

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



**LA EXPLOTACIÓN DE PETROLEO Y GAS EN CAMPOS
MADUROS Y CAMPOS MARGINALES DEL NOROESTE
PERUANO - IMPACTO DE LA NORMATIVIDAD
APLICABLE**

PARA OPTAR EL TITULO DE INGENIERO DE PETROLEO

**ELABORADO POR:
FILOMENO MARCELO ALTA MORI**

**LIMA – PERU
2006**

CONTENIDO

	Página
ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN	5
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	5
DEFINICIÓN DE LOS OBJETIVOS	6
MARCO TEORICO	6
FORMULACION DE LA HIPÓTESIS	7
I.- INTRODUCCIÓN	8
I.1.- Definiciones	12
I.1.1.- Definición de campos maduros	13
I.1.2.- Definición de campos marginales	21
II.- CARACTERÍSTICAS DEL NOROESTE PERUANO	26
II.1.- Historia Deposicional y Estructural	27
II.2.- Potencial y Reservas	30
II.3.- Características Geológicas	35
II.4.- Características Estructurales	36
II.5.- Características Productivas	38
II.6.- Recientes Aplicaciones o Tecnologías	39
II.7.- Características de los Reservorios	39
II.8.- Factor de Recuperación	45
III.- TÉCNICAS PARA EXTENDER VIDA DE LOS CAMPOS	47
III.1.- Perforación Infill	49
III.2.- Inyección de agua	52
III.3.- Inyección de gas	55
III.3.1.- Inyección Inmiscible de Gas	56
III.3.2.- Inyección Miscible de Gas	58
IV.- NORMATIVIDAD APLICABLE	60
IV.1.- Normatividad Actual – Ley N° 28109	60
IV.2.- Características de la Ley N° 28109	61
IV.3.- Modelo de Aplicación de la Ley N° 28109	63
IV.3.1.- Determinación de la curva de producción básica	64

IV.3.2.- Presentación de un Programa de Trabajo	65
IV.3.3.- Calculo de reducción de regalías	66
IV.3.4.- Evaluación cuantitativa y cualitativa de efectos	70
IV.3.5.- Supervisión de la ejecución de trabajos PMT y PAT ...	74
IV.3.6.- Normatividad Aplicable	76
V.- CONCLUSIONES	79
VI.- RECOMENDACIONES	82
VII.- BIBLIOGRAFÍA	83
ANEXO I – Definición de Recurso	89
ANEXO II – Definición de Reserva.....	98
ANEXO III – Análisis de Curvas de Declinación	113
ANEXO IV – Criterios de Rentabilidad	121

ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN

Los campos petroleros del Noroeste peruano se encuentran en explotación desde hace más de 50 años y pueden ser considerados en un futuro como “campos maduros” o “campos marginales”. La explotación económica por los Contratistas privados involucra ciertos parámetros normativos y técnicos que permita la máxima recuperación de las reservas de petróleo en los campos en actual explotación.

A la fecha, no se cuenta con estudios relacionados al análisis de la explotación de “campos maduros” y “campos marginales” y el impacto de la normatividad aplicable.

El trabajo de tesis es una propuesta original e involucra investigación aplicada a la especialidad de Ingeniería de Petróleo en el análisis de “campos maduros” y “campos marginales” y será una herramienta de apoyo en el diagnóstico actual y futuro de la explotación en el Noroeste y una herramienta de apoyo a la toma de decisiones por parte de los directivos y ejecutivos del sector público y privado.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La industria petrolera en el Noroeste tiene más de 100 años, desde el descubrimiento de petróleo. Desde entonces, más de 100 campos han sido colocados en operación y aún se encuentran en producción. Estos campos presentan pozos con un perfil de producción declinante, muchos están

cercanos a su límite económico y muchos proyectos pilotos de inyección de agua y gas no han mostrado resultados acorde con la estimación teórica.

A pesar del menor nivel de renta que producen, los campos maduros y los campos marginales, poseen gran importancia económica para las regiones cercanas a su localización, ya sea por ser una fuente de mano de obra local, dinamización del comercio y fuente de ingresos a través del canon. Es común, en diversos países del mundo, como en los Estados Unidos y Canadá, la práctica de incentivos para estos campos, logrando así una extensión de sus vidas productivas.

DEFINICIÓN DE LOS OBJETIVOS

El objetivo principal de la presente tesis es por un lado, establecer los criterios para la denominación de “campos maduros” y “campos marginales” y por otro lado es proponer alternativas técnicas y/o normativas que permita la extensión de la vida productiva de estos campos y que permitan la maximización de la recuperación de petróleo

Asimismo, es necesario establecer el ámbito de definición de “campos maduros” y “campos marginales” y sus características de producción y desarrollo.

MARCO TEORICO

El marco teórico en el cual se desarrolla la presente tesis, esta basado en el comportamiento productivo de los pozos, costos de producción, regalías y normatividad existente.

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

FORMULACION DE LA HIPÓTESIS

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

- (1) Es factible lograr establecer una definición de “campos maduros” y “campos marginales”, que permita una relación con los aspectos normativos.
- (2) Es factible la extensión de la vida productiva de un campo petrolero, mas allá de su límite económico actual
- (3) Es factible proponer parámetros para ser incorporados a una normatividad futura que permita beneficios para el inversionista y la sociedad.

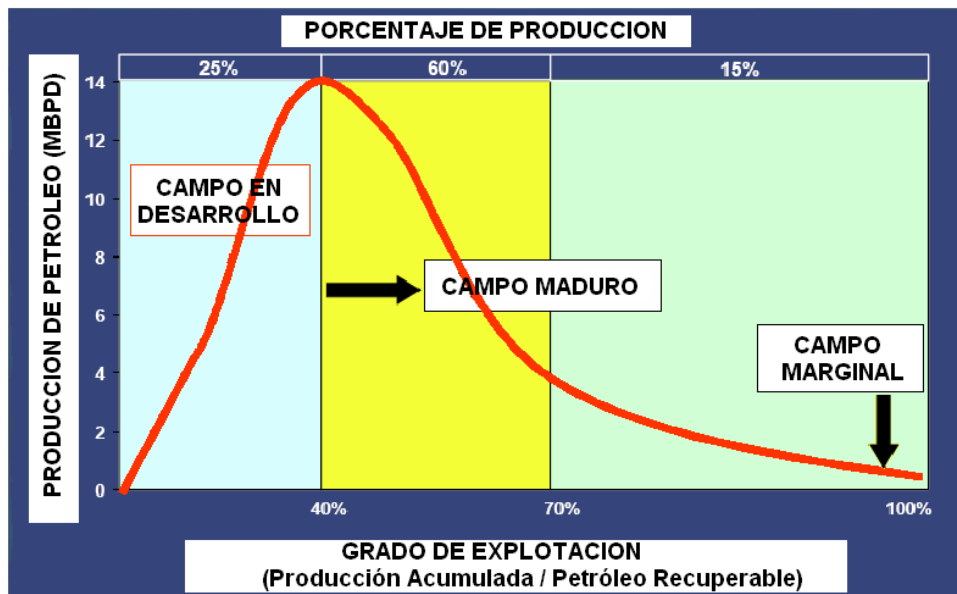
I.- INTRODUCCION

Actualmente en los medios de información especializados se puede observar que los grandes descubrimientos de reservas de petróleo son cada vez más escasos, por lo que se hace necesario llevar a cabo la optimización de la recuperación de las reservas descubiertas, lo cual involucra aspectos técnicos y económicos muy importante para la industria.

Recientemente los campos maduros han adquirido una mayor importancia para los países que poseen este tipo de yacimientos, dado el alto precio del crudo y la facilidad para incrementar la producción, a partir de estos campos. Existen algunas definiciones para establecer el perfil de un campo maduro y un campo marginal. Como parte del desarrollo de la presente tesis, se tratará en detalle el análisis de las definiciones, pero a efectos de iniciar la discusión se puede comentar que un campo maduro se considera como tal, cuando la tendencia de producción muestra una definida declinación y un campo marginal cuando la rentabilidad no permite obtener una utilidad extraordinaria. El siguiente gráfico esquematiza tal discusión.

GRAFICO N° 1

ESQUEMA DEL CICLO DE VIDA DE UN CAMPO PETROLERO



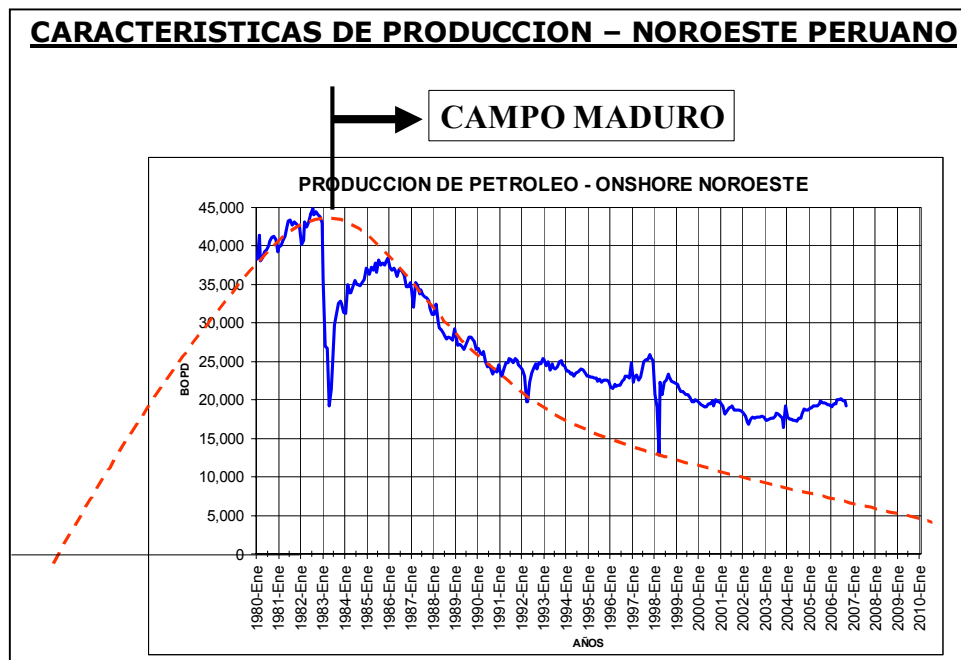
Para el caso peruano, la totalidad de las reservas probadas desarrolladas de petróleo del Noroeste se encuentran localizadas en los denominados reservorios o campos maduros. El gráfico N° 2, muestra el perfil de producción del Noroeste (Onshore) donde se observa la tendencia declinatoria, la que coincide con el esquema de declinación mostrado en el Gráfico N° 1. A partir del año 1991 se observa una separación positiva del perfil de producción indicando el impacto de los programas de incentivos implementados, a fin de incrementar la producción e inversiones.

El petróleo descubierto en el Noroeste es de vital importancia en el sentido de que existe interés tanto de parte de los Contratistas (Inversionistas) como de

parte del Estado por aumentar estas reservas, tomando en cuenta dos caminos viables:

- (1) Políticas regulatorias específicas, y,
- (2) Inversiones para la perforación de pozos, reacondicionamientos (workovers), rehabilitaciones (web service) y aplicación de nuevas tecnologías (rebaleo con proyectiles de alta penetración, re-fracturamiento masivo y profundo, nuevos productos para estimulación del reservorio).

GRAFICO N° 2



En diferentes países del mundo, se han implementado sistemas de normatividad que permiten extender la vida productiva de los campos en actual

producción. Por ejemplo en los Estados Unidos, donde se cuenta con una regulación específica de incentivo para los pozos con baja producción (stripper wells), existen mas de 8,000 compañías que operan pozos con producción menor a 15 barriles de petróleo por día y producción de gas menor a 120,000 pies cúbicos por día. La producción de estas compañías representa el 65 % de la producción total de gas y 40 % de la producción total de petróleo de ese país (Informe EIA/DOE – 2005)¹.

Se puede afirmar, sobre la base de la bibliografía revisada, que los campos maduros son campos con rentabilidad por debajo del promedio estimado para la actividad, pero que aún es lucrativo para sus operadores; y que los campos marginales son campos donde los ingresos obtenidos son iguales a los gastos, no existiendo por lo tanto una rentabilidad mínima. Una segunda hipótesis, permite definir a los campos marginales, como campos no atractivos para la compañía operadora debido al tamaño del negocio. Estas definiciones, que son mencionadas o utilizadas por la industria petrolera, nos van a permitir definir con precisión la madurez o marginalidad de un campo, para su utilización para efecto regulatório.

La experiencia internacional muestra la necesidad de un tratamiento diferenciado para las actividades de explotación en campos marginalmente económicos, o en aquellos que han alcanzado una etapa avanzada de agotamiento en la explotación. En el contexto de establecer un tratamiento diferenciado, que es utilizado en otros países, es necesario conceptualizar y establecer criterios para definir un campo maduro y un campo marginal, como fase inicial para establecer una política normativa. El objetivo principal es

¹ Informes publicados por el Departamento de Energía de los Estados Unidos (Department of Energy – DOE), a través de su oficina denominada Energy Information Administration-EIA.

propiciar la entrada de nuevos agentes económicos que, sobre la base de incentivos, incorporen recursos financieros al sector.

El presente trabajo propone una definición clara y objetiva para estos dos tipos de campo. Con estas definiciones establecidas, se pueden estructurar o no, una política regulatoria (normativa) a fin de continuar con la producción de petróleo de estos campos.

En lo referente a campos maduros, los parámetros a utilizar estarían asociados a: (1) Volumen del recurso y (2) producción acumulada. Para los campos marginales los parámetros estarían relacionados a (1) costos de operación (lifting cost) tal como: gasto de energía eléctrica, mantenimiento, costo de separación y tratamiento, y (2) parámetros de comparación tal como rentabilidad media de compañías operando en el mundo y el pago de regalías e impuestos.

La presencia de nuevos operadores en estos campos puede causar una serie de impactos económicos y sociales positivos, como por ejemplo: incremento de renta para el tesoro a través del pago de impuestos y de regalías, incremento de mano de obra y mayor movimiento del comercio local.

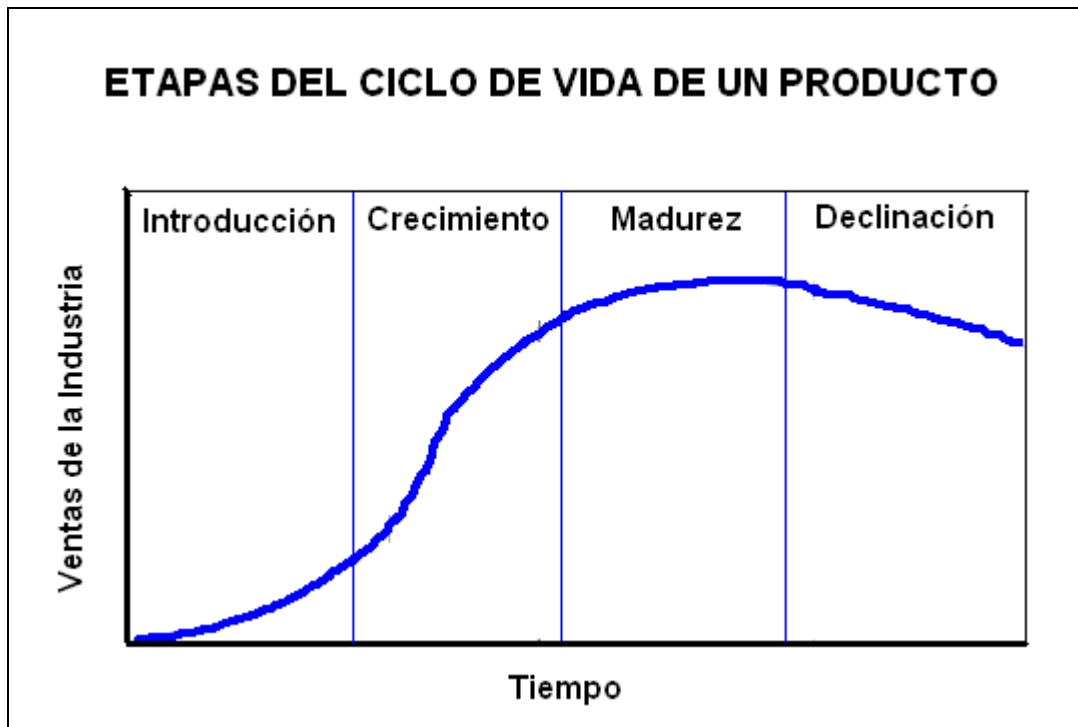
I.1.- DEFINICIONES

A continuación se presenta las conceptualizaciones encontradas en la literatura.

I.1.1.- Definición de campos maduros

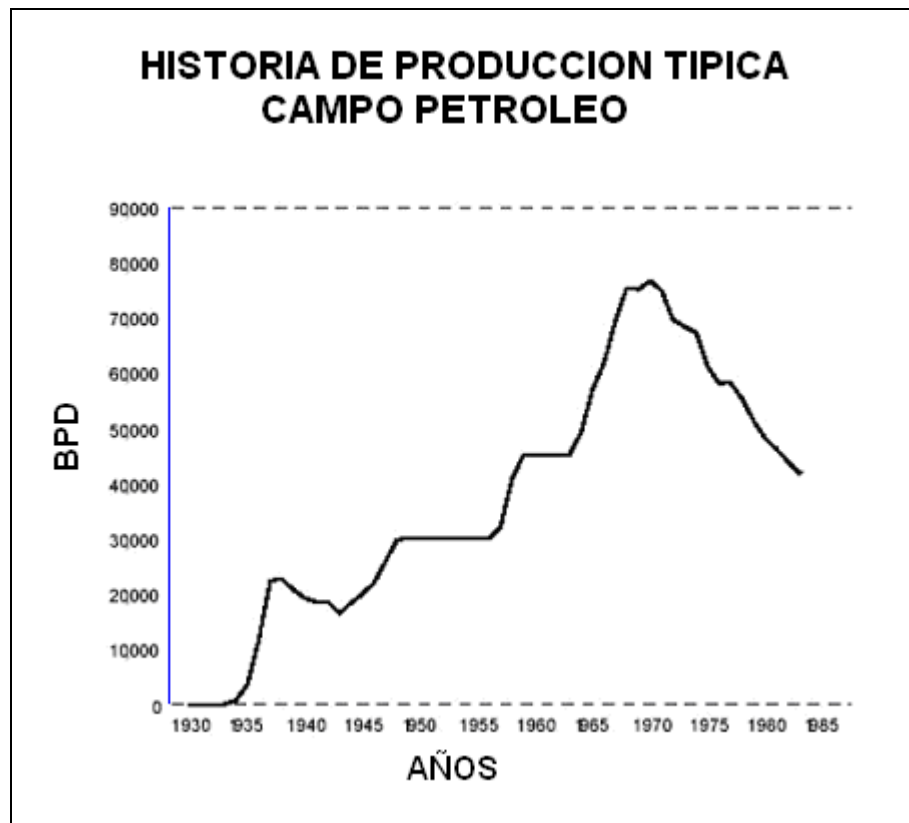
Podemos iniciar esta definición partiendo de los conceptos generales válidos en la literatura técnica. Si efectuamos comparación entre el comportamiento productivo de un campo de petróleo y el "Estudio sobre la evolución de la industria" realizado por Porter (1986), podemos ver que de acuerdo a este autor, se tiene la hipótesis de que la industria o un producto en general pasa por varias fases o períodos durante su vida: introducción, crecimiento, madurez y declinación. Estas fases se ilustran en el Gráfico siguiente.

GRAFICO N° 3



Se puede hacer una analogía del gráfico N° 3, con el gráfico de la producción de un campo típico mostrado en el gráfico N° 4. La descripción de Porter (1986) muestra que después de la fase de crecimiento y antes de la fase de declinación, existe una fase denominada de madurez, cuando prevalece cierta producción a nivel constante. En esta fase, existe un ascenso y una declinación de la curva, mostrando un cierto equilibrio en las ventas del producto. Para ello, ésta es la fase donde el producto adquiere estabilidad en el mercado, consolidando su aceptación.

GRAFICO N° 4



En el gráfico de producción de petróleo de un campo, también se puede observar una fase de crecimiento, y la fase de madurez se correlaciona con la fase de declinación. Según lo observado en la gráfico N° 4, el crecimiento en producción del campo va hasta el año 1970, y a partir de este año, inicia la declinación.

Porter efectúa algunas críticas al ciclo de la vida del producto: "la duración de los períodos varia ampliamente entre industrias/productos y no es fácilmente diferenciable en que etapa del ciclo de vida está una industria/producto". Para los campos/reservorios la duración de los períodos es variable dependiendo de las características de cada uno, pero, en la mayoría de las veces, debido a la supervisión (monitoreo) permanente del campo / reservorio, se puede determinar en que período o etapa del ciclo de vida se encuentra en cada momento.

El crecimiento de una industria no siempre sigue un formato tipo "S", tal como el esquematizado en el Gráfico N° 3. Algunas industrias no pasan por la fase de la madurez, ya que pasan directo del crecimiento al período de declinación. Esto mismo ocurre en algunos campos / reservorios que pasan de la fase de crecimiento a la fase de declinación. Algunas veces, el campo / reservorio se puede revitalizar a través de nueva perforación, perforación de interubicaciones (infill), reacondicionamientos, rehabilitaciones de pozos, métodos de recuperación mejorada (EOR), con lo cual muchas veces se regresa a la fase de crecimiento o se reduce la tasa de declinación.

En las definiciones obtenidas de la literatura, se observa información que puede servir de base para la conceptualización: nivel de reservas actuales, bajo nivel de producción, tasa de declinación, tiempo de producción, uso de técnicas de recuperación EOR, rentabilidad, tiempo que ha pasado desde que se logró el pico de producción, nivel de definición geológica del campo, alta producción de agua y sedimentos, entre otros.

Entre las definiciones para definir el nivel de campo maduro podemos citar a Cheatwood y Guzman (2002) "las áreas maduras son áreas que históricamente muestran bajo margen económico". Fleckenstan (2000) "el campo Carpinteria (California, Estados Unidos) es un campo considerado maduro porque se encuentra en el límite económico de producción". Para estos autores, la madurez se relaciona con el límite económico del campo, lo cual permite mencionar que existe una relación entre los campos maduros y los factores económicos tales como ingresos, VAN, gastos, entre otros.

Ponde y Clark (1999) utilizan algunas características de campo / reservorio para la conceptualización y caracterización de un campo maduro "los reservorios maduros son definidos por las propiedades: potencial adicional de recuperación por implementación de técnicas y herramientas avanzadas de caracterización del reservorio, gerenciamiento del reservorio (Reservoir Management) y/o cambios en el mecanismo de recuperación. Son caracterizados típicamente por la necesidad de algún tipo de mecanismo secundario.

La implementación de algún tipo de EOR es probablemente necesaria para extender el límite económico y la vida productiva del campo ".

Como puede observarse, la falta de cuantificación en la conceptualización hace impracticable su uso en la regulación. La determinación de la madurez, tomando en cuenta una forma de gerenciamiento del campo para ser utilizado con fines regulatorios, pero no cuantifica, lo cual hace que el concepto sea subjetivo.

El uso de métodos EOR en la conceptualización de campos maduros, efectuado por Ponde y Clark (1999), es también referida por Palasthy et al. (2000), que menciona el uso de métodos EOR en el campo maduro de Algyo en Hungría. Logan y otros (2000) mencionan que "La cuenca Permiana (Texas, Estados Unidos) es una provincia petrolera madura donde existen muchos campos sometidos a recuperación secundaria y terciaria".

Smith et al., (2001) mencionan que "El campo El Furrial (Venezuela) se encuentra en una etapa madura debido a la implementación de inyección de gas a alta presión". La recuperación de petróleo vía técnicas EOR como herramienta para establecer una definición de campos maduros ha sido utilizada por diversos autores. Es importante mencionar que esta característica no permite clasificar a los campos como maduros puesto que muchos campos son considerados maduros y están bajo proceso de recuperación primaria.

Coste y Valois (2000) presentan otra forma de definir, tomando en cuenta el tiempo de producción y la cantidad de pozos productores en el campo. Los autores afirman que "los campos maduros son campos con historia de producción relativamente grande (entre 10 y 70 años de producción) y muchos pozos perforados (hasta 1,000 pozos)". Esta definición, a pesar de la cuantificación, entra en conflicto con diversos

autores que afirman en la madurez del campo sin poseer éstas características mencionadas.

Por ejemplo, para Bush y otros. (2001) el campo del Fife, situado en el mar del norte del reino unido, incorporado a la operación en 1995 y es considerado como maduro por este autor, contrario a la definición de Coste y Valois. Otro ejemplo que está en conflicto con esta definición se encuentra en el artículo escrito para Waryan et al., (2001), donde afirma que el campo de Serang situado en Indonesia es un campo maduro, a pesar de contar solamente con 11 pozos.

Por otro lado, Palke y Rietz (2001) conceptualizan "reservorio maduro es todo aquel que ha producido lo suficiente para lograr una tendencia bien establecida en o referente a producción y presión". Esto puede ser considerada una buena definición para campos maduros, pero incurre en el problema de la cuantificación para uso regulatorio.

Para Mathis et al., (2000), por ejemplo, "el campo de Tejon (California, Estados Unidos) es maduro porque posee una baja tasa de producción de petróleo, el cual es relativamente pesado y de alta viscosidad". Probablemente, existe una comparación entre la tasa al inicio de producción del campo, con la producción actual a fin de lograr establecer una conclusión y asociarla a la madurez. La carencia de un valor que determine el significado de "producción baja" hace que este parámetro no permita una definición que se utilice con fines regulatorios. Los otros dos parámetros están referidos a las propiedades del petróleo producido en el campo. Un campo que produce petróleo con las características descritas, posee una mayor dificultad para su producción, pero esta dificultad no se puede asociar a la madurez.

Otra característica de madurez usada en la industria es la producción del agua. Según Fabel et al., (1999) "el campo maduro de Ruhlermoon (Alemania) es caracterizado por una baja producción de petróleo y un alto corte del agua y problemas con el incremento en la producción de la arena". La alta producción de agua es un factor que puede indicar longevidad productiva, pero no un factor determinante para la conceptualización de la madurez.

Un campo que posee un alto porcentaje de producción de agua, puede ser debido a una posibilidad de madurez, pero no es motivo suficiente para afirmarlo. En otro contexto, un campo que posee una baja producción de agua, puede estar en una fase madura. Por otro lado, la producción de arena no está relacionada con la madurez, pero sí a la compactación de la roca reservorio. La producción de arena puede incrementar en forma proporcional a la producción de petróleo, y depende de la compactación de la roca, por lo que no puede ser utilizada como criterio para la definición de la madurez de un campo.

Otra forma usadas para la conceptualización de campos maduros sobre la base del perfil de la curva de producción. Para Sams et al., (1999) "muchos campos de petróleo y gas de la región del sudeste de Asia están llegando la madurez. En estos campos, la producción llegó a un máximo e inicia inmediatamente una declinación". Cuando un campo llega en esta etapa de desarrollo, es porque ya posee una historia productiva, indicando una más escasa incorporación de reservas. Quizás esto es una fuerte indicación de madurez, pero, así como las otras características analizadas, ésta sola no puede definir la madurez del campo para efecto regulatorios.

Por ejemplo, si se tiene un campo que tenga una producción estabilizada o declinante, esto podría indicar que recién se ha iniciado la recuperación primaria y por lo tanto no podría ser denominado maduro, mas aún si se esta utilizando métodos de recuperación EOR que generan una inflexión en la curva de producción y que este campo deja de ser declinante.

Valois (2002) también clasifica a los campos maduros en función de la declinación de la producción y de la economicidad: "los campos maduros son los referidos a campos de petróleo y de gas natural cuya producción está en declinación y que necesitan de operación y tecnología específica para recuperar su rentabilidad". Valois mezcla, una serie de características de campo como: producción declinante, técnicas avanzadas de recuperación y economicidad. Así como las conceptualizaciones descritas, esto no consigue determinar el inicio de la etapa de madurez de un campo, no pudiendo, por lo tanto, ser utilizada para efectos regulatorios.

Otra forma para conceptualizar los campos maduros es con el artículo escrito por Schulte et al., (1993) donde define "el campo Brent (Mar del Norte) se considera maduro porque produjo ya el 74% de sus reservas iniciales", y Fahrenheit et al., (1997) describe "El campo East Champion (Brunei) es maduro debido a que ya se extrajo el 70% de sus reservas iniciales". Los autores utilizan la cantidad de petróleo ya producido en el campo como un factor indicativo de su madurez, Ésta es una forma que, define mejor la madurez de un campo y también determina el principio de esta madurez.

En una disertación de tesis por Schiozer (2002), la conceptualización de campos maduros se presenta de la forma siguiente: "En un campo situado en tierra o en aguas (profundidad de agua no mayor a 50 metros), con volumen técnicamente recuperable no mayor a 3 millones de barriles de petróleo equivalente, y que haya producido por lo menos 10 años". Schiozer tenía probablemente en mente el área geográfica de los campos onshore brasileños.

I.1.2.- Definición de Campos Marginales

Según Ferreira (1999), el significado de la palabra margen es "línea o faja que limita o rodea una cierta cosa o borde". Haciendo una analogía, campo marginal es aquél que está en el límite, en este caso, de economicidad. Otra forma de analizar la marginalidad es a través de la atractividad del negocio. Para una determinada compañía, el valor absoluto del beneficio de un proyecto es pequeño o suficiente para clasificarlo como marginal, aún estando distante de su límite económico, mientras que para otra compañía puede ser un campo que aporte una rentabilidad importante.

Monteiro y Chambriard (2002) conceptualizan la marginalidad, relacionándolo con los resultados económicos del campo, es decir lo define como campos que no poseen atractivo financiero para la compañía operadora.

Relacionados con la economicidad, se tiene los conceptos siguientes: Pauzi et al., (1999) mencionan que "marginal se refiere a estar en la línea de frontera entre lo económico y lo no económico para su

desarrollo". Schiozer (2002) define "campo marginal es todo aquel que está próximo al límite de la viabilidad económica por cualquier razón técnica o económica"; Shaheen, Bakr y Al-Menyawy (1999) menciona que "campo marginal es el campo que está en el límite de la línea de lo económico y lo no económico para desarrollarse". La economicidad es para estos autores, y para la mayoría de la gente que trabaja en la industria, la característica principal para la definición de un campo marginal. Es importante resaltar que la economicidad de un campo está relacionada directamente a algunas variables, así como a la compañía operadora y al precio de la venta del petróleo.

Para una determinada compañía, un campo puede ser viable económicamente y para otra no, dependiendo de la dependencia del precio del petróleo, el cual es un factor que influencia en los ingresos generados, por lo tanto, por depender del precio de venta, la compañía aumenta o disminuye su rentabilidad.

Otra forma de definir la marginalidad de un campo es estipulando un valor mínimo de reservas recuperables. Ghareeb y Pretto (1996) menciona que "Para los campos de Egyptian General Petroleum Corporation (EGPC) con reservas recuperables de alrededor de 5 millones de barriles se clasifican como campos marginales". Es decir, para la estatal egipcia, los campos que tienen una reserva recuperable debajo del valor estipulado se consideran pequeños, y por lo tanto, fuera de la línea estratégica establecida por la compañía. Estos campos solamente podrían ser desarrollados si estuvieran próximos a otros campos que posean una infraestructura instalada.

En países como Estados Unidos y Canadá, el término usado en la mayoría de la literatura es referido a pozo marginal. Esta preferencia por pozo es en virtud de la legislación que permite la operación de micro productores en pequeños campos o a través de un único pozo productor. Esta conceptualización varía de estado en estado, siendo el valor que oscila, para los criterios de la definición, entre 10 y 15 barriles de petróleo por día. Según Terzian, Enright y Brashear (1995) manifiestan que "los pozos marginales son definidos para efectos impositivos como todos los pozos que producen petróleo y gas, con un promedio de producción debajo de 15 barriles de petróleo equivalentes".

La finalidad del incentivo a través de los efectos impositivos es prolongar la vida de los pozos, dando por resultado un incremento de la producción, del empleo y de la actividad económica. Los pozos pueden ser marginalmente económicos por varios factores, incluyendo alto corte de agua, baja tasa de producción de petróleo, gran profundidad y alto costo de producción.

Según un informe elaborado por el Departamento de Energía de los Estados Unidos (agencias National Petroleum Technology Office y National Energy Technology Laboratory), la definición de pozo marginal onshore esta referida a "el pozo que produce un valor igual o debajo de 15 barriles de petróleo por día o equivalente". Para campos offshore, el mismo informe considera una metodología para la definición de concesiones marginales. Se utilizan dos escenarios: uno donde la rentabilidad de la empresa es 5 % mayor del costo y otro donde la rentabilidad de la empresa es 10 % mayor del costo. La fórmula siguiente, obtenida a través de las herramientas estadísticas como la regresión y correlación, es propuesta:

$$MBOE = b_1 \cdot \left(\frac{1}{OP} \right) \cdot WC + b_2 \cdot TD + b_3 \cdot WD \cdot CC$$

Donde:

MBOE = Cantidad calculada de petróleo o gas (MBOE/año)

B1= Constante que depende del escenario adoptado

B2 = Constante que depende del escenario adoptado

B3 = Constante que depende del escenario adoptado

OP = Precio del petróleo ajustado por gravedad API (US\$/BI)

WC = Cantidad de pozos productores

TD = Profundidad total (pies)

WD = Profundidad del agua (metros)

CC = Cantidad de plataformas del campo

Del valor calculado del MBOE, se compara con la producción actual de la concesión y la verifica su marginalidad o no. Si el MBOE es un valor mayor al de la producción actual, el campo se considera marginal. Esta metodología es una sugerencia presentada por los organizadores del informe para el cálculo del límite de la marginalidad solamente para campos offshore, debido a las variables implicadas en la fórmula.

Otra entidad que define la marginalidad asociada a la producción máxima de los pozos es la Interstate Oil and Gas Compact Commission (IOGCC). El IOGCC es una comisión que representa el gobierno de 37 estados de los Estados Unidos, siendo 30 miembros y 7 asociados,

junto a 5 afiliados internacionales. Fue creado en 1935 y tiene, como intereses principales, maximizar la producción interna de petróleo y gas natural, minimizar las pérdidas irremplazables de los recursos naturales y proteger al hombre y la salud ambiental. Para el IOGCC (1999) "el petróleo marginal es el petróleo producido por campos que operan con baja tasa de rentabilidad". Pozos de bajo volumen son definidos por el IOGCC como aquellos pozos que produzcan 10 barriles de petróleo por día o menos. Ya que las definiciones que implican aspectos productivos se elaboran sobre la base de un estudio previo de viabilidad económica de producción en una determinada región, estado o país, se fija una cantidad máxima de barriles producidos de modo que el pozo o campo sea beneficiado por algún aspecto regulatorio.

Otro punto que se analiza en un estudio de marginalidad son los costos de producción del campo. Algunos autores sugieren metodologías para el cálculo de estos costos. El artículo escrito para Martínez (2001), por ejemplo, tiene como objetivo formular un modelo numérico para establecer las variaciones del costo de producción con el tiempo y la vida productiva. Se inicia, así, el proceso de modelamiento con la identificación de los costos de la actividad del campo (field – cost drivers).

II.- CARACTERÍSTICAS DEL NOROESTE PERUANO

La Cuenca Talara esta ubicada en la parte Noroeste del Perú a 1,250 Km de la ciudad de Lima. Su extensión es de 15,000 km² de los cuales un tercio se encuentra costa adentro (onshore).

Esta definida como una Cuenca de Antearco, limitada por el norte con el levantamiento estructural de Zorritos, por el este con el levantamiento de la cadena montañosa de Los Amotapes, por el oeste con la zona de subducción del Pacífico y la Placa Sudamericana.

Por su posición geográfica es una cuenca que se caracteriza por tener una complejidad estratigráfica-estructural que hace que los reservorios sean fuertemente compartimentalizados. Tiene un relleno de 24,000 pies de rocas sedimentarias que van desde el Paleozoico hasta el Plioceno, caracterizándose por ser una cuenca multireservorio, encontrándose los principales reservorios en el periodo Eoceno: Basal Salina, San Cristobal, Mogollon, Ostrea, Echino, Arenas Talara. Estos reservorios pueden encontrarse duplicados y triplicados por efecto de las numerosas fallas inversas existentes, principalmente en la zona de la costa.

La Cuenca Talara es una cuenca que cubre aproximadamente 67 millones de acres a lo largo de la costa oeste de Sur América, donde el ancho de la zona costera peruana es de cerca de 130 km. Grossling (1976) menciona que las

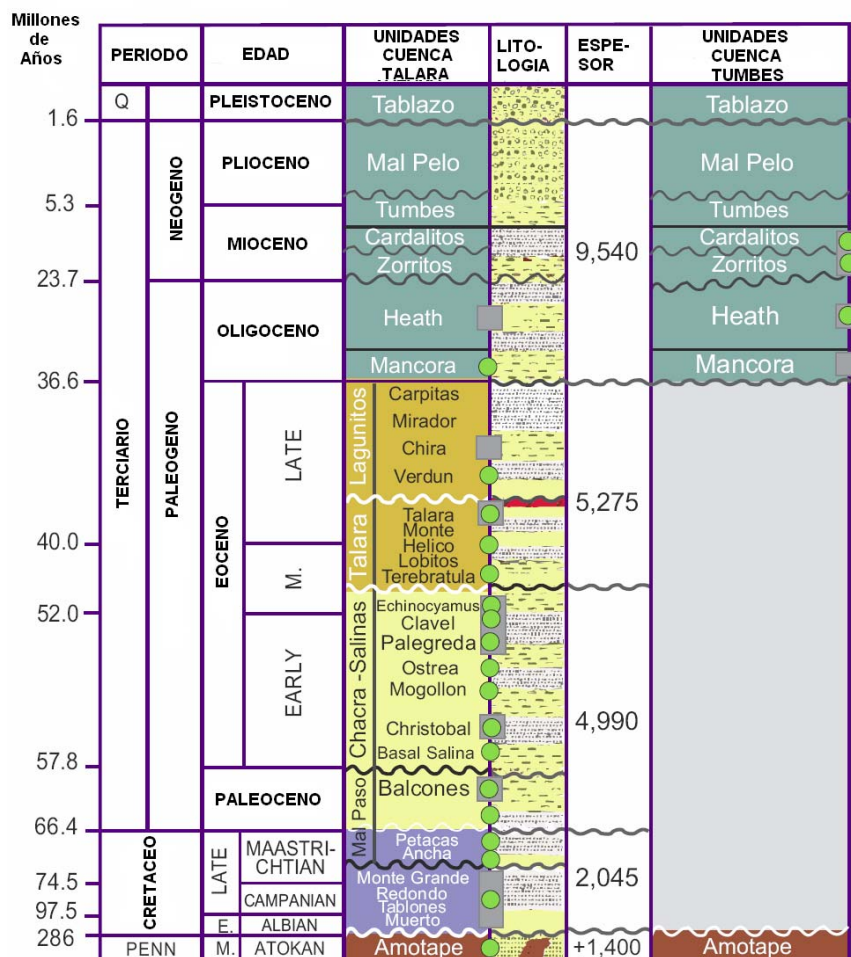
áreas potencialmente prospectivas para petróleo y gas son de 1,000,000 km² en la zona onshore y cerca de 24,000 km² en la zona offshore, lo cual incluye el sistema petrolífero Cretaceo-Terciario y la cuenca Cretaceo-Paleogeno.

II.1.- Historia Depositacional y Estructural

En la cuenca Talara, los movimientos tectónicos originados durante el Paleozoico (Higley, 2004) establecieron el marco geológico que influyó en los posteriores patrones estructurales y depositacionales (Zúñiga-Rivero et al.-1998b). La posición, forma y tamaño de las cuencas offshore incluyendo la cuenca Talara, son controlados por la actividad tectónica inicial del Cretaceo, e involucró estratos del Paleozoico y Mesozoico; que afectó a la región y la dividió en una serie de áreas de sedimentación limitadas.

La cuenca Talara se originó por actividad tectónica en el Paleogeno. La secuencia estratigráfica de la cuenca Talara, es principalmente Eoceno, que tiene un espesor de mas de 8,500 m, que sobreyace a mas de 1,500 m del Paleoceno y a un espesor de aproximadamente 2,045 m del Cretaceo (Zúñiga-Rivero et al.-1998b). El gráfico N° 5 muestra la secuencia estratigráfica de la Cuenca.

**GRAFICO N° 5
COLUMNA ESTRATIGRAFICA
CUENCAS TALARA Y TUMBES**



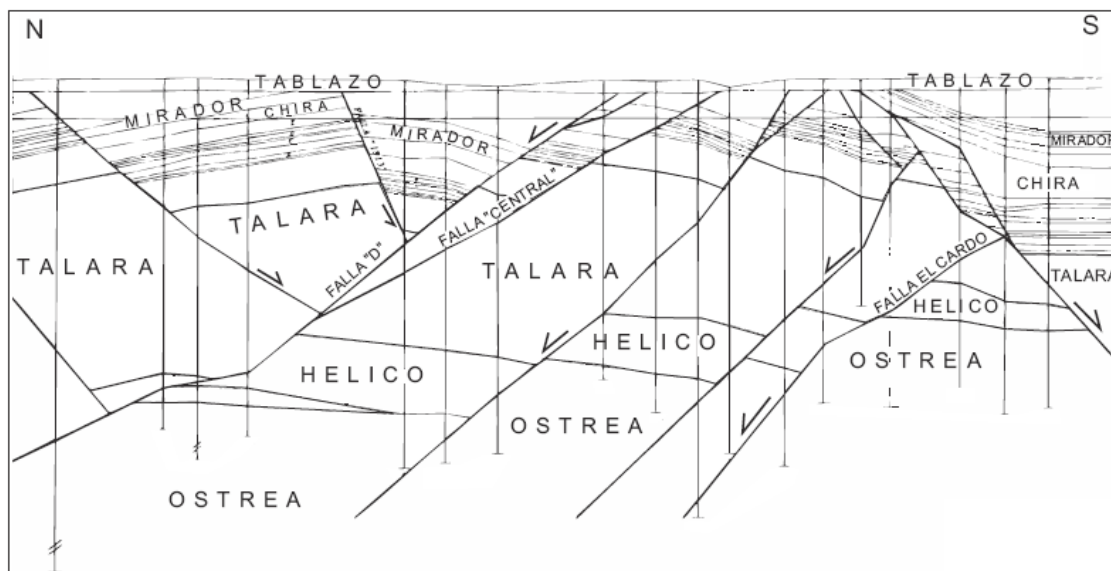
Adaptado de: Debra Higley, "The Talara Basin Province of Northwestern Peru: Cretaceous-Tertiary Total Petroleum System", U.S. Geological Survey Bulletin 2206-A, 2004.

Basado en el examen de datos de sísmica, pozos, aerogravimetría y gravedad, la creación de la Cuenca Talara en la edad Paleoceno y Eoceno resultó de dos eventos (1) subducción de la Placa de Nazca bajo la cordillera de Sud América y de (2) eventos depositacionales relacionados a tectónica transtensional y extensional (Raez Lurquin, 1999).

El fallamiento normal es un importante aspecto del estilo estructural de la cuenca Talara, así como las fallas de bajo ángulo y las grandes fallas verticales transcurrentes (Zúñiga-Rivero et al., 1998b). Bianchi (2002) mapeo fallas en el área offshore (Campo Litoral), donde se observan que las grandes fallas tienen una orientación norte-sur. Los datos de sísmica y de subsuelo indican que el fallamiento es más intenso en la parte Este (onshore) y disminuye en dirección al mar (Zúñiga-Rivero et al., 1998a).

El Gráfico siguiente muestra el complejo fallamiento en una sección transversal norte-sur. El movimiento de las fallas durante la época de deposición y erosión resultaron en formaciones de espesor variable a través de la Cuenca.

GRAFICO N° 6
SECCION TRANSVERSAL MOSTRANDO EL GRADO DE FALLAMIENTO



De: Debra Higley, "The Talara Basin Province of Northwestern Peru: Cretaceous-Tertiary Total Petroleum System", U.S. Geological Survey Bulletin 2206-A, 2004.

II.2.- Potencial y Reservas

La Cuenca Talara ha producido mas de 1,680 millones de barriles y 1.95 TCF de gas (Petroconsultants, 1996); habiendo los pozos offshore acumulado mas de 285 MMBO. La producción actual de los campos offshore es de aproximadamente 14,000 barriles de petróleo por día y la parte onshore de 20,000 barriles de petróleo por día.

De acuerdo a la división considerada por Petroconsultants (Petroconsultants, 1996), en la cuenca se tiene 42 campos de petróleo y gas y se estima un recuperable de estos campos del orden de 2,900 millones de barriles de petróleo equivalente (BOE).

Petroconsultants (Petroconsultants, 1996), ha efectuado una recopilación de los datos de la Cuenca Talara y ha efectuado un proceso estadístico logrando la data tabulada en la Tabla N° 1, la cual se muestra a continuación.

TABLA N° 1
ESTADÍSTICA DE LOS CAMPOS DE PETROLEO Y GAS
CUENCA TALARA

	Campos Petróleo	Campos Gas
Número de campos de petróleo	26	
Número de campos de petróleo y gas y campos de gas	13	3
Campos con mas de 1 MMBOE de acumulado	9	0
Producción acumulada de petróleo (MMBls)	1,685	0
Producción acumulada de gas, BCF	1,950	0
GOR promedio (CF/BL)	69-4,574	
Saturación promedio de agua, %	42	
Rango de saturación de agua, %	30-55	
Gravedad API promedia	31.8	
Rango de gravedad API	16-41	
Azufre promedio en los petróleos, %	0.06	
Espesor neto baleado, promedio, pies	98	56
Máximo espesor neto baleado, pies	800	66
Promedio de profundidad perforada, pies	4,900	9,460
Máxima profundidad perforada, pies	8,430	10,840
Rango de profundidad de agua, pies	325-70	115-220
Rango de porosidad, %	15-25	
Rango de permeabilidad, md	20-1,000	

Fuente: Petroconsultants, 1996

Zúñiga-Rivero (Zúñiga-Rivero et al.,1998a, 1998b) anotaron producciones acumuladas de 1,600 millones de barriles de crudo liviano y estimaron 3.5 TCF de gas asociado, principalmente en la parte norte y central del onshore; este estimado incluye pozos del offshore poco profundo (encima de 370-ft de profundidad de agua) que tienen una producción acumulada de cerca de 280 MMBls de crudo liviano y 700 BCF de gas. Zúñiga-Rivero estima que la recuperación final de reservas y recursos son mayores a 2,000 millones de barriles de petróleo y 25 TCF para el offshore de la Cuenca Talara.

González y Alarcón (2002) estimaron el volumen de hidrocarburos generados, migrados, atrapados y recuperables para la Cuenca Talara. Las rocas fuentes utilizadas en su análisis fueron lutitas y calizas de la formación Redondo Cretaceo. Las características de la formación Redondo en el área de generación de hidrocarburos que consideraron para su modelo fueron: un espesor de 473 m, densidad específica del grano de 2.525 g/cm³, 1.4 % de carbón orgánico total (TOC), reflectancia a la vitrinita (Ro) de 1.11 %, un índice de hidrógeno de 91, y 1,625 ppm de hidrocarburos extractados. González y Alarcón (2002) publicaron que existe un volumen remanente de hidrocarburos de 1,554 MMBls de petróleo y 4.09 TCF en el offshore (70%) y 666 MMBls de petróleo y 1.75 TCF de gas en el onshore (30%).

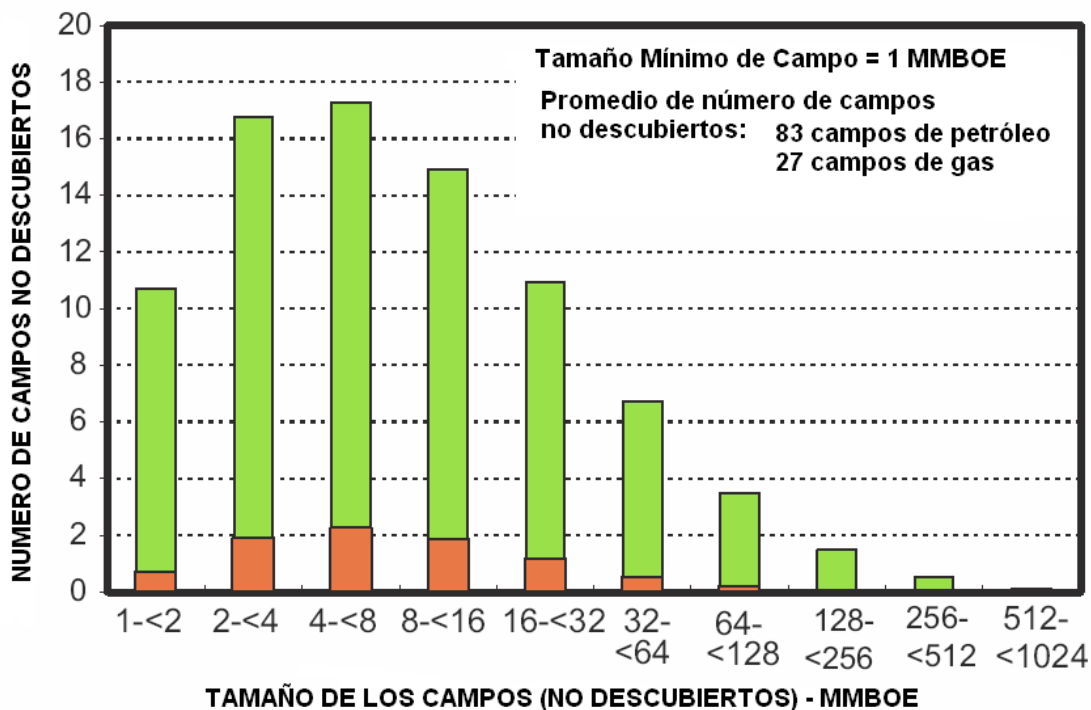
La USGS de los Estados Unidos, estimaron un promedio de petróleo, gas y líquidos del gas natural recuperables como recursos de campos no descubiertos (no desarrollo) para la Cuenca Talara, lo cual resultó en 1,711 MMbbls de petróleo, 4.79 TCF de gas, y 254 MMbbls de Líquidos del Gas Natural. El tamaño mínimo de los campos usados en el análisis fue de 1 MMbbls, ó 6 BCF. Los resultados de la evaluación de la USGS se muestran a continuación en la tabla siguiente, sobre la base de estimaciones estadísticas y probabilísticas para niveles de 95% de probabilidad (F95), 50% de probabilidad (F50) y 5% de probabilidad (F5), e incluye una estimación de los líquidos del gas natural.

TABLA N° 2
RESULTADOS EVALUACIÓN
ESTIMACIÓN RESERVAS CUENCA TALARA – Por USGS

	Recurso No Descubierta			
	F95	F50	F5	Media
PETROLEO (MMBls)				
Campos de Petróleo	484	1,625	3,214	1,711
GAS (BCF)				
Campos de Petróleo	719	2,517	5,504	2,739
Campos de Gas	523	1,887	4,133	2,057
SUB-TOTAL	1,243	4,404	9,637	4,795
LIQUIDOS DEL GN (MMBls)				
Campos de Petróleo	40	147	347	154
Campos de Gas	21	81	192	90
SUB-TOTAL	61	228	539	254

En el Gráfico siguiente se muestra la distribución de frecuencias de los campos de petróleo y gas no descubiertos para la Cuenca, efectuada por la USGS. La media estimada es de 83 campos no descubiertos de petróleo y 27 de gas. Los rangos de la distribución mostrado en la tabla anterior muestra que los estimados potenciales pueden ser adicionados en los siguientes 30 años (USGS World Energy Assessment Team, 2000). La media de la recuperación para los recursos no descubiertos es 257 MMBls y 719 BCF para el onshore (15 %) y 1,450 MMBls y 4.08 TCF para el offshore (85 %).

GRAFICO N° 7
DISTRIBUCION FRECUENCIA DE CAMPOS NO DESCUBIERTOS
CUENCA TALARA (por USGS)



Adaptado de: Debra Higley, "The Talara Basin Province of Northwestern Peru: Cretaceous-Tertiary Total Petroleum System", U.S. Geological Survey Bulletin 2206-A, 2004.

Travis et al., (1975), estimó que el potencial offshore es de 1,000 MMbbls, pero cree que el onshore tiene bajo potencial para descubrimientos futuros. Kingston's (1994) estimó el potencial offshore en 1,200 MMbbls y 1.4 TCF y estuvo basado en comparación de la distribución areal de posibles áreas productivas tanto en onshore como de offshore. La parte mas al sur de la Cuenca parecen tener una mayor probabilidad a encontrar gas, pero el recurso petróleo podría estar presente en áreas no exploradas según Zúñiga-Rivero (1998b, 1999).

II.3.- Características Geológicas

Grosso, Marchal y Daudt (2005) mencionan que el basamento, productivo del área, está compuesto por una serie de rocas Paleozoicas metamorizadas en diferentes grados. Sobre este basamento se pueden desarrollar tanto unidades Terciarias como unidades Cretácicas. No se tiene identificado depósitos Triásicos o Jurásicos. El espesor total de la columna sedimentaria es de unos 12,500 pies.

La sedimentación terciaria está representada por un relleno predominantemente continental (fluvial) a transicional (deltas/marino somero) que culmina con una abrupta subsidencia ocurrida en el Eoceno medio (Gráfico N° 8). Este evento regional, de carácter tectónico, causa el establecimiento de condiciones de aguas profundas donde sistemas turbidíticos de alta frecuencia representan los más prospectivos plays para hidrocarburos.

GRAFICO N° 8
COLUMNA ESTRATIGRAFICA GENERALIZADA DE LA CUENCA TALARA
(Tomado de ISA 2002 y Grosso-2005)

ERA	PERIODO	EPOCA	FORMACION	
CENOZOICO	CUATERNARIO		Tablazo	
	TERCIARIO	OLIGOCENO	Máncora	
			Carpitas	
			Mirador	
			Chira	
			Verdún	
			Pozo	
			Areniscas Talara	
			Lutitas Talara	
			Echinocyamus	
			Clavel	
			Ostrea	
			Mogollón	
			San Cristobal	
			Basal Salina	
			La Draga	
			PALEOCENO	Balcones
			Mesa	
		MESOZOICO	CRETÁCICO	
PALEOZOICO			Amotape	

II.4.- Características Estructurales

La alta complejidad estructural del Noroeste está relacionada al tipo de ambiente tectónico de la Cuenca Talara, una cuenca tipo forearc con diferentes y variados procesos y etapas evolutivas. Con esto, el resultado que se observa hoy es un área intensamente compartimentalizada por fallamientos de diferentes magnitudes e historia genética. Estas configuraciones de carácter estructural son las que primero definen los bloques prospectivos para hidrocarburos.

Los reservorios, presentan complejos arreglos depositacionales y estratigráficos, debido a la relación existente entre los procesos sedimentarios y los diagenéticos. El resultado final son reservorios con características permoporosas regulares a pobres, con variada distribución de estas propiedades internamente dentro de los bloques.

La cuenca de Talara muestra una compleja historia tectónica asociada a la cercanía con la zona de subducción ubicada en un antearco entre las placas de Nazca y Sudamericana durante del Terciario.

Grosso, Marchal y Daudt (2005) informan que en la costa del Lote X, entre Peña Negra y Órganos Norte, las principales fallas profundas son directas y de rumbo NE-SO, buzando al NO. Al Sur de Peña Negra, frente al bajo de Siches y Carrizo, las fallas directas se orientan ENE-OSO. Estas fallas directas mayores afectan el Paleozoico hasta el Eoceno.

Para los niveles superiores también se observan fallamientos similares con el mismo esquema de rumbos. Estas fallas han compartimentalizado los reservorios, separándolos en bloques productivos limitados por fallas mayores con orientación NE-SO y ENE-OSO. Estas fallas mayores controlaron la potente sedimentación clástica desarrollada (espesores que superan los 12,500 pies). Entre los altos más destacados se pueden citar el alto de Central, Taiman, Peña Negra, Chimenea, Lobitos, La Brea, Negritos y Portachuelo; todos con prospectividad para petróleo. Los principales bajos son las artesas de Siches, La Cruz, Talara y Lagunitos, los cuales no tienen desarrollo petrolero hasta la fecha.

Existen fallas de menor importancia que son consideradas como de alivio, antitéticas y sintéticas de las fallas mayores, que compartimentalizan las zonas mineralizadas de petróleo en bloques menores.

La alta complejidad estructural del área está caracterizada por la alternancia entre fases distensivas y compresivas, generando redes de fallas de diferentes tipos y con complejas relaciones. Esto es similar en las formaciones suprayacentes.

El sistema de cabalgamiento (fallas inversas con bajo buzamiento) se ha observado dentro de la columna sedimentaria solamente desde el Eoceno inferior en la Fm. Mogollón hasta el Eoceno Superior en la Fm. Chira (Seranne 1987a, 1987b, Delgado & Ardiles 1991, Marchal 2003).

Posiblemente exista un sistema transcurrente ubicado paralelo a la sierra de los Amotapes y a la costa del Océano Pacífico relacionado con la mega fractura Dolores-Guayaquil, ubicada al norte del Lote X (Monges 1991).

II.5.- Características Productivas

En yacimientos con pozos de baja productividad, los Sistemas Convencionales de Extracción Artificial no resultan económicos para extraer producciones menores de 3 a 4 bopd, razón por la cual los operadores se ven en la necesidad de contar con sistemas extractivos de menores costos operativos que puedan reducir los índices económicos de extracción con la finalidad de seguir extrayendo el petróleo rentablemente (menor límite económico).

Los sistemas de levantamiento utilizados en el Noroeste son: bombeo mecánico, bombeo de cavidad progresiva, Plunger Lift y Gas Lift.

II.6.- Recientes Aplicaciones o Tecnologías

Giangi et al., presenta información relacionada con la búsqueda de un sistema de extracción alternativo de menor costo operativo. Muestra bondades del sistema extractivo denominado BORS y resultados obtenidos de su implementación en el Lote X. A marzo 2005 menciona que se encuentran operativos 26 equipos para 3000 pies y 3 equipos para 5000ft.

Giangi et al., concluye que sobre la base de análisis económico el equipo BORS logró reducir el costo de extracción a un 75% del costo operativo del yacimiento. Si se toma en cuenta que todos los pozos tienen producciones mayores a 5 bopd, el costo operativo se puede reducir a un 50% del costo operativo del yacimiento. Con la operación de este equipo se tiene un sistema extractivo de baja inversión inicial de equipamiento comparado con otros sistemas artificiales y a un menor costo de extracción de petróleo y puede reducir el límite económico con la cual aumenta las reservas recuperables de un yacimiento de baja productividad.

II.7.- Características de los Reservorios

Ortega et al., manifiesta que los principales reservorios desarrollados en el área son rocas silico-clásticas de edad eocénica de mecanismo gas en solución, baja porosidad, muy baja permeabilidad (0.1 a 15 milidarcys) y de

muy alta complejidad estructural y estratigráfica. La recuperación primaria representa aproximadamente 15% del OOIP.

La mayoría de los reservorios presenta una alta depletación y muestran el 30% de la presión original. De los pozos perforados son activos la mitad con una producción promedio de 6 bopd.

Debido a su antigüedad y escasa información obtenida en su momento (Perfiles de porosidad y cores) aproximadamente el 75% de los pozos no cuentan con dicha información para objetivos profundos y 60% para objetivos intermedios o someros, específicamente perfiles de porosidad, razón por la cual ha sido difícil obtener parámetros de reservorios que inciden directamente para el cálculo de reservas y caracterización de reservorios.

Para identificar los trabajos de recompletación y reactivación a fin de recuperar el “petróleo by-paseado” se implementan metodologías basadas en el mejor empleo de registros eléctricos antiguos, esto debido a la imposibilidad técnica – económica del uso de herramientas de alta tecnología a hueco entubado, fundamentalmente por los bajos valores de porosidad, permeabilidad, baja salinidad, pobre producción y alto costo.

Hinostroza et al., resume las características de los reservorios del Noroeste, del siguiente modo:

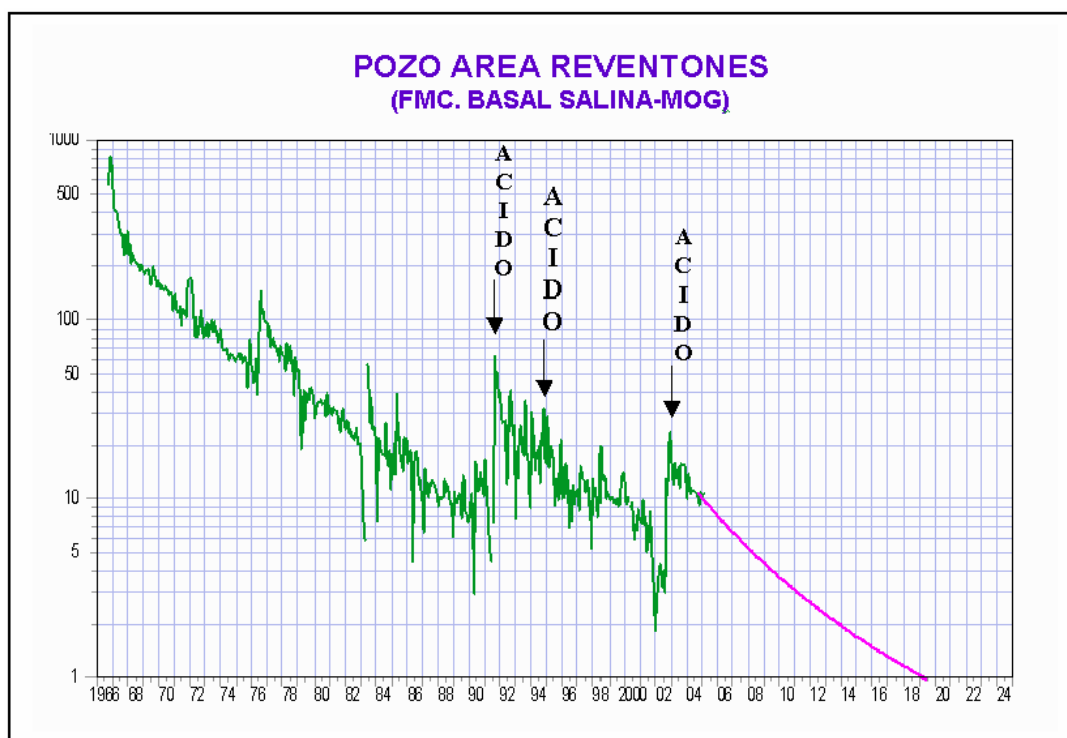
- (.) Las profundidades de los reservorios productivos están comprendidas entre 500 pies (Verdun) a 8000 pies (Amotape) en promedio.

- (.) Presentan alta complejidad estructural y estratigráfica.

- (.) El sistema de impulsión predominante en los reservorios es el de gas en solución
- (.) Presenta bajos valores de porosidad y permeabilidad variando en el rango de 5 a 14% y 0.1 a 15 md respectivamente en sus distintos reservorios
- (.) Son fracturados hidráulicamente para ser puestos económicamente en producción.
- (.) Producen de múltiples reservorios a la vez.
- (.) La gravedad del petróleo varía entre 25 y 42 °API, siendo el promedio de 33 °API.
- (.) La salinidad del agua varía entre 4 000 a 60 000 ppm.
- (.) Existen pozos activos, Inactivos, abandonados temporalmente (ATA) y abandonados permanentemente (APA y DPA).
- (.) Los pozos fueron perforados a partir del año 1910, algunos con equipo de percusión y completados con liners de diferentes diámetros.
- (.) El método de extracción en la mayoría de los casos se realiza con equipo de bombeo mecánico, gas lift, plunger lift y suab.

- (.) Los pozos ubicados en la zona de inyección de agua presentan severos problemas de formación de carbonatos, corrosión, colapso, pescado etc. de difícil recuperación.
- (.) Se cuenta con muy poca información de perfiles, núcleos, presiones, ensayos PVT, etc.
- (.) La baja productividad de pozos hace que los proyectos sean económicamente marginales.

GRAFICO N° 9
COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO DE POZOS DEL NOROESTE



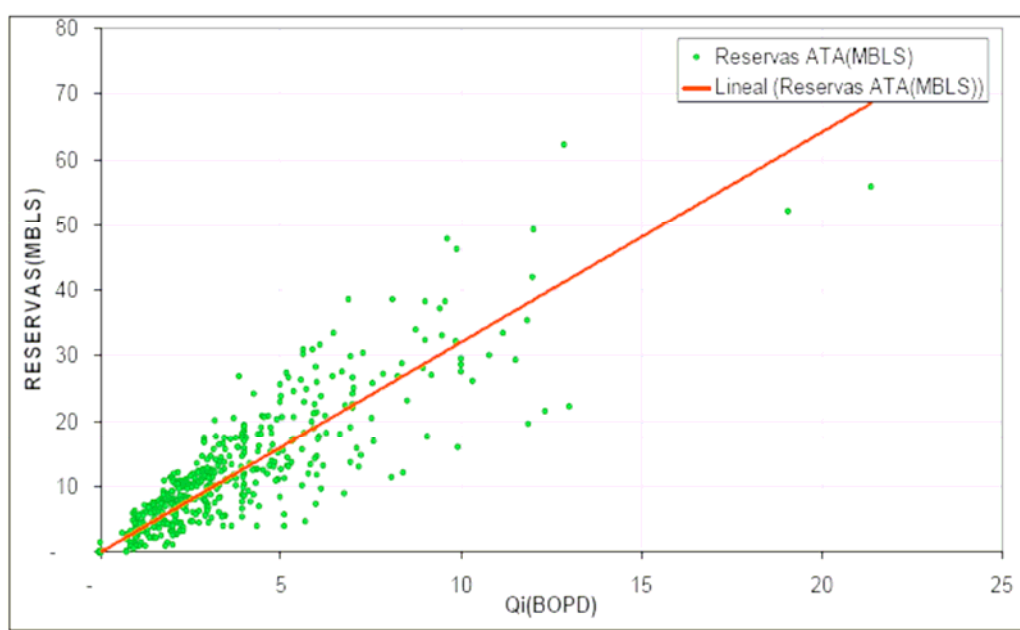
Fuente: Jesús Ortega, Daniel Palomino, Evangelina Tavera, “Reactivación y recompletación de pozos: una estrategia para el rejuvenecimiento de campos maduros. Lote X – Perú”, Petrobras Energía, V INGEPET 2005 (EXPL-3-JO-136).

Groba et al., menciona que algunas de las formaciones del Noroeste fueron sometidas a proyectos de recuperación secundaria mediante la inyección de agua, muchos de los cuales fueron discontinuados. La Formación Echinocyamus es una de ellas, en la cual se ejecutaron proyectos de inyección de agua entre 1980 y 1996. Esta formación, en el lote X presenta grandes espesores de arena que van desde los 200 a 1000 pies de espesor, con porosidades de 8 a 15% y permeabilidades de 0.1 a 100 md.

La heterogeneidad de los reservorios sumada a la complejidad estructural y estratigráfica del Lote X, hizo que los proyectos de inyección en esta formación tuvieran resultados muy diversos. Se han elaborado estudios de detalle en zonas con historia avanzada de recuperación secundaria para determinar el potencial remanente de petróleo en estos reservorios y la factibilidad de recuperar estas reservas, bajo nuevos esquemas de inyección de agua, en zonas con y sin antecedentes previos de inyección. Esto hace necesario la integración de estudios de reinterpretación geológica, petrofísica y herramientas avanzadas de ingeniería de reservorios.

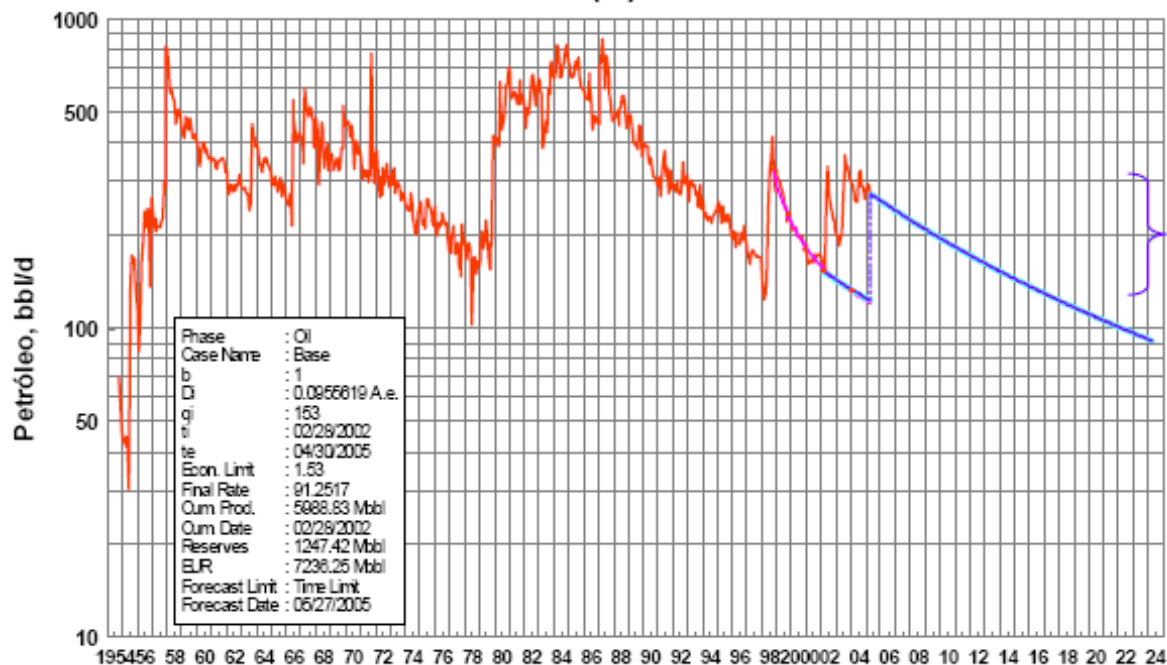
Se han determinado 11 zonas dentro del Lote X con potencial para la realización de proyectos de recuperación secundaria en esta formación con una reserva asociada de 17.6 MMbbl de petróleo.

GRAFICO N° 10
RELACION CAUDAL INICIAL vs RESERVAS
POZOS ATA



Fuente: Carlos Hinostroza, Ulises Espinoza, “**Incremento de producción mediante la rehabilitación y seguimiento de pozos abandonados en campos maduros: un ejemplo - Lote X, Talara – Perú**”, Petrobras Energía, V INGEPET 2005 (EXPL-4-CH-150)

GRAFICO N° 11
COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO
TIPICO DEL NOROESTE



Fuente: Juan Leyva, José Luis Alvarez, “**Nuevo enfoque en el desarrollo de campos con alto grado de fallamiento Lote X, Cuenca Talara, Perú**”, Petrobras Energía, V INGEPET 2005 (EXPL-4-JL-215)

II.8.- Factor de Recuperación

Ortega et al., manifiesta que la recuperación primaria representa aproximadamente 15% del OOIP.

Groba et al., informa que a partir de proyectos instalados se pudo obtener curvas características (factor de recuperación versus volúmenes porales inyectados) que indican factores de recuperación incrementales por secundaria con un rango de 4 % a 8%, para la formación Echino.

Leyva et al., menciona que el factor de recuperación puede ser incrementado en un 2% por el desarrollo adicional de un bloque, con lo cual llegaría a un factor de recuperación del 10%, para un bloque en estudio, tal como se observa en la tabla siguiente:

RESUMEN					
FORMACION	OOIP	REC. ANTERIOR	F.R. a	REC. FINAL	F.R. f
ECHINO	54.900				
OSTREA	14.785				
B. TALARA	4.660				
TOTAL	74.345	6.146	8%	7.236	10%

Asimismo, Leyva et al., recomienda efectuar un estudio para implementar un proyecto de recuperación secundaria en la formación Echino que es la que mejor continuidad y mayor recuperación tiene en el bloque. De los resultados obtenidos en el Lote por operadores anteriores se estima un incremento adicional del 60% del petróleo primario recuperado esto es un 3-4 % adicional.

López et al., menciona que la identificación y el entendimiento de las unidades de flujo o unidades conectadas hidráulicamente en un reservorio como el Cabo Blanco (offshore) ha incrementado el factor de recobro de petróleo en un 10%.

III.- TÉCNICAS PARA EXTENDER LA VIDA DE LOS CAMPOS

El continuo desarrollo de los reservorios convencionales, tales como los del Noroeste peruano, que cuentan con una larga historia de producción, continúan ofreciendo una gran fuente potencial de crecimiento en la producción de petróleo y gas, lo cual resalta la importancia estratégica de recuperar la mayor cantidad posible de estos recursos, a pesar de la aparición de nuevos campos petroleros y la presencia de tecnologías de punta.

Si consideramos que la producción acumulada actual de la Cuenca Talara bordea los 1,000 millones de barriles de petróleo y que esto representa entre el 10% y 15% de la recuperación in-situ, podríamos tomar en cuenta la importancia de lograr un incremento del factor de recuperación, pues por cada 1% de incremento, se lograría entre 60 a 100 millones de barriles, a un acreage convencional actual.

La mayoría de estos campos, se encuentran en una etapa definida por una marcada declinación de la producción. Debido a que los campos maduros representan una gran fuente potencial para el presente y futuro, ya que trabajos adicionales sobre estos pueden generar producción a un bajo costo, la búsqueda de técnicas y tecnologías para reducir la declinación de la producción es un aspecto estratégico que invita a la competencia global.

Es importante comentar que el incremento en el factor de la recuperación de los reservorios del Noroeste, en un solo punto porcentual, alargaría la vida de

estos campos por unos 10 años adicionales. En este contexto, es necesario proponer mecanismos que permitan una actividad continua a fin de reducir la declinación natural de los campos, a través del drenaje de reservas adicionales, reducción de costos y adquisición de tecnologías de punta.

La tasa de declinación de todos los campos que maneja una compañía petrolera es una indicación del comportamiento de sus activos, lo cual es un indicador clave de su fortaleza y de su potencial como empresa. Por ejemplo, en el Mar del Norte, la inyección miscible de gas esta siendo usada para incrementar la producción del campo Alwyn, mientras que en el campo de Dunbar se esta instalando bombas multifásicas de última tecnología.

En el medio Oriente, la inyección de gas es la solución elegida para mantener la producción del campo Abu Al Bukhoosh en Abu Dhabi. Por otro lado, la perforación de pozos interubicados (infill wells) y pozos multilarales permite mejorar la eficiencia de la recuperación de petróleo en Tierra del Fuego, Mar del Norte. En el campo de gas Tunu de Indonesia se están llevando a cabo intensos programas de perforación de pozos interubicados a menor espaciamiento (infill), aplicando una técnica denominada “underbalanced drilling”, el cual ya ha sido aplicado en el campo Bethany de los Estados Unidos.

Un campo petrolero es un sistema complejo, que presenta muchos procesos y funciones que se encuentran enterrelacionados entre si, tal como por ejemplo: extracción e inyección de fluidos, tratamiento de fluidos (separación, compresión, bombeo, inyección de agua, etc), disposición de fluidos, suministro de energía, transporte y/o transferencia de fluidos y energía.

III.1.- Perforación Infill

Para el caso del Noroeste se han establecido los espaciamientos para la perforación de pozos dentro de un esquema de desarrollo convencional. Por ejemplo, para el desarrollo del reservorio Mogollón y Basal Salina se ha establecido un espaciamiento de 40 acres y para las formaciones que se encuentran a profundidades menores a 5,000 pies (Echino, Ostrea, Pariñas, etc) se ha establecido espaciamiento entre 15 a 20 acres por pozo.

La perforación de interubicaciones (infill) se lleva a cabo preferentemente en áreas complejas y de baja permeabilidad similares al Noroeste.

La cuantificación del potencial para perforación infill y la recompletación de pozos en las cuencas existentes es a menudo un desafío, debido a la gran variabilidad en la calidad de la roca, espaciamiento de pozos, prácticas de completación de pozos, y el gran número de los pozos implicados. Es frecuente que un operador tenga varios candidatos de pozos infill para elegir en una campaña particular.

La manera más exacta de determinar el potencial infill es llevar a cabo una evaluación completa del reservorio, que incluya la preparación de un modelo geológico del área del estudio, estimación de la distribución de las propiedades estáticas del reservorio tal como por ejemplo la porosidad y la permeabilidad, construcción y calibración de un modelo de simulación del reservorio, para que se pueda lograr un modelo de reservorio que permita predecir la producción y las reservas futuras de las potenciales ubicaciones de pozos infill. En el proceso de ajuste de historia, el modelo de simulación del reservorio tiene que

ser ajustado hasta obtener una respuesta simulada de la producción similar a la respuesta de la producción observada en el campo.

Coats presentó un método para análisis de ubicaciones Infill, que utiliza la técnica de los mínimos cuadrados y programación lineal para determinar una descripción del reservorio sobre la base de datos del comportamiento. Los ejemplos mostrados en su artículo, incluyen casos de flujo de gas en fase simple, flujo de petróleo en fase simple y flujo de gas y agua en dos fases. Para una aplicación en particular, Coats propuso pautas para lograr una exacta descripción del reservorio sobre la base de un número pequeño de “corridas” de simulación.

Algunos autores han combinado la simulación convencional de reservorios con los métodos automatizados para determinar el potencial infill. Por ejemplo, Coats presentó un método de cálculo numérico bi-dimensional para estimar la distribución de la presión de estado semi-estable y la capacidad individual de los pozos en un campo de gas que produce bajo una tasa total especificada.

El método que describió Coats, minimiza los requerimientos de nuevos pozos para cada etapa sucesiva de agotamiento, basado en la selección de ubicaciones óptimas para pozos adicionales. El método considera para los efectos de la capacidad de producción, los parámetros de heterogeneidad del reservorio, espaciamiento irregular y la interferencia entre pozos. El método de cálculo que él propuso puede ser empleado para estimar el comportamiento de un campo bajo cualquier combinación de ubicaciones de pozos infill o se puede utilizar para determinar un óptimo esquema de perforación si se tiene un conjunto de posibles locaciones de pozos.

Coats también precisó que una óptima selección de locaciones para pozos adicionales depende del fenómeno de interferencia de pozos así como el kh del reservorio y la distribución de ϕh . Es importante disponer de una buena estimación de los parámetros del reservorio, particularmente de kh y de ϕh , ya que estas distribuciones tienen un efecto significativo en la optimización.

Los estudios convencionales de simulación de reservorios, pueden ser la manera más exacta de determinar el potencial infill en un campo, pero tienen la desventaja de que requieren mucho tiempo para concluir el estudio y son costosos. Esto es importante de ser considerado en estudios donde se tiene un gran número de potenciales candidatos de ubicaciones infill, reservorios de baja permeabilidad donde se pueden tener entre decenas a cientos de candidatos infill.

Como un concepto alternativo, algunos autores han propuesto métodos estadísticos. McCain et al propuso un método estadístico para evaluar la necesidad de perforación infill en un reservorio complejo, de baja permeabilidad. El estudio incluyó la descripción geológica de cada formación, evaluación de todas las medidas disponibles de presión, comparación estadística de los datos de producción de todos los pozos del campo, análisis e interpretación de los perfiles eléctricos, selección de los “cut offs” para determinar los espesores netos de hidrocarburos y la evaluación de estudios de simulación existentes. Este análisis estadístico es barato, y se limita a unas pocas áreas pequeñas, manteniendo los costos a un nivel razonable.

Como una mejora al método de McCain, Voneiff y Cipolla presentaron un método estadístico para determinar el potencial infill en un reservorio complejo de baja permeabilidad. Esta nueva técnica es un conjunto de aproximaciones empíricas, comparaciones y pruebas estadísticas. Este procedimiento analiza

el comportamiento de los pozos, compara los pozos recientemente perforados con los antiguos para detectar muestras de agotamiento, calcula la densidad efectiva de los pozos y finalmente sobre la base del estimado convencional del área de drenaje, proporciona estimaciones de acreaje no drenado y reservas para las ubicaciones infill.

III.2.- Inyección de agua

La inyección de agua es el proceso por el cual el petróleo es desplazado hacia los pozos de producción por el empuje del agua. Esta técnica no es usada en campos petroleros que tienen un empuje natural de agua. La primera operación conocida de inyección de agua fue efectuada hace más de 100 años en el área de Pithole City al Oeste de Pennsylvania. Sin embargo, el uso de esta técnica no fue muy usada hasta la década de los cuarenta.

Bajo condiciones favorables, la inyección de agua es un método efectivo para recuperar petróleo adicional de un reservorio. Los factores que son favorables para una alta recuperación por inyección de agua incluye: baja viscosidad del petróleo, permeabilidad uniforme y continuidad del reservorio. Muchos proyectos de inyección de agua son “patrones de inyección” donde los pozos de inyección y producción son alternados en un patrón regular.

Una de las primeras consideraciones en la planificación de un proyecto de inyección de agua es localizar una fuente accesible de agua para la inyección. El agua salada es usualmente preferida al agua fresca, y en algunos casos se prohíbe desde el punto de vista contractual el uso de agua fresca para la inyección.

Se sugieren las características siguientes para el agua de inyección:

1. El agua no debe ser corrosiva. El sulfuro de hidrógeno y el oxígeno son dos fuentes comunes de problemas de corrosión.
2. El agua no debe depositar minerales bajo condiciones de operación. El encostramiento (Scale) se puede formar de la mezcla de aguas incompatibles o debido a cambios físicos que causan que el agua se convierta en super saturada. El encostramiento mineral depositado por el agua usualmente consiste de uno o más de los siguientes compuestos químicos: BaSO_4 , SrSO_4 , $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, CaCO_3 , MgCO_3 , FeS y Fe_2S_3 . El encostramiento mineral dentro del sistema de inyección no solo reduce la capacidad de flujo sino también proporciona un medio para que ocurra corrosión.
3. El agua no debe contener sólidos suspendidos o líquidos en suficiente cantidad para causar taponamiento de los pozos de inyección. Los materiales que pueden estar presentes como material suspendido son los compuestos que forman encostramiento tal como los mencionados en el punto anterior, limo, petróleo, microorganismos y otro material orgánico.
4. El agua inyectada no debe reaccionar para causar hinchamiento de los minerales arcillosos presentes en la formación. La importancia de esta consideración depende de la cantidad y tipo de minerales arcillosos presentes en la formación, así como de las sales minerales disueltas en el agua inyectada y permeabilidad de la roca.

5. La salmuera debe ser compatible con el agua presente inicialmente en la formación. El agua producida e inyectada debe ser manipulada separadamente, si no son completamente compatibles.

La geometría y continuidad del reservorio son importantes consideraciones en el diseño de una inyección de agua. Si el reservorio tiene buzamiento, una inyección periférica podría tener una mayor eficiencia de barrido que un patrón de inyección. *La eficiencia de barrido puede ser definida como la fracción de la formación que esta en contacto con el fluido inyectado.* La continuidad desde el pozo de inyección hacia el productor es esencial para el éxito de la inyección, y reservorios muy fallados son frecuentemente pobres candidatos para la inyección.

La profundidad del reservorio es otro factor que debe ser considerado en el diseño de una inyección de agua. El agua debe ser inyectada a una presión de tal manera que no fracture la formación. Si la presión de fracturamiento se excede, el agua fluirá a través de la fractura hacia el pozo de producción.

La viscosidad del petróleo es la mayor consideración para determinar el comportamiento de la inyección. Si todos los otros factores son los mismos, la recuperación de petróleo para un petróleo ligero será mayor que para un petróleo pesado. *La movilidad de un fluido en una roca es definida como la relación de la permeabilidad efectiva a la viscosidad.* La movilidad del petróleo es calculada por:

$$\lambda_o = K_o / \mu_o$$

Donde K_o depende de la saturación del fluido y μ_o es la viscosidad del petróleo a condiciones de reservorio. De igual manera la movilidad para el agua es:

$$\lambda_w = K_w / \mu_w$$

La eficiencia de cualquier proceso de desplazamiento en un reservorio de petróleo es influenciado fuertemente por la relación de movilidad M , definido como la relación de la movilidad del fluido desplazante a la movilidad del fluido desplazado. Esta relación es:

$$M = \lambda_w / \lambda_o$$

La cantidad de petróleo en sitio es directamente proporcional a la porosidad, saturación de petróleo y espesor del reservorio. La magnitud y la variabilidad de la permeabilidad son consideraciones importantes. Si la permeabilidad es muy baja no será posible inyectar agua a altas tasas. Capas con alta permeabilidad y que son continuas entre el pozo inyector y productor causarán temprana irrupción del frente de agua en los pozos de producción y dejarán de lado petróleo en zonas de baja permeabilidad. El-Khatib concluyó a partir de un modelo matemático que el flujo cruzado entre capas (crossflow) mejora la recuperación de petróleo para sistemas con relaciones de movilidad favorable ($\lambda_w / \lambda_o < 1$), pero retarda la recuperación de petróleo en sistemas con relaciones de movilidad desfavorables ($\lambda_w / \lambda_o > 1$).

III.3.- Inyección de gas

La inyección de gas, puede efectuarse bajo dos importantes conceptos:

III.3.1.- Inyección Inmiscible de Gas

El gas puede ser inyectado al reservorio de petróleo, no solo para incrementar la recuperación de petróleo, sino también para reducir la declinación de la tasa de producción de petróleo y conservar el gas para venta posterior. La reinyección del gas natural producido es una técnica que ha sido usada hace más de 80 años.

La inyección de gas para incrementar la productividad del pozo es usualmente definido como **“mantenimiento de presión”**, pero un proceso para incrementar la recuperación de petróleo puede ser clasificado como un proyecto de recuperación mejorada.

El éxito de un proyecto dependerá de la eficiencia con la que el gas inyectado desplaza al petróleo y de la fracción del reservorio que es barrido por el gas inyectado.

En un reservorio que es delgado y no tiene buzamiento, el gas es usado para desplazar petróleo de la misma manera que el agua puede ser usada en un patrón de inyección. Este proceso es denominado **“inyección dispersa de gas”** y usualmente no resulta en una alta recuperación, ya que el gas puede canalizar entre el pozo inyector y productor sin desplazar mucho petróleo. La recuperación de petróleo por inyección de gas es un proceso inmiscible a menos que el gas inyectado se efectúe a alta presión o enriquecido con hidrocarburos livianos. La presión requerida para la miscibilidad depende de la composición del petróleo y el gas inyectado.

Un método más eficiente empleado para inyectar gas puede ser usado algunas veces en reservorios que tienen buena permeabilidad vertical y tienen espesor apreciable o alto buzamiento. Bajo estas condiciones el gas puede ser inyectado cerca al tope de la formación productiva (o dentro de la capa de gas) tal que el petróleo es desplazado hacia abajo. Muchos reservorios tienen una permeabilidad vertical menor que 200 md, y probablemente no sean apropiados para este proceso, que es llamado **“inyección crestal de gas”** o **“inyección externa de gas”**.

La inyección dispersa de gas es apropiada para reservorios con permeabilidad uniforme y poco relieve estructural. Si los pozos de inyección no están muy distanciados de los productores, la respuesta del reservorio a la inyección es rápida.

La inyección crestal de gas es usualmente preferida a la inyección de gas dispersa para reservorios con buzamiento y en reservorios de gran espesor con alta permeabilidad vertical. Debido a la baja viscosidad del gas, las variaciones en la permeabilidad del reservorio son muy importantes en un proceso de inyección de gas.

Desde el punto de vista de comportamiento del reservorio, es ventajoso iniciar la inyección de gas antes que la presión del reservorio haya declinado debajo del punto de burbuja. La permeabilidad relativa al gas incrementa con un incremento de la saturación de gas, tal que el problema de canalización llega a ser severo a medida que la saturación de gas libre incrementa.

El petróleo que se encuentra en un pozo localizado en la parte estructuralmente mas alta es frecuentemente llamado **“petróleo del**

ático”. Bajo condiciones favorables (incluyendo alto buzamiento y permeabilidad) algo de este petróleo puede ser recuperado por inyección de gas.

III.3.2.- Inyección Miscible de Gas

La inyección de gas a alta presión es un proceso miscible, que significa que *el gas inyectado se mezclará con el petróleo del reservorio* para formar una fase homogénea simple. El proceso de recuperación miscible reducirá la saturación residual de petróleo virtualmente a cero en las partes del reservorio que son barridas por el fluido miscible.

Pobres eficiencias de barrido son comunes, sin embargo los procesos miscibles son usualmente más costosos que la inyección de agua o inyección inmisible de gas.

La mínima presión para desplazamiento miscible del petróleo con gas de alta presión es aproximadamente 3,000 psi; de esta manera la profundidad del reservorio está limitada a un mínimo de 5,000 pies. El petróleo del reservorio debe contener suficiente cantidad de hidrocarburos intermedios (C_2-C_6) y debe estar substancialmente bajosaturado con respecto al gas inyectado a la presión de inyección. La gravedad del petróleo no debe ser menor de 40°API.

La recuperación de petróleo por el proceso de inyección de gas a alta presión es una función de la presión de inyección. Las altas recuperaciones ilustradas en la literatura son las obtenidas en el laboratorio pero no son alcanzadas en el campo, debido principalmente

a la baja eficiencia de barrido. Aunque un incremento en la presión incrementará la recuperación de petróleo, esto incrementará también los requerimientos del gas y costos de inyección.

IV.- NORMATIVIDAD APLICABLE

IV.1.- Normatividad actual – LEY N° 28109

La Ley N° 28109 es la denominada “Ley para la promoción de la inversión en la explotación de recursos y reservas marginales de hidrocarburos a nivel nacional”

Objeto de La Ley N° 28109

El objeto de la Ley es promover la inversión en la explotación de recursos y reservas marginales de hidrocarburos en el país. Para un mayor detalle respecto de las definiciones, se adjunta el Anexo I, referido a la Definición de Recursos, y el Anexo II, referido a la definición de reservas, ambas establecidas por la SPE (Society of Petroleum Engineers) y el WPC (World Petroleum Congress).

Finalidad de la Ley N° 28109

La finalidad de la Ley es:

- (1) Aumentar la producción nacional de hidrocarburos,
- (2) Atenuar el déficit de la balanza comercial,

- (3) Producir a través del canon mayores rentas en beneficio de las regiones en que se ubican estos recursos y reservas marginales,
- (4) Contribuir a la reactivación económica del país y de las regiones con filiación hidrocarburífera

IV.2.- Características de la Ley N° 28109

Las características principales de la Ley N° 28109 son las siguientes:

- (1) Determinación para cada contrato la curva de producción básica².
- (2) Presentación por parte del Contratista de un programa de trabajo y su respectivo presupuesto de inversiones y gastos, compuesto de (a) Un Programa Mínimo de Trabajo (PMT) que debe llevarse a cabo dentro de los 5 (cinco) años computados a partir de la fecha de suscripción del acuerdo modificadorio del Contrato y (b) Un Programa Adicional de Trabajo (PAT), cuyo presupuesto deberá equivaler por lo menos al 50% del presupuesto del PMT y cuyo plazo de ejecución no excederá de 2 (dos) años computados a partir de la terminación del plazo establecido por el PMT
- (3) Calcular cuanto debe reducirse las regalías de la producción básica, en función del presupuesto propuesto por el Contratista para el PMT, para generar a lo largo de la vigencia del Contrato un monto equivalente a dicho presupuesto. Una vez determinado

² De acuerdo a la Ley N° 28109, se entiende como “curva de producción básica” a aquella que se obtendría de los pozos que en la fecha del acuerdo, se encuentren en situación de productivos o que hayan producido en forma sostenida en los últimos tres meses.

el precitado monto en Valor Presente, se fijará el nuevo porcentaje de regalías, aplicable en adelante a toda la producción.

- (4) El Contratista solventará íntegramente el presupuesto de inversiones, costos y gastos del PMT y del PAT.
- (5) El incumplimiento total o parcial en la ejecución del PMT y/o PAT, por parte del Contratista acarreará: (a) la pérdida del beneficio de la reducción de la regalía, (b) la restitución de los beneficios indebidamente obtenidos y (c) la resolución del Contrato de Licencia, a partir de la fecha en que incurrió en tal incumplimiento.
- (6) El PMT deberá establecer un monto mínimo destinado a la contratación de servicios y/o adquisición de bienes, de proveedores establecidos en las regiones, bajo condiciones de precios, calidad y fecha de entrega del bien o prestación del servicio, competitivas con respecto a otros proveedores.
- (7) Evaluar cuantitativamente y cualitativamente, los efectos que se producirían como consecuencia de su implementación:
 - (a) Cambio en las regalías,
 - (b) Mayor impuesto a la renta que pagaría el Contratista por la producción básica, al tener menor costo por la regalía reducida,
 - (c) El impuesto a la renta que pagaría el Contratista por explotación de recursos y reservas marginales de hidrocarburos,

- (d) El impuesto a la renta adicional que pagarían los proveedores de bienes y servicios al incrementar sus ingresos,
- (e) El mayor pago de tributo a la importación que pagarían los Contratistas por los bienes requeridos para la ejecución de las actividades.
- (f) La estimación de nuevos puestos de trabajo que se generarían,
- (g) El estimado del mayor beneficio que obtendría la Refinería de Talara al sustituir crudo importado por crudo del noroeste,
- (h) Otros aspectos de carácter socioeconómico beneficiosos para el país y las regiones.

IV.3.- Modelo de Aplicación de la Ley N° 28109

El modelo se ha establecido sobre la base de los siguientes datos:

Producción de petróleo al inicio de la declinación	1,200	BOPD
Producción de gas al inicio de la declinación	0	MMPCD
Declinación promedia anual	10	% /año
Años para finalizar Contrato	12	años
Año de inicio para aplicación Ley N° 28109	2006	
Año Fin de Contrato	2018	
Regalías para = < 15 US\$/BL	25	%
Regalías para 20 US\$/BL	35	
Regalías para 25 US\$/BL	45	
Regalías para 30 US\$/BL	55	
Regalías para = > 45 US\$/BL	65	%
Interpolación entre regalías	Lineal	
Tasa de descuento	10	%

IV.3.1.- Determinación de la curva de producción básica.

La curva de producción básica, se determinó sobre la base histórica, para lo cual es necesario llevar a cabo un análisis de curvas de declinación sobre la base de ingeniería de producción. Las técnicas usuales utilizadas para la estimación de la declinación se muestra en detalle en el Anexo III.

Para nuestro ejemplo, el pronóstico ha resultado en lo siguiente:

		AÑO										
		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Producción Inicial, BOPD	1,200	BOPD										
Declinación por año	10	%										
Curva Básica, BOPD		1,080	972	875	787	709	638	574	517	465	418	377
Curva Básica, BLS		394,200	354,780	319,302	287,372	258,635	232,771	209,494	188,545	169,690	152,721	137,449
Petróleo Acumulados, MBLS		394	749	1,068	1,356	1,614	1,847	2,057	2,245	2,415	2,568	2,705

IV.3.2.- Presentación de un programa de trabajo

El Contratista deberá presentar un programa compuesto de (a) Un Programa Mínimo de Trabajo (PMT) que debe llevarse a cabo dentro de los 5 (cinco) años computados a partir de la fecha de suscripción del acuerdo modificatorio del Contrato y (b) Un Programa Adicional de Trabajo (PAT), cuyo presupuesto deberá equivaler por lo menos al 50% del presupuesto del PMT y cuyo plazo de ejecución no excederá de 2 (dos) años computados a partir de la terminación del plazo establecido por el PMT

El programa de trabajo normalmente esta compuesto por:

- (1) Perforación de pozos de desarrollo o pozos infill,
- (2) Ejecución de Reacondicionamientos (Workover) que tiene por objetivo aperturar arenas a través de baleo y fracturamiento que se encuentran en pozos en actual producción. Se asume que estas arenas debido a estudios preliminares (antes de ser aperturadas) no presentan una economía rentable a las regalías originales del Contrato,
- (3) Trabajos de reactivación de pozos (Well Service), que consiste en evaluar y si es factible poner en producción a:
 - (a) Pozos cerrados,
 - (b) Pozos abandonados temporalmente – ATA,
 - (c) Pozos abandonados permanentemente. En los pozos abandonados será necesario ingresar con equipo y mesa rotaria para "moler" los tapones y posteriormente limpiar el pozo,

- (4) Construcción de infraestructura de acceso principalmente a los pozos abandonados. Esta puede ser: (a) rehabilitación de carreteras o (b) construcción de carreteras o puentes.

El Contratista debe evaluar varios escenarios de PMT y PAT, de tal manera que escoja el que combinando regalías, inversiones y oportunidad de la ejecución, le proporcione la mayor rentabilidad

IV.3.3.- Cálculo de reducción de regalías

Se procede así:

- (a) Se estima el valor presente de las inversiones, considerando la teoría del Valor Actual Neto, tal como se describe (para mayor detalle referente a los criterios de rentabilidad, se adjunta el Anexo IV):

La tasa de descuento aplicable se estimó a través de una consultoría, que sobre la base de técnicas económicas estimó una tasa de descuento de 10.9% por año. Esta tasa de descuento esta relacionada al costo de oportunidad de los fondos del Estado que podrían ser aplicados en la compra de los bonos emitidos por el mismo Estado.

El resultado de los cálculos para nuestro ejemplo resulta:

			2006	2007	2008	2009	2010	2011
			0	1	2	3	4	5
ARTICULO 2° - NUMERAL 3		US\$						
En función del presupuesto propuesto por el Contratista para el PMT,	PMT	5,000,000						
	PAT	2,500,000						
Presupuesto PROPUESTO	TOTAL	7,500,000						
VP de Presupuesto			1,500,000	1,200,000	1,000,000	1,300,000	1,500,000	1,000,000
VAN DEL PRESUPUESTO TOTAL, US\$		6,039,506	1,500,000	1,090,909	826,446	976,709	1,024,520	620,921
VAN del PMT, US\$		4,394,065						
VAN del PAT, US\$		1,645,442						
% del PAT respecto del PMT - Corrientes		50.00						
% del PAT respecto del PMT - VAN		37.45						

Aplicando la fórmula:

$$VAN = \frac{1'500,000}{(1+0.10)^0} + \frac{1'200,000}{(1+0.10)^1} + \frac{1'000,000}{(1+0.10)^2} + \frac{1'300,000}{(1+0.10)^3} + \frac{1'500,000}{(1+0.10)^4} + \frac{1'000,000}{(1+0.10)^5}$$

$$VAN = 1'500,000 + 1'090,909 + 826,446 + 976,709 + 1'024,520 + 620,921$$

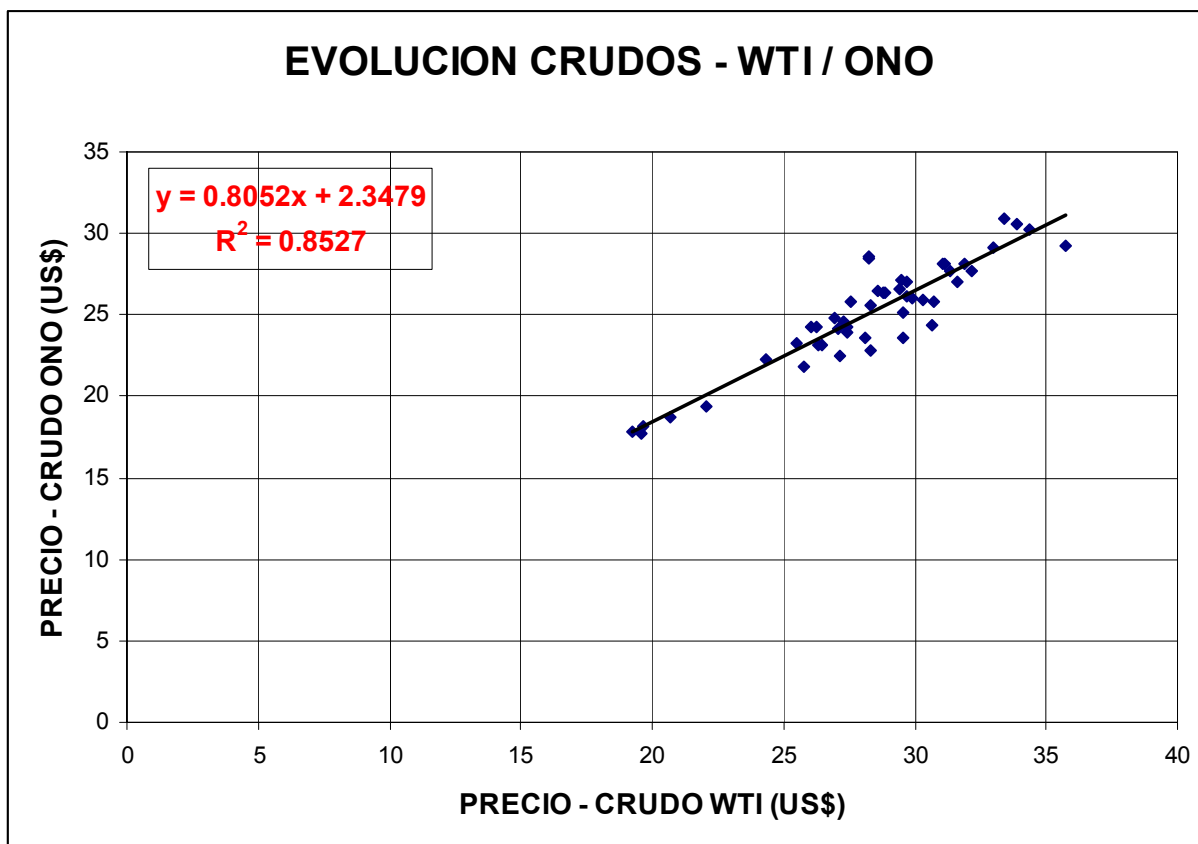
$$VAN = 6'039,506 \cdot US\$$$

$$VAN \text{ del PMT (VAN*PMT)} = 4'394,065 \text{ US\$}$$

$$VAN \text{ del PAT (VAN*PAT)} = 1'645,442 \text{ US\$}$$

- (b) Se lleva a cabo una estimación del precio del crudo del Noroeste, para lo cual se emplea el siguiente procedimiento:
- (.) Se determina la relación (lineal, logarítmica, exponencial) entre el precio del crudo del Noroeste y un crudo marcador que tenga documentación probada de su pronóstico. Usualmente se emplea el crudo WTI.

El resultado se muestra en el siguiente gráfico:



Lo cual resulta en una ecuación de:

$$\text{Precio Crudo NOROESTE} = 0.8052 * \text{Precio Crudo WTI} + 2.3479$$

Y el coeficiente de correlación es de: 0.8527 indicando un buen ajuste para este tipo de datos.

Por ejemplo, si tuviéramos un pronóstico del precio del crudo WTI en el largo plazo de 60 US\$/BL, el correspondiente al precio del crudo NOROESTE sería:

Precio Crudo NOROESTE = $0.8052 \cdot (60) + 2.3479$

Precio Crudo NOROESTE = $48.312 + 2.3479$

Precio Crudo NOROESTE = 50.66

(c) Se estima la nueva regalía, sobre la base de los pasos siguientes:

- (i) Se estima el valor de la producción ($VAN \cdot P$) año por año, multiplicando la producción por el precio del crudo (estimado).
- (ii) Se estima el valor actual de la Regalía ($VAN \cdot R$) establecida en el Contrato, año por año.
- (iii) Se estima la nueva regalía ($REGALIA\%$), utilizando la siguiente fórmula:

$$REGALIA\% = \frac{(VAN \cdot R) - (VAN \cdot PMT)}{(VAN \cdot P)} * 100\%$$

- (iv) Se estima, los pasos anteriores para valores del precio de la canasta de crudo del Noroeste (por ejemplo: 30US\$/BL, 40US\$/BL, etc).

Se presenta el siguiente cuadro, donde se observa el detalle de los cálculos:

		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
PARA PRECIO 15 US\$/BI												
VALOR DE LA PRODUCCION	40.574.379	5.913.000	5.321.700	4.789.530	4.310.577	3.879.519	3.491.587	3.142.411	2.828.170	2.545.353	2.290.817	2.061.738
VAN DEL VALOR DE LA PRD	28.944.503											
REGALIA CONTRATO ACTUAL	10.143.895	0.25	1.478.250	1.330.425	1.197.383	1.077.644	969.880	872.892	785.603	707.042	636.338	572.704
VAN DE REGALIA ACTUAL	7.236.126											
VAN DE MONTO PRECITADO	4.394.065											
VAN DE NUEVO MONTO DE REGALIA	2.842.061											
NUEVO PORCENTAJE DE REGALIA	9.82 %		580.598	522.538	470.284	423.256	380.930	342.837	308.553	277.698	249.828	224.935
MONTO QUE FINANCIÓ ESTADO	6.159.596	4.394.065	897.652	807.887	727.098	654.389	588.950	530.055	477.049	429.344	386.410	347.769
PARA PRECIO 20 US\$/BI												
VALOR DE LA PRODUCCION	54.099.173	7.884.000	7.095.600	6.386.040	5.747.436	5.172.692	4.655.423	4.189.881	3.770.893	3.393.803	3.054.423	2.748.981
VAN DEL VALOR DE LA PRD	38.592.670											
REGALIA CONTRATO ACTUAL	10.143.895	0.35	2.759.400	2.483.460	2.235.114	2.011.603	1.810.442	1.629.398	1.466.458	1.319.812	1.187.831	1.069.048
VAN DE REGALIA ACTUAL	13.507.435											
VAN DE MONTO PRECITADO	4.394.065											
VAN DE NUEVO MONTO DE REGALIA	9.113.370											
NUEVO PORCENTAJE DE REGALIA	23.61 %		1.861.748	1.675.573	1.508.016	1.357.214	1.221.493	1.099.343	988.409	890.468	801.421	721.279
MONTO QUE FINANCIÓ ESTADO	6.159.596	4.394.065	897.652	807.887	727.098	654.389	588.950	530.055	477.049	429.344	386.410	347.769
PARA PRECIO 25 US\$/BI												
VALOR DE LA PRODUCCION	67.623.866	9.855.000	8.868.500	7.882.550	7.184.285	6.465.866	5.819.279	5.237.351	4.713.616	4.242.254	3.818.029	3.436.226
VAN DEL VALOR DE LA PRD	49.240.838											
REGALIA CONTRATO ACTUAL	10.143.895	0.45	4.434.750	3.991.275	3.592.148	3.232.933	2.909.839	2.618.878	2.356.808	2.121.127	1.909.014	1.718.113
VAN DE REGALIA ACTUAL	21.708.377											
VAN DE MONTO PRECITADO	4.394.065											
VAN DE NUEVO MONTO DE REGALIA	17.314.312											
NUEVO PORCENTAJE DE REGALIA	35.89 %		3.537.098	3.183.388	2.865.049	2.578.544	2.320.890	2.088.621	1.879.759	1.691.783	1.522.605	1.370.344
MONTO QUE FINANCIÓ ESTADO	6.159.596	4.394.065	897.652	807.887	727.098	654.389	588.950	530.055	477.049	429.344	386.410	347.769
PARA PRECIO 30 US\$/BI												
VALOR DE LA PRODUCCION	81.148.759	11.826.000	10.643.400	9.579.060	8.621.154	7.759.039	6.983.135	6.284.821	5.656.339	5.090.705	4.581.635	4.123.471
VAN DEL VALOR DE LA PRD	57.889.005											
REGALIA CONTRATO ACTUAL	10.143.895	0.55	6.504.300	5.853.870	5.268.483	4.741.635	4.267.471	3.840.724	3.456.652	3.110.987	2.799.888	2.519.899
VAN DE REGALIA ACTUAL	31.838.953											
VAN DE MONTO PRECITADO	4.394.065											
VAN DE NUEVO MONTO DE REGALIA	27.444.888											
NUEVO PORCENTAJE DE REGALIA	47.41 %		5.606.848	5.045.983	4.541.385	4.087.246	3.678.521	3.310.889	2.979.602	2.681.642	2.413.478	2.172.130
MONTO QUE FINANCIÓ ESTADO	6.159.596	4.394.065	897.652	807.887	727.098	654.389	588.950	530.055	477.049	429.344	386.410	347.769
PARA PRECIO 35 US\$/BI												
VALOR DE LA PRODUCCION	94.673.552	13.797.000	12.417.300	11.175.570	10.058.013	9.052.212	8.146.991	7.332.291	6.599.062	5.939.156	5.345.240	4.810.718
VAN DEL VALOR DE LA PRD	67.537.173											
REGALIA CONTRATO ACTUAL	10.143.895	0.65	8.968.050	8.071.245	7.264.121	6.537.708	5.883.938	5.295.544	4.765.989	4.289.391	3.860.451	3.474.406
VAN DE REGALIA ACTUAL	43.899.162											
VAN DE MONTO PRECITADO	4.394.065											
VAN DE NUEVO MONTO DE REGALIA	39.505.098											
NUEVO PORCENTAJE DE REGALIA	58.49 %		8.070.388	7.263.358	6.537.022	5.883.320	5.294.988	4.765.489	4.288.940	3.860.046	3.474.042	3.126.637
MONTO QUE FINANCIÓ ESTADO	6.159.596	4.394.065	897.652	807.887	727.098	654.389	588.950	530.055	477.049	429.344	386.410	347.769

(v) Se establece la tabla comparativa final:

	PRECIO DE CANASTA, US\$/BI				
	<= 15	20	25	30	> = 45
NUEVO PORCENTAJE REGALÍAS	9.8	23.6	35.9	47.4	59.9
REGALIA ORIGINAL	25.0	35.0	45.0	55.0	65.0

IV.3.4.- Evaluación cuantitativa y cualitativa de efectos

Para esto es necesario establecer el flujo de caja para cada condición de precio y regalía, tal como se muestra en el cuadro siguiente:

			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Producción Básica, EIs	2,704,959		394,200	354,780	319,302	287,372	258,635	232,771	209,494	188,545	169,690	152,721	137,449	
Producción Esperada Incremental	485,000		15,000	25,000	35,000	60,000	80,000	70,000	60,000	50,000	35,000	30,000	25,000	
TOTAL PRODUCCION, EIs			409,200	379,780	354,302	347,372	338,635	302,771	269,494	238,545	204,690	182,721	162,449	
Ingresos	45													
Básica			17,739,000	15,865,100	14,388,590	12,931,731	11,838,558	10,474,702	9,427,232	8,464,509	7,636,058	6,872,452	6,185,207	
Incremental			875,000	1,125,000	1,575,000	2,700,000	3,800,000	3,150,000	2,700,000	2,250,000	1,575,000	1,350,000	1,125,000	
Total			18,414,000	17,090,100	15,943,590	15,631,731	15,238,558	13,624,702	12,127,232	10,734,509	9,211,058	8,222,452	7,310,207	
Costo Operativo - PRD TOTAL	8.00		3,273,600	3,039,240	2,834,416	2,778,974	2,709,077	2,422,169	2,155,952	1,908,357	1,637,521	1,481,769	1,299,592	
Costo Operativo - PRD BASICA			3,153,600	2,838,240	2,554,416	2,298,974	2,069,077	1,862,169	1,675,952	1,508,357	1,357,521	1,221,769	1,099,592	
		vp												
Regalía NUEVA - TOTAL	59.9	60,316,939	85,985,335	11,029,986	10,236,970	9,550,210	9,363,407	9,127,896	8,161,197	7,264,212	6,429,571	5,517,424	4,925,249	4,378,814
Regalía ANTIGUA - BASIC	85.00	56,441,780	79,120,040	11,530,350	10,377,315	9,339,584	8,405,625	7,565,083	6,808,558	6,127,701	5,514,631	4,983,438	4,467,094	4,020,384
Inversión		6,039,506	1,500,000	1,200,000	1,000,000	1,300,000	1,500,000	1,000,000	0	0	0	0	0	
Depreciación			300,000	300,000	300,000	300,000	300,000	300,000	240,000	240,000	200,000	200,000	200,000	
				240,000	240,000	240,000	240,000	240,000	240,000	200,000	200,000	200,000	200,000	
					200,000	200,000	200,000	200,000	200,000	200,000	200,000	200,000	200,000	
						260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	300,000	300,000	
							300,000	300,000	300,000	300,000	300,000	300,000	300,000	
								200,000	200,000	200,000	200,000	200,000	200,000	
TOTAL depreciación		7,500,000	300,000	540,000	740,000	1,000,000	1,300,000	1,200,000	960,000	760,000	500,000	200,000	0	
CON PROYECTO														
Costo Total (CO + Regalía + Depreciación)			14,603,586	13,815,210	13,124,626	13,142,381	13,136,973	11,783,366	10,380,164	9,098,328	7,654,945	6,587,018	5,678,406	
Ingresos - gastos			3,810,414	3,274,880	2,818,964	2,469,350	2,101,595	1,841,336	1,747,068	1,636,181	1,556,113	1,635,434	1,631,801	
Impuestos		5,232,232	7,362,940	1,143,124	987,467	845,889	748,805	630,475	552,401	524,120	490,854	466,034	489,540	
Flujo De caja		11,205,822	17,160,194	1,467,290	1,632,423	1,713,275	1,442,545	1,271,109	1,488,935	2,182,947	1,905,327	1,589,279	1,344,804	
VAN DEL CONTRATISTA		11,205,822												
Beneficio Refinería	2,000	598,367	870,000	30,000	50,000	70,000	120,000	160,000	140,000	120,000	100,000	70,000	60,000	
Nuevos puestos de trabajo	10	397,228	550,000	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000	
Impuesto a la renta, provee	0,050	391,976	375,000	75,000	60,000	50,000	65,000	75,000	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000	
Máyer pago tributos				600,000	480,000	400,000	520,000	600,000	400,000	400,000	400,000	400,000	400,000	
Monto Import	0,400			90,000	72,000	60,000	78,000	90,000	80,000	80,000	80,000	80,000	80,000	
Ad-Valorem	0,150	357,823	450,000	90,000	72,000	60,000	78,000	90,000	80,000	80,000	80,000	80,000	80,000	
IGV	0,180	679,284	855,000	171,000	136,000	114,000	148,200	171,000	114,000	114,000	114,000	114,000	114,000	
SIN PROYECTO														
Costo Total (CO + Regalía)			14,683,950	13,215,555	11,894,000	10,704,600	9,634,140	8,670,726	7,803,653	7,023,288	6,320,959	5,688,963	5,119,977	
Ingresos - Gastos			3,055,050	2,749,545	2,474,591	2,227,131	2,004,418	1,803,978	1,623,579	1,461,221	1,315,099	1,183,589	1,085,230	
Impuestos		4,486,398	6,289,029	916,515	824,864	742,377	668,139	601,325	541,193	487,074	438,368	394,530	355,077	
Flujo De caja		10,468,262	14,674,401	2,138,535	1,924,682	1,732,213	1,558,992	1,403,093	1,262,764	1,136,505	1,022,855	920,569	820,512	
VAN DEL CONTRATISTA		10,468,262												

En este flujo se ha considerado:

- Cambio del impuesto a la renta que pagaría el Contratista por la producción básica, al tener menor costo por la regalía reducida.- Para este fin se compara el monto del impuesto a la renta, para el caso donde el Contratista seguiría sin aplicación de la Ley (SIN PROYECTO) y el caso cuando se acoge a la Ley (CON PROYECTO).
- Cambio en el impuesto a la renta adicional que pagarían los proveedores de bienes y servicios al incrementar sus ingresos.- Para este fin se compara el monto del impuesto a la renta, para el caso donde el Contratista seguiría sin aplicación de la Ley (SIN PROYECTO) y el caso cuando

se acoge a la Ley (CON PROYECTO). Se ha supuesto que los proveedores de bienes y servicios pagarán mas impuesto a la renta, debido a la ejecución de las inversiones a ejecutarse.

- (c) Cambio en el mayor pago de tributo a la importación que pagarían los Contratistas por los bienes requeridos para la ejecución de las actividades. Para este fin se compara el monto de tributos a la importación, para el caso donde el Contratista seguiría sin aplicación de la Ley (SIN PROYECTO) y el caso cuando se acoge a la Ley (CON PROYECTO). Se ha supuesto que el 40% del monto a ser ejecutado consecuencia de las inversiones se importan, pagando los derechos de importación correspondientes.
- (d) La estimación de nuevos puestos de trabajo que se generarían, de acuerdo a los datos estadísticos, se asume que por cada 750,000 US\$ de inversión ejecutada, se genera un puesto de trabajo permanente. Al respecto, y considerando que la industria del petróleo es una industria intensiva en capital, este monto puede ser mayor.
- (e) El estimado del mayor beneficio que obtendría la Refinería de Talara al sustituir crudo importado por crudo del noroeste. Se ha estimado que el país recibe un beneficio equivalente a 2 US\$ por cada barril de petróleo adicional que será producido como consecuencia de la aplicación de la Ley N° 28109.

Los resultados resumidos son:

PRECIO CRUDO (US\$)	BENEFICIO, US\$	
	PAIS	CONTRATISTA
15	(1,331,845)	(256,302)
20	(168,945)	121,063
25	1,217,424	274,958
30	2,803,766	228,881
45	6,915,881	737,560
65	9,969,773	3,844,728

Estos resultados nos permiten comentar que ante un escenario de precios menor a los 20 US\$, el país puede ver reducido su beneficio, cuando se compara con la situación anterior (SIN PROYECTO). Es importante comentar que un nivel de reservas mayor al estimado para el CASO evaluado, permitiría mejorar el beneficio para el País, dado que el costo de desarrollo se reduciría.

Por otro lado, para el Contratista, ante un escenario de precios menores a 15 US\$, tendría resultados económicos negativos, cuando se compara con la situación anterior (SIN PROYECTO). Igualmente, ante un desarrollo que involucre un nivel de reservas mayor al estimado para el CASO evaluado, permitiría mejorar el beneficio, dado que el costo de desarrollo se reduciría.

IV.3.5 Supervisión de la ejecución de los trabajos del PMT y PAT

La supervisión se lleva a cabo desde 02 aspectos: Técnico y Económico.

La supervisión técnica se efectúa considerando la ejecución de trabajos de perforación de pozos, reactivaciones (workovers) y rehabilitaciones (well service), y se estructura de la siguiente manera:

- (1) El Contratista presenta su programa de trabajos, acorde con las obligaciones asumidas y que han sido plasmadas en la “Modificación de Contrato”,
- (2) La entidad supervisora, evalúa el programa y aprueba su implementación, tomando en consideración que los trabajos propuestos estén en línea con el objeto y finalidad de la Ley (promover la inversión en la explotación de recursos y reservas marginales, afin de (a) Aumentar la producción nacional de hidrocarburos, (b) Atenuar el déficit de la balanza comercial, (c) Producir a través del canon mayores rentas en beneficio de las regiones en que se ubican estos recursos y reservas marginales, (d) Contribuir a la reactivación económica del país y de las regiones con filiación hidrocarburífera),

- (3) Una vez concluido cada trabajo, ya sea del PMT o PAT, se supervisa los resultados productivos logrados (a nivel pozo) y se compara con los estimados propuestos por el Contratista. Esta comparación permitirá tomar conocimiento sobre los futuros trabajos y sus resultados.
- (4) Se supervisa el cumplimiento real de cada trabajo comprometido y se relaciona a su nivel de inversiones.
- (5) Se participa durante la evaluación anual de cumplimiento tanto de trabajos efectuados como nivel de inversiones ejecutado.

La Supervisión económica, consiste de lo siguiente:

- (1) El Contratista presenta la carta fianza, antes de llevar a cabo las actividades establecidas y que han sido plasmadas en la "Modificación de Contrato".
- (2) El Contratista, una vez concluidos los trabajos, sobre una base de períodos mensuales, presenta las facturas correspondientes.
- (3) Se compara los montos presentados en las facturas con los respectivos trabajos vinculados.

- (4) Se solicita a la Sección Técnica, la conformidad de los trabajos ejecutados.
- (5) Una vez cumplidos los trabajos anuales establecidos en la “Modificación de Contrato”, se procede a la devolución de la carta fianza y a la recepción de la siguiente carta fianza válida para el período anual siguiente.

IV.3.6 Normatividad Aplicable

Ante situaciones que se requiera mantener un campo maduro y/o marginal en operación, tanto por sus beneficios privados como por sus beneficios sociales, es necesario tomar una decisión sobre dicha continuación de la operación.

En este sentido, a fin de fomentar la inversión en la industria y maximizar el uso del recurso natural, se debe hacer intervenir a los principales involucrados: Empresa (Rentabilidad), Sociedad (Canon) y Estado (Regalías e Impuestos).

Por parte de la Empresa, es necesario que se entienda que debe aplicar tasas de descuento dentro del entorno de rentabilidad con riesgo reducido y por parte del Estado se debe comprender que se requiere nuevas condiciones de regalías, acorde con un rol social que debe ser comprendido también por la Sociedad.

Estas nuevas condiciones de regalías serían aplicables una vez que se ha establecido las reglas de juego para clasificar a los campos maduros y/o campos marginales y se ha demostrado fehacientemente que son tales para la Sociedad. Estas nuevas regalías deben estar acorde con los niveles de baja productividad de cada área.

Es importante tomar en cuenta dos aspectos en lo referente a la aplicación de nuevas regalías para campos maduros y/o campos marginales demostrados:

- (1) Determinar si el campo es elegible para un nuevo sistema de regalías (ELEGIBILIDAD), y,
- (2) Como será calculada dicha nueva regalía (CALCULO),

Respecto a la ELEGIBILIDAD, podemos tomar en cuenta los siguientes aspectos:

- (1) El tipo de producto (fluido) que será motivo de la nueva regalía. Es decir, si es petróleo o gas asociado o no asociado. Esto dependerá de las condiciones del mercado en la zona o a nivel nacional.
- (2) El nivel de producción actual y esperado del Lote y la magnitud de los costos de producción necesario para lograr mantenerlo en producción por el mayor tiempo posible.

- (3) La magnitud de la inversión necesaria para la perforación de nuevos pozos infill.
- (4) Si el Lote se mantiene con su área y número de pozos actuales, o si este se reconfigura para incluir un mayor número de pozos (economía de escala, especialmente con los costos de producción).
- (5) La Elegibilidad puede ser cuantificada, de la siguiente manera:

Establecer los Costos de Producción (Costos operativos y costos administrativos), a través del tiempo, en montos anuales y establecer el precio del crudo, para el tiempo que dure la aplicación de estas nuevas regalías,

Efectuar la evaluación del flujo de caja para el inversionista, considerando: El nivel de producción esperado (incluye la actual y la que será lograda con las nuevas inversiones), los ingresos a ser logrados sobre la base del precio del crudo, costos de producción e inversiones. La regalía será una variable que se estimará sobre una base de rentabilidad calculada para el Contratista. Esta rentabilidad puede ser reflejada sobre una TIR entre 12% a 15%³.

³ Esta cifra estaría sustentada en la información contenida en los archivos publicados por Aswath Damodaran (<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>), donde para Perú indica un precio total por Riesgo del orden de 6.83% que sumado a la tasa libre de riesgo de 4.85%, refleja una tasa total de 11.68% (tasa de descuento). Por otro lado, en la documentación de este mismo autor, el costo de capital para la Industria del Petróleo, la cual tiene un rango entre 7.71% y 6.64% y el costo del capital propio entre 8.32% y 7.24%, con lo cual se demuestra que se puede utilizar una TIR entre 12% a 15%.

V.- CONCLUSIONES

- (1) En el Noroeste peruano, la mayoría de los campos petroleros cuenta con mas de 50 años de explotación. En estos campos, se pueden llevar a cabo acciones para reducir la caída de producción que se refleja en la curva de producción, tal como reactivación de pozos, reacondicionamiento de pozos y perforación de pozos. En estos campos, no es factible el incremento de la producción en forma inmediata, a menos que se descubra un horizonte productivo nuevo, pero que necesariamente vaya acompañado de la ejecución de un importante plan de inversiones.
- (2) Para el Noroeste peruano, no se cuenta con estudios que demuestren de manera cuantitativa el grado de madurez o marginalidad de cada uno de los campos petroleros.
- (3) Sobre la base de la literatura existente y la realidad operativa de los campos maduros del Noroeste peruano, se concluye que es factible establecer una definición de “campos maduros” y “campos marginales”, de tal manera que se pueda lograr establecer una relación cuantificable para la aplicación de aspectos normativos.

En este sentido, un campo maduro se define como aquel campo que presenta y demuestra una rentabilidad por debajo del promedio estimado para la actividad, pero que aún es lucrativo para sus

operadores; y que un campo marginal se define como aquel campo donde los ingresos obtenidos son iguales a los gastos, y puede no ser atractivo para la compañía operadora debido al tamaño del negocio.

- (4) Es factible la extensión de la vida productiva de un campo petrolero, mas allá de su límite económico actual, con la aplicación en el corto y mediano plazo, de aspectos normativos que incidan positivamente en la rentabilidad del Lote. Esto implicaría que el Estado por un lado reduzca su participación de la renta a través de la “regalía” y por otro lado, el Contratista mantenga una rentabilidad acorde con los riesgos de la industria, a fin de hacer factible un reparto equitativo de la renta petrolera y lograr extender o mantener la vida productiva del campo, desde el punto de vista económico.
- (5) Para los campos del Noroeste peruano, se ha aplicado normatividad (Ley N° 28109) correspondiente a reservas marginales y recursos, implicando la ejecución de inversiones que inciden positivamente sobre el bienestar de la sociedad.
- (6) Es importante indicar que la Ley N° 28109, es también aplicable a la explotación de horizontes productivos existentes y no explotados, localizados por debajo de los horizontes actualmente en producción en los campos maduros y marginales.

El aspecto crítico es que esta explotación de horizontes profundos estaría mas cercano a la aplicación de factores de riesgo allegados a actividades exploratorias, por lo que probablemente la Ley N° 28109 no contemple estos riesgos (principalmente riesgo de pozos secos) que representan un alto impacto en la magnitud de la inversión.

Cuantitativamente, un pozo exploratorio en la Cuenca Talara cuesta aproximadamente 1.00 MMUS\$, y si consideramos un factor de éxito del 20%, implica que para lograr un descubrimiento (desde el punto de vista estadístico) deberíamos invertir en la perforación de 5 pozos exploratorios, es decir 5 MMUS\$, lo cual no está contemplado en la Ley N° 28109.

VI.- RECOMENDACIONES

- (1) Se requiere que la asignación de la denominación de “campo maduro” o “campo marginal”, para un determinado campo del Noroeste peruano, sea demostrado sobre una base técnica y económica, a fin de que medidas normativas favorables sea asignada de una manera correcta y al campo que lo requiera. En este sentido se recomienda preparar por parte del Estado peruano y de los Contratistas, los estudios de detalle para cada uno de los campos a fin de tener conocimiento del grado de su madurez o marginalidad.

- (2) Es factible proponer parámetros para ser incorporados a una normatividad futura que permita beneficios para el inversionista y la sociedad, para la continuación de la explotación de campos maduros o marginales. En este sentido se recomienda tomar en cuenta los siguientes aspectos:
 - (i) Establecer y demostrar la madurez o marginalidad de un Lote petrolero, para lo cual será necesario hacer un análisis de flujo de caja descontado⁴, considerando el detalle de los costos (preferentemente distribuidos en costos fijos y costos variables).

⁴ Para llevar a cabo un análisis de flujo de caja descontado, es necesario determinar y proyectar los caudales de producción, precios del crudo, costos operativos y gastos de administración, impuestos e inversión. El Flujo de caja para cada año se puede estimar sobre la base de la ecuación: Ingresos – Costos operativos – Gastos de Administración – Regalías – Impuestos – Inversión. Cada año debe efectuarse un descuento sobre la base de la ecuación siguiente: $1 / (1+r)^t$.

- (ii) Establecer el nuevo nivel de regalías para cada nivel de precios del petróleo crudo, establecido sobre una base de compromisos tales como perforación de pozos, reacondicionamientos e implementación de inyección de fluidos. Este nivel de regalías sería establecido efectuando un análisis de flujo de caja descontado, tomando en cuenta una tasa de descuento (cut offs) que refleje un beneficio para el Contratista y el Estado.

- (3) Es conveniente que se lleven a cabo las estimaciones económicas que genere la aplicación en el corto y mediano plazo, de los aspectos normativos que incidan positivamente en la rentabilidad del Lote. Esto permitirá conocer hasta que punto el Estado puede reducir su participación de la renta a través de la “regalía” y por otro lado, hasta que punto el Contratista puede reducir su rentabilidad, a fin de hacer factible un reparto equitativo de la renta petrolera y lograr extender la vida productiva de los campos.

- (4) Para la estimación de la rentabilidad de la operación, es necesario establecer la magnitud de las reservas a ser desarrolladas. La información publicada sobre los factores de recuperación, muestra que solo los especialistas geólogos se manifiestan explícitamente al respecto. Es conveniente, que los especialistas de Ingeniería de Petróleo también se manifiesten a través de publicaciones referidas al Factor de Recuperación de la Cuenca Talara.

Esta recomendación puede ser materializada a través de la Facultad de Petróleo de la Universidad Nacional de Ingeniería, considerando que la estimación del Factor de Recuperación es una función de propiedades

estáticas (relacionadas con la especialidad de geología e Ingeniería de Petróleo, tal como la porosidad, espesor neto, área del reservorio) y de propiedades dinámicas (relacionadas exclusivamente a Ingeniería de Petróleo, tal como saturación de agua, parámetros PVT, eficiencias de barrido, permeabilidades relativas).

VII.- BIBLIOGRAFIA

S. Grosso, D. Marchal, J. Daudt, **“Integración afloramiento-subsuelo: Relación entre la complejidad estructural y el comportamiento productivo de los reservorios del Lote X, Cuenca Talara, Perú”**, Petrobras Energía, V INGEPET 2005 (EXPL-1-SG-147)

Giangi Trujillo, Mario Alva Gutiérrez, Ricardo Martínez, José Arone, Manuel Varela, Juan Carlos Arlandis, **“Nueva tecnología de extracción de petróleo para pozos de baja productividad. Equipo BORS (balanced oil recovery system) Lote X – Perú”**, Petrobras Energía, V INGEPET 2005 (EXPL-3-GT-226).

Jesús Ortega, Daniel Palomino, Evangelina Tavera, **“Reactivación y recompletación de pozos: una estrategia para el rejuvenecimiento de campos maduros. Lote X – Perú”**, Petrobras Energía, V INGEPET 2005 (EXPL-3-JO-136).

Cristian Groba, Jorge Galloso, José Rejas, Juan Leyva, Renzo Toledo, José Daudt, **“Análisis del potencial por recuperación secundaria de la formación echinocyamus, Lote X, Talara, Perú”**, Petrobras Energía, V INGEPET 2005 (EXPL-4-CG-214)

Carlos Hinojosa, Ulises Espinoza, **“Incremento de producción mediante la rehabilitación y seguimiento de pozos abandonados en campos maduros: un ejemplo - Lote X, Talara – Perú”**, Petrobras Energía, V INGEPET 2005 (EXPL-4-CH-150)

Juan Leyva, José Luis Alvarez, **“Nuevo enfoque en el desarrollo de campos con alto grado de fallamiento Lote X, Cuenca Talara, Perú”**, Petrobras Energía, V INGEPET 2005 (EXPL-4-JL-215)

Adan López, Hugo Janampa, **“Unidades de flujo en la Fm. Cabo blanco y su importancia en los proyectos de inyección de gas”**, Petro-Tech, V INGEPET (EXPL-6-AL-98)

Debra Higley, **“The Talara Basin Province of Northwestern Peru: Cretaceous-Tertiary Total Petroleum System”**, U.S. Geological Survey Bulletin 2206-A, 2004.

Benito, J., and Arispe, A., 2002, **“Análisis geoestadístico de datos de productividad de la Formación Mogollón en el Lote X”**: Lima, Peru, Ingepet 2002 seminar, Nov. 6–8, 1 CD-ROM, EXPR-2-JB-31.pdf, 15 p.

Bianchi, R.C., 2002, **“Sistema petrolero, mecanismos de entrapamiento de fluidos en el campo Litoral. Cuenca Talara— Noroeste del Peru”**: Lima, Peru, Ingepet 2002 seminar, Nov. 6–8, 1 CD-ROM, EXPR-3-CB-02.pdf, 14 p.

Chavez Cerna, M., and Rodriguez Rios, F., 2002, **“Revisión del modelo deposicional de la formación Mogollón, área Peña Negra costa-afuera, y su implicancia económica”**: Lima, Peru, Ingepet 2002 seminar, Nov. 6–8, 1 CD-ROM, EXPL-1-MC-34.pdf, 14 p.

Gonzales Torres, E.R., 1999, “**Modelo sedimentario de la formación Basal Salina cuenca Talara**” - Lima, Peru, Ingepet '99 seminar, Oct. 26–29, 1 CD-ROM, EXPR-1-EG-13.pdf, 16 p.

Gonzales, E., and Alarcon, P., 2002, “**Potencial hidrocarburifero de la cuenca Talara**”, - Lima, Peru, Ingepet 2002 seminar, Nov. 6–8, 1 CDROM, EXPR-1-EG-07.pdf, 15 p.

Kraemer, P., Weiner, A., and Alvarez, P., 1999, “**Evolución tectonoestratigrafica de la cuenca de Tumbes-Progreso-offshore Peru: Exploration and explotation of petroleum and gas**”: Lima, Peru, Ingepet '99 seminar, Oct. 26–29, 1 CD-ROM, EXPR-1-PK07.pdf, 9 p.

Lopez Chavez, A., Peralta A.V., and Chacon S.R., 2002, “**Reactivación del potencial productivo de pozos en campos maduros área: Lote Z2-B—Cuenca Talara—costa afuera**”: Lima, Peru, Ingepet 2002 seminar, Nov. 6–8, 1 CD-ROM, EXPL-3-AL-31.pdf, 14 p.

Montagna, A., Leyva, J., Ortega, J., Rodrequez, J., Palomino, D., and Yesquen, S., 1999, “**Caracterización de reservorios maduros en el Noroeste Peruano: Exploration and explotation of petroleum and gas**”: Lima, Peru, Ingepet '99 seminar, Oct. 26–29, 1 CD-ROM, EXPL-SY-04.pdf, 16 p.

Petroconsultants, 1996, Petroleum exploration and production and PetroWorld 21 databases: Petroconsultants, Inc., P.O. Box 740619, 6600 Sands Point Drive, Houston TX 77274-0619, USA, or Petroconsultants, Inc., P.O. Box 152, 24 Chemin de la Mairie, 1258 Perly, Geneva, Switzerland.

Raez Lurquin, M.A., 1999, "**Tectonica en la cuenca Talara costa-afuera, noroeste Peru Exploration and exploitation of petroleum and gas**": Lima, Peru, Ingepet '99 seminar, Oct. 26–29, 1 CD-ROM, EXPR-1-MR-12.pdf, 19 p.

Robles Chavez, M., Lopez Chavez., A., 2002, "**Análisis para seleccionar pozos de reacondicionamiento en reservorios maduros**": Lima, Peru, Ingepet 2002 seminar, Nov. 6–8, 1 CD-ROM, EXPL3-MR-138.pdf, 6 p.

U.S. Geological Survey World Energy Assessment Team, 2000,

U.S. Geological Survey World Petroleum Assessment 2000— Description and results: U.S. Geological Survey DDS 60, 4 CD-ROMs, URL <[http://greenwood.cr.usgs.gov/energy/WorldEnergy/ DDS-60/](http://greenwood.cr.usgs.gov/energy/WorldEnergy/DDS-60/)>.

Zúñiga-Rivero, F., and Hay-Roe, H., 1998, **Oil, gas potential in shallow water: Peru's continental shelf basins**: Oil and Gas Journal, Nov. 16, 1998, p. 92–96.

Zúñiga-Rivero, F., Keeling, J.A., and Hay-Roe, H., 1998a, **Attractive potential seen in 10 sub-basins off Peru**: Oil and Gas Journal, September 7, 1998, p. 117–122.

Zúñiga-Rivero, F., Keeling, J.A., and Hay-Roe, H., 1998b, **Peru onshore-deepwater basins should have large potential**: Oil and Gas Journal, Oct. 19, 1998, p. 88–95.

Zúñiga-Rivero, F., Hay-Roe, H., and Vargas, T., 1999, "**Talara: A new look at an old petroleum basin: Exploration and exploitation of petroleum and gas**": Lima, Peru, Ingepet '99 seminar, Oct. 26–29, EXPR-1-FZ-15.pdf, 9 p.

ANEXO I

DEFINICION DE RECURSO

Los recursos se definen como aquellos que incluyen toda la cantidad de petróleo que se ha estimado como inicialmente en-sitio, aunque algunos especialistas consideran que recurso constituye solo la porción recuperable del estimado inicialmente en-sitio.

I.- **Petróleo original en-sitio (POES) TOTAL**

Es la cantidad de petróleo que se estima exista originalmente en un determinado reservorio. El POES TOTAL es por lo tanto, la cantidad de petróleo estimada a una fecha determinada, contenida en acumulaciones conocidas, mas la cantidad producida y mas las cantidades estimadas en acumulaciones aún por descubrir.

$\text{POES total} = \text{Cantidad Actual en reservorio} + \text{Cantidad Producida} + \text{Cantidad en acumulaciones por descubrir}$

Se reconoce que el POES (Petróleo original en sitio) puede constituir recurso potencialmente recuperable, ya que el estimado de la porción que puede ser recuperable (factor de recuperación) puede estar impactado por una significativa incertidumbre y cambiará en función de: aspectos comerciales, desarrollo tecnológico y disponibilidad de mayores datos. Una porción de esta cantidad clasificada como NO RECUPERABLE puede llegar a ser recurso recuperable en el futuro, si

ocurren cambios en los aspectos comerciales, desarrollos tecnológicos y se consiguen datos adicionales.

El POES TOTAL puede ser subdividido en POES DESCUBIERTO y POES NO DESCUBIERTO.

I.1.- Petróleo original en-sitio (POES) DESCUBIERTO

El POES DESCUBIERTO es la cantidad de petróleo que se estima, para una fecha dada, se encuentre contenida en acumulaciones conocidas más la cantidad de petróleo producido.

$\text{POES Descubierta} = \text{Cantidad actual en reservorio} + \text{Cantidad Producida}$
--

El POES DESCUBIERTO puede ser subdividido en dos categorías: Comercial y Sub-Comercial. La porción potencialmente recuperable se clasifica como Reservas (para la sub-división Comercial) y Recurso Contingente (para la sub-división Sub-Comercial), tal como se muestra en el Gráfico N° I-1.

I.1.1.- Reservas

Las reservas se definen como las cantidades de petróleo que se espera sean comercialmente recuperables a partir de acumulaciones conocidas para una fecha dada.

Las cantidades estimadas como recuperables a partir de acumulaciones conocidas que no reúnen los requerimientos de comercialidad deben ser clasificados como Recursos

Contingentes. La definición de comercialidad para una acumulación dependerá de las condiciones locales y de las circunstancias y estará sujeta a las condiciones establecidas por el país o compañía involucrada.

Las reservas deben ser categorizadas de acuerdo a criterios específicos de las definiciones SPE/WPC y por lo tanto, las reservas probadas se limitan a las cantidades que son comerciales, sobre la base de condiciones económicas actuales, mientras que las reservas probables y posibles pueden estar basadas en condiciones económicas futuras.

Las cantidades no serán clasificadas como reservas, a menos que exista una expectativa de que la acumulación será desarrollada y puesta en producción dentro de un razonable período de tiempo.

En ciertos casos, la definición de reserva puede ser asignada aún si no ocurre desarrollo por algún tiempo. Un ejemplo de esto, serían los campos que están dedicados a un contrato de suministro a largo plazo y solo serán desarrollados cuando se requiera satisfacer el contrato.

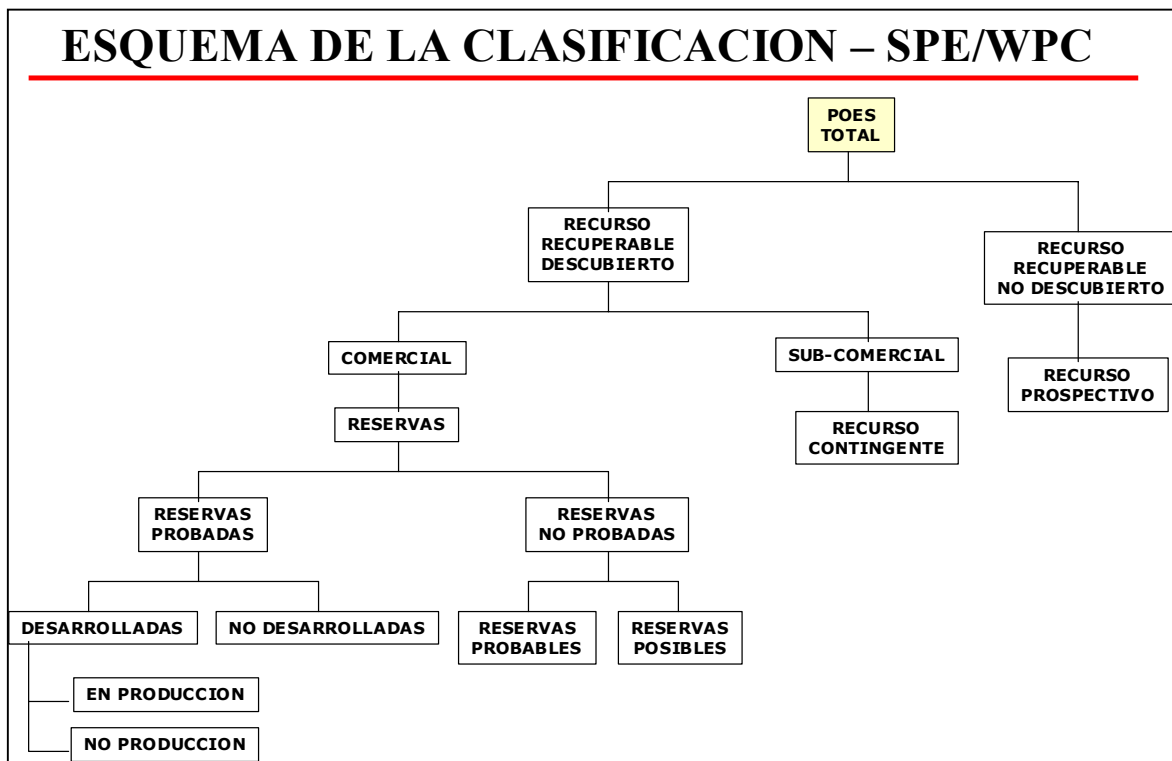
I.1.2.- Recurso Contingente

El recurso contingente es la cantidad de petróleo que se ha estimado, a una fecha determinada, que es potencialmente recuperable de una acumulación conocida, pero que actualmente no se considera que sea comercialmente recuperable.

Se reconoce que existe ambigüedad entre la definición de recurso contingente y reserva no probada. Se recomienda que si el grado de obligación refleja que no se espera que la acumulación sea desarrollada y puesta en producción dentro de un período de tiempo razonable, entonces el volumen estimado como recuperable para la acumulación, se clasifique como recurso contingente.

El recurso contingente puede incluir, por ejemplo, acumulaciones para las cuales no existe actualmente mercado viable, o donde la recuperación comercial es dependiente del desarrollo de nueva tecnología, o donde la evaluación de la acumulación se encuentra en etapa inicial.

GRAFICO N° I-1



I.2.- Petróleo Original en-sitio (POES) NO DESCUBIERTO

El POES NO DESCUBIERTO, es la cantidad de petróleo que se ha estimado, para una fecha dada, que se encuentre contenida en acumulaciones por ser descubiertas. La porción estimada por ser potencialmente recuperable se clasifica como Recurso Prospectivo.

I.2.1.- Recurso Prospectivo

Se define a Recurso Prospectivo, a las cantidades de petróleo que se estima, para una fecha determinada, sea potencialmente recuperable de acumulaciones no descubiertas.

II.- Estimado de Recuperación Final (EUR)

El estimado de Recuperación Final (Estimated Ultimate Recovery - EUR) no es una categoría de recurso como tal, sino un término que puede ser aplicado a una acumulación individual de cualquier status/madurez (descubierto o no descubierto). El EUR es definido como la cantidad de petróleo que se ha estimado (Reservas), para una fecha dada, que será potencialmente recuperable de una acumulación, mas la cantidad de petróleo producido (Producción Acumulada).

$$\text{EUR} = \text{Reservas} + \text{Producción Acumulada}$$

III.- Suma de Reservas

Las cantidades de petróleo clasificadas como Reservas, Recursos Contingentes o Recursos Prospectivos, no deben ser sumados entre si, sin la debida consideración de las diferencias significantes en el criterio asociado con su clasificación. En particular, puede existir un significativo riesgo de que las acumulaciones que contienen Recurso Contingente o Recursos Prospectivos no logren producción comercial.

IV.- Rango de Incertidumbre

El rango de incertidumbre, como se muestra en el Gráfico N° I-2, refleja un razonable grado de estimado de volúmenes potencialmente recuperables para una acumulación individual. Cualquier estimación de cantidades de recursos para una determinada acumulación esta sujeta a incertidumbre técnica y comercial y debe ser establecida como un rango. En el caso de reservas, el rango de incertidumbre se refleja en estimados para escenarios de Reservas Probadas (P1), Reservas Probadas + Probables (P2) y Reservas Probadas + Probables + Posibles (P3). Para otras categorías de recursos se recomienda los términos “Menor Estimado”, “Mejor Estimado” y “Mayor Estimado”.

El término “Mejor Estimado” se utiliza como una expresión genérica para el estimado que se considera ser el mas cercano a la cantidad que será recuperada de la acumulación entre la fecha del estimado y la fecha del abandono. Si se utilizan métodos probabilísticos, este término será una medida de tendencia central de la distribución de la incertidumbre (most likely/mode, median/P50 o mean). Los términos "Menor Estimado" y "Mayor Estimado"

deberían ser una estimación razonable del rango de incertidumbre en el “Mejor Estimado”.

Para acumulaciones no descubiertas (Recursos Prospectivos), el rango, será mayor que los rangos para acumulaciones descubiertas. En todos los casos, el rango será dependiente de la cantidad y calidad de los datos (técnicos y comerciales) que se encuentren disponibles para la acumulación. A medida de que se disponga de mas datos para una acumulación específica (por ejemplo, pozos adicionales, datos del comportamiento del reservorio) el rango de incertidumbre en el EUR será reducido.

GRAFICO N° I-2

		DEFINICION SPE/WPC/AAPG					
PETROLEO INICIAL EN-SITIO	Petróleo En-Sitio DESCUBIERTO	COMERCIAL	PRODUCCION				
			RESERVAS			Producción	
			Probadas (1P)	Probadas + Probables (2P)	Probadas + Probables + Posibles (3P)	En Desarrollo	Desarrollo Planeado
	UB-COMERCIAL	RECURSO CONTINGENTE			Tecnología Probada		
					Tecnología No Probada		
		Menor Estimado	Mejor Estimado	Mayor Estimado	No comercial		
	No Recuperable						
	Petróleo En-Sitio NO DESCUBIERTO	RECURSO PROSPECTIVO			PROSPECTO		
					LEAD		
		Menor Estimado	Mejor Estimado	Mayor Estimado	PLAY		
No Recuperable							

El Gráfico N° I-2 es una representación gráfica de las definiciones. El eje horizontal representa el rango de incertidumbre en el estimado del volumen recuperable para una acumulación, mientras que el eje vertical representa el nivel de status/madurez de la acumulación. Muchas organizaciones eligen efectuar mas sub-divisiones en cada categoría de recursos usando el eje vertical para clasificar acumulaciones sobre la base de una decisión comercial requerida para mover una acumulación hacia la producción.

Como se observa en el Gráfico N° I-2, los estimados “Menor”, “Mejor” y “Mayor” de los volúmenes potencialmente recuperables deben reflejar algún grado de comparación con la categoría de reservas Probadas, Probadas + Probables y Probadas + Probables + Posibles, respectivamente. Mientras exista un significativo riesgo de que las acumulaciones sub-comerciales o no descubiertas no logren una producción comercial, es útil considerar el rango de volúmenes potencialmente recuperables independientemente de tal riesgo.

Si se utilizan los métodos probabilísticos, las cantidades estimadas deberían estar basadas sobre metodologías análogas a las aplicables a las definiciones de reservas; por lo tanto, debería existir al menos una probabilidad del 90% de que, asumiendo que la acumulación es desarrollada, las cantidades actualmente recuperadas serán igual o excederán al “Menor Estimado”. En adición, un valor equivalente de probabilidad del 10%, será usado para el “Mayor Estimado”. Cuando se utilicen métodos determinísticos, se debería utilizar una analogía similar a las definiciones de reservas.

A modo de ejemplo, considere una acumulación que actualmente es no-comercial debido solamente a la falta de mercado. Los volúmenes estimados para las reservas recuperables son clasificados como “Reservas Contingentes”

con estimados de “Menor”, “Mejor” y “Mayor”. Si posteriormente se desarrolla un mercado, y en la ausencia de nuevos datos técnicos, la acumulación se mueve hacia la categoría de Reservas y el estimado de Reservas Probadas debería aproximarse al estimado “Menor” previo.

ANEXO II

DEFINICION DE RESERVAS

El petróleo⁵ es la mayor fuente de energía en el mundo y es un factor clave en el desarrollo económico e industrial de los países. Es importante para efectos de llevar a cabo una adecuada planificación, que las agencias del gobierno y las empresas dispongan de estimados de las cantidades de petróleo disponible para producción y de las cantidades que se espera puedan ser producidas dentro de un período de tiempo prudencial, tomando en cuenta el desarrollo adicional de los yacimientos, avances tecnológicos o exploración.

Para lograr la cuantificación de estas cantidades, es necesario que la industria adopte una nomenclatura consistente para estimar las cantidades actuales y futuras del petróleo que se espera sea recuperado de los reservorios. Tales cantidades son definidas como reservas y su cuantificación es de considerable importancia para las agencias gubernamentales, agencias internacionales, economistas, banqueros y la industria energética internacional.

La terminología usada para la clasificación del petróleo y las diferentes categorías de reservas has sido motivo de muchos estudios y discusiones

⁵ Para efectos de la definición de SPE, el término petróleo se refiere a líquidos y gases que se encuentran en este estado de manera natural y que están compuestos predominantemente por hidrocarburos. El petróleo también contiene compuestos no-hidrocarburos tal como azufre, oxígeno y/o nitrógeno, los que combinados con el carbono y oxígeno, forman el dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno..

durante muchos años. Los intentos por estandarizar la terminología de reservas comenzó en 1935 cuando el API (American Petroleum Institute) consideró la clasificación y definición varias categorías de reservas.

Desde entonces, la evolución de la tecnología ha proporcionado métodos de ingeniería mas precisos para determinar los volúmenes de reservas y ha intensificado la necesidad de una nomenclatura mejorada para alcanzar consistencia entre los profesionales que trabajan con la terminología de reservas. De manera separada, la SPE (Society of Petroleum Engineers) y el WPC (World Petroleum Congresses) generaron conceptos similares para las definiciones de reservas, los que fueron dados a conocer a inicios de 1987. Estas definiciones se han convertido en los estándares preferidos para clasificar reservas en la industria. Posteriormente, se consideró que ambas organizaciones podrían combinar las definiciones en un solo conjunto para que puedan ser usadas por la industria mundial.

Durante el Congreso Mundial del Petróleo en Junio de 1994, se reconoció que las revisiones a las definiciones vigentes requerirían la aprobación del respectivo Comité de Directores y que se debería hacer el máximo esfuerzo para establecer una nomenclatura universal.

Se estableció un Task Force por los Comités de la SPE y WPC para desarrollar definiciones comunes. Los resultados de las reuniones fueron publicados en enero de 1996 en la SPE (Journal of Petroleum Technology) y en junio de 1996 en WPC Newsletter.

La SPE y WPC han iniciado esfuerzos para lograr consistencia en la clasificación de reservas. Como un primer paso en este proceso, SPE y WPC establecen los principios siguientes:

- (.) SPE y WPC reconocen que ambas organizaciones han desarrollado una nomenclatura para reservas de petróleo, única y ampliamente aceptada.
- (.) SPE y WPC resaltan que las definiciones son consideradas como guías estándares y generales para la clasificación de las reservas de petróleo y deben permitir una apropiada comparación de cantidades a nivel universal.
- (.) SPE y WPC resaltan que, las definiciones de reservas no deben ser consideradas como de uso obligatorio y que los países y organizaciones deberían fomentar el uso de estas definiciones y también incrementar el ámbito de los conceptos de acuerdo a circunstancias y condiciones locales especiales.
- (.) SPE y WPC reconocen que se pueden usar técnicas matemáticas a medida que se requieran y que queda a criterio de cada país, fijar el criterio exacto para el término "razonable certeza" ligada a la existencia de reservas de petróleo. No se excluyen métodos de cálculo, sin embargo, si se utilizan métodos probabilísticos, la elección de los porcentajes deben ser claramente establecidos.
- (.) SPE y WPC concuerdan que las definiciones propuestas se aplican solo a acumulaciones descubiertas de hidrocarburos y sus depósitos asociados potenciales.
- (.) SPE y WPC resaltan que las reservas probadas de petróleo deben estar basadas en condiciones económicas actuales,

incluyendo todos los factores que afectan la viabilidad de los proyectos. SPE y WPC reconocen que el concepto es general y no limitado a solo costos y precios. Las reservas probables y posibles pueden estar basadas en desarrollos anticipados y/o la extrapolación de las condiciones económicas actuales.

- (.) SPE y WPC aceptan que las definiciones de reservas de petróleo no son estáticas y estas evolucionarán.

La terminología propuesta no intenta ser un sistema preciso de definiciones y procedimientos de evaluación para satisfacer todas las situaciones. Debido a las variadas formas de ocurrencia del petróleo, el amplio rango de características, la incertidumbre asociada con el ambiente geológico y la constante evolución de la tecnología en evaluación, hace que no sea práctico un sistema de clasificación preciso.

Las definiciones recomendadas no representan un gran cambio de las definiciones actuales de SPE y WPC que han llegado a ser estándares en la industria. Se espera que la terminología recomendada integre las dos definiciones y alcance una mejor consistencia a través de la industria internacional.

Las reservas derivadas de estas definiciones dependen de la integridad, conocimiento y juicio del evaluador y son afectadas por la complejidad geológica, etapa de desarrollo, grado de depletación de los reservorios y cantidad de datos disponibles. El uso de estas definiciones debería definir claramente entre las diferentes clasificaciones y proporcionar un reporte de reservas mas consistente.

Definiciones

Las reservas son cantidades de petróleo que se considera pueden ser recuperados comercialmente a partir de acumulaciones conocidas a una fecha futura. Todos los estimados de reservas involucran algún grado de incertidumbre. La incertidumbre depende principalmente de la cantidad de datos de ingeniería y geología, confiables y disponibles a la fecha del estimado y de la interpretación de estos datos.

La estimación de un grado relativo de incertidumbre, permite colocar a las reservas en una de las dos clasificaciones principales, ya sea probadas o no-probadas. Las reservas no-probadas son menos ciertas a ser recuperadas que las probadas y pueden ser sub-clasificadas como reservas probables y posibles para denotar progresivamente el incremento de la incertidumbre en su recuperación.

La estimación de las reservas se efectúa bajo condiciones de incertidumbre. El método de estimación es llamado "determinístico" si se obtiene un solo valor para el mejor estimado de reservas basado en el conocimiento geológico y de ingeniería y datos económicos. El método de estimación es llamado "probabilístico" cuando el conocimiento geológico y de ingeniería y los datos económicos son usados para generar un rango de estimados de reservas y sus probabilidades asociadas. La identificación de las reservas como probadas, probables y posibles ha sido el método mas frecuente y proporciona una indicación de la probabilidad de la recuperación. Debido a la diferencia en la incertidumbre, se debe tener cuidado cuando se suman reservas de diferente clasificación.

Los estimados de reservas son revisados a medida que se cuenten con datos adicionales y disponibles de geología e ingeniería o cuando ocurran cambios en las condiciones económicas. Las reservas no incluyen cantidades de petróleo mantenidos en inventarios. Las reservas pueden ser disminuidas en el volumen correspondiente a uso propio o pérdidas por procesamiento, si esto es requerido para efectos de reporte financiero.

Las reservas pueden ser atribuidas a las que pueden ser producidas por energía natural del reservorio o por la aplicación de métodos de recuperación mejorada. Los métodos de recuperación mejorada incluyen a todos los métodos que suministran energía adicional a la energía natural o alteran las fuerzas naturales en el reservorio para incrementar la recuperación final. Ejemplos de tales métodos son: mantenimiento de presión, reciclo, inyección de agua, métodos térmicos, inyección de químicos y el uso de fluidos de desplazamiento miscible e inmisible. Otros métodos de recuperación mejorada pueden ser desarrollados en el futuro a medida que la tecnología de la industria del petróleo evoluciona.

Reservas Probadas

Las reservas probadas son las cantidades de petróleo que, por análisis de datos de geología e ingeniería de reservorios, pueden ser estimadas con "razonable certeza" que serán recuperables comercialmente, a partir de una fecha dada, de reservorios conocidos y bajo las actuales condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones. Las reservas probadas pueden ser sub-divididas en desarrolladas y no desarrolladas.

Si se emplea el método determinístico, el término "razonable certeza" quiere decir que se considera un alto grado de confianza que las cantidades serán recuperadas. Si se emplea el método probabilístico, debe existir al menos un 90 % de probabilidad que las cantidades a ser recuperadas serán iguales o excederán al estimado.

El establecimiento de condiciones económicas actuales, debe incluir precios históricos del petróleo y los costos asociados y pueden involucrar un promedio para determinado período que debe ser consistente con el propósito del estimado de reservas, obligaciones contractuales, procedimientos corporativos y regulaciones requeridos en el reporte de reservas.

En general, las reservas son consideradas probadas si la producción comercial futura del reservorio esta basada en pruebas de formación o producción actuales. En este contexto, el término probado se refiere a las actuales cantidades de reservas de petróleo y no a la productividad de un pozo o reservorio. En ciertos casos, las reservas probadas pueden ser asignadas sobre la base de registros de pozos y/o análisis de núcleos que indican que el reservorio contiene hidrocarburos y es análogo a reservorios en la misma área, donde están produciendo o han demostrado que son factibles de ser producidos sobre la base de pruebas de formación.

El área de un reservorio considerado con reservas probadas incluye:

- (1) El área delimitada por la perforación y definida por los contactos de fluidos, y

- (2) El área no perforada del reservorio, que puede razonablemente ser considerada como productiva comercialmente sobre la base de datos disponibles de geología e ingeniería.

En la ausencia de datos sobre contacto de fluidos, la ocurrencia de hidrocarburos en el nivel mas inferior (LKO - lowest known occurrence) controla los límites probados a menos que existan datos definitivos de geología, ingeniería y de comportamiento productivo que indique lo contrario.

Las reservas pueden ser clasificadas como probadas si las facilidades para procesar y transportar las reservas hacia un mercado, están en operación a la fecha del estimado o existe una razonable expectativa que tales facilidades serán instaladas.

Las reservas en áreas no desarrolladas, pueden ser clasificadas como probadas no desarrolladas, si cumplen:

- (1) Las ubicaciones son offsets directos a pozos que han mostrado producción comercial en la formación objetivo,
- (2) Que es razonablemente cierto que tales ubicaciones están dentro del límite productivo conocido como probado para la formación objetivo,
- (3) Las ubicaciones están acorde con la regulación existente referida e espaciamiento, y
- (4) Es razonablemente cierto que las ubicaciones serán desarrolladas.

- (5) Las reservas para otras ubicaciones son clasificadas como probadas no desarrolladas solo cuando la interpretación de los datos de geología e ingeniería de reservorios de los pozos cercanos indican con razonable certeza que la formación objetivo es lateralmente continua y contiene petróleo comercialmente recuperable para ubicaciones mas allá de los offsets directos.

Las reservas que se consideran a ser producidas a través de la aplicación de métodos establecidos de recuperación mejorada, son incluidos en la clasificación de probadas cuando:

- (1) La prueba exitosa de un proyecto piloto o respuesta favorable de un programa instalado en el mismo o en un reservorio análogo con similares propiedades de roca y fluido, proporcionan soporte para el análisis sobre el cual esta basado el proyecto, y,
- (2) Es razonablemente cierto que el proyecto será ejecutado.

Las reservas a ser recuperadas por métodos de recuperación mejorada que tienen todavía que ser establecidos a través de aplicaciones comerciales exitosas, son incluidos en la clasificación de probadas solo:

- (1) Después que se ha obtenido una favorable respuesta de producción en un reservorio que:
 - (a) Proviene de un piloto representativo, o

- (b) Proviene de un programa instalado donde la respuesta proporciona soporte para el análisis sobre el cual esta basado el proyecto, y
- (2) Es razonablemente cierto que el proyecto será ejecutado.

Reservas no probadas

Las reservas no probadas están basadas en datos de geología y/o ingeniería, similares a los usados en el estimado de las reservas probadas; pero la existencia de incertidumbre técnicas, contractuales, económicas o de regulación hacen que estas reservas no sean clasificadas como probadas. Las reservas no probadas pueden ser sub-clasificadas como probables y posibles.

Las reservas no probadas pueden ser estimadas asumiendo condiciones económicas futuras diferentes a las vigentes a la fecha del estimado. El efecto de las posibles mejoras futuras en las condiciones económicas y el desarrollo tecnológico puede ser expresado por una clasificación apropiada de las cantidades de reservas en probables y posibles.

Reservas probables

Las reservas probables son las reservas no probadas que el análisis de datos de geología e ingeniería sugieren que son menos ciertas que las probadas. En este contexto, cuando se usen métodos probabilísticos, debe existir al menos una probabilidad de 50 % de que la cantidad a ser recuperada será igual o excederá a la suma del estimado de reservas probadas y probables.

En general, las reservas probables pueden incluir:

- (1) Reservas que se consideraban como probadas debido a la perforación a un normal step-out, pero el control del subsuelo es inadecuado para clasificar estas reservas como probadas,
- (2) Reservas presentes en formaciones que parecen ser productivas y están basadas en características de perfiles eléctricos pero faltan datos de núcleos o pruebas definitivas y que no son análogos a reservorios en producción o reservorios probados existentes en el área,
- (3) Reservas incrementales que se atribuyen a perforación de interubicaciones (infill) que podrían ser clasificados como probadas si es que el espaciamiento reducido hubiera sido aprobado a la fecha del estimado,
- (4) Reservas que se atribuyen a un método de recuperación mejorada (este método ha sido comprobado por varias aplicaciones comerciales exitosas), cuando
 - (a) Un proyecto o piloto que está planeado pero no en operación, y
 - (b) Las características de reservorio, fluido y roca aparecen como favorables para una aplicación comercial,

- (5) Reservas en un área donde la formación parece estar separada del área probada por fallamiento y la interpretación geológica indica que el área objetivo esta estructuralmente mas alta que el área probada,
- (6) Reservas atribuibles a futuros reacondicionamientos, estimulación, cambio de equipos u otro procedimiento mecánico, donde tal procedimiento no ha sido probado exitosamente en pozos que muestran similar comportamiento en reservorios análogos, y
- (7) Reservas incrementales en reservorios probados donde una interpretación alternativa de los datos de comportamiento o datos volumétricos indican la existencia de reservas mayores a las que fueron clasificadas como probadas.

Reservas posibles

Las reservas posibles son las reservas no probadas que el análisis de los datos de geología e ingeniería sugieren que son menos ciertas a ser recuperadas que las reservas probables. En este contexto, cuando se utilicen métodos probabilísticos, debe existir al menos una probabilidad de 10 % de que las cantidades a ser recuperadas serían iguales o excederían la suma de las reservas probadas, probables y posibles.

En general, las reservas posibles pueden incluir :

- (1) Reservas que, basadas en interpretaciones geológicas, podrían existir mas allá del área clasificada como probable,
- (2) Reservas en formaciones que parecen contener petróleo basados en análisis de núcleos y registros, pero pueden no ser productivas a tasas comerciales.,
- (3) Reservas incrementales atribuidas a perforación infill que están sujetas a incertidumbre técnica,
- (4) Reservas atribuidas a métodos de recuperación mejorada cuando
 - (a) Un proyecto piloto esta planeado pero no en operación, y
 - (b) Las características de reservorio, roca y fluido son tales que generan una razonable duda que el proyecto será comercial, y
- (5) Reservas en un área donde la formación parece estar separada del área probada por fallamiento y la interpretación geológica indica que el área objetivo esta estructuralmente mas baja que el área probada.

Clasificación de Reservas según Categorías de Status

Las categorías de reservas por status, define a los pozos y reservorios por su status de producción y desarrollo.

Desarrolladas: Las reservas desarrolladas se espera sean recuperadas de pozos existentes incluyendo reservas detrás del casing (behind pipe). Las reservas por recuperación mejorada son consideradas desarrolladas solo después que el equipo necesario ha sido instalado o cuando los costos para implementar el proceso son relativamente menores. Las reservas desarrolladas pueden ser sub-categorizadas como en producción y en no-producción.

- (.) En producción: Se espera que estas reservas sean recuperadas a través de los intervalos completados que están abiertos y produciendo en la fecha del estimado. Las reservas por recuperación mejorada son consideradas "En producción" solo después que el proyecto de recuperación mejorada esta en operación.

- (.) En no-producción: Estas reservas consideran a las que se encuentran aisladas con tapones (shut-in) y las contenidas en los horizontes que se encuentran detrás del casing (behind-pipe). Las reservas aisladas con tapones son aquellas que se espera sean recuperados de (1) intervalos completados que están abiertos a la fecha del estimado pero que no han iniciado a producir, (2) pozos que fueron cerrados por condiciones de mercado o por falta de conexiones a oleoductos, o (3) pozos que no tienen capacidad para producir por razones mecánicas. Las reservas detrás del casing (behind-pipe) se espera sean recuperadas de horizontes presentes en los pozos, pero que requieren trabajos de completación adicional o futura re-completación antes de iniciar a producir.

Reservas no desarrolladas: Las reservas no desarrolladas se espera sean recuperadas: (1) de nuevos pozos a ser localizados sobre áreas no perforadas, (2) de la profundización de los pozos existentes a un reservorio diferente, o (3) donde se requiera un relativo alto gasto para (a) re-completar un pozo existente o (b) instalar facilidades de transporte o producción para proyectos de recuperación primaria o mejorada.

ANEXO III

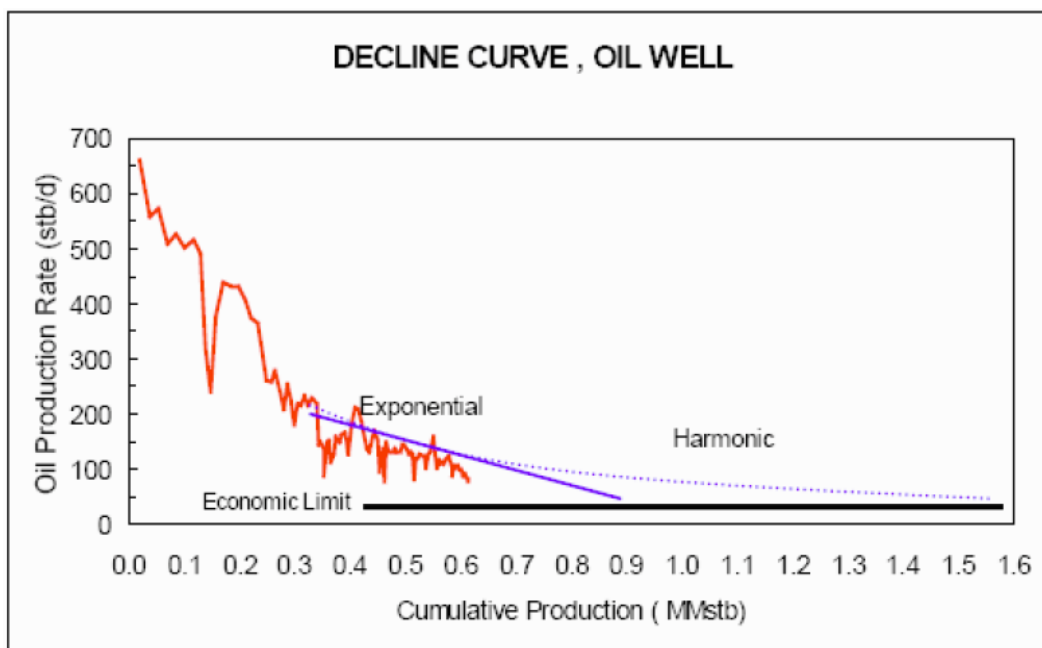
ANALISIS DE CURVAS DE DECLINACION

Una curva de declinación de un pozo es simplemente un gráfico de la tasa de producción de un pozo o campo o Lote en un sistema X-Y, donde en el eje X se coloca el tiempo y en el eje Y se coloca la tasa de producción.

Se acostumbra graficar la data en un gráfico semi-log (el eje Y es log y el eje X es lineal). Cuando los datos graficados se asemejan a una línea recta, se dice que el modelo representa una declinación de porcentaje constante o “declinación exponencial”. Cuando los datos representan una curva, el modelo representa una “declinación hiperbólica”, siendo un caso especial de declinación hiperbólica, la “declinación armónica”.

Existen casos en los que al inicio de la vida productiva de un campo, el comportamiento es similar a un modelo de “declinación exponencial” y a medida que se reduce la tasa de producción, el modelo se aproxima a “declinación hiperbólica o armónica”.

**GRAFICO N° III-1
CURVA DE DECLINACION DE UN POZO DE PETROLEO**



Entre las ventajas que presentan las curvas de declinación, como un medio para predecir la producción tenemos:

- (1) La data es fácil de obtener,
- (2) El fácil de lograr los gráficos,
- (3) Los resultados son con base a tiempo y son fáciles de analizar.

Declinación Exponencial

La declinación exponencial permite visualizar a la data de producción, como una línea recta cuando se grafica en papel semi-log. La ecuación de la línea recta es:

$$q = q_i \cdot e^{-D \cdot t}$$

Donde:

Q = tasa de producción del pozo al tiempo t, STB/d

Qi= Tasa de producción del pozo al tiempo 0, STB/d

D = declinación nominal (exponencial), 1/d

T = tiempo, días.

A continuación, se presentan las ecuaciones utilizadas en la declinación exponencial.

PARAMETRO	ECUACION
Tasa	$q = q_i \cdot e^{-D \cdot t}$
Producción acumulada de petróleo	$N_p = \frac{q_i - q}{D}$
Declinación nominal	$D = -\ln(1 - D_e)$ $D_e = \frac{q_i - q}{q_i}$
Declinación efectiva	$D_e = 1 - e^{-D}$
Tiempo de vida	$t = \frac{\ln\left(\frac{q_i}{q}\right)}{D}$

Ejemplo

Un pozo ha declinado desde 100 BOPD hasta 96 BOPD durante un período de un mes. Asumiendo declinación exponencial, pronosticar la tasa después de 11

meses y después de 22.5 meses y la cantidad de petróleo producido después de 1 año.

Solución:

$$Q_i = 100 \text{ BOPD}$$

$$Q = 96 \text{ BOPD}$$

$$T = 1 \text{ mes}$$

1.- Calculando la declinación efectiva:

$$D_e = \frac{q_i - q}{q_i}$$

$$D_e = \frac{100 - 96}{100} = 0.04 \cdot / \text{mes}$$

2.- Calculando declinación nominal:

$$D = -\ln(1 - D_e) = -\ln(1 - 0.04) = -\ln(0.96) = 0.040822 / \text{mes}$$

3.- Calculando la tasa después de 11 meses:

$$q = q_i \cdot e^{-D \cdot t}$$

$$q = 100 \cdot e^{-(0.040822)(12)} = 61.27 \text{ BOPD}$$

4.- Calculando la tasa después de 22.5 meses:

$$q = q_i \cdot e^{-D \cdot t}$$

$$q = 100 \cdot e^{-(0.040822)(22.5)} = 39.91 \text{ BOPD}$$

5.- Calculando la declinación nominal por año:

$$D = 0.040822 / \text{mes} \times 12 = 0.48986 / \text{año}$$

6.- Calculando la producción acumulada después de 1 año:

$$N_p = \frac{q_i - q}{D}$$

$$N_p = \frac{(100 - 61.27)}{0.489864} \cdot (365) = 28,858 \cdot \text{STB}$$

Declinación Hiperbólica

La ecuación de la declinación hiperbólica esta dada por:

$$q = q_i \cdot (1 + b \cdot D_i \cdot t)^{1/b}$$

Donde:

Q = tasa de producción al tiempo t, STB/d

Qi = Tasa de producción al tiempo 0, STB/d

Di = Declinación nominal exponencial (al tiempo t = 0), 1/día

B = exponente hiperbólico

T = tiempo, días.

La siguiente tabla resume las ecuaciones hiperbólicas ($b > 0$ y $b \neq 1$):

PARAMETRO	ECUACION
Tasa	$q = q_i \cdot (1 + b \cdot D_i \cdot t)^{-1/b}$
Producción acumulada	$N_p = \frac{q_i^b}{D_i(1-b)} [q_i^{1-b} - q^{1-b}]$
Declinación nominal	$D_i = \frac{1}{b} [(1 - D_{ei})^{-b} - 1]$ $D_{ei} = \frac{q_i - q}{q_i}$
Declinación efectiva	$D_e = 1 - e^{-D}$
Tiempo vida	$t = \frac{(q_i / q)^b - 1}{b \cdot D_i}$

Ejemplo:

Con la siguiente data:

Qi = 100 BOPD,

$$D_i = 0.5 / \text{año}$$

$$B = 0.9$$

Y asumiendo declinación hiperbólica, pronosticar la cantidad de petróleo producido en 5 años.

Solución:

1.- Calculando la tasa de flujo en función del tiempo:

$$q = q_i \cdot (1 + b \cdot D_i \cdot t)^{-1/b}$$

$$q = 100 \cdot (1 + [0.9][0.5][t])^{-1/0.9}$$

2.- Calculando la producción acumulada en función de la tasa:

$$N_p = \frac{q_i^b}{D_i(1-b)} [q_i^{1-b} - q^{1-b}]$$

$$N_p = \frac{(100)^{0.9}}{0.5(1-0.9)} [100^{1-0.9} - q^{1-0.9}] \cdot 365 = (460598.9) \cdot (1.584893 - q^{0.1})$$

3.- Generando la tabla siguiente:

AÑO	Tasa al final de cada año, BOPD	Producción acumulada, Bls	Producción anual, Bls
0	100.0	0	0
1	66.2	29,524	29,524
2	49.0	50,248	20,724
3	38.7	66,115	15,867
4	31.9	78,914	12,799
5	27.0	89,606	10,692

Declinación Armónica

La declinación Armónica es un caso especial de declinación hiperbólica, cuando se considera $b = 1$. La tabla siguiente resume el conjunto de ecuaciones para la declinación armónica.

PARAMETRO	ECUACION
Tasa	$q = \frac{q_i}{1 + D_i \cdot t}$
Producción acumulada	$N_p = \frac{q_i}{D_i} \ln \frac{q_i}{q}$
Declinación nominal	$D_i = \frac{D_{ei}}{1 - D_{ei}}$
Declinación efectiva	$D_{ei} = \frac{q_i - q}{q_i}$
Tiempo vida	$t = \frac{(q_i / q) - 1}{D_i}$

ANEXO IV

CRITERIOS DE RENTABILIDAD

El resultado de la estimación de los flujos de un proyecto a partir de información relevante sobre costos y beneficios, conduce como resultado a un solo número. Ese número es el criterio de rentabilidad y puede expresarse en soles, dólares, porcentajes o valores absolutos, dependiendo del indicador de que se trate. Así, los criterios son las distintas formas de medición de la rentabilidad de un proyecto. A continuación se describen las técnicas para calcularlos.

1.-Valor actual neto (VAN)

Para comparar flujos de costos y beneficios que ocurren en distintos momentos, se deben llevar todos a su valor en una misma fecha, ya sea al principio de la evaluación, al final o a una fecha intermedia.

Por conveniencia, los flujos de un proyecto se llevan al momento inicial de la construcción o del periodo de inversión, ya que es la fecha más cercana al momento en que se debe tomar la decisión. A este proceso se le conoce como "actualizar los flujos". El valor actualizado es preferible debido a que su interpretación es sencilla; es más fácil conocer el valor de US\$ 100 hoy que el valor de US\$ 110 en un año si la tasa de descuento es de 10 por ciento.

El valor presente neto o valor actual neto (VAN) es el valor presente de todos los flujos del proyecto (positivos y negativos) relevantes en su evaluación. Este método consiste en determinar la equivalencia, en el presente, de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y compararla con el desembolso inicial.

Dicho de otra manera, el VAN de una inversión es la diferencia entre el costo de capital de la misma y el valor presente de los flujos netos futuros que genere.

También se puede definir como la cantidad que un inversionista podría pagar por una inversión en exceso de su costo, ya que es el criterio de rentabilidad que indica cuánto más rico es el dueño (empresa, institución, sociedad o país) del proyecto en dólares si éste se ejecuta, respecto a la situación en la que no se ejecutaría el proyecto. La fórmula del VAN es la siguiente:

$$VAN = -\sum_{t=0}^m \frac{I_t}{(1+r)^t} + \sum_{t=1}^{t=n} \frac{B_t - C_t}{(1+r)^t}$$

en donde:

I = inversión total

B_t = beneficios o ingresos totales en el periodo t

C_t = costos totales en el periodo t

m = periodo de ejecución o construcción

r = tasa de descuento o costo de oportunidad del dinero

n = número de años del horizonte de evaluación

Para actualizar o "descontar" el flujo de cada periodo, éste se debe multiplicar por un factor de descuento. Como se puede deducir de la fórmula mostrada, los factores de descuento para cada periodo son los que se muestran en el siguiente cuadro. Se debe notar que el factor de descuento es mayor conforme se avanza en la vida del proyecto, es decir, se divide el flujo entre un número más grande. Esto refleja el hecho de que los recursos en el presente valen más que en el futuro.

periodo	0	1	2	3	N
Factor de descuento	1	$1/(1+r)$	$1/(1+r)^2$	$1/(1+r)^3$	$1/(1+r)^n$

Cabe señalar que sólo se puede utilizar la fórmula anterior si la tasa de interés o de descuento no varía durante el horizonte de evaluación; si dicha tasa cambia se utiliza la siguiente fórmula:

$$VAN = -I_0 + (B_1 - C_1)/(1+r_1) + (B_2 - C_2)/(1+r_1)(1+r_2) + \dots + (B_n - C_n)/(1+r_1)(1+r_2)\dots(1+r_n)$$

Para tasas de descuento diferenciadas, los factores de valor presente del flujo neto de cada periodo serán los siguientes:

Periodo	0	1	2	3	...	N
Tasa de descuento	1	$1/(1+r_1)$	$1/(1+r_1)(1+r_2)$	$1/(1+r_1)(1+r_2)(1+r_3)$	$1/\prod_{r=1}^n (1+r)$

El valor presente utiliza como tasa de descuento el costo de oportunidad de los recursos. Cuando esto sucede, un inversionista es indiferente entre obtener un determinado monto de recursos en el futuro o en el valor presente, de dicho monto, el día de hoy. Por ello se dice que el valor presente de un flujo es el valor máximo que un inversionista estaría dispuesto a pagar por un activo que produzca dichos flujos.

El factor “ r ” es la tasa de descuento o costo de oportunidad de los recursos, lo que significa que es la tasa de interés o rendimiento promedio que se obtendría con los fondos destinados a la inversión del proyecto en la siguiente mejor opción de inversión, si se decidiera no llevarlo a cabo. En este sentido, es la tasa sacrificada por realizar el proyecto, es decir, por destinar los recursos a dicho fin. De esta forma, r representa, en "realidad, lo que se obtendría en la situación sin proyecto.

La tasa utilizada generalmente se conoce como la rentabilidad exigida al proyecto (required yield) , tasa de descuento pertinente o tasa de descuento (discount rate). También se le conoce como tasa mínima de rendimiento o mínima tasa de rendimiento atractiva (minimal attractive rate of return).

1.1.- Criterio de decisión

El VAN es positivo sólo si el monto de inversión es menor a la equivalencia en el periodo inicial del valor total de los flujos netos futuros del proyecto. Cuando se está analizando un proyecto individual, el criterio de decisión aplicable al VAN indica que es rentable si el valor presente del flujo de beneficios es mayor que el valor presente del flujo de costos. En otras palabras, es conveniente realizar un proyecto si el VAN es positivo.

- (1) **VAN > 0**, Se acepta el proyecto
- (2) **VAN = 0**, Se mantiene el valor de la riqueza (el proyecto cubre todos los costos de oportunidad)
- (3) **VAN < 0**, Se rechaza el proyecto

Cuando se tienen varias inversiones independientes el criterio de decisión es realizar aquellas cuyo VAN es mayor que cero y rechazar las que tengan un VAN menor a cero.

Cuando se tienen dos o más proyectos con VAN positivo, pero sólo puede hacerse uno de ellos, se trata de inversiones mutuamente excluyentes, en cuyo caso se recomienda hacer el que tenga *el VAN más alto*.

1.2.- Interpretaciones del VAN

El VAN de un proyecto tiene diversas interpretaciones, entre las cuales destacan:

- El valor presente es la cantidad máxima que podría pagar un inversionista por la oportunidad de realizar la inversión sin perjudicar su posición financiera.
- El VAN representa la variación en la riqueza o bienestar del dueño del proyecto.

- Cuando el VAN es positivo, representa la utilidad del proyecto en el momento de la inversión. Esta utilidad no es reconocida para efectos contables.
- Es el monto que el promotor podría pagar en exceso por el proyecto (margen de error en los cálculos de las inversiones) y recuperar su inversión a la tasa deseada.
- Cuando el VAN calculado a la tasa del crédito es negativo, representa el monto del proyecto que no puede ser financiado con crédito.

a) Ejemplo del cálculo del VAN si la tasa de descuento es fija

Un proyecto requiere una inversión de US\$2 millones y producirá beneficios netos: en el primer año US\$400,000, en el segundo US\$1.8 millones y en el tercero US\$2 millones. La tasa de descuento es de 18% anual.

Año	Beneficio neto	Factor de actualización	Valor presente	Flujo descontado
0	-2.0	1	-2.0	-2.0
1	0.4	$1/(1+0.18)^1$	(0.8475)(0.4)	0.339
2	1.8	$1/(1+0.18)^2$	(0.7182)(1.8)	1.2927
3	2.0	$1/(1+0.18)^3$	(0.6086)(2.0)	1.2172
	Valor Actual Neto			0.8489

b) ejemplo de cálculo del VAN si la tasa de descuento es variable

Usando el ejemplo anterior, pero ahora con una tasa de descuento del 18% para el primer año, 16% para el segundo y 12% para el tercero:

Año	Beneficio neto	Factor de actualización	Valor presente	Flujo descontado
0	-2.0	1	-2.0	-2.0
1	0.4	$1/(1+0.18)$	(0.8475)(0.4)	0.339
2	1.8	$1/(1+0.18)(1+0.16)$	(0.7305)(1.8)	1.3149
3	2.0	$1/(1+0.18)(1+0.16)(1+0.12)$	(0.6522)(2.0)	1.3044
	Valor Actual Neto			0.9582

En los dos ejemplos el VAN es mayor que cero, lo cual indica que este proyecto es rentable.

2.- Tasa interna de rendimiento (TIR)

Se ha definido a un proyecto como la fuente de costos y beneficios durante un periodo de tiempo. Generalmente se debe desembolsar cierta cantidad en el presente para tener derecho al flujo de beneficios netos futuros, los que, idealmente, reeditarán en un cierto porcentaje por sobre el monto de la inversión inicial. La tasa promedio por periodo (generalmente anual) que se obtiene debido al proyecto, se conoce como tasa interna de rendimiento (TIR).

Esta tasa es un indicador de rentabilidad ampliamente utilizado, aunque no siempre de la manera correcta, como se verá más adelante. Técnicamente se define como aquella tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero.

La fórmula para calcular la TIR es:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^{r=n} \frac{B_t - C_t}{(1 + TIR)^t} = 0$$

en donde:

I_0 = inversión en el periodo cero

B_t = beneficios totales en el periodo t

C_t = costos totales en el periodo t

TIR = tasa de descuento

n = periodos de vida útil

La TIR se calcula de la siguiente manera: después de obtener el VAN con determinada tasa de descuento, se prueban diferentes valores de r en la ecuación hasta que el VAN sea igual a cero. También se pueden encontrar, por prueba y error, los valores de r para los cuales el VAN es positivo y muy pequeño, o negativo y muy cercano a cero, e interpolar linealmente entre ellos para obtener la TIR. Existen programas para computadora que entre sus funciones financieras incluyen el cálculo de la TIR, requiriendo únicamente el flujo del proyecto.

Cuando los flujos del proyecto cambian de signo sólo una vez, es decir, hay uno o varios flujos de efectivo negativos seguidos de flujos netos positivos, existe una única TIR. Cuando existen varios cambios de signo en los flujos netos del proyecto, aparece el fenómeno de las múltiples TIR. Esto se debe a que matemáticamente el cálculo de la TIR equivale a obtener la raíz de una ecuación de grado " n ". Así, puede suceder que para una misma inversión no exista una sola TIR, sólo haya una TIR positiva en el dominio de los números reales, o que se presente más de una TIR positiva, tantas como cambios de signos se presenten en los flujos. La ecuación de grado " n " puede obtenerse de la siguiente forma:

$$VAN = FCN_0 + \frac{FCN_1}{1+TIR} + \dots + \frac{FCN_n}{(1+TIR)^n}$$

2.1.- Criterio de decisión

Para un proyecto individual, el criterio de decisión es realizarlo si la TIR es mayor que el costo de oportunidad de los recursos con que se ejecutó la inversión; si es más baja, se recomienda no hacerlo. En caso en que la TIR sea igual a la tasa de descuento utilizada, significa que el inversionista estaría indiferente entre ejecutar o no el proyecto.

Criterio de decisión:

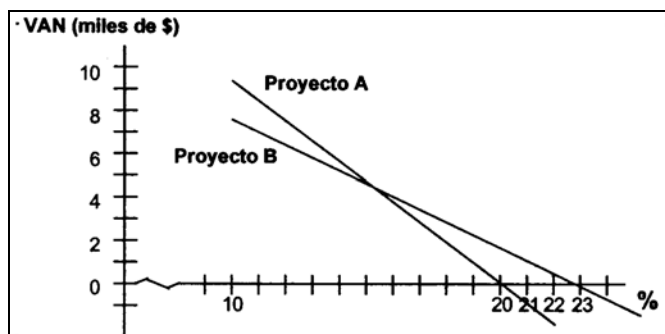
- (1) **TIR > r** Se acepta el proyecto
- (2) **TIR = r** Indiferente entre hacer o no el proyecto
- (3) **TIR < r** Se rechaza el proyecto

Cuando se están evaluando dos o más inversiones independientes, y sus flujos se comportan de manera "normal", es decir, con un solo cambio de signo, es conveniente aceptar aquellas inversiones con $TIR > r$.

Si las inversiones que se están evaluando son mutuamente excluyentes, la utilización de la TIR puede producir resultados contradictorios a los obtenidos con el criterio del VAN. Debido a que la TIR es un porcentaje, su cálculo no toma en cuenta el tamaño de las inversiones, lo que puede llevar a concluir que un proyecto es más rentable que otro aunque su VAN sea menor, como se observa en el cuadro siguiente

Año	A	B
0	(10,000)	(6,500)
1	12,000	8,000
TIR	20%	23%
VAN (R=10%)	909	773

En la gráfica siguiente se aprecia cómo la TRI puede hacer parecer que el proyecto B es mejor; sin embargo a una tasa de descuento de 10% el proyecto mejor es el A.



Por esta razón es recomendable utilizar como indicador a la TIR únicamente de manera complementaria al VAN.

2.2.- Interpretaciones de la TIR

La TIR tiene diversas interpretaciones, destacando las siguientes:

- Es la rentabilidad media por periodo (generalmente anual) expresada en porcentaje, que se obtendría por la inversión.

- Es la tasa de crecimiento promedio por periodo de una inversión.
- La TIR es la máxima tasa de interés que se puede pagar a un banco por un crédito que presta para realizar el proyecto.

Ejemplo de cálculo de la TIR

Un proyecto de tres años de duración requiere una inversión de US\$3,000 y generará ingresos netos por US\$1,250 en el primer año, US\$1,750 en el segundo y US\$2,750 en el tercero. Si la tasa de descuento es de 10% anual, obtener:

a) El VAN

Año	Beneficio neto	Factor VP		Valor presente	Suma	
0	(3,000)	1.0		(3,000.0)	(3,000.0)	
1	1,250	$1/(1+0.10)^1$	=	0.9091	(0.9091)(1,250)	1,136.36
2	1,750	$1/(1+0.10)^2$	=	0.8264	(0.8264)(1,750)	1,446.28
3	2,750	$1/(1+0.10)^3$	=	0.7513	(0.7513)(2,750)	2,066.12
VAN del proyecto					1,648.76	

b) La TIR

De la definición de la TIR se obtiene:

$$0 = -1000 + \frac{(1250)}{(1+r)^1} + \frac{(1750)}{(1+r)^2} + \frac{(2750)}{(1+r)^3}$$

Dando diversos valores a r se encuentra el VAN; cuando éste es cero, el valor de r es igual a la TIR.

Tasa de descuento % (r)	VAN
10	1,648.76
20	848.38
30	248.75
35	3.86
35.0842	0.00
36	(41.49)
40	(\$212.10)

Como se observa, el VAN es positivo para una tasa de descuento de 10 a 30%, pero negativo para una tasa de 40%. Por lo tanto se deduce que la TIR está entre el 30 y 40%, ya que el VAN pasa de positivo a negativo dentro de este rango. Para obtenerla, se repite el cálculo anterior variando la r de 30 a 40%. Para este ejemplo es de 35.0842%.

3.- Periodo de recuperación de la inversión

En algunas ocasiones, a los inversionistas les puede interesar fundamentalmente el plazo el cual recuperarán su inversión (PR). El PR es el tiempo que debe operar el proyecto para recuperar la inversión inicial, considerando el valor del dinero en el tiempo. Para obtenerlo se calcula el valor presente de cada uno de los flujos del proyecto, teniéndose un flujo acumulado. En el momento en que éste sea igual a cero, la inversión se ha recuperado; el periodo en el que esto suceda será el PR.

El supuesto implícito en este criterio es que los beneficios que se pudieran obtener después del periodo de recuperación de la inversión son tan inciertos que deberían ser ignorados. Tampoco se toman en cuenta los costos de inversión que podrían ocurrir después de esa fecha, como son los de cierre o disposición de materiales peligrosos.

Para calcular en porcentaje el *periodo de recuperación* de la *inversión* puede utilizarse la siguiente fórmula:

$$\text{Porcentaje de recuperación año "t"} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{FE_t}{(1+r)^t}}{I_0}$$

Cuando la inversión comprende sólo erogaciones realizadas en efectivo, esto es, no incluye el costo de oportunidad de inversiones efectuadas con anterioridad y la tasa de descuento está dada por el costo del financiamiento crediticio, el valor presente de los flujos de operación a un determinado plazo representa el monto máximo de financiamiento (lo máximo que podría recuperar un banco). La relación del monto máximo de financiamiento respecto a la inversión es el porcentaje máximo de financiamiento.

3.1.- Criterio de decisión

Cuando se trata de un proyecto individual suele determinarse un número de años arbitrario en el que se desea recuperar la inversión inicial. Bajo esta perspectiva, se acepta el proyecto si tiene un periodo de recuperación menor al establecido previamente.

Si se trata de elegir entre varios proyectos, el criterio de decisión que normalmente se aplica es aceptar los proyectos con menor periodo de recuperación de la inversión. Este criterio ha sido ampliamente utilizado porque es relativamente fácil de aplicar, sin embargo puede llevar a tomar decisiones equivocadas (cuando se trata de proyectos con una larga vida útil y sus costos

y beneficios se conocen con relativa incertidumbre). En el fondo, el criterio de decisión pareciera reflejar que el objetivo es recuperar el capital invertido en el menor tiempo posible, en lugar de obtener ganancias netas sobre la inversión. Este criterio ignora los flujos del proyecto, positivos o negativos, que surgen después del plazo de recuperación. Por ello no debe utilizarse para comparar inversiones mutuamente excluyentes.

3.2.- Interpretación

Como el periodo de recuperación de la inversión corresponde al número de años en el que los flujos positivos del proyecto pagan la inversión inicial, una interpretación posible es que cuando la inversión comprende sólo las erogaciones realizadas en efectivo, es decir, no incluye el costo de oportunidad de inversiones efectuadas con anterioridad y la tasa de descuento está dada por el costo del financiamiento crediticio, el valor presente de los flujos de operación a un determinado plazo representa el monto máximo de financiamiento (lo máximo que podría recuperar un banco en un periodo de tiempo predeterminado). La relación del monto máximo de financiamiento respecto a la inversión es el porcentaje máximo de financiamiento que un proyecto soporta en un periodo.

Un ejemplo de esto es el siguiente: Se concursó una planta de tratamiento de aguas residuales. La inversión se estima en US\$326 millones y los ingresos serán de US\$100 millones anuales. Si un banco ofrece financiar el 70% de la inversión a una tasa de 15%, ¿cuál sería el plazo mínimo del crédito?

Si el crédito se otorga a un año, el monto máximo a financiar sería $100/(1+0.15)=87$; es decir, 27% de la inversión total. Para un financiamiento a

dos años, el monto máximo sería la suma del valor presente de los flujos de cada uno de los años, esto es:

$$100/(1+0.15) + 100/(1+0.15)^2 = 163$$

De esta manera, el monto máximo a financiar sería $163/326 = 50\%$.

Procediendo de la misma forma para el resto de los años, se obtienen los porcentajes máximos de financiamiento. En el cuadro adjunto se muestra que se necesita un plazo mínimo de tres años para que el banco recupere un crédito equivalente al 70% de la inversión.

	Flujo	VP Acumulado	VP Acumulado/ Inversión
1	100	87	27%
2	100	163	50%
3	100	228	70%
4	100	285	88%
5	100	335	103%