



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

**METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS DE
ACUERDO A LA SEC "PRMS".**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERA PETROLERA

P R E S E N T A

SEGURA CRUZ KARLA JEANETTE

ASESOR: ING. ULISES NERI FLORES



CD. UNIVERSITARIA

2011



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.

Papá, mamá, Lucy, Mafer gracias por siempre predicar con el ejemplo, enseñarme que los imposibles no existen, por impulsarme a brincar todos y cada uno de los obstáculos que se han ido atravesando, por seguir a mi lado y confiar plena y ciegamente en mí.

Tío Roge, Bola, Paty, Yeyo gracias por su apoyo, compañía, comprensión.

Tío Oscar, Abue gracias por todos sus consejos y paciencia.

Liten Ert, gracias por cruzar tu camino con el mío, por estar conmigo en todo momento a pesar de todo, por no dejarme caer, por ser la persona que llena mi vida, pero sobre todo por hacer latir de nuevo mi corazón.

Cin, gracias por estar siempre conmigo, por empujarme a alcanzar mis sueños, por ser una hermana más.

***Doña Tommy**, gracias por abrirme las puertas de su casa y apoyarme incondicionalmente.*

***Josué**, gracias por tu gran paciencia, consejos, apoyo incondicional, por ser el amigo que tanto estuve buscando.*

***Ing. José Luis** gracias por el gran apoyo, palabras, confianza, enseñanzas, compañía y paciencia, por ser un gran ejemplo para mí, por estar incondicionalmente apoyando y ayudando mi desarrollo profesional.*

A todos mis compañeros y amigos, gracias por estar en el momento indicado, por regresar a mi vida, por escucharme, alentarme, por darme la oportunidad de conocerlos, por hacerme reír, permitirme llorar, por cuidarme, por estar hasta el final, por ayudarme a madurar por ser parte de mi historia.

A todos los profesores, compañeros, personas que compartieron grandes momentos a mi lado, buenos y/o malos.....gracias por ayudarme a crecer y tener el valor de afrontar cualquier reto.

A ti...**A.M.P.S.** gracias por tu
paciencia, por tu confianza, por tu
gran amistad incondicional, sé
que siempre estarás conmigo.
✦Descansa en paz.

**Lic. Enrique Balp Díaz, Director General
de Comunicación Social, Lic. María
Guadalupe Díaz Silva, Directora de
enlace y relaciones públicas,** gracias por
el enorme apoyo en la culminación de esta
etapa de mi vida, gracias por darme la
oportunidad de crecer y realizar nuevos
proyectos.

**“NADIE DIJO QUE LA VIDA FUERA FÁCIL, NI QUE TODO IBA A SER
PERFECTO, LOS MOMENTOS MALOS COMPLEMENTAN A LOS BUENOS Y
LOS MOMENTOS BUENOS COMPLEMENTAN A LOS MALOS. NO PASEN LA
VIDA ESPERANDO A QUE LLEGUE EL MOMENTO PERFECTO, LA
PALABRA PERFECTA, LA PERSONA PERFECTA....TOMEN LO QUE
TENGAN Y HAGAN QUE SEA PERFECTO PORQUE SOLO USTEDES
DECIDEN SI QUIEREN QUE ALGO SEA PERFECTO”.**

KARLA J. SEGURA CRUZ

METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS DE ACUERDO A LA SEC - PRMS.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN

CAPÍTULO 1. ANTECEDENTES GEOLÓGICOS.....01-21

INTRODUCCIÓN

<u>1.1 ROCA ALMACÉN.....</u>	1
<u>1.1.1 ROCAS ALMACÉN PRINCIPALES.....</u>	2
<u>1.2 TRAMPA.....</u>	3
<u>1.2.1 ÁREA DE DRENE.....</u>	8
<u>1.3 ROCA GENERADORA.....</u>	8
<u>1.3.1 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS.....</u>	9
<u>1.3.2 CARACTERÍSTICAS BIOLÓGICAS.....</u>	10
<u>1.3.3 MATERIA ORGÁNICA.....</u>	11
<u>1.3.4 ACUMULACIÓN.....</u>	11
<u>1.3.5 PRESERVACIÓN.....</u>	12
<u>1.3.6 MIGRACIÓN.....</u>	13
<u>1.3.6.1 MIGRACIÓN PRIMARIA Y SECUNDARIA.....</u>	13
<u>1.4 ROCA SELLO.....</u>	14
<u>1.4.1 TIPOS DE ROCA SELLO.....</u>	15
<u>1.4.2 CAMBIO DE FACIES.....</u>	17
<u>1.5 GEOQUÍMICA Y EXPLORACIÓN PETROLERA.....</u>	19

CAPÍTULO 2. ASPECTOS PETROLEROS.....22-44

INTRODUCCIÓN

<u>2.1 YACIMIENTO.....</u>	22
<u>2.2 PROPIEDADES PETROFÍSICAS.....</u>	23
<u>2.2.1 POROSIDAD (\emptyset).....</u>	23
<u>2.2.2 PERMEABILIDAD (K).....</u>	24
<u>2.3 SATURACIONES (S).....</u>	29
<u>2.4 EFECTO KLINKENBERG.....</u>	30
<u>2.5 TORTUOSIDAD (T).....</u>	32
<u>2.6 ENERGÍAS Y FUERZAS DEL YACIMIENTO.....</u>	32
<u>2.6.1 TENSIÓN INTERFACIAL (Σ).....</u>	32
<u>2.6.2 FUERZAS CAPILARES.....</u>	33
<u>2.6.3 MOJABILIDAD.....</u>	33
<u>2.6.4 PRESIÓN CAPILAR.....</u>	34
<u>2.6.5 DISTRIBUCIÓN DE FLUIDOS.....</u>	35
<u>2.7 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.....</u>	36
<u>2.7.1 ANÁLISIS PVT.....</u>	36
<u>2.7.1 ANÁLISIS PVT.....</u>	36
<u>2.7.2 DENSIDAD API.....</u>	38
<u>2.7.3 SOLUBILIDAD DEL GAS.....</u>	38
<u>2.7.4 FACTOR VOLUMÉTRICO DEL ACEITE (BO).....</u>	39
<u>2.7.4 FACTOR VOLUMÉTRICO DEL GAS (Bg).....</u>	39
<u>2.7.6 COMPORTAMIENTO VOLUMÉTRICO DE LOS GASES.....</u>	40
<u>2.7.7 TIPOS DE YACIMIENTOS.....</u>	42
<u>2.7.8 EQUILIBRIO ENTRE FASES.....</u>	44

CAPÍTULO 3. METODOLOGÍA SEC (SECURITIES EXCHANGE COMMISSION)-PRMS (PETROLEUM RESOURCE MANAGEMENT SYSTEM).....45- 58

INTRODUCCIÓN

3.1 REQUISITOS VÁLIDOS (ENERO 2010).	46
3.1.1 REQUISITOS OBLIGATORIOS.	46
3.1.1.1 PRECIOS.	46
3.1.1.2 DEFINICIÓN DE INCERTIDUMBRE RAZONABLE.	47
3.1.1.3 DEFINICIÓN DE TECNOLOGÍA CONFIABLE.	47
3.1.1.4 NUEVA DEFINICIÓN DE "RESERVAS".	47
3.1.1.5 GEOGRAFÍA.	47
3.2 REQUISITOS OPCIONALES.	47
3.2.1 INFORMACIÓN 2P Y 3P.	47
3.1.2.2 TABLAS DE SENSIBILIDAD.	48
3.3 EVALUACIÓN Y GUÍAS DE LA PRESENTACIÓN DE INFORMES.	52
3.3.1 EVALUACIONES COMERCIALES.	52
3.3.1.1 EVALUACIONES DE RECURSOS.	52
3.3.1.2 CRITERIOS ECONÓMICOS.	53
3.4 MEDIDA DE PRODUCCIÓN.	53
3.4.1 PUNTO DE REFERENCIA.	54
3.4.2 COMBUSTIBLE QUEMADO.	54
3.4.3 GAS SECO O HÚMEDO.	54
3.4.4 COMPONENTES NO- HIDROCARBUROS ASOCIADOS.	55
3.4.5 GAS NATURAL DE INYECCIÓN.	55
3.4.6 ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS NATURAL.	55
3.4.7 EQUILIBRIO DE PRODUCCIÓN.	56
3.5 TÍTULO DE RECURSOS Y RECONOCIMIENTO.	56
3.5.1 REGALÍAS.	56
3.5.2 CONTRATOS DE PARTICIPACIÓN EN LA PRODUCCIÓN.	57
3.5.3 EXTENSIONES O RENOVACIONES.	57

CAPÍTULO 4.VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS.....59 - 96

INTRODUCCIÓN

<i>4.1 DEFINICIÓN DE RESERVAS Y CLASIFICACIÓN.....</i>	<i>59</i>
<i>4.1.1 DEFINICIÓN.....</i>	<i>60</i>
<i>4.1.2 CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS.....</i>	<i>62</i>
<i>4.1.3 VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS.....</i>	<i>67</i>
<i>4.1.4 RECURSOS PETROLEROS.....</i>	<i>69</i>
<i>4.1.5 PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE.....</i>	<i>71</i>
<i>4.1.6 ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS Y DE LAS RESERVAS DE GAS Y ACEITE.....</i>	<i>73</i>
<i>4.2 CÁLCULO DE RESERVAS DE ACUERDO AL TIPO DE YACIMIENTO.....</i>	<i>75</i>
<i>4.2.1 RESERVAS EN YACIMIENTOS DE ACEITE NEGRO.....</i>	<i>75</i>
<i>4.2.1.1 FACTOR DE VOLUMEN ORIGINAL DEL ACEITE (BOI).....</i>	<i>75</i>
<i>4.2.1.2 VOLUMEN ORIGINAL DE ACEITE CRUDO A CONDICIONES ATMOSFÉRICAS (N).....</i>	<i>75</i>
<i>4.2.1.3 FACTOR DE RECUPERACIÓN DEL ACEITE (FRO).....</i>	<i>76</i>
<i>4.2.1.4 RESERVA ORIGINAL DE ACEITE CRUDO (ROAC).....</i>	<i>76</i>
<i>4.2.1.5 RELACIÓN GAS DISUELTO- ACEITE ORIGINAL (RSI).....</i>	<i>76</i>
<i>4.2.1.6 VOLUMEN ORIGINAL DE GAS NATURAL DISUELTO (G).....</i>	<i>77</i>
<i>4.2.1.7 FACTOR DE RECUPERACIÓN DEL GAS (FRG).....</i>	<i>77</i>
<i>4.2.1.8 RESERVA ORIGINAL DE GAS NATURAL DISUELTO (ROGND).....</i>	<i>77</i>
<i>4.2.1.9 FACTOR DE RECUPERACIÓN DE CONDENSADOS (FRC).....</i>	<i>77</i>
<i>4.2.1.10 FACTOR DE ENCOGIMIENTO POR EFICIENCIA EN EL MANEJO (FEEM).....</i>	<i>78</i>
<i>4.2.1.11 RESERVA ORIGINAL DE CONDENSADOS (ROC).....</i>	<i>78</i>
<i>4.2.1.12 FACTOR DE ENCOGIMIENTO POR LICUABLES EN EL TRANSPORTE (FELT).....</i>	<i>78</i>
<i>4.2.1.13 RESERVA ORIGINAL DE GAS A ENTREGAR A PLANTAS (ROGEP).....</i>	<i>78</i>
<i>4.2.1.14 FACTOR DE RECUPERACIÓN DE LÍQUIDOS EN PLANTA (FRLP).....</i>	<i>78</i>
<i>4.2.1.15 FACTOR DE ENCOGIMIENTO POR IMPUREZAS (FEI).....</i>	<i>78</i>
<i>4.2.1.16 RESERVA ORIGINAL DE LÍQUIDOS EN PLANTAS (ROLP).....</i>	<i>79</i>
<i>4.2.1.17 FACTOR DE ENCOGIMIENTO POR LICUABLES EN PLANTAS (FELP).....</i>	<i>79</i>
<i>4.2.1.18 RESERVA ORIGINAL DE GAS SECO (ROGS).....</i>	<i>79</i>
<i>4.2.1.19 FACTOR DE EQUIVALENCIA DEL GAS SECO A LÍQUIDO (FEGSL).....</i>	<i>79</i>
<i>4.2.1.20 RESERVA ORIGINAL DE GAS SECO EQUIVALENTE A LÍQUIDO (ROGSEL).....</i>	<i>79</i>

<u>4.2.1.21 RESERVA ORIGINAL DE PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE (ROPCE)</u>	79
<u>4.2.1.22 PRODUCCIÓN ACUMULADA DE ACEITE CRUDO (NP)</u>	80
<u>3.2.1.23 RESERVA REMANENTE DE ACEITE CRUDO (RRAC)</u>	80
<u>4.2.1.24 PRODUCCIÓN ACUMULADA DE GAS (GP)</u>	80
<u>4.2.1.25 RESERVA REMANENTE DE GAS NATURAL DISUELTO (RRGND)</u>	80
<u>4.2.1.26 RESERVA REMANENTE DE CONDENSADO (RRC)</u>	80
<u>4.2.1.27 RESERVA REMANENTE DE GAS A ENTREGAR A PLANTAS (RRGEP)</u>	80
<u>4.2.1.28 RESERVA REMANENTE DE LÍQUIDOS EN PLANTAS (RRLP)</u>	80
<u>4.2.1.29 RESERVA REMANENTE DE GAS SECO (RRGS)</u>	81
<u>4.2.1.30 RESERVA REMANENTE DE GAS SECO EQUIVALENTE A LÍQUIDO (RRGSEL)</u>	81
<u>4.2.1.31 RESERVA REMANENTE DE PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE (RRPCE)</u>	81
<u>4.2.2 RESERVAS EN YACIMIENTOS DE ACEITE VOLÁTIL</u>	81
<u>4.2.3 RESERVAS EN YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO</u>	82
<u>4.2.3.1 FACTOR DEL VOLUMEN ORIGINAL DEL GAS (BGI)</u>	82
<u>4.2.3.2 VOLUMEN ORIGINAL DE GAS NATURAL DISUELTO (G)</u>	82
<u>4.2.3.3 RIQUEZA DE CONDENSADO (C)</u>	82
<u>4.2.3.4 FACTOR DE RECUPERACIÓN DEL GAS (FRG)</u>	83
<u>4.2.3.5 RESERVA ORIGINAL DE GAS NATURAL (ROGN)</u>	83
<u>4.2.3.6 FACTOR DE RECUPERACIÓN EN EL SEPARADOR (FRCS)</u>	83
<u>4.2.3.7 RESERVA ORIGINAL DE CONDENSADO RECUPERADO DEL GAS NATURAL EN EL SEPARADOR (ROCS)</u>	83
<u>4.2.3.8 RESERVA ORIGINAL DE ACEITE CRUDO (ROAC)</u>	83
<u>4.2.4 RESERVAS EN YACIMIENTOS DE GAS NATURAL HÚMEDO</u>	84
<u>4.2.4.1 FACTOR DEL VOLUMEN ORIGINAL DEL GAS (BGI)</u>	84
<u>4.2.4.2 VOLUMEN ORIGINAL DE GAS NATURAL DISUELTO (G)</u>	85
<u>4.2.4.3 FACTOR DE RECUPERACIÓN DEL GAS (FRG)</u>	85
<u>4.2.4.4 RESERVA ORIGINAL DE GAS NATURAL (ROGN)</u>	85
<u>4.2.4.5 FACTOR DE RECUPERACIÓN DE LÍQUIDOS EN PLANTA (FRLP)</u>	85
<u>4.2.4.6 RESERVA ORIGINAL DE GAS SECO (ROGS)</u>	86
<u>4.2.4.7 RESERVA REMANENTE DE GAS NATURAL (RRGN)</u>	86
<u>4.2.4 RESERVAS EN YACIMIENTOS DE GAS NATURAL SECO</u>	86
<u>4.2.5.1 RESERVA ORIGINAL DE GAS SECO (ROGS)</u>	87
<u>4.2.5.2 RESERVA ORIGINAL DE PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE (ROPCE)</u>	87

<u>4.2.5.3 RESERVA REMANENTE DE GAS A ENTREGAR A PLANTAS (RRGEP)</u>	87
<u>4.2.5.4 RESERVA REMANENTE DE GAS SECO (RRGS)</u>	87
<u>4.2.5.5 RESERVA REMANENTE DE PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE (RRPCE)</u>	87
<u>4.2.6 RESERVAS DE GAS INYECTADO</u>	88
<u>4.2.6.1 VOLUMEN TOTAL DE GAS INYECTADO (GI)</u>	88
<u>4.2.6.2 FACTOR DE RECUPERACIÓN DEL GAS (FRG)</u>	88
<u>4.2.6.3 RESERVA ORIGINAL DE GAS INYECTADO (ROGSI)</u>	88
<u>4.2.6.4 RESERVA REMANENTE DE GAS SECO INYECTADO (RRGSI)</u>	88
<u>4.2.6.5 RESERVA REMANENTE DE GAS SECO EQUIVALENTE A LÍQUIDO (RRGSEL)</u>	89
<u>4.2.6.6 RESERVA REMANENTE DE PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE (ROPCE)</u>	89
<u>4.3 EVALUACIÓN DE LOS RECURSOS EN BASE A PROYECTOS</u>	89
<u>4.4 PAUTAS DE CLASIFICACIÓN Y CATEGORIZACIÓN</u>	91
<u>4.4.1 CLASIFICACIÓN DE LOS RECURSOS</u>	91
<u>4.4.1.1 DETERMINACIÓN DEL ESTADO DEL DESCUBRIMIENTO</u>	91
<u>4.4.1.2 DETERMINACIÓN DE COMERCIALIZACIÓN</u>	91
<u>4.4.1.3 ESTADO DE LOS PROYECTOS Y EL RIESGO COMERCIAL</u>	92
<u>4.4.1.3A LA MADUREZ DEL PROYECTO (SUBCLASES)</u>	93
<u>4.4.1.3B ESTADO DE LAS RESERVAS</u>	94
<u>4.4.1.3C ESTATUS ECONÓMICO</u>	95
<u>4.4.2 CATEGORIZACIÓN DE LOS RECURSOS</u>	95
<u>4.4.1.3C ESTATUS ECONÓMICO</u>	95
<u>4.4.2 CATEGORIZACIÓN DE LOS RECURSOS</u>	95
<u>4.4.2.1 EL RANGO DE INCERTIDUMBRE</u>	95
<u>4.4.2.2 DEFINICIONES Y PAUTAS DE LAS CATEGORÍAS</u>	96
<u>4.4.3 PROYECTOS INCREMENTALES</u>	96
<u>4.4.3.1 REPARACIONES, TRATAMIENTOS, Y CAMBIOS DE EQUIPO</u>	97
<u>4.4.3.2 COMPRESIÓN</u>	97
<u>4.4.3.3 PERFORACIÓN ADICIONAL</u>	97
<u>4.4.3.4 RECUPERACIÓN MEJORADA</u>	98
<u>4.4.4 RECURSOS NO CONVENCIONALES</u>	98

CAPÍTULO 5. PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN Y PLANES DE DESARROLLO.....100-125

INTRODUCCIÓN

5.1 MÉTODOS DE ESTIMACIÓN DE RESERVAS.....	100
5.1.1 ANALOGÍA.....	103
5.1.2 BALANCE DE MATERIA.....	104
5.1.3 CURVAS DE DECLINACIÓN.....	105
5.1.3.1 DECLINACIÓN TRANSITORIA.....	108
5.1.3.2 DECLINACIÓN EN ESTADO PSEUDO- ESTACIONARIO.....	108
5.1.3.3 DECLINACIÓN EXPONENCIAL.....	108
5.1.3.4 DECLINACIÓN HIPERBÓLICA.....	109
5.1.3.5 DECLINACIÓN ARMÓNICA.....	111
5.1.4 SIMULACIÓN NUMÉRICA.....	113
5.1.5 MÉTODO VOLUMÉTRICO.....	115
5.1.6 MÉTODO DETERMINISTA Y PROBABILISTA.....	117
5.2 PRUEBAS DE LÍMITE DE YACIMIENTO.....	119
5.2.1 LÍMITES DE LOS YACIMIENTOS.....	119
5.2.2 LÍMITES FÍSICOS.....	119
5.2.3 LÍMITES CONVENCIONALES.....	119
5.2.4 LÍMITES PARA VOLUMEN PROBADO.....	119
5.2.4A LÍMITES PARA VOLUMEN PROBADO DESARROLLADO.....	119
5.2.4B LÍMITES PARA VOLUMEN PROBADO NO DESARROLLADO.....	121
5.2.5 LÍMITES EN VOLÚMENES NO PROBADOS.....	122
5.2.5A LÍMITES PARA EL VOLUMEN PROBABLE.....	122
5.2.5B LÍMITES PARA EL VOLUMEN POSIBLE.....	123
5.2.6 LÍMITES EN VOLÚMENES PROBADOS + PROBABLES (PP) Y PROBADOS + PROBABLES +.....	124
5.2.7 LÍMITES EN YACIMIENTOS CON NIVELES ACEITE-AGUA Y GAS- ACEITE.....	124
5.2.8 MODIFICACIONES DE LÍMITES.....	124

*CAPÍTULO 6. EVALUACIÓN ECONÓMICA (DETERMINÍSTICA Y
PROBABILÍSTICA).....1 26-144*

INTRODUCCIÓN

<i>6.1 INCERTIDUMBRE EN LOS ESTIMADOS DE RESERVAS.....</i>	<i>126</i>
<i>6.2 RESERVAS PROBADAS (CRITERIOS PROBABILÍSTICOS).....</i>	<i>129</i>
<i>6.3 ANÁLISIS ESTÁTICO DE RESERVAS.....</i>	<i>130</i>
<i>6.4 RESERVAS COMO LA SUMA DE LAS PREDICCIONES DE VENTAS EN TIEMPO.....</i>	<i>130</i>
<i>6.5 PARÁMETROS Y SU DISTRIBUCIÓN DE INCERTIDUMBRE.....</i>	<i>131</i>
<i>6.6 VOLUMEN DEL YACIMIENTO.....</i>	<i>131</i>
<i>6.7 PARÁMETROS DEL YACIMIENTO.....</i>	<i>131</i>
<i>6.8 RECUPERACIÓN EN UN YACIMIENTO.....</i>	<i>132</i>
<i>6.9 DERECHOS SOBRE LAS RESERVAS.....</i>	<i>132</i>
<i>6.10 SELECCIÓN DE UNA FUNCIÓN DE PROBABILIDAD (FDP).....</i>	<i>133</i>
<i>6.11 RIESGOS E INCERTIDUMBRE EN PROYECTOS PETROLEROS.....</i>	<i>137</i>
<i>6.12 CÁLCULO PROBABILÍSTICO DE RESERVA ORIGINAL.....</i>	<i>138</i>
<i>6.12.1 MÉTODO DE MONTECARLO.....</i>	<i>138</i>
<i>6.13 MÉTODOS DE AGREGACIÓN.....</i>	<i>143</i>
<i>6.13.1 ADICIÓN DE RECURSOS.....</i>	<i>144</i>

**CAPÍTULO 7. APLICACIÓN: POTENCIAL DE RESERVAS 2P A
INCORPORAR (CAMPO AYATSIL).....145-190**

INTRODUCCIÓN

<u>7.1 DATOS DEL CAMPO</u>	146
<u>RESERVAS DE HIDROCARBURO</u>	151
<u>FACTORES DE RECUPERACIÓN</u>	151
<u>VARIACIÓN DE LAS RESERVAS</u>	151
<u>7.2 CÁLCULO DE LOS FACTORES DE RECUPERACIÓN Y VOLÚMENES ORIGINALES DE HIDROCARBUROS</u>	152
<u>7.3 NÚMERO ÓPTIMO DE POZOS</u>	155
<u>7.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD</u>	156
<u>7.4.1 NIVELES DE SENSIBILIDAD</u>	157
<u>7.4.1.1 DIAGRAMA TORNADO</u>	157
<u>7.4.1.2 ÁRBOL DE DECISIÓN</u>	159
<u>7.5 MERAK-PEEP</u>	161
<u>7.5.1 CREACIÓN DEL CASO A ESTUDIAR</u>	161
<u>7.5.2 DATOS A INTRODUCIR EN MERAK-PEEP</u>	165
<u>7.5.2.1 VARIACIÓN DE PARÁMETROS VOLUMÉTRICOS DE ACUERDO A LA SEC-PRMS</u>	165
<u>7.5.2.2 ESCENARIOS. CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN DIARIA Y DE RESERVA 2P (MERAK)</u>	165
<u>7.5.2.3 RESULTADOS DE PRODUCCIONES DE ACEITE Y GAS, VOLÚMENES DE ACEITE Y GAS, PARA CADA ESCENARIO</u>	167
<u>7.5.3 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN</u>	186
<u>7.6 EVALUACIÓN DE RIESGO DEL ESCENARIO SELECCIONADO</u>	187

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

REFERENCIAS

LISTA DE FIGURAS Y TABLAS

ANEXO

OBJETIVOS

- *Aplicar e interpretar las técnicas, conocimientos básicos, y las herramientas para la estimación de reservas de hidrocarburos.*
- *Maximizar las reservas 2P en función a mejores condiciones, escenario, de explotación en el yacimiento.*

INTRODUCCIÓN.

El petróleo es la principal fuente de energía del planeta, es un factor clave en el desarrollo continuo de las economías mundiales además de ser esencial para la planificación futura de los gobiernos y la industria sobre una clara evaluación de las cantidades de petróleo disponible para la producción y de las cantidades que se prevé estén como disponibles dentro de un marco de tiempo a través de prácticas de desarrollo de campos, avances tecnológicos o exploración.

Para lograr este tipo de evaluación, es de suma importancia que la industria adopte una nomenclatura coherente para evaluar las cantidades actuales y futuras de petróleo a recuperar de forma natural. Estas cantidades se definen como la reserva, y su evaluación es de gran importancia para los gobiernos, los organismos internacionales, economistas, banqueros y el sector energético internacional.

Debido a lo anterior, la SEC (Securities and Exchange Commission) realizó y finalizó las revisiones propuestas a los requisitos de las reservas reportadas por compañías de gas y aceite, con el nuevo reglamento se hizo efectivo, desde 2009, la presentación de informes de fin de año.

Los cambios representan la primera gran modificación a los requisitos divulgados desde comienzos de los ochentas, ésta tuvo por objetivo la actualización, la incorporación de tecnologías mejoradas y los métodos alternativos de extracción, además de proporcionar a los inversionistas la obtención de información adicional sobre las reservas.

Si bien algunas de las revisiones son obligatorias, otras publicaciones adicionales, por ejemplo la publicación de los datos de reservas probables y posibles, son opcionales.

Los precios utilizados en la estimación de reservas se convierten en un precio promedio de 12 meses. El precio medio será la media no ponderada del precio de cierre del primer día de cada mes durante el período de 12 meses.

El objetivo es maximizar la comparabilidad y la mitigación de posibles distorsiones en las estimaciones de reservas que pueden surgir cuando se utilizan los puntos únicos de precios. En los casos en que el precio es fijado por los acuerdos contractuales, este precio se debe utilizar en lugar de la media de 12 meses para los volúmenes afectados.

En el pasado, el alcance de la definición de la SEC de las actividades de producción de petróleo y gas” explícitamente excluía las fuentes “no tradicionales” o “no convencionales.” La definición revisada de las “actividades de producción” incorpora tales acciones, además han sido ampliadas para incluir la extracción de hidrocarburos en estado sólido, líquido o gaseoso, de arenas bituminosas, pizarras, camas de carbón u otros recursos naturales no renovables a ser transformados en aceite sintético o gas.

En un intento por reducir la ambigüedad, la SEC ahora define una certeza razonable como un alto grado de confianza en que las cantidades se recuperarán."

De acuerdo con el PRMS (Petroleum Resource Management System), en definición, si se utilizan métodos probabilísticos, debe haber al menos un 90% de probabilidad de que las cantidades realmente recuperadas serán iguales o superiores a las estimadas. Las normas del pasado no definían específicamente el término.

Las normas actuales requieren la producción real o datos de prueba de flujo para respaldar la clasificación IP, esto limita el uso de tecnologías alternativas como base para la determinación de reservas a publicar. Bajo los nuevos requisitos, una tecnología confiable permite que una o más formas de tecnología, incluyendo métodos computacionales, sean puestas a prueba y demuestren consistencia y repetitividad.

Esta nueva norma permitirá el uso de una nueva tecnología o una combinación de tecnologías, una vez que una empresa pueda establecer y documentar la fiabilidad de éstas.

Actualmente, el precio del petróleo mantiene su tendencia alcista debido a los conflictos en Libia y Bahrein, los cuales amenazan con desestabilizar a los grandes productores de petróleo en Oriente Próximo y África del norte, además de lograr interrumpir las operaciones en los puertos petroleros libios y en consecuencia el crudo Brent ha llegado a costar 116.10 dólares por barril y el WTI (West Texas Intermediate) 105.80 dólares por barril.

Es probable que en los próximos años se realicen descubrimientos adicionales y se desarrollen nuevas tecnologías que permitan aumentar la eficiencia de recuperación de las reservas ya conocidas.

Por ello, se ha formulado una guía que permita efectuar la incorporación de reservas, necesaria, de manera eficiente bajo los preceptos establecidos por los organismos reguladores.

En los primeros dos Capítulos se presentan los conceptos geológicos y petroleros, base para la realización de la correcta localización y cálculo de reservas, posteriormente, entramos a los conceptos y clasificación de las reservas en el Capítulo tres, así como a los diferentes métodos para efectuar los cálculos correspondientes, Capítulo cuatro y cinco para posteriormente incorporar reservas, en esta parte se anexaron las modificaciones hechas realizadas por la SEC a algunos conceptos, en su última actualización.

En el último Capítulo se presenta un ejemplo de la metodología propuesta con datos de un campo real apoyado de software, funcionando como patrón para una posterior aplicación en otros campos. En base a los resultados se da una conclusión sobre la efectividad de la metodología propuesta, así como, las recomendaciones pertinentes para efectuar la incorporación correcta de reservas. En la realización de este trabajo se tomaron en cuenta las opiniones y sugerencias de expertos en el área.

1. ANTECEDENTES GEOLÓGICOS.

INTRODUCCIÓN.

La mayoría de la gente está inconsciente del grado en que la Geología afecta su vida. Es obvio que nuestro nivel de vida depende directamente del consumo de materiales geológicos, ya sea como individuos o como sociedad.

Un ejemplo claro de la relación de la Geología con nuestra vida cotidiana es cuando vamos al trabajo, escuela etcétera, subimos al automóvil o al transporte público, éste funciona gracias a productos derivados del crudo (lubricantes, gasolina, etcétera), sin embargo, para poder obtener el hidrocarburo, es necesario efectuar un estudio geológico-petrolero el cual considere conceptos generales relacionados con la formación, migración y acumulación de los hidrocarburos, conformando el primer estudio en todo proceso de la exploración petrolera, posteriormente, con ayuda de otras áreas pertenecientes a Ciencias de la Tierra, se indica la existencia o inexistencia de un posible yacimiento, proporcionando una certidumbre de volúmenes de hidrocarburos para su posterior extracción.

Por lo anterior, este capítulo tiene por objetivo mostrar conceptos y parámetros indispensables que intervienen en la formación y acumulación de hidrocarburos, lo cual permitirá un correcto análisis y posterior toma de decisiones.

1.1 ROCA ALMACÉN.

Se le llama así a toda roca capaz de almacenar hidrocarburos (FIGURA 1.1). Las características almacenadoras de una roca pueden ser originales a la porosidad intergranular de las areniscas, “porosidad primaria”, o bien, resultante de cualquier tipo de actividad que provoque cambios posteriores a la conversión de los sedimentos en roca, “porosidad secundaria”.

Sus principales características son:

- a) **Porosa:** Posee los espacios suficientes para almacenar un volumen considerable de hidrocarburo.
- b) **Permeable:** Sus poros están interconectados de tal manera que ceden hidrocarburos.
- c) **Homogénea:** Muestra continuidad lateral y vertical.

1.1.1 ROCAS ALMACÉN PRINCIPALES.

Básicamente se tienen dos grupos, el primero es representado por las areniscas, mientras en el segundo encontramos a las dolomías y calizas o rocas carbonatadas, éstas últimas conforman el 30% de los yacimientos (TABLA 1.1).

TABLA 1.1 DIFERENCIAS PRINCIPALES ENTRE ROCAS ALMACÉN.

ROCAS ARENISCAS ALMACENADORAS	ROCAS CARBONATADAS ALMACENADORAS
<i>Menos susceptibilidad a alteraciones diagenéticas reductoras de porosidad y permeabilidad.</i>	<i>Debido a su naturaleza mineralógica, son susceptibles a cambios diagenéticos que reducen porosidad y permeabilidad primaria.</i>
<i>Las partículas o granos detríticos que las constituyen tienden a adoptar formas esféricas a subesféricas debido a procesos sedimentarios durante su formación o por efecto del transporte prolongado.</i>	<i>Las partículas constituyentes de las rocas carbonatadas almacenadoras sufrieron un transporte muy reducido o nulo, es decir de formación in-situ en la cuenca del depósito.</i>
<i>El transporte prolongado se traduce en otras características, tales como predominancia de materiales estables y graduación en la granulometría del sedimento.</i>	<i>El depósito de carbonatos químicos o bioquímico requiere de condiciones ambientales y de energía del medio acuoso muy especiales, estos se reflejan en cuerpos extensos arealmente y con un gran potencial (espesor), frecuentemente masivo, si las condiciones se mantienen estables.</i>
<i>Las areniscas de tipo almacenador tienden a formar cuerpos lenticulares y acumularse en ambientes de alta energía.</i>	

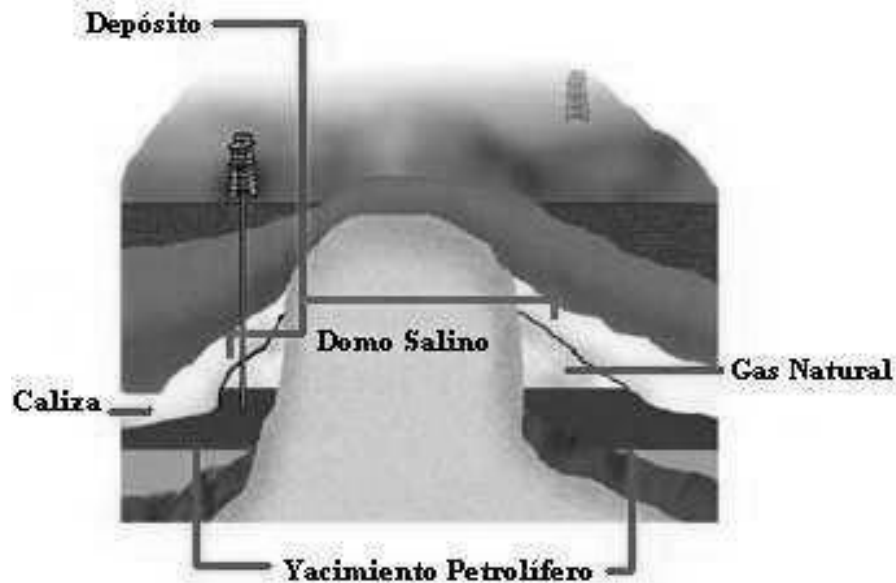


FIGURA 1.1 Ejemplo de yacimiento petrolero.

1.2 TRAMPA.

La etapa culminante de un campo de aceite o gas representa el entrampamiento de los hidrocarburos en acumulaciones económicamente explotables.

La trampa de hidrocarburos es una condición geológica de las rocas del subsuelo que permite la acumulación del crudo o del gas natural (FIGURA 1.2 y FIGURA 1.3).

Las trampas pueden ser de origen estructural (pliegues y fallas), estratigráficos (lentes, acuñaamiento de rocas porosas contra rocas no porosas denominadas rocas sellos) y combinadas (elementos estructurales y estratigráficos) (FIGURA 1.4, FIGURA 1.5, FIGURA 1.6, FIGUR 1.7 Y FIGURA 1.8).

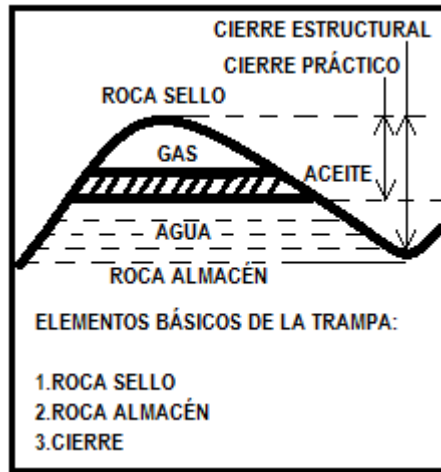


FIGURA 1.2 Elementos básicos de una trampa de hidrocarburos.

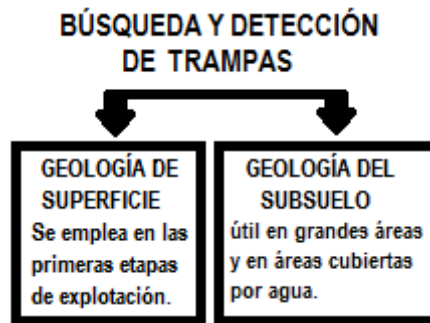


FIGURA 1.3 Búsqueda y detección de trampas.

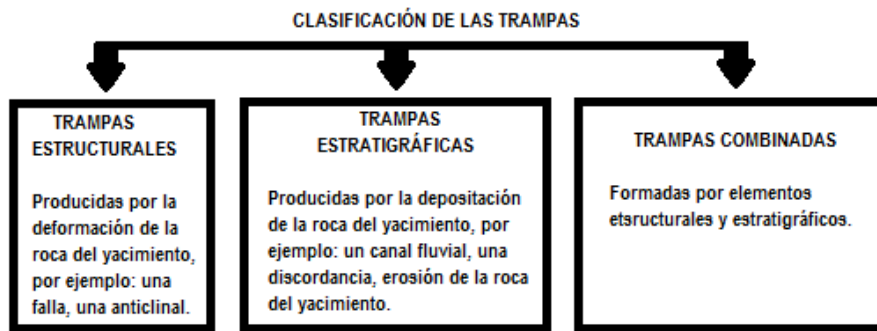


FIGURA 1.4 Clasificación de las trampas.

En toda trampa existe un Cierre (FIGURA 1.5), llamamos Cierre a la distancia vertical entre la curva estructural cerrada más baja y la cima de la estructura; representa la distancia máxima vertical en que los hidrocarburos se pueden acumular en el receptáculo. En general existen dos tipos de cierres: estructurales y prácticos.

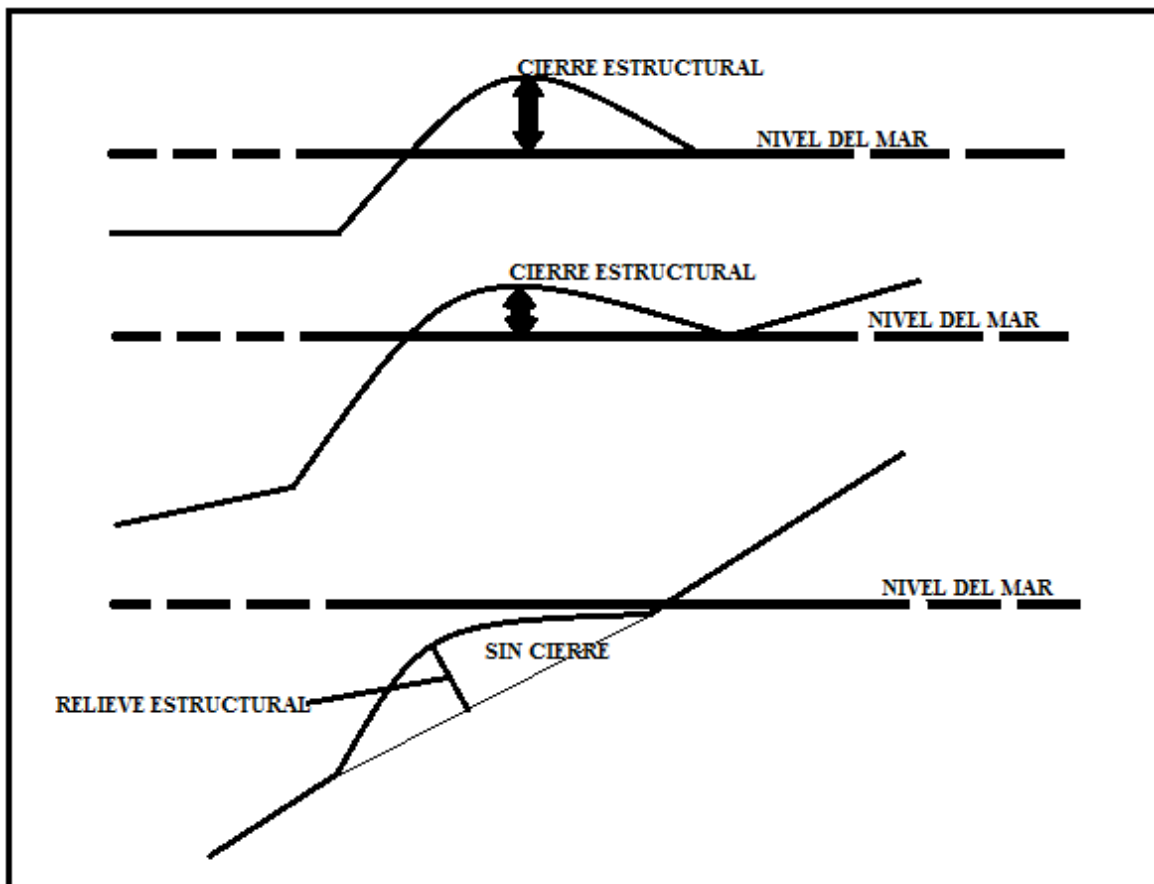


FIGURA 1.5 Perfil diagramático que muestra como la misma magnitud de relieve estructural tendrá diferentes valores de cierre estructural de acuerdo con el gradiente de buzamiento regional, es decir con un plano de referencia horizontal.

FIGURA 1.6 Ejemplo de trampas estructurales.

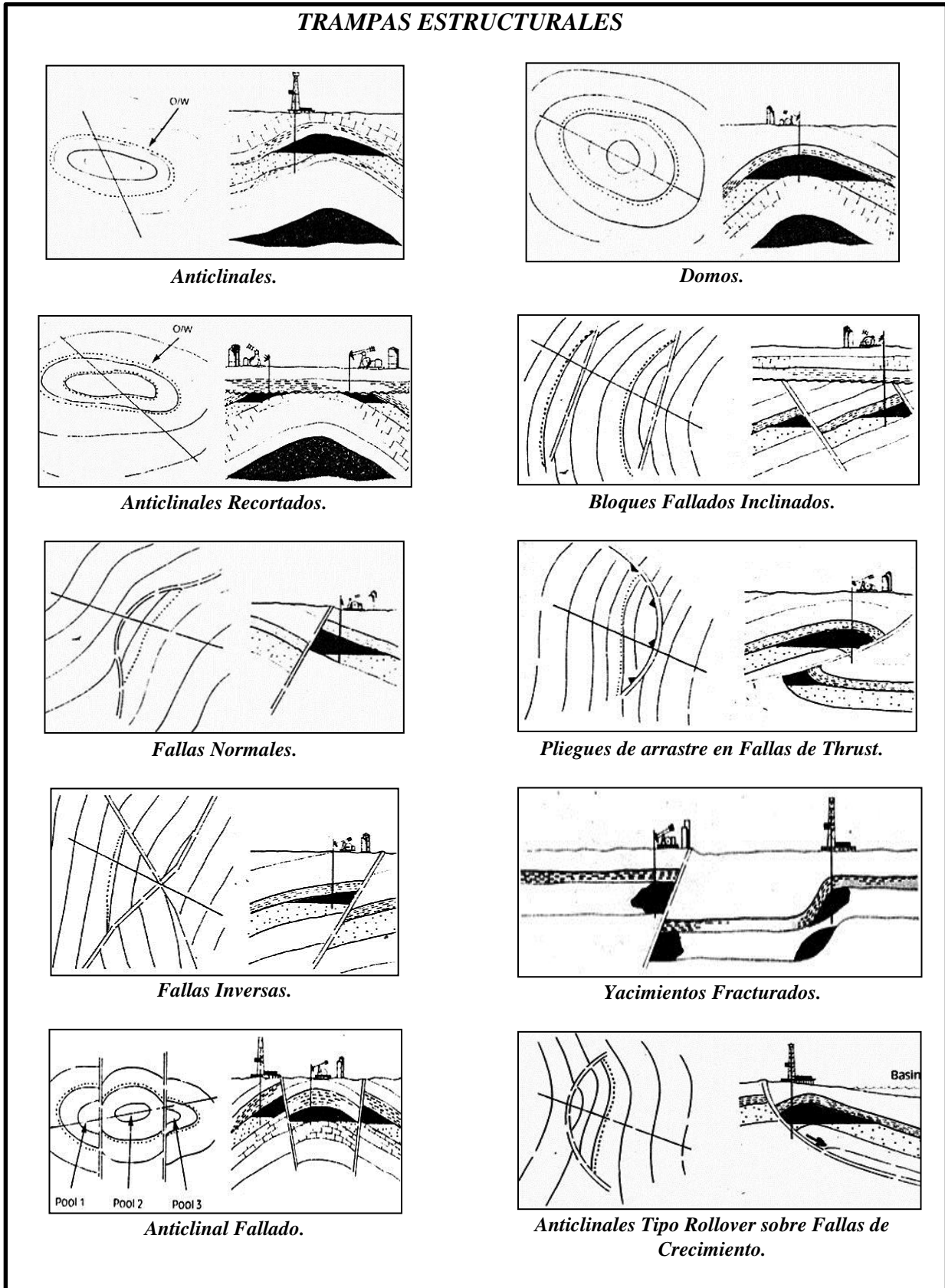
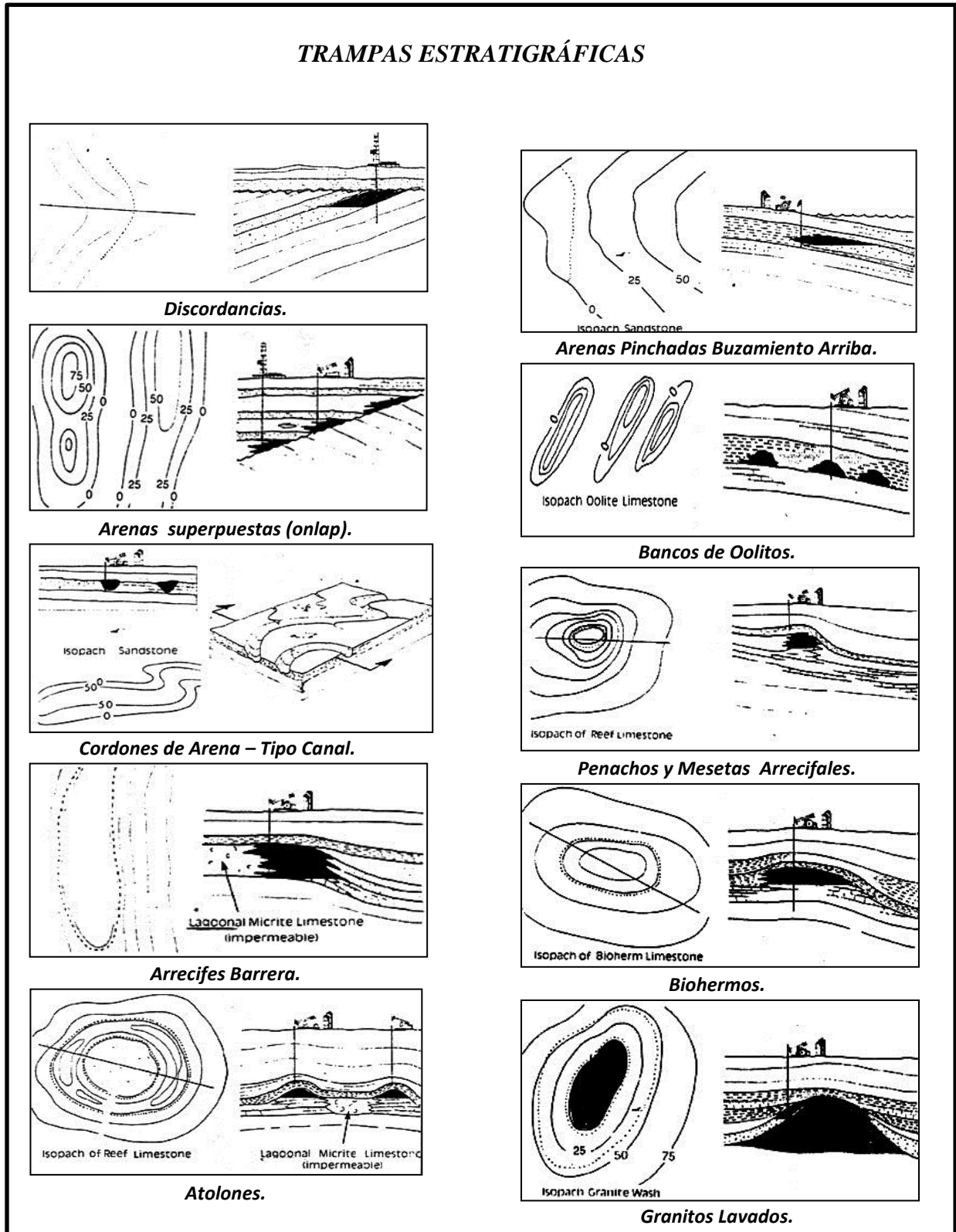


FIGURA 1.7 Ejemplo de trampas estratigráficas.



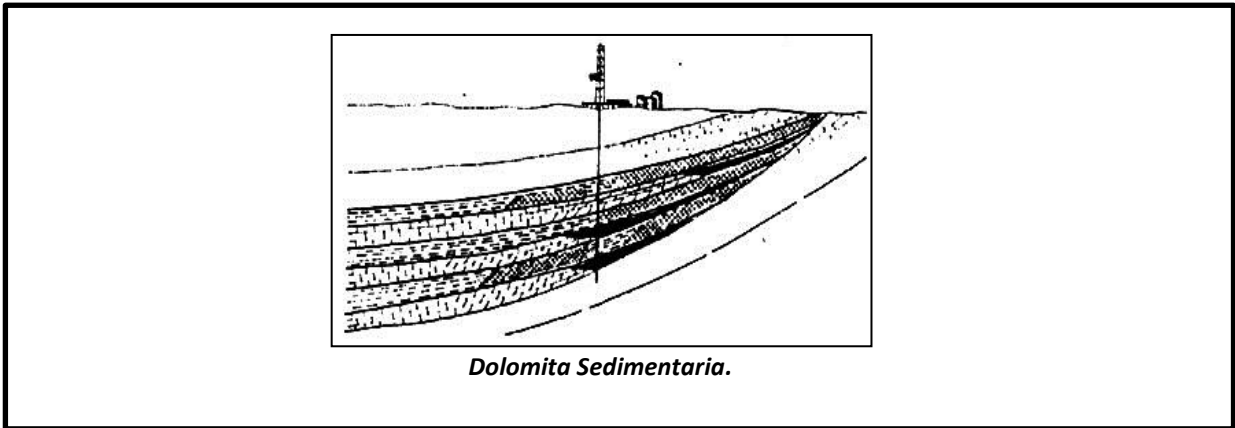
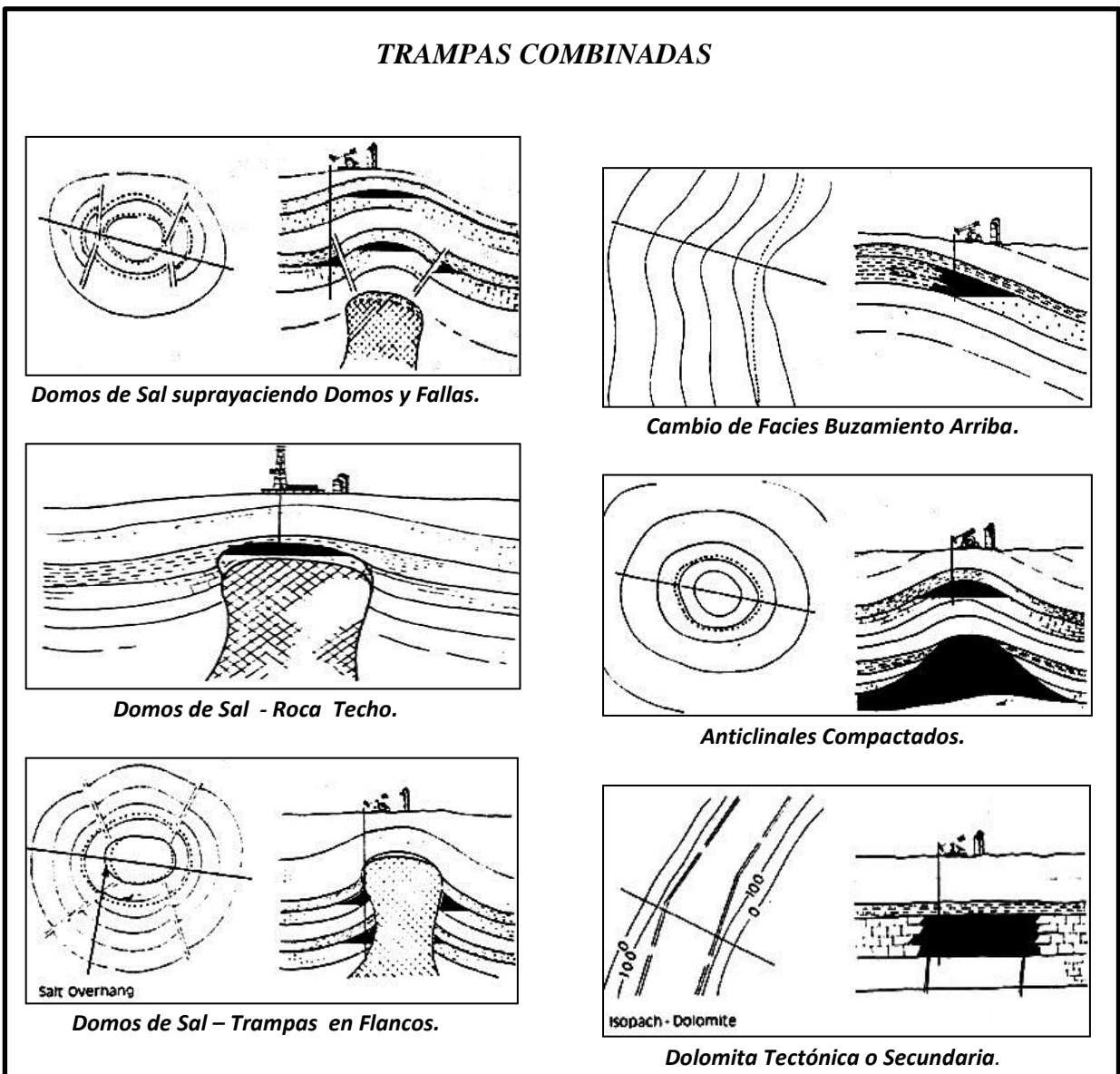


FIGURA 1.8 Ejemplo de trampas combinadas.



Generalmente las trampas no están llenas totalmente de aceite, encontramos el contacto agua-aceite dentro del Cierre.

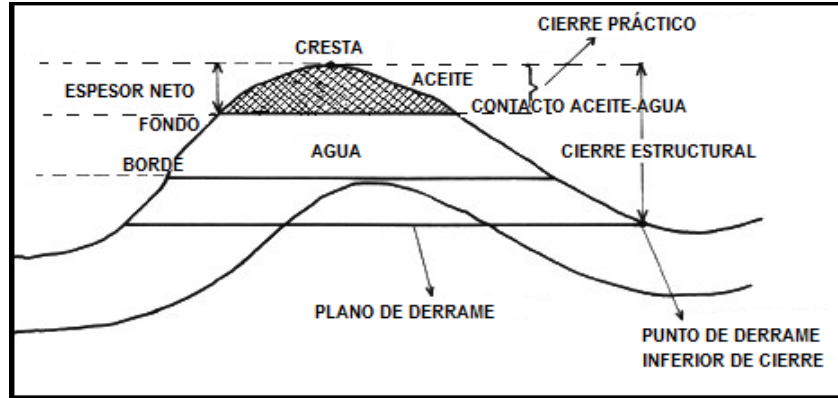


FIGURA 1.9 Elementos y Cierre de una trampa de hidrocarburos.

1.2.1 ÁREA DE DRENE.

El área de drene es la extensión echado abajo de la trampa. Si se tiene una trampa ubicada en el flanco de una cuenca, el área de drene puede extenderse hasta el fondo de la cuenca. Es de suma importancia la localización del campo en la estructura general.

1.3 ROCA GENERADORA.

Para que exista un yacimiento es indispensables que existan: una roca generadora (depende de las condiciones de relieve y del clima reinante en la época del depósito), una roca conductora, una roca almacén, una roca sello, migración del hidrocarburo y sincronización geológica.

Las etapas de formación de un yacimiento petrolero se pueden resumir en cinco:

- 1.- Formación del crudo (roca generadora).
- 2.- Migración primaria del crudo (roca generadora).
- 3.- Migración secundaria.
- 4.- Entrampamiento.
- 5.- Conservación del yacimiento.

La determinación de una roca generadora se basa en su contenido de materia orgánica y en el tipo de materia orgánica. La cantidad total de materia orgánica de una roca generadora se determina por medio de cuatro tipos de análisis:

- 1.- Análisis óptico del residuo palinológico.
- 2.- Análisis del contenido de carbono orgánico total.
- 3.- Análisis por pirolisis de los hidrocarburos ya formados y potenciales.
- 4.- Análisis de la materia orgánica soluble.

1.3.1 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS.

Distintos sedimentos derivados de provincias geológicas y estratigráficas han sido estudiados y han dado datos para deducir varios hechos con respecto a la formación de sedimento rico en materia orgánica (FIGURA 1.10). En 1963 se establece que la riqueza de materia orgánica no es inherente a ninguna litología en particular, más bien, tiende a estar asociada con los sedimentos de grano fino (FIGURA 1.11).

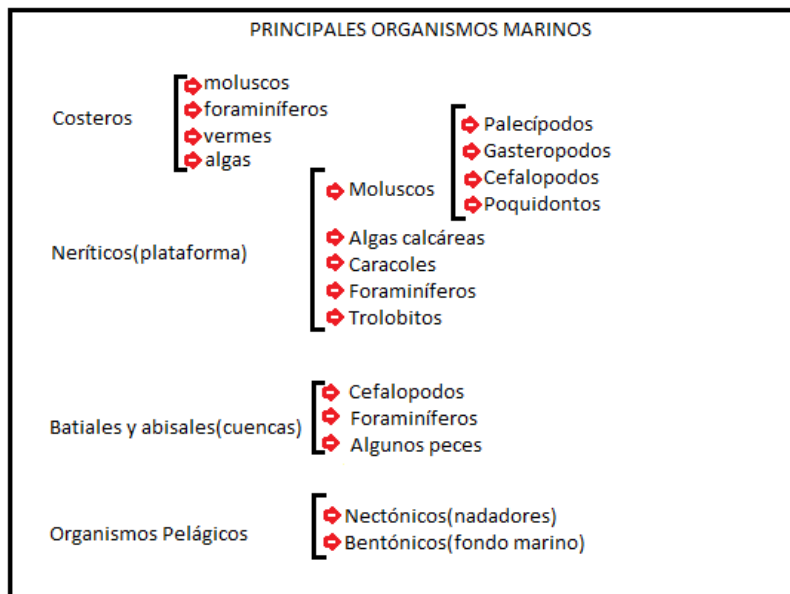


FIGURA 1.10 Principales organismos marinos.

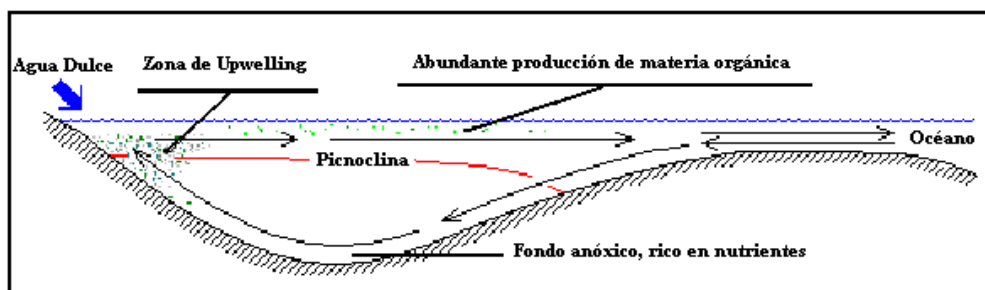


FIGURA 1.11 Modelo de circulación (Estuario).

1.3.2 CARACTERÍSTICAS BIOLÓGICAS.

La productividad biológica de los medios acuáticos, especialmente en los marinos, es de gran relevancia para la formación de rocas generadoras con potencialidad de hidrocarburos (FIGURA 1.12).

En los medios subaéreos el acceso libre del aire, conjuntamente con la presencia de humedad, permite el crecimiento y la acción de bacterias que descomponen y destruyen la materia orgánica; por otro lado en los medios subacuáticos, el depósito de sedimentos de grano fino limita el acceso de oxígeno molecular disuelto, por ende, la actividad de las bacterias aeróbicas llega a ser nula (FIGURA 1.13).



FIGURA 1.12 Ecología de las algas marinas calcáreas. Se presentan los ambientes de depósito a lo largo de un perfil ideal de un margen de plataforma carbonatada.

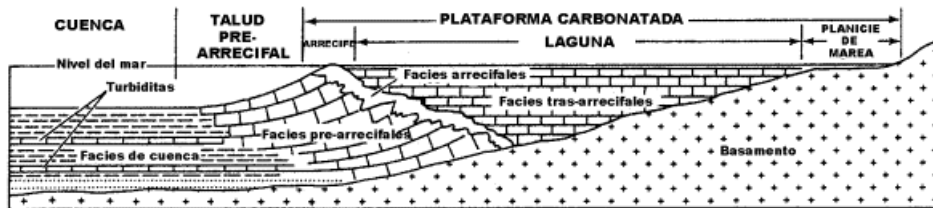


FIGURA 1.13 Sección esquemática mostrando los ambientes de depósito principales en las inmediaciones de un arrecife.

1.3.3 MATERIA ORGÁNICA.

Está compuesta por moléculas en forma monomérica o polimérica, originadas directa o indirectamente de la parte orgánica de los organismos. Una parte pequeña es depositada y preservada en los sedimentos, distintos investigadores la señalan como el origen común de los combustibles fósiles: crudo, gas natural, carbón, arenas asfálticas y lutitas bituminosas (**FIGURA 1.14**).



FIGURA 1.14 Roca sedimentaria e hidrocarburo líquido producto del enterramiento de restos vegetales y animales en el fondo de los océanos, E.U.A.

1.3.4 ACUMULACIÓN.

El fitoplancton representa la fuente principal de materia orgánica de sedimentos marinos, en algunas regiones poco profundas, con la luz suficiente para la fotosíntesis, la principal fuente está constituida por fitobentos marinos.

Las bacterias que retransforman los organismos muertos, se consideran como fuente adicional del carbón orgánico.

En sedimentos depositados en playas y deltas, el material orgánico alóctono derivado de la tierra: polen, esporas, detritos de plantas, pueden ser el constituyente predominante (**FIGURA 1.15**).

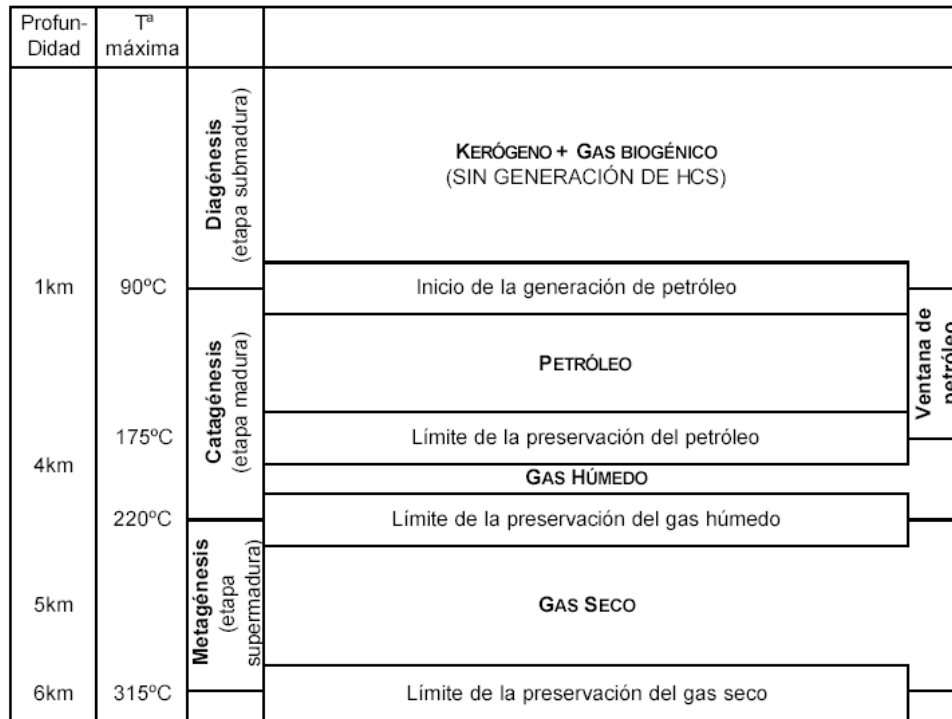


FIGURA 1.15 Transformación de la materia orgánica

1.3.5 PRESERVACIÓN.

Se puede efectuar en un medio acuático (lagos, mares u océanos). En todos los medios la materia orgánica es presa de microorganismos: bacterias, hongos, etc.

Los organismos anaeróbicos contribuyen a modificar la composición de la materia orgánica restante.

En suelos terrestres subaéreos, el oxígeno molecular disponible permite una destrucción casi completa de la materia orgánica, por otro lado, en sedimentos finos depositados en un medio marino o lacustre, como los lodos arcillosos o calcáreos finos, el acceso del oxígeno molecular se vuelve imposible y el oxígeno disuelto dentro de las aguas intersticiales de lodos se elimina fácilmente por degradación microbiana de materia orgánica y no es remplazado, volviéndose un medio anaeróbico (FIGURA 1.16).

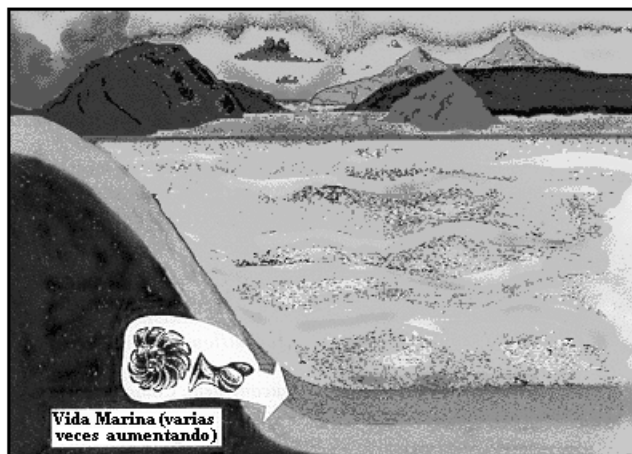


FIGURA 1.16 MATERIA ORGÁNICA MARINA.

1.3.6 MIGRACIÓN.

La migración de hidrocarburos es el movimiento de los hidrocarburos de la roca madre a la roca recipiente, siendo la porosidad y permeabilidad las vías que permitan su movimiento (FIGURA 1.17).

El gas y el aceite no se encuentran, por lo general, en las rocas origen, por ello es necesario postular una migración de la roca generadora a una almacenadora; además, pensar en la migración de los mismos hidrocarburos dentro de la roca almacenadora, hasta que escapen a la atmósfera, o bien, encuentren obstáculos o una trampa natural donde se acumulen y formen un yacimiento.

Bajo presión el gas se puede mover dentro de todas las rocas, a menos que estas sean extremadamente compactas en la dirección de menor presión que generalmente es hacia arriba.

El aceite, como se conoce en yacimientos profundos, se mezcla el gas en una fase homogénea de vapor, adquiriendo el aceite una movilidad comparable con la del gas natural. Bajo estas circunstancias, se cree que la migración por largas distancias es posible.

1.3.6.1 MIGRACIÓN PRIMARIA Y SECUNDARIA.

La primera migración la experimenta el aceite después de su generación, de la roca generadora de grano fino a la roca porosa y permeable que representa la almacenadora.

La segunda migración tiene lugar a lo largo de la roca almacenadora, hasta que el aceite llega a una trampa que impida su movimiento, o escape a la superficie.

Las fuerzas hidráulicas son dominantes, pero en la migración secundaria la flotabilidad del aceite con respecto al agua asociada es probablemente lo más relevante.

Las migraciones primarias y secundarias, de gas y mezclas de gas y aceite en fase de vapor por altas temperaturas son más sencillas que las de crudo líquido. El gas se mueve en dirección de menos presión, presentando los poros saturados de agua una resistencia mínima al movimiento. Las migraciones en fase de vapor no solo se producen a través de poros interconectados en que se puede mover el aceite, sino también lo puede hacer a través de microporos y microfracturas.

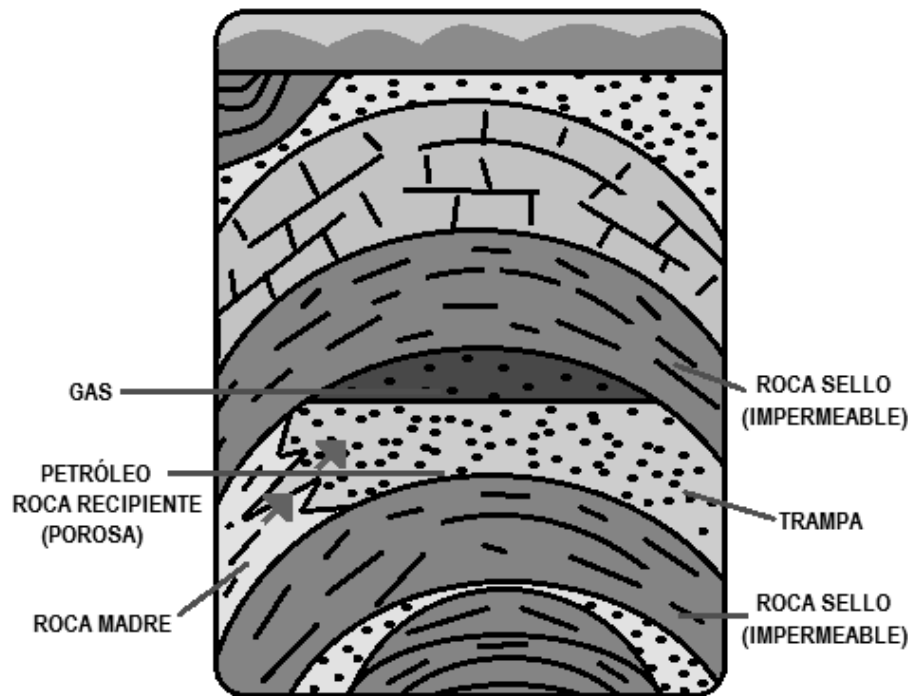


FIGURA 1.17 Comportamiento de la Migración primaria y secundaria del hidrocarburo. En este proceso, el hidrocarburo es expulsado de la roca madre (migración primaria) e inicia su recorrido hacia la trampa (migración secundaria).

1.4 ROCA SELLO.

Son las rocas que por su baja permeabilidad no permiten el paso del crudo, sirviendo como cierre a su desplazamiento. No existe una roca que sea absolutamente impermeable. Para que una roca sea considerada relativamente impermeable, no debe poseer fracturas interconectadas (FIGURA 1.18).

El espesor de una roca sello depende de su calidad, a mayor espesor mayor habilidad para impedir la migración de crudo, y del grado de tectonismo de la región.

En una roca sello de extensión amplia, es necesario conocer la forma y tamaño de poros, contenido de fluidos y el régimen hidrodinámico, estos datos son difíciles de explorar.

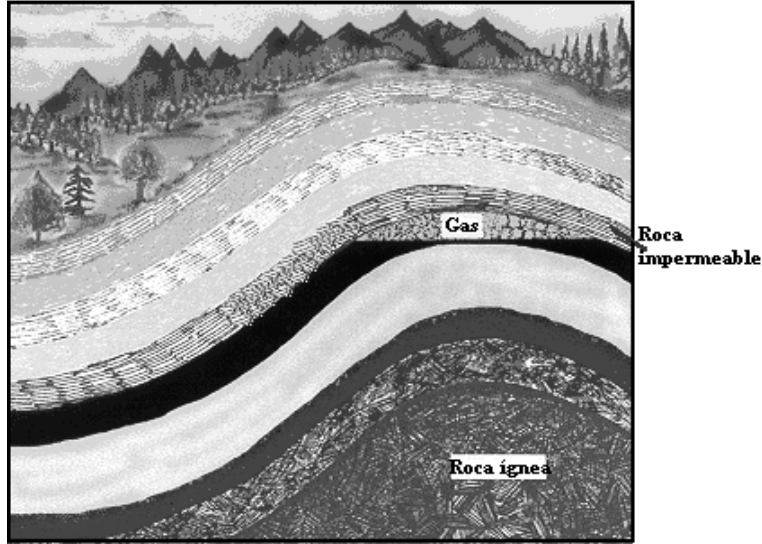


FIGURA 1.18 Roca Sello

1.4.1 TIPOS DE ROCA SELLO.

Una roca sello es aquella que impide la fuga del fluido hacia otro medio, presentan baja permeabilidad (k) y alta ductilidad (TABLA 1.2).

La ductilidad es una propiedad que presentan las rocas sello, las cuales bajo la acción de una fuerza, pueden deformarse sosteniblemente sin romperse.

TABLA 1.2 TIPO DE ROCA SELLO DE ACUERDO AL GRADO DE DUCTILIDAD.

ROCAS SELLO (EN ORDEN DE MAYOR A MENOR DUCTILIDAD)
a) Sal
b) Anhidrita
c) Lutitas ricas en Kerógeno
d) Lutitas arcillosas
e) Lutitas limolíticas
f) Lodos carbonatados
g) Cretas

Dentro de las principales rocas sello se encuentran:

Lutitas: Son las rocas sedimentarias más abundantes, comúnmente interestratificadas con areniscas, rocas carbonatadas o ambas, existen muchas probabilidades de que una roca almacenadora esté ubicada entre capas de arcillas.

El grado de impermeabilidad de las arcillas depende de su textura y de los minerales que se encuentren presentes. La gran mayoría de sellos se constituyen por lutitas (**FIGURA 1.19**).

Rocas carbonatadas: Actúan bajo ciertas condiciones como roca sello, las calizas más comunes son arcillosas, pueden pasar gradualmente a arcillas calcáreas; otro tipo son las margas y cretas de grano extremadamente fino y plásticas en cierta medida, poseen una capacidad enorme de deformación, y finalmente las calizas que contienen partículas diseminadas de anhidrita (**FIGURA 1.20**).

Evaporitas: La anhidrita es el mineral más importante como material de taponamiento y más abundante que el yeso, la sal y otros precipitados salinos.

La sal, idealmente, es un sello magnífico ya que posee gran impermeabilidad y fluidez bajo presión (**FIGURA 1.21**).



FIGURA 1.19 Ejemplo de roca Lutita



FIGURA 1.20 Roca Carbonatada de origen químico, biológico o detrítico.



FIGURA 1.21 Roca Evaporítica (yeso) monominerálica que precipita en masas de agua salobre asociada a sulfatos y sales.

1.4.2 CAMBIO DE FACIES.

Las facies sedimentarias son parte de un conjunto de rocas que poseen características que pueden usarse para distinguirla de otras facies vecinas (**TABLA 1.4**).

Al examinar una capa de roca sedimentaria (**FIGURA 1.22**) que cubre un área extensa se observará probablemente cambios en composición y en textura de un lugar a otro. En un estrato puede cambiar en forma gradual sus características dentro de un área en específico, clasificándose como facies sedimentarias separadas en una formación.

En una capa de caliza se puede encontrar facies de oolitas, de lodo y de granos (**FIGURA 1.23**).

Una capa de lutita puede consistir en facies de lutitas rojas y facies de lutitas negras. Se pueden ocupar fósiles, color, estructuras sedimentarias, composición, textura y otras características distintivas para describir facies sedimentarias.

Importantes eventos geológicos pueden explicarse conforme las distintas facies están dispuestas unas con respecto de otras. Un patrón interesante es la secuencia de facies que se traslapan producidas por el avance del océano sobre el continente.

La depositación de arena, arcilla y lodo calcáreo a lo largo de algunas costas puede estar relacionada con la profundidad del agua y con la distancia a la costa. Ejemplos del tipo de facies que podemos encontrar en las rocas sedimentarias (carbonatadas y areniscas) de acuerdo al ambiente de depósito son presentados en la **TABLA 1.3**.

El concepto de facies se refiere a la suma de las características de una unidad de roca: litología, tamaño de grano, estructuras sedimentarias, color, composición, contenido biológico.

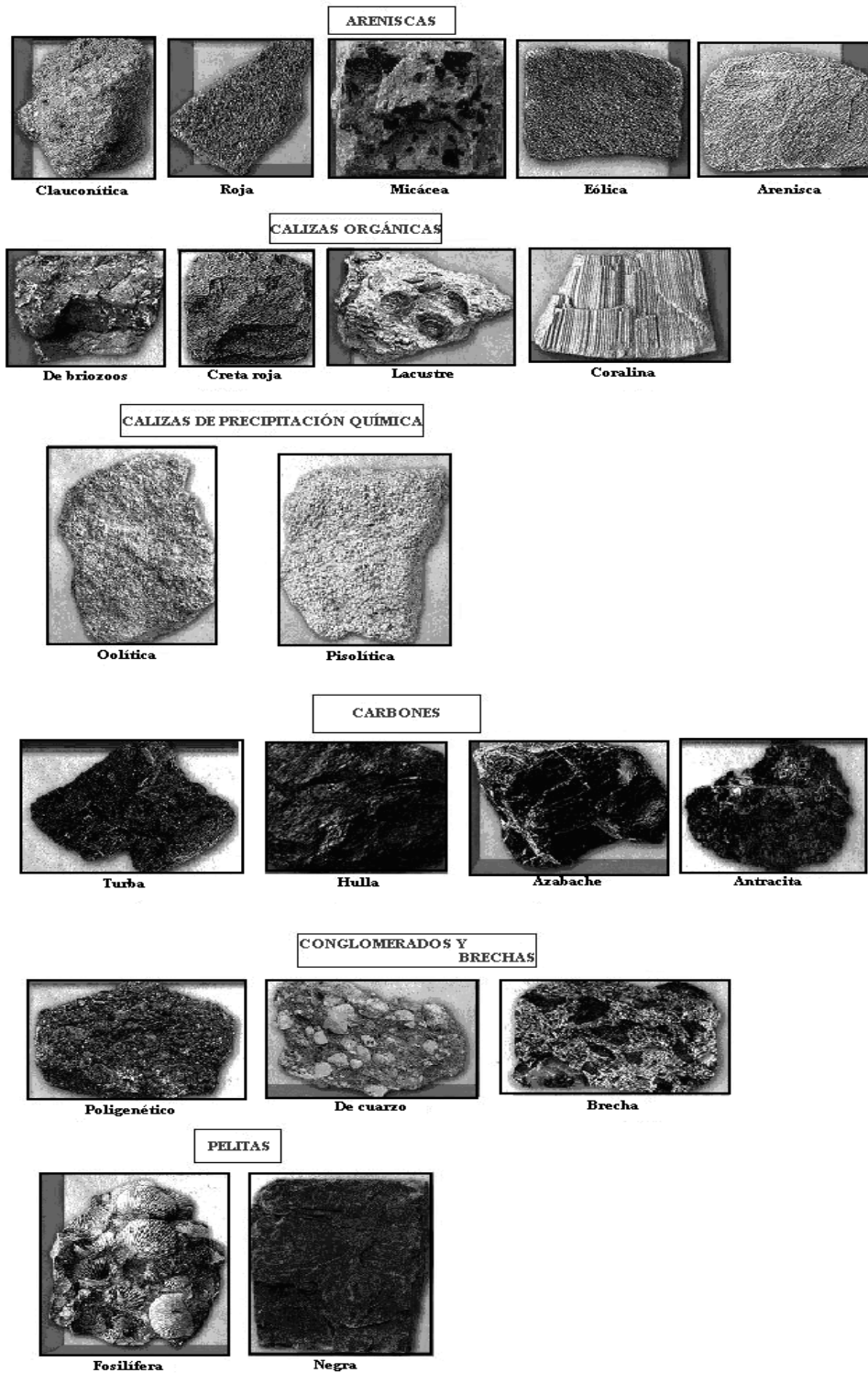


FIGURA 1.22 Ejemplos de rocas sedimentarias.

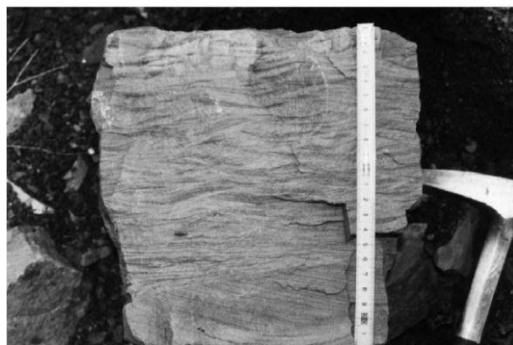


FIGURA 1.23 Litofacies de areniscas entrecruzadas y de areniscas con laminación ondulítica.

TABLA 1.3 FACIES DE LAS ROCAS CARBONATADAS Y ARENISCAS DE ACUERDO AL AMBIENTE DE DEPÓSITO.

	FACIES ALMACENADORAS (ARENISCAS)	FACIES ALMACENADORAS (CARBONATADAS)
<i>Tipo alluvial</i>	<i>Depósito de corrientes trenzadas, depósito de relleno de canal y barras de media luna.</i>	<i>a) Secuencias depositadas en secuencias en condiciones de subsidencia lenta de la cuenta de depósito.</i>
<i>Tipo deltáico</i>	<i>Depósito de canal distributivo, barras de desembocadura.</i>	<i>b) Arrecifes y bancos o montículos calcáreos.</i>
<i>Tipo costero interdeltáico</i>	<i>Depósito complejo paya-isla de barrera, depósito de canal de marea.</i>	<i>c) Depósito de pendientes.</i>
<i>Depósito marino somero</i>	<i>Barras costa-afuera marinas, depósitos transgresivos.</i>	<i>d) Depósito de aguas profundas.</i>
<i>Tipo marino</i>	<i>Depósitos de corrientes de turbidez.</i>	

1.5 GEOQUÍMICA Y EXPLORACIÓN PETROLERA.

A lo largo de las últimas décadas la utilización de la geoquímica en la exploración y producción de crudo ha sufrido un fuerte avance y transformación. Los primeros pasos de la geoquímica petrolera quedan resumidos y ensalzados con la aparición del primer gran manual (Tissot & Welte, 1984).

La geoquímica aplicada a pozos de exploración analiza muestras de canal en busca de tres parámetros críticos: tiempo de maduración, carbono orgánico y potencial de generación; para ello ocupa técnicas tales como: destilación térmica, pirólisis y reflectancia de vitrinita (FIGURA 1.24 Y FIGURA 1.25). En áreas de desarrollo se pueden establecer correlaciones de aceites crudos-rocas generadoras analizando las rocas de afloramientos no intemperizados y núcleos someros, lo cual permite determinar el

contenido de carbono orgánico y el color del kerógeno. La cromatografía de pirólisis-gas indicará el potencial de generación de aceite (TABLA 1.4).

Una técnica empleada en el mar, son los rastreadores para detección de hidrocarburos en la columna de agua, proveniente de sedimentos enterrados bajo el fondo marino, aunque no son muy precisos ya que el movimiento vertical de los hidrocarburos puede verse afectado por canales de permeabilidad, fallas, fracturas, entre otros, y por el movimiento del agua, son muy útiles como técnicas regionales para definición de áreas promisorias, siempre y cuando la información geoquímica sea integrada a estudios geológicos, geofísicos e hidrodinámicos.

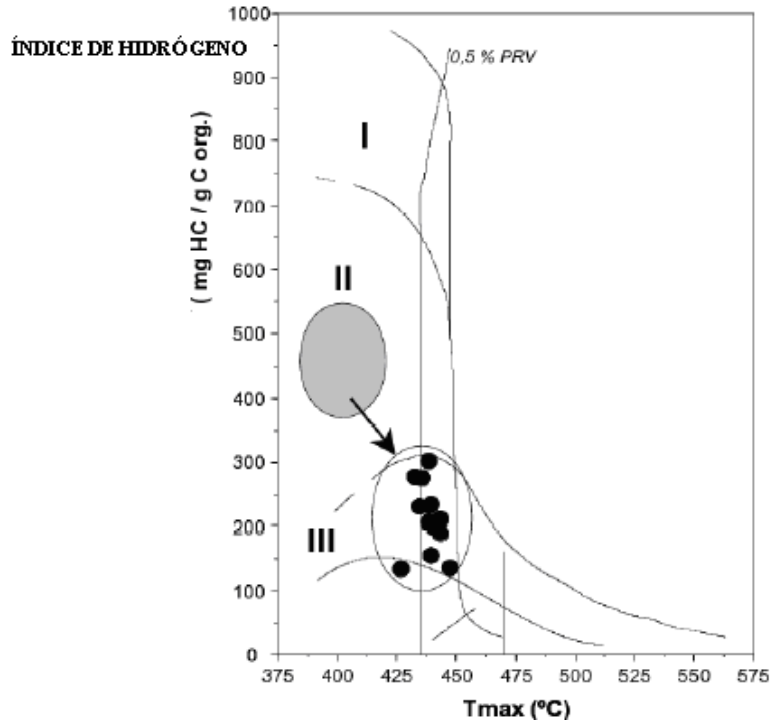


FIGURA 1.24 Ejemplo de gráfica de índice de hidrógeno vs. Tmáx. La flecha muestra el probable camino seguido por las muestras desde una posición asumida antes de la maduración.

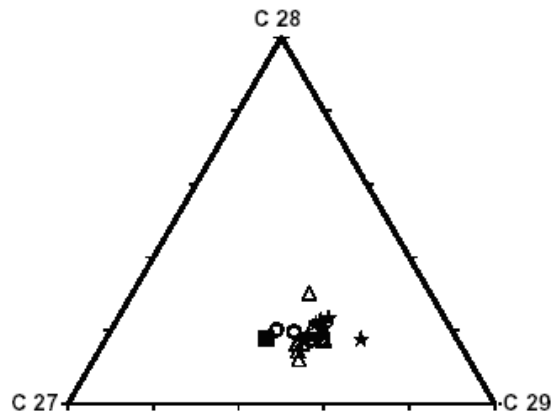


FIGURA 1.25 Ejemplo de prueba con biomarcadores.

METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS DE ACUERSO A LA SEC-PRMS.

TABLA 1.4 EJEMPLO DE DATOS GEOQUÍMICOS Y PARÁMETROS DEL CRUDO DE DISTINTOS CAMPOS ESTUDIADOS, SE REALIZÓ UN ESTUDIO DE CROMATOGRAFÍA DE GASES EN CRUDO TOTAL, CROMATOGRAFÍA- ESPECTROMETRÍA DE MASAS SOBRE LA FRACCIÓN DE HIDROCARBUROS SATURADOS (PERMANYER ET AL.) E ISOTOPIA. EN LA TABLA SE PRESENTAN LOS PRINCIPALES PARÁMETROS GEOQUÍMICOS DETERMINADOS ASÍ COMO LOS DATOS GENERALES (PROFUNDIDAD DE LOS ALMACENES Y GRADOS API). CAMPOS DE CRUDO DE LA CUENCA DE TARRAGONA, SITUADOS EN LA PLATAFORMA MARINA SITUADOS FRENTE AL DELTA DEL EBRO, ESPAÑA.

EJEMPLO	CASABLANCA-8	CASABLANCA-11	BOQUERÓN	RODABALLO
<i>PROFUNDIDAD DEL YACIMIENTO (metros)</i>	2450.00	2555.00	2997.00	3388.00
<i>GRAVEDAD API</i>	32.20	35.30	38.70	41.30
<i>d13C HC SATURADOS (%)</i>	20.55	20.45	20.20	19.50
<i>d13C HC AROMÁTICOS (%)</i>	19.65	19.30	18.30	17.75
<i>%Ro EQU.= 0.487*(C29aa20S/aa20R)+0.33</i>	0.74	0.78	0.80	1.03
<i>MORETANO/HOPANO (C30)</i>	0.12	0.11	0.10	0.00
<i>ÍNDICE DE HOMOHOPANO</i>	0.07	0.07	0.09	0.00
<i>ÍNDICE GAMMACERANO=GAMM/C30HOP</i>	1.71	1.82	2.18	0.00
<i>ÍNDICE DE OLEANANO=OLN/C30 HOP</i>	0.21	0.27	0.47	1.07
<i>C33 22S+22R/C34 22S + 22R</i>	1.90	1.85	2.03	nd
<i>DIAHOPANO/C30 HOPANO</i>	0.03	0.04	0.10	0.26
<i>C21/C23 TERPANO TRICÍCLICO</i>	0.53	0.54	0.61	0.84
<i>C26/C25 TERPANO TRICÍCLICO</i>	0.85	0.88	0.95	1.14
<i>C24/C23 TERPANO TRICÍCLICO</i>	0.63	0.65	0.73	0.58
<i>28-29 TRIC/(TRIC + C29-33HOP)</i>	0.07	0.09	0.15	0.23
<i>SUM (C19-C30) TRIC/ S C29-C35 HOP</i>	0.35	0.50	1.18	5.79
<i>SUM(C19-C30) TRIC/ S C29-C35 HOP</i>	0.35	0.50	1.18	5.79
<i>% C27 ESTERENO</i>	30.91	28.36	32.44	27.10
<i>%C28 ESTERENO</i>	35.16	26.27	36.92	33.19
<i>%C29 ESTERENO</i>	33.93	45.38	30.65	39.71
<i>C29 20S/(20S+20R)</i>	45.70	47.87	48.81	58.77
<i>C29 BB (20S+20R)/C29 BB + aa(20S + 20R)</i>	48.03	49.34	50.65	59.41
<i>C29 aa (20S)/C29 aa(20R)</i>	0.84	0.92	0.95	1.43
<small>20S/20R & BBB/aBB+aaa= gastos isométricos para C29 ESTERANOS (%)</small>				
<small>%Ro EQU.= EQUIVALENTE DE REFLECTIVIDAD VITRINITA</small>				

2. ANTECEDENTES PETROLEROS.

INTRODUCCIÓN.

En el desarrollo de un campo petrolero son de vital importancia los aspectos tanto petrofísicos como de producción, éstos últimos incluyen desde la estimación de volúmenes originales de hidrocarburos en el subsuelo hasta el esquema de producción y recuperación óptima para maximizar el valor económico del yacimiento.

En los yacimientos de hidrocarburos actúan tres fuerzas principales: fuerzas hidrodinámicas, fuerzas gravitacionales y fuerzas interfaciales. Estas fuerzas determinan la distribución y movimientos de los fluidos que se encuentran en los yacimientos: crudo, agua y gas. Estas fuerzas afectan el comportamiento de los fluidos dependiendo de una serie de factores, siendo de máxima importancia las propiedades roca-fluidos, los volúmenes relativos de cada fluido y las condiciones que se le imponen al sistema de roca y fluidos. El yacimiento puede tener al inicio una capa de gas, dependiendo si el yacimiento se encuentra inicialmente a una presión igual o menor a la de burbujeo.

Cuando no existe la capa de gas, el crudo del yacimiento puede estar bajosaturado (si la presión del yacimiento es mayor a la de burbujeo) o saturado (si la presión inicial del yacimiento menor a la presión de burbujeo). Estas condiciones afectan las estimaciones de reservas. El propósito de este capítulo es presentar los factores que afectan las estimaciones de reservas realizando cálculos para determinar las cantidades de fluidos acumulados en yacimientos agotados.

Tomando en cuenta esos factores y utilizando las técnicas de Ingeniería de Yacimientos, es posible determinar el método de operación que proporcionará el mejor resultado en la recuperación económica del mayor volumen posible de hidrocarburos.

2.1 YACIMIENTO.

Es la porción de una trampa geológica que contiene hidrocarburos y que se comporta como un sistema interconectado hidráulicamente. Algunos yacimientos están asociados a grandes volúmenes de agua denominados acuíferos. Los hidrocarburos ocupan parcialmente los poros o huecos de la roca almacenadora y normalmente están a la presión y temperatura acordes a la profundidad a la cual se encuentra el yacimiento (FIGURA 2.1).

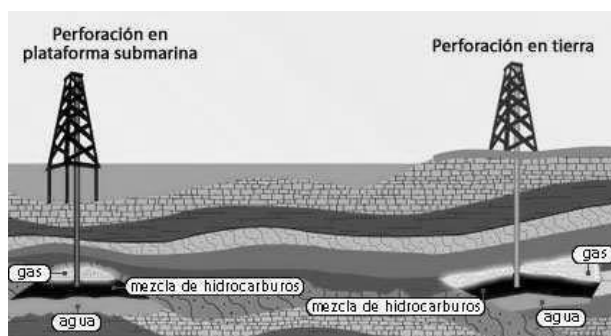


FIGURA 2.1 Ejemplo de yacimiento petrolero terrestre y marino.

2.2 PROPIEDADES PETROFÍSICAS.

Los yacimientos de hidrocarburos están constituidos por dos elementos fundamentales: el medio recipiente y los fluidos contenidos en éste. El medio recipiente tiene dos fracciones importantes:

1. Matriz
2. Poros

Las propiedades más relevantes de la roca-yacimiento se tiene: porosidad, permeabilidad (FIGURA 2.2).

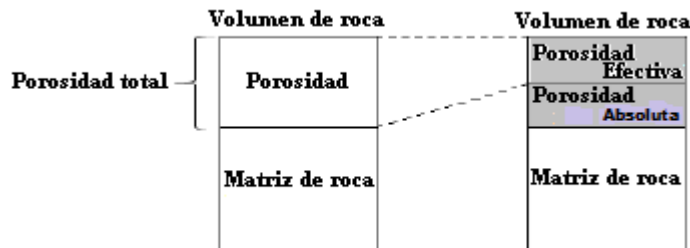


FIGURA 2.2 Propiedades de la roca.

2.2.1 POROSIDAD (ϕ).

Es la medida del espacio poroso de una roca, en este espacio se acumularán fluidos (FIGURA 2.3). Esta propiedad se expresa en fracción, pero también se puede expresar en por ciento. La porosidad varía normalmente, en los yacimientos, entre el 5 y el 30 %, puede obtenerse directamente de núcleos en el laboratorio o indirectamente a partir de los registros geofísicos de explotación (TABLA 2.1). Se calcula con la expresión:

$$\phi = \frac{V_p}{V_b} \tag{2.1}$$

Donde:

- V_p: Volumen de poros del medio poroso.
 V_b: Volumen total del medio poroso.

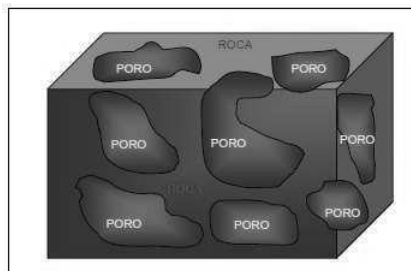


FIGURA 2.3 Porosidad de la roca.

Porosidad Absoluta: Considera el volumen poroso tanto de los poros aislados como de los comunicados.

Porosidad Efectiva: Considera solamente los poros comunicados (FIGURA 2.4).

Dependiendo del proceso que le dio origen a la porosidad, ésta puede ser:

Porosidad primaria: Es el resultado de los procesos originales de formación del medio poroso tales como depositación, compactación, etc.

Porosidad secundaria: Se debe a procesos posteriores que experimentan el mismo medio poroso, como disolución del material calcáreo por corrientes submarinas, acidificación, fracturamiento, etc.

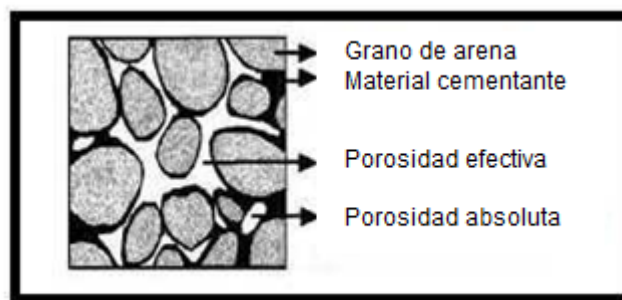


FIGURA 2.4 Porosidad Efectiva y absoluta en la roca

TABLA 2.1 CALIDAD DE LA ROCA DE ACUERDO A SU POROSIDAD.

CALIDAD	Φ (%)
Muy buena	>20
Buena	15 - 20
Regular	10 - 15
Pobre	5 - 10
Muy pobre	<5

2.2.2 PERMEABILIDAD (K).

Es la medida de la capacidad de una roca para permitir el paso de un fluido a través de ella. Puede ser: absoluta, efectiva o relativa.

Permeabilidad absoluta: Es la propiedad de la roca que permite el paso de un fluido, cuando se encuentra saturada al 100% de ese fluido. Este es el único caso donde existe un solo fluido mojante en el sistema. El primer esfuerzo para definir esta propiedad fue el realizado por Henry Darcy (FIGURA 2.5), en este experimento se relaciona el flujo(q) en función de la viscosidad del fluido (μ), la caída de presión(ΔP), el área transversal de flujo(A) y la longitud del sistema (L).

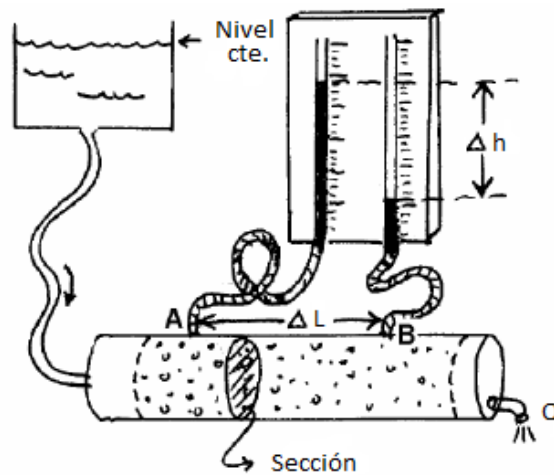


FIGURA 2.5 Diagrama del equipo utilizado para deducir la Ecuación de Darcy

$$K = \frac{q}{A} * \mu * \frac{L}{p} \quad (2.2)$$

Donde:

K = permeabilidad (Darcys).
 q = gasto (cm^3/seg).
 μ = viscosidad (cp) (gr./cm.-seg).
 L = distancia (cm).
 A = área (cm^2).
 Δp = diferencia de presión (atm).

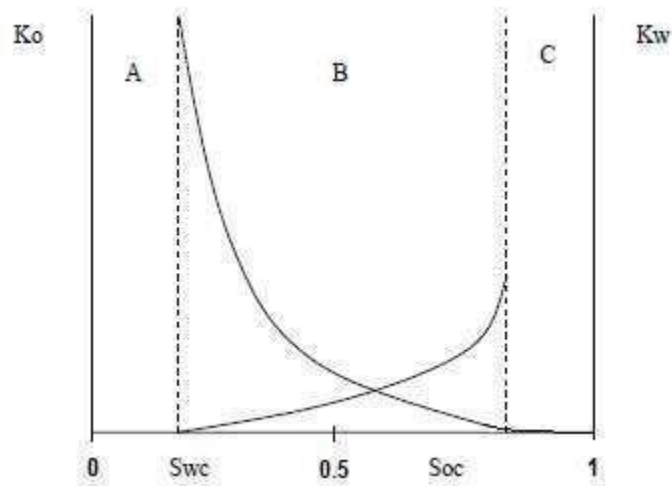
Cuando a un medio poroso de un centímetro cuadrado de área y un centímetro de longitud se le aplica una presión diferencial de una atmósfera y se obtiene el flujo de un Centipoise a razón de un centímetro cúbico por segundo, la permeabilidad es de un Darcy.

Las condiciones de la ley de Darcy son:

- 1.- El fluido no es compresible.
- 2.- El fluido es homogéneo.
- 3.- El fluido no reacciona con el medio poroso.
- 4.- El fluido es viscoso.
- 5.- El fluido está en equilibrio dinámico.
- 6.- El flujo es lineal.
- 7.- El proceso es isotérmico.
- 8.- El flujo horizontal y la viscosidad es independiente de la presión.

Cuando alguna de estas condiciones no se cumple es necesario modificar la ecuación para corregir la situación. Klinkenberg observó que cuando el fluido es un gas, la permeabilidad es función de la presión media.

Permeabilidad efectiva (K_o , K_g , K_w): La permeabilidad efectiva a un fluido es la permeabilidad del medio a ese fluido cuando su saturación es menor del 100%. Las permeabilidades efectivas pueden variar desde 0 hasta la permeabilidad absoluta excepto para el gas, con el cual se pueden obtener valores mayores de la permeabilidad absoluta (FIGURA 2.6).



K_o = Permeabilidad efectiva al aceite.
 K_w = Permeabilidad efectiva al agua.
 S_{wc} = Saturación de agua crítica.
 S_{oc} = Saturación de aceite crítica.

FIGURA 2.6 Gráfica típica de permeabilidades efectivas para un sistema aceite-agua en un medio poroso mojado por agua. En la región A solo fluye aceite. En la región B fluyen simultáneamente aceite y agua. En la región C solo fluye agua. Se hace notar que para una saturación de agua de 0.5, la permeabilidad efectiva al aceite es mayor que la efectiva al agua.

Permeabilidad relativa (K_{ro} , K_{rg} , K_{rw}): La permeabilidad relativa a un fluido es la relación de la permeabilidad efectiva a ese fluido a la permeabilidad absoluta (FIGURA 2.7).

$$K_{rg} = \frac{K_g}{K} \quad K_{rw} = \frac{K_w}{K} \quad K_{ro} = \frac{K_o}{K} \quad (2.3)$$

TABLA 2.2 REGLAS EMPÍRICAS POR MEDIO DE LAS CUALES ES POSIBLE INFERIR SI UNA FORMACIÓN ES MOJADA POR AGUA O POR ACEITE, (CRAIG & COLABORADORES).

CARACTERÍSTICAS	*SISTEMA MOJADO POR:	
	Agua	Aceite
1.- Saturación de agua irreductible en el volumen poroso.	Usualmente mayor del 20% poroso.	Generalmente menor del 15%
2.- Saturación en la cual $K_{rw} = K_{ro}$	Mayor del 0.5 de S_w	Menor del 0.5 de S_w
3.- Permeabilidad relativa al agua, al máximo punto de saturación de agua.	Generalmente menor del 0.3	Mayor del 0.5 y tiende a 1.

*VER GRÁFICA 2.7 Y FIGURA 2.8

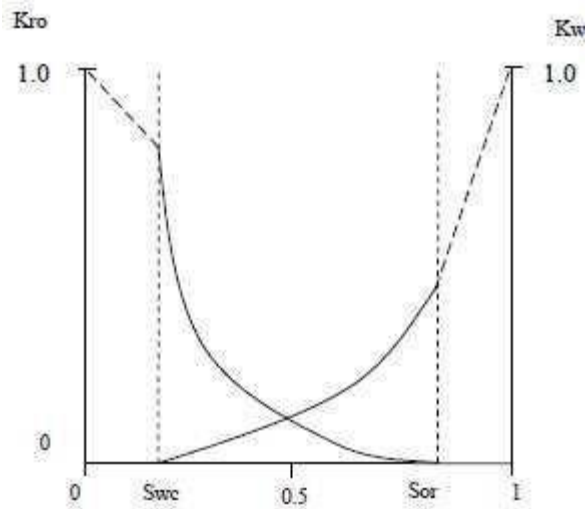


Figura 2.7 Gráfica típica de permeabilidades relativas.

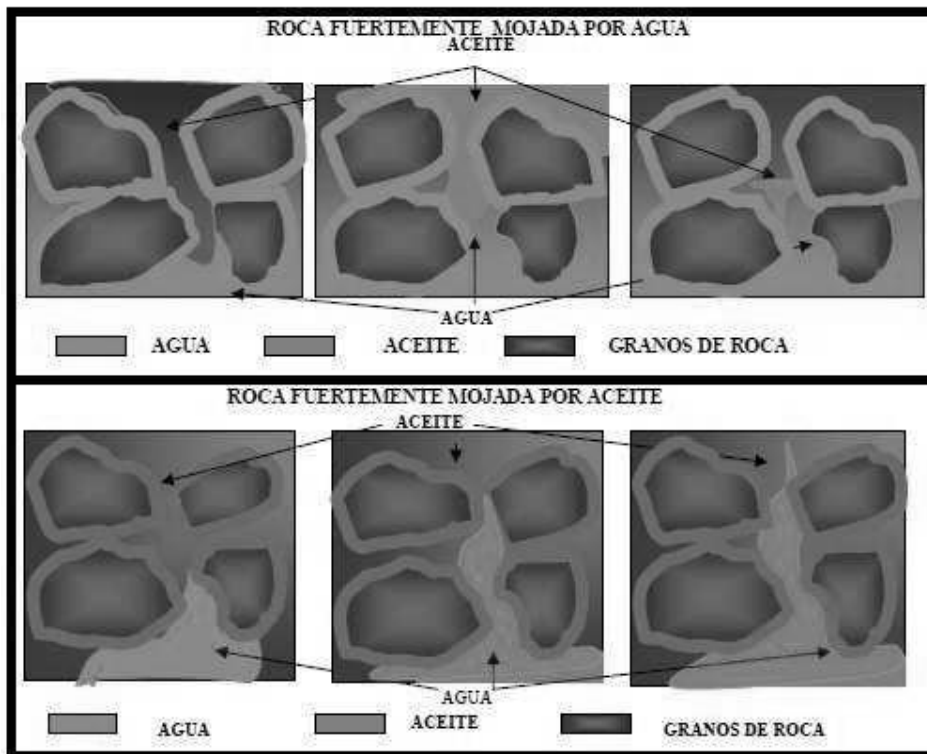


FIGURA 2.8 Ejemplo de roca mojada por agua y de roca mojada por aceite (Craig).

Permeabilidad equivalente para capas en paralelo y flujo lineal: Para el cálculo de la permeabilidad equivalente en un sistema donde se tienen dos o más zonas con diferente permeabilidad alineadas en capas donde se considera que existe flujo lineal (FIGURA 2.9).

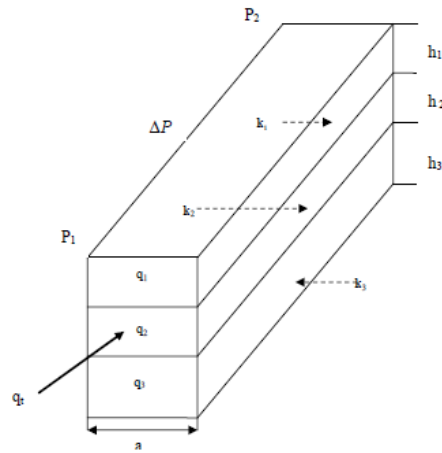


FIGURA 2.9 Permeabilidad equivalente para capas en paralelo y flujo lineal.

$$K_e = \frac{\sum_{i=1}^{nc} K_i * h_i}{\sum_{i=1}^{nc} h_i} \quad (2.4)$$

Donde:

nc = Número o cantidad de capas

Permeabilidad equivalente para capas en paralelo y flujo radial (FIGURA 2.10):

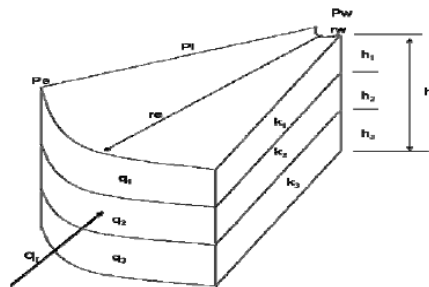


FIGURA 2.10 Permeabilidad equivalente para capas en paralelo y flujo radial.

$$K_e = \frac{\sum_{i=1}^{nc} K_i * h_i}{\sum_{i=1}^{nc} h_i} \quad (2.5)$$

Permeabilidad equivalente para capas en serie y flujo radial:

La ecuación de Darcy para flujo radial (FIGURA 2.11):

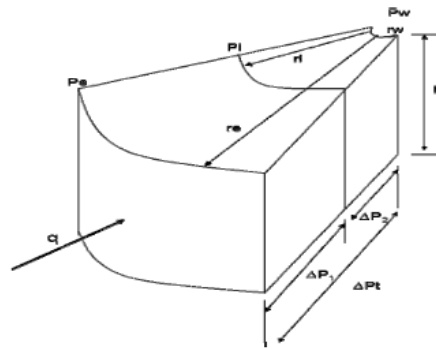


FIGURA 2.11 Permeabilidad equivalente para capas en serie y flujo radial.

$$K_e = \frac{\ln \frac{re}{rw}}{\frac{1}{K_y} \ln \frac{re}{ri} + \frac{1}{K_i} \ln \frac{ri}{rw}} \quad (2.6)$$

2.3 SATURACIONES (S).

La saturación de un fluido en un medio poroso es una medida de volumen de fluidos en el espacio poroso de una roca, a las condiciones de presión y temperatura a que se encuentra en el yacimiento.

En todos los yacimientos de hidrocarburos existe agua. En yacimientos con entrada de agua natural o artificial, puede alcanzar valores del orden del 50% ó más y residuales de aceite del orden del 40%. Las saturaciones de fluido pueden obtenerse directamente de núcleos preservados, en el laboratorio o indirectamente a partir de registros geofísicos de explotación (FIGURA 2.12).

$$S = \frac{V_f}{V_p} \quad (2.7)$$

Donde:

Vf: Volumen del fluido (aceite, gas, agua)
Vp: Volumen poroso.

Saturación inicial: Es aquella a la cual es descubierto el yacimiento; en el caso del agua también se le denomina saturación del agua congénita y es el resultado de los medios acuosos donde se forman los hidrocarburos, dependiendo de su valor el agua congénita podrá tener movimiento o no.

Saturación residual: Es aquella que se tiene después de un periodo de explotación en una zona determinada, dependiendo el movimiento de los fluidos, los procesos a los

cuales se está sometiendo el yacimiento y el tiempo, ésta puede ser igual, menor o en casos excepcionales mayor que la saturación inicial.

Saturación Crítica: Es aquella a la que un fluido inicia su movimiento dentro del medio poroso bajo un gradiente de presión.

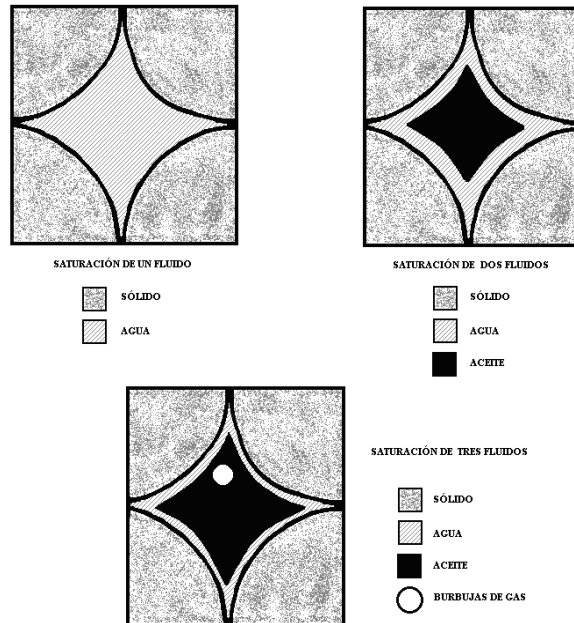


Figura 2.12 Saturación de la roca con uno, dos y tres fluidos (Roca mojada por agua).

2. 4 EFECTO KLINKENBERG.

Cuando se usa un gas determinado para medir la permeabilidad de una muestra determinada, el efecto de la presión se puede presentar en función de la presión media, P_m mediante la siguiente ecuación (FIGURA 2.13):

$$K_a = K_\infty * \left(1 + \frac{b}{P_m}\right) \quad (2.8)$$

Donde:

K_a = Permeabilidad a la P_m .

K_∞ = Permeabilidad usando un líquido.

b = Factor que depende del peso molecular aparente del gas, de la temperatura y de los canales capilares de la roca.

La ecuación indica que la representación gráfica de K_a en función de $1/P_m$ resulta en una línea recta de pendiente igual a b ; para obtener el valor de K_∞ se extrapola esta línea recta a través de valores obtenidos experimentalmente hasta el valor de $1/P_m$ igual a cero (FIGURA 2.14 Y 2.15).

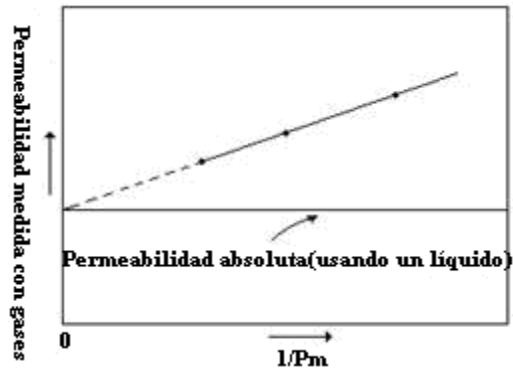


FIGURA 2.13 Corrección del efecto Klinkenberg.

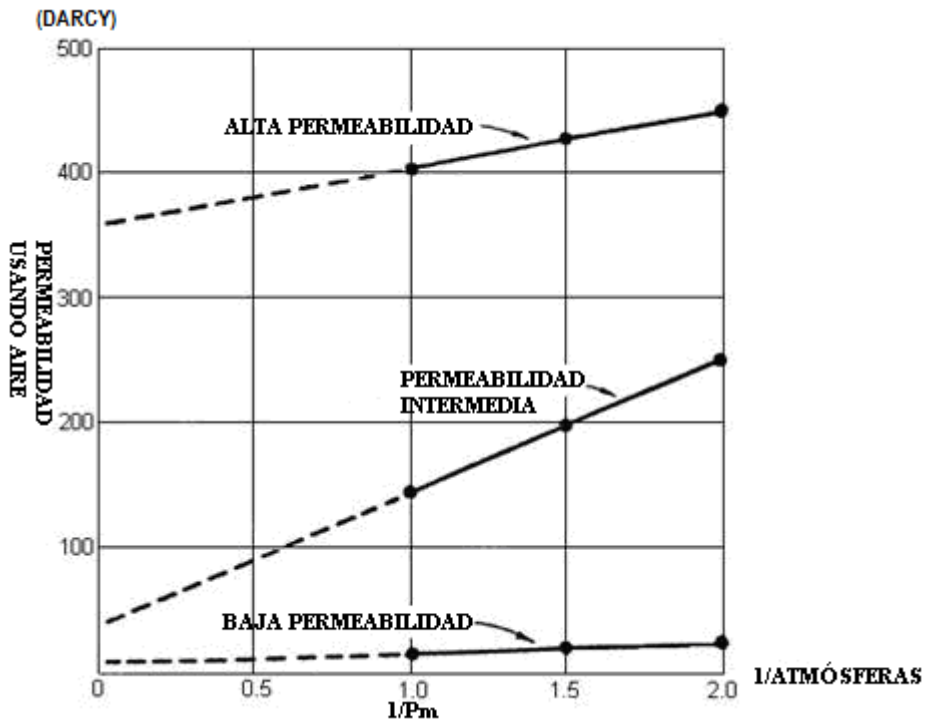


FIGURA 2.14 Efecto de la permeabilidad en la magnitud del efecto Klinkenberg.

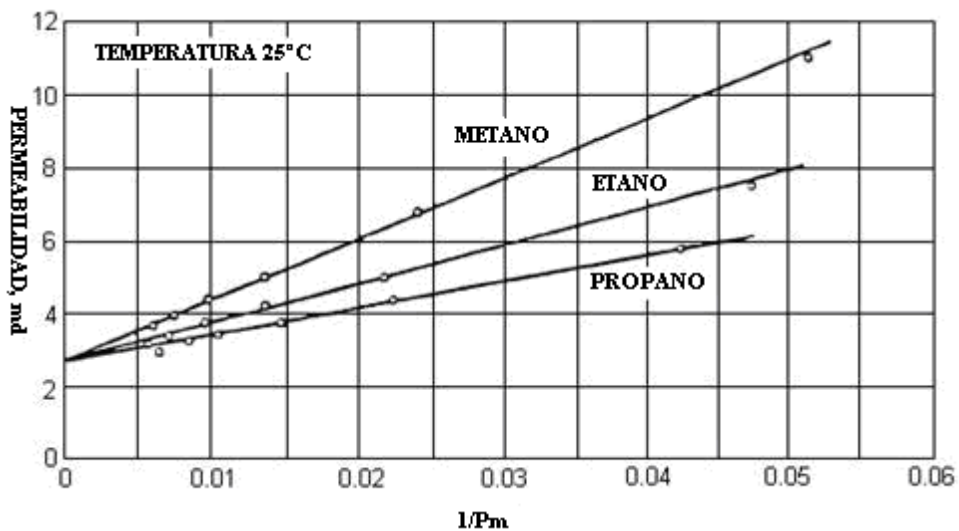


FIGURA 2.15 Efecto de la presión del gas en las medidas de la permeabilidad para varios gases.

2. 5 TORTUOSIDAD (T).

Los poros interconectados de la roca que representan los canales de flujo de fluidos en el yacimiento no son tubos capilares rectos ni tampoco tienen pared lisa. Debido a la presencia de interfases entre fluidos, que originan presiones capilares que afectan los procesos de desplazamiento, es necesario definir la tortuosidad como la medida de la desviación que presenta el sistema poroso real respecto a un sistema equivalente de tubos capilares, este coeficiente depende de la litología.

$$\tau = \left(\frac{L_r}{L} \right)^2 \quad (2.9)$$

Donde:

L_r = Longitud real del trayecto del flujo. L = Longitud de la muestra de roca.

De la ecuación se puede apreciar que a medida que el medio poroso se asemeja a tubos capilares rectos, la tortuosidad del sistema se aproxima a 1. El menor valor de tortuosidad que se puede obtener es 1, el cual se obtiene cuando la longitud real del trayecto del flujo es igual a la longitud de la muestra de roca.

2. 6 ENERGÍAS Y FUERZAS DEL YACIMIENTO.

Las fuerzas naturales que retienen los hidrocarburos en el yacimiento, pero que también los desplazan son: inercia, atracción gravitacional, atracción magnética, atracción eléctrica, presión, tensión superficial, tensión interfacial y presión capilar.

2.6.1 TENSIÓN INTERFACIAL (Σ).

Es el resultado de los efectos moleculares por los cuales se forma una interfase que separa dos líquidos. Si $\sigma = 0$ se dice que los líquidos son miscibles entre sí, como el agua y el alcohol. Un ejemplo clásico de fluidos inmiscibles se tiene con el agua y el aceite. En el caso de una interfase gas-líquido, se le llama tensión superficial (FIGURA 2.16).

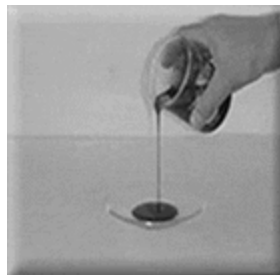


FIGURA 2.16 Tensión interfacial.

2.6.2 FUERZAS CAPILARES.

Son el resultado de los efectos combinados de las tensiones interfaciales y superficiales, de tamaño y forma de los poros y del valor relativo de las fuerzas de cohesión de los líquidos, es decir de las propiedades de mojabilidad del sistema roca-fluidos (FIGURA 2.17).

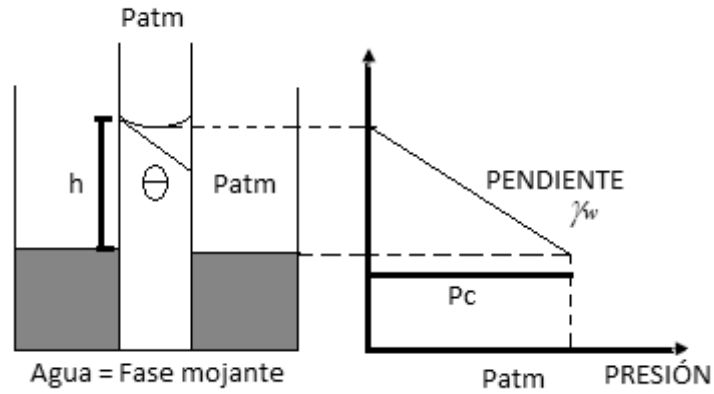


FIGURA 2.17 Fuerzas capilares.

$$\rho * g * h = \Delta P = \frac{2 * \sigma * \cos \theta}{r} \tag{2.10}$$

2.6.3 MOJABILIDAD.

Es la tendencia de un fluido a extenderse o adherirse sobre una superficie sólida, en presencia de otro fluido y se mide por el ángulo de contacto (FIGURA 2.18). Si la roca es mojada por aceite se dice que es oleofílica (oleofila) y si lo es por agua será hidrófila (FIGURA 2.19).

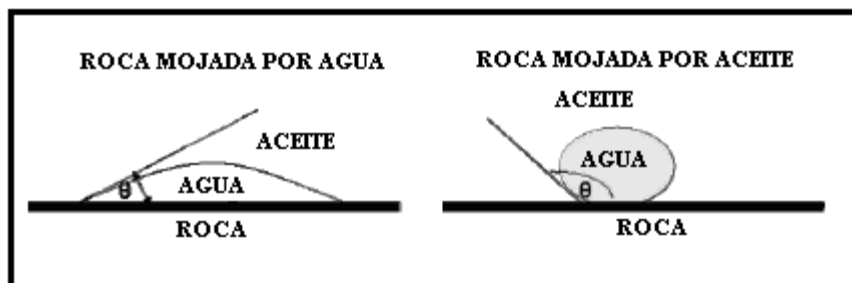


FIGURA 2.18 Roca mojada por aceite y por agua.

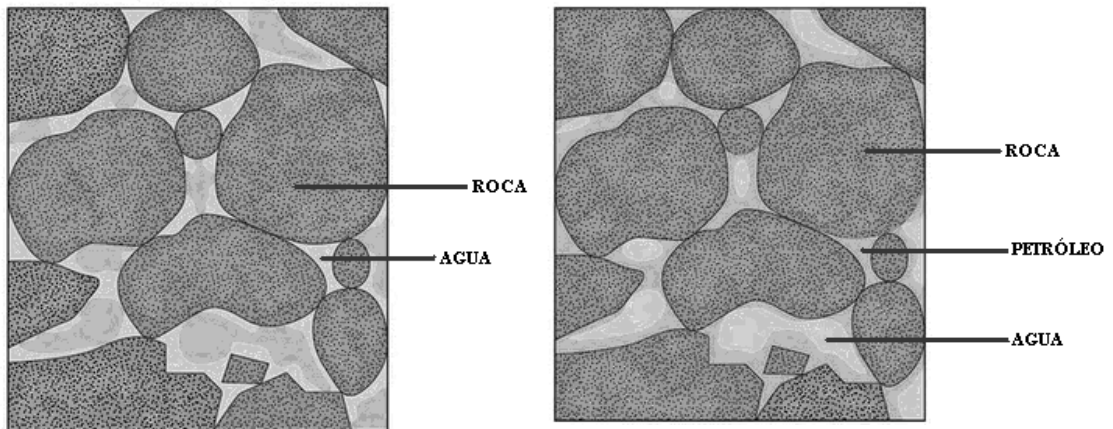


FIGURA 2.19 Roca mojada por agua. Roca mojada por petróleo.

2.6.4 PRESIÓN CAPILAR.

Es la diferencia de presiones que existe en la interfase que separa dos fluidos inmiscibles, uno de los cuales moja preferentemente a la roca, es la capacidad que tiene el medio poroso de succionar el fluido que la moja y de repeler al no mojante (FIGURA 2.20 Y 2.21).

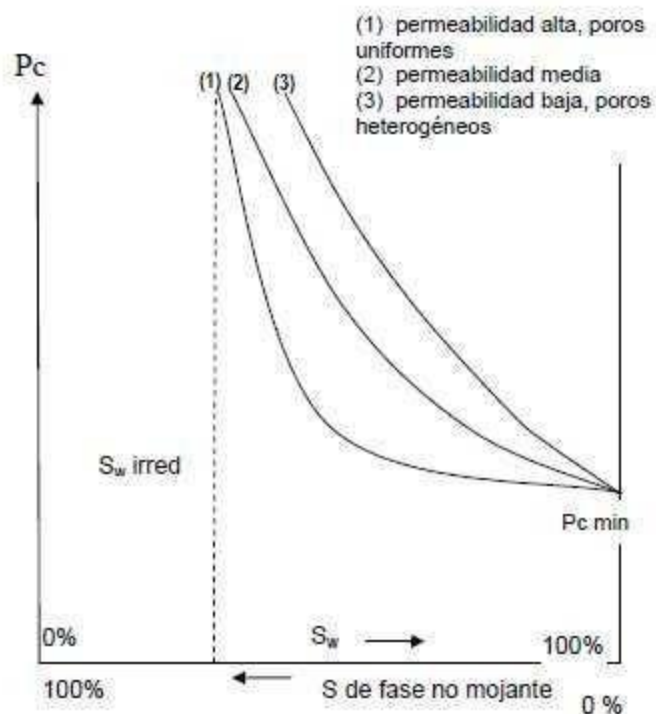


FIGURA 2.20 Gráfica Presión Capilar vs. Saturación. El punto de convergencia de las curvas indica la mínima presión capilar a la cual empieza a entrar fluido no mojante a una muestra (yacimento).

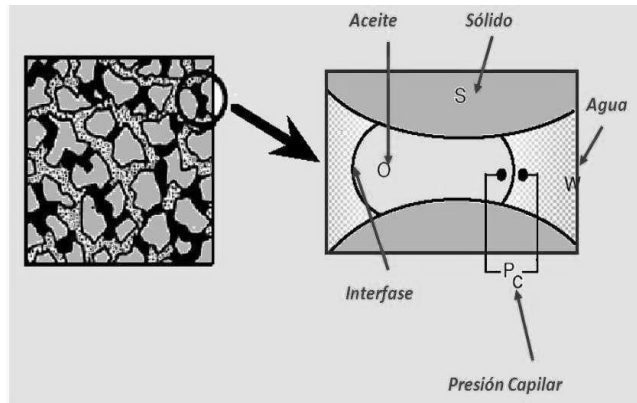


FIGURA 2.21 Ejemplo del Fenómeno de mojabilidad y Presión Capilar con dos fluidos conocidos.

2.6.5 DISTRIBUCIÓN DE FLUIDOS.

La distribución de la fase que moja o de la que no, no depende exclusivamente de la saturación, depende también del sentido en que se efectúa la prueba (FIGURA 2.22).

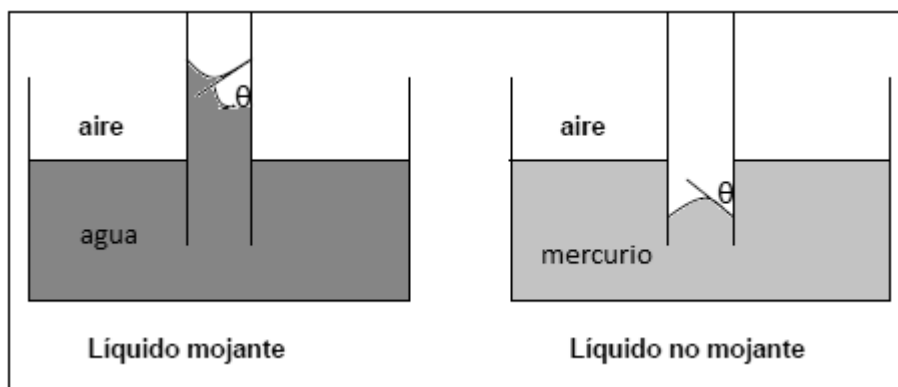


FIGURA 2.22 Líquido mojante y no mojante.

En un medio poroso puede existir una saturación de fluido distribuida de una forma tal que los poros donde se encuentra no formen un canal de flujo y así la fase no sea continua. En este caso la saturación es inmóvil, no es posible definir una caída de presión a través de una fase continua, requisito indispensable para que una fase se mueva. La permeabilidad efectiva de una roca a un fluido dado es función de su saturación y varía entre cero y K absoluta.

Imbibición: Es aquél en el cual, una fase mojante desplaza a una fase no mojante.

Drene: En este caso, una fase no mojante desplaza una fase mojante.

Histéresis: Es la diferencia de las propiedades de la roca (P_c-S_w) que se tiene al invertir el sentido de la prueba. Esta diferencia es causada por entrampamiento de un cierto volumen de la fase no mojante que pierde continuidad de acuerdo al concepto de canal de flujo (FIGURA 2.23).

La diferencia entre saturación de drene y de imbibición representa la saturación atrapada, la que no tiene continuidad a través de poros de igual o mayor diámetro como para poder escapar.

Cuando se reduce ligeramente la presión, el gas atrapado se expande si puede, en caso contrario mantiene la presión anterior y no alcanza el equilibrio, por ello entra en solución. Por esto, no existe una saturación residual de un gas en un sistema de aceite-gas.

Cuando la fase no mojante es aceite, una burbuja atrapada a una presión mayor ni se expande ni entra en solución cuando baja la presión. No está en equilibrio pero no puede hacer nada para entrar. A medida que la saturación de agua aumenta desde S_{wi} (saturación inicial de agua) la diferencia entre saturación de drene e imbibición se queda atrapada y el crudo total atrapado es sumatoria de los volúmenes parciales atrapados a presiones superiores.

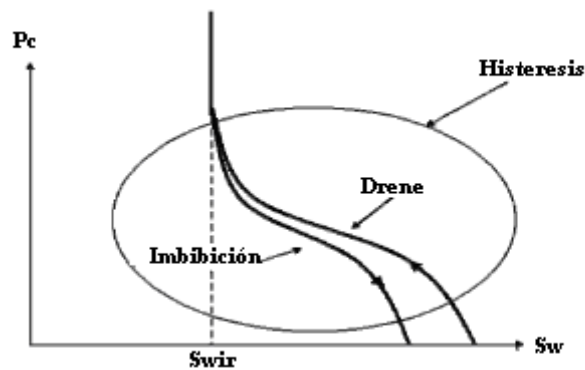


FIGURA 2.23 Gráfica representativa del comportamiento del fenómeno de histéresis, drene e imbibición.

Aun cuando la fase no mojante es gas, la saturación atrapada comienza en cero, pasa por un máximo y regresa a cero (no hay saturación residual de gas).

En cambio la fase no mojante es aceite, comienza en cero pero aumenta continuamente hasta llegar a un valor que corresponde a la saturación residual de crudo, S_{or} .

La presión capilar afecta la distribución de los fluidos, pudiéndose calcular la zona de transición entre el aceite y el gas y entre el agua y el aceite.

2.7 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.

2.7.1 ANÁLISIS PVT.

Para evaluar el comportamiento de un yacimiento es necesario describir adecuadamente los fluidos contenidos en el mismo. Estos fluidos (crudo, gas y agua) tienen propiedades que dependen de la presión y temperatura a la que se encuentran sometidos, especialmente la solubilidad del gas en los líquidos, la cual afecta a su vez al resto de las propiedades.

Las muestras de fluidos sobre las cuales se realizan las pruebas a distintas presiones, volúmenes y temperaturas (Análisis PVT) para evaluar sus propiedades, se obtienen generalmente de muestras de fondo y recombinadas.

Las muestras de fondo se obtienen llevando un probador al fondo del pozo en un yacimiento, de preferencia en el primer pozo completado y cuando el yacimiento tenga poca producción acumulada. Posteriormente se lleva a laboratorio junto con los fluidos recolectados.

Las muestras recombinadas se hacen en superficie mezclando muestras del crudo y gas producidos, de acuerdo con la RGP estabilizada de producción que prevalecía para el momento de muestreo en superficie. Ambas muestras son importantes y valiosas, depende mucho su valor del cuidado que se tenga al tomarse, esto les da significado representativo de los fluidos del yacimiento.

Liberación instantánea y diferencial: En laboratorio se utilizan dos tipos de separación: instantánea y diferencial.

En la primera todos los gases liberados de la fase líquida durante una reducción de presión se mantienen en contacto íntimo y en equilibrio. Es comúnmente llamada relación presión-volumen, liberación flash, vaporización flash y/o expansión flash (FIGURA 2.24).

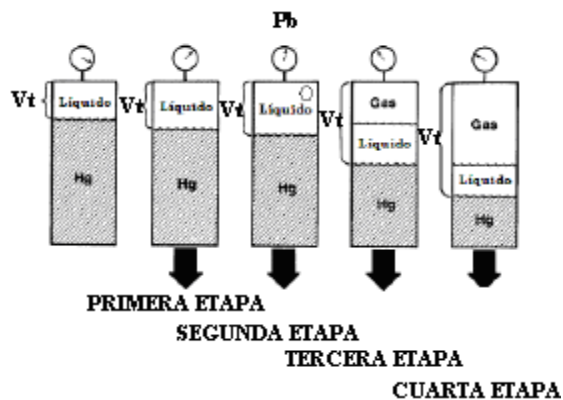


FIGURA 2.24 Liberación Instantánea

En la liberación diferencial todos los gases liberados de la fase líquida durante una reducción de presión son retirados tan pronto como se van liberando (FIGURA 2.25).

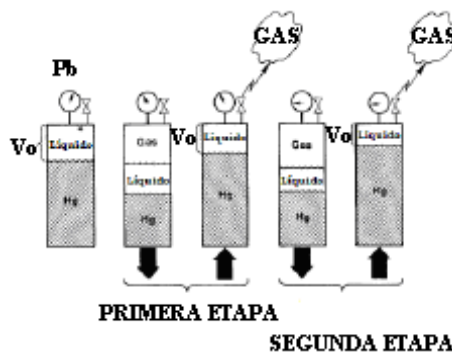


FIGURA 2.25 Liberación Diferencial

2.7.2 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:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\rho_r - 131.5} \quad (2.11)$$

La caracterización a través de la densidad API (American Petroleum Institute) en vez de la densidad específica, como en el caso del gas, es de uso común para el crudo. La densidad API se expresa en grados; la densidad relativa 1.0 es equivalente a 10 grados API.

2.7.3 SOLUBILIDAD DEL GAS.

Denominado razón de gas disuelto en el crudo (R_s), se define como la cantidad de gas medido en pies cúbicos estándar que se disuelven en un barril de crudo a condiciones normales cuando la mezcla se somete a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento (FIGURA 2.26).

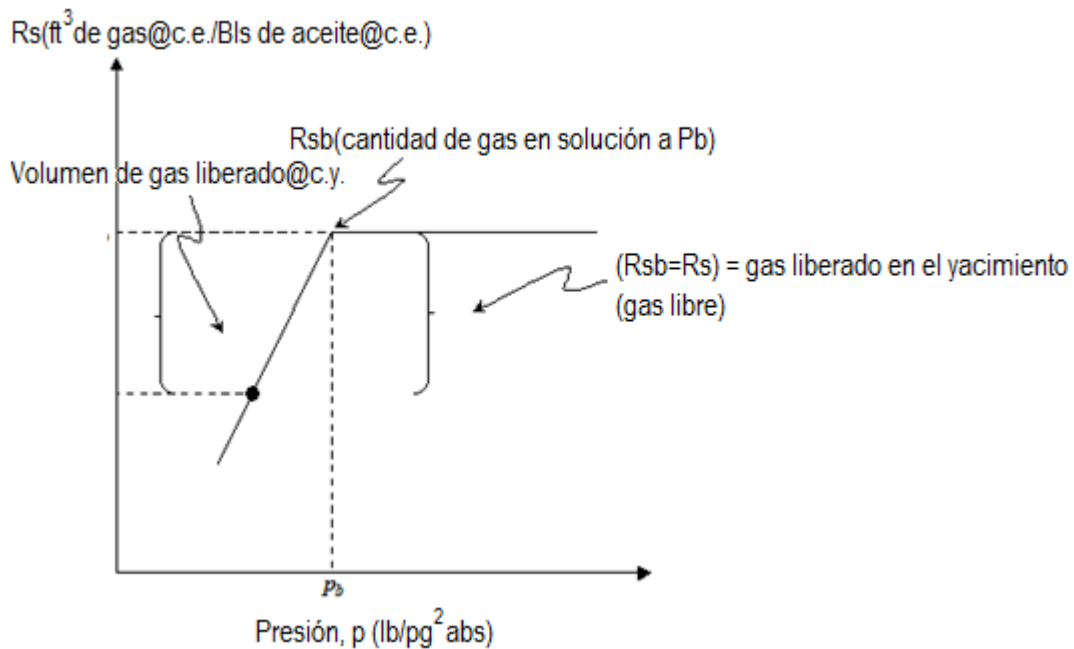


FIGURA 2.26 Gráfica Solubilidad del gas (R_s) vs. Presión del yacimiento (P_y).

2.7.4 FACTOR VOLUMÉTRICO DEL ACEITE (B_o).

Se define a cualquier presión como el volumen ocupado en el yacimiento por un barril de crudo a condiciones normales más el gas contenido en solución a esa presión. Debido a que la temperatura y el gas disuelto aumentan el volumen a condiciones normales, éste factor es siempre mayor a uno (FIGURA 2.27).

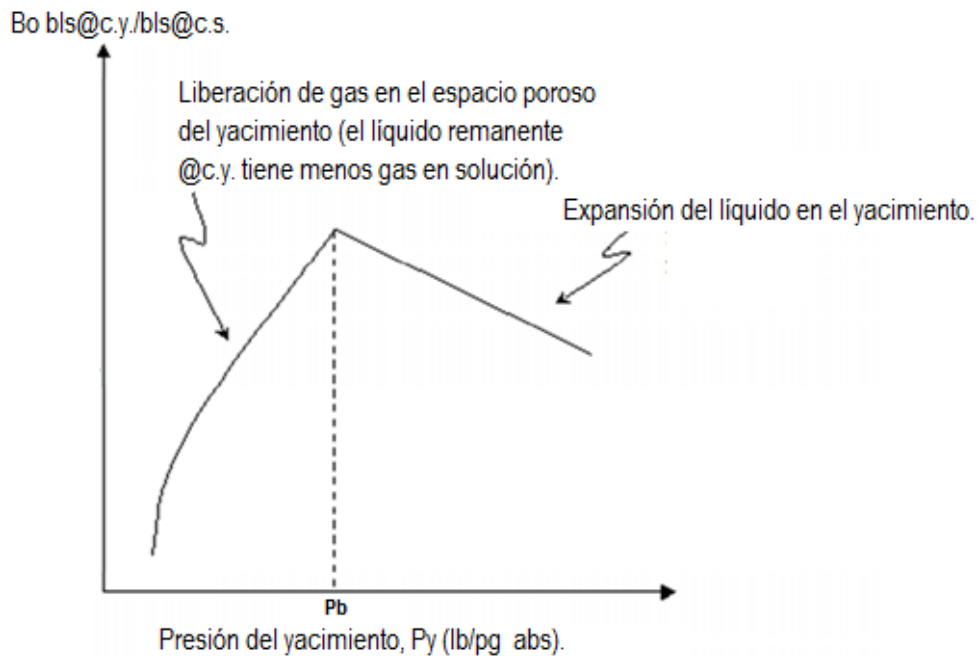


FIGURA 2.27 Gráfica Factor volumétrico del aceite (B_o) contra presión del yacimiento (pg^2).

2.7.4 FACTOR VOLUMÉTRICO DEL GAS (B_g).

Se puede definir como el volumen que ocupa en el yacimiento(a presión y temperatura) un PCN de gas a condiciones normales. A diferencia de R_s y B_o que son determinados experimentalmente, el B_g se puede calcular a partir de la Ley de las fases. Para ello se debe estimar el valor de Z (FIGURA 2.28).

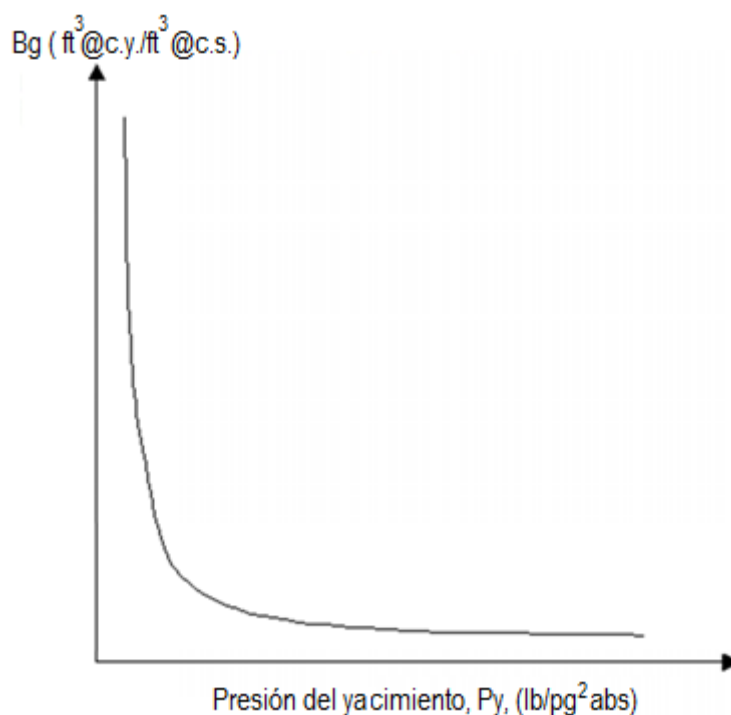


FIGURA 2.28 Gráfica Factor volumétrico del gas (B_g) contra presión del yacimiento (P_y).

2.7.6 COMPORTAMIENTO VOLUMÉTRICO DE LOS GASES.

Es de suma importancia considerar las propiedades individuales del gas natural, sabiendo que el gas natural asociado con el crudo está compuesto por una mezcla de hidrocarburos y que el volumen de cada componente en el gas debe estar en equilibrio con cierto volumen del mismo hidrocarburo en líquido a las presiones y temperaturas que existen en el yacimiento. Se considera la Ley de los Gases Perfectos:

$$P * V = Z * n * R * T \quad (2.12)$$

Donde:

P= Presión absoluta.

V= Volumen.

n= Moles.

T=Temperatura.

R= Constante cuyo valor depende de P, V, T y n.

Como el gas analizado no es puro, es una mezcla, la composición de esa mezcla es de gran relevancia. Esta composición es expresada como la fracción con que cada componente contribuye a la mezcla, basándose en el peso, volumen o número de moles total de la mezcla.

Los gases naturales no obedecen a la ley de los gases ideales a la presión y temperatura que existen en el yacimiento. Por ello es necesario incluir en la ecuación un factor de corrección.

Este factor de corrección es el factor Z, factor de compresibilidad y no es más que la relación entre el valor experimental del producto P por V y el valor teórico que tendrá si la Ley de los Gases Ideales se cumpliera.

$$Z = \frac{P * V}{n * R * T} \tag{2.13}$$

En la gran mayoría de los casos no se dispone del valor Z para el gas natural bajo consideración y es necesario estimar su valor a través de correlaciones.

Las correlaciones del factor Z hacen uso de la Ley de Estados Correspondientes la cual establece que el grado de desviación de la Ley de los Gases perfectos es igual para gases que se encuentran a las mismas condiciones de presión reducida y temperatura reducida.

Los valores reducidos de presión y temperatura se obtienen dividiendo los valores de presión y temperatura por los valores de presión y temperatura críticos.

La temperatura y presión críticas de un compuesto puro, definen el límite superior de la relación entre la presión de vapor y temperatura. En este punto crítico las propiedades de la fase líquida y gaseosa son idénticas y la presión y temperatura que lo definen son propiedades del componente en cuestión (FIGURA 2.29).

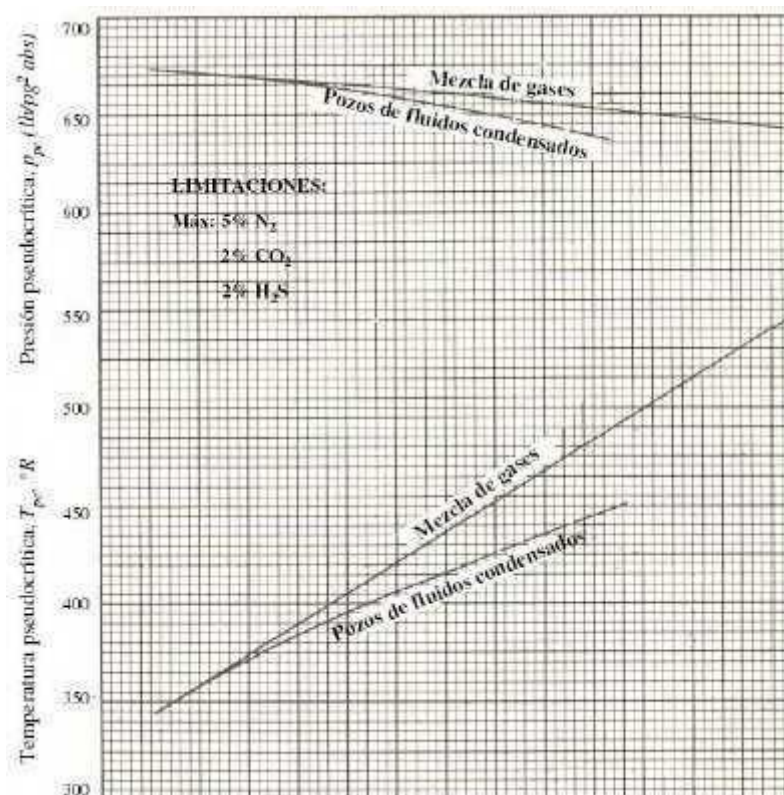


FIGURA 2.29 Propiedades pseudocríticas de gases naturales (Mc Cain William, *The Properties o Petroleum Fluids*, Eu, Penn Well, 1990).

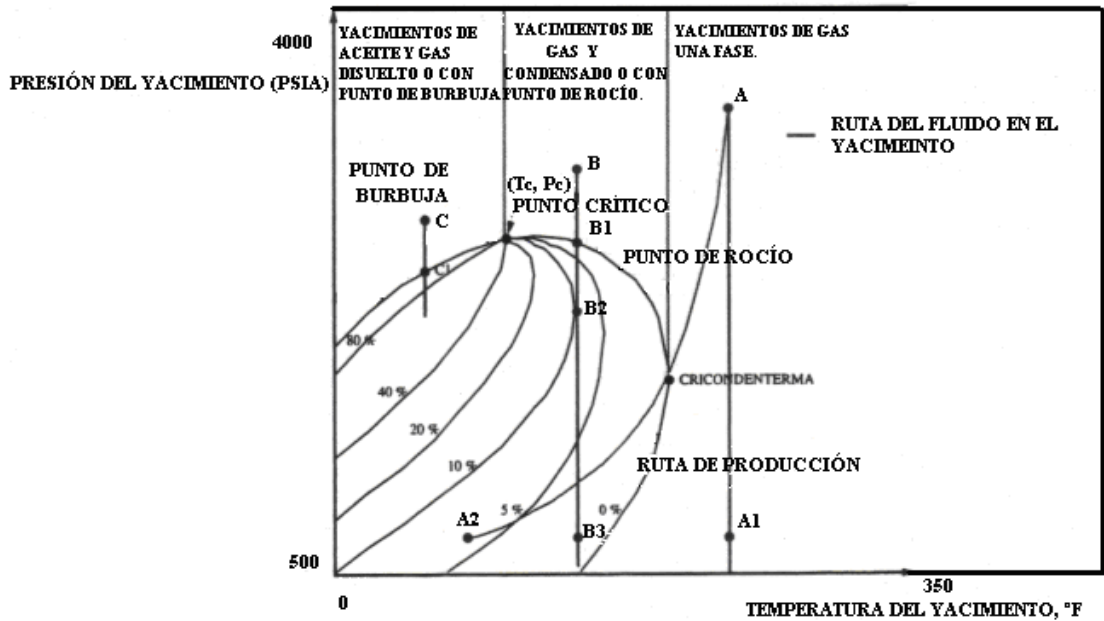


FIGURA 2.30 Diagrama de fases (Craft y Hawkins, 1959).

2.7.7 TIPOS DE YACIMIENTOS.

TABLA 2.3 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS.

<p>A) Yacimientos de gas:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.- Gas seco 2.- Gas húmedo 3.- Gas y condensado <p>B) Yacimientos de aceite:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.- Crudo de alta volatilidad o alto encogimiento (cuasicríticos). 2.- Crudo de baja volatilidad o bajo encogimiento o aceite negro (cuasicríticos). <p>B.1) Tipo de crudo (clasificación API):</p> <ul style="list-style-type: none"> B.1.1 Superligero B.1.2 Ligero B.1.3 Mediano B.1.4 Pesado B.1.5 Extrapesado

La clasificación de volátiles y no volátiles depende de la cantidad de líquido que se obtenga con declinaciones de presión y de la proporción de componentes ligeros. La RGP inicial y la gravedad API son indicativos de la clasificación del fluido del yacimiento; pero se necesita obtener un diagrama de fase del fluido del yacimiento para establecer el comportamiento a lo largo de la isoterma correspondiente a la temperatura del yacimiento (TABLA 2.4 Y 2.5).

TIPO	YACIMIENTOS DE ACEITE Y GAS DISUELTO		YACIMIENTOS DE GAS		
	BAJO ENCOGIMIENTO (ACEITE NEGRO)	ALTO ENCOGIMIENTO (ACEITE VOLÁTIL)	GAS Y CONDENSADO	GAS HÚMEDO	GAS SECO
DIAGRAMA DE FASES					
TEMPERATURA	$T_y < T_c$	$T_y < T_c$	$T_c < T_y < \text{CRICONDENTERMA}$	$T_y > \text{CRICONDENTERMA}$	$T_y > \text{CRICONDENTERMA}$
PUNTO CRÍTICO	P.C. A LA DERECHA DE LA CRICONDENBARA	P.C. CERCANO A LA CRICONDENBARA	P.C. AL IZQ. DE LA CRICONDENBARA	P.C. A LA IZQ. DE LA CRICONDENBARA	P.C. A LA IZQ. DE LA CRICONDENBARA
ESTADO EN EL YACIMIENTO	SI $P > P_b$ @ T_y YAC. BAJOSATURADO (1 FASE) SI $P < P_b$ @ T_y YAC. SATURADO (2 FASES)	SI $P > P_b$ @ T_y YAC. BAJOSATURADO (1 FASE) SI $P < P_b$ @ T_y YAC. SATURADO (2 FASES)	SI $P > P_i$ @ T_y YAC. BAJOSATURADO (1 FASE) SI $P < P_i$ @ T_y YAC. SATURADO (2 FASES)	P_y NUNCA ENTRA A LA REGIÓN DE 2 FASES. EN EL YAC. SIEMPRE ESTÁ EN EDO. GASEOSO	P_y NUNCA ENTRA A LA REGIÓN DE 2 FASES. EN EL YAC. SIEMPRE ESTÁ EN EDO. GASEOSO
CURVAS DE CALIDAD	MUY PEGADA A LINEA DE PUNTOS DE ROCIO	MÁS SEPARADAS DE LA LINEA DE PUNTOS DE ROCIO	TIENDEN A PEGARSE A LA LINEA DE PUNTOS DE BURBUJA	MÁS PEGADAS A LINEA DE PUNTOS DE BURBUJA	CASI PEGADAS A LINEA DE PUNTOS DE BURBUJA
SINGULARIDADES			FENÓMENOS RETROGRADOS		
PRODUCCIÓN EN SUPERFICIE	DENTRO REGIÓN 2 FASES	DENTRO REGIÓN 2 FASES	DENTRO REGIÓN 2 FASES	DENTRO REGIÓN 2 FASES	FUERA REGIÓN 2 FASES
COMPOSICIÓN MEZCLA ORIGINAL	(C_7^+) $> 30.5\%$	(C_7^+) DE 11.8 A 30.5%	(C_7^+) $< 11.8\%$	PEQUEÑAS CANTIDADES DE INTERMEDIOS	CASI PUROS COMPONENTES LIGEROS
BGA (m^3/m^3)	< 200	200 - 1000	500 - 15000	10000 - 20000	> 20000
DENSIDAD LIQ. °API	< 35	35 - 45	41 - 57	45 - 57	> 57
COLOR LÍQUIDO	OSCURO	LIGERAMENTE OSCURO	LIGERAMENTE COLOREADO	CASI TRANSPARENTE	TRANSPARENTE

TABLA 2.4 CLASIFICACIÓN DEL FUIDO DEL YACIMIENTO.

TABLA 2.5 CLASIFICACIÓN DEL TIPO DE CRUDO (UNITAR).

CLASIFICACIÓN API	
<i>Superligeros</i>	$^{\circ}API > 39$
<i>Ligeros</i>	$31.1 < ^{\circ}API < 39$
<i>Medianos</i>	$22.3 < ^{\circ}API < 31.1$
<i>Pesados</i>	$10 < ^{\circ}API < 22.3$
<i>Extra pesados</i>	$^{\circ}API < 10$

Los aceites crudos que México tiene a la venta, son mezclas de la producción de yacimientos de aceite negro, aceite volátil y gas y condensado, para así obtener una determinada densidad en cada uno de los tres tipos que se manejan y éstos se pueden observar en la TABLA 2.6:

TABLA 2.6 ACEITES CRUDOS QUE MÉXICO TIENE A LA VENTA.

NOMBRE	TIPO	$^{\circ}API$
<i>Maya</i>	<i>Pesado</i>	22
<i>Istmo</i>	<i>Ligero</i>	33.6
<i>Olmeca</i>	<i>Superligero</i>	39.3

AZUFRE EN PESO
3.3%
1.3%
0.8

2.7.8 EQUILIBRIO ENTRE FASES.

Se tiene una muestra de crudo a cierta condición de temperatura y presión atmosférica, con disponibilidad para inyectarle gas a alta presión en una celda controlada para que el crudo y el gas se mantenga en contacto íntimo, conceptualmente la presión de saturación será aquella donde todo el gas disponible entre en solución a la temperatura del experimento. Si existe gas a presiones cada vez mayores y garantizando que el gas y el crudo están en contacto íntimo hasta alcanzar el equilibrio bifásico, el gas irá entrando en solución.

3.METODOLOGÍA SEC (SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION)-PRMS (PETROLEUM RESOURCES MANAGEMENT SYSTEM).

INTRODUCCIÓN.

Los recursos petroleros son las cantidades estimadas de hidrocarburos naturalmente generados en los estratos de la Tierra. La evaluación de recursos estima las cantidades totales de las acumulaciones conocidas y por descubrir; las evaluaciones de recursos se enfocan en estas cantidades las cuales pueden ser potencialmente recuperadas y vendidas al mercado por proyectos comerciales.

Un sistema de manejo de recursos petroleros provee una aproximación consistente para cantidades de crudo estimadas, evaluación de proyectos de desarrollo y presentación de resultados comprendidos dentro de un marco de clasificación.

Los esfuerzos internacionales para estandarizar las definiciones de recursos petroleros y cómo estimarlos, iniciaron en los años 30's, la primera guía se centró en las reservas probadas. La creación de la misma fue gracias al trabajo de la SPEE (Society of Petroleum Evaluation Engineers), la SPE (Society of Petroleum Engineers) publicó las definiciones para todas las categorías de reserva en 1987.

En el mismo año, el WPC (World Petroleum Council, después conocido como World Petroleum Congress), trabajando independientemente, publicó definiciones de reservas estrictamente similares.

En 1997, las dos organizaciones se reunieron para realizar una sola versión para reservas que podría ser utilizada en todo el mundo. En el año 2000, la AAPG (American Association of Petroleum Geologists), SPE Y WPC se reunieron para desarrollar un sistema de clasificación para todos los recursos petroleros.

Esto fue seguido por documentos de apoyo adicionales: Guía adicional para la aplicación de evaluación (2001) y un glosario de términos utilizado en las definiciones de recursos (2005). La SPE también publicó estándares para estimaciones y audiciones de información de reservas (2007).

Estas definiciones y la descripción del sistema de clasificación ahora son comúnmente utilizadas dentro de la industria petrolera. Proveen una medida de comparabilidad y reducen la naturaleza subjetiva de la estimación de recursos. De cualquier forma, las tecnologías empleadas en la exploración de crudo, desarrollo, producción y procesamiento continúan en desarrollo y empleo.

El Comité de reservas de aceite y gas de la SPE trabajan junto con otras organizaciones para mantener las revisiones de las definiciones y herramientas a fin de mantenerlas dentro de la evolución de tecnología y cambios en el mercado.

Las guías fueron diseñadas para proveer una referencia común para la industria petrolera internacional, incluyendo reportes nacionales y agencias regulatorias, para apoyar proyectos petroleros y requerimientos de manejo de portafolio. Éstas intentan crear un lenguaje claro y común que facilite y permita la comunicación entre industrias a fin de lograr consolidar proyectos de gran calidad.

3.1 REQUISITOS VÁLIDOS (ENERO 2010).

La SEC concluyó las revisiones propuestas a los requisitos para información de reservas de aceite y gas, las nuevas normas hacen efectiva la entrega de informes de fin de año (TABLA 3.1).

Los cambios representan la modernización de los requisitos establecidos desde los 80's, con el objetivo de actualizar los requerimientos, incluyendo la incorporación de tecnología mejorada y métodos alternativos de extracción, proporciona a los inversionistas información adicional de reserva. Si bien algunas de las revisiones son obligatorias, otras adicionales resultan opcionales (datos de publicación de reservas probables y posibles). (FIGURA 3.1).

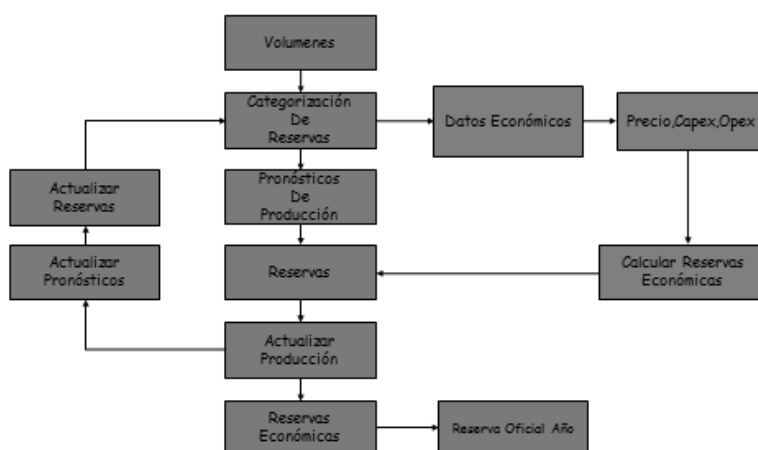


FIGURA 3.1 Representación del flujo de trabajo para el cálculo y revisión de las reservas.

3.1.1 REQUISITOS OBLIGATORIOS.

3.1.1.1 PRECIOS.

Los precios utilizados en la estimación de reservas se convierten en un precio promedio de 12 meses, tomado en el último día del año fiscal de la empresa.

El precio promedio será la media no ponderada del precio de cierre del primer día de cada mes durante el periodo de 12 meses. El objetivo es maximizar la comparabilidad y la mitigación de posibles distorsiones en las estimaciones de reservas que puedan surgir cuando se utilizan los puntos únicos de precios.

En los casos en que el precio es fijado por los acuerdos contractuales, este precio se debe utilizar en lugar de la media de 12 meses para los volúmenes afectados.

3.1.1.2 DEFINICIÓN DE INCERTIDUMBRE RAZONABLE.

En un intento por reducir la ambigüedad, la SEC define la incertidumbre razonable como “un alto grado de confianza en que las cantidades serán recuperadas”.

Consistente con la definición de la PRMS (Petroleum Resources Management System) si un método probabilístico es utilizado, debe haber al menos una probabilidad del 90% que las cantidades recuperadas igualarán o excederán la estimada. Las reglas anteriores no definían, específicamente, el término.

3.1.1.3 DEFINICIÓN DE TECNOLOGÍA CONFIABLE.

Las normas actuales requieren la producción actual o datos de prueba de flujo para apoyar la clasificación 1P, lo que ha limitado el uso de tecnologías alternativas como una base para determinar la divulgación de las reservas.

Bajo los nuevos requisitos, “una tecnología confiable” permite una o más formas de tecnología (incluyendo métodos de cálculo) que han sido probadas en campo y demostraron consistencia y repetitividad.

Esta nueva norma permitirá el uso de una nueva tecnología o una combinación de tecnologías una vez que una compañía pueda establecer y documentar su fiabilidad.

3.1.1.4 NUEVA DEFINICIÓN DE “RESERVAS”.

Como soporte para la opción de revelar las reservas 2P y 3P, así como las reservas 1P, la SEC ha agregado una nueva definición del término “reservas” de la siguiente manera:

“Las cantidades remanentes estimadas de aceite y gas y sustancias relacionadas, previstas a ser económicamente producibles, a partir de una fecha determinada, por aplicación de proyectos de desarrollo de acumulaciones conocidas”.

Las reservas no deben ser asignadas a yacimientos adyacentes aislados de los grandes, potencialmente sellados, con fallas que penetran el yacimiento y evaluadas como económicamente producibles.

3.1.1.5 GEOGRAFÍA.

La divulgación geográfica debe ser propuesta por el país, grupo de países o continente apropiado, para lograr la divulgación significativa bajo circunstancias particulares de cada empresa.

3.2 REQUISITOS OPCIONALES.

3.2.1 INFORMACIÓN 2P Y 3P.

Las compañías ahora serán capaces de conocer las reservas probables y posibles (es decir, el 50% y 10% de probabilidad) (FIGURA 3.2). Las anteriores reglas han limitado la divulgación de las reservas probadas de gas y aceite sintético.

Si una compañía decide revelar las reservas probables y posibles, debe indicar si ellas son desarrolladas o no y divulgar la certidumbre relativa.



FIGURA 3.2 Representación de las reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas.

3.1.2.2 TABLAS DE SENSIBILIDAD.

Una tabla de análisis de sensibilidad de reservas (sensibilidad de fluctuaciones de precio) puede ser publicada. La empresa puede elegir los diferentes escenarios que desee dar a conocer, pero también, debe revelar los calendarios de precios, costos y supuestos (FIGURA 3.3).

World Peep ZZ T EX		File Name: -Undefined- Value Measure: BtCash											
Description	Var	35000	40000	45000	50000	55000	60000	65000	70000	75000	80000	85000	
Prod.: Oil Price	0.63	36000	L H										84000
Prod.: Oil Volume	0.36	44000	L H										80000
All Opcost	0.01	57600	H L										62400
All Capital	0.00	58400	H L										61600

FIGURA 3.3 Ejemplo de una tabla de sensibilidad realizada con datos del Campo Serir, Libia, con ayuda del software Merak, en la cual se observa que las variables que más impactan el proyecto son el precio y el volumen de aceite.

TABLA 3.1 ACTUALIZACIONES PRINCIPALES A LAS NORMAS SEC-PRMS

	ANTERIOR	NUEVO LINEAMIENTO
CLASIFICACIÓN DE RESERVAS PROBADAS Y NO PROBADAS (FIGURA 3.4)	<i>Las reservas probadas no desarrolladas en áreas no perforadas están limitadas a pozos localizados a un espaciamiento de pozos productores y debe existir la seguridad de que serán perforados.</i>	<i>Se clasificarán reservas probadas no desarrolladas más allá de un espaciamiento de pozos productores si tecnológicamente es demostrable.</i>
TECNOLOGÍA	<i>Las reservas probadas no desarrolladas en áreas no perforadas están limitadas a pozos localizados a un espaciamiento de pozos productores y debe existir la seguridad de que serán perforados.</i>	<i>Se podrá utilizar tecnología que sea ampliamente aceptada dentro de la industria para estimar reservas probadas no desarrolladas, probadas y demostrando resultados consistentes en la formación evaluada, o en una formación análoga.</i>
YACIMIENTO ANÁLOGO	<i>Yacimiento cuya formación tiene al menos los mismos valores o mejores de porosidad, permeabilidad, distribución de permeabilidades, espesor, continuidad y saturación de hidrocarburos.</i>	<i>Yacimiento cuya formación tiene el mismo ambiente de depósito, estructura geológica similar, mismo mecanismo de empuje y las propiedades del yacimiento no tienen que ser más favorables que en la formación de interés.</i>
LÍMITE MÁS BAJO CONOCIDO DE HIDROCARBUROS	<i>En la ausencia de información de contactos de fluidos, el nivel más profundo de la ocurrencia estructural conocida directamente de hidrocarburos, controla el límite más profundo del yacimiento.</i>	<i>En la ausencia de datos de contactos de fluidos, las cantidades probadas en un yacimiento están limitadas por el nivel más profundo de hidrocarburos conocido, tal como se observa en la penetración de un pozo, a menos que los datos de Geociencias, ingeniería o datos de comportamiento y tecnología confiable establezcan un nivel más profundo con certidumbre razonable.</i>
TIEMPO PARA PRODUCIR LAS RESERVAS PROBADAS NO DESARROLLADAS	<i>Debe existir certidumbre en el proyecto para producir las reservas probadas, las cuales se desarrollarán dentro de un tiempo razonable.</i>	<i>Debe existir certidumbre en el proyecto para producir las reservas probadas, las cuales se desarrollarán dentro de un periodo de 5 años.</i>
REPORTES DE RESERVAS PROBADAS NO DESARROLLADAS	<i>Se deben reportar las localizaciones probadas no desarrolladas.</i>	<i>Se deberán reportar las localizaciones probadas no desarrolladas que no se hayan perforado en los últimos 5 o más años, y dar una explicación del porqué no se han perforado.</i>
MÉTODOS PROBABILISTAS	<i>No se permite la utilización de métodos probabilistas.</i>	<i>Se permitirá la utilización de métodos probabilistas.</i>
REPORTE DE RESERVAS	<i>No se permite el reporte de reservas probables y posibles.</i>	<i>Reporte opcional de reservas probables y posibles.</i>
INFORMACIÓN DE CERTIFICACIÓN INTERNA/EXTERNA (FIGURA 3.5)	<i>En caso de reportar revisión externa de reservas únicamente se incluyen cartas de las compañías definiendo que se revisaron las reservas y el porcentaje de ellas.</i>	<i>Proporcionar información acerca de la objetividad y capacidad de la organización o individuo que realiza la certificación interna y/o externa; además de registrar un reporte resumido preparado por los consultores externos que hayan realizado la certificación de reservas.</i>
PRECIOS UTILIZADOS PARA LA ESTIMACIÓN DE RESERVAS	<i>Precios de hidrocarburos al 31 de diciembre de cada año.</i>	<i>Precio basado en un promedio aritmético considerando un periodo de 12 meses y tomando como referencia el primer día de cada mes.</i>

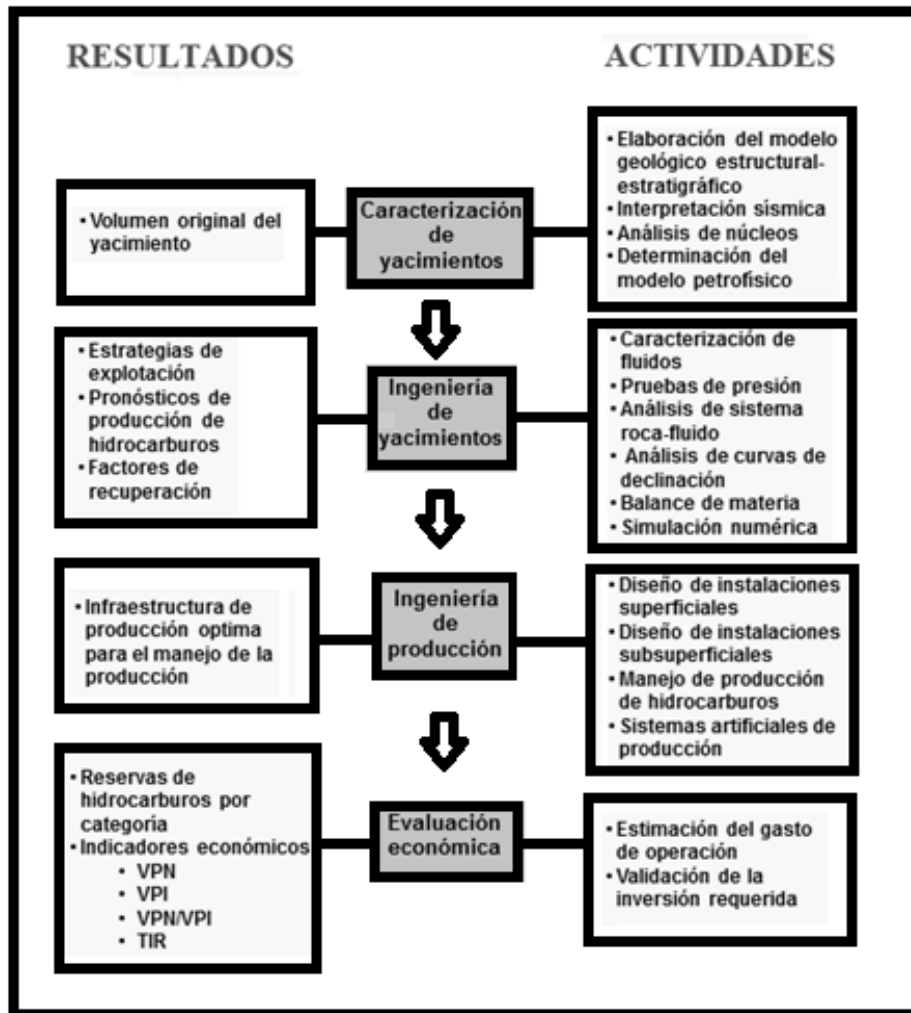


FIGURA 3.4 Proceso de estimación y clasificación de reservas.

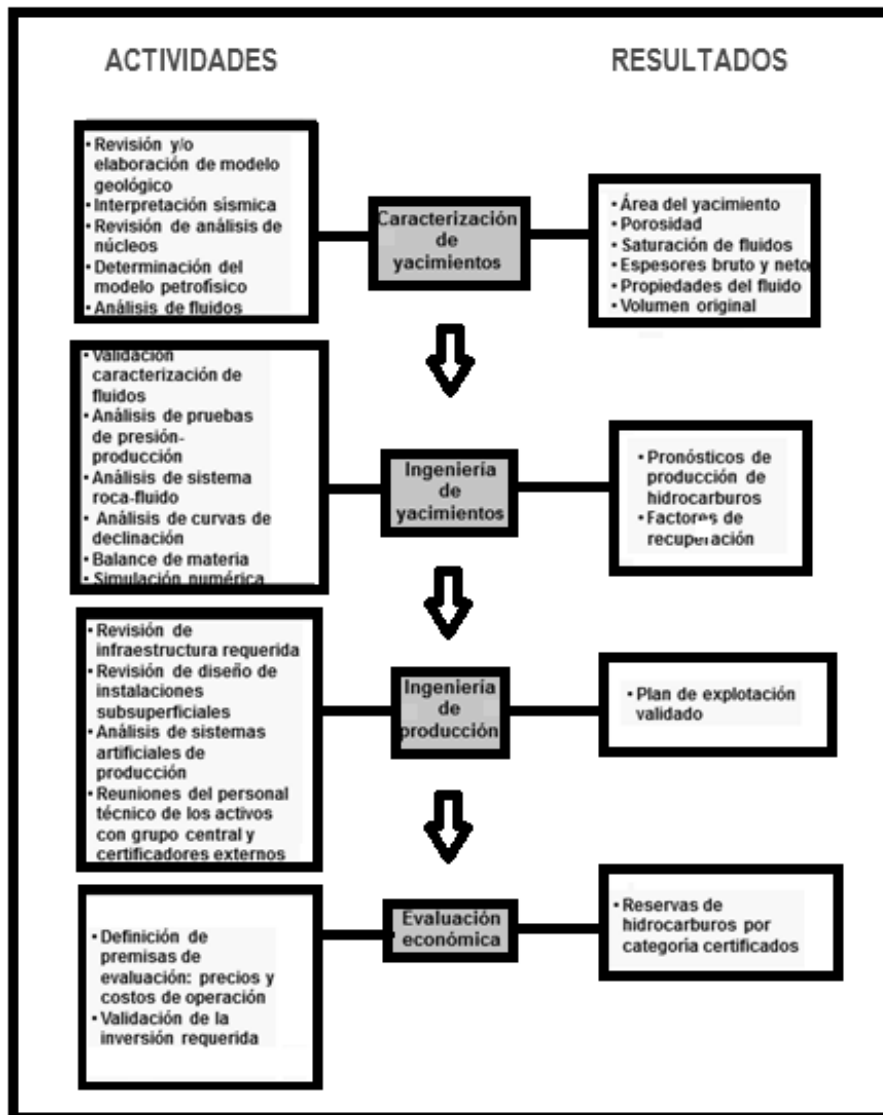


FIGURA 3.5 *Proceso de certificación de reservas.*

3.3 EVALUACIÓN Y GUÍAS DE LA PRESENTACIÓN DE INFORMES.

Las guías siguientes son suministradas para promover consistencia en las evaluaciones de un proyecto y en la presentación de informes. Los “reportes” hacen referencia a la presentación de resultados de una evaluación dentro de un marco de negocios, conduciendo la evaluación y no debe traducirse textualmente como reemplazo de las guías para publicaciones subsecuentes bajo las normas establecidas por algún regulador y/u otras agencias de gobierno.

3.3.1 EVALUACIONES COMERCIALES.

Las decisiones de inversión son basadas en las condiciones comerciales futuras que pueden impactar la factibilidad del desarrollo (compromiso para desarrollar) y el calendario de producción flujo de fondos de proyectos de aceite y gas.

Las condiciones comerciales incluyen, pero no es limitado para, las suposiciones de condiciones financieras (costos, precios, términos, impuestos fiscales), ventas, factores legales, ambientales, sociales, y gubernamentales. El valor del proyecto puede evaluarse en varias vías (por ejemplo, costos históricos, valores comparativos); las orientaciones en esto se aplican sólo a evaluaciones basadas en el análisis de flujo de fondos.

3.3.1.1 EVALUACIONES DE RECURSOS.

Las evaluaciones de los recursos son basadas en estimaciones de producción futura y en los calendarios de flujo de fondos asociados. La suma del flujo de fondos neto anual asociado produce una entrada neta futura estimada.

Cuando el flujo de fondos es descontado según una tasa definida y acorde a un período, la suma de los flujos de fondos descontados se termina al ganar el valor presente neto (VPN) del proyecto. El cálculo reflejará:

- a) Las cantidades estimadas a producir en ciertos períodos.
- b) Los costos estimados asociados con el proyecto para desarrollar, recobrar, y producir las cantidades a producir.
- c) Las rentas estimadas de las cantidades de la producción aplican a las respectivas mercancías durante períodos futuros incluyendo la porción de los costos y surgimiento de rentas en la entidad.
- d) La vida de un proyecto es limitada al período de la expectación.
- e) La aplicación de una tasa de descuento apropiada debe reflejar, razonablemente, el promedio cargado en los costos de capital o una proporción aceptable mínima de retorno en el momento de la evaluación.

Mientras que cada organización puede definir criterios de inversión específicos, un proyecto es generalmente considerado para ser “económico” si su caso de “mejor estimado” tiene un valor actual neto positivo bajo una tasa de descuento estándar, o si al menos cuenta con un grado positivo sin descuento del flujo de fondos.

3.3.1.2 CRITERIOS ECONÓMICOS.

Los evaluadores deben identificar claramente las suposiciones de las condiciones comerciales utilizadas y debe documentar la base para estas suposiciones. El fundamento económico de una evaluación para la toma de decisión de inversión es basado en el pronóstico de condiciones futuras, incluyendo costos y precios, que existirán durante la vida del proyecto (caso pronóstico). Tales pronósticos son basados en cambios a las condiciones actuales; la SPE define a las condiciones actuales como el promedio de éstas, en vigor, durante los 12 meses previos.

Las alternativas económicas son consideradas en el proceso de decisión y, en algunos casos, para suplir las necesidades de presentación de informes. Los evaluadores pueden examinar un caso en el cual las condiciones actuales son constantes (ninguna inflación o deflación) a lo largo de la vida del proyecto (caso constante).

Las evaluaciones pueden ser modificadas para acomodar los criterios impuestos por agencias reguladoras con respecto a publicaciones externas. Por ejemplo, estos criterios puede incluir un requerimiento específico, si la recuperación es restringida técnicamente el caso constante debe generar un flujo de fondos positivo (reservas probadas). Las necesidades de presentación externa de informes pueden especificar una guía alternativa a condiciones actuales (por ejemplo, costos y precios de fin de año).

Pueden existir las circunstancias en que el proyecto encuentre criterios para ser clasificado como reserva usando el caso de pronóstico pero puede no encontrarse dentro de los criterios externos para ser reserva probada. En estas circunstancias, se puede registrar estimaciones de 2P y 3P. Como se incurre en costos y productos de desarrollo, la baja estimación puede satisfacer, finalmente, las necesidades externas, y asignarse las reservas como probadas.

Mientras las orientaciones de la SPE no requieran que la financiación del proyecto sea confirmada antes de clasificar los proyectos como reserva, se puede tener otro requerimiento externo. En muchos casos, los préstamos son condicionales sobre los mismos criterios; es decir, el proyecto debe ser rentable basado solo en reservas probadas.

Por lo general, si no existe una expectativa razonable de préstamo u otras formas de financiamiento, puede arreglarse que el desarrollo se inicie dentro de un marco de tiempo razonable, entonces el proyecto debe ser clasificado como de recursos eventuales. Si el financiamiento es estimado razonablemente pero no es confirmado, el proyecto puede ser clasificado como de reservas, pero ninguna reserva probada puede ser reportada.

3.4 MEDIDA DE PRODUCCIÓN.

Por lo general, el producto comerciable, medido según las especificaciones de entrega a un punto de referencia definido, proporciona la base para las cantidades de producción y estimaciones de recursos.

Los asuntos operacionales siguientes deben estar al definir y medir la producción. Referenciando reservas, la lógica puede aplicarse al pronóstico de proyectos para desarrollar recursos eventuales, en perspectiva, descubrimiento y en desarrollo.

3.4.1 PUNTO DE REFERENCIA.

El punto de referencia es una ubicación definida en la cadena de producción donde las cantidades producidas se miden o evalúan. El punto de referencia es típicamente el punto de venta a las terceras partes. La producción de ventas y reservas estimadas son normalmente medidas y reportadas sobre el período de interés, puede definirse por reglas de contabilidad pertinentes, es el mismo tanto para las cantidades de ventas reportadas como para la contabilidad de las rentas de ventas.

Esto asegura que las cantidades de las ventas se manifiesten según sus especificaciones de entrega a un precio definido. En proyectos integrados, el apropiado precio al punto de referencia puede necesitar ser determinado usando un cálculo de netback (se calcula tomando todos los ingresos del crudo, menos todos los costos asociados con la obtención del aceite a un mercado, estos costos pueden incluir, pero no se limitan a, la importación, transporte, producción y costos de refinación, y las regalías).

Cantidades de no-ventas incluye el crudo consumido como combustible, quemado, o que se perdió al procesar, más los no-hidrocarburos que deben ser apartados antes de la venta; cada uno de éstos puede distribuirse usando separaciones de referencia, pero cuando se combine con las ventas, debe ascender la producción de crudo. Las cantidades de las ventas pueden necesitar ajustarse para excluir los componentes añadidos en el procesado pero no deriva en producción de crudo. Las medidas de producción de crudo son necesarias y forman la base del diseño de cálculos.

3.4.2 COMBUSTIBLE QUEMADO.

El combustible quemado es el gas natural utilizado en el pozo, el terreno y las operaciones de arrendamiento financiero, tales como los utilizados en la perforación, las operaciones de calentadores, deshidratadores, compresores de gas. Debe tratarse, no incluido, en las cantidades estimadas de recurso. Sin embargo, ciertas organizaciones reguladoras pueden permitir que este combustible se incluya en las reservas estimadas, reemplazando fuentes alternativas de combustible y/o poder que pueden ser compradas en su ausencia, deben anunciarse separadamente de las ventas, y su valor debe ser incluido como un gasto de funcionamiento.

El gas quemado, aceite quemado y otras pérdidas son siempre tratados como contracción y no es incluido en las ventas de producto.

3.4.3 GAS SECO O HÚMEDO.

Las reservas para gas natural seco o húmedo deben ser consideradas en el contexto de las especificaciones del gas al punto de referencia convenido. Así, para el gas que es vendido como gas húmedo, su volumen puede ser reportado, y podría no existir ningún líquido de hidrocarburo asociado o extraído separadamente. Podría ser estimado que el valor mejorado correspondiente al gas húmedo podría reflejarse en las ventas al precio correspondiente.

Cuando los líquidos son extraídos del gas antes de la venta y el gas seco es vendido, el volumen de gas y los volúmenes extraídos de líquidos, líquidos de condensado y/o gas natural, deben ser reportados separadamente en las evaluaciones de los recursos.

Cualquier líquido de hidrocarburo separado, subsecuentemente, del gas húmedo al punto de referencia convenido no puede ser reportado como reserva.

3.4.4 COMPONENTES NO- HIDROCARBUROS ASOCIADOS.

En caso de que los componentes no-hidrocarburos estén asociados con la producción, las cantidades reportadas deben reflejar las especificaciones convenidas del producto de crudo al punto de referencia. Si es requerido quita todo o una porción de no-hidrocarburos antes de la entrega, las reservas y la producción deberán reflejar sólo el producto de hidrocarburo residual.

Aún si el componente no-hidrocarburo asociado (por ejemplo, helio o azufre) apartado antes del punto de referencia se vende posterior y separadamente, no se incluye en la producción de crudo o en las reservas. La ganancia generada por la venta de productos no-hidrocarburos puede ser incluida en la evaluación económica de un proyecto.

3.4.5 GAS NATURAL DE INYECCIÓN.

La producción de gas natural puede ser referenciada a la inyección del mismo en un yacimiento a fin de mantener la presión, a la inyección miscible, o a otro proceso de recuperación. El volumen de gas estimado recuperable, puede ser incluido como reserva.

Si los volúmenes de gas se incluyen como reserva, se deben encontrar criterios que incluyan la existencia de un desarrollo viable, de transportación, y de ventas. Los volúmenes de gas deben ser reducidos con las pérdidas asociadas en el proceso de recuperación (inyección y subsecuentes).

Los volúmenes de gas inyectados en un depósito para la disposición de gas sin un proyecto comprometido a la recuperación no se clasifican como reserva. Los volúmenes de gas para inyección y más tarde recuperados no están clasificados como reservas.

3.4.6 ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS NATURAL.

El gas natural inyectado en un depósito de almacenamiento para ser recuperado a un período posterior (por ejemplo, para encontrar un mejor mercado) no debe ser incluido como reserva. Es importante distinguir el gas inyectado de cualquier volumen recuperable restante en el depósito.

Al comenzar la producción de gas, su distribución puede estar sujeta a un regulador local. La incertidumbre con respecto a los volúmenes de campo originales es del gas del depósito y no del gas inyectado.

Pueden existir ocasiones, tal como gas adquirido por un pago de producción, en que el gas es transportado de un campo a otro sin transferencia de venta o custodia. En tales casos, el gas con referencia a inyección puede ser incluido con el gas de depósito como reserva. Los mismos principios con respecto a la separación de recursos nativos de las cantidades inyectadas aplicarían para el aceite almacenado bajo tierra.

3.4.7 EQUILIBRIO DE PRODUCCIÓN.

Las estimaciones de las reservas deben ajustarse a los retiros de la producción. Esto puede ser un proceso de contabilidad cuando la producción no es alineada a las reservas.

La sobre producción o la baja producción puede ocurrir en los reportes de producción de aceite. Una desproporción en las entregas de gas puede resultar de un mal funcionamiento entre los participantes en el proceso o planes que impidan que los volúmenes de gas vendidos sean iguales a la porción pactada dentro de un período de tiempo dado. Sin embargo, La producción real y en títulos debe ser concordante en las evaluaciones de las reservas. Las desproporciones resultantes deben controlarse en el transcurso del tiempo y finalmente resolverse antes del abandono del proyecto.

3.5 TÍTULO DE RECURSOS Y RECONOCIMIENTO.

Mientras las evaluaciones son conducidas para establecer las estimaciones del total de crudo inicialmente en sitio, la porción recobrada por proyectos definidos, la distribución de cantidades, costos de ventas y las rentas, impactan la economía del proyecto y la comercialización. Esta distribución es prevalecida por contratos aplicables entre los dueños (arrendadores) y contratantes (arrendatarios) y es generalmente mencionado como “derecho.”

3.5.1 REGALÍAS.

Las regalías se refieren a pagos que se deben al gobierno anfitrión o al dueño (arrendador) a cambio de la producción de los depósitos (arrendatario / contratante) teniendo acceso a los recursos petroleros.

Los volúmenes de regalía deben ser restados del título del arrendatario a los recursos.

En ciertos acuerdos, se trata en realidad de los impuestos a ser pagados al contado al gobierno. En tales casos, el equivalente a los volúmenes de regalía son controlados por el contratante que puede (sujeta a guía reguladora) elegir nombrar estos volúmenes como reserva y/o recursos eventuales con las compensaciones apropiadas a fin de poder reconocer la correspondiente responsabilidad financiera.

Viceversa, si una compañía posee una regalía o interés equivalente de cualquier tipo en un proyecto, las cantidades relacionadas pueden ser incluidas en los títulos de recursos.

3.5.2 CONTRATOS DE PARTICIPACIÓN EN LA PRODUCCIÓN.

Los contratos de participación de producción (PSC) reemplazan los sistemas de regalía tributaria convencional en muchos países. Bajo el llamado PSC, los productores tienen en título una porción de la producción. Este título, es a menudo mencionado como interés económico “Derecho neto” o “neto” es estimado usando una fórmula basada en los términos de contrato que incorporan los costos del proyecto (costos del aceite) y ganancias del proyecto (beneficio del aceite). Aunque la propiedad de la producción, invariablemente, queda con la autoridad del gobierno hasta el punto de exportación, los productores pueden tomar su porción neta en ese momento y reclamarla como sus reservas.

El contrato de servicio de riesgo (RSC) es similar al PSC, pero en este caso, los productores son pagados al contado. Como con PSC, las reservas reclamadas son basadas en el interés económico neto, se necesita tener cuidado en distinguir entre un RSC y un contrato de servicio “neto.” Las reservas pueden reclamarse en un RSC en base a que los productores son expuestos a capital en riesgo, mientras que ninguna reserva puede reclamarse para contratos de servicio neto porque no existe ningún riesgo de mercado y los productores actúan como contratantes.

A diferencia de los acuerdos de arrendamiento tradicionales los costos del sistema de recuperación, producción, riesgo, y otros relacionados, reducen la porción producible y por lo tanto de reservas obtenidas por un contratante en períodos de precio alto y aumento de volúmenes en períodos de precio bajo.

Mientras que esto asegura un costo de recuperación, introduce volatilidad relacionada con el precio significativo anual. Las reservas se estiman usando condiciones económicas “vigentes”, bajo definidos “pronósticos” de la relación futura del precio y reservas. El tratamiento de impuestos y los procedimientos de contabilidad usados pueden tener un impacto significativo en los contratos de las reservas y producción.

3.5.3 EXTENSIONES O RENOVACIONES.

Conforme los proyectos de producción u otros se acercan a la madurez, se puede recurrir a una extensión por negociación, contrato o por otros medios. Las reservas no deben reclamarse para esos volúmenes que estarán producidos más allá de la fecha de conclusión del acuerdo actual a menos que exista expectación razonable que una extensión, una renovación, o un nuevo contrato se otorgará. Tal expectación razonable puede ser basada en el tratamiento histórico de acuerdos similares por la jurisdicción emisora de la licencia.

De otra manera, la producción predicha, más allá del término de contrato, debe ser clasificada como recurso eventual con una oportunidad reducida asociada de comercialización. No es razonable asumir que los términos fiscales en una extensión negociada serán similares a los existentes.

La lógica similar debe ser aplicada donde los acuerdos de ventas de gas son requeridos para asegurar un adecuado mercado. Las reservas no deben reclamarse para

las cantidades que se estarán produciendo más allá de lo especificado en el acuerdo actual o razonablemente pronosticado a ser incluido en acuerdos futuros. En los casos anteriores, donde el riesgo del cese de derechos de producto o incapacidad para los contratos de gas no es considerado significativo, los evaluadores pueden optar por incorporar la incertidumbre categorizando cantidades a recuperarse más allá del contrato actual como reservas probables o posibles.

4. VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS.

INTRODUCCIÓN.

El activo principal de una empresa petrolera, o de una nación productora de crudo y/o gas, lo constituyen sus reservas. Las reservas probadas son lo que le da “VIDA” a una empresa petrolera; sus estimaciones y la definición de esquemas de producción futuros de hidrocarburos constituyen la tarea más importante del ingeniero responsable de la gerencia de un yacimiento.

Los estimados de reservas dependen de muchos factores, de los cuales los más importantes son: el método de recuperación y los aspectos económicos relacionados con la explotación. Existen varios métodos y procedimientos para realizar la estimación de reservas de hidrocarburos: procedimientos analíticos como volumétricos, balance de materia, analogía, curvas de declinación, y simulación de yacimientos además de los métodos deterministas y probabilistas. Cada uno con distinto nivel de complejidad, los cuales serán explicados en el capítulo siguiente.

Las predicciones de reservas y de esquemas de producción redundante de hidrocarburos son la parte más importante de la variación de un yacimiento, campo o concesión petrolera; puede llegar a ser difícil su estimación. Es muy difícil que la primera estimación de reservas realizada a un determinado campo o yacimiento, se mantenga por largo tiempo, por lo anterior se le considera de carácter dinámico, es decir, cambia en el transcurso de la explotación del campo.

Al examinar una estimación de reservas de un campo o yacimiento, lo primero que se debe revisar son las suposiciones tanto técnicas como económicas asociadas al pronóstico. Los estimados de crudo recuperable que no consideren la economía de la producción se describen como reservas técnicas.

4.1 DEFINICIÓN DE RESERVAS Y CLASIFICACIÓN.

Cada año, cada empresa operadora así como los países productores, actualizan sus reservas de hidrocarburos de acuerdo a definiciones empleadas y aceptadas internacionalmente por la comunidad financiera. En el caso de las reservas probadas, las definiciones usadas corresponden a las emitidas por la Securities and Exchange Commission (SEC), organismo estadounidense que regula los mercados de valores y financieros de ese país; para las reservas probables y posibles se aplican las definiciones de la Society of Petroleum Engineers (SPE), American Association of Petroleum Geologists (AAPG) y World Petroleum Congresses (WPC), organismos técnicos y gremiales donde participan geocientíficos e ingenieros.

La ventaja de aplicar definiciones empleadas en el mundo entero, más allá de las naturales comparaciones permite establecer procesos de trabajo auditables que generan magnitudes y clasificaciones de reservas, también auditables. Esto garantiza certidumbre y

transparencia tanto en volumen de reservas reportado como en los procedimientos empleados en su estimación.

Las reservas representan un valor económico estimado en base a los pronósticos de producción, inversión, costos de operación (OPEX) y mantenimiento, precios de los hidrocarburos, entre otros.

De acuerdo a las definiciones mencionadas, los precios elegidos para la estimación de reservas son los correspondientes a un solo periodo, en tanto los costos de operación y mantenimiento, en su componente fija y variable, son los erogados durante un período de un año y a nivel de campo. Este periodo permite capturar la estacionalidad de estos egresos, desde luego, aporta una medición aceptable de los futuros costos para la extracción de las reservas bajo las condiciones actuales de explotación.

Desde el punto de vista de costo de capital (CAPEX), o inversiones, la explotación de las reservas supone erogaciones en la perforación de pozos, en la realización de reparaciones mayores, en la construcción de infraestructura y otros elementos.

La valuación de las reservas considera estos elementos y determina su valor. Si éste valor resulta positivo, los volúmenes serán comercialmente explotables y constituirán las reservas.

En el caso de un valor negativo estos volúmenes pueden ser clasificados como reservas posibles si son marginales, es decir, si un ligero cambio en el precio de los hidrocarburos o una pequeña disminución en sus costos de desarrollo, operación y mantenimiento permiten que su valuación sea positiva. De no ser el caso, los volúmenes se clasifican como contingentes.

4.1.1 DEFINICIÓN.

Es importante recalcar que la clasificación y evaluación de reservas depende en gran medida del conocimiento y experiencia del grupo evaluador, debido a que la complejidad de este proceso dificulta el establecimiento de métodos determinísticos que permitan distinguir entre las diferentes categorías.

La estimación y clasificación de reservas es un proceso dinámico y deben revisarse periódicamente durante la explotación de los yacimientos en función de la información disponible del yacimiento o cuando las condiciones tecnológicas o económicas cambien.

Las reservas no incluyen los volúmenes de hidrocarburos que se mantiene en inventario ni los hidrocarburos y sustancias asociadas producidas no comercializadas. Las reservas son atribuibles a los mecanismos naturales de empuje del yacimiento, procesos de recuperación secundaria y mejorada y sistema artificiales de producción.

Debido a que existen diferentes niveles de incertidumbre en los diferentes tipos de reservas, éstas no deben ser sumadas directamente entre ellas. La suma de diferentes tipos de reservas es únicamente aceptable cuando cada categoría de reservas ha sido apropiadamente afectada por un factor de riesgo, que considere sus diferentes niveles de incertidumbre (TABLA 4.1).

Un aspecto muy importante en la evaluación y explotación de las reservas es el tipo de fluidos que contienen los yacimientos.

TABLA 4.1 CLASIFICACIÓN DE RESERVAS POR FLUIDOS Y TIPO DE YACIMIENTO (PEMEX).

TIPO DE YACIMIENTO	Aceite Crudo	Gas	Condensado	Líquidos de Planta	Gas Seco	G.S.E.L.*	P.C.E.**
BITUMEN	X						X
ACEITE EXTRAPESADO	X						X
ACEITE NEGRO	X	X	X	X	X	X	X
ACEITE VOLÁTIL	X	X	X	X	X	X	X
GAS Y CONDENSADO	X	X	X	X	X	X	X
GAS HÚMEDO ASOCIADO LIBRE		X	X	X	X	X	X
GAS HÚMEDO NO ASOCIADO		X	X	X	X	X	X
GAS SECO		X			X	X	X

*G.S.E.L. Gas Seco Equivalente a Líquido.

**P.C.E. Petróleo Crudo Equivalente.

La estimación de cantidades de recurso de crudo supone la interpretación de volúmenes y valores que tienen un grado inherente de la incertidumbre. Estas cantidades son asociadas con los proyectos de desarrollo.

El uso de un sistema de clasificación consistente mejora comparaciones entre proyectos, grupos de proyectos, y carteras de compañía según los perfiles y recuperaciones de producción pronosticados.

Tal sistema debe considerar factores técnicos y comerciales que impactan la factibilidad económica del proyecto, su vida productiva, y sus flujos de fondos relacionados.

Reservas: Son las cantidades de petróleo anticipadas a ser recuperables comercialmente por la aplicación de proyectos de desarrollo a acumulaciones conocidas desde a una fecha dada en adelante bajo condiciones definidas.

Todas las reservas estimadas involucran algún grado de incertidumbre, ésta depende principalmente de la cantidad y calidad de la información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería, así como de su disponibilidad al tiempo de estimación e interpretación de esta información.

El nivel de incertidumbre puede ser usado para colocar reservas en una de dos clasificaciones principales, probadas o no probadas. Las cantidades recuperables

estimadas de acumulaciones conocidas que no satisfagan los requerimientos de comercialización deben clasificarse como recursos contingentes.

El concepto de comercialización para una acumulación varía de acuerdo a las condiciones y circunstancias específicas de cada lugar. Así, las reservas probadas son acumulaciones de hidrocarburos cuya rentabilidad ha sido establecida bajo condiciones económicas actuales, es decir, a la fecha de evaluación; las reservas probables y posibles podrán estar basadas en futuras condiciones económicas.

Sin embargo, las reservas probables de las empresas o de los países son rentables bajo condiciones económicas actuales, en tanto, una pequeña porción de las reservas posibles es marginal en el sentido de un ligero incremento en el precio de los hidrocarburos, o una ligera disminución de los costos de operación que las haría rentables. Cabe destacar que en general, las cantidades no deben ser clasificadas como reservas a menos que haya una expectativa de que la acumulación será desarrollada y puesta en producción en un tiempo razonable.

Reservas remanentes: Estas reservas pueden ser producidas a partir de un cierto tiempo, cuando se fija a la fecha del descubrimiento del campo, yacimiento o pozo, se les llama reservas originales. Incluyen todo el gas y el crudo que se espera recuperar a lo largo de la vida del campo, yacimiento o pozo. Los hidrocarburos producidos hasta una fecha dada, se conocen como volúmenes de aceite y gas producidos acumulados (Gp). La recuperación final (RF) será igual a la reserva remanente estimada (RRE) más lo producido (Gp).

Reservas recuperables: No todo el crudo en sitio (N) es recuperable, se necesita usar el término de factor de recuperación final (Fr) para relacionar reservas:

$$RF = N * Fr \quad (4.1)$$

$$RRE = N * Fr - Gp \quad (4.2)$$

4.1.2 CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS.

Las reservas pueden ser clasificadas de acuerdo al grado de incertidumbre de recuperación como (TABLA 4.2):

Reservas Probadas: Son volúmenes estimados de hidrocarburos recuperables, de yacimientos conocidos, a partir de una fecha en adelante, de acuerdo a información geológica y de ingeniería disponible, considerando condiciones operacionales, económicas y reglamentaciones gubernamentales prevalecientes.

TABLA 4.2 CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS.



El establecimiento de las condiciones económicas actuales incluye promedios de precios y costos históricos en un periodo de tiempo consistente con el proyecto. Si en la evaluación se utiliza un método determinístico, el término de certidumbre razonable se referirá a que existe un alto grado de confianza en que los volúmenes serán recuperados.

Por el contrario, si se emplea el método probabilístico entonces la probabilidad de recuperación de la cantidad estimada es de al menos el 90 por ciento (SPE/WPC, 1997).

En general, las reservas son consideradas probadas si la productividad comercial del yacimiento está apoyada por datos actuales de presión y producción. En este contexto, el término probado se refiere a las cantidades de reservas de crudo recuperables y no a la productividad del pozo o yacimiento.

En ciertos casos las reservas probadas pueden asignarse de acuerdo a registros de pozos y/o análisis de núcleos o pruebas de formación que indican que el yacimiento en estudio está impregnado de hidrocarburos y es análogo a los yacimientos en la misma área que son productores o han demostrado la capacidad para producir en pruebas de formación.

El área considerada como probada incluye:

1. El área delimitada por la perforación y definida por los contactos de fluidos, si existen.
2. Las porciones no perforadas del yacimiento que pueden ser razonablemente juzgadas como comercialmente productora basado en datos disponibles geológicos y de ingeniería.

En ausencia de datos de los contactos de fluidos, la ocurrencia de hidrocarburos conocida más baja controla el límite de reserva probada, a menos que datos de comportamiento o de ingeniería definitivos indiquen lo contrario.

Las reservas pueden clasificarse como probadas si las instalaciones para su comercialización existen o se tiene la certeza de que serán instaladas.

Las reservas que serán producidas a través de la aplicación de métodos de recuperación secundaria y/o mejorada establecidos se incluyen en la categoría de probadas cuando:

1. Se tenga un resultado exitoso por una prueba piloto representativa o respuesta favorable de un sistema instalado en parte del mismo yacimiento o en uno análogo, con propiedades de roca y fluidos similares que proporcione soporte al estudio en el cual el proyecto está basado.
2. El proyecto se ejecutará.

Estas reservas pueden ser clasificadas de acuerdo al grado de desarrollo de los yacimientos en: desarrolladas o no desarrolladas.

Estas reservas son las que aportan la producción y tienen mayor certidumbre que las probables y posibles. Desde el punto de vista financiero, son las que sustentan los proyectos de inversión y de ahí la importancia de la adopción de las definiciones emitidas por la SEC.

Reservas Desarrolladas: están representadas por el volumen de hidrocarburos comercialmente recuperable del yacimiento, por los pozos e instalaciones existentes, incluye las reservas atrás de la tubería, que puedan ser recuperadas con infraestructura actual mediante trabajo adicional con costos moderados de inversión.

Las reservas asociadas a procesos de recuperación secundaria y/o mejorada serán consideradas desarrolladas únicamente cuando la infraestructura requerida para el proceso esté instalada o cuando los costos requeridos para ello sean considerablemente menores.

También considera las reservas en intervalos terminados, abiertos al tiempo de la estimación, pero no han empezado a producir por condiciones de mercado, problemas de conexión, problemas mecánicos y cuyo costo de rehabilitación es relativamente menor.

Reservas No Desarrolladas: Son reservas que se espera serán recuperadas a través de pozos nuevos en áreas no perforadas, o donde se requiere un gasto relativamente grande para terminar los pozos existentes y/o construir las instalaciones de producción y transporte.

Lo anterior aplica tanto en procesos de recuperación primaria como recuperación secundaria y mejorada. En el caso de inyección de fluidos, u otra técnica de recuperación mejorada, las reservas asociadas se considerarán probadas no desarrolladas cuando tales técnicas hayan sido efectivamente probadas en el área y en la misma formación.

Una demora excesivamente larga en el programa de desarrollo, puede originar una duda razonable acerca de la explotación de tales reservas y conducir a la exclusión de éstas en la categoría de probada.

Éstas incluyen los volúmenes de reservas probadas de hidrocarburos que no pueden ser recuperadas comercialmente del yacimiento, por los pozos e instalaciones existentes.

Estas reservas están asociadas a (FIGURA 4.1):

1. Localizaciones a un espaciamiento y medio fuera del área de pozos que han indicado producción comercial en la formación objetivo.
2. Localizaciones en las que se tiene la certeza que están dentro de los límites probados conocidos de la formación objetivo.
3. Localizaciones donde se tiene la certeza que serán desarrolladas. Para otros casos, se pueden clasificar reservas probadas no desarrolladas únicamente en los casos en donde la interpretación de datos geológicos y de ingeniería de los pozos indican con razonable certeza que la formación objetivo es lateralmente continua y contiene crudo comercialmente recuperable en localizaciones más allá de espaciamientos directos.



4.1 Representación de las áreas de reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas.

Reservas No Probadas: Son volúmenes de hidrocarburos y sustancias asociadas, evaluados a condiciones atmosféricas, al extrapolar características y parámetros del yacimiento más allá de los límites de razonable certidumbre, o de suponer pronósticos de aceite y gas con escenarios tanto técnicos como económicos que no son los que prevalecen al momento de la evaluación. En situaciones de desarrollo no inmediato, los volúmenes de hidrocarburos descubiertos comercialmente producibles, pueden ser clasificados como reservas no probadas.

Reservas Probables: Son aquellas reservas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería de estos yacimientos sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de no serlo. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, existirá una probabilidad de al menos 50 por ciento de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables.

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

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

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

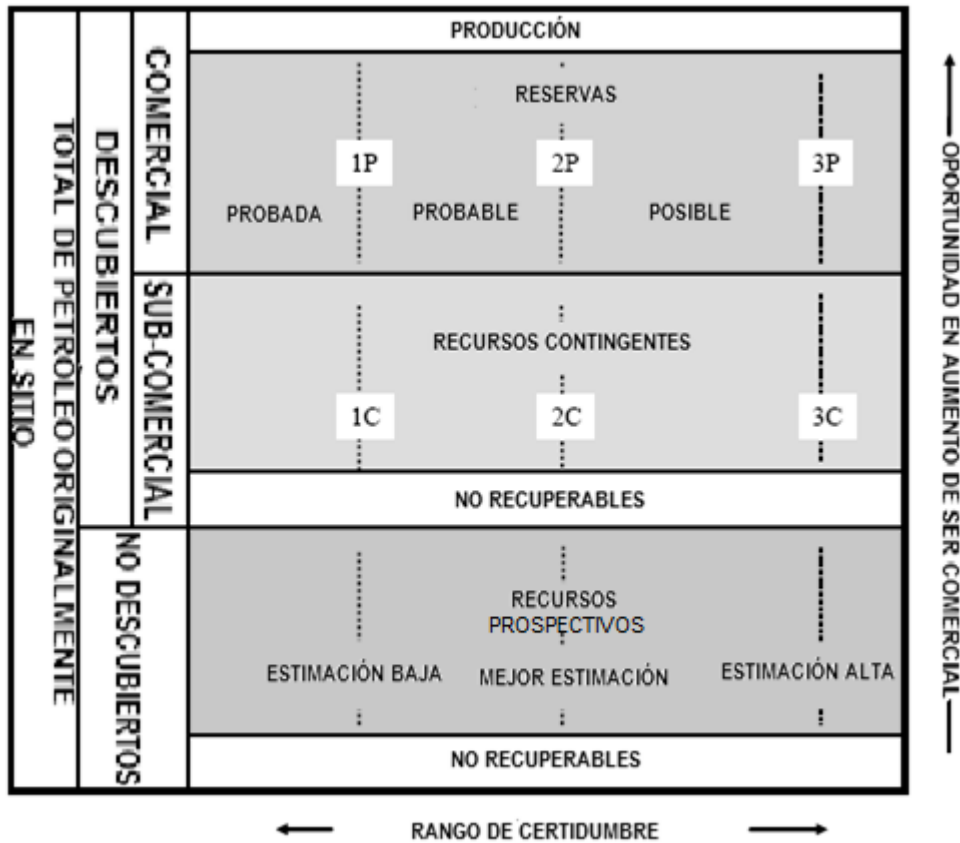
1. Reservas asociadas a áreas donde la formación productora aparece separada por fallas geológicas, y la interpretación correspondiente indica que este volumen se encuentra en una posición estructural más alta que la del área probada.
2. Reservas atribuibles a futuras intervenciones, estimulaciones, cambio de equipo u otros procedimientos mecánicos, donde tales procedimientos no han tenido éxito en pozos que exhiben comportamiento similar en pozos análogos.
3. Reservas incrementales en formaciones productoras donde una reinterpretación del comportamiento, o de los datos volumétricos, indican reservas adicionales a las clasificadas como probadas.
4. Reservas adicionales asociadas a pozos intermedios, y que pudieran haber sido clasificadas como probadas si se hubiera autorizado un desarrollo con espaciamiento menor al tiempo de la evaluación.

Reservas Posibles: Son aquellos volúmenes estimados de hidrocarburos asociados a acumulaciones conocidas, en las cuales la información geológica y de ingeniería disponible, indica con un grado de certeza menor que las reservas probables que son recuperables bajo las condiciones operacionales y contractuales prevalecientes.

Cuando son utilizados los métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas, probables más posibles tendrá al menos una probabilidad de 10 por ciento de que las cantidades realmente sean iguales o mayores. En general, las reservas posibles pueden incluir los siguientes casos:

1. Reservas que están basadas en interpretaciones geológicas y que pueden existir en áreas adyacentes a las áreas clasificadas como probables y en el mismo yacimiento.
2. Reservas en formaciones que parecen estar impregnadas de hidrocarburo, basados en análisis de núcleos y registros de pozos, pero pueden no ser comercialmente productivas.
3. Reservas adicionales por perforación intermedia que está sujeta a incertidumbre técnica.
4. Reservas incrementales atribuidas a mecanismos de recuperación mejorada cuando un proyecto o prueba piloto está planeado pero no está en operación y las características de roca y fluido del yacimiento son tales que una duda razonable existe de que el proyecto será comercial.
5. Reservas en un área de la formación productora que parece estar separada del área probada por fallas geológicas, y que la interpretación indica que el área de estudio está estructuralmente más baja que el área probada.

TABLA 4.3 CLASIFICACIÓN DE LOS RECURSOS PROSPECTIVOS Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS (PETROLEUM RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS, SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 2000).



Reserva Irrecuperable: es la porción descubierta o no descubierta de crudo en sitio, a partir de una fecha dada, no prevista a ser recuperable por proyectos de desarrollo futuros. Una porción de estas cantidades puede volverse recuperable bajo circunstancias comerciales cambiantes o desarrollos tecnológicos; la porción restante nunca se podrá recuperar debido a limitaciones físico-químicas representadas por la interacción de fluidos y rocas del yacimiento.

4.1.3 VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS.

Es la cantidad de hidrocarburos que se estima existe inicialmente en un yacimiento. Este volumen se encuentra en equilibrio a la temperatura y presión del yacimiento, suele expresarse a condiciones de superficie.

El volumen puede inferirse por métodos deterministas o probabilistas. Los primeros incluyen principalmente, los volumétricos, balance de materia y simulación numérica.

Los segundos modelan la incertidumbre de parámetros como porosidad, saturación de agua, espesores netos, gastos iniciales, entre otros, como funciones de probabilidad que producen una función de probabilidad para el volumen original.

El método volumétrico es uno de los más usados, se emplea en etapas iniciales del campo o yacimiento. Se fundamenta en la estimación de las propiedades físicas de la roca y de los fluidos en el yacimiento.

Las propiedades petrofísicas principales son la porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, presión capilar y factor de formación, entre otras.

Otro elemento fundamental es la geometría del yacimiento, representado en términos de área y espesor neto.

Los productos a obtener para la estimación del volumen original son:

1. Volumen de roca que contiene hidrocarburos.
2. Porosidad efectiva y saturación de hidrocarburos en el volumen de roca que los contiene.
3. Fluidos identificados y sus propiedades, con el propósito de establecer el volumen de hidrocarburos a condiciones de superficie o condiciones estándar.

Volumen Original de Hidrocarburos Total: Es la cuantificación de todas las acumulaciones de hidrocarburos naturales que se estima existen. Este volumen incluye a las acumulaciones conocidas, económicas o no, recuperables o no, a la producción obtenida de los campos explotados o en explotación y también a las cantidades estimadas en los yacimientos que podrían ser descubiertos.

Todas las cantidades del volumen de hidrocarburos total pueden ser recursos potencialmente recuperables, ya que la estimación de la parte que se espera recuperar depende de la incertidumbre asociada, de circunstancias comerciales, de la tecnología usada y de la disponibilidad de información.

Por consiguiente, una porción de aquellas cantidades clasificadas como no recuperables pueden transformarse en el futuro en recursos recuperables si, por ejemplo, las condiciones comerciales cambian, o si nuevos desarrollos tecnológicos ocurren o datos adicionales son adquiridos.

Volumen Original de Hidrocarburos no Descubiertos: Es la cantidad de hidrocarburos evaluada a una fecha dada, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas. Al estimado de la porción potencialmente recuperable del volumen original de hidrocarburos no descubiertos se le define como recurso prospectivo.

Volumen Original de Hidrocarburos Descubiertos: Es la cantidad de hidrocarburos estimada, a una fecha dada, alojada en acumulaciones conocidas más la producción de hidrocarburos obtenida de las mismas.

El volumen original descubiertos puede ser clasificado como económico y no económico. Una acumulación es económica cuando hay generación de valor como consecuencia de la explotación de sus hidrocarburos. Asimismo, la parte que es recuperable, dependiendo de que si es económica o no, se denomina reserva o recurso contingente, respectivamente.

4.1.4 RECURSOS PETROLEROS.

El crudo es definido como una mezcla naturalmente generada, formada de hidrocarburos en fase gaseosa, líquida, o sólida. El crudo puede contener también no-hidrocarburos, los ejemplos más comunes de éstos son el bióxido de carbono, el nitrógeno, el sulfuro de hidrógeno y el azufre. En casos raros, el contenido de no- hidrocarburo pudo ser mayor de 50 %.

Los recursos petroleros son las cantidades de hidrocarburos que inicialmente se estiman en el subsuelo a condiciones de superficie. Empleando consideraciones de producción se le llama recurso únicamente a la parte recuperable de esas cantidades.

A las cantidades estimadas en un principio se les denomina volumen original total, el cual puede estar descubierto o no descubierto; a sus porciones recuperables se les denomina recursos prospectivos, contingentes o reservas. En consecuencia, el concepto de reservas constituye una parte de los recursos, es decir, son acumulaciones conocidas, son recuperables y comercialmente explotables.

El término “recurso” abarca todas las cantidades del crudo naturalmente ocurridas en o dentro de la corteza terrestre, puede denominarse como descubierto, no descubierto (recuperable e irrecuperable), producido, “convencional”, “no convencional”, prospectivo, probable recuperable, posible recuperable, potencial recuperable, contingente, irrecuperable (TABLA 4.4).

Existen estimaciones bajas, centrales y altas para los recursos, para las reservas se encuentran las denominadas probadas, probadas más probables y probadas más probables más posibles. El rango de incertidumbre enfatiza que el conocimiento que se tiene de los recursos, o de las reservas, es imperfecto y por ello se generan estimaciones que obedecen a diferentes expectativas.

El “Rango de Incertidumbre” refleja las cantidades potencialmente recuperables de una acumulación estimadas por un proyecto. Las definiciones siguientes se aplican a las subdivisiones principales dentro de la clasificación de recursos:

Recurso Prospectivo: 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.

La cuantificación está basada en información geológica y geofísica del área de estudio, analogías con áreas donde el volumen original de hidrocarburos ha sido descubierto y en ocasiones hasta producido.

Al considerar el nivel de incertidumbre, la magnitud de éstos puede corresponder a una estimación baja, central o alta.

Recurso probable recuperable: Es la parte del recurso no descubierto, que se encuentra en provincias geológicas productoras, en trampas asociadas a plays productores.

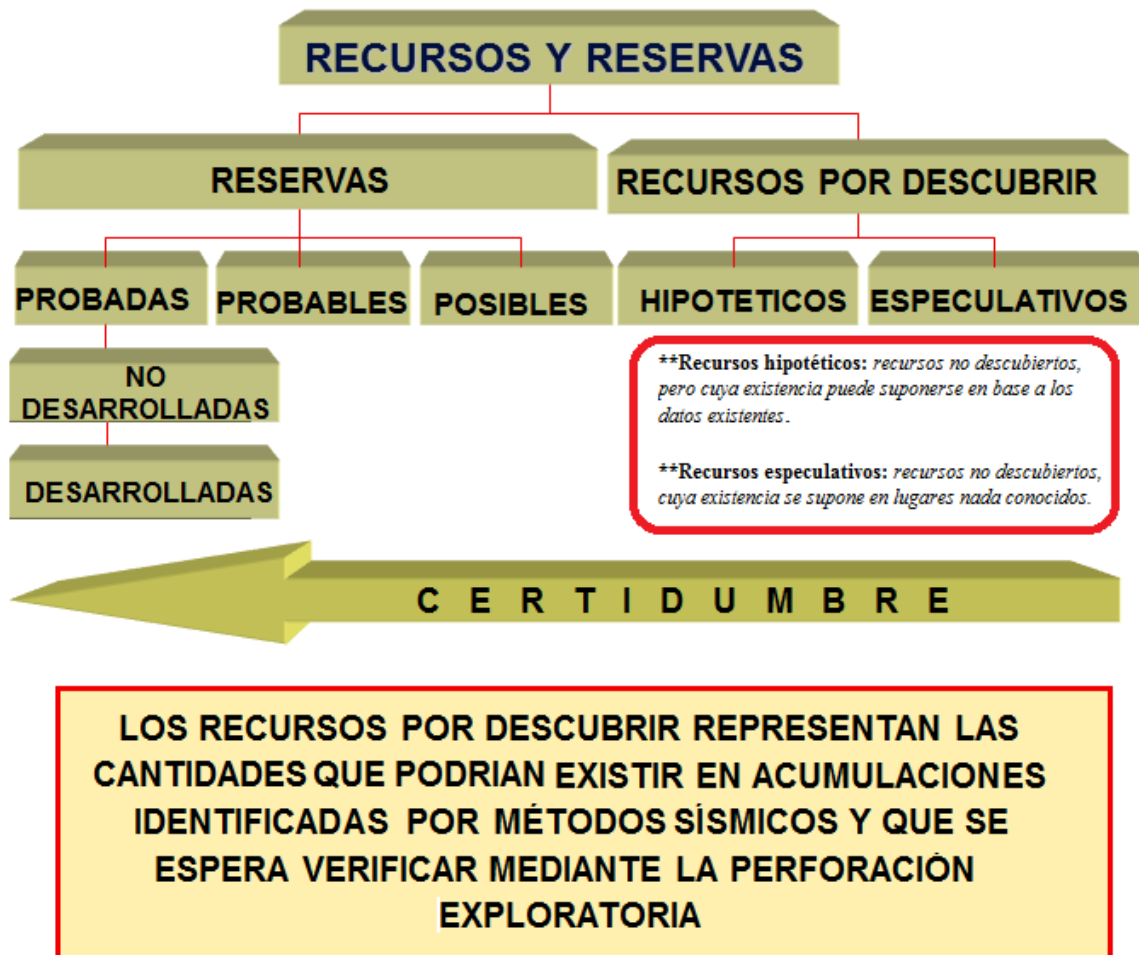
Recurso posible recuperable: Es la parte recuperable del recurso no descubierto, que se encuentra en provincias geológicas productoras, en plays hipotéticos, en donde la información geológica permite inferir la presencia de condiciones favorables, los cuales pueden ser más someros o más profundos que plays ya productores.

Recurso potencial recuperable: Es la parte del recurso no descubierto, que se encuentra en provincias geológicas en donde no se ha establecido producción y que la información geológica permite postular plays hipotéticos.

Recursos Contingentes: Son las cantidades de hidrocarburos estimadas a una fecha dada, potencialmente son recuperables de acumulaciones conocidas pero que bajo las condiciones económicas de evaluación a esa misma fecha, no se considera que sean comercialmente recuperables.

Pueden incluir acumulaciones donde no exista un mercado para comercializar lo producido, o donde la recuperación deseada de hidrocarburos depende del desarrollo de nuevas tecnologías o donde la evaluación de la acumulación no se ha concluido.

TABLA 4.4 CLASIFICACIÓN DE LOS RECURSOS Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS



Play: es el conjunto de campos y/o prospectos en determinada región, que están controlados por las mismas características geológicas generales (roca almacén, sello, roca generadora y tipo de trampa).

Los aspectos implicados en el play, son los siguientes:

1. Sistema de carga: Roca madre (generación; expulsión de fluidos) y Migración secundaria (capas de transporte; trayectorias de migración).
2. Formaciones almacén (almacenan petróleo y permiten su extracción comercial). Se evalúan la porosidad, la permeabilidad y la geometría del almacén.
3. Sello (caprock).
4. Trampas donde se concentre el petróleo, permitiendo su extracción comercial.
5. Relación temporal entre los distintos factores.

El Estimado de Recuperación Final (EUR- Estimated Ultimate Recovery): no es una categoría de recursos, pero es un término que puede ser aplicado a cualquiera acumulación o grupo de acumulaciones (descubiertas o no descubiertas), para definir las, a partir de una fecha dada, como potencialmente recuperable bajo determinadas condiciones técnicas y comerciales, más las cantidades ya producidas (Total de recursos recuperables).

El Total recuperable o EUR puede usarse como el potencial del depósito.

La suma de reservas, recursos contingentes y recursos prospectivos pueden ser mencionados como “recursos remanentes recuperables”.

Cuando tales términos son usados, es importante que cada componente de la suma se provea. Estas cantidades no deben agregarse sin analizar los grados variantes del riesgo técnico y comercial.

4.1.5 PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE.

El petróleo crudo equivalente es una forma utilizada a nivel internacional para reportar el inventario total de hidrocarburos. Su valor resulta de adicionar los volúmenes de aceite crudo, de condensados, de los líquidos en planta y del gas seco equivalente a líquido.

Este último corresponde, en términos de poder calorífico, a un cierto volumen de aceite crudo.

El procedimiento es una mezcla promedio del gas seco producido en los complejos procesadores de gas Cactus, Ciudad Pemex y tendrá al menos una probabilidad de 10 por ciento Nuevo Pemex, en tanto el aceite crudo considerado equivalente a este gas corresponde al tipo Maya.

Su evaluación requiere de la información actualizada de los procesos a que está sometida la producción del gas natural, desde su separación y medición, hasta su salida de las plantas petroquímicas.

El aceite crudo no sufre ninguna conversión para llegar a petróleo crudo equivalente.

En tanto, el volumen del gas natural producido se reduce por el autoconsumo el envío de gas a la atmósfera. Dicha reducción se refiere como encogimiento del fluido y se denomina eficiencia en el manejo, o simplemente feem.

El transporte del gas continúa y se presenta otra alteración en su volumen al pasar por estaciones de compresión, en donde los condensados son extraídos del gas; a esta alteración en el volumen por el efecto del transporte se le denomina felt.

De esta forma, el condensado se contabiliza directamente como petróleo crudo son agregados como petróleo crudo equivalente . El proceso del gas continúa dentro de las plantas petroquímicas en donde es sometido a diversos tratamientos, los cuales eliminan los compuestos no hidrocarburos y se extraen licuables o líquidos de planta.

Esta nueva reducción en el volumen del gas es conceptualizada a través del encogimiento por impurezas, o fei, y por el encogimiento de licuables en planta, felp.

Debido a su naturaleza, los líquidos de planta son agregados como petróleo crudo equivalente, en tanto el gas seco obtenido a la salida de las plantas, se convierte a líquido con una equivalencia de 5.201 millares de pies cúbicos de gas seco por barril de petróleo crudo.

Este valor es el resultado de considerar equivalentes caloríficos de 5.591 millones de BTU por barril de aceite crudo y 1,075 BTU por pie cúbico de gas seco dulce. Por tanto, el factor mencionado es de 192.27 barriles por millón de pies cúbicos, o su inverso dado por el valor mencionado en principio.

Las FIGURAS 4.2 Y 4.3 ilustran los elementos para el cálculo del petróleo crudo equivalente.

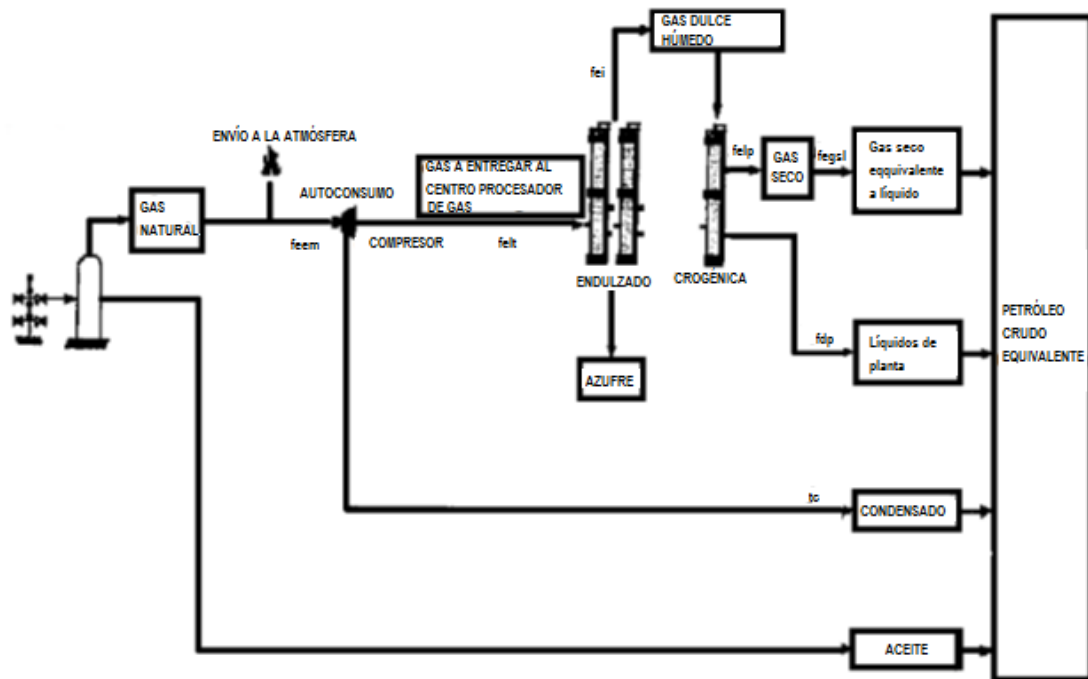


FIGURA 4.2 Elementos para el cálculo del petróleo crudo equivalente.

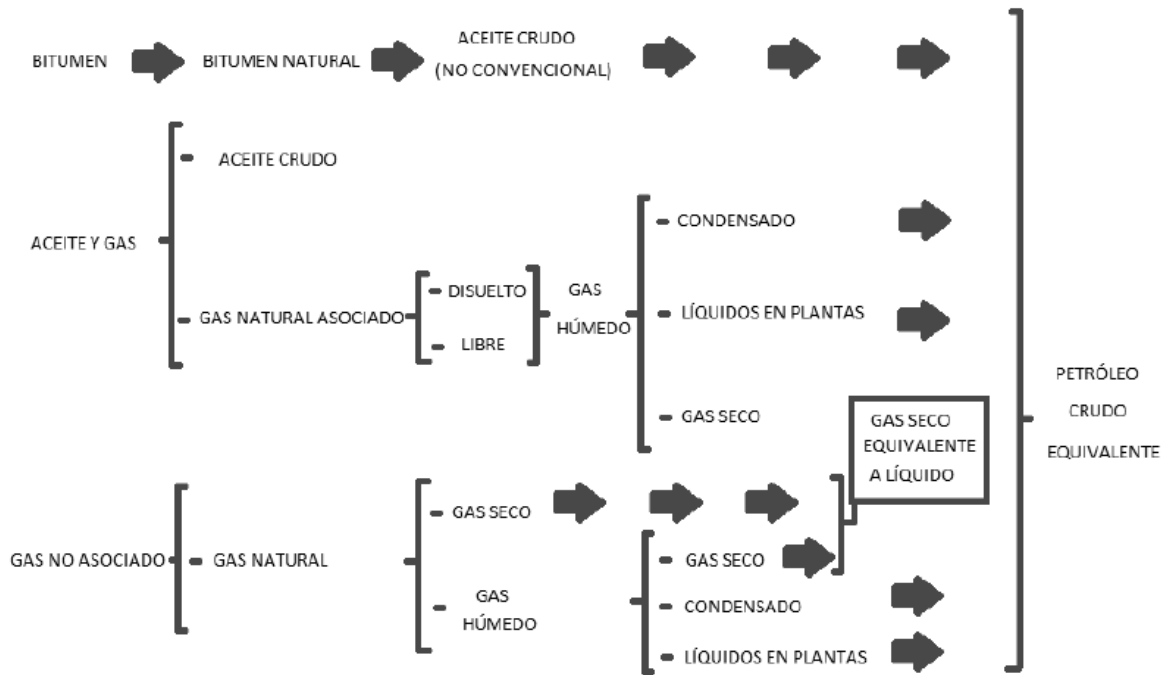


FIGURA 4.3 Elementos que componen la definición de petróleo crudo equivalente.

4.1.6 ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS Y DE LAS RESERVAS DE GAS Y ACEITE.

Con base en los resultados de la caracterización geológica-petrofísica, se determinan los volúmenes originales de hidrocarburos de los yacimientos por medio de métodos volumétricos. Un parámetro importante en la evaluación financiera de un campo petrolero es la estimación de reservas.

En esta etapa se determinan las reservas totales de aceite o gas, así como el factor de recuperación de los yacimientos.

La estimación volumétrica del aceite in-situ, es uno de los métodos más importantes al determinar reservas. El volumen de aceite in-situ está dado por:

$$VOI = V * \Phi * (1 - S_w) = A * h * \Phi * (1 - S_o) \quad (4.3)$$

El producto $V\Phi$ es llamado volumen de poros (VP), y es el volumen total en el yacimiento que puede ser ocupado por fluidos. Similarmente, el producto $V\Phi (1-S_w)$ es llamado volumen poroso con hidrocarburos (VPH) y es el volumen total del yacimiento que puede aportar aceite, gas o ambos.

El volumen de poros se mide a condiciones de yacimiento y se supone que la formación no comprende intercalaciones compactas, si estas existen, el volumen de roca se le afecta por un valor de capacidad. El volumen de aceite in-situ (VAI) se calcula con:

$$V_o = V_{oi} - V_{ai} \quad (4.4)$$

Expresado como un volumen medido a condiciones de yacimiento.

Todos los aceites a altas presiones y temperaturas que prevalecen en el yacimiento contienen diferentes cantidades de gas disuelto por unidad de volumen, esta situación permite considerar el volumen de aceite in-situ de condiciones de yacimiento a condiciones superficiales (de tanque), por lo cual la ecuación anterior queda como:

$$V_{AS} = N = \left[\frac{V * \Phi * (1 - S_w)}{B_{oi}} \right] \quad (4.5)$$

Análogamente para el volumen del gas:

$$V_{GS} = N = \left[\frac{V * \Phi * (1 - S_w)}{B_{gi}} \right] \quad (4.6)$$

La determinación del factor de volumen de la formación de aceite y gas inicial se hace por medio de un análisis Presión-Volumen-Temperatura (PVT) y/o correlaciones matemáticas.

La ecuación para VOI debe modificarse para calcular la recuperación final de aceite, es decir, la reserva total, simplemente multiplicando la ecuación por el factor de recuperación FR que es un número entre cero y la unidad, el cual representa la fracción de aceite recuperable. Por lo tanto, la ecuación puede expresarse como:

$$RT = \left[\frac{V * \Phi * (1 - S_o)}{B_{oi}} \right] * FR \quad (4.7)$$

Otra manera de expresar la ecuación fundamental para el cálculo de reservas totales, en yacimientos de aceite por métodos volumétricos es:

$$RT = 7758 * \left[\frac{V * \Phi * (1 - S_{wi})}{B_{oi}} \right] * FR \quad (4.8)$$

Y para yacimientos de gas:

$$RT = 43560 * \left[\frac{A * V * \Phi * (1 - S_{wi})}{B_{gi}} \right] * FR \quad (4.9)$$

La manera de obtener una estimación volumétrica del aceite in-situ es por pozos aislados y en áreas desarrolladas.

4. 2 CÁLCULO DE RESERVAS DE ACUERDO AL TIPO DE YACIMIENTO.

4.2.1 RESERVAS EN YACIMIENTOS DE ACEITE NEGRO.

Este es el tipo de yacimientos que se encuentra con mayor frecuencia. Se les denomina como de aceite negro o de bajo encogimiento porque la reducción en el volumen del aceite, al pasar de la presión del yacimiento a la presión del tanque es normalmente menor del 40%.

Dependiendo de la densidad del líquido en el tanque pueden ser pesados o ligeros. El encogimiento de un crudo ligero es mayor que el presentado por un pesado.

Para propósitos de estudio, se puede considerar, sin errores substanciales, que la composición tanto del gas como del aceite se mantiene constante a través de la vida productiva del yacimiento.

4.2.1.1 FACTOR DE VOLUMEN ORIGINAL DEL ACEITE (BOI).

Se obtiene del análisis PVT de una muestra de fondo del yacimiento a condiciones originales. Si no se dispone de análisis PVT, el factor de volumen se determinará utilizando cualquiera de los métodos indirectos que se conocen (correlaciones empíricas), o por semejanza con otros yacimientos.

4.2.1.2 VOLUMEN ORIGINAL DE ACEITE CRUDO A CONDICIONES ATMOSFÉRICAS (N).

Se obtendrá dividiendo el volumen original de aceite a condiciones de yacimiento entre el factor de volumen original de aceite.

$$N = \frac{n * Boi}{Boi} \quad (4.10)$$

Donde:

Boi= Factor de volumen inicial del aceite.

4.2.1.3 FACTOR DE RECUPERACIÓN DEL ACEITE (FRO).

Dependiendo del mecanismo de empuje y de la información disponible, se calculará por cualquiera de los métodos siguientes:

1. Aplicación de modelos numéricos (simulación numérica).
2. Estudios de predicción de comportamiento (ecuación de balance de materia).
3. Curvas de declinación.
4. Empírico-Estadístico.
5. Pruebas de desplazamiento.

Los puntos 1 y 2, se utilizarán cuando el campo posea información como análisis PVT, pruebas petrofísicas, pruebas de presión-producción, registros geofísicos interpretados y suficiente historia de producción.

El número 3, se aplicará en yacimientos donde la etapa de explotación sea avanzada y se pueda determinar una declinación, siempre y cuando la historia de producción sea confiable.

En el punto 4, se empleará cuando se disponga de suficiente información de pruebas de desplazamiento realizadas en núcleos representativos del yacimiento.

Este número es una estimación gruesa del factor de recuperación, el cual debe ser ponderado por los diversos tipos de roca y usado con cautela.

El punto 5, se utilizará únicamente en yacimientos nuevos en donde sólo se tengan pozos exploratorios, o donde no se cuente con la suficiente información para determinarlo por otros métodos.

4.2.1.4 RESERVA ORIGINAL DE ACEITE CRUDO (ROAC).

Multiplicando el volumen original de aceite negro a condiciones atmosféricas por el factor de recuperación del aceite, se obtendrá la reserva original de aceite crudo. Esta reserva se podrá modificar según el desarrollo y comportamiento que tenga el yacimiento.

En caso de que sólo se disponga de datos de producción, se podrá calcular por métodos estadísticos.

$$ROAC = N * Fro \quad (4.11)$$

4.2.1.5 RELACIÓN GAS DISUELTO- ACEITE ORIGINAL (RSI).

Se toma del análisis PVT de una muestra de fondo del yacimiento, a las condiciones originales.

Si no se dispone de este tipo de información, podrá determinarse utilizando cualquiera de los métodos indirectos que se conocen (correlaciones empíricas), o con la menor RGA medida en el pozo descubridor.

4.2.1.6 VOLUMEN ORIGINAL DE GAS NATURAL DISUELTO (G).

Será igual al volumen original de aceite crudo a condiciones atmosféricas multiplicado por la relación gas disuelto – aceite original.

$$G = N * R_{si} \quad (4.12)$$

4.2.1.7 FACTOR DE RECUPERACIÓN DEL GAS (FRG).

Dependiendo de los mecanismos de empuje y de la información disponible, se calculará por cualquiera de los métodos siguientes:

1. Aplicación de modelos numéricos (simulación numérica).
2. Estudios de predicción de comportamiento (ecuación de balance de materia).
3. Curvas de declinación.
4. Empírico-Estadístico.
5. Pruebas de desplazamiento.

4.2.1.8 RESERVA ORIGINAL DE GAS NATURAL DISUELTO (ROGND).

Será igual al volumen original de gas disuelto menos el volumen de gas remanente a la presión de abandono. Este último está constituido por el gas disuelto en el aceite y el gas liberado, ambos a condiciones atmosféricas.

La cifra más exacta será la proveniente de estudios de ingeniería de yacimientos, en caso de no contar con éstos, podrá usarse lo indicado en los siguientes párrafos, o multiplicando el volumen original de gas a condiciones atmosféricas por el factor de recuperación de gas.

$$ROGND = G * Fr_g \quad (4.13)$$

En una gráfica de producción acumulada de gas contra producción acumulada de aceite crudo, o contra N_p/N igual al factor de recuperación del aceite crudo según sea el caso, se llevará en este punto el valor de la reserva original de gas natural.

Este procedimiento únicamente es aplicable a yacimientos que no tienen casquete de gas originalmente.

Para el caso de yacimientos con empuje activo de agua en los cuales la presión de abandono es igual o mayor que la presión de saturación, la reserva está dada por el producto de la reserva original de aceite crudo y la relación gas disuelto aceite, original.

$$ROGND = ROAC * R_{si} \quad (4.14)$$

4.2.1.9 FACTOR DE RECUPERACIÓN DE CONDENSADOS (FRC).

Es el factor utilizado para obtener las fracciones líquidas que se recuperan del gas natural en las instalaciones superficiales. Se determinará preferentemente a partir de la composición molar del gas separado de una muestra de fondo a la presión de saturación.

También, en forma provisional, se podrá obtener a partir de la relación resultante de una prueba de producción con unidad portátil. (ANEXO 2).

4.2.1.10 FACTOR DE ENCOGIMIENTO POR EFICIENCIA EN EL MANEJO (FEEM).

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

4.2.1.11 RESERVA ORIGINAL DE CONDENSADOS (ROC).

Se obtiene del producto de la reserva original de gas natural disuelto por el factor de encogimiento por eficiencia en el manejo y factor de recuperación de condensados.

$$ROC = ROGND * Feem * Frc \quad (4.15)$$

4.2.1.12 FACTOR DE ENCOGIMIENTO POR LICUABLES EN EL TRANSPORTE (FELT).

Es la fracción por la que se debe afectar el volumen de gas natural debido a los licuables que se obtienen en el transporte a plantas. Se determinará preferentemente a partir de la composición molar del gas separado de una muestra de fondo a la presión de saturación. (ANEXO 2).

4.2.1.13 RESERVA ORIGINAL DE GAS A ENTREGAR A PLANTAS (ROGEP).

Se obtiene multiplicando la reserva original de gas natural disuelto por el factor de encogimiento por licuables en el transporte y por el factor de encogimiento por eficiencia en el manejo.

$$ROGEP = ROGND * Felt * FEEM \quad (4.16)$$

4.2.1.14 FACTOR DE RECUPERACIÓN DE LÍQUIDOS EN PLANTA (FRLP).

Es el factor utilizado para obtener las porciones líquidas que se recuperan en planta del gas natural.

Se determinará preferentemente a partir de la composición molar del gas separado de una muestra de fondo a la presión de saturación, considerando la eficiencia de recuperación de las plantas de proceso.

Los datos de eficiencia de las plantas se revisarán cuando entre a operación una nueva o cambien las condiciones de trabajo de las existentes.

Si el gas no se procesa, se considerará la eficiencia de la planta de proceso más cercana. (ANEXO 2).

4.2.1.15 FACTOR DE ENCOGIMIENTO POR IMPUREZAS (FEI).

Se calculará a partir de la composición molar del gas a presión de saturación, eliminando las fracciones molares de las impurezas: (H₂S, N₂ y CO₂). Esta se tomará preferentemente

del análisis PVT de una muestra de fondo del yacimiento a las condiciones originales. (ANEXO 2).

4.2.1.16 RESERVA ORIGINAL DE LÍQUIDOS EN PLANTAS (ROLP).

Se obtiene del producto de la reserva original de gas a entregar a plantas por el factor de encogimiento por impurezas y por el factor de recuperación de líquidos en plantas.

$$ROLP = ROGEP * Fei * Frlp \quad (4.17)$$

4.2.1.17 FACTOR DE ENCOGIMIENTO POR LICUABLES EN PLANTAS (FELP).

Es la fracción por la que se debe afectar el volumen de gas a entregar a plantas debido a los licuables que contiene para obtener el gas seco.

Este se determinará preferentemente del análisis molar del gas del yacimiento y con datos actualizados de eficiencia de las plantas de proceso de gas. (ANEXO 2).

4.2.1.18 RESERVA ORIGINAL DE GAS SECO (ROGS).

Es el producto de la reserva original de gas a entregar a plantas por factor de encogimiento por licuables en plantas y por el factor de encogimiento por impurezas.

$$ROGS = ROGEP * Felp * Fei \quad (4.18)$$

4.2.1.19 FACTOR DE EQUIVALENCIA DEL GAS SECO A LÍQUIDO (FEGSL).

Es el factor utilizado para obtener el gas seco a su equivalente líquido. Resulta de la composición molar del gas del yacimiento (primera etapa de la separación diferencial), considerando los poderes caloríficos de cada una de las fracciones y del poder calorífico del líquido de equivalencia, se expresa en metros cúbicos de líquido por millón de metros cúbicos de gas. (ANEXO 2).

4.2.1.20 RESERVA ORIGINAL DE GAS SECO EQUIVALENTE A LÍQUIDO (ROGSEL).

Se obtiene multiplicando la reserva original de gas seco por el factor de equivalencia del gas seco a líquido.

$$ROGSEL = ROGS * Fegsl \quad (4.19)$$

4.2.1.21 RESERVA ORIGINAL DE PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE (ROPCE).

Se obtiene sumando las reservas originales de aceite crudo, condensados, líquidos en planta y gas seco equivalente a líquido.

$$ROPCE = ROAC + ROC + ROLP + ROGSEL \quad (4.20)$$

4.2.1.22 PRODUCCIÓN ACUMULADA DE ACEITE CRUDO (NP).

Deberá tomarse del reporte oficial de producción.

3.2.1.23 RESERVA REMANENTE DE ACEITE CRUDO (RRAC).

Restando la producción acumulada a la reserva original se obtiene la reserva remanente de aceite crudo.

$$RRAC = ROAC - N_p \quad (4.21)$$

4.2.1.24 PRODUCCIÓN ACUMULADA DE GAS (GP).

Deberá tomarse del reporte oficial de producción.

4.2.1.25 RESERVA REMANENTE DE GAS NATURAL DISUELTO (RRGND).

Se obtiene restando la producción acumulada de gas a la reserva original.

$$RRGND = ROGND - G_p \quad (4.22)$$

De no disponer de historia de producción, deberá utilizarse la relación gas – aceite remanente, multiplicada por la reserva remanente de aceite.

$$RRGND = RRAC * R_{ga} \quad (4.23)$$

4.2.1.26 RESERVA REMANENTE DE CONDENSADO (RRC).

Se obtiene multiplicando la reserva remanente de gas natural por el factor de encogimiento por eficiencia en el manejo y por el factor de recuperación de condensado.

$$RRC = RRGND * F_{eem} * F_{rc} \quad (4.24)$$

4.2.1.27 RESERVA REMANENTE DE GAS A ENTREGAR A PLANTAS (RRGEP).

Se obtiene multiplicando la reserva remanente de gas natural por el factor de encogimiento por licuables en el transporte y por el factor de encogimiento por eficiencia en el manejo.

$$RRGEP = RRGND * F_{elt} * F_{eem} \quad (4.25)$$

4.2.1.28 RESERVA REMANENTE DE LÍQUIDOS EN PLANTAS (RRLP).

Se obtiene del producto de la reserva remanente de gas a entregar a plantas por el factor de encogimiento por impurezas y por el factor de recuperación de líquidos en plantas.

$$RRLP = RRGEP * F_{ei} * F_{r|p} \quad (4.26)$$

4.2.1.29 RESERVA REMANENTE DE GAS SECO (RRGS).

Es el producto de la reserva remanente de gas a entregar a plantas por factor de encogimiento por licuables en plantas y por el factor de encogimiento por impurezas.

$$RRGS = RRGEp * Felp * Fei \quad (4.27)$$

4.2.1.30 RESERVA REMANENTE DE GAS SECO EQUIVALENTE A LÍQUIDO (RRGSEL).

Es el producto de la reserva remanente de gas seco multiplicado por el factor de equivalencia del gas seco a líquido.

$$RRGSEL = RRGS * Fegsl \quad (4.28)$$

4.2.1.31 RESERVA REMANENTE DE PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE (RRPCE).

Es la suma de las reservas remanentes de petróleo crudo, condensado, líquidos en plantas y de gas seco equivalente a líquido.

$$RRPCE = RRAC + RRC + RRLP + RRGSEL \quad (4.29)$$

4.2.2 RESERVAS EN YACIMIENTOS DE ACEITE VOLÁTIL.

Los yacimientos de aceite volátil o alto encogimiento contienen fluidos, que como su nombre lo indica, tienden a volatilizarse o evaporarse significativamente con reducciones en la presión, una vez alcanzando el punto de burbujeo. Como resultado de este fenómeno, el volumen ocupado por el líquido se reduce considerablemente.

La composición del gas y líquido varían mucho a través de la vida productiva del yacimiento, por lo que para poder hacer una predicción se deberá considerar la transferencia de masa entre las fases.

Para este tipo de fluidos la cantidad de líquido recuperable de la corriente gaseosa es equivalente a los líquidos recuperados en el tanque.

Los fenómenos descritos son el resultado de las altas temperaturas de los yacimientos, cercanas pero inferiores a la temperatura crítica y de la composición de la mezcla de hidrocarburos.

El procedimiento para el cálculo de este tipo de yacimientos es igual al establecido para la evaluación de yacimientos de aceite negro, sin embargo, para el caso de la reserva de condensado recuperado del gas natural en el separador, ésta será estimada a través de un solo factor de recuperación (Fro), junto con el aceite.

4.2.3 RESERVAS EN YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO.

Este tipo de yacimientos se encuentran en fase gaseosa a las condiciones iniciales de presión y temperatura; al caer la presión por debajo de la presión de rocío, ocurre una condensación retrógrada del gas en el yacimiento.

Esto se debe a que la temperatura de estas acumulaciones es mayor que la temperatura crítica de la mezcla, pero menor que su cricondenterma.

En estas condiciones es necesario comprender el mecanismo de agotamiento de este tipo de yacimientos, ya que resulta una gran pena dejar como líquido residual gran parte de los hidrocarburos condensables en el yacimiento.

Una vez que a presión de fondo fluyendo, baja a un valor menor que la presión de rocío, la productividad de condensados del pozo disminuye notablemente.

En virtud de que de este tipo de yacimientos se obtiene una gran cantidad de líquidos en el separador, la parte operativa de PEP considera este condensado como aceite, comercializado de esta forma, por tanto en el procedimiento de cálculo se obtendrá una reserva de aceite igual a la reserva de condensado obtenido del gas natural en el separador.

4.2.3.1 FACTOR DEL VOLUMEN ORIGINAL DEL GAS (B_{gi}).

Este se obtiene del análisis PVT de una muestra de gas y condensado, recombinadas las condiciones originales del yacimiento. Si no se dispone de este tipo de análisis, el factor de volumen original del gas se determinará utilizando cualquiera de los métodos indirectos que se conocen (correlaciones empíricas), o por semejanza con otros yacimientos en el caso de las reservas probables y posibles.

4.2.3.2 VOLUMEN ORIGINAL DE GAS NATURAL DISUELTO (G).

Se calcula dividiendo el volumen original del gas natural medido a condiciones de yacimiento entre el factor de volumen original del gas.

$$G = \frac{G^* B_{gi}}{B_{gi}} \quad (4.30)$$

Donde:

B_{gi} = Factor de volumen inicial del gas.

4.2.3.3 RIQUEZA DE CONDENSADO (C).

Se calcula multiplicando el volumen original de gas a condiciones atmosféricas por la riqueza de condensados. (ANEXO 2).

$$C = G^* R_c \quad (4.31)$$

4.2.3.4 FACTOR DE RECUPERACIÓN DEL GAS (FRG).

La recuperación de hidrocarburos de un yacimiento depende de muchos factores, entre otros, de las variaciones en las propiedades petrofísicas de las rocas, propiedades de los fluidos, mecanismos de expulsión que imperan en el yacimiento y ritmo de explotación; este factor se puede calcular utilizando los siguientes métodos:

1. Aplicación de modelos numéricos (simulación numérica).
2. Estudios de predicción de comportamiento (ecuación de balance de materia).
3. Curvas de declinación.
4. Empírico-Estadístico.
5. Pruebas de desplazamiento.

4.2.3.5 RESERVA ORIGINAL DE GAS NATURAL (ROGN).

Será igual al volumen original de gas menos el volumen de gas remanente a la presión de abandono. Se obtiene multiplicando el volumen original del gas, medido a condiciones atmosféricas, por el factor de recuperación del gas.

$$ROGN = G * Fr_g \quad (4.32)$$

4.2.3.6 FACTOR DE RECUPERACIÓN EN EL SEPARADOR (FRCS).

Es el factor utilizado para obtener las porciones líquidas que se recuperan del gas natural en el separador. Este factor se puede calcular utilizando los siguientes métodos:

1. Aplicación de modelos numéricos (simulación numérica).
2. Estudios de predicción de comportamiento (ecuación de balance de materia).
3. Curvas de declinación.
4. Empírico-Estadístico.
5. Pruebas de desplazamiento.

4.2.3.7 RESERVA ORIGINAL DE CONDENSADO RECUPERADO DEL GAS NATURAL EN EL SEPARADOR (ROCS).

Se obtiene multiplicando el volumen original de condensados por el factor de recuperación de condensado en el separador.

$$ROCS = C * Fr_{cs} \quad (4.33)$$

4.2.3.8 RESERVA ORIGINAL DE ACEITE CRUDO (ROAC).

En términos prácticos consideramos la reserva de aceite crudo igual a la reserva de condensado recuperado del gas natural en el separador.

$$ROAC = ROCS \quad (4.34)$$

Los siguientes factores se obtienen de la misma forma, descrita anteriormente, en el caso de reservas en yacimientos de aceite negro:

1. Factor de recuperación de condensados (Frc).
2. Factor de encogimiento por eficiencia en el manejo (Feem).
3. Reserva original de condensados (ROC).
4. Factor de encogimiento por licuables en el transporte (Felt).
5. Reserva original de gas a entregar a plantas (ROGEP).
6. Factor de recuperación de líquidos en planta (Frlp).
7. Factor de encogimiento por impurezas (Fei).
8. Reserva original de líquidos en plantas (ROLP).
9. Factor de encogimiento por licuables en plantas (Felp).
10. Reserva original de gas seco (ROGS).
11. Factor de equivalencia del gas seco a líquido (Fegsl).
12. Reserva original de gas seco equivalente a líquido (ROGSEL).
13. Reserva original de petróleo crudo equivalente (ROPCE).
14. Producción acumulada de aceite crudo (Np).
15. Reserva remanente de aceite crudo (RRAC).
16. Producción acumulada de gas (Gp).
17. Reserva remanente de gas natural disuelto (RRGND).
18. Reserva remanente de condensado (RRC).
19. Reserva remanente de gas a entregar a plantas (RRGEP).
20. Reserva remanente de líquidos en plantas (RRLP).
21. Reserva remanente de gas seco (RRGS).
22. Reserva remanente de gas seco equivalente a líquido (RRGSEL).
23. Reserva remanente de petróleo crudo equivalente (RRPCE).

4.2.4 RESERVAS EN YACIMIENTOS DE GAS NATURAL HÚMEDO.

Este tipo de yacimientos pueden ser asociado libre (casquete) o no asociado, se producen junto con el gas cantidades apreciables de condensado.

El líquido condensa en la tubería de producción y en la superficie como resultado de un decremento en presión y en temperatura, aunque en el yacimiento el fluido se mantiene siempre en fase gaseosa debido a que la temperatura de éste es mayor que la cricondenterma de la mezcla. Los valores de RGA se encuentran generalmente en el rango de 10,000 a 20,00 m³/m³.

4.2.4.1 FACTOR DEL VOLUMEN ORIGINAL DEL GAS (BGI).

Este se obtiene del análisis PVT de una muestra superficial de gas y condensado, recombinada a las condiciones originales del yacimiento.

Si no se dispone de este tipo de análisis, el factor de volumen original del gas se determinará utilizando cualesquiera de los métodos indirectos que se conocen (correlaciones empíricas), o por semejanza con otros yacimientos. Este puede obtenerse con la siguiente expresión:

$$B_{gi} = \left(\frac{Z_i * P_a * T_y}{P_i * T_a} \right) \quad (4.35)$$

4.2.4.2 VOLUMEN ORIGINAL DE GAS NATURAL DISUELTO (*G*).

Se calcula dividiendo el volumen original del gas natural medido a condiciones de yacimiento entre el factor de volumen original del gas.

$$G = \frac{G * B_{gi}}{B_{gi}} \quad (4.36)$$

4.2.4.3 FACTOR DE RECUPERACIÓN DEL GAS (*FRG*).

La recuperación de hidrocarburos de un yacimiento depende de muchos factores; entre otros, de las variaciones en las propiedades petrofísicas de las rocas, propiedades de los fluidos, mecanismos de expulsión que imperan en el yacimiento y ritmo de explotación.

Este factor se puede calcular utilizando los siguientes métodos:

1. Aplicación de modelos numéricos (simulación numérica).
2. Estudios de predicción de comportamiento (ecuación de balance de materia).
3. Curvas de declinación.
4. Empírico-Estadístico.

$$Frg = 1 - \left(\frac{Z_i * P_{ab}}{Z_{ab} * P_i} \right) \quad (4.37)$$

5. Pruebas de desplazamiento.

En los yacimientos con empuje volumétrico este factor se calculará a la presión de abandono de 11.6 Kg/cm². Esta presión podrá ser modificada de acuerdo a las características de operación del sistema de compresión instalado.

Si se trata de un yacimiento de baja permeabilidad (<1 md), la presión de abandono será de 71.4 Kg/cm², o la presión definida a través de un estudio de simulación numérica en asociación a la evaluación económica respectiva.

En los casos de yacimientos con empuje activo de agua o de baja permeabilidad o de gran relieve estructural, será necesario un estudio de comportamiento o simulación. De acuerdo con sus características particulares.

4.2.4.4 RESERVA ORIGINAL DE GAS NATURAL (*ROGN*).

Será igual al volumen original de gas menos el volumen de gas remanente a la presión de abandono. Se obtiene multiplicando el volumen original del gas, medido a condiciones atmosféricas, por el factor de recuperación de gas.

$$ROGN = G * frg \quad (4.38)$$

4.2.4.5. FACTOR DE RECUPERACIÓN DE LÍQUIDOS EN PLANTA (*FRLP*).

Es el factor para obtener las porciones líquidas que se recuperan en planta del gas natural. Se determinará preferentemente a partir de la composición molar del gas separado de una

muestra de fondo a la presión de saturación, considerando la eficiencia de recuperación de las plantas de proceso.

Los datos de eficiencia de la plantas se revisarán cuando entre a operación una nueva o cambien las condiciones de trabajo de las existentes. Si el gas no se procesa, se considerará la eficiencia de la planta de proceso más cercana.

4.2.4.6. RESERVA ORIGINAL DE GAS SECO (ROGS).

Es el producto de la reserva original de gas a entregar a plantas por factor de encogimiento por licuables en plantas y por el factor de encogimiento por impurezas.

$$ROGS = ROGEP * Felp * Fei \quad (4.39)$$

4.2.4.7. RESERVA REMANENTE DE GAS NATURAL (RRGN).

Se obtiene restando a la reserva original la producción acumulada de gas.

$$RRGN = ROGN - Gp \quad (4.40)$$

Los siguientes factores se obtienen de la misma forma, descrita anteriormente, en el caso de reservas en yacimientos de aceite negro:

1. Factor de recuperación de condensados (FRC).
2. Factor de encogimiento por eficiencia en el manejo (FEEM).
3. Reserva original de condensados (ROC).
4. Factor de encogimiento por licuables en el transporte (FELT).
5. Reserva original de gas a entregar a plantas (ROGEP).
6. Factor de encogimiento por impurezas (FEI).
7. Reserva original de líquidos en plantas (ROLP).
8. Factor de encogimiento por licuables en plantas (FELP).
9. Factor de equivalencia del gas seco a líquido (FEGSL).
10. Reserva original de gas seco equivalente a líquido (ROGSEL).
11. Reserva original de petróleo crudo equivalente (ROPCE).
12. Producción acumulada de gas (Gp).
13. Reserva remanente de condensado (RRC).
14. Reserva remanente de gas a entregar a plantas (RRGEP).
15. Reserva remanente de líquidos en plantas (RRLP).
16. Reserva remanente de gas seco (RRGS).
17. Reserva remanente de gas seco equivalente a líquido (RRGSEL).
18. Reserva remanente de petróleo crudo equivalente (RRPCE).

4.2.4 RESERVAS EN YACIMIENTOS DE GAS NATURAL SECO.

Estos yacimientos producen esencialmente metano, aunque algunos pueden producir pequeñas cantidades de gasolina natural o condensado.

En general los valores de RGA son mayores de 20,000 m³/m³.

4.2.5.1. RESERVA ORIGINAL DE GAS SECO (ROGS).

Es el producto de la reserva original de gas a entregar a plantas por el factor de encogimiento por licuables en plantas y por el factor de encogimiento por impurezas.

$$ROGS = ROGEP * Fei \quad (4.41)$$

4.2.5.2 RESERVA ORIGINAL DE PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE (ROPCE).

Es igual a la reserva original de gas seco equivalente a líquido.

$$ROPCE = ROGSEL \quad (4.42)$$

4.2.5.3 RESERVA REMANENTE DE GAS A ENTREGAR A PLANTAS (RRGEP).

Se obtiene multiplicando la reserva remanente de gas natural por el factor de encogimiento por eficiencia en el manejo.

$$RRGEP = RRGN * Feem \quad (4.43)$$

4.2.5.4 RESERVA REMANENTE DE GAS SECO (RRGS).

Es el producto de la reserva remanente de gas a entregar a plantas por el factor de encogimiento por licuables en plantas y por el factor de encogimiento por impurezas.

$$RRGS = RRGEP * Fei \quad (4.44)$$

4.2.5.5 RESERVA REMANENTE DE PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE (RRPCE).

Es igual a la reserva remanente de gas seco equivalente a líquido.

$$RRPCE = RRGSEL \quad (4.45)$$

Los siguientes factores se obtienen de la misma forma, descrita anteriormente, en el caso de reservas en yacimientos de gas húmedo:

1. Factor del volumen original del gas (Bgi).
2. Volumen original de gas natural disuelto (G).
3. Factor de recuperación del gas (FRG).
4. Reserva original de gas natural (ROGN).
5. Reserva remanente gas natural (RRGN).

Los siguientes factores se obtienen de la misma forma, descrita anteriormente, en el caso de reservas en yacimientos de aceite negro:

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

2. Reserva original de gas a entregar a plantas (ROGEP).
3. Factor de encogimiento por impurezas (Fei).
4. Factor de equivalencia del gas seco a líquido (FEGSL).
5. Reserva original de gas seco equivalente a líquido (ROGSEL).
6. Producción acumulada de gas (Gp).
7. Reserva remanente de gas seco equivalente a líquido (RRGSEL).

4.2.6 RESERVAS DE GAS INYECTADO.

4.2.6.1 VOLUMEN TOTAL DE GAS INYECTADO (GI).

Es el volumen total de gas, medido a condiciones atmosféricas, que se ha inyectado en el yacimiento.

4.2.6.2 FACTOR DE RECUPERACIÓN DEL GAS (FRG).

Se calcula con la siguiente expresión:

$$Frg = 1 - \left(\frac{Zgi * Pab}{Zab * Pgi} \right) \quad (4.46)$$

4.2.6.3 RESERVA ORIGINAL DE GAS INYECTADO (ROGSI).

Se obtiene multiplicando el volumen total de gas inyectado por el factor de recuperación del gas.

$$ROGSI = Gi * Frg \quad (4.47)$$

4.2.6.4 RESERVA REMANENTE DE GAS SECO INYECTADO (RRGSI).

Para obtener este valor debe restarse la producción acumulada de gas a la reserva original de gas seco inyectado.

$$RRGSI = ROSI - GP \quad (4.48)$$

4.2.6.5 RESERVA REMANENTE DE GAS SECO EQUIVALENTE A LÍQUIDO (RRGSEL).

Es el producto de la reserva remanente de gas a entregar a plantas por el factor de equivalencia del gas seco a líquido.

$$RRGSEL = RRGE P * F_{egsl} \quad (4.49)$$

4.2.6.6 RESERVA REMANENTE DE PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE (ROPCE).

Para este caso es la reserva remanente de gas seco equivalente a líquido.

Los siguientes factores se obtienen de la misma forma, descrita anteriormente, en el caso de reservas en yacimientos de gas seco:

1. Reserva original de petróleo crudo equivalente (ROPCE).
2. Reserva remanente de gas a entregar a plantas (RRGEP).

Los siguientes factores se obtienen de la misma forma, descrita anteriormente, en el caso de reservas en yacimientos de aceite negro:

1. Factor de encogimiento por eficiencia en el manejo (Feem).
2. Reserva original de gas a entregar a plantas (ROGEP).
3. Factor de equivalencia del gas seco a líquido (FEGSL).
4. Reserva original de gas seco equivalente a líquido (ROGSEL).
5. Producción acumulada de gas (Gp).

4.3 EVALUACIÓN DE LOS RECURSOS EN BASE A PROYECTOS.

El proceso de evaluación de los recursos consiste en identificar un proyecto o proyectos de recuperación asociada a una acumulación de petróleo, estimando las cantidades iniciales de petróleo en sitio, calculando que porción de esas cantidades en sitio puede ser recuperada por cada proyecto, y clasificar el proyecto o proyectos en función de su estado de madurez o la posibilidad de comercialización.

Este concepto de un sistema de proyectos basado en la clasificación se aclara aún más mediante la examinación de las fuentes de datos primarias que contribuyen a una evaluación de los recursos netos recuperables (FIGURA 4.4), puede ser descrito de la siguiente manera:

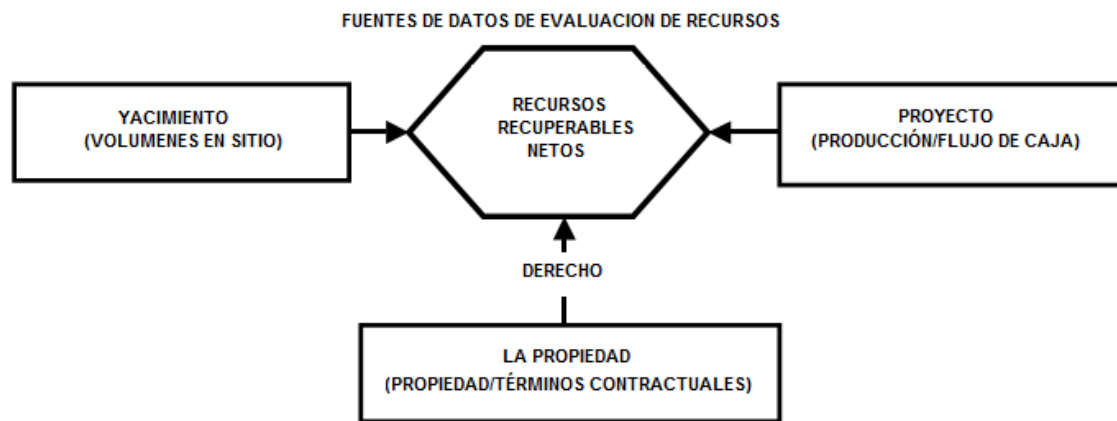


FIGURA 4.4 Fuentes de datos de evaluación de recursos.

El yacimiento (acumulación): Los atributos clave son los tipos y cantidades de petróleo inicialmente en sitio y las propiedades de roca y fluido que afectan la recuperación de petróleo.

El proyecto: cada proyecto aplicado al desarrollo de un yacimiento en específico genera una producción única y programa un flujo de caja.

El tiempo de integración de estos programas llevados a los límites técnicos, económicos y contractuales del proyecto, define los recursos recuperables estimados y asocia un flujo de caja neto futuro para cada proyecto.

Las cantidades del gasto estimado de la última recuperación total inicialmente en sitio definen la eficiencia de la última recuperación para el proyecto o proyectos de desarrollo.

Un proyecto se puede definir en los distintos niveles y etapas de madurez; puede incluir uno o varios pozos y su producción asociada e instalaciones de procesamiento. Un proyecto puede desarrollar varios yacimientos o muchos proyectos pueden ser aplicados a un yacimiento.

La propiedad (contrato de arrendamiento o área licitada): cada propiedad puede tener derechos contractuales únicos asociados y obligaciones incluyendo términos fiscales. Dicha información permite la definición de la participación de cada miembro en las cantidades producidas (derecho) y en parte de las inversiones, gastos e ingresos para cada proyecto de recuperación y del yacimiento al cual se aplica.

Una propiedad puede abarcar varios yacimientos, o un yacimiento puede contener varias propiedades diferentes. Una propiedad puede contener tanto acumulaciones descubiertas como por descubrir.

4.4 PAUTAS DE CLASIFICACIÓN Y CATEGORIZACIÓN.

Para caracterizar sistemáticamente los proyectos de petróleo, las evaluaciones de todos los recursos deben llevarse a cabo en el contexto del sistema de clasificación completo, como se muestra en la FIGURA 4.4.

Estas pautas hacen referencia a esta clasificación y sostienen una evaluación en la cual los proyectos son “clasificados” en base a su oportunidad de comercialización (eje vertical) y las cantidades estimadas recuperables y comerciales de cada proyecto “clasificadas” para reflejar la incertidumbre (el eje horizontal).

El flujo de trabajo actual de la clasificación contra la categorización varía con cada proyecto y es a menudo un proceso iterativo de análisis que conduce a un informe final.

El “informe”, como aquí se usa, se refiere a la presentación de los resultados de la evaluación dentro de la entidad de negocios que realiza la evaluación y no debe interpretarse como la sustitución de las pautas establecidas para la divulgación pública bajo los lineamientos establecidos por reguladores y/u otras agencias del gobierno.

Información adicional sobre cuestiones de clasificación de recursos puede ser encontrada en el capítulo 2 del 2001 SPE/WPC/AAPG publicación: “Pautas para la Evaluación de Reservas de Petróleo y Recursos”, en lo sucesivo, referido como “2001 Pautas Complementarias”.

4.4.1 CLASIFICACIÓN DE LOS RECURSOS.

La clasificación básica requiere el establecimiento de criterios para un descubrimiento petrolífero y a partir de allí la distinción entre proyectos comerciales y sub-comerciales en acumulaciones conocidas (y de ahí entre Reservas y Recursos Contingentes).

4.4.1.1 DETERMINACIÓN DEL ESTADO DEL DESCUBRIMIENTO.

Un descubrimiento es una acumulación de petróleo, o una serie colectiva de acumulaciones de petróleo, para el cual uno o varios pozos exploratorios han establecido a través de ensayos, muestreo, y o perfilaje, la existencia de una cantidad significativa de hidrocarburos potencialmente movibles.

En este contexto, “significativa” implica que hay evidencia de una cantidad suficiente de petróleo para justificar una estimación del volumen in situ demostrado por el/los pozo(s) y para evaluar el potencial de una recuperación económica.

4.4.1.2 DETERMINACIÓN DE COMERCIALIZACIÓN.

Los volúmenes descubiertos recuperables (Recursos Contingentes) pueden considerarse producibles comercialmente, y por lo tanto Reservas, si la entidad que afirma comerciabilidad ha demostrado una intención firme en proceder con el desarrollo y dicha intención se base en todos los siguientes criterios:

- a) La evidencia para soportar un tiempo razonable para desarrollo.
- b) Una evaluación razonable de la economía futura de tales proyectos de desarrollo (inversión y criterios de funcionamiento).
- c) Una expectativa razonable de que habrá un mercado para todo o al menos ventas estimadas para las cantidades de la producción requeridas para justificar el desarrollo.
- d) La evidencia de que las instalaciones de producción y transportación necesarias están disponibles o se puede hacer que se disponga de ellas.
- e) La evidencia del valor de inversión legal, contractual, ambiental y otros intereses sociales y económicos que tengan en cuenta la ejecución real de la recuperación.

Para ser incluido en la clasificación de reservas, un proyecto debe ser suficientemente definido para establecer su viabilidad comercial.

Debe existir una expectativa razonable sobre que órganos internos son requeridos, las aprobaciones externas, y la existencia de la evidencia firme para proseguir con el desarrollo dentro de una estructura de tiempo razonable.

Una estructura de tiempo razonable para la iniciación del desarrollo depende de las circunstancias específicas y variación del alcance del proyecto.

Mientras que los 5 años son recomendados como una prueba de caracterización, una estructura de más tiempo puede aplicarse donde, por ejemplo, el desarrollo de proyectos económicos (producción) sea aplazada por razones relacionadas con mercado, o para encontrar objetivos contractuales o estratégicos.

En todo caso la justificación para la clasificación como reservas debe documentarse claramente.

Para ser incluido en la clasificación de reservas, debe existir una alta confianza en la productividad comercial del yacimiento, en base a pruebas de producción o formación.

En cierto caso, las reservas pueden asignarse basándose en análisis de perfiles de pozos que indiquen que el yacimiento tiene presencia dominante de hidrocarburo, análogo a depósitos en la misma área, que estén produciendo o han demostrado el potencial de producción en pruebas de formación.

4.4.1.3 ESTADO DE LOS PROYECTOS Y EL RIESGO COMERCIAL.

Los evaluadores tienen la opción de establecer una clasificación de recursos más detallada que describa un sistema que proporcione la base para el manejo de la cartera subdividiendo la oportunidad de comercialización según la madurez del proyecto. Tales sub clases pueden caracterizarse por la madurez de un proyecto estándar, descripciones (cualitativas) y/o por su oportunidad asociada de producción (cuantitativas).

Conforme un proyecto se puede mover hacia un nivel más alto de madurez, habrá una oportunidad creciente de que la acumulación se desarrollará comercialmente. Para recursos eventuales y en perspectiva, esto puede expresarse como una estimación cuantitativa que incorpore riesgos fundamentales:

- a) La oportunidad de que la acumulación potencial resultará en el descubrimiento de petróleo. A esto se llama “Oportunidad de descubrimiento.”
- b) Una vez descubierta, la oportunidad de que la acumulación se desarrollará comercialmente se llama “Oportunidad de desarrollo.”

Así, para una acumulación no descubierta, el “Oportunidad de comercialización” es el producto de estos dos componentes de riesgo. Para una acumulación descubierta donde el “Oportunidad de descubrimiento” tiene 100 %, la “Oportunidad de comercialización” se vuelve equivalente de la “oportunidad de desarrollo.”

4.4.1.3A LA MADUREZ DEL PROYECTO (SUBCLASES).

Los proyectos de desarrollo (y sus cantidades recuperables asociadas) puede ser subclasificados según los niveles de madurez del proyecto y las acciones asociadas (decisiones de negocio) requeridas para mover un proyecto hacia una producción comercial.

Las decisiones dentro de la clasificación de las reservas son basadas en las acciones que lleven un proyecto hasta las aprobaciones finales para la implementación e iniciación de producción y ventas de producto.

Para Recursos Contingentes, el análisis de soporte debería focalizarse en la recopilación de datos y los análisis necesarios para clarificar y después mitigar aquellas condiciones claves, o contingencias, que previenen el desarrollo comercial.

Para recursos prospectivos estas acumulaciones potenciales son evaluadas según la oportunidad de descubrimiento, y suponiendo un descubrimiento, las cantidades estimadas puedan ser recuperables bajo proyectos de desarrollo apropiados.

La decisión en cada fase es la de ordenar más adquisición de datos y/o estudios diseñados para avanzar el proyecto a un nivel de madurez técnica y comercial donde se pueda tomar una decisión para proceder con la perforación de exploración.

Los evaluadores pueden adoptar subclases alternativas y modificadores de la madurez del proyecto, pero el concepto de oportunidades en aumento de comercialización debe ser un elemento clave en la aplicación de un sistema completo de clasificación y del manejo justificado de la cartera (FIGURA 4.5).

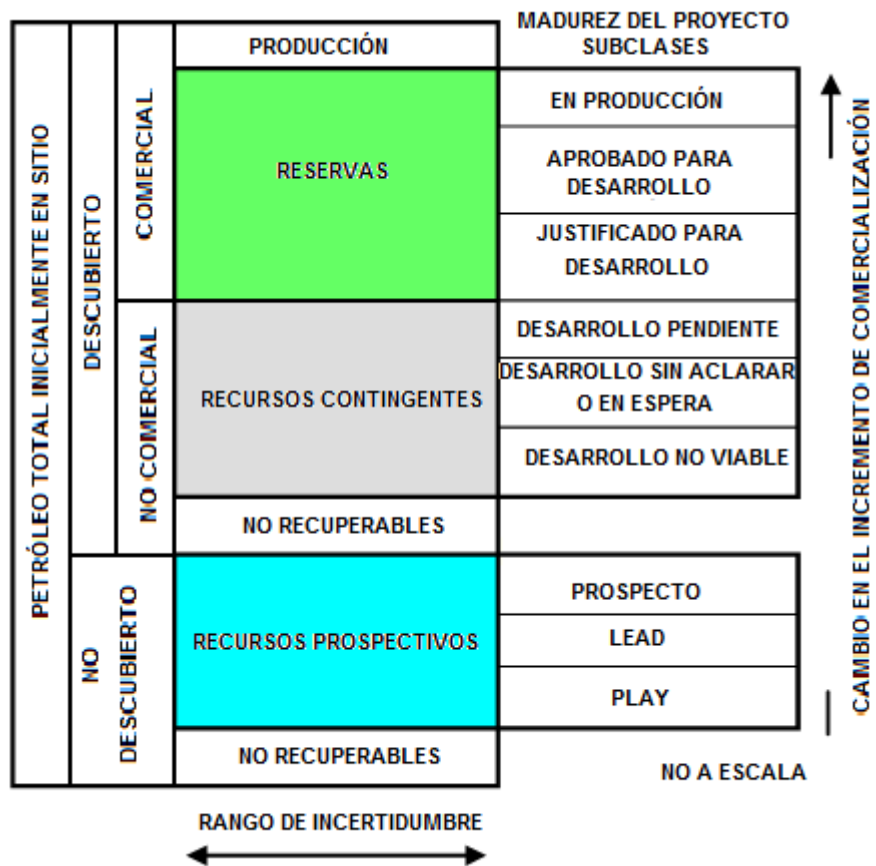


FIGURA 4.5 Subclases basadas en la madurez del proyecto.

4.4.1.3B ESTADO DE LAS RESERVAS.

Una vez que los proyectos satisfacen los criterios de riesgo comercial, las cantidades asociadas son clasificadas como reservas. Estas cantidades pueden distribuirse en las siguientes subdivisiones basadas en el presupuesto y estado operacional de pozos e instalaciones asociadas dentro del plan de desarrollo del yacimiento (reservas desarrolladas y reservas no desarrolladas).

Si las reservas no desarrolladas permanecen más allá de un marco de tiempo razonable, o están en subdesarrollo debido a aplazamientos, las evaluaciones deben repasarse para documentar las razones de la demora y justificar las cantidades dentro de la clasificación de reserva. Mientras que existan circunstancias específicas donde la demora de tiempo se justifique, un límite de tiempo razonable es considerado, generalmente, menor de 5 años.

El desarrollo y el estatus de la producción son de importancia significativa para el manejo del proyecto. Mientras el concepto de estado se ha aplicado únicamente a reservas probadas, el mismo concepto se puede aplicar a desarrolladas y no desarrolladas basado en las condiciones operacionales y de fondo de los pozos, produciendo con las herramientas adecuadas del proyecto de desarrollo, acorde a las categorías de incertidumbre (probada, probable y posible).

Las cantidades pueden subdividirse por la madurez del proyecto. Si se aplicó en combinación, desarrollado y/o subdesarrollado las cantidades pueden identificarse separadamente dentro de cada subclase de las reservas.

4.4.1. 3C ESTATUS ECONÓMICO.

Los proyectos pueden ser caracterizados, adicionalmente, por su estatus económico. Todos los proyectos clasificados como reservas deben ser económicos bajo condiciones definidas. Basado en suposiciones con respecto a condiciones futuras y su impacto en viabilidad económica, los proyectos clasificados como Recursos Contingentes pueden dividirse ampliamente en dos grupos:

Recursos Contingentes Marginales: son esas cantidades asociadas con proyectos técnicamente factibles, económicos o proyectados para ser económicos bajo las mejoras razonables pronosticadas en las condiciones comerciales pero no se comprometen al desarrollo debido a una o más eventualidades.

Recursos Contingentes Sub-Marginales: son las cantidades asociadas con descubrimientos para el desarrollo de análisis, técnicamente factibles, que no serían económicos y/u otras eventualidades que no podrían ser satisfechas bajo los mejoramientos predichos en condiciones comerciales. Estos proyectos deben ser retenidos en el inventario de recursos en caso de que un imprevisto mayor cambie las condiciones comerciales.

Los modificadores de estado económico pueden ser aplicados para caracterizar las cantidades recuperables (arrendar combustible, llamarada, pérdidas) se pueden identificar separadamente y documentar las cantidades de venta para producción y estimaciones de recursos recuperables.

4.4.2 CATEGORIZACIÓN DE LOS RECURSOS.

Las estimaciones crudo recuperable o potencialmente recuperable se componen de incertidumbre técnica y comercial:

- a) El total remanente de crudo dentro de la acumulación (recursos en sitio).
- b) La porción del crudo in situ que puede recuperarse al aplicar un proyecto o proyectos definidos de desarrollo.
- c) Las variaciones en las condiciones comerciales que pueden impactar las cantidades recuperadas y vendidas (por ejemplo, la disponibilidad de mercado, los cambios contractuales)

Las incertidumbres comerciales son tales que existe un riesgo significativo de que el proyecto completo no proceda, se delibera como Recursos eventuales con una oportunidad apropiada de comercialización.

4.4.2.1 EL RANGO DE INCERTIDUMBRE.

El rango de incertidumbre de los volúmenes recuperables y/o potencialmente recuperables puede representarse por escenarios deterministas o por una distribución de

probabilidad. Cuando el rango de la incertidumbre es representado por una distribución de probabilidad, una estimación baja, mejor, y alta se proveerá:

- a) Al menos un 90 % de probabilidad (P90) de que las cantidades recobradas pueden ser iguales o exceder la estimación baja.
- b) Al menos un 50 % de probabilidad (P50) de que las cantidades recobradas puedan igualar o exceder la mejor estimación.
- c) Al menos un 10 % de probabilidad (P10) de que las cantidades recobradas pueden ser iguales o exceder la estimación alta.

4.4.2.2 DEFINICIONES Y PAUTAS DE LAS CATEGORÍAS.

Los evaluadores pueden evaluar las cantidades recuperables y categorizar los resultados por la incertidumbre usando el enfoque determinista incremental (basado en riesgo), acercamiento determinista (acumulativo) o métodos probabilísticos. En muchos casos, una combinación de las aproximaciones es utilizada.

El uso de la terminología promueve claridad en la comunicación de los resultados de evaluación. Para las reservas, los términos acumulativos generales de estimación baja/mejor/alta son denotadas como 1P/2P/3P, respectivamente, sus cantidades incrementales asociadas se denotan como probadas, probables y posibles. Las reservas son un subconjunto, dentro de contexto, del sistema de clasificación del total de recursos. Mientras que los criterios de categorización son propuestos, específicamente, para las reservas, en la mayor parte de los casos, puede ser igualmente aplicado a Recursos Contingentes, descubrimiento y/o desarrollo.

Para recursos contingentes, se denotan a las estimaciones baja/mejor/alta como 1C/2C/3C respectivamente. Ninguno de los términos específicos son definidos para cantidades incrementales dentro de recursos eventuales y en perspectiva. Todas las evaluaciones requieren la aplicación de un conjunto consistente de condiciones de pronóstico, incluyendo costos y precios futuros supuestos, clasificación de proyectos y categorización de las cantidades estimadas recuperadas por cada proyecto.

La mejor estimación es considerada la evaluación más realista de las cantidades recuperables. Es considerado, por lo general, representar la suma de las estimaciones probadas y probables (2P) al usar métodos deterministas o métodos de evaluación basados en la probabilidad. Debe notarse que bajo una aproximación incremental determinista (con base en riesgo), las estimaciones se hacen para cada categoría y no deben ser agregadas sin análisis de su riesgo asociado.

4.4.3 PROYECTOS INCREMENTALES.

La evaluación inicial del recurso se basa en la aplicación de un proyecto de desarrollo inicial definido. Los proyectos incrementales están diseñados para aumentar la eficiencia de recuperación y/o para acelerar la producción a través de cambios en pozos o en instalaciones, perforación adicional, o recuperación mejorada, etc.

Tales proyectos deben ser clasificados de acuerdo a los mismos criterios iniciales de los proyectos originales. Las cantidades incrementales relacionadas se categorizan acorde a la incertidumbre de la recuperación.

El pronóstico del aumento de la recuperación se puede incluir en las reservas estimadas si el grado del compromiso es tal que el proyecto se desarrollará y se pondrá en producción dentro de un marco de tiempo razonable.

Las circunstancias en las que el desarrollo será significativamente retrasado deben documentarse claramente. Si existe riesgo significativo, los pronósticos de las recuperaciones incrementales deben ser categorizadas similarmente, aunque deberían ser clasificadas como Recursos Contingentes.

4.4.3.1 REPARACIONES, TRATAMIENTOS, Y CAMBIOS DE EQUIPO.

La recuperación incremental asociada con reparaciones futuras, tratamiento (incluyendo fracturamiento hidráulico), retratamiento, cambios de equipo, u otros procedimientos mecánicos donde tales proyectos rutinariamente han sido exitosos en yacimientos análogos pueden ser clasificados como desarrolladas o reservas no desarrolladas en función a la magnitud de los costos asociados requeridos (VER SECCIÓN 4.4.1.3B).

4.4.3.2 COMPRESIÓN.

La reducción de la contrapresión a través de la compresión puede aumentar la porción de gas en sitio que puede ser comercialmente producible y por lo tanto incluido en las estimaciones de reservas.

Si la eventual instalación de compresión fue planeada y aprobada como parte del proyecto de desarrollo original, la recuperación adicional es incluida en las Reservas No Desarrolladas.

Sin embargo, si el costo para poner en práctica la compresión no es significativo (en relación con el costo de un nuevo pozo), las cantidades adicionales pueden ser clasificadas como Reservas Desarrolladas. Si las instalaciones de compresión no formaban parte del plan de desarrollo original aprobado y tales costos son significativos, debe tratarse como un tema separado del proyecto sujeto a los criterios normales de madurez del proyecto.

4.4.3.3 PERFORACIÓN ADICIONAL.

Consiste en la adición de nuevos pozos existentes a un campo original y patrones para acelerar la recuperación o para probar los métodos de recuperación.

Los análisis técnicos y comerciales pueden soportar el barrenado de pozos a fin de producir adicionalmente, reduciendo el espaciamiento utilizado dentro del proyecto de desarrollo inicial, sujeto a las regulaciones del gobierno (si tales aprobaciones son requeridas).

La perforación de relleno puede tener el efecto combinado de aumentar la eficiencia de recuperación y acelerar la producción. Sólo la recuperación incremental puede ser considerada como reserva adicional; esta recuperación adicional puede necesitar ser relocalizada a pozos individuales con diferentes participaciones de interés.

4.4.3.4 RECUPERACIÓN MEJORADA.

La recuperación mejorada es crudo adicional obtenido, más allá de la recuperación primaria, es decir, suple la recuperación natural de los depósitos. Ello incluye procesos posteriores a los secundarios o procesos de recuperación terciarios, y cualesquiera otros medios excepto los procesos de recuperación naturales.

Los proyectos de recuperación mejorados deben encontrar los mismos criterios de comercialización de las reserva tal como los proyectos de recuperación primaria.

Debe existir una expectativa de que el proyecto será económico y que la entidad se ha comprometido a poner en práctica el proyecto en un marco de tiempo razonable (generalmente en 5 años; las demoras adicionales debe justificarse claramente).

La sentencia sobre la comercialización se puede basar en comparaciones con un depósito con roca análoga y propiedades de fluido donde se haya establecido un proyecto de recuperación mejorada adicional aplicado con buen resultado.

Las recuperaciones adicionales por los métodos de recuperación mejorada, que aún no se han establecido a través de la rutina, comercialmente exitosos, son incluidas como reservas sólo después de una respuesta de producción favorable del yacimiento o de un pozo piloto representativo o de algún programa instalado que proporcione apoyo para el análisis del proyecto.

Estas recuperaciones incrementales en proyectos comerciales son categorizadas en probadas, probables, y posibles basadas en la certeza derivada del análisis del diseño y de las aplicaciones análogas en yacimientos similares.

4.4.4 RECURSOS NO CONVENCIONALES.

Dos tipos de recursos petroleros se han definido que podrían requerir diferentes enfoques para sus evaluaciones:

Los recursos poco convencionales existen en acumulaciones de crudo que son penetrantes a lo largo de una gran área y sin afectación significativa de influencias hidrodinámicas (también llamada “depósito tipo continuo”).

Los ejemplos incluyen metano de la capa de carbono (CBM), gas centrado en la cuenca, gas de pizarra, hidratos de gas, bitumen natural, y aceite los de depósitos de pizarra.

Típicamente, tales depósitos, exigen tecnología especializada de extracción (por ejemplo, fracturamiento para el gas de pizarra, evaporador y/o solvente para movilizar bitumen, y, en algunos casos, actividades mineras).

Además, el crudo extraído puede requerir procesos significativos antes de la venta.

Las definiciones de recursos, junto con el sistema de clasificación, son apropiadas para todos los tipos de acumulaciones de crudo, a pesar de sus características en particular, el método de extracción a ser aplicado, o el grado de proceso que exige.

Los proyectos piloto pueden evaluar eficiencias de extracción y de herramientas de proceso, poco convencionales, para derivar los productos de venta antes de la transferencia de custodia.

5. PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN Y PLANES DE DESARROLLO.

INTRODUCCIÓN.

A la cantidad de crudo que se estima existe originalmente en el yacimiento se le conoce como volumen original y estará confinado por límites geológicos, petrofísicos y de fluidos. El volumen neto es la parte del yacimiento donde es posible producir aceite y gas, eliminando las partes densas e impermeables de la formación, dicho volumen se determina de acuerdo a la geometría del yacimiento, así como a la distribución de la porosidad y saturación de hidrocarburos, como ya se ha hecho mención en el capítulo anterior.

Este volumen es el que se debe considerar para el cálculo de las reservas, las cuales, no deben ser consideradas cifras estáticas, ya que su variabilidad es controlada por la incorporación de información adicional y por la heterogeneidad presente en los yacimientos. Por consiguiente, puede ser afirmado que la precisión de las reservas depende de la cantidad y calidad de los datos disponibles, así como también del proceso interpretativo asociado a esta información. Luego entonces, un seguimiento cercano a esta evolución es requerido así como la formalización de los procesos y las normas que orientan la estimación de las reservas.

En este contexto, el propósito principal de este capítulo es mostrar los métodos por medio de los cuales se podrá calcular el volumen original permitiendo obtener posteriormente, las reservas. Dentro de estos métodos podemos encontrar métodos determinísticos como son los volumétricos, balance de materia, simulación numérica de yacimientos, pruebas de límite de yacimiento en función de la variación de presión, entre otros, así como métodos probabilísticos Método de Montecarlo, Método de los Tres Puntos, etcétera.

5.1 MÉTODOS DE ESTIMACIÓN DE RESERVAS.

Las estimaciones de las reservas dependen de muchos factores, de los cuales los más importantes son: el método de recuperación y los aspectos económicos relacionados con la explotación. Existen varios métodos y procedimientos para realizar la estimación de las reservas de hidrocarburos por ejemplo: procedimientos analíticos y métodos deterministas y probabilísticos, como métodos de agregación. Cada uno con distinto nivel de complejidad.

Los procedimientos analíticos para estimar las cantidades recuperables desembocan en tres categorías: analogía, estimaciones volumétricas y estimaciones basadas en el desempeño, que incluyen el balance de materia, curvas de declinación de la producción, y otros análisis de ejecución de producción. La simulación puede ser usada en análisis volumétrico o basado en el desempeño. Pre y post evaluaciones son típicamente hechas con datos de campo mediante métodos análogos y volumétricos (TABLA 5.1).

TABLA 5.1 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS DIFERENTES PROCEDIMIENTOS PARA ESTIMACIÓN DE RESERVAS.

PROCEDIMIENTO	ANALOGÍA	VOLUMÉTRICO	CURVAS DE DECLINACIÓN	BALANCE DE MATERIA	SIMULACIÓN
VENTAJAS	<i>Método práctico. Rápido y barato. Puede hacerse antes de perforar.</i>	<i>Requiere poca información. Puede realizarse a etapas tempranas en la vida del pozo.</i>	<i>No requiere suposiciones. Rápido y barato.</i>	<i>Habilidad para manejar diferentes propiedades de roca y fluidos. Puede usarse para predecir petróleo en sitio, gas en sitio, reservas recuperables, Factor de Recuperación.</i>	<i>Posibilidad de manejar diferentes propiedades de roca y fluidos. Predice la producción de pozos y yacimientos. Puede analizar diferentes esquemas de producción y optimizar la recuperación.</i>
DESVENTAJAS	<i>Falta de precisión y exactitud.</i>	<i>Se requiere asumir datos promedios (Factor de Recuperación, saturaciones iniciales, espesor, etc.).</i>	<i>Requiere por lo menos 6 meses de historia. Requiere mantener constante las condiciones de operación.</i>	<i>Los datos de presión no siempre están disponibles. Sensible a la permeabilidad relativa.</i>	<i>Requiere gran cantidad de datos de entrada. Requiere mucho tiempo y encarece el procedimiento.</i>

Asumiendo que los proyectos se han clasificado según la madurez del proyecto, la estimación de las cantidades recuperables asociadas, bajo un proyecto definido y su asignación a las categorías de incertidumbre puede ser basado en una combinación de procedimientos analíticos.

El comportamiento de presión mediante los cálculos de balance de materia permite también determinar el tipo de mecanismo de la producción existente en el yacimiento. La confianza de los cálculos del balance de materia dependerá de la aproximación de la historia almacenada de presión del yacimiento y sus pozos, de la habilidad del ingeniero para determinar la presión media verdadera, en las distintas fechas de la vida del yacimiento.

Se pueden efectuar estimaciones de reservas, basadas en la extrapolación de las tendencias del comportamiento histórico de producción de fluidos del yacimiento. Cuando se tiene suficiente información, se considera que las estimaciones tienen un nivel mayor de confianza.

El estimador de reservas estará más seguro de sus resultados cuando disponga de datos básicos buenos y estará menos inclinado a ser conservador en los estimados, sucede a menudo por estar usando parámetros básicos basados en correlaciones. Generalmente, se deben explorar todas las aproximaciones posibles para hacer estimaciones de reservas.

El error probable en las reservas totales estimadas por los ingenieros experimentados para un número de propiedades disminuye rápidamente a medida que crece el número de

propiedades individuales. Las diferencias sustanciales entre estimaciones independientes hechas por estimadores diferentes para una sola propiedad no son raras.

Tales procedimientos puede ser aplicados con base en el riesgo; el método de evaluación, incertidumbre relativa, en estas estimaciones recuperables puede emplear métodos deterministas y basados en la probabilidad.

En cada método, los resultados son un rango que refleja las incertidumbres fundamentales en volúmenes en sitio y en la eficiencia de recuperación del proyecto de desarrollo aplicado, los evaluadores pueden definir las cantidades recuperables restantes.

La confianza en la evaluación generalmente crece cuando las estimaciones se sustentan por más de un procedimiento analítico. El análisis del cambio en las proporciones de la producción y de las relaciones de fluidos de producción, tiempo y producción acumulada proporciona información valiosa para predecir las últimas cantidades recuperables.

En algunos casos, antes de la declinación en producción las proporciones son aparentes, las tendencias en los indicadores tal como relación de gas / aceite (GOR), relación de agua / aceite (WOR), relación de condensado / gas (CGR), y presiones de fondo pueden extrapolarse a una condición de límite económico para estimar reservas.

Las incertidumbres deben ser reflejadas en la categorización de los recursos. Para depósitos muy maduros, el pronóstico de producción futuro puede ser suficientemente bueno, el “mejor estimado” puede estar usado para los pronósticos de producción de 1P y 3P. Sin embargo, todavía pueden existir incertidumbres comerciales que impactarán la evaluación de abandono y debe acomodarse en la categoría de recursos.

Las estimaciones de Gerencia están determinadas por los resultados anticipados de una inversión. En el caso del crudo y gas, el ingeniero petrolero compara un costo calculado de antemano contra el flujo de efectivo, representado por el resultado de la contabilidad de la producción de barriles de crudo o pies cúbicos de gas.

Este análisis se puede usar para formular las políticas para:

- a) Explorar y desarrollar yacimientos de crudo y gas.
- b) Diseñar y construir plantas, sistemas de recolección y otras instalaciones de superficie.
- c) Determinar la división apropiada de propiedades en los proyectos unificados.
- d) Obtener aprobaciones de los distintos organismos reguladores.

Las estimaciones de las reservas, como con cualquier estimación, no pueden ser mejores que la calidad de los datos disponibles, en los cuales se basan. Se encuentran sujetas a la experiencia y conocimientos del estimador. Es necesaria la estimación confiable de las reservas durante las fases tempranas de un proyecto, cuando se dispone de una cantidad mínima de información, lo cual intrínsecamente no es posible.

A medida que se desarrolla un campo o un yacimiento la cantidad y calidad de datos disponibles se incrementa. Este aumento progresivo en la cantidad de datos cambia no sólo los procedimientos para estimar las reservas, sino que también mejora la confianza en las estimaciones.

Las reservas se estiman generalmente durante la ocurrencia de los siguientes eventos:

- a) Antes de perforar.
- b) Durante el desarrollo del campo.
- c) Al tener disponibles algunos datos del yacimiento.
- d) Haberse establecido las tendencias del comportamiento de producción del yacimiento.

5.1.1 ANALOGÍA.

Los procedimientos análogos son ampliamente usados en estimaciones de reservas, particularmente en la exploración y etapas tempranas de desarrollo, cuando la información de medición directa es limitada.

Está basado en el supuesto de que el yacimiento análogo es comparable al yacimiento en estudio respecto a las propiedades del fluido y del yacimiento que prevalecieron en la última recuperación de hidrocarburo.

Al seleccionar el apropiado análogo, donde los datos comparables de comportamiento basados en planes de desarrollo (incluyendo tipo de pozo, espaciado entre pozos y estimulación) se encuentran disponibles, un perfil similar de producción puede ser pronosticado.

Los yacimientos análogos son definidos por rasgos y características incluídas, pero no limitadas a, profundidad aproximada, presión, temperatura, mecanismos de control del yacimiento, contenido original de fluidos, gravedad del fluido de yacimiento, tamaño del yacimiento, espesor bruto, espesor productivo, litología, heterogeneidad, porosidad, permeabilidad, y plan de desarrollo.

Los yacimientos análogos son formados por los mismos o muy similares procesos con respecto a sedimentación, diagénesis, presión, temperatura, química e histórico mecánico y deformación estructural.

Comparando varios análogos se puede mejorar el rango de incertidumbre en la estimación de cantidades recuperables para el yacimiento en estudio. Mientras que yacimientos en la misma área geográfica y de la misma edad suelen ofrecer mejores analogías, tal proximidad por sí sola no puede ser la consideración primordial.

En todos los casos, los evaluadores deben documentar las similitudes y diferencias entre el analógico y el proyecto/yacimiento en materia. La revisión del comportamiento del yacimiento análogo es útil en el aseguramiento de la calidad de la medición de la evaluación de reservas en todas las etapas de desarrollo.

Factor de recuperación: Se obtiene de yacimientos próximos al abandono.

Bls/Acre-pie: Similar al factor de recuperación pero tomando el componente volumétrico.

$$\frac{BLS}{Acre - pie} = \frac{7758 * \Phi * (1 - S_w) * Fr}{\beta_o} \quad (5.1)$$

Donde:

Bls: barriles de petróleo

Supone que los yacimientos tienen en común el mismo factor:

$$\frac{\Phi(1 - S_w)Fr}{\beta_o} \quad (5.2)$$

5.1.2 BALANCE DE MATERIA.

Los Procedimientos de Balance de Materia para estimar cantidades recuperables incluyen el análisis del comportamiento de presión a medida que los fluidos del yacimiento se extraen.

En situaciones ideales, tales como el agotamiento homogéneo del gas de los yacimientos, yacimientos de alta permeabilidad y donde datos de presión de gran calidad están disponibles, la estimación basada en el balance de materia puede proporcionar estimaciones de recuperación final muy fiables a diferentes presiones de abandono.

En situaciones complejas, como las relacionadas con el flujo de agua, la compartimentación, el comportamiento de varias fases y los depósitos de varias capas o baja permeabilidad, las estimaciones de balance de materia por sí solas pueden proporcionar resultados erróneos.

Los evaluadores deben cuidar la complejidad del yacimiento y su respuesta al agotamiento de la presión en el desarrollo de perfiles de incertidumbre aplicados al proyecto de recuperación.

Los modelos de depósitos o de simulación de yacimientos se pueden considerar una forma sofisticada de análisis de balance de materia. Aunque este tipo de modelo puede ser un indicador confiable del comportamiento del yacimiento bajo un programa de desarrollo definido, la fiabilidad de las propiedades de la roca, la geometría del yacimiento, las funciones de permeabilidad relativa y las propiedades de los fluidos son esenciales.

Los modelos predictivos son más confiables para estimar las cantidades recuperables cuando hay un historial de producción suficiente para validar el modelo mediante el cotejo de la historia.

Este procedimiento para la estimación de la reserva también se basa en la ley de la conservación de la masa.

$$MASA PRODUCIDA = MASA ORIGINAL EN SITIO - MASA REMANENTE EN SITIO \quad (5.3)$$

La ecuación puede ser aplicada para cada componente de la acumulación (metano, etano, etc.) o se puede aplicar para un componente sencillo (gas) o dos mezclas de hidrocarburos (gas y crudo). Como generalmente se mide volumen y no masa, la ecuación se expresa en términos de volumen.

$$\text{VOLUMEN PRODUCIDO} = \text{VOLUMEN ORIGINAL EN SITIO} - \text{VOLUMEN REMANENTE EN SITIO} \quad (5.4)$$

Si la densidad a condiciones de presión y temperatura estándar de los hidrocarburos producidos no cambia con el tiempo, la conservación de masa a volumen es aceptable. Por lo general es verdad en gases y crudo negro. En yacimientos de condensado y crudo volátil, la densidad cambia con el tiempo, por lo que requieren un tratamiento especial.

La base para el cálculo del crudo original en sitio (N) con la ecuación de balance de materia es la siguiente:

La ecuación de balance de materia ha sido llevada a un formato gráfico de línea recta, el cual depende del tipo de yacimiento, de su crudo y de la magnitud del empuje hidráulico que tenga. Empleando dicho formato se pueden determinar el crudo en el sitio, el gas en sitio y la cantidad de agua que entra en el yacimiento.

$$N = \frac{N_p * (B_o + (R_p - R_s * (B_g))) + W_p * B_w}{(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) * B_g + B_{oi}(C_w * S_w + \frac{C_t}{1 - S_w} C_w) * \Delta P} \quad (5.5)$$

Una representación muy simple es el volumen original de hidrocarburos es igual al volumen de hidrocarburos remanente (después de un tiempo de producción) más el volumen de agua que ha invadido el yacimiento.

De esta forma el yacimiento es tratado como un gran tanque sin considerar efectos de flujo. El volumen de hidrocarburos que se obtiene es aquel que está hidráulicamente interconectado.

La aplicación del procedimiento se basa en la confiabilidad de la siguiente información, presiones medias del yacimiento, producción de hidrocarburos y agua, así como análisis PVT (convencional y/o composicional) de los fluidos.

En tanto sea mayor la cantidad de información disponible, mejores serán los resultados que se obtengan. En yacimientos de gas natural no asociado, cuando se cuente con historia de producción y de presiones de fondo a pozo cerrado, el volumen original se determinará de la gráfica de comportamiento “P/Z vs. Gp”.

5.1.3 CURVAS DE DECLINACIÓN.

Este procedimiento calcula el pronóstico de producción independientemente de haber determinado, con anterioridad el volumen original. Si el factor de recuperación es conocido la reserva resulta de dividir la producción acumulada entre el volumen original del fluido correspondiente.

Consiste en extrapolar la producción de aceite, o gas, en el tiempo para conocer cuál será el volumen de aceite producido. Para ello, se requiere que exista suficiente información histórica de producción en donde sea apreciada la tendencia del comportamiento del yacimiento. La suposición más importante en este procedimiento, es que todos los factores que influenciaron la curva de comportamiento de la producción en el pasado, permanezcan efectivos durante la vida productiva.

Los pronósticos de producción se realizan ajustando a la historia una función no lineal, por ejemplo una función exponencial, buscando una discrepancia pequeña entre la historia observada del yacimiento y los valores derivados de la función lineal elegida. Los pronósticos de producción son simplemente la evaluación de la función no lineal para el tiempo en donde se desea conocer cuál será la producción.

La predicción está definida únicamente por una expresión matemática que es insensible a las características del yacimiento, excepto por producción. Por consiguiente, el procedimiento depende de los datos de producción, por lo que es crucial la correcta medición y asignación de producciones por pozo, de otra manera las conclusiones pierden validez.

Cuando se aplica a un conjunto de pozos, los datos analizados son promedios que no necesariamente explican el comportamiento de cada uno de los pozos.

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

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

Las curvas de declinación, gráficas de Gasto de producción vs. Tiempo, generalmente realizadas en papel semilogarítmico y extrapoladas para dar un estimado de Producción vs. Tiempo.

No requieren ninguna suposición sobre A , h , Sw , Fr o Φ porque el único dato requerido es la historia de producción, la cual esta generalmente disponible. Las curvas de declinación son fáciles de analizar. Es uno de los procedimientos más comunes de estimación de reservas dado que es simple e introduce la variable tiempo como base.

Sirven para estimar directamente las reservas. Si se grafica el logaritmo de producción contra el tiempo en escala lineal, se obtiene en algún sector considerable de los datos, una línea recta (declinación exponencial). Si dicha recta se extrapola hasta lo que se considera el límite económico de producción, se pueden estimar las reservas remanentes totales o hasta la fecha donde se realizó la extrapolación.

La mayor desventaja de este procedimiento es que los pozos se deben producir a tasa máxima y a condiciones constantes. Además se necesitan por lo menos 6 meses de historia aunque preferiblemente 2 a 10 años. No es aplicable a todos los yacimientos.

En la determinación del valor del aceite y gas en el tiempo, el pronóstico de producción juega un papel muy importante. Conociendo los gastos futuros de producción por pozo es posible determinar la producción futura total de un yacimiento cortado por dichos pozos y por ende las reservas probadas de esta formación en particular.

La curva de determinación histórica de un pozo, campo o yacimiento no brinda mucha información, es mediante la interpretación correcta de ésta la toma de acciones correctivas y preventivas con el objetivo de alargar la vida productiva lo más posible (TABLA 5.2).

TABLA 5.2 FACTORES QUE AFECTAN LAS CURVAS DE DECLINACIÓN.

FACTORES ENERGÉTICOS	FACTORES MECÁNICOS
1. Mecanismos de producción. 2. Bajo desarrollo. 3. Recuperación adicional.	1. Reparaciones. 2. Perforaciones. 3. Levantamiento artificial. 4. Cierre por un desfavorable panorama mercantil.

Los principales períodos de Declinación de un pozo productor son:

- a. Declinación transitoria.
- b. Declinación en estado pseudo-estacionario.
- c. Declinación Exponencial
- d. Declinación Hiperbólica
- e. Declinación Armónica

Dentro de la Declinación en estado pseudo-estacionario existen distintas curvas de declinación: exponencial, hiperbólica y armónica. La clasificación depende de la variación de la tasa de declinación D, la cual se obtiene calculando la pendiente en todos los puntos de una curva lineal del Gasto de producción vs. Tiempo. Si D es constante, será conocida la declinación como exponencial. Una explicación breve del uso de esta curva es la siguiente:

La ecuación de una línea recta en un papel semilogarítmico, graficando q en la escala normal y q_i es:

$$q = q_i * e^{dt} \tag{5.6}$$

Donde:

- q: Gasto de producción al tiempo t.
- q_i: Gasto de producción al tiempo 0 (volumen / tiempo).
- D: Tasa nominal de declinación exponencial (1 /tiempo).
- t: Tiempo.
- e: Base del logaritmo natural (2.718).

Se puede utilizar cualquier sistema de unidades considerando que el producto Dt es adimensional y q, q_i estén en las mismas unidades.

5.1.3.1 DECLINACIÓN TRANSITORIA.

Se considera una declinación natural causada por la expansión del aceite, gas y agua en una región de drene con un incremento continuo del radio de drene. Al abrir un pozo se altera el estado de equilibrio del yacimiento y se crea una respuesta de presión del pozo. El disturbio de presión se propaga gradualmente lejos del pozo, incrementando el área de drene del pozo.

Conforme el disturbio de presión se propaga hacia las fronteras externas del yacimiento, las condiciones de producción cambian rápidamente en función del tiempo.

5.1.3.2 DECLINACIÓN EN ESTADO PSEUDO- ESTACIONARIO.

En este tipo de declinación, será necesario considerar la producción de aceite como un conjunto o serie en estado estacionario para describir el comportamiento de un pozo. El inicio del abatimiento de presión está determinado por el tiempo en el cual, el radio de drene ha alcanzado las fronteras externas de no-flujo.

De allí en adelante como resultado de la producción, la región total drenada por el pozo comienza a ser deplecionada y de este modo, la caída de presión a lo largo del área total de drene como un conjunto o serie de producciones en estado estacionario para describir el comportamiento del pozo.

El efecto más relevante de la declinación es el deterioro del comportamiento de afluencia reflejado mediante la presión media del yacimiento y el incremento de la resistencia de flujo.

El rango de declinación de la presión depende de la rapidez con la que los fluidos son producidos, la expansión de los fluidos del yacimiento y la compactación del volumen de poros.

5.1.3.3 DECLINACIÓN EXPONENCIAL.

El gráfico de producción de aceite contra el tiempo para un pozo, podría ser extrapolado en el futuro para proporcionar una estimación de los gastos futuros de producción.

Conociendo los gastos futuros de producción es posible determinar la producción futura total o reserva del yacimiento en cuestión.

Existe un periodo en el que se estabilizó la producción(en la producción permisible del pozo, cerca de ella, o según la demanda del mercado) se encontró que hubo un momento en que el pozo no podía sostener su producción y su capacidad fue decayendo regularmente, es decir, comenzó a declinar mes tras mes (FIGURA 5.1, 5.2 Y 5.3).

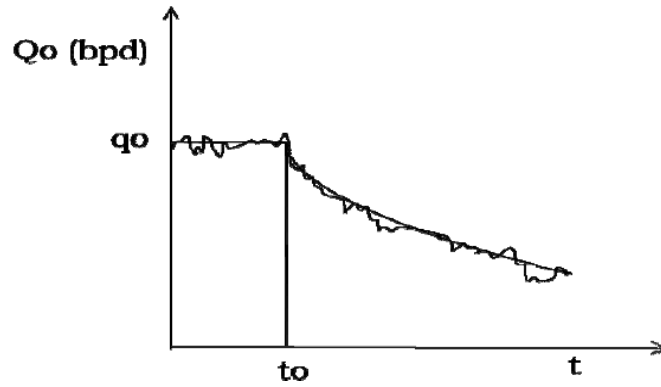


FIGURA 5.1 Gráfica de producción contra tiempo, se ha trazado una curva promedio usando líneas rectas, de ser posible el darle una forma regular, matemática, a la parte de la recta, se obtendrá la extrapolación en el futuro y por tanto, la predicción de la producción del pozo.

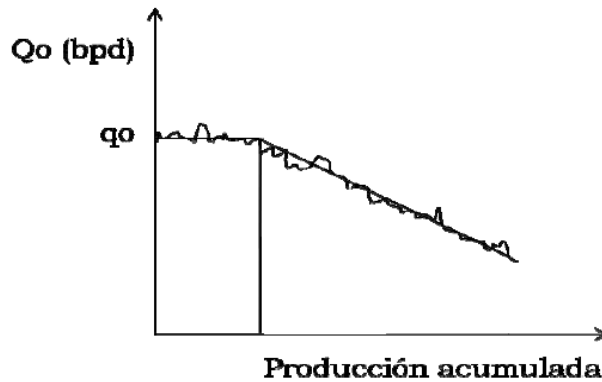


FIGURA 5.2 Al graficar los datos de la producción contra producción acumulada de aceite se observa que la parte de la curva que declina se puede convertir en la línea recta, fácil de extrapolar.

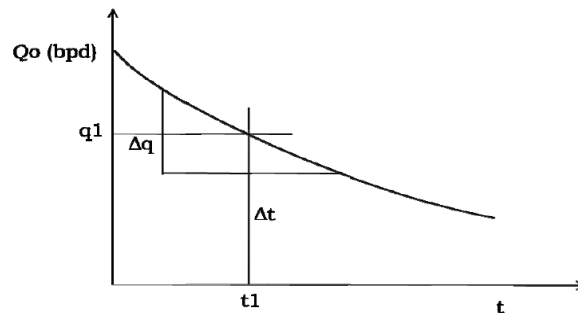


FIGURA 5.3 Cuando el gasto de producción se grafica contra el tiempo, se puede observar que el gasto declina con el tiempo.

La declinación a porcentaje constante se conoce como declinación exponencial debido a la expresión matemática que la define.

5.1.3.4 DECLINACIÓN HIPERBÓLICA.

Se observa una declinación hiperbólica gradual donde el comportamiento de gasto contra tiempo es estimada de mejor forma que a partir de la solución analítica.

Esta declinación es el resultado de energías, mecanismos de empuje, naturales o artificiales que disminuyen el abatimiento de presión comparado con el abatimiento causado por la expansión de un aceite ligeramente compresible.

- a) Gas en solución
- b) Expansión del casquete de gas
- c) Empuje hidráulico

Se define por la siguiente expresión analítica:

$$-b = \left(\frac{\frac{q}{dp}}{\frac{dt}{dt}} \right) \quad (5.7)$$

Donde:

b= Representa la constante de declinación o ritmo de declinación (constante positiva) $0 < b < 1$.

Al realizar la integración de la ecuación anterior dos veces tenemos:

$$q = q_i * (1 + D_i b t)^* e^{\left(\frac{1}{b}\right)} \quad (5.8)$$

Donde:

D= Rapidez de declinación cuando el gasto q_i prevalece.

t= Tiempo que tarda en declinar el gasto de q_i a q .

Esta ecuación se ajusta a la ecuación de una línea recta en papel log-log cuando cambia horizontalmente sobre la distancia $(1/D_i b)$, donde $1/b$ es la pendiente de la recta. Para determinar la ecuación de gasto-producción acumulada se debe integrar respecto al tiempo la ecuación anterior por lo que nos queda:

$$Np = \frac{q_i^b}{D_i(1-b)} (q_i^{(1-b)} - q^{(1-b)}) \quad (5.9)$$

El porcentaje de declinación mensual se obtiene mediante:

$$\%declinación = \frac{-100 \left(\frac{dq}{dt} \right)}{q} \quad (5.10)$$

$$\frac{dq}{dt} = \frac{q_i D}{(1 + D b t)^{\left(\frac{1}{b}\right)+1}} \quad (5.11)$$

Por lo que finalmente se expresa:

$$\%declinación = \frac{-100D}{(1 - Dbt)} \quad (5.12)$$

Tanto las ecuaciones para la declinación exponencial como para la hiperbólica nos permiten realizar una extrapolación matemática de datos, difiriendo una respecto de la otra en lo que corresponde al valor de b, para la declinación exponencial b=0, mientras que para la declinación hiperbólica el valor oscila entre 0.25 y 0.6, sin llegar a exceder este último valor.

El tiempo de vida útil para la declinación hiperbólica es:

$$t = \left(\frac{1}{D_i} \right) \left(\left(\frac{q_i^2}{L.E.} \right) - 1 \right) \quad (5.13)$$

Esta declinación se presenta si el mecanismo de empuje es gas en solución, expansión del casquete de gas o empuje de agua. También se presenta cuando el mecanismo de empuje natural es suplementado por inyección de gas o agua. En cualquier caso, la presencia de estos mecanismos de empuje implica que la compresibilidad total se incremente y la recuperación de hidrocarburos sea mejorada en comparación con el mecanismo de empuje de expansión del aceite.

5.1.3.5 DECLINACIÓN ARMÓNICA.

Cuando la producción es controlada predominantemente por segregación gravitacional, la rapidez de declinación D es proporcional al gasto q. Este tipo de declinación es un caso particular de la declinación hiperbólica y ocurre cuando el valor de b=1.

Como consecuencia de lo anterior, la rapidez de declinación D es inversamente proporcional al gasto q. Se expresa de la siguiente manera:

$$q = q_1 - Dtq \quad (5.14)$$

Representa la ecuación de la línea recta de pendiente -D en función de q y t.

Al integrar la última ecuación obtenemos la expresión de gasto producido vs. Producción acumulada:

$$q = \frac{q_1}{1 + D_i} \quad (5.15)$$

La ecuación anterior puede ser representada por una línea recta en papel semilogarítmico, graficando gasto producido en la escala logarítmica.

$$Np = \frac{q_1}{D(\log q_1 - \log q)} \quad (5.16)$$

El porcentaje de declinación mensual es obtenido con la siguiente ecuación:

$$\frac{d}{dt} = \frac{q_i D}{(1 + Dt)^2} \quad (5.17)$$

Por lo que finalmente llegamos a:

$$\text{porcentaje de declinación} = \frac{-100D}{(1 - Dt)} \quad (5.18)$$

Tiempo de vida útil:

$$t = \left(\frac{1}{D_i} \right) \left(\left(\frac{q_i^2}{L.E.} \right) - 1 \right) \quad (5.19)$$

Producción acumulada: Una de las preguntas más usuales es: ¿Cuánto será la producción acumulada de crudo al final de cada año?, la integración de la primera ecuación respecto al tiempo es la respuesta a la interrogante (FIGURA 5.4).

$$Np = \int ddt \quad (5.20)$$

Sustituyendo:

$$Np = \int qe^{-Dt} dt \quad (5.21)$$

$$Np = \frac{(\int q_i - q)}{D} \quad (5.22)$$

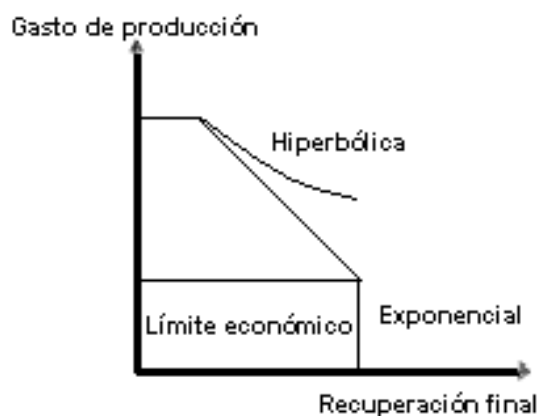


FIGURA 5.4 Producción acumulada

Límite Económico: Es el punto donde el valor de la producción de aceite o gas, es equivalente a los costos de producción. De continuar con la explotación, las erogaciones serían mayores que los ingresos (FIGURA 5.5).

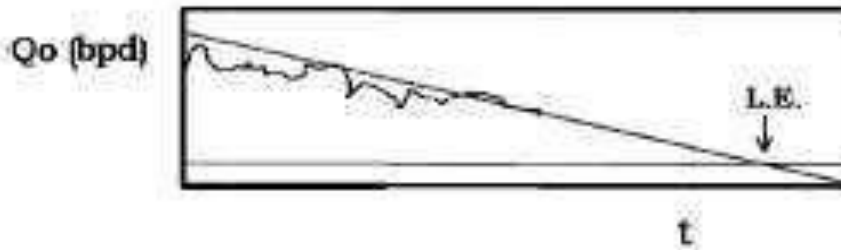


FIGURA 5.5 Límite económico.

El valor de la producción mínima que sufraga los costos de operación, mantenimiento de equipo, personal empleado, pago de regalías, etc., es conocido con el nombre de límite económico.

La expresión matemática que permite determinar este valor es la siguiente:

$$L.E. = \frac{c}{o - s} \quad (5.23)$$

Donde:

C= Costo estimado de operación al límite económico (S/año).

L.E.= Límite Económico (bl/año).

O= Precio de aceite (precio/bl).

S= Monto de regalías, impuestos, etc. (precio/bl).

El valor límite económico está sujeto a la variación de los factores considerados anteriormente.

El aumento de costos varía con la profundidad del pozo, número de pozos en el área, tipo de fluidos producidos, método de producción y la demanda, sin embargo, el factor preponderante es el precio del aceite por unidad de volumen en el mercado.

5.1.4 SIMULACIÓN NUMÉRICA.

El concepto de simulación de yacimientos o específicamente, simulación del comportamiento físico o matemático, es un método mediante el cual el ingeniero que con ayuda de un modelo matemático, integra un conjunto de factores para descubrir con cierta precisión el comportamiento de los procesos físicos presente en el yacimiento.

Este procedimiento relaciona el volumen original con el comportamiento del yacimiento, calibra el volumen evaluado por métodos volumétricos, hasta lograr el ajuste entre el comportamiento real y el calculado por el simulador.

Se puede utilizar cuando se cuente con suficiente información, tal como modelo geológico, análisis PVT, petrofísico (permeabilidades relativas, presiones capilares, mojabilidad, etc.), historia de producción, presiones, registros petrofísicos, etc.

La simulación es considerada la culminación de un proceso de análisis interdisciplinario para la corroboración de los volúmenes originales de los fluidos en el yacimiento, el

cotejo de la historia de producción y la evaluación de diferentes alternativas de agotamiento con el fin de optimizar la recuperación de fluidos o de capital.

El grado de precisión de un modelo, para que duplique el comportamiento real, es función directa de los datos de entrada y de la adecuada selección del modelo. En términos generales, un modelo matemático de simulación de yacimientos consiste en un número determinado de ecuaciones que explican el principio de conservación de la masa y/o energía acopladas con ecuaciones representativas de flujo de fluidos, temperatura y/o de la concentración de estos fluidos a través de medios porosos.

Las ecuaciones que representan estos principios y procesos, son ecuaciones diferenciales en derivadas parciales no lineales y su solución sólo es posible en forma numérica y discreta, es decir, se obtiene la solución de dichas ecuaciones en determinados puntos preseleccionados en tiempo y espacio y no de una manera continua.

La no linealidad de las ecuaciones se debe principalmente a las características de los yacimientos y a las propiedades de los fluidos contenidos en ellos. Para resolver estas ecuaciones involucradas en los modelos matemáticos de simulación se requiere del uso de programas de cómputo, ya que la cantidad de datos y cálculos es muy grande. Los programas de cómputo utilizados son llamados simuladores.

En general, el desarrollo de un modelo de simulación se refiere a la división del yacimiento en un cierto número de bloques o de celdas, que dependerá de la heterogeneidad del yacimiento y de la distribución de los fluidos en dicho yacimiento.

La ecuación de balance de materia describe el comportamiento de los fluidos en cada bloque o celda, de manera similar al caso de los modelos simplificados en los que se considera el yacimiento como un tanque, o como una celda grande.

Sin embargo, el miembro correspondiente a la producción de fluidos en dicha ecuación es más complicado en el caso de modelos de simulación ya que puede haber migración de fluidos de una celda a otra, dependiendo de los valores de presión media en cada celda.

Esta transferencia de fluidos entre dos celdas adyacentes se calcula a través de la ecuación de Darcy, no importando que tan grande sea el número de bloques en los que se haya dividido el yacimiento, la ecuación de balance de materia, es la ecuación que describe el comportamiento de los fluidos en cada celda y la ecuación de Darcy, la interacción de ellas; ambas ecuaciones describen el comportamiento general de cada celda.

El objetivo principal del uso de la simulación es predecir el comportamiento de un determinado yacimiento y con base en los resultados obtenidos, optimizar ciertas condiciones para aumentar la recuperación de hidrocarburos.

El observar el comportamiento de un modelo bajo diferentes condiciones de operación, ayuda a seleccionar un conjunto de condiciones de producción óptimas para el yacimiento. Más específicamente, con ayuda de la simulación, se puede hacer lo siguiente:

- a) Conocer el volumen original del aceite (N) reservas.
- b) Tener una idea del movimiento de los fluidos en el yacimiento.
- c) Determinar la conveniencia de inyectar agua a un yacimiento por los flancos, en lugar de utilizar un patrón determinado de pozos inyectoros o viceversa.
- d) Determinar el comportamiento de un yacimiento bajo diversos mecanismos de desplazamiento.
- e) Optimizar los sistemas de recolección.
- f) Determinar los efectos de localización de los pozos y su espaciamiento.
- g) Estimar los efectos que tiene el gasto de producción sobre la recuperación.
- h) Calcular la cantidad de gas que se obtiene de un número determinado de pozos localizados en puntos específicos.
- i) Definir valores de parámetros en el yacimiento para llevar a cabo estudios económicos.
- j) Obtener la sensibilidad de los resultados a variaciones en las propiedades petrofísicas del yacimiento o de las propiedades PVT de sus fluidos, cuando no son bien conocidas.
- k) Realizar estudios individuales de pozos.
- l) Conocer la cantidad de gas almacenado.
- m) Hacer un programa de producción, etc.

La aproximación que proporcione el simulador mejorará a medida que se tenga mayor información en el yacimiento.

5.1.5 MÉTODO VOLUMÉTRICO.

Es uno de los procedimientos más importantes para estimación de reservas. Sólo requiere datos petrofísicos de perfiles o de análisis de núcleos y el B_o .

Se basan en la ponderación areal y vertical de los parámetros que inciden en el cálculo del volumen original, como son porosidad, saturación de agua y espesor neto, que se obtienen por medición directa en el subsuelo a través de los pozos perforados (interpretación de registros geofísicos, análisis de núcleos y muestras de canal), esto se realiza dentro de los límites que se establezcan en la configuración estructural.

Se puede calcular manualmente o por procedimientos computarizados. Estos métodos son: isohidrocarburos, cimas y bases e isopacas.

$$N = \frac{7758 * A * H * (1 - S_w) * \phi * Fr}{B_o} \quad (5.24)$$

Donde:

RFE: Recuperación Final Estimada. A: Área de drenaje (Acres).
 H: Espesor promedio de la formación (Pies).
 Swi: Saturación inicial promedio de agua (Fracción).
 Bo: Factor volumétrico inicial de crudo (BY/BN). Fr: Factor de recuperación (Fracción).
 7758: factor de conversión (Bl/Acre-pie).

El factor $A * h$ es el volumen bruto del yacimiento; el volumen poroso en el yacimiento es el volumen bruto multiplicado por la porosidad. S_{wi} representa la fracción del

volumen poroso ocupado por el agua, por lo que $(1-S_w)$ es la fracción ocupada por el crudo, si $P > P_b$. B_o convierte los barriles de yacimiento a barriles normales.

El crudo original en sitio (N) es:

$$N = \frac{7758 * A * H * (1 - S_w) * \phi}{B_o} \quad (5.25)$$

Por lo tanto: (5.25)

$$RFE = N * Fr \quad (5.26)$$

Donde:

A: Se obtiene de mapas o del espaciamiento de los pozos dependiendo del tipo de cálculo, h es determinada de perfiles, núcleos o de mapas.

S_w, Φ : Se obtiene de perfiles de pozos.

B_o : Se mide en el laboratorio o se estima por correlaciones.

Fr: Indica que parte del crudo original puede ser recuperado. Sus valores varían entre 0 (no se recuperan hidrocarburos) y 1 (se recupera la totalidad del crudo original).

Para un campo desarrollado se calcula para cada pozo el producto $h * (1-S_{wi}) * \Phi$ se cartografía y se hace la planimetría del mapa, para obtener el volumen de crudo a condiciones del yacimiento.

Los estimados volumétricos implican la determinación del volumen bruto de roca (lo cual se hace empleando fórmulas matemáticas de formas geométricas conocidas, que aproximan el volumen del yacimiento) y la ponderación de las propiedades de la roca y fluido que intervienen en la fórmula para la determinación del volumen de hidrocarburos en el yacimiento. El procedimiento volumétrico implica la generación de un solo estimado de la Ro o Crudo Original en Sitio. Esto es lo que se llama estimación determinista de la reserva original.

Método de Isopacas: Este método tiene como base la configuración de un mapa de curvas de igual espesor de formación, para su preparación se tiene que disponer de un plano con las localizaciones de todos los pozos que constituyen el campo en estudio.

Se anota en cada uno de ellos el espesor neto de la formación y se hace la configuración por interpolación o extrapolación de datos para tener curvas con valores cerrados. Las áreas encerradas por las diferentes curvas se miden, con la ayuda de un planímetro o usando fórmulas de integración numérica o por cualquier otro método conocido.

Método de cimas y bases: Este método tiene como base la configuración de mapas de curvas de igual profundidad tanto de las cimas como de las bases de la formación, para cuya preparación es necesario disponer de planos con las localizaciones de todos los pozos que constituyen el campo en estudio. Por medio de registros geofísicos se puede determinar la cima y la base de la formación productora para cada uno de los pozos.

En el plano de localización de los pozos se anotan en cada uno de ellos la profundidad de la cima y de la base de la formación correspondiente y se hace la configuración por interpolación o extrapolación de datos para tener las curvas con valores cerrados.

Las áreas encerradas por las diferentes curvas se miden con la ayuda de un planímetro o usando la fórmula de integración numérica conocida. Los valores encontrados se anotan en una tabla. En esta tabla aparecen las áreas convertidas a dimensiones reales.

Se determina el área delimitada por los perfiles de cimas y bases, tomando en cuenta el caso en que exista un contacto agua-aceite., el valor encontrado se multiplica por la escala de la gráfica para obtener de esta forma, el volumen bruto de la roca, que al multiplicarse por la porosidad media de la formación y por la saturación media de los hidrocarburos, da aproximadamente el volumen de hidrocarburos que se trata de conocer.

Método de isohidrocarburos: El método de isohidrocarburos o isoíndices de hidrocarburos tiene gran similitud con el de isopacas, pero proporciona resultados más aproximados. También se parte de la construcción de un plano, en este caso de isohidrocarburos que al igual que al de isopacas, en cada uno de los pozos se anota el valor del índice de hidrocarburos, obtenido a partir del análisis de registros geofísicos.

El índice de hidrocarburos de un pozo es el producto del espesor de la formación por su porosidad y por la saturación de hidrocarburos, es decir:

$$I_{hc} = h * \phi * (1 - S_w) \quad (5.27)$$

Donde:

I= Índice de hidrocarburos.

h= Espesor.

ϕ = Porosidad (fracción).

S_w = Saturación de agua (fracción).

Físicamente, el índice de hidrocarburos es una medida del volumen de hidrocarburos, a condiciones de yacimiento, que existe en la roca proyectada sobre un área de un metro cuadrado del yacimiento. Al ponderar estos índices con las áreas respectivas, se podrá obtener el volumen total de hidrocarburos en el yacimiento.

5.1.6 MÉTODO DETERMINISTA Y PROBABILISTA.

Independientemente del procedimiento analítico utilizado, las estimaciones de reservas pueden ser obtenidas mediante métodos deterministas o probabilista. Una estimación determinista es un escenario único discreto dentro de una serie de resultados que pudieran derivarse por análisis probabilístico.

En el método determinista, se selecciona un valor discreto o una matriz de valores para cada parámetro de acuerdo a la categoría de reserva correspondiente. Un solo resultado de las cantidades recuperables se deriva por cada incremento determinista o escenario.

El método probabilístico, es una simulación con técnicas de muestreo, que consiste en determinar la probabilidad de ocurrencia de cada uno de los factores que determinan la magnitud del volumen original (FIGURA 5.6).

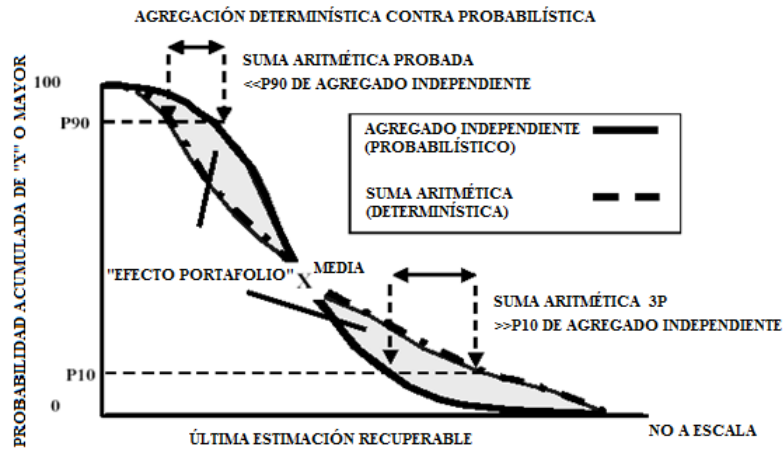


FIGURA 5.6 Agregación determinística vs. Probabilística.

Se utilizan técnicas como la de Montecarlo, De los tres Puntos, entre otras, obteniéndose estimados del volumen, expresados en términos de una función de densidad.

Este método emplea la fórmula de la reserva original, pero teniendo en cuenta la incertidumbre que existe en la determinación de cada propiedad que interviene en dicha fórmula (FIGURA 5.7).

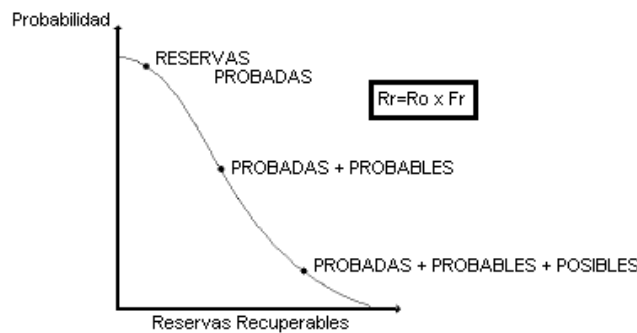


FIGURA 5.7 Reservas Recuperables Vs. Probabilidad

Usando este método, se genera un conjunto de valores de la reserva original (N), los cuales se agrupan en una curva de distribución acumulada de probabilidad (llamada gráfica de expectativa) que servirá para realizar la clasificación de las reservas de un determinado yacimiento en probadas, probables y posibles.

Este método es muy utilizado en áreas poco conocidas donde la información es escasa.

Los volúmenes obtenidos por métodos deterministas se estiman para incrementos discretos y escenarios definidos. Los métodos deterministas y probabilistas aunque presentan diferencias entre ellos, pueden ser utilizados en combinación para asegurar que los resultados de ambos sean razonables (TABLA 5.3).

TABLA 5.3 PRINCIPALES DIFERENCIAS ENTRE EL MÉTODO DETERMINISTA Y EL MÉTODO PROBABILISTA.

MÉTODO DETERMINISTA	MÉTODO PROBABILISTA
4. Es el más usado.	5. Es el menos común.
5. Utiliza el mejor valor de los parámetros.	6. Se utiliza en donde la incertidumbre es alta.
6. Probado, probable, posible.	7. Utiliza análisis estadístico.

5.2 PRUEBAS DE LÍMITE DE YACIMIENTO.

Son pruebas de variación de presión-producción en donde se determinan uno o más límites del yacimiento (barreras, fallas, etc.), así como el volumen de poros comunicados con el pozo.

5.2.1 LÍMITES DE LOS YACIMIENTOS.

Los límites para la evaluación del volumen original son la frontera hasta donde se infieren los yacimientos. Estos son horizontales y verticales, pueden ser físicos o convencionales.

5.2.2 LÍMITES FÍSICOS.

Es aquel definido por algún evento geológico (fallas, discordancias, cambio de facies, cimas, bases, diapirismo, diagénesis, etc.), contactos entre fluidos, o por disminución hasta límites críticos de porosidad, permeabilidad, o por el efecto combinado de estos parámetros.

5.2.3 LÍMITES CONVENCIONALES.

Son aquellos que se establecen de acuerdo al grado de conocimiento de los datos geológicos, geofísicos o de ingeniería que se tenga del yacimiento y cuyas normas de aplicación tanto para reservas probadas (desarrolladas y no desarrolladas), probables y posibles, se describen en los siguientes párrafos.

5.2.4 LÍMITES PARA VOLUMEN PROBADO.

5.2.4A LÍMITES PARA VOLUMEN PROBADO DESARROLLADO.

- A. En caso de existencia de pozos extremos improductivos, que no sean por accidente mecánico a una distancia menor o igual a la del espaciamiento medio entre pozos, el límite físico se estimará a partir de los datos disponibles y en ausencia de ellos, a la mitad de la distancia que separa de un espaciamiento del pozo productor más cercano, éste se tomará como límite areal del yacimiento (**FIGURA 5.8**).
- B. Cuando se encuentre a más de un espaciamiento y se asegure que no habrá perforación entre el pozo más externo y el límite físico, éste se tomará como frontera areal al pozo improductivo del productor más cercano (**FIGURA 5.9**).
- C. Cuando se trate del pozo descubridor o de un pozo perforado a una distancia mayor de dos espaciamentos medios del más cercanos correspondiente al mismo yacimiento, se considerará como pozo aislado y el área será la del círculo trazado con un radio igual a

la mitad del espaciamento medio entre pozos del yacimiento o el radio considerado en yacimientos similares de campos vecinos (Límites convencionales) (FIGURA 5.10).

D. En caso de existir un pozo productor en el mismo yacimiento, el límite areal convencional desarrollado estará dado por la poligonal trazada a partir de tangentes a circunferencias de radio igual a la mitad del espaciamento entre pozos productores extremos o periféricos; así como a los límites físicos existentes.

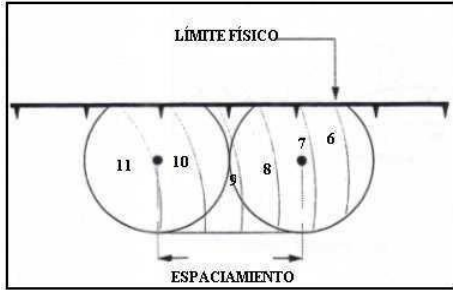


FIGURA 5.8 Límite areal definido por un límite físico.

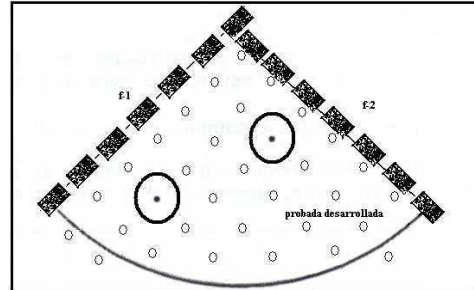


FIGURA 5.9 Límite areal definido por un pozo improductivo.

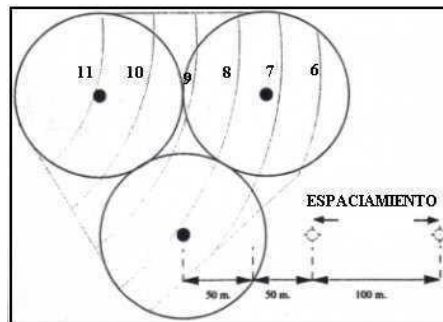


FIGURA 5.10 Límite convencional entre pozos productores perforados a más de dos espaciamentos.

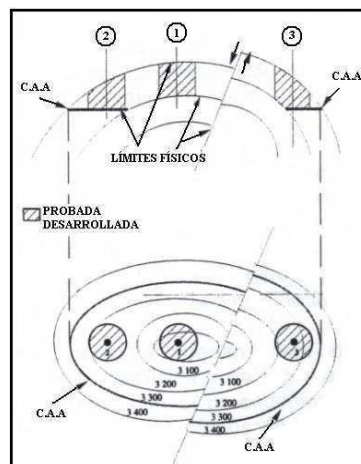


FIGURA 5.11 Límites de los yacimientos.

5.2.4B LÍMITES PARA VOLUMEN PROBADO NO DESARROLLADO.

- A. Las áreas probadas no desarrolladas se determinarán con base en los límites del área probada desarrollada y en la información disponible.

El límite areal no desarrollado, se determina con base a los límites del área desarrollada hasta alcanzar los límites físicos, definidos por la información sísmica estructural (fallas normales, contacto agua-aceite...).

- B. Cuando se tengan estudios de geología de explotación, se usará planos de cimas, isopacas, isohidrocarburos, construidos con información aportada por los pozos incluidos en el área probada desarrollada, extrapolando las curvas correspondientes hasta los límites físicos o supuestos de acuerdo con la información geológica, geofísica y de ingeniería.

En caso que no se puedan inferir los límites del área probada no desarrollada de acuerdo con el procedimiento antes mencionado, el límite externo (planos de isopacas o isohidrocarburos con extrapolación de curvas), se fijará a una distancia convencional igual a 1.5 veces el espaciamiento entre los pozos del campo de que se trate, a partir de los pozos externos incluidos en el área probada desarrollada.

Criterios utilizados en el caso de no tener estudios geológicos de explotación:

- C. Cuando exista un solo pozo o cuando se profundice hasta encontrar un horizonte productor de hidrocarburos del que no se tenga información de tipo estructural, podrá calcularse la reserva hasta obtenerse las configuraciones estructurales con un plano obtenido de la extrapolación de hasta dos horizontes superiores, que se infiera que tengan las mismas características estructurales. (FIGURA 5.12 Y 5.13).

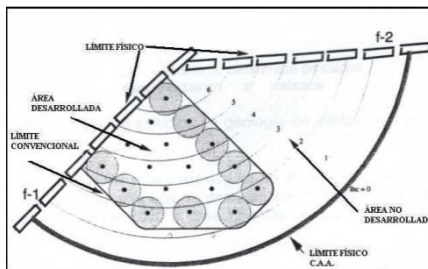


FIGURA 5.12 Límite de los yacimientos para áreas probadas.

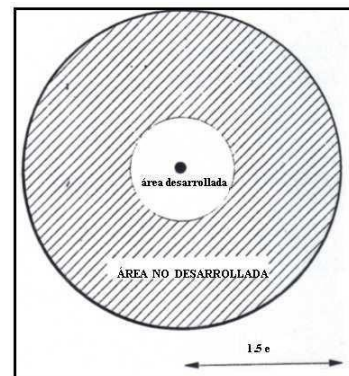


FIGURA 5.13 Límite convencional para áreas probadas no desarrolladas en pozo aislados.

- D. Cuando existen varios pozos productores y hay duda de información sísmica, se considerará como límite convencional exterior del área probada no desarrollada, el determinado mediante tangentes a las circunferencias trazadas con un radio igual a 1.5 veces el espaciamiento entre pozos con centro en productores externos o en su caso de acuerdo a pruebas de presión (FIGURA 5.14).

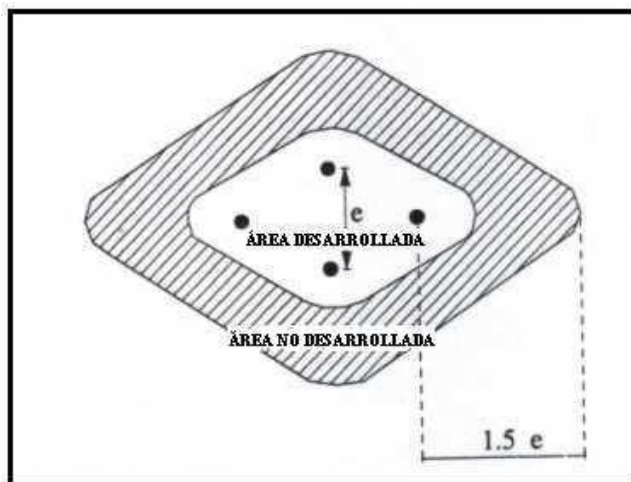


FIGURA 5.14 Límite convencional para áreas probadas no desarrolladas cuando existen varios pozos.

F. Cuando se tenga penetración parcial en la formación productora, se cuente con evidencia geológica de la continuidad areal 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.

Esto se puede aplicar cuando se traviere completamente la formación productora y esté totalmente impregnada de hidrocarburos (FIGURA 5.15 Y 5.16).

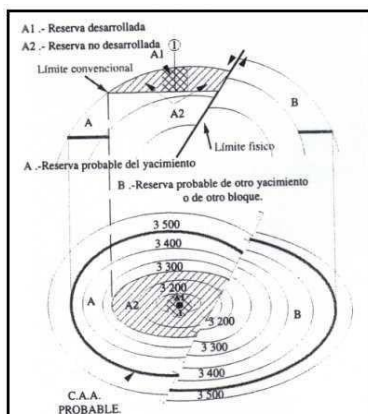


FIGURA 5.15 Límite convencional definido por la profundidad del pozo perforado.

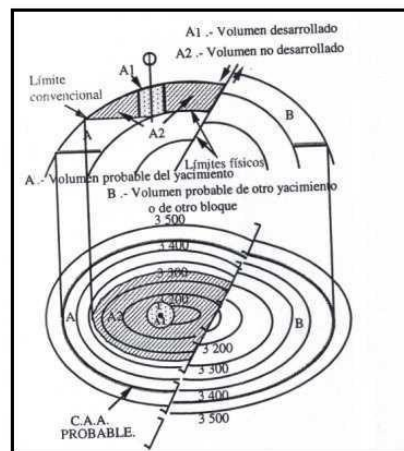


FIGURA 5.16 Límite convencional definido por un cambio en la formación.

5.2.5 LÍMITES EN VOLÚMENES NO PROBADOS.

5.2.5A LÍMITES PARA EL VOLUMEN PROBABLE.

Los volumen físicos son los determinados para el volumen probado, los volúmenes convencionales se determinan con base en los límites del área probada y en la información geológica, geofísica y de ingeniería disponible (FIGURA 5.17).

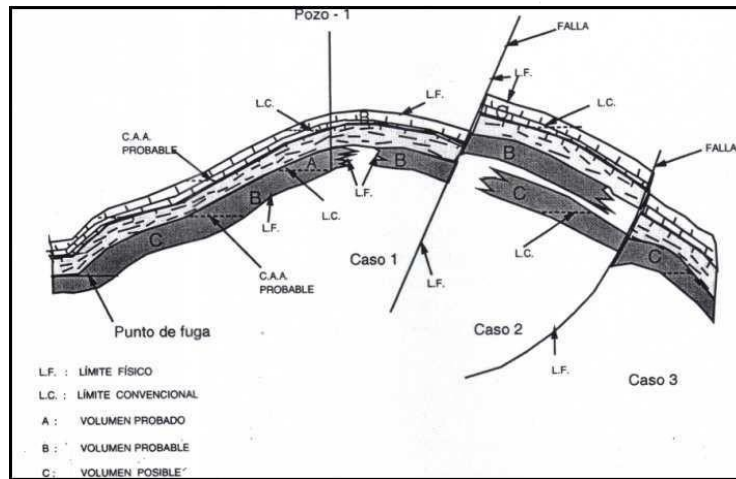


FIGURA 5.17 Límites en yacimientos con áreas probadas, probables y/o posibles.

Caso 1: El volumen probable en un yacimiento, donde hay incertidumbre en el modelo geológico, está delimitado por el límite convencional del volumen probado no desarrollado a la profundidad total del pozo perforado y el límite convencional inferior dado por analogía con yacimientos cercanos.

En caso de existir incertidumbre, los límites serán el límite convencional definido por la profundidad total del pozo y el límite inferior dado por analogía.

Caso 2: Para bloques estructuralmente más altos, donde la formación tiene continuidad, los límites serán determinados con base en el criterio aplicado en el bloque probado.

Para tramas perforadas, sin pruebas de producción ni de formación, pero que se ha comprobado que es factible obtener técnica y comercialmente producción, el límite superior estará definido por la roca sello, el inferior será convencional.

Deberá existir producción comercial en dicha formación en otra estructura del mismo play.

5.2.5B LÍMITES PARA EL VOLUMEN POSIBLE.

En base a la FIGURA 5.18:

Caso 1: Los límites del área posible se determinan por el límite convencional para reserva probable y la profundidad del cierre estructural de la trampa.

Si no se cuenta con éste, el límite será determinado con base en la confiabilidad de la información disponible.

Caso 2: Se infiere la continuidad con una reserva probable en otro bloque estructuralmente más alto que el productor, en éste por su posición estructural más favorable será considerado como reserva posible y los límites físicos se proporcionarán

por la información geológica y geofísica que se disponga, los límites convencionales se definirán con base en el criterio aplicado para reserva probable.

Caso 3: Se infiere la continuidad de la formación en un bloque estructuralmente más bajo que el productor, los límites convencionales serán dados con base en la información geológica, geofísica y de ingeniería disponible.

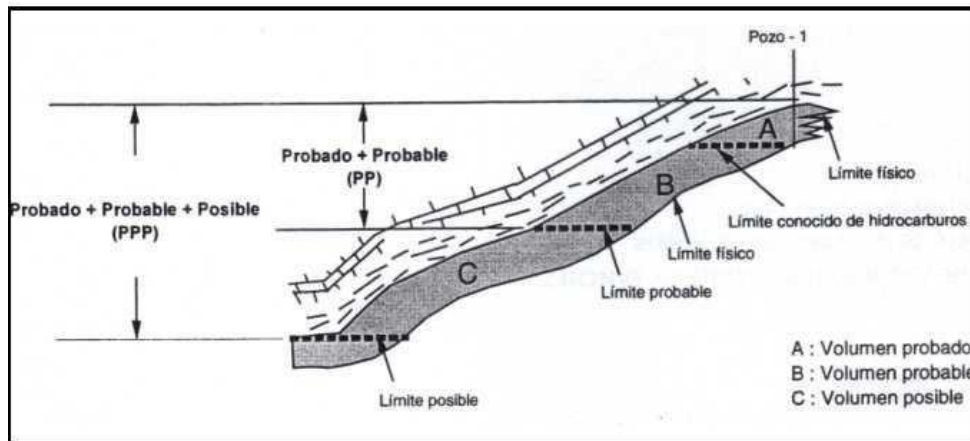


FIGURA 5.18 Límites en yacimientos con volúmenes probados, probables y/o posibles, así como consideraciones (PP) y (PPP).

5.2.6 LÍMITES EN VOLÚMENES PROBADOS + PROBABLES (PP) Y PROBADOS + PROBABLES + POSIBLES (PPP).

Los límites convencionales se determinan de acuerdo a los límites inferiores especificados para volumen probable y posible según el agrupamiento. Por otro lado, los límites físicos son determinados para volumen probado.

5.2.7 LÍMITES EN YACIMIENTOS CON NIVELES ACEITE-AGUA Y GAS- ACEITE.

Se presenta en yacimientos de aceite y gas asociado libre (casquete) para lo cual se deberá considerar yacimientos independientes y elaborar cálculos por separado (existen dos curvas con $l_h=0$, contacto gas-aceite y aceite-agua).

5.2.8 MODIFICACIONES DE LÍMITES.

Se podrán modificar cuando exista certeza de continuidad del yacimiento con la información proporcionada por la perforación de nuevos pozos, ya sean éstos de delimitación o de desarrollo y/o estudios confiables de caracterización (ingeniería, sismología, geología y petrofísica) o cuando el comportamiento del yacimiento así lo indique (FIGURA 5.19).

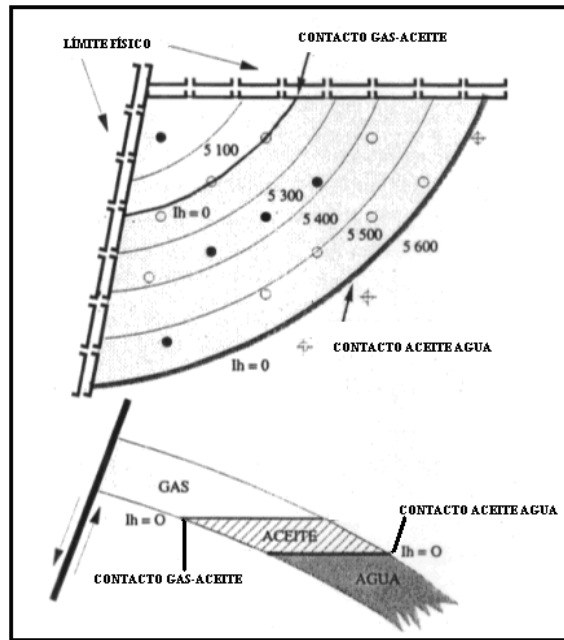


FIGURA 5.19 Yacimientos con contacto g/o, o/g, w/o (gas-aceite, aceite-gas, agua-aceite).

6. EVALUACIÓN ECONÓMICA (DETERMINÍSTICA Y PROBABILÍSTICA).

INTRODUCCIÓN.

Los estimados de reservas de hidrocarburos poseen varios niveles de incertidumbre, éste depende de la información geológica y de ingeniería disponible, así como de su interpretación.

Los métodos probabilísticos son utilizados para hacer los pronósticos de reserva, a fin de poder cuantificar su incertidumbre. Cuando son realizadas ocupando solo el mejor pronóstico de las propiedades petrofísicas, se dice que se emplea un método determinístico. Si los datos son analizados estadísticamente y las cantidades se determinan por medio de curvas de frecuencia relativa, al método se considera probabilístico. Por lo general se aplica el método de Montecarlo para hacer un pronóstico probabilístico de reservas.

Normalmente las reservas son mejor definidas que los recursos debido al avance en el desarrollo tecnológico y a la gran cantidad de información disponible para describirlas.

Las reservas deben ser expresadas en rangos y no solo en una cantidad fija, cualitativos si se ocupan métodos determinísticos o cuantitativos si se utiliza métodos probabilísticos. Estos últimos proveen una estructura que considera la incertidumbre en cada uno de los parámetros que tiene impacto en las reservas.

Éste es evaluado en su desarrollo individual, en los proyectos de producción y en el portafolio de proyectos con una incertidumbre residual. Estos métodos ayudan a determinar las cantidades que son realmente apropiadas con ciertos requerimientos de certidumbre.

Los métodos probabilísticos simplemente clarifican las expresiones de los métodos tradicionales incluyendo cierta certidumbre, representando una mejora revolucionaria a los principios planteados con anterioridad.

6.1 INCERTIDUMBRE EN LOS ESTIMADOS DE RESERVAS.

La estimación de los recursos comienza identificando el objetivo para el cual van a ser cuantificados, intuitivamente, ésta es la cantidad de hidrocarburos que serán recuperados de una o más acumulaciones de hidrocarburos.

Un campo puede tener varios recursos clasificados en categorías distintas simultáneamente. Si sus recursos no reúnen las exigencias para ser definidos como reservas, pueden clasificarse como recursos contingentes.

Un campo también puede contener recursos que se encuentren en prospección.

En el año 2000 fue presentada, una nueva clasificación para los Recursos la cual permitió distinguir entre cantidades inciertas recuperables de un proyecto en desarrollo con otros en menor grado de madurez. Actualmente cuando los Recursos no tienen cierto grado de desarrollo se clasifican como “Recursos Contingentes”.

Para asegurar la continuidad, el procedimiento propuesto en las reservas probadas permite a los recursos contingentes influir, con certeza razonable, en las reservas probadas con el mismo grado que antes. Debe tenerse precaución de no considerar los recursos contingentes con poco o nulo valor comercial.

Las reservas son típicamente agrupadas en dos formas fundamentales:

- a) **Probadas (1P):** Entidades de reservas únicas a través de las cuales se calculan las reservas probadas.
- b) **Sobre bases de acumulación:** Con las cuales se calculan las reservas Probadas más Probables (2P) o Probadas más Probables más Posibles (3P).

Como se ha comentado con anterioridad, si bien se ha avanzado en el establecimiento de un sistema armonizado para la definición y clasificación de los recursos y reservas de hidrocarburos en la práctica, la manera en que estos se miden todavía difiere ampliamente según el país y el marco jurídico.

Existen diferentes pautas y modelos para la elaboración de informes según el propósito de estos. Las normas seguidas para la elaboración de informes financieros, como las exigidas por la SEC (Securities and Exchange Commission), suelen ser las más estrictas. Por otro lado, el grado de exigencia existente sobre las empresas para que éstas divulguen la información sobre sus recursos y reservas es muy variable.

Las auditorías sobre reservas y la publicación de los resultados no constituyen una práctica universal. Muchas compañías petroleras, particularmente las petroleras privadas internacionales, utilizan auditores externos y publican los resultados, pero la mayoría de las petroleras estatales no lo hacen. Un ejemplo que ilustra perfectamente las incertidumbres creada por esta situación es la del brusco incremento de las reservas anunciado hace unas décadas, sin nuevos descubrimientos, por los principales países productores de Oriente Medio y Venezuela, todos ellos miembros de la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo).

La OPEP es una organización intergubernamental, con sede en Viena, creada como respuesta a la baja del precio oficial del petróleo acordada unilateralmente por las grandes compañías distribuidoras en agosto de 1960. Sus fines son la unificación y coordinación de las políticas petroleras de los países miembros, con la defensa de sus intereses como naciones productoras. La OPEP está integrada por cinco países fundadores (Arabia Saudí, Irak, Irán, Kuwait y Venezuela). Posteriormente, la organización se amplió con siete miembros más (Argelia, Angola, Ecuador, Nigeria, Emiratos Árabes Unidos, Libia, Catar).

La fiabilidad de esta revisión ha sido puesta en entredicho por algunos expertos que creen que dicha corrección al alza refleja estrategias gubernamentales para conseguir mayores cuotas; una hipótesis conocida como “guerra de las cuotas”. Esta posibilidad ha llevado a

algunos analistas a advertir sobre la necesidad de diferenciar entre “reservas técnicas” y “reservas políticas”.

El caso comentado ha acrecentado la discusión sobre cuánto petróleo podrá ser realmente puesto en producción a medio y a largo plazo. Diversos organismos han trabajado juntos para tratar de armonizar la forma en la que los diferentes tipos de reservas son medidas en la práctica, con el objetivo de lograr una mayor transparencia en su contabilidad.

A principios de 1997 la SPE (Society of Petroleum Engineers) y el Congreso Mundial del Petróleo, después de varios años de colaboración entre grupos de trabajo de ambas organizaciones, publicó las definiciones de reservas. Sin embargo es interesante mencionar otras definiciones de reservas por sus implicaciones en el ambiente petrolero que prevalece actualmente en México.

Por ejemplo, las reservas técnicas son la Producción acumulada derivada de un pronóstico de producción en donde no hay aplicación de criterios económicos.

Por otro lado, en la revista World Oil de octubre de 1995 se publicaron las definiciones de reservas políticas, activas e inactivas. En donde, las Reservas políticas son definidas como las grandes reservas nacionales de hidrocarburos anunciadas por los gobiernos con el objeto de obtener préstamos bancarios o cuotas elevadas de exportación en las negociaciones con países de la OPEP.

Además, se hace mención a las Reservas activas, las cuales son producibles dentro de un futuro previsible no mayor de 20 años. Y a las Reservas inactivas las cuales no se producirán dentro de los 20 siguientes años; la razón de esta definición es que el valor presente descontado del petróleo que será producido más allá de 20 años es virtualmente cero.

Todo estimado de reserva tiene incertidumbre relativa al tiempo de evaluación, una variable importante relacionada con ésta, es la cantidad de datos disponibles. Así mismo el riesgo de que los prospectos inmaduros no puedan llevarse a cabo debe considerarse.

La toma de información es bastante costosa, ya que en la mayoría de los casos se requiere de perforación de pozos, lo cual, por lo general, aporta datos adicionales a los mapas disponibles. Las estimaciones de probabilidad, en la mayoría de los casos se efectúan con escasez de datos, debido a que los puntos de referencia en la forma de pozos o sísmicos adicionales no son baratos. La exploración se realiza siempre utilizando inferencias y juicios estadísticos con una cantidad mínima de datos.

La Geoestadística permite obtener varios modelos del yacimiento, utilizando todo tipo de información tomada en el yacimiento (sísmica, petrofísica, núcleos, registros, pruebas de presión, pruebas de producción, entre otros), con ello se intenta obtener una imagen fidedigna del yacimiento y de sus propiedades. Con este estudio se puede obtener estimados estocásticos de reservas, diferentes del método de Montecarlo.

Los Geoestadísticos son capaces de generar imágenes del yacimiento, las cuales se pueden emplear luego para hacer un estudio de Simulación de Yacimientos, mediante la cual podemos obtener un estimado de reservas y hacer predicciones del comportamiento del yacimiento bajo distintos escenarios. Estos estimados pueden tener alto riesgo si el yacimiento es muy complejo.

Los estimados de reservas tienen cuatro niveles de riesgo:

1. Incertidumbre en la interpretación de muestras, mapas y registros: Como es una interpretación, los cálculos no son exactos. Los profesionales que deben hacer interpretaciones tienen el problema de no poder ver ni tocar el yacimiento (sólo un pedazo de ellos cuando se toma una muestra).
2. Incertidumbre en las estimaciones de reserva: Cuando el yacimiento está escasamente muestreado (tiene pocos pozos, no se ha delimitado todavía).
3. Incertidumbre en los precios y la demanda del crudo, del gas y en los costos de producción: Esto influye debido a que puede acortar la vida de un yacimiento por razones económicas.
4. Incertidumbre en los estimados de flujo de caja y del estimado de rentabilidad.

En el método basado en la probabilidad, se debe definir una distribución que represente el rango completo de posibles valores para cada uno de los parámetros de entrada. Se puede utilizar algún software de simulación de Monte Carlo. El análisis de recurso debe considerar incertidumbres comerciales. Cuando se utilizan métodos basados en la probabilidad, se deben considerar limitaciones en los parámetros que puedan asegurar que los resultados no se encuentran fuera del rango impuesto por incertidumbres comerciales (FIGURA 6.1).

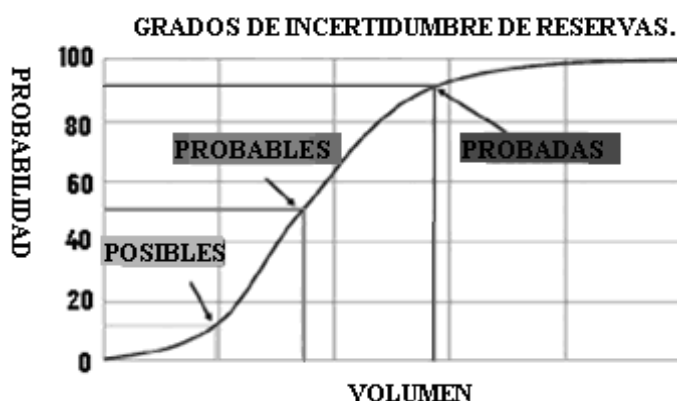


FIGURA 6.1 Gráfica de los grados de incertidumbre de reservas, probabilidad vs. Volumen

6.2 RESERVAS PROBADAS (CRITERIOS PROBABILÍSTICOS).

Cuando las reservas probadas son calculadas, es indispensable incluir certidumbre para cada cantidad agregando una descripción probabilística para cada parte de interés. Esto es tanto para un proyecto individual como para un portafolio de proyectos.

Al ocupar los métodos probabilísticos, en la definición de reservas, se requiere tener al menos un noventa por ciento de probabilidad que la cantidad de hidrocarburos que se recuperará es mayor o igual a la cantidad estimada. En los métodos probabilísticos cada factor de la ecuación de cálculo de reservas es descrito a través de una función de distribución estadística.

6.3 ANÁLISIS ESTÁTICO DE RESERVAS.

En el cálculo estático y volumétrico de reservas, el volumen total bruto de roca del yacimiento se multiplica por la porosidad, saturación de hidrocarburos, factor de conversión de condiciones de yacimiento a condiciones estándar y el factor de recuperación.

Cada factor en la ecuación de cálculo de reservas es descrito a través de una función de distribución probabilística; los factores no son independientes uno del otro y sus relaciones pueden ser identificadas y representadas en el cálculo probabilístico. En algunos casos la función de distribución probabilística puede presentar una forma asimétrica.

Para lograr expresar la incertidumbre en forma de función de distribución probabilística es necesario describirla con una cantidad y un cierto grado de confianza adjunto. Este detallamiento se realiza cuando se presentan bases cuantificables.

Las incertidumbres del yacimiento, en algunas ocasiones, pueden ser observadas directamente. Una demostración de ello es proporcionada por la información sísmica, la resolución de ésta puede derivar una función de distribución probabilística, la información arrojada por un solo pozo corresponde a una sección del yacimiento.

Con el fin de obtener parámetros para el cálculo de reservas es necesario aplicar amplios conocimientos de geociencias e ingeniería, aunque la información es obtenida directamente puede contener carencias. Este acercamiento permite el manejo de una base de datos más completa que por métodos determinísticos. Cuando la información es pobre, los resultados obtenidos por métodos probabilísticos pueden ser peores que por métodos determinísticos.

6.4 RESERVAS COMO LA SUMA DE LAS PREDICCIONES DE VENTAS EN TIEMPO.

Las reservas deben ser calculadas como el resumen de todas las predicciones de ventas en tiempo. La información sobre la incertidumbre de las futuras ventas tiene un valor más allá que en sí misma, puede ser obtenida a través de la evaluación de reservas.

Lo anterior significa un análisis del valor de la información, de la flexibilidad de ésta y de otras opciones reales.

Estas opciones pueden cambiar mejorando el valor del proyecto y la calidad de las predicciones de producción. El trabajo multidisciplinario va involucrado en la evaluación para la estimación de reservas mediante métodos probabilísticos y predicciones de producción en el tiempo.

Algunos principios guía para las predicciones de producción son:

1. Determinar los parámetros que generan incertidumbre en las predicciones de producción y acomodarlos por orden de importancia.
2. Identificar las relaciones entre estos factores y el desarrollo del proyecto, es posible agregar más información para reducir la dependencia entre factores.

3. Desarrollo de alternativas clave de producción, variando los factores que tiene más impacto en las incertidumbres. Es conveniente correlacionar las variaciones de estos factores con las predicciones de producción.

6.5 PARÁMETROS Y SU DISTRIBUCIÓN DE INCERTIDUMBRE.

La incertidumbre estimada para reservas y recursos petroleros está asociada con cada uno de los términos que componen las ecuaciones que los describen. Estos parámetros son divididos en cuatro grupos:

1. Controles estructurales.
2. Parámetros del yacimiento.
3. Factor de recuperación, incluyendo facilidades superficiales.
4. Derechos sobre las reservas.

6.6 VOLUMEN DEL YACIMIENTO.

Usualmente la mayor contribución en las incertidumbres es debido al volumen del yacimiento; Esta incertidumbre al definir los límites puede estar asociada a la carencia en la información sísmica, a la conversión de la información de tiempo a profundidad en sísmica, a la existencia y posición de las fallas y del cómo pudo haberse efectuado la migración de los hidrocarburos.

El volumen del yacimiento depende críticamente de la altura de la columna de hidrocarburos. La definición de reservas probadas considera esta sensibilidad excluyendo los volúmenes de roca debajo de la parte más baja de hidrocarburos.

6.7 PARÁMETROS DEL YACIMIENTO.

Las incertidumbres derivadas de las propiedades del yacimiento deben ser tomadas en cuenta. Mientras que las medidas arrojadas por registros geofísicos, de mediciones petrofísicas y de laboratorio puedan contener cierta exactitud, las muestras colectadas pueden ser solo representativas de las partes homogéneas del yacimiento.

Ejemplificando lo anterior, se puede decir que un núcleo de cuatro pulgadas de ancho no es necesariamente una muestra representativa de la historia de una delta o de planos supuestos de canales en un meandro o de los depósitos de un ambiente de costa.

Últimamente en raras ocasiones las mediciones de porosidad, de saturación y de otros factores que afectan el flujo de fluidos pueden ser aplicadas de manera directa. Los procesos de convección y difusión sobre bases geológicas generalmente aseguran una medida de equilibrio químico en las acumulaciones de hidrocarburos. Los gradientes de composición de los fluidos son generalmente continuos y homogéneos en su variación.

Algunos pozos son escogidos para proveer una selección de pruebas representativas de fluidos. Por lo tanto la selección y análisis de las muestras representa una fuente de incertidumbre.

Acumulaciones con gradientes iniciales de composición o con disturbios ocurridos por la producción pueden incrementar el riesgo de ser consideradas representativas cuando en realidad no lo son.

6.8 RECUPERACIÓN EN UN YACIMIENTO.

La recuperación es resultado de la estructura del yacimiento, de los fluidos que contiene y de la estrategia de drenaje. Los efectos de localización, densidad y drenaje de los pozos, el desplazamiento de los fluidos y las caídas de presión con sus perfiles de producción e inyección pueden ser modelados numéricamente cuando un yacimiento es definido como cerrado. Cuando un yacimiento es pobremente definido, pueden emplearse métodos de balance de materia o algunos menos precisos para la evaluación del factor de recuperación.

6.9 DERECHOS SOBRE LAS RESERVAS.

Conforme a ciertos acuerdos, la producción y reservas son calculadas y comparadas entre los operadores para evaluar el beneficio de los proyectos. El gobierno de acuerdo con los derechos progresivos toma la producción que comparte en los acuerdos. La incertidumbre expresada en estos derechos está ligada a los costos, precios de los hidrocarburos y ritmos de producción en el tiempo.

Un derecho progresivo, es aquel que al mismo tiempo que evolucionan las condiciones sociales y económicas, se va actualizando.

La empresa gubernamental, Petróleos Mexicanos, tiene plena libertad de gestión en su organización y funcionamiento, en el manejo y explotación de sus bienes para la realización de su objeto, siempre dentro del marco normativo que se desprende del Artículo 27° Constitucional en el ramo del petróleo.

En consecuencia, está facultado para realizar las operaciones relacionadas directa o indirectamente con las industrias petroleras y petroquímicas, para celebrar toda clase de actos, convenios y contratos, suscribir títulos y realizar operaciones de crédito, emitir obligaciones y llevar a cabo todos los actos jurídicos requeridos para la realización de su objeto; podrá también disponer de su patrimonio pero cuando tal disposición implique la transmisión de la propiedad o la afectación con gravámenes reales, tratándose de bienes inmuebles, Petróleos Mexicanos someterá al Ejecutivo Federal el Derecho de desincorporación respectivo.

Por otra parte, la norma jurídica establece la prohibición expresa a cargo de los funcionarios de Petróleos Mexicanos, de efectuar pagos o adquirir compromisos que no estén previstos en el presupuesto anual de egresos o en los programas de inversiones aprobados.

La Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y organismos subsidiarios, dispone la competencia de las autoridades federales y la aplicación de las leyes del mismo rango en todos los actos, convenios y contratos en que intervenga el organismo, exceptuándolo de otorgar garantías en los casos de controversias, independientemente de que los ordenamientos legales así lo exijan.

La Ley Reglamentaria del Artículo 27° Constitucional en el ramo del petróleo, otorga facultades al organismo para celebrar con personas físicas o morales los contratos de obra y de prestación de servicios que las necesidades de las actividades inherentes a la industria petrolera requieran, sin embargo existe la expresa prohibición de que los pagos se traduzcan en porcentajes aplicados a los productos o participación en los resultados de la explotación.

La ley declara a la industria petrolera de utilidad pública y le otorga el carácter de prioritaria, para cuyo efecto expresamente se autoriza la expropiación mediante la indemnización legal correspondiente.

La misma Ley Reglamentaria otorga facultades expresas al Ejecutivo Federal en cuanto a la asignación de terrenos para fines de exploración y explotación, en la inteligencia de que para el reconocimiento y exploración superficial de los terrenos, en caso de oposición del poseedor o del propietario, bastará con que Petróleos Mexicanos otorgue una fianza para que el Ejecutivo Federal lo autorice para llevar a cabo el reconocimiento y exploración superficial.

La asignación de terrenos es el acto por virtud del cual el Estado otorga a Petróleos Mexicanos autorización para explorar y explotar el subsuelo petrolero de determinados terrenos por el plazo máximo de treinta años, prorrogable a petición de Petróleos Mexicanos.

Si los terrenos se encuentran comprendidos dentro de las zonas de reservas petroleras, la asignación se hará previo decreto de desincorporación.

Existe prohibición absoluta de ceder, traspasar o enajenar en cualquier forma las asignaciones, los derechos u obligaciones que de éstas se deriven porque tienen el carácter de inalienables siendo nulos los actos jurídicos que impliquen en, embargo, enajenación, gravamen o compromiso, de cualquier especie, en relación con el petróleo que no ha sido extraído de los yacimientos.

6.10 SELECCIÓN DE UNA FUNCIÓN DE PROBABILIDAD (FDP).

En cálculos probabilísticos de reservas, el estimador debe especificar una función de distribución que sea apta para la información disponible. Actualmente las herramientas modernas, permiten una selección entre una amplia gama de posibilidades: normal, logarítmica-normal, triangular, Poisson, etc.

Los siguientes pasos permiten tener una guía en la selección de la distribución:

1. La FDP como una suma grande de cantidades independientes de la misma magnitud tiende a ser una distribución normal. Por ejemplo: Una gran cantidad de reservas de campos del mismo tamaño en un portafolio de proyectos. De la misma manera, la FDP de la suma de logaritmos tiende a una distribución normal.
2. Un producto de factores independientes, donde sus logaritmos son de la misma magnitud tienden a una distribución logarítmica-normal. Por ejemplo: los factores que son afectados por productos son las reservas de una acumulación de hidrocarburos y la permeabilidad de un medio poroso.

3. La distribución normal, logarítmica-normal y alguna otra deben ser aplicadas últimamente para reflejar la incertidumbre subyacente. Así mismo cuando una distribución contiene valores negativos y las cantidades están definidas positivamente, la distribución debe modificarse hasta que represente la realidad.
4. La FDP en práctica, es comúnmente ajustada a una distribución triangular, particularmente cuando la información es limitada.
5. Cuando la distribución de probabilidad no es determinada es conveniente utilizar una distribución uniforme aunque generalmente no se ajustan a la realidad.

Un error común cuando se trabaja con información pobremente definida es el bajo estimar de los posibles rangos de incertidumbre para cada parámetro.

La distribución de la información bruta puede describir mejor los rangos de incertidumbre que la distribución proporcionada por el promedio de la información corregida con una perspectiva geológica, ya que esta información filtra los límites del espectro (TABLA 6.1). Es preciso señalar que la información bruta puede presentar datos completamente erróneos derivados de una serie de causas externas.

TABLA 6.1 INCERTIDUMBRE EN LOS PARÁMETROS DEL YACIMIENTO.

RANGOS TÍPICOS DE	INCERTIDUMBRE EN	LOS PARÁMETROS
<i>Parámetro</i>	<i>Rango</i>	<i>Fuente</i>
Volumen bruto de roca	+/- 30%	Sísmica 3D Sísmica 2D
Espesor neto	+/- 20%	Registros en pozos
Porosidad	+/- 15% sobre medida +/- 10%	Registros geofísicos Núcleos
Saturación de hidrocarburos	+/- 20%	Registros en pozos
Factor de volumen	+/- 5%	Análisis PVT

Directrices a considerar (TABLA 6.2):

1. Hacer una decisión consciente aplicando la ingeniería sobre la gama y la forma de las distribuciones de entrada para el cálculo volumétrico.
2. No confundir las medidas de centralización: media, moda y mediana.
3. Evitar distribuciones que se extienden al infinito.
4. Verificar que los rangos de los parámetros introducidos no describen más allá de la categoría seleccionada.

TABLA 6.2 DESCRIPCIÓN DE PARÁMETROS PROBABILÍSTICOS Y DE DISPERSIÓN.

PARÁMETRO PROBABILÍSTICO	DESCRIPCIÓN
Probabilidad	Es el grado sobre el cual un evento puede ocurrir, es moderado por la relación entre el número de casos favorables y el número de casos posibles. Las probabilidades utilizadas para estimar las reservas son subjetivas, ya que son calculadas en base a una probabilidad de un resultado predicho.
Función de densidad probabilidad(FDP)	Probabilidad en función de una o más variables como en el caso del volumen de hidrocarburos.
Función de distribución de probabilidad acumulada(FDP)	Para cada posible valor de una variable, la fdp asigna una probabilidad la cual la variable no excede. La SPE/WPC en sus definiciones de reservas establece el uso de esta función en el empleo de los métodos probabilísticos, la cual debe tener una probabilidad del 90% que las cantidades recuperadas deben exceder o ser iguales a las cantidades estimadas.
Medidas de centralización	Las diferentes medidas de centralización coinciden únicamente cuando la FDP es simétrica. Este caso se presenta raramente y en la mayoría de los casos este comportamiento es diferente.
Media o valor esperado	La media es conocida como expectativa o valor esperado. Es el valor promedio de todo el rango de probabilidades. Ponderado con la ocurrencia de las probabilidades.

	$media = \sum_{i=1}^n X_i P(X_i)$ <p style="text-align: right;">(6.1)</p> <p>ó</p> $\int XP(X)dX$ <p style="text-align: right;">(6.2)</p> <p>Donde:</p> <p><i>X</i>: Es el valor de la reserva. <i>P(X)</i>: Es la probabilidad de <i>X</i>.</p> <p>La media es el valor más importante de centralidad. Su comportamiento es como una sola media determinística y puede ser el valor buscado sin optimismo o pesimismo involucrado, con el cual se pueden expresar las reservas.</p>
Moda o valor más probable	Moda es el nombre con el que se reconoce el más probable valor. Es en este valor donde la FDP tiene su máximo valor.
Mediana(P50)	Es el valor en el cual la probabilidad de que el resultado sea máximo o mínimo es igual.
P90	Es una cantidad en la cual existe una probabilidad, cuota o porcentaje del 90%, en la cual las cantidades recuperadas exceden o son iguales a las estimadas. Esto corresponde con la probabilidad de las reservas probadas.
MEDIDAS DE DISPERSIÓN	
Percentiles	Es una cantidad en la cual existe una probabilidad, cuota o porcentaje, en la cual las cantidades recuperadas exceden o son iguales a las estimadas.
P50 o mediana	Es una cantidad en la cual existe una probabilidad, cuota o porcentaje del 50%, en la cual las cantidades recuperadas exceden o son iguales a las estimadas.
P10	Es una cantidad en la cual existe una probabilidad, cuota o porcentaje del 10%, en la cual las cantidades recuperadas exceden o son iguales a las estimadas.
Varianza	<p>La varianza es calculada sumando los cuadrados de las diferencias entre los valores de la media, calculando el promedio aritmético.</p> $S^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \mu_i)^2}{n} = \int_a^b (X - \mu)^2 f(x)dx$ <p style="text-align: right;">(6.3)</p> <p>Donde:</p> <p><i>x</i>=Reserva <i>μ</i>= Media <i>f(x)</i>= FDP</p>
Desviación estándar	Corresponde a la raíz cuadrada de la varianza.

6.11 RIESGOS E INCERTIDUMBRE EN PROYECTOS PETROLEROS.

La industria petrolera requiere de estrategias para invertir dinero a fin de maximizar las ganancias. Como ejemplo, se pueden mencionar los proyectos del mar del Norte, donde se han invertido millones de dólares para reducir los costos y aumentar los márgenes de ganancias en condiciones de alto riesgo.

Los proyectos que conforman un presupuesto de inversión tienen como meta aumentar los beneficios por concepto de aumento de los ingresos y disminución de los costos, de esta forma, se logra maximizar el margen de ganancia de la cartera de inversión. Existen elementos que se deben tomar en cuenta en el manejo del portafolio:

1. Obtener el mayor provecho de los recursos disponibles.
2. Cumplir con los requerimientos volumétricos del mercado.
3. Minimizar el riesgo del portafolio.
4. Maximizar el valor agregado del portafolio.
5. Cumplir con estándares de protección ambiental, políticos, sociales y coyunturales.

Generalmente la consolidación de la cartera de inversión se basa en un modelo determinístico o discreto, que no toma en cuenta algunos elementos de riesgo asociados a cada proyecto y que pueden afectar la rentabilidad del portafolio. Para cuantificar el riesgo existen modelos de simulación probabilística y no probabilística que miden el impacto global de los posibles eventos de riesgo dentro de la rentabilidad de los proyectos.

Los modelos probabilísticos se basan en la asignación de probabilidades a cada suceso posible y utilizan métodos estadísticos para su desarrollo. Entre los métodos más utilizados se encuentran el valor presente neto esperado, varianza del valor presente neto y análisis probabilístico de sensibilidades (árbol de decisión y simulación Montecarlo).

Los modelos no-probabilísticos se basan en la creencia o percepción del evaluador complementadas con una metodología de análisis. Los más importantes son:

- a) Tasa ajustada al riesgo.
- b) Análisis de sensibilidad.
- c) Gráfico de tornado.
- d) Propagación de errores.

El proceso de toma de decisión dentro de un marco de incertidumbre tiene las incógnitas siguientes:

1. Posibilidad de obtener un resultado diferente al estimado de manera determinística.
2. Existen riesgos asociados y de manejo.

Es necesario conocer las acciones para minimizar la probabilidad de que ocurra un evento fortuito que pueda reducir el atractivo económico.

En aquellos casos donde este tipo de evento no puede ser manejado, es conveniente estar consciente del riesgo a asumir si se ejecuta el proyecto. Inclusive en algunas

oportunidades, donde la probabilidad de ocurrencia y su impacto es alta, un análisis de este tipo puede conducir a la redefinición del proyecto. Para la obtención de un portafolio óptimo se hace necesario conjugar una evaluación individual de los proyectos con la metodología de análisis de riesgo y técnicas de optimización. En el área de Exploración y Producción el objetivo fundamental de la aplicación de la metodología de análisis de riesgo debe estar orientado a manejar la incertidumbre asociada a los siguientes aspectos:

- a) Incertidumbre en los modelos físicos utilizados para describir la naturaleza de los procesos: Es difícil captar e incorporar toda la física a través de un modelo, principalmente por razones de complejidad y desconocimiento. Esto indica que los modelos presentan una incertidumbre que debe ser manejada con precaución.
- b) Incertidumbre en los parámetros requeridos por los modelos: Dependiendo del tipo de proceso, los parámetros requeridos por los modelos físicos pueden ser medidos en forma continua o discreta. Sin embargo, en muchas ocasiones no se pueden obtener toda la información requerida por los modelos. Por esta razón surge la necesidad de estimar los datos requeridos en función de valores medidos en otros pozos o circunstancias. Incluso en la mayoría de los casos se recurre a estimaciones tomando como base el conocimiento y experiencia de expertos. Todo lo anterior origina que sea necesario considerar y evaluar la incertidumbre presente sobre los indicadores que se utilizan para la toma de decisión. Experiencias de campo han demostrado que la incertidumbre en los datos de producción puede ser cercana a un 30%.

6.12 CÁLCULO PROBABILÍSTICO DE RESERVA ORIGINAL.

Debido a las incertidumbres inherentes a la descripción estática de un yacimiento, el estimado de la cantidad de hidrocarburos inicialmente mostrará, frecuentemente, una distribución no simétrica alrededor de un punto central el cual se define frecuentemente como el valor esperado o el caso base.

La extensión de los hidrocarburos en sitio se especifica reportando un valor máximo y un mínimo adicionalmente al valor esperado. Para encontrar la distribución probabilística de hidrocarburos en un campo o yacimiento, se emplea el modelo clásico de Montecarlo o las técnicas geoestadísticas de simulación condicional de las propiedades. Es común un nivel de incertidumbre de +/- 25%. La distribución de área de hidrocarburos en campo o yacimiento debe ser estudiada. Esto permite una adecuada planificación de instalaciones en tierra o costa fuera.

6.12.1 MÉTODO DE MONTECARLO.

El método de Montecarlo permite resolver problemas matemáticos mediante la simulación de variables aleatorias.

Montecarlo y su casino están relacionados con la simulación. La ruleta, juego estrella de los casinos, es uno de los aparatos mecánicos más sencillos que nos permiten obtener números aleatorios para simular variables aleatorias.

El uso de los métodos de Montecarlo como herramienta de investigación, proviene del trabajo realizado en el desarrollo de la bomba atómica durante la Segunda Guerra Mundial en el Laboratorio Nacional de los Álamos en E.UA.

En 1930 Enrico Fermi y Stanislaw Ulam desarrollaron las ideas básicas del método.

John Von Neumann, en los años 40 y con los primeros ordenadores, aplica la simulación para resolver problemas complejos que no podían ser resueltos de forma analítica.

Una de las primeras aplicaciones de este método a un problema determinista fue llevada a cabo en 1948 por Enrico Fermi, Ulam y Von Neumann cuando consideraron los valores singulares de la ecuación de Schrödinger.

Aún con la aparición de los ordenadores en los años 40 y 50, la simulación aun conociéndose no pudo ser aplicada de forma satisfactoria.

La simulación permite abordar desde problemas sencillos hasta problemas muy complicados. Algunos de estos problemas permiten una solución “a mano” aunque la mayoría de los casos requieren el uso de ordenadores.

Este método de simulación numérica se utiliza para extender los datos de una muestra usando la información disponible o una distribución estadística de los datos, basándose en la generación de números aleatorios.

La simulación de Monte Carlo es una técnica que a diferencia de los árboles de decisión solo muestra unos cuantos escenarios de todos los posibles, permite visualizar una gran cantidad de posibles escenarios en caso de presentarse algún valor particular para alguna de las variables.

Es una técnica que considera todo el rango de posibles valores de parámetros como: la producción, el precio, los costos, las inversiones, entre otras, de acuerdo a sus distribuciones de probabilidad.

La importancia actual del método Montecarlo se basa en la existencia de problemas que tienen difícil solución por métodos exclusivamente analíticos o numéricos, pero que dependen de factores aleatorios o se pueden asociar a un modelo probabilística artificial (resolución de integrales de muchas variables, minimización de funciones, etc.).

El fundamento del método de Montecarlo y de la simulación son los números aleatorios, los cuales pueden obtenerse de tablas de números, generadores y de números pseudoaleatorios.

Ventajas:

1. Es un método directo y flexible.
2. Existe un amplio abanico de programas y lenguajes destinados a simular.
3. Cuando el modelo matemático es demasiado complicado la simulación permite obtener una aproximación.
4. La simulación nos permite formular condiciones extremas con riesgos nulos.
5. La simulación no interfiere con el mundo real. Permite experimentar.
6. Permite estudiar la interacción entre las diferentes variables del problema.

7. Mediante la simulación podemos “influir en el tiempo” de los procesos.
8. La simulación permite resolver problemas que no tienen solución analítica.

Desventajas:

1. Una buena simulación puede resultar muy complicada, gran número de variables.
2. La simulación no genera soluciones óptimas globales.
3. No proporciona la decisión a tomar, sino que resuelve el problema mediante aproximación para unas condiciones iniciales.
4. Cada simulación es única, interviene al azar.

El algoritmo del método de Montecarlo es el siguiente:

1. Definir el dominio de valores de la variable aleatoria.
2. Generar muestreos de la variable aleatoria según cierta densidad de probabilidad especificada.
3. Realizar cálculos deterministas usando los valores de variable aleatoria resultantes del muestreo.
4. Agregar los resultados de los cálculos individuales al resultado final.

PROCEDIMIENTO (EJEMPLO).

- 1.- Determinar la distribución probabilística de cada variable, bien sea con los datos muestrales o asumiendo una distribución definida (FIGURA 6.2).

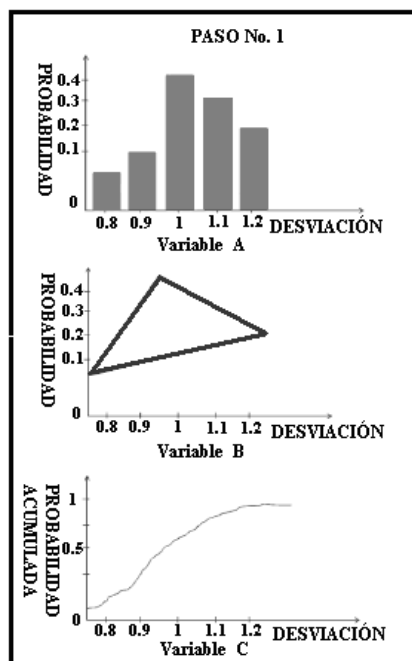


FIGURA 6.2 Gráficas Probabilidad vs. Desviación de las variables A, B y C. (Paso 1)

2.- Mediante la información anterior determinar la probabilidad acumulada para cada variable (FIGURA 6.3).

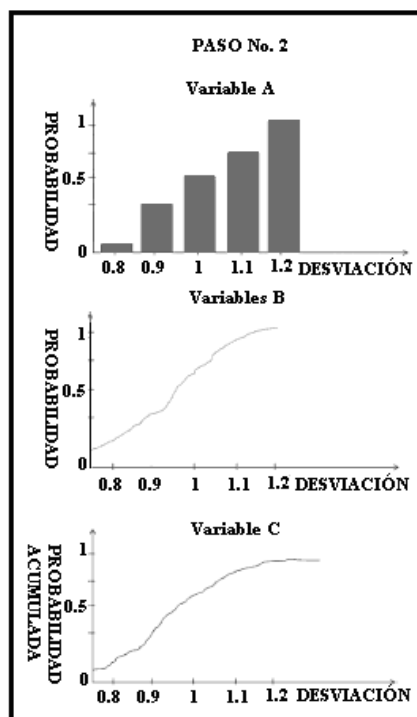


FIGURA 6.3 Gráficas Probabilidad vs. Desviación de las variables A, B y C. (Paso 2)

3.- Establecer el número de iteraciones a efectuar (1000 iteraciones se consideran adecuadas).

4.- Generar un número aleatorio para cada variable independientemente, los números aleatorios van del 0 al 1, con varios decimales. El valor generado del número aleatorio será el valor de la probabilidad acumulada para cada variable.

5.- Utilizar la información de probabilidad acumulada de cada variable que corresponde con el número aleatorio (FIGURA 6.4).

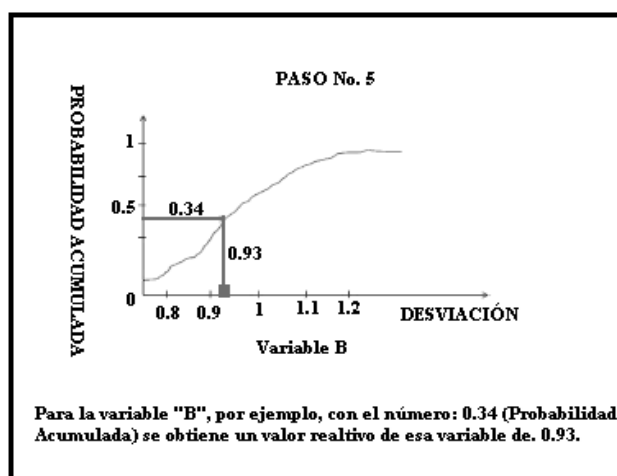


FIGURA 6.4 Gráfica Probabilidad vs. Desviación de la variable B. (Paso 5)

6.- Multiplique ese valor relativo por el valor original de la respectiva variable, esto dará como resultado un valor nuevo de la variable. Una vez realizada la misma operación para el resto de las variables, realizar los cálculos necesarios y almacenar el resultado y el valor de cada variable.

Por ejemplo: supongamos que el valor original de la variable es: 7.000MMBls, el nuevo valor resultante será $7000 * 0.93 = 6.510 \text{ MMBLS}$.

7.- Repetir los pasos del 4 al 6 hasta que se haya completado todas las iteraciones establecidas.

8.- Dada la dificultad de interpretar todos esos datos simultáneamente, determinar la media, desviación estándar, el recorrido y los valores límites.

Para la determinación de la media y la desviación estándar utilizar las fórmulas para los datos agrupados. La diferencia entre los valores máximo y mínimo es el recorrido. Y los valores límites serán el resultado de establecer los límites de confianza.

9.- Realizar una gráfica de probabilidad para cada variable y para los resultados de los cálculos. Para la obtención de la probabilidad referida a determinado valor, individualmente para cada variable o resultado, se contabiliza el número de veces que se repite dicho valor y se divide en el total de las iteraciones. Con esta información podemos construir la gráfica de probabilidad respectiva.

La data para la probabilidad acumulada es el resultado de sumar los valores de probabilidad en determinado sentido, el cual puede ser del menor valor de la variable hacia el mayor o viceversa. Y con estos datos se puede construir la gráfica de probabilidad acumulada respectiva (TABLA 6.3 Y 6.4).

Ejemplo:

TABLA 6.3 FRECUENCIA, FRECUENCIA ACUMULADA DE CADA

VARIABLE B	FRECUENCIA	FRECUENCIA ACUMULADA
800	8	8
500	5	8
1025	8	16
1075	11	27

TABLA 6.4 PROBABILIDAD Y FRECUENCIA ACUMULADA DE CADA VARIABLE.

VARIABLE B	PROBABILIDAD	FRECUENCIA ACUMULADA
800	0.8	0.08
500	0.5	0.08
1025	0.8	0.16
1075	0.11	0.27

(100 ITERACIONES.)

10. Tabular la media, los límites y los resultados con su respectiva probabilidad de ocurrencia, datos obtenidos de las gráficas respectivas (TABLA 6.5 Y 6.6).

TABLA 6.5 LÍMITES INFERIOR Y SUPERIOR, PROBABILIDAD DE CADA VARIABLE

VARIABLE	LÍMITE INFERIOR	PROB. %	MEDIA	PROB. %	LÍMITE SUPERIOR	PROB. %
VOLUMEN (MMBlS)	50.0	5.0	85.0	85.0	105.0	7.0
INVERSIÓN (MMS)	7.200	8.500	40.0	40.0	9.800	10.0

Donde:

PROB. %= Probabilidad.

TABLA 6.6 LÍMITES INFERIOR Y SUPERIOR, PROBABILIDAD DE CADA VARIABLE.

VARIABLE	LÍMITE INFERIOR	PROB. %	MEDIA	PROB. %	LÍMITE SUPERIOR	PROB. %
VPN (MMS)	-50.0	5.0	85.0	185.0	305.0	7.0
TIR (MMS)	8.0	8.0	40.0	25.0	84.0	10.0

6.13 MÉTODOS DE AGREGACIÓN

Las cantidades de aceite y gas son generalmente estimadas y categorizadas según la certeza de la recuperación dentro del depósito o porciones individuales del mismo; esto es mencionado como la evaluación del “nivel del yacimiento”.

La suma adicional es aplicada para producir totales para áreas, países y compañías; éstos son generalmente mencionados como “niveles de los recursos”. La distribución de la incertidumbre de las estimaciones individuales a cada nivel puede diferir ampliamente, en dependencia de la geología y la madurez de los recursos. Este proceso de suma acumulada es generalmente mencionado como “agregación”.

Dos métodos generales de agregado pueden aplicarse: suma aritmética de las estimaciones por categoría y agregado estadístico de distribuciones de incertidumbre.

Existe divergencia significativa en los resultados de aplicar estos métodos alternativos. En el agregado estadístico, P90 (grado alto de la certeza) las cantidades del agregado siempre son mayores que la suma aritmética de las cantidades del nivel del depósito, y en el P10 (grado bajo de la certeza) del agregado siempre es menor que la suma aritmética de las cantidades evaluadas a nivel del depósito.

Este efecto en la cartera, es el resultado del teorema del límite central en el análisis estadístico. El promedio (promedio aritmético) de las sumas sirve para la suma de los medios; es decir, no existe ningún efecto de cartera en agregar valores.

Los métodos de agregado utilizados dependen del propósito de negocio. Se recomienda que los resultados de evaluación no incorporen agregado estadístico más allá del campo, propiedad, o nivel de proyecto.

Varias técnicas son disponibles para agregar un campo basado en métodos deterministas y/o probabilistas, o proyectando los resultados de evaluación por unidad de negocio detallada o análisis de cartera corporativa donde los resultados incorporan los beneficios del tamaño de la cartera y diversificación. El agregado debe incorporar el grado de dependencia.

Los análisis fundamentales deben estar disponibles, así como las comparaciones de los resultados de agregados aritméticos y estadísticos, siendo valiosos al evaluar el impacto del efecto de cartera. Si el método usado es determinista o está basado en la probabilidad, se debe tener cuidado en evitar una predisposición sistemática en el proceso de estimación.

El valor monetario asociado con estas recuperaciones es dependiente del calendario de producción y flujo de fondos para cada proyecto; las cantidades no pueden ser una indicación directa de las distribuciones de incertidumbre correspondientes al valor agregado.

6.13.1 ADICIÓN DE RECURSOS.

Las cantidades de crudo clasificadas como reservas, recursos eventuales, o recursos en perspectiva no deben agregarse mutuamente sin análisis de las diferencias significativas en los criterios asociados con su clasificación.

En particular, puede existir un riesgo significativo en acumulaciones que contengan recursos eventuales y/ o recursos en perspectiva, no logrando producción comercial. Los riesgos de descubrimiento y comercialización asociados, se definen cuantitativamente, las técnicas estadísticas pueden ser aplicadas para incorporar proyectos individuales en el análisis del volumen y valor de la cartera.

7. APLICACIÓN: POTENCIAL DE RESERVAS 2P A INCORPORAR (CAMPO AYATSIL).

INTRODUCCIÓN.

Para las compañías de exploración y producción, es prioritaria la clasificación de las Reservas de hidrocarburos, ya que con base a éstas, pueden respaldar su valor económico, mostrándose como empresas capaces de generar ganancias. Por lo anterior en el presente trabajo se han documentado los lineamientos utilizados para la evaluación y clasificación de reservas.

Las Reservas de hidrocarburos no se mantienen fijas en el tiempo, ya que como se ha mencionado, los factores a los cuales están sujetas, principalmente el económico, varían en el tiempo, por lo que Reservas que en un momento dado fueron clasificadas como Probables podrían cambiar a Probadas, así como las Posibles, podrían hacerlo a Probables o Probadas, todo depende de si al momento de la evaluación resultan rentables.

Es importante recalcar que se deben de hacer evaluaciones periódicas de los proyectos, en las que se actualicen los valores de las Reservas y de los precios de los hidrocarburos, ya que como se ha mencionado estos no se mantienen fijos en el tiempo, por lo que al no tomar en cuenta estos cambios se puede provocar pérdidas económicas innecesarias.

Como sabemos la extracción de hidrocarburos, es lo que le proporcionan un beneficio económico a la industria, y mediante ella se puede garantizar la estabilidad de la empresa durante un cierto número de años.

Un factor importante, a considerar, cuando se está realizando la evaluación económica de las Reservas es el Riesgo asociado a la misma, el entenderlo puede hacer la diferencia entre una buena o mala decisión además de que nos permite comprender también las incertidumbres de las variables que intervienen en la evaluación y estar preparados ante cualquier escenario que pudiera presentarse, por más adverso que este fuera.

A lo largo de este capítulo se desarrollará un programa de evaluación económica de un proyecto de explotación petrolero. En primera instancia se obtendrán los volúmenes originales y las reservas de hidrocarburos, para la categoría de Probadas y Probables, cumpliendo en todo momento con los lineamientos que se analizaron a lo largo del trabajo, posteriormente se realizará la evaluación conveniente, para finalmente concluir si el proyecto es rentable o no.

Una vez calculado el valor del volumen original y la estimación de las reservas recuperables mediante la estimación de un factor de recuperación de las Reservas, se procede al cálculo del número óptimo de pozos. Los pozos se pondrán a producir inmediatamente después de su terminación, su producción comenzará a declinar desde el primer mes y el factor de declinación variará de acuerdo al vaciamiento del yacimiento). Una vez conocidas las inversiones para el desarrollo de los campos, las instalaciones de desarrollo y para manejo de producción, transporte, almacenamiento y

distribución necesarias, salarios de los trabajadores requeridos y demás inversiones, se determinan los perfiles de producción de gas, aceite y condensado, y se procede a calcular los indicadores de rentabilidad del proyecto. Los cálculos se realizan en primera fase, de manera sencilla, en Excel, y posteriormente se utiliza software especializado de la compañía Schlumberger para hacer la evaluación más detallada.

DATOS DEL CAMPO.

TABLA 7.1 DATOS DEL CAMPO.

UBICACIÓN	Aguas territoriales del Golfo de México, a 130 kilómetros al Noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche, tirante de agua de 114 metros. (FIGURA 7.1).
POZOS	Ayatsil-1 (exploratorio, año 2006). Producción diaria de 4,126.0 barriles de aceite y 0.4 millones de pies cúbicos de gas natural, a través del sistema artificial de explotación denominado bombeo electrocentrífugo (BEC). Ayatsil-DL1 (delimitador, año 2007-2008). Producción diaria de 4,150 barriles de aceite con el sistema artificial BEC. Tekel-1 (exploratorio) con este pozo parte de las reservas probables y posibles se reclasificaron a probadas.
DENSIDAD DEL CRUDO	11 °API
GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	A nivel Cretácico, compuesta por tres altos estructurales cuyos ejes principales están orientados en dirección Noroeste a Sureste. Estas tres estructuras se encuentran unidas hacia el Oriente. El área del complejo estructural mide aproximadamente 91 kilómetros cuadrados y se encuentra limitada hacia el Este por una falla de tipo lateral de rumbo Noreste, y por fallas inversas de rumbo Noroeste a Sureste y Este a Oeste. Al Occidente tiene cierre por buzamiento y la limita la falla de Comalcalco. El pozo Ayatsil-DL1 alcanzó la cima de la Brecha Cretácico Superior a la profundidad de 4,047 metros bajo el nivel del mar. (FIGURA 7.2)

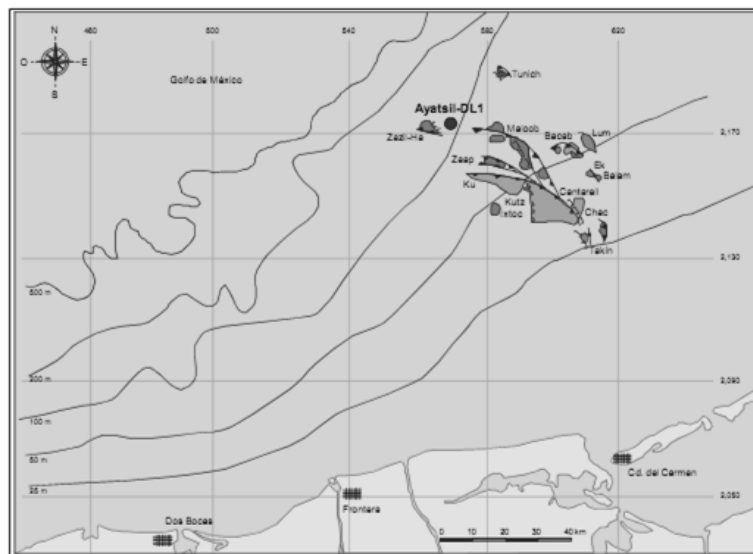


FIGURA 7.1 Ubicación del campo.

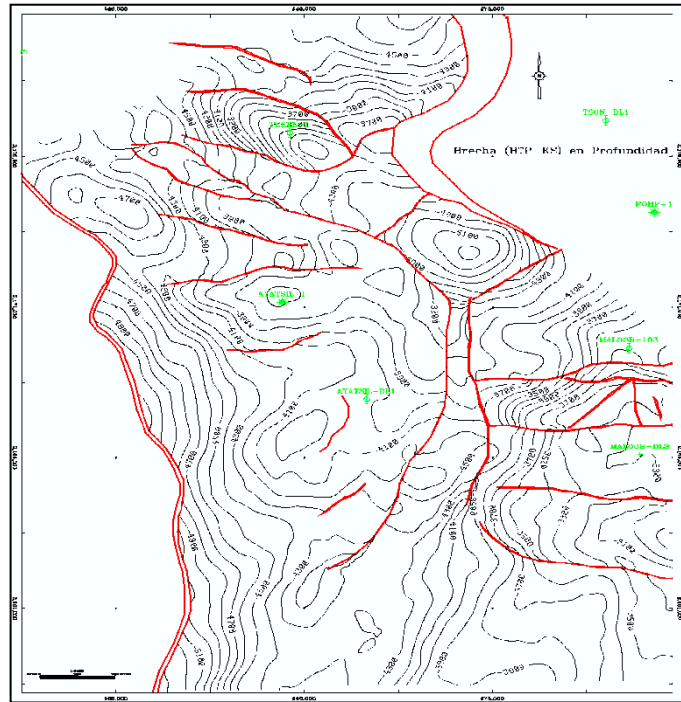


FIGURA 7.2 Configuración estructural a la cima del Cretácico.

ESTRATIGRAFÍA	La columna estratigráfica en el pozo está constituida por sedimentos que van del Jurásico Superior Tithoniano (mudstone arcilloso y bituminoso) al reciente.
TRAMPA	Estructura anticlinal que incluye tres lóbulos alargados orientados sensiblemente de Este a Oeste y limitados cada uno por fallas inversas. El pozo Ayatsil-1 fue perforado en el lóbulo central, mientras que el Ayatsil-DL1 en el lóbulo Sur, a 3,900 metros al Sureste del primero.
ROCA GENERADORA	Jurásico Superior Tithoniano, constituida por lutitas bituminosas y calizas arcillosas, con abundante materia orgánica. (FIGURA 7.3).
ROCA SELLO	Las rocas que actúan como sello de las Brechas del Cretácico Superior corresponden a lutitas color gris verdoso, bentoníticas, plásticas y parcialmente calcáreas de edad Paleoceno.

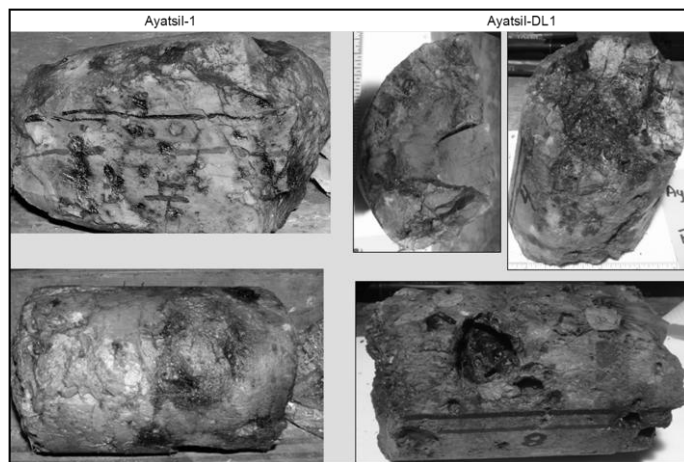
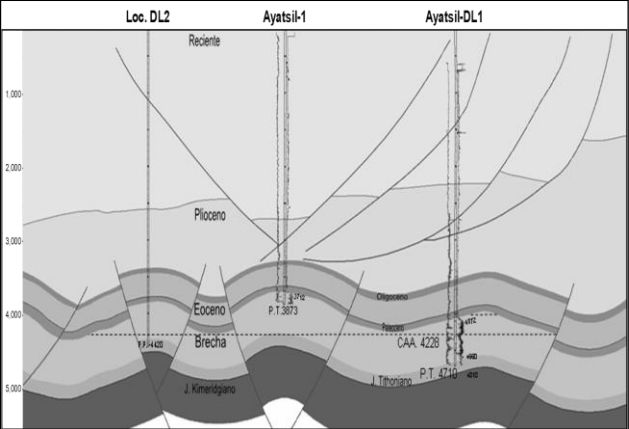
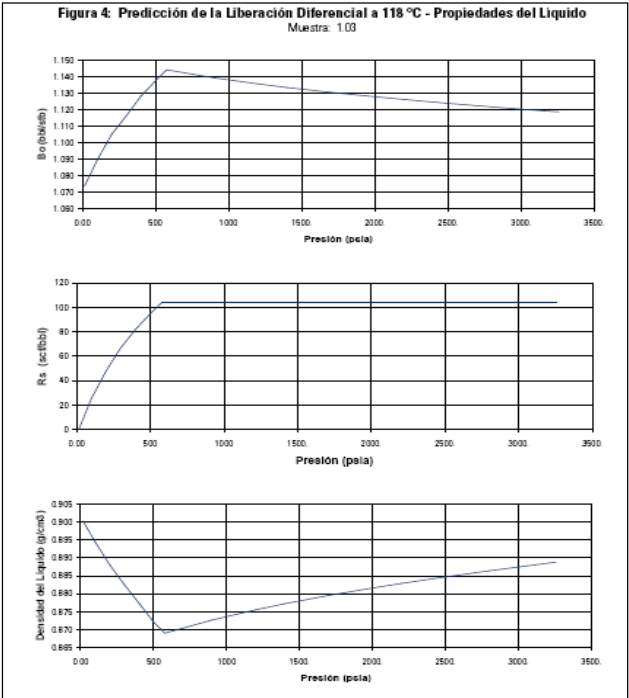
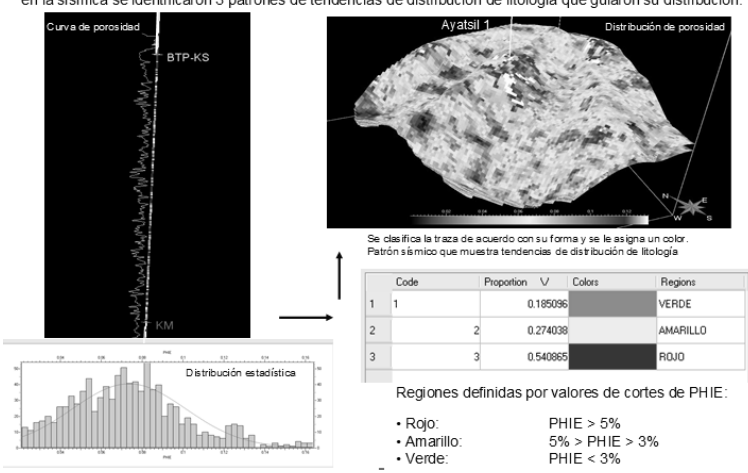


FIGURA 7.3 Núcleos cortados en la formación Brecha Cretácico Superior.

<p>YACIMIENTO</p>	<p>Contacto agua-aceite a la profundidad de 4,228 metros bajo el nivel del mar, en la formación Brecha Cretácico Superior. (FIGURA 7.4).</p>  <p>FIGURA 7.4 Sección estructural del campo mostrando la posición de contacto agua-aceite.</p> <p>La porosidad resultante de la distribución de la propiedad varía de 2 a 16 por ciento. Yacimiento de aceite bajosaturado con una presión inicial de 229.4 kilogramos por centímetro cuadrado (kg/cm²) y una presión de saturación de 40.6 kg/cm² a una temperatura de 104°C.</p>
<p>PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO</p>	<p>Análisis de Presión-Volumen-Temperatura (PVT) denominado "Express". (FIGURA 7.5).</p>  <p>FIGURA 7.5 Propiedades PVT pozo Ayatsil 1.</p>
<p>HISTORIA PRESIÓN – PRODUCCIÓN</p>	<p>Este campo cuenta solo con el pozo que fue el descubridor, sin que se encuentre en producción actualmente, por esta razón no se cuenta con datos de producción y de presión.</p>
<p>TIPO DE EMPUJE</p>	<p>Dado que no existe una historia de presión- producción que nos permita identificar los mecanismos de empuje presentes en el yacimiento se considera por analogía que estarán presentes la expansión del sistema roca-fluidos y un acuífero asociado.</p>

<p>VOLÚMENES ORIGINALES Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS</p>	<p>Los valores de porosidad y saturación de agua fueron calculados para los intervalos de espesores netos y brutos. Los valores petrofísicos promedios fueron utilizados para estimar el volumen original de aceite. (FIGURA 7.6).</p> <p>El modelo geológico fue poblado con los valores de porosidad medida en el pozo y varía de 2 a 16%, también en la sísmica se identificaron 3 patrones de tendencias de distribución de litología que guiaron su distribución.</p>  <p>FIGURA 7.6 Distribución de propiedades en el modelo geológico.</p>
<p>PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN</p>	<p>Los pronósticos de producción fueron determinados mediante un modelo de simulación de flujo para aceite negro, que integra toda la información adquirida de geofísica, geología e ingeniería. Un aspecto importante en la estimación de los pronósticos de producción es la utilización de tablas hidráulicas que consideran el sistema artificial de bombeo electrocentrífugo (BEC).</p>
<p>DETERMINACIÓN DE LÍMITES HORIZONTALES Y VERTICALES</p>	<p>El límite vertical empleado para las reservas probadas (1P) es de 4220 mvbnm correspondiente a la base del intervalo disparado número 2 del pozo Ayatsil DL1, para las reservas probadas+probables (2P) y probadas+probables+posibles (3P) el límite vertical se consideró a 4,228 mvbnm obtenido por registro geofísico (disminución de la curva de resistividad) del pozo Ayatsil 1. (FIGURA 7.7).</p>
<p>ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN DEL CAMPO</p>	<p>Se consideraron tres octópodos para perforar 22 pozos de desarrollo, teniendo actividades de manera simultánea en las diferentes plataformas, la primera producción entraría en el año 2013. Se considera el BEC como sistema artificial de producción con una vida útil de 3 años para cada equipo. (FIGURA 7.8).</p>

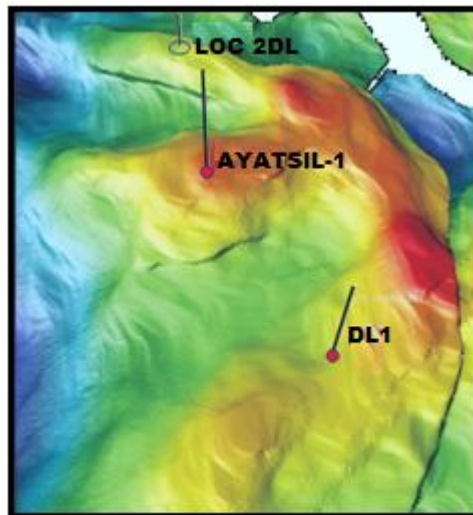


FIGURA 7.7 Localización del pozo Ayatsil DL-1.

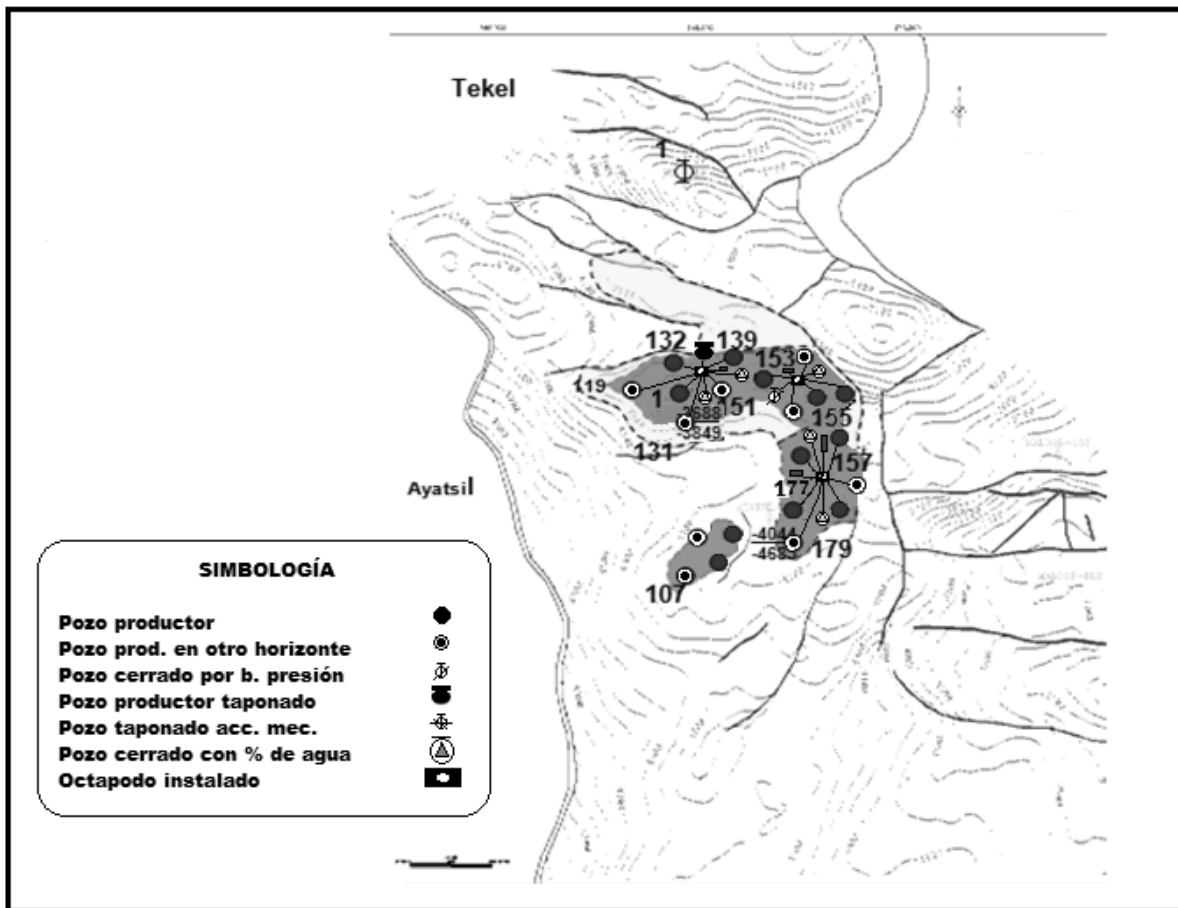


FIGURA 7.8 Configuración geológica con pozos.

RESERVAS DE HIDROCARBURO

TABLA 7.2 RESERVAS DE HIDROCARBUROS ACTUALES, AL 1 DE ENERO DE 2010 DEL CAMPO AYATSIL.

Categoría	Aceite	Gas	PCE
	MMb	MMMpc	MMb
1P	269.4	30.6	275.8
2P	275.8	31.3	282.3
3P	578.7	65.7	592.5

TABLA 7.3 PRODUCCIÓN INICIAL DE CRUDO Y GAS DEL CAMPO AYATSIL.

PRODUCCIÓN INICIAL DE CRUDO (bd)	PRODUCCIÓN INICIAL DE GAS NATURAL (MMpcd)	CUENCA
4150	0.4	SURESTE

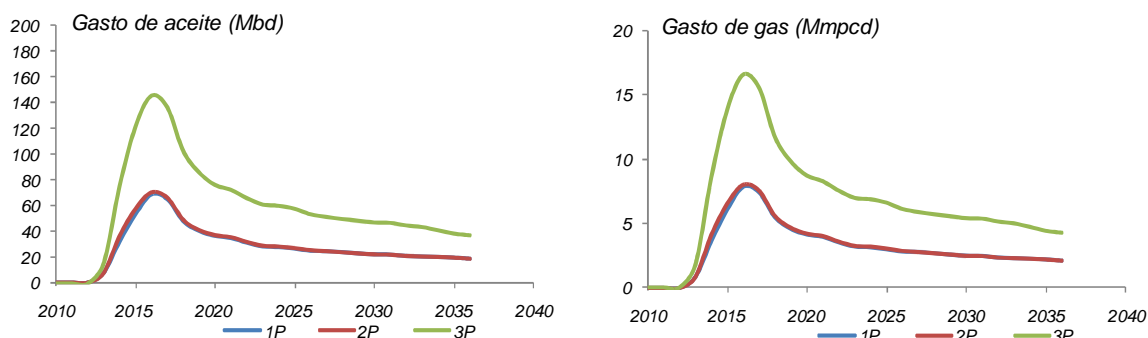


FIGURA 7.9 Perfil de producción por categoría de reserva.

FACTORES DE RECUPERACIÓN

TABLA 7.4 FACTORES DE RECUPERACIÓN.

Categoría	Volumen original		Producción acumulada		Reservas remanentes		Factores de recuperación	
	Aceite	Gas	Aceite	Gas	Aceite	Gas	%	%
	MMb	MMMpc	MMb	MMMpc	MMb	MMMpc		
1P	2,989.3	310.5			269.4	30.6	9.0	9.9
2P	2,989.3	310.5			275.8	31.3	9.2	10.1
3P	3,171.5	329.4			578.7	65.7	18.2	20.0

VARIACIÓN DE LAS RESERVAS

TABLA 7.5 VARIACIÓN DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS.

Categoría	01-ene-09		Producción 2009		01-ene-10		Variación	
	Aceite	Gas	Aceite	Gas	Aceite	Gas	Aceite	Gas
	MMb	MMMpc	MMb	MMMpc	MMb	MMMpc	MMb	MMMpc
1P	88.6	9.2			269.4	30.6	180.7	21.4
2P	275.0	28.6			275.8	31.3	0.8	2.8
3P	578.7	60.1			578.7	65.7	0.0	5.6

TABLA 7.6 RECLASIFICACIÓN DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS.

Categoría	01-ene-09		Producción 2009		01-ene-10		Variación	
	Aceite	Gas	Aceite	Gas	Aceite	Gas	Aceite	Gas
	MMb	MMMpc	MMb	MMMpc	MMb	MMMpc	MMb	MMMpc
<i>PD</i>	0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0
<i>PND</i>	88.6	9.2			269.4	30.6	180.7	21.4
<i>IP</i>	88.6	9.2			269.4	30.6	180.7	21.4
<i>PRB</i>	186.4	19.4			6.4	0.7	-180.0	-18.6
2P	275.0	28.6			275.8	31.3	0.8	2.8
<i>POS</i>	303.7	31.6			302.9	34.4	-0.8	2.9
<i>3P</i>	578.7	60.1			578.7	65.7	0.0	5.6

7.2 CÁLCULO DE LOS FACTORES DE RECUPERACIÓN Y VOLÚMENES ORIGINALES DE HIDROCARBUROS.

Se proporcionan los siguientes datos del yacimiento:

A. Datos

Atotal: 53 [Km²] = 20.48 [mi²] = 13220.137 [Acres]

h: 174.11 [m] = 571.28 [ft]

Sw_i: 0.1932

So=0.8

B_{oi}: 1.107 [BY/BN]

Φ: 7.07 %=0.07

FR= ?%

Donde:

RFE: Recuperación Final Estimada.

A: Área de drenaje (Acres).

H: Espesor promedio de la formación (Pies).

Sw_i: Saturación inicial promedio de agua (Fracción).

B_o: Factor volumétrico inicial de petróleo (BY/BN).

Fr: Factor de recuperación (Fracción).

N: Petróleo original en sitio (bls).

B. Fórmulas

$$N = \frac{7758 * A * h * \Phi * (1 - Swi)}{Boi} \quad (7.1)$$

Donde:

N: Petróleo original en sitio (bls).
7758: Factor de conversión (bls/Acres-pie).
A: Áres de drenaje (Acres).
h: Espesor promedio de la formación (Pies).
Φ: Porosidad (Fracción).
Swi: Saturación irreducible del agua de la roca (Fracción).
Boi: Factor volumétrico de formación de petróleo (BY/BN).

$$Np = N * FR \quad (7.2)$$

$$Np = \frac{7758 * A * h * \Phi * (1 - Swi)}{Boi} * FR \quad (7.3)$$

Donde:

FR: Factor de Recuperación (Fracción).

$$G = \frac{43560 * P * A * h * \Phi * (1 - Swi)}{Z * T} \quad (7.4)$$

$$Gp = G * FR \quad (7.5)$$

Donde:

G: Gas original en sitio (MMpc).
43560: Factor de conversión (MMpc/Acres-pies).
P: Presión del yacimiento (PSI).
A: Áres de drenaje (Acres).
h: Espesor promedio de la formación (Pies).
Φ: Porosidad (Fracción).
Swi: Saturación irreducible del agua de la roca (Fracción).
Z: Factor de compresibilidad del gas (Adimensional).
T: Temperatura del yacimiento (°R).

C. Sustitución

$$N = \frac{7758 * 13220.137 * 571.28 * 0.07 * (1 - 0.1932)}{1.107} = 2,989'173,061.742(bls)$$

De la fórmula 7.2:

$$275,800,000.00 = 2,989'173,061.742 * FR$$

$$FR = \frac{275,800,000.00}{2,989'173,061.742} = 0.092 = 9.2\%$$

TABLA 7.7 DATOS DE CADA ESCENARIO.

ESCENARIO RESERVAS 2P	BASE	2	3	4	5	Unidad
POROSIDAD (Φ)	7.07	8.13	6.01	7.07	7.07	%
ÁREA (A)	13220.137	13220.137	13220.137	13220.137	13220.137	ACRES
SATURACIÓN DE AGUA (S_w)	19.32	19.32	19.32	3.17	35.45	%
ESPESOR (h)	571.28	571.28	571.28	571.28	571.28	FT
FACTOR DE RECUPERACIÓN (FR)	9.2	10.61	7.84	1.52	16.93	%
Boi	1.107	1.107	1.107	1.107	1.107	bl/STB
Ty	519.67	519.67	519.67	519.67	519.67	*R
Py	3257	3257	3257	3257	3257	PSIA
RGA	114.2	114.2	114.2	114.2	114.2	SCF/bl
N	2989.2	3471.9	2604.9	3587.7	2391.6	MMbbls
Np	275.8	368.4	204.2	54.5	404.9	MMbbls
G	310.5	360.5	270.5	372.494	248.34	MMMpc
Gp	31.3	41.8	23.2	6.2	45.9	MMMp39

ESCENARIO RESERVAS 2P	6	7	8	9	Unidad
POROSIDAD (Φ)	7.07	7.07	7.07	7.07	%
ÁREA (A)	13220.137	13220.137	13220.137	13220.137	ACRES
SATURACIÓN DE AGUA (S_w)	19.32	19.32	19.32	19.32	%
ESPESOR (h)	685.53	457.02	571.28	571.28	FT
FACTOR DE RECUPERACIÓN (FR)	11.07	7.38	8.79	9.71	%
Boi	1.107	1.107	1.22	1.10	bl/STB
Ty	519.67	519.67	519.67	519.67	*R
Py	3257	3257	3257	3257	PSIA
RGA	114.2	114.2	114.2	114.2	SCF/bl
N	3587.2	2391.3	2712.3	3008.2	MMbbls
Np	397.1	176.5	238.4	292.1	MMbbls
G	372.496	248.31	281.6	312.4	MMMpc
Gp	45.1	20.03	27.1	33.1	MMMpc

7.3 NÚMERO ÓPTIMO DE POZOS.

Para el desarrollo de un yacimiento de hidrocarburos se requiere la perforación de varios pozos y la construcción de instalaciones superficiales, debido a la existencia de varias opciones de desarrollo, se realiza una evaluación económica para efectuar una selección adecuada de la mejor. Se considera lo siguiente:

1. El análisis económico del proyecto iniciará cuando produzca el primer pozo.
2. La RGA permanece constante.
3. El número óptimo de pozos se basa en un porcentaje de recuperación de la reserva a un tiempo.
4. Todos los pozos tienen el mismo comportamiento de producción.
5. El tiempo en que entran los pozos a producir estará a consideración del evaluador para mantener el perfil de producción y la capacidad de proceso de la instalación.
6. El ritmo de producción declina exponencialmente.
7. El precio de venta de los hidrocarburos es constante durante la vida del proyecto.
8. Los gastos serán constantes durante la vida del proyecto.
9. La tasa de interés es constante durante la vida del proyecto.
10. Se contabilizarán los ingresos y egresos al final de cada periodo.
11. Para la amortización de los pozos se aplica el método de la línea recta.

TABLA 7.8 VALORES DEL FACTOR TIEMPO (N).

PERIODO	N
ANUAL	365
MENSUAL	30.4
BIMESTRAL	61
SEMESTRAL	183

El número óptimo de pozos no existe, sin embargo hay tres métodos empíricos para la obtención de los mismos:

- 1.- Se realiza una retícula sobre la trampa con espaciamentos arbitrarios que pueden ser de 800 metros, 600 metros, 400 metros, etcétera.
- 2.- Se calcula en base a la prueba de producción del pozo descubridor la N_p , la N_g , la N_c , para un lapso de tiempo determinado, normalmente de 25 años, y se suman; el volumen de hidrocarburos resultante será tomado para dividirse entre el volumen recuperable y dará un número aproximado de pozos de desarrollo, al cual hay que restar 1, puesto que la base es el pozo descubridor.
- 3.- Tomando en cuenta el radio de drenaje, se calcula el área de drenaje, la superficie de la trampa será dividida entre esta área de drenaje y dará como resultado el número de pozos que caben en la estructura.

Normalmente se toma en cuenta en un desarrollo, el número menor de pozos que resulte de los tres métodos antes mencionados, sin embargo, no existe un algoritmo que calcule exactamente el número óptimo de pozos.

Aún cuando se haya encontrado este dato bajo la metodología anterior, se recomienda realizar evaluaciones financieras con diversos números de pozos ya que el introducir uno o varios pozos en una estructura pensando en incrementar la producción puede resultar en un

error que destruye el valor económico.

7.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.

En el mundo real, las condiciones de trabajo no suelen permanecer estáticas, sino en continuo estado de cambio. Así las cosas, son usuales las variaciones en los precios (tanto de productos finales como de materias primas, mano de obra, etc.), y en las cantidades de recursos disponibles. Además, continuamente se producen cambios en los métodos productivos y mejoras tecnológicas que logran aumentar la productividad.

El Análisis de Sensibilidad (o de Post-optimalidad) se encarga precisamente de estudiar cómo afectaría el cambio a la solución óptima obtenida y a la función objetivo (dentro de un rango predeterminado) de uno de los parámetros, manteniendo fijos los restantes.

Es el primer paso para reconocer la incertidumbre, permite identificar las variables más críticas o construir escenarios posibles que permitirán analizar el comportamiento de un resultado bajo diferentes supuestos. El análisis de sensibilidad permite medir el cambio en un resultado, dado un cambio en un conjunto de variables, tanto en términos relativos como en términos absolutos. Al realizar un análisis se debe tener cuidado en los siguientes aspectos:

1. Reconocer que el cambio en el resultado depende de cómo se haya construido el modelo y de los valores iniciales de las variables por analizar.
2. Que los cambios en las variables deben ser iguales para todas de manera que se puedan comparar los resultados.
3. Reconocer la posibilidad de que las relaciones entre las variables y los resultados no sean lineales.
4. Al analizar la sensibilidad de las variables deben ser iguales para todas de manera que se puedan comparar los resultados.
5. Reconocer la posibilidad de que las relaciones entre las variables y los resultados no sean lineales.
6. Al analizar la sensibilidad de las variables hay que hacerlo de una si se desea determinar cuáles de las variables son más críticas.

El Análisis de Sensibilidad es utilizado para:

1. Identificar las variables más críticas.
2. Identificar dónde se debe dedicar más esfuerzos tanto en el proceso de planeación como en el de control y seguimiento de una decisión.
3. Identificar las variables que deben ser incluidas en la creación de escenarios o en la Simulación de Monte Carlo.

7.4.1 NIVELES DE SENSIBILIDAD.

Hay dos maneras de estudiar la sensibilidad de una solución respecto a cambios en alguna de las áreas antes mencionadas. La primera de ellas sería volver a resolver todo el problema cada vez que alguno de los datos originales se haya modificado. Obviamente, utilizando este método, podría llevar bastante tiempo determinar todas las variantes cuando nos encontremos ante un conjunto amplio de posibles cambios.

La otra forma (Análisis de Sensibilidad) consistiría en, una vez resuelto un problema, analizar cómo afectaría a la solución obtenida y al valor de la función objetivo la variación dentro de un rango “tolerable”, de uno de los parámetros, manteniendo fijos los restantes. En caso de que queramos estudiar los efectos de la variación de más de un parámetro (o de un parámetro más allá del “rango de tolerancia”) deberemos reprogramar el problema. La base para aplicar este método es identificar los posibles escenarios del proyecto de inversión, los cuales se clasifican en:

- 1. Pesimista:** Es el peor panorama de la inversión, es decir, es el resultado en caso del fracaso total del proyecto.
- 2. Probable:** Éste sería el resultado más probable que supondríamos en el análisis de la inversión, debe ser objetivo y basado en la mayor información posible.
- 3. Optimista:** Siempre existe la posibilidad de lograr más de lo que proyectamos, el escenario optimista normalmente es el que se presenta para motivar a los inversionistas a correr el riesgo.

Así podremos darnos cuenta que en dos inversiones donde estaríamos dispuestos a invertir una misma cantidad, el grado de riesgo y las utilidades se pueden comportar de manera muy diferente, por lo que debemos analizarlas por su nivel de incertidumbre, pero también por la posible ganancia que representan.

TABLA 7.9 NIVELES DE ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.

<i>Número de variables</i>	<i>Tipo de análisis</i>
<i>Una variable</i>	<i>Cambio relativo igual</i>
	<i>Cambio probabilístico</i>
	<i>Tabla de una variables</i>
	<i>Análisis de sensibilidad en reversa (Buscar objetivo).</i>
<i>Más de una variable</i>	<i>Tablas de dos variables.</i>
	<i>Más de dos variables en el análisis: Escenarios, Solver.</i>

Después de conocer el sistema de Análisis de Sensibilidad de un proyecto, lo siguiente es analizar y tomar decisiones en base a las expectativas de riesgo.

7.4.1.1 DIAGRAMA TORNADO

Este análisis de sensibilidad es una herramienta útil para conocer los valores del proyecto afectados por incertidumbre, el rango aceptable de posibles resultados, incertidumbres

significativas, entre otros. Para la creación de un diagrama de tornado, se realiza lo siguiente:

1. Calcular el Valor de Medición (VM) usando el valor base estimado base de todas las variables.
2. Calcular el Valor de Medición usando el valor estimado alto y el valor estimado bajo de cada variable.
3. Calcular el cambio en el Valor de Medición entre bajo y alto para cada variable.
4. Realizar la gráfica de barras horizontales de cada cambio colocando el valor más significativo en la parte superior.

TABLA 7.10 DATOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UN DIAGRAMA DE TORNADO.

	BAJO	BASE	ALTO	RANGO DE FE
PRECIO DE ACEITE (DÓLARES/ BI)	35.60	50.85	66.11	PARA PRECIO DE ACEITE (DÓLARES/BI)
PRODUCCIÓN DE ACEITE (BPD)	62007.84	77509.80	93011.76	PARA VOLUMEN DE ACEITE (MMbbls)
PRECIO DE GAS(DÓLARES/Pc)	3.78	5.40	7.02	PARA PRECIO DE GAS(DÓLARES/Pc)
PRODUCCIÓN DE GAS (SCF)	25892.70	31685.92	38839.06	PARA VOLUMEN DE GAS (MMPc)
COSTOS OPERACIONALES (M. DÓLARES)	1206078.40	1507598.00	1809117.60	PARA COSTOS OPERACIONALES (DÓLARES)
CAPITAL (M. DÓLARES)	1854739.20	2318424.00	2782108.80	PARA CAPITAL (DÓLARES)
FLUJO DE FECTIVO (FE)		290127.08		

	MÍNIMO	MÁXIMO	RANGO DE OSCILACIÓN	SW²	VARIABILIDAD %
PRECIO DE ACEITE (DÓLARES/ BI)	-892284.92	1472539.08	2364824	5.59239E+12	60.02057936
PRODUCCIÓN DE ACEITE (BPD)	-498147.58	1078401.75	1576549.33	2.48551E+12	26.67584882
PRECIO DE GAS(DÓLARES/Pc)	237694.36	342559.81	104865.45	10996762604	0.118023253
PRODUCCIÓN DE GAS (SCF)	255171.93	325082.23	69910.3	4887450046	0.052454779
COSTOS OPERACIONALES (M. DÓLARES)	591646.68	-11392.52	603039.2	3.63656E+11	3.902954516
CAPITAL (M. DÓLARES)	753811.88	-173557.72	927369.6	8.60014E+11	9.230139267
FLUJO DE FECTIVO (FE)				9.317454213E12	100

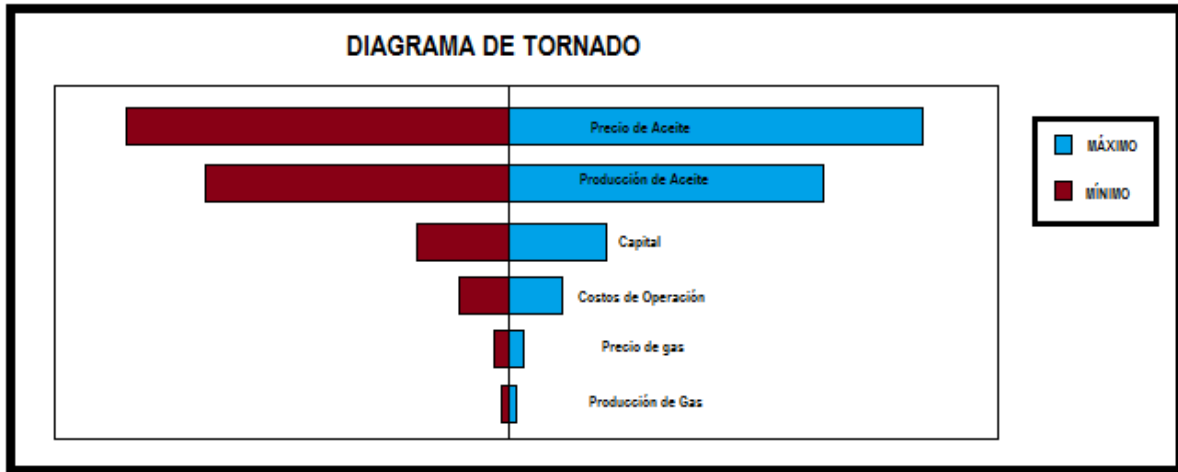


FIGURA 7.10 Diagrama de tornado de los factores de Ayatsil.

7.4.1.2 ÁRBOL DE DECISIÓN

Con esta herramienta se puede encontrar los diferentes escenarios que se pueden presentar, utilizando las variables que más afectaron el diagrama de tornado. Su finalidad es presentar los riesgos que se corren durante las operaciones si surge un cambio inesperado.

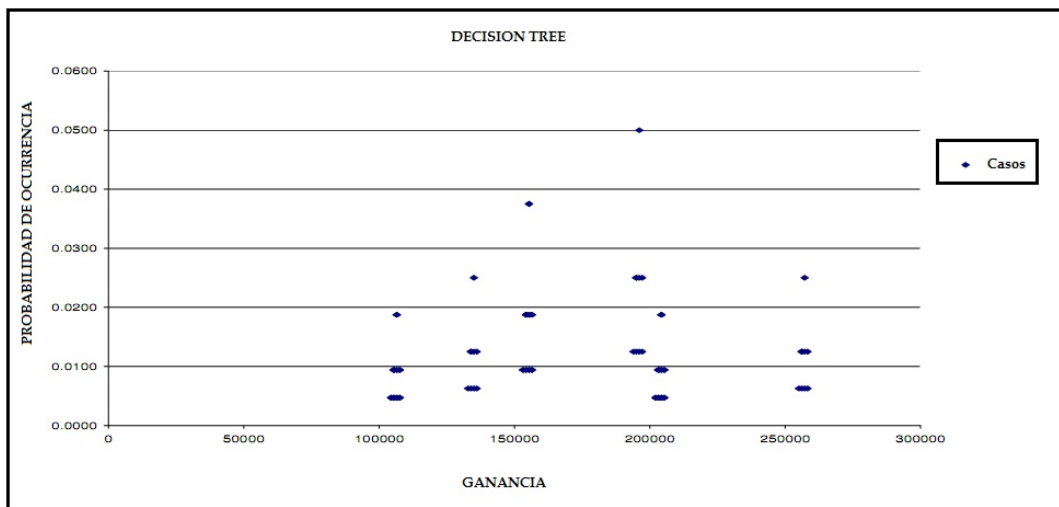


FIGURA 7.11 Gráfica Árbol de decisión: Ganancias vs. Probabilidad de ocurrencia.

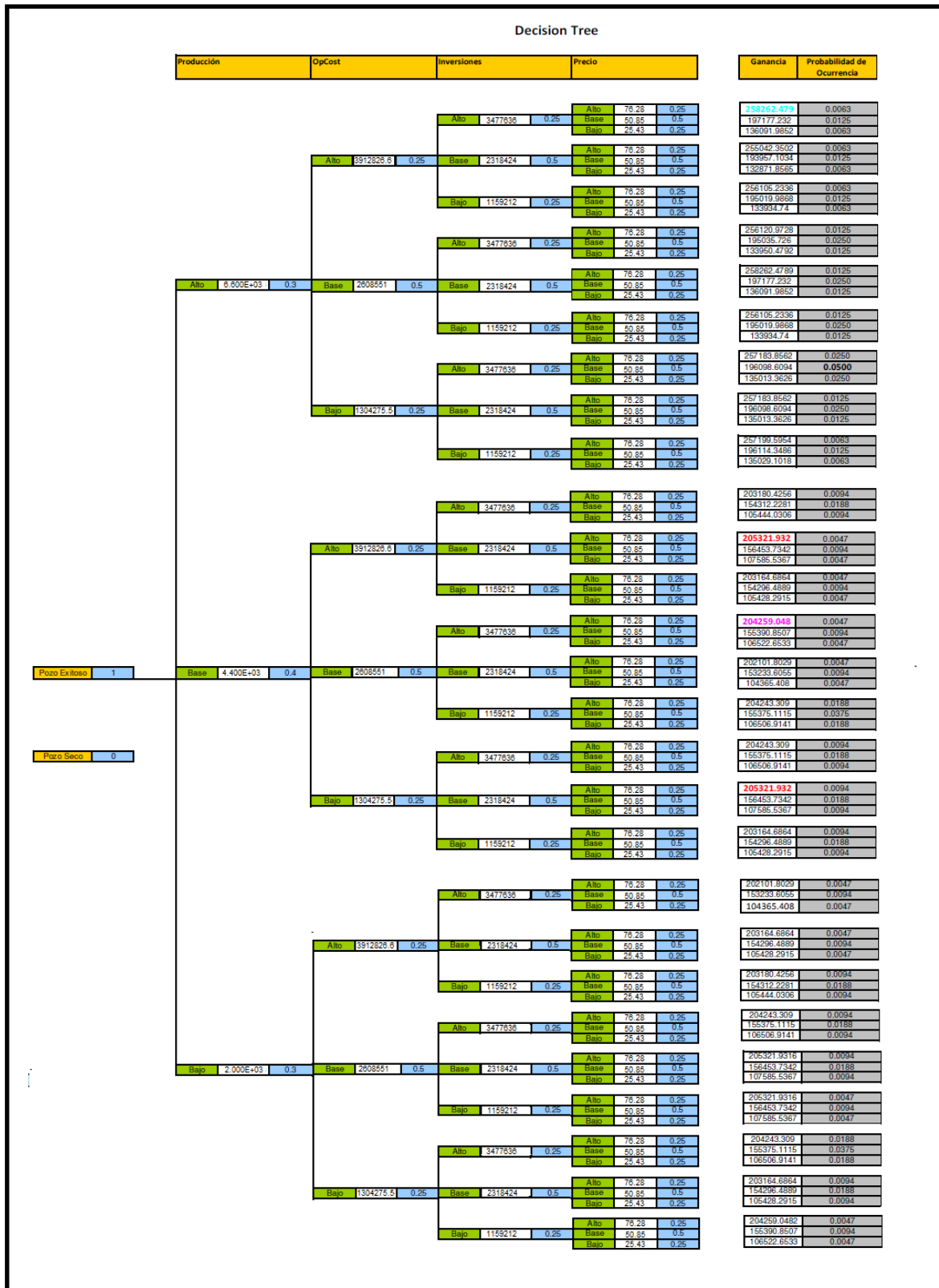


FIGURA 7.12 Árbol de decisión, presentación de los riesgos del proyecto.

7.5 MERAK-PEEP

7.5.1 CREACIÓN DEL CASO A ESTUDIAR.

En esta sección, se efectúa el cálculo de reserva 2P, bajo distintos escenarios, acorde a diferentes variaciones porcentuales propuestas por la SEC-PRMS, de factores tales como: Porosidad, Saturación de aceite, Espesor neto, Factor de recuperación, Factor de volumen de formación.

1. Creación del caso. Se abre el programa Merak, se escoge el modelo a utilizar para la Construcción del nuevo caso y se le asigna un nombre.

2. Introducción de datos del caso en cuestión: Pestaña Params, se introducen los valores del año de inicio, mes de inicio, años a analizar.

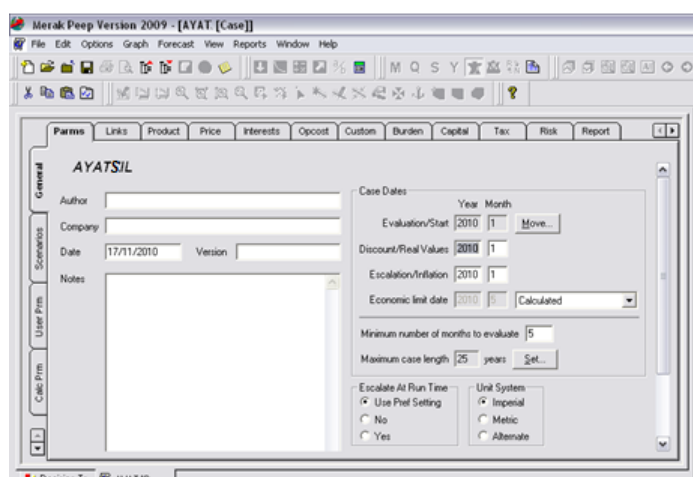


FIGURA 7.13 Datos iniciales del campo.

3. Datos de producción: Edición de datos pronóstico.

GR	Date	GR Number of wells	GR Rate BBL/D	GR Volume M3/D (102 MM B3)	GR Density Degrees API
GR1	2010/1/20	1.00	4,336.63	1,562.34	0.00
GR2	2010/1/20	1.00	4,616.13	1,604.91	0.00
GR3	2010/1/20	1.00	4,900.12	1,703.44	0.00
GR4	2010/1/20	1.00	5,236.06	1,808.57	0.00
GR5	2010/1/20	1.00	5,566.99	2,031.34	0.00
GR6	2010/1/20	1.00	5,925.98	2,162.83	0.00
GR7	2010/1/20	1.00	6,290.02	2,302.15	0.00
GR8	2010/1/20	1.00	6,713.54	2,450.44	0.00
GR9	2010/1/20	1.00	7,145.99	2,606.29	0.00

FIGURA 7.14 Datos de producción del campo.

4. *Parámetros de declinación: Introducción de datos de Producción inicial, Producción final y número de años de vida del proyecto.*

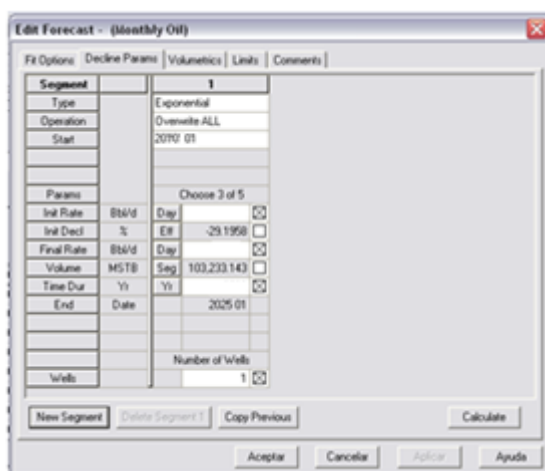


FIGURA 7.15 Datos de declinación del campo.

5. *Introducción de datos volumétricos para el escenario base (Área, Espesor neto, Porosidad, Saturación de agua, Factor de Recuperación).*

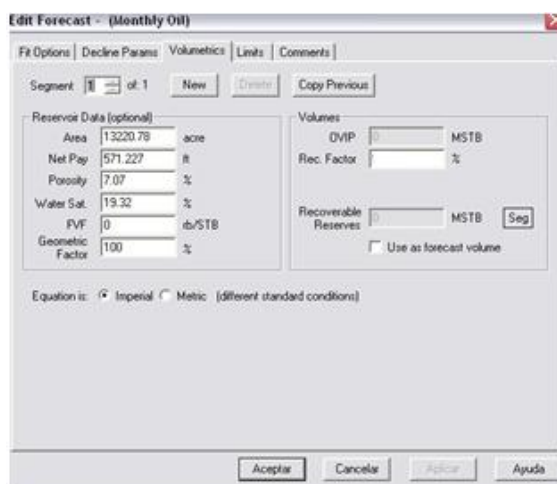


FIGURA 7.16 Datos volumétricos del campo.

6. *Se introducen los precios a la fecha de evaluación del proyecto, en la pestaña "Price", para cada uno de los fluidos (aceite, gas).*

		Params	Links	Product	Price	Interests	Opcost	Custom	Burden	Capital	Tax	Risk	Report
By Product	Marker	Oilset1	Oilset2	Net	Select Price Files...	Re-read Price Files							
	Date	Oil Price \$/Bbl (Real)	Gas1 Price \$/mcf (Real)	Gas2 Price \$/MMBTU (Real)	Cond Price \$/Bbl (Real)	Prop Price \$/Bbl (Real)	But Price \$/Bbl (Real)	Eth Price \$/Bbl (Real)	Sul Price \$/Ll (Real)	Oth Price \$/Bbl (Real)			
2010(12)	50.85	5.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00			
2011(12)	50.85	5.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00			
2012(12)	50.85	5.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00			
2013(12)	50.85	5.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00			
2014(12)	50.85	5.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00			
2015(12)	50.85	5.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00			
2016(12)	50.85	5.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00			
2017(12)	50.85	5.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00			
2018(12)	50.85	5.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00			
2019(12)	50.85	5.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00			

FIGURA 7.17 Datos del precio de venta de cada fluido.

7. En la pestaña de “Opcost” se introducen los valores de los costos fijos y costos variables por barril de petróleo crudo equivalente y por pozo.

		Params	Links	Product	Price	Interests	Opcost	Custom	Burden	Capital	Tax	Risk	Report
By Product	Scenario	Base											
	Date	Uvhd on Opcost %	Uvhd on Capital %	BUe (ol/bbl)	Costos Fijos M/Pozos/yr (Real)	Variables por pozo Pesos/M/yr (Real)	Variables por SPCE Pesos/Bbl (Real)						
2010(12)	0.00	0.00	0.00	186783.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2011(12)	0.00	0.00	0.00	217304.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2012(12)	0.00	0.00	0.00	16670.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2013(12)	0.00	0.00	0.00	36807.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2014(12)	0.00	0.00	0.00	86558.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2015(12)	0.00	0.00	0.00	59775.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2016(12)	0.00	0.00	0.00	15446.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2017(12)	0.00	0.00	0.00	16390.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2018(12)	0.00	0.00	0.00	106432.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2019(12)	0.00	0.00	0.00	14779.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

FIGURA 7.18 Valores de los costos de operación por año.

8. En la pestaña “Capital” se introducen los valores de las inversiones hechas en cada año.

		Params	Links	Product	Price	Interests	Opcost	Custom	Burden	Capital	Tax	Risk	Report
By Product	Scenario	Base											
	Date	Inversiones M\$ (Real) (994,327.00)											
2010(12)	125867.00												
2011(12)	106431.00												
2012(12)	85799.00												
2013(12)	75959.00												
2014(12)	135732.00												
2015(12)	66693.00												
2016(12)	195144.00												
2017(12)	85630.00												
2018(12)	77351.00												
2019(12)	65783.00												

FIGURA 7.19 Valores de inversión por año.

9. Resultados de producción. Obtención de las producciones diarias de hidrocarburo, volúmenes acumulados, reserva.

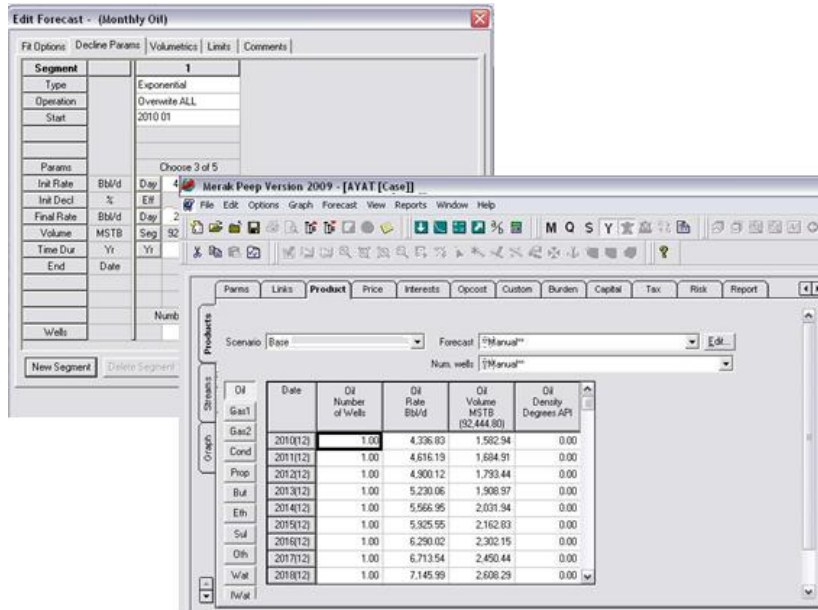


FIGURA 7.20 Datos resultantes de producción del campo.

10. Se efectúan los cálculos de los indicadores económicos dando clic en el icono “Calc” y posteriormente, en la pestaña de “Report”, se encontrarán los valores de interés relacionados con el proyecto.

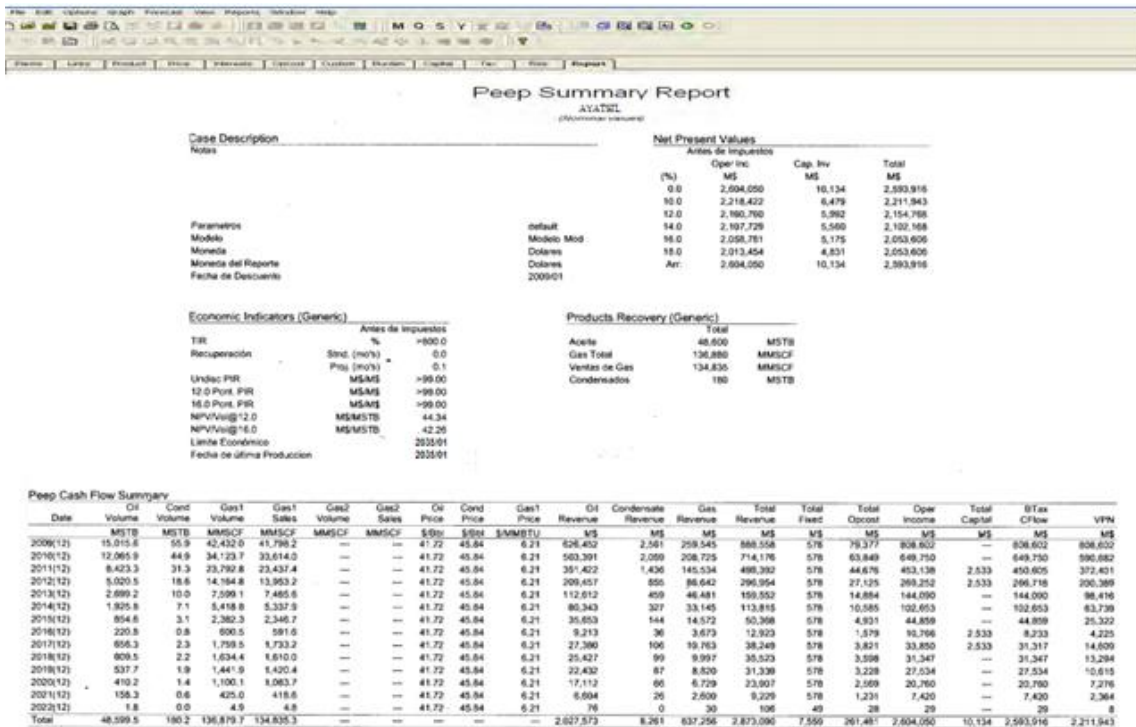


FIGURA 7.21 Indicadores económicos de interés.

7.5.2 DATOS A INTRODUCIR EN MERAK-PEEP.

7.5.2.1 VARIACIÓN DE PARÁMETROS VOLUMÉTRICOS DE ACUERDO A LA SEC-PRMS.

TABLA 7.11 PARÁMETROS DE YACIMIENTO Y RANGOS TÍPICOS DE INCERTIDUMBRE (SEC-PRMS).

	RANGO	FUENTE
ESPELOR VOLUMEN DE ROCA (GRV)	+/-30%	Sísmica 3D Sísmica 2D
ESPELOR NETO	+/-20%	Registros de pozo
POROSIDAD	+/-15%	Registros
	+/-10%	Núcleos
SATURACIÓN DE HIDROCARBURO	+/-20%	Registros de pozos
INMERSIÓN	+/-10%	Medidor de inmersión
	+/-30%	Sísmica
FACTOR DE VOLUMEN DE FORMACIÓN (Bo)	+/-5%	Pruebas PVT

TABLA 7.12 Parámetros resultantes basados en la tabla publicada por SEC-PRMS.

	VALOR BASE	(+/-) %	(+) %	(-) %	
POROSIDAD	7,07	1,0605	8,1305	6,0095	%
SATURACIÓN DE AGUA	19,32	16,138	3,172	35,448	%
ESPELOR	571,277	114,2554	685,5324	457,0216	Ft
Bo	1,159	0,05795	1,21713	1,10105	BY/BN

7.5.2.2 ESCENARIOS. CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN DIARIA Y DE RESERVA 2P (MERAK).

Al existir 9 diferentes escenarios, los cuales varían en diferentes factores de acuerdo a lo establecido por la SEC-PRMS, se obtendrán 9 diferentes valores para la reserva 2P y para el volumen original de hidrocarburos, esto debido a las variaciones en el tamaño y condiciones del depósito, permitiéndonos obtener valores mayores, menores o iguales a los dados originalmente por Petróleos Mexicanos (PEMEX) en su reporte.

TABLA 7.13 DATOS DE LOS ESCENARIOS RESULTANTES.

ESCENARIO	BASE (PEMEX)	2	3	4	5	2P
POROSIDAD	7.07	8.13	6.01	7.07	7.07	%
ÁREA	13220.137	13220.137	13220.137	13220.137	13220.137	ACRES
SATURACIÓN DE AGUA	19.32	19.32	19.32	3.17	35.45	%
ESPELOR	571.28	571.28	571.28	571.28	571.28	FT
FACTOR DE RECUPERACIÓN	9.23	10.61	7.84	1.5200	16.93	%
Bo	1.159	1.159	1.159	1.159	1.159	bI/STB
AÑO INICIO	2010	2010	2010	2010	2010	
AÑO FINAL	2035	2035	2035	2035	2035	
Q0	4150	4150	4150	4150	4150	BPD
QF	2300	2300	2300	2300	2300	BPD
AÑOS	25	25	25	25	25	
DECLINACIÓN	0.434	0.296	0.759	0.2845	0.267	

METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS SEC-PRMS.

ESCENARIO	6	7	8	9	
POROSIDAD	7.07	7.07	7.07	7.07	%
ÁREA	13220.137	13220.137	13220.137	13220.137	ACRES
SATURACIÓN DE AGUA	19.32	19.32	19.32	19.32	%
ESPESOR	685.53	457.02	571.28	571.28	FT
FACTOR DE RECUPERACIÓN	11.07	7.38	8.79	9.71	%
Bo	1.159	1.159	1.21713	1.10105	b/STB
AÑO INICIO	2010	2010	2010	2010	
AÑO FINAL	2035	2035	2035	2035	
Q0	4150	4150	4150	4150	BPD
QF	2300	2300	2300	2300	BPD
AÑOS	25	25	25	25	
DECLINACIÓN	0.272	0.182	0.527	0.223	

METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS SEC-PRMS.

7.5.2.3 RESULTADOS DE PRODUCCIONES DE ACEITE Y GAS, VOLÚMENES DE ACEITE Y GAS, PARA CADA ESCENARIO.

FECHA	ESCENARIO 01				ESCENARIO 02				ESCENARIO 03			
	PRODUCCIÓN ACEITE	PRODUCCIÓN GAS	VOLUMEN DE ACEITE	VOLUMEN DE GAS	PRODUCCIÓN ACEITE	PRODUCCIÓN GAS	VOLUMEN DE ACEITE	VOLUMEN DE GAS	PRODUCCIÓN ACEITE	PRODUCCIÓN GAS	VOLUMEN DE ACEITE	VOLUMEN DE GAS
	BPD	SCF	MMbbls	MMMpc	BPD	SCF	MMbbls	MMMpc	BPD	SCF	MMbbls	MMMpc
2010(12)	4437.00	2147.16	50.67	5.80	5776.00	2061.76	58.70	6.70	4787.00	2047.16	20.69	4.12
2011(12)	4212.00	1948.37	32.02	4.43	5690.12	2000.74	55.45	5.67	4768.60	1958.37	17.08	3.22
2012(12)	4190.00	1873.43	20.14	3.32	4464.23	1941.54	33.46	4.34	4750.60	1873.43	13.14	2.10
2013(12)	3966.00	1792.17	16.79	3.14	4791.09	1884.08	27.88	4.89	4732.50	1792.17	12.96	2.54
2014(12)	3835.20	1714.44	14.30	2.21	4589.99	1828.32	19.23	3.59	4714.60	1714.44	14.87	2.32
2015(12)	3765.10	1640.08	12.43	2.16	4353.21	1774.22	17.73	3.22	4696.80	1640.08	13.35	1.16
2016(12)	3634.80	1568.95	12.34	2.16	4189.45	1721.71	15.94	2.62	4679.10	1568.95	12.16	1.09
2017(12)	3608.30	1500.90	12.30	2.02	4056.79	1670.76	14.87	1.39	4661.50	1500.90	10.12	1.03
2018(12)	3345.90	1435.80	12.24	1.01	4036.56	1621.32	13.64	1.19	4644.10	1435.80	10.24	0.98
2019(12)	2876.54	1373.53	11.59	1.00	4028.10	1573.34	12.49	1.05	4635.03	1373.53	9.59	0.87
2020(12)	2752.11	1313.95	10.78	0.40	4019.90	1526.78	11.80	0.80	4578.21	1313.95	9.80	0.75
2021(12)	2665.09	1256.96	9.87	0.33	4000.90	1481.59	10.70	0.77	4566.10	1256.96	7.43	0.63
2022(12)	2561.89	1202.45	8.76	0.26	3889.90	1437.75	9.61	0.69	3545.32	1202.45	6.26	0.51
2023(12)	2525.30	1150.29	7.84	0.34	3858.67	1395.20	8.94	0.54	3498.70	1150.29	5.12	0.32
2024(12)	2498.87	1100.40	6.66	0.54	3849.30	1353.91	8.76	0.77	3478.00	1100.40	5.06	0.29
2025(12)	2447.80	1052.68	6.09	0.22	3836.60	1313.85	7.37	0.44	3435.90	1052.68	5.02	0.16
2026(12)	2442.50	1007.02	4.56	0.40	3783.40	1274.96	6.76	0.47	3321.50	1007.02	4.34	0.32
2027(12)	2437.20	963.34	4.76	0.26	3654.32	1237.23	5.68	0.39	3298.70	963.34	4.23	0.25
2028(12)	2431.90	921.56	4.32	0.24	3453.00	1200.62	5.62	0.35	3007.10	921.56	4.12	0.17
2029(12)	2426.60	881.59	3.25	0.13	3449.40	1165.09	4.53	0.28	2765.43	881.59	4.00	0.13
2030(12)	2421.30	843.35	3.24	0.06	3345.70	1130.61	4.41	0.15	2654.32	843.35	3.91	0.10
2031(12)	2416.10	806.77	3.19	0.17	3342.10	1097.15	3.90	0.16	2546.32	806.77	3.90	0.07
2032(12)	2410.90	771.78	2.34	0.08	3338.50	1064.68	3.34	0.18	2443.21	771.78	2.41	0.03
2033(12)	2405.60	738.31	2.12	0.12	3234.90	1033.18	2.40	0.41	2324.67	738.31	2.22	0.02
2034(12)	2400.50	706.28	2.07	0.22	3231.30	1002.60	2.74	0.35	2298.70	706.28	1.17	0.01
2035(12)	2395.30	654.32	1.13	0.24	3127.87	956.75	2.45	0.39	2123.43	654.32	1.01	0.01
Total	77509.80	32365.88	275.80	31.26	103391.30	37749.74	368.4	41.8	96955.44	32275.88	204.2	23.2

TABLA 7.14 DATOS DE PRODUCCIÓN RESULTANTES PARA CADA ESCENARIO PROPUESTO.

METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS SEC-PRMS.

FECHA	ESCENARIO 04				ESCENARIO 05				ESCENARIO 06			
	PRODUCCIÓN ACEITE	PRODUCCIÓN GAS	VOLUMEN DE ACEITE	VOLUMEN DE GAS	PRODUCCIÓN ACEITE	PRODUCCIÓN GAS	VOLUMEN DE ACEITE	VOLUMEN DE GAS	PRODUCCIÓN ACEITE	PRODUCCIÓN GAS	VOLUMEN DE ACEITE	VOLUMEN DE GAS
	BPD	SCF	MMbbls	MMMpc	BPD	SCF	MMbbls	MMMpc	BPD	SCF	MMbbls	MMMpc
2010(12)	3700.80	2778.57	8.85	1.34	5858.80	2064.82	58.79	6.89	5620.10	2064.27	59.87	6.76
2011(12)	3659.50	2272.53	7.45	1.05	6957.10	2051.70	54.22	5.45	4526.60	2008.09	45.67	5.52
2012(12)	3519.40	1910.48	6.34	0.38	6940.40	1958.05	42.78	5.22	4513.20	1953.44	43.42	5.12
2013(12)	3480.30	1651.43	5.87	0.72	6833.80	1903.83	33.19	4.16	3309.70	1900.28	37.25	4.06
2014(12)	3442.40	1466.09	5.32	0.64	6779.20	1853.00	30.62	3.98	3306.20	1848.56	27.89	3.82
2015(12)	3405.40	1333.48	4.56	0.51	6620.60	1803.53	28.19	3.76	3302.80	1798.26	25.12	3.63
2016(12)	3369.50	1238.60	3.98	0.42	6514.00	1755.39	24.15	3.45	3299.30	1749.32	22.43	3.51
2017(12)	3334.60	1170.71	2.47	0.31	6407.50	1708.52	21.64	2.48	3295.90	1701.71	20.19	2.40
2018(12)	3300.60	1122.14	1.67	0.27	6395.00	1662.91	12.45	2.65	3292.40	1655.40	17.02	2.32
2019(12)	3267.60	1087.39	1.32	0.12	6294.40	1618.52	11.67	1.13	3189.00	1610.35	11.22	1.32
2020(12)	3235.40	1062.53	1.09	0.1	6186.30	1575.31	11.80	1.07	3185.60	1566.52	10.38	1.21
2021(12)	3204.20	1044.74	0.87	0.07	5982.90	1533.26	10.32	1.09	3182.20	1523.89	9.71	1.19
2022(12)	3173.80	1032.01	0.75	0.06	5979.60	1492.32	9.77	0.75	3178.80	1482.41	8.34	0.73
2023(12)	3144.30	1022.90	0.66	0.04	5876.20	1452.48	8.64	0.67	3175.40	1442.07	7.45	0.65
2024(12)	3115.50	1016.39	0.54	0.04	5872.90	1413.71	7.82	0.53	2972.00	1402.83	6.57	0.52
2025(12)	3087.60	1011.72	0.42	0.03	5869.60	1375.97	6.45	0.47	2968.60	1364.65	6.23	0.47
2026(12)	3060.40	1108.39	0.34	0.02	5766.30	1339.23	5.54	0.34	2965.20	1327.51	5.34	0.34
2027(12)	3034.00	1006.00	0.22	0.01	5763.00	1303.48	4.32	0.29	2861.90	1291.38	5.12	0.25
2028(12)	3008.30	1004.29	0.17	0.009	5659.70	1268.68	3.99	0.25	2858.50	1256.23	4.98	0.22
2029(12)	2883.30	1003.07	0.12	0.008	5656.40	1234.81	3.54	0.23	2855.10	1222.05	4.56	0.20
2030(12)	2859.00	1002.20	0.10	0.005	5653.30	1201.85	3.37	0.21	2751.80	1188.79	3.78	0.18
2031(12)	2835.40	1001.89	0.19	0.006	5649.90	1169.76	3.43	0.20	2748.50	1156.44	3.56	0.16
2032(12)	2832.40	1001.56	0.24	0.007	5646.60	1138.54	2.30	0.18	2745.10	1124.96	3.02	0.15
2033(12)	2790.00	903.34	0.17	0.007	5643.30	1108.14	2.25	0.16	2541.80	1094.35	2.67	0.14
2034(12)	2768.90	897.29	0.32	0.02	5640.10	1078.56	2.12	0.15	2238.50	1064.57	2.32	0.12
2035(12)	2747.20	751.03	0.47	0.01	5636.80	1064.32	1.54	0.14	2107.00	1032.45	2.99	0.11
Total	82259.80	31900.77	54.5	6.2	158083.70	39130.69	404.9	45.9	82991.20	38830.78	397.1	45.1

TABLA 7.15 DATOS DE PRODUCCIÓN RESULTANTES PARA CADA ESCENARIO PROPUESTO.

METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS SEC-PRMS.

FECHA	ESCENARIO 07				ESCENARIO 08				ESCENARIO 09			
	PRODUCCIÓN ACEITE	PRODUCCIÓN GAS	VOLUMEN DE ACEITE	VOLUMEN DE GAS	PRODUCCIÓN ACEITE	PRODUCCIÓN GAS	VOLUMEN DE ACEITE	VOLUMEN DE GAS	PRODUCCIÓN ACEITE	PRODUCCIÓN GAS	VOLUMEN DE ACEITE	VOLUMEN DE GAS
	BPD	SCF	MMbbls	MMMpc	BPD	SCF	MMbbls	MMMpc	BPD	SCF	MMbbls	MMMpc
2010(12)	3554.00	1998.05	17.60	3.02	3989.00	1548.50	34.10	4.06	4520.40	1411.04	55.46	5.26
2011(12)	3532.60	1819.75	17.21	2.11	3886.40	1541.50	22.19	3.32	4517.60	1379.61	43.16	4.32
2012(12)	3411.40	1657.36	16.04	2.03	3764.00	1534.60	20.56	3.12	4514.70	1348.87	21.68	3.12
2013(12)	3396.30	1509.47	11.72	2.00	3751.40	1527.60	17.23	2.56	3511.90	1318.83	17.19	2.79
2014(12)	3348.80	1374.77	10.13	1.52	3739.80	1520.80	13.22	2.15	3509.10	1278.65	13.23	2.67
2015(12)	3228.20	1252.09	10.03	1.46	3714.50	1513.90	12.12	1.66	3506.20	1254.25	12.13	2.34
2016(12)	3107.80	1140.36	8.41	1.36	3702.30	1507.10	11.03	1.36	3503.40	987.65	12.04	2.16
2017(12)	3087.60	1038.60	8.30	1.22	3690.10	1500.30	10.78	1.14	3500.60	890.74	12.00	2.13
2018(12)	3067.50	945.92	8.23	0.79	3578.10	1493.60	10.32	1.03	3497.80	725.12	11.45	2.10
2019(12)	2953.30	861.51	8.21	0.56	3545.30	1486.90	10.09	1.03	3495.00	689.70	11.29	1.97
2020(12)	2892.40	784.63	7.45	0.74	3043.11	1480.20	9.24	1.09	3492.20	652.06	10.89	1.08
2021(12)	2795.50	714.61	7.77	0.61	2837.00	1473.50	8.32	0.64	3489.40	615.26	9.73	0.72
2022(12)	2788.70	650.84	6.62	0.55	2679.32	1438.50	7.56	0.65	3486.60	579.27	8.61	0.62
2023(12)	2773.00	592.76	5.41	0.34	2575.75	1432.00	7.45	0.54	3483.30	544.09	7.43	0.51
2024(12)	2759.30	539.87	4.23	0.27	2418.40	1425.60	6.14	0.43	2781.00	509.70	6.86	0.35
2025(12)	2748.80	491.69	4.19	0.18	2411.60	1419.10	6.04	0.40	2577.20	476.07	6.49	0.23
2026(12)	2739.00	447.82	4.06	0.30	2404.80	1412.80	5.25	0.37	2475.50	443.19	4.86	0.17
2027(12)	2637.90	407.86	3.36	0.22	2398.08	1406.40	5.12	0.33	2472.70	435.67	4.36	0.14
2028(12)	2617.60	371.46	3.20	0.19	2392.49	1400.10	4.23	0.30	2469.90	423.11	4.22	0.12
2029(12)	2609.40	338.31	3.02	0.15	2383.60	1393.80	4.02	0.27	2467.20	417.89	3.58	0.10
2030(12)	2597.30	308.12	2.23	0.18	2379.20	1387.50	3.22	0.23	2464.40	409.98	3.14	0.06
2031(12)	2297.20	280.63	2.10	0.09	2371.65	1381.30	3.15	0.17	2461.70	398.72	3.09	0.05
2032(12)	2287.20	255.59	2.14	0.03	2365.70	1375.10	2.16	0.09	2458.90	388.56	2.74	0.03
2033(12)	2277.30	232.78	2.02	0.04	2358.10	1368.90	2.00	0.06	2456.20	365.42	2.32	0.03
2034(12)	2267.50	212.01	1.70	0.06	2257.50	1362.70	1.59	0.05	2433.50	243.21	2.17	0.02
2035(12)	2259.70	187.65	1.12	0.05	2245.00	1356.60	1.27	0.05	2430.70	221.32	1.98	0.01
Total	74035.30	20414.51	176.5	20.03	76882.20	37688.90	238.4	27.1	81977.10	15104.10	292.1	33.1

TABLA 7.16 DATOS DE PRODUCCIÓN RESULTANTES PARA CADA ESCENARIO PROPUESTO.

METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS SEC-PRMS.

ESC 01 ALTO PRODUCCIÓN ACEITE	PRODUCCIÓN GAS	ESC 01 BAJO PRODUCCIÓN ACEITE	PRODUCCIÓN GAS	ESC 02 ALTO PRODUCCIÓN ACEITE	PRODUCCIÓN GAS
BPD	SCF	BPD	SCF	BPD	SCF
6655.50	3220.74	2218.50	1073.58	8664.00	3092.64
6318.00	2922.56	2106.00	974.19	8535.18	3001.11
6285.00	2810.15	2095.00	936.72	6696.35	2912.31
5949.00	2688.26	1983.00	896.09	7186.64	2826.12
5752.80	2571.66	1917.60	857.22	6884.99	2742.48
5647.65	2460.12	1882.55	820.04	6529.82	2661.33
5452.20	2353.43	1817.40	784.48	6284.18	2582.57
5412.45	2251.35	1804.15	750.45	6085.19	2506.14
5018.85	2153.70	1672.95	717.90	6054.84	2431.98
4314.81	2060.30	1438.27	686.77	6042.15	2360.01
4128.17	1970.93	1376.06	656.98	6029.85	2290.17
3997.64	1885.44	1332.55	628.48	6001.35	2222.39
3842.84	1803.68	1280.95	601.23	5834.85	2156.63
3787.95	1725.44	1262.65	575.15	5788.01	2092.80
3748.31	1650.60	1249.44	550.20	5773.95	2030.87
3671.70	1579.02	1223.90	526.34	5754.90	1970.78
3663.75	1510.53	1221.25	503.51	5675.10	1912.44
3655.80	1445.01	1218.60	481.67	5481.48	1855.85
3647.85	1382.34	1215.95	460.78	5179.50	1800.93
3639.90	1322.39	1213.30	440.80	5174.10	1747.64
3631.95	1265.03	1210.65	421.68	5018.55	1695.92
3624.15	1210.16	1208.05	403.39	5013.15	1645.73
3616.35	1157.67	1205.45	385.89	5007.75	1597.02
3608.40	1107.47	1202.80	369.16	4852.35	1549.77
3600.75	1059.42	1200.25	353.14	4846.95	1503.90
3592.95	981.48	1197.65	327.16	4691.81	1435.13
116264.70	48548.82	38754.90	16182.94	155086.95	56624.61

TABLA 7.17 DATOS DE PRODUCCIÓN RESULTANTES PARA CADA ESCENARIO PROPUESTO (ALTO Y BAJO).

METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS SEC-PRMS.

ESC 02 -BAJO PRODUCCIÓN ACEITE		ESC 03 – ALTO PRODUCCIÓN ACEITE		ESC 03 - BAJO PRODUCCIÓN ACEITE		ESC 04 - ALTO PRODUCCIÓN ACEITE	
PRODUCCIÓN GAS	PRODUCCIÓN GAS	PRODUCCIÓN GAS	PRODUCCIÓN GAS	PRODUCCIÓN GAS	PRODUCCIÓN GAS	PRODUCCIÓN GAS	PRODUCCIÓN GAS
BPD	SCF	BPD	SCF	BPD	SCF	BPD	SCF
2888.00	1030.88	7180.50	3070.74	2393.50	1023.58	5551.20	4167.86
2845.06	1000.37	7152.90	2937.56	2384.30	979.19	5489.25	3408.80
2232.12	970.77	7125.90	2810.15	2375.30	936.72	5279.10	2865.72
2395.55	942.04	7098.75	2688.26	2366.25	896.09	5220.45	2477.15
2295.00	914.16	7071.90	2571.66	2357.30	857.22	5163.60	2199.14
2176.61	887.11	7045.20	2460.12	2348.40	820.04	5108.10	2000.22
2094.73	860.86	7018.65	2353.43	2339.55	784.48	5054.25	1857.90
2028.40	835.38	6992.25	2251.35	2330.75	750.45	5001.90	1756.07
2018.28	810.66	6966.15	2153.70	2322.05	717.90	4950.90	1683.21
2014.05	786.67	6952.55	2060.30	2317.52	686.77	4901.40	1631.09
2009.95	763.39	6867.32	1970.93	2289.11	656.98	4853.10	1593.80
2000.45	740.80	6849.15	1885.44	2283.05	628.48	4806.30	1567.11
1944.95	718.88	5317.98	1803.68	1772.66	601.23	4760.70	1548.02
1929.34	697.60	5248.05	1725.44	1749.35	575.15	4716.45	1534.35
1924.65	676.96	5217.00	1650.60	1739.00	550.20	4673.25	1524.59
1918.30	656.93	5153.85	1579.02	1717.95	526.34	4631.40	1517.58
1891.70	637.48	4982.25	1510.53	1660.75	503.51	4590.60	1662.59
1827.16	618.62	4948.05	1445.01	1649.35	481.67	4551.00	1509.00
1726.50	600.31	4510.65	1382.34	1503.55	460.78	4512.45	1506.44
1724.70	582.55	4148.15	1322.39	1382.72	440.80	4324.95	1504.61
1672.85	565.31	3981.48	1265.03	1327.16	421.68	4288.50	1503.30
1671.05	548.58	3819.48	1210.16	1273.16	403.39	4253.10	1502.84
1669.25	532.34	3664.82	1157.67	1221.61	385.89	4248.60	1502.34
1617.45	516.59	3487.01	1107.47	1162.34	369.16	4185.00	1355.01
1615.65	501.30	3448.05	1059.42	1149.35	353.14	4153.35	1345.94
1563.94	478.38	3185.15	981.48	1061.72	327.16	4120.80	1126.55
51695.65	18874.87	402996.90	39034.91	48477.72	16137.94	123389.70	47851.16

TABLA 7.18 DATOS DE PRODUCCIÓN RESULTANTES PARA CADA ESCENARIO PROPUESTO (ALTO Y BAJO).

METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS SEC-PRMS.

ESC 04 -BAJO PRODUCCIÓN ACEITE		ESC 05 - ALTO PRODUCCIÓN ACEITE		ESC 05 - BAJO PRODUCCIÓN ACEITE	
PRODUCCIÓN GAS	PRODUCCIÓN GAS	PRODUCCIÓN GAS	PRODUCCIÓN GAS	PRODUCCIÓN GAS	PRODUCCIÓN GAS
BPD	SCF	BPD	SCF	BPD	SCF
1850.40	1389.29	8788.20	3097.23	2929.40	1032.41
1829.75	1136.27	10435.65	3077.55	3478.55	1025.85
1759.70	955.24	10410.60	2937.08	3470.20	979.03
1740.15	825.72	10250.70	2855.75	3416.90	951.92
1721.20	733.05	10168.80	2779.50	3389.60	926.50
1702.70	666.74	9930.90	2705.30	3310.30	901.77
1684.75	619.30	9771.00	2633.09	3257.00	877.70
1667.30	585.36	9611.25	2562.78	3203.75	854.26
1650.30	561.07	9592.50	2494.37	3197.50	831.46
1633.80	543.70	9441.60	2427.78	3147.20	809.26
1617.70	531.27	9279.45	2362.97	3093.15	787.66
1602.10	522.37	8974.35	2299.89	2991.45	766.63
1586.90	516.01	8969.40	2238.48	2989.80	746.16
1572.15	511.45	8814.30	2178.72	2938.10	726.24
1557.75	508.20	8809.35	2120.57	2936.45	706.86
1543.80	505.86	8804.40	2063.96	2934.80	687.99
1530.20	554.20	8649.45	2008.85	2883.15	669.62
1517.00	503.00	8644.50	1955.22	2881.50	651.74
1504.15	502.15	8489.55	1903.02	2829.85	634.34
1441.65	501.54	8484.60	1852.22	2828.20	617.41
1429.50	501.10	8479.95	1802.78	2826.65	600.93
1417.70	500.95	8474.85	1754.64	2824.95	584.88
1416.20	500.78	8469.90	1707.81	2823.30	569.27
1395.00	451.67	8464.95	1662.21	2821.65	554.07
1384.45	448.65	8460.15	1617.84	2820.05	539.28
1373.60	375.52	8455.20	1596.48	2818.40	532.16
41129.90	15950.39	237125.55	58696.04	79041.85	19565.35

TABLA 7.19 DATOS DE PRODUCCIÓN RESULTANTES PARA CADA ESCENARIO PROPUESTO (ALTO Y BAJO).

METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS SEC-PRMS.

ESC 06 –A LTO PRODUCCIÓN ACEITE	PRODUCCIÓN GAS	ESC 06 - BAJO PRODUCCIÓN ACEITE	PRODUCCIÓN GAS	ESC 07 - ALTO PRODUCCIÓN ACEITE	PRODUCCIÓN GAS	ESC 07 - BAJO PRODUCCIÓN ACEITE	PRODUCCIÓN GAS
BPD	SCF	BPD	SCF	BPD	SCF	BPD	SCF
8430.15	3096.41	2810.05	1032.14	5331.00	2997.08	1777.00	999.03
6789.90	3012.14	2263.30	1004.05	5298.90	2729.63	1766.30	909.88
6769.80	2930.16	2256.60	976.72	5117.10	2486.04	1705.70	828.68
4964.55	2850.42	1654.85	950.14	5094.45	2264.21	1698.15	754.74
4959.30	2772.84	1653.10	924.28	5023.20	2062.16	1674.40	687.39
4954.20	2697.39	1651.40	899.13	4842.30	1878.14	1614.10	626.05
4948.95	2623.98	1649.65	874.66	4661.70	1710.54	1553.90	570.18
4943.85	2552.57	1647.95	850.86	4631.40	1557.90	1543.80	519.30
4938.60	2483.10	1646.20	827.70	4601.25	1418.88	1533.75	472.96
4783.50	2415.53	1594.50	805.18	4429.95	1292.27	1476.65	430.76
4778.40	2349.78	1592.80	783.26	4338.60	1176.95	1446.20	392.32
4773.30	2285.84	1591.10	761.95	4193.25	1071.92	1397.75	357.31
4768.20	2223.62	1589.40	741.21	4183.05	976.26	1394.35	325.42
4763.10	2163.11	1587.70	721.04	4159.50	889.14	1386.50	296.38
4458.00	2104.25	1486.00	701.42	4138.95	809.81	1379.65	269.94
4452.90	2046.98	1484.30	682.33	4123.20	737.54	1374.40	245.85
4447.80	1991.27	1482.60	663.76	4108.50	671.73	1369.50	223.91
4292.85	1937.07	1430.95	645.69	3956.85	611.79	1318.95	203.93
4287.75	1884.35	1429.25	628.12	3926.40	557.19	1308.80	185.73
4282.65	1833.08	1427.55	611.03	3914.10	507.47	1304.70	169.16
4127.70	1783.19	1375.90	594.40	3895.95	462.18	1298.65	154.06
4122.75	1734.66	1374.25	578.22	3445.80	420.95	1148.60	140.32
4117.65	1687.44	1372.55	562.48	3430.80	383.39	1143.60	127.80
3812.70	1641.53	1270.90	547.18	3415.95	349.17	1138.65	116.39
3357.75	1596.86	1119.25	532.29	3401.25	318.02	1133.75	106.01
3160.50	1548.68	1053.50	516.23	3389.55	281.48	1129.85	93.83
124486.80	58246.17	41495.60	19415.39	111052.95	30621.77	27269.70	4201.23

TABLA 7.20 DATOS DE PRODUCCIÓN RESULTANTES PARA CADA ESCENARIO PROPUESTO (ALTO Y BAJO).

METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS SEC-PRMS.

ESC 08 - ALTO PRODUCCIÓN ACEITE	PRODUCCIÓN GAS	ESC 08 - BAJO PRODUCCIÓN ACEITE	PRODUCCIÓN GAS	ESC 09 - ALTO PRODUCCIÓN ACEITE	PRODUCCIÓN GAS	ESC 09 - BAJO PRODUCCIÓN ACEITE	PRODUCCIÓN GAS
BPD	SCF	BPD	SCF	BPD	SCF	BPD	SCF
5983.50	2322.75	1994.50	774.25	6780.60	2116.56	2260.20	705.52
5829.60	2312.25	1943.20	770.75	6776.40	2069.42	2258.80	689.81
5646.00	2301.90	1882.00	767.30	6772.05	2023.31	2257.35	674.44
5627.10	2291.40	1875.70	763.80	5267.85	1978.25	1755.95	659.42
5609.70	2281.20	1869.90	760.40	5263.65	1917.98	1754.55	639.33
5571.75	2270.85	1857.25	756.95	5259.30	1881.38	1753.10	627.13
5553.45	2260.65	1851.15	753.55	5255.10	1481.48	1751.70	493.83
5535.15	2250.45	1845.05	750.15	5250.90	1336.11	1750.30	445.37
5367.15	2240.40	1789.05	746.80	5246.70	1087.68	1748.90	362.56
5317.95	2230.35	1772.65	743.45	5242.50	1034.55	1747.50	344.85
4564.67	2220.30	1521.56	740.10	5238.30	978.09	1746.10	326.03
4255.50	2210.25	1418.50	736.75	5234.10	922.89	1744.70	307.63
4018.98	2157.75	1339.66	719.25	5229.90	868.91	1743.30	289.64
3863.63	2148.00	1287.88	716.00	5224.95	816.14	1741.65	272.05
3627.60	2138.40	1209.20	712.80	4171.50	764.55	1390.50	254.85
3617.40	2128.65	1205.80	709.55	3865.80	714.11	1288.60	238.04
3607.20	2119.20	1202.40	706.40	3713.25	664.79	1237.75	221.60
3597.12	2109.60	1199.04	703.20	3709.05	653.51	1236.35	217.84
3588.74	2100.15	1196.25	700.05	3704.85	634.67	1234.95	211.56
3575.40	2090.70	1191.80	696.90	3700.80	626.84	1233.60	208.95
3568.80	2081.25	1189.60	693.75	3696.60	614.97	1232.20	204.99
3557.48	2071.95	1185.83	690.65	3692.55	598.08	1230.85	199.36
3548.55	2062.65	1182.85	687.55	3688.35	582.84	1229.45	194.28
3537.15	2053.35	1179.05	684.45	3684.30	548.13	1228.10	182.71
3386.25	2044.05	1128.75	681.35	3650.25	364.82	1216.75	121.61
3367.50	2034.90	1122.50	678.30	3646.05	331.98	1215.35	110.66
115323.30	56533.35	299536.20	35021.40	122965.65	27611.97	40988.55	9203.99

TABLA 7.21 DATOS DE PRODUCCIÓN RESULTANTES PARA CADA ESCENARIO PROPUESTO (ALTO Y BAJO).

METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS SEC-PRMS.

VOLUMEN DE ACEITE	VOLUMEN DE GAS	VOLUMEN DE ACEITE	VOLUMEN DE GAS	VOLUMEN DE ACEITE	VOLUMEN DE GAS	VOLUMEN DE ACEITE	VOLUMEN DE GAS	VOLUMEN DE ACEITE
MMbbls	MMMpc	MMbbls	MMMpc	MMbbls	MMMpc	MMbbls	MMMpc	MMbbls
76.01	8.70	88.05	10.05	31.04	6.18	13.28	2.01	88.19
48.03	6.65	83.18	8.51	25.62	4.83	11.18	1.58	81.33
30.21	4.98	50.19	6.51	19.71	3.15	9.51	0.57	64.17
25.19	4.71	41.82	7.34	19.44	3.81	8.81	1.08	49.79
21.45	3.32	28.85	5.39	22.31	3.48	7.98	0.96	45.93
18.65	3.24	26.60	4.83	20.03	1.74	6.84	0.77	42.29
18.51	3.24	23.91	3.93	18.24	1.64	5.97	0.63	36.23
18.45	3.03	22.31	2.09	15.18	1.55	3.71	0.47	32.46
18.36	1.52	20.46	1.79	15.36	1.47	2.51	0.41	18.68
17.39	1.50	18.74	1.58	14.39	1.31	1.98	0.18	17.51
16.17	0.60	17.70	1.20	14.70	1.13	1.64	0.15	17.70
14.81	0.50	16.05	1.16	11.15	0.95	1.31	0.11	15.48
13.14	0.39	14.42	1.04	9.39	0.77	1.13	0.09	14.66
11.76	0.51	13.41	0.81	7.68	0.48	0.99	0.06	12.96
9.99	0.81	13.14	1.16	7.59	0.44	0.81	0.06	11.73
9.14	0.33	11.06	0.66	7.53	0.24	0.63	0.05	9.68
6.84	0.60	10.14	0.71	6.51	0.48	0.51	0.03	8.31
7.14	0.39	8.52	0.59	6.35	0.38	0.33	0.02	6.48
6.48	0.36	8.43	0.53	6.18	0.26	0.26	0.01	5.99
4.88	0.20	6.80	0.42	6.00	0.20	0.18	0.01	5.31
4.86	0.09	6.62	0.23	5.87	0.15	0.15	0.01	5.06
4.79	0.26	5.85	0.24	5.85	0.11	0.29	0.01	5.15
3.51	0.12	5.01	0.27	3.62	0.05	0.36	0.01	3.45
3.18	0.18	3.60	0.62	3.33	0.03	0.26	0.01	3.38
3.11	0.33	4.11	0.53	1.76	0.02	0.48	0.03	3.18
1.70	0.36	3.68	0.59	1.52	0.02	0.71	0.02	2.31
413.70	46.89	552.60	62.70	306.30	34.80	81.75	9.30	607.35

TABLA 7.22 DATOS DE VOLUMEN DE ACEITE Y GAS RESULTANTES PARA CADA ESCENARIO PROPUESTO (ALTO *1.5).

METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS SEC-PRMS.

VOLUMEN DE GAS	VOLUMEN DE ACEITE	VOLUMEN DE GAS	VOLUMEN DE ACEITE	VOLUMEN DE GAS	VOLUMEN DE ACEITE	VOLUMEN DE GAS	VOLUMEN DE ACEITE	VOLUMEN DE GAS
MMMpc	MMbbls	MMMpc	MMbbls	MMMpc	MMbbls	MMMpc	MMbbls	MMMpc
10.34	89.81	10.14	26.40	4.53	51.15	6.09	83.19	7.89
8.18	68.51	8.28	25.82	3.17	33.29	4.98	64.74	6.48
7.83	65.13	7.68	24.06	3.05	30.84	4.68	32.52	4.68
6.24	55.88	6.09	17.58	3.00	25.85	3.84	25.79	4.19
5.97	41.84	5.73	15.20	2.28	19.83	3.23	19.85	4.01
5.64	37.68	5.45	15.05	2.19	18.18	2.49	18.20	3.51
5.18	33.65	5.27	12.62	2.04	16.55	2.04	18.06	3.24
3.72	30.29	3.60	12.45	1.83	16.17	1.71	18.00	3.20
3.98	25.53	3.48	12.35	1.19	15.48	1.55	17.18	3.15
1.70	16.83	1.98	12.32	0.84	15.14	1.55	16.94	2.96
1.61	15.57	1.82	11.18	1.11	13.86	1.64	16.34	1.62
1.64	14.57	1.79	11.66	0.92	12.48	0.96	14.60	1.08
1.13	12.51	1.10	9.93	0.83	11.34	0.98	12.92	0.93
1.01	11.18	0.98	8.12	0.51	11.18	0.81	11.15	0.77
0.80	9.86	0.78	6.35	0.41	9.21	0.65	10.29	0.53
0.71	9.35	0.71	6.29	0.27	9.06	0.60	9.74	0.35
0.51	8.01	0.51	6.09	0.45	7.88	0.56	7.29	0.26
0.44	7.68	0.38	5.04	0.33	7.68	0.50	6.54	0.21
0.38	7.47	0.33	4.80	0.29	6.35	0.45	6.33	0.18
0.35	6.84	0.30	4.53	0.23	6.03	0.41	5.37	0.15
0.32	5.67	0.27	3.35	0.27	4.83	0.35	4.71	0.09
0.30	5.34	0.24	3.15	0.14	4.73	0.26	4.64	0.08
0.27	4.53	0.23	3.21	0.05	3.24	0.14	4.11	0.05
0.24	4.01	0.21	3.03	0.06	3.00	0.09	3.48	0.05
0.23	3.48	0.18	2.55	0.09	2.39	0.08	3.26	0.03
0.21	4.49	0.17	1.68	0.08	1.91	0.08	2.97	0.02
68.85	595.65	67.65	264.75	30.05	357.60	40.65	438.15	49.65

TABLA 7.23 DATOS DE VOLUMEN DE ACEITE Y GAS RESULTANTES PARA CADA ESCENARIO PROPUESTO (ALTO *1.5).

METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS SEC-PRMS.

VOLUMEN DE ACEITE	VOLUMEN DE GAS	VOLUMEN DE ACEITE	VOLUMEN DE GAS	VOLUMEN DE ACEITE	VOLUMEN DE GAS	VOLUMEN DE ACEITE	VOLUMEN DE GAS	VOLUMEN DE ACEITE
MMbbls	MMMpc	MMbbls	MMMpc	MMbbls	MMMpc	MMbbls	MMMpc	MMbbls
25.34	2.90	29.35	3.35	10.35	2.06	4.43	0.67	29.40
16.01	2.22	27.73	2.84	8.54	1.61	3.73	0.53	27.11
10.07	1.66	16.73	2.17	6.57	1.05	3.17	0.19	21.39
8.40	1.57	13.94	2.45	6.48	1.27	2.94	0.36	16.60
7.15	1.11	9.62	1.80	7.44	1.16	2.66	0.32	15.31
6.22	1.08	8.87	1.61	6.68	0.58	2.28	0.26	14.10
6.17	1.08	7.97	1.31	6.08	0.55	1.99	0.21	12.08
6.15	1.01	7.44	0.70	5.06	0.52	1.24	0.16	10.82
6.12	0.51	6.82	0.60	5.12	0.49	0.84	0.14	6.23
5.80	0.50	6.25	0.53	4.80	0.44	0.66	0.06	5.84
5.39	0.20	5.90	0.40	4.90	0.38	0.55	0.05	5.90
4.94	0.17	5.35	0.39	3.72	0.32	0.44	0.04	5.16
4.38	0.13	4.81	0.35	3.13	0.26	0.38	0.03	4.89
3.92	0.17	4.47	0.27	2.56	0.16	0.33	0.02	4.32
3.33	0.27	4.38	0.39	2.53	0.15	0.27	0.02	3.91
3.05	0.11	3.69	0.22	2.51	0.08	0.21	0.02	3.23
2.28	0.20	3.38	0.24	2.17	0.16	0.17	0.01	2.77
2.38	0.13	2.84	0.20	2.12	0.13	0.11	0.01	2.16
2.16	0.12	2.81	0.18	2.06	0.09	0.09	0.00	2.00
1.63	0.07	2.27	0.14	2.00	0.07	0.06	0.00	1.77
1.62	0.03	2.21	0.08	1.96	0.05	0.05	0.00	1.69
1.60	0.09	1.95	0.08	1.95	0.04	0.10	0.00	1.72
1.17	0.04	1.67	0.09	1.21	0.02	0.12	0.00	1.15
1.06	0.06	1.20	0.21	1.11	0.01	0.09	0.00	1.13
1.04	0.11	1.37	0.18	0.59	0.01	0.16	0.01	1.06
0.57	0.12	1.23	0.20	0.51	0.01	0.24	0.01	0.77
137.90	15.63	184.20	20.90	102.10	11.60	27.25	3.10	202.45

TABLA 7.24 DATOS DE VOLUMEN DE ACEITE Y GAS RESULTANTES PARA CADA ESCENARIO PROPUESTO (BAJO *0.5).

METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS SEC-PRMS.

VOLUMEN DE GAS MMMpc	VOLUMEN DE ACEITE MMbbls	VOLUMEN DE GAS MMMpc	VOLUMEN DE ACEITE MMbbls	VOLUMEN DE GAS MMMpc	VOLUMEN DE ACEITE MMbbls	VOLUMEN DE GAS MMMpc	VOLUMEN DE ACEITE MMbbls	VOLUMEN DE GAS MMMpc
3.45	29.94	3.38	8.80	1.51	17.05	2.03	27.73	2.63
2.73	22.84	2.76	8.61	1.06	11.10	1.66	21.58	2.16
2.61	21.71	2.56	8.02	1.02	10.28	1.56	10.84	1.56
2.08	18.63	2.03	5.86	1.00	8.62	1.28	8.60	1.40
1.99	13.95	1.91	5.07	0.76	6.61	1.08	6.62	1.34
1.88	12.56	1.82	5.02	0.73	6.06	0.83	6.07	1.17
1.73	11.22	1.76	4.21	0.68	5.52	0.68	6.02	1.08
1.24	10.10	1.20	4.15	0.61	5.39	0.57	6.00	1.07
1.33	8.51	1.16	4.12	0.40	5.16	0.52	5.73	1.05
0.57	5.61	0.66	4.11	0.28	5.05	0.52	5.65	0.99
0.54	5.19	0.61	3.73	0.37	4.62	0.55	5.45	0.54
0.55	4.86	0.60	3.89	0.31	4.16	0.32	4.87	0.36
0.38	4.17	0.37	3.31	0.28	3.78	0.33	4.31	0.31
0.34	3.73	0.33	2.71	0.17	3.73	0.27	3.72	0.26
0.27	3.29	0.26	2.12	0.14	3.07	0.22	3.43	0.18
0.24	3.12	0.24	2.10	0.09	3.02	0.20	3.25	0.12
0.17	2.67	0.17	2.03	0.15	2.63	0.19	2.43	0.09
0.15	2.56	0.13	1.68	0.11	2.56	0.17	2.18	0.07
0.13	2.49	0.11	1.60	0.10	2.12	0.15	2.11	0.06
0.12	2.28	0.10	1.51	0.08	2.01	0.14	1.79	0.05
0.11	1.89	0.09	1.12	0.09	1.61	0.12	1.57	0.03
0.10	1.78	0.08	1.05	0.05	1.58	0.09	1.55	0.03
0.09	1.51	0.08	1.07	0.02	1.08	0.05	1.37	0.02
0.08	1.34	0.07	1.01	0.02	1.00	0.03	1.16	0.02
0.08	1.16	0.06	0.85	0.03	0.80	0.03	1.09	0.01
0.07	1.50	0.06	0.56	0.03	0.64	0.03	0.99	0.01
22.95	198.55	22.55	88.25	10.02	119.20	13.55	146.05	16.55

TABLA 7.25 DATOS DE VOLUMEN DE ACEITE Y GAS RESULTANTES PARA CADA ESCENARIO PROPUESTO (BAJO *0.5).

METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS SEC-PRMS.

ESC 01			
Moneda Dolares (E.U.A.)			
Antes de Impuestos			
	VPN	Ingresos Operativos	Inversiones
(%)	M\$	M\$	M\$
0.00	290127.08	2608551.08	2318424.00
12.00	75144.40	353355.28	278210.88
TIR	%	0.28	
VPN/VPI	M\$/M\$	0.04	
VNI	M\$	\$2,070,021.43	
Límite Económico		2035/12	

ESC 02			
Moneda Dolares (E.U.A.)			
Antes de Impuestos			
	VPN	Ingresos Operativos	Inversiones
(%)	M\$	M\$	M\$
0.00	1635274.20	3953698.20	2318424.00
12.00	466240.73	744451.61	278210.88
TIR	%	2.52	
VPN/VPI	M\$/M\$	0.23	
VPI	M\$	\$2,070,021.43	
Límite Económico		2035/12	

ESC 03			
Moneda Dolares (E.U.A.)			
Antes de Impuestos			
	VPN	Ingresos Operativos	Inversiones
(%)	M\$	M\$	M\$
0.00	1278451.88	3596875.88	2318424.00
12.00	414081.98	692292.86	278210.88
TIR	%	0.70	
VPN/VPI	M\$/M\$	0.20	
VPI	M\$	\$2,070,021.43	
Límite Económico		2035/12	

ESC 04			
Moneda Dolares (E.U.A.)			
Antes de Impuestos			
	VPN	Ingresos Operativos	Inversiones
(%)	M\$	M\$	M\$
0.00	529152.99	2847576.99	2318424.00
12.00	13721.05	291931.93	278210.88
TIR	%	0.13	
VPN/VPI	M\$/M\$	0.01	
VPI	M\$	\$2,070,021.43	
Límite Económico		2035/12	

ESC 05			
Moneda Dolares (E.U.A.)			
Antes de Impuestos			
	VPN	Ingresos Operativos	Inversiones
(%)	M\$	M\$	M\$
0.00	4423839.87	6742263.87	2318424.00
12.00	1225297.28	1503508.16	278210.88
TIR	%	15.25	
VPN/VPI	M\$/M\$	0.59	
VPI	M\$	\$2,070,021.43	
Límite Económico		2035/12	

TABLA 7.26 INDICADORES ECONÓMICOS ESCENARIO 01-05 (BASE).

METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS SEC-PRMS.

ESC 06			
Moneda Dolares (E.U.A.)			
Antes de Impuestos			
	VPN	Ingresos Operativos	Inversiones
(%)	M\$	M\$	M\$
0.00	603766.73	2922190.73	2318424.00
12.00	152350.89	430561.77	278210.88
TIR	%	0.64	
VPN/VPI	M\$/M\$	0.07	
VPI	M\$	\$2,070,021.43	
Límite Económico		2035/12	

ESC 07			
Moneda Dolares (E.U.A.)			
Antes de Impuestos			
	VPN	Ingresos Operativos	Inversiones
(%)	M\$	M\$	M\$
0.00	48911.36	2367335.36	2318424.00
12.00	-91110.85	187100.03	278210.88
TIR	%	0.02	
VPN/VPI	M\$/M\$	-0.04	
VPI	M\$	\$2,070,021.43	
Límite Económico		169.25	

ESC 08			
Moneda Dolares (E.U.A.)			
Antes de Impuestos			
	VPN	Ingresos Operativos	Inversiones
(%)	M\$	M\$	M\$
0.00	286957.93	2605381.93	2318424.00
12.00	35231.90	313442.78	278210.88
TIR	%	0.17	
VPN/VPI	M\$/M\$	0.02	
VPI	M\$	\$2,070,021.43	
Límite Económico		2035/12	

ESC 09			
Moneda Dolares (E.U.A.)			
Antes de Impuestos			
	VPN	Ingresos Operativos	Inversiones
(%)	M\$	M\$	M\$
0.00	481287.38	2799711.38	2318424.00
12.00	107291.47	385502.35	278210.88
TIR	%	0.29	
VPN/VPI	M\$/M\$	0.05	
VPI	M\$	\$2,070,021.43	
Límite Económico		2035/12	

TABLA 7.27 INDICADORES ECONÓMICOS ESCENARIO 06-09 (BASE).

METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS SEC-PRMS.

ESC 01 (ALTO)					ESC 02 (ALTO)					ESC 03 (ALTO)				
Moneda Dolares (E.U.A.)					Moneda Dolares (E.U.A.)					Moneda Dolares (E.U.A.)				
Antes de Impuestos					Antes de Impuestos					Antes de Impuestos				
(%)	VPN	Ingresos Operativos	Inversiones		(%)	VPN	Ingresos Operativos	Inversiones		(%)	VPN	Ingresos Operativos	Inversiones	
	M\$	M\$	M\$	M\$		M\$	M\$	M\$	M\$		M\$	M\$	M\$	M\$
0.00	22029769.53	24348193.53	2318424.00		0.00	39142060.38	41460484.38	2318424.00		0.00	23056837.25	25375261.25	2318424.00	
12.00	6962004.37	7240215.25	278210.88		12.00	13367527.20	13645738.08	278210.88		12.00	6431824.80	6710035.68	278210.88	
TIR	%	0.68			TIR	%	2.99			TIR	%	0.94		
VPN/VPI	M\$/M\$	3.36			VPN/VPI	M\$/M\$	6.46			VPN/VPI	M\$/M\$	3.11		
VPI	M\$	\$2,070,021.43			VPI	M\$	\$2,070,021.43			VPI	M\$	\$2,070,021.43		
Límite Económico	2035/12				Límite Económico	2035/12				Límite Económico	2035/12			
ESC 01 (BAJO)					ESC 02 (BAJO)					ESC 03 (BAJO)				
Moneda Dolares (E.U.A.)					Moneda Dolares (E.U.A.)					Moneda Dolares (E.U.A.)				
Antes de Impuestos					Antes de Impuestos					Antes de Impuestos				
(%)	VPN	Ingresos Operativos	Inversiones		(%)	VPN	Ingresos Operativos	Inversiones		(%)	VPN	Ingresos Operativos	Inversiones	
	M\$	M\$	M\$	M\$		M\$	M\$	M\$	M\$		M\$	M\$	M\$	M\$
0.00	132224.05	2450648.05	2318424.00		0.00	104746.28	2423170.28	2318424.00		0.00	17464.37	2335888.37	2318424.00	
12.00	-74144.97	204065.91	278210.88		12.00	19190.08	297400.96	278210.88		12.00	-39864.10	238346.78	278210.88	
TIR	%	0.05			TIR	%	0.32			TIR	%	0.02		
VPN/VPI	M\$/M\$	-0.04			VPN/VPI	M\$/M\$	0.01			VPN/VPI	M\$/M\$	-0.02		
VPI	M\$	\$2,070,021.43			VPI	M\$	\$2,070,021.43			VPI	M\$	\$2,070,021.43		
Límite Económico	2034-2				Límite Económico	2014-2				Límite Económico	2032-12			
ESC 04 (ALTO)					ESC 05 (ALTO)					ESC 06 (ALTO)				
Moneda Dolares (E.U.A.)					Moneda Dolares (E.U.A.)					Moneda Dolares (E.U.A.)				
Antes de Impuestos					Antes de Impuestos					Antes de Impuestos				
(%)	VPN	Ingresos Operativos	Inversiones		(%)	VPN	Ingresos Operativos	Inversiones		(%)	VPN	Ingresos Operativos	Inversiones	
	M\$	M\$	M\$	M\$		M\$	M\$	M\$	M\$		M\$	M\$	M\$	M\$
0.00	14552216.13	16871640.13	2318424.00		0.00	15045350.04	17363774.04	2318424.00		0.00	33268647.41	35587071.41	2318424.00	
12.00	5231074.10	5509284.98	278210.88		12.00	4875031.19	5153242.07	278210.88		12.00	9670551.86	9948762.74	278210.88	
TIR	%	165.50			TIR	%	6.99			TIR	%	8.57		
VPN/VPI	M\$/M\$	2.53			VPN/VPI	M\$/M\$	2.36			VPN/VPI	M\$/M\$	4.67		
VPI	M\$	\$2,070,021.43			VPI	M\$	\$2,070,021.43			VPI	M\$	\$2,070,021.43		
Límite Económico	2035/12				Límite Económico	2035/12				Límite Económico	2035/12			
ESC 04 (BAJO)					ESC 05 (BAJO)					ESC 06 (BAJO)				
Moneda Dolares (E.U.A.)					Moneda Dolares (E.U.A.)					Moneda Dolares (E.U.A.)				
Antes de Impuestos					Antes de Impuestos					Antes de Impuestos				
(%)	VPN	Ingresos Operativos	Inversiones		(%)	VPN	Ingresos Operativos	Inversiones		(%)	VPN	Ingresos Operativos	Inversiones	
	M\$	M\$	M\$	M\$		M\$	M\$	M\$	M\$		M\$	M\$	M\$	M\$
0.00	161413.68	2479837.68	2318424.00		0.00	298908.94	2617332.94	2318424.00		0.00	154348.10	2472772.10	2318424.00	
12.00	-59534.00	218676.88	278210.88		12.00	-90307.32	187903.56	278210.88		12.00	108323.59	386534.47	278210.88	
TIR	%	0.05			TIR	%	0.06			TIR	%	0.51		
VPN/VPI	M\$/M\$	-0.03			VPN/VPI	M\$/M\$	-0.04			VPN/VPI	M\$/M\$	0.05		
VPI	M\$	\$2,070,021.43			VPI	M\$	\$2,070,021.43			VPI	M\$	\$2,070,021.43		
Límite Económico	2033-12				Límite Económico	2035/12				Límite Económico	2030-12			
ESC 07 (ALTO)					ESC 08 (ALTO)					ESC 09 (ALTO)				
Moneda Dolares (E.U.A.)					Moneda Dolares (E.U.A.)					Moneda Dolares (E.U.A.)				
Antes de Impuestos					Antes de Impuestos					Antes de Impuestos				
(%)	VPN	Ingresos Operativos	Inversiones		(%)	VPN	Ingresos Operativos	Inversiones		(%)	VPN	Ingresos Operativos	Inversiones	
	M\$	M\$	M\$	M\$		M\$	M\$	M\$	M\$		M\$	M\$	M\$	M\$
0.00	16018121.97	18336545.97	2318424.00		0.00	24159786.39	26478190.39	2318424.00		0.00	14658383.93	16976807.93	2318424.00	
12.00	5935137.34	6213348.22	278210.88		12.00	6917631.37	7195842.25	278210.88		12.00	5555803.97	5834014.85	278210.88	
TIR	%	36.39			TIR	%	233.34			TIR	%	2.50		
VPN/VPI	M\$/M\$	2.87			VPN/VPI	M\$/M\$	3.34			VPN/VPI	M\$/M\$	2.68		
VPI	M\$	\$2,070,021.43			VPI	M\$	\$2,070,021.43			VPI	M\$	\$2,070,021.43		
Límite Económico	2035/12				Límite Económico	2035/12				Límite Económico	2035/12			
ESC 07 (BAJO)					ESC 08 (BAJO)					ESC 09 (BAJO)				
Moneda Dolares (E.U.A.)					Moneda Dolares (E.U.A.)					Moneda Dolares (E.U.A.)				
Antes de Impuestos					Antes de Impuestos					Antes de Impuestos				
(%)	VPN	Ingresos Operativos	Inversiones		(%)	VPN	Ingresos Operativos	Inversiones		(%)	VPN	Ingresos Operativos	Inversiones	
	M\$	M\$	M\$	M\$		M\$	M\$	M\$	M\$		M\$	M\$	M\$	M\$
0.00	41200.70	2359624.70	2318424.00		0.00	117393.08	2435817.08	2318424.00		0.00	-5325.54	2264898.46	2318424.00	
12.00	-99963.42	178247.46	278210.88		12.00	-240558.53	37652.35	278210.88		12.00	269605.31	547816.19	278210.88	
TIR	%	0.01			TIR	%	0.02			TIR	%	0.01		
VPN/VPI	M\$/M\$	-0.05			VPN/VPI	M\$/M\$	-0.12			VPN/VPI	M\$/M\$	0.13		
VPI	M\$	\$2,070,021.43			VPI	M\$	\$2,070,021.43			VPI	M\$	\$2,070,021.43		
Límite Económico	2032-12				Límite Económico	2035/12				Límite Económico	2022-12			

TABLA 7.28 INDICADORES ECONÓMICOS ESCENARIO 01-09 (ALTO Y BAJO).

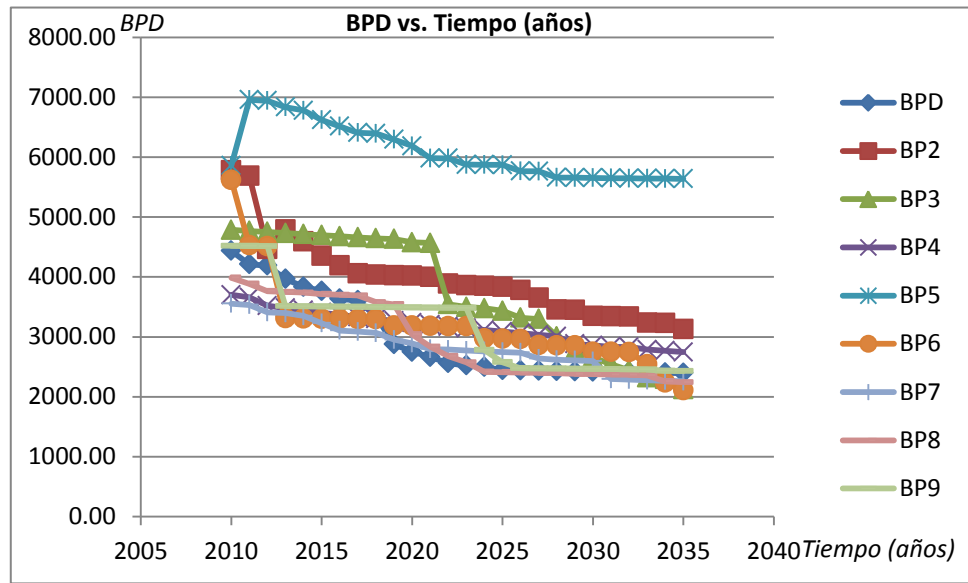


FIGURA 7.22 Gráfica BPD resultantes para cada escenario vs Tiempo.

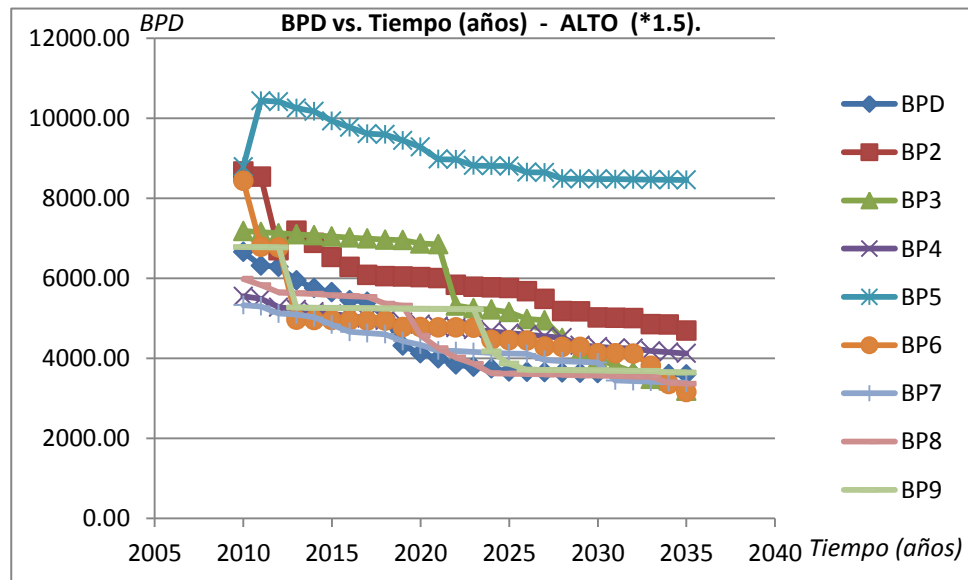


FIGURA 7.23 Gráfica BPD resultantes para cada escenario vs Tiempo (ALTO *1.5).

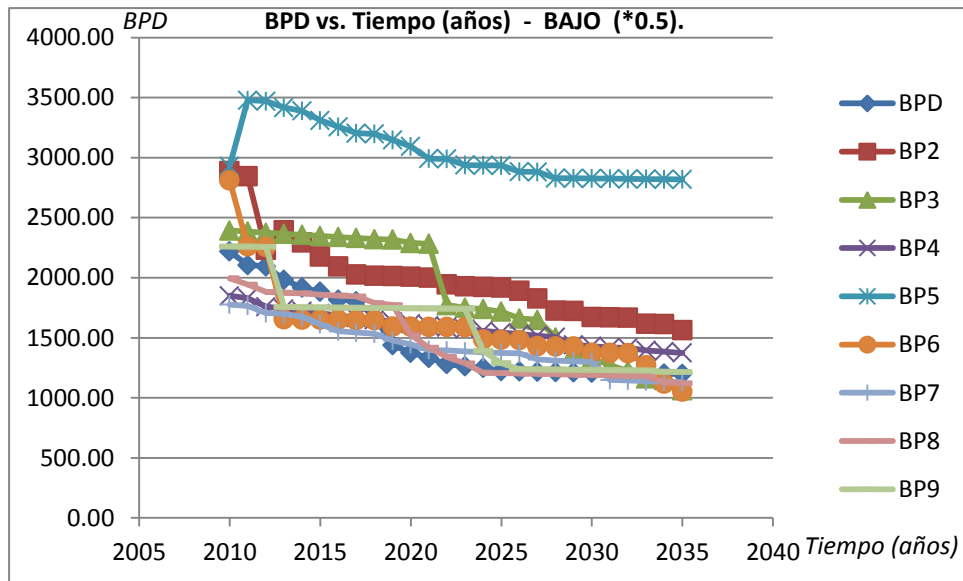


FIGURA 7.24 Gráfica BPD resultantes para cada escenario vs Tiempo (BAJO *0.5).

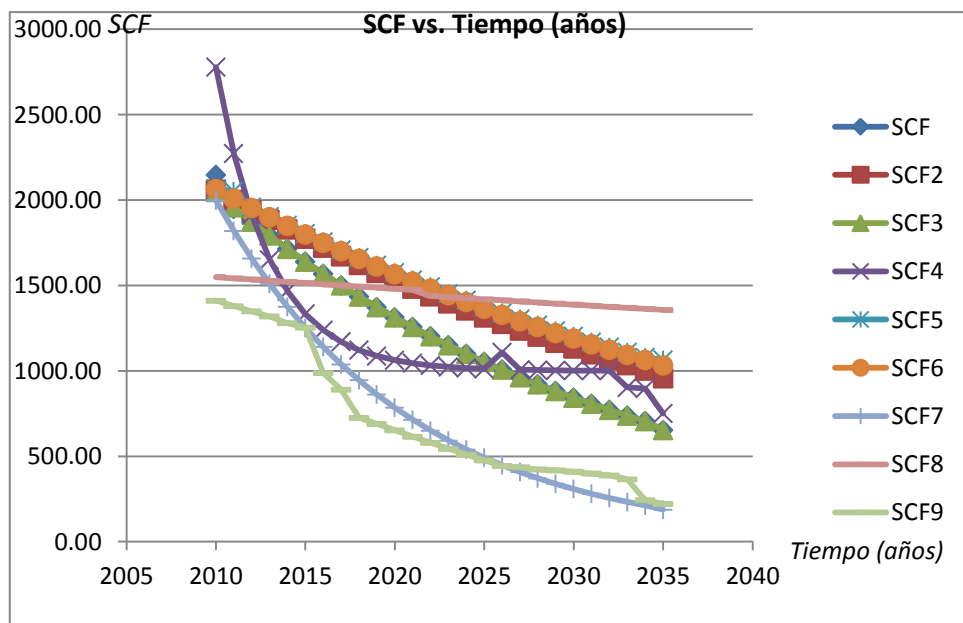


FIGURA 7.25 Gráfica SCF resultantes para cada escenario vs Tiempo.

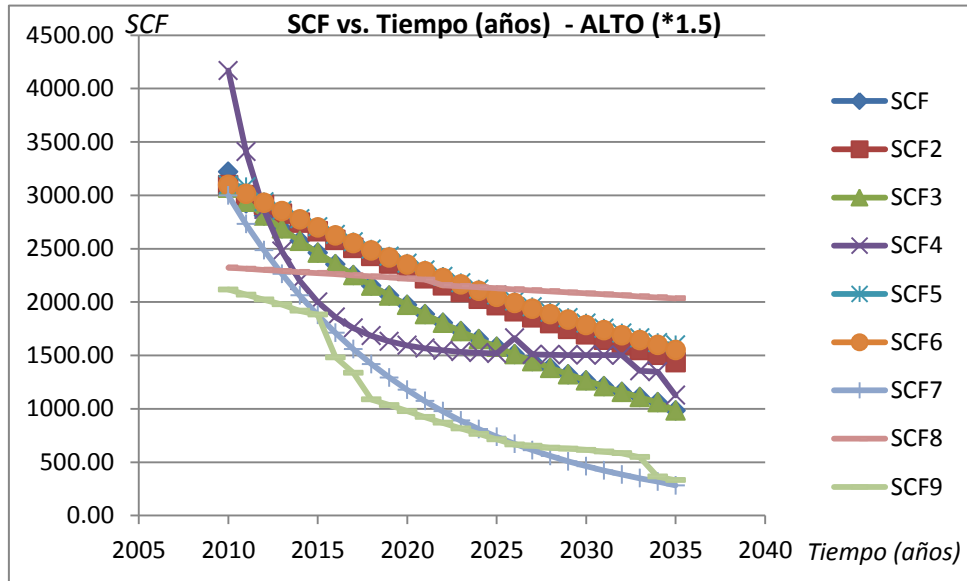


FIGURA 7.26 Gráfica SCF resultantes para cada escenario vs Tiempo - ALTO (*1.5).

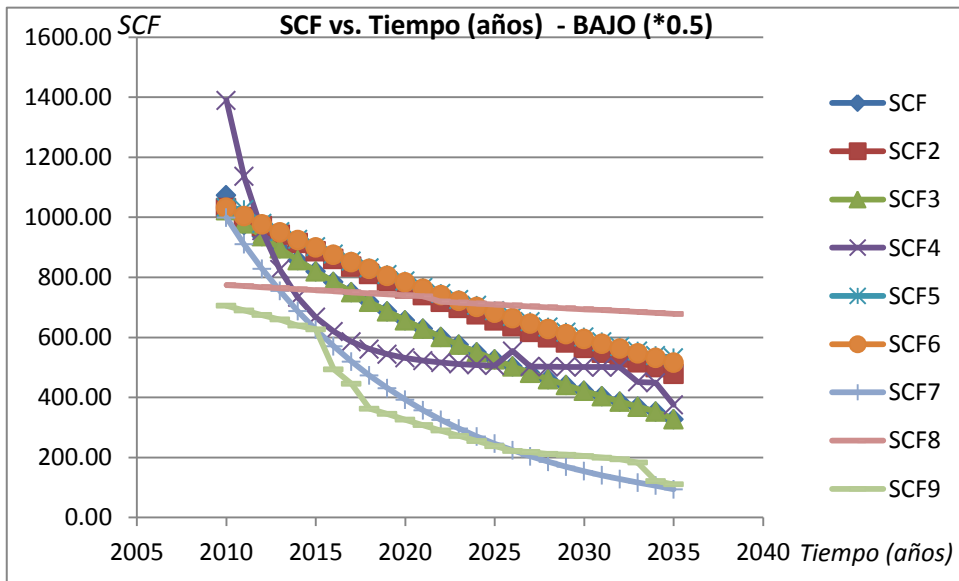


FIGURA 7.27 Gráfica SCF resultantes para cada escenario vs Tiempo - BAJO (*0.5).

ESCENARIO	BASE	ALTO (*1.5)	BAJO (*0.5)
1	275.80	413.70	137.90
2	368.40	552.60	184.20
3	204.20	306.30	102.10
4	54.50	81.75	27.25
5	404.90	607.35	202.45
6	397.10	595.65	198.55
7	176.50	264.75	88.25
8	238.40	357.60	119.20
9	292.10	438.15	146.05

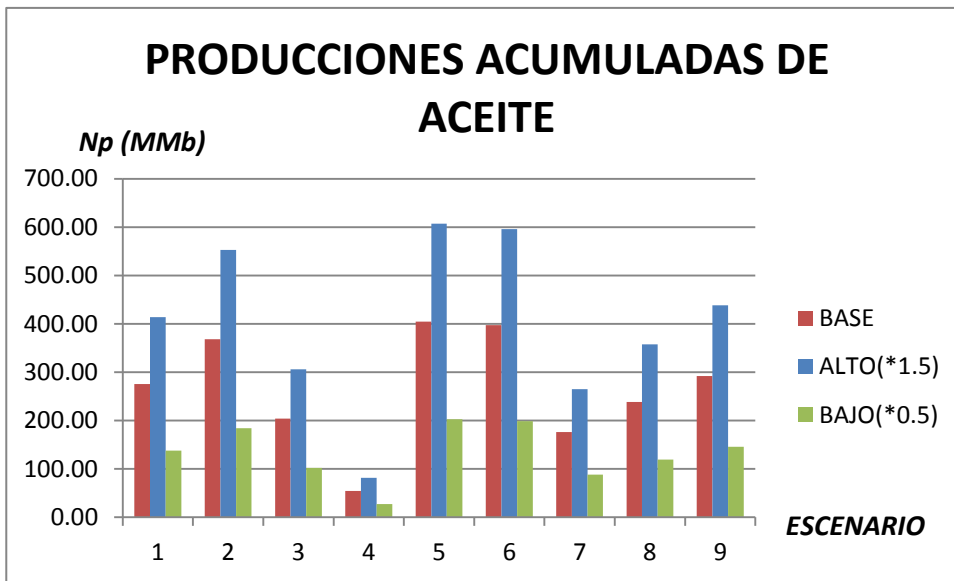


FIGURA 7.28 Gráfica de comparación de Producción acumulada por escenario.

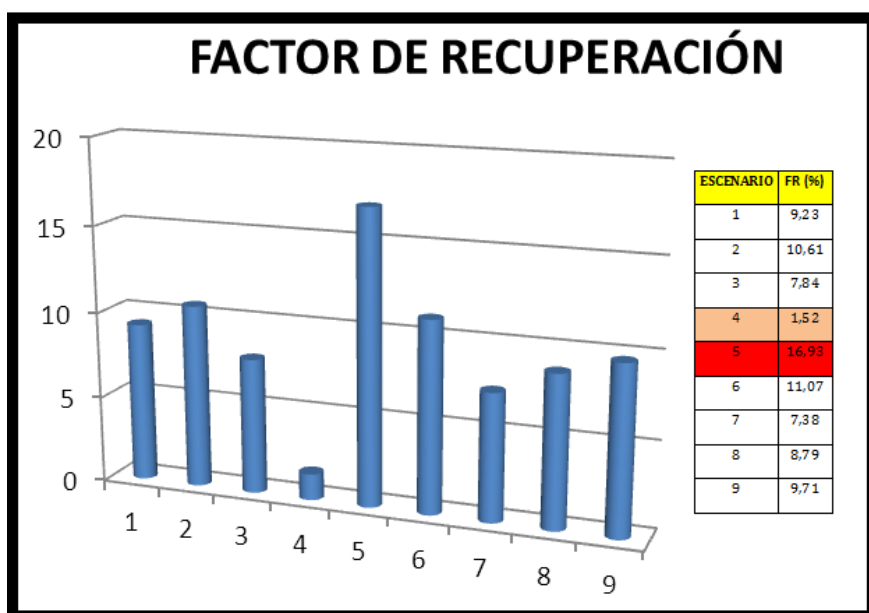


FIGURA 7.29 Factores de recuperación obtenidos para cada escenario propuesto.

7.5.3 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN

En los reportes generados con MERAK, se observan diversos indicadores que nos muestran si el proyecto es rentable o no.

En base a los valores obtenidos, comparando los distintos escenarios propuestos, se observó que el **escenario 05** presenta los mejores factores económicos para el desarrollo del proyecto.

1. VPN @ tasa de descuento del 12%: 4,423,839.87 M\$ (dólares E.U.A.), lo que muestra que el proyecto genera una ganancia significativa.

2. TIR: 15.25%.

3. B/C: la Relación Costo Beneficio es de **1.65 M\$/M\$** (dólares E.U.A.), lo cual indica que por cada 1M\$ (dólares E.U.A.) que se invierte, se obtienen 1.65M\$ (dólares E.U.A.) adicionales.

4. Periodo de recuperación de las inversiones: primer año del proyecto (2010/12).

5. Fecha del límite económico: 2035/12, a esta fecha los costos de operación superan a los beneficios obtenidos.

7.6 EVALUACIÓN DE RIESGO DEL ESCENARIO SELECCIONADO.

El software especializado “Decision Tool Kit” nos permite realizar este procedimiento de forma sencilla y ordenada, sin el riesgo de cometer errores de cálculo.

En esta etapa, se obtienen los factores que pueden causar pérdidas durante la vida útil del proyecto.

Con ayuda de esta herramienta, se podrá tomar una decisión sobre la factibilidad de llevar o no a cabo el proyecto con las condiciones del escenario 5, de acuerdo a lo anterior.

1) Se ejecuta el programa “Decision Tool Kit”.



FIGURA 7.30 “Decision Tool Kit”..

2) El primer análisis es la generación del diagrama de tornado, para obtener las variables que más impactan al proyecto, posteriormente se selecciona el proyecto de Peep que se desea analizar.

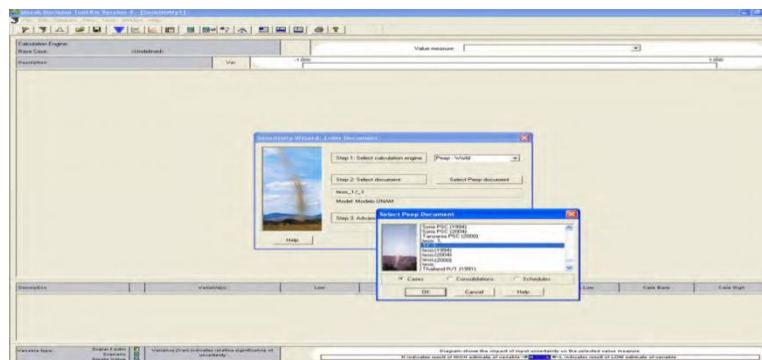


FIGURA 7.31 Selección del proyecto Peep a analizar.

3) Se selecciona el indicador económico para efectuar su evaluación económica.

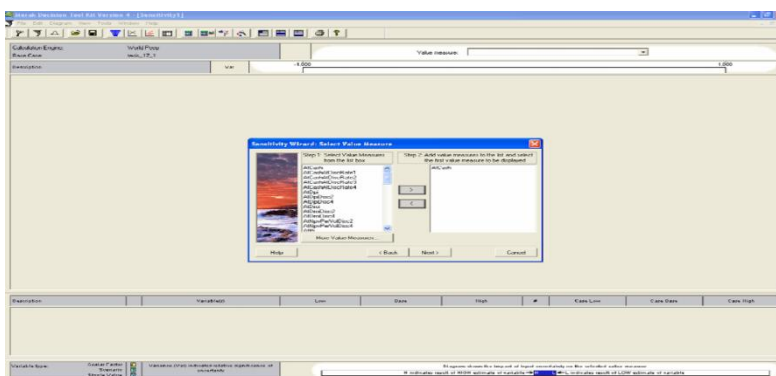


FIGURA 7.32 Selección del indicador económico.

4) Se seleccionan variables utilizadas en el proceso de evaluación económica, como precios, volúmenes, costos operativos y las inversiones.

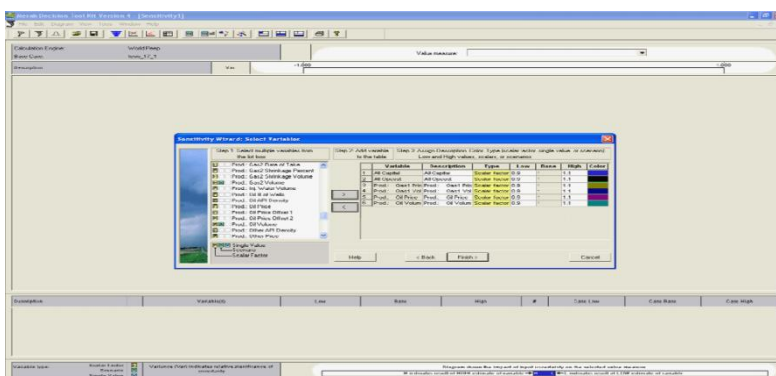


FIGURA 7.33 Variables utilizadas en la Evaluación Económica.

5) Se calcula el diagrama de tornado y se obtienen las variables que más impactan el proyecto. Para este proyecto los factores a analizar son precio y volumen de aceite.

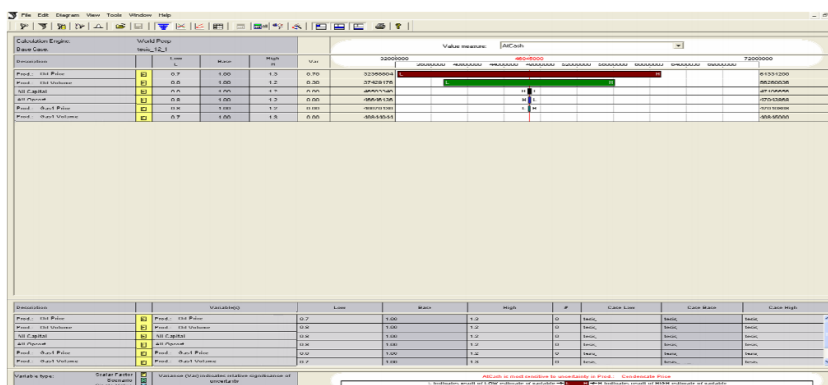


FIGURA 7.34 Diagrama de tornado.

6) Posteriormente se construye el árbol de decisión seleccionando las variables que más impactan: “Tools”→“Merak tree”.

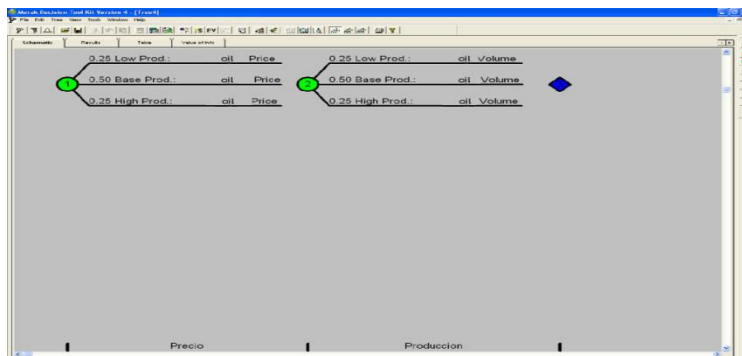


FIGURA 7.35 Construcción del árbol de decisión.

7) Se calcula el árbol de decisión: “Tree” →“Autocalc”.

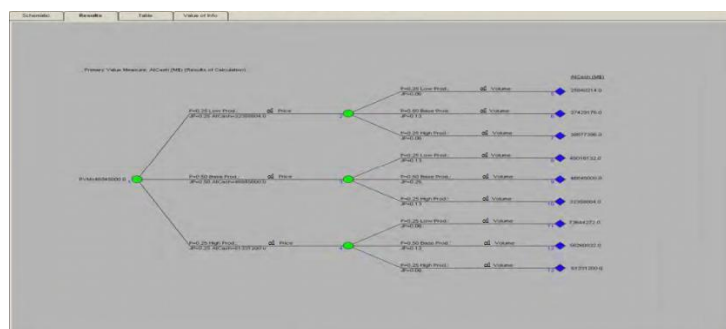


FIGURA 7.36 Cálculo del árbol de decisión.

8) Cálculo de la gráfica de probabilidad acumulada: barra de herramientas →“Cum Prob”.

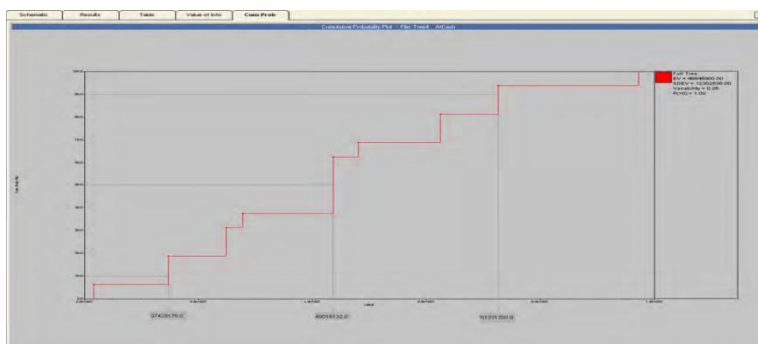


FIGURA 7.37 Gráfica de la probabilidad acumulada.

El proyecto no mostró riesgo, la probabilidad de que la ganancia esperada del proyecto sea mayor que cero es del 100%, por lo cual, se sugiere que el proyecto se apruebe.

- Valor Esperado (media): **2,216'038,112.0 dólares @ 12%**
- Percentil 10: 1,421'603,811.2 dólares @ 12%
- Percentil 50: **2,185'202,324.02 dólares @ 12%**
- Percentil 90: 6,010'472,412.8 dólares @ 12%
- Desviación Estándar: **1,345'508,280.88 dólares @ 12%**

El Límite Económico es *Diciembre de 2035*, se tiene un VPN en la media de **2,216.038 MMM de dólares**, el proyecto durará en total **25 años a partir del 2010**, resulta *rentable* y *competitivo* en un portafolio de inversión, aunque existen otros proyectos que lo pueden diferir.

CONCLUSIONES

1. En los capítulos anteriores se presentó una metodología, aplicada a un caso real (Ayatsil), en base a las normas SEC (Securities and Exchange Commission) – PRMS (Petroleum Resource Management System), como apoyo para el cálculo de reservas 2P, principalmente. Así mismo se revisó la teoría básica utilizada durante este procedimiento, justificada en los reglamentos antes mencionados.
2. Las reservas reportadas como oficiales de Pemex fueron 275.8 Mmb con el procedimiento empelado tenemos que estas reservas 2P podrían variar entre 30.6 Mmb y 275.9 Mmb sin embargo la opción 5 y 6 representan una mayor recuperación de reservas.
3. En el cálculo de reservas normalmente se presenta un escenario el más probable, sin embargo lo que se quiere observar es los rangos en los que podría presentar la reserva 2P considerando las incertidumbres que afectan la reserva.
4. Al descubrir un yacimiento se tiene gran incertidumbre en el cálculo del volumen de hidrocarburo y cada decisión tomada en esta etapa, hasta culminar con una explotación exitosa, va acompañada de un riesgo; conforme el desarrollo avanza, las incertidumbres se reducen al igual que el riesgo aunado a las decisiones.
5. Las decisiones en la industria del crudo y del gas determinan la dirección de miles de millones de dólares cada año, algunas de las decisiones más extraordinarias determinan la oferta máxima por una concesión, el mejor proceso de desarrollo para un pozo, la prioridad de perforación en el marco exploratorio de una compañía, el momento de incrementar la capacidad operativa de las instalaciones o bien, la decisión de firmar un contrato de suministro a largo o corto plazo. Algunos de los problemas más simples se pueden resolver con cálculos, en cambio los más complejos pueden tardar meses o años, sin embargo, existen varios métodos que ayudan a los encargados de tomar decisiones, por ejemplo: evaluando la incertidumbre y el riesgo, cálculos del valor presente neto (VPN), simulación de Monte Carlo, la teoría de la cartera de inversiones, el análisis del árbol de decisiones, la teoría de las preferencias, entre otros.
6. Captar la esencia del problema mediante la determinación de cuáles son los factores más importantes ayuda a que los encargados de tomar decisiones puedan concentrarse solamente en los aspectos que juegan un papel central en el resultado, para el caso de esta tesis, los factores clave que definen como económico al campo son muy diversos, por ejemplo: el comportamiento del yacimiento, costos de la exploración, desarrollo, mercado, indicadores económicos (VPN, TIR.), factores de recuperación, tiempo de vida del proyecto, producciones acumuladas, producciones diarias, etcétera.
7. Se recurrió al uso de un análisis de sensibilidad para cada escenario propuesto, ya que permite dar un orden de importancia a los factores que se deben tomar en cuenta en la decisión final, para este caso, se observó que los parámetros petrofísicos, de producción y económicos impactaban enormemente los valores de las reservas obtenidos.

8. El análisis de sensibilidad indicó que el proyecto es económicamente viable hasta un cambio de la inversión, en todos los casos, del 10%, cambios en volumen de hidrocarburos producidos cercanos al 50% y variación en el precio de venta de los hidrocarburos del 30%, demostrándose mayores bondades de sensibilidad en la alternativas de explotación y recuperación de reservas con las condiciones de los escenarios 5 y 6.

9. Derivado del análisis de sensibilidad se observa que el precio es la variable que más influye en la evaluación económica y por lo tanto en el límite económico que determina la reserva.

10. Para el caso presentado en esta tesis, se generaron diversos escenarios, con distintos factores: propiedades de roca, fluido, aumentados o disminuidos acorde a los porcentajes permitidos y justificados por las normas SEC-PRMS, los valores obtenidos de reservas, con ayuda de software, impactaron tanto a la baja como a la alza debido a la aplicación de valores propuestos en las metodologías antes mencionadas.

11. Sabemos que el factor de recuperación es la relación existente entre el volumen original de aceite o gas, a condiciones atmosféricas y la reserva original de un yacimiento, por tanto y acorde a esta definición, simboliza un parámetro clave para medir la optimización de la explotación de un campo y nos arroja un resultado sobre el efecto de la aplicación de las metodologías, ya que nos permite, cuantitativamente, comparar las nuevas condiciones, dándonos la opción de elegir las condiciones más convenientes para la explotación del área de interés.

12. Como se mencionó anteriormente, otro factor importante, a considerar, es el límite económico, definido como el punto máximo en el acumulado de flujo de efectivo antes de impuestos; resulta muy significativo en la cuantificación de los efectos económicos mostrados por las metodologías, principalmente SEC.

13. Para el campo Ayatsil se construyeron 9 diferentes escenarios tomando como base la reserva 2P registrada de manera oficial en la base de datos de Petróleos Mexicanos (PEMEX) en donde se variaron los parámetros técnicos y económicos basándose en la metodología aprobada.

14. Se puede establecer que las alternativas de explotación del campo bajo las condiciones propuestas representan opciones rentables al tener un menor riesgo económico, con un periodo de recuperación menor y relación beneficio-costos mayor aunado a un factor de recuperación óptimo.

15. La U.S SEC solo aprueba las reservas probadas, ya que estas son las únicas de las se tiene certeza absoluta que existen, y por tanto son las únicas de las cuales se puede estar seguro, que de ser la evaluación económica satisfactoria, realmente generaran un beneficio económico a la empresa, mientras que para las otras dos clasificaciones, se tiene un cierto grado de incertidumbre.

RECOMENDACIONES

1. Se debe tener cuidado en la aplicación de las metodologías, ya que, debe existir un análisis detallado técnico-económico, sustentado en la calidad de sus datos, antes de aplicarlas.
2. Es necesario realizar un ejercicio similar para los principales campos de México con el objetivo de evaluar los diferentes escenarios posibles de reservas para una categoría en particular.
3. El análisis fue basado en un análisis general utilizando curvas de declinación y la ecuación de volumetría, sin embargo, se recomienda hacer un estudio más completo por medio de herramientas tales como simulación de yacimientos y variaciones de las propiedades en el modelo estático.
4. El uso de metodologías FEL (Front End Loading) o VCD (Visualización, Conceptualización y Definición) ayudan a identificar los mejores escenarios de explotación que maximicen el factor de recuperación asociado a lo dicho en la PRMS (Petroleum Resources Management System). Así mismo y asociado a lo anterior por medio de estas metodologías se puede establecer también otros escenarios de explotación asociados a diferentes esquemas de explotación
5. A medida que se cuente con mejores datos geológicos y petrofísicos se podrá disponer de un mejor cálculo del volumen original y por lo tanto de reservas.
6. En caso de no disponer de factores de recuperación iniciales, un cálculo más preciso, se puede hacer en base a la combinación de simulación matemática del yacimiento y de correlaciones con pozos de características petrofísicas similares.
7. Es recomendado el uso de software ya que implica una reducción de tiempo y costo en la evaluación total, técnica y económica, desde un pozo hasta la cartera de proyectos total.
8. Es de suma importancia tomar en cuenta lo propuesto por la metodología PRMS (Petroleum Resources Management System) ya que provee metodologías a la industria que aproximan a una mejor clasificación de los recursos basada en el estado de los proyectos de desarrollo aplicados y categorizando los volúmenes vendidos acorde al rango asociado a incertidumbres técnicas y comerciales.
9. Se deben realizar prácticas similares basadas en la metodología PRMS (Petroleum Resources Management System) ya que permite un cálculo más preciso de las reservas de hidrocarburos, las cuáles sustentan a los proyectos y éstos a su vez al sistema de manejo interno de la cartera de una compañía.
10. Las compañías deben ser sumamente cuidadosas al divulgar los valores y clasificación de las reservas, ya que causarían un gran daño interno y deterioro a sus acciones. A fin de evitar lo anterior, se debe no sólo poner en práctica principios éticos terminantes, sino también insistir en mayores niveles de calidad profesional entre sus colegas, incluyendo sus gerencias ejecutivas.

REFERENCIAS

1. Monroe, J.S., and R. Wicander, 1997. **"The Changing Earth: Exploring geology and evolution"**. 2° edition, Belmont, Calif.: West/Wadsworth.
2. Pestrong, R. 1994. **"Geoscience and the arts"**. *Journal of geological education*
3. 42, no. 3.
4. Cepeda, J.C. 1994. **"Introduction to minerals and rocks"**. New York: Macmillan.
5. Julien, P.Y. 1995. **"Erosion and Sedimentation"**. New York: Cambridge
6. University Press.
7. Selley, R.C. 1982. **"An introduction to Sedimentology"**. 2° edition, New York: Academic Press.
8. Demaison, G., Bourgeois, F.T., 1985. **"Petroleum Geochemistry and basin evaluation"**. AAPG Memoir 35, Tulsa, G.J. Demaison and R.J. Murriss eds.
9. A.R. Martínez y colaboradores. **"Classification and Nomenclature Systems of Petroleum Reserves, 1987 Report"**, 12th World Petroleum Congress, Houston, Tex., 1987, Study Group report.
10. McCain, William D. Jr., 1933, **"The Properties of petroleum Fluids"**, 2a edition, PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1990.
11. Ali Danesh, **"PVT and Phase Behavior of petroleum Reservoir Fluids"**, department of petroleum Engineering, Heriot watt University, Edinburgh, Scotland, Elsevier Science B.5., 1998.
12. S.A. Holdtich & associates, Inc. **"Propierties of reservoir Fluids"**, January 1997.
13. A.W. McCray, **"Petroleum Evaluations and Economic Decisions"**. Englewood Cliffs, NJ:Prentice Hall, 1975.
14. **"SPE/WPC Reserves definitions approved"**. *Journal of Petroleum Technology*
15. **"Determination of Oil and gas Reserves"**. The Petroleum Society of Canadian Institute of Mining, Metallurgy and petroleum Monograph number 1, 1994.
16. Craft, B. C. and Hawkins, M.F. **"Applied petroleum reservoir Engineering"**. Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, N.J. (1959).
17. **"Guidelines for Application of the Definitions for Oil and gas Reserves"**. Monograph 1. The Society of Petroleum Evaluation Engineers Diciembre de 1988.
18. Preamble. **"Definitions Oil and gas Reserves"**. Approved (SPE) Board of Directors. Octubre 1988.
19. **"Lineamientos del Cálculo de Reservas de Hidrocarburos"**. Subgerencia de Ingeniería de Yacimientos, PEMEX. México, D.F., 1988.
20. **"Lineamientos del Cálculo de Reservas de Hidrocarburos"**. Superintendencia General de Ingeniería de Yacimientos, PEMEX. México, D.F., 1974.
21. León, A.G. ,Samaniego, F.5., Martínez, G.B. y bashbush, J.B., **"Estimación de las reservas de aceite empleando los valores correctos para los factores de volumen (Bo) y de la relación gas disuelto aceite (Rs)"**. *Ingeniería Petrolera*, marzo 2003.
22. **"Lineamientos del Cálculo de Reservas de Hidrocarburos"**. Unidad de Reservas de hidrocarburos, Subdirección de Planeación, PEMEX. México, D.F., mayo 1998.

INDICE DE FIGURAS Y TABLA.

CAPÍTULO 1. ANTECEDENTES GEOLÓGICOS

<i>FIGURA 1.1 Ejemplo de yacimiento petrolero.....</i>	<i>2</i>
<i>FIGURA 1.2 Elementos básicos de una trampa de hidrocarburos.....</i>	<i>3</i>
<i>FIGURA 1.3 Búsqueda y detección de trampas.</i>	<i>3</i>
<i>FIGURA 1.4 Clasificación de las trampas.....</i>	<i>4</i>
<i>FIGURA 1.5 Perfil diagramático que muestra como la misma magnitud de relieve estructural tendrá diferentes valores de cierre estructural de acuerdo con el gradiente de buzamiento regional, es decir con un plano de referencia horizontal.....</i>	<i>4</i>
<i>FIGURA 1.6 Ejemplo de trampas estructurales.....</i>	<i>5</i>
<i>FIGURA 1.7 Ejemplo de trampas estratigráficas.....</i>	<i>6</i>
<i>FIGURA 1.8 Ejemplo de trampas combinadas.....</i>	<i>7</i>
<i>FIGURA 1.9 Elementos y Cierre de una trampa de hidrocarburos.....</i>	<i>8</i>
<i>FIGURA 1.10 Principales organismos marinos.....</i>	<i>9</i>
<i>FIGURA 1.11 Modelo de circulación (Estuario).....</i>	<i>9</i>
<i>FIGURA 1.12 Ecología de las algas marinas calcáreas. Se presentan los ambientes de depósito a lo largo de un perfil ideal de un margen de plataforma carbonatada.</i>	<i>10</i>
<i>FIGURA 1.13 Sección esquemática mostrando los ambientes de depósito principales en las inmediaciones de un arrecife.....</i>	<i>10</i>
<i>FIGURA 1.14 Roca sedimentaria e hidrocarburo líquido producto del enterramiento de restos vegetales y animales en el fondo de los océanos, E.U.A.....</i>	<i>11</i>
<i>FIGURA 1.15 Transformación de la materia orgánica.....</i>	<i>12</i>
<i>FIGURA 1.16 MATERIA ORGÁNICA MARINA.....</i>	<i>13</i>
<i>FIGURA 1.17 Comportamiento de la Migración primaria y secundaria del hidrocarburo. En este proceso, el hidrocarburo es expulsado de la roca madre (migración primaria) e inicia su recorrido hacia la trampa (migración secundaria).....</i>	<i>14</i>
<i>FIGURA 1.18 Roca Sello.....</i>	<i>15</i>
<i>FIGURA 1.19 Ejemplo de roca Lutita.....</i>	<i>16</i>
<i>FIGURA 1.20 Roca Carbonatada de origen químico, biológico o detrítico.</i>	<i>16</i>
<i>FIGURA 1.21 Roca Evaporítica (yeso) monomineralica que precipita en masas de agua salobre asociada a sulfatos y sales.....</i>	<i>17</i>

<i>FIGURA 1.22 Ejemplos de rocas sedimentarias.....</i>	<i>18</i>
<i>FIGURA 1.23 Litofacies de areniscas entrecruzadas y de areniscas con laminación ondulítica.....</i>	<i>19</i>
<i>FIGURA 1.24 Ejemplo de gráfica de índice de hidrógeno vs. T_{máx}. La flecha muestra el probable camino seguido por las muestras desde una posición asumida antes de la maduración.....</i>	<i>20</i>
<i>FIGURA 1.25 Ejemplo de prueba con biomarcadores.....</i>	<i>20</i>
<i>TABLA 1.1 DIFERENCIAS PRINCIPALES ENTRE ROCAS ALMACÉN.....</i>	<i>2</i>
<i>TABLA 1.2 TIPO DE ROCA SELLO DE ACUERDO AL GRADO DE DUCTILIDAD.....</i>	<i>15</i>
<i>TABLA 1.3 FACIES DE LAS ROCAS CARBONATADAS Y ARENISCAS DE ACUERDO AL AMBIENTE DE DEPÓSITO.....</i>	<i>19</i>
<i>TABLA 1.4 EJEMPLO DE DATOS GEOQUÍMICOS Y PARÁMETROS DEL CRUDO DE DISTINTOS CAMPOS ESTUDIADOS.....</i>	<i>21</i>

CAPÍTULO 2. ASPECTOS PETROLEROS

<i>FIGURA 2.1 Ejemplo de yacimiento petrolero terrestre y marino.....</i>	<i>22</i>
<i>FIGURA 2.2 Propiedades de la roca.....</i>	<i>23</i>
<i>FIGURA 2.3 Porosidad de la roca.....</i>	<i>23</i>
<i>FIGURA 2.4 Porosidad Efectiva y absoluta en la roca.....</i>	<i>24</i>
<i>FIGURA 2.5 Diagrama del equipo utilizado para deducir la Ecuación de Darcy.....</i>	<i>25</i>
<i>FIGURA 2.6 Gráfica típica de permeabilidades efectivas para un sistema aceite-agua en un medio poroso mojado por agua. En la región A solo fluye aceite. En la región B fluyen simultáneamente aceite y agua En la región C solo fluye agua. Se hace notar que para una saturación de agua de 0.5, la permeabilidad efectiva al aceite es mayor que la efectiva al agua.....</i>	<i>26</i>
<i>Figura 2.7 Gráfica típica de permeabilidades relativas.....</i>	<i>27</i>
<i>FIGURA 2.8 Ejemplo de roca mojada por agua y de roca mojada por aceite (Craig).....</i>	<i>27</i>
<i>FIGURA 2.9 Permeabilidad equivalente para capas en paralelo y flujo lineal.....</i>	<i>28</i>
<i>FIGURA 2.10 Permeabilidad equivalente para capas en paralelo y flujo radial.....</i>	<i>28</i>
<i>FIGURA 2.11 Permeabilidad equivalente para capas en serie y flujo radial.....</i>	<i>29</i>
<i>Figura 2.12 Saturación de la roca con uno, dos y tres fluidos (Roca mojada por agua).....</i>	<i>30</i>
<i>FIGURA 2.13 Corrección del efecto Klinkenberg.....</i>	<i>31</i>
<i>FIGURA 2.14 Efecto de la permeabilidad en la magnitud del efecto Klinkenberg.....</i>	<i>31</i>
<i>FIGURA 2.15 Efecto de la presión del gas en las medidas de la permeabilidad para varios gases.....</i>	<i>31</i>
<i>FIGURA 2.16 Tensión interfacial.....</i>	<i>32</i>
<i>FIGURA 2.17 Fuerzas capilares.....</i>	<i>33</i>

<i>FIGURA 2.18 Roca mojada por aceite y por agua.</i>	33
<i>FIGURA 2.19 Roca mojada por agua. Roca mojada por petróleo.</i>	34
<i>FIGURA 2.20 Gráfica Presión Capilar vs. Saturación. El punto de convergencia de las curvas indica la mínima presión capilar a la cual empieza a entrar fluido no mojante a una muestra (yacimiento).</i>	34
<i>FIGURA 2.21 Ejemplo del Fenómeno de mojabilidad y Presión Capilar con dos fluidos conocidos.</i>	35
<i>FIGURA 2.22 Líquido mojante y no mojante.</i>	35
<i>FIGURA 2.23 Gráfica representativa del comportamiento del fenómeno de histéresis, drene e imbibición.</i>	36
<i>FIGURA 2.24 Liberación Instantánea</i>	37
<i>FIGURA 2.25 Liberación Diferencial</i>	37
<i>FIGURA 2.26 Gráfica Solubilidad del gas (Rs) vs. Presión del yacimiento (Py).</i>	38
<i>FIGURA 2.27 Gráfica Factor volumétrico del aceite (Bo) contra presión del yacimiento (pg²).</i>	39
<i>FIGURA 2.28 Gráfica Factor volumétrico del gas (Bg) contra presión del yacimiento (Py).</i>	40
<i>FIGURA 2.29 Propiedades pseudocríticas de gases naturales (Mc Cain William, The Properties o Petroleum Fluids, Eu, Penn</i>	41
<i>FIGURA 2.30 Diagrama de fases (Craft y Hawkins, 1959).</i>	42
<i>TABLA 2.1 CALIDAD DE LA ROCA DE ACUERDO A SU POROSIDAD.</i>	24
<i>TABLA 2.2 REGLAS EMPÍRICAS POR MEDIO DE LAS CUALES ES POSIBLE INFERIR SI UNA FORMACIÓN ES MOJADA POR AGUA O POR ACEITE, (CRAIG & COLABORADORES).</i>	26
<i>TABLA 2.3 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS.</i>	42
<i>TABLA 2.4 CLASIFICACIÓN DEL FLUIDO DEL YACIMIENTO.</i>	43
<i>TABLA 2.5 CLASIFICACIÓN DEL TIPO DE CRUDO (UNITAR).</i>	44
<i>TABLA 2.6 ACEITES CRUDOS QUE MÉXICO TIENE A LA VENTA.</i>	44

CAPÍTULO 3. METODOLOGÍA SEC (SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION)-PRMS (PETROLEUM RESOURCE MANAGEMENT SYSTEM).

<i>FIGURA 3.1 Representación del flujo de trabajo para la el cálculo y revisión de las reservas.</i>	46
<i>FIGURA 3.2 Representación de las reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas.</i>	48
<i>FIGURA 3.3 Ejemplo de una tabla de sensibilidad realizada con datos del Campo Serir, Libia, con ayuda del software Merak, en la cual se observa que las variables que más impactan el proyecto son el precio y el volumen de aceite.</i>	48
<i>FIGURA 3.4 Proceso de estimación y clasificación de reservas.</i>	50
<i>FIGURA 3.5 Proceso de certificación de reservas.</i>	51
<i>TABLA 3.1 ACTUALIZACIONES PRINCIPALES A LAS NORMAS SEC-PRMS.</i>	49

CAPÍTULO 4. VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS

<i>FIGURA 4.1 Representación de las áreas de reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas.</i>	65
---	----

<i>FIGURA 4.2 Elementos para el cálculo del petróleo crudo equivalente.</i>	72
<i>FIGURA 4.3 Elementos que componen la definición de petróleo crudo equivalente.</i>	73
<i>FIGURA 4.4 Fuentes de datos de evaluación de recursos.</i>	90
<i>FIGURA 4.5 Subclases basadas en la madurez del proyecto.</i>	94
<i>TABLA 4.1 CLASIFICACIÓN DE RESERVAS POR FLUIDOS Y TIPO DE YACIMIENTO (PEMEX).</i>	61
<i>TABLA 4.2 CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS.</i>	63
<i>TABLA 4.3 CLASIFICACIÓN DE LOS RECURSOS PROSPECTIVOS Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS (PETROLEUM RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS, SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 2000).</i>	67
<i>TABLA 4.4 CLASIFICACIÓN DE LOS RECURSOS Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS.</i>	70

CAPÍTULO 5. PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN Y PLANES DE DESARROLLO.

<i>FIGURA 5.1 Gráfica de producción contra tiempo, se ha trazado una curva promedio usando líneas rectas, de ser posible el darle una forma regular, matemática, a la parte de la recta, se obtendrá la extrapolación en el futuro y por tanto, la predicción de la producción del pozo.</i>	109
<i>FIGURA 5.2 Al graficar los datos de la producción contra producción acumulada de aceite se observa que la parte de la curva que declina se puede convertir en la línea recta, fácil de extrapolar.</i>	109
<i>FIGURA 5.3 Cuando el gasto de producción se grafica contra el tiempo, se puede observar que el gasto declina con el tiempo.</i>	109
<i>FIGURA 5.4 Producción acumulada.</i>	112
<i>FIGURA 5.5 Límite económico.</i>	113
<i>FIGURA 5.6 Agregación determinística vs. Probabilística.</i>	118
<i>FIGURA 5.7 Reservas Recuperables Vs. Probabilidad.</i>	118
<i>FIGURA 5.8 Límite areal definido por un límite físico.</i>	120
<i>FIGURA 5.9 Límite areal definido por un pozo improductivo.</i>	120
<i>FIGURA 5.10 Límites convencional entre pozos productores perforados a más de dos espacimientos yacimientos.</i>	120
<i>FIGURA 5.11 Límites de los yacimientos.</i>	120
<i>FIGURA 5.12 Límite de los yacimientos para áreas probadas.</i>	121
<i>FIGURA 5.13 Límite convencional para áreas probadas no desarrolladas en pozo aislados.</i>	121
<i>FIGURA 5.14 Límite convencional para áreas probadas no desarrolladas cuando existen varios pozos.</i>	122
<i>FIGURA 5.15 Límite convencional definido por la profundidad del pozo perforado.</i>	122
<i>FIGURA 5.16 Límite convencional definido por un cambio en la formación.</i>	122
<i>FIGURA 5.17 Límites en yacimientos con áreas probadas, probables y/o posibles.</i>	123
<i>FIGURA 5.18 Límites en yacimientos con volúmenes probados, probables y/o posibles, así como consideraciones (PP) y (PPP).</i>	124
<i>FIGURA 5.19 Yacimientos con contacto g/o, o/g, w/o (gas-aceite, aceite-gas, agua-aceite).</i>	125

<i>TABLA 5.1 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS DIFERENTES PROCEDIMIENTOS PARA ESTIMACIÓN DE RESERVAS.</i>	101
<i>TABLA 5.2 FACTORES QUE AFECTAN LAS CURVAS DE DECLINACIÓN.</i>	107
<i>TABLA 5.3 PRINCIPALES DIFERENCIAS ENTRE EL MÉTODO DETERMINISTA Y EL MÉTODO PROBABILISTA.</i> ...	119

CAPÍTULO 6. EVALUACIÓN ECONÓMICA (DETERMINÍSTICA Y PROBABILÍSTICA).

<i>FIGURA 6.1 Gráfica de los grados de incertidumbre de reservas, probabilidad vs. Volumen</i>	129
<i>FIGURA 6.2 Gráficas Probabilidad vs. Desviación de las variables A, B y C. (Paso 1)</i>	140
<i>FIGURA 6.3 Gráficas Probabilidad vs. Desviación de las variables A, B y C. (Paso 2)</i>	141
<i>FIGURA 6.4 Gráfica Probabilidad vs. Desviación de la variable B. (Paso 5)</i>	141
<i>TABLA 6.1 INCERTIDUMBRE EN LOS PARÁMETROS DEL YACIMIENTO.</i>	134
<i>TABLA 6.2 DESCRIPCIÓN DE PARÁMETROS PROBABILÍSTICOS Y DE DISPERSIÓN.</i>	135
<i>TABLA 6.3 FRECUENCIA, FRECUENCIA ACUMULADA DE CADA</i>	142
<i>TABLA 6.4 PROBABILIDAD Y FRECUENCIA ACUMULADA DE CADA VARIABLE.</i>	142
<i>TABLA 6.5 LÍMITES INFERIOR Y SUPERIOR, PROBABILIDAD DE CADA VARIABLE</i>	143
<i>TABLA 6.6 LÍMITES INFERIOR Y SUPERIOR, PROBABILIDAD DE CADA VARIABLE.</i>	143

CAPÍTULO 7. APLICACIÓN: POTENCIAL DE RESERVAS A INCORPORAR (CAMPO AYATSIL).

<i>FIGURA 7.1 Ubicación del campo.</i>	146
<i>FIGURA 7.2 Configuración estructural a la cima del Cretácico.</i>	147
<i>FIGURA 7.3 Núcleos cortados en la formación Brecha Cretácico Superior.</i>	147
<i>FIGURA 7.4 Sección estructural del campo mostrando la posición de contacto agua-aceite</i>	148
<i>FIGURA 7.5 Propiedades PVT pozo Ayatsil 1</i>	148
<i>FIGURA 7.6 Distribución de propiedades en el modelo geológico.</i>	149
<i>FIGURA 7.7 Localización del pozo Ayatsil DL-1.</i>	149
<i>FIGURA 7.8 Configuración geológica con pozos.</i>	150
<i>FIGURA 7.9 Perfil de producción por categoría de reserva.</i>	151
<i>FIGURA 7.10 Diagrama de tornado de los factores de Ayatsil.</i>	159
<i>FIGURA 7.11 Gráfica Árbol de decisión: Ganancias vs. Probabilidad de ocurrencia.</i>	159
<i>FIGURA 7.12 Árbol de decisión, presentación de los riesgos del proyecto.</i>	160
<i>FIGURA 7.13 Datos iniciales del campo.</i>	161
<i>FIGURA 7.14 Datos de producción del campo.</i>	161
<i>FIGURA 7.15 Datos de declinación del campo.</i>	162

<i>FIGURA 7.16 Datos volumétricos del campo.....</i>	<i>162</i>
<i>FIGURA 7.17 Datos del precio de venta de cada fluido.....</i>	<i>163</i>
<i>FIGURA 7.18 Valores de los costos de operación por año.....</i>	<i>163</i>
<i>FIGURA 7.19 Valores de inversión por año.....</i>	<i>163</i>
<i>FIGURA 7.20 Datos resultantes de producción del campo.....</i>	<i>164</i>
<i>FIGURA 7.21 Indicadores económicos de interés.....</i>	<i>164</i>
<i>FIGURA 7.22 Gráfica BPD resultantes para cada escenario vs Tiempo.....</i>	<i>182</i>
<i>FIGURA 7.23 Gráfica BPD resultantes para cada escenario vs Tiempo (ALTO *1.5).....</i>	<i>182</i>
<i>FIGURA 7.24 Gráfica BPD resultantes para cada escenario vs Tiempo (BAJO *0.5).....</i>	<i>183</i>
<i>FIGURA 7.25 Gráfica SCF resultantes para cada escenario vs Tiempo.....</i>	<i>183</i>
<i>FIGURA 7.26 Gráfica SCF resultantes para cada escenario vs Tiempo - ALTO (*1.5).....</i>	<i>184</i>
<i>FIGURA 7.27 Gráfica SCF resultantes para cada escenario vs Tiempo - BAJO (*0.5).....</i>	<i>184</i>
<i>FIGURA 7.28 Gráfica de comparación de Producción acumulada por escenario.....</i>	<i>185</i>
<i>FIGURA 7.29 Factores de recuperación obtenidos para cada escenario propuesto.....</i>	<i>186</i>
<i>FIGURA 7.30 "Decision Tool Kit".....</i>	<i>187</i>
<i>FIGURA 7.31 Selección del proyecto Peep a analizar.....</i>	<i>187</i>
<i>FIGURA 7.32 Selección del indicador económico.....</i>	<i>188</i>
<i>FIGURA 7.33 Variables utilizadas en la Evaluación Económica.....</i>	<i>188</i>
<i>FIGURA 7.34 Diagrama de tornado.....</i>	<i>188</i>
<i>FIGURA 7.35 Construcción del árbol de decisión.....</i>	<i>189</i>
<i>FIGURA 7.36 Cálculo del árbol de decisión.....</i>	<i>189</i>
<i>FIGURA 7.37 Gráfica de la probabilidad acumulada.....</i>	<i>189</i>
<i>TABLA 7.1 DATOS DEL CAMPO.....</i>	<i>146</i>
<i>TABLA 7.2 RESERVAS DE HIDROCARBUROS ACTUALES, AL 1 DE ENERO DE 2010 DEL CAMPO AYATSIL.....</i>	<i>151</i>
<i>TABLA 7.3 PRODUCCIÓN INICIAL DE CRUDO Y GAS DEL CAMPO AYATSIL.....</i>	<i>151</i>
<i>TABLA 7.4 FACTORES DE RECUPERACION.....</i>	<i>151</i>
<i>TABLA 7.5 VARIACIÓN DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS.....</i>	<i>151</i>
<i>TABLA 7.6 RECLASIFICACIÓN DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS.....</i>	<i>152</i>
<i>TABLA 7.7 DATOS DE CADA ESCENARIO.....</i>	<i>154</i>
<i>TABLA 7.8 VALORES DEL FACTOR TIEMPO (N).....</i>	<i>155</i>
<i>TABLA 7.9 NIVELES DE ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....</i>	<i>157</i>
<i>TABLA 7.10 DATOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UN DIAGRAMA DE TORNADO.....</i>	<i>158</i>
<i>TABLA 7.11 PARÁMETROS DE YACIMIENTO Y RANGOS TÍPICOS DE INCERTIDUMBRE (SEC-PRMS).....</i>	<i>166</i>

<i>TABLA 7.12 Parámetros resultantes basados en la tabla publicada por SEC-PRMS.</i>	166
<i>TABLA 7.13 DATOS DE LOS ESCENARIOS RESULTANTES.</i>	166
<i>TABLA 7.14 DATOS DE PRODUCCIÓN RESULTANTES PARA CADA ESCENARIO PROPUESTO.</i>	167
<i>TABLA 7.15 DATOS DE PRODUCCIÓN RESULTANTES PARA CADA ESCENARIO PROPUESTO.</i>	168
<i>TABLA 7.16 DATOS DE PRODUCCIÓN RESULTANTES PARA CADA ESCENARIO PROPUESTO.</i>	169
<i>TABLA 7.17 DATOS DE PRODUCCIÓN RESULTANTES PARA CADA ESCENARIO PROPUESTO (ALTO Y BAJO).</i>	170
<i>TABLA 7.18 DATOS DE PRODUCCIÓN RESULTANTES PARA CADA ESCENARIO PROPUESTO (ALTO Y BAJO).</i>	171
<i>TABLA 7.19 DATOS DE PRODUCCIÓN RESULTANTES PARA CADA ESCENARIO PROPUESTO (ALTO Y BAJO).</i>	172
<i>TABLA 7.20 DATOS DE PRODUCCIÓN RESULTANTES PARA CADA ESCENARIO PROPUESTO (ALTO Y BAJO).</i>	173
<i>TABLA 7.21 DATOS DE PRODUCCIÓN RESULTANTES PARA CADA ESCENARIO PROPUESTO (ALTO Y BAJO).</i>	174
<i>TABLA 7.22 DATOS DE VOLUMEN DE ACEITE Y GAS RESULTANTES PARA CADA ESCENARIO PROPUESTO (ALTO *1.5).</i>	175
<i>TABLA 7.23 DATOS DE VOLUMEN DE ACEITE Y GAS RESULTANTES PARA CADA ESCENARIO PROPUESTO (ALTO *1.5).</i>	176
<i>TABLA 7.24 DATOS DE VOLUMEN DE ACEITE Y GAS RESULTANTES PARA CADA ESCENARIO PROPUESTO (BAJO *0.5).</i>	177
<i>TABLA 7.25 DATOS DE VOLUMEN DE ACEITE Y GAS RESULTANTES PARA CADA ESCENARIO PROPUESTO (BAJO *0.5).</i>	178
<i>TABLA 7.26 INDICADORES ECONÓMICOS ESCENARIO 01-05 (BASE).</i>	179
<i>TABLA 7.27 INDICADORES ECONÓMICOS ESCENARIO 06-09 (BASE).</i>	180
<i>TABLA 7.28 INDICADORES ECONÓMICOS ESCENARIO 01-09 (ALTO Y BAJO).</i>	181

ANEXOS

1. GLOSARIO DE TÉRMINOS

A

ABANDONO DE POZOS: Es la actividad final en la operación de un pozo cuando se cierra permanentemente bajo condiciones de seguridad y preservación del medio ambiente.

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

ACEITE: Porción de petróleo que existe en fase líquida en los yacimientos y permanece así en condiciones originales de presión y temperatura. Puede incluir pequeñas cantidades de sustancias que no son hidrocarburos. Tiene una viscosidad menor o igual a 10,000 centipoises, a la temperatura original del yacimiento, a presión atmosférica, y libre de gas (estabilizado). Es práctica común clasificar al aceite en función de su densidad y expresada en grados API.

ACEITE CRUDO. Es la porción de petróleo que existe en fase líquida en los yacimientos y permanece así en condiciones base de presión y temperatura, puede incluir pequeñas cantidades de sustancia que no son hidrocarburos producidos con los líquidos, tiene una viscosidad menor o igual a 10000 cp a la temperatura original del yacimiento y presión atmosférica y libre de gas (estabilizado).

ACEITE CRUDO NO CONVENCIONAL. Es una mezcla de hidrocarburos, obtenida por pirólisis de kerógeno contenido en las lutitas bituminosas o extraída del bitumen existente en areniscas aceítíferas de alta viscosidad, que no puede extraerse con métodos convencionales.

ACEITE LIGERO: La densidad de este aceite es mayor a 27 grados API, pero menor o igual a 38 grados.

ACEITE PESADO: Es aquél cuya densidad es menor o igual a 27 grados API.

ACEITE SUPERLIGERO: Su densidad es mayor a los 38 grados API.

ADICIONES: Es la reserva resultante de la actividad exploratoria. Comprende los descubrimientos y delimitaciones de un campo durante el periodo en estudio.

ÁREA PROBADA. Es la proyección en planta de la parte conocida del yacimiento.

ÁREA PROBADA DESARROLLADA. Es la proyección en planta de la extensión drenable por los pozos existentes en un yacimiento.

ÁREA PROBADA NO DESARROLLADA. Es la proyección en planta de la extensión drenable por pozos futuros en u yacimiento.

ÁREA PROBADA + PROBABLE (PP). Es la proyección en planta del yacimiento considerado hasta el límite probable.

ÁREA PROBADA + PROBABLE + POSIBLE (PPP). Es la proyección en planta del yacimiento considerado hasta el límite posible.

B

BASAMENTO: Zócalo o base de una secuencia sedimentaria compuesta por rocas ígneas o metamórficas.

BITUMEN NATURAL. Es la 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. Tiene una viscosidad mayor de 10000 cp medido a la temperatura original del yacimiento y presión atmosférica y libre de gas; generalmente requiere tratamiento antes de someterlo a refinación.

BOMBEO MECÁNICO: Sistema artificial de producción en el que una bomba de fondo localizada en o cerca del fondo del pozo, se conecta a una sarta de varillas de succión para elevar los fluidos de éste a la superficie.

BOMBEO NEUMÁTICO: Sistema artificial de producción que se emplea para elevar el fluido de un pozo mediante la inyección de gas a través de la tubería de producción, o del espacio anular de ésta, y la tubería de revestimiento.

C

COMPLEJO: Serie de campos que comparten instalaciones superficiales de uso común.

COMPRESOR: Es un equipo instalado en una línea de conducción de gas para incrementar la presión y garantizar el flujo del fluido a través de la tubería.

CONDENSADOS. Los condensados son líquidos del gas natural constituidos principalmente por pentanos y componentes de hidrocarburos más pesados.

CONDICIONES ESTÁNDAR: Son las cantidades a las que la presión y temperatura deberán ser referidas. Para el sistema inglés son 14.73 libras por pulgada cuadrada para la presión y 60 grados Fahrenheit para la temperatura.

COSTO DE CAPITAL: El costo de capital se puede considerar como costo de financiamiento, representado por los intereses y gastos que se incurre por la utilización del dinero ajeno y como costo de oportunidad, que es el beneficio adicional derivado de la utilización de fondos destinados a un proyecto determinado en otros más rentables.

COSTOS DE ABANDONO: Son los costos que se requieren para el taponamiento del pozo, desmantelamiento de instalaciones (la parte proporcional) y restauración de las áreas de trabajo.

COSTOS FIJOS: Son aquellos en que necesariamente tiene que incurrir la empresa al iniciar las operaciones. El nombre de costos fijos se debe a que en el plazo corto e intermedio se mantienen constantes a los diferentes niveles de producción.

COSTOS VARIABLES: Son aquellos que varían en función del volumen de producción. El total de estos costos varía en proporción directa a los cambios en su actividad correspondiente.

CRACKING: Procedimientos de calor y presión que transforman a los hidrocarburos de alto peso molecular y punto de ebullición elevado en hidrocarburos de menor peso molecular y punto de ebullición.

CRIOGENIA: Es el estudio, producción y utilización de temperaturas bajas.

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

D

DECLINACIÓN: Es la tasa a la cual la producción está disminuyendo.

DELIMITACIÓN: Actividad de exploración que incrementa, o decrementa, reservas por medio de la perforación de pozos delimitadores.

DENSIDAD: Es una propiedad intensiva de la materia que relaciona a la masa de una sustancia y a su volumen a través del cociente entre estas dos cantidades. Se expresa en gramos por centímetro cúbico, o en libras por galón.

DENSIDAD RELATIVA DEL GAS: Es la relación de la densidad de un gas con respecto a la densidad del aire, medidos a las mismas condiciones de presión y temperatura. Se obtiene dividiendo la masa molecular del fluido entre la masa molecular del aire (28.97 lb-mol).

DESARROLLO: Actividad que incrementa, o decrementa, reservas por medio de la perforación de pozos de explotación.

DESCUBRIMIENTO: Incorporación de reservas atribuible a la perforación de pozos exploratorios que prueban formaciones productoras de hidrocarburos.

DÓMICA: Estructura geológica que presenta una forma, o relieve, de forma semiesférica.

DRILL STEM TEST (PRUEBA DE FORMACIÓN): Método convencional de prueba de la formación.

DENSIDAD RELATIVA DEL GAS. Es la relación de la densidad de un gas con respecto a la densidad del aire, medidos a las mismas condiciones de presión y temperatura. Se obtiene dividiendo la masa molecular del fluido entre la masa molecular del aire (28.97 lb-mol).

E

ENDULZADORA: Planta industrial cuyo objetivo es proporcionar un tratamiento que se aplica a las mezclas gaseosas y a las fracciones ligeras del petróleo para eliminar los compuestos de azufre indeseables o corrosivos, y para mejorar su color, olor y estabilidad.

ESPACIAMIENTO. Es la distancia óptima entre los pozos productores de hidrocarburos de un campo, para que no exista interferencia de producción entre ellos.

ESPESOR NETO (hn). Es el que resulta de restar al espesor total las porciones que no tienen posibilidad de producir hidrocarburos, estas partes pueden ser arcillosas o densas y se determinan generalmente con la ayuda de registros geofísicos.

ESPESOR TOTAL (h). Es el 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.

F

FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS (Z). O factor de desviación del gas, es la relación que existe entre el volumen de un gas real y el volumen de un gas ideal. Es una cantidad adimensional que varía usualmente entre 0.7 y 1.2.

FACTOR DE RECUPERACIÓN (Fr). Es la relación existente entre el volumen original de aceite o gas a condiciones atmosféricas y la reserva original de un yacimiento.

FACTOR DE ENCOGIMIENTO POR EFICIENCIA EN EL MANEJO (FEEM): Es la fracción de gas natural que resulta de considerar el autoconsumo y falta de capacidad en el manejo de éste. Se obtiene de la estadística del manejo del gas del último periodo en el área correspondiente al campo en estudio.

FACTOR DE ENCOGIMIENTO POR IMPUREZAS (FEI): Es la fracción que resulta de considerar las impurezas de gases no hidrocarburos (compuestos de azufre, bióxido de carbono, nitrógeno, etc.) que contiene el gas amargo. Se obtiene de la estadística de operación del último periodo anual del centro procesador de gas (CPG) donde se procesa la producción del campo analizado.

FACTOR DE ENCOGIMIENTO POR LICUABLES EN EL TRANSPORTE (FELT):

Es la fracción que resulta de considerar a los licuables obtenidos en el transporte a plantas de procesamiento. Se obtiene de la estadística del manejo del gas del último periodo anual del área correspondiente al campo en estudio.

FACTOR DE ENCOGIMIENTO POR LICUABLES EN PLANTAS (FELP):

Es la fracción que resulta de considerar a los licuables obtenidos en las plantas de proceso. Se obtiene de la estadística de operación del último periodo anual del centro procesador de gas (CPG) donde se procesa la producción del campo en estudio.

FACTOR DE EQUIVALENCIA DEL GAS SECO A LÍQUIDO (FEGSL):

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

FACTOR DE RECUPERACIÓN (FR):

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

FACTOR DE RECUPERACIÓN DE CONDENSADOS (FRC):

Es el factor utilizado para obtener las fracciones líquidas que se recuperan del gas natural en las instalaciones superficiales de distribución y transporte. Se obtiene de la estadística de operación del manejo de gas y condensado del último periodo anual en el área correspondiente al campo en estudio.

FACTOR DE RECUPERACIÓN DE CONDENSADO EN EL SEPARADOR (FRCS):

Es el factor utilizado para obtener las porciones líquidas que se recuperan del gas natural en el separador. Se aplica únicamente a yacimientos de gas y condensado.

FACTOR DE RECUPERACIÓN DE LÍQUIDOS EN PLANTA (FRLP):

Es el factor utilizado para obtener las porciones líquidas que se recuperan en la planta procesadora de gas natural. Sostiene de la estadística de operación del último periodo anual del centro procesador de gas donde es procesada la producción del campo analizado.

FACTOR DE RESISTIVIDAD DE LA FORMACIÓN (F):

Relación de la resistividad de una roca saturada 100 por ciento con agua salada dividida entre la resistividad del agua que la satura.

FACTOR DE VOLUMEN (B):

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

FALLA:

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

FALLA INVERSA: Es el resultado de las fuerzas de compresión, en donde uno de los bloques es desplazado hacia arriba de la horizontal. El ángulo del plano de falla es bajo, entre cero y 50 grados, y se reconoce por la repetición de la columna estratigráfica.

FALLA NORMAL: Es el resultado del desplazamiento de uno de los bloques hacia abajo con respecto a la horizontal. Su ángulo del plano de falla es generalmente alto, entre 40 y 90 grados y se reconoce por la ausencia de una parte de la columna estratigráfica.

FASE: Es la parte de un sistema que difiere, en sus propiedades intensivas, de la otra parte del sistema. Los sistemas de hidrocarburos generalmente se presentan en dos fases: gaseosa y líquida.

G

GAS 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 de casquete (libre) o gas en solución (disuelto).

GAS ASOCIADO LIBRE: Es el gas natural que sobreyace y está en contacto con el aceite crudo en el yacimiento. Puede corresponder al gas del casquete.

GAS ASOCIADO EN SOLUCIÓN O DISUELTO: Gas natural disuelto en el aceite crudo del yacimiento, bajo las condiciones de presión y de temperatura que prevalecen en él.

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

GAS LICUADO DEL PETRÓELO (GLP). Es un término usado comúnmente para referirse a mezclas de hidrocarburos que consisten predominantemente de propano y butano y se obtiene a bajas temperaturas.

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

GAS NATURAL AMARGO. Es el gas que contiene azufre, compuestos de azufre y/o bióxido de carbono en cantidades que requieren tratamiento, para que pueda ser utilizado.

GAS NATURAL COMERCIAL. El gas natural comercial es gas disponible

para venderse directamente como combustible doméstico, e industrial, o como una materia prima para la industria, ya sea que éste se presente naturalmente o resulte del tratamiento de gas natural.

GAS NATURAL DULCE: *El gas natural dulce es el 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.*

GAS NATURAL LICUADO: *Es un gas natural compuesto predominantemente de metano y etano, y que para facilitar su transporte ha sido convertido a fase líquida bajándole la temperatura.*

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 NATURAL NO PROCESADO: *Es el gas natural producido del yacimiento. Este incluye cantidades variables de hidrocarburos más pesados que se licuan a las condiciones base, e incluye vapor de agua; también puede contener compuestos de azufre tales como el ácido sulfhídrico y otros gases que no son hidrocarburos como el bióxido de carbono, nitrógeno o helio; no obstante, se explota por su contenido de hidrocarburos. El gas natural no procesado a menudo no es adecuado para ser utilizado directamente por la mayoría de los consumidores.*

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.*

GAS SECO EQUIVALENTE A LÍQUIDO (GSEL): *Volumen de aceite crudo que por su poder calorífico equivale al volumen del gas seco.*

GASTO INICIAL: *Es el volumen de hidrocarburos aportado por uno o más pozos al inicio de la explotación de un campo.*

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

H

HIDROCARBUROS. *Son compuestos químicos constituidos completamente d hidrógeno y carbono.*

HORST: *Bloque de la corteza terrestre que se ha levantado entre dos fallas; lo contrario de un graben.*

I

ÍNDICE DE HIDROCARBUROS: *Medida de la cantidad de hidrocarburos que*

contiene el yacimiento por unidad de área.

K

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

L

LÍMITE CONVENCIONAL: *Límite del yacimiento que se establece de acuerdo al grado de conocimiento, o investigación, de la información geológica, geofísica o de ingeniería que se tenga del mismo.*

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

LÍMITE ECONÓMICO: *Es el punto en el cual los ingresos obtenidos por la venta de los hidrocarburos se igualan a los costos incurridos en su explotación*

LIMOLITA: *Roca sedimentaria de grano fino que es transportada por acción del agua. Su granulometría está comprendida entre las arenas finas y las arcillas.*

LÍQUIDOS DE PLANTAS. *Son líquidos del gas natural recuperados en plantas de procesamiento de gas, consistiendo de etano, propano y butano principalmente.*

LUTITA PETROLÍFERA: *Roca sedimentaria compacta que contiene materia orgánica (kerógeno), que produce hidrocarburos cuando se somete a un proceso de destilación.*

M

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

N

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

NÚCLEO: *Muestra cilíndrica de roca tomada de una formación durante la perforación, con el fin de determinar su permeabilidad, porosidad, saturación de hidrocarburos, y otras propiedades asociadas a la productividad.*

P

PERIODO DE RECUPERACIÓN: Representa el número de años en que la inversión se recupera.

PERMEABILIDAD: Facilidad de una roca para dejar pasar fluidos a través de ella. Es un factor que indica si un yacimiento es, o no, de buenas características productoras.

PERMEABILIDAD ABSOLUTA: Capacidad de conducción, cuando únicamente un fluido está presente en los poros.

PERMEABILIDAD EFECTIVA: Es una medida relativa de la conductancia de un medio poroso para un fluido cuando el medio está saturado con más de un fluido. Esto implica que la permeabilidad efectiva es una propiedad asociada con cada fluido del yacimiento, por ejemplo, gas, aceite, y agua. Un principio fundamental es que la suma de las permeabilidades efectivas siempre es menor o igual que la permeabilidad absoluta.

PERMEABILIDAD RELATIVA: Es la capacidad que presenta un fluido, como agua, gas o aceite, para fluir a través de una roca, cuando ésta se encuentra saturada con dos o más fluidos. El valor de la permeabilidad en una roca saturada con dos o más fluidos es distinto al valor de la permeabilidad de la misma roca saturada con un solo fluido.

PETRÓLEO. Es una mezcla que se presenta en la naturaleza compuesta predominantemente de hidrocarburos en fase sólida, líquida o gaseosa.

PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE (PCE): Suma del aceite crudo, condensado, líquidos de plantas y gas seco equivalente a líquido.

PLANTA CRIOGÉNICA: Planta procesadora capaz de producir productos líquidos del gas natural, incluyendo etano, a muy bajas temperaturas de operación.

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

PODER CALORÍFICO: Es la cantidad de calor liberado por unidad de masa, o por unidad de volumen, cuando una sustancia es quemada completamente. Los poderes caloríficos de los combustibles sólidos y líquidos se expresan en calorías por gramo o en BTU por libra. Para los gases, este parámetro se expresa generalmente en kilocalorías por metro cúbico o en BTU por pie cúbico.

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

POROSIDAD EFECTIVA: Fracción que se obtiene de dividir el volumen total de poros comunicados entre el volumen total de roca.

POZO DE DESARROLLO: Pozo perforado en un área probada con el fin de producir hidrocarburos.

POZO EXPLORATORIO: Pozo que se perfora sin conocimiento detallado de la estructura rocosa subyacente con el fin de encontrar hidrocarburos cuya explotación sea económicamente rentable.

POZO TIPO: Es un pozo que representa las características promedio de producción y declinación que corresponden al comportamiento real observado en un determinado campo. Frecuentemente cuando se realizan estimaciones de reservas se emplean pozos con características similares o análogas a las que se estima estarán presentes en el nuevo pozo que perfora una formación con características similares.

PRESIÓN CAPILAR: Fuerza por unidad de área, resultado de fuerzas superficiales a la interfase entre dos fluidos.

PRESIÓN DE ABANDONO. Es aquella presión hasta la que se considera económicamente factible llevar a explotación un yacimiento.

PRESIÓN DE BURBUJA. Es la 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 ROCÍO. Es la presión a la que un sistema compuesto de aceite y gas se encuentra en equilibrio, y en la cual el gas ocupa prácticamente todo el sistema, excepto en una cantidad infinitesimal de aceite.

PRESIÓN ORIGINAL. Es la presión que prevalece en un yacimiento que no ha sido explotado en equilibrio y en la cual el gas ocupa prácticamente todo el sistema, excepto en una cantidad infinitesimal de aceite.

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.

PROVINCIA GEOLÓGICA: Región de grandes dimensiones caracterizada por una historia geológica y desarrollos similares.

PROYECTO PILOTO: Proyecto que se lleva a cabo en un pequeño sector representativo de un yacimiento, en donde se efectúan pruebas similares a las que se llevarían a cabo en toda el área del yacimiento. El objetivo es recabar información y/u obtener resultados que puedan ser utilizados para generalizar una estrategia de explotación en todo el campo petrolero.

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.

R

RECUPERACIÓN MEJORADA. Es la extracción adicional de petróleo después de la recuperación primaria, adicionando energía o alterando las fuerzas naturales del yacimiento. Esta incluye inyección de agua, o de cualquier otro medio que complementa los procesos de recuperación del yacimiento.

RECUPERACIÓN PRIMARIA. Es la extracción del petróleo utilizando únicamente la energía natural disponible en los yacimientos para mover los fluidos, a través de la roca del yacimiento hacia los poros.

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

RECURSO. Es el volumen total de hidrocarburos existente en las rocas del subsuelo, también conocido como volumen original.

RECURSO CONTINGENTE: Son aquellas cantidades de hidrocarburos que son estimadas a una fecha dada, y que potencialmente son recuperables de acumulaciones conocidas pero que bajo las condiciones económicas de evaluación correspondientes a esa misma fecha, no se consideran comercialmente recuperables.

RECURSO DESCUBIERTO: Volumen de hidrocarburos del cual se tiene evidencia a través de pozos perforados.

RECURSO NO DESCUBIERTO: Volumen de hidrocarburos con incertidumbre, pero cuya existencia se infiere en cuencas geológicas a través de factores favorables resultantes de la interpretación geológica, geofísica y geoquímica. Si comercialmente se considera recuperable se le llama recurso prospectivo.

RECURSO PROSPECTIVO: Es la cantidad de hidrocarburos evaluada, a una fecha dada, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas, y que se estima pueden ser recuperables.

RELACIÓN GAS DISUELTO ACEITE. Es la relación del volumen de gas que está disuelto en el aceite comparado con el volumen de aceite que lo contiene. Esta relación puede ser original (R_{si}) o instantánea (R_s).

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

RELACIÓN BENEFICIO COSTO: Es una medida de rentabilidad de un pozo, campo, activo o región, que indica cuánto reditúa cada unidad monetaria invertida en él. Es el cociente que resulta de dividir el valor presente neto entre el valor presente de inversión.

RELACIÓN CONDENSADO GAS: *Relación de la producción de condensado del yacimiento a la producción de gas.*

RESERVAS ECONÓMICAS: *Producción acumulada que se obtiene de un pronóstico de producción en donde se aplican criterios económicos.*

RESERVA REMANENTE: *Volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas, que queda por producirse económicamente de un yacimiento a determinada fecha, con las técnicas de explotación aplicables. Es la diferencia entre la reserva original y la producción acumulada de hidrocarburos a una fecha específica.*

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

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

RESERVA P: *Es la reserva probada.*

RESERVAS PP: *Suma de las reservas probadas más las reservas probables.*

RESERVAS PPP: *Suma de las reservas probadas más las reservas probables más las reservas posibles.*

REVISIÓN: *Es la reserva resultante de comparar la evaluación del año anterior con la nueva, en la cual se consideró nueva información geológica, geofísica, de operación, comportamiento del yacimiento, así como la variación en los precios de los hidrocarburos y costos de extracción. No incluye la perforación de pozos.*

S

SATURACIÓN DE FLUIDOS: *Porción del espacio poroso ocupado por un fluido en particular, pudiendo existir aceite, gas y agua.*

SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN: *Cualquiera de las técnicas empleadas para extraer el petróleo de la formación productora a la superficie, cuando la presión del yacimiento es insuficiente para elevar el petróleo en forma natural hasta la superficie.*

T

TASA INTERNA DE RETORNO: *Representa la tasa de descuento que hace que el valor presente neto sea igual a cero y la relación beneficio/costo sea uno.*

TASA DE RESTITUCIÓN DE RESERVAS: Indica la cantidad de hidrocarburos que se reponen o incorporan por nuevos descubrimientos con respecto a lo que se produjo en un periodo dado. Es el cociente que resulta de dividir los nuevos descubrimientos por la producción durante un periodo de análisis, y generalmente es referida en forma anual y expresada en términos porcentuales.

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

V

VALOR PRESENTE NETO (VPN): Es la suma de los flujos futuros de una inversión, deflactados por una tasa de descuento.

VOLUMEN ORIGINAL DE GAS: Cantidad de gas que se estima existe originalmente en el yacimiento, y está confinado por límites geológicos y de fluidos, pudiéndose expresar tanto a condiciones de yacimiento como a condiciones de superficie.

VOLUMEN ORIGINAL DE PETRÓLEO O ACEITE: Cantidad de petróleo que se estima existe originalmente en el yacimiento, y está confinado por límites geológicos y de fluidos, pudiéndose expresar tanto a condiciones de yacimiento como a condiciones de superficie.

2.FORMATOS PARA JUSTIFICACIÓN DE RESERVAS Y RECURSOS.

Formato Res A y GD-1

RESERVAS DE YACIMIENTOS DE ACEITE Y GAS DISUELTO

Campo: _____ Región: _____
 Yacimiento: _____ Activo _____
 Cuenca: _____ Play: _____
 Entidad federativa: _____

I.-INFORMACION GENERAL

Tipo de yacimiento _____ Fecha de descubrimiento _____
 Periodo geológico _____ Fecha inicial de explotación _____
 Formación _____ Pozos: perforados _____
 Litología _____ productores _____
 Cima del yacimiento _____ activos _____
 Tipo de empuje: _____ Densidad del aceite _____ gr/cm³ _____ °API
 Profundidad media (D) _____ mvbnm Viscosidad del aceite _____ cp
 Contacto original aceite-agua (CAA) _____ mvbnm Presión original (Pi) _____ Kg/cm²
 Determinado de: _____ Obtenida de: _____
 Factor de volumen original (Boi) _____ m³@ C.Y./m³@ C.A. Presión de saturación (Pb): _____ Kg/cm²
 Determinado de: _____ Obtenida de: _____
 Relación original gas disuelto-aceite (Rsi) : _____ m³/m³ Temperatura de yacimiento (ty): _____ °C
 Determinado de: _____ Obtenida de: _____

II.- VOLUMEN ORIGINAL DE ACEITE Y GAS DISUELTO

Fecha de cálculo : _____ Método de cálculo : _____

	A R E A			
	P R O B A D A		Probada + Probable	Probada + Probable + Posible
	Desarrollada	Total (P)	(PP)	(PPP)
Superficie (Km ²)	_____	_____	_____	_____
Espesor neto (m)	_____	_____	_____	_____
Porosidad promedio (%)	_____	_____	_____	_____
Saturación promedio agua (%)	_____	_____	_____	_____
Índice de hidrocarburos (m ³ @ C.Y./m ³ @ C.A.)	_____	_____	_____	_____
Volumen de roca (m ³)	_____	_____	_____	_____
Volumen poroso (m ³)	_____	_____	_____	_____
Volumen Orig. aceite "NBoi" (m ³ @ CY)	_____	_____	_____	_____
Volumen Orig. aceite "N" (m ³ @ CA)	_____	_____	_____	_____
Volumen Orig. gas "G" (10 ³ m ³ @ CA)	_____	_____	_____	_____

Formato Res A y GD-2

RESERVAS DE YACIMIENTOS DE GAS NO ASOCIADO O ASOCIADO LIBRE

Campo: _____ () Región: _____ ()
 Yacimiento: _____ () Activo: _____ ()
 Cuenca: _____ Play: _____
 Entidad federativa: _____

I.- INFORMACION GENERAL

Tipo de yacimiento _____	Fecha de descubrimiento _____
Periodo geológico _____	Fecha inicial de explotación _____
Formación _____	Pozos: perforados _____
Litología _____	productores _____
Cima del yacimiento _____	activos _____
Tipo de empuje: _____	Densidad del líquido _____ gr/cm ³ °API
Profundidad media (D) _____ mvbnm	Viscosidad del líquido _____ cp
Contacto original gas-agua (CGAg) o	Presión original (Pi) _____ Kg/cm ²
gas-aceite (CGA) _____ mvbnm	Obtenida de: _____
Determinado de: _____	Presión de rocío (Pr): _____ Kg/cm ²
Factor de volumen original (Bgi) _____ m ³ @ C.Y./m ³ @ C.A.	Obtenida de: _____
Determinado de: _____	Temperatura de yacimiento (ty): _____ °C
	Obtenida de: _____

II.- VOLUMEN ORIGINAL DE GAS

Fecha de cálculo: _____ Método de cálculo: _____

	A R E A		
	PROBADA		
	Desarrollada	Total (P)	Probada + Probable (PP) Probada + Probable + Posible (PPP)
Superficie (Km ²)	_____	_____	_____
Espesor neto (m)	_____	_____	_____
Porosidad promedio (%)	_____	_____	_____
Saturación promedio agua (%)	_____	_____	_____
Índice de hidrocarburos (m ³ @ C.Y./m ³)	_____	_____	_____
Volumen de roca (m ³)	_____	_____	_____
Volumen poroso (m ³)	_____	_____	_____
Volumen Orig. gas "GBoi" (m ³ @ CY)	_____	_____	_____
Volumen Orig. gas "G" (10 ³ m ³ @ CA)	_____	_____	_____

Formato Res GNA y GAL -2

RESERVAS DE YACIMIENTOS DE GAS NO ASOCIADO O ASOCIADO LIBRE

Campo: _____ () Región: _____ ()
 Yacimiento: _____ () Activo: _____ ()

III.- RESERVAS

Fecha de cálculo: _____ Método de cálculo: _____

Presión de abandono (Pab): _____ Kg/cm² Gasto límite económico/pozo (Qg min): _____ m³/día

Determinados de: _____

Factores de recuperación:	P R O B A D O			Probado + Probable	Probado + Probable + Posible
	Desarrollado produciendo	Desarrollado	Total (P)	(PP)	(PPP)
Gas natural (Frg)	_____	_____	_____	_____	_____

Determinados de: _____

Factores de encogimiento:

Por eficiencia en el manejo (Feem) _____
 Por licuables en el transporte (Felt) _____
 Por impurezas (Fei) _____
 Por licuables en planta (Felp) _____

Rendimientos:

Condensado (Frc) _____ m³/10⁶ m³
 Líquidos en planta (Frlp) _____ m³/10⁶ m³
 Factor de equivalencia calorífica:
 Gas seco-líquido (Fegsl) _____ m³/10⁶ m³

Determinados de _____

RESERVA ORIGINAL

	P R O B A D A			Probada + Probable	Probada + Probable + posible
	Desarrollada produciendo	No desarrollada	Total (P)	(PP)	(PPP)
Gas natural (10 ³ m ³)	_____	_____	_____	_____	_____
Gas a entregar en plantas (10 ³ m ³)	_____	_____	_____	_____	_____
Gas seco (10 ³ m ³)	_____	_____	_____	_____	_____
Condensado (m ³)	_____	_____	_____	_____	_____
Líquidos en plantas (m ³)	_____	_____	_____	_____	_____
Gas seco equivalente a líquido (m ³)	_____	_____	_____	_____	_____
Petróleo crudo equivalente (m ³)	_____	_____	_____	_____	_____

Notas: _____

Formato Rec A y GD-1

RECURSOS CONTINGENTES DE YACIMIENTOS DE ACEITE Y GAS DISUELTO

Campo: _____ () Región: _____ ()
 Yacimiento: _____ () Activo: _____ ()
 Cuenca: _____ Play: _____
 Entidad federativa: _____

I.- INFORMACION GENERAL

Tipo de yacimiento _____ Fecha de descubrimiento _____
 Periodo geológico _____ Pozos: perforados _____
 Formación _____ productores _____
 Litología _____
 Cima del yacimiento _____
 Tipo de empuje: _____ Densidad del aceite _____ gr/cm³ _____ °API
 Profundidad media (D) _____ mvbnm Viscosidad del aceite _____ cp
 Contacto original aceite-agua (CAA) _____ mvbnm Presión original (Pi) _____ Kg/cm²
 Determinado de: _____ Obtenida de: _____
 Factor de volumen original (Boi) _____ m³@ C.Y./m³@ C.A. Presión de saturación (Pb): _____ Kg/cm²
 Determinado de: _____ Obtenida de: _____
 Relación original gas disuelto-aceite (Rsi) : _____ m³/m³ Temperatura de yacimiento (ty): _____ °C
 Determinado de: _____ Obtenida de: _____

II.- VOLUMEN ORIGINAL DE ACEITE Y GAS DISUELTO

Fecha de cálculo : _____ Método de cálculo : _____

	A R E A		
	Estimación baja	Estimación central	Estimación alta
Superficie (Km ²)	_____	_____	_____
Espesor neto (m)	_____	_____	_____
Porosidad promedio (%)	_____	_____	_____
Saturación promedio agua (%)	_____	_____	_____
Índice de hidrocarburos (m ³ @ C.Y./m ³)	_____	_____	_____
Volumen de roca (m ³)	_____	_____	_____
Volumen poroso (m ³)	_____	_____	_____
Volumen Orig. aceite "NBoi" (m ³ @ CY)	_____	_____	_____
Volumen Orig. aceite "N" (m ³ @ CA)	_____	_____	_____
Volumen Orig. Gas "G" (10 ⁹ m ³ @ CA)	_____	_____	_____

RECURSOS CONTINGENTES DE YACIMIENTOS DE ACEITE Y GAS DISUELTO

Campo _____ () Región: _____ ()
 Yacimiento: _____ () Distrito / Activo: _____ ()

III.- RECURSOS CONTINGENTES

Fecha de cálculo : _____ Método de cálculo : _____

Presión de abandono (Pab): _____ Kg/cm² Gasto límite /pozo (Qo min): _____ m³/día

Rel. gas disuelto - aceite al abandono (Rsab): _____ m³/m³

Determinados de: _____

Factores de recuperación:	Estimación baja	Estimación central	Estimación alta
Aceite (Fro)	_____	_____	_____
Gas natural (Frg)	_____	_____	_____

Determinados de: _____

Factores de encogimiento:	Rendimientos:
Por eficiencia en el manejo (Feem) _____	Condensado (Frc) _____ m ³ /10 ⁶ m ³
Por licuables en el transporte (Felt) _____	Líquidos en planta (Frlp) _____ m ³ /10 ⁶ m ³
Por impurezas (Fei) _____	Factor de equivalencia calorífica:
Por licuables en planta (Felp) _____	Gas seco-líquido (Fegsl) _____ m ³ /10 ⁶ m ³

Determinados de _____

RECURSOS CONTINGENTES

	Estimación baja	Estimación central	Estimación alta
Aceite (m ³)	_____	_____	_____
Gas natural (10 ³ m ³)	_____	_____	_____
Gas a entregar en plantas (10 ³ m ³)	_____	_____	_____
Gas seco (10 ³ m ³)	_____	_____	_____
Condensado (m ³)	_____	_____	_____
Líquidos en plantas (m ³)	_____	_____	_____
Gas seco equivalente a líquido (m ³)	_____	_____	_____
Petróleo crudo equivalente (m ³)	_____	_____	_____

Notas: _____

RECURSOS CONTINGENTES DE YACIMIENTOS DE GAS NO ASOCIADO O ASOCIADO LIBRE

Campo: _____ () Región: _____ ()
 Yacimiento: _____ () Activo: _____ ()
 Cuenca: _____ Play: _____
 Entidad federativa: _____

I.- INFORMACION GENERAL

Tipo de yacimiento _____	Fecha de descubrimiento _____
Periodo geológico _____	Pozos: perforados _____
Formación _____	productores _____
Litología _____	
Cima del yacimiento _____	Densidad del líquido _____ gr/cm ³ _____ °API
Tipo de empuje: _____	Viscosidad del líquido _____ cp
Profundidad media (D) _____ m bnm	Presión original (Pi) _____ Kg/cm ²
Contacto original gas-agua (CGAg) o	Obtenida de: _____
gas-aceite (CGA) _____ m bnm	Presión de rocío (Pr): _____ Kg/cm ²
Determinado de: _____	Obtenida de: _____
Factor de volumen original (Bgi) _____ m ³ @ C.Y./m ³ @ C.A.	Temperatura de yacimiento (ty): _____ °C
Determinado de: _____	Obtenida de: _____

II.- VOLUMEN ORIGINAL DE GAS

Fecha de cálculo: _____ Método de cálculo: _____

	A R E A		
	Estimación baja	Estimación central	Estimación alta
Superficie (Km ²)	_____	_____	_____
Espesor neto (m)	_____	_____	_____
Porosidad promedio (%)	_____	_____	_____
Saturación promedio agua (%)	_____	_____	_____
Índice de hidrocarburos (m ³ @ C.Y./m ³)	_____	_____	_____
Volumen de roca (m ³)	_____	_____	_____
Volumen poroso (m ³)	_____	_____	_____
Volumen Orig. gas "GBgi" (m ³ @ CY)	_____	_____	_____
Volumen Orig. gas "G" (10 ³ m ³ @ CA)	_____	_____	_____

RECURSOS CONTINGENTES DE YACIMIENTOS DE GAS NO ASOCIADO O ASOCIADO LIBRE

Campo _____ () Región: _____ ()
 Yacimiento: _____ () Distrito / Activo: _____ ()

III.- RECURSOS CONTINGENTES

Fecha de cálculo: _____ Método de cálculo: _____

Presión de abandono (Pab): _____ Kg/cm² Gasto límite /pozo (Qg min): _____ m³/día
 Determinados de: _____

Factores de recuperación:	Estimación baja	Estimación central	Estimación alta
Gas natural (Frg)	_____	_____	_____
Determinado de:	_____		

Factores de encogimiento:	Rendimientos:
Por eficiencia en el manejo (Feem) _____	Condensado (Frc) _____ m ³ /10 ⁶ m ³
Por licuables en el transporte (Felt) _____	Líquidos en planta (Frlp) _____ m ³ /10 ⁶ m ³
Por impurezas (Fei) _____	Factor de equivalencia calorífica:
Por licuables en planta (Felp) _____	Gas seco-líquido (Fegsl) _____ m ³ /10 ⁶ m ³
Determinados de:	_____

RECURSOS CONTINGENTES

	Estimación baja	Estimación central	Estimación alta
Gas natural (10 ³ m ³)	_____	_____	_____
Gas a entregar en plantas (10 ³ m ³)	_____	_____	_____
Gas seco (10 ³ m ³)	_____	_____	_____
Condensado (m ³)	_____	_____	_____
Líquidos en plantas (m ³)	_____	_____	_____
Gas seco equivalente a líquido (m ³)	_____	_____	_____
Petróleo crudo equivalente (m ³)	_____	_____	_____

Notas: _____

3.FORMATOS PARA CERTIFICACIÓN DE RESERVAS.

Campo		Reserva report as of			Región	
Yacimiento		Activo				
Informe de reservas al		Reserve report as of				
Tipo de yacimiento		Acuña Voladé			Age of reservoir	
Entidad federativa					Average oil density	
Edad del yacimiento						
Densidad media del petróleo						
Número de pozos					Number of wells	
Activo					Active	
Total					Total	
Fecha inicial de producción					Date of first production	
Producción al 31 de diciembre de					Production as of December 31,	Fórmulas / Formulas
Fecha actual, promedio del año					Current daily rate average	
Crudo					Oil	
Gas a boca de pozo					Gas at wellhead	
Anual					Annual	
Crudo					Oil	
Gas a boca de pozo					Gas at wellhead	
Acumulada					Cumulative	
Crudo					Oil	Acc _o
Gas a boca de pozo					Gas at wellhead	Acc _g
Volumen original a condiciones atmosféricas		P PP PPP			Original volume in place	
Crudo					Oil	$V_{o,p} = V_{o,y} * k / B_{oi}$
Gas natural					Gas at wellhead	$V_{g,p} = Rai * V_{o,p} / 1000$
Reserva original estimada					Estimated ultimate reserves	
Crudo					Oil	$R_{o,p} = V_{o,p} * 0.01 * E_{rc}$
Gas natural					Gas at wellhead	$R_{g,p} = V_{g,p} * 0.01 * E_{rg}$
Reserva remanente					Remaining reserves	
Crudo					Oil	$R_{o,r} = R_{o,p} - Acc_{o,p}$
Gas natural					Gas at wellhead	$R_{g,r} = R_{g,p} - Acc_{g,p}$
Gas disponible para venta a Pemex Gas					Gas available to Pemex Gas	$R_{v,g} = R_{g,r} * (1 - 0.01 * E_{rc,1})$
Condensado					Condensate	$Con = R_{v,g} * Y_{con} / 1000$
Líquidos de planta					Plant liquids	$Lp = R_{v,g} * Y_{lp} / 1000$
Gas seco					Dry gas	$Gs = R_{v,g} * (1 - 0.01 * E_{rc,2})$
Total de petróleo crudo equivalente					Total oil equivalent	
Crudo					Oil	$T_{o,e} = R_{o,r} + Con_{o,e} + Lp_{o,e} + Gs_{o,e}$
Condensado					Condensate	$R_{c,e} = Con / C_{con}$
Líquidos de planta					Plant liquids	$Lp_{e,e} = Lp / C_{lp}$
Gas seco					Dry gas	$Gs_{e,e} = Gs / C_{gs}$
Coeficientes del volumen original		P PP PPP			Coefficients for original volume	
Área					Area	A
Espesor hielo					Thickness	h
Porosidad					Porosity	Po
Saturación de agua					Water saturation	Sw
Volumen de roca					Reservoir volume*	$V_r = A * h$
Volumen original @ cy					Original volume in situ	$V_{o,y} = V_r * P_{oi} * (1 - (Sw * 0.01))$
Constante		6.2898			Constant	k
Boi					Boi	B _{oi}
Rai					Rai	R _{ai}
Eficiencia de recuperación		P PP PPP			Recovery efficiency	
Crudo					Oil	E _{rc}
Gas					Gas	E _{rg}
Encogimiento del gas					Total shrinkage of wellhead gas	E _{rc,1}
Encogimiento total del gas a boca de pozo					Shrinkage 1	E _{rc,1}
Encogimiento hasta entrega a FGSB					Shrinkage 2	E _{rc,2}
Encogimiento en plantas						
Rendimientos					Yields	
Condensado					Condensate	Y _{con}
Líquidos de planta					Plant liquids	Y _{lp}
Factor de conversión a petróleo equivalente					Conversion factors to oil equivalent	
Condensado					Condensate	C _{con}
Líquidos de planta					Plant liquids	C _{lp}
Gas seco**					Dry gas**	C _{gs}
P probadas; PP probadas = probables; PPP probadas = probables + posibles					P proved; PP proved + probable; PPP proved + probable + possible	
@cy = condiciones atmosféricas (60° F y 14.7 libras de presión por pulgada cuadrada)		sto		stock tank barrels at atmospheric conditions (60° F and pressure of 14.7 pounds per square inch)		
m = condiciones de yacimiento iniciales		rb		barrels at initial reservoir conditions		
cada m representa un factor de 1000		m		represents a factor of 1000		
d		d		daily		
b		b		barrels		
pc		acf		standard cubic feet		
oe		oe		oil equivalent		
Boi		Boi		Oil volume factor, from initial reserve conditions to stock barrel		
Rai		Rai		Initial solution factor, gas in crude		
Encogimiento 1: De la boca del pozo a la puerta de las plantas de Pemex Gas. Incluye gas liberado a la atmósfera, uso propio como combustible y encogimiento por extracción de condensados.		Shrinkage 1: From gas at wellhead to the inlet of Pemex Gas plants. Includes flared gas, own use of gas as fuel and shrinkage due to condensate extraction.		Shrinkage 2: From the inlet of Pemex Gas plants to gas sold at the facilities of these plants as sweet dry gas (mainly methane).		
Encogimiento 2: De la entrada de las plantas de Pemex Gas a la salida de éstas como gas seco dulce (fundamentalmente metano).						
* Expresado en ocasiones en acre-pies, donde 1 millón de metros cúbicos @ 60.7 es igual a un acre-pie.		* Also expressed in acre-feet, where 1 million cubic meters @ 60.7 is equal to one acre-foot				
** Basado en un valor de 5.591 millones de BTU por barril de crudo y de 1,075 BTU por millón de pies cúbicos de gas seco dulce.		** Based on a value of 5.591 million BTU per barrel of crude oil and 1,075 BTU per million cubic feet of sweet dry gas				

AUTORIZA:
NOMBRE Y FIRMA:

ELABORA:
NOMBRE Y FIRMA:

METODOLOGÍA POARA EL CÁLCULO DE RESERVAS SEC-PRMS.

Campo _____		Región _____	
Yacimiento _____		Activo _____	
Informe de reservas al _____		Reserve report as of _____	
Tipo de yacimiento _____		Gas y Condensado	
Entidad federativa _____		_____	
Edad del yacimiento _____		_____	
Densidad media del petróleo _____		_____	
Número de pozos		Number of wells	
Activo _____		Active _____	
Total _____		Total _____	
Fecha inicial de producción _____		Date of first production _____	
Producción al 31 de diciembre de _____		Production as of December 31, _____	
Día actual, _____		Current daily rate _____	
promedio del año _____		average _____	
Gas a boca de pozo _____		Gas at wellhead _____	
Aceite _____		Oil _____	
Anual		Annual	
Gas a boca de pozo _____		Gas at wellhead _____	
Aceite _____		Oil _____	
Acumulada		Cumulative	
Gas a boca de pozo _____		Gas at wellhead _____	
Aceite _____		Oil _____	
Volumen original a condiciones atmosféricas		Original volume in place	
Gas natural _____		Gas at wellhead _____	
Aceite _____		Oil _____	
Reservas original estimada		Estimated ultimate reserves	
Gas natural _____		Gas at wellhead _____	
Aceite _____		Oil _____	
Reservas remanente		Remaining reserves	
Gas natural _____		Gas at wellhead _____	
Aceite _____		Oil _____	
Gas disponible para venta a Pemex Gas _____		Gas available to Pemex Gas _____	
Condensado _____		Condensate _____	
Líquidos de planta _____		Plant liquids _____	
Gas seco _____		Dry gas _____	
Total de petróleo crudo equivalente		Total oil equivalent	
Aceite _____		Oil _____	
Condensado _____		Condensate _____	
Líquidos de planta _____		Plant liquids _____	
Gas seco _____		Dry gas _____	
Coefficientes del volumen original		Coefficients for original volume	
Área _____		Area _____	
Espesor neto _____		Thickness _____	
Porosidad _____		Porosity _____	
Saturación de agua _____		Water saturation _____	
Volumen de roca _____		Reservoir volume* _____	
Volumen original @ cy _____		Original volume in situ _____	
Constante _____		Constant _____	
Bg _____		Bg _____	
Rog _____		Rog _____	
Eficiencia de recuperación		Recovery efficiency	
Gas _____		Gas _____	
Aceite _____		Oil _____	
Encogimiento del gas		Total shrinkage of wellhead gas	
Encogimiento total del gas a boca de pozo _____		Shrinkage 1 _____	
Encogimiento hasta entrega a PGGPS _____		Shrinkage 2 _____	
Encogimiento en plantas _____		Shrinkage 2 _____	
Rendimientos		Yields	
Condensado _____		Condensate _____	
Líquidos de planta _____		Plant liquids _____	
Factor de conversión a petróleo equivalente		Conversion factors to oil equivalent	
Condensado _____		Condensate _____	
Líquidos de planta* _____		Plant liquids* _____	
Gas seco** _____		Dry gas** _____	
P probadas, PP probadas + probables, PPP probadas + probables + posibles		P proved, PP proved + probable, PPP proved + probable + possible	
@ca a condiciones atmosféricas (60° F y 14.7 libras de presión por pulgada cuadrada)		atb stock tank barrels at atmospheric conditions (60° F and pressure of 14.7 pounds per square inch)	
@cy a condiciones de yacimiento iniciales		atc cubic feet at initial reservoir conditions	
m cada m representa un factor de 1000		m represents a factor of 1000	
d decimios		d decimios	
b barriles		b barrels	
pc pies cúbicos		scf standard cubic feet	
oe crudo equivalente		oe oil equivalent	
Bg Factor de volumen del gas, de condiciones iniciales de yacimiento a condiciones atmosféricas		Bg Gas formation volume factor, from initial reservoir conditions to surface standard conditions	
Rog Relación condensado-gas		Rog Condensate gas ratio	
Encogimiento 1: De la boca del pozo a la puerta de las plantas de Pemex Gas. Incluye gas liberado a la atmósfera, uso propio como combustible y encogimiento por extracción de condensados.		Shrinkage 1: From gas at wellhead to the inlet of Pemex Gas plants. Includes flared gas, own use of gas as fuel and shrinkage due to condensate extraction.	
Encogimiento 2: De la entrada de las plantas de Pemex Gas a la salida de éstas como gas seco dulce (fundamentalmente metano).		Shrinkage 2: From the inlet of Pemex Gas plants to gas sold at the facilities of these plants as sweet dry gas (mainly methane).	
* Expresado en octonios en acre-pies, donde 1 millón de metros cúbicos x 810.7 es igual a un acre-pie.		* Also expressed in acre-feet, where 1 million cubic meters x 810.7 is equal to one acre-foot	
** Basado en un valor de 5.591 millones de BTU por barril de crudo y de 1,075 BTU por millón de pies cúbicos de gas seco dulce.		** Based on a value of 5.591 million BTU per barrel of crude oil and 1,075 BTU per million cubic feet of sweet dry gas	

AUTORIZA:

NOMBRE Y FIRMA:

ELABORA:

NOMBRE Y FIRMA:

METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS SEC-PRMS.

Campo _____		Región _____	
Yacimiento _____		Activo _____	
Informe de reservas al _____		Reserve report as of _____	
Gas Seco			
Tipo de yacimiento _____		Age reservoir _____	
Entidad federativa _____		Average oil density _____	
Edad del yacimiento _____		Number of wells _____	
Densidad media del petróleo _____		Active _____	
Número de pozos _____		Total _____	
Activo _____		Date of first production _____	
Total _____			
Fecha inicial de producción _____			
Producción al 31 de diciembre de _____		Production as of December 31, _____	
Fecha actual, promedio del año _____		Current daily rate average _____	
Gas a boca de pozo mmpc@ca _____		Gas at wellhead mmscf _____	
Anual _____		Annual _____	
Gas a boca de pozo mmpc@ca _____		Gas at wellhead mmscf _____	
Acumulado al _____		Cumulative as of _____	
Gas a boca de pozo mmpc@ca _____		Gas at wellhead mmscf _____	
Volumen original a condiciones atmosféricas		Original volume in place	
Gas natural mmpc@ca		Gas at wellhead	
Reserva original estimada Gas natural mmpc@ca		Estimated ultimate reserves Gas at wellhead	
Reserva remanente Gas natural mmpc@ca		Remaining reserves Gas at wellhead	
Gas disponible para venta a Pemex Gas mmpc@ca		Gas available to Pemex Gas	
Gas seco mmpc@ca		Dry gas	
Total de petróleo crudo equivalente mmb@ca		Total of equivalent	
Gas seco mmb@ca		Dry gas	
Fórmulas / Formulas			
		Anu_g	
		$V_{o,g} = V_{o,y} * k / B_g / 1000$	
		$R_{o,g} = V_{o,g} * 0.01 * E_{ig}$	
		$R_{r,g} = R_{o,g} - Anu_g$	
		$R_{v,g} = R_{r,g} * (1 - 0.01 * Enc_1)$	
		$G_d = R_{v,g} * (1 - 0.01 * Enc_2)$	
		$Tr_g = G_{d,g}$	
		$G_{d,g} = G_d / C_{g,e}$	
Coeficientes del volumen original		Coefficients for original volume	
Área Km ²		Area Km ²	
Espesor neto metros		Thickness meters	
Porosidad por ciento		Porosity percent	
Saturación de agua por ciento		Water saturation percent	
Volumen de roca mm metros ³		Reservoir volume** mm meters ³	
Volumen original @ py mm metros ³		Original volume in situ mm meters ³	
Constante polímetros ³		Constant scfmeters ³	
B _{gi} m@py/m@ca		B _{gi}	
Eficiencia de recuperación Gas por ciento		Recovery efficiency Gas percent	
Encogimiento del gas Encogimiento total del gas a boca de pozo por ciento		Total shrinkage of wellhead gas Shrinkage 1 percent	
Encogimiento hasta entrega a PGG/S por ciento		Shrinkage 2 percent	
Encogimiento en plantas por ciento			
Factor de conversión a petróleo equivalente Gas seco** mmpcb		Conversion factors to oil equivalent Dry gas** mmscb	
F probadas, PP probadas + probables, PPP probadas + probables + posibles		F proved, PP proved + probable, PPP proved + probable + possible	
@ca a condiciones atmosféricas (60° F y 14.7 libras de presión por pulgada cuadrada)		at stdc level barrel at atmospheric conditions (60° F and pressure of 14.7 pounds per square inch)	
@py a condiciones de yacimiento iniciales		at icf cubic feet at initial reservoir conditions	
m cada m representa un factor de 1000		m represents a factor of 1000	
d diario		d daily	
b barriles		b barrels	
pc pies cúbicos		scf standard cubic feet	
oe crudo equivalente		oe oil equivalent	
B _{gi} Factor de volumen del gas, de condiciones iniciales de yacimiento a condiciones atmosféricas		B _{gi} Gas formation volume factor, from initial reservoir conditions to surface standard conditions	
Encogimiento 1: De la boca del pozo a la puerta de las plantas de Pemex Gas. Incluye gas liberado a la atmósfera, uso propio como combustible y encogimiento por extracción de condensado.		Shrinkage 1: From gas at wellhead to the inlet of Pemex Gas plants. Includes flared gas, own use of gas as fuel and shrinkage due to condensate extraction.	
Encogimiento 2: De la entrada de las plantas de Pemex Gas a la salida de éstas como gas seco dulce (fundamentalmente metano).		Shrinkage 2: From the inlet of Pemex Gas plants to gas sold at the tailgates of these plants as sweet dry gas (mainly methane).	
** Expresado en ocasiones en acre-feet, donde 1 millón de metros cúbicos x 35.3 es igual a un acre-pie.		* Also expressed in acre-feet, where 1 million cubic meters x 35.3 is equal to one acre-foot	
Basado en un valor de 5,591 millones de BTU por barril de crudo y de 1,075 BTU por millón de pies cúbicos de gas seco dulce.		** Based on a value of 5,591 million BTU per barrel of crude oil and 1,075 BTU per million cubic feet of sweet dry gas	

AUTORIZA:
NOMBRE Y FIRMA:

ELABORA:
NOMBRE Y FIRMA:

METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS SEC-PRMS.

Campo _____ Región Yacimiento _____ Activo _____ Informe de reservas al _____ Reserve report as of _____ 			
Tipo de yacimiento _____ Entidad federativa _____ Edad del yacimiento _____ Densidad media del petróleo _____		Gas Humedo _____ _____ _____ _____	
Número de pozos Activo _____ Total _____		Number of wells Active _____ Total _____	
Fecha inicial de producción _____		Date of first production _____	
Producción el 31 de diciembre de _____ Día actual, _____ promedio del año _____ Gas a boca de pozo mmpo@oe _____		Production as of December 31, _____ Current daily rate _____ average _____ Gas at wellhead _____ Annual _____ Gas at wellhead _____ Acumulada al _____ Gas a boca de pozo mmpo@oe _____ Cumulative _____ Gas at wellhead _____	
Volumen original a condiciones atmosféricas _____ Gas natural mmpo@oe _____		Original volume in place _____ Gas at wellhead _____ $V_{o,g} = V_{o,y} \cdot h / B_{gi} / 1000$	
Reservas original estimada Gas natural mmpo@oe _____		Estimated ultimate reserves Gas at wellhead _____ $R_{o,g} = V_{o,g} \cdot 0.01^* E_{ng}$	
Reservas remanente Gas natural mmpo@oe _____		Remaining reserves Gas at wellhead _____ $Rr_g = R_{o,g} - A_{cu,g}$	
Gas disponible para venta a Pemex Gas mmpo@oe _____		Gas available to Pemex Gas _____ $Rrv_g = Rr_g \cdot (1 - 0.01^* Enc_1)$	
Condensado mmb@oe _____ Líquidos de planta mmb@oe _____ Gas seco mmpo@oe _____		Condensate mmsb _____ Plant liquids mmsb _____ Dry gas _____ $Con = Rr_g \cdot Y_{con} / 1000$ $Lp = Rrv_g \cdot Y_{lp} / 1000$ $Gs = Rrv_g \cdot (1 - 0.01^* Enc_2)$	
Total de petróleo crudo equivalente mmb@oe _____ Condensado mmb@oe _____ Líquidos de planta mmb@oe _____ Gas seco mmpo@oe _____		Total oil equivalent _____ Condensate mmsb _____ Plant liquids mmsb _____ Dry gas _____ $Tr_o = Con_o + Lp_o + Gs_o$ $Con_o = Con / C_{con}$ $Lp_o = Lp / C_{lp}$ $Gs_o = Gs / C_{gs}$	
Coeficientes del volumen original _____ Área Km ² _____ Espesor neto metros por ciento _____ Porosidad por ciento _____ Saturación de agua por ciento _____ Volumen original @ scf m ³ _____ Constante @ scf polímetros ³ _____ Bgi pc@scf@oe _____		Coefficients for original volume _____ Área Km ² _____ Thickness metros _____ Porosity percent _____ Water saturation percent _____ Original volume in situ m ³ _____ Constant @ scf polimeters ³ _____ Bgi pc@scf@oe _____	
Eficiencia de recuperación Gas por ciento _____		Recovery efficiency Gas percent _____ E_{ng}	
Encogimiento del gas _____ Encogimiento total del gas a boca de pozo por ciento _____ Encogimiento hasta entrega a PGPIS por ciento _____ Encogimiento en plantas por ciento _____		Total shrinkage of wellhead gas _____ Shrinkage 1 _____ Shrinkage 2 _____	
Rendimientos _____ Condensado b/mmpc _____ Líquidos de planta b/mmpc _____		Yields _____ Condensate b/mmsc _____ Plant liquids b/mmsc _____	
Factor de conversión a petróleo equivalente _____ Condensado _____ Líquidos de planta _____ Gas seco** mmpub _____		Conversion factors to oil equivalent _____ Condensate _____ Plant liquids _____ Dry gas** _____ C_{con} C_{lp} C_{gs}	
P probadas, PP probadas + probables, PPP probadas + probables + posibles @scf a condiciones atmosféricas (60° F y 14.7 libras de presión por pulgada cuadrada) @scf a condiciones de yacimiento iniciales m cada m representa un factor de 1000 d decimos b barriles pc pies cúbicos oe crudo equivalente Bgi Factor de volumen del gas, de condiciones iniciales de yacimiento a condiciones atmosféricas		P proved, PP proved + probable, PPP proved + probable + possible scf stock tank barrels at atmospheric conditions (60° F and pressure of 14.7 pounds per square inch) scf cubic feet at initial reservoir conditions represents a factor of 1000 d daily b barrels scf standard cubic feet oe oil equivalent Bgi Gas formation volume factor, from initial reservoir conditions to surface standard conditions	
Encogimiento 1: De la boca del pozo a la puerta de las plantas de Pemex Gas. Incluye gas liberado a la atmósfera, uso propio como combustible y encogimiento por extracción de condensados. Encogimiento 2: De la entrada de las plantas de Pemex Gas a la salida de éstas como gas seco dulce (fundamentalmente metano).		Shrinkage 1: From gas at wellhead to the inlet of Pemex Gas plants. Includes flared gas, own use of gas as fuel and shrinkage due to condensate extraction. Shrinkage 2: From the inlet of Pemex Gas plants to gas sold at the tailpipes of these plants as sweet dry gas (mainly methane).	
* Expresado en ocasiones en acre-pies, donde 1 millón de metros cúbicos x 0.107 es igual a un acre-pie. ** Basado en un valor de 5.591 millones de BTU por barril de crudo y de 1,075 BTU por millón de pies cúbicos de gas seco dulce.		* Also expressed in acre-feet, where 1 million cubic meters x 0.107 is equal to one acre-foot. ** Based on a value of 5.591 million BTU per barrel of crude oil and 1,075 BTU per million cubic feet of sweet dry gas	

AUTORIZA:
NOMBRE Y FIRMA:

ELABORA:
NOMBRE Y FIRMA:

4SIMBOLOGÍA.

CONCEPTO	SÍMBOLO	UNIDADES	No. DE DECIMALES
Área	A	Km ²	3
Densidad relativa	δ	Adimensional	3
Espesor	h	m	1
Espesor neto	hn	m	1
Factor de compresibilidad del gas al abandono	Zab	adimensional	3
Factor de compresibilidad del gas inicial	Zi	adimensional	3
Factor de compresibilidad del gas inyectado	Zgi	adimensional	3
Factor de encogimiento por eficiencia en el manejo	Feem	m ³ /m ³ m ³ /m ³	3
Factor de encogimiento por impurezas	Fei	m ³ /m ³ m ³ /m ³	3
Factor de encogimiento por licuables en el transporte	Felt	m ³ /MM m ³	3
Factor de encogimiento por licuables en planta	Felp	fracción	3
Factor de equivalencia calorífica del gas seco a líquido	Fegsl	m ³ /MM m ³	4
Factor de recuperación del aceite	Fro	fracción	2
Factor de recuperación de condensado	Frc	fracción	2
Factor de recuperación de condensado en separador	Frcs	m ³ /MM m ³	2
Factor de recuperación del gas	Frg	m ³ a CY/ m ³ a CA	3
Factor de recuperación de líquidos en planta	Frlp	fracción	2
Factor de volumen inicial del aceite	Boi	m ³ /día	3
Fracción molar	n	m ³ /día	4
Gasto de aceite	Qo	m ³ /día	1
Gasto de agua	Qw	m ³ /día	1
Gasto de gas	Qg	m ³ /día	1
Gasto límite económico	Qmin	m ³ /día-pozo	1
Índice de hidrocarburos	lh	m ³ Hc a CY/m ² terreno	2
Peso molecular	M	gr-mol	2
Poder calorífico del gas seco	K	KCal/m ³	0
Porosidad	Φ	fracción	2
Presión atmosférica	Pa	Kg/cm ²	3
Presión crítica	Pc	Kg/cm ² abs	2
Presión de abandono	Pab	Kg/cm ² abs	-
Presión de inyección de gas	Pgi	Kg/cm ² abs	3
Presión de rocío	Pr	Kg/cm ² abs	0
Presión de saturación	Pb	Kg/cm ² abs	0
Presión estática	Pe	Kg/cm ² abs	0
Presión inicial	Pi	Kg/cm ²	3
Presión reducida	Pr	Kg/cm ² abs	2
Producción acumulada de aceite	Np	m ³	0
Producción acumulada de gas	Gp	Mm ³	0
Profundidad	D	m	0
Relación gas aceite	RGA	m ³ /m ³	2
Relación gas disuelto aceite inicial	Rsi	m ³ /m ³	2
Reserva remanente de aceite crudo	RRAC	m ³	0
Reserva remanente de condensado	RRC	m ³	0
Reserva remanente de gas a entregar a plantas	RRGNP	Mm ³	0
Reserva remanente de gas natural	RRGN	Mm ³	0
Reserva remanente de gas seco	RRGS	Mm ³	0
Reserva remanente de gas seco equivalente a líquido	RRGSEL	m ³	0
Reserva remanente de petróleo crudo equivalente	RRPCE	m ³	0
Reserva original de aceite crudo	ROAC	m ³	0
Reserva original de condensado	ROC	m ³	0
Reserva original de condensado en el separador	ROCS	m ³	0
Reserva original de líquidos en la planta	ROLP	m ³	0
Reserva original de gas a entregar a plantas	ROGEP	Mm ³	0
Reserva original de gas natural	ROGN	Mm ³	0
Reserva original de gas seco	ROGS	Mm ³	0
Reserva original de gas seco equivalente a líquido	ROGSEL	m ³	0
Reserva original de petróleo crudo equivalente	ROPCE	m ³	0
Riqueza de condensado	Rc	m ³ /MM m ³	2
Saturación de aceite	So	fracción	2
Saturación de agua	Sw	fracción	2
Saturación de gas	Sg	fracción	2
Temperatura atmosférica	ta	°C	2
Temperatura crítica	Tc	°K	2
Temperatura del yacimiento	ty	°C	2
Temperatura reducida	Tr	°K	2
Volumen original de aceite crudo @ C.A.	N	m ³	0
Volumen original de aceite crudo @ C.Y.	NBoi	m ³	0
Volumen original de condensado @ C.A.	C	Mm ³	0
Volumen original de gas natural @ C.A.	G	m ³	0
Volumen original de gas natural @ C.Y.	GBgi	m ³	0
Volumen original de gas inyectado @ C.A.	Gi	m ³	0

5. ABREVIATURAS.

ABREVIATURA	CONCEPTO
<i>m³</i>	<i>Metros cúbicos</i>
<i>M m³</i>	<i>Miles de metros cúbicos</i>
<i>MM m³</i>	<i>Millones de metros cúbicos</i>
<i>b</i>	<i>Barriles</i>
<i>bd</i>	<i>Barriles diarios</i>
<i>mb</i>	<i>Miles de barriles</i>
<i>mmb</i>	<i>Millones de barriles</i>
<i>mmbb</i>	<i>Miles de millones de barriles</i>
<i>pc</i>	<i>Pies cúbicos</i>
<i>mpc</i>	<i>Miles de pies cúbicos</i>
<i>mmpc</i>	<i>Millones de pies cúbicos</i>
<i>mmpcd</i>	<i>Millones de pies cúbicos diarios</i>
<i>mmmpc</i>	<i>Miles de millones de pies cúbicos</i>
<i>mmmpc</i>	<i>Billones de pies cúbicos</i>
<i>pce</i>	<i>Petróleo crudo equivalente</i>
<i>mbpce</i>	<i>Miles de barriles de petróleo crudo equivalente</i>
<i>mmbpce</i>	<i>Millones de barriles de petróleo crudo equivalente</i>
<i>mmbpce</i>	<i>Miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente</i>
<i>gr/cm³</i>	<i>Gramos sobre centímetro cúbico</i>
<i>kg/cm²</i>	<i>Kilogramos sobre centímetro cuadrado</i>
<i>km²</i>	<i>Kilómetros cuadrados</i>
<i>CY</i>	<i>Condiciones de yacimiento</i>
<i>CA</i>	<i>Condiciones atmosféricas</i>
<i>BTU</i>	<i>British thermal unit</i>
<i>3D</i>	<i>Tridimensional</i>
<i>2D</i>	<i>Bidimensional</i>
<i>DST</i>	<i>Drill stem test</i>
<i>PVT</i>	<i>Presión-volumen-temperatura</i>
<i>P</i>	<i>Reservas probadas</i>
<i>PP</i>	<i>Reservas probadas más probables</i>
<i>PPP</i>	<i>Reservas probadas más probables más posibles</i>
<i>AAPG</i>	<i>American Association of Petroleum Geologists</i>
<i>API</i>	<i>American Petroleum Institute</i>
<i>PEP</i>	<i>Pemex Exploración y Producción</i>
<i>SEC</i>	<i>Securities and Exchange Commission</i>
<i>SPE</i>	<i>Society of Petroleum Engineers</i>
<i>WPC</i>	<i>World Petroleum Congresses</i>

