

38



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

"ESTIMACION DE RESERVAS PARA POZOS  
HORIZONTALES"

*Vertical handwritten text, possibly a signature or date.*

**T E S I S**  
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:  
**INGENIERO PETROLERO**  
P R E S E N T A ,  
**JESUS VAZQUEZ NOLASCO**



DIRECTOR: ING. JESUS RODRIGUEZ ROMAN

CD. UNIVERSITARIA, MEXICO, D. F.,

JUNIO DE 2001



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



FACULTAD DE INGENIERIA  
DIRECCION  
60-I-570

UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTONOMA DE  
MEXICO

**SR. JESUS VAZQUEZ NOLASCO**  
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Jesús Rodríguez Román y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**ESTIMACION DE RESERVAS PARA POZOS HORIZONTALES**

- I INTRODUCCION**
- II CONCEPTOS BASICOS DE RESERVAS**
- III ESTIMACION DE RESERVAS PARA POZOS HORIZONTALES**
- IV CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES  
NOMENCLATURA  
REFERENCIAS**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional

Atentamente  
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"  
Cd. Universitaria, D.F., a 17 de mayo de 2001  
EL DIRECTOR

**ING. GERARDO FERRANDO BRAVO**

GFB\*RLLR\*gtg

# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

Facultad de Ingeniería

División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

## "ESTIMACIÓN DE RESERVAS PARA POZOS HORIZONTALES"

Por:

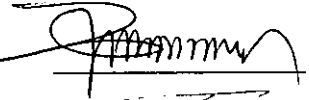
Jesús Vázquez Nolasco

Director de tesis:

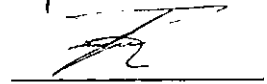
Ing. Jesús Rodríguez Román

### JURADO:

Presidente: Ing. Manuel Villamar Viguera



Vocal: Ing. Jesús Rodríguez Román



Secretario: Ing. Salvador Macias Herrera



1<sup>er</sup> Spte: Dr. Mario Vázquez Cruz



2<sup>er</sup> Spte: M.I. José Martínez Pérez



## **AGRADECIMIENTOS :**

**A mis padres :**

***Herlindo Vázquez Cuevas***

***Floriberta Nolasco Estrada***

Para ellos que me dieron todo su apoyo y confianza para alcanzar nuestra meta. Y por el sacrificio que hicieron día a día para darme un lugarcito en su corazón.

**A mis hermanos:**

**Angelina Vázquez Nolasco**

**Celia Vázquez Nolasco**

**Sergio Vázquez Nolasco**

Para ellos gracias por su gran apoyo en todo momento y hasta el día de hoy que me han dado.

**A mi asesor de Tesis:**

**Jesús Rodríguez Román**, por el gran apoyo que me dio para la elaboración del presente trabajo y por brindarme su gran amistad.

**A mis amigos:**

Agradezco a cada uno de ellos por el valor de su amistad y el apoyo que me brindaron durante esta etapa de mi vida y que aprecio en gran manera.

---



---

# Estimación de reservas para pozos horizontales

## CONTENIDO

Resumen.....	iii
I. Introducción .....	1
II. Conceptos básicos de Reservas.....	6
II.1. Aceite crudo.....	6
II.2. Gas natural.....	8
II.3. Petróleo crudo equivalente.....	9
II.4. Reservas y recursos: definiciones y clasificación.....	9
II.4.1. Reservas probadas.....	13
II.4.2. Reservas no probables.....	15
II.4.2.1. Reservas probables.....	16
II.4.2.2. Reservas posibles.....	17
II.4.3. Recursos.....	19
II.5. Estimación de las reservas de hidrocarburos.....	20
II.5.1. Volumen original de hidrocarburos.....	20
II.5.1.1. Interpretación geológica.....	22
II.5.1.1.1. Interpretación estructural.....	22
II.5.1.2. Interpretación sísmica.....	23
II.5.1.3. Interpretación petrofísica.....	23
II.5.1.4. Análisis de fluidos.....	24
II.5.2. Reservas de hidrocarburos.....	25
II.5.2.1. Análisis de curvas de declinación.....	25
II.5.2.2. Balance de materia.....	27
II.5.2.3. Simulación numérica de Yacimientos.....	29
II.5.3. Aspectos económicos.....	32
II.5.4. Cálculo de petróleo crudo equivalente.....	33
III. Estimación de reservas para pozos horizontales.....	35

---



---

---

---

III.1.	Técnicas para la determinación de reservas.....	35
III.1.1.	Estimación de la eficiencia de producción.....	35
III.1.2.	Método volumétrico.....	43
III.1.3.	Papel de las heterogeneidades.....	45
III.1.4.	Importancia de la canalización en eficiencia productiva de reservas.....	46
III.1.5.	Factores de recuperación.....	48
III.2.	Determinación de reservas.....	50
III.2.1.	Determinación de parámetros de las reservas.....	50
III.2.2.	Elementos clave.....	51
III.2.3.	Pasos involucrados en las determinaciones de reservas.....	52
IV.	Conclusiones y Recomendaciones.....	56
Anexo A.	.....	57
Glosario.	.....	65
Nomenclatura.	.....	79
Referencias.	.....	81

---

---

## Resumen

Es importante la evaluación de reservas de hidrocarburos, para saber si es redituable extraer el hidrocarburo del yacimiento.

En el presente trabajo se propone una secuencia de pasos para la determinar reservas en pozos horizontales. se explica un procedimiento para estimar reservas en pozos horizontales, la cual ha proporcionado buenos resultados en yacimientos costafuera. La consideración principal del método es la comparación de gastos de producción y áreas de drene de un pozo horizontal respecto de un pozo vertical. Al realizar dicha comparación se ha llegado a concluir que la extracción de hidrocarburos es mayor para el caso de un pozo horizontal.

Es importante mencionar que las reservas cambian por las condiciones económicas, comerciales y tecnológicas, Así como por la producción misma. Teniendo en mente lo anterior la aplicación del método propuesto a continuación no es una condición única que asegura obtener una reserva determinada. Si no que debe considerarse los factores citados y en especial los futuros avances y métodos para la determinación de reservas en pozos horizontales.

---

---



---

---

## INTRODUCCIÓN

Los pozos horizontales proporcionan una manera alternativa de extracción de aceite y gas de un yacimiento. Ellos permiten el drene de la mayor parte del volumen del yacimiento (que los pozos verticales en las mismas condiciones), junto con una producción a gastos elevados o con una caída de presión reducida.

Varios análisis de capacidad productiva y estudios teóricos han mostrado que en ciertas situaciones, los pozos horizontales pueden producir significativamente (más del triple) gastos de aceite y reservas mayores que los pozos verticales; sin embargo, también involucra mayores costos de perforación, terminación y reparación. No obstante, hasta la fecha, el éxito técnico y económico de los pozos horizontales se ha extendido de lo espectacular a lo decepcionante, existe un consenso creciente acerca de su potencial para facilitar sumas significantes a las reservas mundiales de aceite y gas (hasta 2% de los volúmenes originales in situ).

Las condiciones en donde los pozos horizontales han proporcionado mejores resultados, han sido en operaciones costafuera, yacimientos propensos a la conificación, yacimientos naturalmente fracturados, yacimientos de crudo con densidad media o elevada, yacimientos poco productivos y en recuperación mejorada de aceite. En muchos casos, además de un incremento del área de drene, los factores de recuperación también son mejorados. A partir de un estudio reciente de pozos canadienses horizontales, se ha concluido que el explotación en los pozos horizontales está directamente ligado a las reservas extraídas.

---

---

---

---

El gasto de producción incrementado ayuda a compensar el aumento del costo por perforar pozos horizontales.

Otros factores, tales como las heterogeneidades, el daño y las caídas de presión laterales dentro del pozo, quizá retarden el drenado y equilibren las ventajas citadas.

Así, la hidrodinámica del drenado del yacimiento y del pozo posee una influencia importante sobre las reservas. La hidrodinámica en los alrededores de un pozo horizontal, depende de características geológicas y de mecanismos de producción dominantes, además de características inducidas operacionales, tales como la presión prevaleciente y las distribuciones de saturación originadas previamente al agotamiento por daño a la formación, longitud horizontal del pozo, trayectoria ondulante del pozo, diámetro del agujero, y gasto.

Las interacciones entre estos factores son extremadamente complejas y hasta la fecha no se han comprendido completamente. Tal vez sea justo afirmar que los desarrollos teóricos relativos a la declinaciones de producción anticipadas bajo condiciones reales de la vida del yacimiento, los mecanismos de producción y las condiciones de terminación, aún están en etapa temprana de desarrollo. Además, la base de datos de la industria en términos de la historia de producción, correcciones benéficas y de éxito, considerada para estimaciones de solución es extremadamente limitada a pesar de que a principios de 1993 cerca de 5000 pozos horizontales estaban en producción a nivel mundial. El efecto neto de estos problemas disminuye la confianza en las estimaciones de las reservas para pozos horizontales (en comparación con pozos verticales), ya sea que se basa en determinaciones volumétricas correlaciones o simulación. El resto no solamente es

---

---

---

---

encontrar una corroboración independiente de la estimación de reservas, sino también cuantificar la incertidumbre.

Un procedimiento ideal sería proyectar la capacidad productiva con el límite económico y verificar las reservas por determinación volumétrica. Sin embargo, quizá no siempre se disponen de datos suficientes para realizar ambas actividades hasta el nivel de confianza deseado.

El método volumétrico implica la determinación de la extensión de áreas, de volúmenes drenados en un pozo horizontal y de factores de recuperación. El volumen drenado dependería de la longitud, orientación y localización del pozo, mecanismos de producción, estratificación y fracturas. Los factores de recuperación dependerían de los parámetros de terminación, agotamiento previo, naturaleza de las operaciones y la variabilidad del yacimiento. En la práctica, incluso después de la perforación y terminación de un pozo horizontal, muchos de los parámetros involucrados tal vez no sean conocidos con la precisión deseada. Lo mismo ocurre para otros métodos de evaluación de reservas.

Conforme se gana experiencia se mejora gradualmente, pero aún existen incertidumbres significativas en la determinación de reservas. Un procedimiento tiene, por lo tanto, que ser esencialmente iterativo para incorporar estimaciones razonables y consistentes de varios parámetros y sus implicaciones en el drenado. El evaluador requiere de buenos modelos geológicos e hidrodinámicos de los volúmenes drenados de un pozo horizontal. Una manera para cuantificar la variación de incertidumbres en proyectos de producción y reservas es emplear una simulación Monte Carlo detallada. Esto, a la vez, requiere conocimiento previo de la distribución estadística de varios parámetros de entrada.

---

---

---

---

El drene hacia un pozo horizontal sería mejorado por ciertas características geológicas (por ejemplo fracturas) y obstaculizado por otros ( por ejemplo estratificación, regiones agotadas previamente, y daño), por lo tanto, los modelos geológicos e hidrodinámicos detallados para el área de drene de un pozo horizontal son esenciales para la comprensión y cuantificación de la capacidad productiva.

La interpretación de núcleos, registros geofísicos, pruebas de presión, datos de presión para los pozos horizontales, ayudaría en la preparación de estos modelos.

El análisis de la distribución del flujo dentro y alrededor del pozo (como se hace durante el diseño de pozos horizontales) es de gran importancia. Las implicaciones significativas para las reservas serían originadas por la componente vertical, estratificación, orientación, ondulaciones agotamiento previo, efectividad de la terminación, daño a la formación y por las caídas laterales de presión dentro del pozo.

El mecanismo total de agotamiento o la naturaleza de la declinación de la producción no se alteran con el uso de un pozo horizontal. Sin embargo, algunos cambios quizá ocurran para tasas de declinación a través del tiempo debido a efectos del cambio de los regímenes de flujo, heterogeneidades, flujo cruzado, e interferencia de las diferentes fronteras del área de drene. El empleo de una caída de presión menor (por ejemplo una situación de confinación) o el aumento de gastos podría ser ayudado por la segregación gravitacional en los pozos horizontales. A menor caída de presión, la gravedad estaría contribuyendo significativamente a la producción de los pozos horizontales.

---

---

---

---

El impacto en la eficiencia de los métodos, relacionados con pozos horizontales quizás sea más difícil de cuantificar. La estrategia de abandono y la economía de las reservas tal vez cambie a causa de factores permisibles de recuperación, espaciamiento, distancias equivalentes y derechos de regulación. Así todo esto debe ser considerado en la determinación de las reservas. Debido a la productividad más elevada de los pozos horizontales, las restricciones de producción o fiscales (derechos de impuestos) asistidas durante sus inicios tendrían impacto significativo en todos los aspectos económicos. En situaciones de economías marginales, los intereses podrían tener un mayor impacto en las reservas probables. También, la situación de los pozos horizontales en todas las estrategias de abandono del yacimiento deben definirse antes de la determinación de las reservas.

En vista de las incertidumbres, la determinación de las reservas involucraría diversas iteraciones para asegurar consistencia, seguida por una cuantificación de niveles confiables.

---

---

---

---

## II. Conceptos básicos de reservas

El petróleo es una mezcla de hidrocarburos que se encuentra acumulados en el subsuelo, generalmente, en forma sólida, líquida y gaseosa. El bitumen natural, el aceite crudo y el gas natural son ejemplos de estas acumulaciones, las cuales son denominadas yacimientos. El gas, si está en contacto con el aceite se le conoce como asociado libre o casquete, y si no lo está, como no asociado.

Químicamente, los hidrocarburos están compuestos principalmente por moléculas de hidrógeno y de carbono, asociadas con algunas impurezas como el nitrógeno, el bióxido de carbono, el azufre, y otros elementos. Sin embargo, la magnitud de estas impurezas es pequeña comparada con el volumen total de los hidrocarburos.

### II.1 Aceite crudo

Los yacimientos de aceite crudo están constituidos por hidrocarburos líquidos, a las condiciones de presión y temperatura de yacimiento, con una viscosidad menor o igual a 10,000 centipoises. Esta viscosidad es medida a la temperatura original de yacimiento, y después es medida a la presión atmosférica, como un líquido estabilizado libre de gas.

También es común hablar de diferentes clases de aceite crudo de acuerdo a su peso específico, y expresado en una escala normalizada por el Instituto Americano del Petróleo API (American Petroleum

---

---

Institute). Esta escala es llamada densidad API, o comúnmente como grados API.

En la Tabla 1 se muestra una clasificación del aceite crudo en términos de su densidad, aunque hay que enfatizar que la producción de los diversos yacimientos productores está asociada a un solo tipo de aceite crudo.

Tabla 1 Clasificación del aceite de acuerdo a su densidad

Aceite crudo	Densidad (gr/cm <sup>3</sup> )	Densidad (°API)
Extrapesado	>1.0	<10.0
Pesado	1.0-0.92	10.0 - 22.3
Mediano	0.92-0.87	22.3 - 31.1
Ligero	0.87-0.83	31.1 - 39
Superligero	<0.83	>39

Sin embargo, para propósitos comerciales y asegurar un mejor valor económico de los hidrocarburos mexicanos, los aceites crudos vendidos nacional e internacionalmente son, en general, mezclas de aceites de diferentes densidades. La Tabla 2 muestra las tres mezclas producidas en México, así como sus densidades API asociadas.

Tabla 2 Clasificación de las mezclas de aceites Mexicanos

Mezclas de aceite	Clasificación	Densidad	
		(°API)	(g/cm <sup>3</sup> )
Maya	Pesado	22	0.9218
Istmo	Ligero	32	0.8654
Olmeca	Superligero	39	0.8299

## II.2 Gas natural

El gas natural es la porción de hidrocarburos que existe en el yacimiento en fase gaseosa o disuelto en el aceite, permaneciendo como gas a condiciones standard. De la misma manera que el aceite crudo, el gas también puede incluir impurezas tales como ácido sulfhídrico, nitrógeno y Bióxido de carbono, entre otros. Asimismo, cuando las impurezas alcanzan valores por arriba de cierta norma, este gas es tratado a fin de eliminar estas concentraciones de impurezas. Cuando esto sucede, el gas es denominado gas natural amargo. Por el contrario, cuando la cantidad de impurezas no impide su uso como combustible no corrosivo, este gas es denominado gas natural dulce.

El gas natural también puede ser seco o húmedo. Es seco cuando contiene cantidades insignificantes de hidrocarburos más pesados que el metano que dificultan su extracción comercial, o también cuando estos hidrocarburos pesados han sido removidos en una planta de proceso. El gas natural húmedo, en consecuencia, contiene estos componentes pesados los cuales son extraídos para su comercialización.



---

---

Asimismo, los líquidos del gas natural son porciones líquidas que se encontraban vaporizadas en el gas que se recuperan en los separadores, en las instalaciones de campo o en plantas de procesamiento de gas, asimismo puede incluir cantidades pequeñas de impurezas. Por ejemplo, los condensados son líquidos del gas constituidos principalmente por pentanos y componentes de hidrocarburos más pesados. Los líquidos de planta son recuperados cuando se procesa el gas, y consisten principalmente de etano, propano y butano.

### **II.3 Petróleo crudo equivalente**

Es una manera de representar el inventario total de hidrocarburos, corresponde a la adición del aceite crudo, de los condensados, de los líquidos en planta, y del gas seco convertido a líquido. Este último sumando, corresponde a la conversión del volumen de gas seco, que de acuerdo a su poder calorífico, es equivalente a cierto volumen de aceite crudo.

### **II.4 Reservas y recursos: definiciones y clasificación**

Al volumen de hidrocarburos originalmente en las rocas del subsuelo se le conoce como recurso, y a la fracción de acumulaciones conocidas de éste, se le conoce como recurso descubierto. La parte de estos hidrocarburos ya recuperada es la producción, y la que se espera recuperar, económicamente, con los métodos y los sistemas de explotación adecuados, evaluada a cierta fecha, a condiciones

---

---

---

---

atmosféricas y bajo las normas gubernamentales, se le denomina reserva.

Las reservas de hidrocarburos son acumulaciones conocidas de las que se tiene evidencia física mediante pruebas de producción. La que no tiene evidencia física se le denomina recurso no descubierto, cuya parte recuperable continúa llamándose recurso.

La parte recuperable de los recursos no descubiertos se clasifican de acuerdo a su conocimiento geológico en probables, posibles y potenciales.

El riesgo económico generado por la incertidumbre en la información e interpretación de datos geológicos, geofísicos, petrofísicos y la aplicación de prácticas de ingeniería permiten clasificar a las reservas como probadas y no probadas. Las primeras incluyen las desarrolladas y las no desarrolladas, y las segundas las probables y posibles. En la Figura 1 se muestra la clasificación de recursos y reservas.

Es importante enfatizar que la clasificación y evaluación de reservas depende en gran medida del conocimiento y experiencia de quien las evalúa, así como de la información disponible.

---

---

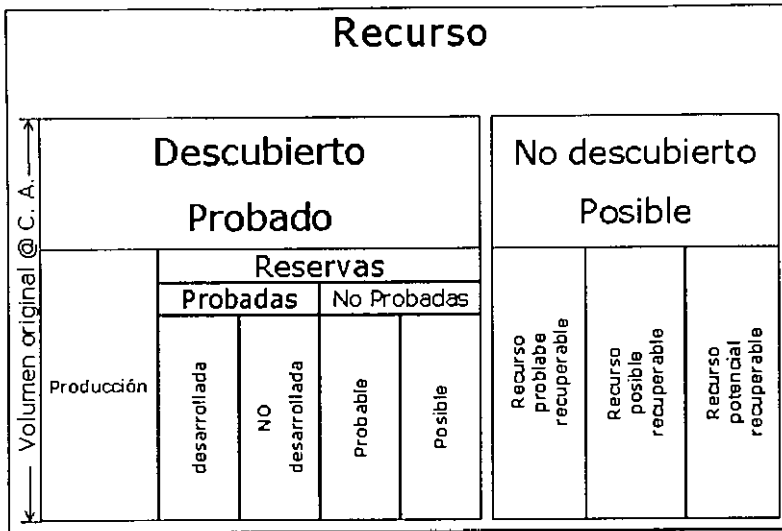


Figura 1 Clasificación de los recursos y reservas de hidrocarburos

También, la confiabilidad o los riesgos inherentes a la explotación de estas reservas son considerados en esta clasificación. Así, al existir información adicional, las reservas son revisadas y actualizadas. Por ejemplo, cuando las condiciones tecnológicas o económicas cambian, las reservas son modificadas para tomar en cuenta la evolución tecnológica o los costos de operación, respectivamente.

Las reservas son a aquellas que pueden ser producidas por mecanismos naturales de empuje de los yacimientos, por los procesos de recuperación secundaria y mejorada, y por los sistemas artificiales de producción.

Un aspecto importante en la evaluación y explotación de las reservas es el tipo de fluidos contenidos en los yacimientos. Así, se tienen

estructuras geológicas con gas seco, gas húmedo no asociado, gas húmedo asociado libre, gas y condensado, aceite volátil y aceite negro. Los yacimientos de gas no asociado húmedo no contienen aceite crudo, en tanto que los de gas húmedo asociado libre son el gas del casquete que sobreyace a la columna de aceite crudo. De esta manera, las reservas de hidrocarburos también están asociadas a fluidos específicos, tal y como se muestra en la tabla 3.

Tabla 3 Reservas de hidrocarburos de acuerdo al tipo de fluido y yacimiento.

Tipo de yacimiento	Aceite crudo	Gas Natural	Condensados	Líquidos de planta	Gas seco	Gas seco equivalente al líquido	Petróleo crudo equivalente
Aceite negro	•	•	•	•	•	•	•
Aceite volátil	•	•	•	•	•	•	•
Gas y condensado	•	•	•	•	•	•	•
Gas húmedo asociado libre		•	•	•	•	•	•
Gas húmedo no asociado		•	•	•	•	•	•
Gas seco		•			•	•	•

El petróleo crudo equivalente, presentado en la última columna, resulta de la suma del aceite, de los condensados, de los líquidos de planta y el gas seco en su equivalencia líquida. Este último se obtiene de acuerdo con los poderes caloríficos del gas y del aceite y, con el fin de manejar las reservas de los hidrocarburos líquidos y gaseosos, en unidades comparables. El factor de conversión usado es 5.2 millares de pies cúbicos de gas por barril de petróleo crudo equivalente. Sin embargo, este concepto es utilizado solamente con el propósito de agregar fluidos

de diferentes tipos de yacimientos. La Figura 2 ilustra este concepto de agregación.

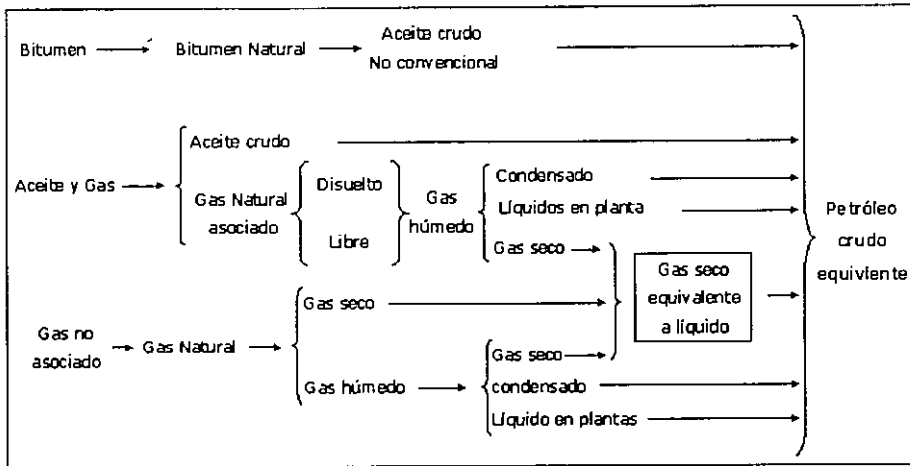


Figura 2 Elementos que componen la definición de petróleo crudo equivalente.

### II.4.1. Reservas probadas

Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas y bajo condiciones económicas actuales, que se estima serán comercialmente recuperables en una fecha específica, con una certidumbre razonable, cuya extracción cumple con las normas gubernamentales establecidas, y que han sido identificados por medio del análisis de información geológica y de ingeniería.

---

---

El establecimiento de las condiciones económicas actuales incluye la consideración de los precios, de los costos de operación, y de los costos históricos en un periodo de tiempo consistente con el proyecto. Además, si en la evaluación se utiliza un método determinístico, es decir no hay una connotación probabilística, el término de certidumbre razonable se refiere a que existe un alto grado de confianza en que los volúmenes de hidrocarburos serán recuperados. Por el contrario, si se emplea el método probabilístico, entonces la probabilidad de recuperación de la cantidad estimada es de al menos el 90 por ciento.

En general, las reservas son consideradas probadas si la productividad comercial del yacimiento está apoyada por datos actuales de presión y producción. En este contexto, el término probado se refiere a las cantidades de petróleo recuperables y no a la productividad del pozo o yacimiento. En ciertos casos, las reservas probadas pueden asignarse de acuerdo a registros de pozos y/o análisis de núcleos, o pruebas de formación que indican que el yacimiento en estudio está impregnado de hidrocarburos, y es análogo a yacimientos productores en la misma área o a yacimientos que han demostrado la capacidad para producir en pruebas de formación. Sin embargo, un requerimiento importante para clasificar a las reservas como probadas es asegurar que las instalaciones para su comercialización existan, o que se tenga la certeza de que serán instaladas.

El volumen considerado como probado incluye el volumen delimitado por la perforación y definido por los contactos de fluidos, si existen. Además, incluye las porciones no perforadas del yacimiento que puedan ser razonablemente juzgadas como comercialmente productoras, de acuerdo a la información geológica e ingenieril disponible. Sin embargo, si los contactos de los fluidos son desconocidos, la ocurrencia de

---

---

---

---

hidrocarburos conocida más profunda controla el límite de reserva probada, a menos que datos de comportamiento o de ingeniería definitivas, indiquen lo contrario.

Es importante señalar también, que las reservas que serán producidas a través de la aplicación de métodos de recuperación secundaria y/o mejorada se incluyen en la categoría de probadas cuando se tenga un resultado exitoso por una prueba piloto representativa, o cuando exista respuesta favorable de un proceso de recuperación funcionando en el mismo yacimiento, o en uno análogo, con propiedades de roca y fluidos similares que proporcione evidencia documental al estudio de factibilidad técnica en el cual el proyecto está basado.

#### **II.4.2. Reservas no probadas**

Son volúmenes de hidrocarburos y sustancias asociadas, evaluadas a condiciones atmosféricas, que resultan de la extrapolación de las características y parámetros del yacimiento mas allá de los límites de la razonable certidumbre, o de suponer pronósticos de aceite y gas con escenarios tanto técnicos como económicos que no son los que están en operación o planteados en un proyecto.

---

---

---

---

### **II.4.2.1. Reservas probables**

Son aquellas reservas no probadas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería de estos yacimientos sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de no serlo. Si son usados métodos probabilísticos para su evaluación, habrá una probabilidad de al menos 50 por ciento de que las cantidades actualmente recuperadas sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables.

Las reservas probables incluyen aquellas reservas mas allá del volumen probado, y donde el conocimiento del horizonte productor es insuficiente para clasificar estas reservas como probadas. También, se incluyen aquellas reservas en formaciones que parecen ser productoras basándose en registros geofísicos pero carecen de datos de núcleos, o pruebas definitivas, y no son análogas a formaciones probadas en otros yacimientos.

En cuanto a los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, las reservas atribuibles a estos procesos son probables cuando un proyecto o prueba piloto ha sido planeado pero aún no se encuentra en operación, o cuando las características del yacimiento parecen favorables para una aplicación comercial.

Otros casos de reservas probables surgen en diferentes situaciones. Las siguientes condiciones conducen a clasificar las reservas mencionadas como probables:

---

---



- 
- 
- 1) Reservas asociadas a áreas donde la formación productora aparece separada por fallas geológicas, y la interpretación correspondiente indica que este volumen se encuentra en una posición estructural más alta que la del área probada.
  - 2) Reservas atribuibles a una intervención exitosa, tratamiento, retratamiento, cambio de equipo u otros procedimientos mecánicos, donde tales procedimientos no han probado éxito en pozos que exhiben comportamiento similar en pozos análogos.
  - 3) Reservas adicionales en formaciones productoras donde una reinterpretación del comportamiento, o de los datos volumétricos, indican áreas adicionales que pueden ser clasificadas como probadas.

#### **II.4.2.2. Reservas posibles**

Es aquélla que pudiera provenir de áreas donde se localicen condiciones geológicas favorables para la acumulación de hidrocarburos. Esas condiciones podrán ser en nuevas estructuras o en formaciones más profundas que las conocidas.

En forma convencional se entenderá como reservas totales (hasta probable), a la suma de las reservas probadas y probable; análogamente, reserva total (hasta posible) será la suma de las reservas probadas, probable y posible.

De otra forma se diría que son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que son menos

---

---

---

---

probables de ser comercialmente recuperables que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilísticos, la suma de las reservas probadas, probables más posibles tendrá al menos una probabilidad de 10% de confianza.

Las reservas posibles son menos ciertas para una recuperación que las reservas probadas y probables, en algunos casos se tiene la incertidumbre y el dictamen económico para su posible clasificación.

En general, las reservas posibles pueden incluir los siguientes casos:

- a) Reservas que están basadas en interpretaciones geológicas y que pueden existir en áreas adyacentes a las áreas clasificadas como probables y en el mismo yacimiento.
  - b) Reservas en formaciones que parecen estar impregnadas de hidrocarburos, basados en análisis de núcleos y registros de pozos, pero pueden no ser comercialmente productivas.
  - c) Reservas por incremento debido a perforación intermedia que está sujeta a incertidumbre técnica.
  - d) Reservas adicionales atribuibles a pozos intermedios y que pudieran haber sido clasificadas como posibles si se hubiera aprobado un desarrollo con espaciamiento menor al tiempo de la evaluación.
  - e) Reservas por incremento atribuidas a mecanismos de recuperación mejorada cuando un proyecto o prueba piloto está planeado pero no en operación.
- 
-

- 
- 
- f) Las características de roca y fluido del yacimiento son tales que una duda razonable existe de que el proyecto será comercial.
- g) Reservas en una área de la formación productora que parece estar separada del área probada por fallas, y que la interpretación geológica indica que el área de estudio está estructuralmente más baja que el área probada.

### II.4.3. Recursos

Como ya ha sido indicado anteriormente y similarmente a las reservas, la clasificación de los recursos obedece al nivel de riesgo existente, en asociación con la calidad y cantidad de la información disponible. Así, el recurso probable corresponde al recurso no descubierto no recuperable que se encuentra en provincias geológicas productoras, y en trampas asociadas a plays<sup>Ⓜ</sup> productores.

El recurso posible también se encuentra en provincias geológicas productoras pero en plays hipotéticos, aunque la información geológica disponible permite inferir la presencia de condiciones favorables para la acumulación de hidrocarburos. Estos yacimientos pueden encontrarse a profundidades mayores o menores a la de los plays productores. En contraste, el recurso potencial se encuentra en provincias geológicas en donde no se ha establecido producción, pero donde la información geológica permite postular plays hipotéticos.

---

<sup>Ⓜ</sup> ver glosario

---

---

---

---

## **II.5 Estimación de las reservas de hidrocarburos**

Una vez estableciendo las definiciones de los volúmenes originales y de las reservas de hidrocarburos, conviene indicar aunque sea brevemente, los procesos seguidos para arribar a sus correspondientes estimaciones. El objetivo es ilustrar los elementos básicos de los procesos que conducen a las estimaciones.

Asimismo, se podrá advertir desde el mismo título de esta sección que la palabra estimación está siendo usada para describir el proceso que cuantifica las reservas. Esta connotación refleja su carácter dinámico y también, los riesgos implícitos en que se incurre dentro de este proceso. Sin embargo, cabe aclarar, que precisamente el concepto de clasificación de reservas reconoce esta incertidumbre y las ubica de acuerdo a la misma. Desde luego que hay un juicio en el proceso de clasificación que se fundamenta en la información disponible, en la calidad y cantidad de ésta, en los modelos existentes, y en las experiencias de yacimientos y campos análogos.

### **II.5.1. Volumen original de hidrocarburos**

El volumen original es la cantidad de hidrocarburos que se estima existe inicialmente en un yacimiento. Este volumen se encuentra en equilibrio, a la temperatura y presión prevaleciente en el yacimiento. Se puede estimar por procedimientos determinísticos o probabilísticos. Los primeros incluyen, principalmente, a los volumétricos, balance de

---

---

---

---

materia y simulación numérica. Los segundos, identifican la incertidumbre de parámetros como porosidad, saturación de agua, espesores netos, entre otros, como funciones de probabilidad, que producen, en consecuencia, una función de probabilidad para el volumen original.

El método volumétrico es uno de los métodos más usados, ya que desde la etapa inicial del conocimiento del campo o yacimiento es empleado. Basa su principio en el conocimiento de las propiedades petrofísicas de la roca así como la saturación de los fluidos en el yacimiento. Las propiedades petrofísicas principales son la porosidad, la permeabilidad, entre otros. Asimismo, otro elemento fundamental se refiere a la geometría del yacimiento, como es su área y el espesor neto.

Dentro de los datos a obtener para estimar el volumen original in situ destacan los siguientes:

- i. Determinación del volumen de roca que contiene hidrocarburos.
- ii. Estimación de la porosidad efectiva y de la saturación de hidrocarburos.
- iii. Identificación de los fluidos y de sus propiedades, a fin de estimar el volumen de hidrocarburos a condiciones de superficie o condiciones estándar.

Asimismo, existen procesos y subprocesos que permiten asegurar la calidad de los datos anteriores. Lo que se presenta a continuación son algunos que ilustran diferentes aspectos relacionados con la estimación del volumen original.

---

---

---

---

### **II.5.1.1. Interpretación geológica**

Consiste en la interpretación de información de diferentes áreas de exploración, en la que se determinan los ambientes de depósito, las facies, las etapas de diagénesis, la textura de las rocas, la estructura, entre otras. Este modelo es el concepto que permite inferir, entre otros elementos, la distribución de las propiedades petrofísicas dentro del yacimiento. Los aspectos estratigráficos son empleados para conocer las características de la roca y predecir los posibles valores de porosidad y permeabilidad. La manera de apreciar estos rasgos es a través de secciones estratigráficas que establecen correlaciones, entre pozo y pozo, de unidades estratigráficas iguales.

#### **II.5.1.1.1. Interpretación estructural**

Determina la geometría de las áreas que contienen hidrocarburos, así como las tendencias preferenciales de fracturamiento o fallamiento. Las secciones estructurales, derivadas de esta interpretación, muestran la arquitectura del yacimiento, los espesores reales de las diferentes unidades, sus límites verticales y horizontales, entre otros aspectos. Informaciones importantes para realizar esta tarea son la sísmica y los pozos disponibles, que permiten incorporar el estilo estructural de deformación presente en el yacimiento. También, en esta actividad se reconoce si el yacimiento está seccionado, identificándolos a través de la definición de las fallas y los bloques asociados a éstas.

---

---

---

---

### **II.5.1.2. Interpretación sísmica**

Predice el tipo de trampa para la ocurrencia de los hidrocarburos, y también identifica y cuantifica la geometría del yacimiento. Esta información, en conjunto con la información directa de pozos, es empleada para construir diferentes planos de la estructura del yacimiento. Asimismo, el procesamiento de esta información en algunas ocasiones provee de correlaciones estadísticas para inferir el comportamiento de la porosidad entre pozos. Además, también en determinadas circunstancias, los contactos entre los diversos fluidos de un yacimiento son identificados. También, diferentes métodos han sido diseñados para modelar el subsuelo a partir de los reflejos sísmicos grabados en la superficie. Estos modelos son usados para determinar, entre otros objetivos, las características del mejor levantamiento sísmico para resolver aspectos estructurales, o petrofísicos, en un yacimiento en explotación.

### **II.5.1.3. Interpretación petrofísica**

Precisa las propiedades de la roca del yacimiento a través de interpretación de registros geofísicos, análisis de núcleos y pruebas de producción. Los registros geofísicos tomados en cada uno de los pozos perforados miden, indirectamente, algunas de las propiedades de las rocas. La litología, la porosidad, la permeabilidad, y la saturación de agua son los objetivos al interpretar los registros geofísicos. En contraste a los registros, el análisis de núcleos, aunque puntual, es la

---

---

---

---

medición directa de estas propiedades. Sus resultados deben ser usados para calibrar los registros geofísicos y así asegurar su correcta interpretación. Las pruebas de producción y específicamente, las pruebas de presión, son mediciones del comportamiento dinámico del yacimiento. El volumen registrado es significativamente mayor a lo medido por los registros geofísicos o por los núcleos, dando información más allá de la inmediata vecindad del pozo. Permeabilidades, fallas, contactos de fluidos, daños a la formación, y barreras impermeables son algunos de los datos que se obtienen de este tipo de pruebas.

#### **II.5.1.4. Análisis de fluidos**

Para estimar las reservas no basta sólo con conocer que se ha encontrado un yacimiento de hidrocarburos. Es relevante definir qué clase de hidrocarburos, a fin de determinar la mejor manera de extraerlos.

Es obvio que no resulta el mismo plan de desarrollo, el explotar un yacimiento de gas seco, o un yacimiento de aceite negro. Por ello, es muy importante tomar muestras de fondo, o en el separador para recombinarlos después, para analizarlas y medir propiedades de los fluidos encontrados. Estos análisis comúnmente son denominados análisis PVT, los cuales determinan parámetros como el factor de volumen, la relación gas-aceite, la densidad del aceite, la presión de saturación, el tipo de fluido, y otros. Esta información es usada, por ejemplo, para determinar el volumen de hidrocarburos a condiciones superficiales o de yacimiento.

---

---



## **II.5.2. Reservas de hidrocarburos**

Una vez establecido el volumen original de hidrocarburos y una estrategia para explotar el campo, uno de los pasos siguientes consiste en estimar la producción esperada de ese campo o ese yacimiento. Este perfil de producción de los diferentes fluidos producidos refleja la productividad por pozo, la intensidad de su desarrollo, y los mecanismos de producción, entre otros aspectos. Por ello, es crucial estimar correctamente el perfil de producción de acuerdo a las características observadas en el yacimiento o campo. Esta predicción de la producción es lo que en algunas publicaciones, o algunos autores, denominan reservas técnicas.

Existen diferentes procedimientos para estimar el perfil de producción. Todos ellos reconocen, o intentan considerar, los elementos clave para la estimación de la producción. Quizá los más importantes, o más empleados, son el uso de curvas de declinación, el balance de materia y la simulación numérica de yacimientos. Los tres, aunque brevemente, serán comentados.

### **II.5.2.1. Análisis de curvas de declinación**

Este método calcula el pronóstico de producción independientemente de haber determinado, con anterioridad, el volumen original. Si éste es conocido, el factor de recuperación, es el cociente que resulta de dividir

---

---

---

---

la producción acumulada entre el volumen original del fluido correspondiente.

El método consiste en extrapolar la producción de aceite, o gas, en el tiempo para conocer cuál será el volumen de aceite producido. Para ello, se requiere que exista suficiente información histórica de producción en donde sea apreciada la tendencia del comportamiento del yacimiento. Los pronósticos de producción se realizan ajustando a la historia una función no lineal, por ejemplo una función exponencial, buscando la mínima discrepancia entre la historia observada del yacimiento y los valores derivados de la función no lineal elegida. Los pronósticos de producción son simplemente la valuación de la función no lineal para el tiempo en donde se desea conocer cuál será la producción. Sin embargo, a fin de evitar complejidades en este proceso, los datos de producción son transformados a fin de que la historia de producción tenga un comportamiento lineal. Ese comportamiento transformado es modelado como una línea recta, cuya extrapolación es el pronóstico de la producción futura.

La desventaja de este procedimiento es que supone que el comportamiento y la explotación del yacimiento, o campo, no cambiará durante el tiempo. De los tres métodos, la declinación exponencial es la única que está comprobada matemáticamente, y es función de las características del yacimiento y del fluido. Por consiguiente, el método depende de los datos de producción, por lo que es crucial la correcta medición y asignación de producciones por pozo, de otra manera los resultados pierden validez. El método se puede aplicar indistintamente por pozo o a un grupo de pozos. Sin embargo, hay que considerar que cuando se aplica a un conjunto de pozos, los datos analizados son

---

---

promedios, que no necesariamente explican el comportamiento de cada uno de los pozos.

El método está basado en una solución de una ecuación diferencial que involucra el gasto, el tiempo y el exponente de declinación. Este exponente caracteriza el cambio en la tasa de declinación con la tasa de producción. El valor del exponente determina la clasificación de la declinación: exponencial, hiperbólica y armónica.

El uso de la declinación para estimar valores futuros de producción debe ser utilizada con precaución, ya que tiende a valores optimistas cuando esta predicción se hace por un periodo muy largo.

### II.5.2.2. Balance de materia

Este método es empleado para estimar el volumen de hidrocarburos en un yacimiento y las producciones futuras, y supone la existencia de información apropiada de laboratorio, de geología, de presión y de producción. Se basa en la ley de la conservación de la materia. En su forma más simple, la ecuación se puede decir diciendo que el volumen original es igual al volumen remanente más el volumen producido. Cuando se tienen las fases de aceite, gas y agua en un yacimiento, la ecuación de balance de materia puede escribirse para el total de los fluidos o para cualquiera de los fluidos presentes.

$$N = \frac{Np[B_o + B_g(R_p - R_s)] - (W_e - W_pBW)}{B_t - B_{ti} + mB_{ti} \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)} \dots\dots\dots(2.1)$$

En donde :

m: Relación de volumen original de gas @ c.y.  $\frac{m^3 g@c.y.}{m^3 o@c.y.}$ . Al volumen

original de aceite @ c.y.  $m = \frac{GBgi}{NBoi}$

Bo: Factor de volumen del aceite ( $Bo > 1$ ) =  $\frac{m^3 o@c.y.}{m^3 o@c.s.}$

Bg: Factor de volumen del gas  $\frac{m^3 g@c.y.}{m^3 g@c.s.}$

Bw: Factor de volumen del agua  $\frac{m^3 w@c.y.}{m^3 w@c.s.}$

Bt: Factor de volumen de las dos fases  $\frac{m^3 o + m^3 g@c.y.}{m^3 o@c.s.}$

$$Bt = Bo + Bg(R_{si} - R_s)$$

N: Volumen original de aceite  $m^3 o$  @ C.S.

Np: Producción acumulada de aceite  $m^3 o$  @ C.S.

Rs: Relación gas disuelto aceite o de solubilidad  $\frac{m^3 g@c.s.}{m^3 o@c.s.}$

Rp: Relación gas aceite acumulada  $R_p = \frac{G_p}{N_p} \frac{m^3 g@c.s.}{m^3 o@c.s.}$

We: Volumen acumulativo de agua al yacimiento  $m^3 w$  @ c.y.

Wp: Volumen acumulativo producido de agua  $m^3 w$  @ c.s.

Para realizar cálculos con este método se requiere de diferentes fuentes de información: la producción de fluidos, la presión y temperatura del yacimiento, el análisis de los fluidos, el análisis de núcleos, y la

---

---

interpretación de los registros geofísicos. Esto permite determinar el volumen original de hidrocarburos y predecir la producción. El volumen original es obtenido resolviendo la ecuación de balance de materia para el tipo de fluido, gas o aceite negro por ejemplo, cuyos parámetros son conocidos, excepto el volumen original. Algunos de estos parámetros son el gas en solución, el factor de volumen, la compresibilidad de la formación, las producciones acumuladas y otros.

Una vez que el volumen original in situ ha sido calculado, el balance de materia puede utilizarse para calcular la producción futura. Esto se hace por medio de las gráficas de presión contra producción acumulada, y la relación gas-aceite contra la producción acumulada. Si la permeabilidad absoluta se conoce, los resultados se pueden proyectar en tiempo. Para efectuar cálculos de producción futura, las curvas de permeabilidad relativa deben estar disponibles. La predicción de la producción da una estimación del factor de recuperación ya que se conoce el volumen original. Nuevamente hay que mencionar que la producción acumulada histórica más la proyección en tiempo, constituyen lo denominado como reservas técnicas.

### **II.5.2.3. Simulación numérica de yacimientos**

Este método, al igual que las curvas de declinación, determina directamente las reservas técnicas y a partir de éstas, se infiere el factor de recuperación. Actualmente, los simuladores numéricos son ampliamente usados porque son capaces de contestar planteamientos complejos. Por ejemplo, proyectos en donde se debe determinar cuál es el beneficio incremental de un proyecto de mantenimiento de presión,

---

---

---

---

asociado a perforación intermedia y a la optimización de los sistemas artificiales de producción, requiere respuestas que permitan analizar su viabilidad técnica y económica. En este caso, la simulación es una alternativa completa para describir, cuantitativamente, el flujo de múltiples fases en yacimientos heterogéneos con un programa de producción determinado, no únicamente por las propiedades del simulador, sino por la demanda, estrategias de inversión y regulaciones gubernamentales. Esto se debe a que, a diferencia de los métodos anteriormente descritos, el cálculo del factor de recuperación utiliza información espacial del yacimiento. Por lo mismo, es el método que más información requiere para estimar reservas.

El proceso de simulación numérica divide al yacimiento en celdas, o bloques, para definir la heterogeneidad del yacimiento. Se considera el espaciamiento entre pozos, las direcciones de flujo probables, los límites físicos y las fallas. Cada una de estas celdas está asociada a una serie de propiedades petrofísicas, dinámicas y del fluido. Sobre este modelo, y particularmente para cada celda, se establecen las ecuaciones de balance de materia y flujo de fluidos para las fases de aceite, gas y agua. Los pozos se ubican dentro del arreglo de las celdas, y se les asignan sus gastos de inyección/producción. Las ecuaciones apropiadas se resuelven por métodos numéricos, específicamente métodos de diferencias finitas, y se determina la nueva presión, la nueva distribución de saturación, y las nuevas producciones de los pozos. Este proceso se repite varias veces hasta reproducir la historia de presión y producción de los pozos.

Los datos requeridos para construir el modelo de simulación son permeabilidad, porosidad, espesor, elevación, saturación inicial de cada fase, presión inicial, propiedades de fluidos, permeabilidades relativas,

---

---

---

---

presiones capilares, propiedades de los fluidos, compresibilidades y dimensiones de la rejilla. Además, se requiere de información de los intervalos productores y de la pérdida de presión en líneas de flujo y tubería de producción. También, se requiere la descripción del acuífero, la producción histórica de aceite, de agua y de gas, así como la evolución histórica de la presión en los pozos.

La calibración del modelo se efectúa a través de una etapa denominada ajuste de historia. Esto es, el modelo debe reproducir la historia de producción de los pozos, sus presiones y los movimientos de fluidos. Usualmente, se utiliza la presión del yacimiento y los datos de producción. El ajuste de historia es un proceso laborioso donde se varían diversos parámetros del yacimiento. Entre los más comunes se encuentran las permeabilidades absolutas, el tamaño del acuífero y la porosidad. Estos cambios deben estar acordes con las características de los yacimientos.

Una vez que el modelo ha sido calibrado con la producción histórica, puede ser utilizado para predecir el comportamiento futuro del campo y con ello, estimar las reservas de los yacimientos. Asimismo, se puede determinar con el modelo las producciones de aceite, las relaciones agua-aceite y gas-aceite, los requerimientos de reparaciones mayores, el comportamiento de la presión del yacimiento, la posición de los contactos, la eficiencia de recuperación por área, la determinación de requerimientos de instalaciones como el manejo de agua, los sistemas artificiales, la reducción de contrapresión, y el factor de recuperación final de hidrocarburos.

---

---

---

---

### II.5.3. Aspectos económicos

Las reservas técnicas mencionadas anteriormente son producto de una estrategia de explotación. Sin embargo, en realidad la producción del campo está sujeta a aspectos económicos que tienen que ver con el precio de venta de los hidrocarburos producidos y los costos asociados a la extracción de ellos. La premisa fundamental es que los ingresos superen a los egresos, y así, que la operación de producir y vender hidrocarburos sea rentable

Los precios de venta reconocen las diferentes calidades de los hidrocarburos producidos, en tanto que los costos de extracción son específicos para la operación de cada campo. Estos últimos son clasificados como fijos y como variables. Los variables están asociados a la operación misma de cada uno de los pozos. Por ejemplo, los costos de energía asociados a la operación de un compresor. Los costos fijos son aquellos relacionados con la operación del campo. Por ejemplo, los salarios del personal de geología de desarrollo, de ingeniería de yacimientos y de producción que mantienen las operaciones en el campo. La aplicación de ambos costos permite conocer en qué momento un pozo debe ser cerrado al no poder compensar el costo de su operación con la venta de su producción. Determinado ese momento, el perfil de producción o reserva técnica del pozo, es truncado y corresponde al cierre del pozo.

De igual manera, los costos fijos son contrastados con los ingresos derivados de la venta de los hidrocarburos producidos por el campo. El perfil de producción de éste, ya truncado por los costos variables a nivel

---

---



---

---

pozo, ahora nuevamente es truncado al tiempo en que los costos fijos superan a los ingresos. La producción acumulada desde la apertura del campo hasta su cierre constituye la reserva que es clasificada de acuerdo a los supuestos con los que el perfil de producción ha sido construido. Así, la reserva técnica siempre es mayor que la reserva ajustada de acuerdo a las condiciones económicas prevalecientes al momento en el que el análisis es efectuado. Cabe destacar que las definiciones de reserva probada de SPE y WPC específicamente requieren el criterio de rentabilidad económica.

#### **II.5.4. Cálculo de petróleo crudo equivalente**

Como se mencionó anteriormente, el petróleo crudo equivalente es la suma del aceite crudo, condensados, líquidos de planta y el gas seco equivalente a líquido. Su evaluación requiere de la información actualizada de los procesos a que está sometida la producción del gas natural, desde su separación y medición, hasta la salida de las plantas petroquímicas. La Figura 3 ilustra los elementos de este cálculo.

El aceite crudo no sufre ninguna conversión para llegar a petróleo crudo equivalente. El gas natural es producido y es disminuido en su volumen por factores como el autoconsumo y el envío de gas a la atmósfera. Esta disminución es referida como encogimiento, y en la figura 3 es denominada eficiencia en el manejo, o Feem. El gas continúa su transporte, y sufre otra reducción al pasar por la estación de recompresión en donde del gas son extraídos los condensados. A esta disminución en el transporte se le llama Felt. El condensado se contabiliza directamente como petróleo crudo equivalente, en tanto que el gas todavía sigue su proceso dentro de las plantas petroquímicas. Ahí,

---

---

este gas es sometido a otros procesos en donde, nuevamente, otros licuables o líquidos de planta son extraídos. Esta nueva reducción en el volumen del gas es conceptualizada a través del encogimiento por impurezas,  $F_{ei}$ , y por el rendimiento de licuables en planta,  $F_{lp}$ . Los líquidos de planta son contabilizados como petróleo crudo equivalente y el gas a la salida de las plantas, finalmente seco, es convertido con una equivalencia a líquido de 5.201 millares de pies cúbicos de gas seco por barril de petróleo crudo equivalente. Este número es el resultado de considerar 5.591 millones de BTU por barril de crudo y 1,075 BTU por millón de pies cúbicos de gas seco dulce, por lo que el mencionado factor es de 192.27 barriles por millón de pies cúbicos, o el inverso que resulta en 5.201 millares de pies cúbicos por barril.

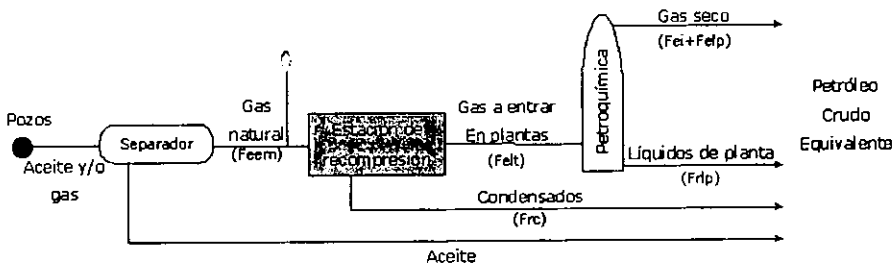


Figura 3. Elementos para el cálculo del petróleo crudo equivalente.

---

---

### **III Estimación de reservas para pozos horizontales**

#### **III.1 Técnicas para la determinación de reservas.**

##### **III.1.1. Estimación de la eficiencia de producción**

Los pozos horizontales, como ya se mencionó, permiten principalmente un aumento de accesibilidad al yacimiento. La ubicación de un pozo horizontal por sí misma no cambia el mecanismo básico de empuje del yacimiento o el tipo de declinación esperado, no obstante puede ocurrir algunas variaciones.

La productividad y declinación en pozos horizontales dependen de la naturaleza del yacimiento, las condiciones de la terminación y los mecanismos de producción dominantes. Se dispone de discusiones teóricas solamente para sistemas idealizados de pozos horizontales. Empleados como guías, es posible proyectar el comportamiento de pozos horizontales. Usualmente, la eficiencia de un pozo vertical proporciona datos para la eficiencia productiva de un pozo horizontal bajo las mismas condiciones.

---

---

Se han propuesto diversos métodos para determinar gastos bajo condiciones de flujo estacionario. De estas, el método de Joshi<sup>1</sup> es el más utilizado. El gasto de aceite,  $q_h$ , en barriles por día se expresa como:<sup>\*</sup>

$$q_h = \frac{0.007078 K_h h \Delta p}{\mu_o B_o} \frac{1}{\ln \left[ \frac{a \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)}}{\left(\frac{L}{2}\right)} \right] + \frac{\beta h}{L} \ln \frac{\beta h}{2 r_w}} \dots\dots\dots(3.1)$$

- $K_h$  =permeabilidad horizontal (mD)
- $h$  =espesor productor neto (ft)
- $\Delta p$  =caída de presión (psi)
- $\mu_o$  =viscosidad del aceite (cp).
- $B_o$  =factor de volumen en la formación (bbl@/stb)
- $a = (L/2)\{0.5 + [0.25 + (2r_{eh}/L)^4]^{0.5}\}^{0.5}$
- $r_{eh}$  =radio de drene del pozo horizontal (ft)
- $L$  =longitud del pozo horizontal (ft)
- $\beta = \text{anisotropía} = \sqrt{K_H/K_V}$
- $r_w$  =radio del pozo (ft)

---

\* En unidades métricas la constante es 542.9 y las unidades como siguen: permeabilidad,  $\mu m^2$ , presión, MPa, gastos,  $m^3/d$

---

---

---

Debe notarse que la ecuación es válida solo para flujo de una sola fase y utiliza valores simples para varios parámetros de entrada. El valor de la distancia de drene,  $r_{eh}$ , para un pozo horizontal no podría, tal vez conocerse previamente. Como una primera aproximación, la distancia de drene,  $r_{ev}$ , para pozos verticales puede usarse para  $r_{eh}$ . Para pozos horizontales en yacimientos con empuje de gas en solución, la productividad bajo condiciones de flujo transitorio y semi-estacionario ha sido estimada por Poon<sup>2</sup><sup>[1]</sup> (1991), Mustalik y Joshi<sup>3</sup> (1992), Babu y Oden<sup>4</sup> (1989) y otros. Los análisis de Poon<sup>2</sup> utilizan una analogía entre pozos horizontales y fracturas verticales para estimar la eficiencia productiva. Es particularmente útil debido a que proporciona "curvas tipo" para ciertas condiciones idealizadas. Para otras situaciones, las ecuaciones de flujo podrían combinarse con balance de materia y el estado de flujo semi-estacionario tratado como una sucesión de flujos estacionarios. El procedimiento involucraría alternativamente la obtención de cálculos aproximados de la presión media del yacimiento (balance de materia) y tipo de flujo del gas ( estado estacionario) para diferentes periodos hasta que se alcance el límite económico. Debe tenerse en mente que, en algunas situaciones, las incertidumbres en muchos de los parámetros den un valor poco práctico a estas estimaciones.

En situaciones de conificación e invasión de gas, las operaciones serían descontinuadas con ciertos gastos mínimos de aceite, con ciertos cortes de agua o ciertas relaciones gas-aceite. Los últimos parámetros se basarán en aspectos de seguridad, equipo o consideraciones económicas o regulatorias. Teóricamente, la invasión de gas puede evitarse

---

[1] ver anexo

---

---

---

---

produciendo bajo ciertos gastos críticos, los cuales por sí mismos cambiarán con las presiones variantes o con los niveles de fluidos.

Los gastos críticos para pozos horizontales usualmente son mayores que para pozos verticales. En la práctica solamente pocas clases de yacimientos pueden producir aceite limpio o gas por un periodo prolongado. Estos incluyen yacimientos de gas bajo un empuje de agua o algunas operaciones marinas con espacio limitado en plataforma que no permite la instalación de equipo para manejar grandes volúmenes de agua o la producción de gas. En estos casos, las reservas de aceite o gas no serían aquellas obtenidas antes de una invasión de agua o gas significativa. La invasión de agua o gas puede retrasarse al operar con gastos subcríticos. Esto continuamente implicaría la alteración de gastos con cambios en el contacto del fluido hasta que los gastos no sean económicamente posibles. En otros casos donde la infraestructura no es una limitante principal, la relación gas-aceite elevada o el corte de agua pueden originar un gasto de aceite no económico. La parte no drenada de la columna de aceite se conoce como "Pérdida en la parte superior por invasión de gas" o en el caso de estar sobre un fondo de agua o bajo un casquete de gas, como "Pérdida alternada". Estas pérdidas se pueden estimar a partir de características de diseño para un pozo horizontal, se reconoce generalmente que los pozos horizontales pueden reducir significativamente estas pérdidas (del 20% al 40%).

Con mayor frecuencia, la productividad bruta de aceite ocurriría bajo el aumento de cortes de agua o de la relación gas-aceite o de ambos. Bajo estas condiciones, las reservas serían otra vez la suma del aceite drenado mediante el cambio promedio en los contactos de fluido en el área de drene ( ignorando los efectos de la invasión de gas) y el volumen de aceite móvil dentro de la zona invadida por gas. Se dispone

---

---

---

---

de correlaciones para estimar el tiempo en el que se alcanza el rompimiento por invasión de gas en el pozo horizontal. Las estimaciones del tiempo de tal rompimiento ayudarían a estimar la producción de aceite limpio. Los cortes de aceite declinarían armónicamente en seguida (hasta que se produzca interferencia desde pozos de compensación), obteniéndose una línea recta en una gráfica semilogarítmica del corte de aceite contra aceite acumulado. Para casos con empuje de agua inactivo, las reservas se deberían esencialmente a la expansión de fluido y a la segregación del aceite móvil dentro de la zona invadida por gas.

Lo último se puede estimar por un método sugerido por Butler<sup>5</sup> (1989). Quien sugirió que esto sería igual al aceite móvil dentro de la mitad de un cilindro entre el pozo horizontal y el contacto del fluido. Para un yacimiento no isótropo, esto sería modificado hasta la mitad de un elipsoide figura 4 (a y b) la distancia entre la interfase y el pozo se denomina "espesor autónomo",  $h$ . Este sería el eje vertical del elipsoide, y el eje horizontal estaría dado por la expresión  $h(K_H/K_V)^{0.5}$ . Para un pozo ondulatorio o para un contacto de fluido inclinado, la distancia mínima entre los contactos de fluidos y la trayectoria del pozo serían el "espesor autónomo" efectivo. De manera similar, si la caída de presión lateral provocara que los gastos excedieran el valor crítico en algunas partes del pozo, la invasión de gas presente tendría a reducir las reservas para todo el pozo. En tales situaciones, si se pudiera caracterizar adecuadamente las heterogeneidades, la única manera de obtener estimaciones confiables de reservas sería mediante el modelado numérico detallado bajo diferentes condiciones de terminación y operación. Para optimizar las reservas, será necesario averiguar si el flujo en el pozo horizontal está constantemente distribuido.

---

---

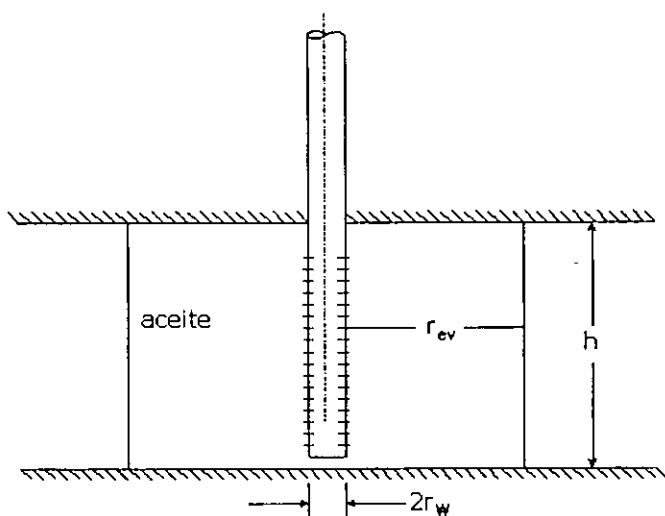


Figura ( a )

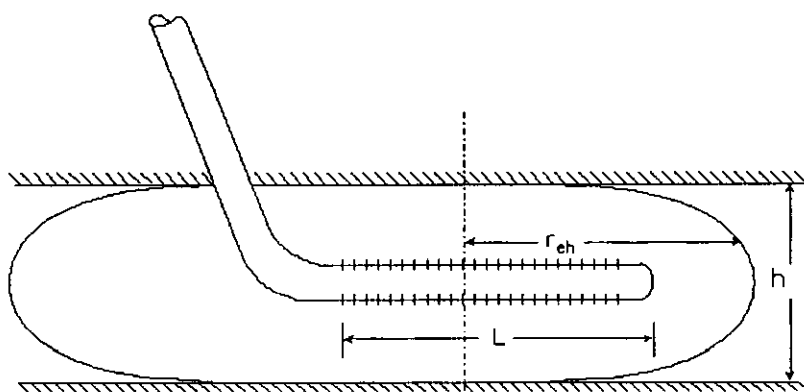


Figura ( b )

Figura 4 Esquema de un pozo horizontal y vertical de sus Áreas de drenaje<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Puede asumir que el área de drenaje para pozos verticales ( $r_{ev}$ ) y para pozos horizontales ( $r_{eh}-L/2$ ) es igual, sin embargo, la experiencia de Pools en Canadá indica que  $r_{ev}$  puede ser más largo que ( $r_{eh}-L/2$ ).



---

---

Hasta la fecha, no existen otros métodos disponibles, sino correlaciones de conocimiento público para estimar la producción posterior al rompimiento por la invasión aceite y agua (o gas) a través de un pozo horizontal.

Como una primera aproximación las correlaciones de conificación de KUO<sup>6</sup> (1989) para los pozos verticales o el método de Butler para pozos horizontales (Butler y Suprunowicz<sup>7</sup>) pueden usarse. Las estimaciones generales para computadora para el yacimiento Suffield Jenner en Alberta parecen ser más confiables que estas correlaciones. La declinación de la producción de aceite para pozos horizontales, no era común más que para un pozo vertical, después de que se hicieron inversiones para aumentar el área de drene por toda la longitud del pozo y por reducciones del volumen de gas invasor debido a heterogeneidades. Para algunos pozos horizontales en los yacimientos se han reportado incrementos pequeños en relación con pozos verticales. Sin embargo, los datos de las trayectorias de pozos y de las terminaciones no están disponibles para evaluar totalmente las razones de estos incrementos. La interdigitación viscosa, heterogeneidades o la hidrodinámica dentro y alrededor de pozos verticales que fomentan la canalización del agua o gas podrían ser alguna de las causas que originan menores recuperaciones.

Una vez que la capacidad productiva después del rompimiento se puede estimar, la adición de la producción de aceite proporcionará estimaciones para las reservas. Mientras que los pozos horizontales han probado ser efectivos en la reducción de la producción de agua, sus efectividades en el control de la invasión de gas solamente ha proporcionado resultados confusos. Si la invasión del gas es un factor

---

---

---

---

limitante, usualmente las reservas son menores que lo descrito por el método indicado. Las razones podrían ser una caída abrupta en la permeabilidad efectiva del aceite con saturaciones de gas elevadas o interdigitación como resultado de la movilidad no favorable del aceite comparada con la del gas.

La discusión anterior se refiere al drene mejorado del yacimiento por pozos horizontales bajo el mecanismo de empuje por gas en solución y situaciones de confinación de gas. Los pozos horizontales también pueden mejorar significativamente las reservas extraídas de proceso de desplazamiento por agua como por recuperación mejorada de aceite térmica y no térmica. La mejora podría ser el resultado de aumentar el acceso. Inyectividad o productividad y el aumento de las eficiencias volumétricas de barrido. No obstante, las fracturas o las regiones previamente drenadas podrían limitar seriamente el aumento de las reservas. La ingeniería cuidadosa de la longitud del pozo horizontal, la orientación, la longitud vertical y la operación se necesita para obtener reservas óptimas bajo tales condiciones. Como en el caso de la producción primaria, los factores clave que controlan las reservas serían la hidrodinámica dentro de la región de drene y los aspectos económicos.

El papel de la variabilidad del yacimiento debe tomarse en cuenta en todas las situaciones. En ciertas heterogeneidades no pueden considerarse detalles suficientes, inclusive después de que un pozo horizontal comienza a producir. Debido a esta variabilidad, la productividad de los pozos horizontales tiende a ser específica localmente. Otra consecuencia es la dificultad para determinar los parámetros promedio del yacimiento.

---

---

---

---

Hasta la fecha, en términos de la duración de la historia de producción y detalles operacionales y geológicos disponibles, la base de datos de la industria es extremadamente limitada para usarse en la derivación significativa de analogías y correlaciones. Los datos de pruebas de producción e historia de producción, puede ayudar a cuantificar ciertos parámetros de la reservas. De otra manera, no parecen ser definitivamente suficientes para la estimación de reservas. En pocos casos donde los datos son disponibles en una duración suficiente para considerarse definitiva, la curva de declinación y el balance de materia como metodologías para pozos convencionales podría extenderse para pozos horizontales. Generalmente, la técnicas más fructíferas para reservas en pozos verticales podrían también aplicarse a pozos horizontales.

### **III.1.2. Método volumétrico.**

La distancia detallada de flujo alrededor de un pozo es la consideración más importante en la identificación del área de drene para un pozo horizontal, el cual drenaría una porción mayor de un yacimiento que un pozo vertical, dependiendo de su longitud. Otros factores que determinan el área de drene sería la distancia hacia los límites más cercanos del yacimiento y la distancia hacia pozos de compensación así como el gasto drenado por ellos. Para yacimientos homogéneos con empuje de gas en solución Joshi<sup>1</sup> (1991) ha presentado métodos para estimar áreas de drene basados en la estimación del tiempo para

---

---

---

---

alcanzar un estado semi-estacionario para diferentes geometrías de drene. De éstos, se puede estimar el área de drene efectiva. La experiencia limitada hasta la fecha sugiere que la distancia de drene para pozos horizontales ( $R_{eh}-L/2$  en la figura 4. (a y b)) sería, en muchos casos, menor que la de pozos verticales ( $r_{ev}$ ). Las razones podrían ser heterogeneidad y abandono o agotamiento previo.

Como regla de campo, un pozo horizontal de 300m drenaría el equivalente de dos pozos verticales, y un pozo horizontal de 600m el equivalente de tres pozos verticales. Sin embargo, esta regla debe usarse con precaución extrema.

Se ha observado, de la capacidad productiva de diversos pozos canadienses, que las reservas de yacimientos de arenisca son generalmente proporcionales a sus longitudes. Las correlaciones correspondientes entre longitudes de pozos y reservas drenadas para yacimientos de carbonatos fracturados son muy imprecisas. Es posible que ésto es causado por la entrada de agua a través de fracturas relativamente grandes.

Después de mucho tiempo, los pozos horizontales en los yacimientos de aceite ligero Estevan estaban drenando 250 a 300m en dirección lateral, en tanto que para aceite pesado Lloydminster, esta distancia es menor a 150m podría ser menor hasta 50m a 70m en algunos yacimientos de aceite ligero de Alberta, se notificaron reservas muy desalentadoras implicando áreas pequeñas de drene o factores de recuperación bajos.

---

---

---

---

### **III.1.3. Papel de las heterogeneidades.**

En un yacimiento heterogéneo, es común que un pozo horizontal atraviese más regiones prolíficas que un pozo vertical. Para una caída de presión dada, la mayoría de flujo procedería de estas regiones. Así, un pozo horizontal sería equivalente a diversos pozos verticales individuales ubicados en la trayectoria de un pozo horizontal. El aumento de la productividad así como el aumento de las reservas sería similar a los esperados para pozos verticales produciendo con un espaciamiento corto. El drene acelerado induciría declinaciones más rápidas así como interferencias con pozos compensadores. Ejemplos extremos de tales zonas prolíficas son las regiones fracturadas en los campos Austin Chalk en Texas, Bakken Shale en Dakota del Norte, regiones marinas del campo petrolero Raspo Mare en la costa italiana del mar adriático. La fractura variable en los arrecifes dolomíticos de Alberta y Saskatchewan constituirían también regiones prolíficas (áreas atractivas), pero con impacto menos dramático en las reservas. Por otra parte, estas regiones también actuarían como trayectorias para que el agua o gas penetren en los pozos reduciendo el barrido volumétrico y los factores de recuperación.

La extensión vertical y lateral de una región drenada depende principalmente de características geológicas como estratificaciones, fracturas, barreras del flujo, y variaciones laterales. EL volumen efectivo drenado para un pozo horizontal sería menor que los volúmenes de hidrocarburos contenidos en los poros en el área drenada si estos existieran. A fin de identificar el volumen drenado de un pozo horizontal, un modelo geológico resultarían útil.

---

---

---

---

Debe notarse que incluso en yacimientos con un buen control geológico, los pozos horizontales usualmente revelan características no anticipadas. Un modelo geológico actualizado con datos de pozos horizontales ayudaría mucho en la determinación del volumen drenado por el pozo.

#### **III.1.4. Importancia de la canalización en eficiencia productiva de reservas.**

En ciertas condiciones geológicas, resulta aparente que la producción está dominada por la canalización de agua en lugar de la conificación típica de agua. De hecho, diversos yacimientos mississippianos en el área Estevan de la provincia de Saskatchewan no presentaron un fondo con agua, no obstante producen grandes cantidades de agua. Seguramente están recibiendo mantenimiento de presión mediante fracturas numerosas presentes en la región. Unido a este fracturamiento posterior a la depositación, estos depósitos de carbonato han sufrido diferentes eventos de remplazamiento de carbonato de calcio por dolomitas y anhídritas. Mientras que las fracturas actúan como conductos para que el agua invada la zona de aceite y la dolomitización aumenta el almacenaje (porosidad), las fisuras microfracturadas aumentan la permeabilidad. Además, la configuración del yacimiento en tres dimensiones (intercalación de zonas porosas, ocasionalmente atravesados por fracturas, y una continuidad escasa de la densidad y características de poro a lo largo de la longitud del pozo) caracteriza el barrido de la zona productora por el agua infiltrada. Por lo tanto, las reservas drenadas de pozos horizontales dependen de factores tales

---

---

---

---

como la explotación previa de zonas subyacentes dentro del yacimiento, el nivel de heterogeneidad y la presencia de zonas densas, y del espesor autónomo sobre los contactos agua aceite o la base de la zona productora. Contrariamente a lo que tal vez se anticipe en una situación típica de conificación, la mayoría de los pozos horizontales en yacimientos desarrollados fracasan al drenar cantidades significativas de reservas incrementadas aún más de lo que dos o tres pozos productores verticales podrían drenar bajo las mismas condiciones.

Respecto a esto, la ventaja de gastos de aceite mayores para pozos horizontales frecuentemente se nulifican por declinaciones abruptas conforme la producción de agua aumenta. El gasto de agua y la producción acumulativa de agua se consideran como un incremento desproporcionado en relación con los aumentos correspondientes de la producción de aceite, debido a la existencia de fracturas verticales numerosas y la distribución prevaleciente del agua invadida (por operaciones anteriores). Bajo estas circunstancias, las caídas de presión laterales dentro del pozo horizontal originadas por el flujo de dos o tres fases, asumen un significado especial. Consecuentemente, los pozos horizontales podrían estar realizando un trabajo escaso de drenado alrededor de sus bases. La situación quizás sea más complicada por la descripción específica del yacimiento (zonas compactas o porosas y fracturas en todas longitudes del pozo) y daño de la formación cerca de la pared del pozo.

Se sigue entonces que para estimar la capacidad productiva, es esencial un conocimiento detallado de la descripción del yacimiento y una comprensión propia de la geología e hidrodinámica de la región de drene alrededor de un pozo horizontal (dentro de la zona de aceite, incluyendo cualquier acuífero asociado). La viscosidad (temperatura) del aceite

---

---

---

---

desempeña un papel importante mediante la cual se origina la interdigitación viscosa y se limita el barrido volumétrico por el agua invasora.

### **III.1.5. Factores de recuperación.**

Una vez que se ha estimado el volumen drenado, el siguiente paso a estimar son los límites superior e inferior de los factores de recuperación para el drenado mediante pozos horizontales.

Un entendimiento del comportamiento de pozos verticales en el mismo yacimiento en términos de los mecanismos de producción dominantes y de los factores que limitan la producción proporciona datos importantes para el comportamiento de la productividad de pozos horizontales. Como se dijo previamente, algunas características ayudarían a mejorar la producción, en tanto que otras quizás obstruirían la eficiencia de drenado. Las tres listas siguientes proporcionan algunas de las características más importantes.

#### **1.- Características que mejoran el drene:**

- \* Aumento del volumen drenado
  - \* Heterogeneidades dentro del área de drene; barreras al flujo del agua de fondo o gas dentro del pozo horizontal
  - \* Caída de presión reducida, la cual ayudará a moderar las restricciones de drene (por ejemplo conificación de gas, producción teóricamente perfecta).
  - \* Disminución efectiva del límite económico para el gasto de aceite (un pozo horizontal remplazando diversos pozos verticales).
- 
-



---

---

## 2.- Características que impiden el drene.

- \* Heterogeneidades (estratificación, barreras a un drene substancial en un mecanismo de empuje agotado, flujo de aceite en agua o inyección de gas)
- \* Regiones previamente drenadas del volumen extraíble, aceite que puede ser movido con dificultad (regiones no mojadas)
- \* Daño de las paredes del pozo (radio del pozo menos efectivo)
- \* Caídas de presión laterales (turbulencia, flujo multifásico, sedimentos o fragmentos presentes en el agujero) originando un drene efectivo solamente desde una parte del pozo.
- \* Trayectoria ondulable del pozo o "control del balance" (algunas secciones llegaran a tener contactos más cercanos de fluido o las cimas y bases de la zonas productoras; en algunos casos, algunas secciones de los pozos incluso estarán fuera de la zona productora, reduciéndose la longitud efectiva en una buena parte de esta zona).

3.- Por examinación de modelos geológicos e hidrodinámicos, algunas de las preguntas acerca del impacto no tanto de condiciones ideales como de factores de recuperación pueden aclararse. Estas preguntas podrían ser como se presentan a continuación.

- ¿ Están los intervalos pequeños contribuyendo al flujo total?
  - Si es así, ¿ continuarán siendo recargados adecuadamente?
  - ¿ Existe un daño más severo en ciertas partes del pozo?
- 
-

- 
- 
- ¿Podría una caída de presión lateral dentro del pozo restringir el drene de algunas partes del pozo?
  - ¿la infiltración remota del agua o gas sería asegurada por las rutas de flujo dominantes?
  - Una vez que el rompimiento por invasión de agua ocurre en cualquier lugar del pozo ¿restringiría seriamente el drene subsecuente por el pozo?

Una cuantificación de estos efectos en los factores de recuperación podría obtenerse mediante un estudio rápido de simulación de un sistema de producción burdo.

### **III.2 Determinación de reservas**

#### **III.2.1. Determinación de parámetros de las reservas**

Los parámetros promedio de las reservas serían difíciles de determinar sin la examinación estrecha de un modelo geológico de las región de drene alrededor de un pozo horizontal. Estos parámetros podrían ser la porosidad, la permeabilidad (con la orientación del pozo), caracterización del acuífero y del casquete de gas, Espesor productor neto, espesor superior o inferior del pozo en el caso de una trayectoria ondulada, ubicación de la cima y base del intervalo productor dentro de la región de drene, fracturas, longitud efectiva del pozo, presión del yacimiento, saturaciones, daño y longitudes de drene.

---

---

---

---

### **III.2.2. Elementos clave.**

Todos los elementos de la determinación de reservas para pozos horizontales son similares a aquellos aplicables a pozos verticales. No obstante, el análisis requerido es usualmente más riguroso debido al análisis detallado de la hidrodinámica del drene alrededor de cada pozo horizontal que debe incluirse.

El procedimiento es iterativo para asegurar la consistencia entre las reservas obtenidas de análisis volumétricos así como de perforación y todos los datos geológicos, del yacimiento y de producción disponible.

El procedimiento apela al juicio ingenieril relativo a los valores apropiados de parámetros a utilizarse para estimaciones de la capacidad productiva y la estimación de reservas, además requiere un conocimiento claro del mecanismo dominante de recuperación y de los parámetros que limitan la explotación de reservas del yacimiento mediante pozos convencionales. El posible esparcimiento de las condiciones lindantes del drene usando pozos horizontales se estima basándose en estos aspectos. Se requiere un modelo hidrodinámico para el área de drene que incorpore variaciones del yacimiento, situación actual de agotamientos y una visualización cualitativa de la distribución del flujo dentro del área de drene del pozo horizontal. Finalmente, la implicación de factores operativos y económicos en las reservas debe incluirse explícitamente.

---

---

---

---

### **III.2.3. Pasos involucrados en las determinaciones de reservas.**

El procedimiento propuesto involucra iteraciones de los siguientes puntos hasta que se logra una determinación adecuada:

1. Preparar un modelo geológico para la región de drene del pozo horizontal. El modelo puede sugerir preguntas relativas a las fronteras, los límites del área de drene debidos a cualquier barrera al flujo, heterogeneidades y cambios de facies, contactos de fluidos, anisotropía, tendencias direccionales, orientación de fracturas más comunes micro fracturas y área de interés.
  2. Preparar un modelo hidrodinámico cualitativo incorporando datos del estado actual de drene, la trayectoria del pozo, la presión y la distribución de la saturación previos a la construcción del pozo horizontal, la región efectiva de drene y la distribución de la presión alrededor del pozo, incluyendo cualquier interferencia posible con pozos cercanos.
  3. Obtener estimaciones de varios parámetros de drene y reservas como el espesor productor efectivo, forma del área de drene, áreas de interés longitud de drene, porosidad, distribución de la presión, distribución de la saturación, compresibilidad, permeabilidad,  $K_H/K_V$ , y daño.
- 
-

- 
- 
4. Estimar los hidrocarburos in situ en el volumen de drene y el grado de incertidumbre asociada.
  
  5. Estimar el grado de factores de recuperación para pozos horizontales a partir de datos basados en factores de recuperación para drenes convencionales, y el esparcimiento posible de parámetros que controlan la producción. La importancia de varias influencias deberán cuantificarse usando un simulador de red productiva burda o juicio ingenieril.
  
  6. Estimar la productividad inicial a partir de caídas de presión estimadas, permeabilidad (vertical como horizontal), compresibilidad y saturaciones. Eficiencia de producción corriente o datos de prueba de presión pueden utilizarse para validar la estimación de varios parámetros.
  
  7. Estimar el pronóstico de producción para la situación específica. Los datos de capacidad productiva, ecuaciones, balance de materia y resultados de simulación, si están disponibles, pueden usarse para validar la declinación de la capacidad de producción. En ausencia de mejores datos, la productividad inicial junto con las reservas volumétricas pueden usarse para estimar la capacidad productiva. Estos datos pueden alimentar análisis económicos para obtener aspectos económicos de las reservas. Dependiendo de la situación, las curvas de gastos contra tiempo, de gasto contra producción acumulada, de relación de volúmenes y volumen acumulado de gas o agua contra aceite o gas acumulado pueden ayudar a determinar las reservas.
- 
-

---

---

Debe tenerse precaución para averiguar si existe una historia adecuada, si la eficiencia de producción se determina por factores geológicos y del yacimiento únicamente, así la capacidad productiva es consistente con los mecanismos conocidos.

Donde la incertidumbre es alta, el pronóstico de producción podría basarse en estimaciones de la productividad inicial y reservas determinadas volumétricamente.

8. Identificar cualquier mejoramiento potencial para las reservas debido a cambios operativos prudentes, nuevas terminaciones, infraestructura o reacondicionamiento de equipo. Entonces pueden usarse estos datos para refinamientos adicionales del pronóstico de producción. Otro ajuste de mayor calidad podría requerirse debido a la interferencia con pozos de compensación, en caso de poder establecer dicha interferencia a partir de sus eficiencias productivas.
  9. Asegurar consistencia entre las reservas basadas por determinación volumétrica y pronósticos de producción. Se requieren unas cuantas iteraciones para lograrlo.
  10. Evaluar el grado de incertidumbre en las estimaciones de las reservas y niveles relevantes de confianza. Esto dependerá del control geológico, de la cantidad de datos de la historia del yacimiento, del éxito del diagnóstico benéfico o de las
- 
-

---

---

soluciones en la operación y del periodo de tiempo, durante el cual el pozo horizontal ha estado produciendo.

---

---

---

---

## Conclusiones Y Recomendaciones

En función al desarrollo del presente trabajo se obtuvieron las siguientes conclusiones

- Una forma práctica para evaluar la recuperación final de aceite en un pozo horizontal es utilizar las curvas de declinación propuestas por Poon, las cuales son para diferentes configuraciones de pozo y condiciones delimitantes del yacimiento. Las ventajas de estas curvas radican en que no es necesario conocer el radio de drene de un pozo horizontal.
  - Los elementos para la determinación de reservas en pozos horizontales son similares a aquellos aplicables a pozos verticales. Sin embargo, el análisis requerido es más riguroso debido al análisis de la hidrodinámica del drene alrededor de cada pozo.
  - Se deben considerar, en la determinación de reservas en pozos horizontales, las características que ayudarían a mejorar la producción (Aumento de volumen drenado, heterogeneidades en el área de drene que sirven de barreras para el flujo de agua o gas, una caída de presión reducida y la disminución del límite económico para el gasto de aceite), así como las que impiden el drene (heterogeneidades, regiones previamente drenadas, daño, caídas de presiones laterales y una trayectoria ondulable de pozo).
  - Se presenta un método propuesto por el Instituto Canadiense del Petróleo para estimar las reservas en pozos horizontales, el cual pudiera ser empleado para cuando el yacimiento esté muy bien caracterizado y se cuente con un modelo de simulación, en caso contrario se recomienda emplear el modelo de Poon.
- 
-



## ANEXO A

Poon desarrolló curvas de declinación de producción para predecir la productividad de un pozo horizontal bajo varias condiciones limitantes o de fronteras de yacimiento. Las ventajas de utilizar estas curvas se basan principalmente en que no se requiere que asuman el radio de drene en un pozo horizontal. Las curvas pueden utilizarse para predecir el gasto como función del tiempo y para estimar la recuperación final a partir de un yacimiento previamente delimitado; de la misma forma, las curvas de declinación de producción pueden fácilmente desarrollarse para diferentes configuraciones del pozo y diferentes condiciones delimitantes del yacimiento utilizando las funciones de Green.

La figura A.1 muestran curvas de declinación de presión para un yacimiento infinito para las cuales, el gasto de producción y el tiempo adimensional están definidas por:

$$q_D = \frac{1842.63q\mu B}{K_y h(P_i - P_{wf})} \dots\dots\dots( 1 )$$

$$t_{Dwf} = \frac{3.6 * 10^{-6} K_y t}{\phi \mu C_f X_f^2} \dots\dots\dots( 2 )$$

El parámetro LD es igual a la relación de la mitad de la longitud del pozo horizontal respecto del espesor de la formación para un yacimiento isotrópico se observan que el gasto de producción se incrementa cuando aumenta las longitudes del pozo horizontal. Este efecto parece ser muy significativo durante periodos de producción iniciales. de la definición LD puede verse que la productividad del pozo es inversamente proporcional al espesor de la formación y directamente proporcional a la raíz

cuadrada de la permeabilidad vertical  $L_D = \frac{X_f}{h} \sqrt{\frac{K_z}{K_y}}$ . Para  $L_D=50$  el pozo

horizontal es muy largo en comparación con el espesor productivo y se comportaría como una fractura única.

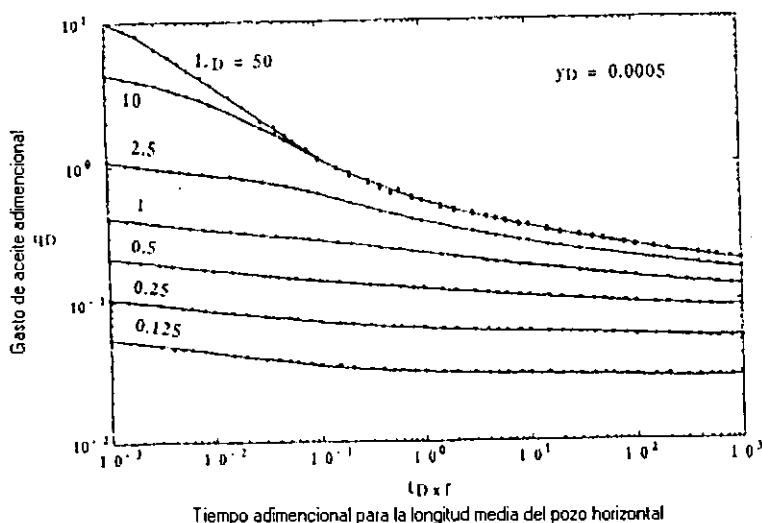


Figura A.1 Curvas de declinación de un pozo horizontal en un yacimiento infinito

En la figura A.2, la relación de productividad se define como la relación de la productividad del pozo horizontal respecto a la de un pozo vertical totalmente perforado. Debido a heterogeneidades y posibles restricciones en la paredes del pozo la longitud efectiva del pozo horizontal podría ser menor a la longitud total del pozo. Por lo tanto para  $L_D=0.125$ , la productividad en un pozo horizontal es menor a la de un pozo vertical totalmente perforado. Y para  $L_D=1$  sería aproximadamente a la producción a la de un pozo vertical totalmente

perforado, Para  $LD=50$  la productividad de un pozo horizontal converge a un máximo que es equivalente a tener una sola fractura vertical.

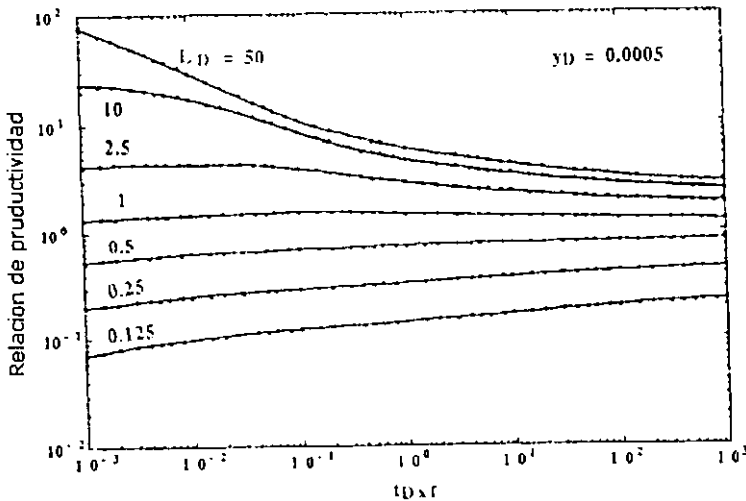


Figura A.2 Relación de productividad de un pozo horizontal en un yacimiento infinito.

La figura A.3 muestra una grafica de gasto adimensional contra la producción acumulativa adimensional para un pozo horizontal localizado en un yacimiento limitado las curvas de declinación se desarrollaron para un patrón cuadrado con una relación  $X_e/X_f$  que varía de 1 a 20. Los resultados muestran que los gastos de producción disminuyen muy rápido una vez que la presión final ha alcanzado la presión de flujo pseudoestacionario. Conforme el espaciamento del pozo aumenta la productividad se aproxima a la productividad horizontal en un yacimiento infinito.

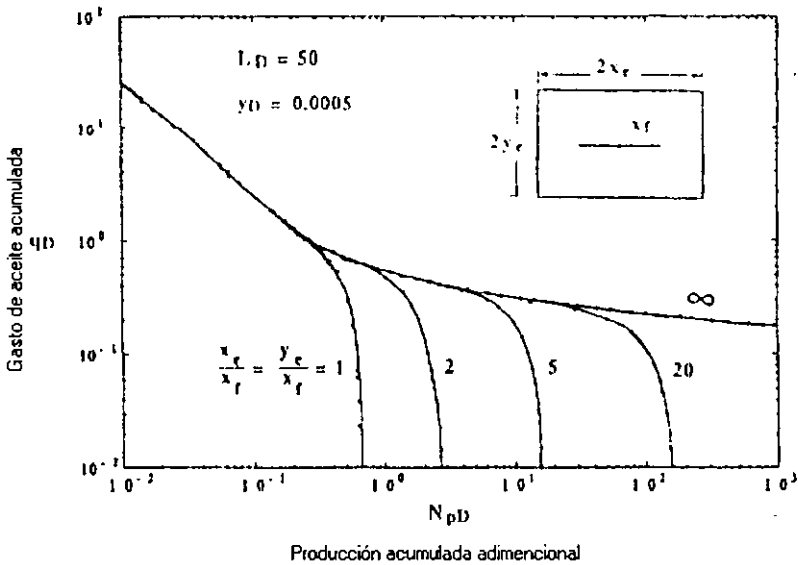


Figura A.3 Curvas de declinación para un pozo horizontal en un yacimiento infinito.

La figura A.4 muestra el efecto de la relación de aspecto en la productividad de un pozo horizontal. La relación de aspecto se define como la relación de la longitud respecto de la amplitud de un patrón rectangular. Las curvas de declinación se desarrollaron para un patrón rectangular con la longitud del pozo horizontal igual a su longitud completa ( $X_e/X_f=1$ ). La amplitud del patrón del pozo ( $Y_e/X_f$ ) se incrementa de 1 a 20. Se nota que el incremento únicamente de la amplitud en patrón rectangular nunca dará como resultado la misma productividad de un pozo horizontal en un yacimiento infinito, así el tamaño óptimo y la forma del patrón del pozo horizontal puede determinarse de curvas de declinación de producción variando las relaciones de aspecto

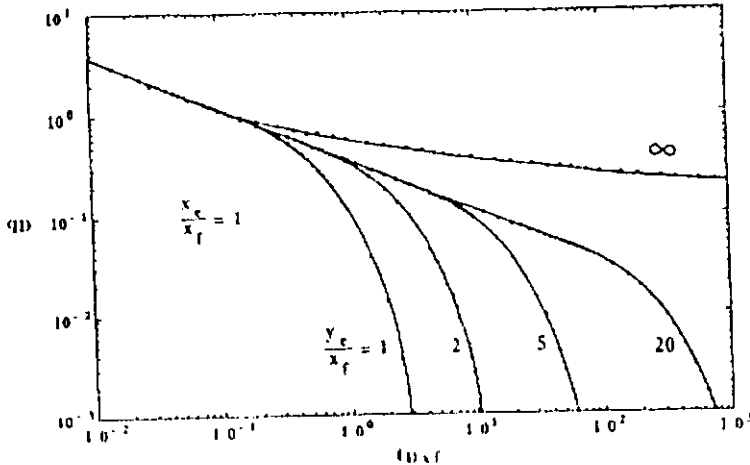


Figura A.4 Efecto de la relación de aspecto en la productividad de un pozo horizontal en un yacimiento infinito..

Tomando como referencia los valores de las variables del artículo de Poon<sup>2</sup>, así como su ejemplo.

Lo que significa cada una de las variables se encuentra al final de este anexo.

Para realizar un pronóstico de producción con método de Poon, deben utilizarse curvas de declinación de producción para predecir el gasto de un pozo horizontal como función del tiempo. Para este fin, primero se calcula el tiempo adimensional considerando el periodo de producción deseado,

$$t_{Dwf} = \frac{3.6 \cdot 10^{-6} K_y t}{\phi \mu c_i X_f^2} = \frac{(3.6 \cdot 10^{-6})(0.01)(24 \cdot 365)}{(0.06)(0.02)(4 \cdot 10^{-5})(305^2)} = 0.07062$$

Además, el parámetro de la posición adimensional del pozo en la dirección  $y$ , ( $y_D$ ), utilizando el radio del pozo ( $r_w$ ), y la mitad de la longitud del pozo horizontal ( $X_f$ ):

$$y_D = \frac{r_w}{x_f} = \frac{0.1525}{305} = 0.0005$$

Usando datos del pozo, el parámetro de la longitud adimensional horizontal del pozo, también se calcula:

$$L_D = \frac{X_f}{h} \sqrt{\frac{K_z}{K_y}} = \frac{305}{6} = 50$$

Se lee  $q_D$  de la figura A.1 y el gasto correspondiente se obtiene con la ecuación siguiente:

$$q = \frac{K_y h q_D (P_i - P_{wf})}{1842.63 \mu B} = \frac{(0.01)(6)(1.2)(20700)}{(1842.63)(0.02)(0.9)} = 44.9357 \cong 45 \text{ m}^3/\text{día}$$

Con el fin de estimar la recuperación final de un pozo horizontal en un yacimiento limitado, debe asumirse un gasto final de producción y calcularse el parámetro de gasto adimensional con la ecuación siguiente:

$$q_D = \frac{1842.63 q \mu B}{K_y h (P_i - P_{wf})} = \frac{(1842.63)(1.5)(0.02)(0.9)}{(0.01)(6)(20700)} \cong 0.04$$

A partir de la figura A.4 se estima  $N_{pD}$  para  $X_e/X_f = 1$ . Por ultimo la recuperación final a partir de un pozo horizontal esta dada por la ecuación:

$$N_p = \frac{N_{pD} h \phi c_t X_f^2 (P_i - P_{wf})}{0.1592 B}$$

$$N_p = \frac{(0.6)(6)(0.06)(4 \cdot 10^{-5})(305^2)(20700)}{(0.1592)(0.9)} = 1.16117 \cdot 10^5 m^3$$

En donde:

- B = Factor de volumen,  $m^3/m^3$ .
- $C_t$  = Compresibilidad total de fluido,  $kPa^{-1}$ .
- $\phi$  = Porosidad en fracción.
- h = Espesor de la formación.
- $K_x$  = Permeabilidad en la dirección x.
- $K_y$  = Permeabilidad en la dirección y.
- $K_z$  = Permeabilidad en la dirección z.
- $L_D$  = Longitud del pozo adimensional.
- $\mu$  = Viscosidad,  $mPa \cdot S$ .
- $N_p$  = Producción acumulada,  $m^3$ .
- $N_{pD}$  = Producción acumulada adimensional.
- $P_i$  = Presión inicial del yacimiento, kPa.
- $P_{wf}$  = Presión del fondo fluyendo, kPa.
- q = Gasto de aceite,  $m^3/día$ .
- qD = Gasto de aceite adimensional.
- $r_w$  = radio de la boca del pozo.

---

---

$t$  =Tiempo en horas.

$t_{DXf}$  =Tiempo adimensional para longitud media del pozo horizontal

$X_f$  =Longitud media del pozo horizontal, m.

$y_d$  =Posición en la dirección  $y$ .

---

---



---

---

## Glosario

**Anticlinal:** Configuración de un paquete de rocas que se pliegan, y en la que las rocas se inclinan en dos direcciones diferentes a partir de una cresta.

**Aceite:** Porción de petróleo que existe en fase líquida en los yacimientos y permanece así en condiciones base de presión y temperatura. Puede incluir pequeñas cantidades de sustancias que no son hidrocarburos producidos con los líquidos, tiene una viscosidad menor o igual a 10,000 centipoises, a la temperatura original del yacimiento y presión atmosférica, y libre de gas (estabilizado).

**Área probada:** Proyección en planta de la parte conocida del yacimiento.

**Área probada desarrollada:** Proyección en planta de la extensión drenable por los pozos existentes en un yacimiento.

**Área probada no desarrollada:** Proyección en planta de la extensión drenable por pozos futuros en un yacimiento.

**Basamento:** Zócalo o base de una secuencia sedimentaria, compuesta por rocas ígneas o metamórficas.

**Bitumen:** Porción de petróleo que existe en los yacimientos en fase semisólida o sólida. En su estado natural generalmente contiene azufre, metales y otros compuestos que no son hidrocarburos. El bitumen natural tiene una viscosidad mayor de 10,000 centipoises, medido a la

---

---

---

---

temperatura original del yacimiento y presión atmosférica y libre de gas. Generalmente, requiere tratamiento antes de someterlo a refinación.

**Bombeo neumático:** Sistema artificial que se utiliza en los pozos para aligerar la columna hidrostática a través de la inyección de gas hidrocarburo.

**Complejo:** Serie de campos que comparten instalaciones superficiales comunes.

**Condensados:** Líquidos del gas natural constituidos principalmente por pentanos y componentes de hidrocarburos más pesados.

**Cuenca:** Receptáculo donde se deposita una columna sedimentaria y que comparte en varios niveles estratigráficos una historia tectónica común.

**Dómica:** Estructura geológica que presenta una forma o relieve de apariencia semiesférica.

**Espaciamiento:** Distancia óptima entre los pozos productores de hidrocarburos de un campo para que no exista interferencia de producción entre ellos.

**Evaporitas:** Formaciones sedimentarias compuestas principalmente por sal, anhidrita o yeso, resultado de la evaporación en zonas cercanas a la costa.

**Espesor neto:** Resulta de restar al espesor total las porciones que no tienen posibilidades de producir hidrocarburos.

---

---

---

---

**Espesor total:** Espesor desde la cima de la formación de interés hasta un límite vertical determinado por un nivel de agua o por un cambio de formación.

**Factor de compresibilidad del gas:** Relación que existe entre el volumen de un gas real y el volumen de un gas ideal. Es una cantidad adimensional que varía usualmente entre 0.7 y 1.2.

**Factor de encogimiento por eficiencia en el manejo**

(Feem): Fracción por la que se debe afectar el volumen de gas natural debido al autoconsumo y falta de capacidad en el manejo del gas (quemado). Se obtendrá de la estadística de producción del último periodo semestral del manejo del gas en el área correspondiente al campo en estudio.

**Factor de encogimiento por impurezas (Fei):** Fracción por la que se afecta el volumen del gas natural del yacimiento cuando éste contiene impurezas (compuestos de azufre, bióxido de carbono, nitrógeno, etc.), para obtener el gas húmedo. Se calcula a partir de la composición molar del gas del yacimiento.

**Factor de encogimiento por licuables en plantas (Felp):** Fracción por la que se debe afectar el volumen de gas a entregar a plantas debido a los licuables que contiene para obtener el gas seco. Se determinará preferentemente del análisis molar del gas del yacimiento con datos actualizados de eficiencia de las plantas de proceso de gas.

**Factor de encogimiento por licuables en el transporte (Felt):** Fracción por la que se debe afectar el volumen de gas natural debido a

---

---

---

---

los licuables que se obtienen en el transporte a plantas. Se determinará preferentemente a partir de la composición molar del gas separado de una muestra de fondo a la presión de saturación.

**Factor de equivalencia del gas seco a líquido (Fegsl):**

Factor utilizado para relacionar el gas seco a su equivalente líquido. Se obtiene a partir de la composición molar del gas del yacimiento, considerando los poderes caloríficos unitarios de cada uno de los componentes y el poder calorífico del líquido de equivalencia.

**Factor de recuperación:** Es la relación existente entre el volumen original de aceite, o gas, a condiciones atmosféricas y la reserva original de un yacimiento.

**Factor de recuperación de condensados (Frc):** Factor utilizado para obtener las fracciones líquidas que se recuperan del gas natural en las instalaciones superficiales. Se determinará preferentemente a partir de la composición molar del gas separado de una muestra de fondo a la presión de saturación. También, en forma provisional, se podrá obtener a partir de la relación obtenida de una prueba de producción con unidad portátil.

**Factor de recuperación de líquidos en plantas (Frlp):**

Factor utilizado para obtener las porciones líquidas que se recuperan en planta del gas natural. Se determinará, preferentemente, a partir de la composición molar del gas separado de una muestra de fondo a la presión de saturación, considerando la eficiencia de recuperación de las plantas de proceso.

---

---

---

---

**Factor de resistividad de la formación:** Relación de la resistividad de una roca saturada 100% con agua salada dividida entre la resistividad del agua que la satura.

**Factor de volumen:** Factor que relaciona la unidad de volumen de fluido en el yacimiento con la unidad de volumen en la superficie. Se tienen factores de volumen para el aceite, para el gas, para ambas fases, y para el agua. Se pueden medir directamente de una muestra, calcularse u obtenerse por medio de correlaciones empíricas.

**Falla:** Superficie de ruptura de las capas geológicas a lo largo de la cual ha habido movimiento diferencial.

**Gas asociado:** Gas natural que se encuentra en contacto y/o disuelto en el aceite crudo del yacimiento. Este puede ser clasificado como gas de casquete (libre) o gas en solución (disuelto).

**Gas asociado libre:** Gas asociado libre o gas de casquete, es el gas natural que sobreyace y está en contacto con el aceite crudo en el yacimiento.

**Gas asociado en solución o disuelto:** Gas natural disuelto en el aceite crudo del yacimiento, bajo las condiciones de presión y de temperatura que prevalecen en él.

**Gas húmedo:** Mezcla de hidrocarburos que se obtiene del proceso del gas natural, del cual le fueron eliminadas las impurezas o compuestos que no son hidrocarburos, y cuyo contenido de componentes más pesados que el metano es en cantidades tales que permite su proceso comercial.

---

---

**Gas natural:** Porción de petróleo que existe en los yacimientos en fase gaseosa o en solución en el aceite, y que a condiciones atmosféricas permanece en fase gaseosa. Este puede incluir algunas impurezas o sustancias que no son hidrocarburos (ácido sulfhídrico, nitrógeno o dióxido de carbono).

**Gas no asociado:** Gas natural que se encuentra en yacimientos que no contienen aceite crudo.

**Gas seco:** Gas natural que contiene cantidades insignificantes de hidrocarburos más pesados que el metano como para extraerlos en forma comercial, o tener que removerlos para que pueda ser utilizado como un gas combustible. También se obtiene de las plantas de proceso.

**Gas seco equivalente a líquido:** Volumen de aceite crudo que por su poder calorífico equivale al volumen del gas seco.

**Graben:** Fosa o depresión formada por procesos tectónicos, limitada por fallas de tipo normal.

**Hidrocarburos:** Compuestos químicos constituidos completamente de hidrógeno y carbono.

**Índice de hidrocarburos:** Cantidad de hidrocarburos que contiene el yacimiento por unidad de área.

---

---

---

---

**Kerógeno:** Materia orgánica insoluble dispersa en las rocas sedimentarias que producen hidrocarburos cuando se somete a un proceso de destilación

**Líquidos en plantas:** Líquidos del gas natural recuperados en plantas de procesamiento de gas, consistentes de etano, propano y butano principalmente.

**Límite convencional:** Aquel establecido de acuerdo al grado de conocimiento que se tenga de los datos geológicos, geofísicos o de ingeniería del yacimiento.

**Límite físico:** Aquel definido por algún accidente geológico (fallas, discordancias, cambio de facies, cimas y bases de las formaciones, etc.), contactos entre fluidos, o por disminución hasta límites críticos de porosidad, permeabilidad, o por el efecto combinado de estos parámetros.

**Limolita:** Roca sedimentaria de depósito fino, que es transportada por acción del agua, y cuya granulometría está comprendida entre las arenas finas y las arcillas.

**Metamórfico:** Grupo de rocas resultantes de la transformación que sucede generalmente a grandes profundidades por presión y temperatura. Las rocas originales puedan ser sedimentarias, ígneas o metamórficas.

**Nariz estructural:** Término empleado en la geología estructural para definir una forma geométrica en forma de saliente a partir de un cuerpo principal.

---

---

---

---

**Petróleo:** Mezcla que se presenta en la naturaleza compuesta predominantemente de hidrocarburos en fase sólida, líquida o gaseosa.

**Petróleo crudo equivalente (pce):** Suma del aceite crudo, condensado, líquidos de plantas y gas seco equivalente a líquido.

**Permeabilidad:** Facilidad de una roca para dejar pasar fluidos a través de ella. Es un factor importante que clasifica si un yacimiento es o no de buenas características productoras.

**Permeabilidad absoluta:** Capacidad de conducción, cuando únicamente un fluido está presente en los poros.

**Permeabilidad relativa:** Descripción del flujo en dos o tres fases de fluidos a través de rocas porosas.

**Play:** Grupo de prospectos de campo que comparten similitudes geológicas y donde el yacimiento y la trampa controlan la distribución del aceite y gas.

**Porosidad:** Relación entre el volumen de poros existentes en una roca con respecto al volumen total de la misma. Es una medida de la capacidad de almacenamiento de la roca.

**Porosidad efectiva:** Fracción que se obtiene de dividir el volumen total de poros comunicados, entre el volumen total de roca.

**Presión capilar:** Es una fuerza por unidad de área, resultado de las fuerzas superficiales a la interfase entre dos fluidos.

---

---



---

---

**Presión de abandono:** Presión hasta la que se considera económicamente factible llevar a explotación un yacimiento.

**Presión de saturación:** Presión a la cual, se forma la primera burbuja de gas, al pasar de la fase líquida a la región de dos fases.

**Presión de rocío:** Presión a la cual se forma la primera gota de líquido, al pasar de la región de vapor a la región de dos fases.

**Presión original:** Presión que prevalece en un yacimiento que no ha sido explotado y se le denomina original del yacimiento. Es la que se mide en el pozo descubridor de una estructura productora.

**Proyecto piloto:** Proyecto que se lleva a cabo en un pequeño sector representativo de un yacimiento, en donde se efectúan pruebas similares a las que se llevarían a cabo en toda el área del yacimiento. El objetivo es recabar información y/o obtener resultados que puedan ser utilizados como base de estudios convencionales o de simulación matemática de todo el yacimiento.

**Radio de drene:** Distancia desde la que se tiene flujo de fluidos hacia el pozo, es decir, hasta la cual llega la influencia de las perturbaciones ocasionadas por la caída de presión.

**Recuperación secundaria:** Se refiere a técnicas de extracción adicional de petróleo después de la recuperación primaria. Esta incluye inyección de agua, o gas con el propósito en parte de mantener la presión del yacimiento.

---

---

---

---

**Recuperación primaria:** Extracción del petróleo utilizando únicamente la energía natural disponible en los yacimientos para mover los fluidos, a través de la roca del yacimiento hacia los pozos.

**Recurso:** Volumen total de hidrocarburos existente en las rocas del subsuelo. También conocido como volumen original.

**Recurso descubierto:** Volumen de hidrocarburos del cual se tiene evidencia a través de los pozos perforados.

**Recurso no descubierto:** Volumen de hidrocarburos con incertidumbre, pero cuya existencia se infiere en cuencas geológicas a través de factores favorables, resultantes de la interpretación geológica, geofísica y geoquímica y se subdivide en recursos posibles y potenciales.

**Regresión:** Término geológico utilizado para definir el levantamiento de una parte del continente sobre el nivel del mar, como resultado de un ascenso del continente o de una disminución del nivel del mar

**Relación gas-aceite:** Relación de la producción de gas del yacimiento a la producción de aceite, medidos a la presión atmosférica.

**Relación gas disuelto aceite:** Relación del volumen de gas que está disuelto en el aceite comparado con el volumen de aceite que lo contiene. Esta relación puede ser original ( $R_{si}$ ) o instantánea ( $R_s$ ).

**Reserva remanente:** Volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas, que queda por producirse económicamente de un yacimiento a determinada fecha, con las técnicas de explotación

---

---

---

---

aplicables. En otra forma, es la diferencia entre la reserva original y la producción acumulada de hidrocarburos en una fecha específica.

**Reservas de hidrocarburos:** Volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas, que será producido económicamente con cualquiera de los métodos y sistemas de explotación aplicables a la fecha de la evaluación.

**Reserva original:** Volumen de hidrocarburos a condiciones atmosféricas, que se espera recuperar económicamente con los métodos y sistemas de explotación aplicables a una fecha específica. También se puede decir que es la fracción del recurso que podrá obtenerse al final de la explotación del yacimiento.

**Reserva posible:** Volúmenes de hidrocarburos en donde el análisis de datos geológicos y de ingeniería sugieren que son menos probables de ser comercialmente recuperables que las reservas probables. En este contexto, cuando métodos probabilísticos utilizan, el término posible implica que se tiene una probabilidad de al menos 10% de que las cantidades actualmente recuperadas serán iguales o mayores que la suma de reservas estimadas probadas más probables más posibles.

**Reserva probable:** Reservas no probadas cuyo análisis de datos geológicos y de ingeniería sugieren que son más tendientes a ser que a no ser comercialmente recuperables. Para los métodos probabilísticos esto implica que se tendrá una probabilidad de al menos 50 por ciento de que las cantidades actualmente recuperadas serán iguales o mayores que la suma de las reservas estimadas probadas más probables.

---

---

---

---

**Reserva probada:** Volúmenes de hidrocarburos o sustancias asociadas evaluadas a condiciones atmosféricas, las cuales por análisis de datos geológicos y de ingeniería se estima con razonable certidumbre que serán comercialmente recuperables a partir de una fecha dada proveniente de yacimientos conocidos y bajo condiciones actuales económicas, métodos operacionales y regulaciones gubernamentales. Dicho volumen está constituido por la reserva probada desarrollada y la reserva probada no desarrollada. Cuando se utilizan métodos probabilísticos, el término probado implica que se tiene una probabilidad de al menos 90% de que las cantidades actualmente recuperadas sean mayores o iguales a las reservas estimadas.

**Reservas probadas desarrolladas:** Reservas que se espera sean recuperadas de los pozos existentes incluyendo las reservas atrás de la tubería, que pueden ser recuperados con la infraestructura actual mediante trabajo adicional con costos moderados de inversión. Las reservas asociadas a procesos de recuperación secundaria y/o mejorada serán consideradas desarrolladas cuando la infraestructura requerida para el proceso esté instalada o cuando los costos requeridos para ello sean menores. Se consideran en este renglón, las reservas en intervalos terminados los cuales están abiertos al tiempo de la estimación, pero no han empezado a producir por condiciones de mercado, problemas de conexión o problemas mecánicos, y cuyo costo de rehabilitación es relativamente menor.

**Reservas probadas no desarrolladas:** Volumen que se espera producir por medio de pozos productores sin instalaciones actuales y de pozos futuros. Se podrá incluir la reserva estimada de los proyectos de recuperación mejorada, con prueba piloto, que se han anticipado con

---

---

---

---

alto grado de certidumbre, en yacimientos favorables a este método de explotación.

**Reservas no probadas:** Volúmenes de hidrocarburos y sustancias asociadas, evaluadas a condiciones atmosféricas que resultan de la extrapolación de las características y parámetros del yacimiento mas allá de los límites de la razonable certidumbre, o de suponer pronósticos de aceite y gas con escenarios tanto técnicos como económicos que no son los que están en operación o con proyecto.

**Reservas técnicas:** Producción acumulada derivada de un pronóstico de producción en donde no hay aplicación de criterios económicos.

**Saturación de fluidos:** Porción del espacio poroso ocupado por un fluido en particular. En los yacimientos petrolíferos pueden existir diferentes fluidos: aceite, gas y agua.

**Segregación gravitacional:** Mecanismo de empuje en el cual parte del gas liberado del aceite, forma o contribuye al agrandamiento de un casquete de gas en la parte culminante de la estructura, y aumenta la eficiencia total de desplazamiento.

**Trampa:** Término empleado en geología para definir un yacimiento petrolífero con una geometría que permite la concentración de los hidrocarburos y lo que mantiene en condiciones hidrodinámicas propicias e impide que estos escapen.

**Transgresión:** Término geológico utilizado para definir la sumersión bajo el nivel del mar de una parte del continente, como resultado de un descenso del continente o de una elevación del nivel del mar.

---

---

**Volumen original del petróleo o aceite:** Cantidad de petróleo o aceite que se estima existe originalmente en el yacimiento y está confinado por límites geológicos y de fluidos.

**Volumen original de gas:** Cantidad de gas que se estima existe originalmente en el yacimiento y está confinado por límites geológicos y de fluidos.

**Yacimiento:** Unidad del subsuelo constituida por roca permeable que contiene petróleo y agua, conformando un solo sistema.

---

---

---



---

**Nomenclatura**

- Feem = Factor de eficiencia en el manejo.
- Bg = Factor de volumen del gas  $\frac{m_g^3 @ c.y.}{m_g^3 @ c.s.}$
- Bo = Factor de volumen del aceite.  $\frac{m_o^3 @ c.y.}{m_o^3 @ c.s.}$
- Bt = Factor de volumen de la fase mixta (aceite y gas).  
 $\frac{m_o^3 + m_g^3 @ c.y.}{m_g^3 @ c.s.}$
- Bw = Factor de volumen del agua  $\frac{m_w^3 @ c.y.}{m_w^3 @ c.s.}$
- Feí = Factor de encogimiento por impurezas.
- Felp = Factor de encogimiento por licuables en plantas.
- Felt = Factor de encogimiento por licuables en el transporte.
- Frc = Factor de recuperación de condensados.
- Frlp = Factor de recuperación de líquidos en plantas.
- Frit = Factor de rendimiento de licuables en planta.
- G = Volumen original de gas @ c.s.
- Kh = Permeabilidad Horizontal (mD).
- Kv = Permeabilidad Vertical (mD).
- m = Relación del volumen original de gas  $m_g^3 @ c.y.$  al  
volumen original de aceite  $m_o^3 @ c.y.$
- N = Volumen original de aceite  $m_o^3 @ c.s.$
- Np = Producción acumulada de aceite  $m_o^3 @ c.s.$
- pce = Petróleo crudo equivalente.
- R<sub>eh</sub> = Radio de drenaje horizontal (ft).
- R<sub>ev</sub> = Radio de drenaje vertical (ft).

**ESTA TESIS NO SALE  
DE LA BIBLIOTECA**

---

---

---

Rp = Relación gas aceite acumulada  $\frac{m_g^3 @ c.s.}{m_o^3 @ c.s.}$ .

Rs = Relación de solubilidad  $\frac{m_g^3 @ c.s.}{m_o^3 @ c.s.}$ .

Rsi = Relación gas aceite instantánea  $\frac{m_g^3 @ c.s.}{m_o^3 @ c.s.}$ .

We = Entrada acumulada de agua al yacimiento  $m_w^3 @ c.y.$

Wp = Producción acumulada de agua  $m_w^3 @ c.s.$

---

---



---

---

**REFERENCIAS**

1. Joshi, S.D. Horizontal Well technology. 1991 Pennwell Publishing Co., Tulsa, OK, p. 34.
  2. Poon, D.C. "Decline Curves for predicting performance of Horizontal Well" JCPT, 1991 Vol. 30 No. 1, pp 77-81.
  3. Mutalik, P., y Joshi, S.D. "Decline Curve Analysis predicts oil Recovery from Horizontal Wells." O&GJ, Sep. 1992, pp 42-48
  4. Babu, D.K., Oden A.S. "productivity of a horizontal Well" SPE Reservoir Engineering, Vol. 4. No.4 Nov.1989, pp 417-421.
  5. Butler, R.M." The Potential for Horizontal Wells For Petroleum Production" JCPT, Vol. 28, No 3 May-Jun 1989, pp 39-47.
  6. Kuo, M.C.T."Correlations Rapidly Analyze Water Coning." O&GJ, Oct. 1989, pp 87-90.
  7. Butler R.M. y Suprunowicz, R. " Vertical confined Water Drive to Horizontal Well-Part 1: Water and Oil of equal densities " JCPT, Vol. 31, No 1, Jun 1992 pp 32-38.
  8. Bowers, B., y Bielecki, J. " Horizontal Oil Well: economics and Potential Impact on the Reserves and supply of Canadian convential Oil" Working Document, Horizontal Well Committee of the National Energy Board, Calgary, AB, Jun 1993.
- 
-

- 
- 
9. Chaperon, "Theoretical study of Coning Toward Horizontal and Vertical Wells in Anisotropic Formations" Paper presented at 61 st annual fall Meeting, SPE of AIME, New Orleans, LA, Oct. 1986, SPE 15377.
  10. Freeborn, R., Russell, B., y MacDonald, A.J. "South Jenner Horizontal Wells: A Water Coning Case Study." JCPT, 1990 Vol. 29, No. 3., pp 41-46.
  11. Heysel, M." Horizontal Well Performance the Dina Sandstone in the Provost Area of Alberta" Presented at Annual CIM Technical Meeting, Calgary, AB, Jun 1992 CIM-ATM 92-34
  12. Papatzcos, P., Herring, T.R., Martinsen, R., y Skjaeveland, S.M. "Cone Break-through time for Horizontal Wells." SPE Reservoir Engineering, Vol. 6, No. 3, Agu. 1991, pp. 311-328.
  13. Reisz, M.R. " Reservoir Evaluation of Horizontal Bakken Well Performance on the Southwestern Flank of the WILLISTON Basin." Paper presented at SPE International Meeting, Beijing, China, Mar. 1992, SPE 22389.
  14. Springer, S.J., Mutalik, P., Asgarpour, S., y singhal, A.K. 1991. "Risk analysis for Horizontal Wells." Paper presented at 4<sup>th</sup> Saskatchewan Symposium, CIM, Regina, SK, Oct. 1991, Paper No 13.
- 
-

- 
- 
15. Yang, W., y Wattenburger, R.A. "Watter Coning Correlations for vertical and horizontal Wells." Paper presented at 66<sup>th</sup> annual SPE technical conference and exhibition, Dallas, TX, Oct. 1991, SPE 22931
- 
-