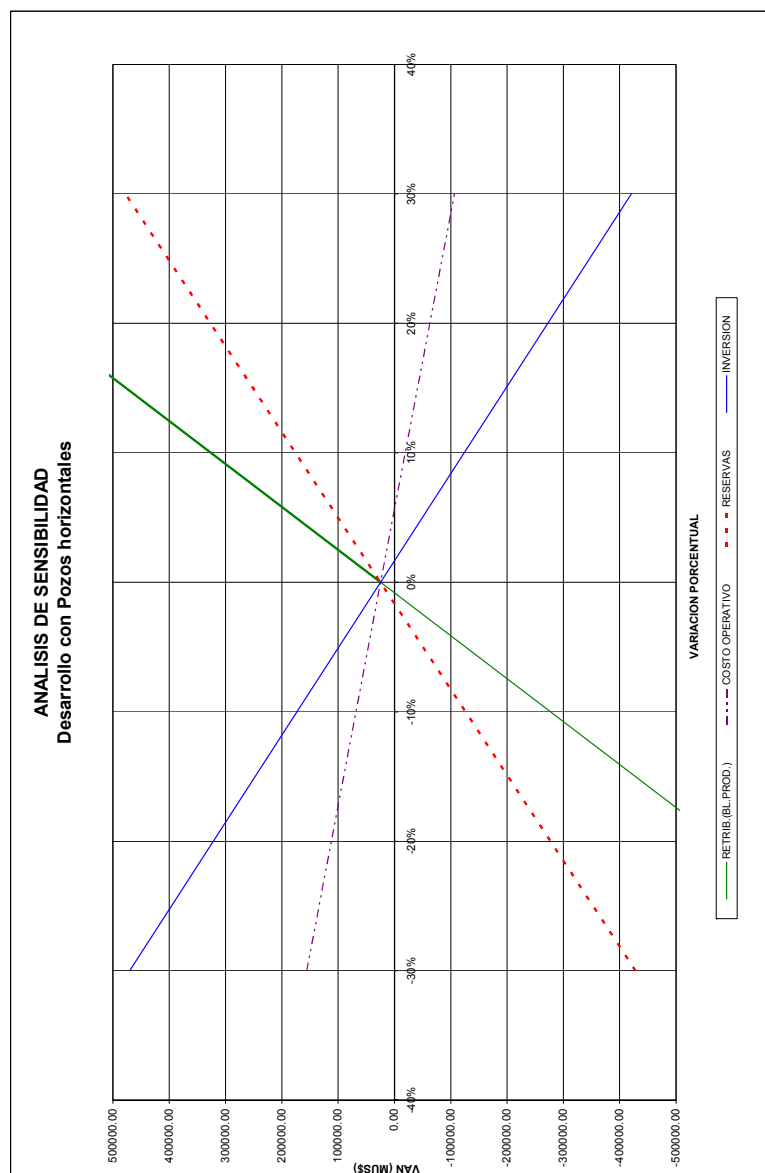


Tabla N°25
Flujo de caja

	40 US\$/Bt	RESULTADOS																		
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
Precio Crudo	5 US\$/Bt																			
Costo Operativo	0.3																			
Costo transporte	5 US\$/Bt																			
Tasa Descuento	10																			
PRODUCCION																				
Producción, BOPD	0	0	23,987	58,133	72,975	84,953	97,284	80,347	59,411	49,278	42,992	37,768	32,263	26,686	21,695	16,633	14,079	13,063	12,435	
Producción, MBIs	0	0	8,756	21,219	26,636	31,008	35,509	29,327	21,685	17,986	15,692	13,793	11,776	9,740	7,919	6,071	5,139	4,768	4,539	
INGRESOS																				
Ingresos por ventas	0	0	350,210	848,742	1,065,435	1,240,314	1,420,346	1,173,066	887,401	719,459	627,683	551,705	471,040	389,616	316,747	242,842	205,553	190,720	181,551	
COSTOS OPERATIVOS																				
Costo Operativo	0	0	43,776	106,093	133,179	155,039	177,543	146,633	108,425	89,932	78,460	68,963	58,880	48,702	39,593	30,355	25,694	23,840	22,694	
Costo Transporte	0	0	43,776	106,093	133,179	155,039	177,543	146,633	108,425	89,932	78,460	68,963	58,880	48,702	39,593	30,355	25,694	23,840	22,694	
REGALIAS																				
Porcentaje regalía, fracción	0.15	0.15	0.18	0.23	0.26	0.28	0.30	0.27	0.24	0.22	0.21	0.20	0.19	0.18	0.17	0.16	0.16	0.16	0.16	
Regalía, MUS\$	0	0	55,152	173,701	239,896	367,511	276,079	179,052	138,441	115,330	97,403	79,566	62,810	48,879	35,776	29,557	27,157	25,693	25,693	
INVERSION																				
Inversión, MUS\$	1,700	430,500	656,000	423,000	312,000	247,000	25,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
FLUJO																				
Costo (GO+Regalía+Transp)	0	0	142,704	365,887	506,255	609,876	722,598	569,345	395,902	318,306	272,251	235,329	197,326	160,214	128,066	96,486	80,946	74,836	71,061	
Costo Total (GO+Regalía+Transp+Utilidad Bruta (Ingresos-Costo tota	0	0	142,704	365,887	506,255	609,876	722,598	569,345	395,902	318,306	272,251	235,329	197,326	160,214	128,066	96,486	80,946	74,836	71,061	
Impuesto	0	0	207,506	462,855	559,190	630,437	697,749	603,721	471,499	401,153	355,433	316,376	273,714	229,401	188,681	146,355	124,608	115,863	110,470	
Flujo Neto (Ingresos-Costo-Transp-	-1,700	-430,500	-510,746	-99,001	-79,426	-194,306	-463,424	-422,605	-330,049	-280,807	-248,803	-221,463	-191,600	-160,581	-132,077	-102,449	-87,225	-81,118	-77,329	
Flujo Neto Acumulado	-1,700	-432,200	-942,946	-1,041,947	-962,521	-768,215	-304,791	117,913	447,863	728,670	977,473	1,198,936	1,390,535	1,551,116	1,683,193	1,785,642	1,872,867	1,953,986	2,031,315	
Flujo Neto Actualizado	-1,700	-391,364	-422,104	-74,381	54,249	120,649	261,591	216,863	153,970	119,090	95,924	77,621	61,050	46,515	34,780	24,525	18,983	16,049	13,908	
Flujo Neto Actualizado Acumulado	-1,700	-393,064	-815,168	-889,549	-835,300	-714,651	-453,060	-236,197	-82,227	36,863	132,787	210,408	271,458	317,973	352,753	377,278	396,261	412,310	426,218	

4.9 Plan de Desarrollo con pozos direccionales

4.9.1 Selección de pozo tipo

Se efectuó un plan de desarrollo con pozos direccionales para compararlo con el desarrollo del campo con pozos horizontales; para ello se ha concebido desarrollar la formación Chonta y la formación Vivian en conjunto.

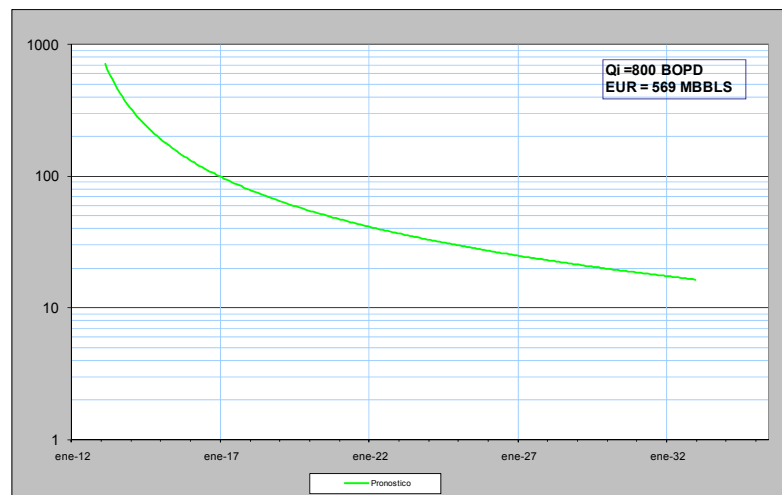
El Desarrollo de los yacimientos sería mediante plataformas tipo “cluster”, las cuales incluirán 7 pozos productores direccionales y 1 inyector. El número de pozos por Plataforma ha sido establecido en función de la profundidad promedio por pozo (5500 ft TVD); un número mayor de pozos por plataforma requeriría un desplazamiento mayor (stepout o departure) – pozos mecánicamente más difíciles y caros pero a la vez reduciría el número de plataformas. De acuerdo a la experiencia en Lotes vecinos, se necesitarían 20 días promedio para perforar y completar un pozo direccional de 5500’ TVD; el movimiento entre plataformas requeriría 15 días, mientras que el movimiento entre yacimientos 30 días.

Cabe señalar que la producción commingling, de acuerdo a estudios realizados en Lotes vecinos, podría generar una merma hasta de 30% en la productividad de los pozos. Para la etapa de producción, se espera utilizar el sistema de levantamiento artificial con bombas electrosumergibles para todos los reservorios bajo saturados (bajo API, fuerte empuje de agua, bajo GOR).

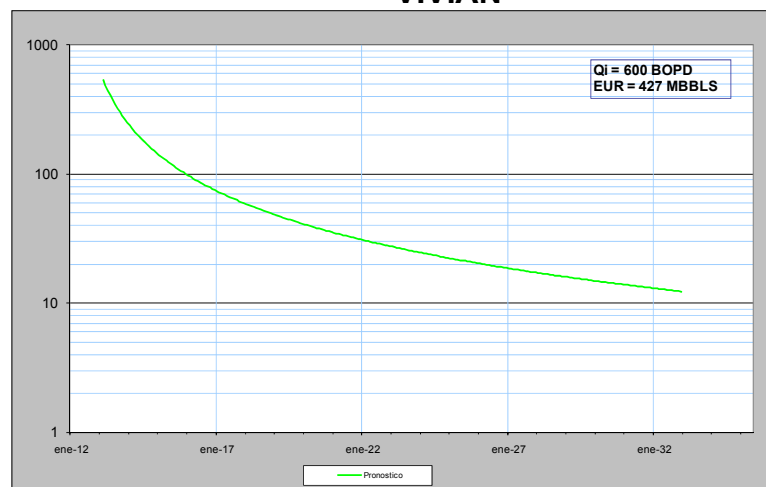
Se ha tomado en cuenta como base una cifra de 273MMBO (230 MMBO del campo Alfa, 11 MMBO del campo Beta y 32 MMBO del campo Omega). La perforación de pozos empezaría a fines del 2012 y la producción empezaría en el 2013. Se ha establecido como límite económico una producción equivalente a 98% de corte de agua ó 100 BOPD. Finalmente se escogió un pozo tipo que producirá de Chonta y Vivian con un caudal inicial de 1400 BOPD, y tendrán una Recuperación final de 1.0 MMBOP. (Ver figura 43).

Figura N°43
Perfiles de Producción de los Pozos Tipo

CHONTA



VIVIAN



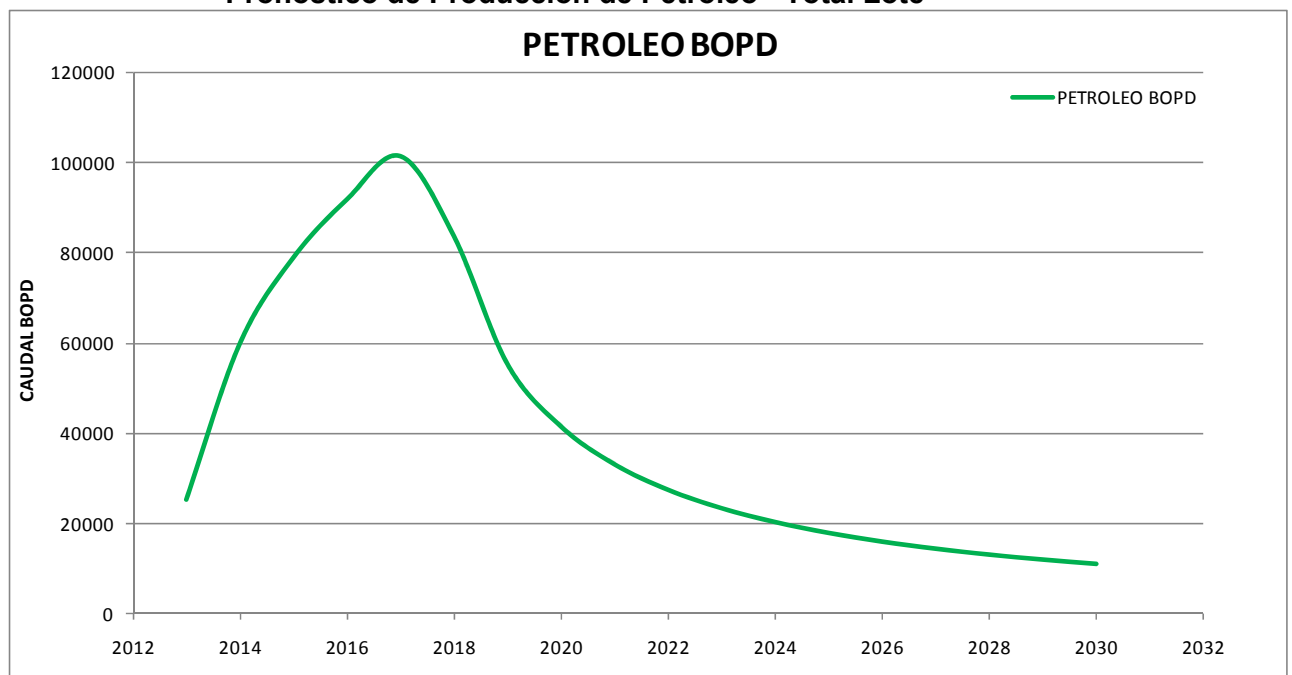
De acuerdo al esquema de desarrollo propuesto se espera recuperar unos 270 MMSTB de crudo a fines del 2029, El perfil de producción considera una vida productiva de 18 años y un límite técnico de 95% de corte de agua, según se muestra en la (Tabla N° 27):

Tabla 27
Pronóstico de producción

FECHA	PETROLEO BOPD
2013	25319
2014	59906
2015	78983
2016	91878
2017	101481
2018	83740
2019	55367
2020	41530
2021	33145
2022	27489
2023	23410
2024	20332
2025	17928
2026	16000
2027	14423
2028	13109
2029	11998
2030	11049

La Figuras N° 44 muestra el perfil de Producción para el caso de un Desarrollo con 3 equipos de perforación:

Figura 44
Pronóstico de Producción de Petróleo - Total Lote



4.10 Evaluación económica con pozos direccionales

4.10.1 Costos de la Perforación

Para el caso definido con un volumen de reservas de 273 MMbbls, se estima que para drenar esas reservas de petróleo, se requiere la perforación de 273 pozos productores y 34 pozos inyectores. La perforación costaría aproximadamente 1740 MMUS\$, según se muestra en la siguiente **tabla 28**.

Tabla 28
Costos por perforación

POZO	MMUS\$
COSTO POZO DIRECCIONAL	6
COSTO POZO INYECTOR	3

COSTO DEL PROGRAMA DE PERFORACIÓN POZOS PRODUCTORES MMUS\$																				
WELL NAME	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	TOTAL
RIG 1																				
ALFA					108	108	108	108	108											540
RIG 2																				
ALFA					108	108	108	108	108											540
RIG 3																				
ALFA					108	108	84													300
OMEGA							24	42												66
BETA								66	108	18										192
TOTAL POZOS PRODUCTORES	0	0	0	0	324	324	324	324	324	18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1638

COSTO DEL PROGRAMA DE PERFORACIÓN POZOS INYECTORES MMUS\$																				
WELL NAME	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	TOTAL
RIG 1																				
ALFA					9	9	9	9	3											39
RIG 2																				
ALFA					9	9	9	9	3											39
RIG 3																				
ALFA					9	9	3													
OMEGA							6	3												9
BETA								6	9											15
TOTAL POZOS INYECTORES	0	0	0	0	27	27	27	27	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	102

4.10.2 Facilidades externas al área:

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. En la **Tabla 29** se observa el detalle.

Tabla 29
Costo del oleoducto

COSTO DEL OLEODUCTO					
PARAMETROS BÁSICOS		Area- San Jacinto	San Jacinto - Andoas	Andoas-Estación 5	Total
Flujo de Petróleo	MBOPD	97	97	97	97
Longitud de la tubería	Km	80	90	220	390
Diámetro externo	pulgadas	16	16	16	16
Diámetro interno	pulgadas	15	15	15	15
Costo Unitario	\$/ft	70	70	70	70
Estaciones de Bombeo	unidad	1	1	1	3
Costo Km (0.9 MMUS\$/Km)		72	81	198	351

4.10.3 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 2095MMUS\$.

4.10.4 Costo 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 de 30 personas en las oficinas basado en trabajos anteriores, como se muestra a continuación:

Tabla 30
Costo de la operación y de administración

COSTO VARIABLE (US\$/BL)	4
COSTO FIJO (MMUS\$/AÑO)	6.6
Sueldos y salarios Campo	3.5
Sueldos y salarios Campo	2.1
Servicios (luz-agua-tel-etc)	1

4.10.5 Análisis del flujo de caja

El análisis del flujo de caja se ha efectuado considerando un escenario de 18 años, en base al contrato firmado con el Estado, para lo cual se ha tomado en cuenta el costo del transporte desde Estación 5 hasta Bayóbar en la costa. El precio base utilizado ha sido de 40US\$/BL en el Wellhead, en base al peor escenario posible. Se ha tomado en consideración el costo de transporte que es de aproximadamente

5US\$/BL. Para un precio de crudo del orden de 40US\$/BL y un regalía de 15%, en base a lo acordado con el Estado, el proyecto resulta rentable con un VAN de 213 MM US\$ y una rentabilidad de orden de 13.7%.

**Tabla 31
Flujo de caja**

	RESULTADOS																			
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
Precio Crudo	40 US\$/BL																			
Costo Operativo	5 US\$/BL																			
Impuestos	0.3																			
Costo transporte	5 US\$/BL																			
Tasa Descuento	10																			
PRODUCCION																				
Producción, BO/PD	0	26,319	59,506	78,883	91,878	101,481	83,740	83,740	55,367	41,530	33,145	27,489	23,410	20,332	17,928	16,000	14,423	13,109	11,998	
Producción, MBIs	0	9,241	21,866	28,629	33,535	37,041	30,861	20,209	15,156	12,098	10,033	8,545	7,421	6,544	5,840	5,264	4,795	4,379	4,019	
INGRESOS																				
Ingresos por ventas	0	369,657	874,626	1,153,146	1,341,418	1,461,620	1,222,604	868,364	606,339	483,921	401,333	341,769	296,842	261,743	233,605	210,570	191,366	175,176	161,000	
COSTOS OPERATIVOS																				
Costo Operativo	0	46,207	109,328	144,143	167,677	185,204	152,826	101,045	75,924	60,490	50,167	42,724	37,105	32,718	29,201	26,321	23,923	21,897	20,100	
Costo Transporte	0	46,207	109,328	144,143	167,677	185,204	152,826	101,045	75,924	60,490	50,167	42,724	37,105	32,718	29,201	26,321	23,923	21,897	20,100	
REGALIAS																				
Porcentaje regalía, fracción	0.15	0.15	0.18	0.24	0.27	0.29	0.27	0.23	0.21	0.19	0.19	0.18	0.17	0.17	0.17	0.17	0.16	0.16	0.16	
Regalía, MU\$	0	58,895	181,141	269,217	337,070	259,285	293,466	162,349	110,183	82,332	65,144	53,553	45,248	39,029	34,211	30,379	27,263	24,696	22,453	
INVERSION																				
Inversión, MU\$	1,700	481,500	665,000	476,000	356,000	344,000	23,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FLUJO																				
Costo (GO+Regalía+Transp)	0	0	151,309	399,797	557,503	672,424	629,693	599,120	364,440	281,768	203,312	165,478	139,001	119,459	104,464	92,612	83,021	75,110	68,490	
Costo Total (GO+Regalía+Transp+D)	0	0	151,309	399,797	557,503	672,424	629,693	599,120	364,440	281,768	203,312	165,478	139,001	119,459	104,464	92,612	83,021	75,110	68,490	
Utilidad Bruta (Ingresos-Costo total)	0	0	218,348	474,828	595,643	668,893	651,937	623,651	443,924	344,571	280,609	235,856	202,769	177,333	157,279	140,593	127,549	116,276	106,696	
Impuesto	0	0	65,504	142,449	178,933	200,698	255,981	187,945	133,171	103,371	84,193	70,757	60,837	53,215	47,194	42,298	39,265	34,893	32,009	
Flujo Neto Ingresos-Costo-Transp-I	-1,700	-481,500	-542,156	-143,620	-60,950	-124,955	436,439	310,427	241,199	198,426	165,098	141,952	124,188	110,095	98,695	89,294	81,393	74,697	68,687	
Flujo Neto Acumulado	-1,700	-489,200	-1,026,356	-1,169,976	-1,108,026	-983,231	-410,376	368,664	336,811	578,010	774,437	939,535	1,081,487	1,205,656	1,315,751	1,414,416	1,503,730	1,585,123	1,659,811	
Flujo Neto Actualizado	-1,700	-437,721	-449,063	-107,904	41,830	77,178	323,644	223,862	144,960	102,282	75,731	57,866	45,230	35,967	28,991	23,627	19,431	16,103	13,433	
Flujo Neto Actualizado Acumulado	-1,700	-439,421	-487,490	-685,394	-863,165	-876,587	-592,942	-328,980	-144,014	-81,722	-3,981	51,875	97,105	133,072	162,064	186,690	205,121	221,204	234,858	

VAN	213,325 MU\$
TIR	13.7%

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Se ha desarrollado una metodología para predecir el comportamiento productivo de pozos horizontales en yacimientos de crudo pesado, a partir del diseño de una prueba de presión de Penetración parcial, en los pozos verticales o direccionales, que permite estimar confiablemente los índices de anisotropía y productividad.
2. Los resultados de la evaluación económica muestran la ventaja competitiva de la perforación horizontal para el desarrollo del crudo pesado de la selva norte peruana. Se comparó el Desarrollo de campo mediante la perforación de pozos horizontales y el Desarrollo mediante pozos direccionales. El resumen se muestra a continuación.

Tabla N°32
Comparación de Desarrollo del Campo

RESULTADOS			
	DESARROLLO DEL YACIMIENTO MEDIANTE POZOS DIRECCIONALES	DESARROLLO DEL YACIMIENTO MEDIANTE POZOS HORIZONTALES	
# DE POZOS PRODUCTORES	273	151	
# DE POZOS INYECTORES	34	22	
# DE PLATAFORMAS	40	22	
# DE RIGS	3	3	
COSTO DE PERFORACIÓN DE UN POZO PRODUCTOR	6	10	MMUS\$
COSTO DE PERFORACIÓN DE UN POZO INYECTOR	3	3	MMUS\$
COSTOS TOTAL DE PERFORACIÓN	1740	1466	MMUS\$
VAN	213	387	MMUS\$
TIR	13.7%	16.8%	

3. El análisis de sensibilidad de los parámetros de la prueba de entrada limitada muestran que, para el tipo de crudo de la selva norte peruana es necesario al menos un espesor de 35 pies de reservorio, ya que si fuese mayor, no se generaría la secuencia de tiempos para que se muestre el tiempo del flujo semiesférico. Y si es menor de 5 pies, tampoco se podría efectuar la prueba puesto que sería difícil la precisión de perforar tal cantidad de pies.
4. Se requiere que el espesor perforado no sea mayor a 27 pies, ya que si fuese mayor, no se generaría la secuencia de tiempos para que se muestre el tiempo del flujo semiesférico. Y si es menor de 5 pies, tampoco se podría efectuar la prueba puesto que sería difícil la precisión de perforar tal cantidad de pies.
5. El análisis de sensibilidad de los parámetros de la prueba de entrada limitada muestra, que para el tipo de crudo de la selva norte peruana es necesario una viscosidad no menor de 200 cP, ya que si fuese menor, no se observaría el tiempo del flujo semiesférico, por ser muy corto.
6. La representatividad de la medición de la permeabilidad vertical obtenida del análisis de núcleos tiene limitaciones debido a que el cálculo de la permeabilidad es un promedio y representa a la vecindad del pozo. Se encuentra sometido a diferentes efectos, como el lodo de perforación, fluidos de cementación, fluidos de completación, etc., los cuales dañan a las paredes del reservorio, y por ende al núcleo. Y por último, se tiene que hacer un programa especial dentro de las secuencias de trabajo en operaciones de perforación, puesto que se debe hacer varios viajes para bajar el

Coreador. Esto hace que el costo de la medición de la permeabilidad mediante cores resulta muy costoso.

7. Se puede obtener las mediciones de permeabilidad horizontal y vertical, mediante los probadores de fondo, los cuales ofrecen una evaluación efectiva del reservorio. Por otra parte al igual que el análisis de núcleos, se tiene que hacer un programa especial dentro de las secuencias de trabajo en operaciones de perforación, puesto que se debe hacer varios viajes para bajar el Probador. Esto hace que el costo de la medición de la permeabilidad mediante el Probador de fondo resulte muy costoso.
8. Las pruebas de presión de entrada limitada, no representa un costo mayor, debido a que se puede efectuar dentro del programa de DST, solo se incrementa algunas horas a los tiempos en los ensayos de presión. Por ser una prueba de presión aportan conocimientos especiales acerca de la dinámica de los yacimientos que ninguna otra herramienta puede captar. La prueba de presión de entrada limitada puede ofrecer una evaluación efectiva sobre los tipos de permeabilidad.
9. Se recomienda realizar un ensayo con al menos 5 pozos piloto a escala comparable, que permita validar la predicción del modelo de flujo y de esta forma el cálculo de la permeabilidad vertical a partir de éste método.
10. La evaluación de impactos y riesgos socio-ambientales favorece a la perforación horizontal frente a otras tecnologías como alternativa óptima de desarrollo de los yacimientos de crudo pesado de la selva norte peruana.

BIBLIOGRAFÍA

- Adalberto, José R., Dias, Joao B. **“Avaliacao das Formacoes”**. Universidade Petrobras. Pg 177 -200. Octubre 2006. Brasil.
- Alvarado, Douglas **“Análisis Moderno de prueba de pozos”**. Universidad de Zulia. Octubre 2008. Venezuela.
- Orellana, Ney. **“Modelo Geológico – Estático Bloque 39– Cuenca Marañon”**. Enero 2008. Lima-Perú.
- Pantigoso A., Carlos. **“Alternativas para la Explotación de crudo pesado en la selva norte del Perú – Propuestas para un desarrollo integral Estado/Contratista”**. Informe de Tesis UNI-FIP. 2006. Lima-Perú.
- Romocki, S., Rhodey, W. **“A novel process for heavy residue hydroconversion using a Recoverable Pseudo-homogeneous Catalysis (PHC) System”** Paper SPE 117710. Octubre 2008. Canada.
- Economides, Michael., Hill, Daniel., Ehlig, Christine **“Petroleum Production System”**. Prentice Hall. 1994. EEUU.
- Curtis, Carl., Koper, Robert., Decoster, Eric., **“Heavy oil Reservoirs”**. Oilfield Review, Autumn 2002.EEUU.
- Schlumberger **“MDT Modular Formation Dynamics Tester**. 2005. EEUU.

- C.A. Ehlig-Economides, M. Nduonyi and J. Abiaze. **“Test Design for Vertical permeability Determination from a conventional Pressure-Buildup Test”**. SPE 103680.

- Sada D., Joshi, **“Horizontal Well Technology”**. PennWell Books. 1991. EEUU.

- Yildiz, Turhan. **“Transient Pressure analysis in partially penetrating Wells”**. SPE 21551.

- Raghavan, R., Clark, K. **“Vertical permeability from Limited Entry Flow Test in Thick Formations”**. SPE 4556.

APENDICE A

Data de presiones para el diseño de la prueba de presión de penetración parcial.

Elapsed time	Pressure	Elapsed time	Pressure	Elapsed time	Pressure	Elapsed time	Pressure
hr	psia	hr	psia	hr	psia	hr	psia
0	2365	6.06261	1870.97	18.0421	2211.2	37.1471	2360.37
6.60E-04	2334.58	6.0919	1863.53	18.0472	2219.66	37.4771	2360.43
0.00132	2311.34	6.1349	1857.26	18.0529	2227.68	37.8071	2360.49
0.00198	2292.66	6.198	1851.99	18.0594	2235.3	38.1371	2360.55
0.00264	2277.28	6.29062	1847.56	18.0666	2242.54	38.4671	2360.61
0.0033	2264.42	6.42658	1843.86	18.0748	2249.42	38.7971	2360.66
0.00396	2253.52	6.62613	1840.74	18.0839	2255.95	39.1271	2360.72
0.00462	2244.17	6.91903	1838.1	18.0941	2262.16	39.4571	2360.77
0.00528	2236.09	7.24903	1836.26	18.1056	2268.06	39.7871	2360.82
0.00594	2229.03	7.57903	1834.99	18.1185	2273.65	40.1171	2360.87
0.0066479	2222.26	7.90903	1834.03	18.133	2278.96	40.4471	2360.92
0.00747802	2215.65	8.23903	1833.25	18.1492	2284	40.7771	2360.97
0.00839047	2209.25	8.56903	1832.6	18.1674	2288.76	41.1071	2361.01
0.00941427	2203.09	8.89903	1832.03	18.1878	2293.28	41.4371	2361.06
0.010563	2197.2	9.22903	1831.53	18.2108	2297.56	41.7671	2361.1
0.0118519	2191.59	9.55903	1831.08	18.2365	2301.6	42.0971	2361.14
0.013298	2186.27	9.88903	1830.67	18.2653	2305.42	42.4271	2361.19
0.0149206	2181.25	10.219	1830.28	18.2977	2309.04	42.7571	2361.23
0.0167412	2176.51	10.549	1829.93	18.334	2312.45	43.0871	2361.27
0.0187839	2172.05	10.879	1829.6	18.3748	2315.68	43.4171	2361.31
0.0210759	2167.85	11.209	1829.28	18.4205	2318.72	43.7471	2361.35
0.0236476	2163.9	11.539	1828.99	18.4718	2321.59	44.0771	2361.39
0.026533	2160.17	11.869	1828.71	18.5294	2324.29	44.4071	2361.42
0.0297705	2156.66	11.9345	1828.65	18.594	2326.83	44.7371	2361.46
0.0334031	2153.35	12	1828.6	18.6665	2329.23	45.0671	2361.49
0.0374789	2150.21	12.0007	1798.18	18.7478	2331.48	45.3971	2361.53
0.042052	2147.23	12.0013	1774.94	18.839	2333.6	45.7271	2361.56
0.0471831	2144.42	12.002	1756.26	18.9414	2335.58	46.0571	2361.6
0.0529403	2141.74	12.0029	1735.42	19.0563	2337.44	46.3871	2361.63
0.0594	2139.2	12.0043	1712.61	19.1852	2339.18	46.7171	2361.66
0.0666479	2136.78	12.0063	1689.51	19.3298	2340.81	47.0471	2361.69
0.0747802	2134.49	12.0092	1667.95	19.4921	2342.33	47.3771	2361.72
0.0839047	2132.3	12.0135	1649.22	19.6741	2343.74	47.7071	2361.75
0.0941427	2130.23	12.0198	1633.68	19.8784	2345.06	48.0371	2361.78
0.10563	2128.26	12.0291	1620.96	20.1076	2346.3	48.3671	2361.81
0.118519	2126.39	12.0427	1610.44	20.3648	2347.45	48.6971	2361.84
0.13298	2124.62	12.0626	1601.63	20.6533	2348.53	49.0271	2361.87
0.149206	2122.94	12.0919	1594.18	20.9771	2349.54	49.3571	2361.9
0.167412	2121.34	12.1349	1587.9	21.3071	2350.42	49.6871	2361.93
0.187839	2119.83	12.198	1582.6	21.6371	2351.17	50.0171	2361.95
0.210759	2118.4	12.2906	1578.16	21.9671	2351.83	50.3471	2361.98
0.236476	2117.04	12.4266	1574.41	22.2971	2352.41	50.6771	2362.01
0.26533	2115.76	12.6261	1571.24	22.6271	2352.94	51.0071	2362.03
0.297705	2114.54	12.919	1568.53	22.9571	2353.41	51.3371	2362.06
0.334031	2113.39	13.249	1566.61	23.2871	2353.84	51.6671	2362.08
0.374789	2112.3	13.579	1565.26	23.6171	2354.24	51.9971	2362.1
0.42052	2111.28	13.909	1564.22	23.9471	2354.6	52.3271	2362.13
0.471831	2110.3	14.239	1563.37	24.2771	2354.94	52.6571	2362.15
0.529403	2109.38	14.569	1562.64	24.6071	2355.25	52.9871	2362.17
0.594	2108.52	14.899	1562	24.9371	2355.54	53.3171	2362.2
0.666479	2107.69	15.229	1561.43	25.2671	2355.81	53.6471	2362.22
0.747802	2106.92	15.559	1560.9	25.5971	2356.07	53.9771	2362.24
0.839047	2106.19	15.889	1560.42	25.9271	2356.31	54.3071	2362.26
0.941427	2105.49	16.219	1559.98	26.2571	2356.54	54.6371	2362.28
1.0563	2104.84	16.549	1559.56	26.5871	2356.75	54.9671	2362.3
1.18519	2104.22	16.879	1559.16	26.9171	2356.96	55.2971	2362.32
1.3298	2103.64	17.209	1558.78	27.2471	2357.15	55.6271	2362.35
1.49206	2103.09	17.539	1558.42	27.5771	2357.33	55.9571	2362.37
1.67412	2102.56	17.869	1558.08	27.9071	2357.51	56.2871	2362.38
1.87839	2102.07	17.9345	1558.02	28.2371	2357.67	56.6171	2362.4
2.10759	2101.6	18	1557.95	28.5671	2357.83	56.9471	2362.42
2.36476	2101.14	18.0007	1649.21	28.8971	2357.98	57.2771	2362.44
2.6533	2100.71	18.0013	1718.92	29.2271	2358.13	57.6071	2362.46
2.97705	2100.29	18.002	1774.96	29.5571	2358.26	57.9371	2362.48
3.30705	2099.92	18.0026	1821.1	29.8871	2358.4	58.2671	2362.5
3.63705	2099.59	18.0033	1859.69	30.2171	2358.52	58.5971	2362.51
3.96705	2099.3	18.004	1892.4	30.5471	2358.65	58.9271	2362.53
4.29705	2099.03	18.0046	1920.43	30.8771	2358.76	59.2571	2362.55
4.62705	2098.78	18.0053	1944.69	31.2071	2358.88	59.5871	2362.57
4.95705	2098.55	18.0059	1965.85	31.5371	2358.99	59.9171	2362.58
5.28705	2098.34	18.0067	1986.17	31.8671	2359.09	60.2471	2362.6
5.61705	2098.14	18.0075	2005.99	32.1971	2359.19	60.5771	2362.62
5.94705	2097.96	18.0084	2025.19	32.5271	2359.29	60.9071	2362.63
5.97353	2097.94	18.0094	2043.66	32.8571	2359.38	61.2371	2362.65
6	2097.93	18.0106	2061.34	33.1871	2359.48	61.5671	2362.66
6.00066	2067.51	18.0119	2078.17	33.5171	2359.56	61.8971	2362.68
6.00132	2044.27	18.0133	2094.12	33.8471	2359.65	62.2271	2362.69
6.00198	2025.59	18.0149	2109.19	34.1771	2359.73	62.5571	2362.71
6.00291	2004.75	18.0167	2123.41	34.5071	2359.81	62.8871	2362.72
6.00427	1981.94	18.0188	2136.79	34.8371	2359.89	63.2171	2362.74
6.00626	1958.84	18.0211	2149.38	35.1671	2359.96	63.5471	2362.75
6.00919	1937.28	18.0236	2161.23	35.4971	2360.04	63.8771	2362.77
6.01349	1918.55	18.0265	2172.4	35.8271	2360.11	64.2071	2362.78
6.0198	1903.01	18.0298	2182.93	36.1571	2360.18	64.5371	2362.79
6.02906	1890.29	18.0334	2192.88	36.4871	2360.24	64.8671	2362.81
6.04266	1879.78	18.0375	2202.29	36.8171	2360.31	65	2362.85