



BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA

FACULTAD DE INGENIERÍA
COLEGIO DE INGENIERÍA GEOFÍSICA

**ESTUDIO DE LA GUÍA PRMS 2018 PARA
ANÁLISIS DE RECURSOS PETROLEROS
EN EL CAMPO HOK**

TESIS

PARA OBTENER EL TÍTULO DE
LICENCIATURA EN INGENIERÍA GEOFÍSICA

PRESENTA

MARTIN JAIR CHALTELL ROMERO

DIRECTOR INTERNO

M.C. JULIO CÉSAR GONZÁLEZ HERNÁNDEZ

DIRECTOR DE INVESTIGACIÓN

M.C. ERICK OSORIO SANTIAGO

PUEBLA, PUE.

ENERO 2020

INDICE

INDICE.....	2
INDICE DE FIGURAS	6
INDICE DE GRÁFICAS	7
INDICE DE TABLAS.....	8
INDICE DE ECUACIONES	9
Resumen	11
Planteamiento del Problema	11
Justificación	11
Objetivo General.....	12
Objetivos Específicos	12
Alcances y Limitaciones.....	12
Antecedentes: Historia sobre el PRMS	13
MARCO TEÓRICO	14
CAPITULO 1 INTRODUCCIÓN: CONCEPTOS BÁSICOS DE RECURSOS PETROLEROS.....	14
1.1 Definición de Recurso:	14
1.2 Clasificación de recursos de hidrocarburos	14
1.3 Modelo PVT	18
1.3.1 Propiedades de los Fluidos	19
1.3.1.1 Factor de Volumen de Aceite o Factor de Volumen de la Formación	19
1.3.1.2 Densidad del Aceite	20
1.3.1.3 Viscosidad del Aceite.....	21
1.3.2 Propiedades de los Gases.....	22
1.3.2.1 Factor de Volumen de Gas	22
1.3.2.2 Gravedad Especifica del Gas.....	23
1.3.2.3 Viscosidad del Gas	24
1.4 Clasificación de yacimientos según el Diagrama de Fases	25
1.4.1 Yacimientos de Aceite Negro.....	31
1.4.2 Yacimientos de Aceite Volátil.....	32
1.4.3 Yacimientos Gas y Condensado	33

1.4.4	Yacimientos de Gas Húmedo	34
1.4.5	Yacimientos de Gas Seco	35
CAPITULO 2. MODELO GEOLÓGICO		36
2.1	Sistema Petrolero	36
2.2.1	Adquisición Sísmica	41
2.2.2	Procesamiento Sísmico	43
2.2.3	Interpretación Sísmica	47
2.3	Petrofísica de Pozo	49
2.3.1	Registros Geofísicos de Pozos	49
2.3.1.1	Potencial Espontaneo	51
2.3.1.2	Rayos Gamma	52
2.3.1.3	Registro de Densidad	53
2.3.1.4	Registro de Neutrón	53
2.3.1.5	Registros Sónicos	54
2.3.1.6	Registros Eléctricos	54
2.3.1.7	Registro Calliper	55
2.3.1.8	Registro de Temperatura	56
2.3.2	Concepto de Petrofísica	57
2.3.2.1	Porosidad	57
2.3.2.2	Saturación de Fluidos	60
2.3.2.3	Permeabilidad	62
2.3.2.4	Mineralogía	64
2.4	Cálculo de Volumen Original de Hidrocarburos	65
2.4.1	Métodos deterministas	65
2.4.1.1	Métodos Volumétricos	65
2.4.1.2	Métodos de balance materia	65
2.4.2	Métodos Probabilísticos	66
2.4.2.1	Simulación Montecarlo	66
2.5	Factores de Recuperación	67
2.5.1	Elementos que influyen en la recuperación de Yacimientos de Gas y Aceite	67
2.5.2	Etapas de la extracción de gas y aceite	68
2.5.2.1	Primaria	68

2.5.2.2 Secundaria	68
2.5.2.3 Mejorada.....	68
CAPITULO 3. CÁLCULO DE RESERVAS.....	69
3.1 Caracterización de Reservas.....	69
3.1.1 Evaluación Petrofísica	69
3.1.2 Modelo Estructural	69
3.1.3 Modelo Estratigráfico	70
3.1.4 Conversión a Profundidad	70
3.1.5 Distribución espacial de propiedades petrofísicas.....	72
3.1.6 Definición de límites	73
3.1.7 Cálculo de volumen poroso impregnado (Método Volumétrico).....	73
3.2 Análisis de Fluido.....	74
3.2.1 Análisis del Estudio Stiff.....	74
3.2.2 Registro MDT.....	76
3.2.3 Análisis de pruebas PVT	78
3.2.4 Factor Volumétrico de formación de Petróleo B_o y B_g	81
3.2.5 Gastos iniciales	82
3.2.6 Cálculo de Reservas por Categoría.....	83
3.2.7 Pronóstico de producción	83
3.2.8 Desarrollo de campo.....	84
CAPÍTULO 4 MARCO JURIDICO	87
4.1 Ley de Hidrocarburos	87
4.2 Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación.....	89
4.3 Aplicación de PRMS en México	92
CAPÍTULO 5 APLICACIÓN DE LA GUÍA PARA ANALISIS DEL POZO HOK.....	95
5.1 Marco Geológico	95
5.2 Reservas.....	97
5.2.1 Probadas.	97
5.2.1.1 Probada desarrollada produciendo.	101
5.2.1.2 Probada desarrollada no produciendo (Aprobada para desarrollo).....	102
5.2.1.3 Probada no desarrollada (Justificada para ser desarrollada)	102

5.2.2 Probable	103
5.2.3 Posible	106
RESULTADOS	107
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	111
BIBLIOGRAFÍA	113
ANEXOS	115
Anexo A.....	115

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Historia de la guía PRMS desde sus inicios hasta la actualidad.	13
Figura 2. . Diagrama de fase, p---T	26
Figura 3. Diagrama de fase, p---T	27
Figura 4. Diagrama de Fase de un Yacimiento de Aceite Negro	31
Figura 5. Diagrama de Fase de un Yacimiento de Aceite Volátil	32
Figura 6. Diagrama de Fase de un Yacimiento de Gas y Condensado.....	33
Figura 7. Diagrama de Fase de un Yacimiento de Gas Húmedo.....	34
Figura 8. . Diagrama de Fase de un Yacimiento de Gas Seco.....	36
Figura 9. Partes del Sistema Petrolero.....	38
Figura 10. Esquema de adquisición de datos para la Exploración Sísmica.....	41
Figura 11. Ejemplos de sismogramas.....	42
Figura 12. Modelo en profundidad con capa de baja velocidad antes y después de correcciones estáticas.....	44
Figura 13. Múltiple Sísmico	45
Figura 14. Aplicación de la Interpolación y Regularización de datos sísmicos	45
Figura 15. Eliminación de Deghosting del simograma	46
Figura 16. Corrección dinámica NMO	46
Figura 17. . Ejemplo de amarres pozo-sísmico	49
Figura 18. Muestra de las distintas geometrías que se dan en las formaciones por efecto de litología.....	55
Figura 19. De lado izquierdo tenemos un registro Calliper utilizando herramientas 1 y 2 brazos, se apreciar la diferencia entre las mediciones de ambas, siendo la sección X un intervalo cavado, por otro lado, se logra apreciar la formación de un enjarre, siendo esta una zona permeable en donde la herramienta de densidad mide menos. En la figura de la derecha se utiliza las herramientas de 2 y 3 brazos y se observan las variaciones debido a irregularidades en el pozo	56
Figura 20. Muestra con poros	58
Figura 21. Imagen general del MDT	77
Figura 22. Descripción de variación del volumen de yacimiento a volumen de superficie	81
Figura 23. Registro de propiedades petrofísicas del pozo “Hok – 1” de la asignación AE-0154 Chalabil.....	98
Figura 24. . Configuración estructural del campo Hok	100
Figura 25. Visualización de la categorización de las reservas 1P	103
Figura 26. Muestra de la línea del CAA y dirección de la forma geológica del campo Hok..	104
Figura 27. Imagen visual de la explicación para la categorización de reservas.	105
Figura 28. Propuesta de número de pozos.....	107
Figura 29. Representación gráfica del área de intereses, donde se muestran los pozos explotarlos que se han hecho en “Chalabil”	109
Figura 30. Información sísmica 3D y 2D obtenida de la zona adyacente a la asignación “Chalabil”	110

INDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Comportamiento del B_0	20
Gráfica 2. Comportamiento de viscosidad con respecto a la presión	22
Gráfica 3. Comportamiento volumétrico de los gases con respecto a la p y T constantes	23
Gráfica 4. Comportamiento de la viscosidad del gas	25

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Clasificación de crudo	21
Tabla 2. Características de la Clasificación de Yacimientos de acuerdo con los sistemas de Estado (p-T).....	30
Tabla 3. Velocidades de las ondas, teniendo valores como densidad, incomprensibilidad y módulos elásticos.....	40
Tabla 4. Clasificación de los Registros Geofísicos de Pozos	51
Tabla 5. Charles. Applied Water Technology	76
Tabla 6. . Padrón de Tercero Independientes.	94
Tabla 7. Correlación de B_o del campo Maracuy de Colombia, el cual cuenta con parecidas propiedades geológicas que el pozo “Hok-1”.....	101

INDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1 Factor de volumen de formación	19
Ecuación 2 Densidad de aceite	20
Ecuación 3 Factor de volumen de gas	22
Ecuación 4 Factor de volumen de gas a relaciones estandar	22
Ecuación 5 Gravedad especifica del gas.....	23
Ecuación 6 Viscosidad del gas de acuerdo Carr-Kobayashi y Lee-González-Eakin	24
Ecuación 7	24
Ecuación 8	24
Ecuación 9	24
Ecuación 10	43
Ecuación 11 Gradiente de temperatura.....	56
Ecuación 12 Cantidad de calor	57
Ecuación 13 Ecuación de porosidad.....	57
Ecuación 14 Ecuación de porosidad absoluta	59
Ecuación 15 Ecuación de porosidad efectiva	59
Ecuación 16 Ecuación de porosidad no efectiva	60
Ecuación 17 Ecuación de porosidad total.....	60
Ecuación 18 Saturación de Fluido.....	60
Ecuación 19 Saturación de aceite	60
Ecuación 20 Saturación de agua.....	60
Ecuación 21 Saturación de gas	60
Ecuación 22 Saturación de fluido (total)	60
Ecuación 23 Ecuación de Archie.....	62
Ecuación 24 Ecuación de permeabilidad de Darcy	62
Ecuación 25 Ecuación Volumétrica	65
Ecuación 26 Balance de materias	66
Ecuación 27 Factor de recuperación.....	67
Ecuación 28 Factor de recuperación final	67
Ecuación 29 Modelo de velocidad media.....	71
Ecuación 30 Modelo de velocidad por capas	72
Ecuación 31 Modelo de funciones exponenciales.....	72
Ecuación 32 Volumen de hidrocarburos en el yacimiento.....	74
Ecuación 33 Volumen poroso impregnado de gas	74
Ecuación 34 Índice de Saturación	75
Ecuación 35 pH del agua carbonatada.....	75
Ecuación 36	76
Ecuación 37	76
Ecuación 38 Factor de volumen de petróleo	82
Ecuación 39 Ecuación volumétrica para aceite	83
Ecuación 40 Ecuación volumétrica para gas	84
Ecuación 41 Volumen original de hidrocarburos	84

Ecuación 42 Radio de drene	85
Ecuación 43 Área de drene	85
Ecuación 44 Número de pozos	86
Ecuación 45 Recuperación por pozo	86
Ecuación 46 Identificador de reservas CNH	93
Ecuación 47 Valor de reservas certificadas	93
Ecuación 48 Saturación de aciete	99

Resumen

En los últimos años, México ha dependido sustancialmente de los Recursos Petroleros, por tal motivo la clasificación de sus reservas es elemental para el enriquecimiento de sus propuestas de proyectos a desarrollar.

La guía Sistema de Gestión de Recursos Petroleros (PRMS por sus siglas en inglés Petroleum Resources Management System - 2018) se creó con el objetivo de proporcionar clasificaciones, principios y definiciones de las reservas y recursos de hidrocarburos, para que los operadores petroleros, los gobiernos mundiales y reguladores se adapten a un sistema internacional que satisfaga necesidades particulares. En esta tesis se empleará la guía en el campo petrolero Hok, con un pozo exploratorio denominado 'Hok-1' documentado en el reporte de Evaluación de las Reservas de Hidrocarburos 2018 por Petróleos Mexicanos (PEMEX), donde disponemos de información para la evaluación de los recursos y reservas y realizar sus respectivas evaluaciones para su clasificación.

De igual forma este trabajo sirve como guía para quienes lo requieran, tanto para empresas como particulares, tomando en cuenta distintos parámetros para la cuantificación de reservas, tales como procesos geofísicos que se requieren para el cálculo de las reservas y los procesos jurídicos mexicanos que engloban el proceso y la vida de un yacimiento desde la exploración, descubrimientos, delimitación, desarrollo, recuperación y abandono.

Planteamiento del Problema

La cuantificación de reservas y recursos petroleros por los operadores de la industria cuenta con diversas formas para sus cálculos y clasificaciones, por lo que dificulta una buena comunicación y hace que la incertidumbre de las reservas sea mucho mayor, tanto para las cifras nacionales de hidrocarburos, así como cálculos económicos para proyecciones de compra y venta de petróleo a futuro.

Justificación

La siguiente tesis pretende hacer un análisis de reservas de hidrocarburos en un caso hipotético, que es un proceso de suma importancia para la cuantificación de reservas nacionales que van de acuerdo con la Ley de Hidrocarburos Mexicana del 2016 capítulo 3, artículo 35, el cual un órgano regulador en materia energética para que las empresas o contratistas lleven a cabo su cumplimiento bajo sus lineamientos.

De igual forma, sirve como base para que entidades (empresas o países) que comercializan hidrocarburos tengan una metodología de clasificación de sus reservas, mediante un análisis de sus distintas características que lo definen y que son requeridas para su cálculo, empleándose metodologías tales como técnicas geofísicas (registros petrofísicos y sísmicos), en apego a las normas internacionales, que sirven para futuras certificaciones trasnacionales y todas ellas entran dentro del proceso ‘*Upstream*’ (*Primera etapa de la Industria Petrolera*).

Objetivo General

Analizar información geológica, geofísica y de ingeniería en yacimientos en un campo petrolero en México, tomando en cuenta aspectos técnicos, económicos y de regulación conforme a la metodología PRMS para la correcta categorización de reservas petroleras a nivel internacional.

Objetivos Específicos

1. Evaluar las reservas y recursos mediante la guía PRMS 2018, para la obtención de resultados que satisfagan necesidades internacionales del campo Hok a partir de datos del pozo “Hok-1”.
2. Analizar las metodologías relacionadas para el cálculo de reservas (técnicas geofísicas, cumplimiento de normas internacionales, escenarios posibles al cálculo de reservas) mediante la conceptualización de un proyecto que permita su cuantificación, para clasificar los recursos en las diversas categorías.
3. Revisar estimaciones de reservas, verificando que se cumplan con los lineamientos internacionales para su posible validación.

Alcances y Limitaciones

Algunos alcances consisten en que la tesis servirá como apoyo a la categorización de reservas, para compañías del ramo petrolero y entidades gubernamentales.

Las limitaciones en este trabajo radican principalmente en que las obtenciones de datos reales de las reservas calculadas no pueden ser verificadas hasta la producción del pozo, de igual forma este trabajo solo se aplica la evaluación petrofísica y sísmica del pozo para el cálculo de reserva.

Antecedentes: Historia sobre el PRMS

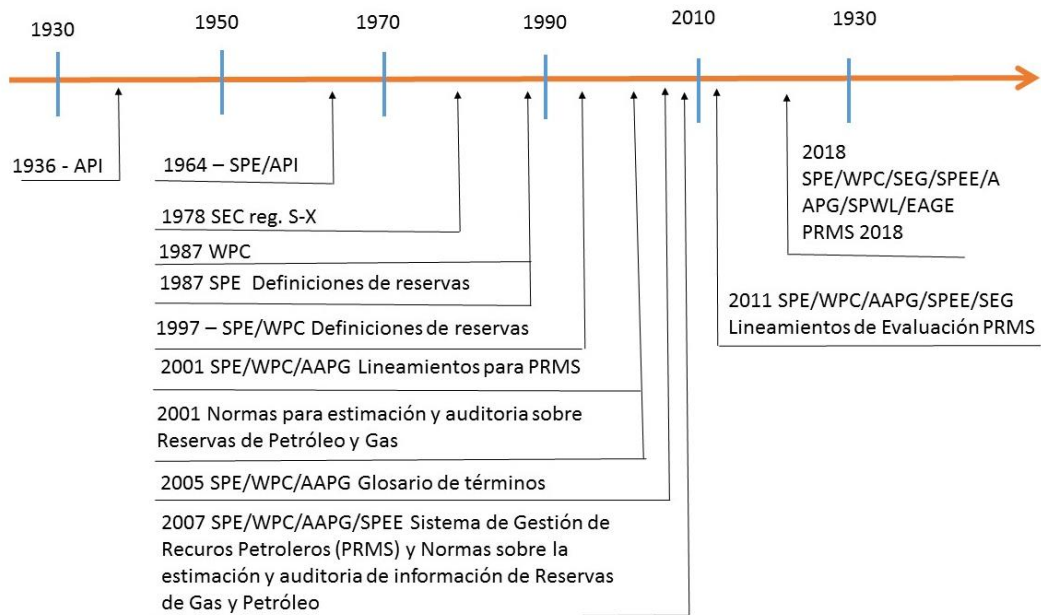


Figura 1. Historia de la guía PRMS desde sus inicios hasta la actualidad.

De acuerdo con la figura 1, los primeros intentos por estandarizar las definiciones de recursos petroleros y sus estimaciones, comenzaron en los años treinta, por medio del American Petroleum Institute, ya que fue una medida para la clasificación de densidad de los distintos tipos de petróleo que se extraían, sólo esta división sirvió como medida para diferenciar a los distintos aceites y gases que se conocían.

Para los años 60 la Society of Petroleum Engineers (SPE) fue la primera sociedad conformada por científicos en la industria en enfocarse en guiar a cuantificar reservas. Mientras que, a la par otras organizaciones iban clasificando a su forma los hidrocarburos.

En 1987 la SPE y la Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE) decidieron publicar definiciones sobre todas las categorías de reservas. Para este mismo año, en el Congreso de Petróleo Mundial la World Petroleum Council (WPC) publicó de manera independiente sus definiciones de reservas, las cuales eran muy similares a las de la SPE y SPEE. Para el año de 1997 ambas publicaciones se unieron y llegaron a un solo conceso en el cual, las definiciones de reservas podrían usarse a nivel internacional.

En el año de 2001, la American Association of Petroleum Geologist (AAPG), SPE y la WPC se unieron para desarrollar un sistema de clasificación de recursos petroleros, sirviendo como pauta

para que en 2001 fuera aplicada la guía a normas para la estimación de reservas de gas y petróleo, siendo revisada y complementada con el glosario de términos de la industria petrolera en 2005. Para 2007, la SPE/WPC/AAPG/SPEE publicaron de manera oficial la Guía de Gestión de Recursos Petroleros (Petroleum Resources Magnament System PRMS) apoyada y soportada por la Society of Exploration Geophysicist (SEG).

Para 2011, todas las asociaciones ya mencionadas publicaron los lineamientos oficiales para la evaluación de recursos y reservas petroleras, y en 2018 tenemos la última actualización de dichas categorías, con un anexo complementario para los yacimientos no convencionales.

MARCO TEÓRICO

CAPITULO 1 INTRODUCCIÓN: CONCEPTOS BÁSICOS DE RECURSOS PETROLEROS
La Industria Petrolera tiene un gran significado en las potencias mundiales, por tal motivo, el estudio, exploración, extracción y comercialización de los hidrocarburos implica emplear distintas áreas que lo conforman, para que dicho proceso se realice de la manera más efectiva.

El Petróleo es definido como “una mixtura natural que consiste en hidrocarburos en estado líquido, sólido y gaseoso, el cual puede contener no-hidrocarbonos que comúnmente son dióxido de carbono, nitrógeno, hidrogeno, sulfuro y en algunos casos obtener más de 50% de estas cantidades” (SENER, 2015, p. 12).

1.1 Definición de Recurso:

Los Recursos Petroleros involucran el “cálculo de cantidades y valores que tienen grado de incertidumbre” (PRMS, 2018). Por tal motivo, la cantidad de petróleo debe esta reportado en valores de volumen, masa o energía para su estudio. Dichas cantidades están asociadas con la validación de proyectos de implementación para la exploración y extracción de hidrocarburos.

1.2 Clasificación de recursos de hidrocarburos

Los hidrocarburos son una "compactación de hidrogeno y carbono proveniente de la descomposición de organismos vegetales y animales, estos se depositan en rocas sedimentarias, principalmente en ambientes marinos y mixtos, todos ellos sometidos a una presión y temperatura que dan lugar a lo que hoy conocemos como petróleo” (Schlumberger Oilfield Glossary, 2019).

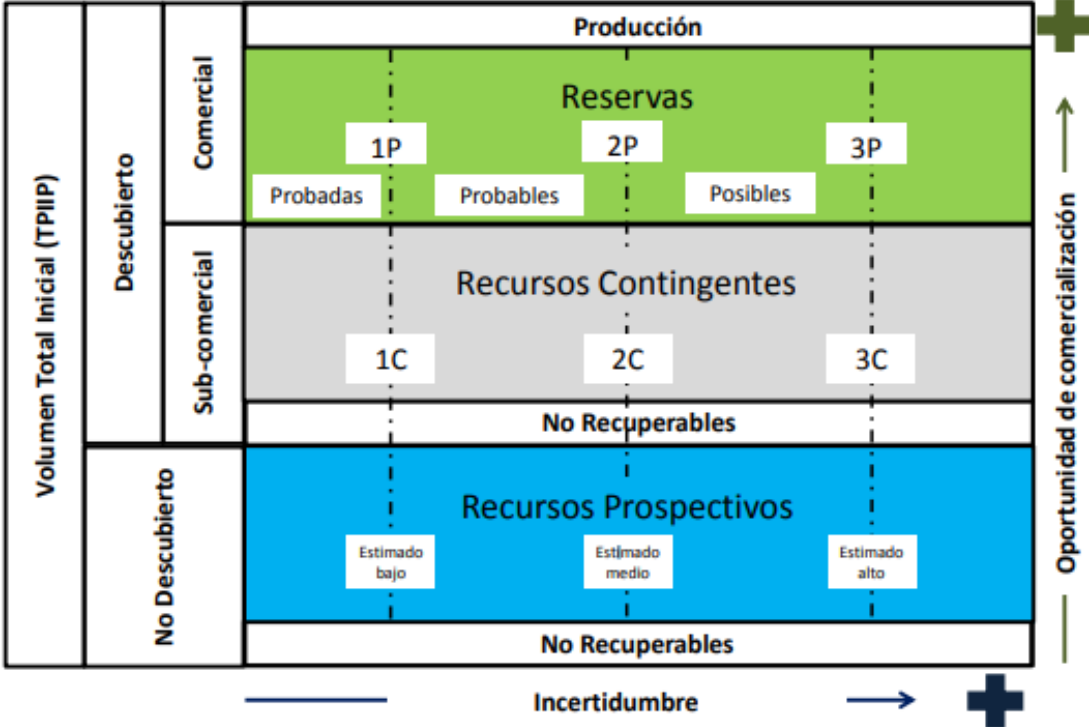
Para que existiese la generación de hidrocarburos, fue necesario las siguientes condiciones:

1. Abundante presencia de materia orgánica, para la generación de hidrocarburos.
2. Encontrarse en sincronía temporal con condiciones óptimas para su formación de Presión y Temperatura.
3. Encontrarse en una roca generadora con porosidad elevada.
4. Contar con una roca sello que evita la fuga de los hidrocarburos.
5. El tectonismo regional debe de ser lento, para evitar fuga y quema de Hidrocarburos

Las formaciones deben comportarse como una trampa estratigráfica y estructural, ya que las rocas impermeables deben encontrarse dispuestas de tal forma que no existan movimientos laterales.

De acuerdo a la guía Petroleum Resources Management System (PRMS) 2018 los recursos petroleros deben de ser divididos, para mejor comunicación internacional sobre los proyectos y su estatus en potencial de su valor. Todas las acumulaciones de hidrocarburos son conocidas como ‘yacimientos’. Estos yacimientos de hidrocarburos pueden estar en estado sólido, líquido o gaseoso. Además, el petróleo puede contener no-hidrocarburos como dióxido de carbono, nitrógeno, sulfuros.

El siguiente cuadro, muestra la clasificación de los recursos de hidrocarburos de acuerdo con el PRMS 2018, incluyendo los recursos descubiertos y no descubiertos sobre o dentro de la corteza terrestre, más cantidades que ya hayan sido producidas incluyendo los tipos de extracción como convencionales y no convencionales definidos como: producción, reservas, recursos contingentes y recursos prospectivos.



Cuadro 1. Clasificación de reservas de acuerdo con la guía PRMS 2018

Del lado inferior horizontal representa un rango de incertidumbre, que refleja cantidades que son recursos potencialmente recuperables mediante algún proyecto de desarrollo. Mientras que el lado vertical derecho se muestra la ‘oportunidad de comercialización’ la cual hace referencia a la posibilidad de que un proyecto sea ejecutado y alcance un estatus comercial.

A partir de la clasificación de recursos se dan las siguientes definiciones de acuerdo a la Guía PRMS 2018:

1. Volumen inicial de hidrocarburos (PIIP) toda cantidad de hidrocarburo que se estima existe originalmente y de forma natural en acumulaciones, descubiertas y no descubiertas, antes de la perforación.

2. Volumen original descubierto (DPIIP) Cantidad de hidrocarburos estimada, a partir de una fecha determinada, y que está contenido en el yacimiento antes de su producción.
3. Producción: Cantidad de petróleo que ha sido recuperada, en una fecha dada (PRMS 2018, p.2).

A partir de los proyectos que se tengan, las reservas serán subdividas en Comerciales o Sub-comerciales y no descubiertos dependiendo la cantidad recuperable de hidrocarburos:

4. Reservas: Cantidad de hidrocarburos anticipados que pueden ser comercialmente recuperables por medio de la aplicación de proyectos a yacimientos conocidos, de una fecha dada y bajo condiciones definidas. Dichas reservas deben de cumplir con cuatro criterios fundamentales como: deben de ser descubiertas, recuperables, comerciales y remanentes con base a un proyecto. La reserva puede ser aplicada por varios proyectos, pero cada uno de ellos debe de recuperar la porción estimada del hidrocarburo original (PRMS 2018, p. 3).

Existe otra categorización de reservas y estas corresponden al nivel de incertidumbre asociado a los volúmenes estimados y pueden ser sub-clasificados por su madurez del proyecto y/o estatus de desarrollo y producción.

5. Recursos Contingentes: Cantidad de hidrocarburos estimados, que, desde una fecha dada, pueden ser potencialmente recuperables desde conocidas acumulaciones por medio de la aplicación de futuros proyectos que todavía no son considerados maduros para un desarrollo comercial efectivo, debido a una o más contingencias.
6. Volumen original no descubierto (UPIIP): Volumen de hidrocarburos que, a una fecha dada, se estima sean acumulaciones en yacimientos a descubrir.
7. Recursos prospectivos: Cantidad de hidrocarburos estimados, que, desde una fecha dada, son potencialmente recuperables desde yacimientos no descubiertos mediante una aplicación de un futuro proyecto de desarrollo. Estos se encuentran subdivididos de acuerdo al nivel de certidumbre asociada a volúmenes

recuperables estimados. Los recursos prospectivos tienen asociados una oportunidad de descubrimiento como una de desarrollo.

8. Recursos no recuperables: Volúmenes de hidrocarburos descubiertos o no descubiertos que, a partir de una fecha dada, no serán recuperables por medio de proyectos desarrollo. Podrá haber cantidades recuperables en el futuro, siempre y cuando las circunstancias comerciales cambien, la tecnología necesaria sea desarrollada o requieran más datos de adquisición. Las porciones remanentes nunca serán recuperadas por circunstancias físicas o químicas debido a la interacción de los fluidos con la roca reservorio (PRMS 2018, p. 3).

Los yacimientos han sido agrupados y clasificados dependiendo su función en distintas áreas petroleras, tal es el caso a los hidrocarburos almacenados o por su génesis a partir del Diagrama de Fases.

Para esta primera parte nos enfocaremos en la clasificación de los Yacimientos de Hidrocarburos de Duran y Ruiz; 2009, atendiendo su formación a partir del Diagrama de Fases., que se explicará en el capítulo 1.3.

1.3 Modelo PVT

Los modelos PVT consisten en un conjunto de pruebas realizadas a los hidrocarburos, principalmente en laboratorios o correlaciones empíricas para poder determinar propiedades de los fluidos que se encuentran en un yacimiento. Estos se hacen a diferentes temperaturas, presiones y volúmenes, pues dichos cambios son los que confieren el comportamiento particular de ellos en un momento dado. Algunas de las aplicaciones de estos modelos son los siguientes de acuerdo con López y Ortiz del 2013 en su obra titulada ‘Ingeniería de producción y productividad de pozos’:

- a) Mediciones de Viscosidad el Fluido
- b) Estimación del factor de recobro
- c) Ecuación de Estado del Yacimiento
- d) Comportamiento del Fluido (composición, factor de volumen, compresibilidad, densidad, viscosidad, relación solubilidad y relación gas-aceite)

e) Identificación de problemas potenciales en los sólidos

1.3.1 Propiedades de los Fluidos

Su estudio es complejo debido a que el aceite contiene mezclas de componentes variados, en su mayoría por alcanos, y otra es que las mezclas de los componentes líquidos muestran un comportamiento no ideal dificultando su representación en ecuaciones. A continuación, se describirán sus principales propiedades.

1.3.1.1 Factor de Volumen de Aceite o Factor de Volumen de la Formación

Los cambios en el volumen de aceite que encontramos en un yacimiento sufren cambios radicales, como la expansión, esto se debe al abatimiento de la presión del sistema y el gas disuelto. Estos cambios se deben a los siguientes factores:

- Liberación de gas disuelto en el aceite conforme la presión decrece.
- Reducción en la presión causa una ligera expansión del aceite remanente.
- El Aceite remanente igual es contraído por la reducción de Temperatura

Dichos cambios están determinados por el Factor de Volumen (B_0) definido como “volumen de barril de aceite almacenado que ocuparía en la formación a temperatura del yacimiento y con la cantidad de gas en solución que tiene a presión, es decir el aceite que se necesita del yacimiento para producir un barril de aceite a presiones atmosféricas” (Arévalo, 2012).

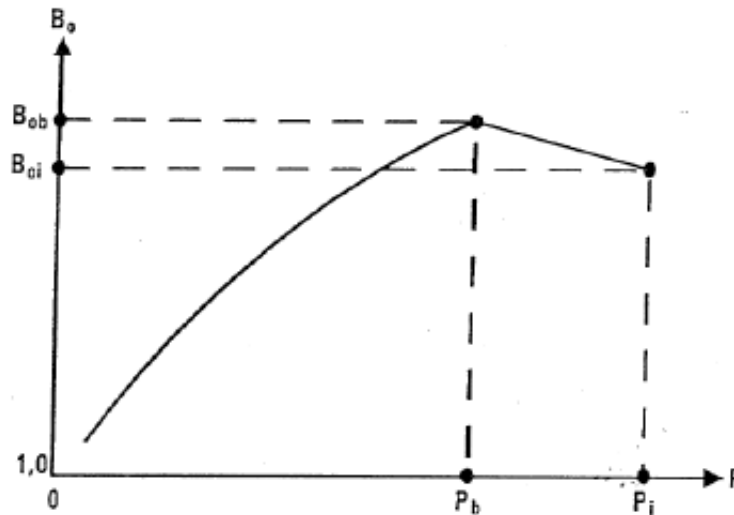
$$B_0 = \frac{\text{Volumen (aceite + gas disuelto) a } CT}{\text{Volumen de aceite muerto a } CB}$$

Ecuación 1 Factor de volumen de formación

CT = Temperatura Constante

CB = Presión Constante

La siguiente gráfica muestra el comportamiento de B_0 con respecto a p (presión):



Gráfica 1. Comportamiento del B_0 (De la Cruz, 2013)

Podemos observar que a mayor presión y con temperatura constante, aumenta la expansión del gas disuelto y a partir del punto B_0 decrece la liberación del gas en la mezcla.

1.3.1.2 Densidad del Aceite

La relación de la masa de aceite dividida entre el volumen de ocupación a determinadas condiciones de presión y temperatura, se le conoce como densidad de aceite (ρ_0). La escala de medición es grados API.

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma_0} - 131.5$$

Ecuación 2 Densidad de aceite

γ_0 = Densidad Relativa del Aceite ($\gamma_0 = \frac{\rho_0}{\rho_w}$) que es definida por McCain (1990) como la densidad específica o relativa de un aceite como la relación de densidad del líquido a la densidad del agua, a las mismas condiciones de presión y temperatura ρ_0 y ρ_w se expresa en lbm aceite/pies³.

Todos los aceites se clasifican de acuerdo con su densidad (API)

Denominación del crudo	Densidad API
Extrapesado	menor a 10°API
Pesado	entre 10 y 22.3°API
Medio	entre 22.3 y 30°API
Ligero	entre 30 y 40°API
Súper Ligero	mayores a 40°API

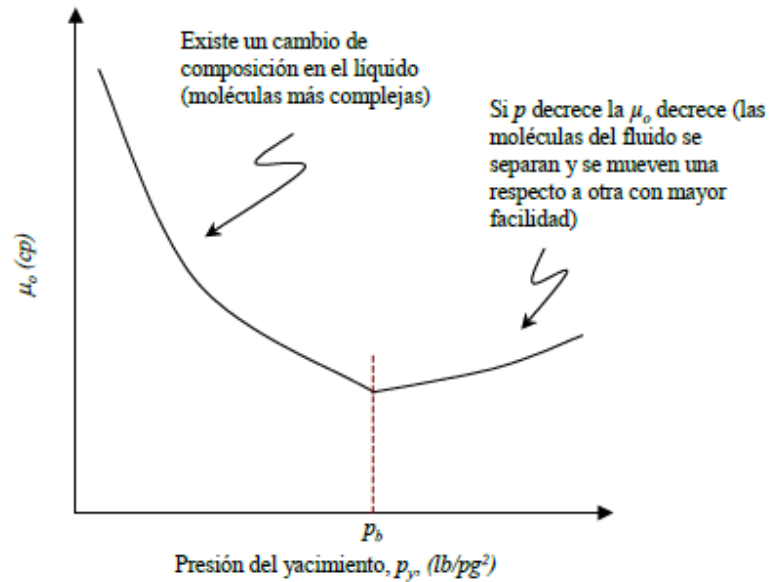
Tabla 1. Clasificación de crudo (BiodiSol, 2017)

1.3.1.3 Viscosidad del Aceite

La viscosidad es una medida de resistencia al flujo por un fluido. La viscosidad de los hidrocarburos se ve afectada por la presión y temperatura. “Un incremento en la temperatura provoca un decremento en la viscosidad, la disminución de la presión provoca disminución de viscosidad, un incremento en el gas provoca un incremento de viscosidad” (López, Ortiz, 2013 p. 17). Esta característica va de la mano con el punto de burbuja y la presión cuando incrementa debido al efecto del gas y entra en fase líquida, por otro lado, por debajo del punto de burbuja la viscosidad incrementa cuando incrementa la presión. La viscosidad de Aceite es representada por (μ_0). Existe una clasificación de la viscosidad dependiendo de las condiciones de saturación de acuerdo con los autores de López y Ortiz del 2013:

1. Viscosidad del aceite saturado: Viscosidad del Aceite a cualquier presión menor al punto de burbuja.
2. Viscosidad del aceite bajo-saturado: Viscosidad del Aceite a cualquier presión mayor al punto de burbuja.

3. Viscosidad del aceite muerto: Viscosidad del aceite sin gas a condiciones estándar.



Gráfica 2. Comportamiento de viscosidad con respecto a la presión (Cuautli, 2006)

1.3.2 Propiedades de los Gases

Los gases naturales son una mezcla de hidrocarburos que se presentan en forma natural, compuestas por metano, alcanos de mayor peso, así como dióxido de carbono, nitrógeno, sulfuro de hidrógeno.

1.3.2.1 Factor de Volumen de Gas

Definido como “la relación que existe de un volumen de gas a condiciones de yacimiento con respecto esa misma cantidad de gas, pero su volumen medido a condiciones de superficie” (González, 2011; p. 21):

$$B_g = \frac{\text{Volumen de gas a CY}}{\text{Volumen de gas a CB}}$$

Ecuación 3 Factor de volumen de gas

Utilizando las relaciones estándar tenemos:

$$B_g = \frac{p_{sc} T z}{p T_{sc}}$$

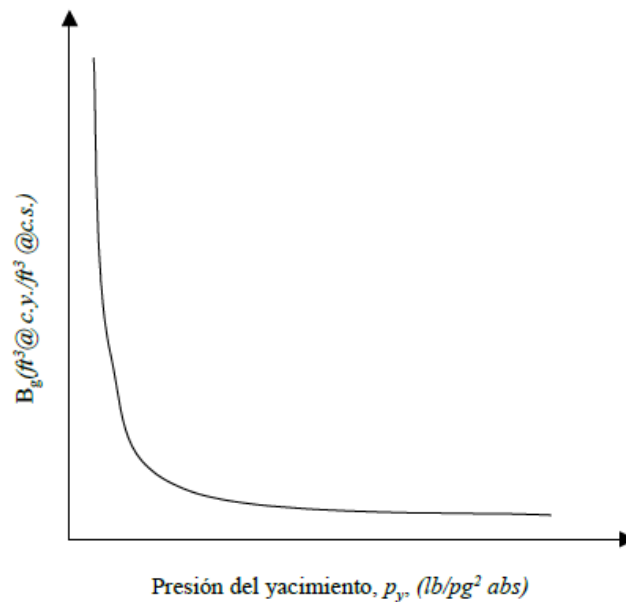
Ecuación 4 Factor de volumen de gas a relaciones estándar

Donde:

Ps (presión del Yacimiento) = 14.7 psia (libra por fuerza)

Ts (Temperatura del Yacimiento) = 519.7° R

Z = factor de compresibilidad de los gases.



Gráfica 3. Comportamiento volumétrico de los gases con respecto a la p y T constantes (Cuautili, 2006)

1.3.2.2 Gravedad Especifica del Gas

Una de las razones por las cuales se emplea la gravedad específica en mayor medida que la densidad del gas es porque esta no varía con por diferencias de presión y temperatura, mientras que la densidad sí, ya que se ve afectada por dichos factores. La ecuación de la gravedad específica de un gas es:

$$G_e = \frac{\rho_g}{\rho_a} = \frac{M}{28.94}$$

Ecuación 5 Gravedad específica del gas

Donde:

M = Peso molecular del gas (Lb-mol)

28,97 = Peso molecular del aire (Lb-mol)

1.3.2.3 Viscosidad del Gas

Representa una fluidez, que es una medida de la resistencia interna en sus moléculas para fluir por un medio. La viscosidad de los gases aumenta con la temperatura debido a la agitación de las moléculas que lo componen. Cuando se tienen altas presiones, las moléculas se encuentran más próximas entre sí y por lo tanto su estructura es muy parecida a la de los líquidos. Así que siguiendo lo ya expuesto, un aumento de la temperatura se refleja en una disminución de viscosidad.

Existen dos maneras de determinar la viscosidad del gas, esto se debe a que, si se desea conocer la viscosidad del gas, se necesitan de experimentos complejos, por ello, normalmente se recurren a correlaciones empíricas, tales como las Carr-Kobayashi y Lee-González-Eakin (describe a continuación):

$$\mu_g = \frac{K}{1000} \exp(x\rho_g^y)$$

Ecuación 6 Viscosidad del gas de acuerdo Carr-Kobayashi y Lee-González-Eakin

Donde:

$$K = \frac{(9.4 + 0.02 M_g) T^{1.5}}{(209 + 109M + T)}$$

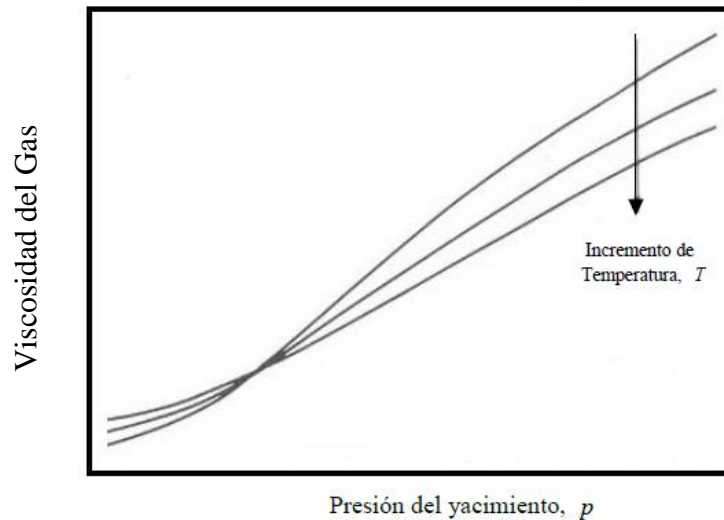
Ecuación 7

$$Y = 2.4 - 0.2X$$

Ecuación 8

$$X = 3.5 + \frac{986}{T} + 0.01M_g$$

Ecuación 9



Gráfica 4. Comportamiento de la viscosidad del gas (Cuautli, 2006)

1.4 Clasificación de yacimientos según el Diagrama de Fases

La clasificación de los Yacimientos de acuerdo con el Diagrama de Fases de Duran y Ruiz, 2009 indica en qué estado se encuentra los hidrocarburos y como estos pueden estar presentes en la formación.

La composición de los fluidos incluye miles de componentes de hidrocarburos y no hidrocarburos (CO_2 , Nitrógeno, Dióxido de carbono) los cuales se comportan de manera multifacética en un rango de presiones y temperaturas, los cuales son los factores que intervienen en el Diagrama de Fases (Duran y Ruiz; 2009). Cabe decir que cada yacimiento puede contener su propio diagrama de fases, los cuales únicamente dependen de su composición de la mezcla y está difiere a otro yacimiento.

El término de ‘fase’ hace referencia a una parte del sistema que físicamente es diferente a otras partes y la cual está separada por fronteras bien definidas. El objetivo de un comportamiento de fase se centra en el equilibrio, donde no ocurren cambios a través del tiempo si esté se encuentra a temperatura y presión constantes. El cambio que existe entre fronteras de fases es llamado ‘Comportamiento de Fase’ y describe las características de presión, volumen y temperatura para que puedan existir para las diferentes fases. El comportamiento de fase de sistemas hidrocarburos multicomponente comprende en la región de dos fases, es decir, la región líquido-vapor.

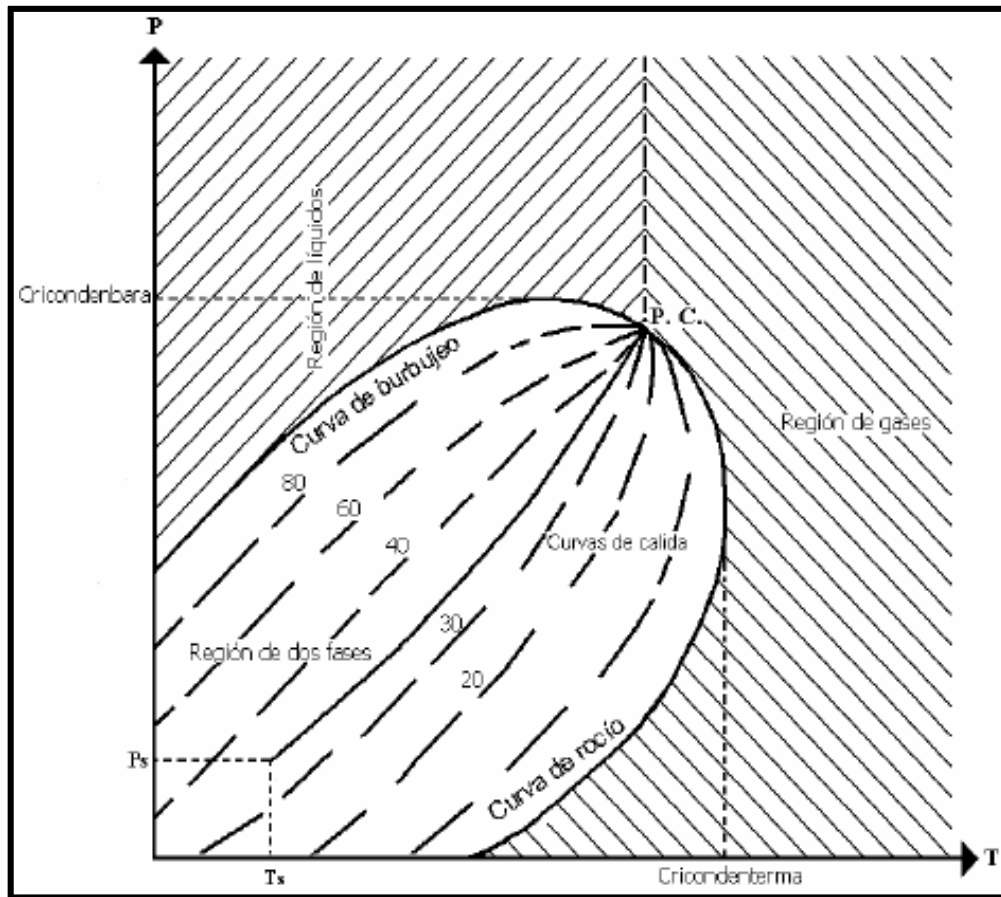


Figura 3. Diagrama de fase, p --- T (Duran y Ruíz, 2009)

Ahora se definen algunos conceptos básicos asociados con los diagramas mencionados de acuerdo con los autores Duran y Ruiz del 2009:

Propiedades intensivas: aquellas que son independientes de la cantidad de materia considerada.

Punto crítico: estado donde las condiciones de presión y temperatura para el cual las propiedades intensivas de las fases líquida y gaseosa son idénticas.

Presión crítica: Es la presión correspondiente al punto crítico. Tratándose de una sustancia pura, se producirán cambios físicos de estado.

Temperatura crítica: Es la temperatura correspondiente al punto crítico. Tratándose de una sustancia pura, se producirán cambios físicos de estado.

Curva de burbujeo (ebullición): lugar geométrico de los puntos, presión – temperatura, para los cuales se forma la primera burbuja de gas, al pasar de la fase líquida a la región de dos fases.

Curva de rocío (condensación): lugar geométrico de los puntos, presión – temperatura, en los cuales se forma la primera gota de líquido, al pasar de la región de vapor a la región de dos fases.

Región de dos fases: Es la región comprendida entre las curvas de burbujeo y rocío. En esta región coexiste, en equilibrio las fases líquida y gaseosa.

Cricondenbara: Es la máxima presión a la cual pueden coexistir en equilibrio un líquido y su vapor.

Cricondenterma: máxima temperatura a la cual pueden coexistir en equilibrio un líquido y su vapor.

Zona de condensación retrógrada: aquella en la cual, al disminuir la presión, a temperatura constante, ocurre una condensación y también, al variar la temperatura, presión constante, ocurre una condensación (Duran y Ruiz, 2009; p.p. 24).

Al conocer a detalle todas las características que conforman a los diagramas de sistema, se pueden definir los tipos de yacimientos, atendiendo sus características en cada una de ellas. La clasificación de los yacimientos petroleros por varios autores como (Méndez, Pérez, McCain y Moses, 1990) está basada en su diagrama de fase característico y en rangos de propiedades de los fluidos como: a) El factor de volumen de aceite, b) Factor de volumen del gas, c) RGA, d) Contenido de la fracción, e) Densidad del aceite, y f) Contenido de la fracción. En base a estos criterios los yacimientos petroleros son clasificados de manera general como yacimientos de aceite o de gas. Estas clasificaciones posteriormente son subdivididas dependiendo de: (1) La composición de la mezcla de hidrocarburos del yacimiento. (2) La presión y temperatura iniciales. (3) La presión y temperatura de las condiciones superficiales (Méndez, Pérez, McCain y Moses, 1990).

La clasificación tradicional de los yacimientos de acuerdo con los fluidos que contienen es:

1. Aceite Negro.
2. Aceite Volátil
3. Gas y Condensado
4. Gas Húmedo
5. Gas Seco

A continuación, se muestra una tabla con las características físicas de los yacimientos de acuerdo a los autores Duran y Ruíz del 2009 en su obra titulada ‘Explotación de campos maduros, aplicaciones de campo’ y posteriormente definiremos las de los tipos de aceite y gas que existen con sus respectivas características físicas.

Tipo		Yacimientos de Gas y Condensados			
Características		Gas y Condensados	Gas Humedo	Gas Seco	
Diagrama de Fase					
Temperatura	$T_y < T_c$	$T_c < T_y < \text{Cricondenterma}$	$T_y < \text{Cricondenterma}$	$T_y < \text{Cricondenterma}$	
Punto crítico	P. C. a la derecha de la Cricondenbara	P. C. a la izquierda de la Cricondenbara	P. C. a la izquierda de la Cricondenterma	P. C. a la izquierda de la Cricondenterma	
Estado en el yacimiento	Si $P > P_b$ @ T_y Yacimiento Bajosaturado [1 fase] Si $P < P_b$ @ T_y Yacimiento Saturado [2 fases]	Si $P > P_b$ @ T_y Yacimiento Bajosaturado [1 fase] Si $P < P_b$ @ T_y Yacimiento Saturado [2 fases]	Py nunca entra a la region de dos fases, en el yacimiento siempre se esta en estado gaseoso	Py nunca entra a la region de dos fases, en el yacimiento siempre se esta en estado gaseoso	
Curvas de Calidad	Muy pegado a la línea de puntos de rocío	Tienden a pegarse a la línea de puntos de burbuja	Más pegados a la línea de puntos de burbuja	Casi pegados a la línea de puntos de burbuja	
Singularidades		Fenómenos Retrogados			
Producción en superficie	Dentro de la región (2 fases)	Dentro de la región (2 fases)	Dentro de la región (2 fases)	Dentro de la región (1 fases)	
Composición	Grandes cantidades de pesados en la mezcla original	Grandes cantidades de intermedios en la mezcla original	Regulares cantidades de intermedios en la mezcla original	Casi puros componentes ligeros en la mezcla original	
RGA $\left[\frac{\text{m}^3}{\text{m}^3} \right]$	< 200	200 --- 1.000	500 --- 15.000	< 20.000	
Densidad líquida $\left[\frac{\text{g}}{\text{cm}^3} \right]$	> 0.85	0.85 --- 0.75	0.80 --- 0.75	> 0.75	

Tabla 2. Características de la Clasificación de Yacimientos de acuerdo con los sistemas de Estado (p-T) [Duran y Ruiz, 2009]

1.4.1 Yacimientos de Aceite Negro

Los aceites crudos de bajo encogimiento y baja volatilidad de acuerdo con los autores de Aranda, Ávila y Labra (2013) en su obra Metodología para el análisis y optimización del sistema de producción petrolera son los aceites negros u ordinarios son los tipos más comunes de reservas de aceites. El nombre no refleja del todo a su color negro o verdoso, pero sirve para distinguirlo del aceite volátil. La característica de este tipo de yacimientos es que la temperatura del yacimiento es mucho menor que la temperatura crítica del aceite ($T_y \ll T_c$), determinada por el punto 1 a lo que llamamos aceite de bajo saturado ($p_y > p_b = T_y$, una sola fase capaz de disolver más gas), pues la presión inicial sobrepasa a la de presión de saturación correspondiente a la temperatura del yacimiento. Al explotar este tipo de yacimiento notamos que la temperatura se mantendrá constante (Figura 4).

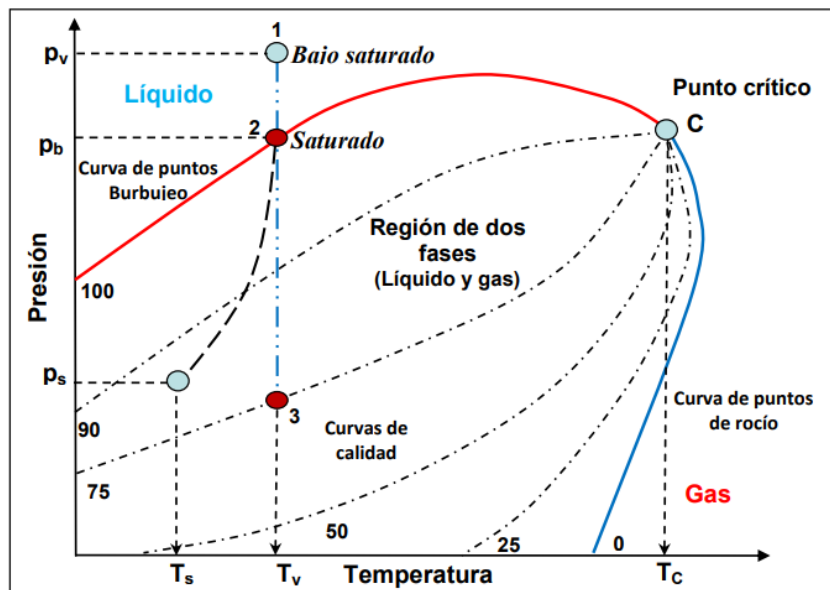


Figura 4. Diagrama de Fase de un Yacimiento de Aceite Negro (Aranda, Ávila, Labra: 2013)

Si la presión declina, nos encontramos en el punto 2 que llamaremos aceite saturado, punto donde se inicia la liberación de gas del Yacimiento y esta aparecerá en forma de burbujas.

Durante el punto 3 el fluido remanente en el yacimiento es de 75% de líquido y 25% de gas, la producción en superficie será más aceite que gas. Este indicativo por su alto contenido en aceite es conocido como aceite de bajo encogimiento. Los yacimientos que se encuentran en esta parte son de un color negro o verde negruzco, con densidades que van de 0.85 (gr/cm³) y una relación de gas de aceite instantánea (RGA) menor de 200 (m³g/m³⁰) y aumenta cuando

$p_y < p_b$. Ahora bien, si la presión y temperatura iniciales se encuentran el punto 2 ($p \leq p_b$ y T_y , 2 fases) el aceite se encuentra en equilibrio con su gas.

1.4.2 Yacimientos de Aceite Volátil

Siguiendo con Aranda, Ávila y Labra; 2013, los yacimientos de aceite volátil su rango de temperatura es menor a la del aceite negro, y cuenta con características parecidas a las del gas y condensado, pero su diferencia radica en que tiene componentes más pesados. El diagrama de fase del aceite volátil lo podemos apreciar en la figura 5, donde observamos que la temperatura del yacimiento está más cerca de la temperatura crítica ($t_y < t_c$), que es el punto 1, un pequeño cambio en la presión por debajo del punto de burbuja vaporizará parte del aceite (líquido), por eso surge el nombre de aceite volátil. Una de las características principales de este yacimiento es que producen líquido color amarillo ligeramente oscuro a café, contiene densidad relativa entre 0.75 y 0.85 (gr/cm³) y con una relación gas aceite instantánea (RGA) de 200 – 1500 (m³g/m³o). Dicho anteriormente la RGA se incrementa cuando la presión cae por debajo del punto de burbuja.

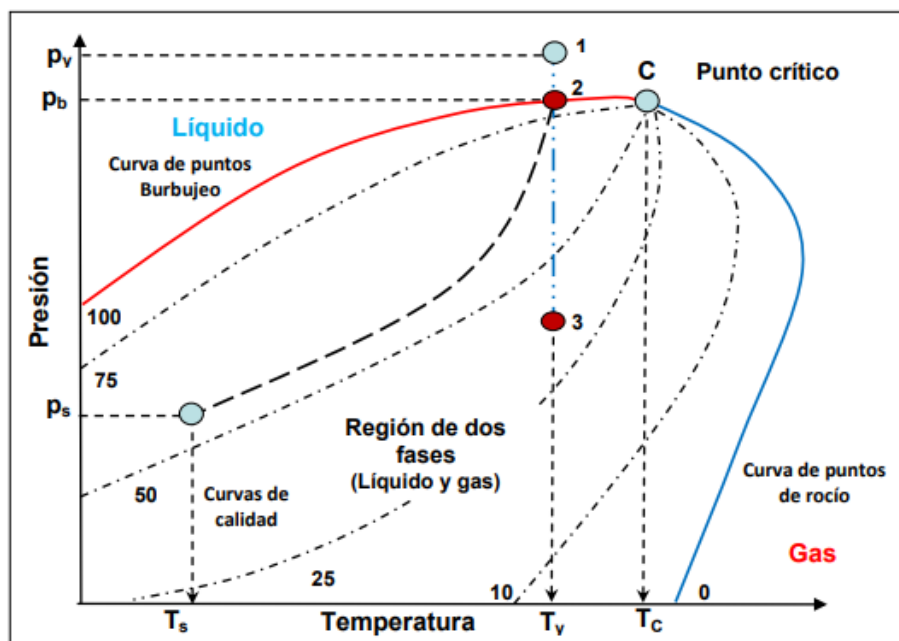


Figura 5. Diagrama de Fase de un Yacimiento de Aceite Volátil (Aranda, Ávila, Labra: 2013)

De la figura 5 podemos decir que: la presión de saturación del aceite volátil es alta. La línea 1-2 tiene mismo comportamiento que la de la figura 4 (Yacimiento de aceite negro). A medida que la presión disminuye por debajo de la curva de burbujeo, la cantidad de gas es liberado. Cuando es alcanzado el punto 3 el yacimiento contará con 40% de líquido y 60% de gas. En

comparación con la figura 4 la cantidad de mezcla es menor, debido a que este aceite es de muy alto encogimiento.

1.4.3 Yacimientos Gas y Condensado

Los sistemas de gas y condensado acorde con Aranda, Ávida y Labra (2013) son aquellos que poseen una temperatura menor que la cricondeterma y mayor que la temperatura crítica “Dichos yacimientos producen un líquido café blanquecino o transparente debido a su baja cantidad de componentes pesados, una densidad relativa entre 0.74 y 0.78 y relaciones gas-condensado instantáneas (RGA) que varían de 1500 a 12000 $\text{m}^3\text{g} / \text{m}^3\text{c}$ ” (Aranda, Ávida y Labra, 2013; p. 33).

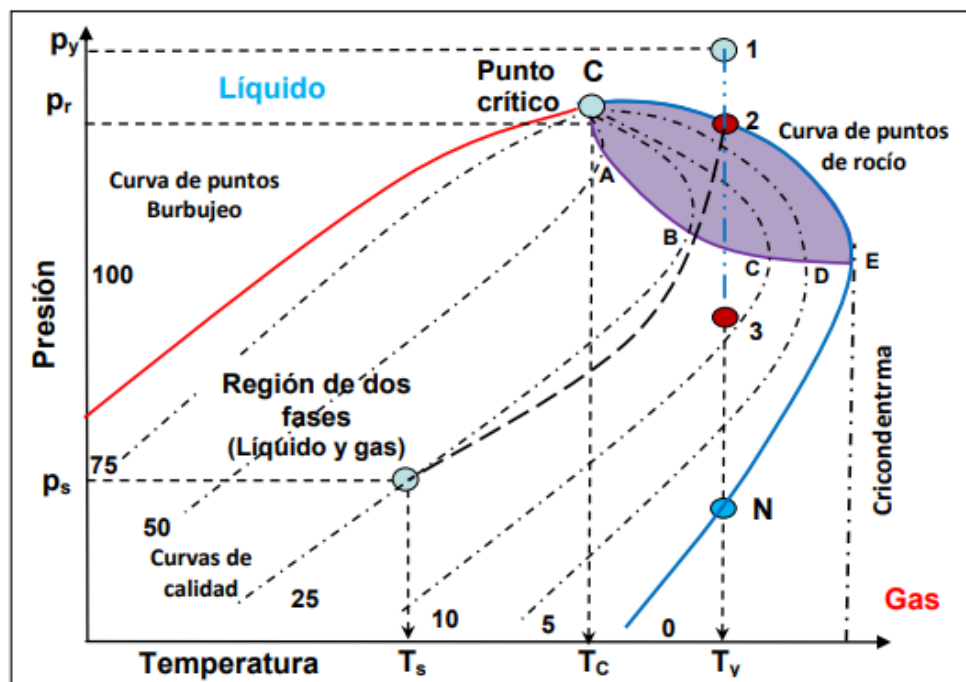


Figura 6. Diagrama de Fase de un Yacimiento de Gas y Condensado (Aranda, Ávila, Labra: 2013)

En la figura 6 podemos observar que: la presión se encuentra por arriba de la presión de rocío, tenemos gas al 100% desde el inicio de la extracción, existe cuando la temperatura del yacimiento cae por debajo de la temperatura crítica y la cricondentrma de la mezcla es determinada por el punto 1 ($T_c < T_y < T_{\text{cricondentrma}}$), si la presión abatiese, el gas se condensará en estado líquido, de ahí su nombre de condensación retrógrada.

El punto crítico de la figura 6 generalmente cae hacia la izquierda de la cricondentrma y sus líneas de calidad se cargan hacia los puntos de burbujeo (si todas las condiciones del yacimiento

se encuentran en el punto uno, estamos en una sola fase). Cuando la presión del yacimiento decae durante una producción, se tiene la condensación retrograda. Si la presión alcanza la curva de rocío el gas (punto 2) se libera y si la presión sigue disminuyendo pasa del punto 2 al 3. El punto 3 es la máxima disminución ya que si sigue con la misma disminución de presión el líquido se evapora. Estos yacimientos contienen más hidrocarburos ligeros y menos pesados. Aquellos yacimientos en esta etapa producen líquidos cafés o pajizos, densidades de 0.74 a 0.78 y con relaciones de gas aceite instantánea (RGA) que van de 1,500 a 12,000 ($\text{m}^3\text{g} / \text{m}^3\text{c}$)

1.4.4 Yacimientos de Gas Húmedo

Los yacimientos de gas húmedo descritos por Aranda y otros (2013), tienen temperaturas mayores a la cricondeterma, sin embargo, las condiciones superficiales se encuentren dentro de la región de dos fases. Los líquidos en superficie son transparentes, con densidades relativas menores a los 0.74 y relaciones gas-condensado entre 10,000 y 20,000 $\text{m}^3\text{g} / \text{m}^3\text{c}$.

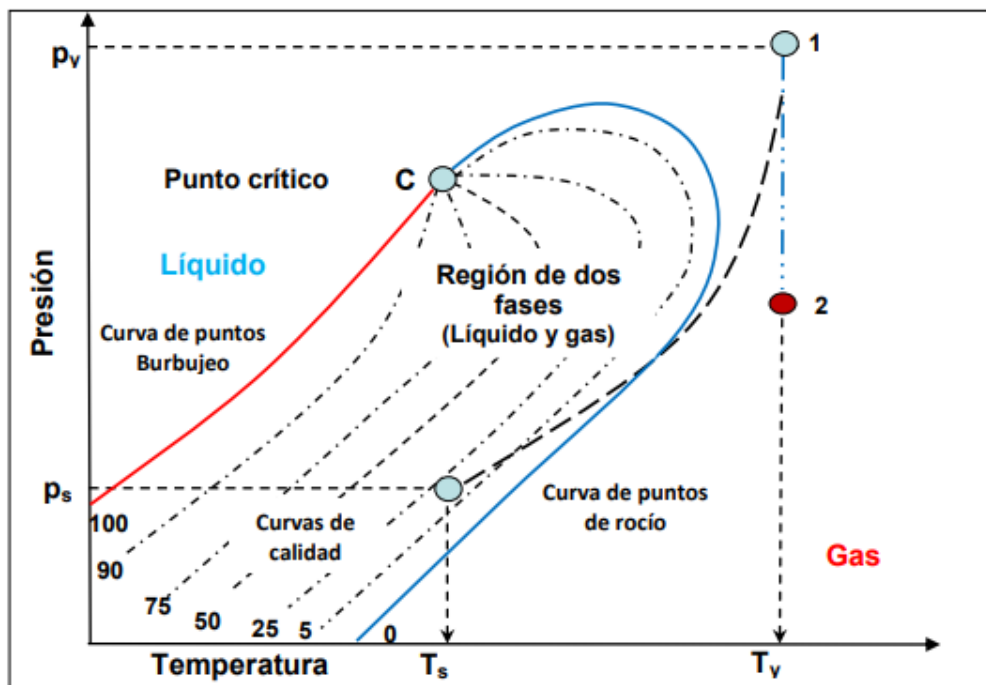


Figura 7. Diagrama de Fase de un Yacimiento de Gas Húmedo (Aranda, Ávila, Labra: 2013)

Los yacimientos de *Gas Húmedo* generalmente están compuestos por un bajo porcentaje de componentes pesados, su composición es principalmente de metano y componentes ligeros tales como etano y propano. En la figura 7 se muestra la línea 1-2 que es una disminución de la presión a una temperatura constante, la línea es interrumpida por la presión de burbuja de la

presión por el cambio de condiciones del yacimiento. En estos yacimientos el fluido permanece en estado gaseoso y la presión declina por la línea 1-2, pues la temperatura excede la cricondenterma de la mezcla de hidrocarburos ($T_y > T_{\text{cricondenterma}}$). Por ende, la composición de estos fluidos permanecerá constante durante el decremento de la presión.

La envolvente se encuentra localizada en un rango de temperatura más bajo que el Yacimiento. El gas húmedo, no se condensará por el decremento de presión, si no que al fluir la mezcla por la trayectoria de producción las condiciones de temperatura y presión entra en la región de dos fases. Lo que origina un líquido-condensado.

La producción del líquido es casi transparente, con densidad relativa menor de 0.74 y con relaciones de gas aceite entre 10,000 y 20,000 $\text{m}^3\text{g} / \text{m}^3\text{c}$. Una característica que la distingue es que se encuentra en estado gaseoso y en la superficie entra en dos fases (por eso se le denomina Gas Húmedo) con una pequeña condensación de 6% del volumen de mezcla. La diferencia entre los gases húmedos y de los gases condensados es que no ocurre condensación retrograda durante el agotamiento de presión, tiene menos cantidad de componentes pesados y la cantidad de líquido condensado en el separador es menor (Aranda, Ávila, Labra: 2013; p. 35)

1.4.5 Yacimientos de Gas Seco

De acuerdo con la clasificación Aranda, Ávila, Labra (2013), el yacimiento de gas seco se trata cuando la temperatura del sistema es mayor a la cricondenterma y las condiciones superficiales se encuentran fuera de la envolvente de fases. Normalmente no se producen líquidos, pero en caso de haberlos, son transparentes y con relaciones gas-condensado mayores a los 20,000 $\text{m}^3\text{g} / \text{m}^3\text{c}$.

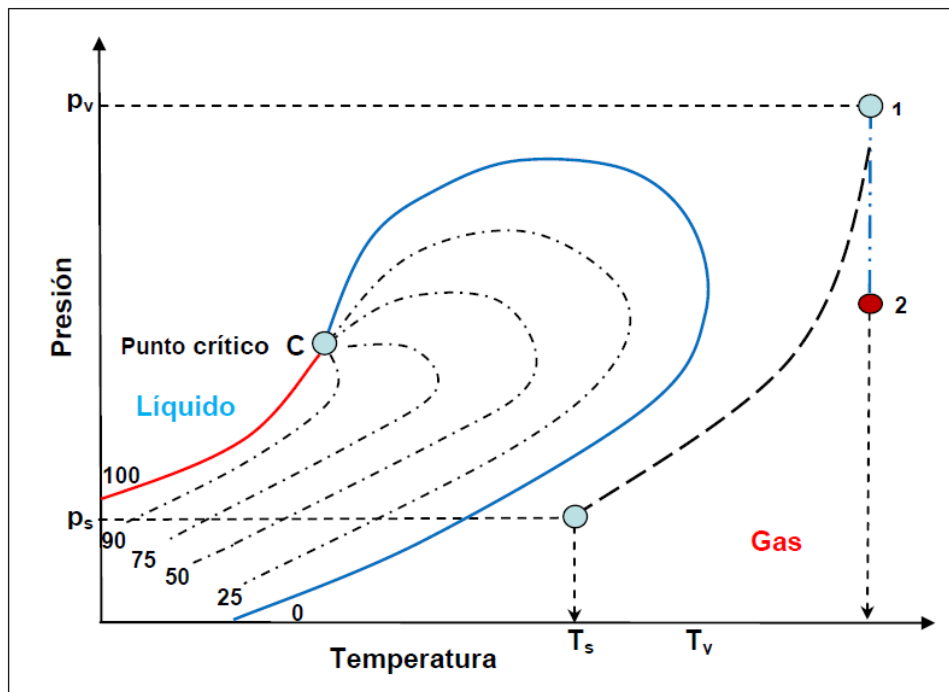


Figura 8. . Diagrama de Fase de un Yacimiento de Gas Seco (Aranda, Ávila, Labra: 2013)

Estos yacimientos tienen características comunes a los yacimientos de gas seco, con la gran diferencia de que la curva de producción no entra en la región de dos fases y siempre se encuentre en estado gaseoso. Su nombre proviene por sus componentes ligeros que estos contienen tales como metano, mayor al 90% de etano y no-hidrocarburos (nitrógeno, bióxido de carbono, y componentes pesados en menor cantidad). Los componentes volátiles del gas seco, se condensan en líquido solo si alcanzan temperaturas bajo de 0°F , por medio de procesos criogénicos.

La figura 8 describe la temperatura del yacimiento es mucho mayor a la cricondenterma de la mezcla de hidrocarburos ($T_y \gg T_{\text{cricondenterma}}$) que es el punto 1, como las condiciones del Yacimiento y de la superficie no entran en la región de dos fases estos yacimientos se encuentran siempre en estado gaseoso. Los liquido que produce si es que las hay, son de color transparente con relación gas-aceite tales como $20,000 \text{ m}^3\text{g} / \text{m}^3\text{o}$.

CAPITULO 2. MODELO GEOLÓGICO

2.1 Sistema Petrolero

De acuerdo con los siguientes autores un sistema petrolero puede ser definido como:

- a) Un sistema petrolero abarca a la roca generadora de hidrocarburos (gas y aceite), la roca almacén, la roca sello y la trampa; relacionados todos los elementos y procesos geológicos (la migración y entrapamiento), que son esenciales para la existencia de una acumulación convencional de hidrocarburos en la corteza terrestre. (Magoon y Down, 1994)
- b) Los componentes geológicos y los procesos necesarios para generar y almacenar hidrocarburos; esto incluye una roca generadora madura, trayecto de migración, una roca yacimiento, una trampa y un sello. La secuencia cronológica relativa correcta de estos elementos y los procesos de generación, migración y acumulación de hidrocarburos, son necesarios para la acumulación y la preservación de los hidrocarburos [...] Las extensiones productivas de exploración y las áreas existe cierta probabilidad de la presencia de un Sistema Petrolero. (Glossary Oilfield, s/f, Schlumberger).

Como se ha observado las definiciones ya mencionadas funcionan bajo una misma idea, un sistema con sus respectivas partes que la conforman, a continuación, mencionaremos esas partes y una descripción de su función en el Sistema Petrolero (Mendrano, Claro, Vázquez, 2001: p.p 4-15):

1. Roca madre (generación): Todo cuerpo de roca donde existió la transformación de materia orgánica en hidrocarburos. De igual forma sirve como conservación temporal de petróleo. Algunas de sus características deben ser las siguientes: tener un porcentaje mayor a 1% de materia orgánica para su transformación, tener un volumen amplio y la roca generadora debe de tener el grano fino tales como calizas, lutitas, margas, limonitas (p. 4)
2. Roca almacén: Volumen de roca donde las condiciones geológicas coinciden para el almacenamiento de hidrocarburos. Algunas características que deben de cumplir las rocas almacén son: roca porosa, permeable y continuidades laterales y verticales. Las rocas almacenadoras más comunes son: Areniscas, Calizas, Dolomías (p. 4)
3. Roca sello: Roca donde la permeabilidad es escasa y evita el flujo de hidrocarburos, sirviendo como cierre a su migración. Algunas rocas que sirven

como sello son: Arcillas, Lutitas, Calizas arcillosas, Sal, Yeso, Anhidrita, Carbonatos compactados (p. 5)

4. Trampa: Conjunto de Estructuras y Estratigrafías que forman una geometría para la acumulación de hidrocarburos (p. 5)
5. Migración: Movimiento de los Hidrocarburos de su roca generadora hacia formaciones más arriba por motivos que van desde fallas que permiten su paso, demasiada acumulación de los hidrocarburos, etc (p. 5)
 - a. Migración primaria. Desprendimiento de los compuestos de aceite y gas de partículas orgánicas solidas en los lechos generadores y transporte dentro y a través de los capilares de la roca generadora (Vázquez, 2010; p. 8)
 - b. El aceite es expulsado de la roca generadora a través de los poros más amplios en unidades de roca más permeable (Vázquez, 2010; p. 10)

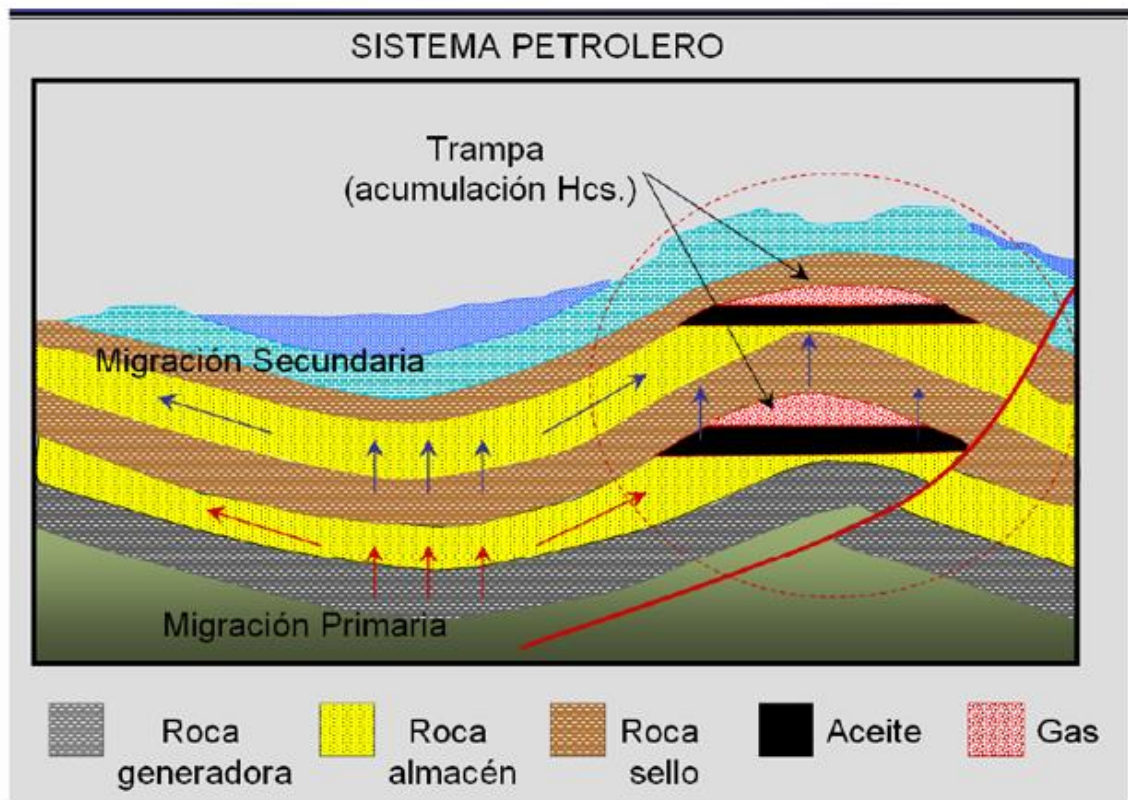


Figura 9. Partes del Sistema Petrolero (Mendrano, Claro, Vázquez, 2001; pág. 4)

2.2 Exploración Sísmica

La exploración sísmica es un método geofísico de prospección (metodología para la deducción de las condiciones del subsuelo, a través de la observación de fenómenos físicos relacionados con la estructura geológica del mismo, es decir, prospecta un modelo que cumple con las características físicas las cuales contiene) que permite conocer parámetros como son la profundidad, la forma y disposición de las diferentes unidades litológicas. Esto es posible mediante la detección, lectura e interpretación de ondas sísmicas reflejadas y refractadas en el subsuelo, producidas por una fuente de energía artificial o de forma natural. La primera fuente suele ser un explosivo compacto de alta energía que genera una onda elástica –propaga a través del subsuelo- reconocible por los sensores llamados geófonos que son instalados en puntos estratégicos en el campo de estudio.

Cuando se generan ondas sísmicas, a partir de golpes en el suelo con una porra, o con explosiones de pólvora, éstas incluyen tanto ondas sísmicas internas, - Primarias y Secundarias, como superficiales ondas - Love y Rayleigh -.

A continuación, se describirán los conceptos para el mayor entendimiento de la exploración sísmica según Bolt (1999):

- a) Ondas de cuerpo: Aquellas que se propagan en todo el medio, dividiéndose en dos, dependiendo su dirección de propagación.
 1. Ondas Primarias (P): Se transmiten cuando las partículas del medio se desplazan en la dirección de propagación, produciendo compresiones y dilataciones en el medio.
 2. Ondas secundarias (S): Se transmiten en dirección perpendicular a la propagación de la onda, también son conocidas como corte o cizalla.
- b) Ondas superficiales: Solo se propagan por las capas más superficiales de la Tierra o de un cuerpo, estas van decreciendo su amplitud con la profundidad. Estas son subdivididas en dos, según Nava (1998):
 1. Love: denotadas por L, o G o LQ si son de periodo muy largo. Se deben a interferencia constructiva de ondas SH solamente, por lo que no pueden existir

en un semiespacio, sino que requieren al menos una capa sobre un semiespacio, donde pueda quedar atrapada parte de la energía sísmica.

2. Ondas Rayleigh: Denotadas usualmente por R, o LR cuando son de periodo muy largo. Se deben a la interacción entre las ondas P y las SV, y el movimiento de cada partícula de la superficie del terreno al paso de la onda se da en forma de elipse retrógrada.

Las leyes que rigen la propagación y la trayectoria de las ondas sísmicas en la refracción son las mismas que se utilizan en óptica:

1. Principio de Huygens
2. Principio de Fermat, y
3. Ley de Refracción (o de Snell)

Cabe resaltar que la Velocidad de las ondas sísmicas está relacionada con las propiedades de elásticas de los materiales, por lo que la deformación de la roca es primordial en este campo. Estos modelos matemáticos ya fueron estudiados mediante propiedades como la ley de Hooke y teoría de tensores (deformación y esfuerzos), tendiendo como resultante las velocidades que se muestran en la siguiente figura de acuerdo a los cálculos hechos por Rubén Rocha.

Velocidad de las ondas longitudinales (V_l).

$$V_l = \sqrt{\frac{k+4/3n}{\rho}} = \sqrt{\frac{\lambda+2\mu}{\rho}} = \sqrt{\frac{E}{\rho} \left(1 + \frac{2\sigma^2}{1-\sigma-2\sigma^2}\right)}$$

Velocidad de las ondas transversales (V_t)

$$V_t = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} = \sqrt{\frac{E}{\rho} \left(\frac{1}{2(1+\sigma)}\right)}$$

Velocidad de las ondas superficiales (V_s)

$$V_R = 0.9194 \sqrt{\frac{\mu}{S}} = 0.9194 V_t$$

Relación de Velocidades:

$$\frac{V_l}{V_t} = \sqrt{\frac{k+4}{n+3}} = \sqrt{\frac{\lambda}{\mu} + 2} = \sqrt{\frac{1-\sigma}{\frac{1}{2}-\sigma}} \approx \sqrt{3} = 1.732$$

σ	0	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5
V_l/V_t	1.41	1.50	1.63	1.87	2.45	α

Tabla 3. Velocidades de las ondas, teniendo valores como densidad, incomprensibilidad y módulos elásticos. (Rocha, 2015).

Objetivos de la Sísmica: La Sismología (griego seísmos = sismos y logos = tratado) rama de la geofísica encargada del estudio de los terremotos y propagación de las ondas elásticas de la Tierra. Por lo que la prospección sísmica está basada en esa transmisión, refracción y reflexión de ondas sísmicas mediante fuentes externas (explosiones) a través de los distintos estratos de la corteza terrestre, los cuales se registran en la superficie, para que los datos obtenidos sean procesados y determinar secciones sísmicas, las cuales son fundamentales para localizar, caracterizar, desarrollar y monitorear yacimientos de hidrocarburos, así como incorporar reservar mediante la obtención de imágenes del subsuelo para la interpretación estructural y estratigráfica.

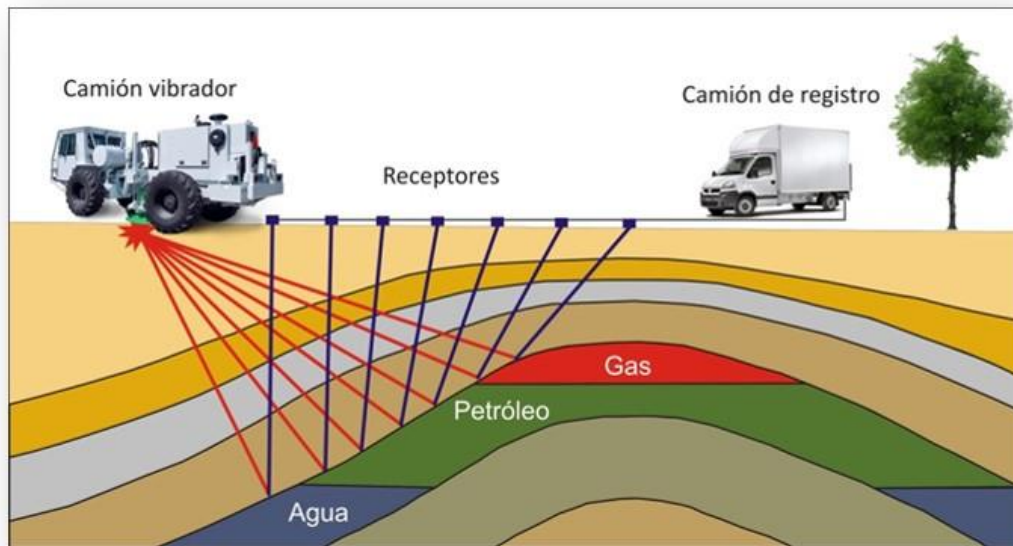


Figura 10. Esquema de adquisición de datos para la Exploración Sísmica (Geoexce, 2018)

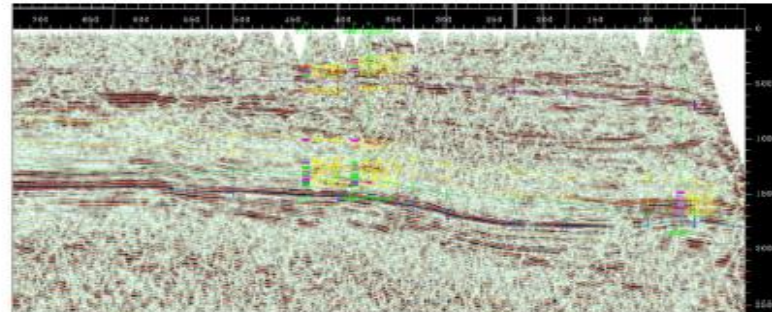
2.2.1 Adquisición Sísmica

El método de Reflexión Sísmica consiste en generar ondas mediante un explosivo sísmico, mientras estas viajan experimentan una partición de energía cuando encuentran una interfaz entre dos capas con propiedades elásticas distintas, haciendo que una parte de la energía se transmita y otra se refleje. La energía reflejada es la que resulta de nuestro interés, por llevar consigo información sobre propiedades específicas de las capas litológicas del subsuelo. Datos como amplitudes, longitudes de onda, fases y tiempos dobles de los reflectores del subsuelo,

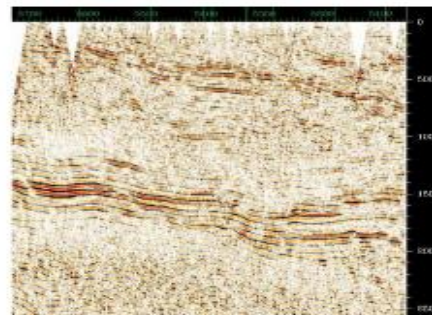
entre otros, son útiles para conocer e interpretar la forma de los cuerpos de interés. “Este conjunto de técnicas es ampliamente usado para localizar recursos petrolíferos y gasíferos almacenados en rocas porosas en el subsuelo” (Maxan, 2018; p. 1).

Para poder tener datos sísmicos de reflexión es necesario la generación de fuentes de ondas elásticas controladas y un registro que detecte la energía de estas que se propagan por el medio. Dicha metodología se puede aplicar en medios terrestres y marinos, aunque sustancialmente son diferentes entre ellos. Para los terrestres los detectores son llamadas ‘geófonos’ mientras que para los marinos son usados los hidrófonos su diferencia radica en el cambio de presión y densidad que presenta el agua con respecto a un sólido.

Para la obtención de datos a mayor profundidad en 2D depende de la distancia entre espaciado de los geófonos o hidrófonos y en resolución horizontal también depende del número de detectores que se utilizan. Los datos recolectados en los geófonos e hidrófonos se les llaman Sismogramas, que son un conjunto de trazas sísmicas, donde obtenemos información de la amplitud, energía, tiempos de arribo de las ondas, un ejemplo es el siguiente:



Sección sísmica 2D longitudinal



Sección sísmica 2D longitudinal

Figura 11. Ejemplos de sismogramas (Rocha, 2015).

2.2.2 Procesamiento Sísmico

El objetivo primordial del procesamiento sísmico consiste en la generación de un volumen sísmico mediante el enfoque de una buena resolución vertical y horizontal de los datos recolectados para preservar su amplitud relativa y producir datos adecuados para su futura interpretación.

Las principales etapas por las que se lleva a cabo el procesamiento sísmico de acuerdo con Jessica Graniel (2013) es la siguiente:

- Pre procesos: Compensación de las amplitudes y Cálculo de estáticas de refracción
- Atenuación de Ruido Coherente
- Atenuación del Ruido Aleatorio
- Deconvolución
- Antimultiples
- Regularización e Interpolación
- Deghosting
- Picado de velocidades
- Migración (Post apilamiento)

Usualmente la información que es recibida “normalmente se encuentra en formato SEG-D y como formato internacional es preferible convertirla y manipularla en formato SEG-Y, por ende la conversión de datos es primordial al momento del Procesamiento” (Graniel, 2013).

1. Recuperación de Amplitudes: “Compensa amplitudes de la onda sísmica, esta tiende a ser atenuada por su propagación en el subsuelo, lo cual afecta al frente de onda por ello es necesario recuperar esas amplitudes” (Graniel, 2013; p. 5).

La siguiente ecuación es usada para dicho proceso:

$$A_0(t) = A_i(t)t^x$$

Ecuación 10

Donde:

$A_0(t)$ = muestra de salida en el tiempo t

$A_i(t)$ = muestra de entrada en el tiempo t

t = tiempo

x = valor del exponente de ganancia

2. Atenuación de Ruido Aleatorio: “Procesos en el cual se eliminan amplitudes anómalas, es decir, transforma el gather al dominio de frecuencias y se aplica un filtro para saber la amplitud media espacial. Cuando algún dato sale de la amplitud media, es convertida a cero se sustituya por bandas de frecuencia interpolada en trazas vecinas” (Graniel, 2013; p. 8).
3. Cálculo de Estáticas de Refracción: “Se aplican para compensar los efectos de variación en elevación, espesor y velocidad de la capa intemperizada con respecto a un nivel de referencia donde se toman los datos” (Graniel, 2013; p. 14).

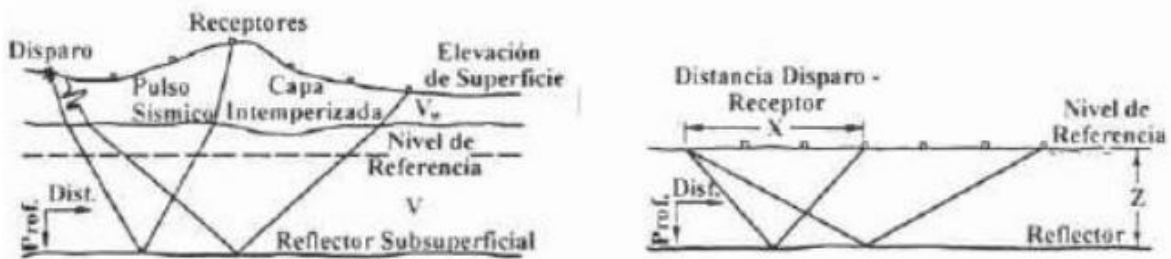


Figura 12. Modelo en profundidad con capa de baja velocidad antes y después de correcciones estáticas (Graniel, 2013)

4. Deconvolución: “En esta etapa de deconvolución se comprime la ondícula en el sismograma, pues atenúa reverberaciones de periodo corto y de esta manera mejora la resolución temporal” (Graniel, 2013; p. 11).
5. Antimultiples: Se refiere a la atenuación de la energía sísmica múltiplemente reflejada, es decir, en los datos sísmicos han incurrido más de una reflexión en su trayecto de viaje. Son comunes en los datos sísmicos manirnos, pues los eventos primarios se ven asociados con trayectorias cortas y sucesivas que suprimen el procesamiento sísmico.

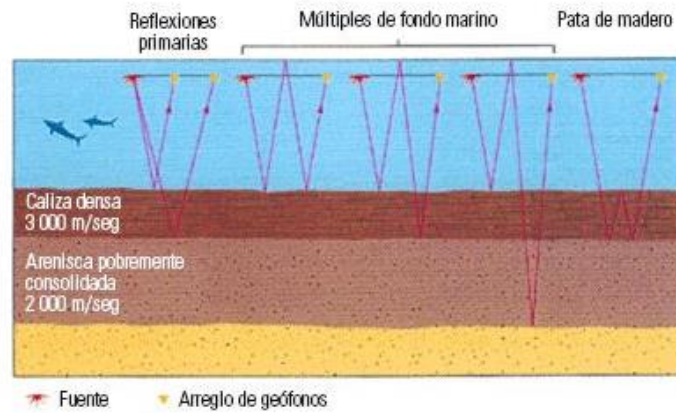


Figura 13. Múltiple Sísmico (Glosarios Schlumberger, 2019)

- Regularización e interpolación: “La interpolación realiza dos funciones valiosas. En primer lugar, permite rellenar los vacíos de información, total o parcialmente, según su extensión. Las brechas a menudo están relacionadas con el diseño o los problemas de adquisición. En segundo lugar, nos permite aumentar la densidad de muestreo espacial, lo que tiene implicaciones beneficiosas para el aliasing y el plegado de la pila” (CGG, 2019). La regularización coloca los datos sísmicos en una cuadrícula regular, lo que ayuda a combinar múltiples encuestas y puede ser beneficioso o incluso vital para la migración posterior.

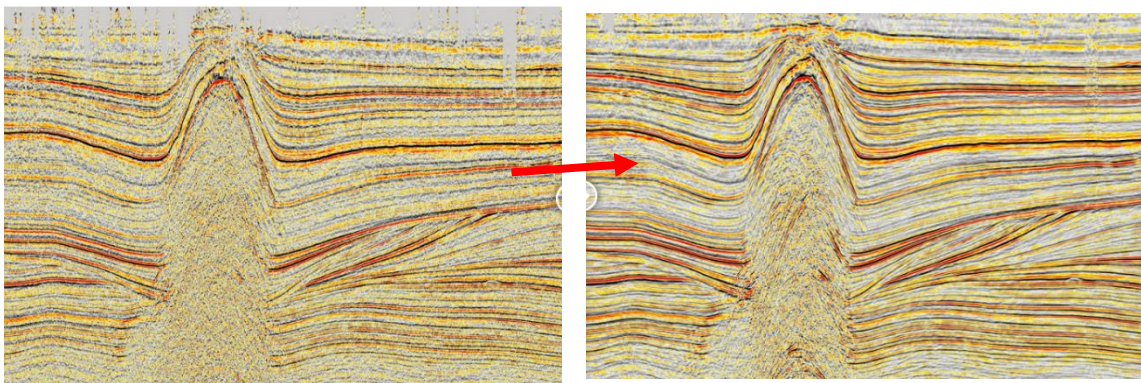


Figura 14. Aplicación de la Interpolación y Regularización de datos sísmicos (CGG, 2019)

7. Deghosting: Se forman un campo de ondas secundario que corrompen con los datos grabados, “son creados por el gran contraste de impedancias en la superficie del agua haciendo ecos en los datos sísmicos que interfieren de forma constructiva y destructiva con la energía reflejada, se presenta en datos marinos” (CGG; 2019).

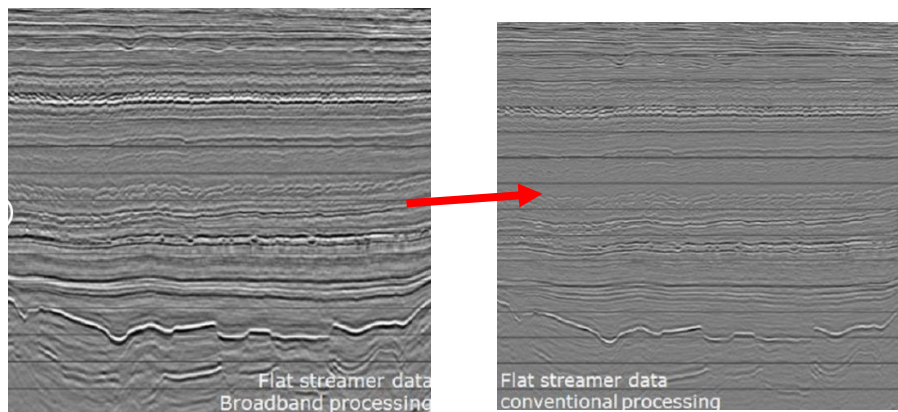


Figura 15. Eliminación de Deghosting del simograma (CGG, 2019)

8. Picado de velocidades (Efecto de corrección dinámica NMO): Este proceso corregido trazas sísmica que están alejadas de la fuente y que por tiempo y posición no están en sincronía con el primer receptor, por lo que es un apilamiento hacia un mismo punto de referencia para evitar malas interpretaciones.

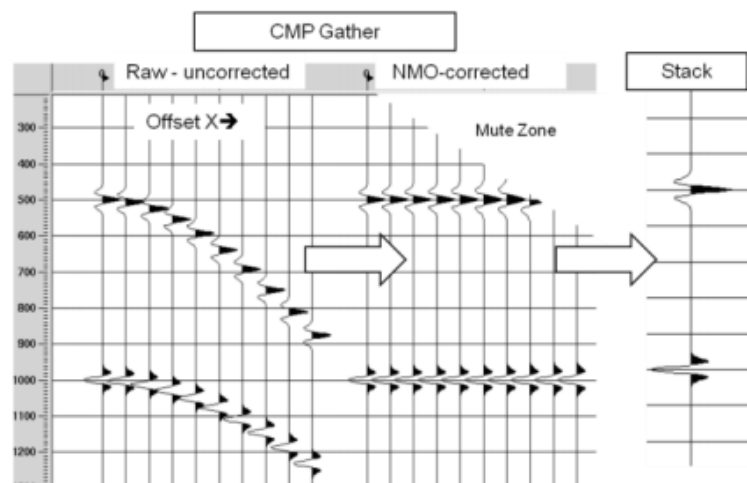


Figura 16. Corrección dinámica NMO (Rocha, 2011)

9. Migración (Post apilado): Existen dos tipos de migración, por tiempo y profundidad. Un proceso de migración adecuado colapsa las difracciones provenientes de las fuentes secundarias, tales como las terminaciones de los reflectores contra las fallas, y corrige las colas para formar los sinclinales. Existen numerosos métodos de migración: la migración para la corrección de echados (DMO), el dominio de la frecuencia, el trazado de rayos y la migración por ecuación de ondas (Oilfield Glossary, 2019).

2.2.3 Interpretación Sísmica

Durante la interpretación sísmica, es importante delimitar objetivos que se plantean en un principio, tal es el caso de las migraciones. Desde la etapa de procesado, es necesario saber lo que los interpretes necesitan para poder hacer las correcciones necesarias y facilitar el proceso. Por ello, los distintos algoritmos de migraciones son utilizados dependiendo las metas del proyecto. A continuación, mencionaremos algunas de ellas:

1. Migración Kirchhoff: Basada en la teoría de difracción de escalas aplicadas a ondas acústicas en los años 70 (French, 1974). Aquí la velocidad constante de los campos de la fuente hacia los receptores implica una serie de difracciones, lo que hacen es sumar constructivamente la imagen sísmica con dichas difracciones superficiales, atenuando algunas formas singulares de los cuerpos, especialmente salinos. Por ello, cuando se eliminan estos efectos, la resolución de la imagen mejora y además se aprecia de mejor manera la profundidad de la imagen.
2. Migración BEAM: La función principal radica en eliminar superposición de ondas provenientes de frentes de onda que se dispersan por las variaciones de velocidad. Esto la hace mediante la creación de haces de energía con trayectorias Gaussianas y reduciendo a partir de ellas la existencia de trayectorias de onda irregulares (Zhang et al., 2002).

El primer tipo de migración se utiliza principalmente para objetivos profundos mientras que las segundas para visualizaciones someras. Con estas imágenes sísmicas se pueden interpretar secciones sísmicas básicas en una región 2D, resaltando estructuras geológicas más prominentes

dentro de una sección. Un segundo paso que se realiza es el amarre de datos con pozos de correlación que tengamos con las sísmica del lugar, dichos amarres son una confirmación de las estructuras, estratigrafías y hasta sedimentologías del lugar.

Un amarre pozo-sísmico es una técnica de calibración del sismograma sintético obtenido mediante los registros de pozo de densidad-acústicos y los datos sísmicos de reflexión. El sismograma sintético es un método matemático que proviene de la convolución de datos de densidad y datos acústicos para obtener Impedancias Acústicas = Z (densidad por Velocidad del medio) y a partir de ahí originar trazas para nuestros sismogramas sintéticos. A partir de estos últimos emparentamos los datos de reflexión dichas trazas para observar la heterogeneidad del medio y sus cambios.

De igual forma si se quieren ver similitudes entre las capas, se puede utilizar los demás registros tales como los registros de resistividad para emparentarlos con capas con agua y/o compactas, así como registros radiométricos para encontrar capas con elementos radiactivos tales como las arcillas o lutitas, de alto interés petrolero, pues estas últimas funcionan como rocas sello o reservorios.

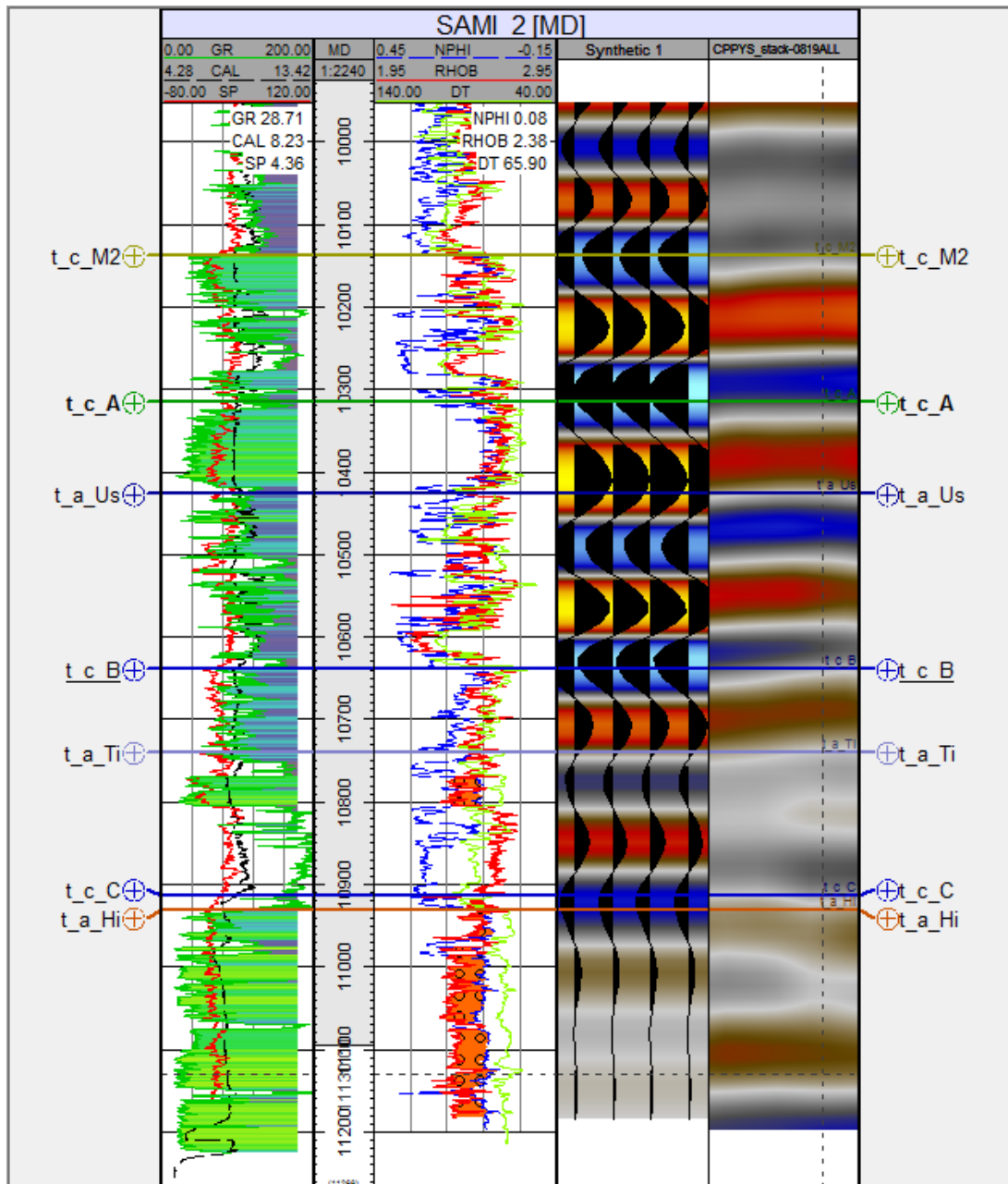


Figura 17. . Ejemplo de amarres pozo-sísmico (Universidad de Ecuador, 2013)

2.3 Petrofísica de Pozo

2.3.1 Registros Geofísicos de Pozos

Los Registros Geofísicos son aquellos métodos indirectos que se toman del subsuelo para poder determinar propiedades físicas que lo caracterizan, tales como las ondas mecánicas, electromagnéticas, propiedades eléctricas, magnéticas, radiométricas y gravimétricas, estos

datos son tomados en la superficie y a partir de ellos se realizan modelos geológicos que ayudan a describir el comportamiento de la Tierra. Un registro geofísico de pozo es distinto:

La razón radica en que los datos que obtenemos varían con respecto a una profundidad, pues el equipo (Sondas, se compone de sensores que emiten y/o miden la respuesta física del material) que se utiliza es metido en pozos los cuales registran datos físicos y químicos vinculada con material litológico con respecto a su movimiento en forma vertical hacia abajo (Osorio, 2012).

Existen dos tipos de registros geofísicos de pozos que son: los de agujero entubado y los de agujero abierto. De igual forma la resolución de los registros se da de dos formas:

- 1.- Resolución Vertical: Dependerá de la cantidad de mediciones a profundidad.
- 2.- Resolución Horizontal: Dependerá de la separación entre el transmisor y el receptor de la sonda.

La historia de los Registros de pozo se remonta a los hermanos Schlumberger quienes comenzaron explorando con herramientas de conductividad eléctrica para poder determinar capas geológicas y sus contrastes resistivos. El día de hoy tenemos distintos métodos de Registros de Pozos que van desde el más básicos como los eléctricos y de Caliper hasta los más complejos tales como los Registros Magnético-Nuclear y Radiométricos.

Los tipos de Registros de pozos se pueden clasificar de muchas maneras y de acuerdo con el objetivo a utilizar, sin embargo, la clasificación más utilizada es por el principio físico que utilizan y su aplicación para sacar parámetros de sitio:

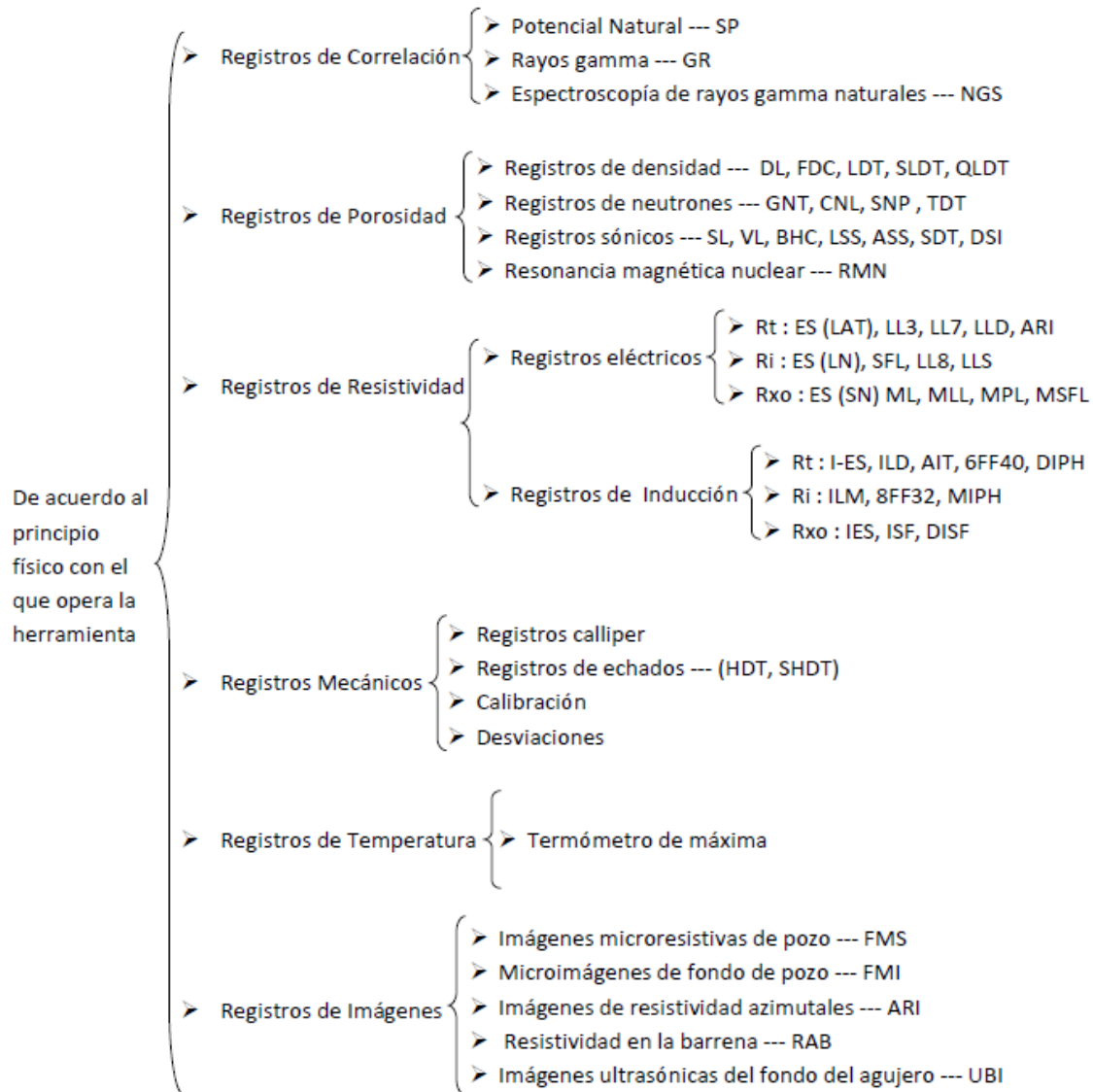


Tabla 4. Clasificación de los Registros Geofísicos de Pozos (Ricco Gustavo, 2012).

A continuación, se dará una breve explicación de algunos de ellos y sus respectivas características:

2.3.1.1 Potencial Espontaneo

Se define como la “medición de la diferencia de potencial entre el electrodo y la superficie del subsuelo en función de la profundidad” (Auge, 2008). Esta respuesta de la formación se toma de forma natural sin intervención de una fuente artificial. Dicho método es de los primeros utilizados en los registros de pozos, ya que fue implementado por los hermanos Schlumberger en 1931.

Un registro de potencial natural se mide comúnmente en milivoltios (mV). Su interpretación se basa principalmente en una analogía con las lutitas (compactas-impermeables) y las áreas (porosas-permeables). Algunas de las aplicaciones del Potencial Espontaneo (SP) según Auge en 2008 son las siguientes:

- a) Identificación de capas porosas y permeables
- b) Identificación de litologías
- c) Identificación de arcilla
- d) Saturaciones de agua, aceite y/o gas
- e) Determinación de resistividades aparentes de las formaciones

2.3.1.2 Rayos Gamma

Su fundamento está basado en mediciones radiactivas provenientes de las rocas o formaciones del pozo, es producto de la desintegración natural de los iones radiactivos tales como el Torio, Potasio, Uranio y sus cadenas radiactivas (K^{39} , K^{40} , U^{231}). Los registros tomados deben de ser obtenidos en agujeros abiertos, y es un complemento con los registros de SP. Los registros de rayos gamma son más útiles en formaciones sedimentarias, pues refleja el contenido de arcilla de alguna formación, ya los minerales radiactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas.

A continuación, se mencionan algunas de las aplicaciones que se utilizan en los registros de rayos gamma según el diccionario de Schlumberger del 2019 son:

- a) Correlaciones ambientales
- b) Determinación de litología
- c) Determinación de granulometría
- d) Correlación de pozo a pozo
- e) Mineralogía de las formaciones
- f) Detección de discontinuidades y transgresiones
- g) Determinación de volumen de arcilla en las formaciones

2.3.1.3 Registro de Densidad

Es mayormente conocida como herramienta de porosidad-densidad o herramienta gamma-gamma por su manera de operación. “El registro de densidad es un tipo de registro radiactivo pues depende de la porosidad de la formación, dependiendo a su vez de la densidad de la formación” (Ricco, 2012; p.169). Los datos pueden obtenerse mediante sondas pegadas en la pared donde van posicionada de una fuente emisora de rayos gamma y dos detectores de dichos rayos. El principio que está basado es que los rayos gama viajan en línea recta hasta que son desviados o absorbidos por una formación, con lo anterior, mientras mayor sea la densidad de la formación, mayor será la probabilidad de que los rayos gamma pierdan energía o sean capturados y esa cantidad que llegue al detector es la energía que se registra e interpreta.

Algunas aplicaciones de este registro de acuerdo a Ricco, 2012 son las siguientes:

- a) Composición mineralógica de las formaciones
- b) Identificación de fracturas
- c) Determinación de la densidad de los hidrocarburos
- d) Interpretación de arenas arcillosas
- e) Determinación de porosidades
- f) Determinaciones de presiones anormales

2.3.1.4 Registro de Neutrón

Es otro registro radiactivo, su diferencia con respecto a los demás, radica en que su principio es emitir continuamente neutrones de alta energía, de esta manera los neutrones interactúan con el hidrogeno de las formaciones, relacionándolo con las porosidades que tienen las rocas, pues responde a cantidades de hidrogeno presente en la formación, ya que los hidrocarburos responden a la cantidad de hidrogeno que estos contengan, también conocido como Índice de Hidrogeno (Ricco, 2012; p. 195).

Aplicaciones de dichos métodos según Ricco del 2012 son las siguientes:

- a) Determinación de porosidad
- b) Detección de hidrocarburos ligeros
- c) Densidad de las formaciones
- d) Correlaciones con otros pozos

2.3.1.5 Registros Sónicos

Los registros sónicos o acústicos se utilizan para la obtención de la porosidad de las formaciones, se utilizan en agujeros descubiertos y su medición se basa en la propagación de ondas acústicas que viajan a través de las formaciones en un intervalo de tiempo, obteniendo ondas P y S.

La medición de las velocidades de las ondas radica en aplicaciones tales como la determinación de litologías, porosidades de las formaciones y comprensibilidades de los poros. La atenuación de las ondas se concentra en la determinación la calidad de trabajos de cimentación, identificación de zonas fracturadas. Por último, la amplitud de las ondas refleja su utilidad en localización de vórgulos, orientación de fracturas o fallas e identificación de estas últimas. (Ricco, 2012; p. 138).

Las aplicaciones para estos registros se mencionan a continuación (Ricco, 2012):

- a) Determinación del tipo de litología
- b) Determinación de fracturas
- c) Determinación de porosidad primaria y secundaria
- d) Análisis sedimentológicos
- e) Estudios de compactación de materia
- f) Espesor de las formaciones
- g) Detección de aceite y gas
- h) Cambios de viscosidad del aceite
- i) Análisis de arenas
- j) Determinación de módulos elásticos
- k) Correlaciones de pozos: secciones sísmicas y sismogramas sintéticos
- l) Evaluación en la calidad e la cementación de pozos

2.3.1.6 Registros Eléctricos

El equipo requerido para estos registros consta principalmente de electrodos introducidos en el pozo, generando corriente eléctrica a través de sus fuentes y detectados en los electrodos de recepción.

Consta de enviar energía eléctrica a través del pozo, donde el voltaje será registrado correspondientemente a cada resistividad de las formaciones. Estos

registros solo son posible obtenerlos en agujeros abiertos. La presentación de los registros consta principalmente de dos curvas con distintos espaciamientos por los electrodos (Ricco, 2012; p. 71).

Existen dos principales perfiles de resistividad uno de ellos son los laterales (Laterolog) y los de inducción (Induction Log). Los primeros se utilizan en lodos conductivos y los segundos son resistivos. Algunos de los perfiles de resistividad de inducción tenemos: Spherical Induction Log (SFL mide la zona lavada Rxo), los Medium Induction Log (MIL moden distancias medias), los Deep Induction

2.3.1.7 Registro Calliper

Los Registros Calliper tienen como finalidad medir las variaciones que puedan existir en la forma y tamaño del agujero, estos con el objetivo de detectar derrumbes, cavernas, zonas permeables y acortamientos de los pozos. Las mediciones de este registro no sólo permiten a los analistas del registro saber la geometría y propiedades litológicas, sino que también los perforadores las necesitan para calcular el volumen de cemento para fijar las camisas del pozo.

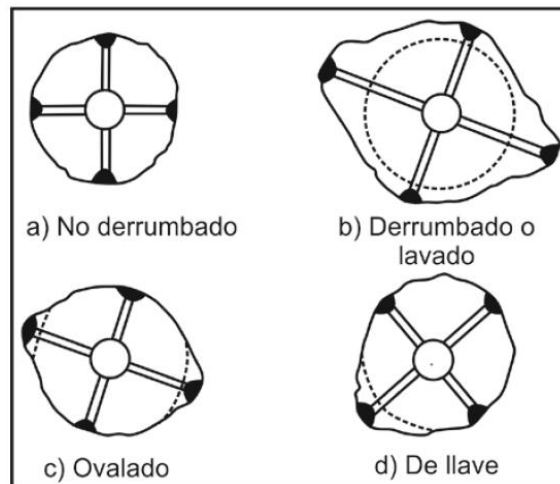


Figura 18. Muestra de las distintas geometrías que se dan en las formaciones por efecto de litología (Ricco, 2012)

La herramienta utilizada consta de 4 a 6 brazos para cubrir el diámetro del agujero. A continuación, se muestra un ejemplo de un registro Calliper y sus interpretaciones.

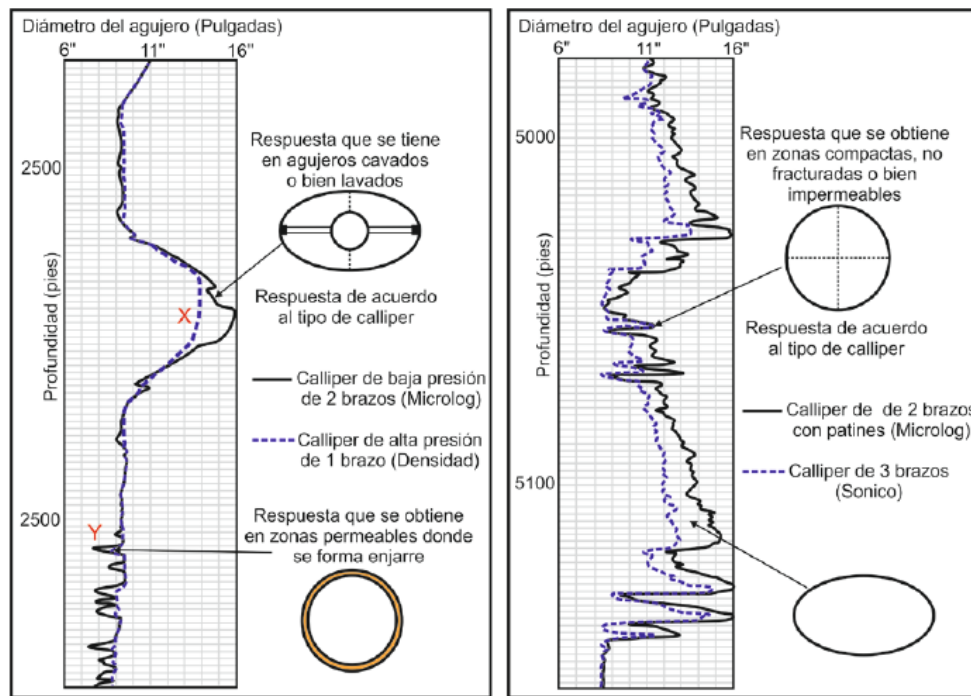


Figura 19. De lado izquierdo tenemos un registro Calliper utilizando herramientas 1 y 2 brazos, se aprecia la diferencia entre las mediciones de ambas, siendo la sección X un intervalo cavado, por otro lado, se logra apreciar la formación de un enjarre, siendo esta una zona permeable en donde la herramienta de densidad mide menos. En la figura de la derecha se utiliza las herramientas de 2 y 3 brazos y se observan las variaciones debido a irregularidades en el pozo (Modificado de Bassiouni, 1994).

2.3.1.8 Registro de Temperatura

El registro responde a un gradiente geotérmico bajo las condiciones de ser un medio isotrópico y homogéneo por un calor constante dado por la siguiente ecuación:

$$G_{temp} = \frac{T_{formación} - T_{media\ de\ la\ superficie}}{Profundidad}$$

Ecuación 11 Gradiente de temperatura

El gradiente de temperatura depende de las rocas y su flujo de calor que deje pasar. La cantidad de calor es la siguiente:

$$\frac{\Delta Q}{\Delta T} = KA \frac{\Delta Q}{\Delta X} = -KAG_{temp}$$

Ecuación 12 Cantidad de calor

2.3.2 Concepto de Petrofísica

El concepto de Petrofísica involucra diversas áreas de estudio tales como geofísica, geología y la Industria Petrolera. “Esta es una técnica de exploración que se utiliza para determinar las propiedades físicas y químicas de las formaciones geológicas y su interacción con los fluidos mediante herramientas que ayuden a determinar dichos parámetros” (López, 2014). Su principal aplicación va dirigida a los yacimientos de hidrocarburos.

Con el conocimiento de las características petrofísicas de las formaciones, podemos tener el análisis de la porción de hidrocarburo que estas contienen por medio de las evaluaciones de productividad del yacimiento, tales como:

- Volumen de Arcilla (V_{sh})
- Porosidad (\emptyset)
- Resistividad (Ohms)
- Saturación (S)
- Permeabilidad (κ)

2.3.2.1 Porosidad

La porosidad es definida como el “volumen de los poros por cada unidad volumétrica de formación, es decir, la fracción de volumen total de una muestra que es ocupada por poros o huecos” (Montero, 2009). Su símbolo es \emptyset .

De acuerdo con su definición, el volumen poroso (volumen entre los granos) dividido entre el volumen total de la roca, tenemos la siguiente ecuación:

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_t} = \frac{V_p - V_s}{V_t}$$

Ecuación 13 Ecuación de porosidad

Donde:

\emptyset = Porosidad

V_p = Volumen de espacios porosos

V_t = Volumen total de la muestra

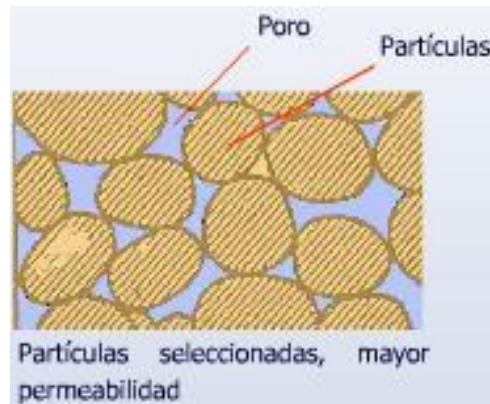


Figura 20. Muestra con poros (Sánchez, 2005: pág. 3)

La porosidad de las rocas la podemos clasificar de la siguiente manera, según Berfield, 1994:

1. Por su origen

1.1 Porosidad primaria: aquella que tiene su origen durante el proceso de deposición de material que da origen a la roca.

1.2 Porosidad secundaria: aquella que se origina por algunos procesos naturales o artificiales posteriores al origen de la roca. Algunos procesos que dan origen a la porosidad secundaria de una roca son: la disolución, las fracturas y la dolomitización.

Existen varios procesos que pueden afectar la porosidad de las rocas sedimentarias, entre ellos tenemos (Archie, 1950; Bertrand, 1969; Elf-Aquitaine, 1977; Selley, 1982; Bourbie, et al. 1987):

a) Acomodo de los granos: si los granos son esféricos y casi todos del mismo tamaño, se dan diferentes tipos de porosidades de acuerdo con los arreglos geométricos. En formaciones poco consolidadas, la porosidad depende más de la distribución del tamaño del grano que el tamaño absoluto de este. La porosidad será alta (rango de 0.35 a 0.40) si todos los granos son de tamaño similar; será menor (rango de 0.25) si hay una gran variedad de tamaños de

grano, ya que los granos pequeños ocuparan el espacio de poros entre los granos mayores. Valores de porosidad menores (Casi llegando a cero) ocurren cuando las partículas están cementadas entre sí con material silíceo o calcáreo, resultando en formaciones consolidadas.

- b) Cementación: La cristalización secundaria de cualquier material reduce en gran medida la porosidad de una roca.
 - c) Angulosidad y redondez de los granos.
 - d) Granulación: Por efecto del peso litostático que existen en las formaciones a profundidad, los granos pueden ser quebrados y esto ayuda a que aumente la porosidad, pero disminuye la permeabilidad.
2. Por la comunicación de sus poros: Debido a que el material cementante puede sellar algunos poros de la roca, aislándolos del resto del volumen poroso, los poros se pueden encontrar unidos entre sí, o aislados. Dependiendo de cómo sea la comunicación de estos poros, la porosidad se puede clasificar de la siguiente manera, según Berfield, 1994:
- 2.1 Porosidad absoluta: porosidad que relaciona el volumen total de los poros, intercomunicados y aislados, con el volumen de la roca.

$$\phi_a = \frac{\text{Volumen poroso}}{\text{Volumen total}} = \frac{V_p}{V_t} = \frac{V_t - V_{\text{solidos}}}{V_t}$$

Ecuación 14 Ecuación de porosidad absoluta

- 2.2 Porosidad efectiva: relación del volumen poroso interconectado con el volumen bruto de la roca, representando la fracción de volumen total que está conformada por los espacios que pueden contener fluidos y se encuentran comunicados entre sí. Se define como relación de volumen que no es roca (V_p) pero únicamente conectado y el volumen total de la roca (V_t).

$$\phi_e = \frac{\text{Volumen poroso conectado}}{\text{Volumen total}}$$

Ecuación 15 Ecuación de porosidad efectiva

2.3 Porosidad no efectiva: es la diferencia que existe entre la porosidad absoluta y efectiva, representando la fracción de volumen total que está conformada por los espacios que pueden contener fluidos, pero no están comunicados entre sí.

$$\Phi_{NE} = \Phi_a - \Phi_e$$

Ecuación 16 Ecuación de porosidad no efectiva

$$\Phi_{total} = \Phi_{efectiva} - \Phi_{no\ efectiva}$$

Ecuación 17 Ecuación de porosidad total

2.3.2.2 Saturación de Fluidos

La saturación de fluidos es definida como “la fracción de su volumen poroso que ocupa el líquido en consideración” (Salcedo, 2012). La estimación de la cantidad de hidrocarburos que se encuentran en un espacio, se necesita determinar la fracción del volumen poroso ocupado por cada uno de los fluidos. A dicha fracción se le denomina Saturación de fluido.

$$\text{Saturación del fluido} = \frac{\text{Volumen total del fluido}}{\text{Volumen poroso}}$$

Ecuación 18 Saturación de Fluido

De acuerdo con cada caso particular de un yacimiento de hidrocarburos tenemos:

$$S_o = \frac{\text{Volumen de aceite}}{\text{Volumen poroso}}$$

Ecuación 19 Saturación de aceite

$$S_w = \frac{\text{Volumen de agua}}{\text{Volumen poroso}}$$

Ecuación 20 Saturación de agua

$$S_g = \frac{\text{Volumen de gas}}{\text{Volumen poroso}}$$

Ecuación 21 Saturación de gas

$$S_f = S_w + S_o$$

Ecuación 22 Saturación de fluido (total)

Donde:

$S_o = \text{Saturación de aceite}$

$S_w = \text{Saturación de agua}$

$S_g = \text{Saturación de gas}$

$S_f = \text{Saturación del fluido}$

Para la determinación de la saturación de los fluidos presentes en los diferentes estratos de un yacimiento puede realizarse de la siguiente manera:

- Métodos indirectos: por medio de registros de pozos (tales como registros eléctricos, radioactivos, densidad, sínicos, etc).
- Métodos directos: determinados en el laboratorio utilizando métodos como el de la retorta, extracción por solvente, destilación y método de la temperatura crítica.

Saturación de hidrocarburo (S_o): Si toda la porosidad está ocupada por hidrocarburo se dice que $S_o = 1 = 100\%$. Cuando una parte de la porosidad está ocupada por agua, y la otra parte estará ocupada por hidrocarburos (Aceite o gas), puede definirse como “Saturación de hidrocarburos”:

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

Donde:

$S_o = \text{Es la parte de la porosidad que contiene hidrocarburos}$

$V_h = \text{Es el volumen de espacio poral que esta ocupado por hidrocarburos}$

$V = \text{Todo el volumen del espacio poral; esta ocupado por fluidos (agua, gas, aceite)}$

Saturación de agua (S_w): La saturación de agua “es la fracción o porcentaje del volumen poroso que contiene agua de formación” (Schlumberger Oilfield Glossary, 2019) , este es un número sin unidades con valores comprendientes entre 0 y 1 que equivalen al 0% y al 100% para los cálculos. La ecuación para la saturación de agua (S_w), es una versión extendida de aquella presentada comúnmente como ‘Ecuación de Archie’, se ha convertido en el fundamento de la industria para el cálculo de la saturación de agua.

$$S_w = \sqrt[n]{\left(\frac{a}{\phi^m}\right) \left(\frac{R_w}{R_t}\right)}$$

Ecuación 23 Ecuación de Archie

Donde

n = Exponente de saturación

a = Factor de turtuosidad

ϕ = Porosidad

m = Exponente de cementación

R_w = Resistividad del agua de formación

R_t = Resistividad verdadera de formación

2.3.2.3 Permeabilidad

La permeabilidad es la facultad que tiene la roca para permitir que los fluidos se muevan a través de los espacios porosos interconectados. “Un material es permeable si deja pasar a través de él una cantidad apreciable de fluido en un tiempo dado, e impermeable si la cantidad de fluido es despreciable” (Darcy, 1857).

La velocidad con la que el fluido atraviesa el material depende de tres factores básicos:

- La porosidad del material y su estructura
- La viscosidad del fluido considerado
- La presión a la que está sometido el fluido.

La permeabilidad en una roca porosa se puede determinar por medio del análisis de núcleos en un laboratorio, o con pequeñas muestras cortadas de los mismos núcleos para determinarla con la siguiente ecuación de acuerdo con Darcy en 1857:

$$K = \frac{q\mu L}{A\Delta P}$$

Ecuación 24 Ecuación de permeabilidad de Darcy

Donde:

$k = \text{Permeabilidad (Darcys)}$

$\mu = \text{Viscosidad en la direccion de recorrido del fluido}$

$L = \text{Distancia que recorre el fluido}$

$A = \text{Seccion transversal (cm}^2\text{)h}$

$\Delta P = \text{Diferencia de Presión (atm)}(P_2 - P_1)$

$q = \text{Tasa de Presión (cm}^3\text{/s)}$

La permeabilidad de una roca se verá afectada por el tamaño y el número de poros los cuales transporta el fluido, mientras que rocas como los carbonatos (Calizas y Dolomías) pueden presentar fracturas o fisuras de una gran extensión, aumentando así la conexión entre poros. Las rocas no porosas, como las rocas ígneas, metamórficas y sedimentarias como las arcillas, la permeabilidad medida en ellas está más controlada por las fracturas que puedan tener.

La permeabilidad de las rocas se puede clasificar de la siguiente manera, de acuerdo a Meza, 2013:

1. Permeabilidad absoluta. Cuando la permeabilidad (K) se refiere a un fluido homogéneo o un solo líquido fluyendo a través del medio y se mide en laboratorio, se conoce como Permeabilidad Absoluta. Es aquella permeabilidad que se mide cuando un fluido satura 100 % el espacio poroso.
2. Permeabilidad efectiva. La permeabilidad efectiva de un fluido se refiere a un medio donde fluyen dos o más fluidos (fases), es la medida de la permeabilidad cuando un fluido que se encuentra en presencia de otro satura el medio poroso
3. Permeabilidad relativa: Es la relación existente entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. La sumatoria de las permeabilidades relativas es menor de

2.3.2.4 Mineralogía

La mineralogía es una rama perteneciente a la Geología la cual se encarga del estudio de los minerales y sus propiedades tales como características físicas, químicas, estructura interna y su relación con el medio ambiente.

Un mineral es definido como: “sólido homogéneo de manera natural, con una estructura y composición química bien definida” (Tarbuck, 1999). Siguiendo la definición anterior podemos decir que los minerales pueden seguir las siguientes propiedades:

- Forma del Cristal
- Lustre y transparencia
- Color
- Raya
- Fracturas
- Tenacidad
- Densidad
- Peso Específico
- Dureza

La clasificación de los minerales va de la siguiente manera y esto depende de la abundancia de elementos químicos que la conforman (Dwight Dana, Klein, Hurlbut, Jr; 1981):

- Elementos Nativos
- Sulfuros
- Haluros
- Óxidos
- Hidróxidos
- Carbonatos
- Sulfatos
- Fósforos
- Boratos
- Silicatos
- Sorosilicatos

2.4 Cálculo de Volumen Original de Hidrocarburos

El cálculo de volumen original de Hidrocarburos es definido como la acumulación que se estima existe en un yacimiento. Este volumen se encuentra en equilibrio a la temperatura y presión predominantes en el yacimiento. “Dichos volúmenes pueden estimarse mediante procedimientos probabilistas o deterministas” (PRMS, 2018; p.p. 25). Los primeros se refieren a modelos mediante la incertidumbre de parámetros petrofísicos tales como la porosidad, saturación de fluidos, espesores netos, mientras que los segundo hacen énfasis en métodos volumétricos, de balance de materia y simulaciones numéricas.

En este trabajo, los métodos volumétricos son los más utilizados pues permiten la caracterización de etapas iniciales de los campos o yacimientos.

2.4.1 Métodos deterministas

2.4.1.1 Métodos Volumétricos

La técnica está fundamentada mediante parámetros petrofísicos tales como la porosidad, permeabilidad, volumen de arcilla y saturación de fluidos del yacimiento. Otro elemento fundamental son la geometría del yacimiento, representación de su área y espesor. Dicho método sigue la siguiente ecuación:

$$V_{hc} = A * h * \emptyset * NTG * (1 - S_w)$$

Ecuación 25 Ecuación Volumétrica

Donde:

A = Área real que abarca el Yacimiento

h = Espesor del medio poroso entre dos capas o estratos

\emptyset = porosidad de la roca

$(1 - S_w)$ = Saturación de Hidrocarburos

NTG = Net to gross

2.4.1.2 Métodos de balance materia

Se utilizan cuando no tenemos parámetros petrofísicos que nos permitan la estimación del cálculo. Es importante destacar que este método es aplicable después de cierto tiempo de explotación del yacimiento, y que las propiedades del fluido como las PVT sean mediante su

extracción. “Algunos lo utilizan para corroborar cálculos hechos con volumetría” (Martinez, 2013). Las consideraciones para hacer el método son las siguientes:

- Modelo de tanque
- No tiene dimensiones el modelo
- Debe de haber una extracción puntual de los fluidos
- Presiones promedio
- Yacimiento debe de estar en desarrollo

A continuación, se muestra la ecuación general del Balance de Materia (Payne et al; 1996):

$$N(B_t - B_{ti}) + \frac{NmB_{ti}}{B_{gi}}(B_g - B_{gi}) + (1 + m)NB_{ti} \left[\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta P + W_e$$

$$= N_p [B_t + (R_p - R_{soi})B_g] + B_w W_p$$

Ecuación 26 Balance de materias

Dónde: El termino izquierdo hace referencia a la producción de los fluidos, los de la derecha representan la cantidad de fluidos producidos.

2.4.2 Métodos Probabilísticos

Los métodos probabilísticos o estocásticos son aquellos que se basan en la incertidumbre donde se generan distribuciones de parámetros de datos o circunstancias para generar un modelo de volumen, pues se basa en una distribución probable de parámetros como porosidad, altura, volumen de agua, etc.

El método más famoso utilizado para este caso es la Simulación Monte Carlo.

2.4.2.1 Simulación Montecarlo

Se encuentra basado en un análisis de variaciones estadísticas con valores de parámetro como reservas de gas, aceite inversiones de capital y datos económicos, pues permite un análisis de riesgos a recuperación.

La primera parte consiste en información como son el área, espesor, porosidad del yacimiento que son tratadas para entender la distribución de un volumen original de hidrocarburos. Ya para etapas posteriores a partir de suposiciones se pueden tener reservas técnicas y escenarios económicos de distinta índole.

2.5 Factores de Recuperación

En la administración de yacimientos de hidrocarburos, es necesario conocer datos iniciales de los volúmenes de aceite y gas in-situ, los cuales dentro de esas cantidades se necesita conocer las cantidades recuperables y las reservas de yacimientos a explotar. De acuerdo con el glosario de Schlumberger, 2019 el factor de recuperación se describe de la siguiente manera: “Cantidad recuperable de hidrocarburos existentes en un lugar, representados en porcentajes”.

2.5.1 Elementos que influyen en la recuperación de Yacimientos de Gas y Aceite

La estimación del factor de recuperación (FR) depende de la función del tiempo de producción con los distintos parámetros del yacimiento o campo. De acuerdo, con lo expuesto anteriormente podemos definir al FR como:

$$FR = \frac{\textit{Producción acumulada de aceite o gas a la fecha}}{\textit{Volumen original de aceite o gas en el yacimiento}}$$

Ecuación 27 Factor de recuperación

“Las unidades que se utilizan comúnmente para aceite son ‘Barriles de petróleo crudo equivalente a condiciones estándar (bpc)’, mientras que en los de gas ‘millones de pies cúbicos de gas a condiciones estándar (mmpc)’” (CNH, 2015). En la industria petrolera es común calcular el factor de recuperación final (FRF) o último esperado al término de la vida del yacimiento:

$$FRF = \frac{\textit{Producción acumulada final esperada de aceite o gas}}{\textit{Volumen original de aceite o gas en el yacimiento}}$$

Ecuación 28 Factor de recuperación final

La FR y la FRF depende de factores que permiten su cálculo y dependen de los siguientes:

- Porosidad
- Espesor del yacimiento
- Saturación
- Permeabilidad
- Presión
- Viscosidad del fluido
- Económicos (Costos de Producción)

- Comerciales (Precios del petróleo)

2.5.2 Etapas de la extracción de gas y aceite

Existen tres etapas de la explotación de los yacimientos (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2010; p.p. 9-10):

2.5.2.1 Primaria

Inicia desde el comienzo de la explotación del yacimiento y es aquella donde se aprovecha la energía natural para la extracción. Se emplean comúnmente tecnologías como sistemas artificiales de distintos tipos como: fracturamiento hidráulico, empelo de pozos horizontales y multilaterales. Los cinco mecanismos naturales de producción primaria son:

- a) Empuje por gas disuelto
- b) Empuje por expansión de roca
- c) Empuje hidráulico
- d) Empuje por segregación gravitacional
- e) Empuje por capas de gas

2.5.2.2 Secundaria

Su objetivo es inyectar al yacimiento energía artificial adicional como agua o gas natural para mantenimiento de presión y desplazar los fluidos. Los mecanismos secundarios más utilizados son los siguientes:

- a) Inyección de agua
 - a. Inyección periférica (externa)
 - b. Inyección dispersa o en arreglos
- b) Inyección de gas
 - a. Inyección interna o dispersa
 - b. Inyección externa

2.5.2.3 Mejorada

En esta última etapa es necesario implementar métodos de extracción para aumentar los factores de recuperación de gas y aceite. Los métodos empleados son de materiales que normalmente no está presentes de manera natural en el yacimiento y que son inyectados a condiciones específicas para alterar el comportamiento fisicoquímico del yacimiento. Ejemplos de estos son: métodos

químicos (inyección de polímeros o surfactantes), gases (CO₂ y nitrógeno), térmicos (Inyección de vapor y aire).

CAPITULO 3. CÁLCULO DE RESERVAS

3.1 Caracterización de Reservas

Para poder llegar a las estimaciones de reservas, es necesario llevar a cabo una serie de pasos, los cuales permiten obtener valores finales de reservas, este con el objetivo de primero determinar el volumen original de los yacimientos petroleros para su evaluación. Los tres principales procesos son la “interpretación sísmica, el análisis de núcleos, determinación de modelos petrofísicos para poder llegar al modelo estructural y estratigráfico” (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2019; p. 25).

3.1.1 Evaluación Petrofísica

Como se ha visto antes, la petrofísica se encarga del estudio de las propiedades físicas de las rocas y su interacción con los fluidos en ellas. Por ello, su conocimiento en los yacimientos es de vital importancia, pues a partir de datos que proporciona podemos conocer datos para propósitos de modelado y volumétricos, espesores brutos y netos, los parámetros necesarios cálculo de porosidades, saturación de agua y aceite/gas, volumen de arcilla, permeabilidades y componentes minerales. Como un plus, se pueden obtener temperatura, presión, litología y geometría del yacimiento, lo cuales representan información necesaria para planeaciones, evaluaciones y producciones del yacimiento.

3.1.2 Modelo Estructural

La base para la elaboración de los modelos estructurales es mediante las interpretaciones de los cubos sísmicos, usados principalmente con aplicación de atributos sísmicos para la identificación de las orientaciones y geometrías de las formas geológicas principales. Dichas secciones se modelan con el objetivo principal de creación de las estructuras geológicas, cambios de facies, discordancias petrográficas y distribución de fluidos, todos ellos que serán comparados con registros de pozos y petrofísicos.

Algunos aspectos estructurales importantes son tipo de estructura almacenadora, origen formación, geometría ya que con esta información podemos construir configuraciones y secciones transversales para las correlaciones geológicas del área. Con secciones transversales podemos obtener según Fernández y Carmona (2014):

- Cimas
- Espesores
- Fallas o sistemas de fallas

Con planos obtenemos:

- Cimas
- Bases
- Isopacas

La presencia de fallas en la estructura almacenadora es un elemento principal que controla gran acumulación de hidrocarburos. De igual forma, pueden ser indicador de dirección de migración de petróleo.

3.1.3 Modelo Estratigráfico

Un modelo estratigráfico permite determinar distribución de sistemas deposicionales de tiempos geológicos específicos, en función de parámetros que controlaron los sedimentos en un espacio de tiempo, es decir define a las unidades que conforman al yacimiento como la arquitectura que definió al modelo estructural. “Este modelo implica correlaciones de un número alto de disciplinas, tales como: sísmica, estratigrafía de secuencias, registros de pozos, bioestratigrafía, geoquímica, sedimentología y estudios de superficie. De esa forma se construye una malla que define la geometría interna de las unidades” (Fernández y Carmona, 2014).

Una disciplina nueva que se implementó en los últimos años ha sido la estratigrafía de secuencias que consiste en el estudio de los paquetes de estratos que están separados por discordancias depositadas en ciclos de niveles relativos de mar. Esta aplicación de la estratigrafía brinda un marco detallado del yacimiento que reduce errores entre las correlaciones de las diversas unidades lito estratigráficas.

3.1.4 Conversión a Profundidad

De acuerdo con el glosario de Schlumberger la conversión de la profundidad trata de la siguiente definición.

El proceso de transformación de los datos sísmicos de una escala de tiempo (el dominio en el cual son adquiridos) a una escala de profundidad para proporcionar

una imagen de la estructura del subsuelo, independiente de la velocidad. Idealmente, la conversión en profundidad es un proceso iterativo que comienza con el procesamiento sísmico adecuado, el análisis de velocidad sísmica y el estudio de los datos de pozos para refinar la conversión. Los registros acústicos, los levantamientos de tiros de pruebas de velocidad y los perfiles sísmicos verticales pueden servir de ayuda para los esfuerzos de conversión en profundidad y mejorar la correlación de los registros de pozos y los datos de perforación con los datos sísmicos de superficie (Schlumberger, 2019)

A continuación, se definirá a más detalle las conversiones a profundidad a partir de datos sísmicos y registros de pozos, según Fernández 2011 en su obra titulada “Conversiones a profundidad a partir de datos sísmicos”.

Dentro de los modelos de velocidad sísmicos para la conversión de tiempo-profundidad dependen de la información que tengamos en mano, por ejemplo, si hay suficiente información tomada de pozos se podrá utilizar modelos de velocidad para su conversión, pero si por lo contrario hay una escasez de información se podrá llevar a cabo la conversión por medio de velocidades promedio o intervalos (lo cual la incertidumbre de los resultados será mayor). Los siguientes métodos son los más usados.

a) Modelo de velocidad medio. Usado cuando los mapas de contorno de tiempo reflejan una edad constante. Se parte de una cima conocida, una vez conocida la coordenada del pozo y sus cimas geológicas con datos de tiempo se forma el modelo de velocidad media (p. 57).

$$V_{mi} = \frac{Z_i}{t_i}$$

Ecuación 29 Modelo de velocidad media

b) Modelo de velocidad por capas: Aplicable cuando se cuenta con al menos información de un pozo, donde nos proporciona valores de profundidad a

partir de tiempos de reflexión de las ondas (p. 59). Este modelo se rigüe por la siguiente ecuación:

$$V_{in} = 2 \left(\frac{Z_n - Z_{n-1}}{t_n - t_{n-1}} \right) \text{ donde } n = \text{número de horizonte}$$

Ecuación 30 Modelo de velocidad por capas

- c) Modelo a base de funciones exponenciales: Aplicable cuando se cuenta con información de un solo pozo, que nos proporcione valores de tiempo de reflexión y sus profundidades, con información de cima de una capa del pozo y la interpretación sísmica en esa capa, para formar un modelo de velocidad para conversión en metros (p. 61).

$$Z = a + be^{ct} \text{ donde } ct = \text{funciones teoricas tiempo - profundidad}$$

Ecuación 31 Modelo de funciones exponenciales

- d) Modelo con información de pozos y horizontes de velocidad y T-Z: este es el mejor modelo pues contamos con información de distintos datos que nos dan certeza de la profundidad. Los siguientes puntos y sugerencias se llevan a cabo en este método (p. 62):
- Los limites litológicos o superficies de igual velocidad (horizontes de velocidad).
 - La consolidación de todos los paquetes estratigráficos y estructurales en unidades grandes que representaran una sola capa en el modelo de velocidad.
 - Marcadores geológicos a partir de registros petrofísicos.
 - Conocimiento de comportamientos anómalos como sal, arcilla, fugas de gas y su localización por separado.

3.1.5 Distribución espacial de propiedades petrofísicas

Consiste en un análisis de variaciones laterales de propiedades petrofísicas con el objetivo de generar distribuciones 2D y 3D a escala del yacimiento. En los últimos 10 años se han utilizado técnicas geoestadísticas que permiten integrar mayor información sobre todo el uso de sísmica 3D a través del uso de atributos sísmicos y de pozos con información petrofísica que sirven para hacer una interpolación de pozo a pozo y promediar secciones verticales para la obtención de

una distribución espacial de propiedades tales como porosidad, modelos estratigráficos y estructurales.

3.1.6 Definición de límites

Los límites de un reservorio o de un yacimiento pueden ser diversos, pues estas se escriben como superficies localizadas a distancias del pozo, donde existen cambio de propiedades físicas y químicas de flujo. Existen diversos tipos de límites, algunos de ellos son los siguientes (Fernandez y Carmonona, 2014; p. 83):

1. Límites de no flujo: en este caso el fluido no pasa a través del límite y es detectado porque hay un estado pseudo-estacionario, comúnmente estos límites se presentan en fallas sellantes o entre pozos productores que producen la misma tasa y están separados de forma equitativa.
2. Límites de presión constante: permite mantener la presión inicial y es detectado cuando un régimen de flujo es estacionario. Representados en reservorios con agua.
3. Límites con fuga: Al alcanzar un límite se crea la caída de presión.
4. Límites sellantes: Representado comúnmente como una falla impermeable de extensión infinita.

3.1.7 Cálculo de volumen poroso impregnado (Método Volumétrico)

El cálculo de volumen poroso impregnado representa todo el espacio disponible entro de la formación para el almacenamiento de hidrocarburos y que, a su vez, es el producto entre el volumen poroso y la saturación e hidrocarburos, presente en la formación.

Pasos para el cálculo de volumen de roca impregnada (Seminario de Evaluación Petrolera NSAI, 2019):

1. Los datos de las profundidades son llevadas a mapas de localización y sobre estos se hacen contornos de techo y base de unidades productoras.
2. Elabora mapas isópacos de arena en la cual el pozo permite dar una idea de la geometría litológica de interés.
3. A partir de las características del reservorio se construye mapa isópaco de arena neta petrolífera

La ecuación para determinar el volumen de hidrocarburos en el yacimiento es la siguiente:

$$N = \frac{7758 * A * h * \phi * (1 - S_w)}{B_{oi}}$$

Ecuación 32 Volumen de hidrocarburos en el yacimiento

Donde:

A = área del campo

H= Espesor de interés

Φ = Porosidad efectiva

S_w = Saturación de agua

B_{oi} = Factor volumétrico inicial del petróleo

Mientras que, para el volumen poroso impregnado del gas, se rigüe bajo la siguiente ecuación:

$$G = \frac{43560 * Vh * \phi * (S_{GI})}{B_{gi}}$$

Ecuación 33 Volumen poroso impregnado de gas

3.2 Análisis de Fluido

3.2.1 Análisis del Estudio Stiff

El estudio es aplicado para medir las incrustaciones minerales que puede contener el agua de formación. Todas las aguas naturales disuelven diversos componentes cuando entran en contacto con minerales en estado natural, lo que conlleva a tener fluidos complejos, ricos en iones. El agua que se encuentra en yacimientos de carbonatos y areniscas con calcita contiene gran cantidad de cationes bivalentes de calcio (Ca^{+2}) y magnesio (Mg^{+2}), mientras que los fluidos en areniscas contienen cationes de bario (Ba^{+2}) y estroncio (Sr^{+2}). “La formación de las incrustaciones comienza cuando se perturba el estado de cualquier fluido natural de forma tal que se excede el límite de solubilidad de uno o más de sus componentes” (Carrasco, J; 2010). En algunos de los casos para las formaciones de las incrustaciones pueden ser por un cambio de temperaturas y presiones, liberaciones de gas, contactos con aguas incompatibles y cambio en el pH del yacimiento.

Como se ha descrito, el nombre incrustación es aplicado en deposición dura formada en presencia de agua. Es importante decir que, el carbonato de calcio es la única incrustación cuya solubilidad disminuye con la temperatura. Algunos de los factores que influyen en la solubilidad de Carbonatos de Calcio son (Carrasco, J; 2010):

1. Solubilidad de $CaCO_3$
2. pH (potencial de hidrógeno)
3. Presión
4. Temperatura
5. Sólidos disueltos

Los índices de saturación que se utilizan para la predicción de precipitación de incrustaciones son (Carrasco, J; 2010):

1. Índice de saturación de Langelier
2. Índice de estabilidad de Ryznar.
3. Método de Oddo y Tomson
4. Método de Stiff y Davis

En este apartado se hablará sobre el Método de Stiff y Davis, este método es empírico y trata sobre una ampliación del método de Langelier, considerando el agua de formación de los campos petroleros y teniendo la siguiente ecuación:

$$SI = pH - pH_s$$

Ecuación 34 Índice de Saturación

Donde:

SI = Índice de Saturación

pH = pH real del agua

pH_s = pH del agua al cual se saturaría de carbonato de calcio

$$pH_s = K + pCa + pAlkM$$

Ecuación 35 pH del agua carbonatada

$$pCa = \log \frac{1}{\text{molesCa}^{++}/\text{Litro}}$$

Ecuación 36

$$pAlkM = \log \frac{1}{\text{Alcalinidad d equivalente / litro}}$$

Ecuación 37

Alcalinidad equivalente = Alcalinidad total = $CO_3^{2-} + HCO_3^-$, equivalentes / L

Donde:

K = constante en función de la salinidad, composición y temperatura del agua

Los parámetros que se describieron, son necesarios sacarlos de campo inmediatamente después de tomar la muestra ya que dichos parámetros cambian drásticamente.

Para obtener una interpretación de los índices de Stiff y Daves la siguiente tabla muestra las conclusiones:

Caso	Conclusión
SI negativo	El agua no está saturada de $CaCO_3$ y la formación de escala es improbable
SI positivo	El agua está sobre saturada de $CaCO_3$ y la formación de escala es probable
SI = 0	El agua está saturada de $CaCO_3$

Tabla 5. Charles. *Applied Water Technology* (1995, USA)

3.2.2 Registro MDT

El probador de formación modular dinámico (MDT: Modular Formation Dynamics Tester) es una herramienta que se utiliza actualmente para conocer la dinámica de los yacimientos, y es la más utilizada en la industria petrolera para la caracterización de los últimos. “La función principal radica en que hace varias pruebas de variación de presión donde permite evaluar las permeabilidades verticales y horizontales de las formaciones del yacimiento” (Schlumberger Web, 2002). En general, en esta herramienta el líquido que no utiliza es expulsado por bombeo,

después durante el tiempo que dure la operación, el operador monitorea resistividad y temperatura de fluido. Cuando se determina si el fluido es de calidad o no, se detiene los bombeos y las pruebas se mandan a una cámara o en su caso se emite a otra zona para ser probada.

La siguiente figura muestra las partes de la herramienta MDT para su funcionamiento:

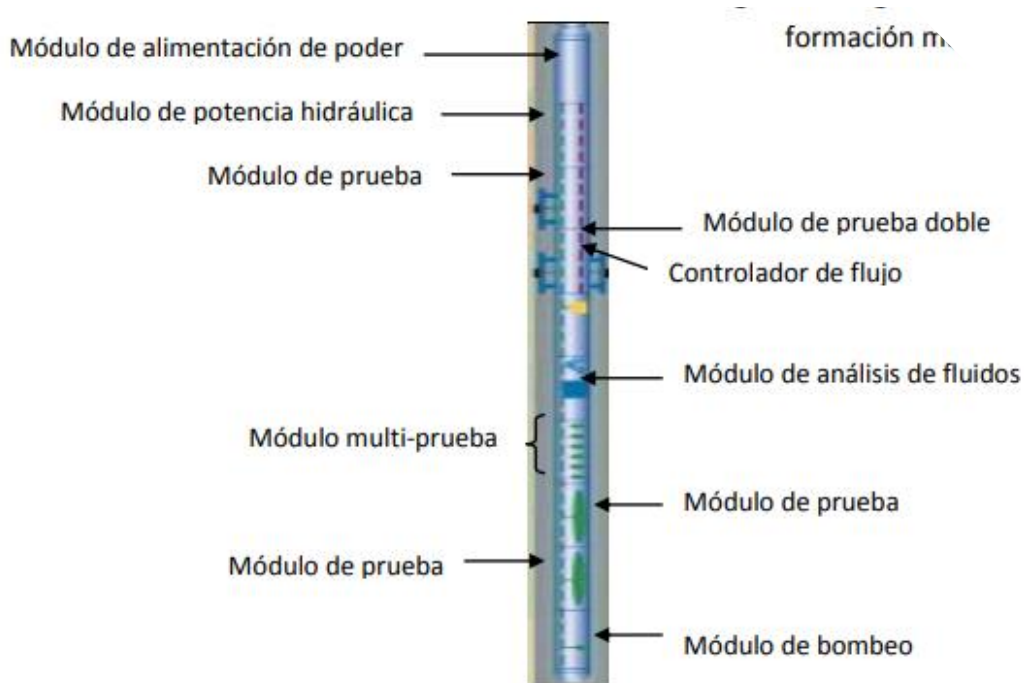


Figura 21. Imagen general del MDT (Flores J, Ruiz S; 2012)

Características (Schlumberger, 2002):

- Modular, diseño personalizado y capacidad
- Múltiples muestras en un solo viaje.
- Multiprobe e inflables opciones de módulo de doble empaquetador
- Integración eficiente con otras herramientas
- Mediciones de presión precisas usando un cristal CQG (Medidor de cuarzo)
- Presión, tasa y volumen pre-programables.
- Filtrado de bombeo previo a muestreo
- Mediciones de resistividad y temperatura del fluido en la sonda.

- Medición cuantitativa de la contaminación de la muestra con técnicas de espectroscopia óptica.
- Bajo impacto y monofásico muestreo
- Base de datos probada en el campo para tiempo de bombeo exacto

Aplicaciones (Schlumberger, 2002):

- Medición de la presión de formación y contacto fluido identificación
- Muestreo de fluidos de formación.
- Medición de la permeabilidad.
- Anisotropía de permeabilidad medición
- Prueba de minihastor (DST) y evaluación de la productividad
- Estrés in situ y pruebas minifrac

Beneficios (Schlumberger, 2002):

- Pruebas y muestreos en baja permeabilidad, laminada, fracturado, no consolidado y formaciones heterogéneas
- Presión rápida y repetible mediciones
- Pruebas más rápidas en baja permeabilidad: reducidas pérdidas de sellado y taponamiento de la sonda
- Fluido de formación de presión, volumen y temperatura (PVT).
- Diferenciación de fluidos de fondo de pozo
- Gradientes de fluidos en tiempo real, evaluación de permeabilidad y contaminación.

3.2.3 Análisis de pruebas PVT

Los estudios de presión, volumen, temperatura (PVT) se llevan a cabo con el propósito de analizar los yacimientos, y partiendo de los resultados de estos estudios, determinar los diversos parámetros y metodologías que se desarrollarán para poner a desarrollar el yacimiento. El muestreo de fluidos se realiza al principio de la vida productiva del yacimiento.

Existen dos formas de recolectar las muestras de fluidos según Gómez (2009):

1. Muestreo de fondo.

2. Muestreo por recombinación superficial.

Los análisis PVT son absolutamente necesarios para llevar a cabo el diseño de instalaciones de producción, análisis nodales, diversas actividades de la ingeniería de yacimientos; permiten obtener cálculos como el POES del yacimiento, predecir su vida productiva; definir los esquemas óptimos de producción, evaluar métodos de recuperación mejorada y demás propiedades que predicen el comportamiento de los pozos a medida que son explotados. Las nuevas herramientas y equipos disponibles de manejo automatizado y computarizado hacen más factibles la realización de los estudios (Gómez, 2009; p. 8). Los análisis PVT son indispensables para contar con propiedades de los fluidos, dichos muestreos se realizan durante la vida productiva del yacimiento. Para poder tener certeza de que los muestreos son representativos, se validan parámetros del yacimiento como:

- Presión y temperatura de la cabeza del pozo
- Factor de encogimiento del aceite
- Gastos del líquido y gas separado
- Presión fluyendo
- Presión estática del yacimiento
- Presión y temperatura del separador

Durante muestras del laboratorio:

- Verificación de la validez de muestras
- Comparación de datos de campo con los de laboratorio
- Estudios completos del fluido
- Comparación de muestras tomadas en superficie mediante recombinado de muestras de fondo

Algunos de los métodos para obtención de propiedades PVT son las siguientes:

- a) Expansión de la composición constante, CCE: Una pequeña cantidad de fluido conocido en el yacimiento se transfiere a una celda PVT a presión mayor a la del yacimiento, es calentada bajo agitación constante hasta alcanzar la temperatura del yacimiento dada. mientras la presión es monitoreada manteniendo el fluido

monofásico. Los cambios de volumen se grafican en función de la presión y el volumen. Un estudio estándar consiste en registrar 10 puntos por encima (fluido monofásico) de la presión de saturación y 10 puntos por debajo de la misma (fluido bifásico región de equilibrio líquido vapor), reportando la presión de saturación, el volumen relativo, la compresibilidad isotérmica del fluido y la expansión térmica del mismo (Da Silva, 2009; p. 2).

b) Vaciamiento de volumen constante, CVD: Se lleva a cabo generalmente en fluidos de reservorios de condensado. Una vez hecho el estudio CCE, el fluido se recomprime en la celda hasta la condición de presión inicial y se estabiliza bajo agitación constante. La presión luego se reduce isotérmicamente hasta la condición específica de presión en la región de dos fases por debajo de la presión de saturación. Cuando el equilibrio se haya estabilizado y el volumen de la fase líquida es medido, el gas se desplaza isobáricamente hasta el nivel donde el volumen total de fluido coincida con el volumen inicial monofásico establecido (volumen constante). Así el volumen de gas es cuantificado y analizado para determinar su composición y sus propiedades. El volumen de líquido es medido. Luego se reduce la presión a una segunda etapa y se repite el procedimiento. Un estudio típico tiene desde 7 hasta 10 etapas de reducción de la presión para alcanzar la presión de abandono (Da Silva, 2009; p. 2).

c) Expansión de liberación diferencial, DEL: Cuando se ha llevado a cabo el estudio CCE, el fluido se recomprime en la celda PVT hasta la condición de presión inicial y se estabiliza bajo agitación constante. La presión luego se reduce isotérmicamente hasta una condición específica de presión en la región de dos fases por debajo de la presión de saturación. El gas liberado al alcanzar el equilibrio de fase es desplazado isobáricamente, cuantificado y analizado. Luego se reduce la presión a una segunda etapa y se repite el procedimiento. Un estudio típico tiene 6 a 8 etapas de reducción de la presión para alcanzar la presión atmosférica. Se reportan las propiedades de la fase petróleo (B_o , densidad, R_s), de la fase gas (B_g , Z , viscosidad, gravedad específica) y las composiciones de los gases liberados (Da Silva, 2009; p.2).

3.2.4 Factor Volumétrico de formación de Petróleo B_o y B_g

El factor volumétrico de formación de petróleo es definido como el volumen de barriles ocupado del petróleo a presión y temperatura de yacimiento más su gas en solución. Esto quiere decir que, al reducir la presión del petróleo este se va expandiendo, lo que indica que el volumen de petróleo aumenta, en el momento en que se reduzca la presión, esta alcanza el punto de burbujeo y si continúa disminuyendo la presión, estamos cerca de formar la primera burbuja de gas a esa presión y conforme vaya reduciendo se convierte en mayor cantidad de gas. De acuerdo a los glosarios de Schulmberger el Factor volumétrico de formación de petróleo, lo define de la siguiente manera:

Volumen de petróleo y gas disuelto en condiciones del yacimiento dividido por el volumen del petróleo en condiciones normales. Debido a que la mayoría de las mediciones de producción de petróleo y gas se hacen en la superficie y el flujo de fluidos tiene lugar en la formación, son necesarios factores de volumen para convertir los volúmenes medidos en la superficie a las condiciones del yacimiento. Los factores del volumen de la formación de petróleo son casi siempre mayores que 1,0 debido a que el petróleo de la formación usualmente contiene gas disuelto que sale de la solución en el pozo con la caída de presión (Oilfiel Glossary, 2019)

La siguiente figura muestra, lo anteriormente mencionado:

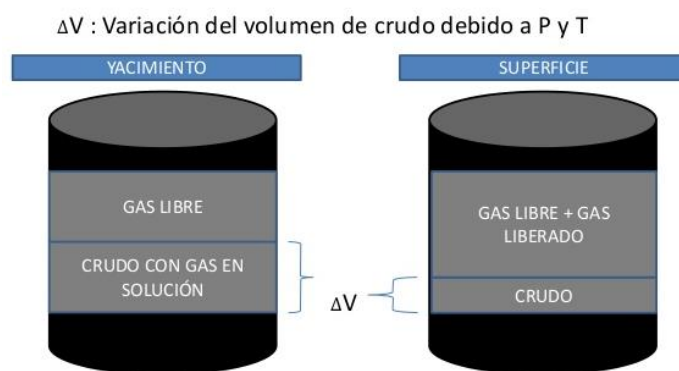


Figura 22. Descripción de variación del volumen de yacimiento a volumen de superficie (Guevara, 2017; p.p. 4).

El factor de volumen de gas B_g se considera por expansión del gas libre, mientras que el aceite B_o se contrae en volumen del fondo a la de superficie, un rango típico de factor volumétrico de

aceite es de 1.2 para bajas y 1.6 o mayor para aceites volátiles. La fórmula para obtener el volumen de yacimiento con respecto a la de superficie es la siguiente:

$$B_o \text{ ó } B_g = \frac{\text{Volumen a condiciones de Yacimiento}}{\text{Volumen a condiciones de superficie}}$$

Ecuación 38 Factor de volumen de petróleo

3.2.5 Gastos iniciales

Para llevar a cabo los gastos operativos iniciales en un proyecto de hidrocarburos, es necesario contemplar ciertos factores cómo lo son el capital y los gastos de ellos, a través de las siguientes variables.

- Gastos operativos actuales
- Gastos operativos proyectados
- Cambios anticipados en los gastos

En la gestión financiera se utilizan dos términos básicos para clasificar los movimientos en efectivo: gastos de capital (CAPEX) y gastos de exploración u operación (OPEX).” El primero se refiere a la financiación de las empresas para obtener activos físicos, estos pueden ser para gastos de mantenimiento y los gastos de expansión. Mientras que el OPEX consiste principalmente en costes recurrentes de productos, sistema o compañía. Pueden ser costes de empleados y gastos en instalaciones, por lo que profundizaremos en este último” (Energyst, 2019).

En el OPEX (operation expenditures) representa un costo permanente para el funcionamiento de la empresa, por lo general, cuando la primera etapa de vida de la empresa petrolera, el CAPEX es muy alto pues empieza por abarcar todas las variables necesarias para el funcionamiento del pozo, mientras que en próximas etapas solo se concentra en el mantenimiento de sus activos y por lo tanto el CAPEX es menor.

En la industria petrolera, un gasto de operación es un gasto día a día, como en mantenimiento en tecnologías, investigación, negocios y administración. A diferencia de los gastos de capital, los gastos operativos son totalmente deducibles de impuestos en el año en que se realizan.

3.2.6 Cálculo de Reservas por Categoría

Se utilizan diversos métodos para la determinación de reservas, esto se hace para verificar la calidad y certidumbre de las estimaciones de las reservas. Para la disponibilidad y el uso de múltiples datos reducen el rango de incertidumbre, por lo que algunas veces se prueban dos o más métodos para reducir la incertidumbre.

Existen dos tipos de métodos para la determinación de reservas (PRMS, 2018; p. 26):

1. Deterministas: Hace uso de datos conocidos sobre geología, ingeniería y economía para generar estimaciones discretas de reservas para cada categoría.
 - i. Determinación cualitativa de riesgos
 - ii. Con base en certidumbre relativa
 - iii. En general, sobre la utilidad y valor de métodos deterministas que incrementan conforme la incertidumbre disminuye.
2. Probabilistas: Hace uso de datos conocidos en geología, ingeniería y economía para generar un rango de estimaciones y sus probabilidades asociadas.
 - i. Determinación cualitativa / estadística de riesgos
 - ii. Uso de la simulación Monte – Carlo o técnica similar para expresar las reservas en términos de una distribución de probabilidades.
 - iii. La utilidad y valor de métodos probabilísticos disminuyen conforme la incertidumbre probabilística.

Para la determinación de reservas se utilizan principalmente los datos volumétricos: geología, petrofísica y ecuaciones volumétricas.

3.2.7 Pronóstico de producción

El pronóstico de producción tanto de aceite como de gas se lleva a cabo mediante la ecuación volumétrica, donde implican datos geofísicos, geológicos y petrofísicos. A continuación, se describe cada una de las ecuaciones de cada caso:

$$A * H * NTG * \phi * S_0 * \frac{RF}{B_o} = \text{Aceite recuperable}$$

Ecuación 39 Ecuación volumétrica para aceite

$$A * H * NTG * \phi * S_g * \frac{RF}{B_g} = \text{Gas recuperable}$$

Ecuación 40 Ecuación volumétrica para gas

Donde:

A = Área del campo petrolero

H = Espesor de la columna de gas o aceite

NTG = Espesor productivo

Φ = Porosidad

S_0 = Saturación de aceite

S_g = Saturación de gas

$\frac{RF}{B_0}$ = Datos de ingeniería como ; B_0 = Factor volumétrico de la formación inicial (relación de volumen en la superficie y volumen en el yacimiento) y RF = Factor de recuperación.

$$A * H * NTG * \phi * S_0 = \text{Volumen original de Hidrocarburos}$$

Ecuación 41 Volumen original de hidrocarburos

Los parámetros ya descritos se sacan de las diversas áreas en conjunto, la primera parte comprendida por el área y espesor de columna corresponden a datos geofísicos y geológicos, la segunda parte que consta de la porosidad, saturación de hidrocarburos y el “Net to Gross” son datos obtenidos de petrofísica, mientras que la diferencia corresponde a datos de ingeniería correspondientes a cada pozo.

3.2.8 Desarrollo de campo

De acuerdo con el Glosario de Schlumberger, define al radio de drene transitorio de la siguiente manera:

Radio máximo calculado en una formación en la cual se ha afectado la presión durante el período de flujo de una prueba de presión transitoria. Aunque no es absolutamente exacto, el valor tiene significado en relación con el volumen total

del yacimiento que está representado por los parámetros calculados del mismo, tales como la capacidad de flujo, el espesor de permeabilidad. También puede denominarse radio de investigación (Schlumberger, 2019)

La ecuación para sacar el parámetro es el siguiente:

$$Rd = \sqrt{\frac{1}{6.289} * \frac{N_p * B_o * B_{oi}}{\pi * h * \phi * S_o * (B_o - B_{oi})}}$$

Ecuación 42 Radio de drene

Dónde:

h = Espesor de la columna de gas o aceite

Φ = Porosidad

S_o = Saturación de aceite

N_p = Producción acumulada de aceite

B_o = Factor volumétrico de aceite

B_{oi} = Factor de volumen inicial del aceite

A partir del Radio de drene se puede calcular el ‘área de drene’ con la siguiente ecuación, equivalente por pozo en kilómetros cuadrados.

$$A = \frac{\pi * r^2}{(1000)^2}$$

Ecuación 43 Área de drene

Mientras que, para el número de pozos a perforar en el área, la identificación de las oportunidades en la fase inicial en el desarrollo de los campos consiste en determinar el número de pozos óptimos para la formación, por tal motivo, esta variable es considerada en las opciones de optimización, pues radica en que indicará las posibilidades de explotación y de potencial de cada pozo en el valor de las reservas. La determinación del número de pozos está definida por las siguientes características de acuerdo a Lazardo, 2012:

$$\text{No. de pozos} = \frac{\text{Valor de la reserva}}{\text{Recuperación por pozo}}$$

Ecuación 44 Número de pozos

En este caso, como ya tenemos el cálculo de las reservas del campo, solo se procede al análisis de la “recuperación por pozo” que es el valor propuesto en función del perfil de producción del pozo y su declinación con respecto al tiempo. La recuperación por pozo está definida por la siguiente ecuación:

$$q = q_0 * e^{-bt}$$

Ecuación 45 Recuperación por pozo

Donde:

q_0 = ritmo de producción inicial (Barriles/día, metros cúbicos/día)

T = tiempo (años, meses, días)

b = Declinación continua

Una vez obtenido el número de pozos óptimos, se deben plantear instalarlos según los objetivos de exploración geofísica o geológica y con ayuda del mapa estructural, delimitar cuantos se implementar para su desarrollo. De acuerdo a disposiciones generales de los “lineamientos de perforación de pozos” algunos de requisitos para la autorización de perforación son los siguientes:

- Objetivos geológicos y geofísicos proyectados y las características y coordenadas de ubicación definitivas del Pozo, así como sus características correspondientes para la Perforación a ser autorizado conforme al Plan de Exploración, Plan de Evaluación, Plan de Desarrollo para la Extracción o Plan Provisional, según corresponda.
- Propuesta de nomenclatura, Identificación y Clasificación de los Pozos a perforar,
- Documento integrado del Diseño, incluyendo las lecciones aprendidas de Pozos con características geológicas o condiciones geofísicas similares;
- Propuesta del Programa de Perforación final;

- Estudio geotécnico;
- Estudio de riesgos someros, para Pozos Costa Afuera

CAPÍTULO 4 MARCO JURIDICO

4.1 Ley de Hidrocarburos

En agosto de 2014 durante el sexenio del Presidente Enrique Peña Nieto, surge la Ley de hidrocarburos, la Ley de órganos reguladores coordinados en materia de energía y Leyes secundarias que reglamentan los artículos 25 párrafo cuarto, 27 párrafo séptimo y 28 párrafo cuarto de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en materia de Hidrocarburos. Estas leyes tienen por objetivos principales:

1. Reconocimientos, exploraciones y extracciones de hidrocarburos.
2. Tratamientos, refinación, comercializaciones, transporte y almacenamiento de petróleo.

Con el objetivo de clasificación de recursos/reservas petroleras, enumeramos principales artículos textualmente extraídos de la Ley de Hidrocarburos 2014 que son indispensables para el desarrollo de proyectos y sus estimaciones.

- ✓ Art. 6.- La Secretaria de Energía (SENER) mediante dictamen técnico de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), podrá otorgar o modificar a Petróleos Mexicanos (PEMEX) o a cualquier otra empresa productiva del Estado, *asignaciones* para la realización de exploración y extracción de hidrocarburos. De igual forma, la SENER deberá motivar que el asignatario tiene la capacidad técnica, financiera y de ejecución para extraer de forma eficiente y competitiva. (p. 5).
- ✓ Art. 14.- Petróleos Mexicanos y las demás empresas productivas del Estado podrán celebrar alianzas o asociaciones para participar en los procesos de *licitación* de Contratos para la Exploración y Extracción, conforme a las disposiciones previstas en la Ley de Petróleos Mexicanos o la que regule a la respectiva empresa productiva del Estado (p. 9).
- ✓ Artículo 15.- Sólo el Estado Mexicano, por conducto de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, podrá otorgar Contratos para la Exploración y Extracción (p. 9).

- ✓ Artículo 18.- La Secretaría de Energía establecerá el modelo de contratación correspondiente para cada *área Contractual* que se licite o se adjudique en términos de la presente Ley, para lo cual podrá elegir, entre otros, los contratos de servicios, de utilidad o producción compartida, o de licencia (p. 10).
- ✓ Artículo 23.- La *adjudicación* de los Contratos para la Exploración y Extracción se llevará a cabo mediante *licitación* que realice la Comisión Nacional de Hidrocarburos (p. 13).
- ✓ Artículo 29.- Respecto de los Contratos para la Exploración y Extracción, corresponde a la Secretaría de Energía:
 - Seleccionar las Áreas Contractuales conforme a los criterios que la misma establezca, con la asistencia técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.
 - Aprobar y emitir el plan quinquenal de licitaciones de Áreas Contractuales, el cual deberá ser público.
 - Realizar la planeación y el desarrollo de los eventos de promoción y difusión, a nivel nacional e internacional, de las rondas de licitación (p. 16).
- ✓ Artículo 31.- Respecto de los Contratos para la Exploración y Extracción, corresponde a la Comisión Nacional de Hidrocarburos:
 - Proveer asistencia técnica a la Secretaría de Energía en la selección de las Áreas Contractuales.
 - Emitir las bases que se observarán en el procedimiento de licitación y adjudicación de Contratos para la Exploración y Extracción. Lo anterior, siguiendo los lineamientos técnicos y económicos relativos a los términos fiscales que emitan las Secretarías de Energía, y de Hacienda y Crédito Público, respectivamente.
 - Realizar las licitaciones para la adjudicación de los Contratos para la Exploración y Extracción
 - Suscribir los Contratos para la Exploración y Extracción;
 - Aprobar, en su caso, la modificación, cancelación o terminación de los Contratos para la Exploración y Extracción (p. 17).

- ✓ Artículo 33.- La información que se obtenga de las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial deberá entregarse a la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Esta información incluye:
 - Adquisición, procesamiento, reprocesamiento, interpretación y control geológico de la sísmica 2D, 3D y multicomponente 3C.
 - Pre-proceso, interpretación de datos sísmicos, modelo de velocidades y migración, en tiempo y en profundidad.
 - Adquisición magnética, gravimétrica, geoeléctrica y magnetotelúrica (p.19).
- ✓ Artículo 35.- La Comisión Nacional de Hidrocarburos establecerá y administrará el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, integrado por un sistema para recabar, acopiar, resguardar, administrar, usar, analizar, mantener actualizada y publicar la información y estadística relativa a:
 - La producción de Hidrocarburos;
 - Las Reservas, incluyendo la información de reportes de estimación y estudios de evaluación o cuantificación y certificación.
 - La relación entre producción y Reservas.
 - Los Recursos Contingentes y Prospectivos.
 - La información geológica, geofísica, petrofísica, petroquímica y demás, que se obtenga de las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, así como de la Exploración y Extracción de Hidrocarburos (p. 19).

Con lo anteriormente expuesto, se puede concluir que en México es de gran importancia el conocimiento de todas las leyes en la industria petrolera, ya que de esa forma se conoce el procedimiento legal para la exploración y extracción de hidrocarburos y todos los aspectos necesarios para las autorizaciones y formas técnicas de seguimiento.

4.2 Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación.

El 20 de diciembre de 2017 se publicó en el Diario Oficial de la Federación los “Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de las Reservas de la Nación”

mismas que entraron en vigor al día siguiente de su publicación. Los Lineamientos contemplan: i) la metodología aplicable para la Cuantificación y Certificación de Reservas¹; ii) las modalidades de Certificación; iii) los criterios de tolerancia respecto a las diferencias que se presenten entre las estimaciones del Operador Petrolero y las del Tercero Independiente, entre otros aspectos. Los objetivos principales que tiene el dictamen son los siguientes, que se citan textualmente:

- ✓ Artículo 4 De la información de las Reservas. Los Operadores Petroleros que desarrollen actividades de Exploración o Extracción de Hidrocarburos en México y que cuenten con un Plan de Desarrollo para la Extracción, deberán entregar a la Comisión la información relativa a la cuantificación de las Reservas correspondientes a los Yacimientos o Campos comprendidos dentro de las Áreas de Asignación o Contractuales de las que sean titulares (p. 3).
- ✓ Artículo 6 Del Calendario Anual. Los Operadores Petroleros deberán reportar la cuantificación y certificación de las Reservas de la Nación asociadas a las Áreas de Asignación o Contractuales de las que sean titulares:
 - Los Operadores Petroleros que cuenten con un Plan de Desarrollo para la Extracción aprobado, darán aviso del inicio del procedimiento anual de cuantificación y certificación de Reservas durante los primeros cinco días hábiles del mes de julio de cada año (p. 4).
- ✓ Artículo 11. Metodologías y su normatividad. Para el ejercicio de sus atribuciones en materia de Reservas, la Comisión adopta el PRMS para la evaluación y consolidación de Reservas de la Nación. Lo anterior, a efecto de estandarizar el fundamento de referencia para los análisis y estudios de evaluación y verificación de las Reservas (p. 5)
- ✓ Artículo 12. Los reportes relativos al análisis, estimación, evaluación y la cuantificación de las Reservas que contendrán, al menos, la siguiente información:

¹ En el anexo A se encuentra toda la información requerida para la cuantificación de reservas anual para CNH.

- A nivel Campo, el número de Asignación o Contrato, así como la modalidad de este último, en su caso, incluyendo fecha de inicio y terminación.
- La evaluación y cuantificación de las Reservas PD, PDP, PDNP, PND, Probables, Posibles, 1P, 2P y 3P, para cada Área de Asignación o Contractual, por cuenca, Campo, Yacimiento, tipo de fluido, clasificación API, convencional y no convencional, por pozo.
- Plan de Desarrollo para la Extracción
- Tabla comparativa de la cuantificación de las Reservas 1P, 2P y 3P de los Campos certificados asociados a un Área de Asignación o Contractual determinada por los Terceros Independientes.
- Los volúmenes brutos de Reservas.
- Los elementos para determinar la Tasa de Restitución de las Reservas tales como: la producción en el periodo, la incorporación, delimitación, desarrollos y revisiones, por Campo y Yacimiento. Asimismo, se especificarán aquellos volúmenes de Hidrocarburos que, como consecuencia de una Reclasificación de Reservas, habían sido inicialmente cuantificadas y reportadas como Reservas, y que, por contingencias establecidas en el PRMS, deberán considerarse como Recursos Contingentes.
- Perfil de producción histórico por pozo y Campo, así como los pronósticos de producción asociados a las Reservas.
- La ubicación de los pozos en los Campos a los cuales están referidos los valores de Reservas que se reportan, así como los mapas de acuerdo con las siguientes especificaciones:
 - Para el caso de pozos perforados, se identificarán las coordenadas geográficas, donde quedan comprendidas las Reservas 1P;
 - Para el caso de pozos que vayan a ser perforados, se identificarán las coordenadas geográficas donde quedarían comprendidas las Reservas PND, Probables y Posibles, y
 - El Estado de Pozos al 31 de diciembre del Año de Evaluación.

- Los precios por tipo de Hidrocarburo, mismos que se determinarán mediante el promedio aritmético del precio de mercado, observado al primer día de cada mes durante el Año de Evaluación.
- Currícula y ficha técnica de los responsables del proyecto de certificación, de petrofísica, de ingeniería de Yacimientos, de recuperación avanzada, de producción, de geología y de geofísica que fueron designados por los Terceros Independientes para la certificación de las Reservas de la Nación (p. 7).
- ✓ Artículo 13. Las premisas y valores para la evaluación económica que deberán ser reportados por los Operadores Petroleros, serán a nivel de Campo al cual están vinculadas las Reservas. Para los casos en que los Campos no cuenten con costos históricos, se deberán justificar los costos utilizados en las evaluaciones económicas y la forma cómo se derivaron. Si se obtiene por analogía a un Campo, se deberá identificar el Campo análogo y la justificación de dicha analogía. Asimismo, se deberán referir, de acuerdo a las propiedades de los Hidrocarburos, lo siguiente: para la fase del aceite, los grados API y el factor de encogimiento y para la fase gaseosa, la densidad, capacidad calorífica y el factor de encogimiento. Lo anterior, con base a los estándares de calidad reportados a la Comisión en la medición de los Hidrocarburos (p. 7).

4.3 Aplicación de PRMS en México

La CNH desde la publicación de la Ley de Hidrocarburos tiene facultad de realizar cuantificaciones de las reservas nacionales que los asignatarios y contratistas dan para su revisión, análisis y verificación de sus reportes.

Por tal motivo y como está reglamentado, los reportes entregados de acuerdo con la Ley deben de ser realizados por los operadores petroleros o terceros independientes realizando sus propias estimaciones, interpretaciones y análisis económicos que permitan categorizar las reservas de hidrocarburos. Por ende, todas aquellas empresas dedicadas a la certificación de reservas necesitan aplicar la Guía PRMS para un entendimiento global de las categorías y un funcionamiento único de reservas a nivel nacional.

Algunos criterios de resolución que la CNH realiza para los procesos de identificación y valoración de las diferencias entre estimaciones hechas de las reservas en cada campo, son las siguientes (Reservas de Hidrocarburos en México: Conceptos fundamentales y análisis, 2018):

1.- Primer criterio: La diferencia absoluta entre las estimaciones del Operador petrolero y las estimaciones de Terceros Independientes tiene que ser menos o igual al 10% por campo en reservas 1P, menos o igual a 20% a reservas 2P y 3P, para aceite, gas y petróleo crudo equivalente (CNH, 2018; p. 41).

$$\frac{\text{Vol reservas por campo}_{\text{Operador petrolero}} - \text{Vol reservas por campo}_{\text{Tercero independiente}}}{\text{Vol reservas por campo}_{\text{Operador petrolero}}} \leq 0.1$$

$$\frac{\text{Vol reservas por campo}_{\text{Operador petrolero}} - \text{Vol reservas por campo}_{\text{Tercero independiente}}}{\text{Vol reservas por campo}_{\text{Operador petrolero}}} \leq 0.2$$

Ecuación 46 Identificador de reservas CNH

2.- Si las diferencias fueran mayores al 10% y 20% respectivamente, se pasará a revisar si estas diferencias son mayores o iguales al 5% respecto a valores de reservas certificadas en el año de cada categoría (CNH, 2018; p. 42).

$$\frac{\text{Vol reservas por campo}_{\text{Operador petrolero}} - \text{Vol reservas por campo}_{\text{Tercero independiente}}}{\text{Vol reservas por campo}_{\text{Operador petrolero}}} \leq 0.05$$

Ecuación 47 Valor de reservas certificadas

Ahora bien, para los mecanismos de revisión llevados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos primero se realiza las diferencias de los campos hechos por los Operadores Petroleros y los terceros Independientes, si la diferencia absoluta son de quince, cincuenta y setenta y cinco mmbpce se iniciara un mecanismo de revisión con la finalidad de determinar la cifra con mayor certidumbre o reevaluación del campo por otro tercero independiente distinto a la certificación del campo, para la revisión de nuevo de las cifras. A continuación, se muestra una lista de empresas asociadas al padrón de Terceros Independientes, inscritos ante la Ley:

Padrón de Terceros Independientes
Degolyer And MacNaughton
Netherland, Sewell International, S. de R. L. de C.V.
Ryder Scott Company L. P.
Gaffney, Cline & Associates
SGS de México, S. A. de C. V.
GX Geoscience Corporation, S. de R. L. de C. V.
AGR F.J. Brown Inc.
ERC Equipoise Limited
Sproule International Limited
GLJ Petroleum Consultants Ltd
McDaniel & Associates Consultants Ltd.
Lloyd´s Register Energy And Transportation, S. de R. L de C. V.
RPS Group Inc

Tabla 6. . Padrón de Tercero Independientes tomados de (Reservas de Hidrocarburos en México: Conceptos fundamentales y análisis, 2018).

Finalmente, la CNH emite una resolución donde se consolidan las reservas de hidrocarburos remitidos por los Asignatarios y Contratistas, en caso de que alguna Asignación o Área Contractual quede sujeto al Mecanismo de Revisión, las estimaciones quedarán sujetas a un procedimiento de revisión específico para las cuales se definiría y desarrollaría un plan de trabajo cuyos plazos quedan establecidos en los Lineamientos de reservas antes mencionados, por lo cual, la Comisión debe resolver las cifras finales para su Consolidación Nacional.

CAPÍTULO 5 APLICACIÓN DE LA GUÍA PARA ANALISIS DEL POZO HOK

5.1 Marco Geológico

Para la determinación de las Reservas y/o Recursos, es necesario contar con un campo petrolero del cual se tenga información de al menos un pozo exploratorio y/o produciendo, estudios sísmicos y geológicos para proceder con el análisis de las clasificaciones.

Entre 2015 y 2017, Petróleos Mexicanos (PEMEX) dio a conocer sus nuevos descubrimientos, de los cuales 16 nuevos campos petroleros se encontraban en el sureste marino mexicano. En el 2019 el Presidente Andrés Manuel López Obrador pretende que el campo “Hok” sea su máxima priorización para la extracción de hidrocarburos, por tal motivo en Julio del mismo año PEMEX presento ante la Secretaría de Energía (SENER) y a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) su plan de trabajo para que sean aprobadas las asignaciones y que con ello comiencen con los procesos de exploración y extracción.

A continuación, se empezará por describir la asignación AE-0154 ‘Chalabil’ donde se encuentra el pozo ‘Hok-1’ a partir de los parámetros necesarios para un determinar las reservas, tales como: Ubicación, Geología General, Geología estructural, Estratigrafía, Roca almacén, Petrofísica, Sísmica, Trampa y Yacimiento. La siguiente información es sacada el informe de “Evaluación de Reservas de Hidrocarburos: PEMEX, 2018”:

Ubicación: El pozo Hok-1 se ubica en aguas territoriales del Golfo de México, aproximadamente a 22 kilómetros al Noroeste de la ciudad de Frontera, Tabasco, a 18.7 kilómetros al Suroeste del pozo Xux-1 y a 8.6 kilómetros al Oeste-Suroeste del pozo Koban-1, figura 4.1. El pozo descubrió 3 yacimientos de aceite negro de 26 grados API en rocas de edad Mioceno Superior (p. 46).

Geología Estructural: El campo Hok se ubica geológicamente en la provincia del Pilar de Reforma-Akal la cual está limitada al Oeste por el sistema de fallas que constituyen el borde de la Cuenca de Comalcalco y al Este por el sistema de fallas del borde de la Cuenca de Macuspana. El Mioceno Medio-Plioceno Temprano está definido por una contracción que desarrolló pliegues, fallas y soldaduras de sal re-deformando estructuras desarrolladas en el Cretácico y Eoceno-Oligoceno. El evento de edad Mioceno Tardío-Reciente también se caracteriza por una

extensión, desarrollando estructuras imbricadas en donde se ubica el campo Hok (p. 46).

Estratigrafía: La columna estratigráfica del pozo Hok-1 comprende rocas sedimentarias que van en edad desde el Reciente-Pleistoceno hasta el Jurásico Superior Kimmeridgiano. Las relaciones estratigráficas se presentaron de manera concordante desde el Jurásico Superior Kimmeridgiano hasta el Oligoceno Medio. Posteriormente se presenta un cuerpo salino que provoca la ausencia del Oligoceno Superior. Sobreyaciendo al intrusivo salino se tiene nuevamente una secuencia normal desde el Mioceno hasta el Reciente-Pleistoceno. Al nivel de los yacimientos de edad Mioceno Superior, las rocas se depositaron en un ambiente de talud con una batimetría batial medio y corresponden a estratos arenosos dentro de sistemas de abanicos y canales (p. 47).

Roca almacén: La roca almacén corresponde a areniscas de edad Mioceno Superior cuyos parámetros texturales son: arenisca fina y media, granos con ligero dominio de fragmentos de roca (40 por ciento), cuarzo (35 por ciento) y feldespatos (25 por ciento), mal clasificada, granos subangulosos, con ± 30 por ciento de granos subredondeados, < 10 por ciento de arcilla matricial. La mala clasificación y el bajo contenido de arcilla dan a la roca porosidades muy variables entre 18 y 28 por ciento, lo cual la hace roca almacén de buena calidad (p. 47).

Trampa: El yacimiento 1 de edad Mioceno Superior se encuentra entrampado en una estructura de tipo combinado con una orientación Noroeste-Sureste. Hacia el Suroeste se limita por una falla inversa, al Este por un sistema de fallas normales y al Norte-Noreste posee un cierre natural echado abajo, la estructura tiene una longitud de 4.5 kilómetros 'Noroeste-Sureste' y un ancho de 2.5 kilómetros 'Noreste-Suroeste' (p. 48).

Sello: Corresponden a gradaciones tanto laterales como verticales en el tamaño de grano de las rocas, pasando de arenas muy finas a limos y lutitas. Se presentan como flujos entre los estratos arenosos propios del ambiente sedimentario y al

carecer de permeabilidad no permiten el flujo de hidrocarburos a través de ellos (p. 48).

Yacimiento: El campo Hok cuenta con tres yacimientos en los cuales se identificó aceite negro de 26 grados API. La roca yacimiento está constituido por arenisca fina y media, mal clasificada, frecuentes fragmentos de cuarzo monocristalino, feldespato y fragmentos de roca, granos subredondeados a subangulosos, común matriz arcillosa ligeramente calcárea; porosidad promedio 23 por ciento. Estos yacimientos se identificaron con el probador de formaciones en los intervalos; I: 2,816-2,824 metros denominado yacimiento 3, II: 2,843-2,857.5 llamado yacimiento 2 y III: 2,867.52,897.5 reconocido como yacimiento 1 (p. 48).

5.2 Reservas.

5.2.1 Probadas.

Para el cálculo de las reservas 1P debemos tomar en cuenta que, para tener certeza de la cantidad de reservas calculadas debemos ya haber perforado, para contar con parámetros reales requeridos y mencionados anteriormente, tales como la porosidad, permeabilidad, espesor neto, pruebas PVT, etc.

De acuerdo con información de reservas de Petróleos Mexicanos en el año 2018 podemos conocer ciertos datos en base a la información petrofísica y geológica proporcionada, los parámetros petrofísicos se encuentran en la figura 23, para las reservas 1P se toman en cuenta solamente los Yacimientos 3 y 2, que son los que cuenta con muestra tangible del tipo de petróleo que se encontró, y por lo tanto son contabilizadas en esta categoría.

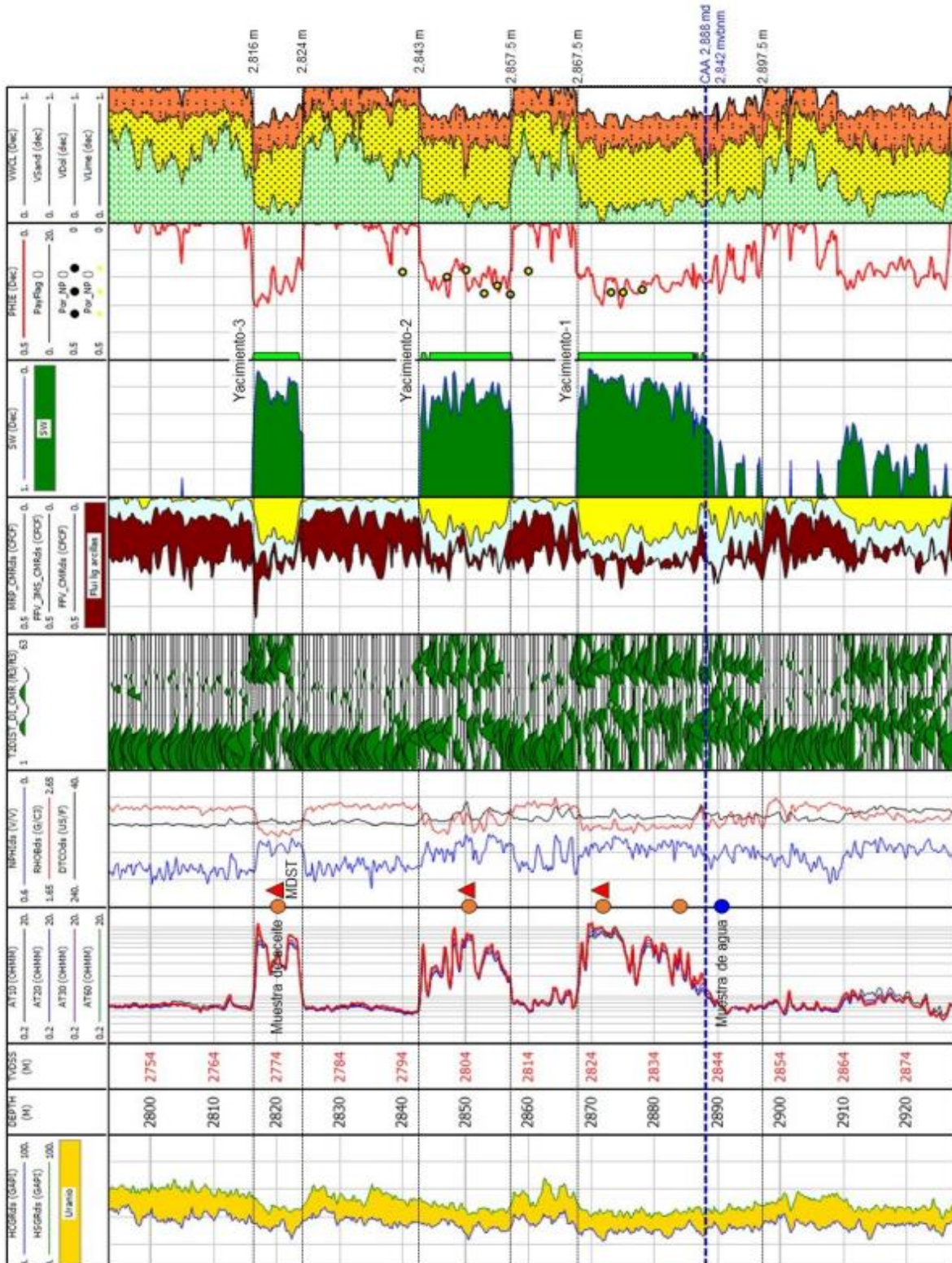


Figura 23. Registro de propiedades petrofísicas del pozo "Hok - 1" de la asignación AE-0154 Chalabil (Evaluación de las Reservas de Hidrocarburos: 1 enero 2018, PEMEX)

De la figura anterior podemos interpretar lo siguiente.

1. La profundidad del pozo perforado, de acuerdo a los datos petrofísicos es de $h = 130$ m, ya que los registros van desde los 2800 m hasta los 2930m, donde podemos notar 2 yacimientos de importancia, los cuales interpretos petrofísicos lo delimitaron de forma puntual como se muestra en la figura 23. Podemos ver que el yacimiento 3 va desde los 2816 – 2824 m, mientras que el yacimiento 2 comprende desde los 2843 – 2857.5 m.
2. El S_o (Saturación de aceite) se calcula de acuerdo a la ecuación siguiente:

$$S_o = 1 - S_w \text{ donde } S_w \text{ es la saturación de agua}$$

Ecuación 48 Saturación de aceite

De acuerdo con el registro de la figura 23, la saturación de agua que se encuentra en el carril seis, podemos deducir que el ‘yacimiento 3’ cuenta con un promedio de 40%, mientras que el ‘yacimiento 2’ cuenta con un promedio de 43%, El promedio total de los dos yacimientos es de 41.5%

Reemplazando en la ecuación 48 para el cálculo de Saturación de aceite, obtenemos que:

$$S_o = 1 - 0.415$$

$$S_o = 0.585$$

3. Haciendo los cálculos necesarios para el NTG tenemos que para el primer espesor el yacimiento tres es de 8 m, mientras que para el segundo caso consta de un grosor de 14.5 m. El total del espesor de interés que son ambos yacimientos para las reservas 1P es de 22.5m. El porcentaje del de NTG es de 0.17.

Ahora bien, para conocer parámetros faltantes como el área y porosidades, se reportan de acuerdo al modelo estructural y estratigráfico la siguiente imagen:

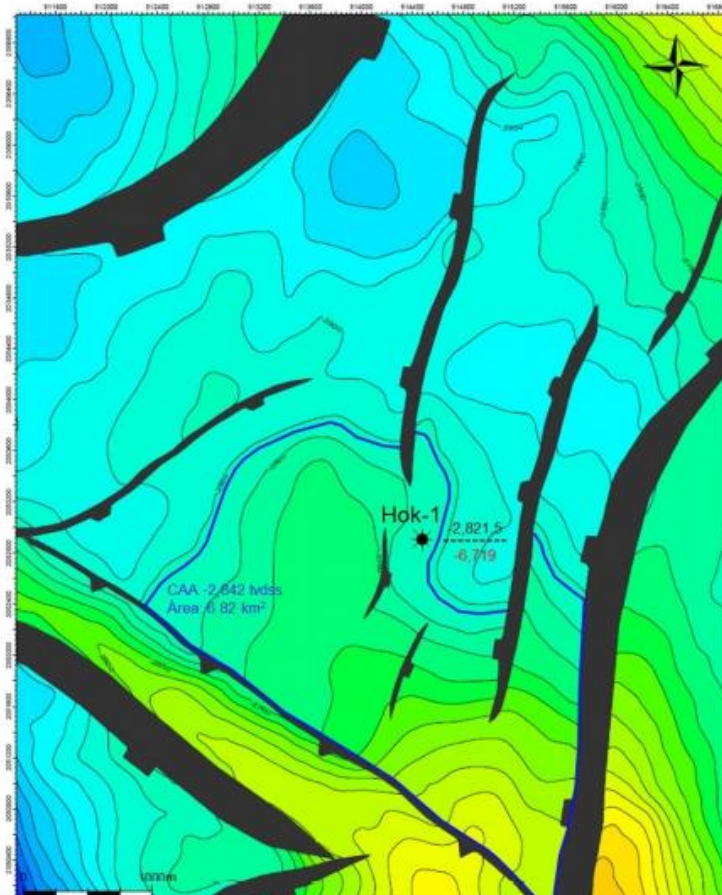


Figura 24. . Configuración estructural del campo Hok (Evaluación de las Reservas de Hidrocarburos: 1 enero 2018, PEMEX)

1. De la figura 24, y de acuerdo a los estudios geológicos que se realizaron en la zona, el campo Hok comprende un área de 6.82 km^2 . Convertidos a metros cuadrados da un total de 6820000 m^2 .
2. En el reporte geológico y de estudios de núcleos las porosidades de los yacimientos de interés van desde el 18% a 28%, por lo que se decidió poner en el reporte de reservas una porosidad de 23% por tratarse de rocas areniscas del Mioceno superior con texturas de grano fino y medio con ligero dominio de fragmentos de roca (40 por ciento), cuarzo (35 por ciento) y feldespatos (25 por ciento).

Contabilización de reservas: Para entender la clasificación del PRMS es necesario atender los siguientes términos de acuerdo al desarrollo del campo en producción.

5.2.1.1 Probada desarrollada produciendo.

Definición. “Proyecto en desarrollo que está produciendo recurrentemente o capaz de producir y vender petróleo al mercado” (PRMS, 2018; p.p. 57).

Como en el campo Hok (Asignación Chalabil AE-0154) ya están produciendo mediante el pozo “Hok-1” podemos encasillar dicho pozo en esta categoría. Reemplazando la ecuación volumétrica (39) los parámetros ya descritos anteriormente para el cálculo de reservas tenemos que:

$$A * H * NTG * \phi * S_0 * \frac{RF}{B_0} = \text{Aceite recuperable}$$

$$6820000m^2 * 130m * 0.17 * 0.23 * 0.585 * \frac{RF}{B_0} = \text{Aceite recuperable}$$

De acuerdo con reportes de PEMEX en 2018, se utilizaron para los procesos de extracciones de hidrocarburos un factor de recuperación (RF) primaria por empuje hidráulico de un 13.3% debido a que en las arenas donde se encuentra el yacimiento cuentan con buena porosidad permitiendo el paso del petróleo por los poros y estos hacia los ductos y además por ser un campo nuevo descubierto, se decidió que por empuje natural sea el proceso de extracción, algunos datos arrojados el porcentaje de 13.3% de recuperación con respecto al volumen original in-situ.

Para los cálculos de B_0 (Factor volumétrico de petróleo) tomamos en cuenta pozos análogos por los cuales cuenta con mismas características físicas y geológicas para el cálculo de reservas. De acuerdo a los datos arrojados por pruebas PVT y con respecto al aceite negro que se encontró en el pozo el Factor volumétrico de petróleo para aceite negro va de los 1.2 a 1.4 acres por lo

	Y API ≤ 30	Y API ≥ 30
Número de puntos de datos	1141	4863
Presiones de burbujeo, psia	15-4572	15-6055
Temperatura promedio, °F	162	180
Factor volumétrico del petróleo BY/BN	1.042-1.545	1.028-2.226
Razón gas disuelto-petróleo, Scf/BN	0-831	0-2199
Gravedad del petróleo, °API	5.3-30	30.6-59.5
Gravedad específica del gas, (aire=1)	0.511-1.351	0.53-1.259

Tabla 7. Correlación de B_0 del campo Maracuy de Colombia, el cual cuenta con parecidas propiedades geológicas que el pozo “Hok-1”.

que en este pozo al no contar con datos de laboratorios, se decidió buscar pozos similares al de “Hok-1” para su cálculo, el ejemplo que seguiremos es el campo Maracuy cuenca valle medio del Magdalena en Colombia, el aceite que se encontró es de unos 27 grados API, por tal motivo en la tabla 7 mostramos el rango de B_o para API menor a 30 y nuestro campo se han sacado valores de aceite con 25° API por lo para el cálculo de reservas se decidió tomar un 1.3 de valor para el factor volumétrico de petróleo.

Reemplazando los últimos datos, a la ecuación volumétrica, tenemos que.

$$6820000 * 130 * 0.3307 * 0.23 * 0.574 * \frac{0.13}{1.3} = \text{Aceite recuperable}$$

$$\text{Aceite recuperable} = 3.86 \text{ millones de m}^3$$

Multiplicado por un factor de conversión a petróleo

$$3.86 \text{ millones de m}^3 * 6.289 \frac{\text{bls}}{\text{m}^3} = 24.29 \text{ bls}$$

Reserva 1P probada desarrollada produciendo = 24.29 millones de barriles de petróleo crudo equivalente

5.2.1.2 Probada desarrollada no produciendo (Aprobada para desarrollo)

Definición. “Todas las aprobaciones necesarias han sido obtenidas, fondos de capital han sido aprobada y la implementación del desarrollo del proyecto está lista para arrancar” (PRMS, 2018; p.p. 57).

En este caso, no aplica porque el pozo donde se hizo el estudio, no se especifica en que parte del yacimiento ya se encuentra o no produciendo.

5.2.1.3 Probada no desarrollada (Justificada para ser desarrollada)

Definición. “Implementación de un proyecto de desarrollo que está justificado en base a condiciones razonables de comercialización con respecto al tiempo y explicaciones razonables para las aprobaciones y contratos que serán obtenidos” (PRMS, 2018; p.p. 57).

En este caso, no aplica porque el pozo donde se hizo el estudio, no se especifica en que parte del yacimiento ya se encuentra o no produciendo

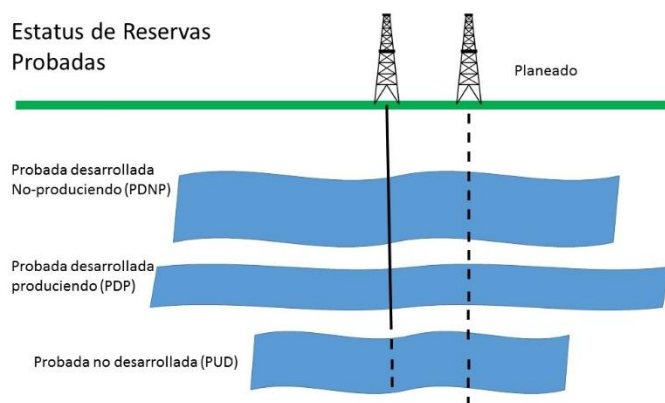


Figura 25. Visualización de la categorización de las reservas 1P (Seminario de Evaluación Petrolera NSAI, 2019)

Total de reservas 1P = 24.29 mbpce

5.2.2 Probable

De acuerdo con estudios hechos, del mapa de isoclinas (figura 24) y la representación del pozo 'Hok-1', podemos determinar de manera hipotética la posible configuración geológica del campo petrolero Hok. La figura 26 que es un extracto de la figura 24, muestra que el pozo 'Hok-1' se encuentra a los 2821.5 m del mapa de isoclinas mientras que el CAA (contacto agua-aceite) se encuentra a los 2642 m, por tal motivo con el mapa es posible decir que se encuentra dentro

(parte media) de una estructura tipo anticlinal con orientación SW-SE inmersa dentro de un área del campo, pues al pasar por una falla esta desplaza el CAA hacia al norte en la sección Este.

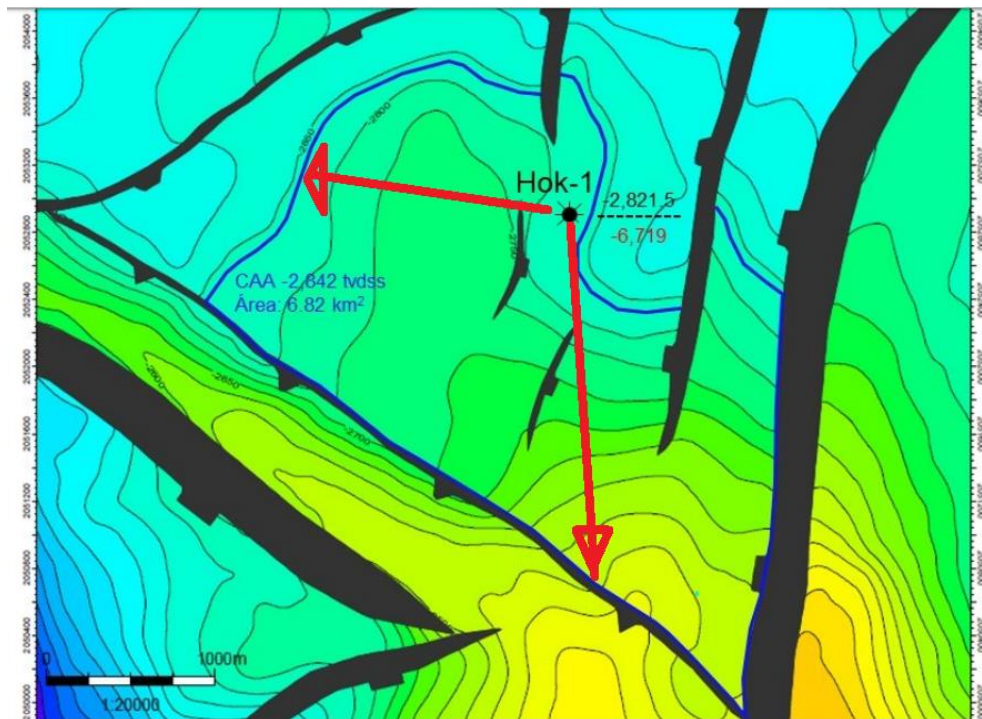


Figura 26. Muestra de la línea del CAA y dirección de la forma geológica del campo Hok

De igual forma, se puede apreciar que en la parte inferior de la imagen, el pozo “Hok-1” se encuentra entre un nivel medio de profundidad de la estructura general, por tal motivo se infiere la razón por la cual se pudo encontrar solo aceite, debido a que hacia el Sureste de la representación puede o pudo encontrarse gas, ya que siguiendo con las estructuras y las leyes físicas, el gas tiende a estar en las partes más altas del reservorio, seguidas del aceite, mientras que el agua por su densidad tiende a estar por debajo del petróleo.

A continuación, se representa en la figura 27, lo anteriormente explicado.

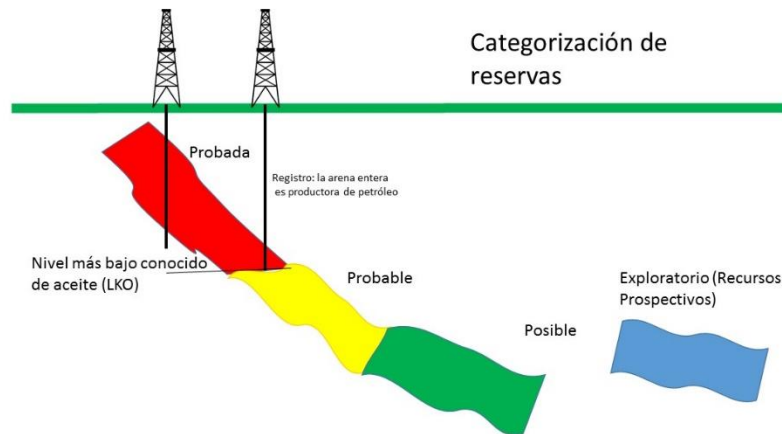


Figura 27. Imagen visual de la explicación para la categorización de reservas (Seminario de Evaluación Petrolera NSAI, 2019).

Si siguiendo con el cálculo de reservas 2P, podemos deducir a partir del Pozo “Hok-1” los posibles parámetros para su cálculo tales como la porosidad, el área, espesor y factor volumétrico del petróleo siguen siendo los mismos. Mientras que el NTG, saturación de aceite y factor de recuperación para el 2P serán distintos esto debido a que para este cálculo solo se tomó en cuenta al ‘yacimiento 1’ debido a que aún no se cuenta con muestra de mano del hidrocarburo entrampado ahí, pero de acuerdo con el reporte dice que igual se tiene indicios de que se trata de ‘Aceite negro’ con 27° API, por lo que el $B_o = 1.3$ debido a que no hay cambios drásticos en su parámetro. Para el NTG del yacimiento uno tenemos un porcentaje de 0.15%, mientras que para la saturación de aceite tenemos un valor de 0.55. Por último, el factor de recuperación se utilizará un hipotético de 0.15 esto debido a las razones de que no hay mucho cambio en los parámetros físicos del yacimiento y de igual forma porque en este campo sólo al encontrarse un solo pozo la caída de presión no representa mucho cambio.

Reemplazando de nuevo en la ecuación volumétrica (39) para aceite, tenemos que:

$$A * H * NTG * \phi * S_o * \frac{RF}{B_o} = \text{Aceite recuperable}$$

$$6820000 * 130 * 0.15 * 0.23 * 0.55 * \frac{0.15}{1.3} = \text{Aceite recuperable}$$

$$\text{Aceite recuperable} = 1.94 \text{ millones de m}^3$$

Multiplicado por un factor de conversión a petróleo

$$1.94 \text{ millones de m}^3 * 6.289 \frac{\text{bls}}{\text{m}^3} = 12.2 \text{ bls}$$

Reservas 2P = 12.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

PERO DE ACUERDO CON EL PRMS:

$$\text{Reservas 2P} = 1P + 2P$$

$$\text{Reservas 2P} = 24.29 \text{ mbpce} + 12.2 \text{ mbpce}$$

Total de reservas 2P = 36.49 millones de barriles de petróleo crudo equivalente

5.2.3 Posible

Como ya se ha observado, al encontrar el contacto agua aceite nuestra certidumbre de obtener más hidrocarburos es muy baja, debido a que este es un límite físico producto de la interacción entre el agua y aceite. Las reservas 3P, en este caso ya no se tomarán en cuenta, se considera que si siguen las exploraciones sísmicas se pueden encontrar alguna otra geometría de interés o cerca del área.

RESULTADOS

Del campo Hok mediante el análisis del pozo exploratorio ‘Hok-1’, tenemos los siguientes datos sobre reservas:

- 1P PROBADA: 24.29 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. A partir de este datos podemos proponer cálculos adicionales, como los siguientes:

1. Área de Drene: De acuerdo con la Ecuación 42 ‘Radio de drene’, se pudo sacar un radio de drene de 500m, con parámetros como $B_{oi} = 1.4$ y $N_p = 4.7$ millones de barriles de petróleo crudo equivalente (Producción acumulada CNH, 2018) del campo Cítam en Cuenca del Sureste que es un análogo al pozo ‘Hok-1’ en cuanto al tipo de hidrocarburo que se extrae.

2. Número de Pozos:

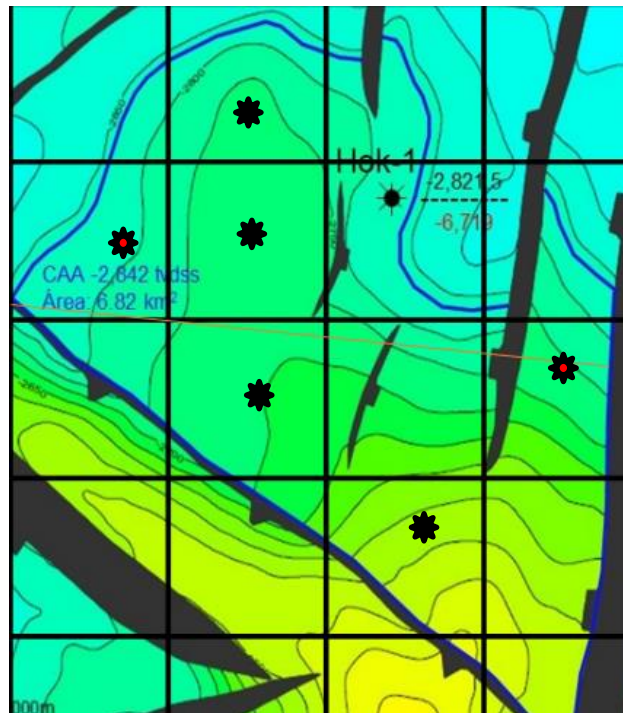


Figura 28. Propuesta de número de pozos.

De acuerdo con la imagen 28, se recomienda la perforación de 6 pozos más en el área del campo Hok. Dos de los cuales pueden cumplir con la función de delimitadores, mientras que los demás pueden ser exploradores o productores. Este análisis se hizo siguiendo al paleocanal descrito el campo y donde las líneas coinciden con la altura del pozo ‘Hok-1’, de igual forma se tomó en cuenta un mallado de 1000 metros de cada lado de este.

3. Pozo delimitador: De acuerdo con la información petrofísica y de isolíneas proporcionadas por el Reporte anual de Reservas de PEMEX en 2018 el pozo ‘Hok-1’ cumple con la función de pozo delimitador por sus características de ubicación y por la información que proporciona. Por tal motivo, podemos delimitar al yacimiento de la siguiente forma, esto siguiendo los requerimientos de CHN 2017 “Guía para llevar a cabo el registro de la identificación y la clasificación de pozos y yacimientos relacionados con las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en México”.

“Un pozo delimitador es un Pozo Exploratorio que se perfora dentro de lo que se consideran los límites de un Yacimiento con los objetivos de: i) delimitarlo horizontal y verticalmente; ii) confirmar la distribución de la roca almacén en cuerpos sedimentarios por cambio de facies dentro de la misma estructura, y iii) adquirir información que permita actualizar el modelo geológico, reduciendo la incertidumbre, reclasificar y actualizar las reservas, evaluar la rentabilidad y programar la estrategia de desarrollo” (CNH, 2017)

De acuerdo con las figuras 23 y 24, podemos decir que a los 2,642 metros de profundidad se encuentra el contacto agua-aceite por lo que a esta profundidad ya no podremos encontrar más hidrocarburos en las estructuras descritas en el apartado de ‘ Geología Estructural’ del informe de Reservas de Pemex del 2018, pues el yacimiento ya estará invadido por agua. Esta marca un límite para delimitar el área del campo ‘Hok’ con interés en hidrocarburos.

De los tres yacimientos encontrados, podemos conocer sus respectivos espesores verticales y la roca almacén en las que se encuentra el hidrocarburo, así como las trampas que existen que evitan la migración de los hidrocarburos. De igual forma, podemos confirmar la petrología del lugar (rocas sedimentarias clásticas de grano medio a fino) y proponer a los petroleros los datos para los análisis en la propuesta de perforación de futuros pozos.

Por último, cabe recalcar que gracias los datos arrojados en el registro petrofísico podemos reafirmar que los tres yacimientos se encuentran separados por rocas sello como lo son la sal debido a su intrusión y su deformación, que inicialmente su sedimentología sugería desembocaduras de ríos y formación de deltas, por lo que con el mapa de isolíneas notamos la

distribución del paleocanal que está limitado por las fallas en el este y oeste de las Cuencas de Comalcalco y Macuspana.

- 2P PROBABLE = 36.49 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, este cálculo se hizo gracias al descubrimiento del contacto agua aceite, pudiendo de esa forma limitar la profundidad máxima del yacimiento para la barrenación en su futura extracción.
- 3P POSIBLE = No presenta.
- RECURSOS CONTIGENTES: En el área que comprende la asignación Chalabil podemos decir que ya al encontrarse en proceso de exploración, este campo podría llegar a tener más pozos exploratorios y por lo tanto estos pozos cuenten con mayor información, pero no con CAPEX designado o un “Plan de desarrollo” en marcha, por lo que pueden llegar pasar a la categoría de **recurso contingente**, tales como los pozos Najil-1Exp, Yaabkan-1, Kuzam-1, Oktan-1 como muestra la siguiente:

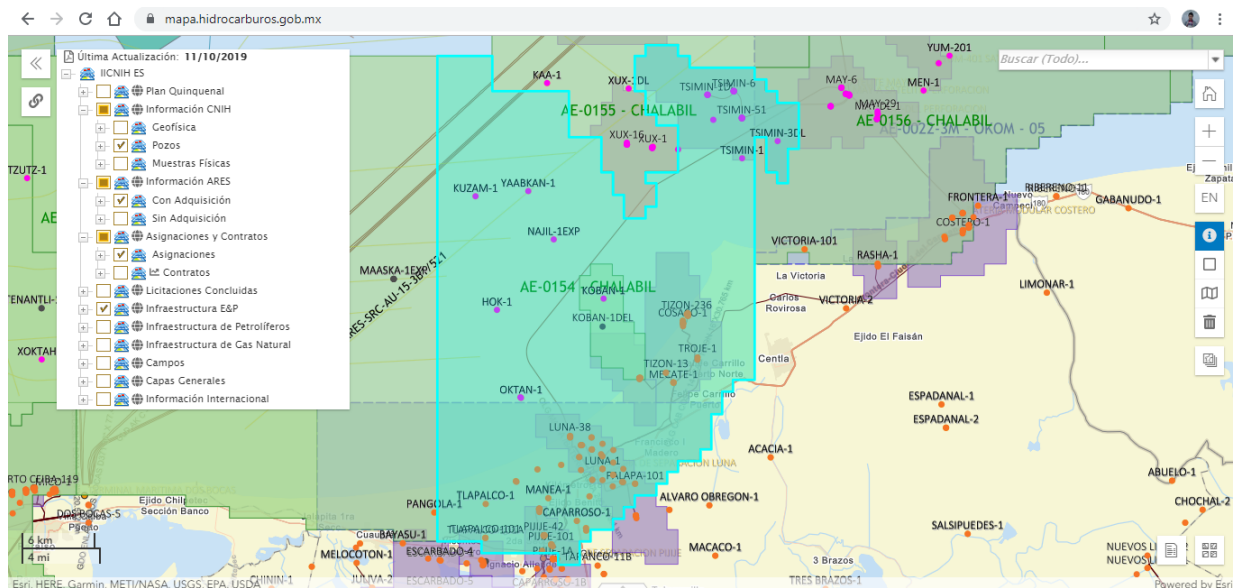


Figura 29. Representación gráfica del área de intereses, donde se muestran los pozos explotados que se han hecho en “Chalabil” (CNIH, 2019).

- RECURSOS PROSPECTIVOS: Por otro lado, cuando mediante datos sísmicos, tenemos indicios de estructuras idóneas de entrapamientos de hidrocarburos, y podemos decir que tenemos **recursos prospectivos**, ya que para calificar como recursos contingentes o reservas

se necesitan datos de pozos y muestras PVT para asegurarnos de que el petróleo ahí encontrado es económicamente rentable o no.

Cerca de la asignación de ‘Chalabil’ tenemos información sísmica por parte del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH) donde se puede llevar a cabo estudios y proponer posibles pozos para exploración y extracción.

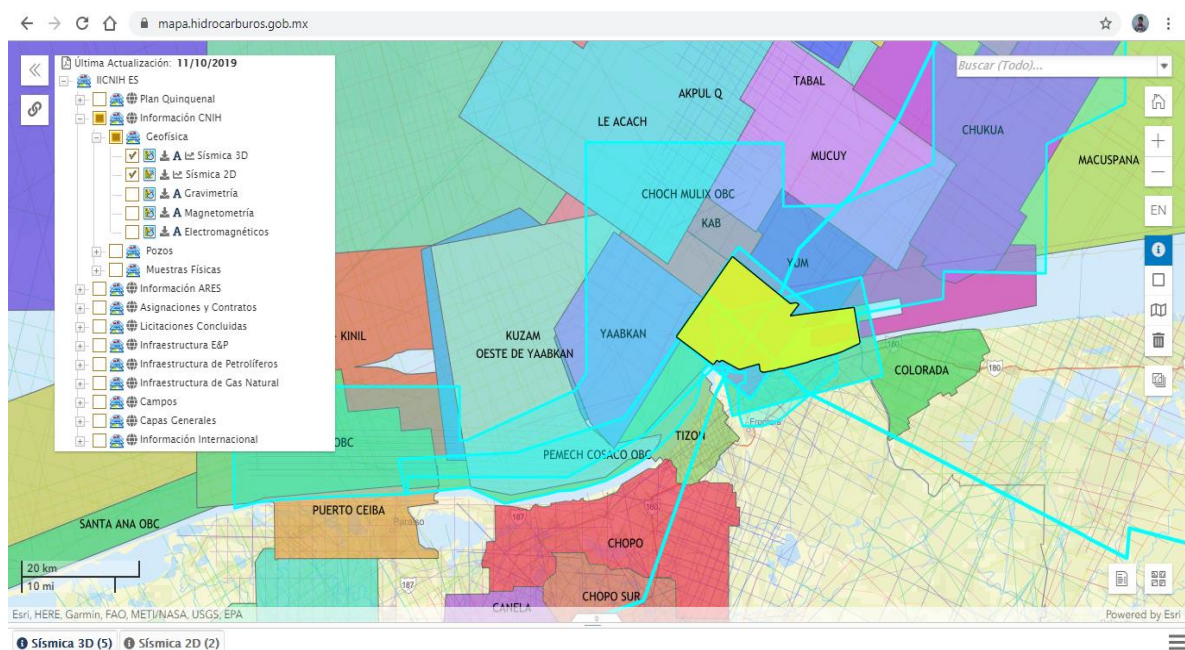


Figura 30. Información sísmica 3D y 2D obtenida de la zona adyacente a la asignación “Chalabil” (CNIH, 2019).

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones:

- Las metodologías expuestas en esta tesis para el cálculo de volumen de reservas en todas sus categorías, de acuerdo a los lineamientos que establece la guía PRMS, dependen de la cantidad de información y datos disponibles del área de estudio, tales como parámetros geológicos, geofísicos y de laboratorio. Por tal motivo se hizo una interpretación de los datos con base en la información recopilada del área contractual Chalabil reportada por Petróleos Mexicanos hasta enero del 2018.
- Los resultados arrojados a partir de los cálculos presentados en este trabajo, coinciden con datos que se tienen publicados por parte de CNIH (Comisión Nacional de Información de Hidrocarburos).
- Es importante conocer los aspectos técnicos y operativos que se llevan a cabo en el yacimiento para la mejora de identificación de información como son las pruebas PVT y sus implicaciones en el cálculo de reservas, ya que la variabilidad de las cifras, pueden llegar a convertirse en recursos contingentes debido a los aspectos técnicos expuestos al momento del análisis de reservas, así como sus cambios en sus cálculos.
- La Guía PRMS muestra de forma concisa la viabilidad y autenticidad del cálculo de reservas para la mejora de toma de decisiones por parte de bancos y entes de inversión para toma de decisiones de capital en próximos proyectos, ya que pueden encontrarse como pozos en recursos contingentes y puedan pasar a reservas.
- Con respecto a las normas nacionales, en el apartado de marco legal se establece que la aplicación de parámetros de la Guía PRMS son fundamentales puesto que legalmente para la cuantificación de reservas es necesario aplicar el análisis los datos y llevarlos a cabo mediante metodologías expuestas por la guía, que en pocas palabras se pretende facilitar el lenguaje petrolero para que todas aquellas personas dedicadas en el ramo, tengan una misma metodología de categorización y dichos cálculos se puedan internacionalizar para proyecciones futuras o próximas cercanas.

Recomendaciones:

- La valoración y cálculo de reservas para el área “Chalabil”, cuenta con un margen de error el cual va decayendo con respecto a mayor información obtenida de pozos que se vayan explorando y extrayendo.
- El nivel de incertidumbre en el cálculo de las reservas 1P y 2P va a disminuir de acuerdo a pozos en extracción y en contabilización.
- El área de asignación ha sufrido por los nuevos proyectos de septiembre de 2019 cambios en su configuración del polígono, por lo que los datos obtenidos en esta investigación son de acuerdo con los datos presentados por Petróleos Mexicanos en 2018.
- Para que zonas aledañas al pozo exploratorio sean consideradas como nuevas reservas de la nación, es importante la implementación de “Planes de desarrollo” para que las categorías de recursos presentados en el trabajo sean ya reservas.
- Sería importante implementar la metodología de “Balance de materias” para realizar un análisis comparativo con respecto a la ecuación volumétrica y al método probabilístico.
- Con los cálculos de reservas ya hechos, se recomienda una evaluación económica para determinar la rentabilidad del petróleo del área de interés.

BIBLIOGRAFÍA

WEB:

Aranda, E; Ávila, I; Labra, J. (2013) “Metodología para el análisis y optimización del sistema de producción petrolera” Tesis Profesional para Ingeniero Petrolero, UNAM, México. Recuperado el 11 de abril de 2019, en: [file:///F:/Users/agvazquez/Downloads/Tesis%20\(1\).pdf](file:///F:/Users/agvazquez/Downloads/Tesis%20(1).pdf)

Carmona, D y Fernández, V (octubre, 2014) “Caracterización integrado de Yacimientos Petroleros” Tesis. Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México. Recuperado el 19 de septiembre de 2019. PDF.

Castro, J y Gómez, G (2016) “Calculo de petróleo original en sitio y evaluación de reservas para el área de estudio de Maracuy en la cuenca Valle medio del Magdalena” Programa de Ingeniería de Petróleos. Tesis. Bogota D. C. Recuperado el 22 de septiembre de 2019, en: <http://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/122/1/5111626-2016-2-IP.pdf>

CGG Web (2019) “What we do? – Geoconsulting – Geophysical services” Página Web de CGG *Passion for Geoscience*. Recuperado el 26 de abril de 2019, en: <https://www.cgg.com/en/What-We-Do/Subsurface-Imaging/Pre-Stack/Interpolation-and-Regularization>

De la Cruz, M (2013) “Consistencia de Experimentos PVT” Teis Profesional, UNAM. México, 2013. Recuperado el 14 de abril de 2019, en:

Duran, F; Ruiz, T (noviembre, 2009) “Explotación de campos maduros, aplicaciones de campo” Universidad Nacional Autónoma de México, División en Ciencias de la Tierra. Tesis para título de Ingeniero Petrolero. Recuperado el 12 de marzo del 2019 en: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/1114/Tesis.pdf?sequence=1>

Federico (abril, 2019) "Recursos" [en línea]. Zona Económica. Recuperado el 10 de abril de 2019, en la siguiente dirección URL: <https://www.zonaeconomica.com/definicion/recursos>

Graniel, J (junio, 2013) “Aspectos importantes del Procesado de Datos Sísmicos” Tesis, Instituto Politécnico Nacional – pdf. Recuperado el 26 de abril de 2019, en: <file:///F:/Users/agvazquez/Downloads/Aspectos%20importantes%20del%20procesado%20de%20datos%20s%C3%ADsmicos.pdf>

Hernández, G. (marzo, 2011) “Métodos para obtener modelos de velocidad de conversión tiempo-profundidad” TESIS, Instituto Politécnico Nacional. Recuperado el 21 de septiembre de 2019, en: <https://tesis.ipn.mx/jspui/bitstream/123456789/22456/1/M%C3%A9todos%20para%20obtener%20modelos%20de%20velocidad%20para%20la%20conversi%C3%B3n%20tiempo-profundidad.pdf>

Lazardo, H (2004) “Interpretación de perfiles de producción”. ESP Oil International training group. PDF.

Maldonado, R (2014) “Determinación del gradiente composicional en yacimientos de gas y condensado mediante una ecuación de estado” Universidad Nacional Autónoma de México, División en Ciencias de la Tierra. Tesis para título de Ingeniero Petrolero. Recuperado el 13 de marzo de 2019, en: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/handle/132.248.52.100/4976>

Oxford (2019) “Spanish Oxford Living Dictionaries” Definición de recurso en Español. Recuperado el 10 de abril de 2019, en: <https://es.oxforddictionaries.com/definicion/recurso>

Rangel, E (octubre, 2012) “Análisis de Información de las Reservas de Hidrocarburos de México al 1 de enero del 2012” Comisión Nacional de Hidrocarburos, México. Recuperado el 12 de marzo del 2019 en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/109441/An_de_Informacion_de_las_Reservas_de_Hidrocarburos_de_Mex_al_1_de_enero_de_2012.pdf

S / A (2012) “2. Aspectos Metodológicos de la Modelación Geológica - Petrofísica Integral de Yacimientos”. Instituto de Geofísica de la Universidad Nacional Autónoma de México. Tesis. Recuperado el 19 de septiembre de 2019, en: http://mmc2.geofisica.unam.mx/mdiaz/Tesis/2005/Martin_J/Cap2.pdf

S/A (2015) “Registro Geofísico de Pozos: Exploración Geofísica In-situ” GEOTEM, México: 2019. Recuperado el 22 de abril de 2019, en: <http://www.geotem.com.mx/registro.php>

S/A (febrero, 2019) “Yacimientos Petroleros”. Revista del Servicio Geológico Mexicano. Recuperado el 27 de febrero de 2019, en: https://www.sgm.gob.mx/Web/MuseoVirtual/Aplicaciones_geologicas/Yacimientos-petroleros.html

S/A (junio, 2010) “Factores de recuperación de aceite y gas en México” Documento Técnico DT-1, Comisión Nacional de Hidrocarburos. Recuperado el 14 de junio de 2019, en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/109349/Factores_de_Rec_de_Aceite_y_Gas_en_Mex_DT-1.pdf

SPE, WPC, AAPG, SPPE, SEG, SPWLA, EAGE (2018) “Petroleum Resources Management System” PRMS 2018. Recuperado el 20 de mayo de 2018 en: https://netherlandsewell.com/wp-content/uploads/2018/09/SPE_Petroleum_Resources_Management_System_2018.pdf

Vazquez, G (marzo, 2013) “Sistema Petrolero: Una máquina natural de hacer petróleo” Facultad de Ingeniería de la UNAM. Lebretillos de Geofísica. Recuperado el 27 de febrero de 2019 en:

ANEXOS

Anexo A

Información requerida para la cuantificación anual de Reservas que los Operadores Petroleros entregarán de acuerdo a los formatos establecidos por la Comisión, correspondiente al Año de Evaluación:

Estructura de entrega de información

La información será solicitada a los Operadores Petroleros por la Comisión en los siguientes niveles de desagregación:

- I. Cuenca
- II. Asignación o Contrato
- III. Campo
- IV. Yacimiento
- V. Pozo

Información requerida a nivel de Asignación o Contrato

- I. Modelo de Contrato
- II. Tipo de área
- III. Fecha de inicio, modificación y terminación
- IV. Fecha de la última certificación y nombre del Tercero Independiente que la realizó

Las categorías de Reservas a ser reportadas

Las categorías de Reservas que los Operadores Petroleros deberán reportar a la Comisión, serán las siguientes:

- I. Probada Desarrollada Produciendo (PDP)
- II. Probada Desarrollada No Produciendo (PDNP)
- III. Probada Desarrollada (PD)

- IV. Probada No Desarrollada (PND)
- V. Probada (IP)

- VI. Probable
- VII. Probada + Probable (2P)
- VIII. Posible
- IX. Probada + Probable + Posible (3P)

Productos que deberán reportarse

Las Reservas deberán presentarse en los productos siguientes:

- I. Aceite
- II. Gas Natural
- III. Condensado
- IV. Líquidos de Planta
- V. Gas Seco
- VI. Gas Seco equivalente a líquido
- VII. Gas a venta
- VIII. Petróleo Crudo Equivalente

Para los productos de Aceite y Gas Natural, el Operador Petrolero deberá especificar el volumen utilizado en consumos de operación, reinyección de Gas Natural y el correspondiente a la quema.

Información a ser considerada en los reportes de volumen original

Asimismo, la información que deberá reportarse a nivel Yacimiento y que deberá estar disponible a solicitud de la Comisión será la siguiente:

- I. Área del Yacimiento
- II. Espesor neto promedio
- III. Porosidad promedio
- IV. Saturación de agua promedio
- V. Factor de volumen del Gas Natural y Aceite inicial promedio (Volumen a condiciones de Yacimiento/Volumen a condiciones estándar) según el tipo de Yacimiento
- VI. Relación inicial Gas disuelto Aceite
- VII. Relación inicial Condensado Gas
- VIII. Volumen original de Aceite a condiciones atmosféricas

IX. Volumen original de Gas Natural a condiciones atmosféricas

La información general a nivel de Yacimiento

Los Operadores Petroleros entregarán un reporte de acuerdo al tipo de Yacimiento, con la siguiente información:

- I. Tipo de ubicación
- II. Tipo de recurso
- III. Yacimiento
- IV. Tipo de Yacimiento
- V. Periodo geológico
- VI. Formación
- VII. Litología
- VIII. Cima y base del Yacimiento
- IX. Mecanismo de empuje predominante (actual)

- X. Profundidad media
- XI. Contacto original y actual agua-Aceite
- XII. Contacto original y actual Aceite-Gas Natural
- XIII. Contacto original y actual Gas Natural-agua
- XIV. Presión inicial y actual promedio
- XV. Presión de saturación
- XVI. Presión de abandono
- XVII. Temperatura del Yacimiento
- XVIII. Permeabilidad promedio
- XIX. Relación Gas Aceite producido
- XX. Parámetros petrofísicos de corte:
 - i. Volumen de arcilla
 - ii. Porosidad efectiva
 - iii. Saturación de agua

XXI. Poder calorífico del Gas Natural

XXII. Factores de recuperación actuales y finales esperados de Aceite y Gas Natural

XXIII. Densidad API

XXIV. Clasificación API de acuerdo a lo siguiente:

Clasificación por grados API

Clasificación por grados API	
Superligero	$39.0 < \text{API}$
Ligero	$31.1 < \text{API} \leq 39.0$
Mediano	$22.3 < \text{API} \leq 31.1$
Pesado	$10.0 < \text{API} \leq 22.3$
Extrapesado	$\text{API} \leq 10.0$

XXV. Proceso de recuperación secundaria y mejorada

XXVI. Los volúmenes de Reservas por categoría, asociados a los procesos de recuperación secundaria y mejorada reportados

XXVII. Método utilizado para la estimación del volumen original de Aceite y Gas Natural

Los Operadores Petroleros deberán reportar la producción acumulada

Los valores de producciones acumuladas que tendrán que reportarse:

Producción acumulada de Aceite (Np), Gas Natural (Gp), Agua (Wp) y Petróleo Crudo Equivalente referida al 31 de diciembre del Año de Evaluación de las Reservas por pozo, Yacimiento, Asignación o Contrato y Campo, lo anterior mediante un perfil de producción promedio mensual. También tendrá que reportar el total de la producción asociada a cada Operador Petrolero, de acuerdo a la medición de la producción de los Hidrocarburos reportada a la Comisión.

El Operador Petrolero deberá reportar la producción de los 5 años anteriores a la presentación del informe, en aquellos casos en los que éste cuente con dicha información.

Los Operadores Petroleros deberán reportar los pronósticos de producción

Los perfiles de producción promedio anual que tendrán que reportarse a nivel pozo son los siguientes para las categorías PDP, PD, PDNP, PND, 1P, Probable, 2P, Posible y 3P:

I. Pronósticos de producción de Aceite

- II. Pronósticos de producción de Gas Natural
- III. Pronósticos de producción de Condensado

Métodos de estimación de Reservas

- I. Analogía
- II. Balance de materia
 - i. Para los Yacimientos de Gas Natural, se deberá incluir una gráfica de p/Z contra G_p , en aquellos casos en los que forme parte de la estimación de Reservas.
 - ii. Para los Yacimientos de Aceite, se deberá incluir una gráfica del modelo de balance de materia empleado en aquellos casos en los que forme parte del análisis de Reservas.
- III. Simulación numérica
- IV. Curvas de declinación
- V. Combinación de los anteriores

Elementos para el balance de Reservas

Los movimientos de Reservas se deberán especificar a nivel de Campo y Yacimiento, para los productos: Aceite, Gas Natural y Petróleo Crudo Equivalente; y en las categorías PDP, PD, PND, 1P, Probable, 2P, Posible y 3P, con una explicación detallada de dichos movimientos, mismos que deberán estar referidos en los siguientes rubros:

- I. Descubrimiento: Se refiere al volumen de Reservas que se adicionan por Descubrimientos Comerciales que se clasificaron como Reservas.
- II. Delimitación: Actividades mediante las cuales se pueden establecer los límites de un Yacimiento, dichas actividades pueden adicionar o disminuir Reservas.
- III. Desarrollo: Actividad que incrementa o disminuye Reservas a través del análisis derivado de la perforación de pozos de desarrollo.
- IV. Revisión: Considera información geológica, geofísica, de operación, del comportamiento de los Yacimientos; nueva o actualizada, así como la variación en los precios de los Hidrocarburos y costos de extracción, lo anterior para la adición o disminución de Reservas. También en este rubro se reportan los volúmenes que se reclasifican a Recursos Contingentes.
- V. Producción del periodo: Se refiere al volumen de Hidrocarburos producidos durante el Año de Evaluación.

Tasas de Restitución de las Reservas

Para efectos del cálculo y reporte de las Tasas de Restitución de las Reservas, se deberán utilizar las metodologías por Descubrimientos y la referida como integral, siendo la primera asociada a los Yacimientos declarados como Descubrimientos Comerciales (incorporaciones), que no

tienen relación alguna con los Yacimientos existentes y la segunda en la que se considera las incorporaciones, delimitaciones, desarrollo y revisiones.

El cálculo específico de la Tasa de Restitución de Reservas por Descubrimientos Comerciales se realizará con base en la siguiente fórmula:

El cálculo específico de la Tasa de Restitución de Reservas total o integral, se realizará con base en la siguiente fórmula:

El cálculo de las Tasas de Restitución de Reservas, por Descubrimientos Comerciales e integral, para los productos Aceite y Gas Natural, así como para la equivalencia en Petróleo Crudo Equivalente, se realizará por categoría de Reservas 1P, 2P y 3P, a nivel de agrupación de Asignaciones/Contratos por Operador Petrolero, para el Año de Evaluación y para los cinco años anteriores.

De la información de los Yacimientos descubiertos

La información que deberá presentarse para las categorías de reservas: 1P, 2P y 3P, para los productos

de Aceite, Gas Natural y Petróleo Crudo Equivalente en la elaboración de los reportes es la siguiente:

- I. Cuenca
- II. Campo
- III. Yacimiento
- IV. Tipo de Yacimiento
- V. Formación
- VI. Periodo geológico
- VII. Pozo
- VIII. Densidad API
- IX. Coordenadas por pozo conductor y objetivo (geográficas y UTM ITRF08 época 2010.0 asociado al elipsoide GRS80)
- X. Volumen original de Aceite a condiciones atmosféricas
- XI. Volumen original de Gas Natural a condiciones atmosféricas

Información de la ubicación de pozos

Los Operadores Petroleros deberán elaborar un reporte con la ubicación de los pozos en los Campos a los cuales están referidos los valores de Reservas que se están reportando, de acuerdo con las siguientes especificaciones:

I. Para el caso de pozos perforados, se identificarán sus coordenadas geográficas y UTM ITRF08 época 2010.0 asociado al elipsoide GRS80 del conductor y objetivo, donde quedan comprendidas las Reservas 1P.

II. Para el caso de pozos que vayan a ser perforados, se identificarán las coordenadas geográficas y UTM ITRF08 época 2010.0 asociado al elipsoide GRS80 donde quedarían comprendidas las Reservas PND, Probables y Posibles.

III. Se identificará además en el Estado de Pozos al 31 de diciembre del Año de Evaluación, la condición productiva en la que se encuentra cada pozo de cada Campo contenido en las Áreas de Asignación o Contractuales de las cuales sea titular el Operador Petrolero.

Evaluación económica de las Reservas de Hidrocarburos

La información relativa a los indicadores económicos deberá ser reportada al Límite Económico y a la fecha de terminación de la Asignación o Contrato y detallando a nivel de Campo, por año a partir de la fecha de evaluación y para las categorías de Reservas PDP, PD, 1P, 2P y 3P, en donde se detallarán:

- I. Pronóstico de producción de Aceite
- II. Pronóstico de producción de Gas Natural
- III. Pronóstico de producción de Gas a venta
- IV. Pronóstico de producción de Condensado
- V. Perfil de costos fijos y variables
- VI. Perfil de inversiones
 - i. Perforación-Terminación de pozos
 - ii. Reparaciones mayores
 - iii. Recuperación Secundaria y Mejorada
 - iv. Infraestructura
 - v. Costo de abandono
 - vi. Otras inversiones
- VII. Perfil de flujo de efectivo antes de impuestos
- VIII. Perfil de flujo de efectivo descontado antes de impuestos

Los costos fijos, variables, y las inversiones deberán ser consistentes con lo reportado en los Planes de Desarrollo para la Extracción.

Indicadores económicos que deberán reportarse antes de impuestos

- I. Ingresos y egresos
- II. Flujo de efectivo
- III. Valor presente neto -VPN- descontado a las tasas establecidas -SHCP y 10%-
- IV. Valor presente de las inversiones -VPI- a las tasas establecidas -SHCP y 10%-
- V. Eficiencia de la inversión VPN/VPI a las tasas establecidas -SHCP y 10%-
- VI. Límite Económico

Programa de Actividades Físicas

El Operador Petrolero deberá reportar el programa de actividades físicas de la Asignación o Contrato a nivel de Campo para el horizonte de la vigencia, según corresponda.

- I. Perforación-Terminación de pozos
- II. Reparaciones mayores
- III. Abandono (pozos)

Criterio de identificación y clasificación de las diferencias que deberán reportarse

I. Para la identificación de las diferencias porcentuales entre las estimaciones de las Reservas de los Campos asociados a un Área de Asignación o Área Contractual en el Año de Evaluación para las Reservas 1P, 2P, y 3P, en Petróleo Crudo Equivalente de los Operadores Petroleros y aquéllas de los Terceros Independientes, se empleará el siguiente criterio, conforme a las expresiones matemáticas siguientes:

II. Tabla comparativa de la cuantificación de las Reservas 1P, 2P y 3P, de los Campos certificados por los Terceros Independientes y aquéllas sustentados por el Operador Petrolero, así como el cálculo porcentual y el volumen o valor de la diferencia entre ambos reportes.

III. Una explicación detallada de las consideraciones o premisas utilizadas tanto por el Operador Petrolero, y el Tercero Independiente, en caso de que existan diferencias entre las estimaciones realizadas.

Información adicional para consorcios o asociaciones en participación

Las compañías que formen parte de un consorcio o asociación en participación deberán presentar el porcentaje de participación sobre las Reservas cuantificadas, así como el pronóstico

anual correspondiente a las categorías reportadas totales. Lo anterior dentro del Informe del Operador Petrolero en todas las categorías de Reservas, para los productos Aceite, Gas Natural y Petróleo Crudo Equivalente.