



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“INGENIERÍA DE YACIMIENTOS APLICADA AL CÁLCULO DE LAS
RESERVAS DE HIDROCARBUROS”**

T E S I S

para obtener el título de:

INGENIERO PETROLERO

presentan:

**CLAUDIO OMAR FLORES TRUJILLO
CHRISTIAN RAMÍREZ RAMÍREZ**

DIRECTOR DE TESIS:

ING. RODRIGO ORANTES LÓPEZ

MENTOR DE PEMEX:

M.I. JOSÉ LUIS PÉREZ HERNÁNDEZ



CIUDAD UNIVERSITARIA, CD. MX, 2016



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.



AGRADECIMIENTOS

Christian Ramírez Ramírez

La elaboración de este trabajo, ha tenido diferentes etapas, las cuales han sido bastante tediosas y hasta cierto punto difíciles, y es, en ese momento de dificultad en donde el apoyo de las personas que están a tu lado y al pendiente de ti en las que encuentras la fortaleza necesaria para seguir a delante y concluir.

Gracias a **Dios y a la Virgen de Guadalupe** por permitirme concluir esta etapa académica, por encontrar en ellos la fortaleza espiritual y sobre todo por bendecirme con salud y protección.

A ti, que aunque ya no estás en persona siempre te llevo en mi corazón, por ser la persona más ejemplar que conozco, todo lo hiciste bien y como un verdadero hombre, eres mi mayor ejemplo, tu encaminas lo que deseo ser algún día, siempre te recuerdo, sobre todo en momentos difíciles de la vida, hago una pausa y me pongo a pensar qué harías tú. Eres el abuelito más padre que Dios me regalo. Por ti fue que retome los estudios y ahora este logro te lo dedico ti José Guadalupe Ramírez Ruíz (Pajose).

A mis padres Rodolfo y Esther que han inculcado, en mí, luchar y trabajar honradamente y con humildad por lo que se desee sea cual sea el sueño perseguirlo sin parar. Por su ejemplo y por su apoyo cotidiano, ese que solo es capaz de brindar un padre siempre sin esperar nada a cambio solo la satisfacción de ver a sus hijos progresar.

A mis hermanos Uriel y Alma, por alentarme en los momentos de flaqueza, por su apoyo y comprensión, por su tolerancia hacia el estrés ocasionado durante el proceso. Porque son mis amigos incondicionales bajo cualquier circunstancia.

A mis sobrinitos Mariana y Yael por que con su alegría siempre me relajaban cuando estaba de mal genio olvidándome que lo más importante es la familia, ellos me lo recordaban siempre, por ustedes y por tratar de ser un ejemplo para ustedes es que me intento esforzar día a día.

A Paulina por haber apostado todo por mí, por atreverte a vivir juntos aun a costa de conocer la adversidad, has estado ahí luchando y trabajando a mi lado para poder salir a delante, tu amor tu ternura y tu forma de ser conmigo hicieron que pudiera llegar a este momento siempre pensando en lograr algo mejor para disfrutarlo junto a ti. Soportaste tanto que hoy te agradezco por seguir a mi lado, te amo.



A mi abuelita Andrea García (Mandrea), por orientarme y por demostrarme que como su nieto siempre me apoyará bajo cualquier circunstancia, por su apoyo amor y comprensión, gracias a estos pilares ya somos más nietos profesionistas.

A mis tíos Miguel, Pepe, Mary, Ale, Totis, Rosy, Toño y Chelita por ser esa familia hermosa unida y con una visión de vida diferente, por mostrarnos a cada integrante, que la vida se vive mejor cuando uno se prepara sobre todo porque aprendemos a ser mejores humanos con nuestros semejantes. Gracias por que en cada etapa de mi vida han estado ahí, orientando, aconsejando y sobre todo regalando amor.

A todos mis primos y primas, en particular a Mike, Pollo y Tojo gracias carnales por apoyar y por todos los instantes vividos a su lado, la bola sigue rodando y siempre habrá más de 90 min para seguir pambleando y a Dianis por aconsejarme y animarme.

A mis abuelitos que aunque ya no están fueron excelentes personas conmigo Narciso y Martiana gracias abuelitos siempre los recordaré, a mi tío Genaro, porque siempre me alentó a seguir adelante, siempre al pendiente de mis avances, a mi primo Genaro por ser un ejemplo de superación y de lucha continua, a Ele por ser cómplice de tantas locuras, German por ayudarme en lo que necesité y al Wuawis.

A mi amigo y compañero de batallas Claudio Flores, porque hemos vivido experiencias incomparables, en donde tu estas yo estoy y viceversa. Gracias por todo el apoyo brindado carnal por motivarme a seguir y darle para adelante. Hemos concluido este trabajo que tanto nos costó pero nos hizo conocernos más y saber que nuestra amistad y compañerismo es bastante grande.

A Emmanuel, Alonso por su amistad incondicional y por todos los momentos que rodearon alrededor de la carrera, Kaleb porque juntos iniciamos este sueño y ya lo logramos tu como Ing en Telecom.

Amaury por ser siempre compartido con el conocimiento y leal, Cesar Cortes por todas esas clases amenas que nos rifamos, Xolet por tantas charlas y consejos, a todos los cuates Rafa, Tremary, Loera Daniel, Cesar, Bunbury, Lalo, Byron, Alan, Chaca, Dany, Catzin, por todos esos momentos que se quedan para el recuerdo.



Claudio Omar Flores Trujillo

Agradezco a Dios y a la Virgen de Guadalupe por darme salud, gracias por mostrarme el camino y darme las agallas suficientes para culminar esta etapa de mi vida, pero sobre todo, gracias por permitirme estar con las personas que más amo en la vida, mi familia.

Gracias también a la Universidad Nacional Autónoma de México por brindarme, a través de la Facultad de Ingeniería y todos los maestros que contribuyeron con mi formación, una educación de alta calidad.

Quiero agradecer, dedicar y compartir este trabajo y este logro con mis padres, Julio Flores Martínez y María Eugenia Trujillo Barraza, y decirles que no encuentro palabras adecuadas para agradecer todo el cariño que me dan, el apoyo, la confianza, por nunca dejarme caer, porque en todos los recuerdos bonitos que tengo ustedes siempre están presentes y sobre todo por darme los valores suficientes para ser una persona de bien, prometo hacer todo lo que este a mi alcance para no defraudarlos, los amo.

Hace algunos años también le prometí a una persona que me quiere mucho, terminar la carrera, sé que aún me quiere, que siempre me está viendo y me cuida, por eso quiero dedicarle a Julio Flores Delgado este trabajo, abuelito lo hicimos, te quiero mucho.

Gracias a mis hermanos Miranda Grecia Flores Trujillo y Brandon Mitza Flores Trujillo por ser mis confidentes, darme una palabra de aliento cuando la necesite y apoyarme en todo lo que les pedí, siempre estaré ahí para cuando ustedes me necesiten, los adoro hermanitos.

Gracias a José Trujillo, Socorro Barraza y Guillermina Delgado, mis abuelitos, por preocuparse por mí, por regalarme sus sabios consejos, desearme lo mejor y siempre estar al pendiente de mí, porque también ustedes quieren que cada día sea mejor persona y quieren verme triunfar, de igual modo quiero agradecer a mis tíos y a mis primos por ayudarme siempre.

Gracias a mis amigos Luis Bravo y Larissa Meza por escucharme y darme su apoyo, por divertirse y llorar conmigo y porque ustedes siempre han sido leales conmigo, saben que de mi parte tienen lo mismo y que siempre estaré para ustedes cuando me necesiten.

Gracias a mi amigo Christian Ramírez, por estar conmigo, apoyarme y alentarme en todas partes, en la escuela, en el deporte, en la fiesta y desde que empezamos este camino, en este momento vemos concluida una etapa complicada pero también bastante divertida, en donde nos dimos cuenta que en la adversidad se conocen a los verdaderos amigos, esto no se acaba aquí carnal.



Gracias a mis amigos de la Facultad de Ingeniería, Alonso, Emmanuel, Cesar Cortes, Tania, Loera, Julio, Dany, Tremari, Daniel, Byron, Omar, Amaury, Elí, Joaquín, Paco, Pity y Demian, por hacer de mi estancia en la escuela un lugar más ameno y agradable, por ayudarme dentro del salón y fuera de él, porque nos vamos a seguir viendo, pero este es un buen medio para darles las gracias por haberse convertido en mis carnales.



Agradecimientos Compartidos

A los Ingenieros que laboran en el piso 8 de la Torre de **Pemex**, en la Subdirección de Recursos y Reservas.

Al Subdirector, el Ingeniero José Alfonso Rodríguez Torres por darnos la oportunidad de realizar el servicio social en esta dependencia y por el apoyo recibido durante nuestra estancia, pues gracias a eso nuestra formación como ingenieros se complementó.

Al Gerente, el M. en I. José Luis Pérez Hernández por ser el mejor maestro que tuvimos y por permitirnos trabajar con usted, gracias por sus consejos, por las enseñanzas, por el tiempo que nos dedicó, gracias por ayudarnos a cubrir nuestras deficiencias y encaminarnos, por ser esa excelente persona, por su apoyo incondicional gracias Inge por todo lo que recibimos de su parte. Usted es un ejemplo de Ingeniero en toda la extensión de la palabra al que respetamos mucho y nuestro ejemplo a seguir, una persona a la cual admiramos y un excelente jefe.

Al Ingeniero Enrique Urzúa Pérez, por todos esos consejos que nos dio, por compartir su espacio para que tuviésemos un lugar donde trabajar, por compartir con nosotros sus conocimientos con gran paciencia, por dedicarnos su valioso tiempo, por esa calidez humana que lo distingue, nos demostró que además de ser un buen ingeniero es un excelente ser humano pero sobre todo gracias por su amistad.

A nuestro amigo el M. en I. Jorge Huescani Jiménez Bernal, por ser la parte mediadora que nos ayudó a realizar el servicio social en esta dependencia, gracias Inge por todo su apoyo por ayudarnos en cualquier cosa que necesitamos ya sea en la parte profesional y en la personal, gracias por todos esos momentos de diversión que pasamos a su lado, por ayudarnos con alguna parte del trabajo cuando los necesitábamos y por ser compartido con nosotros en todos los sentidos, por el apoyo y consejos que nos dio, así como la humildad que lo caracteriza, hacen de usted un verdadero amigo para nosotros.

Al Ingeniero Luis Manuel Fernández por su colaboración para la realización de esta tesis y por su amistad.

Al Ingeniero Fernando Flores por su colaboración y su enseñanza en una parte de este trabajo, gracias por la amistad que nos ofreció.

A los Ingenieros Ricardo Hinojosa, Martín Rosano, Felipe Centeno y Eduardo Reyes Theojares por sus aportaciones y el conocimiento compartido.



Gracias a cada uno de ustedes por contribuir en nuestro aprendizaje durante nuestra estadía en el inolvidable piso 8 de la Torre Ejecutiva de Pemex en la Subdirección de Recursos y Reservas.

A los Ingenieros que laboran en la empresa **Schlumberger** oficinas de Polanco.

A nuestro Director de tesis el Ingeniero Rodrigo Orantes López gracias por complementar este trabajo, por su comprensión, su disponibilidad y su apoyo para con nosotros, porque estuvo siempre al pendiente del avance del trabajo, por brindarnos un espacio dentro de la empresa para poder trabajar de manera cómoda, por compartir con nosotros sus conocimientos, por la atención y la paciencia para concluir, lo respetamos demasiado como ingeniero y lo admiramos aún más como persona gracias por su gran amistad.

A la Ingeniero Itzamna Juárez por su contribución para que pudiéramos conocer el uso del software Petrel y por ayudarnos a entender el procedimiento para la creación del modelo estático, por su apoyo y por su disposición para el correcto desarrollo de este trabajo.

Al Ingeniero Christian Alan Ramírez López por el apoyo brindado, por tus consejos y recomendaciones que hicieron del trabajo un trabajo estructurado, con orden y con sentido, gracias Chris porque te inmiscuiste con nosotros sin tener ninguna responsabilidad.

Al Ingeniero Fernando Núñez Méndez, por dedicarnos mucho tiempo dentro de su jornada laboral para contribuir con el trabajo, así como para resolver las dudas que nos surgían en relación al tema, gracias por complementar este trabajo y enseñarnos todo lo que estaba en tus posibilidades.

A los Ingenieros Juan Manuel, Iris Castillo, Xel-Ha, Daniel, Ricardo y Laura por su colaboración.

Gracias por el apoyo en todos los sentidos para poder concluir con este trabajo, por los consejos, recomendaciones por su colaboración para interactuar con el software de aplicación en la industria petrolera.

De **Grupo R**

Gracias a nuestro maestro y amigo por ser una persona tan respetable, por su gran trayectoria y ser un ejemplo de persona y profesionista el M. en I. Alfredo León García porque las casualidades de la vida existen y haber coincidido con usted, además ser un gran honor para nosotros, nos permitió ampliar el conocimiento, gracias a sus enseñanzas, conocimos mejoramos en gran medida este trabajo.



Usted nos brindó una mano amiga, porque aun sin necesidad, nos ayudó y nos aconsejó en los momentos de incertidumbre en relación al futuro, sin conocernos bien usted confió en nosotros y encima de todo, no hemos recibido más que buenos tratos de su parte, amabilidad y cordialidad.

Hoy con orgullo podemos decir que conocemos a un grande de la Industria Petrolera, una persona muy talentosa y sumamente exitosa, tanto en el ámbito laboral y personal la cual colaboró de manera integral en la parte práctica de este trabajo y eso, es una dicha para nosotros.

Gracias por enseñarnos que la virtud más grande de un ser humano es compartir lo que se tiene con los demás, que la humildad y la honestidad harán que puedas disfrutar de cosas sensacionales como la amistad de todos, que hay que salir adelante y prepararse cada día para poder competir.

Gracias Maestro por todo el apoyo, por su tiempo y por su conocimiento.

¡Gracias Amigo!



Ingeniería de yacimientos aplicada al cálculo de las reservas de hidrocarburos

ÍNDICE	viii
LISTA DE FIGURAS	xiv
LISTA DE TABLAS	xviii
LISTA DE ABREVIATURAS Y SIMBOLOS	xx
OBJETIVOS DE LA TESIS	1
INTRODUCCIÓN	2
ABSTRACT	4
CAPITULO I	6
DEFINICIONES Y CLASIFICACIONES BÁSICAS	6
1. Clasificación del Petróleo	6
2. Propiedades Roca-Fluido	11
3. Clasificación de los Yacimientos	18
4. Conceptos Generales de Reservas	21
CAPITULO II	33
MÉTODOS DETERMINISTAS PARA LA ESTIMACIÓN DE VOLÚMENES ORIGINALES RECUPERABLES DE HIDROCARBUROS	33
MÉTODO VOLUMÉTRICO	34
1. Introducción	34
2. Marco Teórico	34
3. Creación del Modelo Estático de Yacimiento	35
3.1. Recolección de Datos	36
3.2. Interpretación Sísmica	38
3.3. Modelo Geológico	39
3.4. Modelo Estructural	40
3.4.1. Mallado de Pilares	40



3.4.2.	Modelado de Horizontes	41
3.4.3.	Resolución Vertical.....	41
3.5.	Modelado de Propiedades.....	41
3.5.1.	Escalado de Registros	41
3.5.2.	Distribución de propiedades petrofísicas.....	42
3.5.3.	Facies.....	45
4.	Estimación del Volumen de Hidrocarburos en el Yacimiento.....	46
5.	Volumen De Hidrocarburos Recuperables Del Yacimiento	50
<i>CURVAS DE DECLINACIÓN</i>		52
1.	Introducción.....	52
2.	Periodos de Declinación	56
2.1.	Declinación Transitoria.....	56
2.2.	Declinación en Estado Pseudoestacionario.....	57
3.	Modelos de Declinación	58
3.1.	Exponencial.....	58
3.2.	Hiperbólica	60
3.3.	Armónica	61
<i>BALANCE DE MATERIA</i>		63
1.	Introducción.....	63
2.	Clasificación de Yacimientos a Partir de su Diagrama de Fases	63
3.	Mecanismos de Producción	64
3.1.	Expansión Roca-Fluido.....	65
3.2.	Empuje de Gas en Solución	66
3.3.	Empuje del Casquete de Gas.....	67
3.4.	Empuje Hidráulico	69
3.5.	Desplazamiento por Segregación Gravitacional	71
3.6.	Otros Tipos de Empuje, Incluyendo Combinación de Mecanismos.....	72
4.	Ecuación General de Balance de Materia.....	73
5.	Yacimientos de Gas en una Sola Fase	78



6. Balance de Materia expresada como una Línea Recta.....	79
SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS	87
1. Introducción.....	87
2. Objetivos de la Simulación Numérica de Yacimientos	87
3. Clasificación de los Simuladores Numéricos	87
3.1. Tipo de Yacimientos	87
3.2. Nivel de Simulación	88
3.3. Tipo de Simulación	89
3.4. Tipo de Flujo	91
3.5. Número de Dimensiones	92
3.6. Geometría.....	94
4. Ecuación de Flujo de Fluidos en Medios Porosos	95
4.1. Potencial de Flujo.....	95
4.2. Ecuación de Movimiento	98
4.3. Ecuación de Estado.....	100
4.4. Ecuación de Continuidad	103
4.5. Ecuación General de Flujo de Fluidos a través de Medios Porosos.....	106
5. Aplicación de la Simulación Numérica de Yacimientos en la Estimación de Reservas	106
5.1. Construcción del Mallado	106
5.2. Integración de Propiedades e Inicialización	108
5.3. Reproducción de Datos Históricos de Producción y/o Inyección.....	110
5.4. Predicción de los Perfiles de Producción y Estimación de Reservas	111
5.5. Optimización y Distribución de la Recuperación	112
CAPITULO III	113
CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS.....	113
1. Introducción.....	113
2. Organismos Reguladores	114
2.1. U.S. SEC.....	114



2.1.1.	Disposiciones Obligatorias.....	118
2.1.1.1.	Reservas Probadas	118
2.1.1.1.1.	Reservas Desarrolladas.....	120
2.1.1.1.2.	Reservas No Desarrolladas	120
2.1.1.2.	Precio Promedio 12 Meses	121
2.1.1.3.	Certeza Razonable.....	121
2.1.1.4.	Tecnología Confiable	122
2.1.1.5.	Extracción de Bitumen y Otros Recursos No Convencionales	122
2.1.1.6.	Tiempo de Desarrollo	122
2.1.2.	Disposiciones Opcionales.....	123
2.1.2.1.	Reservas No Probadas	123
2.1.2.1.1.	Reservas Probables	123
2.1.2.1.2.	Reservas Posibles	124
2.1.2.2.	Estimaciones Deterministas y Probabilistas.....	124
2.1.2.3.	Análisis de Sensibilidad	125
2.1.2.4.	Yacimientos Análogos	125
2.2.	PRMS.....	127
2.2.1.	Introducción.....	127
2.2.2.	Lineamientos de las Definiciones, Categorías y Clasificación de Recursos Petroleros	128
2.2.3.	Definición un Proyecto	133
2.2.4.	Clasificación del Proyecto	134
2.2.5.	Rango de Incertidumbre	135
2.2.6.	Métodos de Estimación del Rango de Incertidumbre en Cantidades Recuperables	136
2.2.7.	Riesgo Comercial y Cantidades Reportadas	139
2.2.8.	Subclases en la Madurez del Proyecto.....	140
2.2.9.	Estatus de las Reservas.....	141
2.2.10.	Estatus Económico	144
2.3.	Otras Agencias Reguladoras.....	155



CAPITULO IV	164
EJEMPLO DE APLICACIÓN	164
1. Introducción.....	164
2. Datos Generales del Campo	165
3. Caracterización del Yacimiento	166
3.1. Recopilación y validación de la información	166
3.1.1. Sísmica 3D.....	166
3.1.2. Registros Geofísicos	168
3.2. Modelo Estático	170
3.2.1. Modelo Estratigráfico	170
3.2.2. Modelo Estructural.....	171
3.2.2.1. Mallado de Pilares.....	171
3.2.2.2. Modelado de Horizontes.	172
3.2.2.3. Resolución Vertical.....	172
3.2.3. Modelado de Propiedades.....	172
3.2.3.1. Distribución de Propiedades Petrofísicas.....	173
3.3. Caracterización de los Fluidos del Yacimiento.....	176
3.3.1. Clasificación del Yacimiento.....	178
3.3.2. Validación de Análisis PVT de Laboratorio.....	179
3.3.3. Ajuste de los Datos PVT de Laboratorio a Condiciones de Separador.....	182
4. Estimación del PIIP Mediante el Método Volumétrico	185
4.1. Estimación de la EUR del Proyecto Utilizando el Método Volumétrico	187
4.1.1. Cálculo del Factor de Recuperación.....	188
4.1.1.1. Factores de Recuperación Propuestos por Arps (1962)	188
4.1.1.2. Analogías	189
4.1.1.3. Correlaciones	190
5. Estimación del PIIP Usando Balance de Materia	192
5.1. Método de Havlena & Odeh	193
5.2. Evaluación Práctica del Volumen Original del Hidrocarburos (Método de Maximino Meza)	198



5.3.	Estimación de la EUR del Proyecto Utilizando Balance de Materia	202
5.3.1.	Cálculo del Factor de Recuperación.....	203
5.3.1.1.	Mecanismos de Empuje y Factor de Recuperación Actual	203
5.3.1.2.	Utilizando la EBM	204
6.	Análisis del Comportamiento de la Producción.....	205
6.1.	Desarrollo del Área Probada	205
6.2.	Desarrollo del Área Probable y Posible.....	208
7.	Evaluación Económica de los Volúmenes de Hidrocarburos Técnicamente Recuperables.....	216
7.1.	Evaluación Económica Bajo el Régimen Fiscal de México PSC 2014	219
7.2.	Evaluación Económica Bajo el Régimen Fiscal de México R/T 2014.....	224
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		234
ANEXO A. MÉTODO PARA DETERMINAR LOS VALORES K A PARTIR DE DATOS DE LABORATORIO		236
ANEXO B. REGÍMENES FISCALES		239
BIBLIOGRAFÍA GENERAL.....		244



LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Clasificación de los hidrocarburos y su relación con los yacimientos.....	8
Figura 2. Elementos para el cálculo del petróleo crudo equivalente.	10
Figura 3. Forma típica de B_o para yacimientos de aceite.....	14
Figura 4. Forma típica de B_g para yacimientos de aceite.	14
Figura 5. Forma típica de R_s contra P (T=CTE).....	15
Figura 6. Forma típica de B_t contra P (T=CTE).....	16
Figura 7. Forma típica de C_f	17
Figura 8. Yacimientos de aceite y gas asociado.	19
Figura 9. Diagrama de fases.	20
Figura 10. Clasificación de los recursos y reservas de hidrocarburos. Modificado del Petroleum Resources Classification and Definitions, Society of Petroleum Engineers, 2008.	22
Figura 11. Límite areal definido por un límite físico.	27
Figura 12. Límite areal definido por un pozo productor.....	28
Figura 13. Límite convencional entre pozos perforados a más de dos espaciamientos.	28
Figura 14. Límite de los yacimientos para áreas probadas.	29
Figura 15. Espaciamiento entre pozos.	29
Figura 16. Límite convencional definido por la profundidad del pozo perforado.	30
Figura 17. Límite convencional definido por un cambio de formación.	31
Figura 18. Límites en yacimientos con áreas probadas, probables y/o posibles.....	32
Figura 19. Flujo de trabajo para la construcción de un modelo 3D para cálculo de volumen de hidrocarburos.	36
Figura 20. Registros geofísicos.	38
Figura 21. Sísmica 3D.....	39
Figura 22. Correlación estratigráfica.	40
Figura 23. Modelado Estructural.....	41
Figura 24. Distribución probabilista de un registro escalado.	42
Figura 25. Población por Kriging.	44
Figura 26. Resultado de la simulación Gaussiana.	45
Figura 27. Distribución de facies.	46
Figura 28. Plano de Isopacas del yacimiento.	49
Figura 29. Modelo geológico de multiceldas.	50
Figura 30. Eficiencia de recuperación del PIIP (Satter y Thakur).	51
Figura 31. Clasificación de las Curvas de Declinación de la Producción. Según Arps 1945	53



Figura 32. Curvas de declinación gasto vs tiempo (exponencial, armónica, hiperbólica).	55
Figura 33. Modos de producción transitoria.....	57
Figura 34. Caída de presión a lo largo del área total de drene.	57
Figura 35. Periodos de declinación.	58
Figura 36. Grafica “Declinación Exponencial”	60
Figura 37. Grafica “Declinación Hiperbólica”	61
Figura 38. Grafica “Declinación Armónica”	62
Figura 39. Diagrama de fases de yacimientos de hidrocarburos.	64
Figura 40. Yacimiento bajosaturado.	66
Figura 41. Yacimiento de gas en solución.	67
Figura 42. Yacimiento con casquete de gas.	68
Figura 43 .Yacimiento con empuje por casquete de gas.	69
Figura 44 .Yacimiento con acuífero asociado.....	71
Figura 45. Empuje por segregación gravitacional.	72
Figura 46. Grafica de F vs E_o	81
Figura 47. Grafica de F/ E_o vs E_g/E_o	82
Figura 48. Grafica de F vs E_o+mE_o	82
Figura 49. Grafica de F/ E_o vs W_e/E_o	83
Figura 50. Esquema de un yacimiento rodeado por un acuífero.....	84
Figura 51. Modelo cero dimensiones.....	92
Figura 52. Modelo de una sola dimensión.	93
Figura 53. Modelo de dos dimensiones.	94
Figura 54. Modelo de tres dimensiones.....	94
Figura 55. Grafica potencial del fluido.	96
Figura 56. Volumen de control elemental.	104
Figura 57. Malla regular con geometría de bloques centrados.	108
Figura 58. Malla irregular con geometría de puntos de esquina.....	108
Figura 59. Insumos necesarios para la simulación de yacimientos.	110
Figura 60. Clasificación de las reservas de hidrocarburos.	118
Figura 61. Subclases en base a la madurez del proyecto.....	141
Figura 62. Proyectos presentes y futuros para la evaluación de reservas.....	155
Figura 63. Categorización de las agencias.....	156
Figura 64. Clasificación Federación Rusa.	159
Figura 65. Clasificación de la Oficina de Reservas Petroleras de China.	160
Figura 66. Clasificación de la Dirección Noruega de Petróleo.	161
Figura 67. Clasificación de la USGS.....	162



Figura 68. Clasificación UNFC.....	163
Figura 69. Sísmica 3D del campo Toreto.....	167
Figura 70. Límites físicos y convencionales del yacimiento.....	168
Figura 71. Registro geofísico, columna geológica y tapones de núcleo del pozo Toreto 1.....	169
Figura 72. Correlación estratigráfica con los proyectos análogos adyacentes.....	171
Figura 73. Mallado de pilares.....	171
Figura 74. Horizontes JSK.....	172
Figura 75. Definición de zonas y resolución vertical JSK.....	172
Figura 76. Escalado de registros.....	173
Figura 77. Resultados de las distribuciones de ϕ , S_w , NTG y k , mediante el algoritmo SGS del yacimiento Toreto JSK.....	174
Figura 78. Distribución de la porosidad efectiva en el yacimiento Toreto JSK.....	175
Figura 79. Distribución de saturación inicial de agua en el yacimiento Toreto JSK.....	175
Figura 80. Distribución del NTG en el yacimiento Toreto JSK.....	176
Figura 81. Distribución de las fracturas en el yacimiento Toreto JSK.....	176
Figura 82. Prueba de flash atmosférico.....	177
Figura 83. Pruebas ECC y AVC del pozo Toreto 1.....	177
Figura 84. Prueba de separadores.....	177
Figura 85. Grafica P_b vs PMP	179
Figura 86. Grafica Y_i vs P , perteneciente al yacimiento Toreto JSK.....	180
Figura 87. Gráfica X_i vs P , perteneciente al yacimiento Toreto JSK.....	181
Figura 88. Gráfica K vs P , perteneciente al yacimiento Toreto JSK.....	182
Figura 89. B_o corregido.....	184
Figura 90. R_s corregido.....	185
Figura 91. Asignación del área convencional para cada categoría de reservas.....	186
Figura 92. Distribución de pozos dentro del área 1P del campo Toreto.....	193
Figura 93. Tendencia del comportamiento de la presión estática, campo Toreto JSK.....	194
Figura 94. Grafica F vs $E_o + E_{f,w}$ que muestra el volumen original de Toreto para la reserva 1P.....	198
Figura 95. Grafica de $\ln P$ vs N_p del yacimiento Toreto JSK obtenida mediante el método de Maximino Meza.....	199
Figura 96. Mecanismo de empuje y factor de recuperación asociado en el yacimiento Toreto JSK.....	203
Figura 97. Gráfica representativa q_o vs t del pozo T-1.....	207
Figura 98. Gráfica q vs t de la reserva 1P.....	208
Figura 99. Calendario de actividades.....	211
Figura 100. Distribución de pozos en cada asignación de reservas del campo Toreto.....	211



Figura 101. Gráfica q vs t de la reserva 2P.	212
Figura 102. Gráfica q vs t de la reserva 3P.	213
Figura 103. Escenarios de reservas 1P, 2P y 3P para el aceite.....	214
Figura 104. Escenarios de reservas 1P, 2P y 3P para el gas.	214
Figura 105. Volumen de aceite del proyecto (escenarios).....	220
Figura 106. Volumen de aceite del proyecto (incremental).	220
Figura 107. Volumen de gas del proyecto (escenarios).	221
Figura 108. Volumen de gas del proyecto (incremental).....	221
Figura 109. Porcentaje del volumen de PCE(compañía y Estado).	222
Figura 110. VPN al 10 % PSC.....	223
Figura 111. Porcentajes de Government take y Contractor take para las reservas 1P, 2P y 3P evaluadas con el modelo económico de Producción compartida (PSC).....	224
Figura 112. Volumen de aceite del proyecto (escenarios).....	225
Figura 113. Volumen de aceite del proyecto (incremental).	225
Figura 114. Volumen de gas del proyecto (escenarios).	226
Figura 115. Volumen de gas del proyecto (incremental).....	226
Figura 116. Porcentaje del volumen de PCE (compañía y Estado).	227
Figura 117. VPN 10% R/T.....	228
Figura 118. Porcentajes de Government take y Contractor take para las reservas 1P, 2P y 3P evaluadas con el modelo económico de Licencias (R/T).	229
Figura 119. Total de volumen de reservas para la compañía.	230
Figura 120. VPN 10 % para el Estado.	230
Figura 121. VPN 10 % para la compañía.	231
Figura 122. Porcentaje de participación compañía y Estado.....	231
Figura 123. Configuración legislativa, fiscal y contractual	239
Figura 124. Clasificación de los regímenes fiscales.....	240
Figura 125. Diagrama operacional PSC.	243



LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Valores del exponente b.....	54
Tabla 2. Rangos de b para los tipos de declinación.	56
Tabla 3. Parámetros requeridos para establecer la analogía entre yacimientos/campos.	126
Tabla 4. Estatus de las reservas.....	143
Tabla 5. Subclasificación de recursos.....	144
Tabla 6. Propiedades petrofísicas.	170
Tabla 7. Criterios de clasificación para aceite volátil.	178
Tabla 8. Clasificación de fluidos en base a su PMP.	178
Tabla 9. Composición del líquido calculada para cada componente.....	181
Tabla 10. Secuencia de cálculo para obtener el PIIP del yacimiento Toreto JSK.	187
Tabla 11. Factores de recobro propuestos por Arps en 1962.....	188
Tabla 12. Factor de recuperación calculado por analogías.....	190
Tabla 13. Factor de recuperación calculado por correlación.....	191
Tabla 14. Evaluación volumétrica para categorías de reservas.	192
Tabla 15. Comportamiento de la presión estática del yacimiento Toreto JSK.	194
Tabla 16. Tabla de resultados del yacimiento Toreto JSK utilizando el método de Havlena & Odeh.	197
Tabla 17. Solución analítica del método de Maximino Meza.	202
Tabla 18. Factor de recuperación mediante balance de materia.	204
Tabla 19. Nuevos volúmenes reportados para la reserva probada.	205
Tabla 20. Radio de drene estimado para el yacimiento Toreto.....	210
Tabla 21. Número máximo de pozos por cada asignación de reservas.....	210
Tabla 22. Volúmenes recuperables por pozo para la reserva probable y posible.....	212
Tabla 23. Tabla comparativa de OIIP y EUR obtenida para cada categoría de reservas para el campo Toreto.....	215
Tabla 24. Precio promedio de los últimos doce meses del aceite y gas mexicano	217
Tabla 25. Volumen total de aceite del proyecto.....	219
Tabla 26. Volumen total de gas del proyecto.	220
Tabla 27. Volumen total de PCE del proyecto.....	221
Tabla 28. Rentabilidad del proyecto evaluado bajo el modelo económico del régimen PSC 2014.	222
Tabla 29. Volumen total de aceite del proyecto.....	225
Tabla 30. Volumen total de gas del proyecto.	226
Tabla 31. Volumen total de PCE del proyecto.....	227



Tabla 32. Rentabilidad del proyecto evaluado bajo el modelo económico del régimen R/T 2014.	228
Tabla 33. Resumen de los volúmenes de hidrocarburos recuperables a lo largo del ciclo de vida del yacimiento Toreto JSK.	232



LISTA DE ABREVIATURAS Y SIMBOLOS

American Association of Petroleum Geologist (AAPG).

American Petroleum Institute (API).

Antes de Impuestos (AI).

Barril de Petróleo Crudo Equivalente (bpce).

Centro de Procesamiento de Gas (CPG).

Contacto Agua-Aceite (Water Oil Contact WOC).

Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Contacto Gas-Aceite (Gas Oil Contact GOC).

Después de Impuestos (DI).

Delimitador (DL).

DeGolyer and MacNaughton (D&M).

Ecuación De Balance De Materia (EBM).

Factor de encogimiento por eficiencia en el manejo (Feem).

Factor de encogimiento por impurezas (Fei).

Factor de encogimiento por licuables en el transporte (Felt).

Factor de encogimiento por licuables en planta (Felp).

Factor de equivalencia en términos de energía del gas seco a un volumen de aceite crudo (Fegsl).

Factor de recuperación de condensados (Frc).

Factor de recuperación de líquidos en planta (Frlp).

Herramienta de Registros de Producción (Production Logging Tool PLT).

Límite más Bajo de Hidrocarburos Conocido (LCH o LKH por sus siglas en ingles).

Netherland Sewell International (NSI).



Petroleum Initially In Place (PIIP).

Oil Initially In Place (OIIP).

Gas Initially In Place (GIIP).

Petróleo Crudo Equivalente (PCE).

Petroleum Resources Management System (PRMS).

Production Sharing Contract (PSC).

Production Sharing Agreement (PSA).

Royalty/Taxes (R/T).

Recuperación Final Estimada (Estimated Ultimate Recovery EUR).

Ryder Scott Company (RSC).

Secretaría de Energía (SENER).

Secretaria de Hacienda y Crédito Público (SHCP).

Society of Petroleum Engineers (SPE).

Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE).

Tasa Interna de Retorno (TIR).

U.S. Securities and Exchange Commission (U.S. SEC.).

Volumen Bruto De La Roca (GRV).

Valor Presente Neto (VPN).

World Petroleum Council (WPC).

United States Dollars (USD).

Prueba Presión Volumen y Temperatura (PVT)

Government Take (Participación final del Gobierno).

Contractor Take (Participación final de la Compañía).



P_i	Presión inicial del yacimiento, psia, kgf/cm ²
P	Presión promedio del yacimiento, psia, kgf/cm ²
Δp	Cambio de presión en el yacimiento= p _i - p, psia, kgf/cm ²
P_b	Presión al punto de burbuja, psia
N	Aceite Inicial in situ, STB
N_p	Producción acumulada de aceite, STB
G_p	Producción acumulada de gas, scf
W_p	Producción acumulada de agua, bbl
R_p	Relación gas-aceite acumulada, scf/STB
RG_A	Relación gas-aceite instantánea, scf/STB
R_{si}	Solubilidad inicial del gas, scf/STB
R_s	Solubilidad del gas, scf/STB
B_{oi}	Factor de volumen inicial del aceite, vol/volstd
B_o	Factor de volumen del aceite, vol/volstd
B_{gi}	Factor de volumen inicial del gas, stb/scf
B_g	Factor de volumen del gas, stb/scf
W_{inj}	Inyección acumulada de agua, STB
G_{inj}	Inyección acumulada de gas, scf
W_e	Entrada acumulada de agua, STB
m	Relación de volumen del casquete de gas inicial de yacimiento al volumen de aceite inicial de yacimiento, scf/stb: $m = GB_{gi} / NB_{oi}$
G	Casquete inicial de gas, scf
P.V	Volumen poroso, m ³
C_w	Compresibilidad del agua, psi ⁻¹
C_f	Compresibilidad de la formación, psi ⁻¹
Std	Estandar
STB	Stock Tank Barrel (barriles a condiciones del tanque de almacenamiento o estándar)
Scf	Estándar cubic feet (pies cúbicos estándar)
rb	Reservoir barrel (barriles a condiciones de yacimiento)
Bpd	Barriles por día
q	Gasto
t	Tiempo
mbnm	Metros bajo nivel del mar
mvbmr	Metros verticales bajo mesa rotaria
BTU	British Thermal Unit
Bls, bbl	Barriles
NTG	Net to Gross
M	Miles
MM	Millones
MMM	Miles de Millones o Billones



OBJETIVOS DE LA TESIS

Este trabajo pretende ilustrar de manera general, los procedimientos en la evaluación de los recursos petroleros, desde las etapas iniciales hasta llegar al abandono del campo, además pretende mostrar las técnicas para la estimación volúmenes técnicamente recuperables, y la ingeniería de yacimientos que puede ser aplicada, siguiendo los lineamientos y condiciones comerciales que establecen las definiciones de reservas de hidrocarburos y sus categorías, publicadas por la U.S. Securities and Exchange Commission (U.S. SEC.), y las guías para la clasificación de las reservas de hidrocarburos según el Petroleum Resources Management System (PRMS).

Las ingeniería de yacimientos y las técnicas utilizadas para la estimación de volúmenes originales recuperables así como los métodos para el análisis del comportamiento presión-producción del yacimiento, son tratados de manera consistente, pero sin profundizar en todo el conocimiento que estas puedan aportar para el cálculo de reservas de hidrocarburos; exhortando a los estudiantes de ingeniería petrolera a desarrollar trabajos a detalle de alguno de los métodos mencionados en el PRMS a profundidad.

Por último se busca plantear un ejemplo de aplicación en el cual el flujo de trabajo, describa los procedimientos de evaluación de volúmenes de hidrocarburos desde el momento en el que se descubre el yacimiento, pasando por la extracción y terminando en la prospección de volúmenes de hidrocarburos técnica y económicamente recuperables.



INTRODUCCIÓN

Las acumulaciones de hidrocarburos remanentes que han sido descubiertas, que se prevé serán recuperables mediante proyectos de desarrollo a partir de una fecha dada y serán comerciales bajo las condiciones técnicas y económicas de dicho proyecto, son sometidas a un análisis exhaustivo, una revisión minuciosa y continua actualización por parte de un equipo integral de profesionistas encargados de hacer valer estos proyectos.

En México, el ingreso petrolero sustenta en buena parte la economía de la nación, por lo que la certificación de volúmenes de reservas de hidrocarburos es un proceso de suma importancia para el sector petrolero del Estado, pues mediante estas, se puede seguir accediendo a financiamientos y continuar con las actividades de exploración y extracción.

Los criterios para definir y clasificar las reservas de hidrocarburos son variados y dependen tanto de las consideraciones específicas de cada empresa, como de la aplicación de normas establecidas para tal fin, en nuestro país se opera bajo lineamientos técnicos y económicos, que han sido emitidos por organizaciones importantes y que pueden ser utilizados internacionalmente.

La estimación y clasificación, de reservas de hidrocarburos, han sido impactadas por el desarrollo de nuevas tecnologías, lo cual nos permite obtener mayor información con alto grado de certidumbre, que se traduce en una mayor precisión en las cantidades físicamente recuperables, las cuales se apegan a dichos lineamientos para realizar evaluaciones técnicas y económicas y así poder ser clasificados y categorizados según estas.

Los métodos utilizados para el cálculo de cantidades recuperables, han sido trabajados de manera integral a lo largo del tiempo hasta la actualidad por evaluadores e ingenieros de yacimientos, con apoyo de otros especialistas en ciencias de la tierra y son clasificados en dos categorías:

- Métodos estocásticos o probabilistas.
- Métodos deterministas.

Cualquiera de los métodos a utilizar necesita la recolección de información de calidad, con la cual se construye una interpretación del yacimiento a una fecha dada, independientemente que se mejore y modifique en el futuro debido a mayor precisión y disponibilidad de estos datos, lo que nos lleva a inferir que la estimación y clasificación de reservas de hidrocarburos no puede ser



considerada como una cifra estática, ya que su variabilidad es controlada por aspectos técnicos y económicos.

Debido al interés del país para cotizar en la bolsa de valores de los EE. UU., para la categoría de reservas probadas, se requiere cumplir con los nuevos lineamientos emitidos en el 2010 por la U.S. Securities and Exchange Commission (U.S. SEC.), que regula los mercados financieros y de valores de ese país, aunque esta, también permite en sus disposiciones opcionales el reporte de reservas no probadas.

Por otro lado en el documento Petroleum Resources Management System (PRMS), que fue emitido por la Society of Petroleum Engineers (SPE), American Association of Petroleum Geologist (AAPG), el World Petroleum Council (WPC) y la Society of Petroleum Engineers (SPEE), los cuales son organismos en donde México participa a través de sus geocientíficos e ingenieros ha emitido guías para la clasificación de las reservas de hidrocarburos y esta contempla tanto reservas probadas como no probadas.

Motivo por el cual, es importante la documentación del proceso de estimación y los lineamientos en los cuales se basa para el reporte de las reservas. La ventaja de aplicar definiciones empleadas en el mundo entero, permite establecer procesos de trabajo auditable, lo que garantiza certidumbre y transparencia en el volumen de reservas reportado.

El país realiza un reporte anual de sus reservas, las cuales sirven de aval para el desarrollo de proyectos de explotación de hidrocarburos y dan valor al Estado mexicano en el mercado mundial, dichas reservas son verificadas a través de compañías certificadoras.

La fortaleza en la estimación y certificación de las reservas de hidrocarburos permite un dictamen favorable por parte de instituciones reguladoras como la Secretaría de Energía (SENER) y su brazo técnico como lo es la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).



ABSTRACT

The remaining accumulations of hydrocarbons, which are expected to be recoverable by means of development projects at a given date and commercial under the economic and technical conditions of such projects, are being subjected to an exhaustive analysis, a thorough revision and to a continuous updating by an integrated team of professionals who give value to these projects. In Mexico, the economy is highly supported by incomes from the oil industry, for which the certification of reserves is a process of major importance for the energy sector of the Mexican government.

The criteria to define and classify reserves of hydrocarbons vary and depend on the specific considerations of each company and on the established regulations for the industry, which apply the guidelines generated by the main organizations and institutions with international activity.

The estimation and classification of reserves have been affected by the development of new technology, which has allowed for the acquisition of more quality data that represent more precision in the information reported, as the estimations are modified by production or by changes in the pressure-production behavior of a reservoir.

The methodologies used for the calculations of recoverable oil have been constructed in an integrated form through time by reservoir engineers and by evaluation experts, supported by other specialists in geosciences. These methodologies are classified in two categories:

- Stochastic or probabilistic methods.
- Deterministic methods.

Whatever the selected method is, they need quality data collection, from which an interpretation of the characteristics of the reservoir is constructed and valid only at a certain date, as the interpretation may change due to more availability of data and more precision. From this, it is inferred that estimation and classification of reserves cannot be static or on constant values, as their variability depend on technical and economic aspects.

In order for Mexico to be listed in the US stock market under the category of proved reserves, it is necessary to observe the new guidelines published by the Security and Exchange Commission (U.S. SEC.) in 2008, which is the institution that regulates the financial and value markets in the United States.



The categories of probable and possible reserves are classified under the guidelines of the Petroleum Resources Managements System (PRMS), published by the Society of Petroleum Engineers (SPE). Mexico participates and collaborates with the SPE by means of their engineers and geoscientists. It is noteworthy that for the U.S. SEC., reporting 2P and 3P reserves is not mandatory.

It is then important to document the process of reserves estimation used for the generations of reports. The utilization and application of the world-wide used definitions and guidelines allow for auditing of the processes, providing warranty on the certainty and transparency on the reported volumes of reserves.

In Mexico, it is necessary to report reserves annually, which act as guarantee for the development projects and provide with value to the Mexican government in the international market once the reserves are verified and confirmed by certification companies. Having solid processes on the estimation and certification of reserves allows more favorable verdicts by the regulating institutions as the Ministry of energy (SENER) and the National Commission of Hydrocarbons (CNH).



CAPITULO I

DEFINICIONES Y CLASIFICACIONES BÁSICAS

Los recursos y las reservas representan una acumulación de hidrocarburos, las cuales constituyen la principal fuente de ingresos para compañías especializadas en el área de petróleo y gas.

Términos como: volúmenes originales, reservas, recursos contingentes y recursos prospectivos, se establecen de acuerdo a la práctica internacional y su uso es recomendado por organizaciones gremiales como la Society of Petroleum Engineers (SPE) y la American Association of Petroleum Geologists (AAPG); por organizaciones de comités nacionales como el World Petroleum Council (WPC) y agencias federales como la U.S. Securities and Exchange Commission (U.S. SEC.).

La aplicación de los principios científicos para el cálculo de volúmenes originales y la predicción de perfiles de producción, permitirá mediante la ingeniería de yacimientos llevar a cabo la explotación y maximización de los recursos petroleros.

1. Clasificación del Petróleo

Hidrocarburos: Compuestos químicos constituidos por una o más cadenas de hidrógeno y carbono.

Petróleo: Es una mezcla de hidrocarburos compuesta de átomos de carbono e hidrogeno en mayores cantidades y en menores cantidades nitrógeno, azufre, oxígeno y algunos metales que se encuentran en los espacios porosos de la roca. Los compuestos que se forman del petróleo pueden estar en estado sólido, líquido y gaseoso dependiendo de las condiciones de presión y temperatura existentes.

Transformación de la materia orgánica procedente de restos de microorganismos ricos en lípidos y proteínas cuyo resultado será la producción de aceite y/o gas.

Bitumen natural: 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.

Aceite Crudo: Porción de petróleo que existe en una sola fase líquida en los yacimientos y permanece así en condiciones atmosféricas de presión y temperatura, tiene una viscosidad menor o igual a 10,000 centipoises.



En la industria mundial de hidrocarburos se clasifica al aceite crudo en función de su peso específico en una escala normalizada por el Instituto de Petróleo de los EE.UU. (American Petroleum Institute) denominada densidad API.

- **Densidad API:** Es la medida de la densidad de los productos líquidos del petróleo, derivado de la densidad relativa de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$API = \frac{141.5}{\gamma} - 131.5$$

Dónde: γ = peso específico de los líquidos

La densidad API se expresa en grados; la densidad relativa 1.0 corresponde a la densidad del agua y es equivalente a 10 grados API.

Aceite Crudo {
Pesado: Su densidad es menor o igual a 27 grados API.
Ligero: Su densidad es mayor de 27 grados API ≤ 38
Súper Ligero: Su densidad es mayor a 38 grados API

En México se comercializan mezclas de la producción de yacimientos de aceite negro, aceite volátil y de gas y condensado; obteniendo tres tipos que son:

- Maya: Pesado con densidad de 22.0 grados API.
- Istmo: Ligero con densidad de 33.6 grados API.
- Olmeca: Súper ligero con densidad de 39.3 grados API.

Gas Natural: Es la 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.

- **Amargo.** Es un gas natural que contiene azufre, compuestos de azufre y/o bióxido de carbono, en cantidades que requieren tratamiento para que pueda ser utilizado.
- **Dulce.** Es un gas natural que no contiene azufre o compuestos de azufre o los tiene en cantidades tan pequeñas que no es necesario procesarlo para que pueda ser utilizado directamente como combustible no corrosivo.
- **Asociado.** Es el gas natural que se encuentra en contacto y/o disuelto en el aceite crudo del yacimiento. Este puede ser clasificado como gas libre (de casquete) o gas disuelto (en solución).

✕ **Gas Asociado en Solución o Disuelto:** Es el gas natural disuelto en el aceite crudo del yacimiento, bajo las condiciones de presión y de temperatura que prevalecen en él.



✕ **Gas Asociado Libre:** Es el gas natural que se ha separado de la fase líquida y está en contacto con el aceite crudo en el yacimiento.

Gas Húmedo: Mezcla de hidrocarburos que se obtiene del proceso del gas natural del cual se eliminan las impurezas y 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 No Asociado: Es un gas natural que se encuentra en yacimientos que no contienen aceite crudo a las condiciones de presión y temperatura originales.

Gas Seco: Gas natural que contiene cantidades menores de hidrocarburos más pesados que el metano. El gas seco también se obtiene de las plantas de proceso, después de la extracción de líquidos.

Petróleo Crudo Equivalente (pce): Es una forma internacional de reportar el inventario total de hidrocarburos y su valor resulta de adicionar los volúmenes del aceite crudo, de los condensados, de los líquidos de planta y del gas seco equivalente en términos de su poder calorífico.

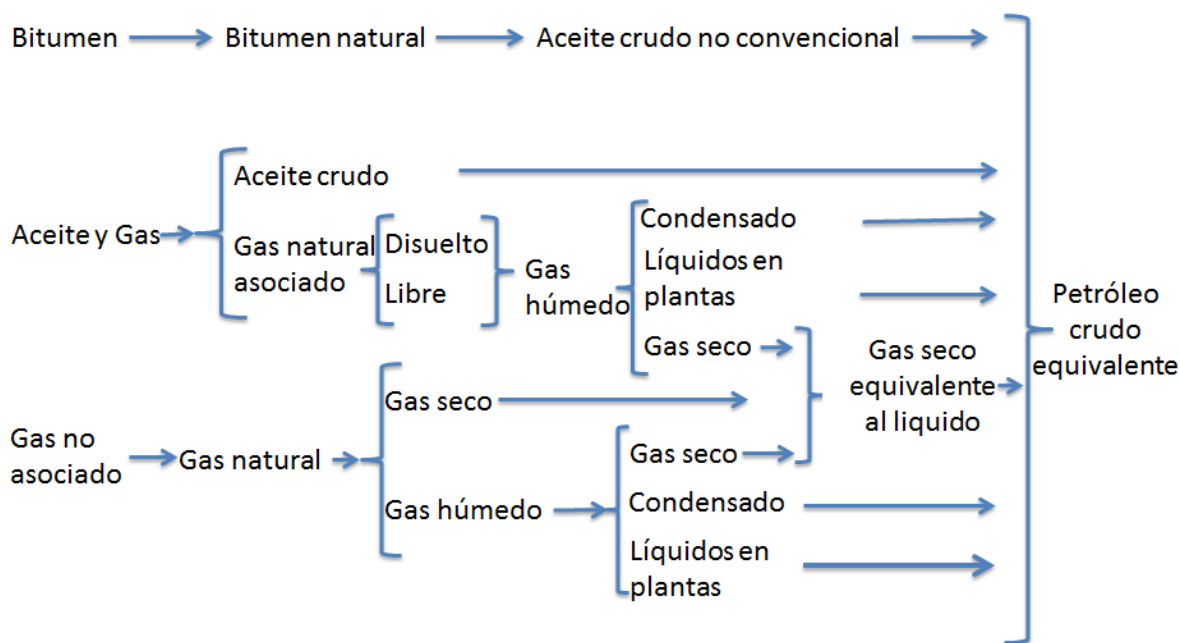


Figura 1. Clasificación de los hidrocarburos y su relación con los yacimientos.

Al ser producido el gas, su volumen se ve afectado por factores como el autoconsumo y el envío del gas a la atmósfera. Esta disminución es referida como Factor de Encogimiento por Eficiencia en el Manejo o FEEM. Al continuar con el transporte de gas sufre otra alteración en su volumen



al pasar por las estaciones de compresión en donde los condensados son extraídos a esta alteración por Efecto de Transporte se le llama FELT. El condensado se contabiliza directamente como pce. El gas que aún continúa su proceso dentro de las plantas petroquímicas es sometido a otros procesos eliminando los elementos que no son hidrocarburos, extrayendo otros licuables y líquidos de planta a esta reducción en el volumen de gas a través del Encogimiento por Impurezas se le denomina FEI y por el Encogimiento de Licuables en Planta, FELP. Los líquidos de planta son agregados como pce, mientras que el gas a la salida de las plantas, gas seco, es convertido mediante una equivalencia a líquido.

Por otra parte, los volúmenes de aceite crudo no sufren ninguna conversión para llegar a ser contabilizados como pce.

Expresiones para determinar factores:

- Factor de Encogimiento por Eficiencia En El Manejo, FEEM.

$$Feem = \frac{\text{Producción} - (\text{Enviado a la atmosfera} + \text{Autoconsumo})}{\text{Producción}}$$

- Factor de Encogimiento por Licuables en el Transporte, FELT.

$$Felt = \frac{\text{Entrega a ductos o al CPG (Centro Procesador de Gas)}}{\text{Producción} - (\text{Enviado a la atmosfera} + \text{Autoconsumo})}$$

- Factor de Recuperación de Condensados, FRC.

$$Frc = \frac{\text{Condensado}}{\text{Producción} - (\text{Enviado a la atmosfera} + \text{Autoconsumo})}$$

- Factor de Encogimiento por Impurezas, FEI.

$$Fei = \frac{\text{Gas Húmedo dulce (salida endulzadora)}}{\text{Gas Húmedo amargo (carga endulzadora)}}$$

- Factor de Encogimiento por Licuables en Planta, FELP.



$$F_{elp} = \frac{\text{Gas dulce seco (salida criogénica)}}{\text{Gas Húmedo dulce (carga criogénica)}}$$

- Factor de Recuperación de Líquidos en Planta, FRLP.

$$F_{rlp} = \frac{\text{Líquidos C2+(salida criogénica)}}{\text{Gas Húmedo dulce (carga criogénica)}}$$

- Factor de Equivalencia en Términos de Energía del Gas Seco a un Volumen de Aceite Crudo, FEGSL.

$$F_{egsl} = \frac{\text{Poder calorífico promedio del gas seco} \left(\frac{\text{Kcal}}{\text{MMm}^3} \right)}{\text{Poder calorífico promedio del aceite crudo} \left(\frac{\text{Kcal}}{\text{m}^3} \right)}$$

Para calcular el factor de equivalencia en términos de energía del gas seco a un volumen de aceite crudo, F_{egsl} , se requiere de información del último periodo anual del poder calorífico del gas residual de cada Centro de Procesamiento de Gas (CPG), además del poder calorífico del aceite crudo.

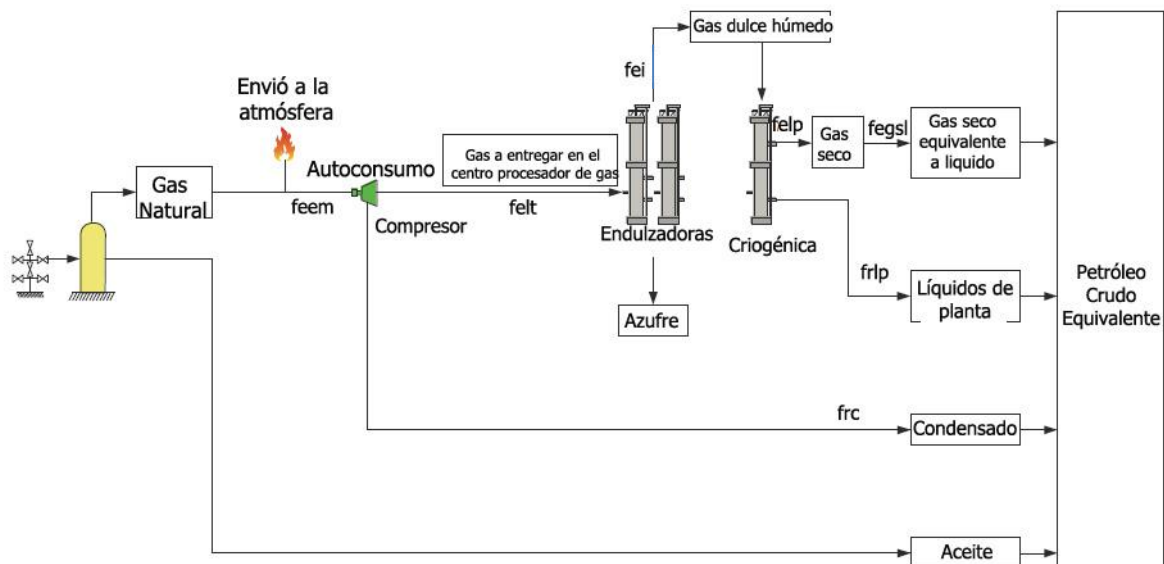


Figura 2. Elementos para el cálculo del petróleo crudo equivalente.



2. Propiedades Roca-Fluido

Porosidad (Φ): La porosidad se define como la relación que existe entre el espacio disponible en la roca y el volumen total de la roca.

$$\Phi = \frac{V_{pt}}{V_r}$$

V_{pt} = Volumen total de poros.

V_r = Volumen de roca.

Φ = Porosidad.

Permeabilidad (k): Es una propiedad de la roca que mide la capacidad de la formación para transmitir fluidos a través del medio poroso.

$$k = \frac{q\mu}{A} \frac{dL}{dP} \text{ [mD]}$$

q = Gasto inyectado [cm^3/seg]

A = Área transversal [cm^2]

μ = Viscosidad [cp]

dL = Longitud de la muestra [cm]

dP = Diferencial de presiones [atm]

K = Permeabilidad [miliDarcy's]

Permeabilidad absoluta: Propiedad que tiene la roca de permitir el paso de un fluido a través de ella, cuando se encuentra saturada al 100% del fluido.

Permeabilidad Efectiva: La permeabilidad efectiva a un fluido es la permeabilidad del medio a ese fluido cuando su saturación es menor del 100%.

Permeabilidad Relativa: La permeabilidad relativa a un fluido es la relación de la permeabilidad efectiva a ese fluido a la permeabilidad absoluta.

Densidad del aceite ρ_o : Relación de la masa de aceite y su volumen. La densidad varía con la temperatura y presión.



Viscosidad del aceite μ_o : Es la medida de resistencia del aceite a fluir, la cual varía con la temperatura y presión.

Presión de Burbuja: Presión a la que una mezcla compuesta de aceite y gas se encuentra en equilibrio, y en la cual el aceite ocupa prácticamente todo el sistema, excepto en una cantidad infinitesimal de gas.

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. Es la que se mide en el pozo descubridor de una estructura productora.

Resistividad: La resistividad eléctrica de una sustancia es la capacidad que tiene para impedir el flujo de corriente eléctrica a través de ella. La unidad utilizada en los registros geofísicos para cuantificar esta propiedad es el ohm-m. La mayoría de las formaciones que se registran para buscar saturaciones potenciales de hidrocarburos, se componen de rocas que al estar secas, no conducen corriente eléctrica, esto es, la matriz de la roca tiene una conductividad nula o resistividad alta. Una corriente eléctrica fluirá solo a través del agua intersticial que satura la estructura porosa de la formación. Solamente el agua intersticial contiene aguas disueltas.

Saturación de los fluidos (S_f): La saturación cuantifica la cantidad de fluidos que se encuentran contenidos en el espacio poroso y la distribución que se tiene en el espacio poroso de los tres fluidos propios de un yacimiento, agua, aceite y gas. La saturación se puede definir como la fracción del volumen de poros ocupado por un fluido en particular.

$$S_f = \frac{V_f}{V_p}$$

Dónde:

S_f = Saturación de Fluidos.

V_f = Volumen de Fluido.

V_p = Volumen de Poros.



Por lo tanto f puede representar aceite, agua o gas, y las ecuaciones quedan:

$$S_o = \frac{V_o}{V_p}$$

$$S_g = \frac{V_g}{V_p}$$

$$S_w = \frac{V_w}{V_p}$$

Dónde:

S_o =Saturación de Aceite.

S_g =Saturación de Gas.

S_w =Saturación de Agua.

V_o = Volumen de Aceite.

V_g = Volumen de Gas.

V_w = Volumen de Agua.

V_p = Volumen Poroso.

Factor de volumen del Aceite (B_o): Volumen que ocupa en el yacimiento, con su gas disuelto, un metro cúbico de aceite muerto en la superficie.

$$B_o = \frac{\text{Volumen(aceite + gas disuelto) @ c.y}}{\text{volumen de aceite muerto @ c.s}}$$

El cálculo del factor de volumen involucra incrementos de volumen por:

1. Expansión del aceite al disolver gas.
2. Expansión térmica del aceite con su gas disuelto.
3. Compresión del aceite con su gas disuelto.

Siempre $B_o > 1$ debido a que predomina 1 y 2 sobre 3.

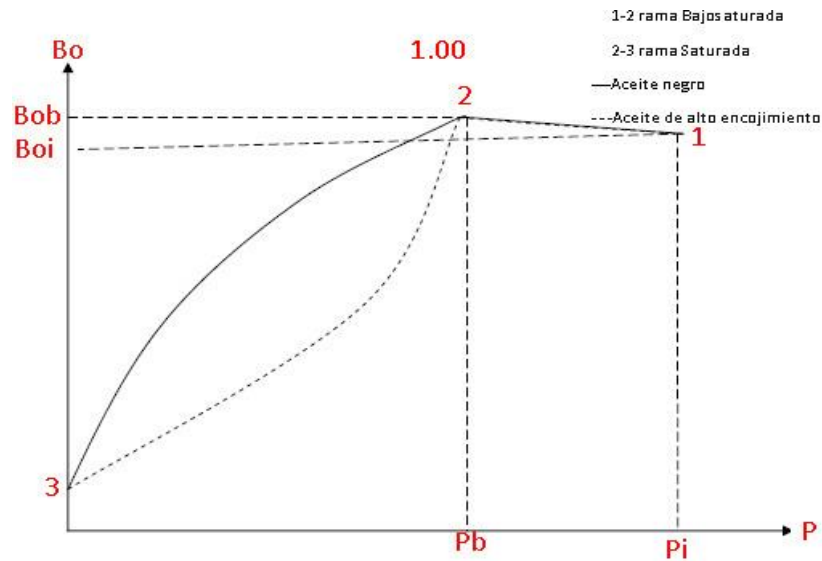


Figura 3. Forma típica de B_o para yacimientos de aceite.

Factor de Volumen del Gas (B_g): Es el volumen que ocupa en el yacimiento un metro cubico de gas medido en la superficie a condiciones estándar de presión y temperatura.

$$B_g = \frac{\text{volumen de gas a c.y}}{\text{volumen de gas a c.s}}$$

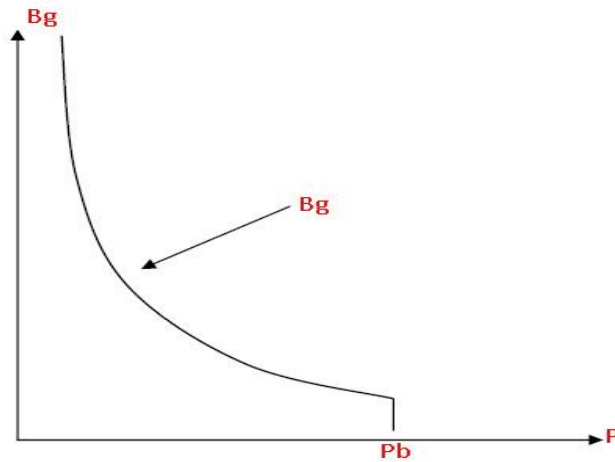


Figura 4. Forma típica de B_g para yacimientos de aceite.

Relación Gas Disuelto en Aceite (R_s): Esta relación indica el gas disuelto en el aceite a condiciones de yacimiento pero medido el gas a las condiciones estándar, asociado a un metro cubico de aceite medido también a condiciones estándar.



$$R_s = \frac{\text{volumen de gas disuelto (en el aceite @ c,y) a c.s}}{\text{volumen de gas disuelto a c.s}}$$

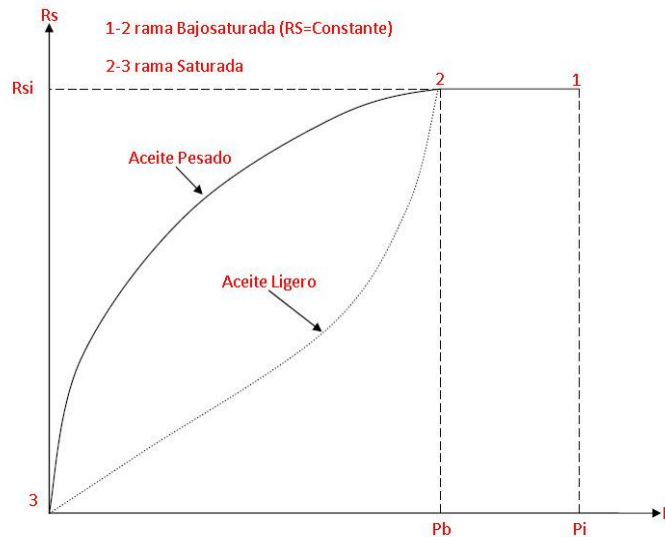


Figura 5. Forma típica de R_s contra P ($T=CTE$).

Relación Gas Aceite (RGA): Relación de la producción de gas del yacimiento a la producción de aceite, medidos a la presión atmosférica.

Factor de Volumen de la Fase Mixta (B_t): Es el volumen que ocupa a condiciones de yacimiento el aceite con su gas disuelto más el gas liberado.

$$B_t = \frac{\text{Volumen (aceite + gas disuelto + gas liberado) @ c.y}}{\text{Volumen de aceite @ c.s}}$$

$$B_T = B_o + B_g(R_{si} - R_s)$$

B_T Solo existe cuando la presión del yacimiento es menor que la presión de saturación. Como en dicha etapa no hay gas liberado, se puede decir que:

$$P > P_b: B_T = B_o.$$

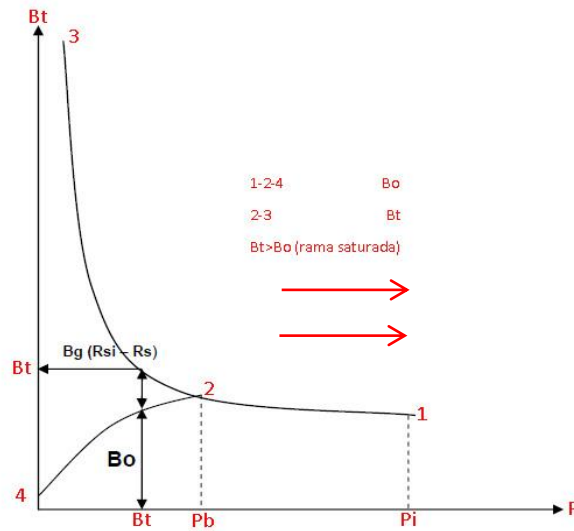


Figura 6. Forma típica de B_t contra P ($T=CTE$).

Factor de Volumen del Agua B_w : Es el volumen que ocupa en el yacimiento, con su gas y sales disueltos, un metro cubico de agua a condiciones estándar.

$$B_w = \frac{\text{Volumen (agua + gas disuelto + sales en solución)}}{\text{Volumen de Agua @ c.s}}$$

Factor de compresibilidad del gas (Z): 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. El valor de Z dependerá del número de moles de cada componente que se encuentre presente en la mezcla gaseosa.

Compresibilidad Total de Un Sistema Roca-Fluido: La compresibilidad es una medida del cambio en el volumen, con la presión, considerando un volumen dado.

$$C = -\frac{1}{V} * \left(\frac{\partial V}{\partial P}\right)_T$$

Se conoce como compresibilidad total de un sistema roca-fluidos, o la suma de la compresibilidad de cada fluido por su saturación, más la compresibilidad de la roca.

$$C_t = S_o C_o + S_w C_w + S_g C_g + C_f$$



Se llama compresibilidad efectiva a un fluido, por ejemplo, al aceite bajo saturado a la compresibilidad total entre la saturación del fluido:

$$C_{oe} = \frac{C_o}{S_o} = \frac{C_o * S_o + C_w * S_w + C_f}{S_o}$$

Se ha observado que la compresibilidad de la formación tiene una fuerte dependencia con la porosidad de la roca, por lo que algunos investigadores han desarrollado curvas donde la compresibilidad es función de la porosidad.

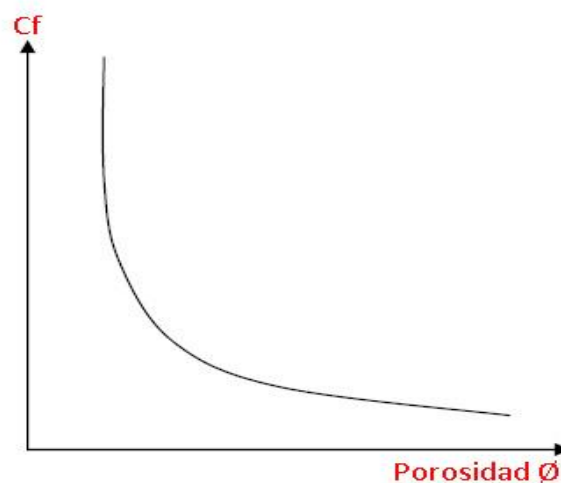


Figura 7. Forma típica de C_f .

Transmisibilidad: Facilidad Con que fluye un fluido en el medio poroso.

$$T = \frac{kh}{\mu}$$

Dónde:

k=Permeabilidad[mD]

h=Espesor[m]

μ =Viscosidad [cp]

Difusividad Hidráulica: Facilidad con que se transmiten los cambios de presión en el sistema y es directamente proporcional a la permeabilidad, e inversamente proporcional al producto de la porosidad, viscosidad y compresibilidad total.



$$\eta = \frac{k}{\emptyset \mu C_t}$$

Dónde:

k=Permeabilidad [mD]

\emptyset =Porosidad [fracción]

μ =Viscosidad [cp]

$C_t = \text{Compresibilidad total}$ [psi⁻¹]

Capacidad de Almacenamiento: Cantidad de fluido que hay que remover (o añadir) al medio por unidad de área para modificar la presión en una unidad.

$$S = \emptyset C_t h$$

Dónde:

\emptyset =Porosidad [fraccion]

μ =Viscosidad [cp]

$C_t = \text{Compresibilidad total}$ [psi⁻¹]

Movilidad: Es una medida de la capacidad que tiene un fluido de moverse en el sistema.

$$\lambda = \frac{K}{\mu}$$

Dónde:

k=Permeabilidad [mD].

μ =Viscosidad [cp].

3. Clasificación de los Yacimientos

Yacimiento: Acumulación natural en la corteza terrestre de gas y/o aceite de la misma composición, comprendida en los mismos límites y sometida a un mismo sistema de presión en una trampa petrolera.



Los yacimientos de hidrocarburos se han agrupado considerando diversos factores, por lo que, han surgido las siguientes clasificaciones en relación a los hidrocarburos almacenados y a partir del diagrama de fases, a continuación se describen cada uno de ellos:

- **Clasificación de los yacimientos de acuerdo a los hidrocarburos que almacenan.**

Yacimientos de bitumen: Estos yacimientos contienen hidrocarburos en fase sólida o semisólida, generalmente contiene azufre, metales y otros compuestos que no son hidrocarburos. Por lo regular, se localizan en la superficie o cerca de esta.

Yacimientos de aceite y gas asociado: Estos yacimientos contienen gas disuelto en el aceite y dependiendo de la presión original y de la presión de saturación del yacimiento se puede presentar gas asociado libre (casquete de gas). Estos yacimientos pueden ser clasificados de acuerdo a las condiciones de presión original en bajosaturado y saturado.

Yacimientos de aceite bajosaturado: La presión original del yacimiento es mayor a la presión de saturación de la mezcla de hidrocarburos. Todo el gas en el yacimiento se encuentra disuelto en el aceite, gas asociado disuelto.

Yacimientos de aceite saturado: La presión original del yacimiento es igual o menor que la presión de saturación de la mezcla de hidrocarburos, parte del gas en el yacimiento se encuentra disuelto en el aceite, además se presentan en la parte superior del yacimiento hidrocarburos en fase gaseosa que se conoce como gas asociado libre o casquete de gas.

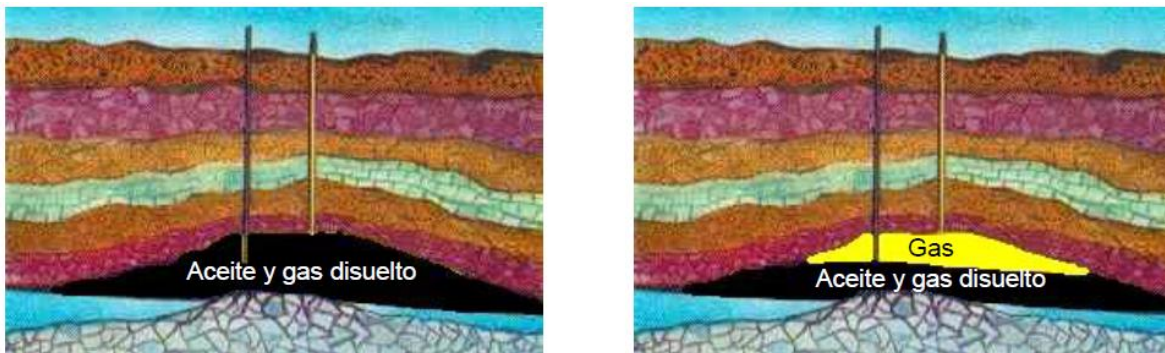


Figura 8. Yacimientos de aceite y gas asociado.

Yacimientos de gas no asociado: En estos yacimientos los hidrocarburos se presentan en la fase gaseosa a las condiciones originales de presión y temperatura y dependiendo de la composición de la mezcla se pueden clasificar como de gas seco, gas húmedo y gas y condensado. Esto se explica en función del diagrama de fases.



- **Clasificación de yacimientos a partir del diagrama de fases.**

En un diagrama de fases de un sistema multicomponente, se definen tres regiones:

La primera, entre cero y la temperatura crítica, corresponde a *yacimientos de aceite y gas disuelto* o con presión de burbuja (C1)

La segunda, entre la temperatura crítica y la cricondenterma corresponde a *yacimientos de gas y condensado* o con punto de rocío (B1).

La tercera, a una temperatura mayor que la cricondenterma es la zona de *yacimientos de gas de una fase*.

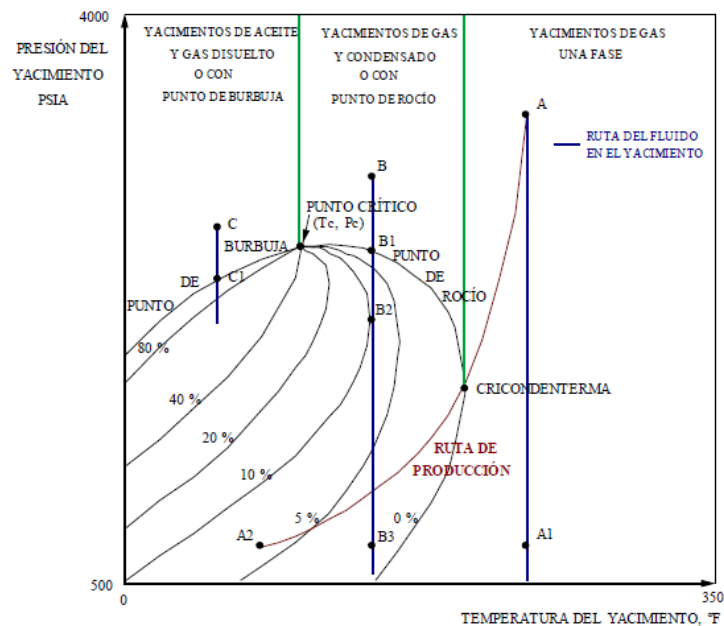


Figura 9. Diagrama de fases.

Se puede observar que, en un proceso isotérmico como el que sucede en los yacimientos de gas, al bajar la presión siempre se conserva una fase (recta A-A1). Al hacer lo mismo en yacimientos de gas y condensado se obtendrá además una fase líquida (recta B-B3), conocida como fenómeno de condensación retrograda, aunque se mueva la recta a la derecha, el punto B3, quedaría en la fase de gas. En cambio, en yacimientos de aceite, la recta C-C1 y su prolongación pasarán de la fase líquida a la de dos fases.

Además, dentro de los yacimientos de aceite y gas disuelto cuando el punto C está alejado del punto crítico, se considera como **yacimiento de aceite negro o de bajo encogimiento**, y cuando el punto C se encuentra cercano al punto crítico, se clasifica como **yacimiento de aceite volátil o**



de alto encogimiento, ya que al bajar la presión en el yacimiento entrara rápidamente a regiones de alto porcentaje de gas en la zona de dos fases.

También dentro de los yacimientos de gas de la tercera región cuando en la ruta de producción, (curva A-A2) el punto A2 queda dentro de la región de dos fases se clasifica como **yacimientos de gas húmedo** y cuando el punto A2 queda fuera de la región de dos fases se considera como **yacimiento de gas seco**.

4. Conceptos Generales de Reservas

Volumen original de hidrocarburos total: El volumen original de hidrocarburos es la cuantificación de todos las acumulaciones de hidrocarburos que se estiman existen, ya sean económicos o no, recuperables o no y también cantidades estimadas en los yacimientos que podrían ser descubiertos.

Todas las cantidades de ese volumen pueden ser recursos potencialmente recuperables y la porción de cantidades clasificadas como no recuperables pueden transformarse en recursos recuperables si las condiciones comerciales cambian.

Volumen original de hidrocarburos no descubierto: Cantidad de hidrocarburos evaluada, a una fecha dada, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas.

Volumen original de hidrocarburos descubierto: Es la cantidad de hidrocarburos estimada, a una fecha dada, alojada en acumulaciones conocidas más la producción de hidrocarburos obtenida de las mismas. Se pueden clasificar como económicos y no económicos en relación a la generación de valor debido a la explotación de sus hidrocarburos. A la parte que es recuperable económicamente se denomina reservas y a la que no es recuperable económicamente recurso contingente.

Recursos petroleros: El término recursos tiene por concepto, definir todas las cantidades de petróleo que se presentan en la naturaleza dentro o sobre la corteza terrestre.

Se conoce como Recursos Petroleros al volumen de hidrocarburos, evaluados a condiciones de superficie, a las cantidades estimadas en un principio, se les denomina volumen original total, el cual puede estar descubierto o no descubierto y a sus porciones recuperables se les denomina recursos prospectivos, recursos contingentes o reservas de hidrocarburos.

Recursos prospectivos: Es la cantidad de hidrocarburos estimada, a una fecha dada, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas, y que se estiman



potencialmente recuperables. Está basada en información geofísica y geológica del área de estudio y en analogías en áreas donde el volumen original de hidrocarburos ha sido descubierto e inclusive hasta producido.

Recursos contingentes: Son aquellas cantidades de hidrocarburos, estimadas, a una fecha dada; y que se consideran potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, pero que bajo condiciones económicas de evaluación a esa misma fecha no se consideran comercialmente recuperables.

Reservas: Son cantidades estimadas de aceite y gas y sustancias relacionadas que se estiman serán recuperadas, a una fecha dada, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo siendo muy importante que exista producción económica bajo los precios y costos actuales.

Los volúmenes de reservas se determinan con base a los volúmenes en el punto de venta. Todas las reservas estimadas involucran un grado de incertidumbre. El nivel de incertidumbre puede ser utilizado para colocar reservas en una de dos clasificaciones: probadas o no probadas.

La comercialización para una acumulación varía respecto a las condiciones y circunstancias de cada lugar. Las acumulaciones de hidrocarburos no deben de ser clasificadas como reservas a menos que exista desarrollo y producción en un tiempo razonable para las expectativas de acumulación.

Volumen Original de Hidrocarburos Total								
Volumen Original de Hidrocarburos No Descubierta		Volumen Original de Hidrocarburos Descubierta						
		No Económico		Económico				
Inc ertid umbre	No Recuperable	Recursos Prospectivos	Estimación Baja	Recursos Contingentes	Estimación Baja (1C)	Reservas	Probada	Producción
			Mejor Estimación		Mejor Estimación (2C)		Probada + Probable	
			Estimación Alta		Estimación Alta (3C)		Probada + Probable + Posible	
		No Recuperable						

Figura 10. Clasificación de los recursos y reservas de hidrocarburos. Modificado del Petroleum Resources Classification and Definitions, Society of Petroleum Engineers, 2008.



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

Reserva Remanente: Es el 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.

Pronósticos de producción: Los pronósticos de producción derivados de los estudios de reservas técnicas, deberán desarrollarse en el sistema base institucional que se emplee para la fundamentación de las reservas.

Para yacimientos de aceite negro o volátil.

- **Gasto inicial de producción de aceite (GIA):** Es obtenido mediante la prueba de producción del pozo, en el intervalo correspondiente al yacimiento en estudio.
- **Pronóstico de declinación mensual (PDM):** En pozos que cuenten con historia de producción se deberá obtener este pronóstico, el cual es obtenido mediante pruebas de variación de presión.
- **Pronóstico de producción de aceite crudo (PPAC):** Es un pronóstico de producción mensual del aceite crudo en la etapa de producción del pozo.

$$PPAC = GIA * PDM$$

- **Pronóstico de relación de gas aceite (PRGA):** Es obtenido de del estudio del yacimiento de acuerdo a la estrategia de explotación definida, es un pronóstico de variación de la relación gas aceite.
- **Pronóstico de producción de gas natural (PPGN):** Volumen de producción mensual durante la etapa de producción del pozo.

$$PPGN = PPAC * PRGA$$



- **Pronostico de gas a entregar en plantas (PGEP):** Volumen de gas disponible para ventas en las plantas procesadoras de gas.

$$\text{PGEP} = \text{PPGN Feem Felt}$$

- **Pronostico de producción de condensado (PPC):** Volumen mensual de condensado disponible para ventas.

$$\text{PPC} = \text{PPGN FEEM FRC}$$

- **Pronostico de producción de petróleo crudo equivalente (PPPCE):** Es el pronóstico mensual de producción de petróleo crudo equivalente durante la etapa de producción.

$$\text{PPPCE} = \text{PPAC} + \text{PPC} + \text{PGEP Fei Frlp} + \text{PGEP Fei Felp Fegsl}$$

Para yacimientos de gas y condensado.

- **Gasto inicial de producción de gas (GIG):** Se obtiene de la prueba de producción del pozo en el intervalo del yacimiento en estudio.
- **Pronóstico de declinación mensual (PDM):** En pozos que cuenten con historia de producción se deberá obtener este pronóstico, el cual es obtenido mediante pruebas de variación de presión.
- **Pronostico de producción de gas natural (PPGN):** Pronostico de producción mensual de gas durante la etapa de producción del pozo.

$$\text{PPGN} = \text{GIG PDM}$$

- **Pronóstico de relación condensados-gas (PRCG):** Pronostico de variación de la relación condensado–gas, se obtienen del estudio del yacimiento.
- **Pronóstico de producción condensado en el separador (PPCS):** Volumen de producción mensual de condensado en el separador durante la etapa de producción.

$$\text{PPCS} = \text{PPGN PRCG}$$



- **Pronostico de producción de aceite crudo (PPAC):** Se considerara igual que el PPCS.

$$PPAC = PPCS$$

- **Pronóstico de gas a entregar plantas (PGEP):** Volumen mensual de gas disponible para ventas en plantas procesadoras de gas.

$$PGEP = PPGN \text{ Feem Felt}$$

- **Pronostico de producción de condensado (PPC):** Volumen mensual de condensados disponible para su venta.

$$PPC = PPGN \text{ Feem Frc}$$

- **Pronostico de producción de petróleo crudo equivalente (PPPCE):** Es el pronóstico mensual de producción de petróleo crudo equivalente durante la etapa de producción.

$$PPPCE = PPAC + PPC + PGEP \text{ Fei Frlp} + PGEP \text{ Fei Felp Fegsl}$$

Para yacimientos de gas húmedo.

- **Gasto inicial de producción de gas (GIG):** Se obtiene de la prueba de producción del pozo en el intervalo del yacimiento en estudio.
- **Pronóstico de declinación mensual (PDM):** En pozos que cuenten con historia de producción se deberá obtener este pronóstico, el cual es obtenido mediante pruebas de variación de presión.
- **Pronostico de producción de gas natural (PPGN):** Pronostico de producción mensual de gas durante la etapa de producción del pozo.

$$PPGN = GIG \text{ PDM}$$

- **Pronóstico de gas a entregar plantas (PGEP):** Volumen mensual de gas disponible para ventas en plantas procesadoras de gas.

$$PGEP = PPGN \text{ Feem Felt}$$



- **Pronostico de producción de condensado (PPC):** Volumen mensual de condensados disponible para su venta.

$$PPC = PPGN \text{ Feem Frc}$$

- **Pronostico de producción de petróleo crudo equivalente (PPPCE):** Es el pronóstico mensual de producción de petróleo crudo equivalente durante la etapa de producción.

$$PPPCE = PPC + PGEP \text{ Fei Frlp} + PGEP \text{ Fei Felp Fegsl}$$

Para Yacimiento de Gas Seco.

- **Gasto inicial de producción de gas (GIG):** Se obtiene de la prueba de producción del pozo en el intervalo del yacimiento en estudio.
- **Pronóstico de declinación mensual (PDM):** En pozos que cuenten con historia de producción se deberá obtener este pronóstico, el cual es obtenido mediante pruebas de variación de presión.
- **Pronostico de producción de gas natural (PPGN):** Pronostico de producción mensual de gas durante la etapa de producción del pozo.

$$PPGN = GIG \text{ PDM}$$

- **Pronóstico de gas a entregar plantas (PGEP):** Volumen mensual de gas disponible para ventas en plantas procesadoras de gas.

$$PGEP = PPGN \text{ Feem}$$

- **Pronostico de producción de petróleo crudo equivalente (PPPCE):** Es el pronóstico mensual de producción de petróleo crudo equivalente durante la etapa de producción.

$$PPPCE = PGEP \text{ Fei Fegsl}$$

Límites de Yacimiento: La interpretación de la sísmica y el uso de métodos probabilistas en la evaluación de volúmenes originales, causa confusión en la clasificación de los recursos. Si el área es nueva y hay pocos datos para la determinación de los límites, lo más apropiado es realizar una evaluación conservadora hasta que existan más datos que soporten el uso de otros parámetros



para la estimación. Entre más datos técnicos estén disponibles, la revisión en el siguiente periodo tendrá más probabilidad de ser incremental.

- **Límites Físicos:** Es aquel limite definido por algún evento geológico (fallas, discordancias, cambio de facies, cimas, bases, diagénesis, etc), contactos entre fluidos, o por disminución hasta límites críticos de porosidad, permeabilidad o por efecto combinado de estos parámetros.
- **Límites Convencionales:** Se establecen de acuerdo al grado de investigación de datos geológicos, geofísicos o de ingeniería.
 - **Límites para el volumen probado desarrollado:** Se pueden presentar los siguientes casos:
 1. Si el límite físico se encuentra a menos de un espaciamiento, este se tomara como límite areal del yacimiento.
 2. Frontera Areal: Limite físico que se encuentra a más de un espaciamiento y no existe alguna perforación entre el pozo externo y el límite físico.

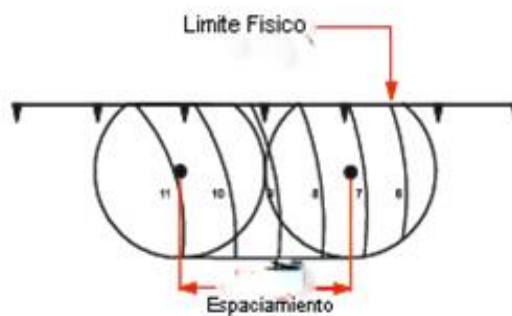


Figura 11. Límite areal definido por un límite físico.

Si existen pozos extremos improductivos que no sean por accidente mecánico a una distancia menor o igual a la del espaciamiento medio entre pozos en ausencia de datos los límites se estimaran a la mitad de la distancia que separa de un espaciamiento del pozo productor más cercano.

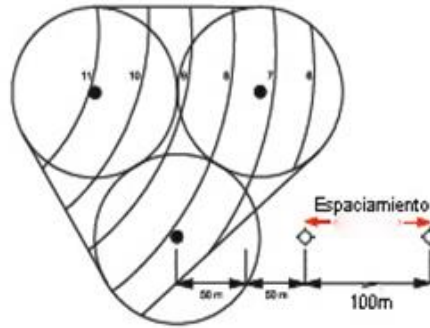


Figura 12. Límite areal definido por un pozo productor.

En la aplicación de límites convencionales:

1. Si se trata de un pozo descubridor o de un pozo perforado a una distancia mayor de dos espaciamientos medios del pozo más cercano correspondiente al mismo yacimiento, el área será la del círculo trazado con un radio igual a la mitad del espaciamiento.

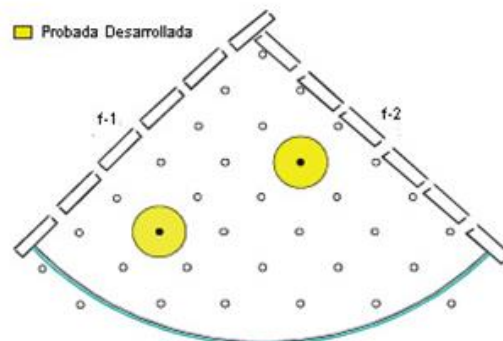


Figura 13. Límite convencional entre pozos perforados a más de dos espaciamientos.

2. En caso de que haya más de un pozo productor el límite areal convencional estará dado por la poligonal trazada a partir de tangentes a circunferencias de radio igual a la mitad del espaciamiento entre pozos productores extremos.
 - **Límites para el volumen probado no desarrollado:** Se determinaran con base en los límites del área probada desarrollada, definidos por la información sísmica estructural (fallas normales f-1 y f-2 el contorno de la anomalía sísmica y el contacto agua-aceite).

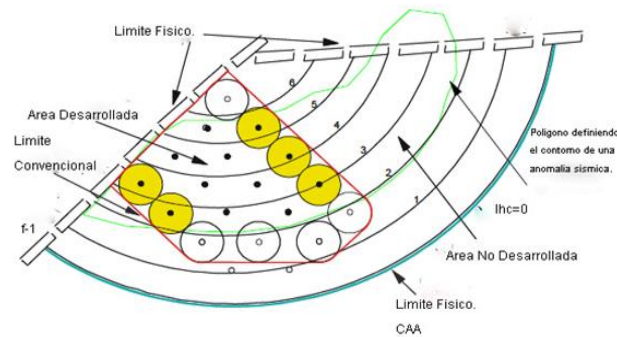


Figura 14. Límite de los yacimientos para áreas probadas.

1. Se deberán construir modelos geológicos tridimensionales a través de estudios de petrofísica, sísmica y de geología de explotación, que describan los límites de los yacimientos y su distribución de propiedades internas, limitando el volumen probado hasta los límites para el volumen de reserva probada.
2. En caso de no contar con información del área probada no desarrollada, el limite externo probado, se fijara a una distancia convencional igual a 1.5 veces el espaciamento entre los pozos del campo.

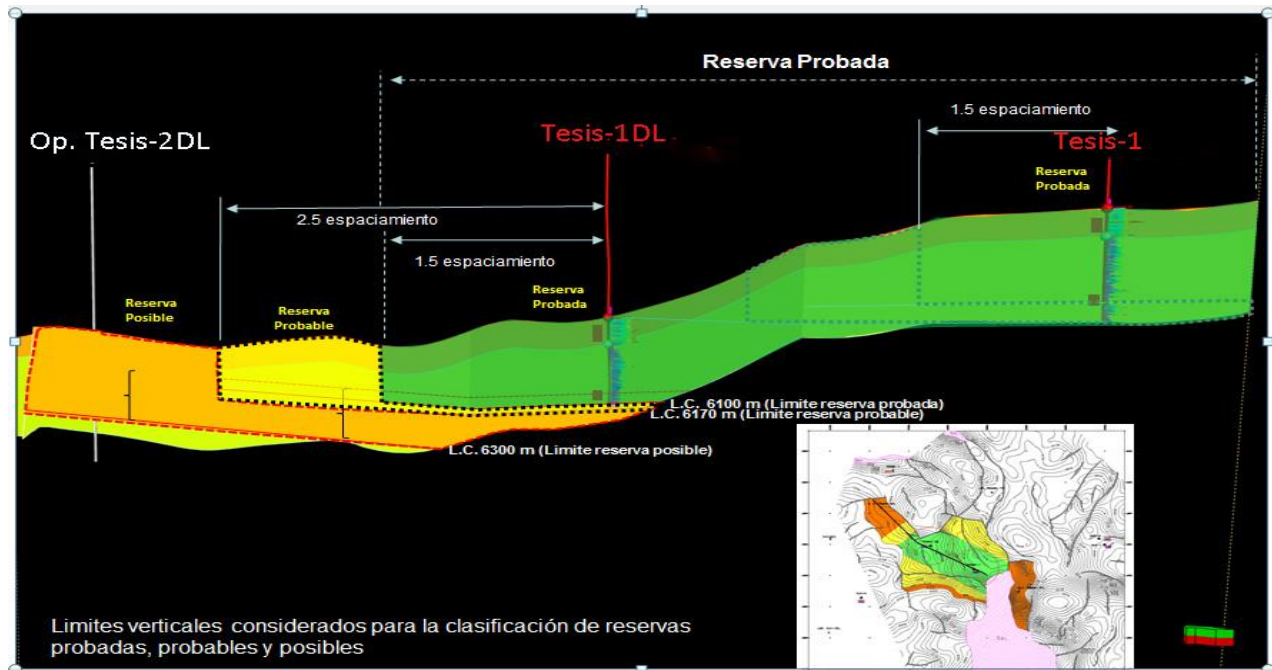


Figura 15. Espaciamento entre pozos.



Al no disponer de estudios de petrofísica, sísmica y geología se utilizarán los siguientes criterios:

1. Al disponer del mapa estructural de la cima del yacimiento el límite exterior del área probada no desarrollada se determina a partir de éste.
2. Si existe un solo pozo o cuando éste se profundice hasta encontrar un horizonte productor de hidrocarburos del que no se cuente con tanta información, se podrá calcular el volumen, con un plano obtenido de la extrapolación de hasta dos horizontes superiores.
3. Cuando se tenga penetración parcial en la formación productora y se cuente con evidencia geológica de la continuidad del sistema roca-fluidos, el límite convencional podrá ser trazado en forma horizontal, en la profundidad con evidencia de impregnación de hidrocarburos que haya alcanzado el pozo, el límite conocido de hidrocarburos más bajo.

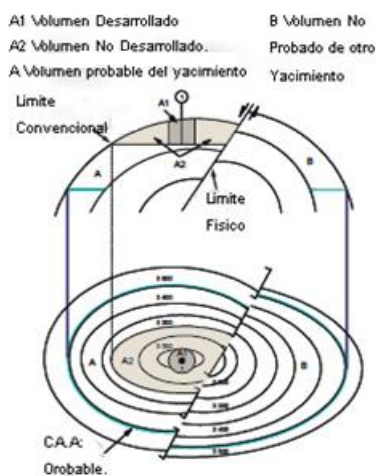


Figura 16. Límite convencional definido por la profundidad del pozo perforado.

- **Límites para el volumen probable:** Se deberán construir modelos geológicos tridimensionales a través de estudios de petrofísica, sísmica y de geología de explotación, que describan los límites de los yacimientos y su distribución de propiedades internas, limitando el volumen probable hasta los límites para el volumen de reserva probable.

Los límites físicos y convencionales se determinarán con base en los límites del área probada.

El volumen probable en un yacimiento donde hay certidumbre en el modelo geológico, se delimita en la parte superior por el límite convencional del volumen probado no desarrollado y a



la profundidad del yacimiento en el pozo perforado, y el límite convencional inferior dado por la interpretación del posible contacto de hidrocarburos-agua.

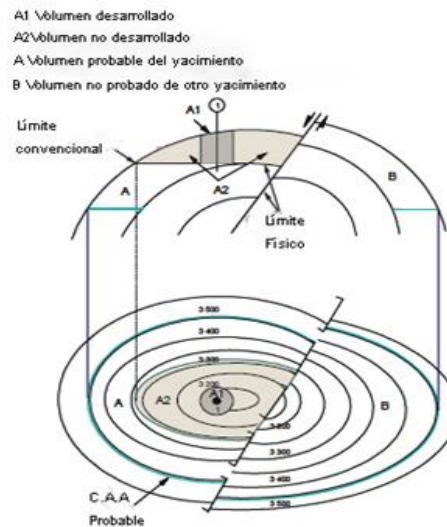


Figura 17. Límite convencional definido por un cambio de formación.

Si no se efectúan pruebas de producción ni de formación pero a través de información se definen condiciones técnicas y económicamente producción de hidrocarburos el límite superior se define por la roca sello y el límite inferior será convencional.

- **Límites para el volumen posibles:** Se determinan por el límite convencional de la reserva probable, por la profundidad del cierre estructural de la trampa.

En el caso de que se infiera la continuidad de una formación con reserva probable en otro bloque estructuralmente más alto que el bloque productor, por su posición estructural será considerado como reserva posible.

1. Límites para volúmenes probados + probables (2P) y probados + probables + posibles (3P).
2. Los límites físicos son los determinados para el volumen probado.
3. Los límites convencionales se determinaran de acuerdo a los límites inferiores especificados para el volumen probable y posible.

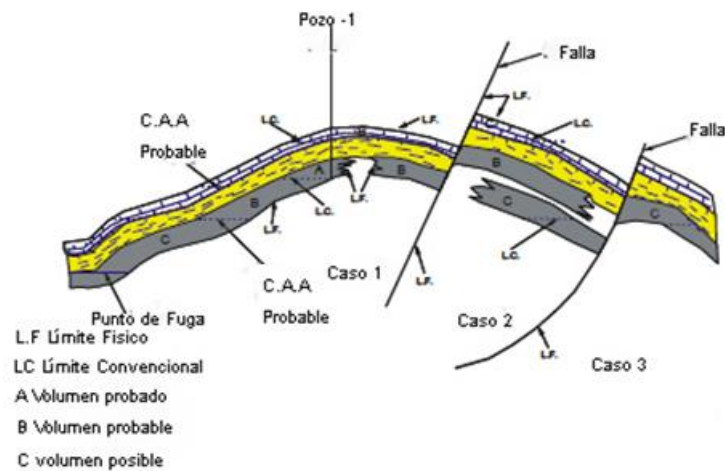


Figura 18. Límites en yacimientos con áreas probadas, probables y/o posibles

Espaciamiento: Distancia óptima entre los pozos productores de hidrocarburos de un campo o un yacimiento.

Espesor Bruto: Se define por los sellos superiores e inferiores del yacimiento, terminaciones laterales en fallas o acuñamientos estratigráficos.

Espesor Neto (hn): Resulta de restar al espesor total las porciones que no tienen posibilidades de producir hidrocarburos.

Espesor Total (h): 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.

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.

Presión de Abandono: Es función directa de las premisas económicas y corresponde a la presión de fondo estática a la cual los ingresos obtenidos por la venta de los hidrocarburos producidos son iguales a los costos de operación del pozo. Cuando se considera un pozo nuevo descubierto, frecuentemente se requiere una estimación de la presión de abandono para la evaluación de reservas.

Factor de Recuperación (Fr): Es la relación existente entre el volumen original de aceite, o gas, a condiciones atmosféricas y la reserva original de un yacimiento.



CAPITULO II

MÉTODOS DETERMINISTAS PARA LA ESTIMACIÓN DE VOLÚMENES ORIGINALES RECUPERABLES DE HIDROCARBUROS

La industria petrolera, es un negocio que puede llegar a sostener la economía de un país, pues se habla de tratos de millones de dólares, en los cuales hasta el más mínimo detalle cuenta, motivo por el cual los cálculos y datos, entre más precisos sean, nos darán un rango de incertidumbre menor, que en dado caso puede ayudar a decidir aspectos técnicos y económicos y por lo tanto, el futuro de un proyecto.

Cabe recordar que las reservas son acumulaciones descubiertas de hidrocarburos en el subsuelo, que se estima serán recuperados, dejando un margen de ganancia después de su evaluación económica y que están sustentadas en un proyecto.

El grado de incertidumbre que puede llegar a tener un proyecto, depende principalmente de la información disponible, aunque muchas veces esta puede ser escasamente muestreada, aunque podemos apoyarnos de algunos métodos para reducir la incertidumbre e inferir propiedades de diferente manera, para poder poblar un yacimiento entero.

Al hablar de un negocio de millones de dólares, se han desarrollado múltiples herramientas para disminuir costos y maximizar ingresos, premisa sumamente importante en el ámbito petrolero y que ayuda al ingeniero en la toma de decisiones.

Los métodos desarrollados por los ingenieros de yacimientos, con apoyo de otros especialistas en ciencias de la tierra, han sido trabajados de manera integral y se han perfeccionado a lo largo del tiempo hasta la actualidad, siendo clasificados en dos categorías:

- Métodos estocásticos o probabilistas: Utiliza rangos completos de valores que razonablemente puedan ocurrir para cada parámetro desconocido de geociencias e ingeniería de yacimientos para generar un rango de estimaciones y sus probabilidades asociadas.
- Métodos deterministas: Combinación de las mejores estimaciones (discretas) de los parámetros del yacimiento para lograr un resultado en un solo punto discreto.

Ambos métodos tienen un grado de incertidumbre implícito, relacionado con el grado de certeza razonable, en cuanto al volumen de hidrocarburos que se calcula y se prevé será recuperado.



MÉTODO VOLUMÉTRICO

1. Introducción

Uno de los métodos más simples que podemos usar para el cálculo de reservas es el análisis volumétrico, debido a que no requiere ningún dato de producción y predice el potencial económico de las reservas, sin considerar a que gasto producirán estas, aplicando un factor de recuperación sobre el volumen original estimado de aceite o gas.

La estimación volumétrica es una estimación estática y suele ser la de mayor uso durante las etapas tempranas de desarrollo, pues durante toda la vida del proyecto respalda otros métodos de estimación.

La información que requiere es fácil de obtener y se apoya en el uso de mapas geológicos y geofísicos para considerar al yacimiento como un tanque que contiene aceite o gas. El volumen del tanque sería el espacio poroso efectivo de la roca que no esté impregnado con agua, con el cual se hace el cálculo de un volumen de hidrocarburo contenido en el yacimiento.

2. Marco Teórico

El análisis volumétrico, realizado por un ingeniero, requiere una cantidad mínima de información y puede hacerse incluso en ausencia de la perforación de pozos mediante datos análogos y correlaciones de yacimientos vecinos, otros datos pueden estar basados en inferencias geológicas y geofísicas de esas correlaciones. El análisis sirve para estimar un volumen posible de hidrocarburos en el área de interés, estas estimaciones tendrán más incertidumbre que si tomáramos los datos de un pozo ya perforado o con datos concretos. Estas estimaciones son expresadas en barriles recuperables de aceite del yacimiento a condiciones estándar o bien, en pies cúbicos de gas recuperables del yacimiento a condiciones estándar, lo cual nos da un panorama muy general para poder justificar una inversión para el desarrollo del área.

Antes de que se pueda estimar el volumen recuperable, muchos valores deben ser obtenidos. Las primeras estimaciones se encuentran soportadas por algunos mapas geológicos o geofísicos, que se utilizan para tener una estimación de volumen de yacimiento impregnado con fluido, ya sea aceite, gas, agua. Estos fluidos ocupan un volumen específico dentro del volumen poroso efectivo del yacimiento y este volumen se representa de forma fraccional.

Para estimar el volumen de hidrocarburos del yacimiento, es necesario conocer diversos parámetros:



- Volumen bruto del yacimiento.
- Porosidad efectiva promedio del yacimiento
- Saturación promedio de agua.
- Factores volumétricos del fluido (aceite o gas) a la presión y temperatura del yacimiento.

El uso de valores promedio se debe a que se considera un yacimiento homogéneo e isótropo, dado que para estimar el volumen de hidrocarburos en el yacimiento se desea usar valores únicos de porosidad, saturación y factor volumétrico, es necesario generar valores ponderados para cada uno de estos parámetros.

Es necesario disponer de una serie de estudios del área de interés, ya que a partir de estos se determinarán los parámetros requeridos para realizar los cálculos, dependiendo del método que se utilice.

En la actualidad existen diversos métodos de modelado del yacimiento, para obtener diversos valores de los parámetros mencionados, ya sea con respecto a la medida de ocurrencia que éstas puedan tener utilizando todo tipo de información, o bien, la población se hace comparando el yacimiento con otro de características similares, es decir, un yacimiento análogo.

3. Creación del Modelo Estático de Yacimiento

El volumen de yacimiento que puede contener hidrocarburos es determinado por la fórmula clásica para calcular el PIIP. La información para construir el modelo estático, suele ser tomada de los datos disponibles del pozo y de ciertas analogías, así se puede realizar una configuración para el cálculo del volumen de hidrocarburos recuperables.

La creación del modelo estático de yacimiento es el resultado final de un flujo de trabajo que involucra la participación de ingenieros y geocientíficos, que tiene como finalidad, maximizar el uso de la información para optimizar la producción, además de que el modelo estático nos ayuda a calcular un volumen de hidrocarburos en sitio con un grado de incertidumbre asociada, apoya con un posible desarrollo del campo y sirve para desarrollar un futuro modelo de simulación dinámica con ciertas variaciones.

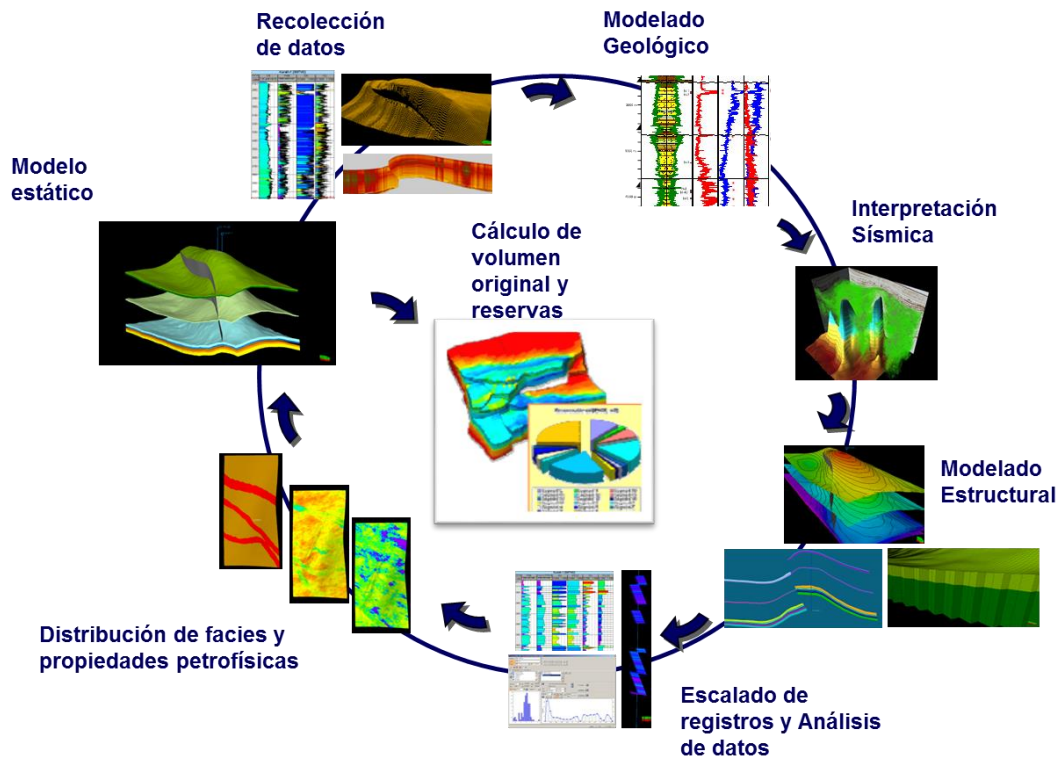


Figura 19. Flujo de trabajo para la construcción de un modelo 3D para cálculo de volumen de hidrocarburos.

3.1.Recolección de Datos

La construcción de un modelo estático de yacimiento se basa en la recolección de información y la revisión geológica, pues por medio de éste se pueden establecer los aspectos geológicos más relevantes del área de estudio en función de la relación de registros geofísicos, elaboración de secciones estratigráficas y estructurales para la posterior integración de toda la información recopilada.

Los registros son representaciones graficas de una propiedad física de la roca contra la profundidad y representan una fuente de información importante del pozo, ya que son tomados antes de cementar la TR, cuando el agujero esta descubierto. En complemento con los núcleos, estos pueden ser calibrados y permitirnos determinar con mayor precisión propiedades petrofísicas de la roca de yacimiento, además de que son uno de los elementos más importantes en la interpretación geológica-económica de caracterización de yacimientos, desarrollo de campos y evaluación de reservas.

Los registros de uso común para un pozo exploratorio son:



- **Registro Rayos Gama (GR):** La herramienta de Rayos gamma mide la radiactividad natural de las formaciones y es útil para detectar y evaluar depósitos de minerales radiactivos tales como potasio, torio y uranio. En formaciones sedimentarias el registro refleja normalmente el contenido de arcilla de la formación. Esto se debe a que los elementos radiactivos tienden a concentrarse en las arcillas. Las formaciones limpias usualmente tienen un bajo nivel de contaminantes radiactivos.
- **Registros Resistivos:** Para deducir la resistividad de formación en la zona no invadida, las medidas de resistividad se usan solas o en combinación. Es decir, atrás de la zona contaminada por los fluidos de control del pozo. También se usan para determinar la resistividad cercana al agujero. Las medidas de resistividad junto con la porosidad y resistividad del agua de formación, se usan para obtener la saturación de agua. La saturación obtenida de las resistividades somera y profunda se comparan para evaluar la productividad de la formación.
- **Registro Neutrón compensado:** La herramienta de neutrón compensado utiliza una fuente radiactiva (emisor de neutrones rápidos) y dos detectores. Su medición se basa en la relación de conteos de estos dos detectores. Esta relación refleja la forma en la cual la densidad de neutrones decrece con respecto a la distancia de la fuente y esto depende del fluido (índice de hidrogeno) contenido en los poros de la roca y por lo tanto, de la porosidad.
- **Registro de Lito Densidad compensada:** El equipo de lito densidad es una herramienta que utiliza una fuente radiactiva emisora de rayos gamma de alta energía y se usa para obtener la densidad de la formación e inferir con base en esto la porosidad; así como efectuar una identificación de la litología. Para obtener la densidad, se mide el conteo de rayos gamma que llegan a los detectores después de interactuar con el material. Ya que el conteo obtenido es función del número de electrones por cm^3 y este se relaciona con la densidad real del material lo que hace posible la determinación de la densidad.

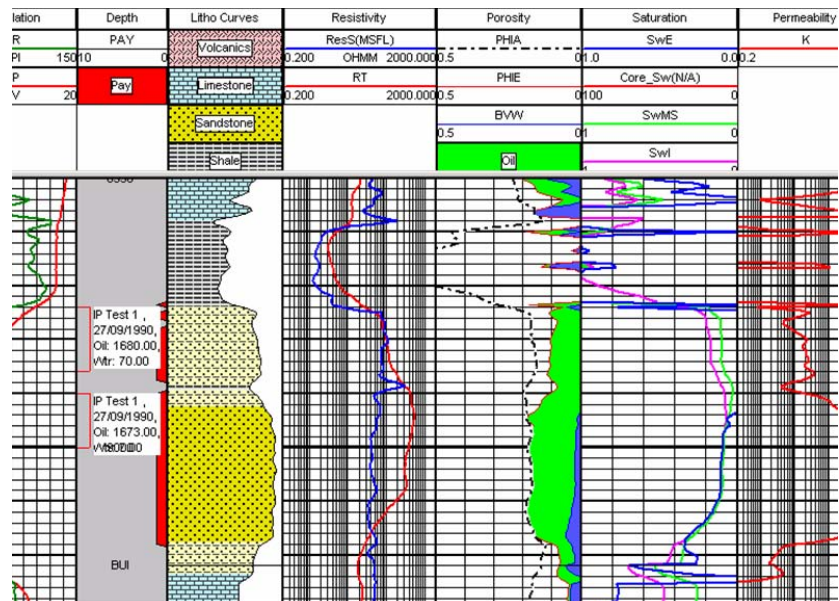


Figura 20. Registros geofísicos.

La interpretación geológica requiere de información adicional, como núcleos o muestras de pared para la posterior calibración de registros.

3.2. Interpretación Sísmica

Un estudio sísmico se realiza para investigar la distribución de características geológicas de un terreno o estructura en estudio, mediante la propagación de ondas sísmicas y vibraciones creadas artificialmente a través de las cuales se obtendrán valores y parámetros geofísicos como la velocidad de propagación compresional y de corte, módulos elásticos, aceleraciones, etc. Obtenemos así una imagen del subsuelo en 2D o 3D.

Como parte del trabajo geofísico se realiza la obtención, procesamiento, caracterización e interpretación sísmica de los estudios sísmicos 2D y 3D para definir superficies geológicas, cimas y bases de secuencias estratigráficas, fallas, y otras características geológicas de las rocas.

La interpretación sísmica consiste en hacer un barrido delineas y trazas, partiendo de los marcadores geológicos ya identificados en los pozos. De esta manera, podemos hacer un mapeo e identificar la estructura del yacimiento: cimas, bases y fallas en profundidad principalmente. A partir de esta interpretación, podemos delimitar hasta cierto punto el área de interés, pero aun corre el riesgo de una mala interpretación o errores en la toma de información.



Se puede realizar un amarre sísmico, que no es más que una relación de los parámetros medidos por el registro geofísico, que se correlacionan para parecerse en amplitud y fase a la sísmica que se tiene y que su factor de correlación no debe exceder el 50%.

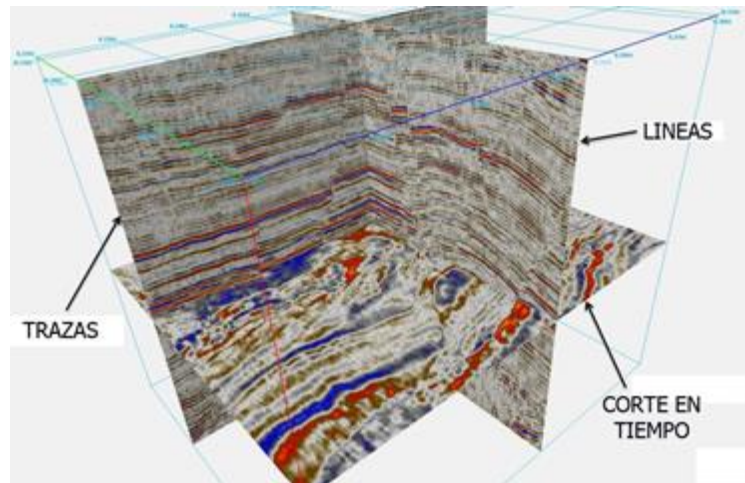


Figura 21. Sísmica 3D.

3.3. Modelo Geológico

La correlación de registros geofísicos es fundamental para la interpretación e identificación de unidades estratigráficas y estructurales, además es la principal fuente de mapas del subsuelo e interpretaciones con el propósito de cuantificar las reservas de hidrocarburos.

Las secciones estratigráficas se usan para identificar unidades parecidas que permitan establecer una continuidad lateral entre sí, y además, relaciones verticales entre las unidades que forman la columna estratigráfica. El objetivo primordial del modelo estratigráfico, es definir las unidades de flujo del yacimiento y los mapas de distribución de las rocas, apoyándose de correlaciones litológicas, análisis crono-estratigráficos.

Las secciones estratigráficas, se construyen a partir de la correlación de registros, tomando un marcador geológico reconocible en cada uno de ellos, además estas secciones sirven para definir estructuras sedimentaria y de esta manera, determinar lentes, canales, barras, etc.

Algunos factores de sedimentación, ejercen un alto grado de control sobre eventos locales en los que se basa el diseño de mallado de secciones en un estudio geológico. Las secciones paralelas a la dirección de sedimentación, permiten determinar la continuidad de los eventos de sedimentación y permiten visualizar cuerpos sedimentarios y su relación.

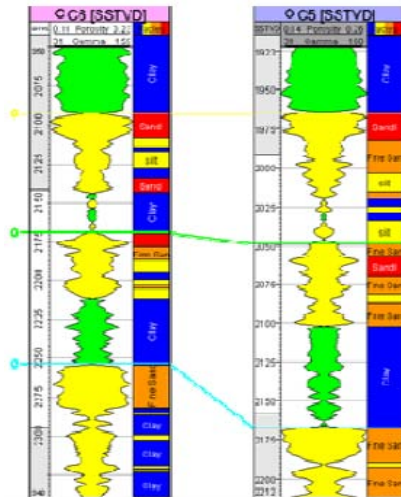


Figura 22. Correlación estratigráfica.

3.4. Modelo Estructural

La base para la creación del modelo estructural es la interpretación del cubo sísmico, usado para proveer un marco estructural mediante identificación de la orientación y geometría de los elementos principales para delimitar las estructuras o cierres de la acumulación

Las secciones estructurales se modelan con el objetivo de establecer la estructura geológica, discordancias, cambios de facies y distribución de fluidos en el modelo estructural, tomando como referencia una profundidad común para todos los registros de pozos.

3.4.1. Mallado de Pilares

El concepto de mallado de pilares es único en Petrel donde las fallas son usadas como base para la generación de la malla en 3D. La relación entre el modelado de fallas y el proceso de mallado de pilares es un proceso iterativo con el cual se puede obtener una malla de buena calidad y ortogonalidad.

Después de que los límites han sido definidos y la geometría de las celdas 2D afinada a un punto aceptable, la malla 3D puede ser construida. El resultado de la construcción de este “esqueleto”, es una serie de pilares, uno por cada esquina de una celda. La cima, base y la mitad de las celdas del esqueleto son usadas para ver estos pilares fácilmente en las dimensiones X-Y.

La finalidad del este proceso es definir la geometría a lo largo de las fallas pero también entre estas.



3.4.2. Modelado de Horizontes

El modelado de horizontes busca la construcción de estratos verticales en el modelo y el desplazamiento de las fallas es definido. Se crean zonas geológicas dentro del modelo y los horizontes aportan mayor resolución y variación vertical en cada zona geológica.

Por lo regular, la interpretación sísmica es utilizada para definir la arquitectura vertical del modelo de yacimiento, al introducir los horizontes al conjunto de pilares creados anteriormente, todas las intersecciones entre pilares y horizontes, se convierten en nodos en la malla.

3.4.3. Resolución Vertical

La creación de capas entre zonas y subzonas son los últimos pasos para definir la resolución vertical de la malla 3D. Los estratos son el reflejo de las capas internas de depósitos geológicos en una zona específica.

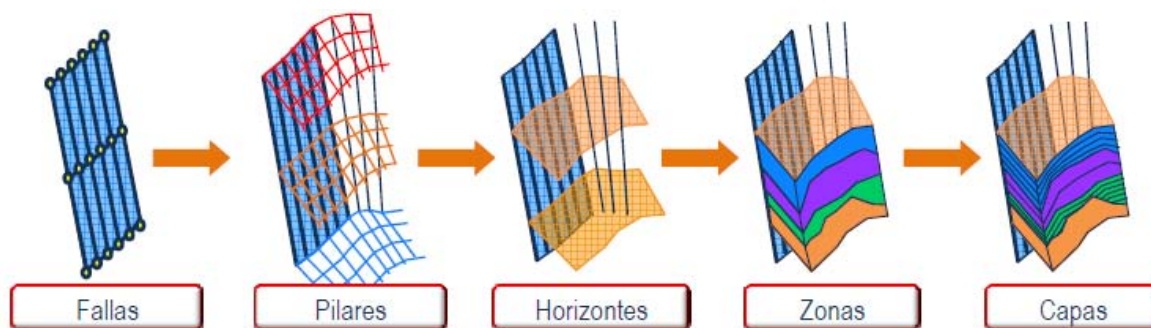


Figura 23. Modelado Estructural.

3.5. Modelado de Propiedades

El modelado de propiedades del yacimiento siempre se enfrenta al problema de la escasa información y altos grados de incertidumbre, por lo que se recurre a la geoestadística en modelos de correlación espacial de la información y apoyándose en modelos geológicos conceptuales.

3.5.1. Escalado de Registros

Posterior a la toma de registros y después de haber definido la resolución de las mallas, el escalado de registros sirve para llevar información del registro a la malla. Las celdas por lo regular son más grandes que una lectura del registro, y deben ajustar a un valor promedio de los



datos de registros contenidos en una celda vertical y el valor de la propiedad escalado no debe ser mayor al dato duro de registro.

La similitud entre los valores de los registros originales y los escalados para cada propiedad implica que estadísticamente el registro escalado será representativo de las características petrofísicas del pozo en el modelo.

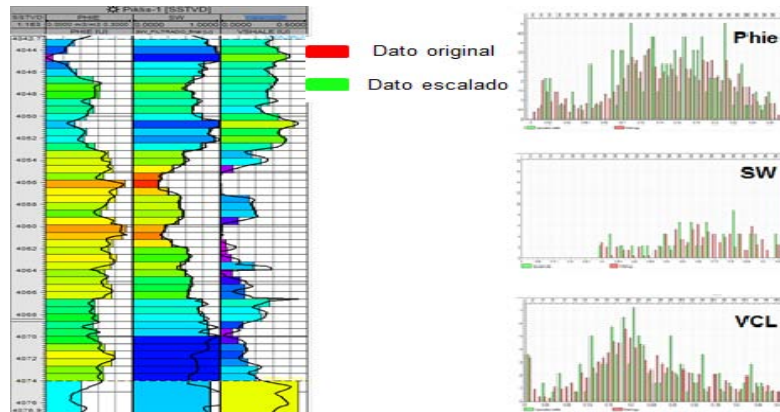


Figura 24. Distribución probabilista de un registro escalado.

3.5.2. Distribución de propiedades petrofísicas

La estadística se relaciona con los métodos cuantitativos para coleccionar, organizar y analizar datos, así como para realizar ciertas conclusiones y hacer decisiones razonables con base en el análisis hecho. El campo de la estadística tiene como meta, tomar conceptos esenciales y representar modelos de yacimiento geoestadísticos. La geoestadística es diferente de la estadística debido a los siguientes aspectos:

1. Se enfoca en el origen geológico de los datos.
2. Un modelo explícito y tratamiento de la correlación espacial entre datos.
3. Tratamiento de datos a diferentes volúmenes de escala.

En el análisis probabilístico, la incertidumbre se refleja en la forma en que esta se distribuye a partir de una muestra de una población determinada. En esta metodología el rango o distribución se determina en base de la muestra poblacional de registros, la interpretación sísmica, la estructura geológica, los estudios de núcleos e información de análisis y pruebas del yacimiento. Toda esta información, ya tiene un grado de incertidumbre asociada a el hecho de que nunca hay datos suficiente disponibles de las propiedades, las características geológicas entre los pozos y la calidad o representatividad de los datos.



Para fines prácticos, solo los datos de propiedades estáticas deben ser vaciados juntos para un análisis subsecuente. Siempre debe de haber restricciones para considerar cada muestra como única para no confundirla con otras muestras, ya que estas restricciones permiten tener suficientes datos para la deducción geoestadística.

La geoestadística, se relaciona a una amplia variedad de técnicas utilizadas en el análisis de datos espaciales, estimación, simulación y toma de decisiones. El campo de la geoestadística es extenso y su objetivo es una presentación pragmática de conceptos usados en la población de propiedades petrofísicas donde comúnmente se usan métodos deterministas y estocásticos.

El kriging es un método de interpolación determinista de una variable escasamente muestreada para la creación de mapas variables de regiones extensas, siendo así la base de trabajo de muchas aplicaciones de mapeo tradicional y un componente esencial de los métodos de simulación geoestadística. El término kriging es tradicionalmente reservado para regresiones lineales usando datos con los mismos atributos que los que serán estimados, donde los valores del variograma son parámetros conocidos (media y varianza) y los pesos de los parámetros desconocidos.

El kriging hace suposiciones del conjunto de datos, algunos de estos son la estacionaridad con respecto a las normas de comportamiento de las propiedades que analizamos, el estudio, o el modelo con herramientas geoestadísticas. Es necesario mencionar que la estacionaridad asume que una propiedad se comporta de la misma manera en todas las localidades del volumen elegido, es decir, que las muestras no tienen tendencia inherente. Si existe una tendencia, se debe quitar antes de usar ciertos algoritmos.

Por lo general, la propiedad debe comportarse consistentemente dentro del volumen elegido para el análisis, estudio o modelado, en caso contrario las herramientas geoestadísticas no funcionarían correctamente.

Se puede utilizar para crear desde una superficie 2D hasta una 3D de un modelo de propiedades. La entrada del algoritmo por lo regular son datos de punto y datos del variograma, pues este último define como utilizar los datos de pozos para poblar los valores en las celdas de la malla entre pozos. La idea principal es que los cambios se interpreten fluctuaciones locales en torno a un valor medio constante.

El término Cokriging es usado para una regresión lineal que también use datos definidos en diferentes atributos, es decir, un método de correlación entre una variable escasamente muestreada y una densamente muestreada para establecer un valor esperado.

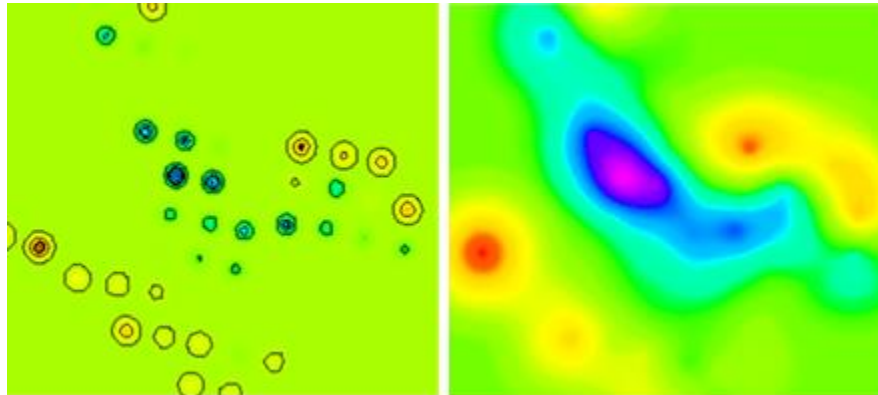


Figura 25. Población por Kriging.

Para el modelado, el método kriging se utiliza para calcular la mejor estimación de propiedades de las rocas, por lo general mediante la interpolación de datos de pozos. Las limitaciones de ese método es que, en un modelo grande, valores escasamente muestreados, tienden a ser sobreestimados y los valores altos, subestimados.

Otro de los métodos utilizados en la caracterización estática tridimensional y continua de los yacimientos es el uso de probabilidades, cualquier método que involucre propiedades puede ser llamado método estocástico. Los métodos estocásticos son utilizados debido a que:

- La información que tenemos del yacimiento está incompleta en todas las escalas.
- Variabilidad en las propiedades de la roca.
- Depositación espacial compleja de las facies.
- Relaciones desconocidas entre propiedades, entre otras.

Los métodos de simulación estocástica, son mejores en la captura de las heterogeneidades (variación de valores extremos) del subsuelo mediante la evaluación de su variabilidad espacial. Tales métodos estocásticos pueden utilizar los datos, además de los datos sísmicos o de producción pertinentes y también pueden estar condicionadas a los modelos de facies existentes.

La simulación de la función variable Gaussiana (SFVG) es una simulación estocástica que utiliza para dispersión de datos continuos como puntos de datos para estimar valores simulados en cada nodo. Esta simulación prefiere una distribución normal, (media=0, desviación estándar=1). La simulación SFVG, tiene múltiples salidas estocásticas y garantiza una reproducción exacta de la distribución de los datos de entrada.

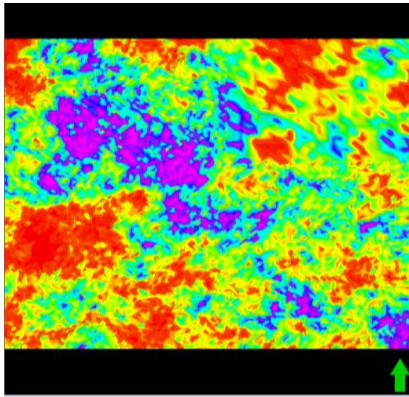


Figura 26. Resultado de la simulación Gaussiana.

3.5.3. Facies

Una de las decisiones más importantes en cualquier estudio estadístico, es como vaciar los datos dentro de una población para un análisis completo. Casi siempre un modelo de yacimiento es construido en base a sus facies. El objetivo en esta etapa del flujo de trabajo es distribuir en la malla las facies obtenidas del modelo y los datos geológicos disponibles con ayuda de la geoestadística.

Las facies se definen como un conjunto de rocas con características determinadas que las hace distintas a otras. El ambiente sedimentario en el que se depositan y la dirección da origen a distintas facies. En yacimientos de terrígenos pueden tomar direcciones variadas, ya sea que el sedimento haya quedado en un flujo de canal (buena ϕ) o en el flujo de desborde (mala ϕ) con distribuciones variadas en este tipo de sedimentos, a diferencia de los calcáreos que son grandes depósitos in situ, en sentido areal y vertical.

La principal consideración en proponer un número de facies es para balancear el nivel geológico de entrada con la significancia estadística y la ingeniería para cada clasificación de facies. Idealmente, cada facie debe tener importancia geológica y aun tener suficientes datos para permitir la deducción confiable que requiere el modelo estadístico del yacimiento.

Las facies son más fácilmente identificables mediante un estudio de núcleos y aunque la gran mayoría cuenta con un paquete de registros de pozo por lo regular son solo algunos pozos los que cuentan con extracción de núcleos. Una vez que se estudian los núcleos, la información arrojada es esencial para que las facies puedan ser separadas con un rango de precisión con respecto a los pozos con registros geofísicos y los pozos que además del paquete de registros cuentan con núcleos, mediante algún procedimiento de calibración. Si estas facies no pueden ser



identificadas solo con registros de pozo, entonces se asocian las facies o se definen los más amplios, que podrían tener una prioridad para el modelado geoestadístico.

Las propiedades petrofísicas más importantes que son introducidas en el modelo estadístico son: la porosidad, permeabilidad y las propiedades de flujo multifásico, tales como, permeabilidad relativa y presión capilar; y cada facie deben tener:

1. Diferencias claras en las propiedades petrofísicas.
2. Características espaciales que las hacen más fáciles de modelar.

No es conveniente separar datos acordes con facies, eso conllevaría que las propiedades de flujo no fueran fácilmente diferenciables.

Las facies son más fácilmente identificables mediante un estudio de núcleos y aunque la gran mayoría cuenta con un paquete de registros de pozo por lo regular son solo algunos pozos los que cuentan con extracción de núcleos. Una vez que se estudian los núcleos, la información arrojada es esencial para que las facies puedan ser separadas con un rango de precisión con respecto a los pozos con registros geofísicos y los pozos que además del paquete de registros cuentan con núcleo, mediante algún procedimiento de calibración. Si estas facies no pueden ser identificadas solo con registros de pozo entonces se asocian las facies o se definen los más amplios, que podrían tener una prioridad para el modelado geoestadístico.

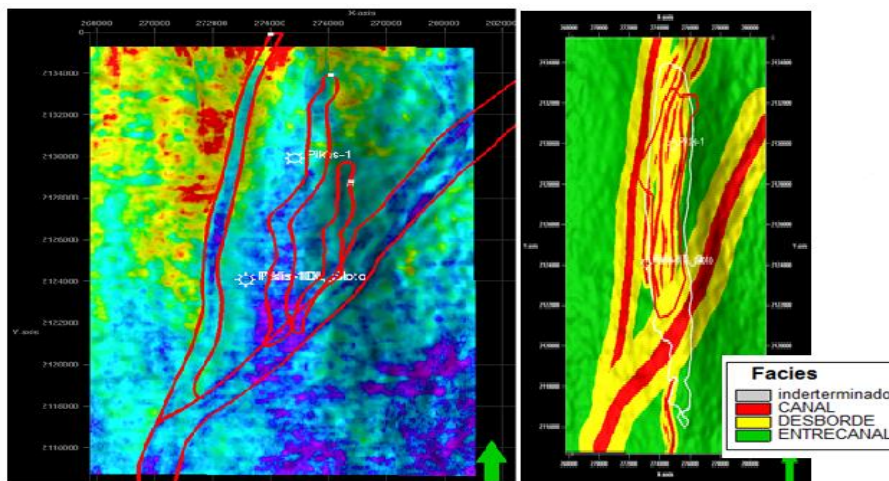


Figura 27. Distribución de facies.

4. Estimación del Volumen de Hidrocarburos en el Yacimiento

La estimación del volumen de petróleo inicialmente in situ (PIIP por sus siglas en inglés), ha evolucionado mucho con los avances en la tecnología computacional, pues han facilitado las



aplicaciones extendidas en la construcción digital de varios millones de celdas dada la sísmica 3D y un control temprano de pozos, y ahora los mapeos convencionales geológicos han sido sustituidos por el modelo geológico en 3D, el cual es una de las ventajas del software Petrel, aunque consideramos necesario, mencionar la base de los procesos computacionales integrados para la estimación del volumen del yacimiento, descritos a continuación:

Método de Isohidrocarburos: Este método también es conocido como iso índices de hidrocarburos y es el método volumétrico con el cual se obtienen los mejores resultados para determinar el volumen original de hidrocarburos y se basa en el conocimiento de un índice de hidrocarburos asociados al yacimiento en estudio.

El índice de hidrocarburos de un intervalo se obtiene de la siguiente forma:

$$Ih = h\phi(1 - S_w)$$

Dónde:

- Ih= Índice de hidrocarburos.
- h = espesor neto (m).
- ϕ = porosidad (fracción).
- S_w = saturación inicial de agua.

Este índice es una medida de la cantidad de hidrocarburos que existen en la roca proyectada sobre un área de un metro cuadrado del yacimiento. Al ponderar estos índices en las áreas respectivas se obtiene el volumen original de hidrocarburos.

Método de cimas y bases: Este método sirve para determinar el volumen bruto de roca del yacimiento. Se considera desde la cima o límite superior del yacimiento hasta la base o límite inferior del mismo, que en caso de existir puede ser el WOC, fallas, discordancias, cambios de facies o bien, el límite más bajo de hidrocarburos conocidos (LKH). Para su desarrollo, se parte de la configuración de curvas de igual profundidad de las cimas y de las bases de la formación, siendo necesaria para su preparación, contar con los planos de las localizaciones con los pozos que constituyen el área de estudio y por medio de registros geofísicos, determinar la cima y la base de la formación productora para cada uno de los pozos. El método considera el espesor total de la formación, es decir, un volumen de roca bruto que incluye el volumen de roca constituido por intercalaciones densas o de lutitas, que existen en todo el volumen de la formación y que tienen bajas posibilidades de contener hidrocarburos, esta característica hace del resultado una aproximación poco exacta, considerando también la poca certidumbre que de por sí tiene ya el método volumétrico.



El producto del área comprendida entre las líneas que describen la cima y la base (h) constituye el volumen bruto de roca del yacimiento, que a su vez al multiplicarse por el valor de porosidad y saturación de hidrocarburos media del yacimiento nos da un volumen de aceite medido a condiciones de yacimiento.

Método de isopacas: Este método es usado para calcular el volumen de roca que produce hidrocarburos, entre el tope y la base de la formación, sin tomar en cuenta las intercalaciones densas y de lutitas en las cuales no hay acumulación de hidrocarburos, las cuales son quitadas del espesor total del intervalo productor.

Para la determinación de los espesores netos productores, este método se apoya en el uso de los registros geofísicos, tales como, el registro microresistivo, que define los intervalos porosos y permeables y los diferencia de los intervalos densos o con contenido arcilloso, encontrar los toques de las arenas y el contacto agua-aceite (WOC). En caso de que existirá un casquete de gas, el contacto gas-aceite (GOC) puede ser encontrado usando registros de densidad y neutrón combinados, análisis de núcleos y/o pruebas de formación (DST)

Una vez determinado el valor de los espesores netos productivos de cada pozo, se procede a poner en un mapa del campo, los valores del espesor neto del intervalo de interés en el lugar correspondiente y configurar posteriormente un mapa de isopacas, para tal proceso, se trazan líneas que unen puntos de igual espesor denominadas líneas isopacas del yacimiento.

Una vez con el mapa configurado se determina el área que encierran las líneas isopacas partiendo del límite del yacimiento hacia adentro. Con los valores de área se procede a tabular junto con sus correspondientes espesores y con estos valores se construye la gráfica de espesores netos de arena vs el área encerrada en las líneas isopacas. El área bajo la curva de la gráfica representa el volumen de roca impregnada con hidrocarburos.

Como ya se mencionó anteriormente, este espesor bruto del yacimiento, es el volumen de roca total que incluye intercalaciones arcillosas, las cuales tienen baja probabilidad de contener hidrocarburos, por otra parte el espesor neto del yacimiento es la parte de la formación de la cual se espera producir hidrocarburos. El espesor neto de hidrocarburos (net pay) es la parte del espesor neto del yacimiento que está suficientemente saturado con hidrocarburos para producir a gastos económicos bajo condiciones específicas de operación.

Los parámetros limitantes o "Cutoffs" referidos como cortes petrofísicos son usados para determinar el espesor neto de hidrocarburos y este espesor comprende las partes del yacimiento



con propiedades de roca capaz de almacenar y producir hidrocarburos a gastos comerciales cumpliendo con los parámetros de corte de porosidad, V_{shale} y saturación de agua.

Los parámetros de corte apropiados de volumen de arcilla, porosidad y saturación de agua deben ser aplicados obteniendo como resultado intervalos de espesor netos con alta confianza de ser económicamente productivos y que serán considerados como yacimiento.

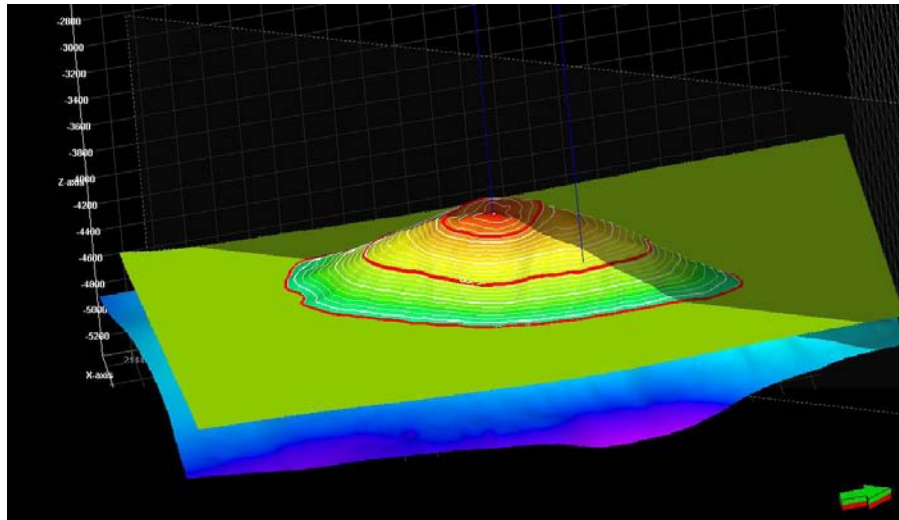


Figura 28. Plano de Isopacas del yacimiento.

En un proceso de mallado en el software Petrel, los parámetros en la ecuación de petróleo original in situ (PIIP) cambian de celda a celda, y el volumen original es obtenido mediante la sumatoria total de los valores individuales asignados para cada celda. Con tales modelos de caracterización del yacimiento, el uso de estas celdas puede representar diferentes escenarios convincentes pero poco fiables. El refinamiento y verificación de estos grandes modelos geocelulares con analogías actuales y el grado de certeza en las estimaciones resultantes para una extensión areal grande es dependiente de la cantidad y calidad de la geociencia, ingeniería y la interpretación de datos.

En términos de variables promedio de área (A), espesor neto (h), porosidad (ϕ), saturación inicial de agua (S_w) y el factor de volumen de formación (FVF) (B_{hi}) para aceite (rb/stb) o para gas (rcf/scf), obteniendo estos datos de registros geofísicos y pruebas PVT, la ecuación volumétrica clásica generalizada para estimar el volumen original en cada celda es dada por:

$$PIIP \text{ (STB o scf)} = \frac{Ah\phi(1-S_{wi})}{B_{hi}}$$



Donde los volúmenes de aceite o gas están en barriles o pies cúbicos, abreviados como STB y RB o Scf y Rcf representando las mediciones a condiciones de superficie (S) y condiciones de yacimiento (R), con sus respectivas presiones y temperaturas.

Para el cálculo del volumen original con el modelo geológico de multiceldas, a cada celda se le asigna un valor determinado de área, espesor, porosidad, saturación de agua y factor volumétrico de fluido, según sea el caso, siendo el volumen original total la sumatoria del valor obtenido en cada celda.

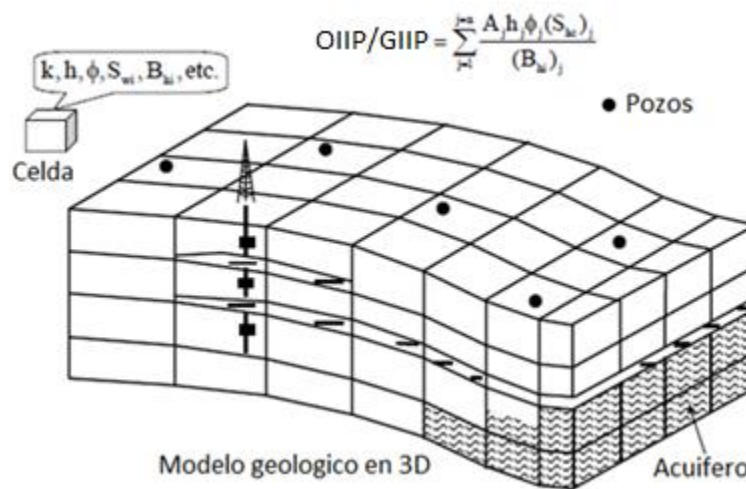


Figura 29. Modelo geológico de multiceldas.

5. Volumen De Hidrocarburos Recuperables Del Yacimiento

El volumen original de hidrocarburos en sitio es una acumulación en el subsuelo, la cual no puede ser recuperada en su totalidad, debido a factores físicos o bien económicos.

Este volumen recuperable es obtenido por el producto del factor de recuperación y el volumen original siendo denominado como EUR (Estimated Ultimate Recovery).

$$EUR(\text{stb o scf}) = PIIP(\text{stb o scf}) \times Fr \text{ (fracción de PIIP)}$$

Determinar el factor de recuperación es una de las mayores complicaciones que conlleva el cálculo de volúmenes a recuperar y su estimación puede basarse en los factores de recuperación calculados o las presiones de abandono, en el comportamiento deposicional observadas en campos análogos próximos que se encuentran en etapas más avanzadas de explotación. El factor de recuperación está fuertemente ligado a las propiedades de la roca y al mecanismo de empuje del yacimiento entre otros factores tales como:



- Tipo y calidad de la roca
- Tipo y características de los fluidos
- Propiedades del fluido que desplaza
- Configuración estructural, fallas, variaciones estratigráficas
- Ubicación de los pozos
- Tamaño y la forma del acuífero, el casquete de gas y la columna de aceite
- Las prácticas de producción del operador (primaria, secundaria, EOR)
- Consideraciones mecánicas, operacionales de facilidades, compresión y otros factores que puedan tener un efecto en el mecanismo de drenaje

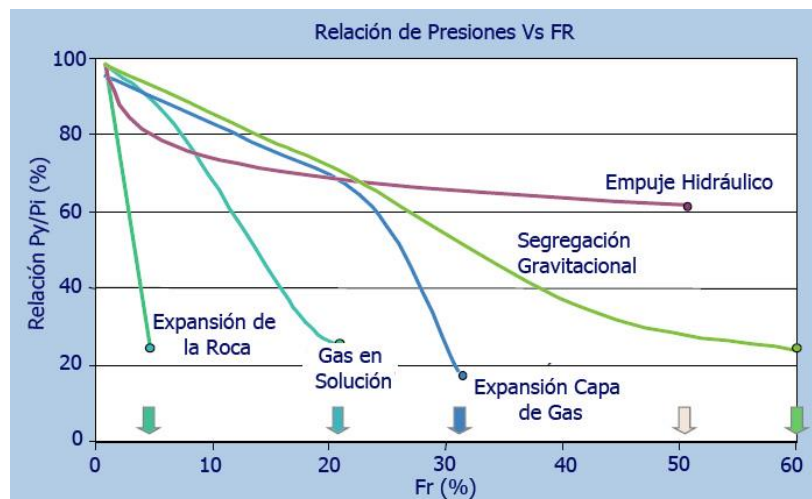


Figura 30. Eficiencia de recuperación del PIIP (Satter y Thakur).

Debido a las variaciones tan significativas en los valores de factores de recuperación, es difícil estimar un valor preciso y solo mediante el uso de factores de recuperación de **yacimientos análogos** es posible dar un valor cercano, para el cálculo posterior de las reservas originales de aceite y gas.

Este método por analogía es utilizado principalmente en la etapa exploratoria o cuando se descubren yacimientos de los cuales no se dispone de información apropiada y se requiere estimar el volumen de petróleo original en sitio y reservas para tener una idea de su potencialidad, se toma en consideración las características similares existentes en los yacimientos que se encuentran cercanos al de interés además de la información que aporta una comparación entre pozos.

La comparación en varias analogías puede mejorar el rango de incertidumbre de las cantidades estimadas recuperables del yacimiento objetivo.



CURVAS DE DECLINACIÓN

1. Introducción

La técnica de análisis de curvas de declinación es empleada para la evaluación de reservas y en la predicción de la producción futura y se basa en los datos de producción y sus factores de control, los cuales se pueden extrapolar y describir por una expresión matemática.

El método de la extrapolación es el efecto de estimar el rendimiento futuro. Las curvas de declinación se caracterizan por tres factores.

- a) Gasto de Producción inicial o el gasto en algún tiempo en particular.
- b) Curvatura de la Declinación.
- c) Gasto de la declinación. (D_i)

Según Ikoku (1984) debe haber tres consideraciones en el análisis de curvas de declinación:

- 1) Antes de analizar las curvas de declinación la producción debe estabilizarse durante el periodo que se analiza (estrangulador constante o misma presión de cabeza constante). La declinación de la producción debe reflejar la productividad del yacimiento y no ser el resultado de una causa externa.
- 2) La estabilidad de las condiciones del yacimiento deben prevalecer con el fin de extrapolar las curvas de declinación. El análisis puede ser utilizado para estimar el comportamiento del pozo o yacimiento.
- 3) Se utiliza en la evaluación de nuevas inversiones, dimensionar los equipos e instalaciones y análisis económico.

“Arps 1945” Cada tipo de curva tiene una curvatura diferente, representa gráficamente el gasto(q) v_s tiempo (t) o el gasto (q) v_s producción acumulada(Np, Gp). Las características de estas curvaturas se utilizan para seleccionar el modelo apropiado de declinación.

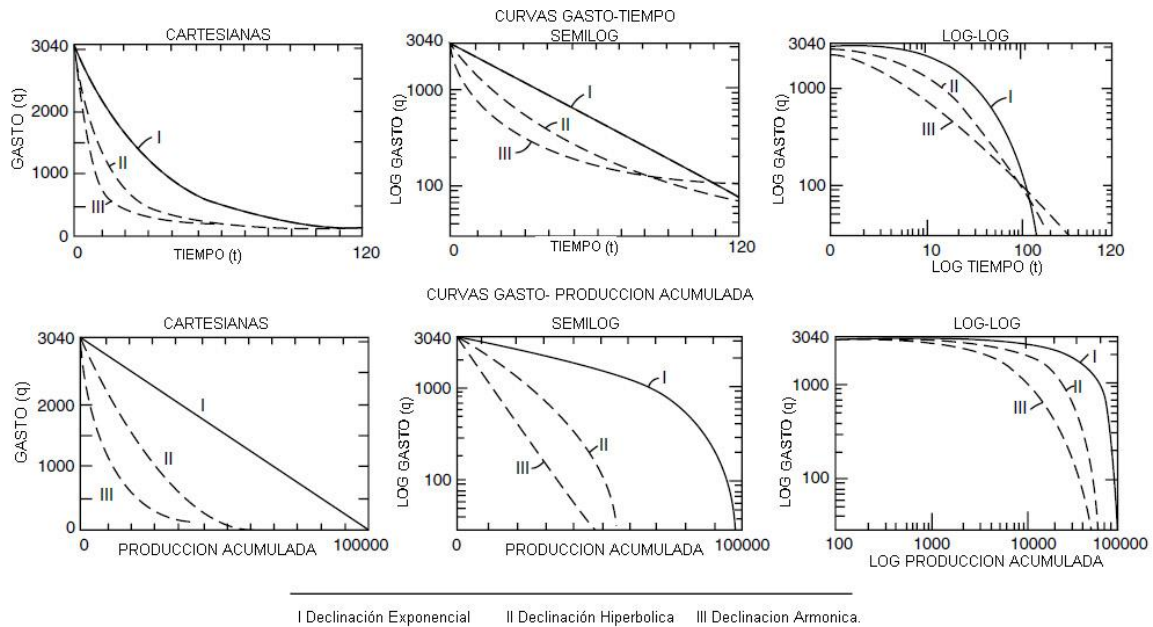


Figura 31. Clasificación de las Curvas de Declinación de la Producción. Según Arps 1945

Arps definió los siguientes 3 tipos de comportamiento de declinación:

- Declinación exponencial.
- Declinación armónica.
- Declinación hiperbólica.

Todos los análisis de curvas de declinación están basados en relaciones de ritmo de producción vs tiempo.

$$q_t = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{\frac{1}{b}}}$$

Dónde:

q_t = Gasto de producción en un tiempo t [volumen / unidad de tiempo].

q_i = Gasto de producción en un tiempo 0 [volumen / unidad de tiempo].

D_i = Gasto de Declinación inicial. [días⁻¹].

t = Tiempo [días].

b = Exponente de Arps.



La descripción matemática de estas curvas de declinación de la producción es muy simplificada por el uso del gasto de declinación (nominal) D . Este gasto de declinación es definida como el cambio del gasto del logaritmo natural del gasto de producción.

$$D = -\frac{d(\ln q)}{dt} = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt}$$

El signo menos es añadido porque dq y dt tienen signos opuestos y es conveniente tener a D positivo. La ecuación de la declinación describe cambios en la pendiente de la curva $\frac{dq}{dt}$ con el cambio en la velocidad de flujo, q , en el tiempo.

El gasto de declinación D y el exponente b pueden ser usados para predecir la producción futura. Se puede aplicar el análisis de curvas de declinación para pozos individuales o todo el yacimiento.

El valor de b puede variar de 0 a 1 por lo tanto la ecuación de Arps es conveniente expresarla en las siguientes tres formas:

Caso	B	Relación Gasto-Tiempo
Exponencial	$b=0$	$q_t = q_1 e^{-Dt}$
Hiperbólica	$0 < b < 1$	$q_t = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{\frac{1}{b}}}$
Armónica	$b=1$	$q_t = \frac{q_i}{(1 + D_i t)}$

Tabla 1. Valores del exponente b .

Estas relaciones matemáticas aplican igualmente para yacimientos de aceite y gas.

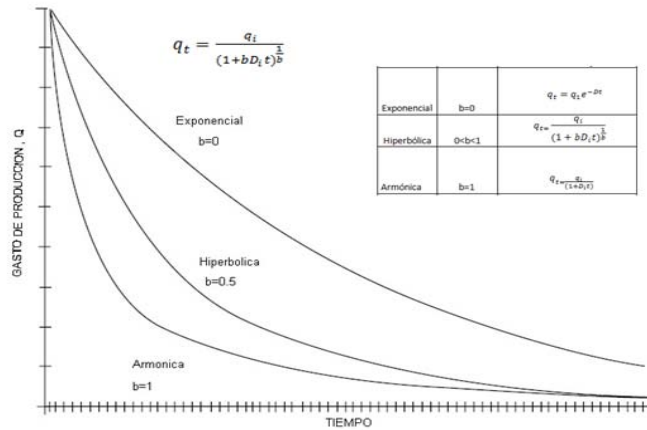


Figura 32. Curvas de declinación gasto vs tiempo (exponencial, armónica, hiperbólica).

Las tres formas de declinación son aplicables solo cuando pozo/yacimiento se encuentra en condiciones de flujo pseudoestacionario, esto es las condiciones de flujo en los límites del yacimiento están dominadas.

Consideraciones que deben seguirse antes de interpretar la curvas de declinación.

- El pozo está vaciando una área de drene constante, esto es, el pozo está en una condición de flujo dominado en los límites.
- El pozo está produciendo cerca de su capacidad.
- El pozo está produciendo a una presión de fondo constante.

El área bajo la curva de declinación q vs t entre los tiempos t_1 y t_2 es una medición de la producción acumulada de aceite o gas bajo este periodo.

En los yacimientos de gas la producción acumulada (G_p) puede ser expresada matemáticamente:

$$G_p \int_{t_1}^{t_2} q_t dt \longrightarrow G_p = q_t (t_2 - t_1)$$



Reemplazando el gasto q_t e integrando nos queda.

Exponencial	$b=0$	$Gp(t) = \frac{q_i - q_t}{Di}$
Hiperbólica	$0 < b < 1$	$Gp(t) = \left[\frac{q_i}{Di(1-b)} \right] \left[1 - \left(\frac{q_t}{q_i} \right)^{1-b} \right]$
Armónica	$b=1$	$Gp(t) = \left(\frac{q_i}{Di} \right) \ln \left(\frac{q_i}{q_t} \right)$

Tabla 2. Rangos de b para los tipos de declinación.

Dónde:

$Gp(t)$ = Producción acumulada en el tiempo [MMpc].

q_i = Gasto de Gas inicial en el tiempo $t=0$ [MMpc/unidad de tiempo].

t = Tiempo.

q_t = Gasto de gas en el tiempo t .

Di = Tasa de declinación inicial $\left[\frac{1}{\text{unidad de tiempo}} \right]$.

2. Periodos de Declinación

2.1. Declinación Transitoria

Es una declinación natural causada por la expansión del aceite, gas y agua en una región de drenaje con un incremento continuo del radio de drenaje, esto es, el abrir un pozo a producción altera el estado de equilibrio del yacimiento y crea una respuesta en la presión del pozo.

El disturbio de presión se propaga gradualmente lejos del pozo, incrementando el área de drenaje del pozo. Originando que el disturbio de presión se propague hacia las fronteras externas del yacimiento, las condiciones de producción cambian en función del tiempo.

Existen 2 modos de producción transitoria:

- Gasto de Producción Constante: Implica una declinación en la presión del pozo.



- Presión de Fondo Fluyendo Constante: Implica una declinación en el gasto de producción.

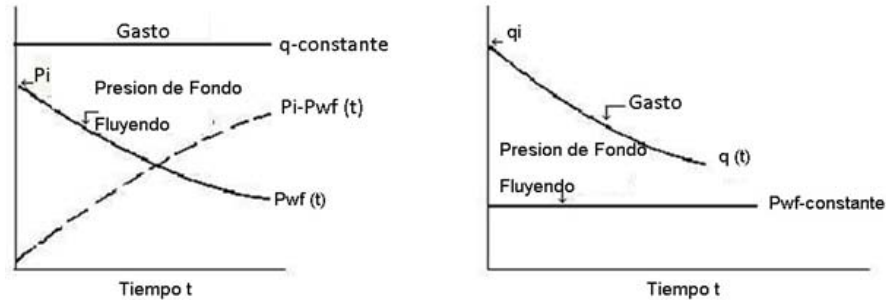


Figura 33. Modos de producción transitoria

2.2. Declinación en Estado Pseudoestacionario

Se define como un conjunto en estado estacionario para describir el comportamiento del pozo. El inicio del abatimiento (de presión) está determinado por el tiempo en el cual, el radio de drenaje ha alcanzado las fronteras externas de no-flujo.

El rango de declinación de la presión depende de:

- Expansión de los fluidos.
- Rapidez en la producción de los fluidos.
- Compactación del volumen de poros.

El deterioro del comportamiento de afluencia mediante la presión media del yacimiento y el incremento de la resistencia de flujo son los efectos más importantes.

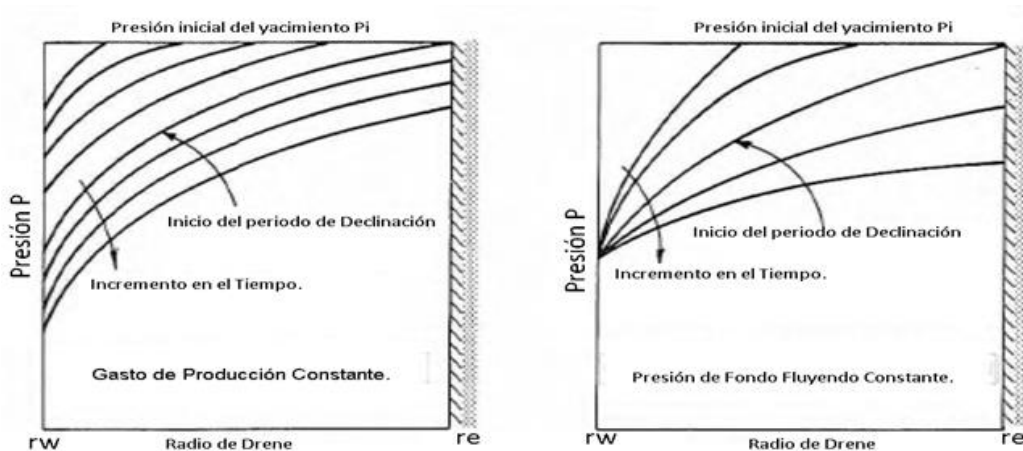


Figura 34. Caída de presión a lo largo del área total de drenaje.

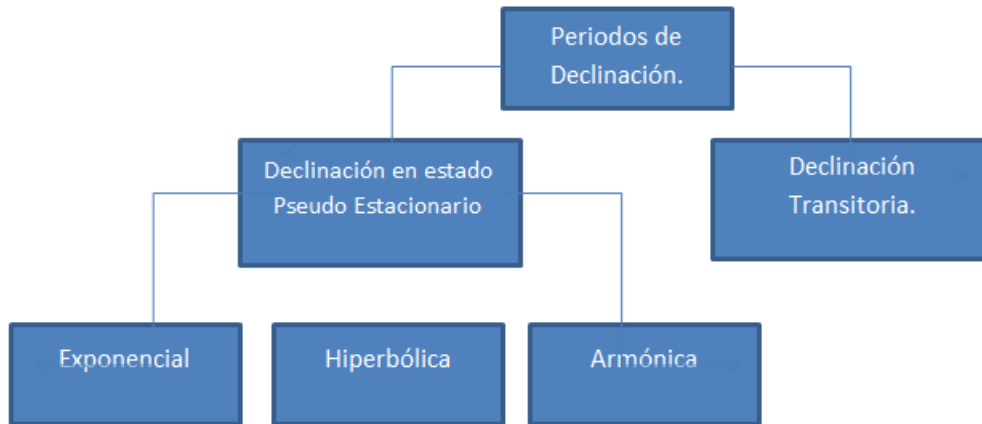


Figura 35. Periodos de declinación.

3. Modelos de Declinación

La técnica de curvas de declinación, es un análisis de datos que ajusta la historia de producción con un modelo matemático, el cual trata de predecir la tendencia que seguirá el gasto a lo largo de un periodo de tiempo y no utiliza ningún tipo de información extra, simplemente predice el comportamiento ajustado a una tendencia que seguiría si se conservan los esquemas de explotación actuales. Estos modelos son utilizados para estimar las reservas remanentes y los perfiles de producción que seguirá el pozo, el yacimiento e incluso el campo hasta un gasto final.

3.1.Exponencial

Este tipo de declinación se ajusta a un modelo que asume una tendencia conservadora, con un tiempo de vida corto para el proyecto y es el más utilizado en la industria petrolera mexicana y se presenta cuando el exponente b es igual a 0, por lo tanto la ecuación general de la declinación será la siguiente:

$$D = -\frac{d[\ln(q)]}{dt}$$

Integrando de 0 a t tenemos:

$$\int_0^t D dt = -\int_{q_1}^{q_2} d[\ln(q)]$$



$$Dt = -[\ln(q_2) - \ln(q_1)]$$

$$D = \frac{\ln(q_2) - \ln(q_1)}{t}$$

$$D = \frac{\ln\left(\frac{q_1}{q_2}\right)}{t}$$

Graficando los valores del $\ln\left(\frac{q_1}{q_2}\right)$ vs t se puede obtener el factor de declinación.

Para poder determinar o pronosticar la producción con el tiempo es necesario conocer el factor de declinación, y despejar q_2 de la siguiente ecuación :

$$D = \frac{\ln\left(\frac{q_1}{q_2}\right)}{t}$$

Obteniendo:

$$q_2 = q_1 e^{-Dt}$$

Conociendo el gasto inicial y el factor de declinación se puede obtener un pronóstico de producción.

Al graficar la producción en escala logarítmica se obtiene el comportamiento de una línea recta lo cual es característico de la declinación exponencial, la cual es la más utilizada en la industria petrolera.

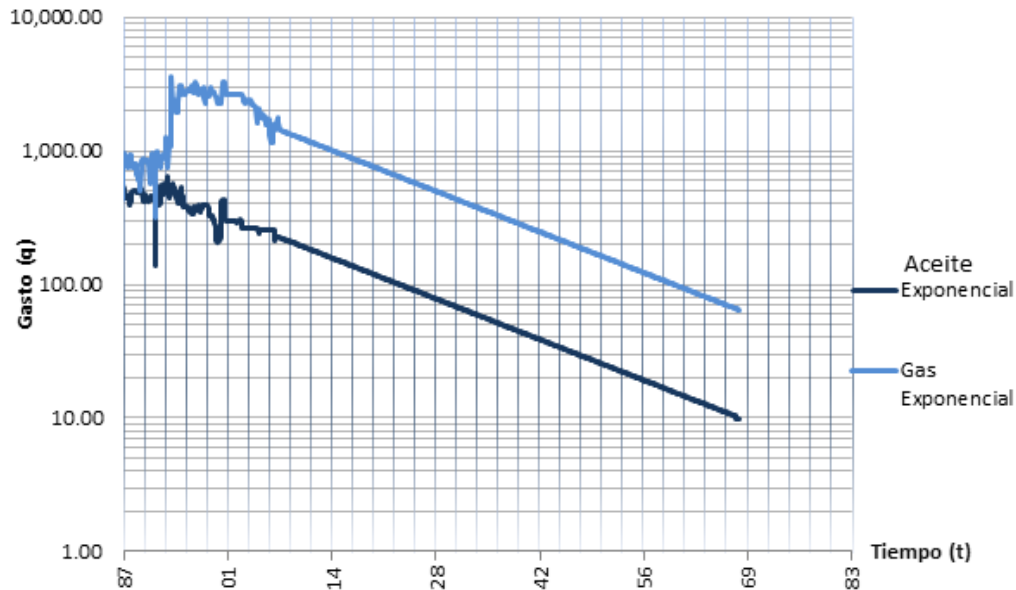


Figura 36. Grafica "Declinación Exponencial".

3.2. Hiperbólica

La declinación hiperbólica es el resultado de energías (mecanismos de empuje) naturales o artificiales extras que disminuyen el abatimiento de presión comparado con el abatimiento causado por la expansión de un aceite ligeramente compresible, lo cual se traduce en un gasto de aceite o gas más sostenido en comparación que en la declinación que sigue el modelo exponencial

Las principales expresiones para un yacimiento que tiene una declinación de tipo hiperbólica está dada por:

$$q_t = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{\frac{1}{b}}}$$

$$Gp(t) = \left[\frac{q_i}{Di(1-b)} \right] \left[1 - \left(\frac{q_t}{q_i} \right)^{1-b} \right]$$

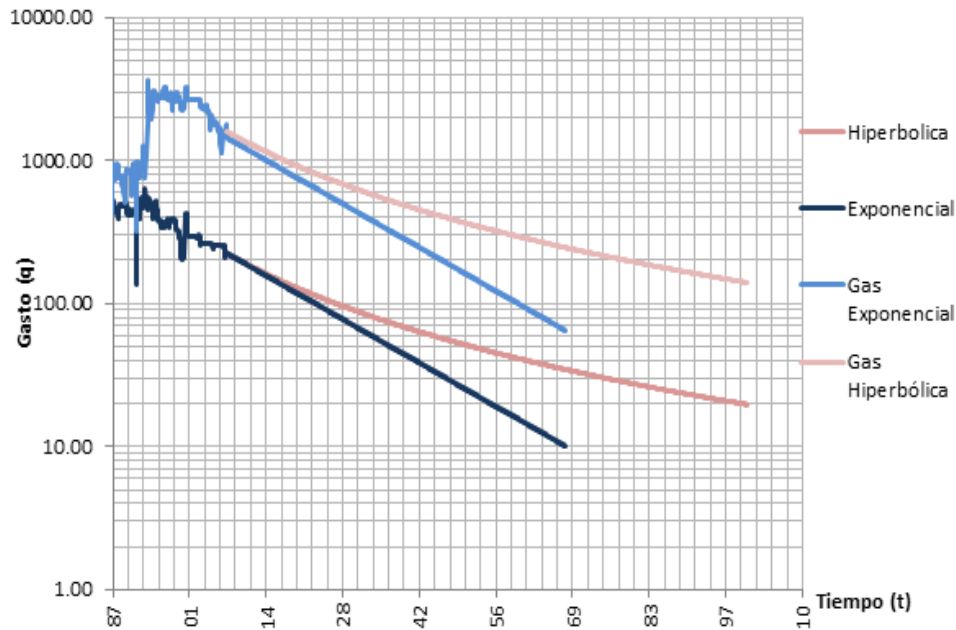


Figura 37. Grafica "Declinación Hiperbólica".

3.3. Armónica

El modelo de declinación que sigue esta curva es un poco más optimista que los otros modelos de declinación, pues la tendencia que sigue la pendiente es más suave en comparación con la declinación hiperbólica y la interpretación de la recuperación de reservas remanentes se extiende por mucho tiempo a un gasto que declina poco. Un sistema que sigue una declinación armónica esta descrita por las ecuaciones:

$$q_t = \frac{q_i}{1 + D_i t}$$

Acomodando tenemos:

$$\frac{1}{q_t} = \frac{1}{q_i} + \left(\frac{D_i}{q_i}\right)t$$

Lo cual indica una gráfica de $1/q_t$ vs t en una escala cartesiana que producirá una línea recta con una pendiente de D_i/q_i y una intercepción en $1/q_i$.

$$G_p = \left(\frac{q_i}{D_i}\right)\ln\left(\frac{q_i}{q_t}\right)$$



Reacomodando tenemos:

$$\ln(q_t) = \ln(q_i) - \frac{D_i}{q_i} G_p(t)$$

Lo que sugiere una gráfica de q_t vs $G_p(t)$ en una gráfica semilogarítmica y producirá una línea recta con pendiente negativa de (D_i/q_i) y una intercepción en q_i .

Estas expresiones incluyen tiempo para alcanzar el límite económico en tiempo o cualquier flujo y su correspondiente $G_p(a)$.

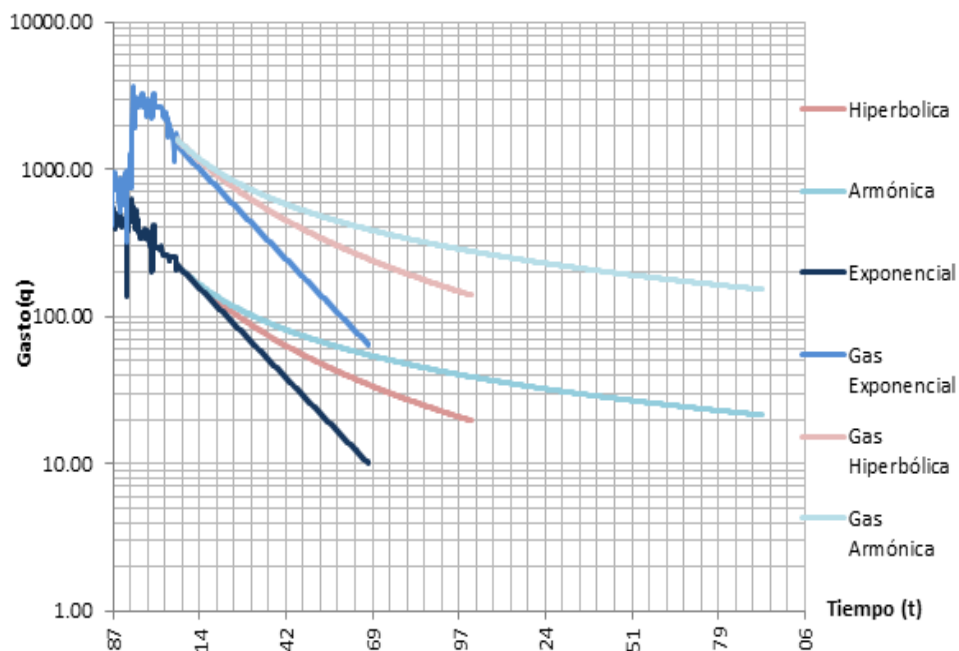


Figura 38. Grafica "Declinación Armónica".



BALANCE DE MATERIA

1. Introducción

El Balance de Materia, ha sido por muchos años una de las principales herramientas usadas en la ingeniería de yacimientos, ya que se puede usar para conocer y predecir el comportamiento de yacimientos petroleros, verificar volúmenes de hidrocarburos originalmente en el lugar y la contribución de los mecanismos de empuje que actúan sobre el yacimiento entre otras cosas.

El desplazamiento de fluidos en los yacimientos ocurre por la expansión de los elementos que constituyen el yacimiento almacenador, motivo por el cual, los modelos de balance de materia se rigen bajo la “Ley de conservación de masa”, planteada en una ecuación aplicada a la producción de hidrocarburos.

$$\left[\begin{array}{l} \text{Cantidad de masa} \\ \text{acumulada en } \Delta t \end{array} \right] = \left[\begin{array}{l} \text{Cantidad de masa} \\ \text{que entra en } \Delta t \end{array} \right] - \left[\begin{array}{l} \text{Cantidad de masa} \\ \text{que sale en } \Delta t \end{array} \right] \pm \left[\begin{array}{l} \text{Cantidad de masa neta} \\ \text{por fuentes o sumideros en } \Delta t \end{array} \right]$$

Ya que es un modelo analítico, requiere datos PVT, datos históricos de presión y datos de producción de crudo mayores al 10% de reserva original, además de suponer varias circunstancias, sin alejarse demasiado de la solución real tales como:

- Las propiedades de la roca y de los fluidos son homogéneos e isotrópicos.
- No hay dirección para el flujo de fluidos.
- La producción y/o inyección de fluidos ocurre en un solo punto.

2. Clasificación de Yacimientos a Partir de su Diagrama de Fases

Los yacimientos petroleros se clasifican dependiendo de ciertas características y es muy extenso abarcar todas y cada una de ellas, motivo por el cual se tratara la más general, que es precisamente a partir de su diagrama de fases.

El comportamiento de los fluidos de yacimiento durante la producción es determinado por la forma de estos diagramas de fase y la posición de su punto crítico, de acuerdo a estas características podemos clasificar los yacimientos como: yacimientos de aceite negro, yacimientos de aceite volátil, yacimientos de gas y condensado, yacimientos de gas húmedo y por último, yacimientos de gas seco.

El tipo de fluido es un factor decisivo en la toma de decisiones para la optimización del yacimiento, tales como los tamaños y tipos de equipos superficiales, el método de recuperación



mejorada, la instalación de algún SAP por mencionar algunas, motivo por el cual el tipo de fluido debe determinarse en la etapa más temprana posible.

Tres propiedades disponibles pueden ayudarnos a identificar relativamente fácil el tipo de fluido del yacimiento: la relación inicial gas-aceite, la gravedad específica del líquido y el color del fluido a condiciones atmosféricas. Si estas propiedades no concuerdan con las reglas de dedo consideradas para cada tipo de fluido, entonces deberá ser enviado a laboratorio para determinar su tipo.

Características	Yacimiento de Aceite y Gas Disuelto		Yacimientos de Gas y Condensados		
	De Bajo Encojimiento (Aceite Negro)	De Alto Encojimiento (Aceite Volátil)	Gas y Condensados	Gas Húmedo	Gas Seco
Diagrama de Fase					
Temperatura	$T_y < T_c$	$T_y \leq T_c$	$T_c < T_y < \text{Cricondenbarma}$	$T_y < \text{Cricondenbarma}$	$T_y < \text{Cricondenbarma}$
Punto Crítico	Pc a la derecha de la Cricondenbara	Pc cercano a la Cricondenbara	Pc a las izquierda de la Cricondenbara	Pc a las izquierda de la Cricondenbara	Pc a las izquierda de la Cricondenbara
Estado en el Yacimiento	Si $P > P_b$ @ T_y Yacimiento Bajosaturado (1 Fase) Si $P < P_b$ @ T_y Yacimiento Saturado (2 Fases)	Si $P > P_b$ @ T_y Yacimiento Bajosaturado (1 Fase) Si $P < P_b$ @ T_y Yacimiento Saturado (2 Fases)	Si $P > P_b$ @ T_y Yacimiento Bajosaturado (1 Fase) Si $P < P_b$ @ T_y Yacimiento Saturado (2 Fases)	Py nunca entra a la región de dos fases, en el yacimiento siempre se esta en estado gaseoso	Py nunca entra a la región de dos fases, en el yacimiento siempre se esta en estado gaseoso
Curvas de Calidad	Muy pegado a la línea de puntos de rocío	Mas separados de la línea de rocío	Tienden a pegarse a la línea de puntos de burbuja	Mas pegados a la línea de puntos de burbuja	Casi pegados a la línea de puntos de burbuja
Singularidades			Fenomenos Retrogradados		
Producción en Superficie	Dentro de la región (2 Fases)	Dentro de la región (2 Fases)	Dentro de la región (2 Fases)	Dentro de la región (2 Fases)	Dentro de la región (1 Fase)
Composición	Grandes cantidades de pesados en la mezcla original	Grandes cantidades de intermedios en la mezcla original	Regulares cantidades de intermedios en la mezcla original	Pequeñas cantidades de intermedios en la mezcla original	Casi puros componentes ligeros en la mezcla original
RGA [m^3/m^3]	< 200	$200 \text{ --- } 1,000$	$500 \text{ --- } 15,000$	$10,000 \text{ --- } 20,000$	$< 20,000$
Densidad de Líquido [$gr/ [cm]^3$]	> 0.85	$0.85 \text{ --- } 0.75$	$0.80 \text{ --- } 0.75$	$0.80 \text{ --- } 0.75$	> 0.75

Figura 39. Diagrama de fases de yacimientos de hidrocarburos.

3. Mecanismos de Producción

El proceso de desplazamiento, que se lleva a cabo en el yacimiento, para que el hidrocarburo pueda fluir hacia los pozos, se da gracias a la expansión y empuje de diferentes materiales contenidos dentro del mismo, pero el material expulsado hacia los pozos debe ser ocupado por otro material para mantener la presión en el espacio ocupado anteriormente por dicho material y así mantener el flujo de fluidos del yacimiento al pozo. El conocimiento de todos estos procesos



de empuje y expansión son necesarios para entender el comportamiento del yacimiento actual y poder pronosticar otros comportamientos en el futuro.

Los diferentes tipos de expansión dependen de los materiales del yacimiento, tales como el hidrocarburo contenido, la presión de poro, otros fluidos existentes y hasta el tipo de yacimiento que los contiene.

Los mecanismos de desplazamiento para la producción de hidrocarburos son los siguientes:

3.1. Expansión Roca-Fluido

Un yacimiento con presión mayor a la presión del punto de burbuja se lo conoce como yacimiento bajosaturado. Inicialmente en este tipo de yacimientos encontramos aceite crudo, agua congénita y roca. Debido a la declinación de la presión en el yacimiento, la roca y los fluidos se expanden debido a sus bajas compresibilidades individuales. La compresibilidad de la roca de yacimiento, reduce el volumen de poro y aunado a la expansión de los fluidos debido a la caída de presión en el yacimiento estos últimos se ven forzados a salir del espacio poroso en el cual se encontraban contenidos hacia el pozo. La producción de fluidos bajo este mecanismo suele ser muy baja con respecto a la caída de presión del pozo.

El gas disuelto en el aceite se libera en la tubería hasta alcanzar la presión de burbuja, o sea, que todo el gas producido en superficie estuvo disuelto en el aceite dentro del yacimiento y este aceite es caracterizado por una relación gas-aceite constante que es igual a la solubilidad del gas en el punto de burbuja, es decir, $R_s = R_{si} = R_p$. La viscosidad y la permeabilidad absoluta del aceite disminuyen un poco, la saturación prácticamente no cambia y el factor de volumen aumenta lo cual se representa en la siguiente ecuación:

$$J = C \frac{k_o}{\mu_o B_o} = \text{cte}$$

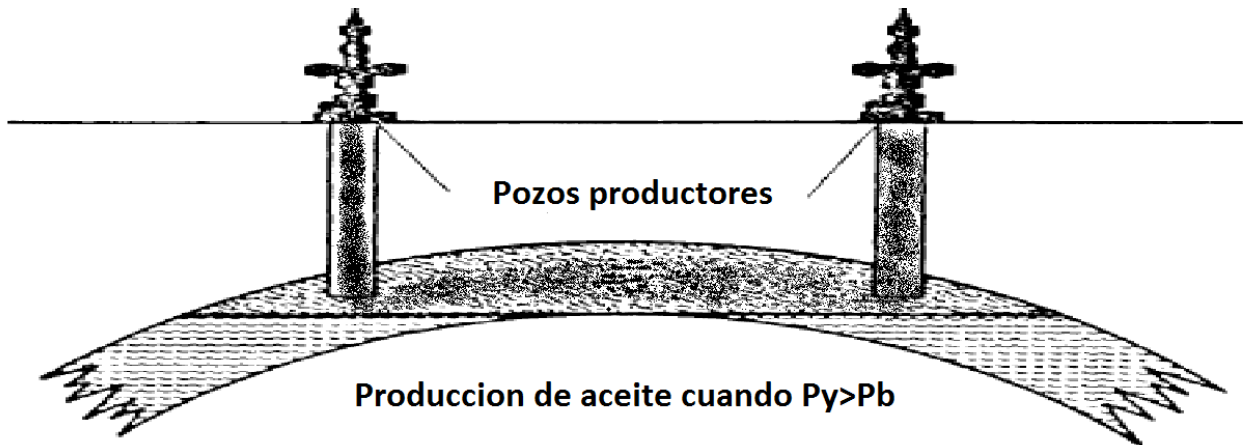


Figura 40. Yacimiento bajosaturado.

3.2. Empuje de Gas en Solución

Una vez alcanzada la presión de saturación, las burbujas de gas disueltas en el aceite son liberadas dentro del espacio poroso, como resultado de la expansión del gas el aceite es desplazado del yacimiento al pozo, ya que su compresibilidad es mucho mayor que la del agua y la roca, que si bien continúan expandiéndose, su aportación a la producción resulta despreciable.

El espacio que deja el aceite producido en el volumen poroso es ocupado por el gas, lo cual reduce la relación gas-aceite, pero una vez que la saturación de gas excede la saturación de gas crítica y la saturación del aceite baja lo suficiente, debido a la producción, el gas comenzará a fluir del yacimiento al pozo y la relación gas-aceite y la relación gas aceite producida (R_p) aumentarán. El gas fluirá más fácilmente que el aceite pues es menos viscoso.

La presión del yacimiento con este tipo de empuje disminuye rápidamente, debido a que no existe ningún fluido ajeno capaz de ocupar el volumen poroso desocupado, por la ausencia de gas y/o algún acuífero cercano, lo cual se traduce en la ausencia de agua producida con el aceite durante este periodo de producción.

Cuando este mecanismo se hace presente en el yacimiento, no hay condiciones favorables para la segregación gravitacional.

La recuperación producto de este empuje puede variar de menos del 5% a 30%. Una recuperación baja de este tipo de yacimientos sugiere una larga cantidad de aceite remanente en



el yacimiento, por lo tanto el yacimiento sería candidato a la aplicación de algún método de recuperación secundaria.

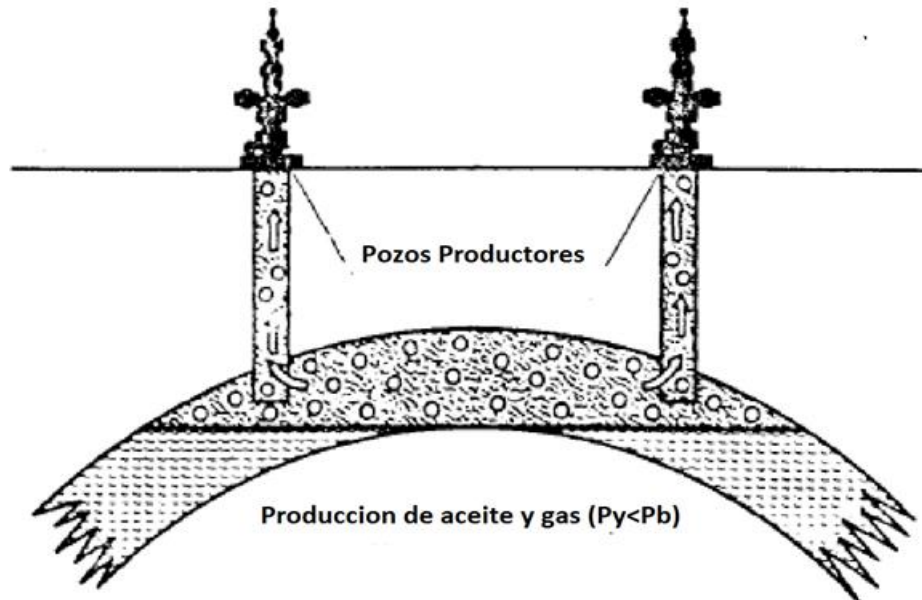


Figura 41. Yacimiento de gas en solución.

3.3. Empuje del Casquete de Gas

Los yacimientos con empuje del casquete de gas, son caracterizados por tener un abatimiento de presión lento y esto depende del volumen de gas en el casquete que invade la zona con aceite, lo cual desplaza a este último hacia los pozos productores. La energía natural disponible para producir el aceite crudo viene de tres fuentes:

- Expansión del casquete de gas.
- Expansión del gas en solución a medida que se libera para agrandar el casquete.
- Inyección de gas en la parte superior del yacimiento, lo cual formara un casquete de gas artificial si existen condiciones favorables para su segregación.

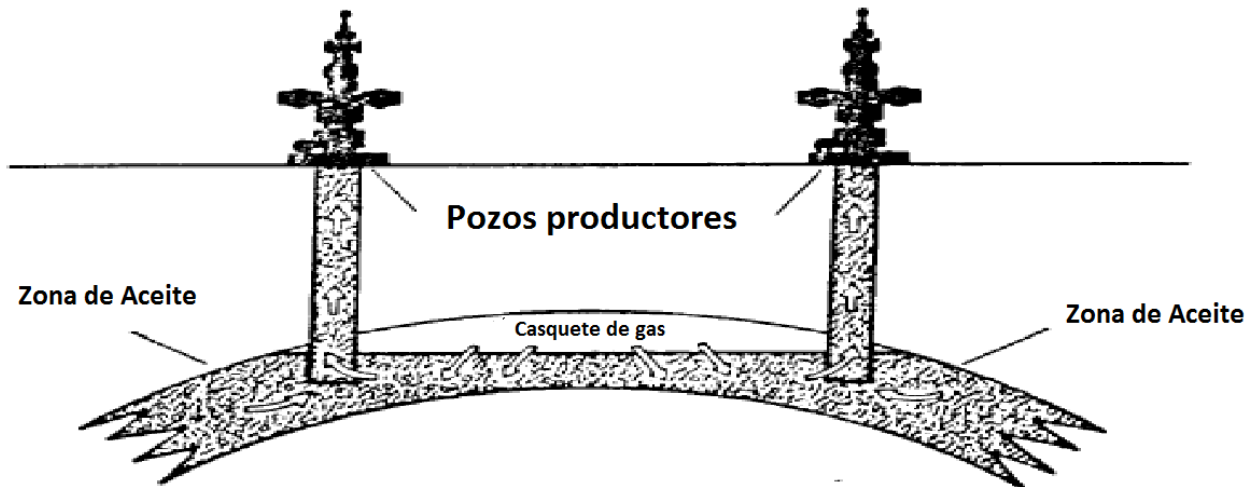


Figura 42. Yacimiento con casquete de gas.

Debido a los efectos de la expansión de la capa de gas en el mantenimiento de la presión de yacimiento y el efecto de la reducción del peso de la columna de líquido como consecuencia de la producción del pozo, los yacimientos con empuje del casquete de gas tienden a fluir más que los mecanismos anteriormente mencionados. El factor de recuperación de un yacimiento puede variar dependiendo en gran parte de los siguientes parámetros:

- Tamaño del casquete inicial de gas: entre mayor sea el casquete, mayor recuperación habrá, solo si no se produce el gas libre durante la explotación, la declinación de presión requerida para la invasión total de aceite por el casquete de gas será pequeña
- Permeabilidad vertical: Buena permeabilidad vertical, permitirá que el aceite se mueva hacia abajo sin que el gas pueda saltarlo.
- Viscosidad del aceite: Valores altos de viscosidad. La cantidad de gas que puede saltar al aceite incrementa, lo cual se traduce en una menor recuperación de aceite.
- Grado de conservación del gas: En el orden en que se conserve el gas la recuperación final del aceite incrementará, esto es necesario para cerrar los pozos que producen gas en exceso, pues no está funcionando adecuadamente el casquete.
- Tasa de producción de aceite. A medida que la presión declina con la producción, el gas disuelto en el aceite se libera. Si la saturación de gas excede la saturación crítica, el gas comenzará a fluir en la zona de aceite, como resultado, puede disminuir la permeabilidad efectiva del aceite y esto incrementaría la saturación de gas o la permeabilidad efectiva al gas incrementaría y por lo tanto incrementaría el flujo de gas.
- Mantenimiento de presión: Si la presión del yacimiento se mantiene constante debido a la inyección de gas, el gas del yacimiento no entra a la zona de aceite sino que barre el

aceite hasta la parte inferior del yacimiento y el aceite producido es ocupado por el que se mueve por la acción del gas, hasta que la saturación de aceite disminuye y el gas inyectado invade esa zona.

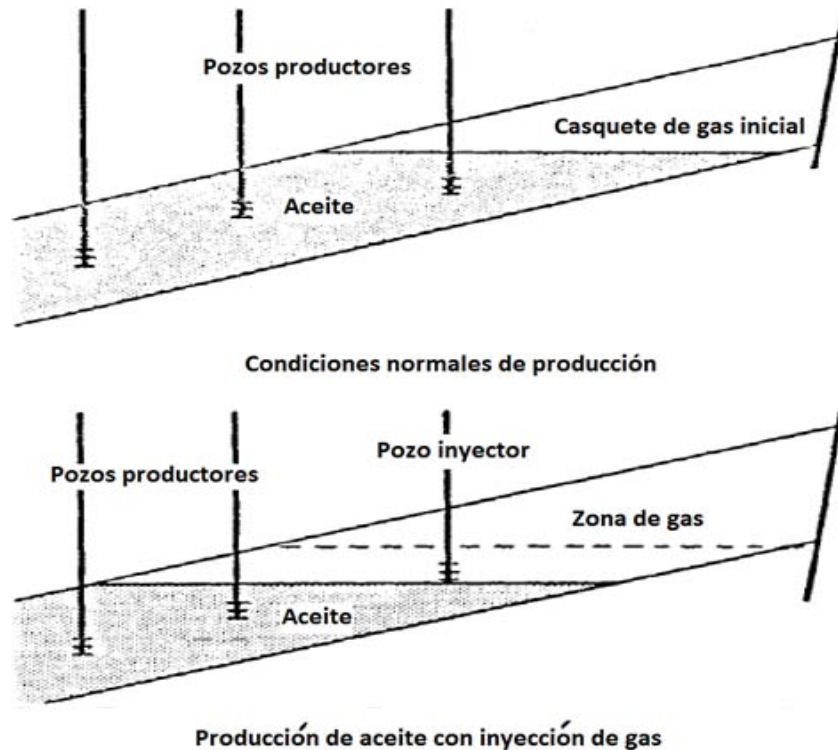


Figura 43 .Yacimiento con empuje por casquete de gas.

El factor de recuperación de los pozos bajo este mecanismo de desplazamiento puede ser de entre el 20 y 40% del volumen de aceite original, aunque con condiciones favorables de segregación puede obtenerse hasta un 60%.

3.4. Empuje Hidráulico

Los yacimientos con empuje hidráulico suelen ser los más eficientes para la recuperación de aceite, pues la recuperación se da de manera similar al empuje por casquete de gas, es decir, un fluido desplaza al otro, en este caso el agua es la encargada de desplazar al aceite del yacimiento hacia los pozos productores y ocupar el volumen poroso dejado por el aceite, además de mantener estable la presión del yacimiento y evitar la liberación de gas disuelto o que esta liberación sea pequeña.

Este tipo de yacimientos están total o parcialmente comunicados con formaciones adyacentes saturadas de agua llamados acuíferos. Tales acuíferos pueden estar situados por debajo del



yacimiento y son denominados como acuíferos de fondo o bien en las periferias y son denominados laterales o de flanco. Los acuíferos pueden ser muy grandes comparados con el yacimiento y su efecto puede parecer infinito para cuestiones prácticas. El acuífero por si solo puede estar rodeado por roca impermeable tal que el yacimiento y el acuífero juntos, pueden considerarse como una unidad cerrada (yacimiento volumétrico).

A medida que la presión disminuye en un yacimiento debido a su propia producción de hidrocarburos, se crea una presión diferencial entre el yacimiento y el acuífero. Cuando una presión diferencial (disturbio de presión) llega al contacto agua-petróleo, el agua del acuífero cerca del yacimiento comienza a expandirse a la presión menor a medida que el tiempo avanza, el disturbio viaja a través del acuífero y más agua se expande a la presión menor, aumentando al mismo tiempo la intrusión de agua al yacimiento. Tan pronto como el agua invade una sección de la zona de aceite y desplaza algo de aceite, la saturación de agua aumenta, la formación adquiere e incrementa su permeabilidad al agua y esta tiende a fluir junto con el aceite.

La presión del yacimiento declina de manera muy gradual por lo regular. Es muy común la producción de miles de barriles de aceite por cada psi de presión que cae. La razón de esta pequeña declinación en la presión del yacimiento es que el aceite y el gas producido del yacimiento son remplazados casi en su totalidad de su volumen por la invasión del agua a la zona de aceite. Como agente desplazante el agua tiene mayor viscosidad que el gas, motivo por el cual toda el agua que entra al espacio poroso de la zona invadida por aceite desplazara más eficazmente a este y se acumulara también en mayor grado mostrando menos tendencia que el gas a fluir a través del aceite.

Una característica de este tipo de yacimientos es que los pozos con estructura baja tienden a producir muy rápido el agua del acuífero, si la estructura llegara a tener más de un intervalo productor seria económicamente más factible una reparación mayor que tratar de remediar el problema de otra manera.

La relación gas-aceite producido puede en algún momento tener ligeros cambios, debido a que la presión será mantenida por un tiempo por la invasión del agua a la zona de gas y la posterior liberación de gas en solución será mínima.

Los rangos normales de recuperación de aceite son de entre el 35 y 75% del volumen original de aceite en el yacimiento, dependiendo principalmente del ritmo de explotación, es decir, si se explota a gastos altos, la caída de presión propiciara la liberación de gas y el desplazamiento que ejerce el agua tendrá lugar en presencia de una fase gaseosa, que se traduce en una reducción



de la saturación de aceite residual. Dicha reducción proporciona una recuperación de aceite mayor que la obtenida con invasión de agua donde no existe una fase gaseosa.

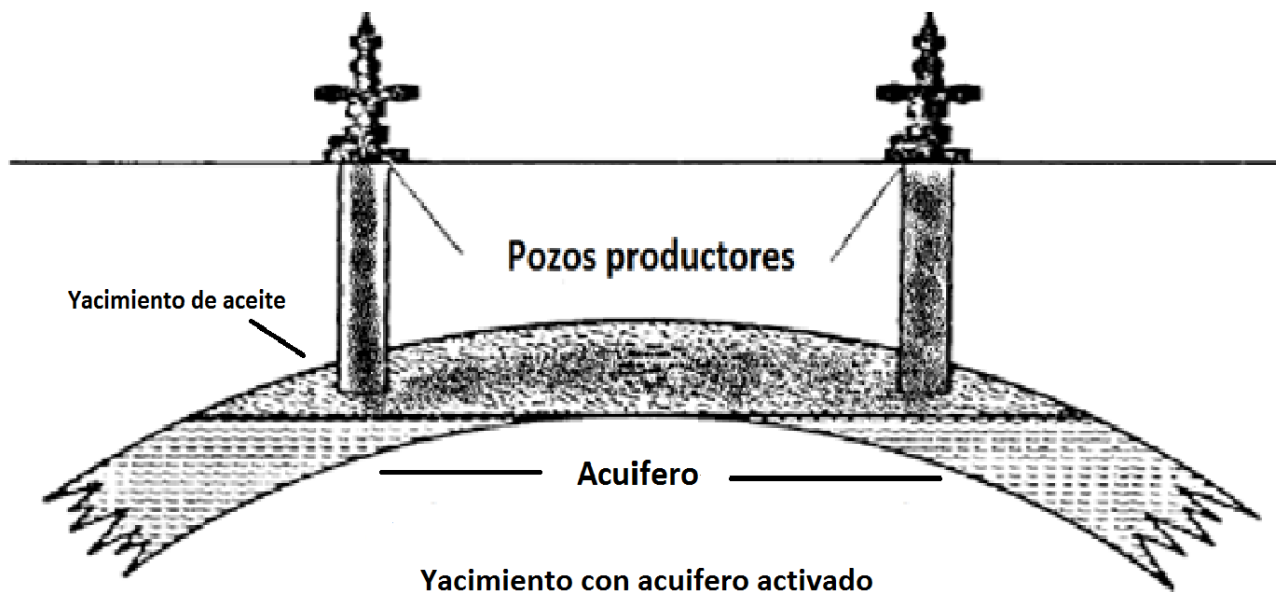


Figura 44 .Yacimiento con acuífero asociado.

3.5.Desplazamiento por Segregación Gravitacional

Este mecanismo de desplazamiento es el resultado del acomodo de los fluidos existentes en el yacimiento debido a la diferencia de densidades. No es muy común que se presente en los yacimientos y esencialmente está relacionada con el empuje por casquete de gas secundario. Dentro del yacimiento los fluidos están sujetos a las fuerzas de gravedad, es decir, el gas en la cima del yacimiento, el aceite por debajo del gas y el agua bajo el aceite. El drene por gravedad se presenta en yacimientos con condiciones adecuadas para ello. Cuando poseen grandes espesores, permeabilidad alta y cuando los gradientes de presión no gobiernan totalmente el movimiento de los fluidos.

La declinación de la presión es variable y la presión del yacimiento se mantendrá si el yacimiento conserva su casquete de gas, por lo tanto, el yacimiento operará con un empuje combinado de casquete de gas y drene gravitacional. Una relación gas-aceite varía dependiendo del intervalo productor, es decir, si el pozo produce de la estructura alta su relación gas-aceite será alta, pero si lo hace de un intervalo inferior, entonces esta relación será baja.



La formación de un casquete secundario de gas en yacimientos que inicialmente son bajosaturados, hace que este mecanismo no opere hasta que la presión haya declinado por debajo del punto de burbuja. El gas liberado migra a la estructura alta y esto es una alta saturación de aceite en las vecindades del pozo se puede mantener, esta alta saturación de aceite es requerida para tener un flujo alto de aceite y un flujo bajo de gas.

En el orden en que se tome la máxima ventaja del mecanismo de segregación gravitacional, la recuperación total del yacimiento será mayor, esto se puede hacer explotando los pozos desde el intervalo más bajo posible, tener una buena permeabilidad en la dirección del movimiento del aceite, la inclinación del yacimiento, las tasas de producción del mismo, la viscosidad del aceite y las características de la permeabilidad relativa. Estas variables en conjunto pueden llegar a tener una recuperación de hasta el 80% del volumen original de aceite.

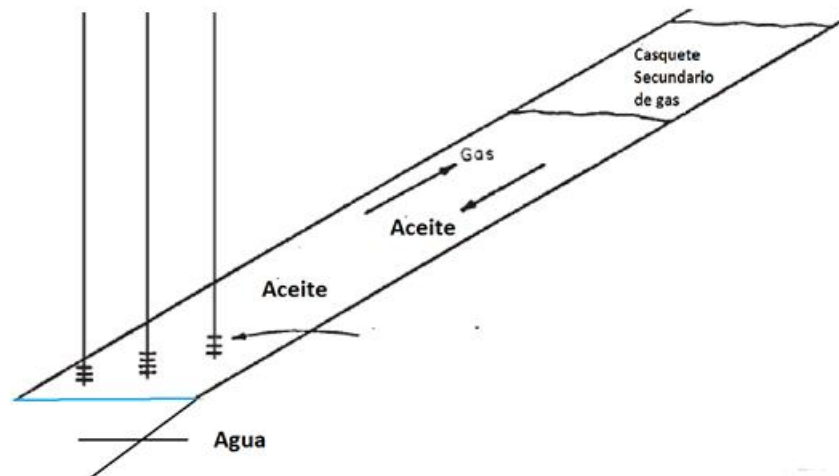


Figura 45. Empuje por segregación gravitacional.

3.6. Otros Tipos de Empuje, Incluyendo Combinación de Mecanismos

Por lo regular no solo un tipo de empuje de los mencionados anteriormente actúa en el yacimiento, la acción conjunta de varios de ellos es el mecanismo más común encontrado en los yacimientos de hidrocarburos. Puede que no todos se comporten de la misma manera o actúen al mismo tiempo, pero la combinación de fuerzas en menor o mayor grado, la cantidad y tipo de fluidos en el yacimiento así como las condiciones de explotación en el pozo nos darán como resultado una recuperación de aceite mayor a la esperada por cierto mecanismo en particular. Por esta razón, las mejores prácticas en la ingeniería de yacimientos deben enfocarse a definir los mecanismos de empuje preponderantes y aprovecharlos de manera correcta.



4. Ecuación General de Balance de Materia

Partiendo de la ley de la conservación de materia, la forma general de la ecuación de balance de materia (EBM), fue presentada por Schilthuis en 1941 y aunque su aplicación no es difícil, la correcta interpretación y análisis de los resultados es un trabajo con el que los ingenieros de yacimientos deben lidiar. La ecuación se deriva como un balance de volúmenes el cual pone como ecuación los datos de producción, expresados a condiciones de yacimiento y la expansión de fluidos en el yacimiento debido a una caída de presión finita.

$$\text{Volumen inicial} = \text{volumen remanente} + \text{volumen producido}$$

La EBM requiere de entre otras cosas los datos de producción de aceite, gas y agua, la presión promedio del yacimiento y los datos PVT de los fluidos del yacimiento. Una de las ventajas de la técnica de balance de materiales es que esta no requiere de las propiedades del yacimiento tales como extensión areal o espesor, las cuales son difíciles de precisar, aunque bien aplicada puede ser usada para:

- Estimar el volumen inicial de hidrocarburos in situ.
- Predecir el comportamiento del yacimiento.
- Predecir la recuperación final de hidrocarburos bajo la influencia de varios mecanismos de producción primaria.

Para el desarrollo de la ecuación de balance de materia es necesario hacer notar ciertas características para simplificar la ecuación, sin que esta nos dé un resultado muy diferente del real. Estas suposiciones son:

- La EBM considera al yacimiento como un recipiente de volumen fijo (dimensión cero).
- Generalmente esta ecuación carece de una dependencia de tiempo.
- La EBM considera al yacimiento homogéneo e isotrópico, es decir, las propiedades de los fluidos y la roca, así como los valores de presión disponibles sirven para caracterizar todo el yacimiento.
- La EBM se evalúa solo en un punto del yacimiento, por lo que los valores para su resolución se consideran como representativos de todo el yacimiento.

Algunos de los términos utilizados en el desarrollo de la EBM son mencionados a continuación como conceptos básicos del balance volumétrico de fluidos:



Pi	Presión inicial del yacimiento, psi
P	Presión promedio del yacimiento
Δp	Cambio de presión en el yacimiento= $p_i = p$, psi
P _b	Presión al punto de burbuja, psi
N	Aceite Inicial in situ, STB
N _p	Producción acumulada de aceite, STB
G _p	Producción acumulada de gas, scf
W _p	Producción acumulada de agua, bbl
R _p	Relación gas-aceite acumulada, scf/STB
RGA	Relación gas-aceite instantánea, scf/STB
R _{si}	Solubilidad inicial del gas, scf/STB
R _s	Solubilidad del gas, scf/STB
B _{oi}	Factor de volumen inicial del aceite, bbl/STB
B _o	Factor de volumen del aceite, bbl/STB
B _{gi}	Factor de volumen inicial del gas, bbl/scf
B _g	Factor de volumen del gas, bbl/scf
W _{inj}	Inyección acumulada de agua, STB
G _{inj}	Inyección acumulada de gas, scf
W _e	Entrada acumulada de agua, bbl
m	Relación de volumen del casquete de gas inicial de yacimiento al volumen de aceite inicial de yacimiento, bbl/bbl: $m = GB_{gi}/NB_{oi}$
G	Casquete inicial de gas, scf
P.V	Volumen poroso, bbl
C _w	Compresibilidad del agua, psi ⁻¹
C _f	Compresibilidad de la formación, psi ⁻¹

La ecuación general de balance de material puede ser escrita como:

$$\text{Expansión} = \text{Producción @ c.y.}$$

Esta ecuación asume que la presión del yacimiento se reduce, todos los fluidos del yacimiento o cualquier fluido presente se expande al igual que la roca del yacimiento. Además la entrada de agua desplaza algunos fluidos del yacimiento, dando como resultado y debido a la entrada de esta agua y la expansión de los fluidos, la expulsión del yacimiento al pozo y la posterior producción de los mismos. La producción incluye gas, aceite y agua.



*Expansion de la zona de aceite + Expansion de la zona de gas + Expansion de la roca + Entrada de agua
= Produccion acumulada de aceite + Produccion acumulada de agua*

Matemáticamente cada término de la EBM puede ser descrita como:

a) **Expansión del aceite más su gas disuelto original.**

Hay dos componentes en este término:

- Expansión de líquido

El volumen de aceite a condiciones estándar (N) ocupará un volumen de yacimiento a la presión inicial (NB_{oi}), mientras a una presión menor p , el volumen de yacimiento ocupado por N será NB_o , donde B_o es el factor de volumen del aceite de formación a esa presión. La diferencia nos da la expansión del líquido expresada como:

$$N(B_o - B_{oi}) \quad (\text{rb}) \dots 1$$

- Expansión del gas liberado.

El volumen de aceite inicial está en equilibrio con el casquete de gas a una presión mayor a la de saturación o punto de burbuja. Si la presión cae por debajo de p_b se da la liberación del gas disuelto en el aceite. La cantidad total del gas en solución en el aceite es NR_{si} , scf. La cantidad de gas aun disuelto en el volumen de aceite a condiciones estándar a una presión reducida es NR_s scf. Por lo tanto el volumen de gas liberado durante la caída de presión Δp , expresado en barriles a condiciones de yacimiento a una presión menor es:

$$N(R_{si} - R_s)B_g \quad (\text{rb}) \dots 2$$

b) **Expansión del casquete de gas**

El volumen total del casquete de gas a una presión inicial se expresa como:

$$G = \frac{mNB_{oi}}{B_{gi}} \quad (\text{scf})$$

Esta cantidad de gas a una presión menor ocupara un volumen de yacimiento tal que:

$$mNB_{oi} \frac{B_g}{B_{gi}} \quad (\text{rb})$$

Resultando en la expansión del casquete de gas:



$$mNB_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \quad (rb) \dots 3$$

c) Cambios de la roca y los fluidos

El cambio total en el volumen poroso de hidrocarburos (VPHC) debido a estos efectos se expresa matemáticamente como:

$$d(VPHC) = -dV_w + dV_f$$

O como una reducción en el volumen poroso de hidrocarburos, como:

$$d(VPHC) = -(C_w V_w + C_f V_f) \Delta p$$

Donde V_f es el volumen poroso total = $VPHC / (1 - S_{wi})$

Y V_w es el volumen de agua inicial = $V_f * S_{wi} = (VPHC) S_{wi} / (1 - S_{wi})$.

Así el VPHC total, incluyendo el casquete de gas es:

$$(1+m)NB_{oi} \quad (rb) \dots 4$$

Entonces la reducción del volumen poroso de hidrocarburos puede ser expresada como:

$$-d(VPHC) = (1+m)NB_{oi} \left(\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right) \Delta p \quad \dots 5$$

Esta reducción en este volumen que puede ser ocupado por hidrocarburos a presión menor, debe corresponder a una cantidad equivalente de líquido de producción expulsado de un yacimiento, y por lo tanto debe ser incluida a los términos de la expansión de fluidos.

d) Producción a condiciones de yacimiento.

La producción observada en superficie durante la caída de presión Δp es N_p stb de aceite y $N_p * R_p$ scf de gas. Cuando estos volúmenes son tomados a condiciones de yacimiento a una presión reducida p , el volumen de aceite más gas disuelto será $N_p B_o$ rb. Todo lo que sabemos sobre la producción total de gas es que, a una presión menor, $N_p R_s$ scf estará disuelto en el aceite producido N_p stb. El gas remanente producido, $N_p (R_p - R_s)$ scf es por lo tanto, la cantidad total de gas disuelto liberado y el gas del casquete producido durante la caída de presión Δp y ocupara un volumen $N(R_p - R_s) B_g$ rb a una presión menor. El término de la producción total a condiciones de yacimiento es por lo tanto.



$$N_p(B_o + (R_p - R_s)B_g) \quad (rb)...6$$

Por lo tanto, igualando esta producción con la suma de todos los términos de cambio de volumen en el yacimiento, es decir, 1, 2, 3 y 5, da la expresión general de balance como:

$$\begin{aligned} N_p(B_o + (R_p - R_s)B_g) \\ = NB_{oi} \left[\frac{(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g}{B_{oi}} + m \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (1 + m) \left(\frac{C_w S_w + C_f}{1 - S_w} \right) \Delta p \right] \\ + (W_e - W_p)B_w \quad \dots 7 \end{aligned}$$

ó

$$\begin{aligned} N(B_o - B_{oi}) + N(R_s - R_{si})B_g + mNB_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + NB_{oi}(1+m) \left[\frac{C_w S_w + C_f}{1 - S_w} \right] \Delta p + W_e B_w = \\ N_p(B_o + (R_p - R_s)B_g) + W_p B_w \quad \dots 7 \end{aligned}$$

ó

$$\begin{aligned} N(B_t - B_{ti}) + mNB_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + NB_{ti}(1+m) \left[\frac{C_w S_w + C_f}{1 - S_w} \right] \Delta p + W_e B_w = \\ N_p(B_t + (R_p - R_s)B_g) + W_p B_w \quad \dots 7 \end{aligned}$$

Donde la entrada de agua y la producción de agua a condiciones de yacimiento, se expresan como W_e y W_p respectivamente, además de que B_w es el factor volumétrico de formación del agua expresado en las ecuaciones anteriores.

El uso de la EBM, una de las principales dificultades reside en la determinación de la presión promedio representativa del yacimiento a la cual los parámetros dependientes de la misma deberán ser evaluados. Esto sigue la naturaleza cero de la ecuación la cual implica que debe haber en algún punto del yacimiento al cual el volumen de la presión promediado pueda ser determinado como único. En la aplicación del balance de materiales solo con gas, la EBM debe ser aplicada a un punto que pudiese ser definida con una razonable precisión como un punto centro, al cual la presión puede ser evaluada a través de la vida productiva del yacimiento.

En el caso para un yacimiento de aceite, la situación es generalmente más compleja ya que abajo del punto de burbuja las dos fases, aceite y gas, coexistirán debido a la diferencia de densidades



entre fases, la cual tendera a segregarse. Como resultado, el punto al cual la presión promedio debe ser determinada variara con el tiempo.

5. Yacimientos de Gas en una Sola Fase

Otra simplificación de la EBM es usada para conocer el volumen original in situ en yacimientos de gas en una sola fase. Partiendo de la ecuación 7 y conociendo que $N_p R_p$ es G_p , en ausencia de la producción de aceite y agua y debido a que la compresibilidad del gas es mucho más grande en comparación con la del agua y la roca estas últimas se consideran despreciables. Por otro lado cuando no hay expansión de agua ni producción de agua del yacimiento, se dice que el yacimiento es volumétrico y la ecuación general de balance de materia para un yacimiento de gas se puede reducir de la siguiente manera:

$$G_p = G \left(1 - \frac{B_{gi}}{B_g} \right) \quad \text{scf...8}$$

La ecuación se puede simplificar aún más conociendo que:

$$B_g = .0283 \frac{zT}{p} \quad \text{...9}$$

Sustituyendo la ecuación 9 en la 8 y asumiendo que la temperatura constante, podemos decir que:

$$G_p = G \left(1 - \frac{P/z}{P_i/z_i} \right) \quad \text{scf...10}$$

La ecuación 10 es muy usada en el análisis de yacimientos de gas. Si se tienen suficientes datos de producción, mediante la gráfica de P/z vs gas producido (G_p), podemos extrapolar una línea recta e interceptar el valor de x correspondiente en el eje de las abscisas, el cual equivale al valor de G .

Aunque es muy simple, hay ciertas limitaciones con esta técnica:

- Esta técnica solo puede ser usada si se tienen suficientes datos disponibles de producción a lo largo de un periodo tales que la presión inicial ha bajado significativamente.
- Durante etapas tempranas de producción, pequeñas variaciones en la presión y el factor de desviación Z pueden resultar en variaciones significativas del volumen de gas in situ.
- Se debe tener una cantidad importante de datos de producción y variaciones de presión significativas que resultaran en volúmenes más confiables.



- La suposición de la reducción es en un yacimiento volumétrico.

Estas consideraciones aplican en ausencia de producción de agua, pero si consideramos la entrada de agua podemos escribir la ecuación de balance de materia como:

$$G_p B_g = G B_{gi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + W_e B_w \quad \dots 11$$

Simplificando la ecuación:

$$G_p - W_e \frac{B_w}{B_g} = G \left(1 - \frac{P/z}{P_1/z_1} \right) \quad \dots 12$$

Si graficamos p/z vs G_p ignorando la entrada de agua, en lugar de una línea recta, obtendremos una curva cóncava. Si ajustamos una línea recta a través de la curva, sobreestimaremos el gas in situ. Idealmente necesitaríamos graficar p/z vs $(G_p - W_e B_w / B_g)$ para calcular el volumen de gas original in situ en presencia de la entrada de agua. Por lo tanto si obtenemos una curva cóncava, esto indica la presencia de agua y es necesario ajustar la línea debido a esta presencia para estimar la cantidad de agua de entrada en función del tiempo hasta que obtengamos una línea recta, esto mediante extrapolación de la línea recta ajustada, para poder obtener el volumen de gas correcto.

6. Balance de Materia expresada como una Línea Recta

La EBM convencionalmente aplicada por los ingenieros de yacimientos puede ser arreglada algebraicamente y resultar en una ecuación de línea recta. El análisis del método de línea recta implica una condición adicional necesaria para la resolución correcta de la EBM propuesta por Havlena y Odeh en 1963. Además del arreglo algebraico, este método, requiere de la gráfica de un grupo de variables contra otro grupo de variables. La secuencia de los puntos graficados, así como la forma general resultante de la gráfica es de suma importancia.

Una condición necesaria tanto física como matemáticamente discutida, pero que no está sujeta a ninguna interpretación geológica ni petrofísica y es probablemente la condición necesaria más importante, consiste precisamente en el reordenamiento de la EBM que resulta en la ecuación de la línea recta. Este método de línea recta de la solución de EBM había sido utilizado si el empuje hidráulico existía, pero despreciado para tomarlo en cuenta en la EBM, pues el cálculo de volumen original incrementa con este método. El método de línea recta muestra que en algunos casos dependiendo del tamaño del acuífero despreciado, el cálculo del volumen original puede disminuir con el tiempo.



El método de línea recta requiere de la gráfica de un grupo de variables vs otro grupo de variables, con la selección del grupo de variables dependiendo del mecanismo de producción bajo el cual esté produciendo el yacimiento. El aspecto más importante de este método de solución es que este agrega un significado a la secuencia de los puntos graficados, la dirección en la cual estos son graficados y la forma de la gráfica resultante. Por lo tanto, uno no puede programar enteramente el método en una computadora como es usualmente hecho en la solución de la EBM convencional, si este método es aplicado, su gráfica y análisis posteriores son esenciales.

Solución a la EBM como ecuación de una línea recta.

Yacimientos saturados.

Tomando la EBM descrita anteriormente tenemos que:

$$N(B_o - B_{oi}) + N(R_s - R_{si})B_g + mNB_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + NB_{oi}(1+m) \left[\frac{C_w S_w + C_f}{1 - S_w} \right] \Delta p + W_e B_w =$$
$$N_p (B_o + (R_p - R_s)B_g) + W_p B_w \quad \dots 0$$

Donde para poder expresar el método propuesto por Havlena y Odeh, es necesario definir los siguientes términos:

$$F = N_p (B_o + (R_p - R_s)B_g) + W_p B_w \quad (rb) \dots 1$$

Donde F equivale a la producción expresada en barriles a condiciones de yacimiento (rb, por sus siglas en ingles).

$$E_o = (B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g \quad (rb/stb) \dots 2$$

El término E_o equivale a la expansión del aceite y su gas inicial disuelto, los cuales se expresan en barriles a condiciones de yacimiento y barriles en el tanque de almacenamiento (stb, por sus siglas en ingles).

$$E_g = B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \quad (rb/stb) \dots 3$$

E_g expresa el término de la expansión de casquete de gas, con sus respectivas unidades.

$$E_{f,w} = (1+m)B_{oi} \left(\frac{C_w S_w + C_f}{1 - S_w} \right) \Delta p \quad (rb/stb) \dots 4$$



Este término $E_{f,w}$ es usado para expresar la expansión del agua congénita y la reducción del volumen poroso.

Usando los términos 1, 2, 3 y 4, podemos expresar la EBM como:

$$F=N(E_o+mE_g+E_{f,w})+W_e B_w \quad \dots 5$$

La ecuación 5 es la forma extendida de la EBM, es decir, se encuentran 3 mecanismos de producción, además del empuje hidráulico. A continuación se expresan las ecuaciones individuales para diferentes mecanismos de producción.

Sin empuje de agua, Sin casquete de gas inicial.

$$F=NE_o$$

Si asumimos que no hay casquete de gas ni entrada de agua, además de considerar despreciables las compresibilidades tanto de la roca como del agua, podemos graficar en coordenadas cartesianas una gráfica de F vs E_o . De esta grafica podemos calcular N , el aceite original in situ, como pendiente de una recta que pasa por el origen.

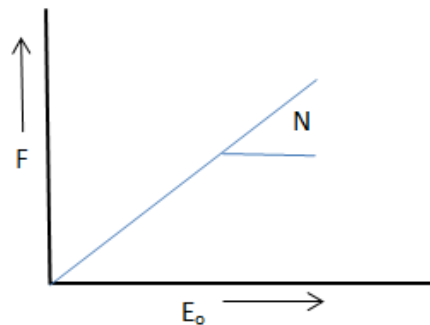


Figura 46. Grafica de F vs E_o .

Casquete de gas sin empuje de hidráulico.

$$F=N(E_o+mE_g) \quad \text{ó} \quad \frac{F}{E_o}=N+m\frac{E_g}{E_o}$$

Para un yacimiento con casquete de gas sin entrada de agua, podemos asumir que la compresibilidad de la roca y el agua son despreciables y escribir la ecuación 5 como ya fue expresada. Teniendo suficientes datos disponibles de producción y mediante el grafico de F/E_o vs F/E_g , se pueden obtener los valores de N y m , conociendo la intersección de la gráfica con el eje de las ordenadas y la pendiente.

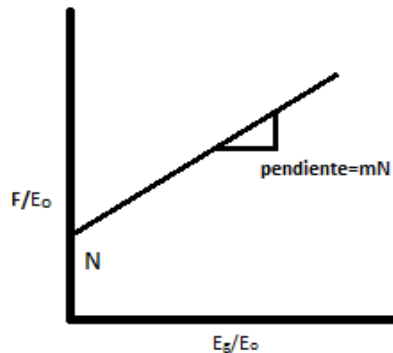


Figura 47. Grafica de F/E_o vs E_g/E_o .

Si asumimos un valor de “m” como correcto y graficamos F vs E_o+E_g , la gráfica nos mostrara una línea recta que pasa por el origen y la pendiente de esa grafica será el aceite original in situ, N . Si el valor de m es muy pequeño la línea pasara por el origen pero presentara una curva hacia arriba. Si el valor de m es muy grande la línea pasara por el origen pero su curvatura será en esta ocasión hacia abajo.

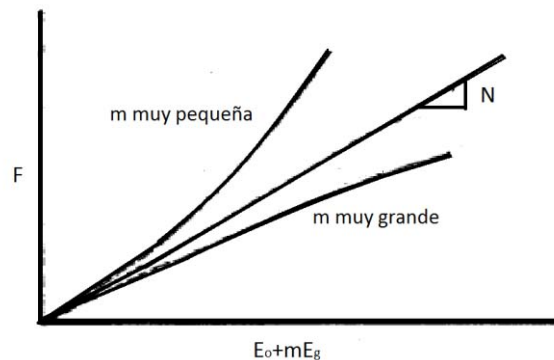


Figura 48. Grafica de F vs E_o+mE_o .

Yacimientos con empuje hidráulico sin casquete de gas inicial.

En la presencia de entrada de agua sin casquete de gas y despreciando las compresibilidades de agua y roca, la ecuación 5 puede ser expresada como:

$$F=N+\frac{W_e}{E_o}B_w$$

Si conocemos F , E_o y B_w en función de la presión de yacimiento, podemos graficar F/E_o vs W_e/E_o para diferentes valores de W_e en función del tiempo hasta que se obtenga una línea recta. En ese punto la intersección de la recta con el eje de las ordenadas nos dará el valor de N

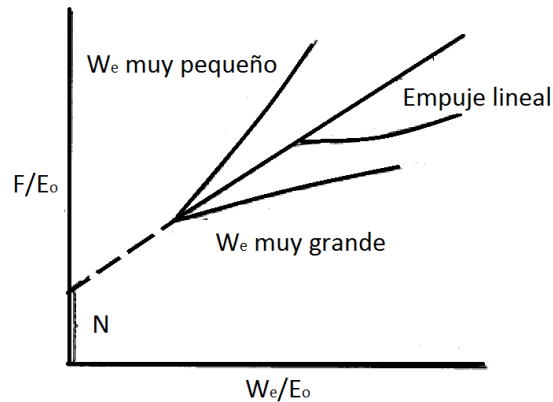


Figura 49. Grafica de F/E_0 vs W_e/E_0 .

La mayor dificultad en el uso de este método es programar la entrada de agua, pues la cantidad de agua que entra a la formación no es constante, varía de acuerdo a como declina la presión del yacimiento.

Un acuífero rodea al yacimiento de aceite típicamente y este puede ser activo (constantemente recargado por una fuente de mayor tamaño) o inactivo. Conforme la presión del yacimiento se reduce debido a la diferencia de presión en la interface agua-aceite, el agua se expande en la zona de aceite y es llamado entrada de agua.

Hay muchos métodos para estimar la entrada de agua, en muchas ocasiones asumimos que la porosidad, espesor y otras propiedades del acuífero son las mismas que en las del yacimiento de aceite. La compresibilidad del acuífero puede ser estimada con datos de laboratorio o de correlaciones.

Por lo regular para estimar la entrada de agua en función de la presión de yacimiento, primero asumimos que la presión del yacimiento es igual a la presión del acuífero, esto para ajustar un valor de extensión areal que coincida con los datos de producción que se ajusten al comportamiento, tal que:

$$f = \frac{\theta}{360}$$

Donde f es la extensión radial fraccional. Para un yacimiento de aceite circular, f debe ser igual a uno.

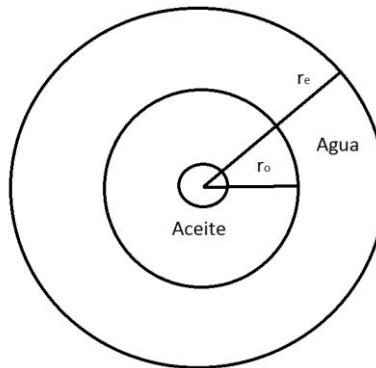


Figura 50. Esquema de un yacimiento rodeado por un acuifero.

$$W_i = \frac{\pi(r_e^2 - r_o^2)fh\phi}{5.615} \quad (\text{bbl})$$

Dónde:

- W_i = Volumen de agua inicial, bbl
- r_e = Radio externo del acuifero, ft
- r_o = Radio externo del yacimiento, ft
- h = Espesor del yacimiento, ft
- ϕ = Porosidad, fraccional

Cuando disminuye la presión de yacimiento, debido a la pequeña presión en la frontera de las zonas de aceite y agua, el agua se expande y el único mecanismo para la entrada de agua en un acuifero delimitado es la expansión del agua. La presión más pequeña posible en la frontera es igual a cero. Si la presión inicial en un acuifero es p_i , el término que representa la entrada de agua está dado por:

$$W_e = CW_i p_i$$

Dónde:

$$C = (C_w + C_f)$$

Y C es la compresibilidad total del acuifero, C_w y C_f son las compresibilidades del agua y la formación respectivamente.

Como una aproximación extremadamente simplificada, si asumimos que esa reducción en la presión del yacimiento resulta en una expansión del acuifero casi instantánea y la posterior



entrada de agua, podemos calcular una entrada de agua incremental durante las siguientes etapas como:

$$\Delta W_e = \frac{W_e}{p_i} (p_a - p)$$

Dónde:

ΔW_e = Entrada de agua incremental

p_a = Presión promedio en el acuífero durante el periodo

p = Presión promedio del yacimiento durante el periodo

Mediante la sumatoria de entrada de agua incremental, podemos calcular la entrada de agua acumulada. Esta aproximación resulta en un cálculo razonable de la entrada de agua.

Yacimientos bajosaturados sin entrada de agua.

$$N_p B_o = N B_{oi} \frac{(S_o C_o + S_w C_w + C_f)}{1 - S_w} \Delta p$$

Una gráfica de $N_p B_o$ vs $(B_{oi} \Delta p / 1 - S_w) (S_o C_o + S_w C_w + C_f)$ nos da como resultado una línea recta que pasa por el origen con una pendiente equivalente a N , donde $\Delta p = p_i - p$.

Por último cabe mencionar que muchos autores coinciden en que el uso de la EBM en etapas tempranas de desarrollo y producción del yacimiento, no son útiles para conocer con exactitud el volumen de hidrocarburos.

Pueden estar correctos según los datos de producción disponibles, así como la pequeña caída de presión, para comprender completamente el comportamiento de las presiones estáticas que participan en el balance de materiales de Schilteuis, para las etapas tempranas del yacimiento.

Aunque esta situación es reconocida, el problema sigue siendo un reto para el ingeniero de yacimientos, pues este es el tiempo más importante para establecer el tamaño del yacimiento, por razones económicas, así como anticipar una futura explotación del yacimiento.

El criterio en el cual el ingeniero de yacimientos usa algunas condiciones necesarias pero no las suficientes, son siempre una pregunta abierta. Como sea, el grado de su aceptabilidad debe incrementar con el aumento en el número de condiciones necesarias que debe satisfacer.

Generalmente las condiciones necesarias comúnmente usadas son:



1. Una consistencia específica de resultados
2. La concordancia entre los resultados de la EBM y aquellos que son determinados volumétricamente.

Este segundo criterio es casi siempre sobrestimado. Actualmente, los resultados determinados volumétricamente están basados en datos geológicos y petrofísicos de precisión desconocida. Además el volumen original obtenido por la EBM es que ese aceite se atribuye a la historia de presión producción, mientras que el cálculo volumétrico de volumen original se refiere al total de aceite, del cual puede no contribuir a la historia dicha. Porque de esta diferencia, el desacuerdo entre las dos respuestas puede ser un parámetro de importancia, y la concordancia entre ellos no debe ser considerada como la medición de correcta de cada una.



SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

1. Introducción

El objetivo de la ingeniería de yacimientos es la optimización de la recuperación de hidrocarburos, para lo cual se ha basado en diferentes métodos a lo largo de la historia, así mismo con la evolución de la tecnología se han implementado métodos como la simulación numérica de yacimientos con el objetivo de ayudar al ingeniero de yacimientos a lograr el objetivo de la optimización en la recuperación de hidrocarburos.

La simulación de yacimientos es un proceso por medio del cual con la ayuda de un modelo matemático nos permite integrar un conjunto de factores para describir el comportamiento del yacimiento.

2. Objetivos de la Simulación Numérica de Yacimientos

La simulación numérica de yacimientos es el proceso de inferir el comportamiento real de un campo a través de un modelo. Los modelos pueden ser:

- Físicos: Modelados a escala de laboratorio.
- Matemáticos: Conjunto de ecuaciones de conservación de masa y/o energía, los cuales describen los procesos que tienen lugar en el pozo, yacimiento o campo.

Cuando se desea predecir el comportamiento de un yacimiento se debe de seleccionar el modelo de simulación más adecuado.

3. Clasificación de los Simuladores Numéricos

Al momento de predecir el comportamiento de un yacimiento es necesario seleccionar en base a la información que tenemos y bajo ciertas características seleccionar el modelo adecuado, debido a los procesos de recuperación más complejos.

3.1. Tipo de Yacimientos

Los yacimientos pueden dividirse en tres grandes grupos:

1. Yacimientos Homogéneos.
2. Yacimientos Fracturados.
3. Yacimientos no Fracturados.



Debido a los canales de flujo que modifican el comportamiento de fluidos a través del medio poroso, que representan las fracturas, los estudios de simulación en yacimientos fracturados representan mayor dificultad.

Los yacimientos fracturados son caracterizados por la yuxtaposición de dos tipos de roca; la matriz del yacimiento, y las fracturas. La roca matriz del yacimiento normalmente tiene una capacidad de almacenamiento mayor que las fracturas, pero las fracturas tienen una mayor capacidad de flujo. El volumen de roca y la porosidad son básicamente mayores en la matriz que en las fracturas, mientras que la permeabilidad en las fracturas es normalmente más grande que la permeabilidad en la matriz.

El análisis de la historia de producción (q_o y f_w) vs *tiempo* de análisis petrofísicos y de algunas pruebas de presión, son algunos de los parámetros que nos permiten determinar si un yacimiento es homogéneo o fracturado.

3.2. Nivel de Simulación

Se pueden realizar a los siguientes niveles:

Modelo de Tanque.

Maneja parámetros promedio en una sola celda y además es útil solo para hacer estimaciones de los procesos de explotación como:

- Cálculo del volumen original y su recuperación.
- Estimación de reservas.
- Validación de rangos de parámetros.
- Identificación de mecanismos de empuje.

Pozos individuales relacionados con dos dimensiones y un sistema radial.

A nivel de pozo se plantea para representar el comportamiento de flujo radial en las vecindades del pozo, sobre todo cuando se aplican procesos de inyección para la estimulación, en la validación de pruebas de presión-producción y para analizar los efectos de conificación.

Sector del Yacimiento.

Los modelos son planteados para la solución de los siguientes problemas:

- Existen sospechas de bloques diferentes al yacimiento con comportamientos anómalos.



- Análisis de bloques contenidos en el mismo yacimiento limitados perfectamente por un sistema de fallas.
- Análisis de efectos de conificación localizados parcialmente en el yacimiento.
- Diseño de pruebas piloto de procesos de desplazamiento.
- Diseño de arreglo de pozos para procesos de inyección.

Todo el yacimiento

Los modelos que abarcan la totalidad del yacimiento también son llamados “integrales”, en principio, son los que requieren más detalle de la información, con objeto de obtener mayor dominio en el comportamiento integral del campo y en la medida de su tamaño, número de pozos y complejidades inherentes a su tipo de fluidos y a su calidad de roca; son los que presentan mayor dificultad en su solución.

3.3. Tipo de Simulación

Una vez determinado el nivel de simulación conocido y el tipo de yacimiento, así como el esquema de solución, se puede decidir acerca del tipo de simulador que se puede ser utilizado.

1. Los que se definen según el tipo de hidrocarburos que contiene el yacimiento:

- Simulador de Gas: Se utiliza para llevar a cabo predicciones del comportamiento de un yacimiento de gas. Los estudios para este tipo de yacimientos son sencillos si se considera la presencia de una sola fase fluyente (gas).

Los parámetros que pueden definirse con este tipo de simulador son:

1. Volumen de gas inicial.
 2. Gasto de producción.
 3. Distribuciones de presiones.
- Simulador Geotérmico: Existen yacimientos geotérmicos cuya energía calorífica se emplea para la generación de energía eléctrica. En este tipo de estudios se utiliza el modelo geotérmico.
 - Simulador de Aceite Negro: Es el modelo más simple que puede utilizarse para estudios en yacimientos de aceite por agotamiento primario o recuperación secundaria con inyección de agua o gas. Cuenta con los cuatro mecanismos de desplazamiento básicos



para la recuperación de aceite. El yacimiento no registra variaciones en la composición de los fluidos es decir la composición del aceite y gas son constantes en cada paso de tiempo. Este modelo permite simular el desplazamiento de fluidos viscosos a través de la matriz de la roca.

Los simuladores de aceite negro se utilizan para estimar parámetros durante la recuperación de aceite.

1. Gasto de producción.
2. Conificación de gas y/o agua como función del gasto de producción.
3. Espaciamiento y arreglo entre pozos.
4. Mejorar el mecanismo de entrada de agua mediante inyección de la misma.
5. Pozos de relleno, ya sean para producir o inyectar.

2. Los que se utilizan en procesos de recuperación mejorada.

- Simulador para inyección de productos químicos: Cuando se tiene la necesidad de recuperar la mayor cantidad posible de aceite. Dentro de este tipo de simuladores, los métodos de recuperación mejorada más importantes son:
 1. Desplazamiento de aceite con soluciones miscibles y microemulsiones.
 2. Desplazamiento de aceite con polímeros.
 3. Desplazamiento de aceite con surfactantes.
 4. Desplazamiento de aceite por combinación de los tres anteriores.

Los simuladores que se presentan en este tipo de estudios presentan un mayor grado de complejidad, pues deben considerar tanto la interacción que existe entre los propios fluidos químicos, como la que hay entre dichos fluidos y la roca.

- Simulador para desplazamientos miscibles: La miscibilidad es el fenómeno físico que consiste en la mezcla de dos fluidos, sin que se forme entre ellos una interfase. Existen diferentes fluidos, que se inyectan al yacimiento bajo esta condición, y el estudio del efecto que produce cada uno de ellos en la recuperación del aceite se hace con la ayuda de un simulador específico.

Entre los fluidos que se utilizan en este tipo de procesos se tienen:



1. El gas natural húmedo.
 2. El bióxido de carbono (CO_2).
 3. El nitrógeno (N_2).
- Simulador de recuperación térmica: Este tipo de simuladores se utiliza para predecir el comportamiento de los yacimientos sujetos a algún proceso de recuperación mejorada por medio de métodos térmicos, cuyo objetivo principal es el de proporcionar energía calorífica al aceite con el fin de disminuir su viscosidad, mejorando la movilidad del aceite con respecto al agua, y así, facilitar el flujo hacia los pozos productores.

Este tipo de métodos puede clasificarse en:

1. Inyección de fluidos a alta temperatura, que pueden ser agua caliente o vapor.
2. Combustión in-situ.
3. Calentamiento electromagnético.

Éste incorpora a los simuladores composicionales ecuaciones de energía y es especialmente útil para procesos de recuperación térmica o inyección de vapor.

- Simulador de Fracturados: Considera sistemas de doble porosidad y/o doble permeabilidad para modelar las características de las fracturas y de la matriz de la roca en el yacimiento y puede ser para aceite negro o composicional.
- Simulador Composicional: Se basa en una ecuación de estado. De esta manera toma en cuenta los cambios de composición debido a la presión, permite estudiar aceites volátiles o condensados, El conocimiento de la composición es importante para diseñar las instalaciones de superficie. La simulación composicional es ideal para:
 1. Modelar inyección de gas y mantener la presión del yacimiento.
 2. Simular la inyección de nitrógeno y CO_2 .

3.4. Tipo de Flujo

En el yacimiento pueden presentarse varios tipos de flujo como función del número de fluidos en movimiento y estos son:

- Flujo Monofásico: Esta dado por un solo fluido, el agua proveniente del acuífero o aceite en la etapa de bajo saturación del yacimiento y el gas en un yacimiento de gas por encima de la presión de rocío. Cualquier modelo que tome en cuenta cualquiera de estas consideraciones, como una sola fase será un simulador monofásico.



- **Flujo Bifásico:** Un simulador de este tipo es aquel que considera la existencia de un flujo en dos fases en el yacimiento. Este tipo de flujo se presenta cuando dos fluidos diferentes fluyen al mismo tiempo. Entre las combinaciones que pueden ocurrir tenemos:
 1. **Gas y Aceite:** En un yacimiento que produce por empuje de gas disuelto liberado o en un yacimiento de aceite con casquete de gas.
 2. **Agua y Aceite:** En un yacimiento bajo saturado con entrada de agua, cuya presión se mantiene arriba de la presión de burbujeo.
 3. **Agua y Gas:** En un yacimiento de gas con entrada de agua o cuya saturación de agua congénita es mayor que la saturación de agua crítica.
- **Flujo Trifásico:** El flujo trifásico se presenta cuando los tres fluidos que contiene un yacimiento (agua, aceite y gas) fluyen al mismo tiempo, por lo que todo modelo que haga esta consideración de flujo, será un simulador trifásico. Este caso se contempla en yacimientos que producen por empuje combinado, en los que la entrada de agua, el empuje de gas disuelto y/o el empuje de un casquete original o secundario, tiene influencia en la producción.

3.5. Número de Dimensiones

Clasificación de los simuladores en función del número de dimensiones.

- **Simulador Cero Dimensiones:** El modelo más simple es el de cero dimensiones o una sola celda y es básicamente un balance de materia. Este modelo supone que todas las condiciones del yacimiento tienen un valor único para una presión promedio y que el sistema completo está en condiciones de equilibrio.

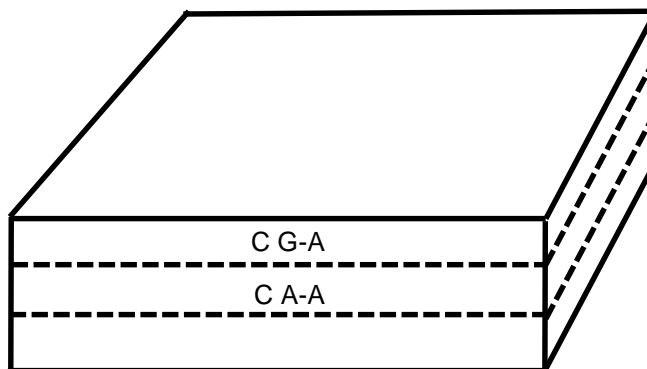


Figura 51. Modelo cero dimensiones.



El uso que se le da generalmente a este modelo es para:

1. Estimar el volumen original.
 2. Calcular la entrada de agua.
 3. Calcular la presión del yacimiento
- Simulador de Una Dimensión: En el modelo de una sola dimensión la orientación de los bloques puede ser vertical u horizontal. Estos modelos se pueden utilizar en yacimientos de espesor pequeño y nos dan una buena representación del movimiento de los fluidos globalmente, y también la distribución promedio de la presión.

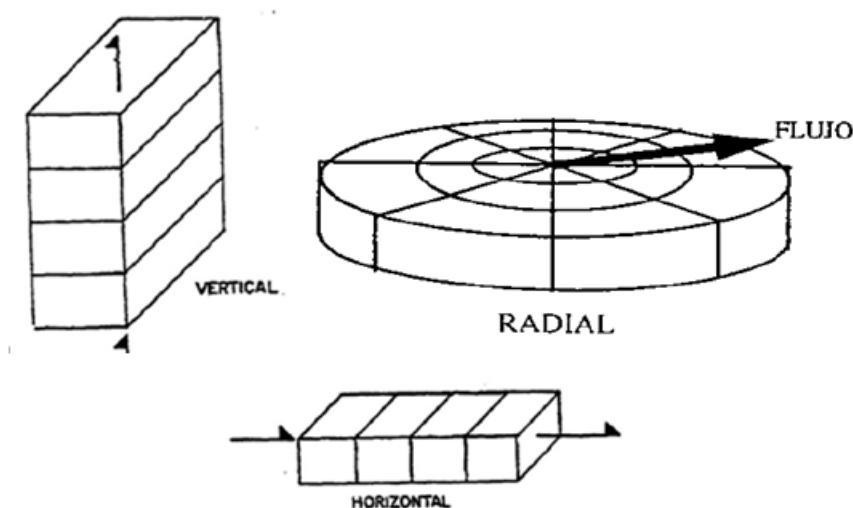


Figura 52. Modelo de una sola dimensión.

El modelo de una dimensión, en forma radial, es útil para pruebas de formaciones, pruebas de incremento y decremento de presión, ya que los efectos que provoca en el flujo de fluidos, la caída de presión en el pozo a lo largo de todo el yacimiento, no se puede simular directamente con los otros modelos de una dimensión debido a que en la vecindad del pozo el flujo es generalmente de naturaleza radial.

- Simulador de Dos Dimensiones: Para modelar correctamente la eficiencia de un fluido desplazante es necesario utilizar modelos 2D, y pueden ser radiales para simular la conificación de agua o gas en el pozo y de sección transversal que nos permiten establecer los patrones óptimos de inyección de agua o gas.

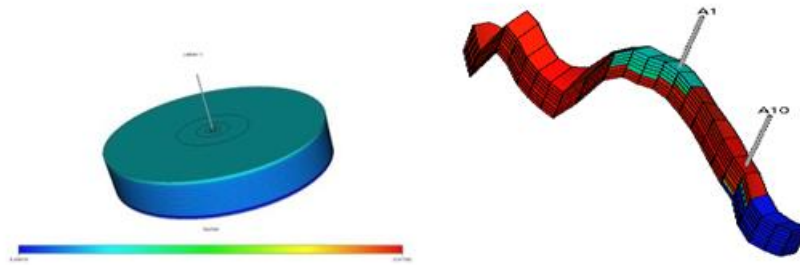


Figura 53. Modelo de dos dimensiones.

- Modelo de Tres Dimensiones: En este tipo de modelos toman en cuenta la mayoría fuerzas presentes dentro del yacimiento como; drene gravitacional, avance de los contactos agua-aceite y gas-aceite, cierre de pozos. así también, predecir su comportamiento futuro a través de diferentes escenarios de explotación.

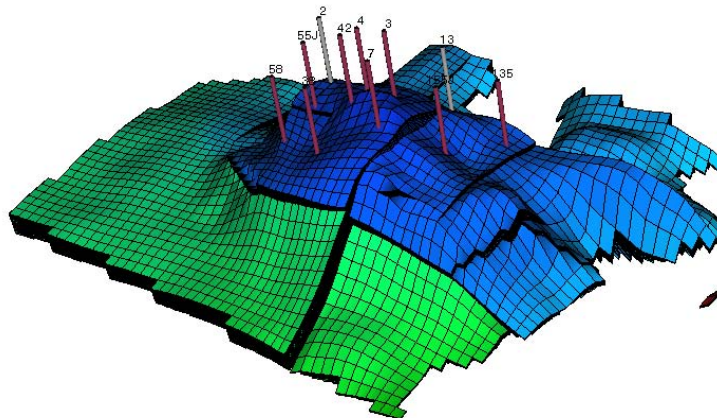


Figura 54. Modelo de tres dimensiones.

3.6. Geometría

No existe una clasificación de los simuladores en función de la geometría que presentan, es decir no puede decirse que haya un modelo (x) o un modelo (r, θ, z) , la geometría es consecuencia del número de dimensiones que tenga el simulador de esta manera los modelos que tengan dos dimensiones podrán tener las siguientes geometrías.

- (x, y) si es areal.
- (x, z) si es de sección transversal.
- (r, z) si se trata de un simulador radial.



Si al hablar de nivel de simulación se hace referencia al estudio de pozos individuales, es lógico pensar que las únicas geometrías que puede utilizar el modelo son:

- (r) si es un simulador de una dimensión.
- (r, z) si es un modelo de dos dimensiones.
- (r, θ, z) si se trata de un simulador de tres dimensiones.

4. Ecuación de Flujo de Fluidos en Medios Porosos

4.1. Potencial de Flujo

Es definido como el trabajo requerido para transportar una unidad de masa de un fluido de un estado a presión atmosférica con cero elevación (nivel de referencia absoluto) a un punto cualquiera.

Potencial de un fluido incompresible:

$$h_f = \frac{p}{\gamma} + D$$

Donde D es (+) hacia arriba y γ es el peso específico del fluido o en términos de presión por distancia se obtiene:

$$\gamma h_f = p + \gamma D$$

El término γh_f tiene dimensiones de presión y es frecuentemente referido como potencial de flujo, Φ es decir:

$$\Phi = p + \gamma D$$

En el estudio de geociencias, se usa otro nivel de referencia, además del nivel de referencia absoluto, el cual puede ser el nivel del mar, la cima del yacimiento, el nivel de la mesa rotaria, etc.

En el flujo de fluidos en medios porosos los gastos (q) dependen de gradientes de potencial en lugar de gradientes absolutos; así pues el nivel de referencia puede ser arbitrario.

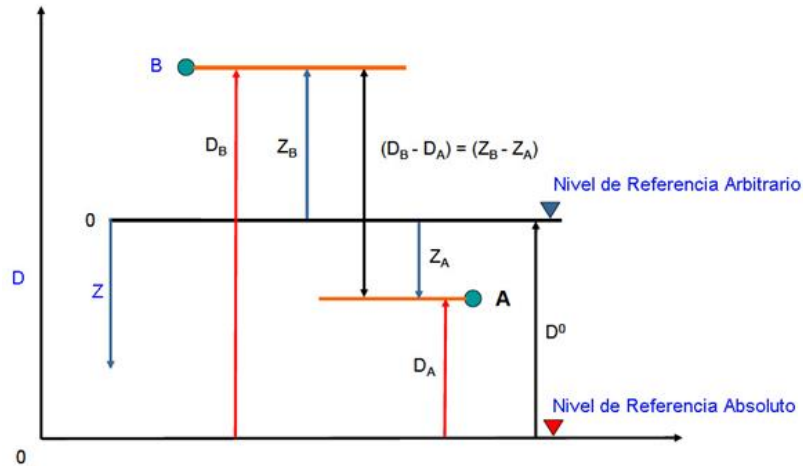


Figura 55. Grafica potencial del fluido.

El cálculo del potencial entre el punto A y el punto B está dado por:

- Nivel de Referencia Absoluto.
El potencial para el punto A es:

$$\Phi_A = p_A + \gamma D_A$$

El potencial para el punto B está dado por:

$$\Phi_B = p_B + \gamma D_B$$

De esta manera se obtiene:

$$\Phi_A - \Phi_B = (p_A - p_B) + \gamma(D_A - D_B)$$

Partiendo de la figura anterior se tiene:

$$(D_A - D_B) = (Z_A - Z_B)$$

Obteniendo así:

$$\Phi_A - \Phi_B = (p_A - p_B) + \gamma(Z_A - Z_B)$$

- Nivel Arbitrario.

El potencial para el punto A es:

$$\Phi_A = p_A + \gamma D_A$$



El potencial en el nivel arbitrario Φ^0 , es:

$$\Phi^0 = p^0 + \gamma(0)$$

Así entonces:

$$\Phi_A - \Phi^0 = (p_A - p^0) + \gamma(Z_A - 0)$$

Para el punto B se tiene:

$$\Phi_B - \Phi^0 = (p_B - p^0) + \gamma(Z_B - 0)$$

Obteniendo así:

$$\Phi_A - \Phi_B = (p_A - p_B) + \gamma(Z_A - Z_B)$$

Las ecuaciones:

$$\Phi_A - \Phi_B = (p_A - p_B) + \gamma(Z_A - Z_B)$$

Y

$$\Phi_A - \Phi_B = (p_A - p_B) + \gamma(Z_A - Z_B)$$

Son idénticas, se puede decir que el potencial de cualquier punto arbitrario considerando el nivel arbitrario está dado por:

$$\Phi - \Phi^0 = (p - p^0) + \gamma(Z_b)$$

El gradiente de potencial se obtiene de la ecuación anterior, diferenciándolo y expresándolo en forma general:

$$\vec{\nabla}\Phi = \vec{\nabla}p - \gamma\vec{\nabla}Z$$

Donde Z es (+) hacia abajo verticalmente.

El peso específico de un fluido (γ), depende de la presión, esta debe actualizarse a medida que nuevas presiones son calculadas.



Para Flujo Multifásico, el gradiente de presión es:

$$\vec{\nabla}\Phi_l = \vec{\nabla} p_l - \gamma_l \vec{\nabla} Z$$

Dónde:

$$l = \text{aceite } (o), \text{ gas } (g), \text{ agua } (w)$$

4.2. Ecuación de Movimiento

Es una relación empírica del gasto de un fluido que pasa por un medio poroso, debido a una diferencia de presiones. Para flujo monofásico horizontal, una dimensión, x por ejemplo se puede expresar como:

$$q = -\beta_c \frac{kA}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad \text{ó} \quad v_x = \beta_c \frac{kA}{\mu} \frac{dp}{dx}$$

Dónde:

β_c es un factor de conversión de unidades.

K es la permeabilidad absoluta de la roca en dirección del flujo.

A es el área transversal de flujo.

μ es la viscosidad del fluido.

p es la presión

q es el gasto

v es el flujo de fluido por unidad de área perpendicular a la dirección del flujo

La velocidad a la que se refiere la ecuación de Darcy es la velocidad superficial del fluido, por lo que si se desea evaluar la velocidad real habrá que dividir la velocidad superficial entre la porosidad efectiva:

$$v_{\text{media}} = \frac{v}{\phi_e}$$



Para flujo en tres dimensiones, la forma diferencial de la ley de Darcy es:

$$\vec{v} = -\beta_c \frac{k}{\mu} \nabla p$$

Donde ∇ es el operador Nabla.

Al utilizar la ley de Darcy se puede considerar:

1. Flujo laminar.
2. Fluido homogéneo (una sola fase).
3. Porosidad y permeabilidad constantes.
4. Espesor uniforme.
5. La permeabilidad es independiente de la presión, la temperatura y localización.
6. Se desprecia el fenómeno de resbalamiento (efecto de Klineberg).
7. No existen reacciones químicas entre el fluido y el medio poroso.
8. Flujo permanente de un fluido incompresible.
9. El fluido satura al 100% el medio poroso.

Para flujo multifario, la extensión de la ley de Darcy para cada fase puede ser expresada como:

$$\vec{v}_f = -\beta_c \frac{k k_{rf}}{\mu_f} \nabla p_f$$

Dónde:

f=aceite, gas o agua.

k_{rf} =permeabilidad relativa del fluido.

La ley de Darcy se puede considerar como empírica o una expresión analítica a partir de la ecuación de Navier-Stoke.

Ecuación de Momento (Ley de Darcy).

La ley de Darcy con el flujo multifásico relaciona la velocidad con el potencial:

$$\vec{v}_p = -\frac{k k_{rf}}{\mu_f} (\vec{\nabla} p_f - \gamma_f \vec{\nabla} D).$$



Dónde:

f significa la fase, *f* = aceite, gas, agua.

Sustituyendo la ecuación $\vec{v}_p = -\frac{k k_{rf}}{\mu_f} (\vec{\nabla} p_f - \gamma_f \vec{\nabla} D)$ en la ecuación $\vec{\nabla}^* (\rho \vec{v}) \pm \tilde{q}_m = -\frac{\partial(\phi S \rho)}{\partial t}$ se obtiene:

$$\vec{v}^* \left(-\frac{k k_{rf} \rho_f}{\mu_f} (\vec{\nabla} p_f - \gamma_f \vec{\nabla} D) \right) \pm \tilde{q}_{mf} = \frac{\partial(\phi S_f \rho_f)}{\partial t}$$

Ecuación generalizada de flujo de un fluido a través de un medio poroso.

Donde

$$\tilde{q}_{mf} \left[\frac{m}{t L^3} \right] = \frac{q_{mf} \left[\frac{m}{t} \right]}{V_b \left[L^3 \right]}$$

y

$$q_{mf} \left[\frac{m}{t} \right] = q_{f,sc} \left[\frac{L^3}{t} \right] \rho_{f,sc} \left[\frac{m}{L^3} \right]$$

Para flujo monofásico de cualquier fase *f*, $S_f = 1$ y $K_{rf} = 1.0$ entonces:

$$\vec{v}^* \left(-\frac{k \rho}{\mu} (\vec{\nabla} p - \gamma \vec{\nabla} D) \right) \pm \tilde{q}_m = \frac{\partial(\phi \rho)}{\partial t}$$

4.3. Ecuación de Estado

Estas ecuaciones reflejan la relación de la densidad del fluido con respecto a la presión y la temperatura del sistema, la ecuación de estado varía dependiendo del fluido o de los fluidos presentes en el sistema.

El yacimiento se considera como un medio isotérmico, por tal motivo las ecuaciones de estado están expresadas solo en función de la presión.

Primero se considerará el caso donde el fluido es líquido, recordando que la ecuación general de la compresibilidad está dada por:

$$c = -\frac{1}{v} \left(\left(\frac{\partial v}{\partial p} \right)_T \right)$$



A partir de ella se puede obtener una ecuación que relacione la densidad del fluido con su compresibilidad.

$$\rho = \frac{m}{V} \rightarrow V = \frac{m}{\rho}$$

Dónde:

ρ =densidad

m =masa

V =volumen

Derivando la ecuación $\rho = \frac{m}{V} \rightarrow V = \frac{m}{\rho}$ obtenemos:

$$\frac{\partial V}{\partial \rho} = \frac{\rho \frac{\partial m}{\partial \rho} - m \frac{\partial \rho}{\partial \rho}}{\rho^2}$$

Sustituyendo la ecuación $\rho = \frac{m}{V} \rightarrow V = \frac{m}{\rho}$ y $\frac{\partial V}{\partial \rho} = \frac{\rho \frac{\partial m}{\partial \rho} - m \frac{\partial \rho}{\partial \rho}}{\rho^2}$ en $c = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial \rho} \right)_T$ obtenemos:

$$c = \frac{1}{\frac{m}{\rho}} \left(\frac{\rho \frac{\partial m}{\partial \rho} - m \frac{\partial \rho}{\partial \rho}}{\rho^2} \right) = -\frac{\rho}{m} \left(\frac{\rho \frac{\partial m}{\partial \rho} - m \frac{\partial \rho}{\partial \rho}}{\rho^2} \right)$$

Considerando que $\frac{\partial m}{\partial \rho} = 0$ tenemos:

$$c = -\frac{\rho}{m} \left(\frac{-m \frac{\partial \rho}{\partial \rho}}{\rho^2} \right) = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial \rho}$$

Integrando:

$$\int_{p_0}^p c \delta p = \int_{p_0}^p \frac{\delta p}{\rho}$$

$$c[p-p_0] = \ln[p-p_0] = \frac{\ln \rho}{\ln \rho_0}$$



$$\rho = \rho_0 e^{c[p-p_0]}$$

La expresión e^x en serie de Taylor es:

$$e^x = 1 + x + \frac{x^2}{2!} + \frac{x^3}{3!} + \dots + \frac{x^n}{n!}$$

Por lo que se obtiene:

$$\rho = \rho_0 \left(1 + c[p-p_0] + \frac{(c[p-p_0])^2}{2!} + \frac{(c[p-p_0])^3}{3!} + \dots + \frac{(c[p-p_0])^n}{n!} \right)$$

Donde el subíndice 0 se refiere al nivel de referencia.

Si el líquido es ligeramente compresible tenemos:

$$\rho = \rho_0 [1 + c[p-p_0]]$$

Si el fluido es compresible (gas) la ecuación de estado que se emplea es la de los gases reales:

$$pV = ZnRT \rightarrow pV = Z \frac{m}{M} RT \rightarrow pM = Z\rho RT \rightarrow \rho = \frac{Mp}{ZRT}$$

Sustituyendo $\frac{M}{RT} = \frac{\rho_s Z_s}{P_s}$, la densidad está dada por:

$$\rho = \frac{\rho_s Z_s P}{P_s Z}$$

Si la compresibilidad está dada por:

$$c = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p}$$

Entonces:

$$\frac{\partial \rho}{\partial p} = \frac{M}{RT} \frac{\partial}{\partial p} \left(\frac{p}{Z} \right)$$

Sustituyendo la ecuación $pV = ZnRT \rightarrow pV = Z \frac{m}{M} RT \rightarrow pM = Z\rho RT \rightarrow \rho = \frac{Mp}{ZRT}$ y $\frac{\partial \rho}{\partial p} = \frac{M}{RT} \frac{\partial}{\partial p} \left(\frac{p}{Z} \right)$ en $c = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p}$ se obtiene:



$$c = \frac{Z}{p} \frac{\partial}{\partial p} \left(\frac{p}{Z} \right)$$

Desarrollando obtenemos:

$$c = \frac{1}{p} - \frac{1}{Z} \frac{\partial Z}{\partial p}$$

La ecuación anterior se utiliza para un gas real (no ideal). Para un gas que se comporta idealmente, $Z=1$, entonces:

$$c = \frac{1}{p}$$

La variación de la porosidad con la presión se muestra con la definición de la compresibilidad de la roca, siendo la siguiente ecuación quien describe el medio poroso.

$$C_r = \frac{1}{\phi} \left(\left(\frac{\partial \phi}{\partial p} \right)_T \right)$$

La ecuación asume que el volumen de la roca es constante.

Por lo tanto:

$$C_r \phi = \left(\left(\frac{\partial \phi}{\partial p} \right)_T \right)$$

4.4. Ecuación de Continuidad

Es una expresión matemática del principio de conservación de masa, la cual se deriva para el caso general: flujo en tres fases, en tres dimensiones.

Se utilizarán coordenadas cartesianas (x, y, z) , considerando flujo laminar. La velocidad en el medio poroso es representada por la ecuación de Darcy.

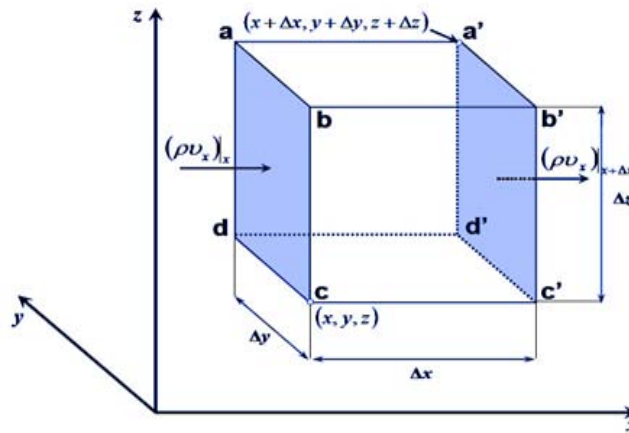


Figura 56. Volumen de control elemental.

Si $v_x, v_y, y v_z$ representan las componentes de la velocidad en $x, y, y z$ respectivamente, y ρ_p es la densidad del fluido $\rho(a p y T)$ entrando a través de la cara $abcd$ del paralelepípedo. Entonces el gasto másico por unidad de área, \tilde{m} está dado por:

$$(\tilde{m})_x = (\rho v)_x \quad (\tilde{m})_x \left[\frac{M}{tL^2} \right] = (\rho)_x \left[\frac{M}{L^3} \right] * v_x \left[\frac{L}{t} \right]$$

El gasto másico correspondiente saliendo por la cara (área) $(abcd)'$ es:

$$(\tilde{m})_{x+\Delta x} = (\rho v)_{x+\Delta x}$$

Si S es la saturación del fluido en el medio poroso, y $\emptyset V_b$ el volumen poroso en el volumen de control, entonces la masa en el volumen de control es:

$$m = S \rho \emptyset V_b$$

Por lo tanto el cambio de masa con respecto al tiempo será:

$$\frac{[(S\rho\emptyset)_{t+\Delta t} - (S\rho\emptyset)_t] * V_b}{\Delta t}$$

La conservación de masa es:

$$\{\text{masa que entra}\} - \{\text{masa que sale}\} = \{\text{acumulación de la masa}\}$$

Al sustituir las ecuaciones se obtiene:

$$(\tilde{m}A)_x - (\tilde{m}A)_{x+\Delta x} = \frac{[(S\rho\emptyset)_{t+\Delta t} - (S\rho\emptyset)_t] * V_b}{\Delta t}$$



Considerando que la masa se puede inyectar o producir del volumen de control por unidad de tiempo q_m , reordenando, dividiendo y multiplicando el primer término por Δx se tiene:

$$\frac{[(\tilde{m}A)_x - (\tilde{m}A)_{x+\Delta x}] * \Delta x}{\Delta x} \pm q_m = \frac{[(Sp\phi)_{t+\Delta t} - (Sp\phi)_t] * V_b}{\Delta t}$$

Sustituyendo en la ecuación $(\tilde{m})_x = (\rho v)_x$ y tomando límites cuando Δx y Δt tienden a 0 tenemos que:

$$\frac{\partial(\rho vA)_x}{\partial x} \Delta x \pm q_m = -V_b \frac{\partial(Sp\phi)}{\partial t}$$

Si A_x es independiente de x , entonces $V_b = A_x \Delta x$ por lo tanto:

$$\frac{\partial(\rho vA)_x}{\partial x} \pm \frac{q_m}{V_b} = - \frac{\partial(\phi Sp)}{\partial t}$$

Que es la ecuación de continuidad. Análogamente para las direcciones y y z se tendrá:

$$\frac{\partial(\rho v)_x}{\partial x} + \frac{\partial(\rho v)_y}{\partial y} + \frac{\partial(\rho v)_z}{\partial z} \pm \frac{q_m}{V_b} = - \frac{\partial(\phi Sp)}{\partial t}$$

Haciendo uso del operador nabla:

$$\vec{\nabla} * (\rho \vec{v}) \pm \tilde{q}_m = - \frac{\partial(\phi Sp)}{\partial t} \dots \text{"la divergencia de } \rho v \text{ (flujo másico)."}"$$

Donde $\tilde{q}_m = \frac{q_m}{V_b}$ el cual representa el gasto másico de un fluido extraído por unidad de volumen de roca.

La definición del operador Nabla (Divergencia) para diferentes geometrías es:

- Coordenadas Cartesianas:

$$\nabla F = \left(\frac{\partial F_x}{\partial x} \right) + \left(\frac{\partial F_y}{\partial y} \right) + \left(\frac{\partial F_z}{\partial z} \right)$$

- Coordenadas Cilíndricas:

$$\nabla F = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r * F_r) + \frac{1}{r} \left(\frac{\partial F_\theta}{\partial \theta} \right) + \left(\frac{\partial F_z}{\partial z} \right)$$

- Coordenadas Esféricas:

$$\nabla F = \frac{1}{r^2} \frac{\partial}{\partial r} (r^2 * F_r) + \frac{1}{r \sin \theta} \frac{\partial}{\partial \theta} (\sin \theta * F_\theta) + \frac{1}{r \sin \theta} \left(\frac{\partial F_\phi}{\partial \phi} \right)$$



4.5. Ecuación General de Flujo de Fluidos a través de Medios Porosos

Sustituyendo los componentes de la velocidad de la ley de Darcy en la ecuación de continuidad se tiene:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\rho \frac{k_x \partial \phi}{\mu \partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\rho \frac{k_y \partial \phi}{\mu \partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\rho \frac{k_z \partial \phi}{\mu \partial z} \right) \pm w(x,y,z) = \frac{\partial(\phi \rho)}{\partial t}$$

La ecuación anterior es la ecuación general de difusividad que representa el flujo de un solo fluido en un medio poroso.

Para el flujo de varios fluidos es necesario considerar que el medio poroso estará sujeto a variaciones en la saturación, la ecuación de difusividad para flujo multifásico en donde k_f representa la permeabilidad efectiva al fluido en cuestión, está dada por la siguiente expresión:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\rho \frac{k_{fx} \partial \phi}{\mu \partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\rho \frac{k_{fy} \partial \phi}{\mu \partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\rho \frac{k_{fz} \partial \phi}{\mu \partial z} \right) \pm w(x,y,z) = \frac{\partial(S_f \phi \rho)}{\partial t}$$

5. Aplicación de la Simulación Numérica de Yacimientos en la Estimación de Reservas

La simulación numérica de yacimientos es usada para predecir y ajustar perfiles de producción y determinar estrategias de explotación, pues consiste en el uso de modelos matemáticos que simulen los procesos que pueden tener lugar en el yacimiento durante su explotación y se fundamenta bajo los principios del balance de materia. Este método se basa en la fragmentación del yacimiento en bloques, lo cual permite considerar sus heterogeneidades y predecir mejor el comportamiento de flujo de fluidos en medios porosos. La validez de este método requiere de una buena definición geológica del yacimiento y de las características del fluido, de esta manera puede ayudarnos a predecir, si es bien utilizado, las reservas remanentes, perfiles de producción, abatimientos de presión, comportamientos futuros del yacimiento y escenarios de explotación entre otras cosas.

5.1. Construcción del Mallado

La malla utilizada en la simulación de yacimientos es parte medular en un estudio y de acuerdo a su tamaño, tipo de geometría y la forma de sus bloques, dependerá la estabilidad del modelo y la exactitud de sus cálculos, además nos permite convertir un modelo geológico-petrofísico a un modelo numérico, con lo cual será alimentado el simulador.



La malla creada por el área de geociencias como cascaron para la distribución de propiedades estáticas, también puede ser utilizada en el desarrollo de la caracterización dinámica del yacimiento, llevando la malla a un modelo más burdo para ahorrar tiempo de cómputo e introduciendo la caracterización del movimiento de fluidos entre celdas.

Los datos utilizados para la construcción del mallado son las dimensiones, el número de capas y el número de celdas que tendrá la nueva malla, las cuales son menos refinadas que en el modelo estático, además de la presión original del yacimiento, contactos originales entre fluidos y otras propiedades de interés que pueden ser obtenidas de registros, núcleos, pruebas de pozo y otros estudios, que puedan complementar la información requerida.

La solución numérica de la ecuación de flujo de fluidos en medios porosos, consiste en obtener una representación aproximada de las ecuaciones diferenciales en puntos específicos de espacio y tiempo. El dominio del problema, en espacio y en tiempo, se discretiza, es decir, se genera una malla de cálculo, constituida de celdas y nodos, donde se calcula la solución etapa por etapa de tiempo.

Existen dos tipos de mallas en la simulación numérica.

- Mallas de nodos distribuidos
- Mallas de bloques centrados

Los nodos y las celdas a su vez pueden ser distribuidos de manera regular o irregular. Las mallas regulares pueden ser utilizadas en yacimientos homogéneos donde su estructura no es muy compleja, el cálculo de parámetros como saturaciones de aceite, agua o gas y la distribución de presión se calculan al centro de la celda o bloque. Las mallas irregulares son necesarias en la simulación de problemas con regiones que experimentan cambios fuertes en la presión y en las saturaciones y estos parámetros son calculados en la intersección de las líneas de la malla. Aunque los modelos suelen combinar una malla areal burda que contiene al acuífero y al yacimiento de aceite, para simular el comportamiento del yacimiento completo y una malla local fina que define una ventana alrededor de la zona de aceite, con el fin de obtener resultados más detallados del comportamiento de la zona de aceite.

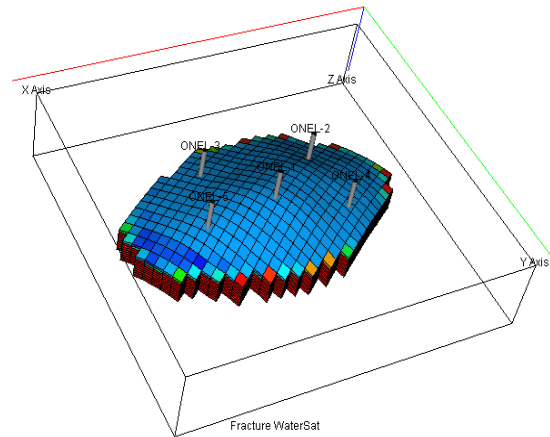


Figura 57. Malla regular con geometría de bloques centrados.

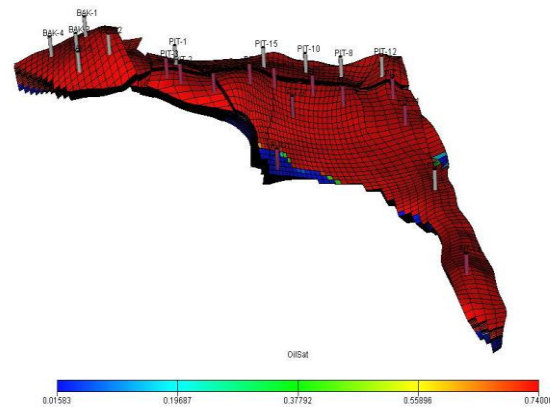


Figura 58. Malla irregular con geometría de puntos de esquina.

5.2. Integración de Propiedades e Inicialización

Los datos requeridos para la distribución de propiedades de rocas y fluidos contenidos en el yacimiento, tales como, permeabilidades relativas, presiones capilares, compresibilidad de la roca, saturaciones, presiones iniciales y datos PVT entre otras, son necesarios para la inicialización, que consiste en la asignación de las propiedades estáticas y dinámicas necesarias a las celdas numéricas en las que se dividió el yacimiento antes de iniciar la producción.

La precisión y disponibilidad de la información que requiere la simulación numérica requiere de una descripción física del yacimiento y los mecanismos de producción, siendo de extrema precisión la información utilizada para el simulador, pues se tratan de eliminar los cambios significativos de resultados entre cada corrida.

La información necesaria para realizar la simulación numérica del yacimiento:



- Atributos sísmicos, propiedades petrofísicas como, porosidades (ϕ), permeabilidades (k), saturaciones de fluidos (S_w , S_o , S_g), presión capilar entre las interfases ($p_{C_{w-o}}$, $p_{C_{g-o}}$, $p_{C_{gw}}$), permeabilidades relativas al agua (k_{rw}), aceite (k_{ro}) y gas (k_{rg}), compresibilidad de la formación (C_r) además de descripciones geológicas que proporcionen información estratigráfica, estructural y petrográfico, además de límites del yacimiento, características de la formación y fallas entre otras
- Mecanismos de empuje presentes en el yacimiento, que prácticamente expulsan al aceite de los poros mediante un proceso de desplazamiento siendo el agua y el aceite quienes ocupan su lugar en el espacio que deja el aceite.
- Propiedades PVT obtenidas de los pozos y analizadas en laboratorios tratando de aproximar al máximo las condiciones del yacimiento con las del laboratorio, tales como, factores volumétricos del fluido (B_o , B_g , B_w), relaciones de solubilidad (R_s , R_{sw}), viscosidades (μ_o , μ_g , μ_w) y compresibilidades (c_o , c_g , c_w) de los fluidos, presión de saturación.
- Datos de producción y declinación para ajustar el modelo con la historia del yacimiento, además de relaciones entre las propiedades mencionadas anteriormente.

La relación que guardan la permeabilidad relativa y la presión capilar es de suma importancia para representar apropiadamente el flujo multifásico de fluidos en el medio poroso. Estas relaciones son obtenidas a partir de pruebas de laboratorio realizadas en núcleos. Los modelos de yacimiento que utilizan curvas obtenidas de estas muestras pueden proveer resultados representativos, si el número de celdas es adecuado.

La necesidad del mallado vertical en el modelo se puede reducir o eliminar, se pueden definir funciones de permeabilidad relativa y presión capilar “promedio” las cuales puedan producir la misma distribución inicial y el movimiento de fluidos y la distribución de la presión como un modelo con mallado vertical.

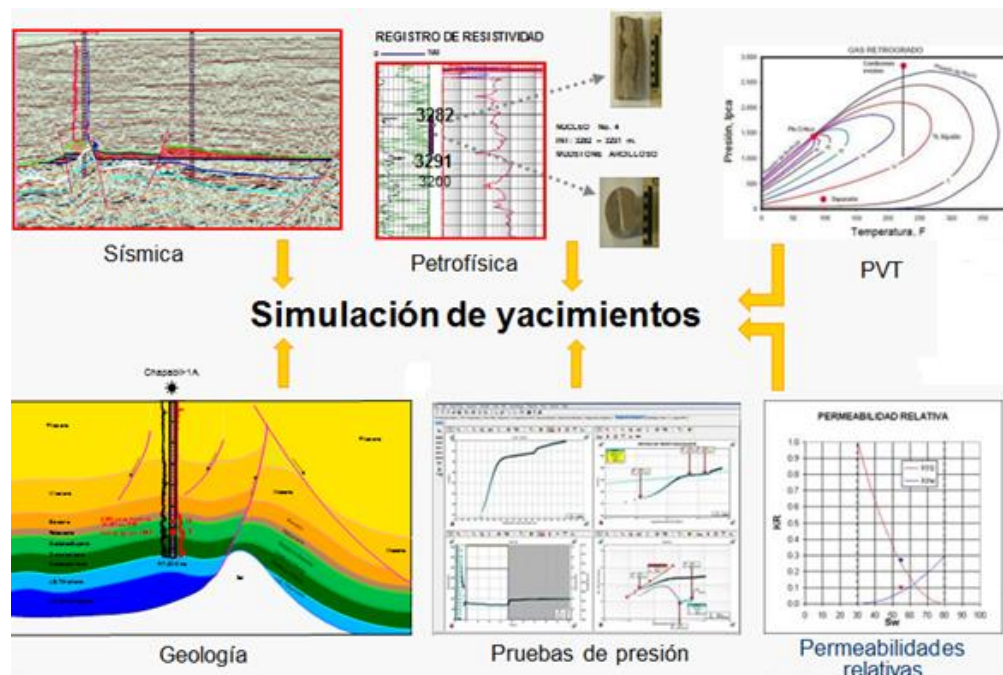


Figura 59. Insumos necesarios para la simulación de yacimientos.

5.3. Reproducción de Datos Históricos de Producción y/o Inyección

La reproducción histórica de presión, producción e inyección del yacimiento se realiza con el fin de aproximar la simulación numérica a la realidad, esto mediante información extensa y de calidad, pues mediante el ajuste histórico se puede verificar el comportamiento actual y este nos da mayor certeza de que los datos a reproducir en el futuro serán acertados, pues las variables introducidas han sido las correctas.

Uno de los pasos iniciales para ajustar el simulador con la historia del yacimiento, es calcular el comportamiento del yacimiento, pues los resultados obtenidos del simulador son comparados con datos reales y tratando de que estos no sean los esperados, en caso de que esto no suceda, se hacen modificaciones en los datos utilizados y se corre el simulador hasta que los resultados sean satisfactorios.

Es necesario tomar en cuenta que al utilizar un simulador para predecir el comportamiento del yacimiento, este se determina por medio de la combinación de muchas variables introducidas como datos anteriormente, por lo cual, no se puede asegurar que el comportamiento predicho sea exacto o incluso cercano a la realidad, pero entre más tiempo sea ajustado el histórico del yacimiento más confiables pueden llegar a ser las corridas del simulador.

Las condiciones para una buena reproducción histórica son:



- Que el aceite original en sitio (OIIP por sus siglas en ingles) y/o el gas original en sitio (GIIP por sus siglas en inglés) del modelo sean similares al estimado por el cálculo volumétrico o por balance de materia.
- Que la presión estática de fondo y fluyente estimadas por el modelo tengan buen ajuste a los valores reales de cada pozo.
- Que los caudales/gastos de producción de aceite, gas, agua y/o condensado estimados por el modelo iguallen a los valores reales.
- Que las relaciones de fluidos (Corte de agua, RGA, RCG) estimadas por el modelo tengan un buen ajuste con los valores reales de cada pozo.
- Que la reproducción histórica completa sea alcanzada mediante modificaciones razonables (no drásticas) en las propiedades de las mallas o celdas.

La simulación numérica en la planificación de escenarios de explotación, comprende una de las herramientas más utilizadas debido a su gran potencia a la hora de realizar estudios en etapas muy tempranas de desarrollo del yacimiento, con sus respectivas limitaciones, pues además de simular los planes de explotación previstos también puede simular nuevas propuestas de explotación que surgen de condiciones complicadas de explotación y que ameritan toma de decisiones al momento para determinar y cuantificar los parámetros claves del yacimiento.

5.4. Predicción de los Perfiles de Producción y Estimación de Reservas

Entre las tareas más importantes que puede realizar la simulación numérica, están las de estimar los futuros perfiles de producción y las reservas. Es necesario tener disponible un rango de perfiles de producción para cubrir la incertidumbre en los parámetros críticos y en las alternativas de desarrollo.

Casi todos los estudios de simulación requieren que las predicciones se realicen bajo diferentes esquemas de operación. Las predicciones ayudan al ingeniero de yacimientos a darse una idea del comportamiento que puede tener un yacimiento en el futuro bajo diferentes planes de explotación y elegir la estrategia que para su conocimiento y experiencia tenga un comportamiento deseado.

La predicción de perfiles de producción se ha utilizado principalmente en la declinación y la planeación necesaria para asegurar que los perfiles de producción de los modelos del yacimiento contengan todos los insumos requeridas para alcanzar los objetivos principales, con estos datos se puede hacer una estimación de las reservas remanentes en cierto tiempo y bajo ciertas condiciones.



Los modelos de simulación numérica pueden modificarse para cumplir con las definiciones de reservas, además de que estos modelos generalmente capturan descripciones “más probables” de los yacimientos. Siendo robustos y en cumplimiento con mejores prácticas de ingeniería, estos se pueden utilizar para estimar las reservas 2P y generalmente los yacimientos maduros tienen una certeza razonable por encima de los yacimientos inmaduros o que todavía no han producido en cuanto a la estimación de reservas probadas.

Cabe destacar que un modelo ajustado para cumplir con los lineamientos de las definiciones de reservas probadas (1P) no es necesariamente el mejor modelo para construir los planes de desarrollo de un operador, generalmente los modelos de simulación numérica son construidos para representar el caso más probable de un yacimiento. Estando bien construidos, estos modelos se podrán utilizar para estimar estas reservas (2P).

5.5.Optimización y Distribución de la Recuperación

Los modelos de simulación están reconocidos por una de las herramientas más importantes para la evaluación de los esquemas de explotación. Un modelo de simulación detallado se puede usar para obtener y evaluar rápidamente los resultados obtenidos con el modelo en diferentes escenarios de condiciones operacionales, esto con el ajuste histórico y mantener actualizado el modelo para tomar en cuenta los cambios en los datos de campo.

Existen campos que contienen yacimientos agrupados verticalmente, los cuales generalmente presentan problemas de distribución de producción debido a que existen pozos los cuales son completados a través de estos intervalos. La explotación de campo pudiera ser factible en el esquema de explotación de un yacimiento en particular al no disponer de los pozos necesarios o de relaciones económicas para su explotación óptima, distribuyendo la producción en los pozos y verificando la influencia entre estos. Estos problemas de producción en los yacimientos que comparten los mismos pozos pueden ser tratados con modelos de simulación conceptualizados para esos propósitos.



CAPITULO III

CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS

1. Introducción

A lo largo de la historia de la industria petrolera, se han desarrollado y mejorando las técnicas y herramientas para el cálculo de volúmenes originales, conservando las características esenciales de estas.

El volumen original de hidrocarburos, no puede ser recuperado en su totalidad, pues físicamente no es posible debido a fuerzas interfaciales y otros factores y aunque el factor de recuperación, pudiera llegar a ser mayor perforando más pozos en cierta área o implementando otros métodos de recuperación adicionales a los mecanismos primarios de producción, puede que el factor económico sea un impedimento para estos factores de recobro. Pues cabe recordar que la industria petrolera es un negocio sumamente rentable, al cual es necesario aplicarle ciertas consideraciones, abarcadas en la evaluación económica.

Para que una acumulación de hidrocarburos pueda ser clasificada como reserva, debe de cumplir ciertas características. El proceso para la certificación y clasificación de reservas consiste en identificar un proyecto de recuperación asociado con una acumulación de hidrocarburos descubierta a una fecha dada, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo, siendo de máxima importancia, que este cumpla de acuerdo a la clasificación de las reservas con ciertos lineamientos técnicos y que sea económicamente sustentable bajo los precios y costos actuales, realizando estas operaciones con un cierto grado de incertidumbre asociada.

Un sistema de gerencia de recursos de petróleo provee una propuesta consistente para estimar las cantidades de petróleo, evaluar proyecto de desarrollo y presentar los resultados dentro de un marco detallado y completo de clasificación.

Las propuestas y pautas son diseñadas para proveer una referencia común dentro de la industria petrolera, incluyendo agencias nacionales reguladoras y receptoras de informes o declaraciones legalmente requeridos y para apoyar los requerimientos de los proyectos de petróleo y gestión de portafolios comerciales. Su intención es brindar mayor claridad en las comunicaciones globales relacionadas con recursos de petroleros.

Cada gerencia certificadora, establece ciertos criterios en base al trabajo que pretendan realizar, permitiendo una cierta flexibilidad a los usuarios y agencias para adaptar su aplicación a las



necesidades particulares, dependiendo del lugar donde se desenvuelva y su función como certificador.

2. Organismos Reguladores

Los organismos reguladores en el sector energético se han desarrollado principalmente en los países industrializados siguiendo diversos patrones o tendencias de acciones, interpretaciones, y requerimientos en cuanto al marco de trabajo seguido para el cálculo, estimación y clasificación de reservas de hidrocarburos.

Dependiendo de la revisión adoptada por cada institución en cuanto al reporte de gas y aceite, existen actualmente diversas organizaciones encargadas de realizar trabajos de revisión y creación de estatutos que imprimen cierta incertidumbre, para la certificación de volúmenes originales de hidrocarburos como reservas.

2.1. U.S. SEC.

La U.S. SEC., es una agencia federal, cuya responsabilidad es hacer valer las leyes referentes a los valores financieros, así como regular la industria de los mismos, las reservas nacionales y opciones de intercambios, así como otros mercados de valores en los Estados Unidos.

La principal razón para la creación de la U.S. SEC., fue el regular el mercado de reservas, después de la crisis de 1929 y prevenir abusos de corporaciones relacionados a la oferta y venta de valores así como de los reportes de las mismas corporaciones. Tiene la facultad de autorizar y regular intercambios de reservas, las compañías cuyos valores se negocian y los agentes y negociadores que los llevan a cabo.

Actualmente, la U.S. SEC., es responsable de administrar y observar las 7 leyes más importantes que gobiernan la industria de los valores.

La facultad y autoridad otorgada a este organismo, le permite tomar acción en contra de individuos y compañías acusadas de haber cometido fraude en materia contable, proporcionado información falsa, tráfico de información confidencial, u otras violaciones a las leyes de valores. También, trabaja con agencias que investigan y procesan individuos y compañías por violaciones criminales.

Para lograr sus objetivos, la U.S. SEC. requiere que las empresas envíen reportes periódicos. En adición a los reportes financieros anuales, los ejecutivos de las compañías deben proporcionar su contabilidad en forma descriptiva.



Con el objetivo de equilibrar el panorama para los inversionistas en todas las áreas, la SEC sostiene una base de datos en línea, llamada EDGAR (Electronic Data Gathering, Analysis, and Retrieval system), al cual pueden ingresar los inversionistas. Esta información, así como los reportes cada dos años, son de crucial importancia para la toma de decisiones de los inversionistas al llevar a cabo sus operaciones y negocios. A diferencia del sistema bancario, en el mercado de capital la inversión no está garantizada por el gobierno federal, por lo que se busca reducir el riesgo de fraude.

En la industria petrolera, la U.S. SEC. regula el tránsito de información que circula la llevar a cabo negociaciones, aun siendo de índole internacional. Es de vital importancia el asegurarse que las reservas y su clasificación sea información fidedigna y confiable, ya que dichas reservas, pueden constituir parte del activo de una empresa.

Toda compañía que está registrada y recauda fondos financieros en la bolsa de los EEUU por ley debe entregar un reporte anual de su estado financiero a la U.S. SEC. y se dispone al público y la compañía elige no reportar las reservas probables y posibles en un reporte correspondiente.

La U.S. SEC. inicialmente adopto sus requerimientos para la discusión de aceite y gas en 1978 y 1982. Desde esa fecha, ha habido cambios significativos en la industria y mercados de aceite y gas, incluyendo avances tecnológicos y cambios en los tipos de proyectos en los cuales las compañías petroleras invierten su capital.

Las revisiones y definiciones adicionales a las definiciones actualizadas de reservas reflejan un cambio de la industria de aceite y gas y en sus mercados y nueva tecnología que ha tenido lugar en las décadas desde que las reglas actuales fueron adoptadas. Muchas definiciones están diseñadas para ser consistentes con los lineamientos establecidos en el Petroleum Resources Management System (PRMS). Entre otras cosas, las revisiones de estas definiciones buscar dirigirse a cuatro condiciones que han sido de interés particular a las compañías, inversionistas y analistas de seguridad:

- El uso de un precio único para determinar la producción económica de reservas.
- La exclusión de actividades relacionadas a la extracción de bitumen y otros Recursos “no convencionales” de las definiciones de las actividades de producción de aceite y gas.
- Las limitaciones con respecto a los tipos de tecnologías que una compañía de aceite y gas puede depender para establecer los niveles de certidumbre requerida para clasificar reservas.
- La limitante en las reglas actuales que permite a las compañías petroleras a reportar solo sus reservas probadas.



Las reglas y lineamientos de la U.S. SEC. son dirigidas solamente para reservas probadas. La U.S. SEC. prohíbe descripción adicional de reservas no probadas, es decir, probables y posibles, así como de recursos contingentes y prospectivos. Aunque las definiciones de reservas probadas de la SPE y U.S. SEC., son muy similares, las regulaciones de la U.S. SEC. son ligeramente más restrictivas. Las diferencias entre los sistemas U.S. SEC. y SPE son:

- Aunque ambas definiciones probadas son aplicadas con “condiciones económicas actuales”, la U.S. SEC. específicamente requiere el uso de precios y costos de finales de año mientras que la SPE permitirá, en algunas circunstancias, el uso de precios y costos promedio.
- SPE permite el uso de cualquiera de los métodos ya sean probabilista o determinista. Mientras que la U.S. SEC. no prohíbe los análisis probabilísticos, las cantidades reportadas deben ser demostradas para conocer el criterio determinístico definido.
- SPE generalmente requiere de pruebas de pozo para clasificar las reservas como Probadas pero puede ceder si la estimación está completamente respaldada por pruebas de formación con línea de acero, registros y núcleos. La U.S. SEC. afirma que una prueba de pozo es obligatoria y puede ser solo evitada solo en aguas profundas del Golfo de México si la estimación es completamente respaldada por sísmica, muestreo transmitido con línea de acero, núcleos y registros.
- Tanto SPE como U.S. SEC. señalan el límite probado de reservas recuperables arriba del el límite más bajo conocido de hidrocarburos (LKH). En la ausencia de datos de contacto entre fluidos, los estatutos de la SPE indican que la ocurrencia estructural más baja conocida de hidrocarburos controla el límite certificado a menos que se indique lo contrario mediante geología definitiva, ingeniería o datos de comportamiento. Por el contrario, la U.S. SEC. descarta el uso de datos técnicos que no sean concluyentes, observaciones directas e incrementales demostradas abajo del LKH puede ser basadas en el comportamiento del pozo.
- Con respecto a hidrocarburos no convencionales, la U.S. SEC. permite al carbón metano ser clasificado como reserva probada si la recuperación demuestra ser económica. Mientras que la U.S. SEC. ha dictaminado que el bitumen recuperado mediante minería no son reservas de petróleo, no hay lineamientos publicados para bitumen producido mediante métodos in situ. La definición de reservas SPE aplica para hidrocarburos convencionales y no convencionales.
- Los lineamientos SPE definen los estatus: desarrollada produciendo y no produciendo mientras que la U.S. SEC. define desarrollada sin sub categorías.



- Los lineamientos U.S. SEC. y SPE tienen criterios similares acerca de comercialidad para incluir no solo los proyectos económicos, sino también alguna evidencia de un compromiso para continuar con el desarrollo de proyectos dentro de un marco razonable de tiempo. Esta incluye confirmación de mercado, instalaciones de producción y transporte y las extensiones de arrendamiento requeridas. Los lineamientos tampoco especifican “certeza absoluta” en términos de aprobaciones, contratos, mercado, etc.
- La U.S. SEC. requiere de una certeza razonable en el financiamiento de proyectos, la SPE no hace mención específicamente a requerimientos financieros aunque todas las reservas probadas deben tener “certeza razonable” de ser producida.

Las cantidades estimadas remanentes de aceite y gas y sustancias relacionadas que se estiman serán recuperadas, a una fecha establecida, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo se basan en análisis de geociencias y de ingeniería. Es muy importante que exista producción económica bajo los precios y costos actuales.

Los volúmenes de reservas se determinan con base a los volúmenes en el punto de venta. Todas las reservas estimadas involucran un grado de incertidumbre. El nivel de incertidumbre puede ser utilizado para colocar reservas en una de dos clasificaciones: probadas o no probadas.

La comercialización para una acumulación varía respecto a las condiciones y circunstancias de cada lugar. Las acumulaciones de hidrocarburos no deben de ser clasificadas como reservas a menos que exista desarrollo y producción en un tiempo razonable para las expectativas de acumulación.

La producción acumulada, más las reservas constituyen la estimación del volumen final recuperable (Estimated Ultimate Recovery (EUR)).

Reservas Originales = producción acumulada + reservas remanentes

Reservas Remanentes = reservas originales - producción acumulada

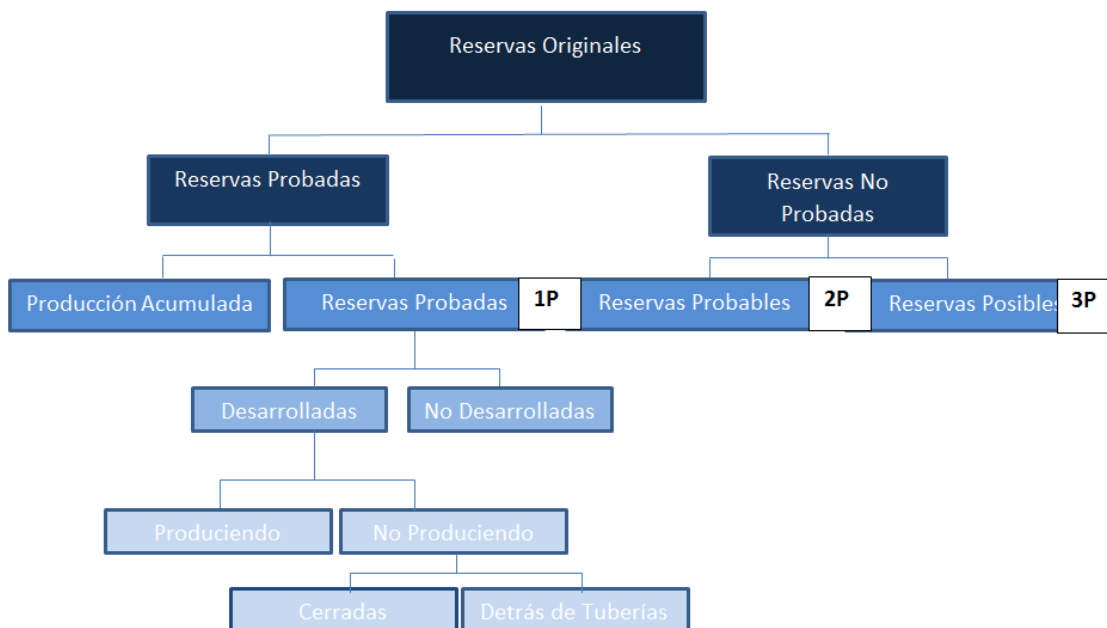


Figura 60. Clasificación de las reservas de hidrocarburos.

2.1.1. Disposiciones Obligatorias

2.1.1.1. Reservas Probadas

Para las empresas que deseen cotizar en la bolsa de valores de los EE.UU. se aplican los lineamientos de la U.S. SEC., para las reservas probadas, debido a que se requiere cumplir con la regulación que exige esta instancia para poder seguir accediendo al financiamiento externo, y esta consiste en un 10% de diferencia entre el certificador y la empresa, como disposición obligatoria.

Las reservas probadas son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas y bajo condiciones económicas a una fecha específica (consideración de los precios de hidrocarburos y los costos de extracción del proyecto), las cuales se estiman serán comercialmente recuperables con certidumbre razonable, su extracción cumple con las normas gubernamentales establecidas, y que han sido identificados por medio del análisis de información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería.

Las reservas entran dentro de la clasificación de probadas al contar con información de estadísticas actuales de perforación de pozos en el área de estudio, considerando la productividad económica de los pozos más allá de un espaciamiento y la certidumbre razonable, las reservas probadas se pueden clasificar en desarrolladas o no desarrolladas.



Si al evaluar se utiliza un método determinista, el termino certidumbre razonable se refiere a que existe confiabilidad alta para recuperar los volúmenes de hidrocarburos.

En caso de emplear un método probabilista, se tendrá 90% de probabilidad de recuperar la cantidad de hidrocarburos estimada.

Como medida estandarizada en los análisis de rentabilidad de proyectos entre todos los productores a nivel internacional en sus estimaciones, la U.S. SEC. establece los precios de venta de aceite crudo y gas natural, estos precios se utilizan en la evaluación económica correspondiente al promedio aritmético anual del primer día de cada mes.

Se considera a las reservas como probadas de acuerdo a la productividad comercial del yacimiento basada en datos reales de presión-producción, bajo este contexto el término probado se refiere a las cantidades de hidrocarburos recuperables económicamente y no a la productividad del pozo. En ocasiones las reservas probadas se asignan mediante pruebas de formación las cuales indican que el yacimiento está impregnado de hidrocarburos en base a registros de pozos y análisis de núcleos o pruebas análogo a yacimientos productores en la misma área, sin embargo debe de existir condiciones óptimas para su comercialización como instalaciones asegurando que sean instaladas.

El volumen considerado como probado incluye el volumen delimitado por la perforación el cual es definido por los contactos de los fluidos, incluyendo también las porciones no perforadas del yacimiento pero que se presumen comercialmente productoras, al desconocer los contactos de los fluidos, la ocurrencia conocida más profunda de hidrocarburos delimitara la reserva probada.

Las pruebas de presión-producción, de interferencia el empleo de sísmica y de tecnologías computacionales nos ayudan a establecer la distancia entre pozos mediante certidumbre razonable, esto nos permite bajo los lineamientos de la U.S. SEC. estimar reservas probadas de hidrocarburos siempre y cuando se tenga certidumbre razonable de la continuidad y comunicación hidráulica del yacimiento. Para establecer reservas probadas el tiempo razonable para su desarrollo no deberá exceder de cinco años al menos que se presenten circunstancias muy especiales las cuales se deberán ser reveladas de manera explícita en un documento oficial, donde se establezca el tiempo en el cual se desarrollaran esas reservas.

Según la U.S. SEC. al valor de estimación de reservas con flujo de efectivo positivo, se le asigna el término comercialmente productor.

La U.S. SEC. considera que los costos de operación se asocian a condiciones actuales de explotación de los hidrocarburos y que en un futuro es posible que la producción de



hidrocarburos ya no sea de aceite y gas, si no únicamente de gas, como se presenta en los casquetes de gas, lo que implica realizar una evaluación económica considerando costos adicionales debido al tratamiento de las impurezas del gas.

Las reservas probadas tienen mayor certidumbre que las probables y posibles, son las que sustentan los proyectos de inversión de ahí la importancia de la adopción de las definiciones emitidas por la U.S. SEC., Las mediciones de presión entre pozo y pozo como prueba de la continuidad de la columna de aceite son determinantes en ambientes sedimentarios de clásticos es decir de depósitos arenosos. Se dividen en desarrolladas y no desarrolladas.

Las reservas que serán producidas por medio de métodos de recuperación secundaria y/o mejorada, cuando se tienen resultado exitoso mediante una prueba piloto se puede incluir en la categoría de probadas. Existiendo una respuesta favorable del proceso de recuperación en el mismo yacimiento, o en un análogo en cuanto a edad y propiedades roca-fluido similares.

2.1.1.1.1. Reservas Desarrolladas

Se define el término de reservas de hidrocarburos desarrolladas a aquellos volúmenes probados que:

- En los proyectos de extracción de hidrocarburos, que a través de pozos y equipos existentes puedan ser recuperados.
- En los proyectos de extracción de hidrocarburos, que a través de tecnología de extracción puedan ser recuperadas en el tiempo de la estimación.

Las reservas deberían de ser consideradas como desarrolladas si el costo de cualquier equipo requerido es relativamente menor comparado con el costo de un nuevo pozo.

Son reservas que se esperan sean recuperadas de pozos existentes, incluyendo a las reservas detrás de la tubería que se pueden extraer con la infraestructura actual, para el caso de las reservas asociadas a procesos de recuperación secundaria y mejorada se consideran cuando la infraestructura esté instalada y cuando los costos requeridos para esto sean menores y la producción haya sido prevista en la planeación del proyecto.

2.1.1.1.2. Reservas No Desarrolladas

El término más importante es que exista certeza para las áreas más allá de la unidad de perforación (áreas de espaciamiento de desarrollo) inmediatamente adyacentes de un pozo productor con una prueba de certidumbre razonable.



Se pueden incluir en las reservas no desarrolladas cantidades de hidrocarburos que puedan ser recuperadas a través de proyectos de recuperación, permitiendo a su vez el uso de técnicas que demuestren su eficacia en la producción en proyectos del mismo yacimiento o de yacimientos análogos, utilizando tecnología confiable que establece certidumbre razonable.

Son reservas que se esperan serán recuperadas en pozos nuevos en áreas no perforadas, para construir instalaciones de producción, superficie y para la terminación de pozos existentes, se requiere de gastos relativamente grandes esto aplica tanto a procesos de recuperación primaria secundaria y mejorada. Debe existir un compromiso para desarrollar el campo de acuerdo a un plan de explotación y a un presupuesto aprobado.

2.1.1.2. Precio Promedio 12 Meses

Las reservas probadas de hidrocarburos, son cantidades que por medio de estudios de geociencias y de ingeniería son estimadas con certidumbre razonable y económicamente producibles, de una fecha determinada y de yacimientos conocidos.

Independientemente de si los métodos son deterministas o probabilistas, la productividad económica de un yacimiento se basa en condiciones económicas actuales

Al calcular la productividad económica una compañía debe de usar un precio promedio de 12 meses calculado con la media aritmética del primer día de cada mes dentro del periodo de 12 meses antes del periodo de presentación de informes.

El uso de un precio promedio de 12 meses sirve como indicador de las condiciones económicas para determinar la productividad económica de las reservas.

El periodo de 12 meses utilizado para calcular el precio promedio para la estimación de las reservas no debe de coincidir con el año fiscal, para lo cual se realiza un periodo de 12 meses comprendido entre el inicio del cuarto trimestre del año fiscal anterior hasta el final del tercer trimestre del presente año fiscal.

2.1.1.3. Certeza Razonable

Se define el término de certeza razonable como “mucho más probable que se alcance a que no” por otro lado se utiliza el estándar PRMS “alto grado de confianza de las cantidades que pueden ser recuperadas”.



2.1.1.4. Tecnología Confiable

Son tipos de tecnología que una empresa puede utilizar para establecer estimaciones de reservas, las normas actuales limitan el uso de tecnologías alternativas, según las normativas se deben utilizar pruebas de producción para cumplir con la norma de certidumbre razonable, del mismo modo las normas actuales proporcionan pruebas para determinar el nivel de hidrocarburos más bajo conocido y nivel más alto conocido de hidrocarburos que establecen el volumen de hidrocarburos en sitio.

El desarrollo de la tecnología permite el empleo de métodos computacionales que han sido probadas en campo o en formaciones análogas.

En términos probabilistas el término “tecnología confiable” ha conducido a conclusiones correctas en un 90% o más de las aplicaciones. Considerando los requerimientos técnicos y económicos, especialmente de tipo presupuestal, es decir, el presupuesto autorizado para desarrollar las reservas solo contempla un número determinado de localizaciones, pero este número de pozos no son suficientes para extraer la reserva total, solo podrá asociarse un número determinado para la extracción de volumen y no el total.

2.1.1.5. Extracción de Bitumen y Otros Recursos No Convencionales

La U.S. SEC., establece como recursos no convencionales, cualquier fuente de hidrocarburos que involucre medios de extracción diferentes a las usadas tradicionalmente y estas incluyen la extracción de arenas bituminosas, así como el aceite y gas de lutitas, yacimientos carboníferos.

Esta definición se implementa debido a que las actividades realizadas por mucho tiempo no contemplaban dichos recursos, pero el desarrollo de estos, ha incrementado las fuentes de energía mundial y muchas compañías dedican grandes esfuerzos tecnológicos y financieros a su desarrollo. Motivo por el cual, la definición de “actividades de extracción de aceite y gas” debe contemplar ahora la extracción de los recursos no convencionales mencionados anteriormente.

La definición establece específicamente las actividades de extracción de aceite y gas comerciales, en su fase líquida, sólida y gaseosa, de arenas bituminosas, lutitas, yacimientos carboníferos y otras fuentes naturales no renovables, las cuales incluyen un ascenso en la categoría de aceite y gas sintético y actividades que estén relacionadas con tales extracciones.

2.1.1.6. Tiempo de Desarrollo

Dentro de las disposiciones de la U.S. SEC., se contempla que los volúmenes de hidrocarburos recuperables del yacimiento, deben ser comerciales a partir de cierta fecha y estar sustentados



en un proyecto de explotación, el cual debe ser desarrollado en un periodo de tiempo razonable de cinco años, para las reservas probadas (no desarrolladas y las desarrolladas no produciendo).

2.1.2. Disposiciones Opcionales

2.1.2.1. Reservas No Probadas

Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas, al extrapolar parámetros del yacimiento más allá de los límites de certidumbre, que al suponer pronósticos de aceite y gas mediante aspectos económicos, no son los que prevalecen al momento de la evaluación, los volúmenes de hidrocarburos descubiertos comercialmente producibles pueden ser clasificados como reservas no probadas, la U.S. SEC., permite el reporte de estos valores, con la finalidad de que las personas interesadas en el proyecto tengan más información acerca de su desarrollo.

2.1.2.1.1. Reservas Probables

Reservas en donde el análisis de ingeniería y la información geológica sugieren son más factibles de ser recuperables comercialmente: al emplear método probabilistas para su evaluación se obtendrá al menos el 50% de probabilidad de que las cantidades a recuperar serán iguales o mayores a las de la suma de la probadas más probables.

Incluyen reservas más allá del volumen probado, el horizonte productor es insuficiente para considerar estas reservas como probadas, a las reservas que carecen de datos de núcleos se incluyen como probables en base a datos de registros geofísicos de formaciones que parecen ser productoras.

En cuanto un proyecto piloto de recuperación secundaria y/o mejorada ha sido planeado pero sin ser puesto en operación las reservas atribuibles a estos procesos son probables.

Condiciones que conducen a clasificar las reservas como Probables:

- Áreas donde la formación productora aparece separada por fallas geológicas, esto indica que el volumen se encuentra en una posición más alta que la del área probada.
- Intervenciones, estimulaciones, cambios de equipo y procedimientos operativos que no han tenido existencia en pozos con comportamientos análogos.
- Formaciones productoras en donde los datos volumétricos indican reservas adicionales a las clasificadas como probadas.



2.1.2.1.2. Reservas Posibles

Volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería, determina que es menos segura su recuperación comercial en referencia a la de las reservas probables, al utilizar métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas, más probables, más posibles tendrá al menos una posibilidad del 10 por ciento de que las cantidades recuperadas sean iguales o mayores.

Pueden incluir los siguientes casos:

- Reservas basadas en áreas geológicas en área adyacentes a las áreas clasificadas como probables.
- Reservas marginalmente comerciales y rentables, que pueden estar en formaciones que parecen estar impregnadas de hidrocarburos.
- Reservas atribuidas a mecanismos de recuperación mejorada, cuando un proyecto piloto está planeado pero no en operación
- Reservas cuya interpretación indica que el área de estudio estructuralmente está más baja que el área productora.

2.1.2.2. Estimaciones Deterministas y Probabilistas

Una compañía puede realizar dos tipos de estimaciones de reservas dependiendo del método que utiliza para el cálculo de tales volúmenes. Estas estimaciones son conocidas como estimaciones “deterministas” y “probabilistas”.

Las estimaciones deterministas son realizadas con datos únicos para cada parámetro involucrado en una técnica de cálculo de volúmenes de hidrocarburos recuperables, lo que puede derivar en una subestimación o sobrestimación de los valores de reservas.

Las estimaciones probabilistas utilizan rangos de valores para cada parámetro involucrado en una técnica de cálculo de volúmenes de hidrocarburos recuperables y como resultado se espera un rango de valores de reservas, lo que evita la subestimación o sobrestimación de dichos valores y evita penalizaciones, por este motivo muchas empresas realizan sus estimaciones con este método, desgraciadamente el rango entre los valores bajo y alto de dichas estimaciones puede ser del orden de millones de unidades.



2.1.2.3. Análisis de Sensibilidad

Debido al impacto potencial de algunos factores sobre las reservas, la U. S. SEC., reconoce el uso de análisis de sensibilidad para precios de los hidrocarburos, costos de operación, inversiones y algunos otros factores involucrados que pudieran llegar a impactar en el cálculo de reservas.

2.1.2.4. Yacimientos Análogos

Las características análogas incluyen mecanismos de empuje de fluidos, contenido original de hidrocarburos, tamaño del yacimiento, densidad del aceite, espesor bruto, espesor neto, relación neto/ bruto, porosidad, permeabilidad, relación gas aceite, viscosidad , espaciamento promedio, factor de recuperación y litología.

La comparación lógica y sistemática representa el empleo de yacimientos análogos, de modo que al anticipar un comportamiento de presión–producción se pueda soportar una asignación de reservas.

La U.S. SEC. establece que los siguientes parámetros son los de mayor relevancia en establecimiento de yacimientos en áreas similares:

- Permeabilidad.
- Distribución de Permeabilidades.
- Porosidad.
- Espesor Neto.
- Saturación de Hidrocarburos.
- Continuidad.

Estos parámetros en combinación hacen que las comparaciones entre yacimientos análogos, bajo cierto grado de certidumbre, puedan emplearse en la estimación de reservas.

Al establecer la condición de analogía para el desarrollo del área, el factor de recuperación (Por necesidad el factor de recuperación empleado deberá ser más conservador que el comportamiento medio esperado de los pozos productores análogos) empleado para el desarrollo del área, debe representar el comportamiento medio esperado de todos los pozos del análogo.

Otra manera de hacer uso de este método es en relación a las características roca y fluidos del yacimiento, las cuales necesitan ser iguales o mejores que las características del yacimiento análogo para ser categorizadas como reservas probadas.



Los siguientes parámetros se consideran en la comparación entre yacimientos análogos, que son requeridos para validar un yacimiento análogo o similar.

Geociencias	Ingeniería	Aspectos Operativos
Configuración estructural litológica y estratigráfica. Heterogeneidades del yacimiento. Continuidad del yacimiento. Espesor neto promedio. Saturación de agua. Permeabilidad. Porosidad. Proximidad geográfica.	Presión, Temperatura y Propiedades de los Fluidos. Mecanismos de recuperación. Movilidad de los fluidos. Distribución de los fluidos. Madurez del yacimiento. Productividad de los pozos. Métodos de recuperación. Proximidad a instalaciones para entrega y comercialización de los hidrocarburos.	Espaciamiento entre pozos, Sistemas Artificiales de Producción, Patrones y tipos de espaciamiento entre pozos. Relación entre pozos inyectores/productores. Volúmenes de inyección de fluidos, Capacidad para el manejo de fluidos. Estimulaciones. Proximidad de instalaciones de producción.

Tabla 3. Parámetros requeridos para establecer la analogía entre yacimientos/campos.

Es importante documentar las similitudes y las diferencias entre el análogo y el yacimiento objeto en comparación, adicionalmente del comparativo de los 6 parámetros, las relaciones de movilidad de fluidos $\left(\frac{k_{rw}}{\mu_w} \frac{k_{ro}}{\mu_o}\right)$, la capacidad de flujo (Kh), la transmisibilidad de los yacimientos en estudio y el posible análogo $\left(\frac{kh}{\mu}\right)$, es importante considerar la fracción de aceite en una unidad de volumen de yacimiento (para el caso de inyección de fluidos).

Desde el punto de vista geológico se consideran los siguientes aspectos:

- Proximidad lateral.
- El Yacimiento análogo y el yacimiento/campo en estudio deben estar dentro de la misma área geográfica de estudio y en la misma formación geológica bajo el mismo aspecto estructural.
- Se pueden considerar como límites, los límites laterales de la cuenca geológica que tengan el mismo play geológico.



- Se restringirá la distancia lateral a una porción adyacente de la misma cuenca deposicional y/o al siguiente sistema petrolero análogo.
- Pruebas de límite de un yacimiento.

2.2.PRMS

2.2.1. Introducción

La SPE ha sido el líder en el desarrollo para la estandarización de las definiciones de recursos petroleros. Esto ha sido reconocido ampliamente en la industria de aceite y gas por mucho tiempo, un conjunto de definiciones estándar comunes unificadas es requerida para que pueda ser aplicada consistentemente, mediante entidades internacionales financieras, regulatorias y de reporte. Un conjunto de definiciones acordadas deben beneficiar a todos los patrocinadores y proporcionar una mayor consistencia transparencia y confiabilidad

En 1997 se logró un avance en la estandarización de las definiciones, cuando la SPE y el WPC conjuntamente aprobaron las “Definiciones de Reservas Petroleras”. Desde entonces, SPE se ha ocupado continuamente en el mantenimiento de definiciones actualizadas. Las definiciones fueron actualizadas en el 2000 y aprobadas por la SPE, WPC, y la AAPG como “El Sistema de Clasificación y Definición de Recursos Petroleros”. Estas fueron actualizadas posteriormente en 2007 y aprobadas por la SPE, WPC, AAPG y por la SPEE. Esto culminó en la publicación del actual y reconocido mundialmente “PRMS”. PRMS ha sido reconocido como la referencia estándar en la industria del aceite y gas y ha sido usada por la U.S. SEC. como guía para la actualización de sus reglas. “Modernización del reporte de Aceite y Gas” publicado en diciembre de 2008

El uso de un sistema uniforme de clasificación, mejora las comparaciones entre proyectos, grupos de proyectos y los portafolios integrales de las compañías petroleras, siendo el principal objetivo, la expansión de los nuevos lineamientos como referencia útil para profesionales del petróleo.

Las pautas hacen referencia al sistema de clasificación y son la base de una evaluación exhaustiva, donde los proyectos son “clasificados” de acuerdo a las estimaciones que tengan de las cantidades que serán recuperables y comercializables, siendo “categorizadas” para reflejar cierto grado de incertidumbre en general.

Las reservas son categorizadas de acuerdo con el “nivel de certidumbre” asociado con las estimaciones y pueden sub clasificarse con base a la madurez del proyecto y de acuerdo al estado del desarrollo y de la producción.



Para ser incluido en la clase de reservas, un proyecto debe estar suficientemente definido para establecer su oportunidad comercial, teniendo una expectativa razonable, de que todas las aprobaciones requeridas se obtendrán, y debe existir la intención firme para proceder con el desarrollo del proyecto, en un tiempo razonable.

El tiempo para la iniciación del desarrollo depende, de las circunstancias específicas y varía de acuerdo con el enfoque del proyecto, aunque normalmente se recomiendan cinco años como punto de referencia, un tiempo más extenso podría aplicarse, entre otras cosas por motivos relacionados con el mercado o para satisfacer objetivos contractuales o estratégicos.

Para que una cantidad de hidrocarburos pueda considerarse dentro de las reservas, debe haber alta confianza en la productividad comercial del yacimiento apoyada por la producción real o pruebas de formación. En ciertos casos, se puede clasificar como reserva, si los registros de pozo y el análisis de núcleos, indican que el yacimiento en cuestión, está saturado de hidrocarburos y es análogo a los yacimientos en la misma área que están produciendo o han obtenido producción en las pruebas de formación.

Una vez que los proyectos satisfacen los criterios de riesgo comercial, las cantidades asociadas se clasifican como reservas y son consideradas de acuerdo a los recursos económicos y el estado operacional de los pozos e infraestructura asociada dentro del plan de desarrollo del yacimiento.

2.2.2. Lineamientos de las Definiciones, Categorías y Clasificación de Recursos Petroleros

La PRMS define el término “**recurso**” como cualquier cantidad de petróleo recuperable o no recuperable que ocurre naturalmente sobre o dentro de la corteza terrestre, descubierto o no descubierto, más las cantidades ya producidas.

Siendo estos recursos, divididos en dos clases que según sus pautas:

- **Recursos Prospectivos:** los cuales son acumulaciones potenciales, que se evalúan de acuerdo con su probabilidad de descubrimiento y suponiendo un descubrimiento, las cantidades estimadas, que serían recuperables bajo proyectos definidos de desarrollo. Se reconoce que los programas de desarrollo serán significativamente menos detallados y dependerán más en desarrollos análogos, durante las fases más tempranas de exploración.
- **Recursos Contingentes:** estos pueden incluir, proyectos para los cuales actualmente no existan mercados viables, donde la recuperación comercial es función de tecnologías aun



en desarrollo o donde la evaluación de la acumulación es insuficiente para determinar claramente su comercialidad. Los Recursos Contingentes se categorizan adicionalmente de acuerdo al nivel de certidumbre asociado a las estimaciones realizadas y pueden subclasificarse basándose en la madurez del proyecto y caracterizarse conforme a su estado económico

Las “reservas” por otra parte, son definidas como aquellas cantidades de petróleo que se anticipa, serán comercialmente recuperables, mediante proyectos de desarrollo en acumulaciones conocidas, desde una cierta fecha en adelante y bajo condiciones definidas.

Las pautas que establece la PRMS, dictan que además se deben satisfacer cuatro criterios para que una acumulación pueda ser clasificada como reserva y estas son:

- Deben haber sido descubiertas
- Deben ser recuperables
- Deben ser comerciales y
- Deben estar remanentes (a la fecha de evaluación) basadas en los proyectos de desarrollo aplicados.

PRMS es un sistema completamente integrado que provee las bases para la clasificación y categorización de todas las reservas y recursos petroleros. Aunque el sistema abarca la base entera de recursos, esta está enfocada primordialmente en la estimación de cantidades comerciales recuperables. Porque las cantidades de petróleo no pueden ser recuperadas y vendidas sin las instalaciones (o el acceso a estas) apropiadas para la producción, procesamiento y transporte y está basada en la distinción explícita entre:

1. El proyecto desarrollado que ha sido (o será) implementado para recuperar petróleo de una o más acumulaciones y en particular la oportunidad de que el proyecto sea comercial.
2. El rango de incertidumbre en las cantidades de petróleo que son pronosticadas para ser producidas y vendidas en el futuro para el desarrollo del proyecto.

Cada proyecto es clasificado acorde a la madurez o estatus (en general correspondiente a su oportunidad de ser comercial) usando 3 clases principales, con la opción de subdividir adicionalmente usando subclases. Las tres clases son reservas, recursos contingentes y recursos prospectivos. Separadamente, el rango de incertidumbre en la estimación de las cantidades recuperables que pueden ser comerciales de un proyecto en específico, es categorizada basada en las últimas tres estimaciones de potencial, resultando en: estimación baja, mejor y alta.



Para poder satisfacer los requerimientos comerciales del proyecto, las estimaciones de cantidades recuperables comerciales son designadas como reservas 1P, 2P y 3P. Las categorías equivalentes para proyectos con recursos prospectivos son 1C, 2C y 3C mientras que los términos de baja, mejor y alta estimación son usados para recursos prospectivos. El sistema también se ajusta para categorizar y reportar cantidades de reservas incrementales como probada, probable y posible, algo tan usado en los escenarios realizables físicamente de 1P, 2P y 3P.

1. Reservas Probadas

Las reservas probadas son aquellas cantidades de petróleo, las cuales mediante el análisis de datos de geociencias y de ingeniería, pueden estimarse con certeza razonable para ser recuperables comercialmente, desde una fecha dada en adelante, de yacimientos conocidos y bajo condiciones económicas, métodos de operación y reglamentos gubernamentales definidos.

Las pautas que siguen estas reservas, pueden ser aplicadas de acuerdo al método que se utilice para su estimación, si se usan métodos deterministas, el termino certeza razonable intenta expresar un alto grado de confianza de que las cantidades serán recuperadas. Si se usan los métodos probabilistas, debería haber por lo menos 90% de probabilidad de que las cantidades realmente recuperadas igualaran o excederán las estimaciones.

El área del yacimiento considerada como probada incluye:

- El área definida por la perforación de un pozo delimitador y por los contactos entre fluidos.
- Porciones no perforadas adyacentes del yacimiento que pueden ser razonablemente juzgadas como contiguas y comercialmente productivas en base a los datos disponibles de geociencia e ingeniería.

La ubicación de un pozo delimitador es una perforación potencial adyacente a un pozo existente, es definida por la distancia de separación reglamentada por regulación de espaciamiento de pozos. En ausencia de la reglamentación de espaciamiento de pozos se puede usar un análisis técnico de áreas de drenaje para definir el espaciamiento. Para asignar los volúmenes probados a una ubicación de pozo delimitador, debe haber datos técnicos certeros y concluyentes, que soporten la certeza razonable de producción de volúmenes de hidrocarburos y suficientes acres legales, para justificar económicamente el desarrollo, sin incluir la parte más somera del contacto de fluido o del nivel de hidrocarburos más bajo conocido.



En caso de que los datos aportados de geociencia e ingeniería no sean los adecuados o lo suficientemente ciertos para determinar el contacto entre fluidos, las cantidades probadas del yacimiento estarán delimitadas por el nivel de hidrocarburos más bajo conocido (Lowest Know Hydrocarbon) que logra verse en una penetración del pozo y que es la profundidad mayor registrada, de una acumulación explotable de hidrocarburos derivada de la interpretación de un registro de pozo, pruebas de flujo, medición de presión o información de núcleos.

Si la información aportada por las ramas de ingeniería correspondientes, incluyen un análisis de gradiente de presión o indicadores sísmicos, los datos aportados entre contactos de fluidos delimitaran el área probada, aunque cabe resaltar que los datos sísmicos por si solos, pueden no ser suficientes para definir los contactos de fluidos en las reservas probadas.

Las reservas en localizaciones no desarrolladas pueden clasificarse como probadas siempre que:

- Las localizaciones estén en áreas no perforadas del yacimiento que puedan juzgarse con certeza razonable como comercialmente productivas.
- Las interpretaciones de los datos de geociencia e ingeniería disponibles, indiquen con certeza razonable, que la formación de interés es lateralmente continua en las localizaciones probadas ya perforadas.

Para las reservas probadas, el factor de recuperación aplicado al yacimiento, deberá definirse basado en un rango de posibilidades respaldadas por yacimientos análogos y datos sólidos de ingeniería, considerando las características del áreas probadas y el programa de desarrollo aplicado.

2. Reservas Probables

Son aquellas acumulaciones adicionales en las cuales el análisis de los datos de geociencias y de ingeniería, indican que son menos probables de ser recuperadas, comparadas con las reservas probadas, pero más ciertas de recuperarse que las posibles.

Según los lineamientos, es igual de probable que las cantidades remanentes reales recuperadas, sean mayores o menores que la suma de las reservas probadas más las reservas probables estimadas (2P). En este contexto, cuando se utilizan métodos probabilistas, debería existir por lo menos una probabilidad de 50% de que las cantidades reales recuperadas igualaran o excederán la estimación de 2P.



Las reservas probables pueden asignarse a áreas de un yacimiento adyacente a las probadas en las que el control e interpretaciones de datos disponibles son menos certeros. La continuidad del yacimiento interpretado puede no reunir los criterios de certeza razonable.

Las estimaciones probables también incluyen recuperaciones incrementales asociadas con factores de recuperación de proyecto más allá del asumido para las probadas.

3. Reservas Posibles

Son aquellas acumulaciones adicionales, en los cuales, los análisis de datos de geociencias y de ingeniería sugieren que son menos probables de ser recuperadas que las reservas probables.

Según los lineamientos, son cantidades totales finalmente recuperadas del proyecto, que tienen una baja probabilidad de superar la suma de reservas probadas, probables y posibles (3P), que es equivalente al escenario de estimación alta o con una probabilidad de por lo menos 10% de que las cantidades reales recuperadas igualaran o superaran la estimación 3P.

Las reservas posibles pueden asignarse a áreas de un yacimiento adyacente a las probables, en las que el control e interpretación de datos disponibles, son progresivamente menos certeros. Con frecuencia, esto puede ser en áreas en las que los datos de geociencias e ingeniería no pueden definir claramente el área y límites verticales del yacimiento de la producción comercial definidas por un proyecto.

Las estimaciones posibles, también incluyen cantidades incrementales asociadas con los factores de recuperación más altos que los asumidos para las probables.

Las estimaciones 2P y 3P pueden ser basadas en las interpretaciones alternativas razonables técnicas y comerciales dentro de un yacimiento claramente documentado, incluyendo comparaciones con los resultados en proyectos exitosos similares llamados yacimientos análogos los cuales tienen propiedades similares de rocas, fluidos, condiciones de yacimiento (profundidad, temperatura y presión) y mecanismos de empuje, pero están más desarrollados que el yacimiento de interés y por lo tanto pueden proporcionar pautas que ayuden en la interpretación e integración de los datos actuales para la estimación de recuperación final.

En acumulaciones convencionales, las reservas probables y posibles pueden asignarse cuando los datos de geociencias e ingeniería, identifican partes directamente adyacentes de un yacimiento dentro de la misma acumulación, que pueden estar separadas de las áreas probadas, por fallas menores u otras discontinuidades geológicas y no han sido penetradas por un pozo pero son



interpretadas como en comunicación con el yacimiento conocido. Las reservas probables o posibles, pueden asignarse a áreas que son estructuralmente mas altas que el área probada.

Asignar reservas a yacimientos adyacentes aislados por fallas mayores, potencialmente selladoras de un yacimiento penetrado y evaluado como comercialmente productivo es un trabajo sumamente complicado y la justificación para asignar reservas en estos casos, debería estar claramente documentada. Las reservas no deberían asignarse a áreas que están claramente separadas de una acumulación conocida por un yacimiento no productivo; dichas áreas pueden contener recursos prospectivos.

En las acumulaciones convencionales, en las que la perforación ha definido una elevación mas alta conocida de petróleo y existe el potencial para un casquete de gas asociado, las reservas de petróleo probadas solo deberían ser asignadas en porciones mas altas estructuralmente del yacimiento, solo si hay certeza razonable de que dichas porciones están inicialmente por encima de la presión de burbuja, basada en análisis de ingeniería documentados. Las porciones del yacimiento que no llegan a esta certeza pueden ser asignadas como reservas de petróleo y gas probable y/o posible, basado en las propiedades del fluido del yacimiento y las interpretaciones del gradiente de presión.

2.2.3. Definición un Proyecto

PRMS es un sistema basado en proyectos, donde el proyecto “Representa el vínculo entre la acumulación de petróleo y la decisión de realizar el proceso de extracción, incluyendo una asignación presupuestal. Un proyecto puede, constituir el desarrollo de un yacimiento, un desarrollo incremental en un campo produciendo, o el desarrollo integrado de un grupo de varios campos y sus instalaciones asociadas. En general, un proyecto individual puede representar un nivel de madurez en el cual las decisiones tomadas pueden ser para proceder y/o continuar o no con un proyecto para lo cual debe haber un rango asociado de recursos recuperables estimados para ese proyecto”

Un proyecto puede ser considerado como una oportunidad de inversión, ya que las decisiones administrativas reflejan la selección o rechazo en oportunidades de desarrollo de un portafolio de proyectos, basado en consideración del total de los fondos disponibles, el costo de la inversión específica y el éxito esperado de esa inversión y provee una base fundamental del portafolio para la toma de decisiones. En algunos casos, los proyectos son implementados estrictamente para oportunidades estratégicas, pero son definidos mediante definiciones financieras. El punto crítico es el vínculo entre la decisión para proceder con el proyecto y la estimación de las cantidades futuras recuperables asociadas con el proyecto.



2.2.4. Clasificación del Proyecto

Cada proyecto debe ser clasificado individualmente, así las cantidades estimadas para ser comercialmente recuperables asociadas al proyecto pueden ser correctamente asignadas a una de las tres clases principales: reservas, recursos contingentes o recursos prospectivos. La diferencia entre estas tres clases está basada en las premisas:

- a) Estar descubierta
- b) Ser comercial

La evaluación de la existencia de un descubrimiento siempre está relacionada con la acumulación, pero la evaluación de una cantidad potencialmente recuperable de ese descubrimiento debe estar basada en un proyecto definido, la apreciación de comerciabilidad por otro lado, puede solo ser desarrollada a nivel de proyecto.

El requerimiento para la definición de descubrimiento debe ser por evidencia actual (Pruebas de pozo, Muestreo o registros) de al menos un pozo perforado en el lugar de la acumulación para demostrar “una cantidad significativa de hidrocarburos potencialmente recuperables”. En este contexto “significativa” implica que hay evidencia de una cantidad suficiente de petróleo para justificar la estimación de volumen original demostrada por el pozo y para la evaluación de potencial económicamente recuperable.

Las cantidades recuperables estimadas de un descubrimiento son clasificadas como Recursos Contingentes, hasta el momento que el proyecto definido puede ser mostrado para tener todos los criterios necesarios y reclasificar algunas o todas las cantidades como reservas. En casos donde el descubrimiento es, por ejemplo adyacente para infraestructura existente con la capacidad suficiente y la disponibilidad comercial de desarrollo el proyecto es inmediatamente evidente, la estimación de las cantidades recuperables puede ser clasificada como Reserva inmediatamente.

Más comúnmente la estimación de cantidades recuperables para nuevos descubrimientos puede ser clasificada como Recursos Contingentes mientras una evaluación es llevada a cabo. En cantidades en sitio en una acumulación descubierta que no es técnicamente recuperable aun, puede clasificarse como Descubierta No Recuperable.

La función de los evaluadores, es la de estimar las cantidades recuperables y categorizar los resultados por medio de la incertidumbre, usando el enfoque determinista por incrementos (basado en riesgo), el enfoque de escenario determinista (acumulativo) o métodos probabilistas,



aunque por lo regular y en la mayoría de los casos se utiliza una combinación de enfoques. Siendo la recuperación final estimada la cantidad de petróleo o gas que se estima serán recuperados, de una acumulación inicial a una fecha dada, más las cantidades ya producidas.

2.2.5. Rango de Incertidumbre

Debido a que las estimaciones de acumulaciones potencialmente recuperables están basadas en suposiciones con respecto al comportamiento futuro del yacimiento, siempre hay implícito un cierto rango de incertidumbre.

En casi todos los casos habrá una incertidumbre significativa en el volumen original estimado y el factor de recuperación a utilizar, que no es más que una expresión numérica de la cantidad de hidrocarburos en sitio, que se estima puede ser recuperada por procesos o proyectos específicos, representada como un porcentaje, además de que también puede haber incertidumbre en la comerciabilidad del proyecto. Donde las estimaciones del comportamiento que son usadas, tienen cierta incertidumbre al inicio del proyecto pues para proyectos maduros, el nivel de incertidumbre técnica puede ser relativamente menor en términos absolutos.

El rango de incertidumbre de las acumulaciones recuperables o potencialmente recuperables, puede representarse por escenarios deterministas o mediante una distribución de probabilidad.

El rango de incertidumbre está caracterizado por tres escenarios específicos, que reflejan casos de baja, mejor y alta incertidumbre resultantes del proyecto. La terminología es diferente dependiendo en cual clase está situado el proyecto, pero el principio fundamental es el mismo a pesar del nivel de madurez. Si el proyecto satisface todos los criterios para reservas la estimación baja, mejor y alta estará designada como 1P, 2P y 3P respectivamente. La equivalencia en términos para recursos contingentes es 1C, 2C y 3C mientras que los términos “baja estimación”, “mejor estimación” y “estimación alta” son usados para recursos prospectivos.

Cuando el rango de incertidumbre se representa con una distribución de probabilidad, resulta una estimación baja, mejor o alta, de tal forma que:

- Debería existir una probabilidad de por lo menos 90% (P90) de que las cantidades realmente recuperadas igualaran o excederán la estimación baja.
- Debería existir una probabilidad de por lo menos 50% (P50) de que las cantidades realmente recuperadas igualaran o excederán la mejor estimación.
- Debería existir una probabilidad por lo menos de 10% (P10) de que las cantidades realmente recuperadas igualaran o excederán la estimación alta.



Para el método determinista, también resultará en una estimación baja, mejor y alta donde dichas estimaciones se basan en evaluaciones cualitativas de la incertidumbre relativa, usando pautas uniformes de interpretación. Bajo la metodología determinista por incrementos, las cantidades en cada nivel de incertidumbre se estiman en forma discreta y separada.

Estimación Baja

En relación a la categorización de recursos, esta se considera como una estimación conservadora de la cantidad de hidrocarburos se esperan recuperar del volumen original por medio de un proyecto de desarrollo. Si se compara con los métodos probabilistas, debería haber al menos un 90% de probabilidad (P90) de que las cantidades realmente recuperadas igualaran o excederán la estimación alta.

Mejor Estimación

En relación a la categorización de recursos, esta se considera la mejor estimación de la cantidad que se espera será recuperada del volumen original considerado por el proyecto, siendo la evaluación más realista de las cantidades recuperables. Si se compara con métodos probabilistas, debería haber al menos un 50% de probabilidad (P50) de que las cantidades realmente recuperadas igualaran o excederán la mejor estimación.

Estimación Alta

En relación a la caracterización de los recursos, esta se considera como una estimación optimista de la cantidad de hidrocarburos que se esperan recuperar de la acumulación original, por medio de un proyecto de desarrollo. Si se compara con métodos probabilistas, debería haber al menos una probabilidad de 10% (P10) de que las cantidades realmente recuperadas igualaran o excederán la estimación alta.

2.2.6. Métodos de Estimación del Rango de Incertidumbre en Cantidades Recuperables

Hay muchas y diferentes aproximaciones para estimar el rango de incertidumbre en las cantidades recuperables para un proyecto y la terminología casi siempre usada en sentidos diferentes. Esas aproximaciones matemáticas, tales como el análisis de Monte Carlo, están ampliamente relacionadas con los métodos volumétricos pero son también relevantes para otras metodologías.



El método para la estimación de reservas, es considerado determinista si una estimación discreta se lleva a cabo, basándose en información conocida de geociencias, ingeniería y datos económicos y esta información se basa en un valor único para cada parámetro definido por el pozo del yacimiento. Típicamente tres casos deterministas son desarrollados para representar también baja, mejor o alta estimación.

Las ventajas del método determinista son:

- El método describe un caso físico específico; físicamente combinaciones inconsistentes de valores de parámetro pueden ser descubiertos y quitados.
- El método es directo, fácil de explicar y con mano de obra eficiente.
- La estimación es reproducible.
- Es por las últimas dos ventajas que a los inversionistas y accionistas les gusta este método, y este es ampliamente usado para el reporte de reservas probadas para propósitos de regulación.

Los evaluadores pueden escoger para aplicar más de un método para un proyecto en específico, especialmente a los más complejos y puede usar la siguiente terminología para métodos primarios:

Método determinista (escenario): En este método, tres escenarios discretos son desarrollados para reflejar una estimación baja, mejor y alta de las cantidades recuperables. Estos escenarios deben reflejar combinaciones realistas de parámetros y es requerido un particular cuidado para asegurar un rango razonable, usado para tener incertidumbre en las propiedades promedio representadas del yacimiento.

Método determinista (incremental): El método determinístico incremental es ampliamente usado en proyectos maduros terrestres, especialmente donde las regulaciones de espaciamiento ya están aplicadas. Por lo regular, las reservas probadas desarrolladas son asignadas dentro de una unidad de espaciamiento perforada y las probadas no desarrolladas son asignadas adyacentes a las unidades de espaciamiento donde hay una alta seguridad de la continuidad del yacimiento productor. Reservas probables y posibles son asignadas en áreas más remotas indicando progresivamente menos seguridad.

Método Probabilista: Comúnmente, el método probabilista es implementando usando análisis de Monte Carlo. En este caso el usuario define las distribuciones de incertidumbre de los parámetros de entrada y la relación entre ellos y la técnica deriva una distribución de salida, basada en la combinación las consideraciones de entrada. Como se mencionó anteriormente,



cada iteración del modelo es un caso sencillo discreto determinista. En este caso, el software determina la combinación de parámetros para cada iteración antes que el usuario y corre muchos y diferentes combinaciones posibles en orden para desarrollar una distribución de probabilidad completa del rango de posibles estimaciones y seleccionar un percentil para cada resultado representativa seleccionada.

Método Multiescenario: El método multiescenario es la combinación del método determinístico y el método probabilístico. En este caso, un número de escenarios determinísticos son desarrollados por el usuario y las probabilidades son asignadas para cada suposición de entrada. Cada escenario conduce a una salida resultante sencilla determinista y las probabilidades para cada parámetro de entrada son combinados para dar un escenario para esa probabilidad. Dados suficientes escenarios es posible el desarrollo de una distribución de probabilidad para cada uno de los tres escenarios deterministas que tienden al más cercano a P90, P50 y P10 puede ser seleccionado.

Los volúmenes probabilistas son estimados para incrementos discretos y escenarios definidos, es decir, toman un valor dentro de un rango y realizan un cálculo de volúmenes totales, sin considerar los valores que pueden tener los parámetros involucrados dentro de la estimación. Mientras que las estimaciones deterministas cuentan con valores de interpretación confiables, no cuentan con probabilidades asociadas de definición cuantitativa de la siguiente manera para diferentes conceptos:

Certeza Razonable

Si los métodos usados para estimar las cantidades de recursos recuperables son deterministas, la certeza razonable, intentará expresar un alto grado de confianza de que las acumulaciones estimadas serán recuperadas.

Cuando se carece de información técnica actualizada, no debe haber un cambio en la distribución de volúmenes recuperables y sus límites de categorización. Todas las evaluaciones requieren la aplicación de un conjunto uniforme de condiciones para llevar a cabo un pronóstico, incluyendo los costos y precios futuros supuestos, tanto para la clasificación de proyectos como para la categorización de las cantidades estimadas recuperables por cada proyecto.

Expectativa Razonable

Indica un alto grado de confianza (bajo riesgo de falla) de que el proyecto procederá con un desarrollo comercial o que ocurrirá el evento de referencia.



Pronostico Razonable

Indica un alto grado de confianza en la predicción de los eventos y las condiciones comerciales futuras. La base de dichos pronósticos incluye, pero no está limitada, al análisis de registros históricos y modelos económicos globales publicados.

Los lineamientos incluyen criterios que proveen límites específicos para los parámetros asociados con cada categoría, considerando las incertidumbres comerciales, por lo que es necesario utilizar ciertas restricciones sobre parámetros, para asegurar que los resultados no queden fuera del rango impuesto por las pautas deterministas de categorías y las incertidumbres comerciales.

2.2.7. Riesgo Comercial y Cantidades Reportadas

El riesgo comercial puede ser expresado cuantitativamente como la oportunidad de comerciabilidad la cual está definida como el producto de dos componentes de riesgo:

1. La oportunidad de una acumulación potencial la cual resultara en el descubrimiento de petróleo. Esto está referido como “oportunidad de descubrimiento”
2. Una vez descubierto, la oportunidad de que esa acumulación pueda ser desarrollada comercialmente está referida como “oportunidad de desarrollo”

Las reservas y recursos contingentes solo se atribuyen a acumulaciones descubiertas y la oportunidad de comerciabilidad es equivalente a la oportunidad de desarrollo. Para que de un proyecto se puedan clasificar las acumulaciones como reservas, debe ser casi un hecho de que se conviertan en un desarrollo comercial.

Como sea, para proyectos con recursos prospectivos o contingentes, el riesgo comercial es bastante significativo y debe siempre ser cuidadosamente considerado y documentado. La práctica en la industria, para el caso de recursos prospectivos está bien establecida, pero no aparece para ser consistente aun para recursos contingentes.

Una vez que el descubrimiento ha sido hecho y un rango de cantidades técnicamente recuperables ha sido establecido, este será asignado como recurso contingente si hay alguna contingencia actualmente puede imposibilitar el proyecto para ser clasificado como comercial. Las cantidades de Recursos Contingentes (1C, 2C y 3C) deben teóricamente ser movidas a reservas 1P, 2P y 3P una vez que la contingencia se termine, siempre que todos los otros criterios para la asignación de reservas han sido satisfechos y el proyecto de recuperación planeado no ha cambiado de ninguna manera.



2.2.8. Subclases en la Madurez del Proyecto

Los proyectos identificados deben siempre ser asignados a una de tres clases: reservas, recursos contingentes o recursos prospectivos. Además la subdivisión es opcional y tres sistemas de subclasificación son señalados en el PRMS, estos pueden ser usados juntos o separados para identificar características particulares de los proyectos y estas están asociadas a cantidades recuperables. Las opciones de subclasificación son subclases de la madurez del proyecto, estatus de reserva y estatus económico.

Los proyectos desarrollados pueden ser sub clasificados de acuerdo a los niveles de madurez del proyecto y las acciones asociadas requeridas para mover un proyecto hacia una producción comercial. Esta aproximación sostiene el portafolio de gestión de oportunidades en varias etapas de exploración y desarrollo y pueden ser suplementados mediante estimaciones cuantitativas asociadas a la oportunidad de comercialidad.

Las fronteras entre diferentes niveles en la madurez del proyecto pueden alinearse con proyectos internos “puertas de decisión” y un vínculo directo entre el proceso de toma de decisión dentro de la compañía y la caracterización de este portafolio se da a través de la clasificación de recursos. El vínculo puede también actuar para facilitar la asignación consistente de los factores apropiados en la cuantificación de riesgos para la oportunidad de comerciabilidad.

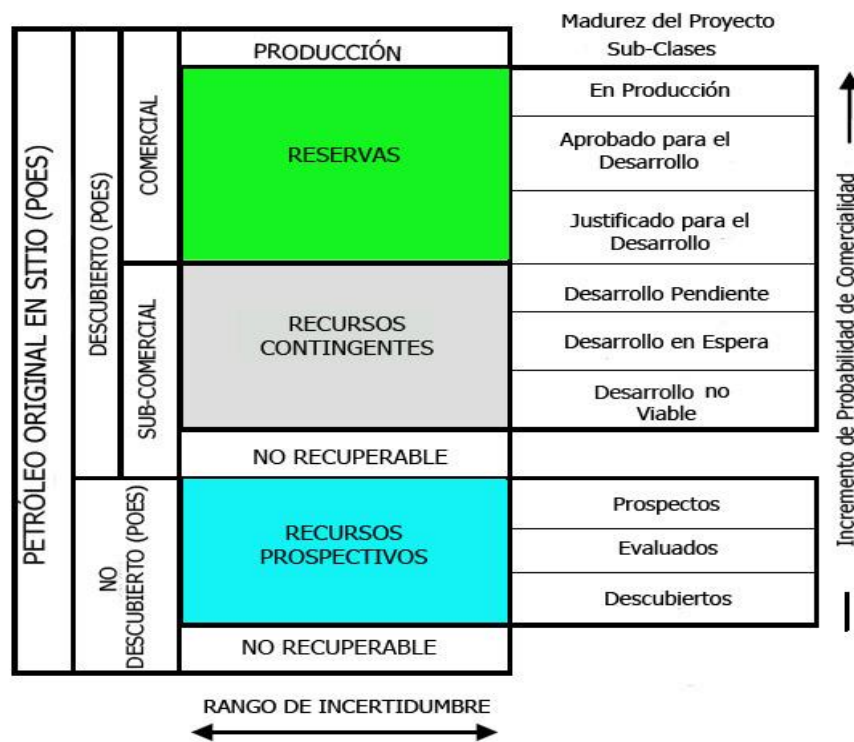


Figura 61. Subclases en base a la madurez del proyecto.

2.2.9. Estatus de las Reservas

Las cantidades estimadas como recuperables asociadas con proyectos que satisfacen completamente los requerimientos para reservas, pueden ser subdivididas acorde a su estatus operativo y financiero. La subdivisión de reservas fueron asociadas solo con las reservas Probadas e incluye los siguientes niveles: desarrollada produciendo, desarrollada no produciendo y no desarrolladas.

❖ Reservas Desarrolladas

Se definen como las acumulaciones a recuperar, con los pozos e instalaciones existentes.

Según los lineamientos, las reservas se consideran como desarrolladas, solo después de que han sido instalados los equipamientos necesarios o cuando los costos para lograrlo son relativamente menores a los costos del pozo.

➤ Reservas Desarrolladas Produciendo

Son aquellas acumulaciones que se espera, serán recuperadas de los intervalos terminados que están abiertos y en producción en el momento de hacer la estimación.



Según los lineamientos, las reservas que serán recuperadas por métodos secundarios y mejorados, se consideran como produciendo solo después de que el proyecto de recuperación este en operación.

➤ **Reservas Desarrolladas No Produciendo**

Estas acumulaciones incluyen pozos cerrados y cantidades que se esperan recuperar desde zonas en pozos existentes, que requieran trabajo de terminación adicional o re-terminación futura antes del comienzo de la producción (detrás de tubería)

Según los lineamientos se espera que las reservas de pozos cerrados sean recuperadas de:

- Intervalos abiertos en el momento de la estimación pero que no empezaron a producir todavía.
- Pozos que se cerraron para condiciones del mercado.
- Pozos que no son capaces de producir por razones mecánicas.

Se espera que las reservas detrás de tubería sean recuperadas de ciertas zonas en pozos existentes, que requerirán trabajo de terminación adicional o reparaciones futuras antes de comenzar la producción

❖ **Reservas No Desarrolladas**

Son las acumulaciones que se esperan recuperar mediante inversiones futuras.

La PRMS señala que:

- Nuevos pozos en lugares no perforados de acumulaciones conocidas.
- Profundizar pozos existentes a un yacimiento diferente pero conocido.
- Perforación de relleno que incrementara la recuperación
- Montar instalaciones de producción o transporte para proyectos de recuperación primaria o mejorada

El estatus de reservas ha sido utilizado ampliamente usado en ciertos ambientes y bajo estos es obligatorio subdividir reservas probadas a probadas desarrolladas y probadas no desarrolladas para algunos reportes. El estatus en la subdivisión de reservas por subclases en la madurez de un proyecto es opcional, porque estas tienen cierto grado de independencia una de otra, ambas pueden ser aplicadas juntas, ya que una aproximación requiere de cierto cuidado, y es común confundirse en el hecho de las subclases dada la madurez de un proyecto y ser ligadas al estatus del proyecto como un entero, esencialmente en un caso de pozo por pozo, a menos que cada



pozo constituya un proyecto por separado, el estatus de reservas no está basado en el proyecto y por lo tanto no hay relación directa entre estatus de reservas y oportunidad de comerciabilidad, la cual es un reflejo del nivel de madurez del proyecto

La relación entre las dos aproximaciones opcionales de clasificación pueden ser mejor entendidas mediante la consideración de todas las posibles opciones, pues un proyecto que está en producción puede tener reservas en los tres estatus de subdivisiones de estas, mientras que todos los proyectos de reservas deben estar no desarrollados si el proyecto está clasificado como justificado por desarrollo.

Subclase de la Madurez del Proyecto	Estatus de Reservas		
	Reservas Desarrolladas Produciendo	Reservas Desarrolladas No Produciendo	Reservas No Desarrolladas
Produciendo	+	+	+
Aprobado para Desarrollo	-	+	+
Justificado para Desarrollo	-	-	+

Tabla 4. Estatus de las reservas

Aplicando los estatutos de reservas en la ausencia de la madurez del proyecto, las subclases pueden conducir a la mezcla de dos diferentes tipos de reservas no desarrolladas y esconderán el hecho de que estas pueden estar sujetas a diferentes niveles en la madurez del proyecto.

1. Esas reservas son no desarrolladas simplemente porque la implementación de la aprobación del proyecto desarrollado, está comprometido y presupuestado y ya está perforando pozos para producir, pero aún no produce.
2. Esas reservas que son no desarrolladas porque la decisión de inversión final para el proyecto aún no se ha hecho y/o otras aprobaciones o contratos que se esperaban para ser confirmados aún no han sido terminados.

Para el análisis de portafolio y los propósitos de toma de decisiones, es claramente importante ser capaz de distinguir entre estos dos tipos de reservas no desarrolladas. Mediante el uso de las



subclases en la madurez del proyecto, una clara distinción puede ser hecha entre un proyecto que ha sido aprobado para desarrollo y uno que está justificado para desarrollo, pero aún no están aprobados.

2.2.10. Estatus Económico

Una tercera opción para propósitos de clasificación para subdividir proyectos de recursos contingentes es en base al estatus económico, dentro de recursos contingentes marginales o submarginales. Donde las evaluaciones están en fases iniciales para definir claramente la oportunidad final de comercialidad, esto es aceptable para notar que el estatus económico del proyecto está “indeterminado”. Como con las opciones de clasificación de reservas están basadas en el estatus de general esta subdivisión opcional, puede ser usada sola o en combinación con las subclases de madurez del proyecto.

En términos generales, uno puede esperar las siguientes relaciones aproximadas entre dos aproximaciones opcionales.

Subclase de la Madurez del Proyecto	Sub Clasificación Adicional	Estatus Económico
Desarrollo Pendiente	Pendiente	Recursos Marginales Contingentes
Desarrollo Indefinido o En Espera	En Espera	Indeterminado
	Indefinido	
Desarrollo No Disponible	No Disponible	Recursos Contingentes Sub marginales

Tabla 5. Subclasificación de recursos

Las cantidades incrementales denominadas reservas, son consideradas como un subconjunto y deben considerarse en el contexto del sistema completo de clasificaciones de los recursos y aplicar los criterios de categorización exclusivamente para estas.

❖ Evaluación Económica

Las tendencias en las condiciones del mercado han demostrado ser muy volátiles en el precio de los productos y los costos asociados a estos. Previniendo eso, el administrador financiero precisa para evaluar las ventajas de una inversión, un flujo de efectivo.



La rentabilidad del negocio, es el fin de un análisis económico que registre cuánto dinero se invierte y cuanto se recupera en diferentes periodos de tiempo, como retribución a esa inversión. Con el flujo de efectivo el siguiente paso es analizar la rentabilidad del negocio utilizando diferentes técnicas de descuento, como el valor presente neto.

El cálculo debe reflejar entre otras cosas, las cantidades esperadas de producción de hidrocarburos proyectadas sobre periodos de tiempo identificados y el valor del dinero en estos periodos, además de la estimación de costos asociados con el desarrollo de dicho proyecto, incluyendo la conservación y cuidado del medio ambiente, el abandono y desmantelamiento de las unidades y los pozos y todos los costos operativos, administrativos y de mantenimiento relacionados con el proyecto.

Aunque cada organización puede definir criterios específicos de inversión, un proyecto generalmente se considera económicamente viable, si el caso de mejor estimación tiene un valor presente neto positivo, bajo la tasa de descuento estándar, o al menos un flujo de efectivo no descontado positivo. Tomando en cuenta los elementos básicos del flujo de efectivo que implícitamente están contenidos en los ingresos y egresos.

Flujo de Efectivo Basado en Evaluaciones Comerciales

Las decisiones de inversión están basadas en las **condiciones comerciales** futuras de la compañía, las cuales podrían impactar el desarrollo de factibilidad, basado en la producción y el flujo de efectivo programado de los proyectos de aceite y gas. Las condiciones comerciales reflejan suposiciones hechas por las condiciones financieras (costos, precios, términos fiscales) y por otros factores, como los legales, ambientales, sociales y gubernamentales.

Las “condiciones comerciales” necesarias para satisfacer los criterios definidos en la PRMS para clasificación de reservas son los siguientes:

- Una apreciación razonable del futuro económico de cada proyecto de producción, conociendo una inversión definida y criterios de operación, para tener un VPN positivo, con la tasa de descuento aplicada.
- Una certidumbre razonable de un mercado de venta para todas, o al menos las cantidades requeridas de producción, para justificar el desarrollo del proyecto.
- Evidencia de que la producción necesaria y las instalaciones de transporte están disponibles o pueden considerarse como disponibles.
- Evidencia que el ambiente legal, contractual y los concernientes a factores sociales y económicos, permitirán las implementaciones de recuperación evaluadas en el proyecto.



- Una proyecto que sustente en un tiempo razonable el desarrollo de las acumulaciones.

En los proyectos, donde no se conozcan los criterios mencionados anteriormente, los resultados serán clasificados bajo recursos contingentes o prospectivos. Los factores de recuperación económica de hidrocarburos, pueden utilizar datos históricos y valores de mercado comparativo basados en adquisiciones y ventas de aceite y gas.

Evaluación de recursos en base al flujo de efectivo

Las evaluaciones de recursos están basadas en estimaciones de la producción futura y los flujos de efectivo asociados a cada proyecto de desarrollo. La suma de los flujos de efectivo netos anuales asociados, producen una ganancia estimada a una fecha dada, cuando la sumatoria de flujos de efectivo futuros son evaluados en el presente de acuerdo con una tasa de descuento y periodo de tiempo definido, al cálculo se le conoce como valor presente neto del proyecto.

El cálculo reflejara:

- Las cantidades esperadas de producción proyectadas sobre periodos de tiempo identificados.
- Los costos estimados asociados al proyecto para desarrollar, recuperar y producir las cantidades de producción, incluyendo costos ambientales, de abandono y de remediación imputados al proyecto, basados en la visión del evaluador de los costos esperados a aplicarse en periodos futuros.
- Las ganancias estimadas de las cantidades de producción basadas en la visión del evaluador de los precios esperados para ser aplicados a las mercancías respectivas en periodos futuros, incluyendo aquella porción de los costos y ganancias acumulados por la entidad.
- Producción proyectada y ganancias futuras relacionadas con impuestos y regalías que se esperan sean pagadas por la entidad.
- Una vida del proyecto limitada al periodo de derechos o una expectativa razonable de los mismos.
- La aplicación de una tasa de descuento apropiada que refleje razonablemente el costo de capital promedio ponderado o la tasa de retorno mínima aceptable para aplicarse a la entidad al momento de la evaluación.

Mientras que cada organización puede definir criterios de inversión específicos, un proyecto normalmente será considerado “económico” si su caso de “mejor estimación” tiene un valor



presente neto positivo bajo la tasa de descuento estándar de la organización o si por lo menos tiene un flujo de efectivo no descontado positivo.

➤ Elementos Básicos

Se entienden como términos esenciales todos aquellos factores que influyen en el flujo de efectivo utilizados para un proyecto petrolero. Estos incluyen condiciones económicas actuales, límite económico y el uso de la tasa apropiada de descuento.

Criterios económicos

Los evaluadores deben identificar claramente las suposiciones sobre las condiciones comerciales utilizadas en la evaluación y debe documentar la base de estas suposiciones.

La evaluación económica detrás de la decisión de inversión está basada en el pronóstico razonable de la entidad de las condiciones futuras, incluyendo costos y precios, los cuales existirán durante la vida del proyecto. Dichos pronósticos se basan en cambios proyectados para las condiciones actuales.

Los escenarios económicos alternativos son considerados en el proceso de decisión y en algunos casos, son usados para suplementar los requerimientos de presentación de informes. Los evaluadores pueden examinar un caso donde las condiciones actuales se mantienen constantes a través de la vida del proyecto.

Pueden existir circunstancias en las cuales el proyecto satisface los criterios para clasificarse como reservas usando pronósticos, pero no satisface los criterios externos de reservas probadas. En estas circunstancias específicas, la entidad puede registrar estimaciones 2P y 3P sin registrar reservas probadas por separado. A medida de que se incurre en costos y avanza el desarrollo, la estimación baja puede eventualmente satisfacer los requerimientos externos y las reservas pueden ser consideradas como probadas siempre y cuando el flujo de efectivo antes de impuestos sea positivo.

Condiciones económicas actuales

El establecimiento de condiciones económicas actuales deberán incluir los precios registrados por un crudo marcador y los costos asociados pueden involucrarse en un periodo promedio definido. Las pautas de SPE recomiendan que el promedio de costos y precios históricos sea de 1 año por defecto de las estimaciones de recursos en “casos constantes” y flujos de efectivo asociados al proyecto.



Económicamente probado

En muchos casos, los informes externos de entidades regulatorias o de financiamiento requieren que aun y cuando solamente la estimación de las reservas probadas para el proyecto es realmente recuperada, el proyecto aún cumplirá con los criterios económicos mínimos y el proyecto entonces se determinara como “económicamente probado”.

Ingresos y Egresos

Los elementos que intervienen en el flujo de efectivo son aquellos que definirán si el proyecto es capaz de generar ganancias a partir de una inversión. Estos serán determinados mediante los estudios técnicos y de mercado, para que posteriormente se apliquen los indicadores económicos pertinentes y se fundamenten en ciertos parámetros utilizados por el ingeniero encargado de evaluar el proyecto, el cual decidirá, si el capital estimado es suficiente para la ejecución del proyecto.

Un *proyecto* puede definirse como una serie de asignaciones, enfocadas a la obtención de un resultado de gran envergadura las cuales, requieren de una coordinación entre ellas y un periodo de tiempo para su ejecución.

Partiendo de la definición de flujo de efectivo que nos dice lo siguiente:

$$\text{Ingresos-Egresos=Flujo de efectivo}$$

Podemos definir todos los factores que afectan los ingresos y egresos y por ende el flujo de efectivo.

La evaluación económica recae en las decisiones de inversión para el desarrollo de un área, las cuales están basadas en predicciones razonables de condiciones futuras del comportamiento de los yacimientos y el precio de los hidrocarburos, condiciones que existirán durante la vida del proyecto y que se basan en cambios proyectados de las condiciones actuales, como promedio de las que prevalecieron durante los 12 meses previos a su aplicación.

Los *Volúmenes de Producción* deben ser predichos en las primeras etapas de la evaluación económica. Estos volúmenes son estimados a partir de los estudios de reservas técnicas y deberán ser desarrollados en el sistema bajo las normas que se empleen para la integración de las reserva o importarse a este sistema si existen estudios integrales del yacimiento en evaluación.



La cantidad de dinero que se espera recibir por unidad de volumen producida y vendida de petróleo, gas y condensado, depende mucho de la calidad del hidrocarburo aplicando un desplazamiento a un crudo marcador y los costos de transporte, además de factores externos ajenos a las cuestiones técnicas. Los precios deben ser considerados en dólares americanos y para convertir los que estén facturados en pesos mexicanos se utiliza la *paridad* publicada por el Banco de México del 1 de julio al 31 de diciembre.

Estos volúmenes de producción multiplicados por el precio del petróleo, condensado y gas, nos da como resultado una utilidad bruta, dependiendo del tipo de yacimiento. De la utilidad bruta suelen deducirse varios factores, tales como las *regalías*, estas son una cantidad que se paga al Estado como derecho y varía de acuerdo al hidrocarburo.

Además de las regalías, los costos de operación, mantenimiento y abandono, también son descontados de la utilidad bruta, estos costos se dividen a su vez en tres grupos:

- Costos variables por producción: Toma en cuenta los costos para la extracción de hidrocarburos y el mantenimiento de la producción, tales como, compras de gas para BN, compras interorganismos (combustibles lubricantes), nitrógeno y químicos. Para obtener el pronóstico de egresos por operación de pozo, se debe multiplicar el pronóstico de petróleo crudo equivalente por el costo variable de producción al tiempo de interés.
- Costo variable por pozo: Considera costos relacionados directamente con el pozo, tales como el mantenimiento no capitalizable, materiales, gastos de administración del activo y servicios generales. El pronóstico de costos de mantenimiento del pozo es el producto del costo variable por pozo y el pronóstico de operación de pozos.
- Costos fijos del campo: Estos costos se mantienen constantes independientes de la producción y el número de pozos que puedan existir y consideran el costo de mano de obra, servicios corporativos, reserva laboral, gastos de administración del Corporativo, Perforación, Sede y Región. El pronóstico de costos fijos atribuibles al pozo es una relación de los costos fijos del campo y el pronóstico de operación de pozos del campo.

Otros egresos son los relacionados con el transporte requerido para transportar la producción del pozo a las baterías de separación (transporte secundario) y de ahí al punto de venta (transporte troncal). La sumatoria de estos costos por la producción de petróleo crudo equivalente nos da como resultado un pronóstico de egresos por transporte.

Por último se consideran los costos de abandono los cuales son costos requeridos para el taponamiento, desmantelamiento de instalaciones del pozo y restauración de las áreas de trabajo dependiendo del campo (terrestre o marino).



El suma de todos los costos indicados anteriormente constituyen una parte del pronóstico de los egresos, a los cuales se deben agregar las *inversiones capitalizables*, las cuales son inyecciones de dinero que le dan valor a un campo petrolero, como lo serían los pozos, las instalaciones y estudios realizados en el área. Las inversiones se deben considerar en dólares americanos para convertir posteriormente a pesos mexicanos de acuerdo a la paridad antes mencionada.

Las *inversiones por pozo* son aquellas requeridas para la perforación y terminación de este, por ejemplo, instalación del equipo de perforación, construcción de caminos de acceso a las instalaciones en campos terrestres, mano de obra, materiales y servicios entre otros.

Las *inversiones por ductos y líneas* comprenden los gastos por construcción de las líneas de escurrimiento y los ductos de transporte del pozo a la batería.

Las *inversiones por plantas, equipos y estaciones* son los gastos requeridos para la construcción de estaciones de bombeo o compresión, equipos de separación, plantas de lodo, plantas de inyección de vapor, etc.

Las *inversiones por reparación de pozos*, son los gastos necesarios para obturar intervalos agotados y poner en producción otros, además de la mano de obra, materiales y servicios.

El pronóstico de las inversiones también debe entrar dentro de la parte de egresos y ser considerada para el flujo de efectivo total. Este flujo de efectivo total antes de impuestos experimentara una pérdida de valor con el paso del tiempo, lo cual disminuye la utilidad sujeta a impuesto al cargar parte de este costo a la utilidad anual, la cual se maneja de manera tangible o intangible, dependiendo de si existe o no un valor de salvamento después de su vida útil y es manejada como *depreciación*.

Después de haber descontado todos los elementos mencionados de la utilidad operativa, aún debe ser sometida a un *impuesto*, pues al ser una acción que genera ganancias, la economía del Estado se ve beneficiada gracias a la renta sobre el volumen de producción, el valor añadido, la tenencia, el tráfico de inmuebles etc.

Todos los elementos mencionados anteriormente deben cumplir con un *límite económico*, que es la tasa de producción más allá de la cual los flujos de efectivo netos de un proyecto son negativos, es decir, es un punto en el tiempo que define la vida económica del proyecto, puede ser definida como el punto de tiempo donde tenemos la mayor ganancia, para propósitos de cálculo del límite económico, deberían excluirse los costos de depreciación, abandono y remediación e impuestos sobre los ingresos, así como también cualquier gasto fijo por encima de lo requerido para operar la propiedad por sí misma. Los costos de operación pueden reducirse y



de esta forma extender la vida del proyecto, a través de diversos enfoques de reducción en costos y mejoramiento de las ganancias, tales como el compartimiento de instalaciones de producción, contratos de mantenimiento combinados o comercialización de no hidrocarburos asociados, aunque técnicamente esto no es posible, pues no se pueden evadir estos costos, pues van implícitos dentro del desarrollo de un proyecto.

➤ **Indicadores Económicos**

Para entender cómo organizar un análisis económico se debe conocer, identificar y cuantificar las variables que entran en el flujo de efectivo, el cual determinara de cierta manera la rentabilidad de proyectos independientes y mutuamente excluyentes, así como de alternativas de ingresos y de servicio.

La evaluación económica de un proyecto petrolero, requiere estimar un flujo de efectivo durante un periodo de tiempo específico y un criterio para elegir la mejor opción. Estas opciones se desarrollan a partir de propuestas para lograr un propósito establecido a través del uso de indicadores económicos.

▪ **Valor Presente Neto**

El valor presente neto (VPN), es uno de varios indicadores económicos utilizados para determinar la rentabilidad de un proyecto, pues permite ordenar las propuestas de mayor a menor valor económico, aplicando diferentes tasas de interés, de esta forma, es muy fácil percibir la ventaja económica de una alternativa sobre otra.

Consistente con la PRMS, el cálculo de un VPN para el proyecto debería reflejar la siguiente información y datos.

- Los perfiles de producción
- Los costos estimados asociados con el desarrollo del proyecto, recuperación y cantidades a producir de petróleo en su punto de referencia, incluyendo el ambiente de abandono y costos de recuperación cargados al proyecto, basados en la visión del evaluador para estimar costos esperados a aplicarse en tiempos futuros
- Los pagos estimados para las cantidades de producción basadas en los precios esperados para ser aplicados a las instalaciones respectivas en periodos futuras según la visión del evaluador.
- La producción proyectada de petróleo y los ingresos relacionados al pago de impuestos y regalías que se esperan serán pagadas por la entidad.



- Una vida del proyecto que sea limitada por un periodo razonable esperado o por el límite económico del proyecto.
- La aplicación de la tasa de descuento apropiada que razonablemente refleje el peso del costo promedio de capital o la tasa mínima aceptable de retorno establecido y aplicable a la entidad al tiempo de la evaluación.

El análisis del VPN, se calcula a partir de la TMAR para cada alternativa y consiste en convertir una cantidad futura de dinero a un valor equivalente a esa cantidad en un tiempo actual, la cual será siempre menor que el flujo de efectivo real, ya que para cualquier tasa de interés mayor que cero, el factor calculado tienen un valor presente menor a 1, razón por la cual estos cálculos de valor presente neto se estiman con un flujo de efectivo descontado, cabe mencionar que este indicador económico, se puede utilizar para un proyectos con alternativa única o múltiple.

Lo anterior puede expresarse de manera matemática de la siguiente forma:

$$VPN = P + \sum \left\{ F \left[\frac{1}{(1+i)^n} \right] \right\}$$

Dónde:

VPN = Valor presente neto.

P= Inversión inicial.

F= Flujo de efectivo neto del periodo t.

n = Número de periodos de vida del proyecto.

i = Tasa de descuento.

Si el VPN resulta ser mayor que 0, el proyecto puede ser considerado como sólido, puesto que cubre en su totalidad la inversión inicial.

Si el VPN llegara a ser igual a 0, es necesario considerar otros factores para aceptar o descartar el proyecto, pues en ese punto el rendimiento es el justo para compensar las inversiones.

Si el VPN es menor que 0, el proyecto es rechazado pues la capacidad del proyecto para generar ganancias se encuentra por debajo de la tasa mínima atractiva de retorno y en tal caso habría pérdidas monetarias.

Siendo la *tasa de descuento* una medida financiera que se aplica para determinar el valor actual de un pago futuro. La tasa de descuento es diferente de la tasa de interés, ya que en esta se aplica a una cantidad original para obtener el incremento aplicado a un valor en el futuro.



- **Tiempo de Recuperación**

Este método consiste en determinar el tiempo necesario para que los flujos de efectivo positivos se igualen al capital inicial, es decir, el tiempo necesario para cubrir la inversión inicial y su costo de financiamiento. Esto permite comparar los proyectos en base al tiempo de recuperación, siendo los más atractivos aquellos en los cuales el tiempo de recuperación sea menor

Ya que se utilizan solamente los flujos de efectivo positivos, se busca solamente la liquidez que pueda generar el proyecto y no realmente en la rentabilidad del mismo.

El periodo de recuperación se obtiene sumando los flujos de efectivo hasta el periodo en que se supera la inversión inicial. El criterio para la recuperación de la inversión dicta que, un proyecto puede ser aceptado cuando el horizonte económico de la inversión es menor, pues de esta manera se recupera la inversión antes de lo previsto. Si el periodo de recuperación es igual al horizonte económico se cubre la inversión inicial en el plazo total, por lo tanto el proyecto solo cumple con lo establecido.

- **Índice de Utilidad**

El índice de utilidad es aquel que nos indica una ganancia por cada unidad monetaria invertida (valor presente de la inversión o VPI). Esta razón nos indica cuanto se obtiene como ganancia por cada peso invertido y puede ser expresada como ecuación de la siguiente forma:

$$\text{Índice de Utilidad} = \frac{\text{VPN}}{\text{VPI}}$$

- **Relación Beneficio-Costo**

La razón beneficio/costo es aplicada con la finalidad de imprimir objetividad al análisis económico de la evaluación del proyecto petrolero, lo cual reduce el efecto de los intereses políticos y particulares. Si se aplica correctamente, el método beneficio/costo siempre permitirá elegir la misma alternativa que en el caso de los análisis del VPN y la TIR.

El enfoque fundamental de la razón beneficio/costo se basa que todos los cálculos de costos y beneficios deberán convertirse a una unidad monetaria de equivalencia común como lo es el VPN a la tasa de interés. La razón B/C se calcula de la siguiente manera considerando el VPN como unidad de equivalencia:

$$B/C = \frac{\text{VPN de beneficios} + \text{VPN de costos}}{\text{VPN de costos}}$$



En caso de que B/C sea mayor o igual que 1, el proyecto es económicamente aceptable dados los estimados y la tasa de descuento.

Si la razón B/C es menor que 1 el proyecto no es económicamente viable.

Si el valor B/C es igual o está muy cerca de 1, los factores no económicos ayudaran a tomar la decisión de la mejor alternativa

▪ Tasa Interna de Retorno

Uno de los indicadores económicos más usados para la evaluación de un proyecto o alternativa es la tasa interna de retorno, su interpretación suele confundirse con facilidad y los métodos para determinarla suelen aplicarse de forma incorrecta. La TIR se consigue utilizando un proceso de ensayo y error o de forma más rápida, mediante funciones un una hoja de calculo

Muchas veces, más de un valor de TIR puede satisfacer la ecuación del VPN, aunque es posible obtener un solo valor de TIR empleando una tasa de reinversión que se establezca de forma independiente a los flujos de efectivo del proyecto.

La tasa interna de retorno es la tasa pagada, sobre el saldo no pagado del dinero obtenido en préstamo, o la tasa ganada sobre el saldo no recuperado de una inversión, de forma que el pago o entrada final iguala el saldo exactamente a cero con el interés considerado.

La tasa interna de retorno es la tasa a la cual podría ascender el costo de inversión y que fuera cero, el valor actual neto del proyecto. Por lo tanto la tasa interna de retorno de una propuesta de inversión, es aquella que iguala ingresos y egresos en un polinomio de grado n , y que se resuelve por ensaye y error.

Cabe mencionar que la TIR determina el punto en donde un VPN puede ser negativo o positivo y de esa manera determinar la rentabilidad del proyecto, pues esta tasa es el interés máximo que podría pagar el proyecto para que la ganancia fuera cero, arriba de esa tasa se perdería dinero y debajo de ella, cualquier tasa de interés usada nos dará una ganancia en mayor o menor grado.

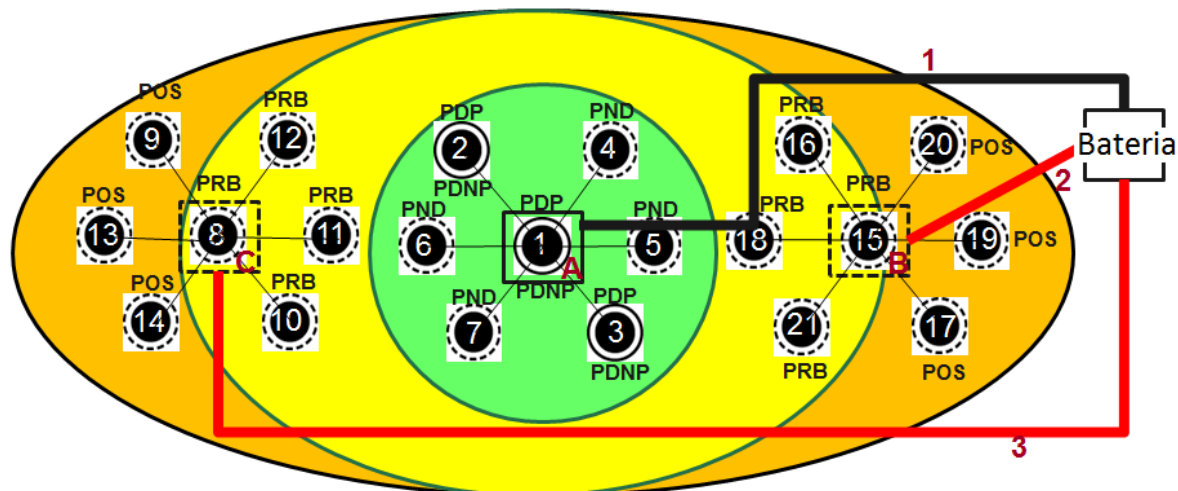


Figura 62. Proyectos presentes y futuros para la evaluación de reservas.

2.3. Otras Agencias Reguladoras

En octubre del 2005, la “Asignación” del subcomité de la SPE Oil and Gas Reserves Committee (OGRC) completo un estudio de la clasificación del sistema reserva/recurso publicado por las siguientes ocho “agencias” internacionales.

1. U.S. Security and Exchange Commission (U.S. SEC.– 1978)
2. UK Statement of Recommended Practices (SORP – 2001)
3. Canadian Security Administrators (CSA – 2002)
4. Russian Ministry of Natural Resources (RF – 2005)
5. China Petroleum Directorate (NPD – 2001)
6. Norwegian Petroleum Directorate (NPD – 2001)
7. United States Geological Survey (USGS – 1980)
8. United Nations Framework Classification (UNFC – 2004)

El objetivo de la clasificación de recursos es para proveer un marco común para la estimación de cantidades de aceite y gas, descubiertas y no descubiertas, asociadas con los yacimientos propiedades y proyectos. La clasificación debería cubrir volúmenes originales en sitio, técnica y comercialmente recuperables, en producción o a punto de producir. Idealmente, subconjuntos de un sistema de clasificación sencilla podría ser usado por agencias regulatorias, departamentos de gobierno e internamente por compañías operadoras.

Aunque hay muchas otras clasificaciones/definiciones estas pueden ser examinadas en el futuro, estas ocho representan una mezcla diversa apropiadamente usada en las regulaciones sobre



seguridad, reportes del gobierno y/o por compañías internas recursos/gestión de activos. Las ochos agencias seleccionadas pueden ser categorizadas de la siguiente manera:

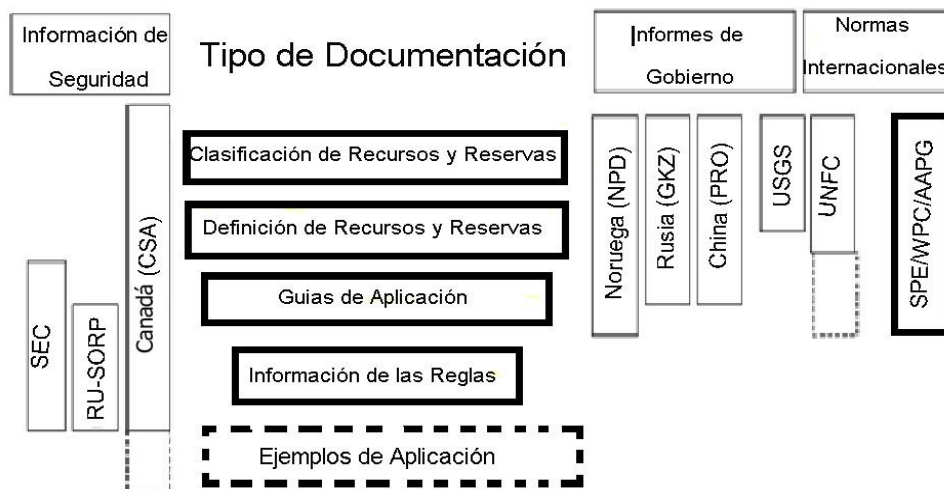


Figura 63. Categorización de las agencias.

- **Securities Disclosures: SEC, Canadian (CSA), UK SORP**

Estas agencias establecen reglas para definir reservas probadas y 2P estimadas para ser divulgadas para inversiones seguras para las compañías de petróleo y gas que cotizan en bolsa. El objetivo principal es proveer volúmenes consistentes y valores evaluados asociados tal que los inversionistas puedan comparar comportamientos financieros. Los lineamientos de estimación son introducidos en sus reglamentos de contabilidad financiera. Por lo general no se proporciona ningún contexto general de reserva y clasificación de recursos y la aplicación de lineamientos toma el formato de “reglas”. La aproximación de Canadá es única en las regulaciones referentes a seguridad, una clasificación completa, definiciones y lineamientos evaluados detallados que son mantenidos por sociedades de profesionales, no por una agencia reguladora.

- **Informes del Gobierno y la industria: Noruega, Federación Rusa, China, USGS**

Estas agencias se esfuerzan por capturar una base completa de recursos referentes a proyectos futuros con potencial de producción para el país y no son principalmente concernientes a los volúmenes mostrados como recuperables y valores acumulados a compañías individuales. Los gobiernos necesitan esta información con respecto a la producción y reservas para implementar y modificar la legislación y política (régimen fiscal, incentivos para licitaciones, etc) en el



desarrollo de recursos para gestionar el suministro de energía. En el caso del gobierno de Noruega, la clasificación también es usada internamente por compañías noruegas para gestionar su portafolio de gas y aceite. El USGS dirige estudios de “potencial futuro en el mundo” basados en asesores unidades de evaluación que trascienden las fronteras políticas de apoyo a los análisis de suministro global de energía de largo alcance.

- **Estándares técnicos: Marco de Clasificación de las Naciones Unidas (UNFC), SPE**

Las definiciones de la SPE y UNFC son presentadas como estándares independientes para promover la consistencia internacional en el proceso de gestión total de recursos y terminología. La clasificación y definiciones SPE son el estándar actual y la mayoría de compañías de aceite y gas se han adaptado a este en sus sistemas internos. La UNFC incorpora los estándares de la SPE para petróleo dentro de una clasificación total aplicable al sistema para todos los minerales energéticos (incluyendo carbón y uranio). La UNFC está aprobada por el Consejo Social y Económico de las Naciones Unidas, un ente superior en las Naciones Unidas, equivalente al Consejo de Seguridad, pero para asuntos económicos y sociales. Los comités SPE y UNFC son actualmente coordinados para asegurar su clasificación y sincronía y tener un paquete en común de lineamientos de aplicación.

Basado en las revisiones de las agencias, documentación y discusiones con expertos en cada clasificación, cada agencia cuenta con sus propias “reglas” siendo de las características más importantes para cada agencia las siguientes:

UK Statement of Recommended Practices (SORP -2001)

SORP es primordialmente un documento estándar de contabilidad. Este no incluye todo el sistema clasificación de recursos y reservas (no incluye reservas posibles, ni recursos contingentes o prospectivos) ni proporciona una orientación detallada sobre las prácticas de evaluación recomendadas. Bajo SORP, las reservas pueden ser divulgadas, a elección de la empresa, ya sea como “Reservas Probadas Desarrolladas o No Desarrolladas de aceite y gas” o “Reservas Probadas y Probables de aceite y gas”. Estas alternativas son mutuamente exclusivas.

La definición de 2P dice claramente que “debe haber un 50% de probabilidad que la cantidad actual de cantidades recuperables serán más de la cantidad estimada como probada y probable y 50% de probabilidad de que sean menores”. Además “las probabilidades estadísticas equivalentes para el componente de reservas probadas debe ser 90% igual o mayor de lo estimado y 10% igual o mayor de la estimada para las probables”.



Canadian Security Administrators (CSA – 2002)

Las reglas para compañías registradas en Canadá están contenidas en el Instrumento Nacional 51–101 del CSA (IN) el cual contiene la aplicación de lineamientos y definiciones de recursos petroleros.

El IN 51 – 101 requiere de dos conjuntos de definiciones: Probadas más Probables usando un pronóstico definido de costos y precios (caso de pronóstico para 2P) y Probadas usando precios como el de la gestión de fecha efectiva (caso constante 1P similar al probado de la SEC). Las reservas por deterioro se basan en el caso de pronóstico para 2P. Los emisores tienen la opción de revelar también una o todas de las reservas posibles, recursos contingentes y recursos prospectivos.

Russian Federation Classification Scheme (RF – 2005)

La Federación Rusa dividió las categorías no descubiertos en tres categorías que se pueden describir más o menos como los prospectos (D1), derivadas (D2), y play (D3). La SPE y otras organizaciones como el NPD aplican también un eje de madurez del proyecto para describir un enfoque similar.

Si bien la clasificación SPE se refiere a volumen recuperable en todo, los rusos estiman sólo volúmenes en sitio de sus clases D3 y D2 y la parte sub-económica de sus reservas recuperables contingentes. Pero carecen de suficiente definición para un plan de desarrollo económico y este no es factible para pronosticar la recuperación a un límite económico. En el enfoque de SPE, los desarrollos análogos pueden ser usados para estimar el factor de recuperación.

La intención general de la categoría de reservas recuperables contingentes es similar a los recursos contingentes de la SPE, es decir, se trata de volúmenes que por alguna contingencia (economía y/o tecnología), actualmente no es posible proceder con el desarrollo. Esos volúmenes catalogados como sub-económicos mediante RF-2005 debido al acceso restringido a parques, ciudades, o en el agua de las zonas de protegidas ambientalmente, o la falta de tuberías y/o infraestructuras podría seguir teniendo potencial económico y podrían no ser agregados en la clasificación SPE a menos que el estatus de las categorías del proyecto también fueran aplicadas. La propuesta de RF-2005 también incluye cierre de pozos en la categoría Sub-económico contingente; estaría clasificada como desarrollada, pero no produciendo.

Los rusos usan el término "reservas" para todo tipo de volúmenes descubiertos (en sitio, económico, sub-económico), mientras que la SPE utiliza las reservas plazo sólo para las partes comercialmente recuperables de volúmenes descubiertos.

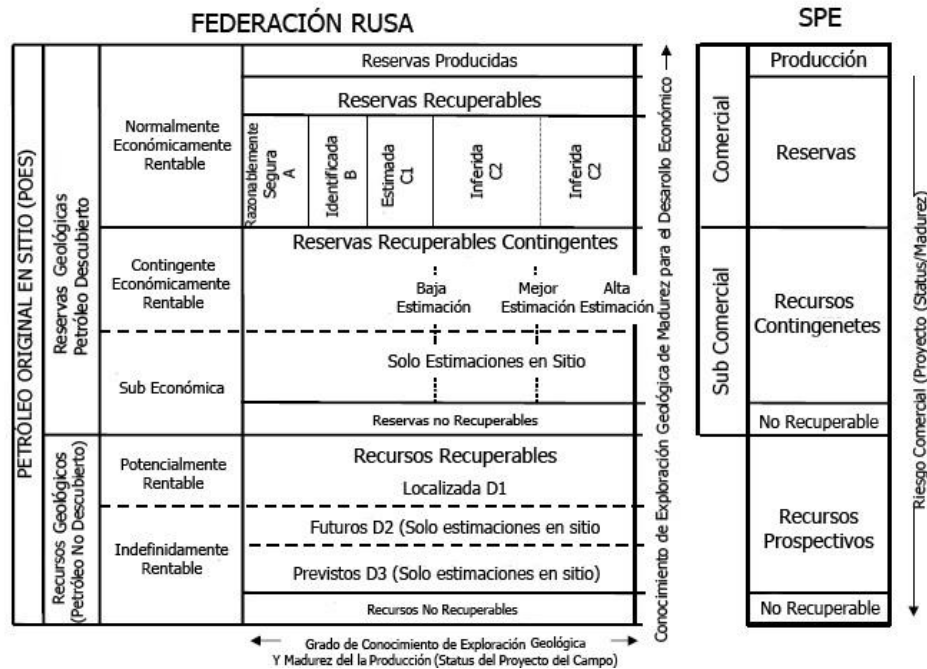


Figura 64. Clasificación Federación Rusa.

China Petroleum Reserves Office (PRO – 2005)

Hay un amplio acuerdo general entre los sistemas de clasificación de la PRO – 2005 y la SPE, aunque, hay algunas diferencias de interpretación como:

- El termino reservas es usado para volúmenes descubiertos en sitio y volúmenes técnicamente recuperables adicionalmente volúmenes económicamente recuperables. Además el criterio de certidumbre es asignado a los volúmenes estimados en sitio y volúmenes finales recuperables, sin limitar volúmenes remanentes. Así, las reservas probadas y el subconjunto de reservas probadas desarrolladas estimadas inicialmente como recuperables chinas deben ser reducidas por producción principal acumulada antes de la comparación con las reservas SPE.
- Para la Recuperación Final Estimada Técnicamente Probada (PTEUR), los estudios de viabilidad asumen precios y costos promedio recientes, pero para Reservas Probadas Económicas Inicialmente Recuperables (PVEIRR), los criterios son más estrictos e incluyen el uso de precios y costos a la fecha de evaluación.
- Para PVEIRR/Probable, los lineamientos chinos permiten el uso de cualquiera de los costos promedio o pronósticos de costos y precios mientras que la SPE aplica pronósticos de precios y costos para probables y posibles.



- d) Los chinos subdividen los Recursos No Descubiertos en dos categorías: Petróleo Prospectivo Inicialmente en sitio en etapas primarias de exploración y Petróleo Inicialmente en sitio sin mapear, que se basa en el reconocimiento regional mapeando solamente.
- e) Aunque la clasificación china hace referencia a objetivos de probabilidad, sus evaluaciones post-descubrimiento se basan en escenarios deterministas y es raro que se utilicen los análisis probabilísticos. Mientras 2P y 3P asociadas a SPE con respecto a P50 y P10, las definiciones chinas para Probadas resultó ser diferente de P80 frente al P90 de la SPE.
- f) En la definición detallada de LKH, los chinos indican específicamente que los datos confiables de presión como criterios primarios; la SPE requiere una penetración más baja "a menos que se indique lo contrario por geología, ingeniería o datos de comportamiento".

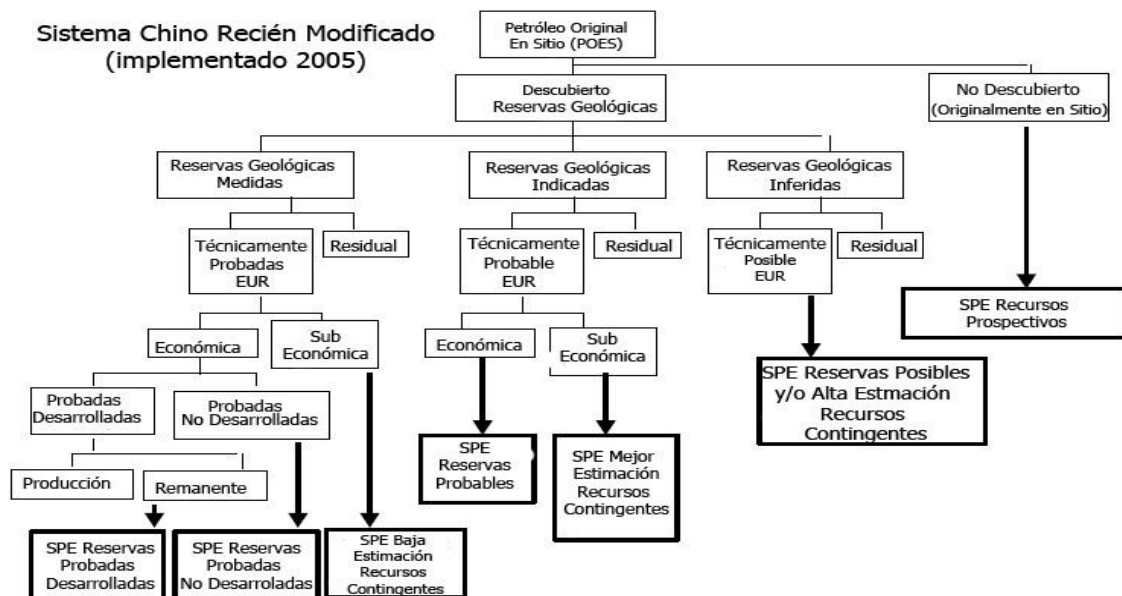


Figura 65. Clasificación de la Oficina de Reservas Petroleras de China.

Norwegian Petroleum Directorate (NPD – 2001)

La clasificación de la Dirección Noruega de Petróleo NPD está basada en la clasificación SPE/WPC/AAPG 200 pero expanden categorías que diferencian los proyectos basados en su comerciabilidad, esto es, su madurez para un estatus completo de producción.

El eje horizontal relaciona la incertidumbre en cantidades asociadas a hidrocarburos recuperables con cada proyecto desarrollado. Puede haber varios proyectos de recuperación de



el grado de eficiencia de recuperación denominada incertidumbre técnica en el eje de las abscisas.

Los recursos no descubiertos hipotéticos y especulados USGS se relacionan con los recursos prospectivos de la SPE, que se pueden clasificar por la incertidumbre técnica (mejor estimación alta/baja/ o una distribución de probabilidad), pero no hay intento de segregarse los volúmenes no descubiertos según la certeza comercial.

Aunque las mediciones USGS, indicadas, y las clases de reservas inferidas son asignadas para reflejar confiabilidad geológica, estas clases se han intercambiado libremente con las probadas, probables y posibles. Si bien medido y probado son comparables, probables y posibles pueden no ser directamente intercambiables con indicado e inferido. Anteriormente la USGS señaló, que no es una estimación del lado de alta, sino que se refiere únicamente a los depósitos inexplorados, para los cuales las estimaciones de la cantidad y calidad se basan en la evidencia y proyecciones geológicas, las cuales no tienen ningún muestreo directo o mediciones. Posteriormente se indica la alineación más estrecha con SPE reservas posibles que pueden ser una combinación de estimaciones altas secundarias de zonas perforadas (muestra) y las áreas no perforadas adyacentes (bloques de fallas y características de satélites).

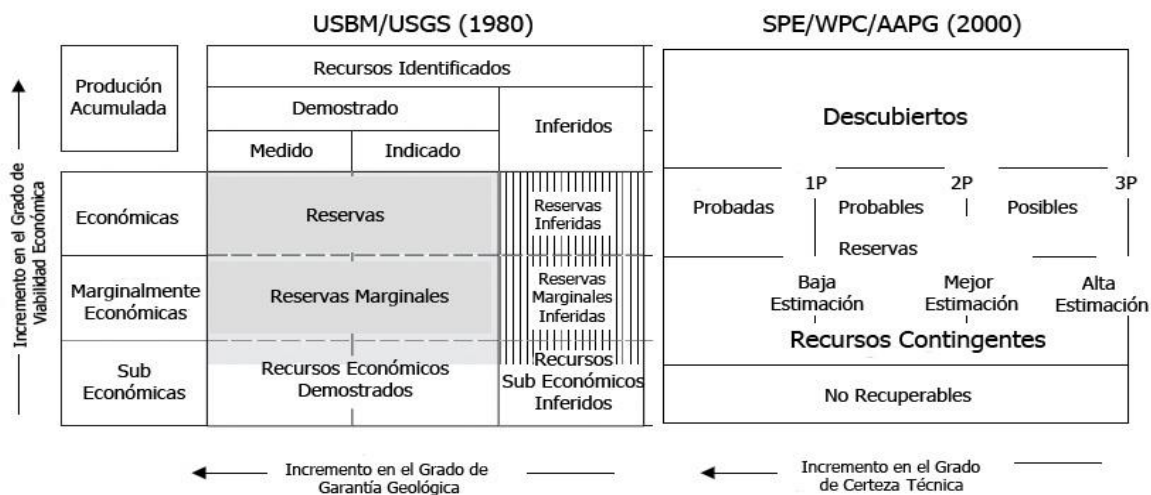


Figura 67. Clasificación de la USGS.

United Nation Framework Classification (UNFC – 2004)

El UNFC fue desarrollado originalmente para apoyar la presentación de informes consistentes de los recursos de carbón, pero se extendió posteriormente a aplicarse a todos los minerales. La clasificación se desarrolló bajo los auspicios de la Comisión Económica de las Naciones Unidas



para Europa (UNECE) y posteriormente aprobado por el Consejo Económico y Social de la ONU (ECOSOC) en 1997 y recomendada para la aplicación en todo el mundo. En 2000, se propuso estudiar su aplicación a todos los recursos energéticos como el uranio y el petróleo.

Los equipos de estudio se basaron en las normas existentes; en el caso del petróleo, el estándar de referencia primario fue la clasificación SPE/WPC/AAPG en el 2000 pero se tuvo cuidado para dar cabida a otros sistemas, como la utilizada en la Federación Rusa. La clasificación se basa en tres atributos clave:

- Económico (E)
- Proyecto Campo de estado / Factibilidad (F)
- Geológico (G)

La subdivisión de cada atributo se traduce en una matriz de 3-dimensional compuesta de 36 categorías potenciales, 19 de los cuales se aplican al petróleo. Un sistema de numeración alfanumérica cierra la barrera del idioma para la comunicación internacional (mediante la adopción de la secuencia "EFG" estándar, se reduce además a un sistema numérico puro). La siguiente figura ilustra el mapeo de las clasificaciones UNFC y SPE.

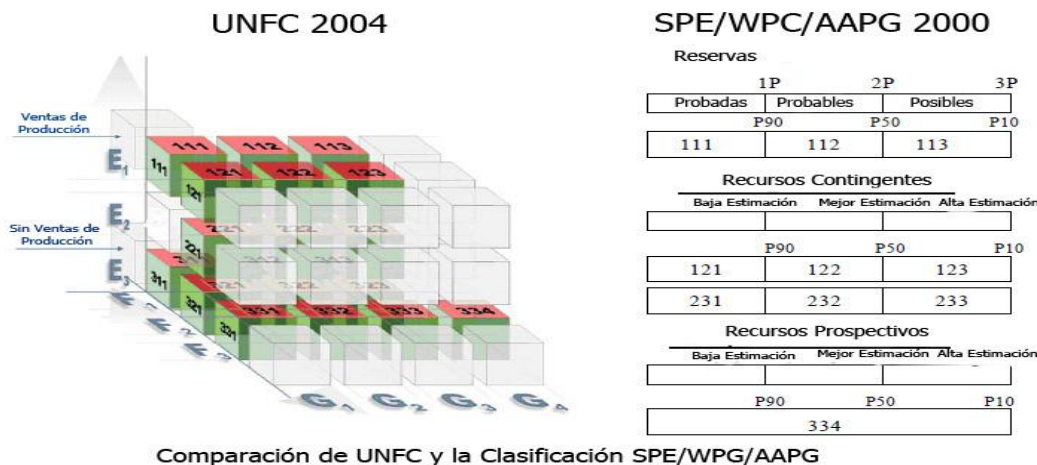


Figura 68. Clasificación UNFC.



CAPITULO IV

EJEMPLO DE APLICACIÓN

1. Introducción

El objetivo de este capítulo es, aplicar de manera práctica parte de los métodos analíticos (volumetría, balance de materia y curvas de declinación) para el cálculo de volúmenes de reservas y dar muestra de la ingeniería de yacimientos que puede ser aplicada en el proceso del cálculo de volúmenes de hidrocarburos recuperables, partiendo de información real de un campo petrolero y cuyo nombre fue modificado para su desarrollo académico, siguiendo los lineamientos técnicos y económicos que rigen la certificación de reservas a nivel mundial y considerando que somos una compañía petrolera operadora que realiza su actividad en México de acuerdo a las condiciones contractuales y fiscales aplicables en el país.

Gran parte de los cálculos y estimaciones mostradas a lo largo del capítulo las realizamos de manera manual, mediante hojas de cálculo desarrolladas por nosotros en Excel y algunas otras fueron hechas con software especializado de la industria petrolera como Petrel y Merak, propiedad de Schlumberger.

El flujo de trabajo que seguimos en este capítulo ha sido planteado de tal forma, que muestra el proceso de estimación de volúmenes de hidrocarburos de un yacimiento y que inicia en las etapas de exploración y descubrimiento pasa por la extracción y explotación y llega hasta una prospección de volúmenes económicamente recuperables del yacimiento.

Por lo general, en la etapa inicial del proceso de cuantificación de reservas, no se cuenta con información suficiente de los parámetros presentes en el yacimiento y por lo tanto debe hacerse uso de la información disponible en ese momento, la cual muchas veces consiste en datos provenientes de campos o yacimientos análogos y ciertas consideraciones, que dan como resultado volúmenes de reservas que pudieran no reflejar la realidad del campo, esto puede ser debido a diferentes factores, tales como: volúmenes grandes de roca, propiedades promedio tanto petrofísicas como de fluidos, y planes de desarrollo y extracción optimistas, que resultan en una sobrestimación o subestimación de los volúmenes calculados.

Conforme transcurre el tiempo y se va incorporando información más detallada y confiable, esta evaluación va adquiriendo mayor certidumbre con respecto a los volúmenes reales de reservas, esto quiere decir, que el proceso de cuantificación de reservas es continuo y es difícil precisar el



volumen de hidrocarburos totales a recuperar, pues este solo se conoce hasta que el pozo es cerrado y el yacimiento abandonado.

Es necesario señalar que el ejemplo de aplicación desarrollado en este capítulo, puede ser analizado bajo diferentes interpretaciones, juicios y resoluciones, tanto técnicas como económicas, dependiendo del enfoque de cada especialista, equipo multidisciplinario o compañía que analice o trabaje con este, sin embargo, el objetivo de este capítulo, es ilustrar de manera general los procedimientos en la evaluación de recursos petroleros y la estimación de cantidades técnicamente recuperables mediante técnicas y metodologías confiables bajo condiciones comerciales de acuerdo a los lineamientos técnicos y económicos de la PRMS y la U.S. SEC.

Los artículos consultados para el desarrollo de este ejemplo de aplicación tienen un apartado especial al final de este capítulo.

2. Datos Generales del Campo

El ejemplo de aplicación de este capítulo, está enfocado al desarrollo y explotación de las reservas de aceite ligero y gas asociado de un campo mexicano real para un propósito académico. Cabe mencionar, que para la reserva probada ya existen cuatro pozos en operación de los cuales obtuvimos la información necesaria para ciertos cálculos realizados en el escrito, pero como ya se estableció anteriormente, el flujo de trabajo que planteamos, supone un campo nuevo que parte desde el descubrimiento y desarrollo inicial del campo.

El proyecto de explotación, representa una acumulación en un sistema petrolero común, con estructuras continuas de yacimiento bien establecidas y con proyectos análogos adyacentes ya desarrollados y en operación.

El campo Toreto, es un campo terrestre que se localiza en la costa del Golfo de México, geológicamente la localización del yacimiento se ubica en una de las partes más altas de la estructura del Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK), la estructura corresponde a un anticlinal que tiene una orientación NW-SE con buzamiento al sur y cierre estructural con falla inversa al norte.

El yacimiento cuenta con un potencial petrolero aceptable según los yacimientos análogos, los cuales aun con variaciones en áreas y espesores ya tienen producida la mayor parte de su respectiva EUR y esta ha resultado ser suficiente para justificar una inversión importante, por lo que esperamos que el desarrollo del proyecto tenga magnitudes similares.



Debido al bajo precio del petróleo en la actualidad, el reporte de reservas debe ser cauteloso, pues a pesar de tener un gran potencial petrolero en cuanto a recursos, el proyecto a desarrollar puede no ser rentable por el momento y no alcanzar el estatus de reserva y ser clasificado como un recurso contingente, hasta que las condiciones operativas o del mercado mejoren y permitan que el recurso sea comercialmente explotable.

3. Caracterización del Yacimiento

La caracterización tiene como propósito principal, obtener un modelo estático tridimensional del yacimiento que represente todas sus características geológicas y petrofísicas, con la finalidad de auxiliar al cálculo del volumen original y modelar en un futuro, bajo ciertas consideraciones y con una cantidad de datos aceptables, el comportamiento dinámico del yacimiento.

Los trabajos que realizamos en la obtención del modelo estático de yacimiento están enfocados a la definición de un modelo estructural, sedimentario y de las características petrofísicas asociadas al tipo de fluido que contiene, para esto es necesario obtener los insumos suficientes para realizar este trabajo.

3.1. Recopilación y validación de la información

Para el desarrollo de este caso de estudio, contamos con información de sísmica 3D, analogías con pozos adyacentes al yacimiento, información de pozos, la cual incluye para la creación del modelo estático y cálculo volumétrico, entre otras cosas, registros geofísicos, tapones de núcleo y un análisis de fluidos recolectados del pozo mediante un estudio PVT, que en conjunto logran definir la forma, cierre y potencial económico de la acumulación de hidrocarburos.

3.1.1. Sísmica 3D

La interpretación se lleva a cabo en un área que comprende aproximadamente 100 km² donde el objetivo es evaluar condiciones estructurales y estratigráficas del subsuelo y así poder generar un modelo geológico.

Se lleva a cabo la interpretación de los horizontes sísmicos con los marcadores geológicos y se logra observar la polaridad de reflectores sísmicos y la relación en amplitud y fase con los registros de pozos análogos para la creación de mapas estructurales en tiempo.

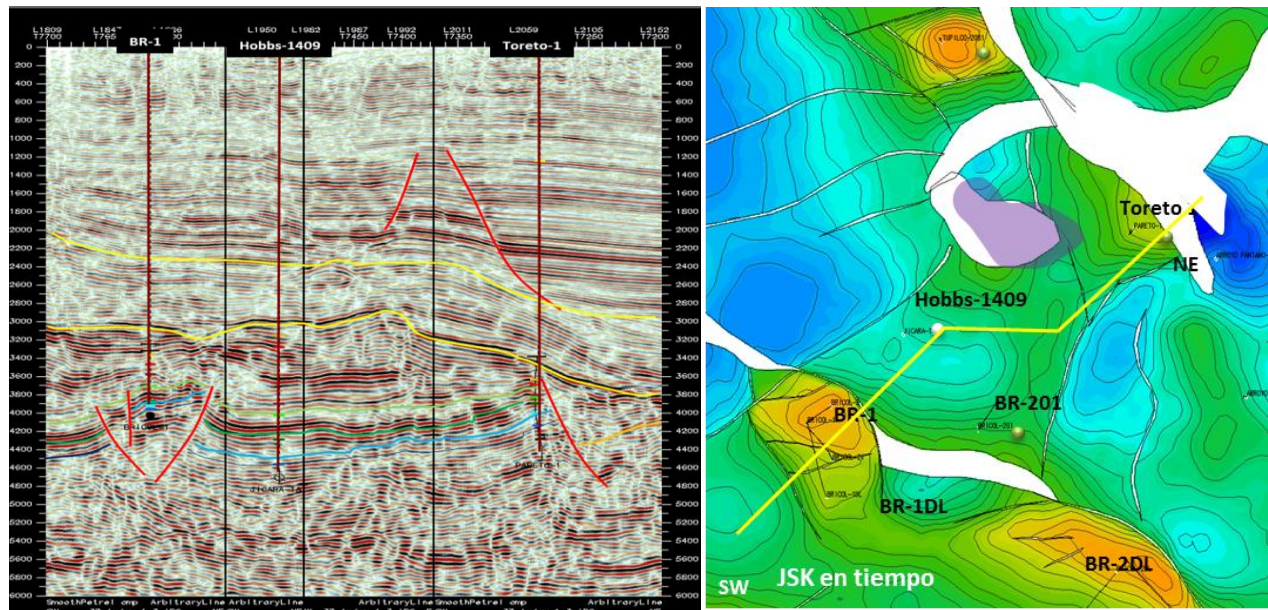


Figura 69. Sísmica 3D del campo Toreto.

Con la ayuda de un ingeniero geofísico logramos identificar las características presentes en el yacimiento y se asignaron los atributos a los horizontes creados en tiempo mediante líneas y trazas para identificar reflectores debido a fallas, pérdida de resolución, acuñamientos, etc. y así eventualmente, obtener un cubo sísmico y realizar la conversión a profundidad a partir de un modelo de velocidades previamente cargado en Petrel.

En relación a los atributos sísmicos, pudimos notar que estos están fuertemente controlados por la estructura y los mapas nos indican que la trampa presente en el campo Toreto es un anticlinal orientado en dirección NW-SE, limitado en la porción noreste por una falla inversa y el flanco suroeste se encuentra parcialmente limitado por un domo de sal afectado por fallas que interrumpen su continuidad, sus dimensiones aproximadas son de 23 kilómetros cuadrados.

Con los atributos de amplitud, frecuencia e impedancia acústica se observa que el yacimiento presenta buena continuidad y existe un buen ajuste de los horizontes en tiempo con respecto a los pozos análogos, por lo que se decide perforar el pozo exploratorio Toreto 1, al noreste de la estructura, en donde parecen estar las mejores condiciones para hacerlo.



3.1.2. Registros Geofísicos

Una vez que el pozo Toreto 1 ha sido perforado se realiza la toma de información, la cual contempla un registro geofísico del pozo. Con la información obtenida del registro para el desarrollo del proyecto, podemos establecer el límite más bajo de hidrocarburos conocidos (LKH) a una profundidad de 7130 mvmr aproximadamente, y es en donde definimos nuestro límite inferior vertical para la reserva probada según lo establecido por la U.S. SEC.

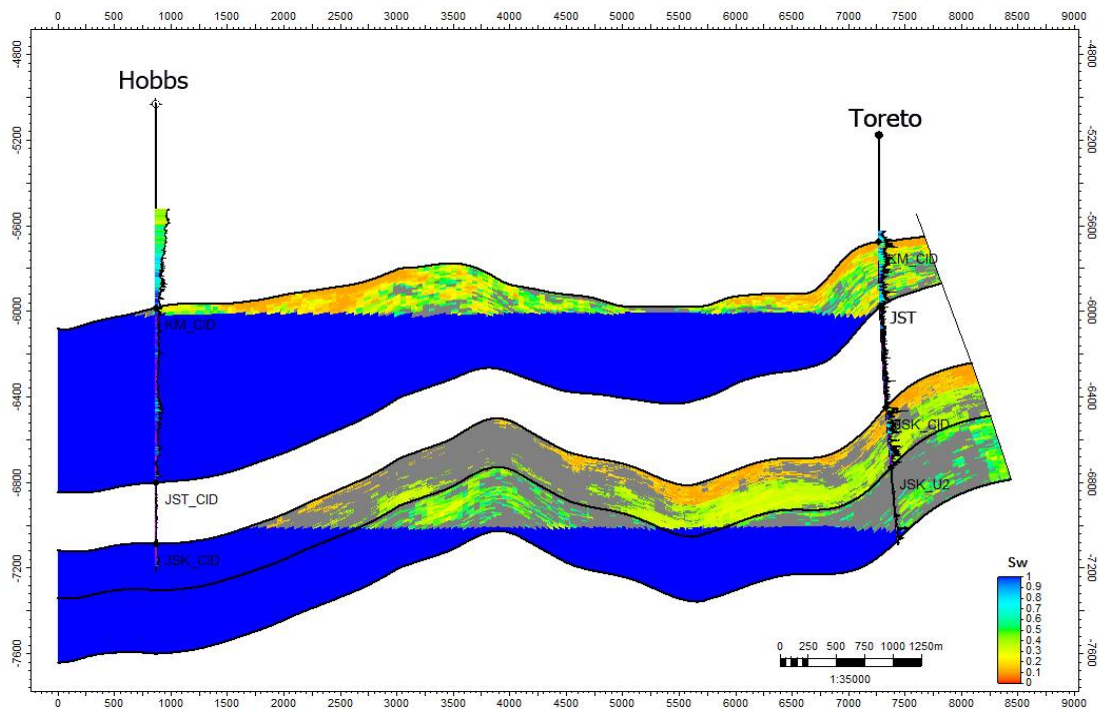


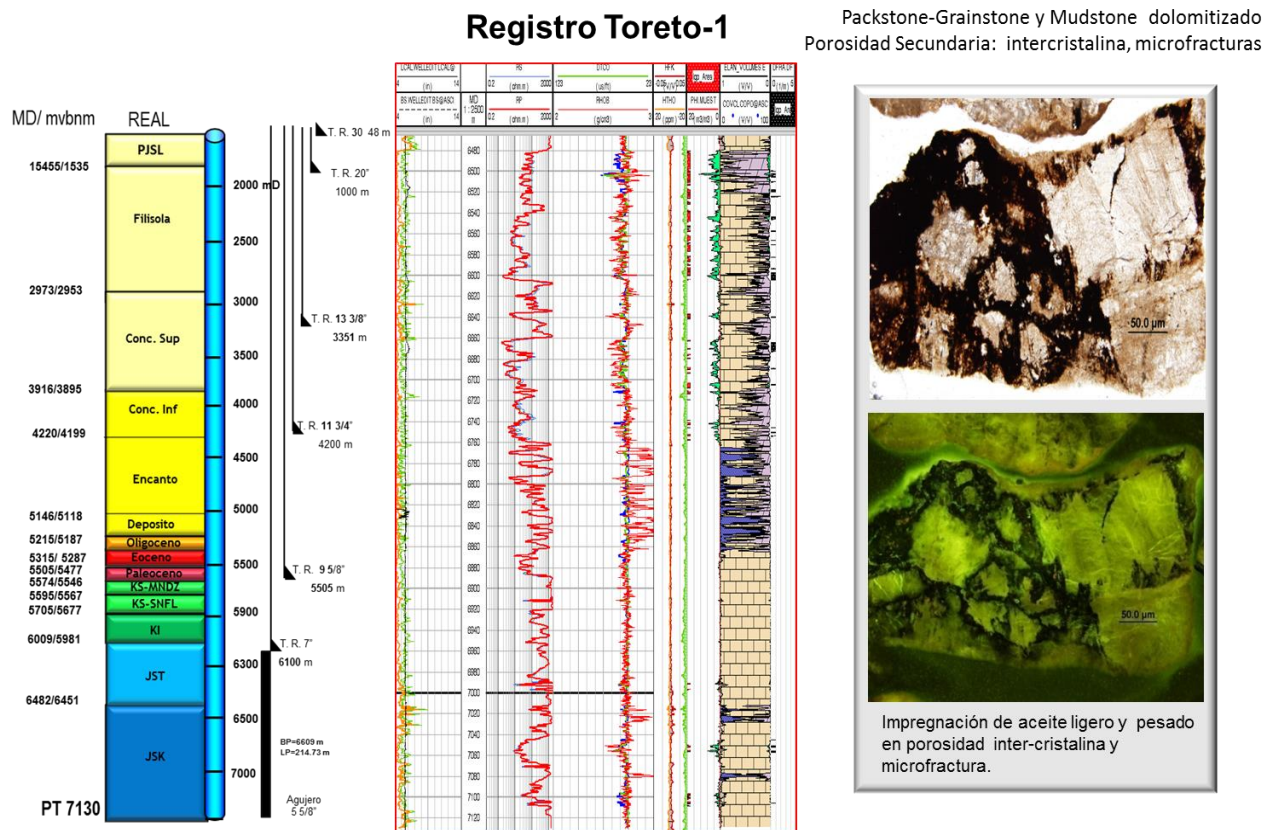
Figura 70. Límites físicos y convencionales del yacimiento.

La información de pozo, fue obtenida de los registros: porosidad neutrón, resistividad, rayos gamma y el de densidad acompañado de caliper de la cual obtuvimos la siguiente información una vez realizada la interpretación de los registros.

De acuerdo al registro de densidades observamos que la densidad promedio del intervalo es de 2.79 gr/cc. Calculamos la S_{wi} por el método seleccionado y obtenemos una saturación promedio de 21.55%. El registro nos señala la porosidad, que en este caso es la porosidad secundaria por fracturas y disolución y es de 6.107%. Con la información proporcionada por los tapones de núcleo, se obtiene una permeabilidad de 5.4 mD y relacionamos el intervalo de interés con la era geológica correspondiente y confirmamos que efectivamente pertenecen al JSK, donde la litología de esta zona consiste en: packstone-grainstone recristalizado, parcialmente

dolomitizado, fracturado y depositado en ambiente de plataforma en facies de rampa interna; la porosidad detectada es principalmente de tipo secundaria, intercrystalina, por fracturas, micro fracturas, micro estilolitas, vgulos y mldica, la porosidad de la matriz es muy baja y podemos observar que la fractura se encuentra impregnada de aceite, de la cual obtenemos la producción del yacimiento.

Registro Toreto-1



En la Tabla 6 recopilamos los valores promedio obtenidos después del procesado de registros, cabe mencionar que la permeabilidad del yacimiento obtenida por núcleos, puede no ser representativa del yacimiento y que las mejores características petrofísicas se encuentran en la cima de la estructura.



Intervalo JSK		
Agujero descubierto		
Espesor	650	m
Phi Prom.	6.107	%
Sw. Prom	21.55	%
Varc	1	%
Vcal	90	%
Vdol	10	%
K	5.4	mD

Tabla 6. Propiedades petrofísicas.

Con valores obtenidos de porosidad del yacimiento de 6.107% y una saturación inicial de agua de 21.55%, se cumplen con los parámetros de corte determinados por analogías con los yacimientos BR-O y Hobbs, se considera que el intervalo cumple con los criterios para sustentar la producción y se calcula una relación de espesores neto/bruto promedio de 27.1%.

3.2. Modelo Estático

Para la construcción del modelo estático del yacimiento Toreto JSK, tomamos como punto de partida la malla 3D desarrollada con la ayuda del ingeniero geofísico experto en la creación de modelos estáticos, la cual es la interpretación del cubo sísmico y el cascarón del modelo geológico y al cual posteriormente le incorporamos la información geofísica y geológica disponible para la construcción del modelo a detalle.

A continuación, presentamos el flujo de trabajo que se lleva a cabo para la creación del modelo geológico, cabe señalar que el proceso descrito, es exclusivo del software Petrel y da como resultado un modelo estático tridimensional formado por millones de celdas, que de acuerdo a la información proporcionada, refleja las características geológicas y geofísicas del yacimiento en estudio.

3.2.1. Modelo Estratigráfico

Para la definición de la geometría externa del campo, los estudios de interpretación sísmica-estructural de horizontes y fallas comprenden la calibración de esta información con los datos del pozo y la conversión a profundidad de los horizontes; mediante correlaciones sedimentológicas-estratigráficas definimos la continuidad lateral de las unidades de depósito identificadas en el yacimiento obteniendo así sus características geométricas internas, la litología y una posible distribución de fluidos.

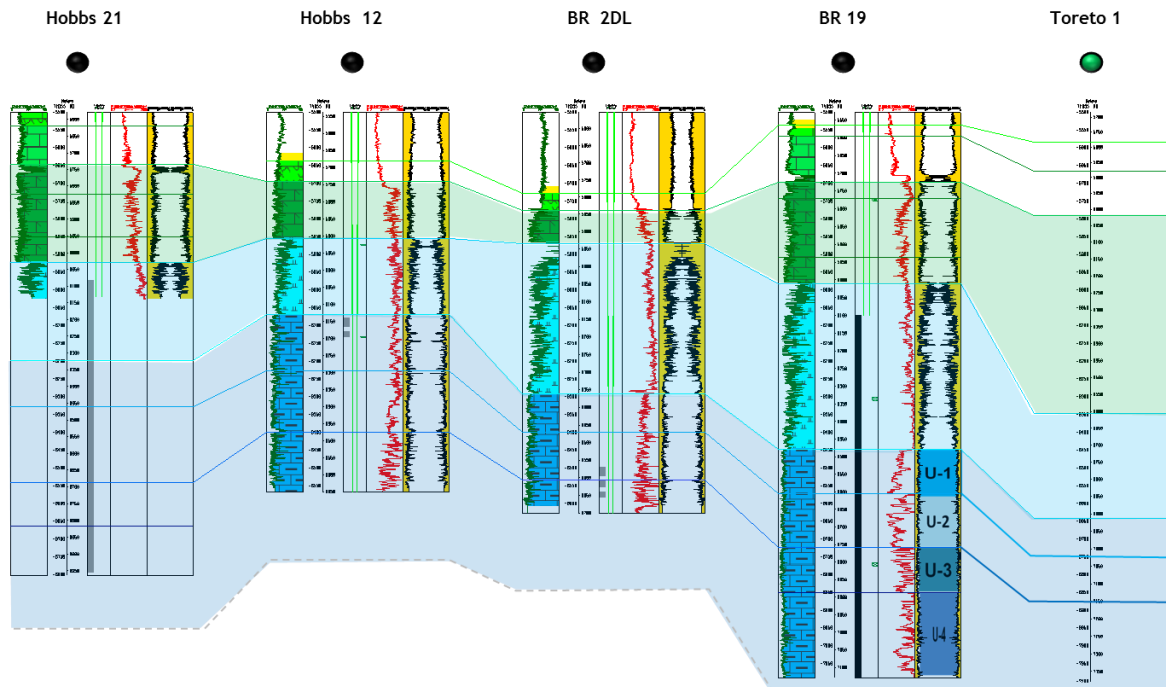


Figura 72. Correlación estratigráfica con los proyectos análogos adyacentes.

3.2.2. Modelo Estructural

3.2.2.1. Mallado de Pilares

Utilizamos el mallado de pilares, para señalar la existencia de fallas visibles a través de correlaciones estructurales y apoyándonos en la sísmica para definir aquellas que no pudieron ser observadas y realizar conexiones entre estas, obteniendo como resultado una serie de pilares curvos que denotan la estructura (esqueleto) del yacimiento.

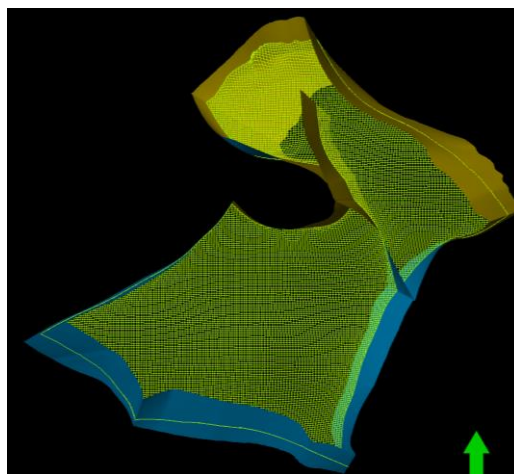


Figura 73. Mallado de pilares.



3.2.2.2. Modelado de Horizontes.

Realizamos la interpretación de la estructura y modelamos el horizonte JSK, con los topes estratigráficos de la formación y construimos la zona geológica definiendo de manera concordante la cima y base de la formación de interés.

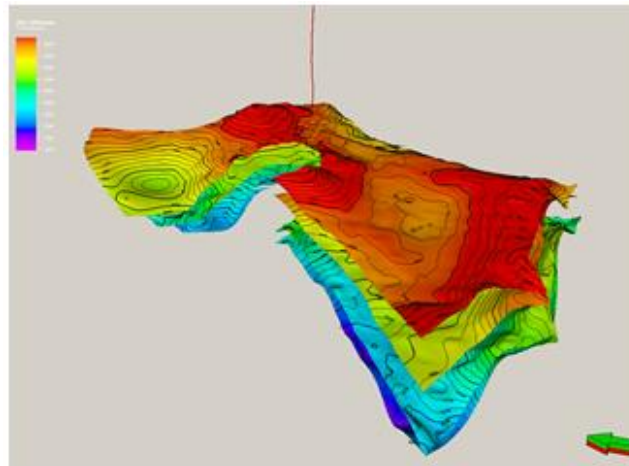


Figura 74. Horizontes JSK.

3.2.2.3. Resolución Vertical

Una vez alcanzado un modelo estructural tridimensional con el horizonte principal, procedimos a realizar las divisiones de la formación, para lograr la mejor resolución vertical posible.

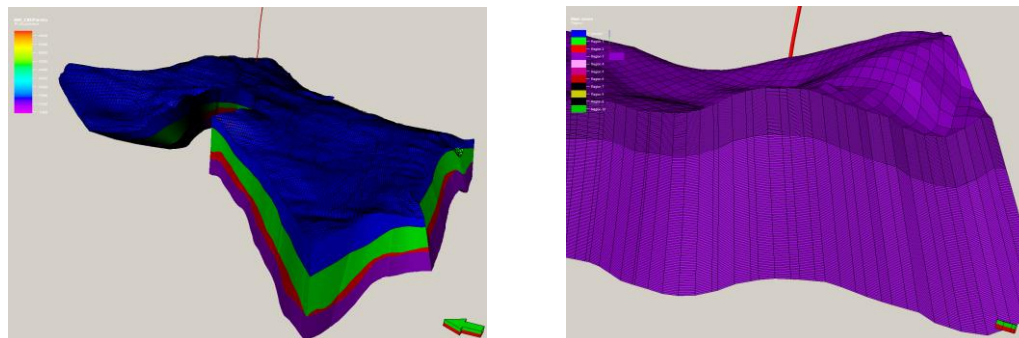


Figura 75. Definición de zonas y resolución vertical JSK

3.2.3. Modelado de Propiedades

Para la distribución de propiedades en el área de este yacimiento, solo contamos con la información de un solo pozo y la escasa información representa un problema que se refleja en altos grados de incertidumbre, por lo que recurrimos a la geoestadística para la población de



propiedades petrofísicas del yacimiento, la cual es una herramienta de apoyo dentro del software Petrel y que nos ayuda en gran medida a obtener distribuciones muy cercanas a la realidad.

3.2.3.1. Distribución de Propiedades Petrofísicas

Para poblar el modelo del yacimiento, contamos con las curvas resultantes de la evaluación petrofísica del pozo Toreto 1 y el registro escalado.

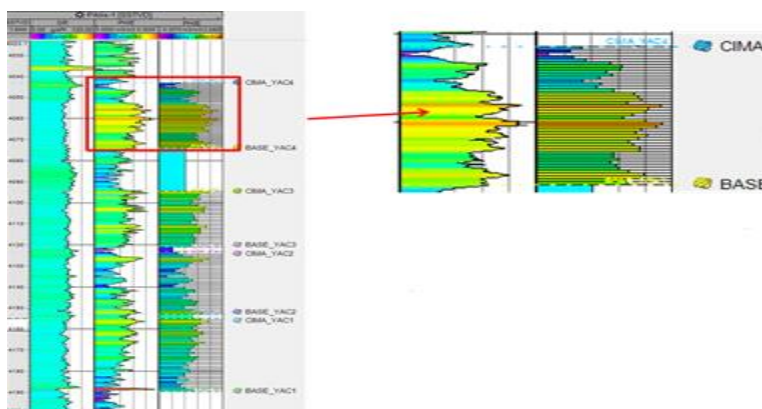


Figura 76. Escalado de registros.

Realizamos la distribución de propiedades para la zona modelada mediante el algoritmo SGS (Sequential Gaussian Simulation) que es una función del software Petrel, cabe mencionar que utilizamos SGS ya que este proporciona un mejor ajuste en los resultados obtenidos del que pudiéramos obtener en otros métodos. La simulación Gaussiana, garantiza una reproducción más precisa de la distribución, con pocos datos de entrada y mientras más datos sean suministrados, el variograma puede ajustarse de mejor manera. En la Figura 77, se muestra el histograma de control estadístico con los valores de registro y los valores obtenidos en el escalado de la malla y en la distribución geoestadística para la porosidad, la saturación de agua, la permeabilidad y el NTG.

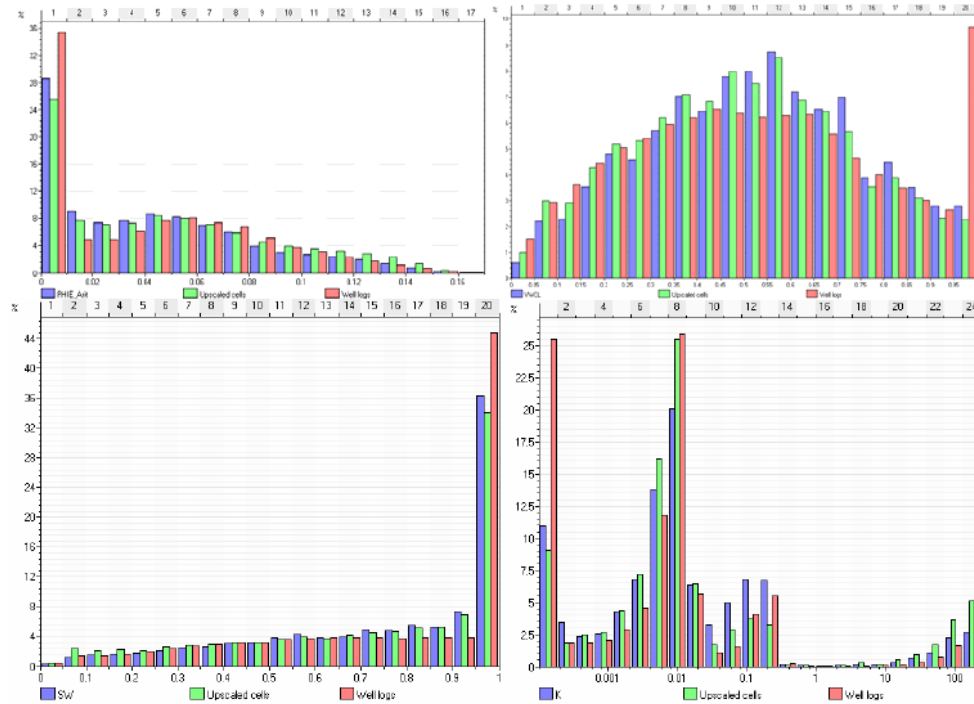


Figura 77. Resultados de las distribuciones de ϕ , S_w , NTG y k , mediante el algoritmo SGS del yacimiento Toreto JSK.

La información sobre la geología local y regional, además de los parámetros petrofísicos ya estimados nos ayuda a construir mapas de distribución de propiedades de porosidad efectiva, saturación inicial de agua, del NTG promedio y de las fracturas, dando como resultado las Figuras 78, 79, 80 y 81.

Cabe señalar que la escala de colores indica que porciones del yacimiento tienen valores más favorables que otras y estas son consideradas para realizar el cálculo volumétrico posterior.

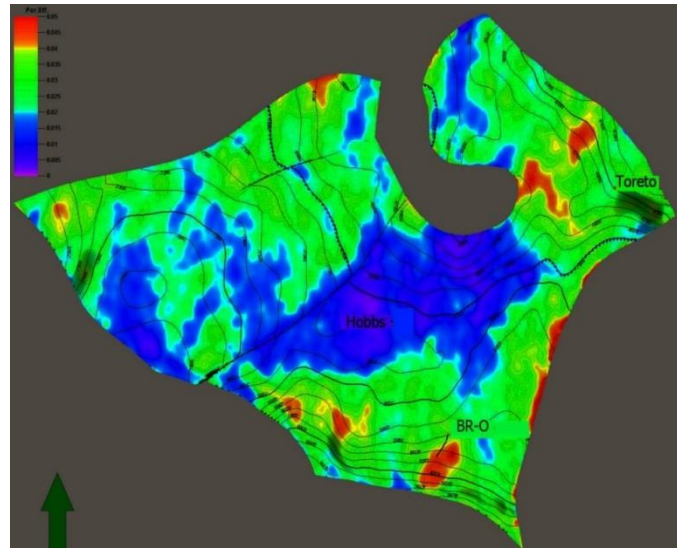


Figura 78. Distribución de la porosidad efectiva en el yacimiento Toreto JSK.

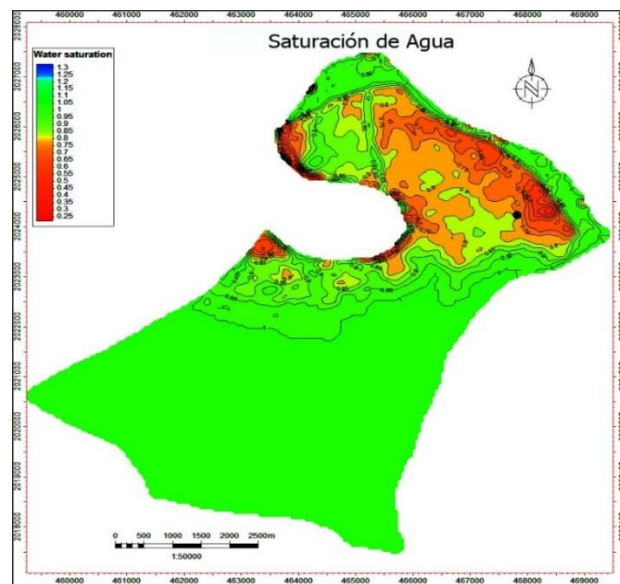


Figura 79. Distribución de saturación inicial de agua en el yacimiento Toreto JSK.

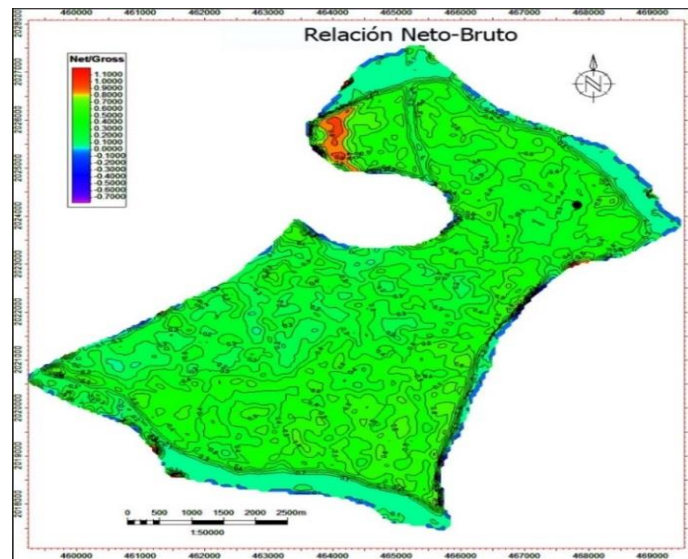


Figura 80. Distribución del NTG en el yacimiento Toreto JSK.

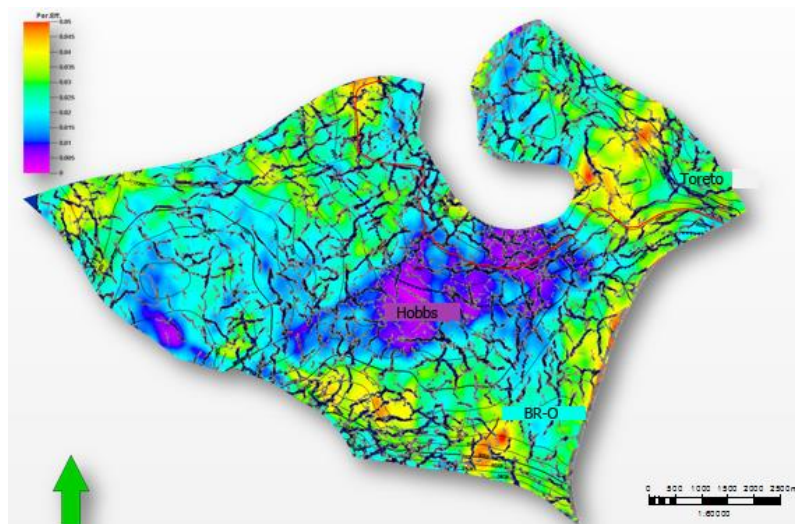


Figura 81. Distribución de las fracturas en el yacimiento Toreto JSK.

3.3. Caracterización de los Fluidos del Yacimiento

El pozo exploratorio T-1 fue productor de aceite, por lo que se toman muestras de superficie y se busca restaurarlas llevándolas a las condiciones de presión y temperatura que se registraron a nivel medio de los disparos, para realizar un análisis PVT.

Los experimentos realizados para las muestras de fluidos obtenidas, son los de expansión a composición constante (ECC), una prueba de agotamiento a volumen constante (AVC) y flash atmosférico, además del estudio de separadores en etapas y una prueba de viscosidad; en las Figuras 82, 83 y 84, observamos los resultados reportados para estos experimentos.



Separación flash hasta condiciones atmosféricas

RGA del flash	2587,49	ft ³ /bbl	460,82	m ³ /m ³
Densidad del líquido de flash	0,8214	g/cm ³	821,4	kg/m ³
API	40,6			
Densidad relativa del gas de flash	0,879			
Densidad del gas de flash	0,001076	g/cm ³	1,076	kg/m ³

Figura 82. Prueba de flash atmosférico.

	Presión (kg/cm ²)	Volumen Relativo (bbl/bbl)	Compresibilidad (1/ kg/cm ²) x 10 ⁻⁴	Función "Y" (1)	Presión (kg/cm ²)	Factor Volumétrico del Aceite (Bo) (vol/stdvol)	Densidad del Aceite (g/cm ³)	Fase líquida (% vol)	Fluido producido acumulativo (% molar)
Pyac	1125,40	0,7691	1,501		Pi	1125,39	2,460	0,5903	
	1055,68	0,7748	1,597			1055,67	2,479	0,5860	
	950,22	0,7870	1,784			950,21	2,518	0,5769	
	911,88	0,7924	1,868			911,87	2,535	0,5729	
	841,99	0,8043	2,051			841,99	2,573	0,5645	
	771,97	0,8172	2,284			771,96	2,614	0,5556	
	702,08	0,8320	2,586			702,07	2,662	0,5457	
	632,19	0,8483	2,987			632,19	2,714	0,5352	
	562,24	0,8685	3,535			562,23	2,778	0,5227	
	492,07	0,8923	4,314			492,06	2,855	0,5088	
	422,04	0,9226	5,469			422,04	2,952	0,4921	
	386,96	0,9412	6,270			386,95	3,011	0,4824	
	351,80	0,9630	7,295			351,80	3,081	0,4714	
	337,88	0,9733	7,782			337,88	3,114	0,4665	
	323,89	0,9847	8,328			323,89	3,150	0,4611	
	309,76	0,9974	8,947			309,76	3,191	0,4552	
	Pb	307,36	1,0000	9,059			Pb	307,36	3,199
302,91		1,0067		2,195	262,93	2,327	0,5268	72,73	8,87
298,45		1,0137		2,181	220,39	1,938	0,5691	60,59	18,50
288,62		1,0303		2,144	177,71	1,731	0,6092	54,12	29,55
270,70		1,0652		2,078	134,26	1,538	0,6421	48,08	41,80
240,65		1,1406		1,972	92,78	1,406	0,6755	43,95	54,70
204,67		1,2721		1,844	50,53	1,258	0,7141	39,33	69,60
176,69		1,4236		1,746					
154,81		1,5905		1,669					
138,06		1,7648		1,603					
124,14		1,9476		1,558					

Figura 83. Pruebas ECC y AVC del pozo Toreto 1.

Presión (kg/cm ²)	Temperatura (°C)	RGA Sep/Tanque ⁽¹⁾ (m ³ / stdm ³)	RGA Sep/Sep ⁽²⁾ (m ³ /sepm ³)	Densidad del Aceite (g/cm ³)	FVF ⁽³⁾ Bo (vol/stdvol)
307,36	145,3	349,70	139,21	0,4760	2,512
43,03	50,0	302,11	249,06	0,7131	1,213
5,98	45,0	38,54	36,12	0,7676	1,067
1,03	20,0	9,05	9,01	0,8035	1,004

Gravedad API.....: 44,1

Figura 84. Prueba de separadores.



3.3.1. Clasificación del Yacimiento

Los criterios generales para la clasificación de yacimientos por el tipo de fluido contenido, muchas veces no aplican en los campos mexicanos, en especial para los que se ubican en la zona entre aceite negro y volátil, por lo tanto, para identificar de manera correcta el tipo de fluido contenido en el yacimiento Toreto JSK, nos apoyamos del trabajo realizado por el M. en I. Alfredo León García, et al, en 2013¹ desarrollado específicamente en campos mexicanos, basándonos en primera instancia para la clasificación, y después de revisar los valores del yacimiento, en los criterios propuestos para un aceite volátil los cuales son señalados en la Tabla 7.

Propiedad	Criterio p/ac. volátiles	Valores del yacimiento
Bo (vol/stdvol)	>2.0	2.512
RGA (m ³ /m ³)	200-550	349.7
ρ (gr/cc)	<0.834	0.805
°API	>38	44.1
Fracción C1 (%)	44-64	50.304
Fracción C7+ (%)	12.7-25	17.201

Tabla 7. Criterios de clasificación para aceite volátil.

Adicionalmente y como resultado de diversos estudios en las cuatro regiones petroleras de México, el escrito propone un gráfico en relación al peso molecular promedio (PMP) de la composición original del fluido del yacimiento a la presión de saturación, para clasificar los yacimientos en base a su tipo de fluido, tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

PMP (g/g mol)	TIPO DE FLUIDO
< 44	GAS Y CONDENSADO
44-78	ACEITE VOLATIL
> 78	ACEITE NEGRO

Tabla 8. Clasificación de fluidos en base a su PMP.

En la Figura 85 se muestra una gráfica de presión de saturación vs PMP del fluido del yacimiento JSK del campo Toreto, el peso molecular que obtuvimos es de 54.179 g/gmol el cual corresponde a un aceite volátil en relación a los criterios señalados en la Tabla 8.

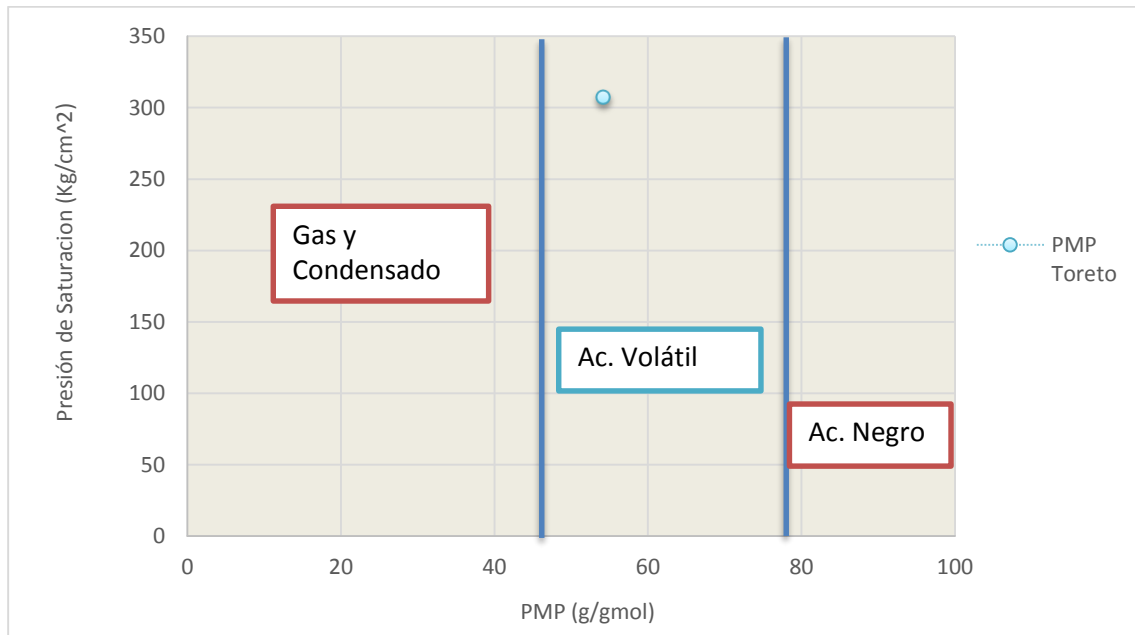


Figura 85. Gráfica Pb vs PMP.

3.3.2. Validación de Análisis PVT de Laboratorio

Sabemos que algunas veces las muestras recolectadas en superficie pueden no ser representativas del fluido en el yacimiento ya que se corre el riesgo de una mala recombinación de fluidos en laboratorio, en caso de que el flujo no se haya estabilizado en la zona de los disparos, en el pozo y/o en el separador, o que una prueba no represente de la mejor manera el flujo del fluidos en el yacimiento, o bien, que el equipo utilizado no cumpla con las especificaciones necesarias y el error humano inherente a este, debido a la poca experiencia en el manejo del equipo, este presente.

Motivo por el cual, realizamos una validación del PVT, uno de los métodos existentes para esta fin es el propuesto por el Dr. Bashbush (1981)². Utilizamos esta técnica porque proporciona los lineamientos y las recomendaciones (valores K sin cruces ni inflexiones y un orden correcto de los componentes) requeridas para poder validar los datos PVT en yacimientos de fluidos composicionales, en este caso, aceite volátil. El algoritmo de cálculo se muestra en el **ANEXO A**.

La información que utilizamos fue tomada del experimento de agotamiento a volumen constante (AVC) y es la siguiente:

- Composición inicial del fluido.
- Factor de desviación "Z" del gas.
- Composición del efluente producido para cada etapa de presión.



- Cantidad de gas desplazado (% Mol) en cada etapa.
- Volumen en la fase liquida en la celda PVT.
- El peso molecular del fluido original y la densidad a la presión de saturación (solo volátil).

El objetivo de este método es la aplicación de un balance de materia a los moles de fluido iniciales en la celda a la presión de saturación para cada componente de la siguiente manera:

Moles iniciales del componente i

$$= \left[\begin{array}{c} \text{Moles del componente } i \\ \text{en la fase vapor} \end{array} \right] + \left[\begin{array}{c} \text{Moles del componente } i \\ \text{en la fase liquida} \end{array} \right] + \left[\begin{array}{c} \text{Moles producidas} \\ \text{del componente } i \end{array} \right]$$

El método permite corregir los errores experimentales al alterar visualmente los valores K_i , o de otra manera, al alterar selectivamente las composiciones reportadas por el laboratorio. Aún si utilizamos una ecuación de estado, el método revisa en primera instancia, si los resultados del PVT son erróneos y esto nos permitió, obtener un conjunto de valores K_i consistentes, lo que nos ahorró demasiado tiempo y dificultades en el ajuste de estos datos.

Un gráfico de la composición del gas producido (Y_i) en escala logarítmica vs presión, nos puede ayudar a comprobar la consistencia del experimento PVT, las curvas deben ser suaves para tener un buen análisis del fluido, si presenta inflexiones o cruzamientos el experimento no es consistente, el grafico de Y_i vs presión, del fluido obtenido del yacimiento Toreto JSK, se muestra en la Figura 86 y podemos observar que el experimento presenta inconsistencias.

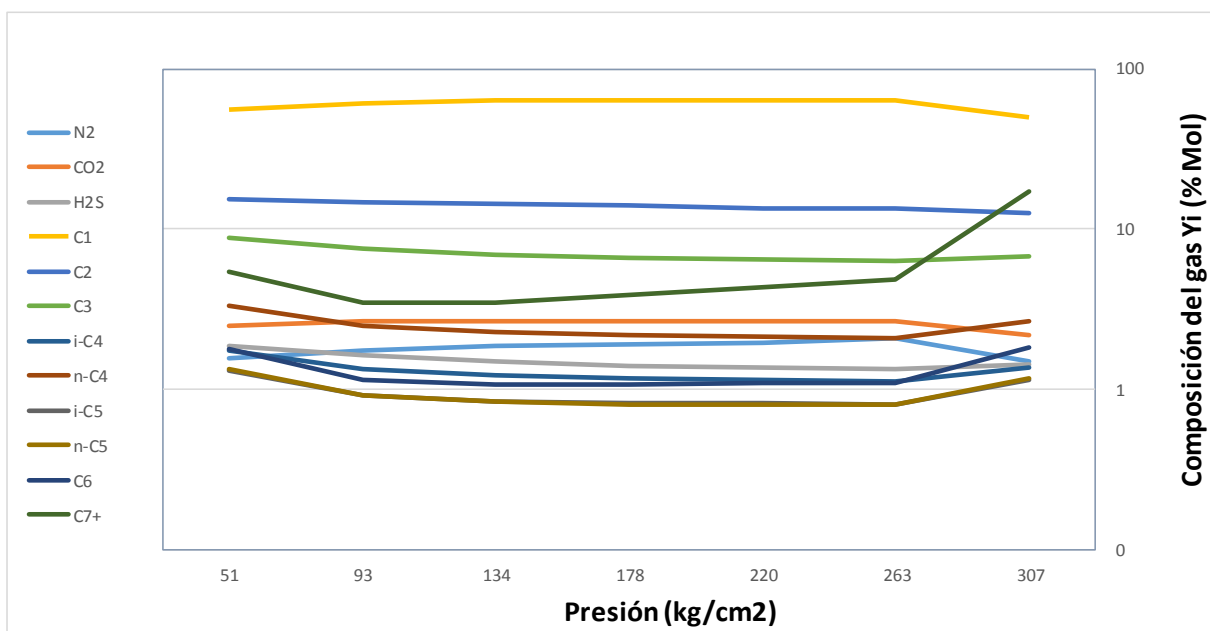


Figura 86. Grafica Y_i vs P , perteneciente al yacimiento Toreto JSK.



Una vez que conocemos los moles de gas en la celda, los del gas extraído y de líquido en la celda, podemos aplicar el balance de materia, utilizando los moles iniciales en la celda y posteriormente podemos obtener con estos, la composición del líquido para cada componente (X_i) en las etapas correspondientes de presión del experimento. El gráfico de la composición del líquido (X_i) en escala logarítmica contra la presión, se muestra en la Figura 87 y también puede ser útil para comprobar errores experimentales, las jorobas inesperadas en las curvas y los cruzamientos son indicadores de estos.

COMPOSICION DE LIQUIDO (X_i)							
Presión (kg/cm ²)	307.4	262.9	220.4	177.7	134.3	92.8	50.5
Presión (lb/pg ²)	4370.6592	3738.8646	3133.9458	2527.0362	1909.1772	1319.3316	718.5366
Nitrogeno		1.17	0.94	0.75	0.54	0.38	0.18
CO ₂		1.92	1.67	1.40	1.09	0.78	0.36
H ₂ S		1.46	1.49	1.46	1.37	1.17	0.72
Metano		42.97	35.70	28.83	21.04	14.14	6.79
Etano		11.97	11.44	10.42	9.09	7.31	4.18
Propano		7.10	7.26	7.30	7.12	6.30	4.19
Iso-Butano		1.50	1.61	1.71	1.76	1.72	1.32
n-Butano		2.94	3.20	3.44	3.63	3.61	2.90
Iso-Pentano		1.32	1.48	1.65	1.83	1.95	1.74
n-Pentano		1.37	1.56	1.76	1.95	2.10	1.93
Hexanos		2.22	2.60	3.00	3.47	3.90	3.97
Heptanos y más(+)		24.04	31.05	38.27	47.11	56.64	71.72

Tabla 9. Composición del líquido calculada para cada componente.

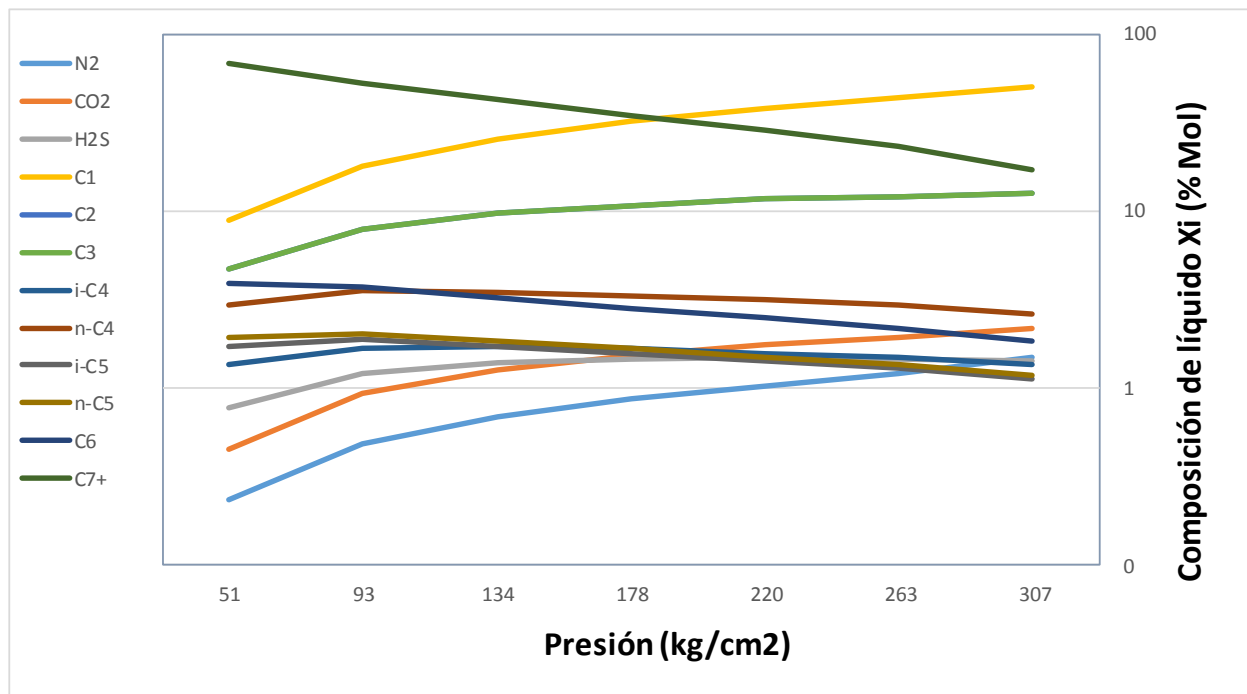


Figura 87. Gráfica X_i vs P, perteneciente al yacimiento Toreto JSK.



Un gráfico de las constantes de equilibrio (K_i), para cada componente, en escala logarítmica contra la presión, es una de las herramientas visuales más importantes para comprobar la consistencia de los datos experimentales. Las curvas deben ser paralelas con tendencias suaves, sin cruces o inflexiones entre estas. La curva superior debe corresponder al nitrógeno, seguida del metano y posteriormente el dióxido de carbono, después la del etano o ácido sulfhídrico (depende de la composición y temperatura) y después en orden decreciente la de los demás componentes de acuerdo a su peso molecular.

Esta condición se cumple y se ilustra en la Figura 88, motivo por el cual podemos concluir que hemos corregido los errores experimentales inherentes a los datos del PVT, que fue tomado en el pozo Toreto 1.

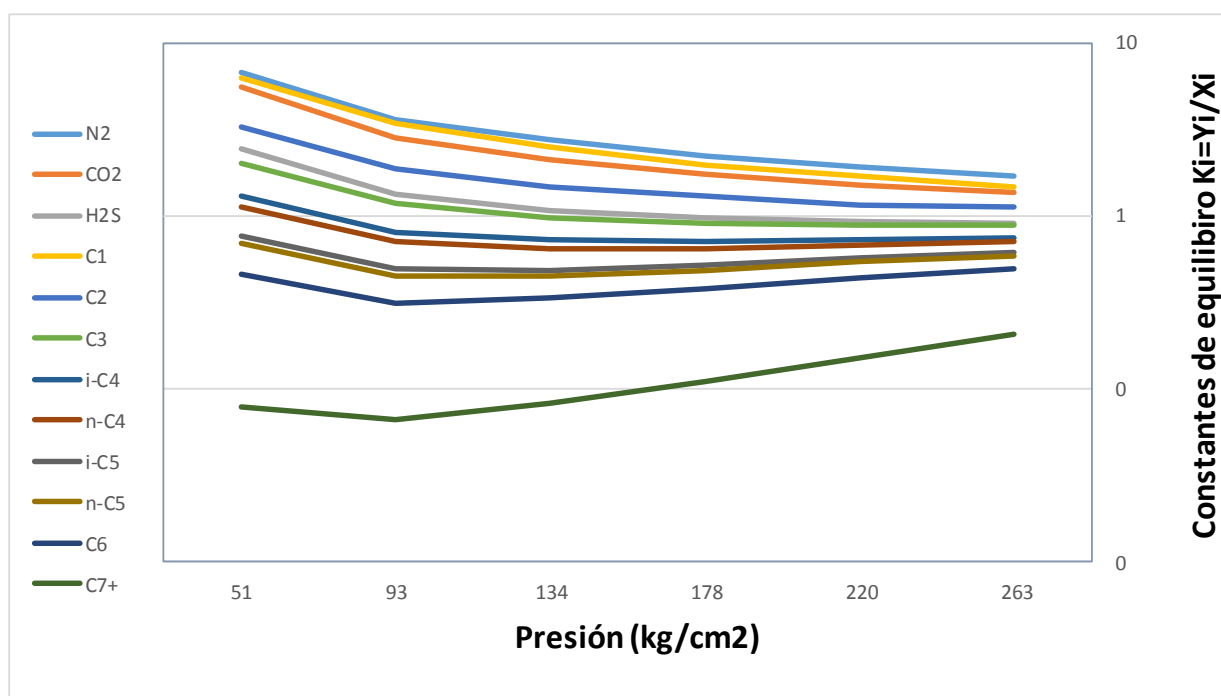


Figura 88. Gráfica K vs P , perteneciente al yacimiento Toreto JSK.

3.3.3. Ajuste de los Datos PVT de Laboratorio a Condiciones de Separador

Por último y para cerrar con la caracterización de fluidos, consideramos que es de suma importancia conocer los valores correctos de B_o y R_s del yacimiento para el cálculo preciso de los volúmenes de reservas de hidrocarburos. Sabemos que las pruebas de liberación diferencial y la prueba de separación flash, de las cuales se obtienen dichos valores, no representan el flujo de fluidos en el yacimiento, por lo que estos valores deben ser ajustados mediante procedimientos adicionales.



Para tal efecto, utilizamos el método de Muhammad A. Al-Marhoun³ ya que es el más usado en la industria petrolera pues representa de mejor manera las condiciones originales de un aceite volátil; otros métodos pueden arrojar valores negativos de R_s y valores de B_o menores a uno a bajas presiones y sabemos que esto no es físicamente correcto.

El ajuste de datos obtenidos del experimento de separación diferencial a condiciones del separador, correspondiente al factor volumétrico del fluido y la relación de solubilidad del gas en el aceite se realiza con las ecuaciones 1 y 2 respectivamente, mediante las cuales obtuvimos los resultados mostrados en las Figuras 89 y 90, en donde se puede observar en color azul los datos de B_o y R_s observados y en color rojo, los datos de B_o y R_s corregidos, para todos los puntos de presión, por arriba y por debajo de la presión de saturación.

Para corregir los valores de B_o utilizamos la ecuación 1, después de haber calculado y sustituido el valor de la ecuación 1.1 para cada dato de presión:

$$B_{oi} = B_{obf} + C_i(B_{odn} - B_{obf}) \dots 1; \quad C_i = \frac{B_{obd} - B_{odi}}{B_{obd} - B_{odn}} \dots 1.1$$

Dónde:

B_{oi} : Factor volumétrico del aceite

C_i : Variable definida anteriormente.

B_{odn} : Factor volumétrico del aceite, obtenido de la prueba de liberación diferencial.

B_{obf} : Factor volumétrico del aceite al punto de burbuja a través de las condiciones de separador.

B_{obd} : Factor volumétrico del aceite al punto de burbuja obtenido de la prueba de liberación diferencial.

Para los cálculos del factor volumétrico del aceite utilizamos los siguientes valores:

B_{odn} : 1.258 (vol/volstd)

B_{obf} : 2.512 (vol/volstd)

B_{obd} : 1.258 (vol/volstd)



P (kg/cm ²)	Observado (vol/volstd)	Corregido (vol/volstd)
1125.4	2.460	1.932
1055.7	2.479	1.947
950.2	2.518	1.977
911.9	2.535	1.991
842.0	2.537	1.992
772.0	2.614	2.053
702.1	2.662	2.090
632.2	2.714	2.131
562.2	2.778	2.181
492.1	2.855	2.242
422.0	2.952	2.318
387.0	3.011	2.364
354.8	3.081	2.419
337.9	3.114	2.445
323.9	3.150	2.474
306.8	3.191	2.506
307.4	3.199	2.512
262.9	2.327	1.949
220.4	1.938	1.697
177.7	1.731	1.564
134.3	1.538	1.439
92.8	1.406	1.354
50.5	1.258	1.258
1.0	1.004	1.094

P (kg/cm ²)	307.4	Bo observado	3.199
		Bo corregido	2.512

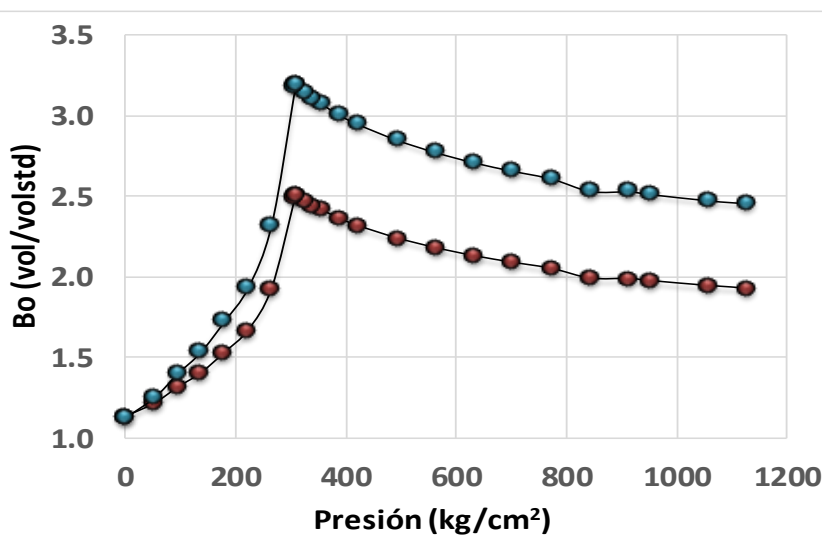


Figura 89. Bo corregido.

Para corregir los valores de Rs, utilizamos la ecuación 2 para cada dato de presión:

$$R_{si} = R_{sdi} \left(\frac{R_{sbf}}{R_{sbd}} \right) \dots 2$$

Dónde:

R_{si}: Relación Gas-Aceite, m³/m³.

R_{sdi}: Relación Gas-Aceite obtenida de la prueba de liberación diferencial, m³/m³.

R_{sbf}: Relación Gas-Aceite en el punto de burbuja obtenida de la prueba de separadores, m³/m³.

R_{sbd}: Relación Gas-Aceite en el punto de burbuja de la prueba de liberación diferencial, m³/m³.

Para los cálculos de la relación gas-aceite utilizamos lo siguientes valores:

R_{sbf}: 349.7 m³/m³.

R_{sbd}: 477.7 m³/m³.



P (kg/cm ²)	Observado (m ³ /m ³)	Corregido (m ³ /m ³)
1125.4	477.7	349.7
1055.7	477.7	349.7
950.2	477.7	349.7
911.9	477.7	349.7
842.0	477.7	349.7
772.0	477.7	349.7
702.1	477.7	349.7
632.2	477.7	349.7
562.2	477.7	349.7
492.1	477.7	349.7
422.0	477.7	349.7
387.0	477.7	349.7
354.8	477.7	349.7
337.9	477.7	349.7
323.9	477.7	349.7
306.8	477.7	349.7
307.4	477.7	349.7
262.9	297.78	217.99
220.4	197.37	144.48
177.7	141.19	103.35
134.3	100.69	73.71
92.8	69.36	50.77
50.5	31.70	23.21
1	0	0

P (kg/cm ²)	307.4	Rs observado	477.7
		Rs corregido	349.7

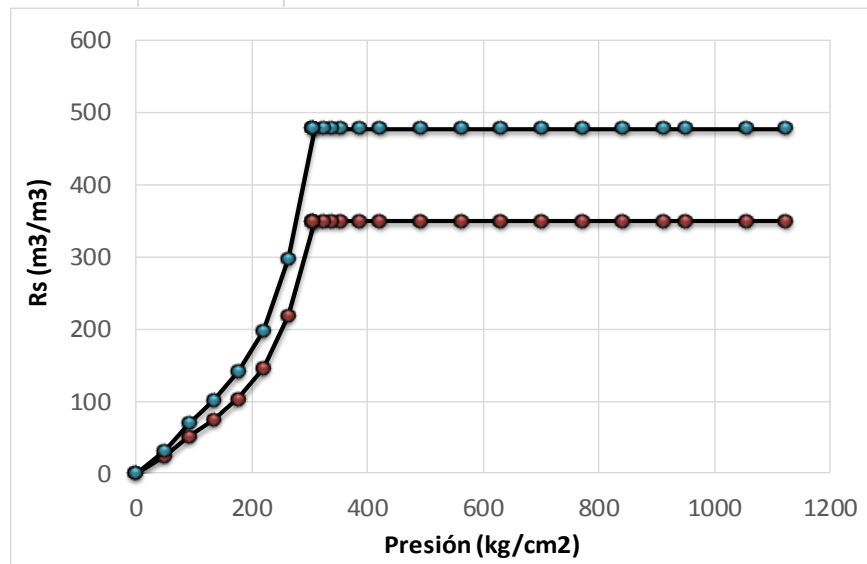


Figura 90. Rs corregido.

La información proporcionada por el PVT, nos indica que el aceite del yacimiento esta bajosaturado a una presión inicial de 1125.4 kg/cm². Utilizando el método de Muhammad, el factor de volumen del fluido (Boi) corregido es de 1.932 vol/volstd y este valor será usado para los cálculos de volumen original. Según la prueba de ECC el yacimiento alcanza el punto de burbuja a una presión de 307.36 kg/cm² y obtuvimos para esta presión, un factor de volumen del fluido (Bob) corregido de 2.512 vol/volstd, debido a esto, se espera gas disuelto en el aceite con una Rs corregida de 349.7 m³/m³ para lo cual se toman en cuenta las medidas necesarias para su control y separación en superficie, dicho aceite tiene una gravedad promedio de 44.1°API, lo que nos indica la presencia de un aceite súper ligero.

4. Estimación del PIIP Mediante el Método Volumétrico

Los métodos volumétricos son los de mayor uso durante la etapa de desarrollo del campo, pues no requiere datos de producción y predice el potencial económico de las reservas, sin importar a que gasto produzcan los pozos.

Los mapas geológicos usados durante las fases iniciales, para determinar el volumen de roca, neto o bruto del yacimiento, han sido sustituidos por el uso de modelos geocelulares y con el uso de herramientas computacionales y los procesos de trabajo integrados, podemos determinar el



volumen original, pues en un proceso de mallado, los parámetros de la ecuación de volumetría, cambian de celda a celda y el PIIP es obtenido mediante la sumatoria de los valores individuales obtenidos en cada una de estas.

Mediante el método volumétrico podemos estimar el volumen original de aceite en el yacimiento (OIIP o N) apegándonos al área establecida convencionalmente por la U.S. SEC., la cual se muestra en la Figura 91 y las cuales equivalen a 6.17 km², para la reserva probada, en la probable se abarca un área de 2.9 km² y la posible tiene un área de 13.98 km².

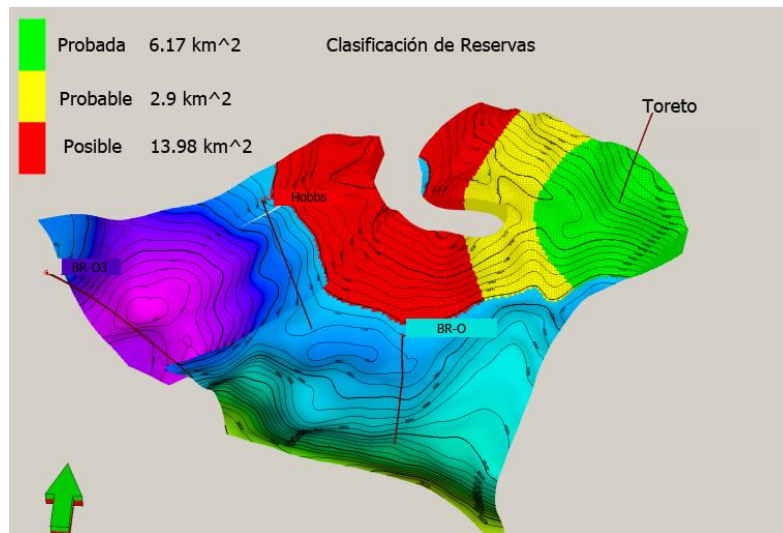


Figura 91. Asignación del área convencional para cada categoría de reservas.

Para cada categoría de recursos petroleros, en esta fase de desarrollo y tomando en cuenta la calidad de la información disponible, estimamos el OIIP mediante métodos volumétricos; para esto, partimos del volumen bruto de roca que ofrece el software Petrel y desarrollamos paso a paso la ecuación 3 para obtener el OIIP del yacimiento.

$$OIIP(STB) = 6.289 \left[\frac{bls}{m^3} \right] * \frac{Vol. de roca [m^3] * NTG * \phi * (1 - S_{wi})}{B_{oi} \left[\frac{vol. @c. y.}{vol. @c. s.} \right]} \dots 3$$

De la ecuación 3 podemos desglosar todos los términos involucrados y obtener la secuencia de cálculo paso a paso descrita en las siguientes expresiones:

$$Volumen\ bruto\ de\ roca * NTG = Volumen\ neto\ de\ roca \dots 3.1$$

$$Volumen\ neto\ de\ roca * \phi = Volumen\ poroso\ de\ roca \dots 3.2$$



$$\text{Volumen poroso de roca} * (1 - S_w) = \text{Volumen poroso con hidrocarburos} \dots 3.3$$

$$\frac{\text{Volumen poroso con hidrocarburos}}{B_{oi}} * 6.289 = \text{OIIP} \dots 3.4$$

Es necesario señalar que los parámetros petrofísicos utilizados, se consideran constantes en todo el yacimiento, ya que solo contamos con información de un solo pozo y esta es extrapolada al resto del yacimiento a espera de que se obtenga mayor información de otros pozos. Los valores de porosidad, NTG, saturación de agua, factor volumétrico del aceite inicial, la relación de gas disuelto en el aceite y el factor de conversión de gas a líquido (BOE), para las tres categorías de reservas (probada, probable y posible), es el mismo y solo varía el volumen de roca en el cual serán aplicados, utilizando las ecuaciones desglosadas de la ecuación 3.

ϕ [fraccional]	NTG [fraccional]	Sw [fraccional]	Boi (vol/volst)	Rs (stb/scf)
0.06107	0.271	0.2155	1.9317	1964.842
Factor de conversión de gas a líquido (Mscf/stb)				4.116

Reserva	Vol. de roca [MMm3]	Vol. neto [MMm3]	Vol. poroso [MMm3]	Vol. poroso c/hidrocarburo [MMm3]	OIIP [MMm3]	OIIP (MMstb)	GIIP [MMMscf]	PCE [MMstb]
Probada	1215	329.27	20.11	15.77	8.17	51.36	100.91	75.87
Probable	769	208.40	12.73	9.98	5.17	32.51	63.87	48.02
Posible	2513	681.02	41.59	32.63	16.89	106.22	208.71	156.93

Tabla 10. Secuencia de cálculo para obtener el PIIP del yacimiento Toreto JSK.

Para la reserva probada calculamos un valor de 51.36 MMSTB, 32.51 MMSTB para la reserva probable y 106.22 MMSTB correspondiente a la reserva posible. Los valores utilizados y los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 10.

4.1. Estimación de la EUR del Proyecto Utilizando el Método Volumétrico

El método volumétrico es considerado como un método indirecto, solo si utilizamos la ecuación 3, ya que se necesitan estimaciones independientes del factor de recuperación, para que al multiplicar este por el PIIP se pueda obtener la EUR del proyecto, motivo por el cual hemos desarrollado diferentes métodos para estimar este valor y los describimos a continuación.



4.1.1. Cálculo del Factor de Recuperación

La estimación del factor de recuperación (FR) es uno de los aspectos más difíciles de estimar para el cálculo de reservas de hidrocarburos, pues hay un alto grado de incertidumbre y variabilidad relacionadas a este parámetro, motivo por el cual, decidimos utilizar no solo un método para la estimación del FR y manejar ese mismo durante todo el ciclo de vida del yacimiento, sino emplear varios métodos utilizados en la industria, dependiendo de la etapa en la que se encuentre el desarrollo del campo y de esta manera ir disminuyendo la incertidumbre asociada a este y acercarnos más a una EUR acorde a la realidad.

4.1.1.1. Factores de Recuperación Propuestos por Arps (1962)

Para yacimientos de aceite, tenemos presente que la viscosidad está fuertemente ligada al FR, para un crudo ligero que produce mediante empuje por gas en solución y con segregación gravitacional despreciable, como en las primeras etapas del ciclo de vida del yacimiento Toreto, los FR de yacimientos razonablemente homogéneos generalmente tienen rangos que van de 5 a 35% del PIIP, dependiendo de la calidad y tipo de roca en la formación, el RGA y los grados API del aceite en el tanque de almacenamiento, las cuales son relacionadas mediante el comportamiento de yacimientos similares y descritos por Arps en 1962⁴ de la siguiente manera:

Factores de Recuperación para Yacimientos con Empuje de Gas en Solución							
		Areniscas			Calizas		
RGA	°API	Bajo	Medio	Alto	Bajo	Medio	Alto
60	15	2.60	8.60	12.80	0.60	4.40	28.00
	30	8.70	15.20	21.30	2.90	9.90	32.80
	50	16.90	24.80	34.20	8.00	18.60	39.00
200	15	3.30	8.80	13.30	0.90	4.50	27.50
	30	8.40	15.20	22.20	2.60	9.80	32.30
	50	17.60	26.40	37.40	7.40	19.30	39.80
600	15	6.00	11.30	18.00	1.90	6.90	26.60
	30	8.40	15.10	24.30	2.50	9.60	30.00
	50	13.80	23.00	35.60	4.30	15.10	36.10
1000	15	--	--	--	--	--	--
	30	12.60	21.20	34.44	4.00	13.20	32.60
	50	11.60	20.20	33.70	3.10	12.00	31.80
2000	15	--	--	--	--	--	--
	30	--	--	--	--	--	--
	50	15.60	24.80	24.80	5.00	14.50	32.80
Para las condiciones del yacimiento Toreto JSK							
307.36	44.1				5.389	15.687	36.705

Tabla 11. Factores de recobro propuestos por Arps en 1962.



Los factores de recuperación para las condiciones de RGA, °API del fluido y tipo de roca, presentes en el yacimiento Toreto JSK, las obtuvimos mediante interpolación lineal y son mostrados en la última fila de la Tabla 11.

La tabla anterior, fue elaborada mediante el comportamiento de la producción en campos de los EE. UU. por lo que solo se toma como referencia bibliográfica y no es un valor definitivo para ser utilizado en el yacimiento en estudio, puesto que según los campos análogos adyacentes los factores de recuperación final del yacimiento, llegan a superar el 30% y el factor de recuperación medio y bajo, propuesto por Arps para yacimientos carbonatados no refleja la recuperación de hidrocarburos en los yacimientos de la zona.

4.1.1.2. Analogías

Los métodos análogos son utilizados para estimar factores de recuperación en localizaciones aun no perforadas o con poca información

n disponible y estos métodos asumen que los yacimientos análogos son comparables al yacimiento de interés. Los yacimientos análogos utilizados deben ser similares en la mayoría de sus propiedades geológicas, petrofísicas y condiciones del sistema roca-fluido para que podamos realizar ciertos ajustes, además de tener cierto conocimiento local y experiencia en ingeniería de yacimientos.

Utilizamos las analogías como un método adicional, debido a la poca información con la que contamos en las primeras etapas de desarrollo del campo y hasta que haya suficientes datos de presión y producción para un análisis confiable del comportamiento y recuperación final, mientras tanto, podemos conocer el factor de recuperación mediante la ecuación 4:

$$F_{Ri} = \frac{F_{Ra}(\phi S_{hi})_i}{(\phi S_{hi})_a} \dots 4$$

Es necesario recordar que la U.S. SEC, establece que para que un yacimiento sea tomado como análogo, debe tener el mismo ambiente de depósito, una estructura geológica similar y en la misma formación y las condiciones del yacimiento en estudio, no pueden ser más favorables que las del análogo.

Para tal efecto tomamos como referencia un campo que se encuentra a 8.2 km al sur, el cual también produce de la formación JSK, es un yacimiento bajosaturado de naturaleza carbonatada y de aceite volátil, el cual presenta una porosidad y saturación de hidrocarburos similar entre otras cosas, a la del campo Toreto, motivo por el cual consideramos este yacimiento como



análogo y lo utilizamos para realizar una estimación del factor de recuperación utilizando la ecuación 4, los valores utilizados y el resultado se muestran en la Tabla 12:

	Yac. Analogo BR'Ó	Yac. Toreto JSK
Fr	0.31	0.31
∅	0.06	0.0611
Shi	0.8	0.7845

Tabla 12. Factor de recuperación calculado por analogías.

4.1.1.3. Correlaciones

La ecuación que utilizamos para calcular el factor de recuperación fue publicada por la API como resultado de un estudio realizado en 80 yacimientos que producían bajo un empuje de gas en solución sin casquete de gas inicial, tal como el yacimiento JSK del campo Toreto, mediante la ecuación 5.

$$Fr_{gs} = 0.41815 \left[\frac{\phi(1 - S_w)}{B_{ob}} \right]^{0.1611} \left(\frac{k}{\mu_{ob}} \right)^{0.0979} S_w^{0.3722} \left(\frac{P_b}{P_a} \right)^{0.1714} \dots 5$$

Dónde:

$(Fr)_{gs}$ = Factor de recuperación de aceite atribuida al empuje por gas en solución [fraccional]

S_w = Saturación de agua [fraccional]

B_{ob} = Factor de volumen de formación del aceite en el punto de burbuja [rb/stb]

K = Permeabilidad [mD]

P_b = Presión en el punto de burbuja [psia]

P_a = Presión de abandono [psia]

μ_{ob} = Viscosidad del aceite en el punto de burbuja [cp]

ϕ = Porosidad [fraccional]

La presión de abandono que manejamos en este caso fue el 10% de la presión inicial pues es una regla de campo conocida a nivel mundial.

Cualquier ecuación utilizada como correlación refleja el mejor ajuste a través de extensos paquetes de datos y estos pueden llegar a tener cierto grado de incertidumbre cuando son



aplicados a casos específicos, aunque sabemos que cada yacimiento se comporta diferente a otro, esta correlación nos sirve como referencia para tener una estimación del factor de recuperación aproximada a la que podríamos tener en el campo Toreto.

La estimación del factor de recuperación y las propiedades del yacimiento Toreto JSK que fueron utilizadas para tal efecto, son mostradas en la Tabla 13:

Bob (rb/stb)	2.512
Sw (frac)	0.2155
K [mD)	19.2
Pb (psia)	4370.6592
Pi (psia)	16003.188
μ (cP)	0.161
ϕ (frac)	0.06107
Fr=	0.24

Tabla 13. Factor de recuperación calculado por correlación.

Para los efectos de la tesis y este caso de estudio hemos convenido en utilizar un factor de recuperación del 27% para estimar la EUR del proyecto por el momento, ya que está dentro de los rangos de valores y sería el valor promedio del FR obtenido por analogías y el FR obtenido por la correlación.

En la Tabla 14 resumimos los valores utilizados para el cálculo del volumen original de aceite y gas mediante el método volumétrico, el factor de recuperación utilizado en el yacimiento y el volumen de hidrocarburos recuperables (EUR) para cada categoría (probada, probable y posible), con la cual daríamos de alta las reservas de hidrocarburos en las primeras etapas de desarrollo del campo.



Parámetros Estimados	Unidades	Estimación Baja*	Mejor Estimación*	Estimación Alta*
Volumen bruto de roca	m ³	1,215,000,000	769,000,000	2,513,000,000
NTG	%	27.1%	27.1%	27.1%
Volumen neto de roca	m ³	329,265,000	208,399,000	681,023,000
Porosidad promedio	%	6.107%	6.107%	6.107%
Volumen poroso de roca	m ³	20,108,214	12,726,927	41,590,075
Saturación de agua promedio	%	21.55%	21.55%	21.55%
Volumen poroso con hidrocarburos	m ³	15,774,894	9,984,274	32,627,414
Factor volumétrico del aceite	rb/stb	1.9317	1.9317	1.9317
OIIP	MMSTB	51.3580	32.5056	106.2245
Factor de recuperación	%OIIP	27%	27%	27%
Aceite recuperable (EUR)	MMSTB	13.8667	8.7765	28.6806
Relación de solubilidad inicial	scf/stb	1964.842	1964.842	1964.842
GIIP	MMMSCF	100.9104	63.8684	208.7143
Gas recuperable (EUR)	MMMSCF	27.2458	17.2445	56.3529
1 Calculados mediante el uso de un factor de conversión de 6.289 stb/m ³				
*Aceite y gas estimado para las categorías de reservas Probada, Probable y Posible respectivamente				

Tabla 14. Evaluación volumétrica para categorías de reservas.
Proyecciones estimadas de PIIP y EURs para la etapa de post descubrimiento.

5. Estimación del PIIP Usando Balance de Materia

Los métodos utilizados en el cálculo de volúmenes de hidrocarburos, van siendo más precisos a lo largo de la vida productiva del yacimiento, debido principalmente, a la adquisición de más información y al cambio en el comportamiento presión-producción del yacimiento, lo cual se ve reflejado en la disminución del rango de incertidumbre y por lo tanto en una estimación más confiable.

Consideramos para esta etapa, el desarrollo actual de la zona probada, la cual se realizó mediante la perforación de cinco pozos adicionales al pozo 1, de los cuales 3 fueron productores (2, 11 y 12) y 2 resultaron secos (7 y 14) y han pasado cuatro años desde que el yacimiento empezó a extraer el volumen de la reserva 1P. Como ya mencionamos anteriormente, el reporte de reservas es un proceso dinámico y ya contamos con los insumos suficientes para estimar nuevamente el volumen original y la cantidad de hidrocarburos recuperables, esto lo desarrollamos, con información de presión y producción perteneciente a los pozos 1, 2, 11 y 12, la cual nos sirve para aplicar métodos más efectivos y hacer estimaciones más precisas, al menos para el volumen de la reserva probada. En la Figura 92, ilustramos la distribución de los pozos dentro del área 1P.

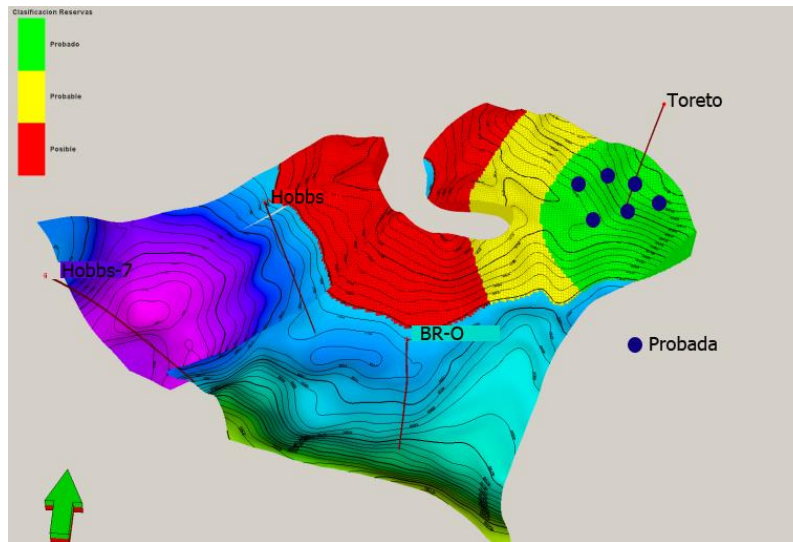


Figura 92. Distribución de pozos dentro del área 1P del campo Toreto.

Cabe destacar que se observa interferencia de la producción entre los pozos existentes con la entrada de un nuevo pozo. Los pozos Toreto 1 y Toreto 11 pierden producción con la entrada del pozo Toreto 2, y el inicio de la producción del pozo Toreto 12, afecta la producción del resto de los pozos.

5.1.Método de Havlena & Odeh

Uno de los métodos analíticos deterministas que utilizamos para la estimación de volúmenes de hidrocarburos recuperables, es el balance de materia, el cual es considerado según el PRMS para ser utilizado a partir de la etapa de producción tardía del yacimiento y hasta el final del ciclo de vida de este.

La técnica de balance de materia es más confiable que el método volumétrico, pero al ser un método analítico es necesario tener datos de entrada tales como:

- Datos PVT de los fluidos del yacimiento, la cual proviene del pozo Toreto 1.
- Datos históricos de la presión del yacimiento de los pozos 1, 2, 11 y 12.
- Histórico de producción del 10% de la EUR del campo para obtener datos certeros.

En la Tabla 15 se muestran los valores de la presión estática del yacimiento obtenida de diferentes pozos mediante diferentes pruebas y las cuales tomamos para obtener una tendencia de comportamiento de presión estática del yacimiento, mostradas en la Figura 93.



POZO	FECHA	TIPO DE REGISTRO	EMR	ULTIMA ESTACIÓN		GRADIENTE DE POZO (Kg/cm ² /m)	NMD (m.v.b.m.r.)	PRESIÓN AL NMD (Kg/cm ²)	PRESIÓN P. REFEREN. (Kg/cm ²)	PRESIÓN EN SUP. (Kg/cm ²)	FORMACIÓN	Pws (Kg/cm ²)
				PROF. (m.v.b.m.r.)	PRESIÓN (Kg/cm ²)							
1	07-mar-11	RFFF	8.2	5417	1020.12	0.0825	6115	1077.71		672.48	JSK	
1	08-mar-11	CI	8.2	5417	1125.42	0.0825	6115	1183.01	1183.01	790.97	JSK	1183.01
1	09-mar-11	CD	8.2	5417	1111.74	0.0825	6115	1169.33		775.22	JSK	
1	09-mar-11	CD	8.2	5417	918.61	0.0825	6115	976.20		537.40	JSK	
1	10-mar-11	CI	8.2	5417	1125.42	0.0825	6115	1183.01	1183.01	790.97	JSK	1183.01
1	08-feb-15	RFFF	8.2					6324	345.00	345.00	JSK	345.00
2	19-ago-13	CI	10	5379	489.00	0.0825	6566	586.93	586.93	100	JSK	586.93
2	29-nov-13	CI	10	5379	456.83	0.0825	6566	554.76	554.76	136	JSK	554.76
11	15-feb-12	RFFF	8.2	6000	1050.19	0.0825	6115	1059.68	1059.68		JSK	
11	15-feb-12	RFFC	8.2	6000	1192.83	0.0825	6115	1202.32	1202.32		JSK	
11	15-ago-12	CI	8.2	5088	808.37	0.0825	6201	900.19	900.19	470	JSK	900.19
11	24-feb-13	CI	8.2	5088	622.00	0.0825	6201	713.82	713.82	270	JSK	713.82
11	29-nov-13	CI	8.2	5088	448.45	0.0825	6201	540.27	540.27	224	JSK	540.27

Tabla 15. Comportamiento de la presión estática del yacimiento Toreto JSK.

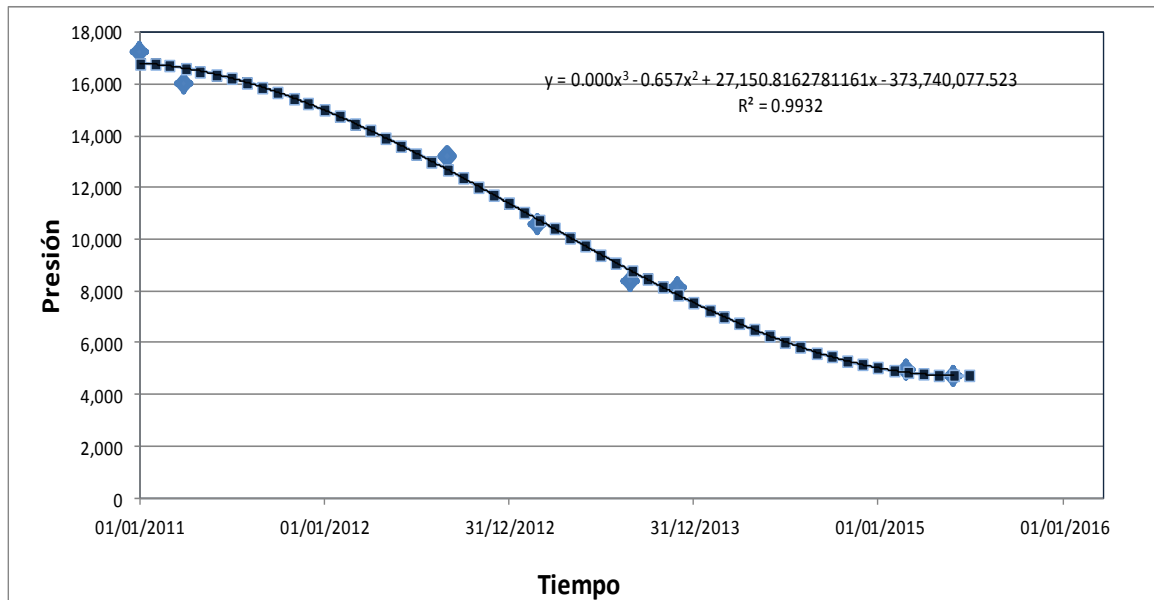


Figura 93. Tendencia del comportamiento de la presión estática, campo Toreto JSK.

En la Figura 93, podemos observar que los valores de presión tomados en distintos pozos y fechas, se ajustan a la misma tendencia, lo que confirma la comunicación entre pozos.

Para nuestro caso de estudio, decidimos utilizar la metodología conocida y utilizada en todo el mundo presentada por Havlena y Odeh en 1963⁵, en la cual describen la técnica de interpretación de balance de materia como la ecuación de la línea recta, dependiendo de las características que presente el yacimiento.

Es necesario señalar que, en yacimientos naturalmente fracturados el fluido se encuentra contenido en la matriz y en fracturas y/o cavernas (porosidad secundaria) y estas están más en contacto con el pozo. Una de las consideraciones que tomamos en cuenta, es que la porosidad



de la matriz en el yacimiento Toreto JSK, es muy baja y se considera que el fluido que puede estar almacenado en esta, es despreciable, por lo tanto la fractura no actúa como intermediario de flujo entre la matriz y el pozo y podemos tener una aproximación de PIIP muy cercana a la realidad, utilizando métodos de balance de materia convencionales, sin tener que recurrir a técnicas más complejas de balance de materia para yacimientos naturalmente fracturados.

Otra de las consideraciones que tomamos para el desarrollo de la técnica, es que el yacimiento Toreto JSK presenta una caída de presión grande, para su caudal de producción, y está a punto de alcanzar la presión de saturación, lo cual podría estar indicando producción de una zona de falla (yacimientos cerrados) motivo por el cual consideramos este como un yacimiento volumétrico y tomamos en cuenta, la expansión de los fluidos y la expansión de la roca para el desarrollo de la técnica.

Por el momento no se aprecia la existencia de un acuífero activo o sus efectos no influyen mucho en la producción de hidrocarburos, por lo que consideramos la entrada de agua (W_e) igual a cero y debido a que la presión inicial es mayor a la presión de burbuja, no hay presencia de casquete de gas y consideramos que $m=0$, como consideración adicional sabemos que por encima del punto de burbuja, $R_s=R_{si}=R_p$, ya que todo el gas producido en la superficie está disuelto en el aceite. De acuerdo a la ecuación presentada por Havlena y Odeh y tomando en cuenta las condiciones descritas anteriormente, la ecuación para determinar el volumen original del yacimiento sería la siguiente:

$$F = N * (E_o + E_{f,w}) \dots 6$$

Dónde:

$$F = N_p(B_o + (R_p - R_s)B_g) + W_p B_w \dots 6.1$$

$$E_o = (B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g \dots 6.2$$

$$E_{f,w} = (1 + m)B_{oi} \left[\frac{C_w S_w + C_f}{1 - S_w} \right] \Delta p \dots 6.3$$

Consideramos que el factor volumétrico del agua (B_w) es igual a 1.

Cabe señalar que la compresibilidad de la formación fue obtenida mediante un estudio presentado por Newman⁶, en el cual recomienda que, para determinar la compresibilidad de los poros, debe hacerse una prueba de laboratorio, ya que la compresibilidad para determinada



porosidad, depende del tipo de roca, según sea el caso. La correlación derivada de sus estudios viene descrita en la ecuación 7 y esta influye directamente en el cálculo de volúmenes originales.

$$Cf = \frac{a}{1 + cb * \emptyset} \dots 7$$

En dónde:

Cf= Compresibilidad de la formación [psi⁻¹]

∅= Porosidad [fracción]

Las constantes a, b y c dependen del tipo de roca y se muestran a continuación:

	Areniscas	Calizas
a	9.73E-05	0.8585
b	0.699993	1.075
c	79.8181	2.20E-06

Después de utilizar esta correlación, para calizas con la porosidad del yacimiento Toreto JSK de .06107, obtenemos una compresibilidad de la formación de 5.9385×10^{-6} psi⁻¹ y es precisamente esta compresibilidad la que utilizaremos en los cálculos de balance de materia.

Los datos con los cuales desarrollamos la ecuación 6, se muestran en la Tabla 16 y son datos ilustrativos, es decir, no mostramos la tabla completa debido a la cantidad de datos utilizados (los datos mostrados en la tabla, son los datos correspondientes a un $\Delta t=6$ meses) y observamos que en la Figura 94 el comportamiento de la gráfica de F vs $E_o+E_{f,w}$, se ajusta a una línea recta, lo cual indica que las consideraciones que tomamos para el desarrollo, se acercan bastante a las que puede tener el yacimiento y que el volumen original, es al menos para la reserva probada, la pendiente de la recta, la cual nos dio como resultado: 39.993 MMSTB.



Fecha	Presión (kg/cm2)	Presión (psia)	Np (MMstb)	Gp (MMscf)	Wp (MMstb)	Rp (scf/stb)	Bo	F	Eo	Ef,w	Ap (psia)	Eo+Ef,w	N (MMstb)
01/02/2011	1178.47	16757.80	0	0	0	0	1.910	0.0000	0.0000	0	0.000	0.000000	0.00
01/03/2011	1174.14	16696.28	0.02	37.48	0.00	1916.01	1.912	0.0378	0.0015	0.000759	61.523	0.002300	16.42
01/08/2011	1129.26	16058.10	0.63	1447.11	0.08	2279.64	1.927	1.3006	0.0166	0.008633	699.704	0.025251	51.51
01/03/2012	1018.45	14482.29	1.45	4013.49	0.15	2772.15	1.959	2.9914	0.0494	0.028075	2275.510	0.077464	38.62
01/08/2012	914.96	13010.68	2.15	5995.61	0.21	2787.98	1.990	4.4860	0.0797	0.046232	3747.122	0.125979	35.61
01/03/2013	755.22	10739.24	4.02	10637.22	0.30	2643.68	2.051	8.5556	0.1411	0.074257	6018.565	0.215402	39.72
01/08/2013	638.93	9085.58	5.47	13694.29	0.36	2503.03	2.119	11.9472	0.2086	0.094660	7672.222	0.303224	39.40
01/03/2014	493.04	7010.99	7.68	18528.31	0.51	2412.80	2.246	17.7549	0.3356	0.120257	9746.815	0.455871	38.95
01/08/2014	409.53	5823.51	9.36	21619.96	0.67	2308.73	2.346	22.6407	0.4359	0.134908	10934.294	0.570832	39.66
01/03/2015	340.64	4843.96	11.07	25294.93	0.85	2285.58	2.447	27.9255	0.5368	0.146994	11913.847	0.683769	40.84
01/07/2015	333.06	4736.06	11.57	26943.32	0.24	2328.50	2.459	28.6922	0.5490	0.148325	12021.742	0.697298	41.15
Cw	2.42E-06												
CF	5.94E-06												
Sw	0.216												

Tabla 16. Tabla de resultados del yacimiento Toreto JSK utilizando el método de Havlena & Odeh.

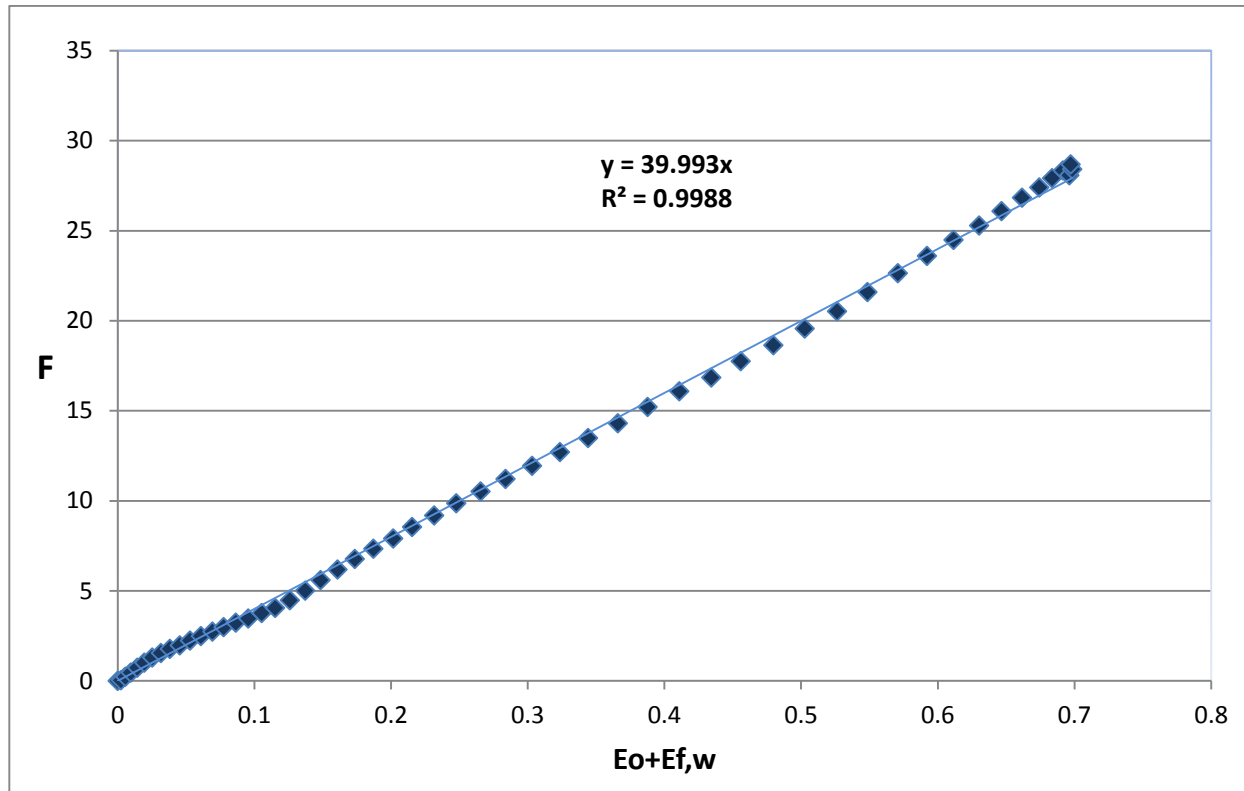


Figura 94. Grafica F vs Eo+ Ef,w que muestra el volumen original de Toreto para la reserva 1P.

5.2. Evaluación Práctica del Volumen Original del Hidrocarburos (Método de Maximino Meza)

El método propuesto por el M. en I. Maximino Meza⁷, no es considerado por el PRMS ni la U.S. SEC., pero decidimos usarlo para comparar los resultados obtenidos mediante el método de Havlena & Odeh y los obtenidos mediante este método, ya que fue desarrollado específicamente en campos mexicanos para yacimientos que cumplen con ciertas características.

El método planteado por el M. en I. Maximino Meza Meza, parte de una gráfica del logaritmo de la presión (LnP) contra la producción acumulada de aceite (Np), de la cual es posible definir cualitativamente los mecanismos de empuje presentes en el yacimiento y con información adicional, se logran evaluaciones cuantitativas de trascendencia fundamental para la explotación adecuada del mismo.

El grafico LnP vs Np, puede llegar a mostrar hasta tres cambios de pendiente, lo que indica la acción de tres mecanismos de empuje diferentes durante determinado periodo. Mediante el



análisis de estas pendientes podemos identificar cualquiera de los siguientes mecanismos naturales de empuje:

- Expansión del sistema roca-fluidos
- Empuje por acuífero activo
- Empuje por la acumulación de gas liberado en el yacimiento

El método de Maximino Meza, además de indicar gráficamente el mecanismo de empuje del yacimiento, también nos ayuda a conocer cuantitativamente la productividad y realiza un balance volumétrico que deriva en una ecuación para calcular el volumen original (N) de yacimientos bajosaturados y que producen inicialmente mediante la expansión roca-fluido como es el caso del yacimiento Toreto JSK.

En la Figura 95 podemos observar que no hay cambio de pendiente en la gráfica de $\ln P$ vs N_p por lo que concluimos, que el yacimiento Toreto JSK no presenta, por el momento, los mecanismos de empuje por acuífero activo y/o por casquete de gas y nos enfocamos solo a analizar la primera pendiente.

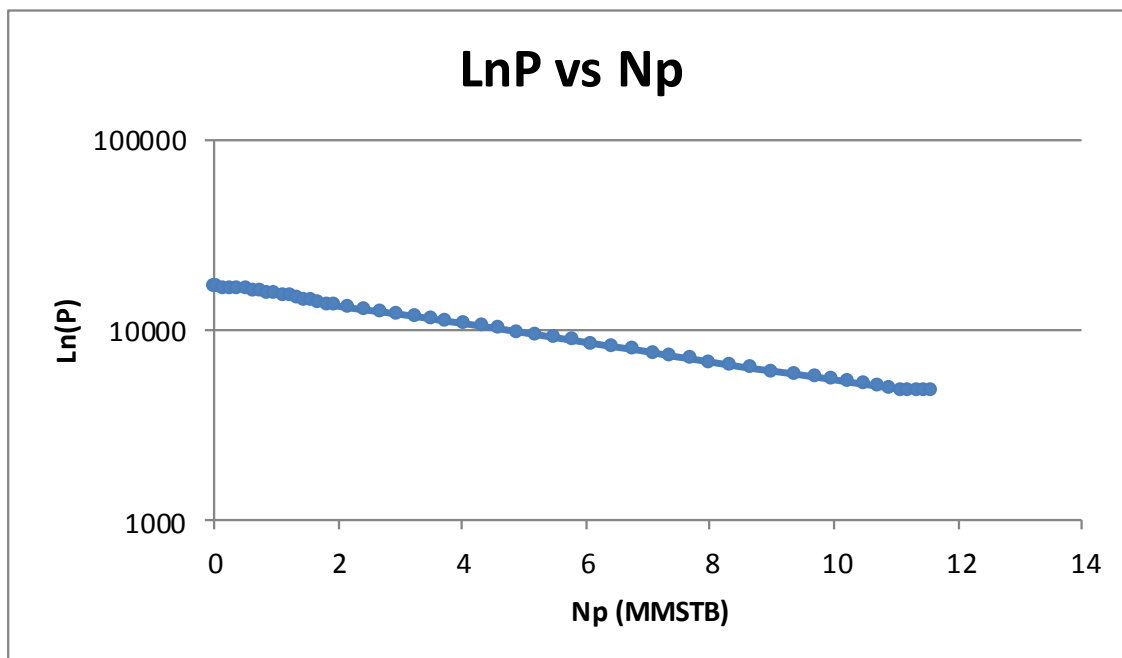


Figura 95. Gráfica de $\ln P$ vs N_p del yacimiento Toreto JSK obtenida mediante el método de Maximino Meza.



Análisis de la primera pendiente

- a) Productividad: Como ya hemos mencionado en reiteradas ocasiones, el yacimiento Toreto JSK, es un yacimiento inicialmente bajosaturado y el mecanismo que actúa en un principio es el de la expansión roca-fluido, la evaluación de este mecanismo se efectúa mediante la derivada de N_p con respecto a P

$$\frac{dN_p}{dP}_{P=P_i} = \frac{\beta_1}{P_1} \dots 8$$

Dónde:

$$\beta_1 = \frac{\Delta N_p}{\ln(P_i/P_1)} \dots 8.1$$

Utilizando la ecuación 8.1 tenemos que:

$$\beta_1 = \frac{\Delta N_p}{\ln(P_i/P_1)} = \frac{1.927906 \text{ MMstb}}{\ln\left(\frac{16003}{13210}\right)} = 10.05153822 \text{ MMstb}$$

$$\frac{\beta_1}{P_1} = \frac{10.05154}{13210} = 761 \frac{\text{stb}}{\text{psi}}$$

Para el yacimiento Toreto JSK la productividad instantánea es de 761 stb/psi.

- b) Balance Volumétrico: Como consecuencia de una producción de aceite acumulado (N_p), el yacimiento sufre una caída de presión (ΔP). El volumen que se extrae es restituido por la expansión de los fluidos y de la roca, ΔV_o , ΔV_w , ΔV_r , expresado de la siguiente manera:

$$\frac{\Delta N_p * B_o}{\Delta P} = \frac{N(B_o - B_{oi}) + \Delta V_w + \Delta V_r}{\Delta P} \dots 9$$

Reacomodando términos:

$$\frac{1}{N} \frac{\Delta N_p}{\Delta P} = \frac{B_o + B_{oi}}{B_o * \Delta P} + \frac{\Delta V_w + \Delta V_r}{N * B_o * \Delta P} \dots 10$$

$$\frac{1}{N} \frac{\Delta N_p}{\Delta P} = \frac{\Delta B_o}{B_o \Delta P} + \frac{\Delta V_w + \Delta V_r}{N * B_o * \Delta P} \dots 11$$

Si pasamos de incrementos finitos a infinitesimales:



$$\frac{1}{N} \frac{(dN_p)}{(dP)} = \frac{1}{B_o} \frac{(dB_o)}{(dP)} + \frac{1}{N * B_o} \left[\frac{d(V_w + V_r)}{(dP)} \right] \dots 12$$

Se puede observar que el primer término del segundo miembro corresponde a la compresibilidad del aceite (C_o) y el segundo término es la compresibilidad del agua y de la formación, de tal manera que:

$$\frac{1}{B_o} \frac{(dB_o)}{(dP)} = C_o \dots 13$$

$$\frac{1}{N * B_o} \left[\frac{d(V_w + V_r)}{(dP)} \right] = \frac{C_w * S_w + C_f}{S_o} \dots 14$$

Al sustituir las expresiones 13 y 14 en 12 tenemos que:

$$\frac{1}{N} \frac{(dN_p)}{(dP)} = C_o + \frac{C_w * S_w + C_f}{S_o} = \frac{C_o S_o + C_w S_w + C_f}{S_o} = C_e \dots 15$$

Y se concluye que la compresibilidad efectiva del sistema es igual a la siguiente expresión:

$$C_e = \frac{1}{N} \frac{(dN_p)}{(dP)} \dots 16$$

La expresión obtenida en la ecuación 16, constituye una propiedad de singular importancia en la primera tendencia lineal, ya que permite evaluar el volumen original de hidrocarburos, con tan solo determinar la pendiente β y la compresibilidad del sistema roca-fluidos, esto es:

$$N = \frac{1}{C_e} \frac{(dN_p)}{(dP)} \dots 17$$

c) Volumen original de hidrocarburos: Al sustituir la ecuación 8 en la 17 obtenemos la expresión para el cálculo del volumen original del yacimiento:

$$N = \frac{\beta_1}{P_1 * C_e} \dots 18$$

Obtenemos el volumen original utilizando la ecuación 18:

$$N = \frac{\beta_1}{P_1 * C_e} = \frac{10.05153822 \text{ MMbls}}{13210[\text{psia}] * 1.878E - 05 [\text{psia}^{-1}]} = 40.5167 \text{ MMbls}$$



Esta expresión permite evaluar, en forma práctica el volumen original de hidrocarburos en yacimientos inicialmente bajosaturados. Estos estudios fueron realizados en más de 15 yacimientos y hay una gran consistencia en cuanto a las magnitudes obtenidas, por lo que el método se considera confiable. Los resultados y valores utilizados para la aplicación del método de M. en I. Maximino Meza, se muestran en la Tabla 17.

Solucion:		
Np	1.927906	MMstb
Pi	16003	psi
P	13210	psi
Pi/P	1.211431	
Ln (Pi/P)	0.191802	
β	10.05154	
$(-1/B)*Np$	-0.191802	
Exp	0.8255	
dNp/dp	0.000761	MMstb/psia
N	40.519	MMstb
Porosidad	6.107	%
Swi	0.2155	fraccional
Co	1.056E-05	(1/lb/pg ²)
Cr	5.93E-06	(1/lb/pg ²)
Cw	2.418E-06	(1/lb/pg ²)
Ce	1.878E-05	(1/lb/pg ²)

Tabla 17. Solución analítica del método de Maximino Meza.

Con los resultados mostrados en la tabla anterior, observamos que el método de Maximino Meza, difiere del método propuesto por Havlena & Odeh para el cálculo del volumen original, utilizando los mismos datos para ambos procedimientos, por 526 MSTB aproximadamente, y consideramos que al tener tan poca diferencia entre ambos métodos, los resultados pueden ser consistentes.

5.3. Estimación de la EUR del Proyecto Utilizando Balance de Materia

Al igual que para la nueva estimación que realizamos de OIIP, también tenemos información y medios suficientes para estimar un nuevo factor de recuperación del yacimiento, por lo que consideramos técnicas adicionales para el cálculo del factor de recuperación y un nuevo valor de la EUR del proyecto.



5.3.1. Cálculo del Factor de Recuperación

En este punto, y teniendo suficiente información, podemos estimar el factor de recuperación actual, proponer el factor de recuperación final esperado, si las condiciones de explotación actuales del yacimiento no varían con el tiempo, y el mecanismo de empuje presente en el yacimiento Toreto JSK sigue actuando.

5.3.1.1. Mecanismos de Empuje y Factor de Recuperación Actual

El yacimiento Toreto JSK, como otros yacimientos, presenta una combinación de mecanismos de empuje, los cuales pueden ser observados si se grafica P/P_i vs N_p/N , de la cual podemos obtener una curva como se muestra en la Figura 96 y compararla con las propuestas por Thakur & Setter en 1984⁸ para diferentes mecanismos de empuje, y observamos que adicionalmente al primer mecanismo que actúa en el yacimiento, que es la expansión roca-fluido, parece que el mecanismo de empuje por gas en solución predomina más que la expansión roca fluido en las primeras etapas de la vida del yacimiento y la tendencia que empieza a tomar la curva es la de segregación gravitacional, por lo que el factor de recuperación del PIIP es actualmente de 28% aproximadamente.

Las curvas en color naranja son las curvas con las cuales se compara el mecanismo de empuje presente en el yacimiento, el cual está señalado en color negro, en cierto momento de su vida productiva con respecto al porcentaje de presión.

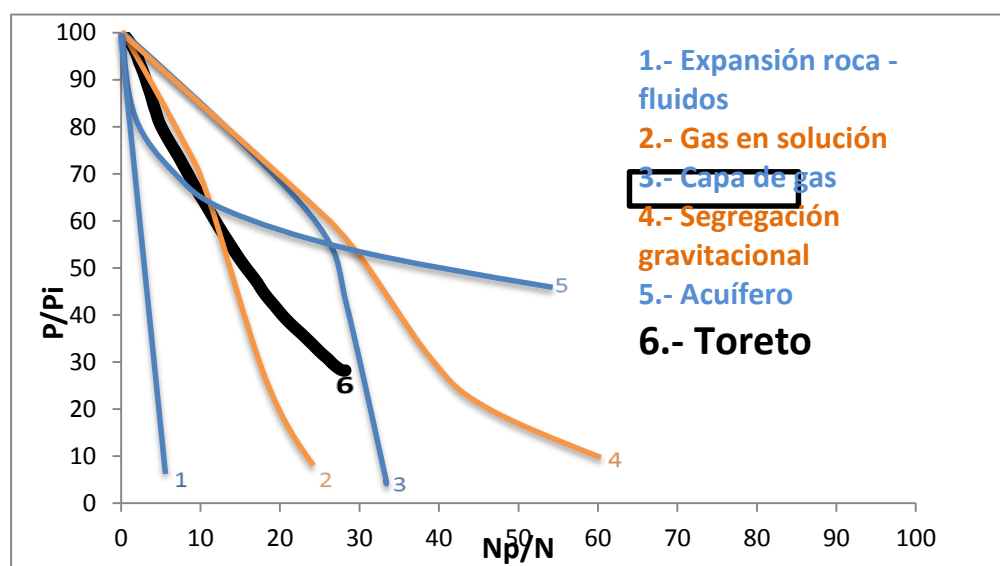


Figura 96. Mecanismo de empuje y factor de recuperación asociado en el yacimiento Toreto JSK.



5.3.1.2. Utilizando la EBM

Para un yacimiento bajosaturado, donde $R_p=R_s=R_{si}$, $B_{ti}=B_{oi}$ y $B_t=B_o$ y despreciando la producción de agua, la ecuación general de balance de materia puede ser expresada de la siguiente forma:

$$\frac{N_p}{N} = Fr = \left(\frac{B_{oi}}{B_o} \right) C_e \Delta p \dots 19$$

Utilizando la ecuación 19 podemos obtener el factor de recuperación que esperamos tener al final de la vida productiva del yacimiento, los resultados y parámetros utilizados para tal efecto se muestran en la Tabla 18.

Co	3.01E-05	psi ⁻¹
Cf	5.93E-06	psi ⁻¹
Cw	2.42E-06	psi ⁻¹
Ce	3.83E-05	psi ⁻¹
Boi	1.932	
Bob	2.512	
ΔP	12026.423	psi
FR	34.30	%

Tabla 18. Factor de recuperación mediante balance de materia.

Cabe mencionar que la compresibilidad del aceite fue obtenida mediante la siguiente expresión:

$$C_o = \frac{1}{V_{rel}} \left(\frac{\Delta V}{\Delta P} \right) \dots 20$$

Estos datos pertenecen a la prueba de expansión a composición constante (ECC) del yacimiento Toreto JSK y son los datos de presión y volumen relativo correspondiente, que suponemos podríamos tener al momento de cerrar el yacimiento.

Para los nuevos valores de reserva probada del yacimiento Toreto JSK, decidimos utilizar los valores del volumen original (OIIP) que obtuvimos mediante el método de balance de materia propuesto por Havlena & Odeh, ya que es una técnica considerada como confiable según los lineamientos establecidos por la PRMS, y que nos da un valor de 39.993 MMSTB, al cual le aplicamos un factor de recuperación del 34.3% que estimamos por balance de materia, con los cuales obtuvimos una nueva EUR y en este punto, podemos reclasificar los volúmenes, al menos para la reserva probada y los resultados se muestran en la Tabla 19:



OIIP [MMstb]	EUR [MMstb]	RRA [MMstb]	Np [MMstb]	Fr %
39.993	13.717599	2.024599	11.693	34.3
GIIP [MMscf]	EUR [MMscf]	RRG [MMscf]	Gp [MMscf]	Fr %
78579.926	28288.773	635.823	27652.951	36

Tabla 19. Nuevos volúmenes reportados para la reserva probada.

El factor de recuperación del gas difiere del factor de recuperación del aceite debido a que este es más sensible a cambios, producto de la acción de los mecanismos de empuje que se presenten en ese momento y otros factores petrofísicos, también depende de la composición del fluido, técnicas de producción, etc. En este caso los valores de RGA que presenta el histórico de producción han mostrado grandes variaciones y se espera mayor producción de gas, que la que se tenía contemplada al inicio de la estimación.

6. Análisis del Comportamiento de la Producción

La técnica de análisis del comportamiento de la producción del yacimiento, está recomendada para ser utilizada a partir de la etapa de declinación del yacimiento y hasta el final del ciclo de vida de este, y nos ayuda a predecir la EUR del proyecto extrapolando la tendencia de declinación que viene presentando el yacimiento mediante una expresión matemática hasta el límite económico.

6.1. Desarrollo del Área Probada

Para el área probada del yacimiento Toreto JSK, construimos un perfil de producción por pozo que modela el comportamiento histórico del yacimiento y realizamos un pronóstico mediante curvas de declinación para un mejor ajuste hasta alcanzar el límite técnico que refleje las cantidades de aceite y gas asociado que esperamos recuperar del yacimiento. Una vez realizada la evaluación económica, podemos determinar si el límite técnico es el correcto o debemos reducirlo para que los volúmenes sean económicamente rentables bajo el régimen fiscal en el cual evaluamos el proyecto.

Las tendencias en el comportamiento de producción pueden no ser atribuidas específicamente al yacimiento, pues también depende de las prácticas en el manejo de la producción utilizadas, cualquier cambio significativo en estas, podría fácilmente conducir a resultados erróneos. Por lo tanto, la confiabilidad de los perfiles de producción proyectados utilizando curvas de declinación, no sólo depende de la calidad y cantidad de los datos utilizados, sino también de la experiencia profesional del ingeniero y la administración integral del yacimiento.



Para el caso de estudio desarrollado en este escrito, utilizamos un modelo de declinación exponencial, pues ya establecimos que el yacimiento Toreto JSK es volumétrico y la entrada de agua es nula o insignificante, consideramos un medio altamente homogéneo y fracturado en el cual no se presentan cambios en el régimen de flujo, ya que estos están controlados por la energía propia del yacimiento, adicionalmente es de los pronósticos más reservados y utilizados en la industria petrolera mexicana (aproximadamente el 90% de los yacimientos desarrollados se rigen bajo este tipo de declinación) y los yacimientos análogos adyacentes manejan este tipo de declinación.

El factor de declinación depende del gasto, la presión promedio, las propiedades roca-fluido, la madurez y el manejo de la producción del yacimiento; para nuestro ejemplo de aplicación, tomamos en cuenta la declinación nominal que mejor ajusta a la última tendencia de declinación mostrada en cada pozo, mediante la expresión 21:

$$a = -\frac{\ln \frac{q_{ot}}{q_{oi}}}{t} \dots 21$$

Esta declinación y el gasto con el cual inician los pronósticos se ve modificada para cada pozo dentro de la categoría de reservas 1P. La declinación nominal (a_i), es relacionada directamente con la declinación efectiva inicial d_i y es una función de paso en lugar de una función continua entre dos gastos consecutivos expresada de la siguiente manera:

$$q_n = q_i e^{-ak} \dots 22$$

Dónde:

q_i = Gasto de aceite inicial [bpd]

q_n = Gasto de aceite en el tiempo [bpd]

a = Declinación nominal [tiempo⁻¹]

k = Cte; (t/12)

Como alternativa de explotación, y dado que el pozo 2 tiene baja productividad hemos decidido cerrarlo temporalmente y evitar la interferencia con los pozos 1 y 12, que como resultado de esta acción, disminuyen su declinación efectiva y aumentan su productividad, lo que nos permite alcanzar la reserva remanente técnica.

La Figura 97 muestra la gráfica del gasto de aceite vs tiempo, obtenida del histórico y pronóstico del producción perteneciente al pozo Toreto-1 de la reserva probada. Solo para dicho pozo, realizamos un pronóstico de producción que ejemplificara representativamente y adicional a la



declinación exponencial, la declinación hiperbólica y la armónica que podría presentarse bajo ciertos criterios de explotación o técnicas que prolonguen por más tiempo la energía del yacimiento o el pozo, cabe señalar que la hoja de trabajo de Excel en donde se realizaron los cálculos no la mostramos en el escrito debido a la cantidad de datos utilizados.

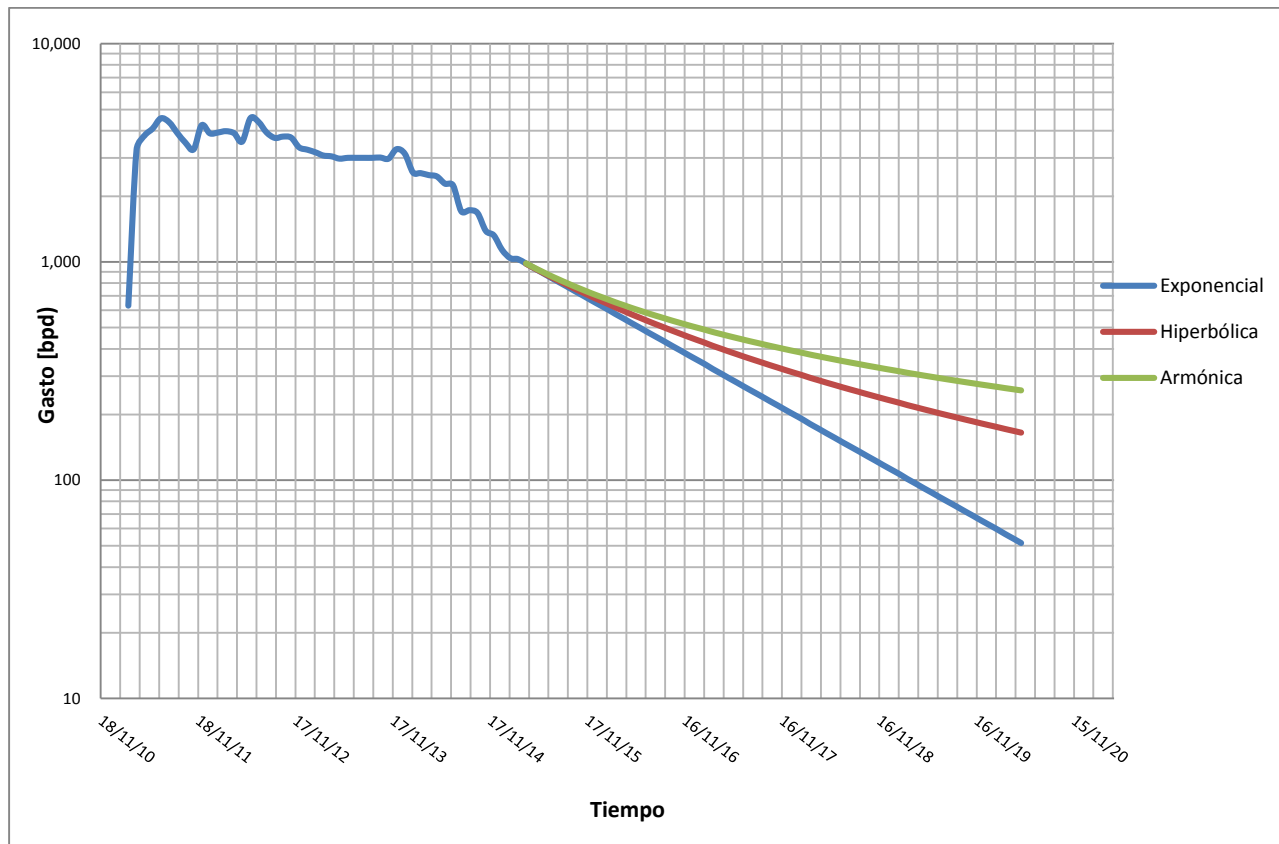


Figura 97. Gráfica representativa q_o vs t del pozo T-1.

La Figura 98 muestra un gráfico del gasto de aceite vs tiempo en escala semilogarítmica, que consolida en una sola grafica todos los pozos pertenecientes al área probada del yacimiento Toreto JSK, es decir, los históricos y pronósticos de la reserva probada desarrollada produciendo (PDP).

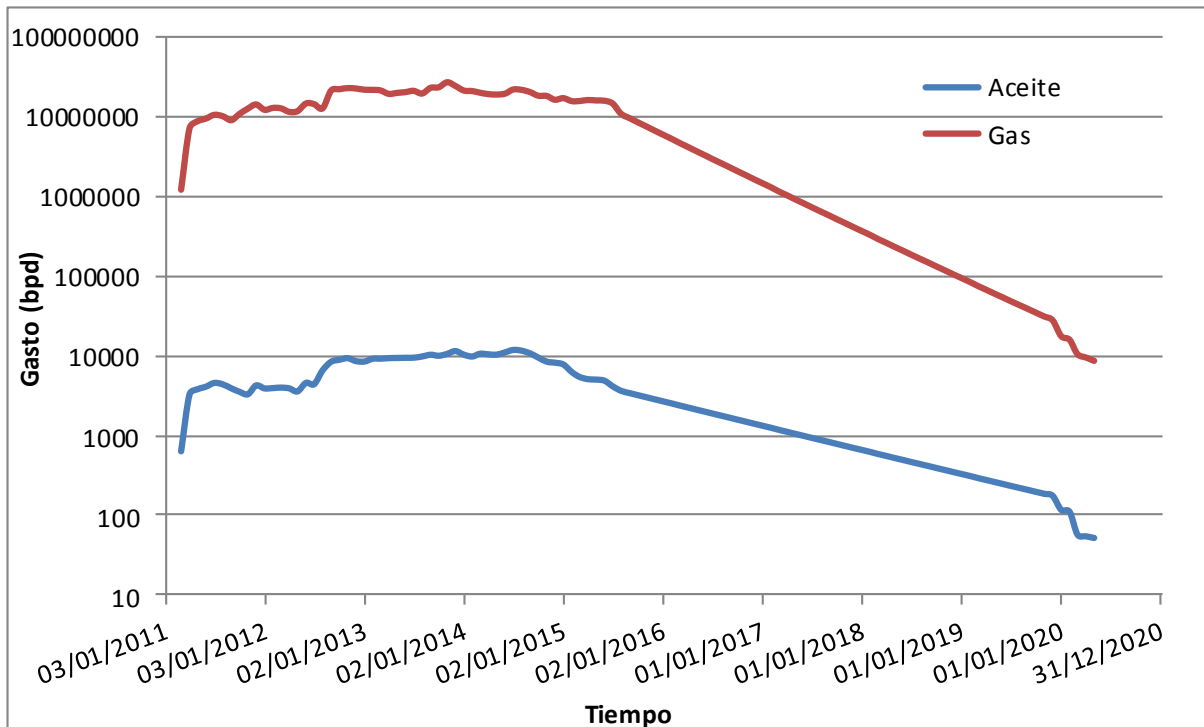


Figura 98. Gráfica q vs t de la reserva 1P.

6.2. Desarrollo del Área Probable y Posible

Como parte de la certificación de reservas, la U.S. SEC., solo considera el reporte de reservas probadas, aunque permite dentro de sus disposiciones opcionales, el reporte de reservas no probadas, es decir, probables y posibles. Para nuestro ejemplo de aplicación y después de realizar la estimación técnica, de reservas probadas y no probadas y de haber elaborado un proyecto de explotación, en el cual tenemos contemplada la perforación de pozos para el desarrollo del área probable y posible, hemos decidido desarrollar los perfiles de producción y evaluar económicamente estos volúmenes de hidrocarburos.

Para el proyecto de desarrollo, necesitamos conocer el número de pozos que pueden perforarse en el área establecida para extraer el volumen estimado de hidrocarburos recuperables y para tal efecto, consideramos que los pozos manejan flujo radial y en función del radio de drene, se calcula el área de drene para determinar aproximadamente, el número máximo de pozos que caben en una área determinada.

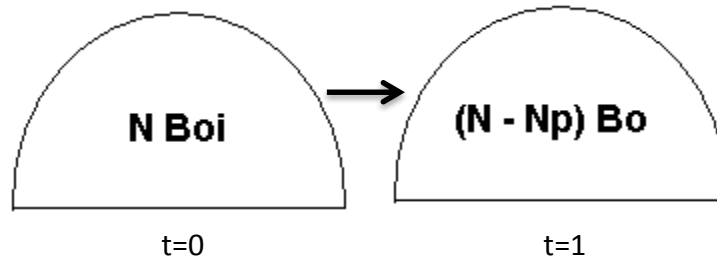
Para la aplicación de este método primero necesitamos obtener el radio de drene, mediante cualquier método y para esto realizamos el siguiente análisis⁹:



Si sabemos que el área de un círculo (flujo radial) es:

$$A = \pi r^2 \dots 23$$

Y teniendo condiciones iniciales en el yacimiento a un tiempo 0 y condiciones actuales en un tiempo 1, como se muestra en la imagen de abajo, llegamos a la expresión:



$$N = \frac{N_p B_o}{B_o - B_{oi}} \dots 24$$

Por otro lado, sabemos que el volumen original de aceite se puede determinar por la siguiente expresión:

$$N = \frac{A * h * \phi * (1 - S_w)}{B_{oi}} \dots 25$$

Iguualamos las expresiones 24 y 25, y despejamos el área:

$$A = \frac{N_p * B_o * B_{oi}}{h * \phi * (1 - S_w) * (B_o - B_{oi})} \dots 26$$

Sustituimos el área de la expresión 23 en la 26 y despejamos el radio para obtener la siguiente expresión con la cual podemos obtener el radio de drenaje radial.

$$R. d. = \sqrt{\frac{1}{6.289} * \frac{N_p * B_o * B_{oi}}{\pi * h * \phi * (1 - S_w) * (B_o - B_{oi})}} \dots 27$$

Dónde:

A= Área [m]

r= Radio del círculo [m]



N = Volumen original de aceite [stb]

N_p = Volumen acumulado de aceite [stb]

B_o = Factor de volumen del aceite [stb]

B_{oi} = Factor de volumen del aceite inicial

h = Espesor de la formación [m]

ϕ = Porosidad [fracción]

S_{wi} = Saturación de agua inicial [fracción]

R.d.= Radio de drene [m]

Para el curso actual del yacimiento Toreto JSK, consideramos los siguientes valores y mostramos el resultado aproximado del radio de drene, que obtuvimos utilizando la expresión 27, en la Tabla 20:

N_p	11693000	STB
B_o	1.970	vol/volstd
B_{oi}	1.932	vol/volstd
h	650	m
ϕ	0.06107	
S_w	0.2155	
r	550.1539	m

Tabla 20. Radio de drene estimado para el yacimiento Toreto.

Con este radio de drene calculamos el área de drene equivalente por pozo que es de 0.95 km² aproximadamente y estableciendo una relación entre las áreas asignadas para cada categoría de reservas y el radio de drene equivalente por pozo, realizamos una tabla que muestra los pozos que podrían ser perforados por área y los resultados son mostrados en la Tabla 21.

Reserva	Área [km ²]	No. de pozos	Pozos por área
Probada	6.17	6.49	6
Probable	2.9	3.05	3
Posible	13.98	14.7	14

Tabla 21. Número máximo de pozos por cada asignación de reservas.

Además de un cálculo aproximado del número máximo de pozos, es necesario tener conocimiento del área y de la ingeniería de yacimientos necesaria para ver si el número de pozos está dentro de lo que se considera físicamente correcto.



Se contempla la entrada de los tres pozos de la reserva probable en abril de 2016 y posteriormente la entrada de tres pozos de la reserva posible cada tres meses hasta completar los catorce pozos que se tienen contemplados. En la Figura 99 se muestra el calendario de actividades que se tiene contemplado para estas zonas.

Calendario de Actividades												
Año	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2015							Plan de Desarrollo					
2016	2P-1				3P-1		3P-4			3P-7		
	2P-2				3P-2		3P-5			3P-8		
	2P-3				3P-3		3P-6			3P-9		
2017	3P-10				3P-13							
	3P-11				3P-14							
	3P-12											

Figura 99. Calendario de actividades.

Para el área que comprende cada asignación de reservas del campo Toreto, además de los 6 pozos ya perforados dentro del área probada, en la Figura 100, se ilustra la distribución que se ha planeado para la perforación de los pozos y los ductos necesarios dentro del área probable y posible que conducirán la producción, los cuales llegan a las baterías de almacenamiento de los proyectos análogos ya desarrollados.

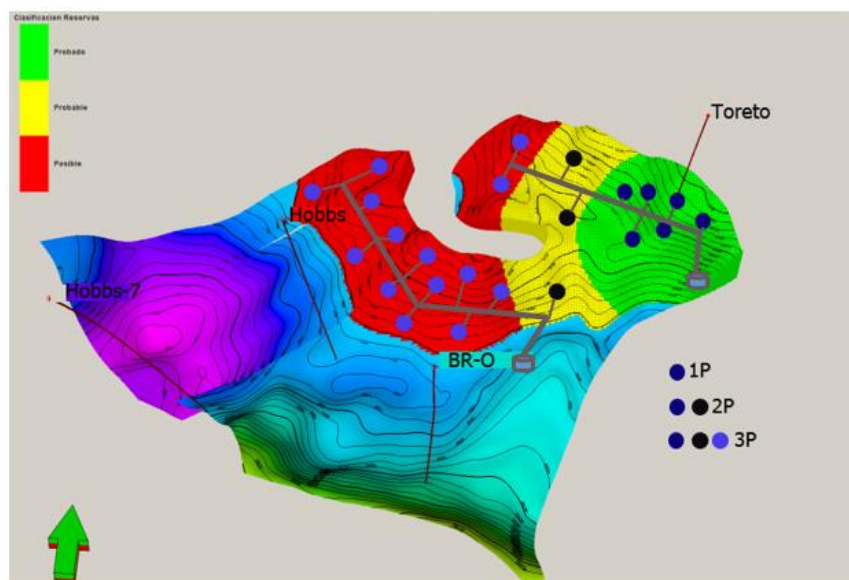


Figura 100. Distribución de pozos en cada asignación de reservas del campo Toreto.

En la Tabla 22 se muestra, para las áreas asignadas como reserva probable y posible, el volumen de PIIP que obtuvimos mediante el método volumétrico y el factor de recuperación que esperamos alcanzar en el campo Toreto. El volumen de hidrocarburos recuperable para cada categoría se divide entre el número máximo de pozos que en cierto momento pueden llegar a perforarse en la zona, suponiendo que todos van a producir el mismo volumen.



Reserva	OIIP [MMstb]	Fr %	EUR [MMstb]	Volumen recuperable por pozo [MMstb]
Probable	32.506	34%	11.149	3.716
Posible	106.224	34%	36.435	2.602
Reserva	GIIP [MMMscf]	Fr %	EUR [MMMscf]	Volumen recuperable por pozo [MMMscf]
Probable	63.868	34%	21.907	7.302
Posible	208.714	34%	71.589	5.114

Tabla 22. Volúmenes recuperables por pozo para la reserva probable y posible.

Para los tres pozos de la reserva probable, utilizamos una declinación exponencial para construir los pronósticos de producción para cada pozo, con un gasto inicial de 4000 bpd, esto debido a que es el promedio de gastos iniciales de los pozos actualmente productores del campo Toreto y una declinación efectiva anual del 33% pues se ha planeado una mejor distribución entre los pozos para evitar interferencia entre estos y su pronóstico se extiende hasta alcanzar un gasto de 50 bpd.

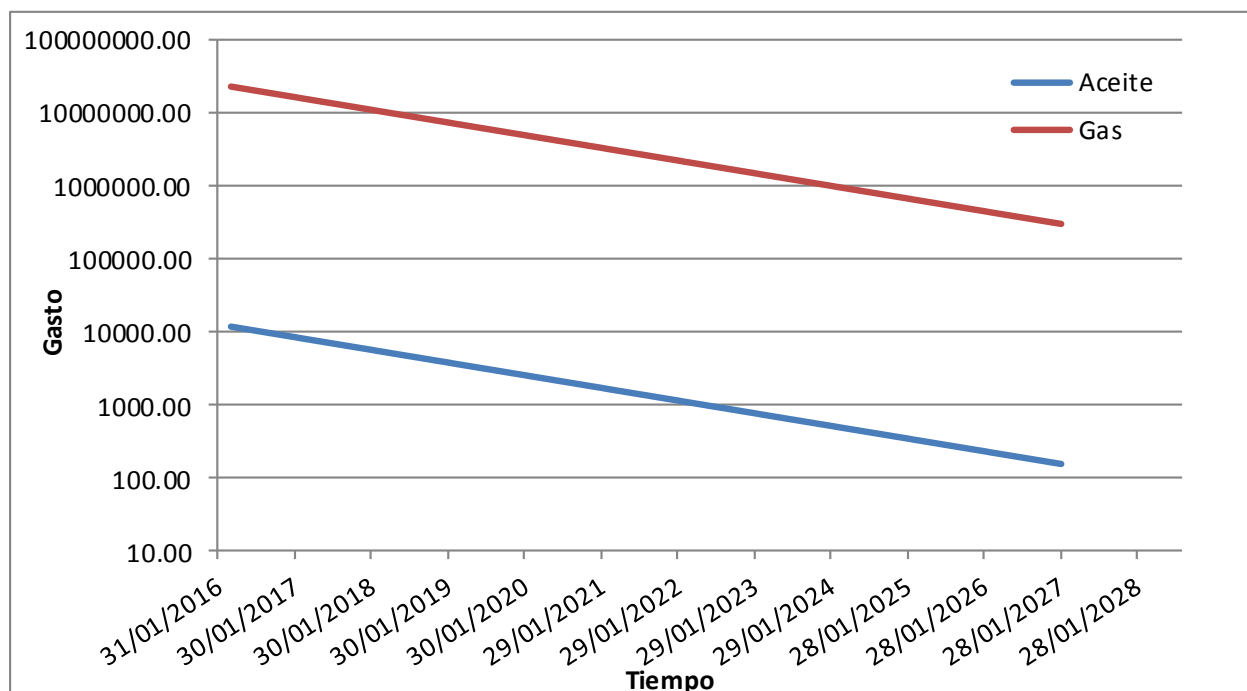


Figura 101. Gráfica q vs t de la reserva 2P.



En la Figura 101, se muestra una gráfica que consolida el gasto en el tiempo de los pozos que conforman la reserva probable para aceite en barriles por mes y en pies cúbicos por mes para el gas.

Para la reserva posible y como se mencionó anteriormente, se tiene contemplada la entrada a producción cada tres meses de tres pozos, por lo que se toma como referencia el gasto de producción del primer pozo de la reserva probable en la fecha en la cual entraran a producción los pozos correspondientes de la reserva posible y se sigue conservando una declinación exponencial y la misma tasa de declinación anual efectiva de 33%, hasta alcanzar un gasto de 50 bpd.

En la Figura 102 se muestra el gráfico, que consolida las producciones por mes de todos los pozos en operación de la reserva posible desde el inicio de su producción y hasta que dichos pozos alcancen un límite establecido en 50 bpd.

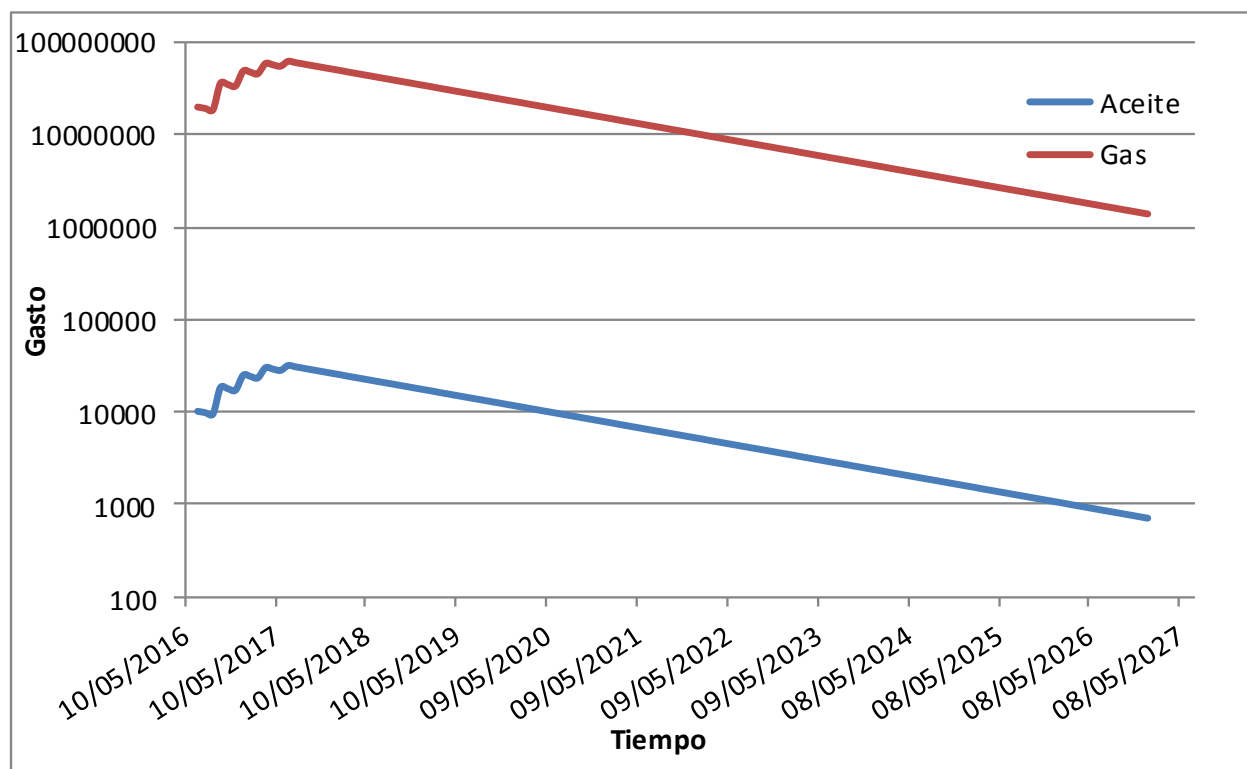


Figura 102. Gráfica q vs t de la reserva 3P.

En las Figuras 103 y 104, se muestran los escenarios para las reservas 1P, 2P y 3P de aceite y gas del yacimiento Toreto JSK, los cuales representan la producción acumulada de las tres categorías de reservas en una misma gráfica.

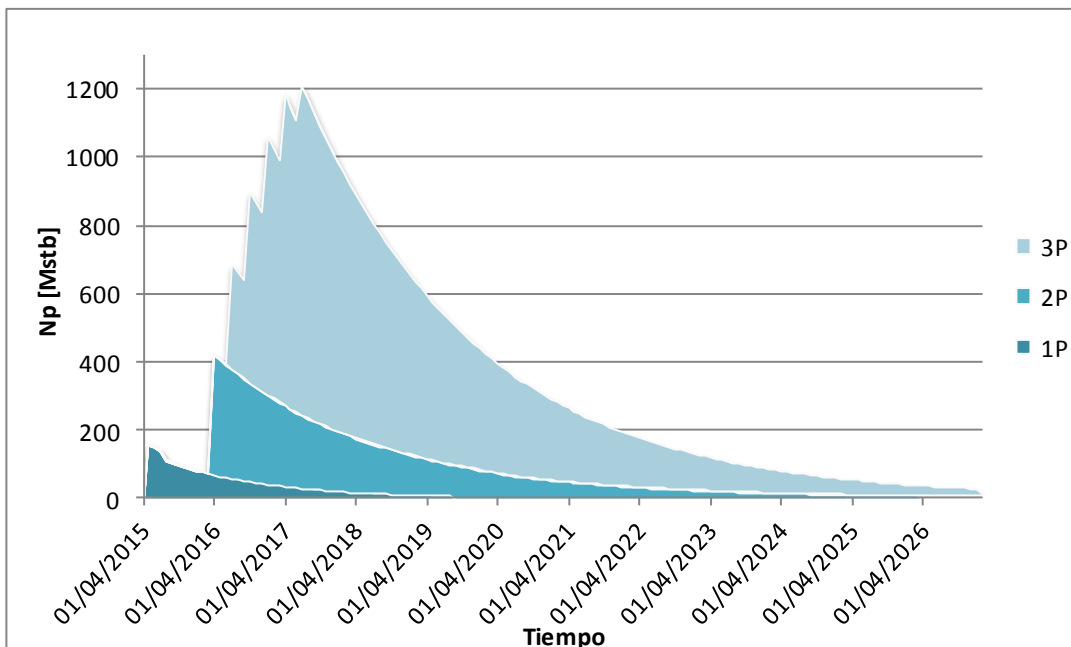


Figura 103. Escenarios de reservas 1P, 2P y 3P para el aceite.

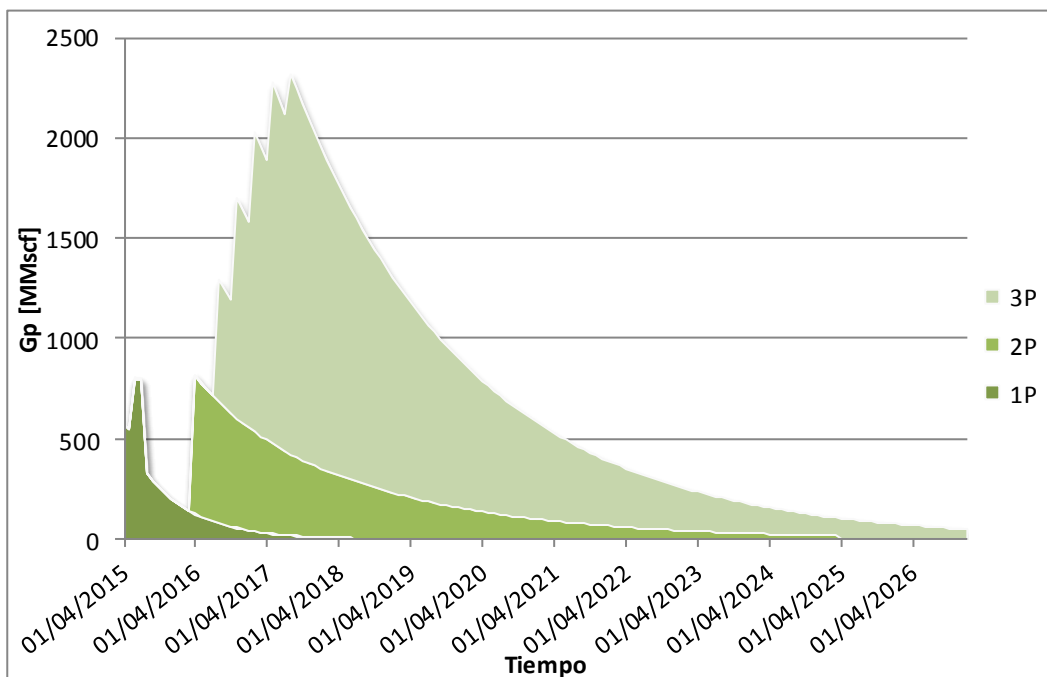


Figura 104. Escenarios de reservas 1P, 2P y 3P para el gas.

Por último en la Tabla 23, se muestra la comparación del OIIP y el volumen de hidrocarburos recuperables (EUR) para cada categoría de reservas, que se obtiene utilizando los métodos



desarrollados anteriormente, los cuales son utilizados en cierto punto de la vida productiva del yacimiento, en base a la cantidad y calidad de información disponible.

Observamos a lo largo del ejemplo de aplicación, que para el yacimiento Toreto JSK, el volumen de reservas de hidrocarburos disminuye y el factor de recuperación aumenta mediante el uso de mejores aproximaciones y que dichos volúmenes serán sometidos a una evaluación económica, para cumplir con las condiciones de la clasificación de reservas.

Cabe mencionar que el método de análisis del comportamiento de la producción, no calcula volúmenes originales de hidrocarburos y que el OIIP que mostramos en la Tabla 23, para la reserva probada es el obtenido por el método de Havlena & Odeh, y para la reserva probable y posible, al no contar con datos de presión-producción de dicha área el volumen original fue tomado del método volumétrico; no consideramos los resultados obtenidos por el método de Maximino Meza y además el factor de recuperación que usamos para obtener la EUR fue el obtenido por correlaciones y analogías y es del 27% para el método volumétrico y es de 34.3% para las tres categorías en el método de balance de materia y en el comportamiento de la producción y este fue obtenido por la ecuación de balance de materia.

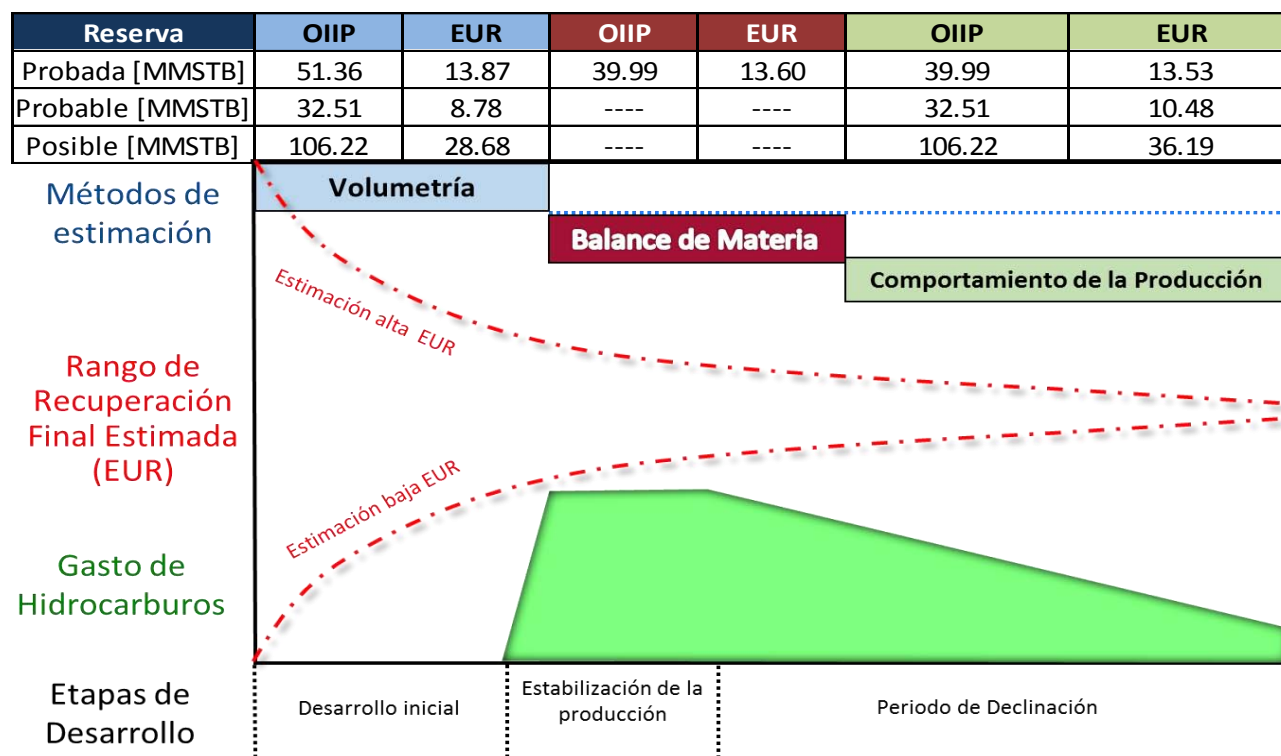


Tabla 23. Tabla comparativa de OIIP y EUR obtenida para cada categoría de reservas para el campo Toreto.



Los volúmenes obtenidos, aún deben ser evaluados económicamente para ser clasificados como reservas, a continuación mostramos dichas evaluaciones y veremos el impacto que tiene la evaluación económica, aplicando diferentes regímenes fiscales.

7. Evaluación Económica de los Volúmenes de Hidrocarburos Técnicamente Recuperables

Los volúmenes de hidrocarburos que se estima serán recuperados, se apegan a metodologías y lineamientos para realizar evaluaciones económicas y ser clasificados como reservas. Tomando en cuenta esto, a continuación mostramos la evaluación realizada a los volúmenes de hidrocarburos que se encuentran remanentes en el yacimiento y que cuantificamos mediante el análisis del comportamiento de la producción.

Para tal efecto, utilizamos el software Merak Peep (Petroleum Economic Evaluation Program) y Merak FML (Fiscal Model Library), los cuales permiten utilizar un conjunto de más de 200 modelos económicos de regímenes fiscales y contratos de la industria petrolera internacional. Entre los cuales se tienen, al momento del desarrollo del ejemplo de aplicación, dos modelos de regímenes fiscales aplicables en México; el primero fue aplicado a los contratos de las licitaciones 1 y 2 de la Ronda 1 (R1L01 y R1L02) y es el de Producción Compartida (México PSC 2014-Production Sharing Contract) y el segundo fue aplicado a los contratos de la licitación 3 de la Ronda 1 (R1L03), el cual es el de Licencias (México R/T 2014-Royalty/Tax). Las características de los modelos fiscales, pueden ser revisadas en el **ANEXO B**.

Estos modelos fueron seleccionados considerando que el campo evaluado se encuentra dentro del territorio mexicano y bajo la consideración de que pudiera ser desarrollado bajo alguno de estos dos regímenes, en una licitación futura, y que por lo tanto es importante conocer las diferencias de los resultados que se obtendrían en cada uno de estos dos esquemas.

Dentro de las consideraciones hechas para el caso de estudio y apegándonos a las disposiciones de la U.S. SEC., recopilamos los precios mensuales de aceite y gas, de enero a diciembre de 2015 publicados por la U.S. Energy Information Administration, y el promedio aritmético de los doce meses consultados se muestran en la Tabla 24, estos precios son los que utilizamos para el desarrollo de la evaluación económica.



Fecha	Precio promedio del gas por mes [USD/MMBTU]	Precio promedio de la mezcla mexicana (USD/Bbl)
2015-01	2.9	41.7
2015-02	2.8	47.3
2015-03	2.7	47.4
2015-04	2.6	50.7
2015-05	2.9	54.1
2015-06	2.8	53.9
2015-07	2.1	46.6
2015-08	2.8	39.7
2015-09	2.6	37.9
2015-10	2.4	39.7
2015-11	2.3	35.6
2015-12	2.0	29.7
Promedio	2.57	43.68

Tabla 24. Precio promedio de los últimos doce meses del aceite y gas mexicano

Para el desarrollo de nuestro ejemplo de aplicación hemos considerado ciertas premisas económicas en lo que respecta a gastos de operación y gastos de inversión no capitalizable los cuales corresponden específicamente al campo en desarrollo; debido a que ya se cuenta con infraestructura desarrollada en campos cercanos, la inversión y los costos relacionados al transporte, acondicionamiento y almacenamiento de los hidrocarburos disminuyen.

Para la evaluación de sus diferentes volúmenes de hidrocarburos correspondientes a las áreas probada, probable y posible del campo Toreto JSK, consideramos las siguientes premisas económicas:

- Precio por barril de aceite producido: 43.68 USD
- Precio del gas seco por MMBTU: 2.57 USD

Consideramos que un pie cubico de gas seco es equivalente a 1200 BTU.

❖ Gastos Operativos (OPEX)

- Gasto de operación variable por bpce producido por pozo: 4.12 USD
- Gasto de operación fijo por año por año: 9.524 MMUSD

❖ Gastos de Capital (CAPEX)

- Costo por pozo (perforación y terminación): 18.616 MMUSD
- Costo promedio por km de ducto: 5.7 MMUSD
- Costo de reparación menor por pozo: 500 MUSD



En los modelos económicos utilizados en Peep se cargó la información para PSC y R/T de:

- Precio de venta de los hidrocarburos
- Producción de los hidrocarburos
- Gastos de operación (fijos y variables)
- Gastos de capital

Para el modelo económico del régimen de producción compartida (PSC) se definió un porcentaje de participación del Estado de 20%.

Y para el modelo económico del régimen de licencias (R/T) se definió una regalía adicional de 20%.

La inversión que se carga es un vector de inversión y este está relacionado con las actividades de desarrollo de campos.

El gasto de operación va acorde a la actividad realizada en el campo (plan de actividades).

Para el desarrollo de la evaluación económica intervienen diferentes variables, las cuales determinan si los volúmenes de hidrocarburos pueden ser extraídos de forma rentable o comercial y así ser clasificados como reservas. Dentro de estas variables se encuentran los ingresos estimados de venta, calculados del producto de un volumen de hidrocarburos que se espera recuperar y vender y el precio de venta definido para cada hidrocarburo, y los egresos estimados, dentro de los cuales se encuentran los gastos de operación y los gastos de inversión.

Una vez que tenemos ambas variables podemos determinar el flujo de efectivo mediante la expresión 28 y si el flujo de efectivo es positivo los volúmenes pueden ser considerados como reservas.

$$\text{Flujo de efectivo} = \text{Ingresos} - \text{Egresos} \dots 28$$

Para propósitos del caso de estudio desarrollado, todos los volúmenes reportados, corresponden a aceite y gas natural, es decir, no se toman en cuenta para el reporte, otros volúmenes como: condensados, líquidos de planta, agua ni sustancias no hidrocarburos.

Adicionalmente y para conocer si el proyecto será capaz de generar ganancias para la compañía, obtenemos algunos indicadores económicos, los cuales permiten evaluar el comportamiento del flujo de efectivo a lo largo del tiempo.



Para obtener el flujo de efectivo y los indicadores económicos correspondientes a cada categoría de volúmenes de hidrocarburos recuperables, evaluamos económicamente utilizando los regímenes fiscales mencionados anteriormente, y los resultados obtenidos los presentamos a continuación.

7.1. Evaluación Económica Bajo el Régimen Fiscal de México PSC 2014

En base a las características del régimen fiscal utilizado, los volúmenes de hidrocarburos recibidos por la operadora son resultado de su contraprestación correspondiente en especie y el complemento de estos volúmenes pertenece al Estado mexicano, por lo que la suma de los volúmenes recibidos por la compañía operadora y por el Estado da como resultado el volumen total de hidrocarburos del proyecto.

Recordando que, en la legislación del Estado mexicano, los hidrocarburos en el subsuelo son propiedad de la Nación, pero las compañías solo podrá reportar los volúmenes que le corresponden para efectos contables y financieros, de acuerdo al régimen fiscal aplicado.

Las Tablas 25, 26 y 27 muestran el volumen total del proyecto de aceite, gas y petróleo crudo equivalente respectivamente, en las cuales se puede observar el volumen correspondiente del proyecto, que puede reconocer tanto la compañía como el Estado y de esta manera obtener un ingreso en relación al volumen correspondiente, adicionalmente se muestra para cada tabla el porcentaje del total que recibe el Estado y la compañía.

Reserva	Aceite del Proyecto [Mstb]	Aceite de la Compañía [Mstb]	Aceite del Estado [Mstb]	Aceite Compañía [%]	Aceite Estado [%]
Probada	1,926	805	1,121	41.80	58.20
Probable	10,627	3,213	7,414	30.23	69.77
Posible	36,194	11,656	24,538	32.20	67.80
1P	1,926	805	1,121	41.80	58.20
2P	12,553	3,398	9,155	27.07	72.93
3P	48,747	13,926	34,821	28.57	71.43

Tabla 25. Volumen total de aceite del proyecto.

En las Figuras 105, 106 podemos observar gráficamente el volumen total del proyecto de aceite para las categorías de reservas probada, probable, posible (escenarios) y de manera incremental para 1P, 2P y 3P, estos volúmenes son con los que se realiza la evaluación económica.

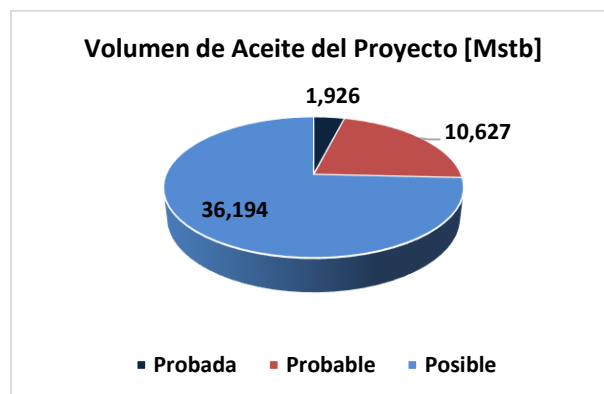


Figura 105. Volumen de aceite del proyecto (escenarios).

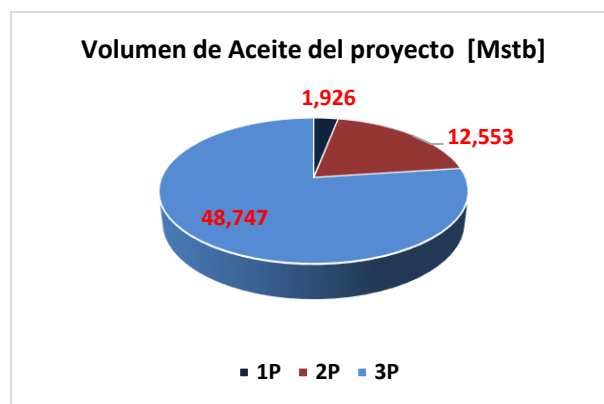


Figura 106. Volumen de aceite del proyecto (incremental).

Reserva	Gas del Proyecto [MMscf]	Gas de la Compañía [MMscf]	Gas del Estado [MMscf]	Gas Compañía [%]	Gas Estado [%]
Probada	3,134	1,362	1,772	43.46	56.54
Probable	20,880	6,502	14,378	31.14	68.86
Posible	71,116	23,587	47,529	33.17	66.83
1P	3,134	1,362	1,772	43.46	56.54
2P	24,015	6,757	17,258	28.14	71.86
3P	95,130	27,669	67,461	29.09	70.91

Tabla 26. Volumen total de gas del proyecto.

En las Figuras 107 y 108 podemos observar gráficamente el volumen total del proyecto de gas para las categorías de reservas probada, probable, posible (escenarios) y de manera incremental para 1P, 2P y 3P, estos volúmenes son con los que se realiza la evaluación económica.

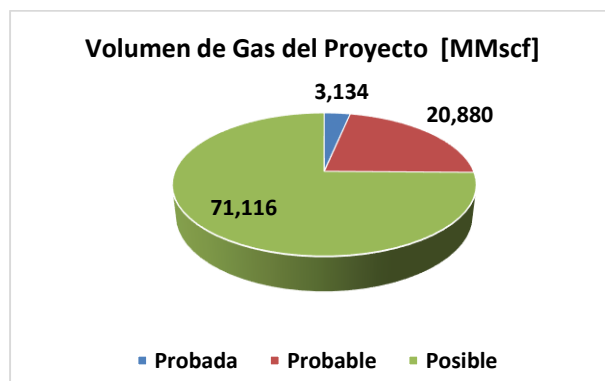


Figura 107. Volumen de gas del proyecto (escenarios).

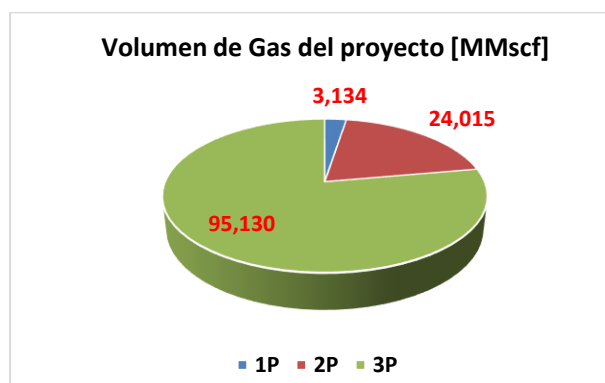


Figura 108. Volumen de gas del proyecto (incremental).

Reserva	PCE del Proyecto [Mstb]	PCE de la Compañía [Mstb]	PCE del Estado [Mstb]	PCE Compañía [%]	PCE Estado [%]
Probada	2,689	1,136	1,552	42.27	57.73
Probable	15,708	4,795	10,913	30.53	69.47
Posible	53,500	17,396	36,104	32.52	67.48
1P	2,689	1,136	1,552	42.27	57.73
2P	18,397	5,042	13,355	27.41	72.59
3P	71,897	20,659	51,238	28.73	71.27

Tabla 27. Volumen total de PCE del proyecto.

Una vez que se define el porcentaje que le corresponde a cada parte involucrada podemos observar que en este tipo de contrato, el Estado se sitúa de mejor manera respecto a la compañía, en relación al volumen de aceite y gas que puede reconocer, la Figura 109 representan el porcentaje del volumen que le corresponde tanto a la compañía como al Estado respectivamente de cada categoría de reservas 1P, 2P y 3P, expresado en petróleo crudo equivalente.

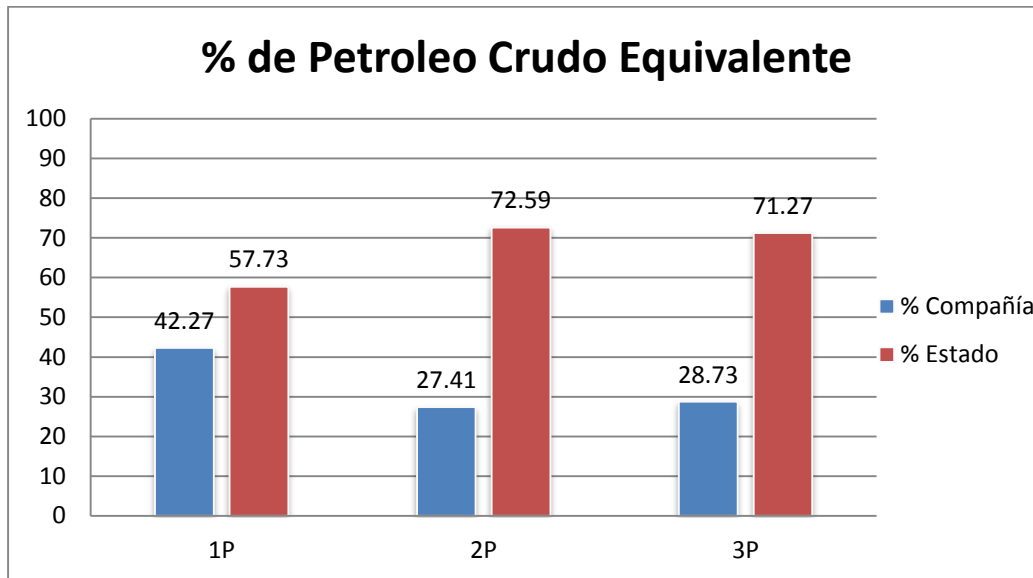


Figura 109. Porcentaje del volumen de PCE(compañía y Estado).

En la Tabla 28, se observa la rentabilidad del proyecto para ambas partes, a través del análisis de indicadores económicos, tales como el VPN después de impuestos al 0% (sin descontar) y al 10% (descontado con una tasa de descuento anual del 10%), las inversiones y los costos de operación y la participación de cada una de las partes involucradas, estos indicadores nos permiten determinar la garantía de éxito o posible fracaso del proyecto.

Reserva	VPN del Estado (0%) [MUSD]	VPN de la Compañía (0%) [MUSD]	VPN del Estado (10%) [MUSD]	VPN de la Compañía (10%) [MUSD]
Probada	67,736	20,949	55,246	16,968
Probable	364,781	29,897	243,022	18,045
Posible	1,204,516	98,990	749,953	50,547
1P	67,736	20,949	55,246	16,968
2P	447,337	28,538	309,600	17,939
3P	1,677,733	87,606	1,079,068	38,331

Reserva	Costos de Operación Totales [MUSD]	Inversiones Totales [MUSD]	Government Take %	Contractor Take %
Probada	7,982	3,000	74.21	25.79
Probable	43,870	91,488	92.19	7.82
Posible	149,164	353,053	92.15	7.85
1P	7,982	3,000	74.21	25.79
2P	51,861	94,488	93.85	6.15
3P	201,025	447,541	94.93	5.08

Tabla 28. Rentabilidad del proyecto evaluado bajo el modelo económico del régimen PSC 2014.



Los resultados del VPN al 10% después de impuestos los representamos en la Figura 110, para las categorías de reservas 1P, 2P y 3P tanto para el Estado como para la compañía, y podemos observar que después de obtener el flujo de efectivo, resulta un VPN favorable para ambas partes, en este tipo de contrato resulta más favorable para el Estado, pero un VPN mayor a uno se considera que el proyecto es rentable para la compañía, y ambas partes son beneficiadas en este indicador económico.

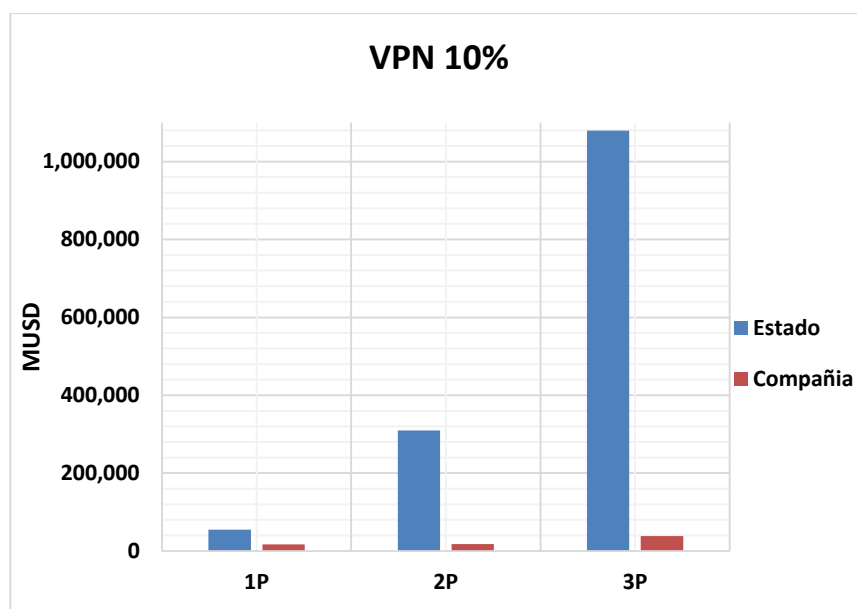


Figura 110. VPN al 10 % PSC.

Por último, en la Figura 111 se muestra el Government Take y el Contractor Take, en donde la participación del Estado no sólo es en especie, es decir, no sólo recibe una parte del volumen de los hidrocarburos producidos, con su ingreso asociado correspondiente, sino que también recibe el pago de regalías, rentas e impuestos por parte del operador, para las reservas 1P, 2P y 3P, lo que resulta, en este caso, en un porcentaje mayor para el Estado que para la compañía.

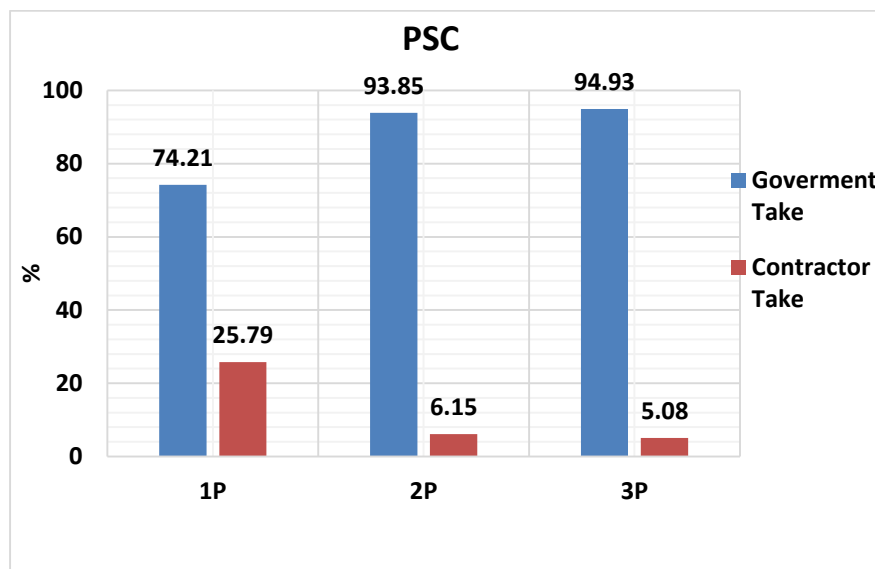


Figura 111. Porcentajes de Government take y Contractor take para las reservas 1P, 2P y 3P evaluadas con el modelo económico de Producción compartida (PSC).

7.2. Evaluación Económica Bajo el Régimen Fiscal de México R/T 2014

Como parte adicional a los objetivos de la tesis decidimos evaluar económicamente el proyecto bajo el régimen fiscal de licencias (R/T), con la finalidad de comparar los regímenes fiscales que se han implementado en las pasadas rondas de licitación en el Estado mexicano y comparar la rentabilidad que presenta el proyecto evaluado bajo estos dos modelos fiscales, además de los volúmenes de reservas que puede reconocer la compañía.

Las Tablas 29, 30 y 31 muestran datos del volumen total de aceite, gas y petróleo crudo equivalente del proyecto, de este volumen se puede observar cual le corresponde al Estado y cual a la compañía, en las diferentes categorías de reservas.

Para el régimen de R/T, la compañía puede reconocer mayor volumen de aceite, gas y petróleo crudo equivalente del proyecto en comparación con el modelo de producción compartida analizado arriba. Esto debido a que en el régimen de licencias la compañía tiene derecho o propiedad sobre los hidrocarburos producidos mientras que en el de producción compartida no tiene dicha propiedad sobre los hidrocarburos producidos sino que recibe un pago en especie por parte del gobierno. En las tablas se observa también los volúmenes de hidrocarburos correspondientes al Estado y esto se debe a que el modelo económico de R/T utilizado en Merak Peep considera el pago de ciertas regalías en especie por parte del operador al Estado.



Reserva	Aceite del Proyecto [Mstb]	Aceite de la Compañía [Mstb]	Aceite del Estado [Mstb]	Aceite Compañía [%]	Aceite Estado [%]
Probada	1,926	1,397	530	72.53	27.52
Probable	10,627	7,705	2,922	72.50	27.50
Posible	36,194	20,992	15,202	58.00	42.00
1P	1,926	1,397	530	72.53	27.52
2P	12,553	9,101	3,452	72.50	27.50
3P	48,747	35,224	13,523	72.26	27.74

Tabla 29. Volumen total de aceite del proyecto.

En las Figuras 112 y 113 observamos de manera gráfica, el volumen total de aceite del proyecto analizado desde el punto de vista de una aproximación incremental y de escenarios. El cuál es el mismo que para PSC pues el volumen de hidrocarburos no cambia.

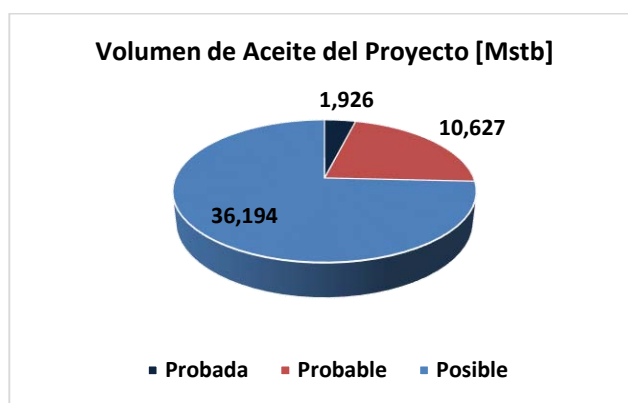


Figura 112. Volumen de aceite del proyecto (escenarios).

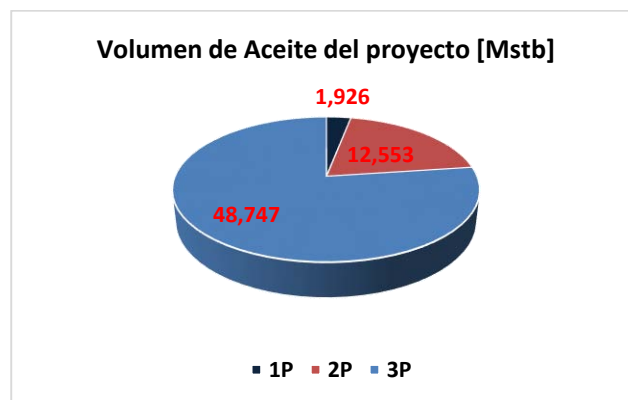


Figura 113. Volumen de aceite del proyecto (incremental).



Reserva	Gas del Proyecto [MMscf]	Gas de la Compañía [MMscf]	Gas del Estado [MMscf]	Gas Compañía [%]	Gas Estado [%]
Probada	3,134.00	2,426.00	709.00	77.41	22.62
Probable	20,880.00	16,155.00	4,726.00	77.37	22.63
Posible	71,116.00	44,012.00	27,103.00	61.89	38.11
1P	3,134.00	2,426.00	709.00	77.41	22.62
2P	24,015.00	18,581.00	5,434.00	77.37	22.63
3P	95,130.00	73,596.00	21,535.00	77.36	22.64

Tabla 30. Volumen total de gas del proyecto.

En las Figuras 114 y 115 observamos de manera análoga al aceite, la gráfica el volumen total de gas del proyecto, analizado desde el punto de vista de una aproximación incremental y de escenarios y no esta demás mencionar nuevamente que es el mismo volumen de hidrocarburos que para PSC pues este no cambia.

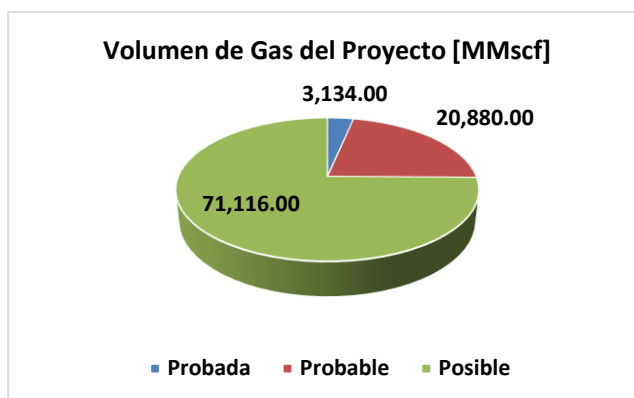


Figura 114. Volumen de gas del proyecto (escenarios).

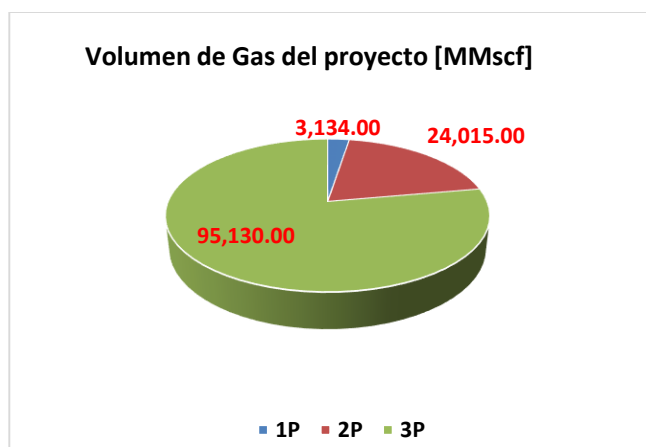


Figura 115. Volumen de gas del proyecto (incremental).



Reserva	PCE del Proyecto [Mbls]	PCE de la Compañía [Mbls]	PCE del Estado [Mbls]	PCE Compañía [%]	PCE Estado [%]
Probada	2,689	1,987	703	73.92	26.13
Probable	15,708	11,636	4,072	74.08	25.92
Posible	53,500	31,702	21,798	59.26	40.74
1P	2,689	1,987	703	73.92	26.13
2P	18,397	13,623	4,774	74.05	25.95
3P	71,897	53,134	18,764	73.90	26.10

Tabla 31. Volumen total de PCE del proyecto.

En la Figura 116 podemos apreciar el porcentaje del volumen total, de petróleo crudo equivalente que puede reconocer cada parte contractual en relación a las categorías de reservas 1P, 2P y 3P en las cuales podemos observar que para el modelo fiscal R/T, la compañía reconoce dentro de sus estados financieros, un mayor volumen de reservas.

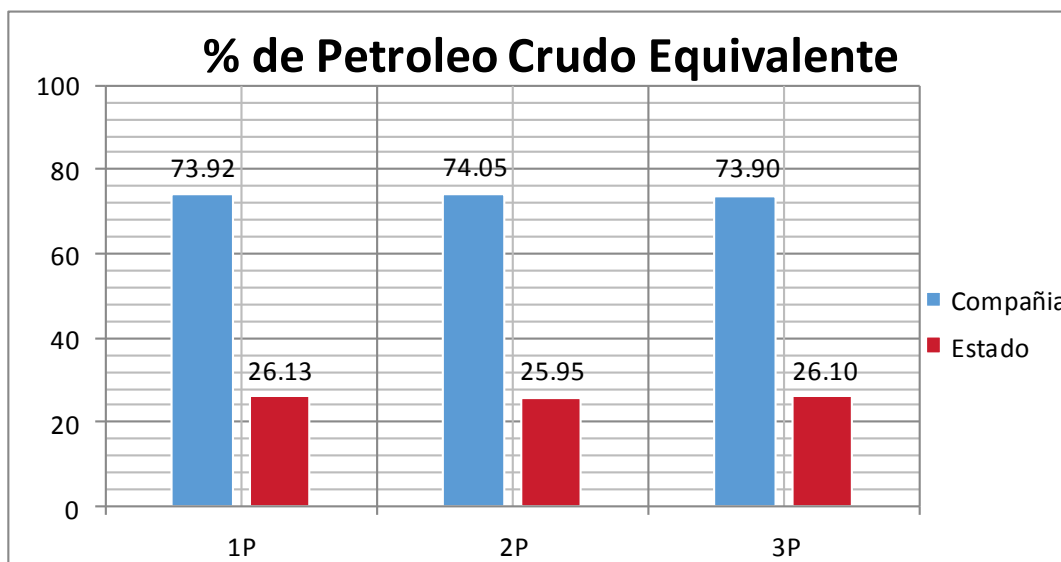


Figura 116. Porcentaje del volumen de PCE (compañía y Estado).

En la Tabla 32 podemos observar la rentabilidad del proyecto bajo los términos y condiciones del modelo fiscal de licencias, adicionalmente observamos el VPN después de impuestos con una tasa de descuento del 0% y 10%, el porcentaje de participación en los volúmenes de reservas para la compañía y el Estado en sus categorías probada, probable, posible y las incrementales 1P, 2P y 3P.



Reserva	VPN del Estado (0%) [MUSD]	VPN de la Compañía (0%) [MUSD]	VPN del Estado (10%) [MUSD]	VPN de la Compañía (10%) [MUSD]
Probada	41,705	39,511	34,060	32,077
Probable	213,011	169,477	146,446	106,246
Posible	718,355	438,363	524,187	250,293
1P	41,705	39,511	34,060	32,077
2P	254,687	209,008	180,471	138,353
3P	977,902	753,489	647,128	753,489

Reserva	Costos de Operación	Inversiones Totales [MUSD]	Government Take %	Contractor Take %
Probada	7,982	3,000	51.35	48.65
Probable	43,870	91,488	55.69	44.31
Posible	149,164	353,053	56.08	43.92
1P	7,982	3,000	51.35	48.65
2P	51,861	94,488	54.93	45.07
3P	201,025	447,541	55.89	44.11

Tabla 32. Rentabilidad del proyecto evaluado bajo el modelo económico del régimen R/T 2014.

La Figura 117 corresponde al VPN (10%), en la cual podemos observar que bajo las condiciones de este modelo fiscal no difiere en mucho el benéfico de ambas partes, sin embargo la compañía tiene un mejor VPN para la 3P comparado con el del Estado, lo que hace del proyecto, un proyecto rentable para las partes contractuales.

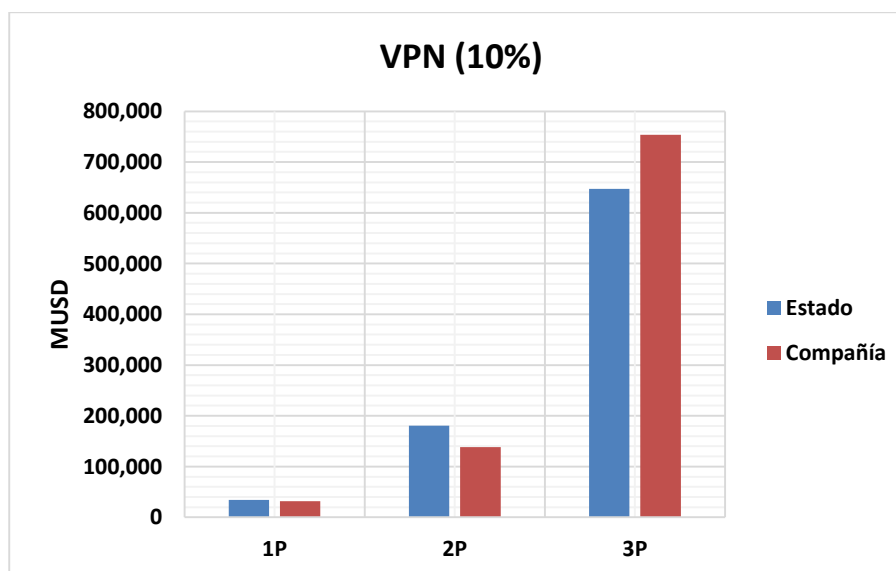


Figura 117. VPN 10% R/T.



Finalmente mostramos en la Figura 118 del porcentaje del Government take y del Contractor take, es necesario señalar que el porcentaje del Government take, incluye el pago de bonos, regalías e impuestos, este es absorbido por la compañía y es el correspondiente a las reservas 1P, 2P y 3P.

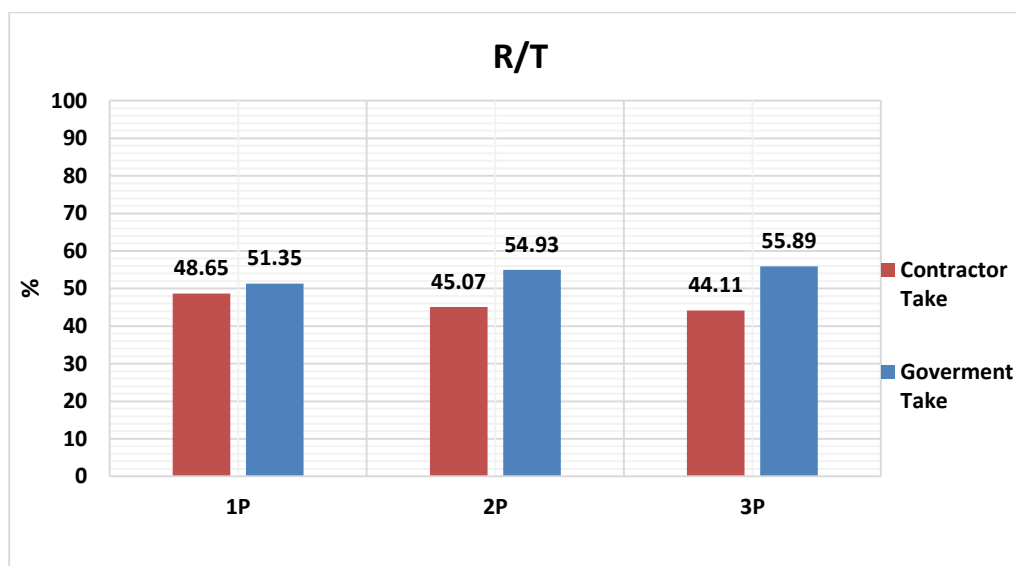


Figura 118. Porcentajes de Government take y Contractor take para las reservas 1P, 2P y 3P evaluadas con el modelo económico de Licencias (R/T).

Para remarcar los resultados de la evaluación económica, se realizaron gráficos comparativos de los resultados obtenidos en ambos regímenes fiscales (PSC y RT).

Podemos observar en la Figura 119, el volumen total del aceite que corresponde a las reservas 1P, 2P y 3P que puede reconocer la compañía bajo los dos tipos de contratos; la compañía obtiene un mayor beneficio en el régimen de R/T y si lo que buscamos como compañía es incrementar nuestros volúmenes de hidrocarburos, podríamos inclinarnos a este tipo de régimen fiscal.

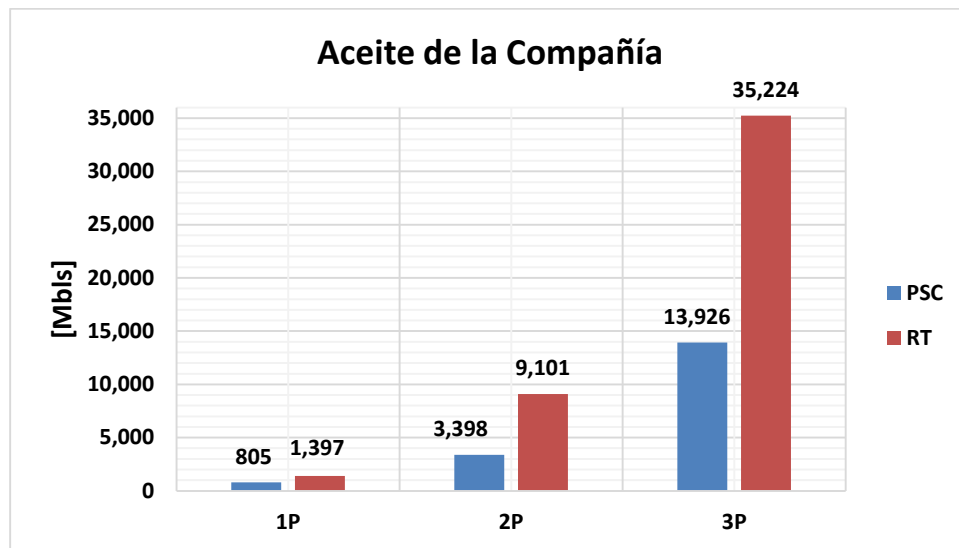


Figura 119. Total de volumen de reservas para la compañía.

La Figura 120, muestra el VPN para el Estado, y lo que pudimos observar es que, en este indicador económico el VPN mayor bajo el régimen de PSC.

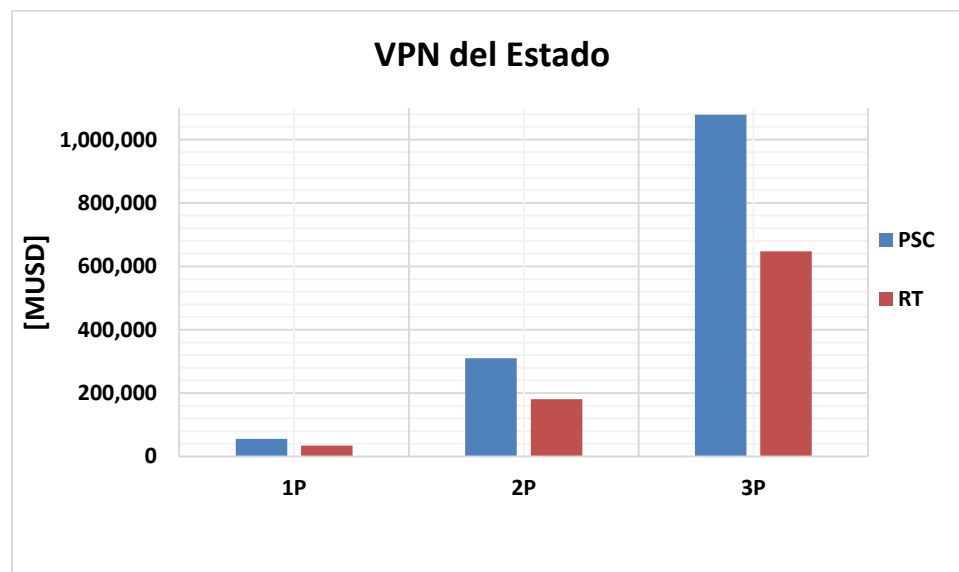


Figura 120. VPN 10 % para el Estado.

Por otro lado observamos en la Figura 121 que la compañía puede obtener mejores beneficios en VPN bajo el modelo fiscal de R/T.

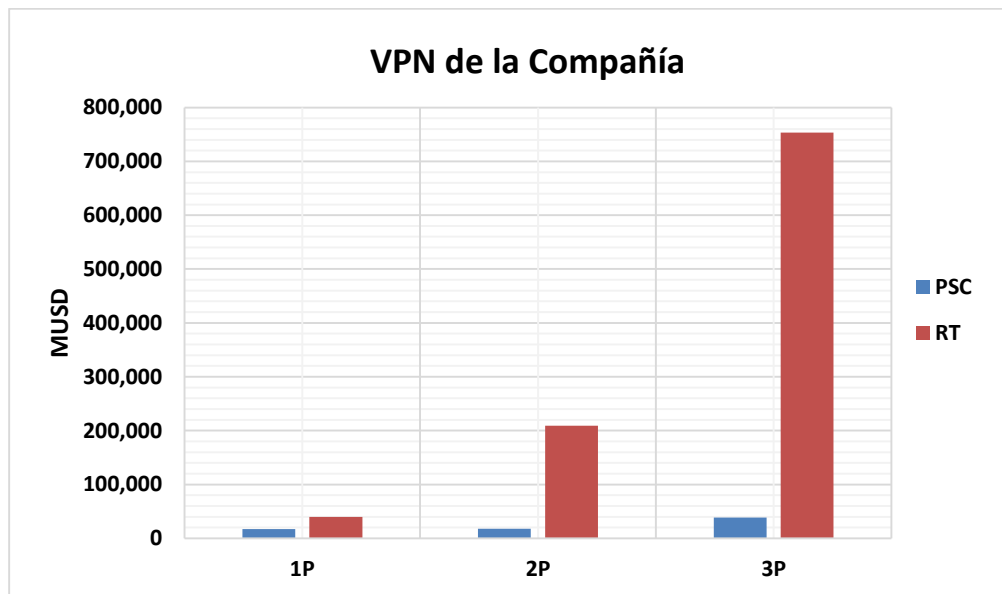


Figura 121. VPN 10 % para la compañía.

Para terminar observamos el porcentaje de participación en el volumen total de reservas 1P, 2P y 3P, del Estado y la compañía, esto con la finalidad de observar bajo qué modelo fiscal resulta más atractivo el proyecto si analizamos este rubro.

Concluimos que para el Estado, el beneficio total esperado es mejor en el modelo fiscal PSC en las tres categorías de reservas 1P, 2P y 3P mientras que para la compañía el porcentaje recae de mejor manera en el modelo contractual de licencias, aunque aun así, el Estado siempre llevara ventaja sobre la compañía.

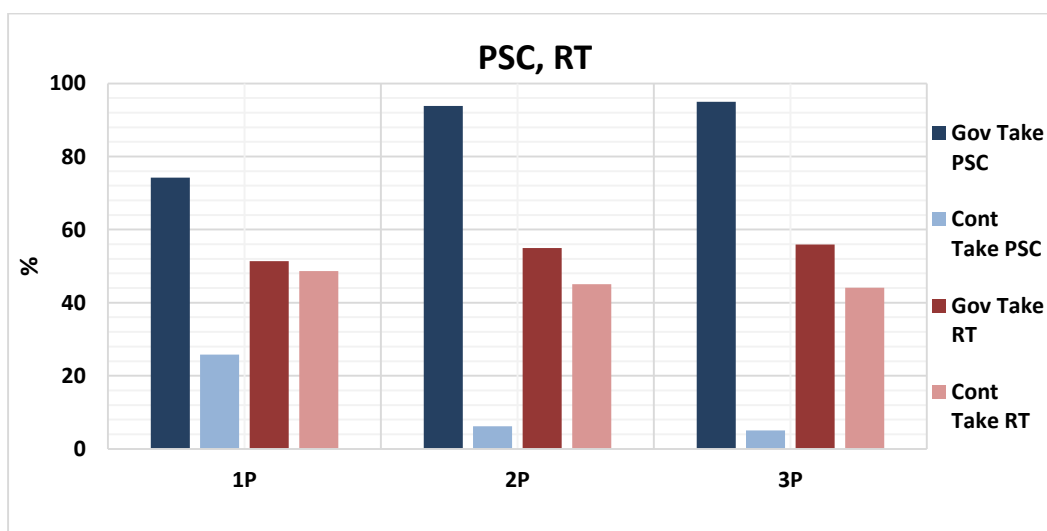


Figura 122. Porcentaje de participación compañía y Estado.



En la Tabla 33, se muestra un resumen de cómo van cambiando los volúmenes de hidrocarburos recuperables durante el ciclo de vida del yacimiento, dependiendo de la metodología de ingeniería de yacimientos aplicada (volumetría, balance de materia y curvas de declinación), y al final de la tabla, se muestran los volúmenes de hidrocarburos que puede reconocer la compañía en sus estados financieros, después de ser evaluados económicamente para ser reconocidos como reservas, bajo los dos modelos económicos de los regímenes fiscales (PSC 2014, R/T 2014), aplicables en México y los cuales fueron considerados en el ejemplo de aplicación.

Los resultados nos llevan a pensar, que es importante considerar no solamente el aspecto técnico en el cálculo de volúmenes de hidrocarburos recuperables, sino también el aspecto económico asociado al desarrollo del proyecto, y las condiciones del marco fiscal, las cuales, tienen un impacto importante en la rentabilidad de los proyectos, y pueden ocasionar, que una acumulación de hidrocarburos, sea clasificado como contingente o bien como reserva.

Debido a esto, la consideración del régimen fiscal aplicable al momento de la evaluación y certificación de las reservas es crítica para la toma de decisiones de las compañías, de los Estados y de los demás involucrados en la industria de la exploración y explotación del petróleo y gas.

Estimación	Reserva	Aceite*	Gas*	PCE**
Volumétrica	Probada	13.867	27.246	20.486
	Probable	8.777	17.244	12.966
	Posible	28.681	56.353	42.372
Balance de Materia	Probada	13.597	28.289	20.47
	Probable	----	----	----
	Posible	----	----	----
Comportamiento de la Producción	Probada	13.533	74.979	31.749
	Probable	11.149	21.907	16.471
	Posible	36.435	71.589	53.828
Económica (PSC)***	Probada	0.805	1.362	1.136
	Probable	3.213	6.502	4.795
	Posible	11.656	23.587	17.396
Económica (R/T)***	Probada	1.397	2.426	1.987
	Probable	7.705	16.155	11.636
	Posible	20.992	44.012	31.702

* Los valores de Aceite están en MMSTB y los de Gas están en MMMSCF y corresponden al volumen recuperable del proyecto.

** Los valores de Petróleo Crudo Equivalente (PCE) están en MMSTB y se utilizó un factor de conversión de gas a líquido de 4.116 Mscf/stb y corresponden al volumen recuperable del proyecto.

*** Los valores de Aceite, Gas y PCE para los modelos económicos de cada régimen pertenecen a la compañía.

Tabla 33. Resumen de los volúmenes de hidrocarburos recuperables a lo largo del ciclo de vida del yacimiento Toreto JSK.



Bibliografía del capítulo 4

1. León, G. A., Alamilla, C. N., García, H.F., (2013), *"Clasificación de los yacimientos en México: Un nuevo enfoque"*, México.
2. Bashbush, J.L., (1981), *"A method to determine K-values from laboratory data and its applications"*, SPE 10127, AIME 1981.
3. Al-Marhoun, M. A., (2001), *"Adjustment of Differential Liberation Data to Separator Conditions"*, EUA., SPE 68234-MS.
4. Arps, J. J., (1968), *"Reasons for Differences in Recovery Efficiency"*, EUA., SPE 2068-MS.
5. Havlena, D. y Odeh, A.S., (1963), *"The Material Balance as an Equation of a Straight Line"*, EUA, AIME.
6. Manucci, E.J., *"Caracterización Física de Yacimientos"*, Venezuela, Mannyron Consultores.
7. Meza, M. M., (1987), *"Evaluación práctica de los mecanismos de empuje y volumen original de hidrocarburos"*, México.
8. Satter, A., Thakur, G.C., (1994), *"Integrated petroleum reservoir management"*, EE.UU., PennWell Publishing Company.
9. Dake, L. P., (2001). *"The Practice of Reservoir Engineering (Revised Edition)"*, EE.UU. Elsevier.



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. La correcta clasificación de los fluidos del yacimiento juega un papel importante desde las etapas iniciales de explotación, ya que en base a esta información podemos tomar las medidas necesarias para el muestreo del fluido, los experimentos que han de realizarse en el laboratorio y con esto el diseño de las instalaciones superficiales.
2. Las muestras del fluido recolectadas, pueden no ser representativas del yacimiento y esto puede repercutir en cálculos de ingeniería de yacimientos posteriores, por tal motivo es conveniente realizar una validación de los datos reportados de los experimentos PVT, dependiendo del tipo de fluido que se tenga en el yacimiento, garantizando así, que los datos obtenidos son confiables y pueden ser utilizados en los estudios de ingeniería de yacimientos posteriores.
3. Las pruebas de separación diferencial y liberación flash, de las cuales se obtienen los valores de B_o y R_s , no representan el flujo de fluidos dentro del yacimiento, por tal razón es necesario realizar un ajuste de dichos datos para conocer los valores correctos y así calcular de manera precisa los valores de reservas de hidrocarburos.
4. El uso de modelos geocelulares y los procesos de trabajo integrados, permiten ahorrar tiempo y son más precisos que el uso de mapas geológicos para determinar el volumen de roca del yacimiento y sirven como base para el cálculo del volumen original y posteriormente las reservas de hidrocarburos.
5. Una vez que se incorporan datos dinámicos del yacimiento, podemos tener estimaciones más confiables con respecto al petróleo inicialmente en sitio y consecuentemente del factor de recuperación, las cuales reducen la incertidumbre en cuanto a estos valores. El método de Havlena & Odeh, es una herramienta confiable para estimar el volumen original.
6. Una vez recopilados los datos de la vida productiva del yacimiento y por medio del análisis de curvas de declinación, podemos obtener un límite técnico que a la postre se puede comparar con el límite económico. Lo cual nos proporciona información suficiente para estimar las reservas remanentes económicamente recuperables del yacimiento.



7. Es importante resaltar que las condiciones del marco fiscal tiene un impacto directo con la rentabilidad del proyecto, por este motivo debemos de considerarlo como un factor crítico y esencial en la evaluación de reservas de hidrocarburos.
Con los resultados de la evaluación económica pudimos observar que dependiendo de las necesidades e intereses de la compañía, esta puede tomar la decisión de participar bajo el régimen fiscal que más le convenga, dependiendo de las condiciones del Estado en donde participe.
8. El uso del PRMS tiene como objetivo guiar a la compañía interesada en la estimación y clasificación de sus recursos petroleros, y aunque las definiciones y criterios están homologados, nos parece que aún hay discrepancias entre los lineamientos establecidos y las practicas realizadas por las empresas a nivel mundial.
9. Existen mezclas de métodos analíticos deterministas para justificar el desarrollo del proyecto y las volúmenes de hidrocarburos inicialmente estimados, motivo por el cual algunas veces las reservas llegan a subestimarse o sobreestimarse o bien, se limita al profesional para realizar trabajos de ingeniería, puesto que se deben someter a ciertas cifras técnicas y valores económicos ya estimados, para el desarrollo de los proyectos.



ANEXO A. MÉTODO PARA DETERMINAR LOS VALORES K A PARTIR DE DATOS DE LABORATORIO

Partiendo de la necesidad de estudiar yacimientos de composición variable, como son los yacimientos de aceite volátil y de gas y condensado, el Dr. Bashbush propone un método para validar los datos PVT y puede ser entendido como una corrección sistemática de los errores relativos a estos experimentos, de manera que las características verdaderas de los fluidos sean preservadas. Un análisis PVT debe ser representativo y consistente para ser utilizado en estudios de ingeniería de yacimientos.

El método del Dr. Bashbush, permite revisar si los resultados PVT son internamente consistentes, si no lo son, la aplicación del procedimiento permitirá obtener un conjunto de valores K exactos de una mezcla de hidrocarburos con presencia de componentes “no hidrocarburos” (N_2 , CO_2 y H_2S), para lo cual se requiere información obtenida de un análisis composicional de la prueba AVC:

- Composición inicial del fluido a la presión de saturación.
- Composición de gas desplazada durante cada decremento de presión.
- Factor de desviación del gas.
- Cantidad de gas desplazada en cada decremento de presión.
- Volumen de líquido en la celda PVT.

El método puede ser ilustrado en ocho pasos:

1. Obtener el número total de moles, N_t , en el sistema.

$$N_t = \frac{\rho_{\text{aceite}} * 62.4 @ P_b}{\text{Peso molecular promedio} @ P_b}$$

Los pasos que van del 2 al 6, son aplicados reiterativamente para cada decremento de presión de la prueba de AVC.

2. El número de moles remanente en la celda N_j , es obtenido como función de la cantidad de la masa producida hasta cierto nivel de decremento WSP_j .

$$N_j = N_t * (1 - WSP_j/100)$$



3. El número de moles de la fase vapor N_{g_j} , es calculada aplicando la ley de los gases reales. El volumen de la fase gaseosa es la diferencia entre el volumen inicial de la celda y el volumen ocupado por el líquido RLV_j a la presión correspondiente, mediante la siguiente expresión:

$$(N_g)_j = \frac{P_j * \left(\frac{1 - RLV}{100}\right)}{10.732 * Z * T_y}$$

Para obtener el número de moles de la fase líquida, N_{l_i} , la diferencia entre N_j y N_{g_j} nos da este valor.

$$(N_l)_j = N_j - (N_g)_j$$

Una manera de revisar la exactitud de los datos experimentales, es calcular el factor de desviación de las dos fases, Z_{2pc} , reportada comúnmente en los análisis PVT.

$$Z_{2f} = \frac{P_j}{10.732 * N_j * T_y}$$

4. El número de moles retirados en cada etapa de decremento de presión, S_j , es obtenida como una función de la cantidad de la masa producida en dos etapas subsecuentes.

$$S_j = \frac{WSP_j - WSP_{j-1}}{100} * N_t$$

Los siguientes dos pasos, son aplicados para cada componente o pseudocomponente incluido en el análisis PVT.

5. Un balance de materia para cada uno de los componentes se realiza utilizando la siguiente ecuación:

Moles iniciales del componente ith

$$= \left[\begin{array}{c} \text{Moles del componente } ith \\ \text{en la fase vapor} \end{array} \right] + \left[\begin{array}{c} \text{Moles del componente } ith \\ \text{en la fase líquida} \end{array} \right] + \left[\begin{array}{c} \text{Moles producidas} \\ \text{del componente } ith \end{array} \right]$$

La ecuación anterior es resulta en términos de la fracción mol del componente i en la fase líquida X_i , y resolviendo para X_i tenemos que:

$$(X_i)_j = \frac{(Y_i)N_t - (Y_i)_j[(N_g + S_j)]}{N_j}$$



6. La relación de equilibrio del componente i , K_i , a la presión correspondiente es obtenida dividiendo la fracción mol del componente i en la fase vapor (reportada en el análisis PVT) entre la fracción mol del componente i en la fase líquida calculada en el paso anterior.

$$K = \frac{Y_i}{X_i}$$

7. Una vez que las relaciones de equilibrio han sido calculadas, se recomienda extrapolar las curvas para obtener los valores de K correspondientes a cada decremento de presión.
8. El último paso consiste en el cálculo del peso molecular de la fracción C_{7+} en el líquido. El peso molecular y el número de moles del fluido a la presión de saturación (paso 1) son conocidas. Por lo tanto, es posible calcular la masa original de la celda. Esta masa es dividida en la fase vapor y en la fase líquida, con el peso molecular de la fase vapor, que es medida en la prueba de AVC. En ese momento es posible calcular el peso molecular y la masa de la fase gaseosa.

Restando la masa de la fase vapor de la masa total en la celda al inicio de cada etapa correspondiente de decremento de presión, la masa de la fase líquida es obtenida. Finalmente, con la composición, el número de moles y la masa de la fase líquida en la celda ya conocidas, se puede calcular tanto el peso molecular del líquido como el peso molecular de la fracción C_{7+} , en el líquido.



ANEXO B. REGÍMENES FISCALES

Las obligaciones fiscales que deben tener las compañías productoras de hidrocarburos, son impuestas por el gobierno de cada país, dependen de la legislación y de los acuerdos operativos de un contrato.

La estructura Fiscal y los impuestos pueden ser modificados en base a las cuestiones políticas.

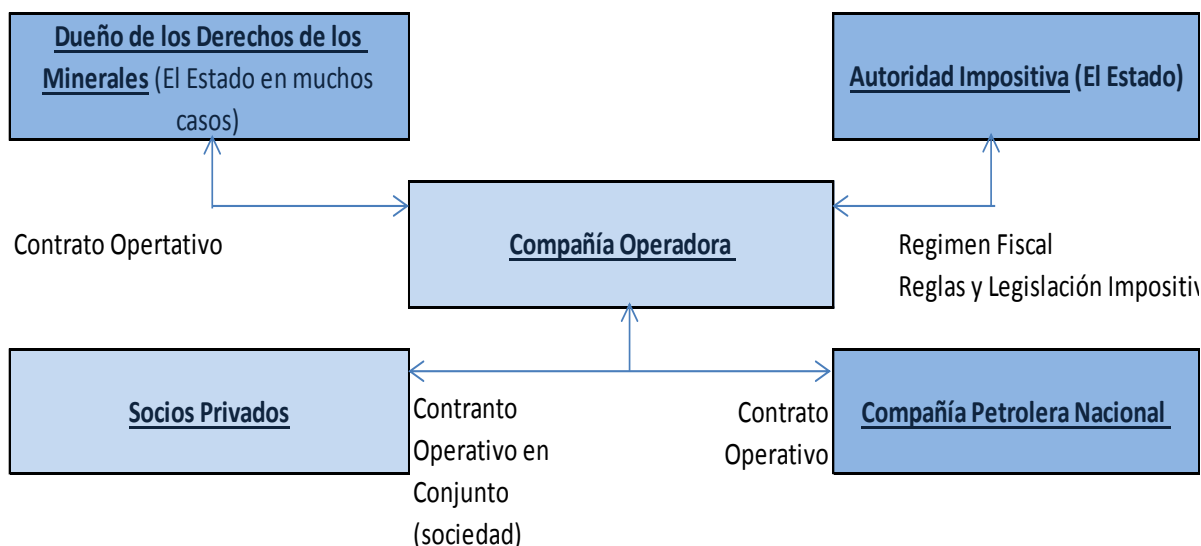


Figura 123. Configuración legislativa, fiscal y contractual

- **Acuerdos.**
 - Contrato Operativo: Formaliza la relación entre la compañía petrolera con el dueño de los derechos de los minerales.
 - Régimen Fiscal: Describe los términos financieros entre la compañía operadora y el Estado.
 - Contrato Operativo en Conjunto (Sociedad): Formaliza la relación entre la compañía operadora y sus socios.
 - Reglas y legislación impositiva: Definen las obligaciones de pago de impuestos.
- **Interés.**
 - Interés: Es el porcentaje de propiedad que una compañía o gobierno tiene en una sociedad u oportunidad de negocio, puede aplicar en diferente proporción para la producción, los ingresos, los gastos de capital y los gastos operativos.



- Interés de Trabajo (Work Interest): Porción de gastos de una oportunidad de negocio que son cubiertos por un socio. Si una compañía tiene un interés de trabajo del 50% generalmente tendrá que pagar el 50% de los gastos de operación y de capital. También recibirá el 50% de los ingresos netos.
- Interés Operativo (Operating Interest): Porción de los gastos que son cubiertos por el socio de trabajo (operador).
- Interés de Capital (Capital Interest): Porción de la inversión de capital que una compañía está obligada a pagar.
- Interés de Ingresos (Revenue Interest): Porción de la producción de aceite y gas, o de los ingresos, que una compañía tiene derecho a recibir.
- Interés de Ingreso Neto (Net Revenue Interest): Porción de los ingresos que le corresponden a la compañía después de descontar las regalías.

El objetivo del gobierno es maximizar los beneficios económicos y sociales obtenidos de sus recursos naturales.

El objetivo de la Compañía operadora privada es maximizar el valor financiero de sus inversiones (minimizar costos y mejorar el margen de rentabilidad).

Un régimen fiscal bien diseñado es el que contribuye a maximizar el valor económico total; maximizando la recuperación de hidrocarburos al menor costo.

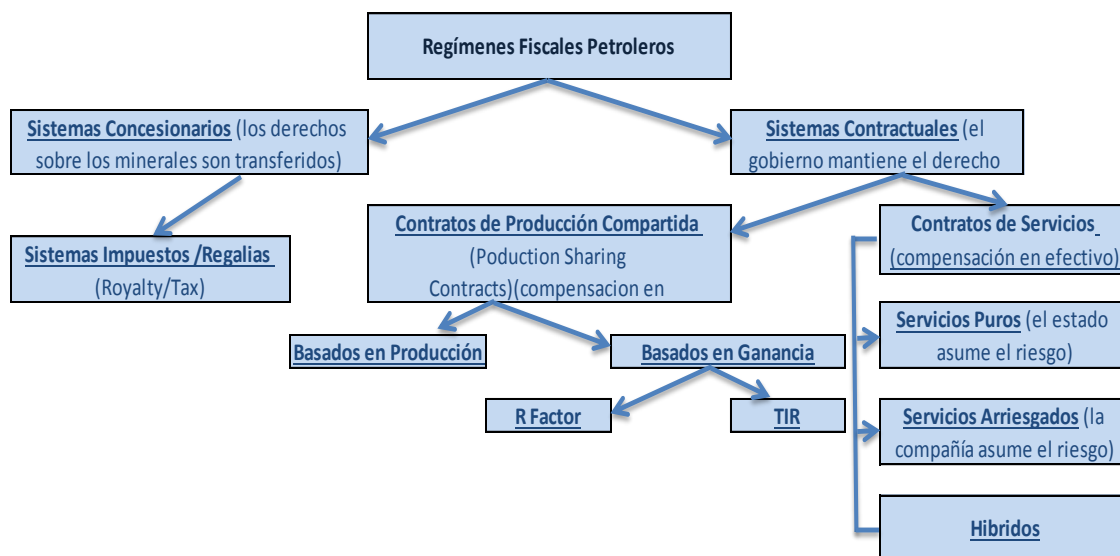


Figura 124. Clasificación de los regímenes fiscales.



1. Sistemas Concesionarios.

Los individuos o compañías compran los derechos de extraer y vender los recursos minerales (una concesión).

El dueño de los minerales es el Estado, transfiere la propiedad de los mismos en la cabeza de pozo (una vez producidos en superficie).

La compañía con la concesión recibirá todos los ingresos de las ventas, y se responsabilizará del pago de bonos, regalías e impuestos (Royalty/Tax).

- Regalías.
 - Se pagan al dueño de los recursos minerales a partir de los ingresos obtenidos.
 - Se descuentan de los ingresos desde el inicio, después de los ajustes por calidad, y antes de la deducción de los gastos de operación y las inversiones.
 - Pueden ocasionar una diferencia de intereses entre el dueño de los recursos minerales y la compañía operadora, debido a que ciertos volúmenes de producción pueden no ser rentables prematuramente.
- Bonos.
 - Montos de dinero que son pagados por la compañía operadora o por la compañía que recibe la licencia de explotación.
 - Bonos de Firma (Signature Bonus): Pago por adquirir el contrato o la licencia de explotación.
 - Bono de Producción (Production Bonus): Pago que se realiza al alcanzar ciertos rangos de producción.

2. Sistemas Contractuales.

Se dividen en dos categorías principales:

- Contratos de Producción Compartida (Producción Sharing Contracts PSC) la producción está ligada a la producción y es recibida tanto en especie (hidrocarburos) como en dinero (Ingresos compartidos).
- Contratos de Servicios donde la compensación se recibe en efectivo y no está ligada al ingreso de la producción.

El gobierno mantiene la propiedad de los hidrocarburos.



La compañía recupera la inversión a través de un mecanismo de recuperación de costos (cost recovery) ligado a la producción.

Después de las regalías el ingreso remanente de la recuperación de costos se conoce como:

- Petróleo Rentable (Profit Oil).
- Gas Rentable (Profit Gas).
- El cual es compartido por el Estado y la Compañía (Profit Split).

La compañía también paga impuestos sobre su ingreso neto.

Los PSC incluyen términos flexibles que cambian con base a la rentabilidad, la cual se mide mediante indicadores como la TIR o el Factor R.

El Factor R es una medida de retorno de la inversión por parte del contratista.

$$\text{Factor R} = \frac{\text{Ganancia Neta Acumulada}}{\text{Gastos Acumulados}}$$

- El contratista asume totalmente el riesgo de la inversión exploratoria y provee los recursos técnicos y financieros para la exploración, desarrollo y operación del campo.
 - El equipo de campo, los pozos y las instalaciones de producción se vuelven propiedad del Estado en cuanto son instalados.
 - Mediante el Cost Recovery, el contratista recupera (gastos de operación y depreciación de capital), recibiendo una cantidad de ganancias, ya sea en producción o en dinero.
- ✓ Los términos básicos de un PSC son definidos por los requerimientos legislativos y regulatorios del Gobierno.

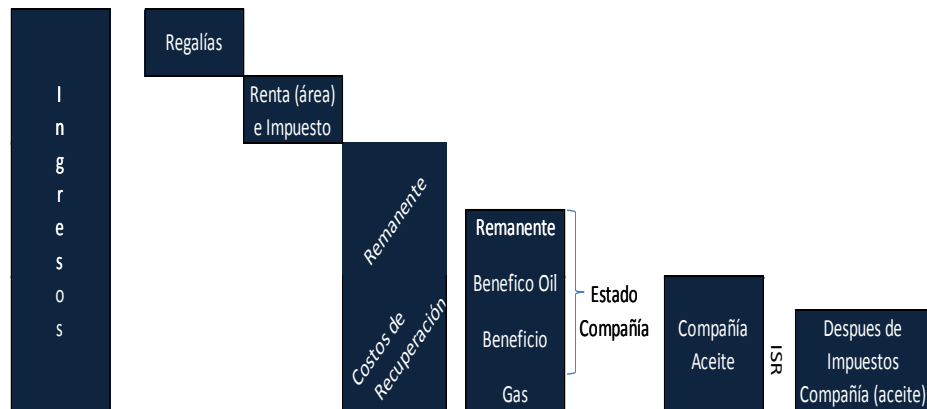


Figura 125. Diagrama operacional PSC.

3. Contratos de Servicios

Se firma un contrato con el Estado para proveer financiamiento y servicios en exploración, desarrollo y producción de campos de aceite y gas.

El dueño de los minerales recupera al operador gastos de operación más una ganancia o tarifa negociada.

- Los contratos de servicios puros son usados para desarrollos posteriores a los descubrimientos.
- Los contratos de servicios arriesgados (Risk Service Contracts), el contratista comparte el riesgo de la oportunidad de negocio.



BIBLIOGRAFÍA GENERAL

PEMEX., (2013), *“Las Reservas de Hidrocarburos”*, México.

Henry, L.D., (2002), *“Fundamental Principles of Reservoir Engineering”*, USA, Richardson.

Craft, B.C., y Hawkins, M.F, (1991), *“Applied Petroleum Reservoir Engineering”*, Segunda edición, EUA, Prentice Hall PTR.

Ahmed, T., (2006), *“Reservoir Engineering Handbook”*, Tercera Edición, USA, Elsevier.

Oropeza, M., (2011), *“Apuntes de Geología de Explotación”*, México, Facultad de Ingeniería, UNAM

CNH, *“Glosario de Términos Petroleros”*, México.

Fuentes, G., Vázquez, M., (2014) *“Apuntes de Análisis de Pruebas de Presión”*, México, Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura, IPN.

Sánchez, J. (2014) *“Apuntes de Caracterización Dinámica de Yacimientos”*, México, Facultad de Ingeniería, UNAM.

Posadas, R., *“Declinación de la Producción”*, México, Pemex.

Freddy, E.M., *“Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos”*, Primera edición, Colombia, Universidad Surcolombiana.

Avendaño, C. (2014) *“Apuntes de Conducción y Manejo de la Producción de los Hidrocarburos”*, México, Facultad de Ingeniería, UNAM.

Fanchi, J.R., (2006), *“Principles of Applied Reservoir Simulation”*, Tercera edición, USA, Elsevier Science.

Rodríguez, R., (1980), *“Principios de Mecánica de Yacimientos”*, México, Facultad de Ingeniería, UNAM.

Paris, M., (2009), *“Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos”*, Edición especial, Maracaibo, Venezuela, Ediciones Astro Data.

Ortiz, R., (2006), *“Construcción de Modelos de Simulación de Yacimientos”*. Tesis de licenciatura, México, Facultad de Ingeniería, UNAM.



Esquinca, C., (1999), *“Aspectos Prácticos de la Simulación Numérica de Yacimientos y su Aplicación al Campo Tres Hermanos”*. Tesis de licenciatura, México, Facultad de Ingeniería, UNAM.

Tarek, A., (2006), *“Reservoir Engineering Handbook”*. Tercera edición, EUA, Gulf Professional Publishing.

Dake, L.P., (1998), *“Fundamentals of Reservoir Engineering”*. Decimoséptima impresión, Holanda, Elsevier Science B.V.

Garaicochea, F. y Bashbush, J.L., (1995), *“Apuntes de comportamiento de los yacimientos”*, México, Facultad de Ingeniería, UNAM.

Hurst, W., (1973), *“Technical Note: The material Balance”*, Houston Texas, EUA, SPE 4920.

Walsh, M.P. y Raghavan, R., (1994), *“The New, Generalized Material Balance as an Equation of a Straight Line”*, EUA, SPE 27684.

Ojo, K.P., (2006), *“Material Balance Revisited”*, Oklahoma, EUA, SPE 105982.

Islas, M.R., (2006), *“Conceptos Básicos del Comportamiento de Yacimientos”*. Tesis de licenciatura, México, Facultad de Ingeniería, UNAM.

McCain, W.D., (1990), *“The Properties of Petroleum Fluids”*. Segunda edición, EUA, PennWell Publishing Company.

Craft, B.C. y Hawkins, M.F. (1958), *“Applied Petroleum Reservoir Engineering”*, EUA, McGraw-Hill Book Co.

Tarquin, A.J. y Blank, L.T., (1999), *“Ingeniería Económica”*. Cuarta edición, EUA, McGraw-Hill Book Co.

Petróleos Mexicanos, *“Un Siglo de la Perforación en México”*. Tomo 12 Costos de perforación, México.

SPE, (2007), *“Petroleum Resources Management System”*, EUA.

PEMEX, (2004), *“Lineamientos para la Estimación y Clasificación de las Reservas de Hidrocarburos”*, México.



Neri, U., (2013), *“Apuntes de Evaluación de Proyectos de Ciencias de la Tierra”*, México, Facultad de Ingeniería, UNAM.

Solórzano, L.N., (1996), *“Criterios de Rentabilidad Económica para la Administración de Empresas Petroleras de Exploración y Producción”*, México,

Marín, C., (2003), *“Caracterización Petrofísica del Área Zuata-Faja Petrolífera del Orinoco”*. Tesis de licenciatura, Venezuela, Universidad Central de Venezuela.

Deutsch, C., (2002), *“Geostatistical Reservoir Modeling”*, EUA, Oxford University Press

Petróleos Mexicanos, (2010), *“Lineamientos para la estimación y clasificación de las reservas de hidrocarburos”*, México, Subdirección de Planeación y Evaluación.

López, G. y Neri, U., (2001), *“Análisis de Riesgos en la Exploración y Producción de Hidrocarburos”*. Tesis de licenciatura, México, Facultad de Ingeniería, UNAM.

Petróleos Mexicanos, *“Un Siglo de la Perforación en México”*. Tomo 6 Registros Geofísicos, México.

CNH, (2012), *“Análisis de Información de las Reservas de Hidrocarburos de México”*, México.

Villamar, M., (2013), *“Apuntes de Caracterización Estática de Yacimientos”*, México, Facultad de Ingeniería, UNAM

Arana, V.H.; Trujillo, D. y Sánchez, J., *“Apuntes de Simulación Numérica de Yacimientos”*, México, Facultad de Ingeniería, UNAM.

Colina, F., (2009), *“Evaluación del Proceso de Inyección Alternada de Vapor con Solventes en Pozos Horizontales en Yacimientos, a través de la Simulación Numérica”*. Tesis de Licenciatura, Venezuela, Universidad de Oriente.

OGRC, (2005), *“Comparison of Selected Reserves and Resource Classifications and Associated Definitions”*, USA, SPE.