



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA

**Clasificación de los métodos para
estimar la saturación de aceite
residual de acuerdo al tipo de
yacimiento**

TESINA

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Orestes de Brandon Barrera Pastrana

DIRECTOR DE TESINA

Ing. Héctor Erick Gallardo Ferrera



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2019

ÍNDICE

Índice..... I
Lista de Figuras IV
Lista de Tablas V
Introducción VI

CAPÍTULO 1 PLANTEAMIENTO DE LA PROBLEMÁTICA

Introducción 1
Hipótesis..... 2
Objetivo General..... 2

CAPÍTULO 2 TRABAJOS PREVIOS

2.1. Pruebas de Laboratorio..... 3
 2.1.1. Pruebas de desplazamiento en núcleos 3
 2.1.2. Destilación-Extracción 4
 2.1.2.1. Ventajas 5
 2.1.2.2. Limitaciones 5
 2.1.3. Retorta a presión atmosférica..... 6
 2.1.3.1. Ventajas 7
 2.1.3.2. Limitaciones 7
 2.1.4. Escaneo 7
 2.1.4.1. Ventajas 8
 2.1.4.2. Limitaciones 8
 2.1.5. Técnicas especiales 9

2.1.5.1. Porosimetría por inyección de mercurio	9
2.1.5.2. Mediciones de Presión capilar.....	10
2.1.5.2.1. Método de Restauración de Estado	10
2.1.5.2.1.1. Ventajas	11
2.1.5.2.1.2. Limitaciones.....	11
2.1.5.3. Evaluación de Mojabilidad.....	12
2.2. Pruebas de campo.....	12
2.2.1. Registros Geofísicos.....	13
2.2.1.1. Resonancia Magnética Nuclear.....	13
2.2.1.1.1. Generalidades del método	13
2.2.1.1.2. Polarización	15
2.2.1.1.3. Inflexión	16
2.2.1.1.4. Precesión y Desfase	16
2.2.1.1.5. Reenfoco	17
2.2.1.1.6. Relajación Transversal.....	18
2.2.1.1.7. Reajuste.....	18
2.2.1.1.8. Aplicaciones.....	19
2.2.1.2. Resistivos.....	19
2.2.1.2.1. Doble inducción Fasorial.....	21
2.2.1.2.2. Doble Laterolog Telemétrico	21
2.2.1.2.2.1. Microlaterolog	22
2.2.1.2.2.2. Microesférico Enfocado	23
2.2.1.3. Captura de Neutrón Pulsado	25
2.2.1.3.1 Descripción básica.....	25
2.2.1.3.2 Comportamiento de los neutrones	25
2.2.1.3.3 Complejidades	26

2.2.2. Trazadores Químicos	27
2.2.2.1. Tintas	28
2.2.2.2. Iónicos.....	28
2.2.2.3. Orgánicos.....	29
2.2.2.4. Empleo de los trazadores.....	29
2.3. Métodos de Presión-Producción	30
2.3.1. Balance de Materia.....	30
2.3.1.1. Metodología	31
2.3.1.2. Resultados	32
2.3.2. Sísmica 4D	32
2.3.2.1. Obtención e interpretación de la información (Imágenes de profundidad).....	33
2.3.2.2. Resultados	35
2.3.3. Simulación de Yacimientos.....	36
2.3.3.1. Herramientas y Consideraciones.....	36
2.3.3.8. Resultados	37

CAPÍTULO 3 DISCUSIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

3.1. Aplicación de Metodologías y Análisis	38
3.1.1. Registros Geofísicos.....	38
3.1.1.1. Resonancia Magnética Nuclear.....	39
3.1.1.2. Resistivos.....	40
3.1.1.3. Captura de Neutrón Pulsado	42
3.1.2. Trazadores Químicos	44
3.1.3. Balance de Materia.....	46
3.1.4. Sísmica 4D	48
3.1.5. Simulación de Yacimientos.....	49

3.2. Clasificación de las metodologías por tipo de prueba	51
3.2.1. Pruebas de Laboratorio	53
3.2.2. Pruebas de Campo.....	54
3.2.3. Métodos Teórico-Matemáticos.....	55
3.3. Clasificación Conjunta de las metodologías	56
CONCLUSIONES	58
REFERENCIAS	59
GLOSARIO	
Yacimiento.....	60
Yacimientos Convencionales	60
Yacimientos No Convencionales.....	61
Yacimientos Naturalmente Fracturados	61
Saturación de fluidos	62
Saturación crítica de una fase.....	62
Saturación residual de aceite.....	62
Porosidad	62
Porosidad Primaria	63
Porosidad Secundaria.....	63
Porosidad Absoluta.....	64
Porosidad Efectiva	64
Permeabilidad.....	64
Permeabilidad Absoluta	65
Permeabilidad Efectiva	65
Permeabilidad Relativa	65
Mojabilidad	66
Capilaridad	66

Presión Capilar	67
Recuperación Primaria	67
Recuperación Secundaria.....	67
Recuperación Mejorada.....	68
ANEXO I	
Historia sobre la estimación de aceite residual	69
Saturación de aceite residual en yacimientos convencionales y altamente fracturados. .	70
ANEXO II	
Obtención de ecuación de BM	72
Generalidades de la Simulación de Yacimientos	75
Modelo matemático y numérico	75
Tiempo de computo	75
Convergencia	76
Inestabilidad	76
Tipos de Simuladores	77
Método de Solución	77
Tipo de Solución	78
Tipo de Geometría.....	78
Construcción del modelado.....	81

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1	4
Figura 2.2	10
Figura 2.3	15
Figura 2.4	16

Figura 2.5	18
Figura 2.6	20
Figura 2.7	22
Figura 2.8	23
Figura 2.9	24
Figura 2.10	27
Figura 2.11	30
Figura 2.12	34
Figura 2.13	35
Figura 3.1	52
GLOSARIO	
Figura 1	61
Figura 2	63
Figura 3	63
Figura 4	65
Figura 5	66
Figura 6	68
ANEXO II	
Figura A2.1	72
Figura A2.2	79
Figura A2.3	80
Figura A2.4	80

LISTA DE TABLAS

Tabla 3.1.....	40
Tabla 3.2.....	41
Tabla 3.3.....	43
Tabla 3.4.....	45
Tabla 3.5.....	47
Tabla 3.6.....	49
Tabla 3.7.....	50
Tabla 3.8.....	53
Tabla 3.9.....	54
Tabla 3.10.....	57

CAPÍTULO 1 PLANTEAMIENTO DE LA PROBLEMÁTICA

INTRODUCCIÓN

En la actualidad nivel mundial la producción de hidrocarburos es la fuente más importante para el sustento energético, lamentablemente una gran parte de los yacimientos se encuentran en etapa madura o de declinación. Por ello, la implementación de procesos de recuperación secundaria y mejorada, así como la exploración de nuevos campos, cobran gran relevancia.

A nivel económico dentro de la evaluación de proyectos la estimación de la saturación residual de aceite en todos los campos es de gran importancia, pues al conocer con mayor certeza la cantidad de aceite que permanece en los yacimientos, permite tener ideas más concretas sobre el tiempo de vida productiva y las estrategias de extracción. Disminuyendo los riesgos de inversión en un proyecto.

Existen diferentes métodos para estimar la saturación de aceite residual y pueden aplicarse en las diferentes etapas de vida del yacimiento. Estos permiten documentar la saturación a través del tiempo, asimismo, el uso aislado favorece la incertidumbre sobre los resultados. Cabe mencionar que la saturación no se obtiene como valor fijo, ya que aun con estudios y conocimientos muy precisos sobre el campo se tendrá un rango de valores que solo será aplicable a ciertas condiciones del yacimiento.

Además, el problema de estimar la saturación se va haciendo más complejo pues las metodologías que pueden aplicarse a los diversos tipos de yacimientos dependerán de cómo afectan a la incertidumbre de los resultados. Por lo anterior,

existe la necesidad de clasificar los métodos para permitir un panorama más general de cómo pueden ser aplicados de manera simultánea para obtener rangos de saturación menos afectados por la incertidumbre.

HIPÓTESIS

Es posible clasificar los métodos de estimación para la saturación de aceite residual de acuerdo a las características del yacimientos, considerando para ellos las variables en común así como particularidades de cada método.

OBJETIVO GENERAL

En este proyecto se retomarán las metodologías teóricas y prácticas que se aplican a los yacimientos para la estimación de la saturación de aceite residual, mismas que se analizarán de forma objetiva y particular, viendo los beneficios y desventajas que crean o tienen cada una de ellas. A partir de esto se generará una guía que permita seleccionar él, o los métodos que más se adapten a los datos e información disponible en un momento dado

CAPÍTULO 2 TRABAJOS PREVIOS

Existe una gran cantidad de métodos que se utilizan actualmente para estimar la saturación de aceite residual (Sor, por sus siglas en inglés), por tal motivo se investigarán y desarrollarán para conocer las ventajas, desventajas, particularidades y algún otro tipo de aplicaciones que pueden tener durante el proceso de desarrollo de un proyecto petrolero. También se considerarán las variables más destacables que puedan ayudar en una futura clasificación de los diversos métodos respecto al tipo de yacimiento que se esté estudiando.

2.1. PRUEBAS DE LABORATORIO

Este tipo de métodos se desarrollan principalmente en núcleos o tapones, en un laboratorio que cuente con las herramientas necesarias para cumplir con ciertas características del yacimiento y de esta forma obtener parámetros que sean de importancia para la estimación de la Sor.

2.1.1. PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO DE NÚCLEOS.

Las pruebas de desplazamiento del aceite contenido en un núcleo permiten estimar la saturación de aceite residual por medio de los métodos siguientes:

1. Destilación-Extracción
2. Alta temperatura
3. Técnicas especiales.

El sistema roca-hidrocarburo-agua al llevarse a la superficie experimenta una alteración; el fluido experimenta un encogimiento causado por la disminución de presión, siendo los componentes más ligeros del hidrocarburo los primeros en evaporarse, permaneciendo

los componentes del aceite más pesados en el núcleo, lo que resulta en un cambio de las propiedades originales del núcleo como la mojabilidad, viscosidad, entre otras; por lo tanto la saturación residual de aceite in situ puede llegar a ser igual a la saturación residual de aceite en superficie debido a que la temperatura in situ es mayor que la temperatura de la superficie y la presión mantiene los componentes ligeros disueltos en el aceite lo que reduce las fuerzas de resistencia al fluir. Los núcleos representan un modelo físico-petrofísico del yacimiento, siendo esto pieza clave el objetivo de estudio.

2.1.2 DESTILACIÓN-EXTRACCIÓN.

Este procedimiento es apropiado para tapones y núcleos de pared de pozo por rotación (**figura 2.1**). Los tapones se pueden tomar y considerar como sección representativa o se pueden tomar varios para mayor exactitud en las pruebas, debido a que no todas las pruebas se pueden realizar con el núcleo completo por la capacidad de las herramientas. El método de extracción por destilación para determinar la saturación de fluido depende de la destilación de la fracción de agua y de la extracción del solvente contenido en el aceite de la muestra. La muestra es pesada y la fracción de agua es vaporizada mediante un solvente de vaporización. El agua es condensada y colectada en un recipiente calibrado. El solvente vaporizado también es condensado, penetra la roca y extrae el aceite. La muestra es secada en el horno y pesada. El aceite contenido es determinado por diferencia gravimétrica.

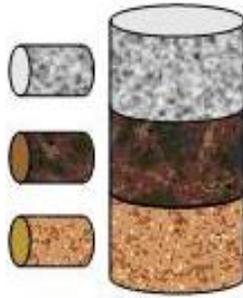


Figura 2.1. Diferencia entre tapones y núcleo, del lado izquierdo se muestran los tapones que son secciones propias del núcleo completo.

2.1.2.1 VENTAJAS.

- El volumen de agua determinada es por lo general muy exacto.
- Típicamente, la muestra no es dañada y puede ser usada para pruebas posteriores. No obstante, la mojabilidad es alterada y ciertas arcillas o yeso pueden generar algunos cambios.
- Se usa a temperaturas relativamente bajas (100° C).
- El procedimiento es simple y requiere de poca atención durante la destilación.

2.1.2.2 LIMITACIONES.

1.- Se incrementa la imprecisión del contenido de agua debido a siguiente:

- El agua atmosférica condensada dentro del condensador debido a que la humedad del ambiente es alta. Se pueden usar tubos desecadores para solucionar el problema.
- El agua se evapora de la muestra a temperatura del lugar, cuando ésta no se coloca de inmediato en el extractor circulando el agua del condensador.

- La sal proveniente del agua congénita puede precipitar dentro de la muestra. Esto resultará en cambios significativos en la porosidad y/o permeabilidad. La sal puede ser removida de la muestra con metanol.
- Se requiere corrección por alta densidad de agua salada cuando la concentración total de sólidos excede 20 000 ppm.
- Secado incompleto del solvente.
- Pérdidas de agua debidas a daños en las juntas del frasco de extracción, por una temperatura de trabajo superior a la recomendada o por insuficiente flujo de agua en el condensador.
- La fuerza de flotación causada por la densidad del agua debe ser considerada solo cuando la masa de la muestra esté cerca de 0.1 mg.
- Insuficiente tiempo de extracción.
- Si no se conoce la densidad del aceite, se introduce cierto margen de error en los cálculos para la saturación de aceite pues se asume un valor algo arbitrario.

2.- El volumen de aceite no se mide directamente por lo que puede ser inexacto debido a lo siguiente:

- Agua adicional recolectada o perdida por la muestra debido a lo mencionado arriba
- Pérdidas de sólidos.
- Limpieza incompleta de aceite.
- Deshidratación de la muestra por realización de la prueba a altas temperaturas lo que da como resultado un exagerado volumen de aceite.

3.- Puede ser alterada la mojabilidad de la roca.

4.- La mayoría de las veces no se revisa la exactitud de la prueba.

2.1.3 RETORTA A PRESIÓN ATMOSFÉRICA.

En este método el agua y el aceite se extraen de la roca mediante un proceso de calentamiento. Ambos contenidos en una muestra fresca, son evaporados, condensados y recolectados en un recipiente graduado donde se mide la cantidad de líquido extraído. La saturación de gas se determina de una muestra adyacente y litológicamente similar a la utilizada anteriormente al colocarla en una bomba de mercurio midiendo la cantidad de mercurio inyectado en la muestra saturada de agua y/o aceite.

2.1.3.1 VENTAJAS.

- Los líquidos son recolectados de una muestra relativamente grande con lo que se asegura una mejor representación de la litología y a consecuencia una mejor precisión en las medidas.
- El proceso analítico es rápido por lo que obtenemos resultados de saturación en cuestión de unas cuantas horas. Si se dispone de suficientes equipos de retorta y hornos, se pueden evaluar muchas muestras en poco tiempo y abajos costos.
- A diferencia de otras técnicas analíticas que relacionan el volumen de fluido justo con las perdidas de masa, el volumen de fluido es medido directamente.
- Las pérdidas de grano, comúnmente asociadas con areniscas frágiles y algunos carbonatos, no afectan los datos de saturación obtenidos.

2.1.3.2 LIMITACIONES.

- La saturación de aceite podría resultar muy grande si la muestra contiene hidrocarburos solidos que se degraden a liquido a temperaturas elevadas.
- Es necesaria una segunda muestra del núcleo para determinar el volumen bruto, densidad natural y el volumen de poro que contiene gas. Esta muestra debe ser

litológicamente similar a la muestra que fue triturada para obtener los datos de volumen de agua y aceite.

2.1.4 ESCANEEO.

Las técnicas de escaneo para determinar la saturación de fluidos son las siguientes:

1. Absorción lineal de rayos X.
2. Absorción de microondas.
3. Tomografía axial asistida por computadora (TC).
4. Absorción lineal de rayos gamma.
5. Resonancia magnética nuclear (RMN).

Los rayos X, rayos gamma, microondas y TC deben ser consideradas como tecnologías emergentes para determinar la saturación. La radiografía de neutrón ha tenido un buen uso en la mayoría de los casos donde se implementó para estimar la saturación de fluidos, ya que el neutrón se atenúa mejor en los fluidos que en la roca. Debido a estas consideraciones y a que la mayoría de las técnicas se encuentran en etapa de desarrollo para la estimación de saturaciones, su uso no es tan implementado en proyectos.

2.1.4.1 VENTAJAS.

- Una ventaja importante ante de estos métodos es su habilidad para producir información de la distribución de saturación de fluidos en forma espacial.
- Las observaciones hechas no son invasivas ni destructivas de la roca. No es necesario extraer los fluidos sino hasta el momento de realizar estudios de flujo.
- Se puede determinar la saturación sin realizar un experimento en el laboratorio.
- Para el caso de la TC y de la Resonancia Magnética Nuclear (RMN) es que provee la distribución de fluidos en tres dimensiones.

2.1.4.2 LIMITACIONES.

- Una limitación de los rayos X, la TC y los rayos gamma es que pueden determinar la saturación del núcleo si es saturado con un fluido trazador por lo que estas pruebas no están disponibles para un análisis básico de núcleo.

2.1.5 TÉCNICAS ESPECIALES.

Este tipo de procesos se realizan para estimar ciertos parámetros de un núcleo o tapón y mediante estos resultados se puede obtener como término secundario la Sor o algún otro parámetro que sea de importancia para el estudio en curso.

2.1.5.1 POROSIMETRÍA POR INYECCIÓN DE MERCURIO.

La porosimetría por inyección de mercurio (Hg) es una técnica indirecta para la caracterización del sistema poroso de los materiales, en la cual, el núcleo se ingresa a una máquina **figura 2.2** y se somete a ciertas presiones, observando el comportamiento de admisión del mercurio y obteniéndose fundamentalmente la distribución de la porosidad en función del tamaño aparente de acceso a los poros.

Se basa en los fenómenos de capilaridad generados por los líquidos que no mojan los sólidos con los que están en contacto. Así un líquido como el mercurio que no penetra espontáneamente en los conductos capilares, precisa una presión p para su introducción que es inversamente proporcional al radio r de los mismos:

$$r = \frac{2\sigma \cos \alpha}{p}, \dots\dots\dots 2.1$$

donde σ es la tensión superficial del mercurio, medida típicamente en dinas/cm², y p es el ángulo de contacto sólido-líquido, en grados o radianes.

El proceso consiste en inyectar mercurio a presión y registrar su volumen al ingresar en la muestra. Para cada intervalo de presión considerado, el volumen de mercurio nos indica el volumen de poros de la muestra que tienen un determinado intervalo de tamaño de acceso.

Con lo cual además de generar la curva de distribución del volumen de poros que presenta la muestra en función del tamaño de acceso a los mismos, también permite obtener otros parámetros del sistema poroso: porosidad accesible al Hg, porosidad atrapada, eficacia del drenaje, superficie específica, etc.



Figura 2.2 Porosímetro de alta presión.

2.1.5.2 MEDICIONES DE PRESIÓN CAPILAR.

Existen varios métodos experimentales para obtener los datos necesarios para construir las curvas de presión capilar en función de la saturación. Debido a esto se explicará uno de los métodos más utilizados para la generación de estas curvas.

2.1.5.2.1 MÉTODO DE RESTAURACIÓN DE ESTADO.

La curva de presión capilar se evalúa midiendo la diferencia de presión que existe entre la presión del aire que se inyecta en la cima de la celda de prueba y el agua sin presión contenida en el fondo, para diferentes saturaciones de agua. La celda contiene una muestra encima de una membrana semipermeable, ambas saturadas con agua. La membrana permite solo el paso de agua y separa en dos porciones la celda, la parte superior que contiene muestra y aire y la inferior que contiene agua. El aire desplaza parte del agua que satura la muestra fluyendo a través de la membrana. La saturación se determina por el cociente de la muestra a presión de aire y la misma con la presión las diferentes presiones que se aplicaron de agua, este proceso se repite varias veces para determinar el comportamiento de presión capilar-saturación.

2.1.5.2.1.1 VENTAJAS.

- Es un método sencillo y directo. Se mide directamente la propiedad de interés. Observación: Es necesario asegurar un excelente contacto capilar entre la muestra y la membrana.
- Es una medición absoluta.
- Permite definir perfectamente la saturación irreductible de agua del sistema.

2.1.5.2.1.2 LIMITACIONES.

- Sólo se emplea para curvas de drenaje.
- Lleva mucho tiempo. El equilibrio se obtiene al cabo de varios días. Una medición completa dura entre 15 días y un mes.

- En muestras poco permeables (usualmente menos de 20-50 mD) o muy heterogéneas no se alcanza la saturación irreductible de agua.

2.1.5.3 EVALUACIÓN DE MOJABILIDAD.

Uno de los métodos cuantitativos que se emplean, debido a su exactitud para medir la mojabilidad es la prueba USBM (United States Bureau of Mines por sus siglas en inglés) desarrollada por Donaldson, Thomas y Lorenz (1969). Que también mide la mojabilidad promedio del núcleo. La prueba es relativamente rápida, requiere pocos días para probar de cuatro a ocho tapones. La principal ventaja que tiene es su sensibilidad cercana a la mojabilidad neutra. Una desventaja menor es que el índice de mojabilidad USBM solo puede medirse en tapones de núcleos ya que estos tienen que girar dentro de una centrífuga.

La prueba compara el trabajo requerido para que un fluido desplace a otro. Debido al cambio favorable en energía libre, el trabajo requerido para que el fluido mojante desplace del núcleo al no mojante, es menor que el trabajo requerido para el desplazamiento opuesto. Ha sido demostrado que el trabajo requerido es proporcional al área bajo la curva de presión capilar. En otras palabras, cuando un núcleo es mojado por agua, el área bajo la curva de presión capilar de empuje por salmuera (cuando el agua desplaza al aceite) es menor que el área bajo la curva de presión capilar para el desplazamiento opuesto. De hecho, si el agua es fuertemente mojante, mucha del agua se inhibirá espontáneamente dentro del núcleo y área bajo la curva de empuje por salmuera será muy pequeña.

2.2 PRUEBAS DE CAMPO.

En esta sección se desarrollarán los métodos que son implementados principalmente dentro del pozo o entre pozos y que se obtienen tras ciertas pruebas o estudios que permiten con su información estimar la S_{or} y otros parámetros importantes para el estudio o desarrollo de un proyecto.

2.2.1 REGISTROS GEOFÍSICOS.

Los registros geofísicos, constituyen una de las informaciones básicas obtenidas durante la perforación de un pozo petrolero, ya que permiten determinar propiedades petrofísicas de las rocas tales como litología, porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, etc. Y por consiguiente su capacidad de producción de hidrocarburos y su calidad de rocas almacén y sello.

También son considerados elementos indispensables en la interpretación geológica-económica de áreas exploratorias, desarrollo de campos, caracterización de yacimientos y evaluación de reservas.

Para el caso de este trabajo, cada uno de los registros que se presentan tendrán como objetivo el cálculo y medición de la saturación de fluidos y de la saturación residual de aceite.

2.2.1.1 RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR.

Los principios físicos en que se basa el registro geofísico de Resonancia Magnética Nuclear (RMN) son complejos, sin embargo, las mediciones e interpretación de los registros de RMN se pueden entender con el conocimiento de algunos conceptos básicos, algunos de los cuáles son: magnetismo nuclear, polarización, tiempo de

relajación T_1 , pulso de inflexión, decaimiento de inducción libre, ecos de espín, tiempo de relajación T_2 y la secuencia de pulsos CPMG (siglas de sus inventores Carr, Purcell, Meiboom y Gill).

2.2.1.1.1 GENERALIDADES DEL MÉTODO.

La RMN se refiere a la respuesta de los núcleos atómicos a los campos magnéticos. Muchos núcleos tienen un momento magnético neto y el momento angular o espín. En presencia de un campo magnético externo, un núcleo atómico hace un movimiento de precesión alrededor de la dirección del campo externo, de la misma manera en que un giroscopio realiza un movimiento de precesión alrededor del campo gravitacional de la Tierra. Cuando estos núcleos magnéticos interactúan con los campos magnéticos externos, las señales medibles pueden ser producidas. Existen tres fuentes de campos magnéticos durante una medición de Resonancia Magnética Nuclear:

1. Los campos magnéticos estáticos de imanes permanentes.
2. Los campos magnéticos oscilantes asociados con los pulsos de radiofrecuencia (RF).
3. Las fluctuaciones del campo magnético local de electrones desapareados y de núcleos vecinos.

Las mediciones de RMN se pueden hacer en cualquier núcleo con un número impar de protones o neutrones. Para la mayoría de los núcleos que se encuentran en las formaciones de la Tierra, la señal magnética nuclear inducida por campos magnéticos externos es demasiado pequeña para ser detectada con una herramienta de registro de pozo RMN. Sin embargo, el hidrógeno, que tiene sólo un protón y ningún neutrón, y es abundante tanto en agua e hidrocarburos, tiene un momento magnético relativamente grande, y produce una señal fuerte. Hasta la fecha, casi todos los registros y estudios realizados de rocas de RMN se basan en las respuestas de este átomo. El núcleo del hidrógeno es un protón, que es una partícula cargada positivamente con un momento angular asociado o espín. Por lo tanto, se puede considerar como un imán de barra cuyo eje magnético está alineado con el eje del espín del núcleo. Cuando muchos átomos de

hidrógeno están presentes y no existe campo magnético externo, los ejes del espín nuclear de hidrógeno están alineados al azar.

Dos tiempos de relajación principales están asociados con las mediciones de RMN, el tiempo de relajación longitudinal (T_1) y el tiempo de relajación transversal (T_2). Ambas mediciones T_1 y T_2 se realizan en muestras de núcleos utilizando un aparato de RMN de laboratorio.

2.2.1.1.2 POLARIZACIÓN (T_1)

El primer paso para realizar una medición de RMN es alinear los momentos magnéticos en un campo magnético estático, el campo estático B_0 ("B cero"). Después de que los protones se alinean en el campo magnético se dice que son polarizados. El campo magnético estático ejerce una fuerza de torsión que trata de alinear el eje de giro con el campo magnético. Sin embargo, cuando se aplica a un objeto que gira en su eje, se mueve perpendicular a la par en un movimiento llamado precesión (cambio de dirección espacial) **figura 2.3**.

El movimiento de precesión es interrumpido debido a las interacciones con los campos magnéticos de otros núcleos y los electrones no apareados. Que da como resultado la pérdida de la energía de protones, girando para alinearse mediante un proceso que se conoce como relajación. Análogamente, la polarización no se produce inmediatamente, más bien crece con una constante de tiempo denominado el tiempo de relajación longitudinal, T_1 .

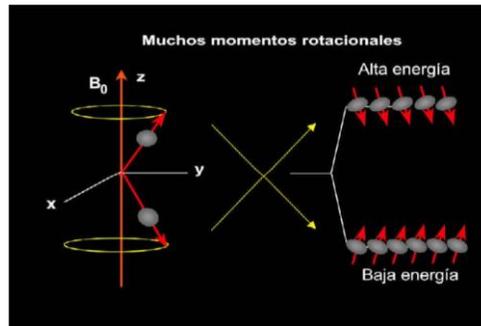


Figura 2.3 Los núcleos de hidrógeno se comportan como imanes de barra girando, realizan el movimiento de precesión de un campo magnético, similar al de una perinola girando en el campo gravitacional de la Tierra.

2.2.1.1.3. INFLEXIÓN

Cuando se logra que los protones que son polarizados estén en equilibrio, el siguiente paso en el ciclo de medición se debe realizar para inclinar los protones en el plano transversal, mediante la aplicación de un campo magnético oscilante perpendicular a la dirección de B_0 usando una antena. El campo magnético oscilante se denota como B_1 .

2.2.1.1.4. PRECESIÓN Y DESFASE

Después de que los protones se inclinaron 90° de la dirección de B_0 empieza un movimiento de precesión en el plano perpendicular.

Al principio, los espines realizan el movimiento de precesión al mismo tiempo, por lo que se genera un pequeño campo magnético, a la frecuencia f_0 . Poco a poco, los protones pierden sincronización. Esto es debido a que los imanes no proporcionan un campo uniforme B_0 que es el mismo en todas partes de la formación. En la **figura 2.4** se puede observar una comparación entre lo antes mencionado y los corredores en una pista circular debido a que el comportamiento generado es similar.

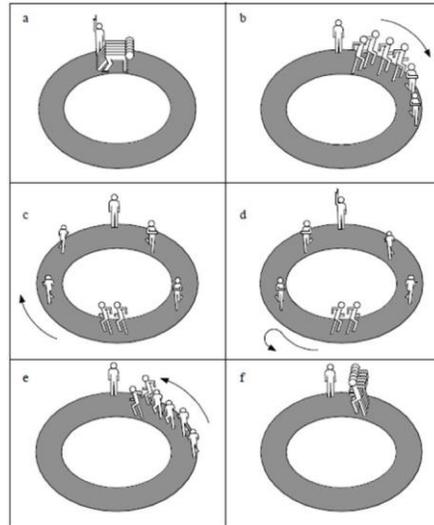


Figura 2.4 Precesión y desfase.

Cuando las direcciones de giro se distribuyen de manera uniforme en el plano transversal, el momento magnético neto producido por ellos converge a cero, y no hay señal que sea detectada por la antena. La caída de la señal se denomina "decaimiento de inducción libre", y por lo general es exponencial. La constante de tiempo de caída se llama T_{2^*} . El * indica que el decaimiento no es una característica de la formación, sino de la imperfección del aparato de medición. Después de un pulso B_1 , que puede poner cientos de voltios en la antena de transmisión, el sistema electrónico del receptor sensible está saturado. Por lo tanto, el decaimiento de inducción libre es perdido en el tiempo muerto de la medición electrónica.

2.2.1.1.5. REENFOQUE

El desfase causado por la falta de homogeneidad de B_0 es reversible. De tal forma que los momentos magnéticos se pueden refasar cuando un pulso de 180° se aplica a la frecuencia de resonancia f_0 . El pulso de 180° es aproximadamente el doble de tiempo que el pulso de 90° . Dicho pulso no invierte la dirección de la precesión, pero cambia la fase de cada giro para que los que han precedido más lejos tienen una longitud más

lejana de volver. Una vez que los espines están de vuelta en fase, son capaces de generar una señal en la antena. Esa señal se llama "eco de espín".

El eco del espín desaparece rápidamente. Sin embargo, la técnica de aplicación de pulsos de 180° puede ser repetida una y otra vez. El procedimiento tradicional consiste en aplicar pulsos de 180° en un tren uniformemente espaciado, tan cerca como sea posible.

La secuencia entera de pulsos, un pulso de 90° seguido por una larga serie de pulsos de 180° , se llama CPMG.

2.2.1.1.6. RELAJACIÓN TRANSVERSAL (T_2)

La secuencia de pulsos CPMG niega el desfase provocado por la imperfección del campo B_0 . También el desfase puede ser causado por procesos moleculares, que a diferencia del desfase causado por la falta de homogeneidad del imán, es irreversible.

Una vez que se produce un desfase irreversible, los protones no pueden ser completamente reenfocados utilizando la técnica de eco-espín (aplicación de pulsos de 180°). Por lo tanto, se controla mediante la medición de la amplitud de la descomposición de los ecos de espín en el tren de ecos CPMG. En la **figura 2.5** se puede observar la disminución de eco-espín por el desfase.

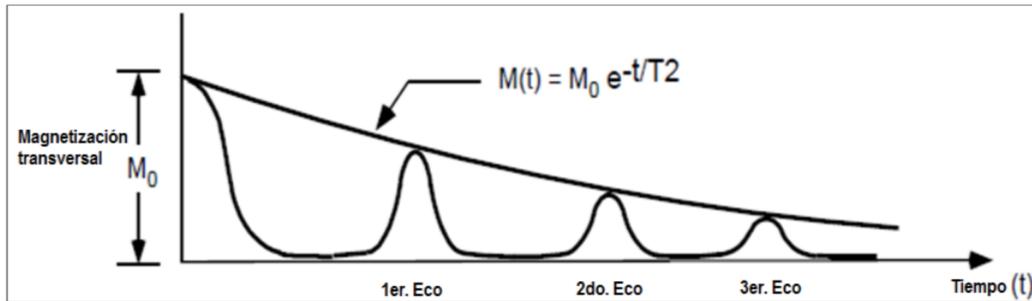


Figura 2.5 Disminución de los ecos-espín generada por el desfase irreversible.

2.2.1.1.7 REAJUSTE

Cuando se encuentra en fase de magnetización en el plano transversal, una señal, ya sea decaimiento de inducción libre o espín-eco, puede generarse en la antena del receptor. Después de un tiempo igual a varias veces T_2 , los espines pierden por completo la coherencia de la fase y no es posible realizar más enfoque. Los pulsos de 180° también evitan los procesos T_1 .

La polarización no ocurre durante una secuencia CPMG. Por lo tanto, los giros son completamente al azar en el extremo de la secuencia. No es posible reiniciar hasta que los giros regresen a la dirección B_0 , resultando en una magnetización neta. Por lo tanto, un tiempo de espera es necesario entre cada secuencia. Una vez que se tiene la realineación, el ciclo de medición puede empezar de nuevo.

2.2.1.1.8 APLICACIONES

Las aplicaciones a la interpretación de los resultados obtenidos a través de la RMN son muy amplias y variadas, para el caso de la Sor se enlistan las siguientes:

1. Identificación de zona de gas.
2. Distribuciones del tamaño de poro.
3. Estimación de la permeabilidad.

4. Volumen de aceite y la viscosidad.
5. Estimación del volumen de aceite residual.

Estos puntos mencionados se obtienen en un cierto rango a través de una serie de distribuciones de T_2 . Que se calculan por medio de señales de eco-espín de ajuste a una suma de aproximadamente 30 funciones de un solo exponencial. Las cuáles proporcionan información muy útil sobre la roca del yacimiento, propiedades del fluido, porosidades de fluido libre, permeabilidad y la estimación de la calidad del yacimiento.

2.2.1.2 RESISTIVOS.

Un parámetro clave para determinar la saturación de hidrocarburos es la resistividad de la formación. La electricidad pasa a través de una formación sólo debido al agua conductiva que contenga (En la **figura 2.6** se puede ver como se acomoda la herramienta en el pozo para su correcta aplicación). Con muy pocas excepciones, como algunos sulfuros y estructuras polimórficas de carbono, aun así, la roca seca de la formación es un buen aislante eléctrico. Además, encontrarlas perfectamente secas es muy raro. Por lo tanto, las formaciones tienen resistividades mensurables y finitas debido al agua dentro de sus poros o al agua intersticial absorbida por una arcilla.

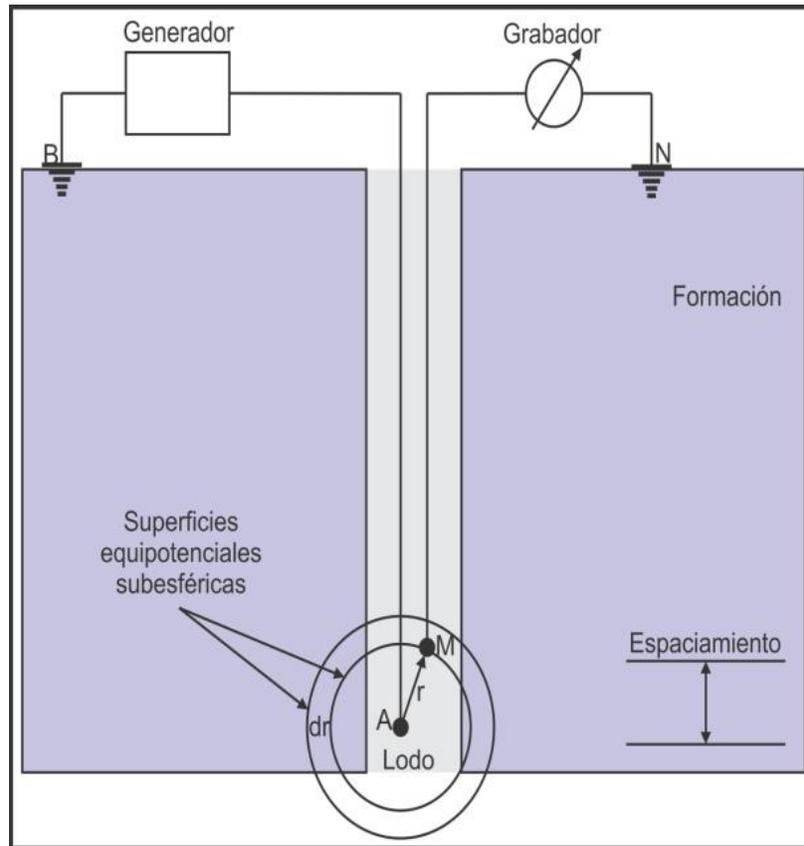


Figura 2.6 Acomodo real de la herramienta de medición y principio de funcionamiento donde lo que se busca es medir la diferencia de potencial que hay entre M y el electrodo N.

Para este tipo de registro se consideran a continuación las herramientas más importantes:

1. Doble Inducción Fasorial.
2. Doble Laterolog Telemétrico.
3. Microlaterolog.
4. Micro Esférico Enfocado.

2.2.1.2.1 DOBLE INDUCCIÓN FASORIAL

Esta herramienta realiza medidas de resistividad a tres diferentes profundidades de investigación. De esta manera, proporciona información para determinar las resistividades de la zona virgen, zona invadida y la zona de transición (en su caso). Con esta información se pueden obtener datos de saturación y movilidad de fluidos (complementada con información de otras herramientas).

El sistema fasorial permite obtener datos más exactos para diferentes valores de resistividad. La herramienta cuenta con un sistema de auto calibración que mejora la precisión de la respuesta y reduce el efecto de las condiciones ambientales. Además, el sistema de transmisión de datos en forma digital del fondo a la superficie permite una mayor capacidad de señales libres de ruidos.

2.2.1.2.2 DOBLE LATEROLOG TELEMÉTRICO

La herramienta Doble Laterolog proporciona dos mediciones con la mayor profundidad de investigación, de tres mediciones necesarias que se requieren para tratar de determinar la resistividad de la zona invadida (R_{xo}) y de la zona virgen (R_t), a éstas se les conocen como Lateral Somera (LIs) y Lateral Profunda (LI_d) **figura 2.7**. La tercera medición requerida se puede obtener de correr la herramienta de Microesférico Enfocado en forma independiente o combinada. En la herramienta Doble Laterolog Telemétrico se permite que varíe tanto el voltaje emitido como la corriente (pero manteniendo el producto potencial constante).

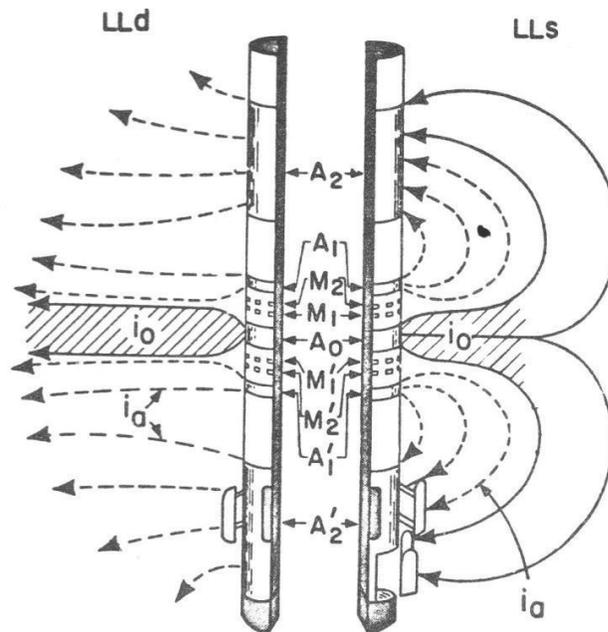


Figura 2.7 Muestra del Principio de medición de la herramienta Doble Laterolog.

2.2.1.2.3 MICROLATEROLOG (MLL)

Con la herramienta MLL se pueden obtener valores aproximados de R_{xo} . Sin embargo, cuando la porosidad de la formación es menor del quince por ciento, los valores de R_{xo} que se obtienen con este registro no son muy exactos. Esto se debe a la influencia de la película de lodo, que es mayor cuanto más grueso es el enjarre. Por otra parte, en lodos salados ocurre una situación semejante, aún cuando el enjarre sea muy delgado.

Esta herramienta es un micro-registro de corriente enfocada cuyo objetivo es obtener valores de R_{xo} más precisos, prácticamente en cualquier tipo de formación, directamente si el enjarre no es demasiado grueso o aplicando una corrección sencilla en el caso de enjarres gruesos. En la siguiente **figura 2.8** se puede ver el principio de medición de esta herramienta y su distribución de corriente.

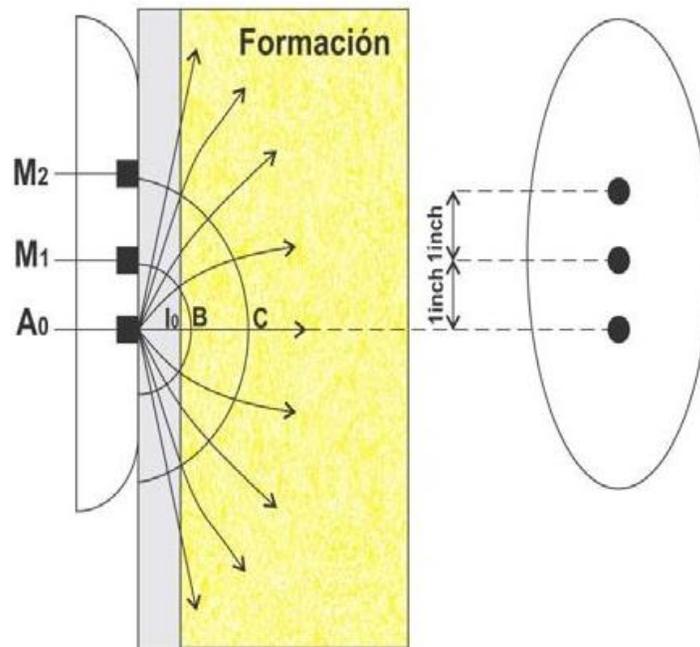


Figura 2.8 Principio de medición del MLL donde se muestran los electrodos representados por A_0 , M_1 , M_2 . También se muestra la forma en la que se distribuye la corriente en la formación a partir de A_0 .

2.2.1.2.4 MICROESFÉRICO ENFOCADO. (MSFL)

La herramienta MSFL es un micro-registro que comúnmente va montado en una sonda DLL o bien en una doble inducción para la obtención directa de R_{xo} **figura 2.9**. De igual forma, su resolución vertical es aproximadamente similar a la Microlaterolog, sin embargo, esta herramienta es menos influenciada por el enjarre.

Permitió reemplazar y desplazar a otras herramientas de registros resistivos por sus mejores resultados al ser menos afectada por la formación de enjarre, incluso en aquellos casos donde el enjarre supera los tres octavos de pulgada de espesor en donde la MLL está limitada, e igual que otras en donde solo cuando la invasión excede las cuarenta pulgadas se obtienen buenos valores de R_{xo} .

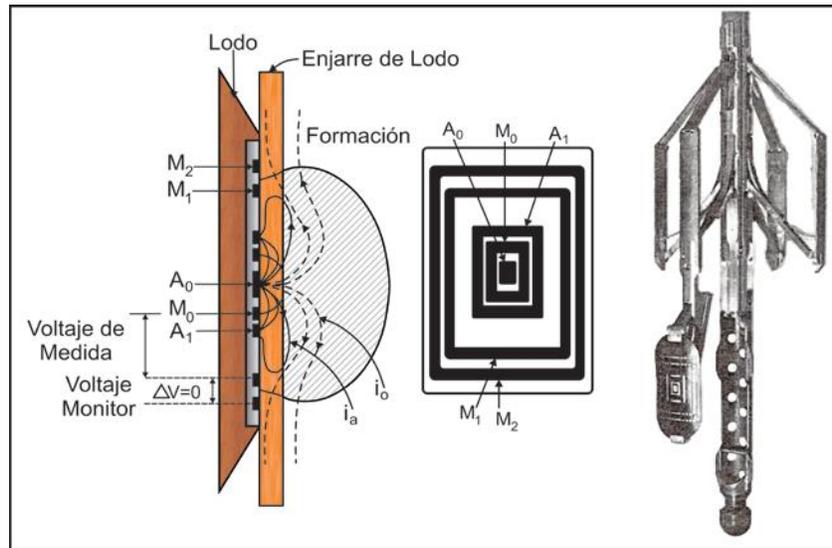


Figura 2.9 En la parte izquierda se observa el arreglo de los electrodos para el caso del registro Microesférico enfocado y de la parte derecha el acoplamiento de la herramienta a la sonda para el cálculo de R_{xo} .

Esta herramienta surge de la necesidad de conocer R_{xo} para realizar correcciones a las lecturas de otras herramientas y tener un valor adecuado de R_t .

El arreglo Microesférico reduce el efecto adverso del enjarre del fluido del pozo. De esta manera se mantiene una adecuada profundidad de investigación.

Principales aplicaciones:

1. Resistividad de la zona lavada.
2. Localización de poros y zonas permeables.
3. Indicador de hidrocarburo móvil.
4. Calibrador.

2.2.1.3 CAPTURA DE NEUTRÓN PULSADO (PNC).

El registro PNC es muy conveniente para evaluar la formación en agujero entubado, diseñado precisamente para operaciones dentro de la tubería de producción. Más allá de los usos petrofísicos (saturación de agua, porosidad, presencia de gas, entre otros), en los últimos años se ha aplicado este tipo de herramientas en pozos donde se desea caracterizar el movimiento de fluidos.

2.2.1.3.1 GENERALIDADES DEL MÉTODO

Este registro utiliza un generador que emite repetidamente pulsaciones de electrones de alta energía. Después de cada emisión, los neutrones disminuyen su velocidad debido al estado térmico del pozo y la formación. Así son capturados por núcleos de átomos que se encuentran en los alrededores de la herramienta, posterior a la captura se presenta una emisión de rayos Gamma. Un detector de rayos Gamma cerca de la fuente emisora registra los cambios relativos en los neutrones cercanos **figura 2.10**. Cuando el detector registra una disminución en la cantidad de neutrones, es debido a una migración o captura de neutrones, de dónde obtiene el nombre este registro.

2.2.1.3.2 COMPORTAMIENTO DE LOS NEUTRONES

Los neutrones pueden interactuar con el núcleo de los elementos alrededor del pozo de dos maneras, por disipación o captura. El tipo de interacción depende en gran parte de la energía del neutrón y del núcleo en cuestión. Los neutrones pueden dividirse en grupos como sigue: 1) neutrones rápidos (arriba de 100 [KeV]), 2) de energía puntual intermedia (entre 100 [eV y 100 [KeV]), 3) neutrones lentos o epitermales (entre 0.025 [eV] y 100 [eV]) y 4) termales (0.025 [eV] o menos).

Pueden ser capturados por un núcleo a cualquier energía, pero la probabilidad de que un neutrón rápido sea capturado es mucho menor que la de un neutrón lento. Cuando se

agrega energía a un núcleo, ésta se realiza por medio de rayos gamma, que es característica del núcleo y se puede observar y registrar. En el caso de disipación de neutrones, éstos chocan con el núcleo, teniéndose dos tipos de colisiones, que son:

- 1) Elástica (la colisión es cinética y se transfiere sólo energía cinética al núcleo).
- 2) Inelástica (la colisión involucra tanto energía cinética como interna).

En el caso de la primera, no se produce radiación de ningún tipo, sólo pérdida de energía interna transferida del neutrón al núcleo. En una colisión inelástica, se producen rayos gamma, que si se cuantifican, puede ser indicativo del tipo de núcleo presente.

La energía de los neutrones es un factor importante en la disipación inelástica; por cada núcleo hay una cierta energía de entrada en la cual la reacción de la disipación inelástica no tendrá lugar, la energía de neutrones requerida es al menos tan alta como los rayos gamma resultantes de la reacción. La energía perdida por una colisión elástica de neutrones es dependiente de las masas relativas del neutrón y del núcleo. Si el átomo es hidrógeno, el cual tiene un sólo protón, el núcleo puede perder su energía total en la colisión.

La velocidad de captura se relaciona directamente con el número de colisiones de neutrones termales con partículas de hidrógeno y cloro, esta velocidad es de suma importancia en los registros de neutrón pulsado. Los rayos gamma generados tras varios segundos, minutos o incluso más, son importantes en los registros de oxígeno activado.

2.2.1.3.3 COMPLEJIDADES

Experimentalmente se descubrió que algunas veces el registro respondía de manera anormal, la razón era el efecto de activación del oxígeno. El oxígeno puede activarse por neutrones de alta energía y producir un isótopo de nitrógeno, el cual decaerá nuevamente a oxígeno con una vida media de 7.1 segundos y emite rayos gamma

fácilmente detectables. En un registro de neutrón pulsado corrido en pozo con perfil de flujo que involucre agua en movimiento pasando por la herramienta, el oxígeno activado se observa como una curva de campana sombreada cuya área decae conforme el agua pasa los detectores.

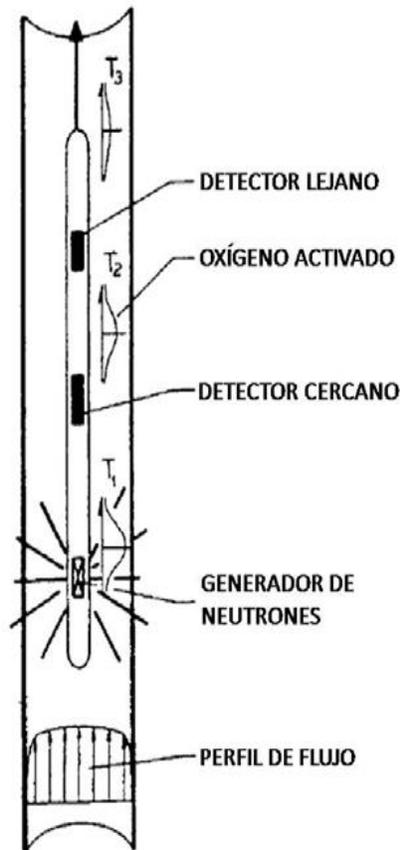


Figura 2.10 Arreglos básico de la herramienta de neutrón pulsado y muestra sobre la afectación del oxígeno activado en el conteo de rayos gamma.

2.2.2 TRAZADORES QUÍMICOS.

Un trazador químico es una sustancia química que se agrega a un fluido inyectado, el cual sirve como herramienta para estudiar las propiedades del yacimiento y debe de cumplir con ciertas características, entre las que se encuentran: no interferir con el flujo

de fluidos, satisfacer los requerimientos con bajas concentraciones y además ser de fácil conducción.

Actualmente este tipo de trazadores constituyen una alternativa y un complemento para los radio-trazadores, aunque en general la operación de inyección resulte más complicada debido a los grandes volúmenes involucrados.

Los trazadores químicos, pueden ser clasificados como se indica enseguida:

1. Tintas
2. Iónicos
3. Orgánicos

2.2.2.1 TINTAS

Las tintas como trazadores químicos han sido utilizados desde hace mucho tiempo y en una gran variedad de aplicaciones, tal es el caso de las tintas fluorescentes también llamada rodamina, las cuales pueden ser detectadas en el rango de partes por billón y son muy susceptibles a la absorción en la roca del yacimiento.

2.2.2.2 IÓNICOS

Los trazadores iónicos son aniones solubles en agua de sal, sodio, o amonio (Br, NO₃, SCN, respectivamente) la mayoría de estas sales están disponibles en forma cristalina o como soluciones que son mucho más fáciles de manejar en el campo. El método de análisis de estos aniones son: cromatografía del ión o cromatografía del líquido a alta presión. Dependiendo de la salinidad del agua y la composición total de la salmuera, típicamente la detección límite de salmuera de un campo aproximadamente es de un miligramo de anión por litro. Tanto los métodos químicos como la sensibilidad del anión,

pueden ser los métodos de investigación más rápidos además de que pueden llevarse a cabo en el campo, aunque tienen la inconveniencia de ser más susceptibles por la interferencia de los aniones, obteniendo datos más dispersos.

2.2.2.3 ORGÁNICOS

Los alcoholes tal como el etanol, metanol, isopropanol, butanol terciario o solventes, típicamente son trazadores orgánicos. Éstos no se producen de forma natural y pueden ser utilizados en fluidos de tratamiento. Los trazadores orgánicos se cuantifican por medio de cromatografía de gases donde para lograrlo con facilidad el límite de detección aproximadamente es de una parte por millón por volumen.

2.2.2.4 EMPLEO DE LOS TRAZADORES

Los trazadores químicos permiten realizar un análisis sobre la transferencia de agua de inyección entre pozos inyectoros y pozos productores **figura 2.11**, el objetivo es detectar con muestras recolectadas, el tiempo de tránsito y la trayectoria seguida por el agua inyectada en la formación. El sistema de detección consiste en agregar productos químicos al agua o gas de inyección y la posterior detección sobre muestras mediante medios lumínicos de dichos compuestos. Estas sustancias tienen moléculas relativamente pequeñas (peso molecular entre 150 y 500), son muy solubles en agua, en alcoholes y en menor medida en hidrocarburos, soportan temperaturas elevadas (hasta 350 °C) y lo más importante es que se han seleccionado por su facilidad y alta sensibilidad de detección mediante métodos ópticos además de ser fácil poder determinar concentraciones de 1 [ppm].

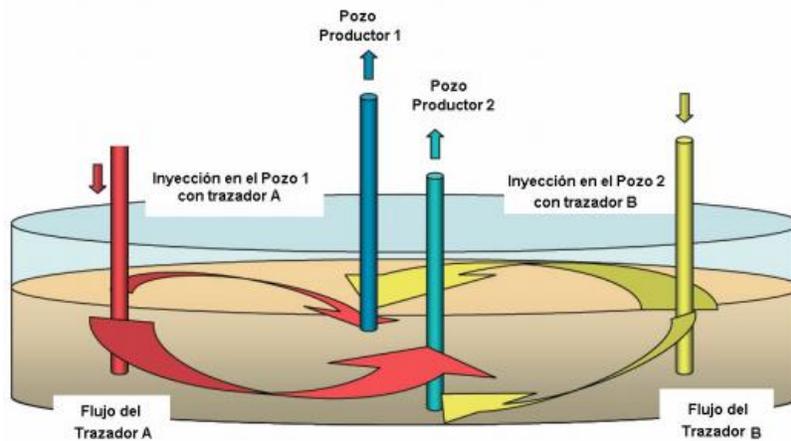


Figura 2.11 Esquema de una prueba de inyección de trazadores.

2.3 MÉTODOS DE ANÁLISIS DE DATOS DE PRESIÓN-PRODUCCIÓN.

Se desarrollarán los métodos más representativos para esta sección, donde la aproximación real de los resultados y estimación de la S_{or} , depende en gran manera de parámetros y datos obtenidos de los métodos anteriores.

2.3.1 BALANCE DE MATERIA (BM)

El concepto de balance de materia es fundamental, debido a que es usado en diversas ramas de la ingeniería. En Ingeniería de yacimientos, es un método importante para estimar los volúmenes originales de aceite y/o gas en el yacimiento, así como la entrada de agua de un acuífero. Sirve para verificar cálculos hechos con volumetría y es más preciso dependiendo de la cantidad y de la calidad de los datos.

La ventaja de este método, es que en yacimientos permeables, se pueden ver los efectos del volumen original de aceite y gas en áreas que no han sido perforadas. No obstante, la principal desventaja es que no puede ser aplicada de manera confiable hasta después de que la producción ha comenzado. Un requerimiento práctico inherente para el éxito del método es la necesidad, en gran termino, de medir la presión del

yacimiento, medir todos los fluidos producidos y obtener información precisa de presión-volumen-temperatura (pVT). Es de gran importancia que las relaciones pVT sean medidas periódicamente desde el inicio de la producción.

2.3.1.1 METODOLOGÍA

Para la aplicación de la ecuación de balance de materia deben hacerse ciertas consideraciones dentro de las cuales se tiene:

1. El yacimiento es una unidad completa, homogénea e isotrópica. Sin embargo con ciertas restricciones, el balance de materia se puede aplicar en partes o secciones del campo; es decir, que no exista movimiento de fluidos entre diferentes áreas o divisiones del campo.
2. El aceite y el gas se comportan en el yacimiento en forma similar a como lo hicieron en el laboratorio durante el análisis pVT.
3. El campo al cual se esté aplicando el balance de materia se encuentra desarrollado.
4. Existe un equilibrio en la presión en todo el yacimiento y durante todo el tiempo de la explotación. Esto implica que en el yacimiento no existan presiones diferenciales de gran magnitud y que no ocurra cambio en la composición del fluido, excepto el indicado en los análisis pVT.

La ecuación de balance de materia tiene diversas consideraciones dependiendo el caso que se esté analizando, como por ejemplo para yacimientos de gas, de aceite saturado o de aceite bajo saturado, los cuales podrían tener o no entrada de agua. Al haber diferentes casos, se requiere aplicar ecuaciones específicas para cada caso, por lo que una vez conocido el tipo de yacimiento, se deberá seleccionar el tipo de ecuación para su aplicación.

La ecuación mostrada mas adelante (desarrollada en el ANEXO II) se obtuvo considerando, además de lo ya mencionado que la presión del yacimiento se encuentra por debajo de la presión de saturación $P_y < P_b$ lo que implica que se tiene presente a fase gaseosa dentro del yacimiento, y posiblemente la presencia de un casquete de gas. Al trabajar con esta ecuación hay que tener presente que habrá un incremento de la fase gaseosa con cada abatimiento de presión y de la misma forma puede o no haber entrada de agua a la formación debido a un acuífero asociado.

2.3.1.2 RESULTADOS

La aplicación de la ecuación de BM representa una de las primeras aproximaciones al comportamiento de un yacimiento durante su vida productiva, debido a que requiere los datos del aceite, gas y agua, que son obtenidos en diversas etapas de producción, suele tener algunas complejidades pues su credibilidad se ve comprometida con el tiempo ya que no todas las características de los fluidos en todo momento se obtienen en laboratorio y por consiguiente se calculan de manera numérica generando problemas de exactitud con el método.

2.3.2 SÍSMICA 4D

Los métodos sísmicos son una herramienta muy útil para la exploración y producción de hidrocarburos, que consiste en generar ondas sísmicas usando explosiones, vibradores u otros equipos, produciendo artificialmente una pequeña alteración de movimiento en el subsuelo y detectando los tiempos de llegada de las ondas producidas a los geófonos en superficie, una vez reflejadas o refractadas en las distintas formaciones geológicas, se puede obtener una imagen muy aproximada de las discontinuidades sísmicas con los tiempos de llegada y las velocidades de propagación. De esta manera se obtiene información adicional para evaluar las reservas con mayor certeza y producir hidrocarburos de forma más efectiva.

Los ingenieros utilizan, además de la sísmica, otras herramientas como análisis de registros y/o núcleos para la caracterización de yacimientos. Hoy día, se utiliza la sísmica pero aplicando la técnica de lapsos de tiempo con el objetivo de detectar las variaciones en la presión y en la saturación para una mejor ubicación de los pozos, prolongar la vida productiva del campo y examinar las propiedades dinámicas de los yacimientos, esto es lo que se conoce como Sísmica 4D.

2.3.2.1 OBTENCIÓN E INTERPRETACIÓN DE LA INFORMACIÓN (IMÁGENES DE PROFUNDIDAD).

La generación de imágenes en la sísmica 3D o 4D se basa en el principio de reflexión y para comprender mejor como es que esto genera dichas imágenes es necesario conocer los siguientes dos conceptos: Apilamiento y Migración. El apilamiento mejora la relación señal-ruido al sumar los registros obtenidos a partir de la información de varios disparos que se reflejan en un mismo punto, para el caso de una capa horizontal en donde la velocidad de reflexión se comporta de manera homogénea se toman las diversas trazas de los diversos pares fuente-receptor, centradas en un mismo punto de reflexión, pero separadas por diferentes distancias, a partir de esto se obtiene una variación con el tiempo de arribo a lo que se le denomina curvatura, posterior a los tiempo de arribo y al representarlos de manera gráfica en función al desplazamiento definen una hipérbola.

El apilamiento se genera también a partir de esta trazas obtenidas con anterioridad, pero para obtener esto se muestra el desplazamiento lateral de cada traza con respecto al tiempo generando a lo que se define como velocidad de apilamiento y como resultado del apilamiento es la obtención de una sola traza siendo como tal la señal mejorada de un disparo reflectado sin desplazamiento lateral. Obsérvese en la **figura 2.12** el proceso de apilamiento y la obtención de la traza sin desplazamiento lateral.

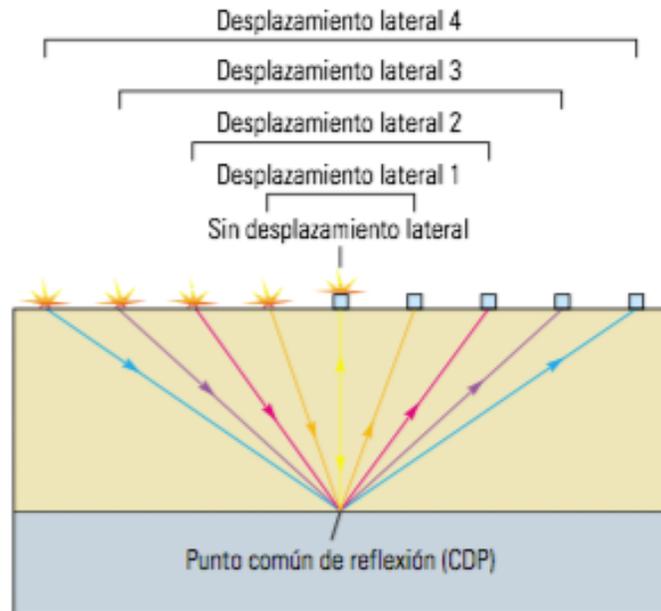


Figura 2.12 Muestra gráfica del acomodo de las fuentes emisoras y los receptores que procesan la información. En la parte media de abajo se muestra el punto único de reflexión para todas las señales de sonido (Oilfield Review, Schlumberger, 2002).

La migración se basa en un modelo de la distribución de energía sísmica reflejada desde la posición supuesta en un punto medio a la posición real **figura 2.13**. La elección de los tipos de migración se puede elegir según la complejidad del objetivo y sus estructuras de sobrecarga.

El tiempo y la profundidad son dominios en los cuales la migración puede realizarse, lo que nos da para la mayoría de los casos el uso del dominio del tiempo para la solución de estos problemas de generación de imágenes, pero cuando estos problemas con más complejos es necesario cambiar de dominio al de profundidad.

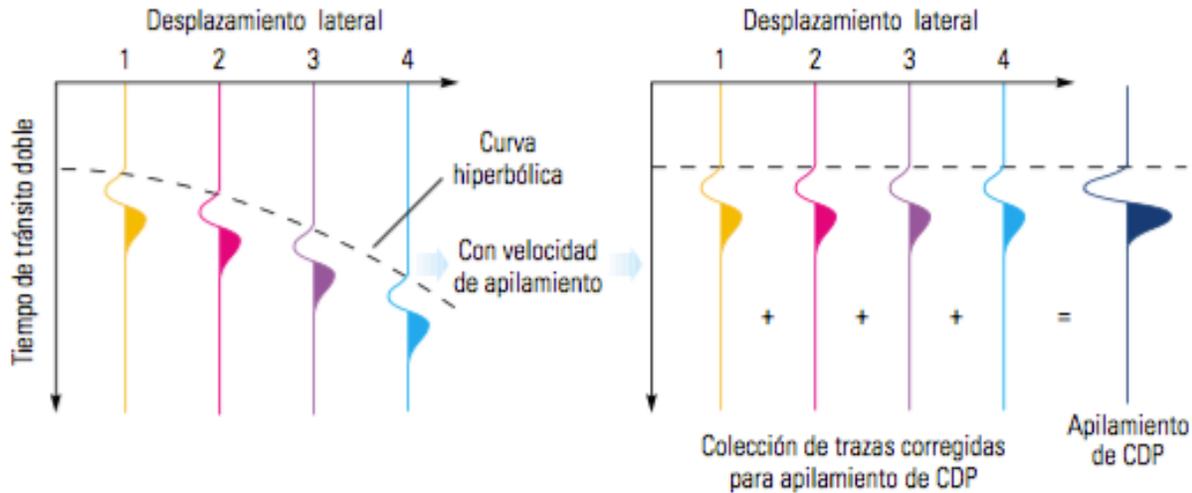


Figura 2.13 Del lado izquierdo de la figura se muestra la formación de la curva hiperbólica debido a que el desplazamiento lateral afecta los tiempos de arribo de cada señal y del lado derecho se puede observar como se realiza esta corrección por desplazamiento para así poder realizar una conjunción y generar el apilamiento de la señales (Oilfield Review, Schlumberger, 2002).

2.3.2.2 RESULTADOS

La obtención e interpretación de las diversas imágenes sísmicas 3D son utilizadas en la actualidad para la identificación sobre la presencia de hidrocarburos en ciertas zonas, así como las estructuras que rodean a estos hidrocarburos, esta información también permite analizar secuencias estratigráficas debajo de domos salinos que años atrás no se podían analizar y se omitían junto con una considerable cantidad hidrocarburos que podían estar presentes en esas zonas .

Para el caso de la sísmica 4D uno de los principales usos que se le da a esta técnica es para el análisis sobre el movimiento de los fluidos dentro del yacimiento y así estimar que zonas están siendo mayormente drenadas y sobre cuales se puede enfocar un posible proyectos de recuperación integral en el yacimiento.

2.3.3 SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

La simulación de yacimientos se basa en el conocimiento de ecuaciones y técnicas usadas en la ingeniería de yacimientos. Principalmente se refiere a la representación física o teórica de algunos procesos y su importancia se basa en desarrollar y usar modelos matemáticos que describan el comportamiento de un yacimiento bajo diferentes escenarios de explotación.

Los avances tecnológicos que ha tenido la simulación en los últimos años principalmente han sido sobre agregar características más detalladas del yacimiento y por lo tanto, mejorar la exactitud.

Las descripciones y factores más detallados, requieren de expresiones matemáticas muy complejas que son difíciles de comprender, aunque para estos casos es necesario llegar a un punto de equilibrio, debido a que para modelos más complejos es necesaria información más detallada, la cual no siempre está disponible y provoca el tener que empezar a suponer una cierta cantidad de valores lo que ocasiona errores mayores que los que se tendrían con modelos sencillos (los modelos y las generalidades de la simulación de yacimientos se encuentran en el ANEXO II) .

2.3.3.1 HERRAMIENTAS Y CONSIDERACIONES

Debido a las diferentes litologías que se tienen en el yacimiento, no se puede tomar una estructura en forma de celda para modelarlo, por lo tanto, se debe hacer la analogía de que se tienen diferentes celdas para representar las diferentes litologías que tengamos en el yacimiento. El método de BM nos ayudará a describir el comportamiento de los fluidos en cada celda, aunque la complejidad del método se ve afectada debido a que migran de una celda a otra. La transferencia de fluido entre dos celdas se calcula por la ley de Darcy. Estos métodos en conjunto describen el comportamiento de cada celda, por lo que este modelo ya no será de dimensión cero debido a que los parámetros del yacimiento varían de celda a celda, por lo tanto se convierte en modelo de una

dimensión debido a que se considera más de una celda en una dirección y una celda en las otras dos direcciones.

Este análisis puede extenderse a yacimientos donde las propiedades como la presión varían en dos dimensiones y otros donde las variaciones son en tres dimensiones.

2.3.3.8 RESULTADOS

Los datos obtenidos a través de una simulación son muy importantes para analizar la mejor estrategia para el desarrollo de un yacimiento, lamentablemente algunas de las deficiencias que tiene este método están en la obtención y aplicación de la información que se utilizará, pues la mayoría de los datos generan las propiedades del yacimiento basándose de las originales calculadas de núcleos o registros geofísicos, pero que solo representan las propiedades someras al pozo del que fueron tomadas, por lo que aun considerando los mejores cálculos de propiedades llevaran un error significativo a lo que originalmente existe.

La simulación, entre más detallada puede generar mayor incertidumbre sobre los datos que arroje, siendo una herramienta muy eficiente hay razones para creer que lo mejor que se puede hacer con la simulación es busca un punto en el que los resultados arrojados estén dentro de un punto clave para una buena interpretación y una incertidumbre aceptable para tomar el riesgo.

CAPÍTULO 3 DISCUSIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

Una vez realizada la explicación de cada una de las metodologías anteriores es más fácil comprender cómo es que se realiza el proceso de la estimación de aceite residual y posteriormente darle una interpretación adecuada para futuras operaciones en el campo.

Omitiendo las pruebas de laboratorio se analizarán las ventajas, desventajas y operaciones conjuntas que pueden tener estas técnicas de investigación para poder generar una guía acorde a los tipos de pruebas y finalmente una que considerando las variables que requiere cada uno de los métodos y nos permita obtener una clasificación que pueda ser útil para la selección de alguno de estos métodos.

3.1 APLICACIÓN DE METODOLOGÍAS Y ANÁLISIS

Se desarrollará de manera simplificada la forma en la que se estima la Sor en cada uno de los métodos y así mismo se plantearán cuáles son sus ventajas y desventajas con respecto a diversas condiciones presentes en el yacimiento.

3.1.1 REGISTROS GEOFÍSICOS

Para estos métodos las consideraciones más importantes están en las propiedades de la formación y las características presentes en el pozo donde se correrán las herramientas, generando de esta forma un rango de la Sor lo más preciso posible y con la menor influencia de la incertidumbre en los resultados.

3.1.1.1 RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR

Tras la aplicación de la RMN se procede a obtener la saturación de agua para así poder tener un valor exacto de la saturación de aceite residual y evitar complicaciones futuras en la corrección de algunos factores necesarios.

Lo siguiente es corregir por efectos del gas, la porosidad obtenida, aunque las variaciones de los datos obtenidos con la RMN por presencia de gas son casi despreciables.

Finalmente, la saturación de aceite residual podrá ser obtenida a partir de un modelado que compare la porosidad y el tiempo de relajación transversal (T_2), generando una curva, la cual nos mostrará un incremento significativo de la porosidad con respecto a T_2 esto debido a la combinación de la presencia de agua y aceite. Considerando lo anterior y utilizando una línea de tendencia logarítmica definida como T_{2DW} permitirá ayudar con la estimación del aceite sin que el agua afecte estos valores.

Utilizando la curva obtenida de la Porosidad- T_2 e iniciando a la derecha de la línea de tendencia creada T_{2DW} , se realizará la integral bajo la curva a partir de ese punto y el valor obtenido será la saturación de aceite del campo en ese punto de tiempo.

En la siguiente **tabla 3.1** se sintetizan los factores que permite una buena estimación por parte de los resultados de la herramienta, así como aquellos que complican su funcionamiento o uso dentro de un pozo y en un yacimiento.

Tabla 3.1 Resumen comparativo de las ventajas y desventajas de la resonancia magnética nuclear.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
No se necesitan demasiadas correcciones en el registro para procesar su información.	Los valores a corregir, aunque mínimos pueden afectar considerablemente los resultados.
Es un estudio muy preciso a nivel de pozo.	Requiere correlación de pozos e interpolación de ciertos valores para tener un valor de la saturación en los diversos puntos de interés del campo o yacimiento.
No requiere largos tiempos de cómputo para el procesamiento de los datos.	Necesita los conocimientos de un especialista que tenga experiencia con estudio e interpretación de los resultados.

3.1.1.2 RESISTIVOS

Las herramientas que se utilizan para llevar a cabo los estudios resistivos están muy ligados a la precisión de medición de la misma, así como el nivel de penetración horizontal. Considerando esto y el espesor del enjarre generado en el pozo por el fluido de perforación, el escoger entre alguna de las variantes de este tipo de estudio (Doble Inducción Fasorial, Doble Laterolog Telemétrico, Microlaterolog, Micro Esférico Enfocado), es un poco laboriosa, pero no complicada.

En la **tabla 3.2** a pesar de que son de las herramientas más utilizadas para estimar gran diversidad de parámetros, es necesario tener cuidado, pues debido a este tipo de situaciones que parecen poco complejas, es donde se pueden cometer un mayor número de errores y por consecuencia situaciones que compliquen la estimación de la Sor.

Tabla 3.2 Resumen comparativo general de las ventajas y desventajas de los registros resistivos.

RESISTIVOS	
VENTAJAS	DESVENTAJAS
El porcentaje de error es técnicamente corregible mediante el uso de valores obtenidos en estudio de núcleos.	Aunque la incertidumbre es mínima, las condiciones óptimas para el desempeño de este estudio llegan a variar y generan situaciones adicionales de error.
Tiene una de las mayores profundidades de investigación horizontal a nivel de pozo.	El enjarre, formaciones muy compactas y una mala selección de la herramienta generarán problemas, por lo que es necesario de la presencia de personal especialista en el área.
Obtiene buenos perfiles de saturación de hidrocarburos en el área donde se realizó el estudio.	Genera un perfil de resistividad general por lo que se tienen que considerar estudios adicionales para diferenciar entre gas y aceite.

Este método es frecuentemente utilizado en campos petroleros donde la concentración de sal es muy significativa, lo que permite tener lecturas muy exactas sobre las zonas saturadas por hidrocarburos.

Cabe destacar la palabra hidrocarburo no específica solamente aceite, debido a que en presencia de gas o líquido la respuesta resistiva del estudio se ve afectada, por lo que es necesario comparar las mediciones con los datos obtenidos en laboratorio de los núcleos que se hayan obtenido. No obstante, a condiciones óptimas (enjarre mínimo, selección de la herramienta adecuada, porosidad mayor al 15% y saturación de agua mayor al 15%) la incertidumbre varía entre el 5% y 10%, sin considerar estas condiciones óptimas la incertidumbre no sobrepasa el 15%. Este porcentaje de incertidumbre en la mayoría de los casos es corregible hasta hacerla técnicamente nula, realizando corridas del

registro a la misma profundidad en donde se observa el aumento resistivo y mediante esto llegar a obtener mediciones favorables para futuras decisiones.

3.1.1.3 CAPTURA DE NEUTRÓN PULSADO

El registro de PNC es una herramienta que ha sido usada recientemente para la estimación de la saturación de aceite residual, en la mayoría de los casos en lo que se ha implementado se obtuvieron resultados favorables, aunque no los esperados. Debido a esto, se utilizan alternativas aplicables al registro para mejorar la exactitud del registro y tener resultados más confiables.

Finalmente, el registro se realiza mediante una etapa de inyección, LIL (por sus siglas en inglés Log-Inject-Log), lo primero que se realiza es la corrida del registro, posteriormente se inyecta algún fluido que permita a disminuir los errores de la medición de la porosidad en la zona de investigación y por consecuencia la Sor en la misma. La inyección del fluido puede ser agua, algún fluido químico, o aceite mezclado con algún otro fluido, lo que se busca es que el fluido llene el espacio poroso, desplace los hidrocarburos a otra zona y se tenga una medición más limpia y con menor incertidumbre.

Los principales problemas de este proceso son que normalmente se requiere de más de una inyección del fluido para obtener resultados precisos, lo que se ve reflejado en el tiempo y la eficiencia del estudio.

La profundidad de investigación es uno de los factores fundamentales de este registro y considerada como promedio con respecto a los demás registros geofísicos (de 7 a 24 pulgadas).

Una vez que se realizó la inyección del fluido seleccionado, se vuelve a realizar la medición con el registro, el mismo número de veces después de cada una de las inyecciones realizadas en el pozo.

Tomando en cuenta las consideraciones anteriores la **tabla 3.3** genera un perfil de comparación entre PNC convencional contra el PNC-LIL, que permite observar más claro cuáles son sus diferencias y atribuciones.

Tabla 3.3 Resumen comparativo entre el registro de PNC convencional y el PNC-LIL

CONVENCIONAL		LIL (AGUA, QUÍMICOS, ETC.)	
VENTAJAS	DESVENTAJAS	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Buena profundidad de investigación.	Baja exactitud en la determinación de parámetros.	Buena Profundidad de investigación.	Altos tiempos de estudio.
Se puede realizar en agujero cerrado.	Resultados confiables solo si se tiene una porosidad menor al 10%.	Se puede realizar en agujero cerrado.	Requiere de tres inyecciones o más para que se puedan considerar factibles los parámetros obtenidos.
En presencia de agua el registro disminuye errores por poros vacíos.	El agua de la formación debe de tener una salinidad menor de 50 mil ppm.	Puede diferenciar entre el dióxido de carbono y el metano	Las inyecciones químicas pueden afectar zonas cercanas al pozo.
-	-	Puede determinar el porcentaje de aceite movable en la zona.	Pueden generar disoluciones con el aceite que afecte la calidad de los resultados.

3.1.2 TRAZADORES QUÍMICOS

Los trazadores como fluidos que ingresan en el yacimiento a través de un pozo tienen como punto crítico la cantidad que se inyectará, y podrá o no, ser observable para analizar su comportamiento. La cuál debe ser cuantificada de la mejor manera posible, debido a que si la cantidad es mayor o menor a la necesaria los pozos considerados como observadores estimarán y obtendrán resultados basados en un comportamiento erróneo del trazador, lo que conllevará una diversidad de errores que afectaran la medición en la mayoría de los parámetros esenciales para para la estimación de la Sor y de algunos otros factores.

El necesario comprender que el número de pozos observadores seleccionados para el estudio, no serán los únicos en los que se tendrá presencia del trazador después de la inyección del mismo, existen altas posibilidades de que se tenga presencia en la producción en algunos otros pozos y no por esta razón los resultados se encuentren comprometidos. Tener un buen criterio de selección para considerar o no estos pozos adicionales que producen el trazador si fuera necesario o, de lo contrario, mantenerlos fuera del análisis e interpretación final de los parámetros.

En cierto número de casos, considerado como representativo, tras una prueba de trazadores químicos, los datos obtenidos en el transcurso del estudio, no logran ser lo suficientemente confiables como para poder realizar una evaluación completa y concreta sobre lo que está sucediendo en el medio poroso, por lo que esto puede generar una pobre interpretación y disminuir la certidumbre sobre la saturación de aceite residual.

Por estas razones en la **tabla 3.4** se hace hincapié en la selección del tipo de trazador, la cantidad que se utilizará y la zona en donde se localiza el yacimiento.

Tabla 3.4 Resumen comparativo de ventajas y desventajas de los trazadores químicos.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Generan un buen perfil de movimiento a través del yacimiento entre el o los pozos inyectoros y el o los pozos productores de observación.	Requiere de altos criterios de selección, debido a los pozos que no fueron elegidos como observadores y en donde se llegan a obtener ciertas cantidades del trazador inyectado.
Es un estudio bueno para el análisis entre pozos, contemplando una mayor escala y disminuyendo la incertidumbre por interpolación entre pozos.	Requiere una cantidad precisa del trazador, ya que si es mal calculada generará problemas por un mal comportamiento del mismo a través del yacimiento.
Los datos obtenidos tras la interpretación del estudio ayudan a generar curvas de comportamiento futuro de los diversos parámetros roca-fluido	Aunque es aplicable para todo tipo de yacimientos no siempre se obtienen los valores necesarios para que el estudio se pueda considerar como factible para la obtención de parámetros de importancia.
Ayuda a obtener un valor muy bueno sobre la saturación de aceite residual y la movilidad del mismo a través del yacimiento.	Pueden generar problemas ambientales debido a que el resultado de la producción no suele tener un procedimiento estándar de eliminación, generando problemas biológicos y a la

	empresa encargada del estudio.
--	--------------------------------

3.1.3 BALANCE DE MATERIA

Este método suele ser uno de los más utilizados con datos de presión-producción, es fundamental para la estimación de la Sor, genera valores aproximados para saber cómo actuar posteriormente con el campo y el, o los métodos que se podrán aplicar.

Aunque es un método que utiliza valores obtenidos de la producción acumulada de un campo, propiedades petrofísicas obtenidas a partir de núcleos o registros geofísicos y demás herramientas, es un método con mayor incertidumbre entre más joven sea el proyecto y por consecuencia conforme el proyecto avanza estas estimaciones van siendo más precisas. Principalmente el tiempo puede llegar a ser un problema para cierto tipo de proyectos en los que el yacimiento pierde rápidamente las características que le permiten producir los hidrocarburos por su propia cuenta, lo que no le permite a la ecuación de BM generar más estimaciones y es necesario recurrir a otro tipo de estudios para analizar esta saturación de aceite y ver con qué tipo de aplicación tecnológica apoyar el proyecto.

La ecuación de balance de materia puede ser una forma rápida de complementar ciertos estudios que permitan tomar una decisión cuando en su momento sea necesario.

Como método para la estimación de aceite residual se mantiene como una técnica que disminuye la incertidumbre con respecto al tiempo, pero sigue siendo considerado parte básica de un proyecto petrolero.

Es importante recordar que este método genera estimaciones puntuales para cierto tiempo de vida productiva del yacimiento, por lo cual generar un rango de Sor útil para el

estudio es necesario hacer uso de esta herramienta un gran número de veces, tomando a partir de estos, como se muestra en la **Tabla 3.5** las consideraciones que afectan a este método.

Tabla 3.5 Resumen comparativo de ventajas y desventajas de la ecuación de balance de materia.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Se puede utilizar en cualquier momento de la vida de un proyecto, desde su planeación hasta su abandono.	Utiliza información de un solo valor, por lo que considera la diversas propiedades y parámetros con los que trabaja como promedio.
Una vez que se tienen los datos necesarios para trabajar con este método el tiempo que requiere para realizarlo es mínimo.	Sus valores son cambiantes con respecto al tiempo, por lo que se tiene que generar una diversidad de veces para analizar el comportamiento y su cambio.
Estima la saturación residual de aceite total promedio, disminuyendo la incertidumbre por zona de investigación y generando datos para una toma de decisiones rápida.	Necesita del apoyo de varios estudios y métodos de investigación que le pueden generar errores en el momento de la interpretación final de los parámetros.
Es un método fácil de usar y con complicaciones mínimas, no necesita	Se requiere en la mayoría de los proyectos tener precisión en la mayoría de los aspectos, disminuyendo lo más posible la incertidumbre, por lo que este

de expertos para realizarlo.	método puede no ser la herramienta más adecuada para poder tener esos resultados.
------------------------------	---

3.1.4 SÍSMICA 4D

Este método es una de las principales opciones de aplicación a nivel de yacimiento debido a la generación de imágenes que muestran la presencia de los fluidos en el yacimiento, así como su movimiento o migración a través del mismo con respecto al tiempo. Debido a que las imágenes son representadas con respecto a la velocidad de transito de la onda a través de cualquier objeto, permite diferenciar entre hidrocarburos y agua, para poder analizar las zonas en donde están presentes al agua, aceite y gas.

El aceite residual que presenta la sísmica 4D, aunque no permite observarlo a nivel volumétrico si genera una estimación con la cuál generar o comparar otros parámetros del yacimiento.

El tiempo necesario para realizar este tipo de estudio es uno de los principales problemas, debido que se realizan las pruebas sísmicas en intervalos en los que se puedan observar cambios notables en el movimiento de los fluidos, por lo que una prueba que genere datos bien definidos, pasa la barrera de año de estudio. Finalmente es necesario tener en cuenta que si la producción total del yacimiento es muy baja, las densidades de los fluidos muy altas y los intervalos de tomas sísmicas muy reducidos, generará que el estudio no aporte buenos parámetros para una estimación correcta de la Sor.

Para este método es muy importante tener en cuenta que la mayoría de las ventajas y desventajas que se muestran en la **tabla 3.6** están muy afectadas por el tiempo que lleva

realizar el estudio y sus errores en la interpretación debido al escalamiento, que es necesario para llevar los resultados a una generalidad con respecto a otros métodos.

Tabla 3.6 Resumen comparativo de las ventajas y desventajas de la sísmica 4D.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Permite una estimación de aceite residual con baja incertidumbre (menor al 10%)	Requiere de tiempos muy altos de estudio y gran cantidad de equipo para abarcar una zona considerable para efectos de calidad.
La interpretación de la imágenes sísmicas nos permiten observar con cierto detalle las zonas de mayor migración del aceite y de los demás fluidos.	Requiere de expertos que sepan analizar a detalle cada una de alteraciones que lleguen a verse representadas en el estudios por efectos ajenos al mismo.
Permite generar un plan de producción con el menor número de pozos, equipo e inversión económica, mejorando la rentabilidad del proyecto.	Debido a que es un estudio que obtiene algunos datos diferentes con respecto al tiempo necesita de correcciones futuras en cada uno de los rubros en donde se hayan utilizado con anterioridad algunos de los datos obtenidos previamente.

3.1.5 SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

Como método numérico, es uno de los más complejos y específicos en cuestión de análisis de información, en donde los especialistas encargados de realizar la simulación, tomarán y seleccionar los datos y parámetros necesarios que consideren para el estudio. Los cuales son previamente obtenidos de análisis de núcleos, registros geofísicos, pruebas de producción en pozos y demás, por lo que la recisión de esta herramienta dependerá de la etapa en la que el proyecto se esté desarrollando. Si el proyecto aún es joven y se encuentra en etapa de desarrollo, si ya está en una etapa productiva o en su etapa final como un proyecto maduro, ideas tomadas en consideración para generar la **tabla 3.7**. Cada una de estas situaciones modificara la incertidumbre, que puede afectar a la toma de decisiones para el proyecto.

Tabla 3.7 Resumen comparativo de la ventajas y desventajas de la simulación de yacimientos.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Puede utilizarse como método de análisis de información y comportamiento del yacimiento en cualquier etapa del proyecto.	Debe realizarse una buena selección de aplicación de la herramienta para evitar altos niveles de incertidumbre y mejorar su interpretación.
La estimación de aceite residual es observada a nivel volumétrico con una certidumbre muy alta.	Requiere de expertos que sepan escoger e interpretar la información que será utilizada en el momento de la simulación, por lo que parte del estudio tiene subjetividad técnica del experto.
Permite analizar a gran detalle el movimientos de todos los fluidos dentro del yacimiento.	Debido al alto procesamiento de datos, el tiempo de computo se ve incrementado, lo que refleja altos costos.
Facilita la generación de planes de producción futuros, necesarios para	Mayos cantidad de datos refleja una menor incertidumbre y viceversa,

una recuperación adicional de aceite.	trabajar con una cantidad de datos muy alta puede llegar a ser muy complicado y en ocasiones ineficiente.
---------------------------------------	---

Debido a que la simulación de yacimientos demasiada información para poder realizarse, es necesario, considerar ciertas secciones de la simulación con parámetros promedio, para evitar un largo tiempo de computo.

Para la Sor en un yacimiento o el área de estudio que se tome para la simulación, estos parámetros promedio modificarán el proceso de estimación.

Finalmente se estudia el comportamiento de migración del aceite a través del yacimiento y por los pozos, para así generar alternativas para la extracción del aceite una vez que el yacimiento empiece a perder la capacidad para producir por su propia cuenta o que el aceite se encuentre en zonas de muy baja permeabilidad que obligue a implementar otro tipo de acciones.

3.2 CLASIFICACIÓN DE LAS METODOLOGÍAS POR TIPO DE PRUEBA

Tras detallar cada una de las metodologías anteriores para la estimación del Sor, y dejando en claro las ventajas y desventajas que podrían ser cruciales en el momento de aplicar cada una de las mismas. También considerando la diversidad de aplicaciones principales o secundarias (depende del método aplicado), el objetivo de este punto es poder generar una guía práctica para ayudar a seleccionar el método más adecuado al proyecto y tipo de yacimiento que se esté desarrollando, para esto se tomará para las clasificaciones el nivel de investigación de cada prueba y las similitudes que comparten. Así como los datos e información que necesitan para poder realizarse y aplicarse.

Se tiene que destacar que, en las metodologías anteriormente desarrolladas, cierto tipo de estudios y procedimientos que se realizan no son explicados a detalle, como es el

caso del análisis de núcleos y cuyos parámetros obtenidos de estos son utilizados para una corrección de registros o pruebas adicionales que necesiten dicha corrección.

Para tener una idea más concreta sobre los diversos factores en considerar a nivel técnico se analizarán según la siguiente **figura 3.1**.

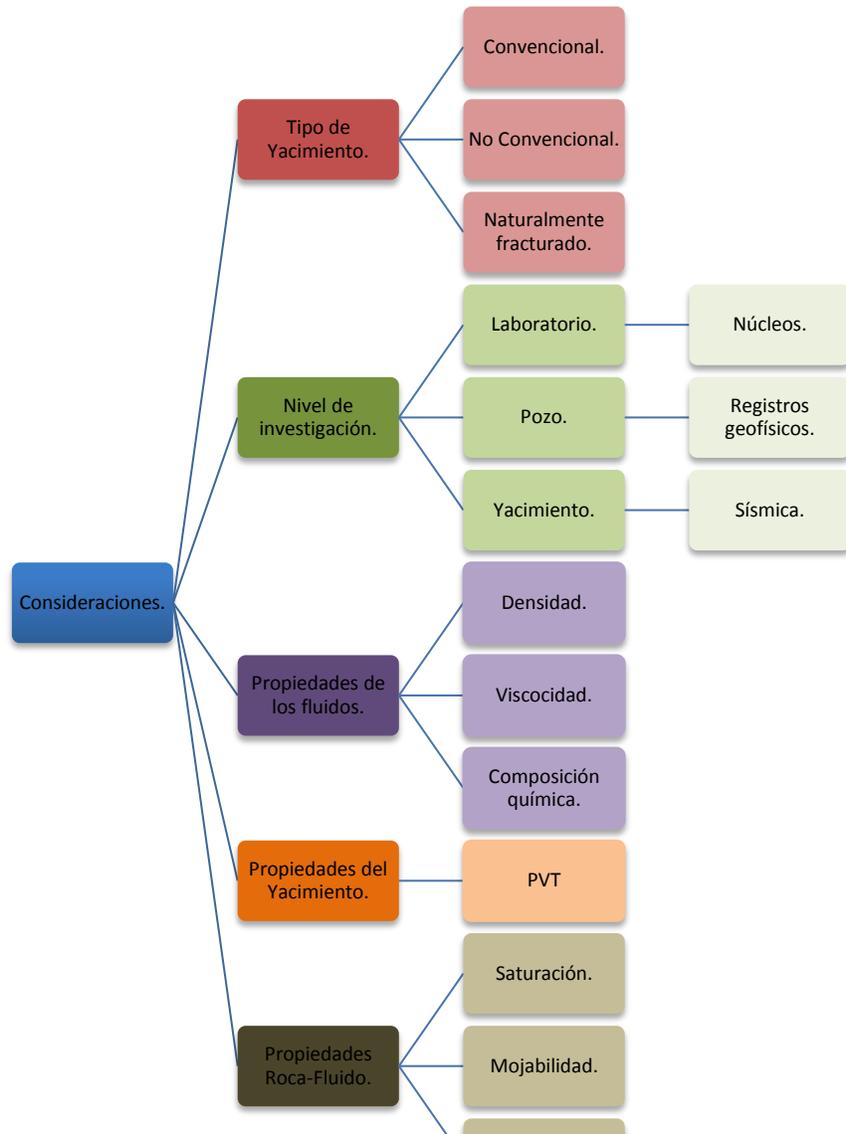


Figura 3.1 Principales variables a considerar para la clasificación de los métodos de estimación de Sor.

Las consideraciones anteriores serán parte fundamental para poder elegir cómo se realizará la clasificación de las metodologías. Los aspectos tecnológicos y económicos se consideran de forma comparativa, debido a la falta de información sobre estos temas, pero se mencionarán en los casos que sean necesarios.

3.2.1. PRUEBAS DE LABORATORIO

Para la clasificación en este tipo de pruebas se omitirán el uso de núcleos para su estudio, debido a que son estrictamente realizadas en núcleos o tapones de los mismos y cuyo uso en la mayoría de las pruebas impide volver a utilizar los núcleos para otro tipo de prueba, por lo que se debe de considerar realizar este tipo de procedimientos posterior a la obtención de las propiedades roca-fluido.

Pruebas de Laboratorio			
Variab	Destilación-Extracción	Retorta a presión atmosférica	Escaneo

Mojabilidad	Afectada	No	No
Porosidad	Si	No	No
Permeabilidad	Si	No	No
Densidad de Fluidos	Si	No	No
Agua de Formación	Si	No	No
Medición de Sor	Indirecta	Directa	Directa
Exactitud	A considerar	Buena	Buena
Tiempo de Prueba	Alto	Alto	Corto

En la siguiente **tabla 3.8** se muestran los parámetros que comparten la mayoría de estas pruebas y que se consideran importantes para su uso y aplicación.

Tabla 3.8: Clasificación de pruebas de laboratorio por variables requeridas

La forma en la que se realiza la clasificación de las anteriores pruebas no aplica para los yacimientos naturalmente fracturados debido a la necesidad de un núcleo en buen estado para su estudio, situación que no es representativa de este tipo de yacimientos.

En el caso de los yacimientos no convencionales donde la porosidad y permeabilidad estén en un rango muy bajo se puede optar por eliminar la prueba de destilación-extracción debido a que gran parte del estudio se basa en el desplazamiento de los fluidos dentro del núcleo.

3.2.2 PRUEBAS DE CAMPO

Para la clasificación en este tipo de pruebas que se muestra en la **tabla 3.9**, se toma el hecho de que se realizan dentro del pozo y que por excepción de los trazadores químicos todos los demás son considerados como registros geofísicos, facilitando seleccionar el número de variables que intervendrán.

Tabla 3.9 Clasificación de pruebas de campo por variables requeridas

Variables	RMN	Resistivos	PNC	PNC (LIL)	Trazadores Químicos
Porosidad	No	Si	Si	Si	Si
Permeabilidad	No	No	No	Si	Si
Agua de Formación	No	Si	Si	Si	No
Penetración Horizontal	Media	Alta	Media	Alta	Alta
Inyección de Fluidos	No	No	No	Si	Si
Obtención de Sor	Indirecta	Indirecta	Indirecta	Indirecta	Directa
Exactitud	Buena	Considerable	Considerable	Buena	Buena
Tiempo de la Prueba	Medio	Medio	Medio	Muy Alto	Muy Alto

El uso de los registros resistivos en todos los tipos de yacimientos siempre ha tenido una gran intervención aún con la tecnología cambiando debido a su aplicación para determinar de la saturación de fluidos.

La RMN y el registro de PNC han empezado a tomar importancia para la estimación de la Sor en yacimientos naturalmente fracturados debido a que las complejidades presentes en ese tipo de yacimientos no generan problemas significativos para estas pruebas.

Los trazadores químicos y el registro de PNC LIL son principalmente realizados en campos maduros en donde no se tiene un buen perfil o estudio del movimiento de fluidos a través del yacimiento y así generarla de manera precisa sin necesidad de realizar una gran cantidad de estudios no especializados, por eso a pesar de que son estudios mucho más costosos en comparación con los demás estudios dentro de la clasificación, pueden llegar a tener ventajas significativas si la problemática es parecida a lo descrito.

3.2.3. MÉTODOS PRESIÓN-PRODUCCIÓN.

Aplicar este tipo de métodos principalmente requiere de datos obtenidos de la producción de uno o más pozos y de estudios especializados en laboratorio que permitan tener las propiedades roca-fluido lo más exactas posibles.

El grado de exactitud de estos métodos es complicado de determinar debido a la forma en que se procesa la información en cada método y los resultados que arrojan cada uno de los mismos.

La interpretación de la sísmica 4D depende de cómo viajan las ondas a través de la formación y los fluidos, y con esto permite generar cualitativamente un perfil de movimiento de los fluidos y en este caso ayudar a obtener la Sor a partir de este perfil de movimiento.

3.3. CLASIFICACIÓN CONJUNTA DE LAS METODOLOGÍAS

Considerando las tablas 3.8 y 3.9 y los métodos presión-producción como dependientes de la mayoría de los ya mencionados, omitiendo las particularidades de las pruebas de laboratorio y de campo. Las propiedades petrofísicas se tomarán en cuenta en un solo apartado y no individualmente para reducir la complejidad de lo que se mostrará como una clasificación en la **tabla 3.10**, que servirá como guía y que permita en cierta manera ayudar a seleccionar el tipo de método que pueda aplicarse dependiendo a la diversas características y problemáticas que presente el proyecto y el yacimiento.

SATURACIÓN RESIDUAL

Tabla 3.10 Clasificación conjunta

Simulación								
Balance de Materia								
Sísmica 4D								
Variables	Destilación- Extracción	Retorta	Escaneo	RMN	Resistivos	PNC	LIL	Trazadores
Propiedades petrofísicas	∅:se obtiene k: se obtiene	∅:se obtiene k: se obtiene	∅:se obtiene k: se obtiene	∅: NA k: NA	∅> 10% k>50 mD	∅> 10% k>50 mD	∅> 10% k>100 mD	∅> 10% k>100 mD
Agua de Formación	Si	NA	NA	NA	Si, alta salinidad	Si	Si	NA
Obtención	Indirecta	Directa	Directa	Indirecta	Indirecta	Indirecta	Indirecta	Directa
Exactitud	Considerable	Buena	Buena	Buena	Considerable	Considerable	Buena	Buena
Tiempo de prueba	Medio	Medio	Muy Bajo	Alto	Alto	Alto	Muy Alto	Muy Alto
Yacimientos	YC YNC	YC YNC YNF	YC	YC YNC	YC YNC YNF	YC	YC	YC

CONCLUSIONES

Como resultados del trabajo de investigación presentado se concluye que:

1. Se elaboró una guía que para visualizar las posibles aplicaciones de los métodos que mejor se adapten a los datos e información disponible en un momento dado para determinar la Sor, considerando criterios técnicos para su conformación.
2. La importancia de considerar las ventajas y desventajas de cada uno de los métodos con respecto a las características del yacimiento y las problemáticas que pueden llegar a presentarse en un futuro debido a éstas.
3. La complejidad de estimar la Sor en proyectos nuevos, desarrollados y en una etapa madura puede ocasionar mayor número de problemas si no se toman las medidas necesarias para contrarrestar esta diversificación de situaciones.
4. El grado de valor que pueden tener en la actualidad los yacimientos en etapas maduras y que, debido a los bajos precios de petróleo, puede ser factible realizar estudios para estimar la Sor y desarrollarlos a partir de esta información.
5. Complementar los métodos es clave para minimizar la incertidumbre generada por la aplicación individualizada.
6. Asegurar en la medida de lo posible la no sobrestimación o subestimación de la Sor a través de actualizaciones de datos y parámetros conforme el proyecto avance.
7. La escala de trabajo de los diversos métodos debe aterrizar a la mejor posible para evitar situaciones de error por mala interpretación.
8. Finalmente, no dejar a la Sor como un parámetro secundario y con poca relevancia, porque al menos para México en la actualidad, puede ser determinante para cierta parte de la producción petrolera.

REFERENCIAS

1. Aguilera, R., 1982; "Relative Permeability Concepts for Predicting of Naturally Fractured Reservoirs." JCPT, Vol. 21, (Noviembre 5)128-136.
2. Arroyo, C. A., 2007, "Bases Teóricas e Interpretación de Registros Geofísicos de Pozos". Facultad de Ingeniería. UNAM. México.
3. Buryakovsky, L., Chilingar, G. V., Rieke H. H., Shin, S., 2012, "Fundamentals of the Petrophysics of Oil and Gas Reservoirs", New Jersey, US, John Wiley & Sons, Massachusetts, US, Scrivener Publishing LLC.
4. Dunn, K.-J. (Ed.), Bergman, D. J. (Ed.), LaTorraca, G. A. (Ed.), 2002, "Nuclear Magnetic Resonance: Petrophysical and Logging Applications", United Kingdom, Elsevier.
5. Ellis, D.V., Singer, J.M., 2007, "Well Logging for Earth Scientists", NY, US, Elsevier.
6. Halliburton, Coates G. R., Xiao L., Prammer M. G., 1999, "NMR Logging Principles and Applications", Houston, US.
7. Johns, M. (Ed.), Fridjonsson, E. O. (Ed.), Vogt S. (Ed.), Haber, A. (Ed.), 2015, "Mobile NMR and MRI: Developments and applications", United Kingdom, The Royal Society of Chemistry.
8. McCain, W.D. Jr. 1990. "The Properties of Petroleum Fluids", second edition. Tulsa, Oklahoma: Penn Well.
9. PETSOC, Delauretis, E. F., Yarranton, H. W., Baker R. O., 2008, "Application of Material Balance and Volumetrics to Determine Reservoir Fluid Saturations and Fluid Contact Levels".
10. SPE, Schenewerk, P. A., Knapp, R. M., Fertl, W. H., 1982, "The Accuracy of Pulsed Neutron Capture Logs for Residual Oil Saturation".
11. SPE, Pathak, P., Fitz, D. E., Babcock, K. P., 2011, "Residual Oil Saturation Determination for EOR Projects in a Mature West".
12. SPE, Hazra, S., Bhattacharya, S, 2008, "An Innovative Approach to Evaluate Residual Oil Saturation in Insitu Condition".
13. SPE, Tomich, J. F., Dalton, R. L. Jr., Deans , H. A., ShaUenberger, L. K., 1973, "Single-Well Tracer Method To Measure Residual Oil Saturation".
14. SPE, Chang, M. M., Maerefat, N. L., Tomutsa, L., Honarpour, M. M., 1988, "Evaluation and comparison of residual oil Saturation Determination Techniques".
15. SPE, Teklu, T. W., Brown, J. S., Kazemi, H., Graves, R. M., AISumaiti, A. M., 2013, "A Critical Literature Review of Laboratory and Field Scale Determination of Residual Oil Saturation".
16. SPE, Teklu, T. W., Brown, J. S., Kazemi, H., Graves, R. M., AISumaiti, A. M., 2013, "Residual Oil Saturation Determination – Case Studies in Sandstone and Carbonate Reservoirs".

GLOSARIO

YACIMIENTO.

Considerando en ámbito energético se puede definir como una estructura geológica establecida en el subsuelo conformada por rocas porosas y permeables, rodeada de más rocas que impiden la migración de los hidrocarburos a otras partes y que permiten una acumulación mínima (económicamente hablando para su extracción) de estos mismos en una zona.

YACIMIENTOS CONVENCIONALES. (YC)

Las características de este tipo de yacimientos habitualmente permiten que el petróleo o el gas natural fluyan con facilidad hacia el interior de los pozos. Este término se utiliza para señalar la diferencia con respecto a los yacimientos de lutita u otros yacimientos no convencionales, en los que el gas podría distribuirse por todo el yacimiento a escala de cuenca, y donde las fuerzas de flotabilidad o la influencia de una columna de agua sobre la localización de los hidrocarburos presentes en el yacimiento no son significativas.

YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES (YNC).

Son aquellos yacimientos que no cumplen con las características anteriores, pues la forma en las condiciones que presentan son complejas y requieren de un mayor número de estudios para poder desarrollar una estrategia para poder extraer la mayor cantidad de hidrocarburos económicamente viable. En la **Figura 1** se puede observar una diferencia básica entre YC y YNC.

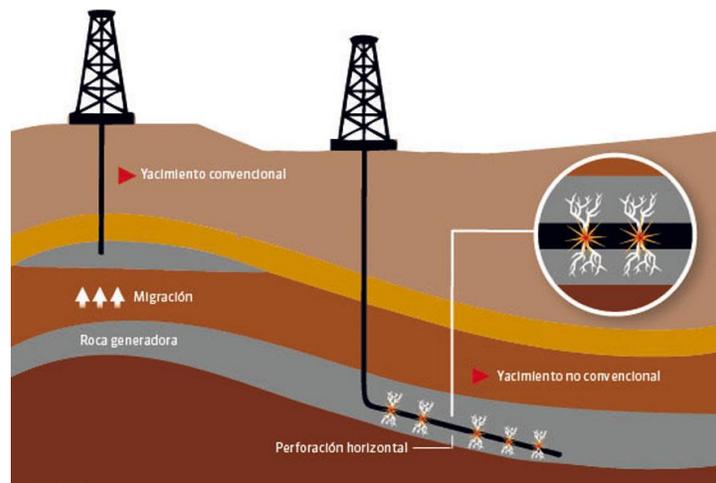


Figura 1 Muestra sobre alguna de las diferencias entre yacimientos convencionales y no convencionales

YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS.

Este tipo de yacimientos plantean una paradoja relacionada con la producción. Incluyen yacimientos con baja recuperación de hidrocarburos: estos yacimientos pueden parecer altamente productivos al comienzo, pero su producción declina rápidamente. Además, se caracterizan por la irrupción temprana de gas o agua. Por otra parte, forman parte de algunos de los yacimientos más grandes y productivos de la Tierra. La naturaleza de esta clase de yacimientos genera grandes esfuerzos de la industria por comprenderlos mejor y modelarlos con suficiente certeza.

SATURACIÓN DE FLUIDOS.

Se considera como la fracción o porcentaje del espacio poroso de una roca ocupado por un fluido en particular (petróleo, agua o gas).

SATURACIÓN CRÍTICA DE UNA FASE.

La saturación crítica de una fase, generalmente expresada como S_{xc} , donde x corresponde a la fase (petróleo, agua o gas), corresponde a la mínima saturación requerida para que una fase pueda moverse en el yacimiento, es decir, corresponde a la máxima saturación a la cual la permeabilidad relativa de dicha fase es cero.

SATURACIÓN RESIDUAL DE ACEITE.

Fracción de volumen de poro ocupada por aceite al final del proceso de desplazamiento del mismo para el que se utilizó un fluido específico. Esta magnitud de la ingeniería de yacimientos significa la recuperación final bajo un proceso de desplazamiento dado y representa el punto final de las curvas de permeabilidad relativa en la simulación de yacimientos.

POROSIDAD.

Desde el punto de vista de la ingeniería de yacimientos, la porosidad es una propiedad que representa una medida del espacio disponible para el almacenamiento de fluidos. La porosidad de un medio se define como la fracción del volumen total de la roca no ocupada por el esqueleto mineral de la misma. En otras palabras, es el cociente del volumen de poros dentro de la roca, entre el volumen total o bruto de roca, constituido por el volumen del material sólido más el volumen de poros o huecos.

POROSIDAD PRIMARIA.

Es aquella que se origina durante el proceso de depósito de sedimentos que da origen a la roca. Este espacio sedimentario entre los granos de roca esta sin rellenar por sedimentos o por cemento y puede ser saturado por algún fluido como se muestra en la siguiente **Figura 2**.

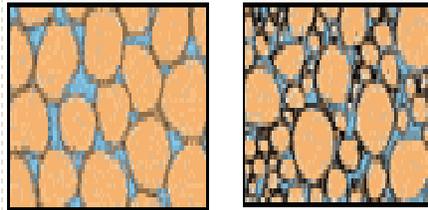


Figura 2 Representación de la porosidad primaria, del lado izquierdo se observa un mayor tamaño de grano que dl lado derecho. Ambos espacios porosos están saturados con agua

POROSIDAD SECUNDARIA.

Es aquella que se origina por algunos procesos naturales o artificiales posteriores al momento en el cual los sedimentos que dieron origen a la roca fueron depositados. Algunos procesos que dan origen a la porosidad secundaria de una roca son: la disolución, las fracturas y la dolomitización **Figura 3**.

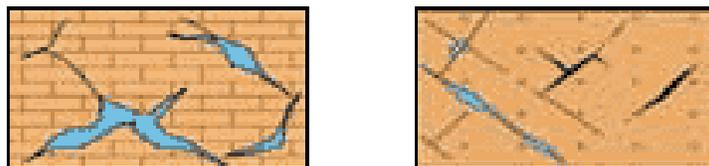


Figura 3 Porosidad secundaria, del lado izquierdo fe generada por disolución de la roca y del lado derecho se generó por una fracturación en la zona.

POROSIDAD ABSOLUTA.

Es el porcentaje del volumen poroso con respecto al volumen total de la roca sin tener en cuenta, si los poros están interconectados entre sí o no. Considera todos los poros existentes en la roca. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y no tener conductividad de fluidos debido a la carencia de interconexión de los poros.

POROSIDAD EFECTIVA.

Es el porcentaje de espacio poroso interconectado con respecto al volumen total de la roca. Como tal es una indicación de la conductividad a los fluidos. Considera todos los poros comunicados en la roca. La porosidad efectiva es afectada por un número de factores litológicos como tipo, contenido e hidratación de arcillas presentes en la roca, etc.

PERMEABILIDAD.

Es una propiedad del medio poroso y una medición de la capacidad de este medio para transmitir fluidos. Debido a que la permeabilidad es isotrópica puede variar en función a la dirección a la cual es medida.

Se puede representar como el camino que sigue un fluido de un punto a otro **Figura 4**, en el caso del aceite, del yacimiento al pozo.

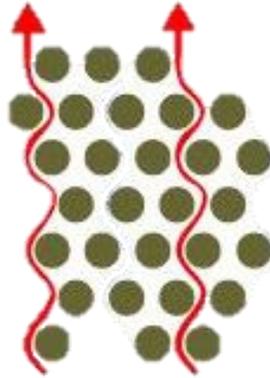


Figura 4 El espacio en blanco representa la porosidad efectiva, los círculos representan los granos de roca y la flecha roja juega el papel de la permeabilidad camino por el cuál fluirá el hidrocarburo.

PERMEABILIDAD ABSOLUTA.

Es una medida del sistema poroso que representa la conductividad de un fluido, cuando el medio poroso se encuentra saturado 100% de la fase fluida. El valor numérico de la permeabilidad absoluta es constante e independiente del fluido usado en la medición, a menos que dicho fluido altere la naturaleza y estructura de la roca.

PERMEABILIDAD EFECTIVA.

Es la permeabilidad del medio medida a un cierto fluido cuando su saturación es menor del 100%. Los valores que se obtienen de permeabilidad efectiva, pueden variar de cero hasta la permeabilidad absoluta.

PERMEABILIDAD RELATIVA.

Si un yacimiento contiene dos o más fluidos inmiscibles y estos se encuentran fluyendo a la vez; cada fluido tiende a interferir en el flujo de los otros. Esta reducción de la facilidad de fluir a través de un material poroso, reduce la permeabilidad de todos los fluidos,

siendo más notable aquella correspondiente al fluido con menor gasto y a estas alteraciones se les denominan permeabilidades relativas.

MOJABILIDAD.

La mojabilidad se define como la tendencia de un fluido a esparcirse o adherirse sobre una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles **Figura 5**.

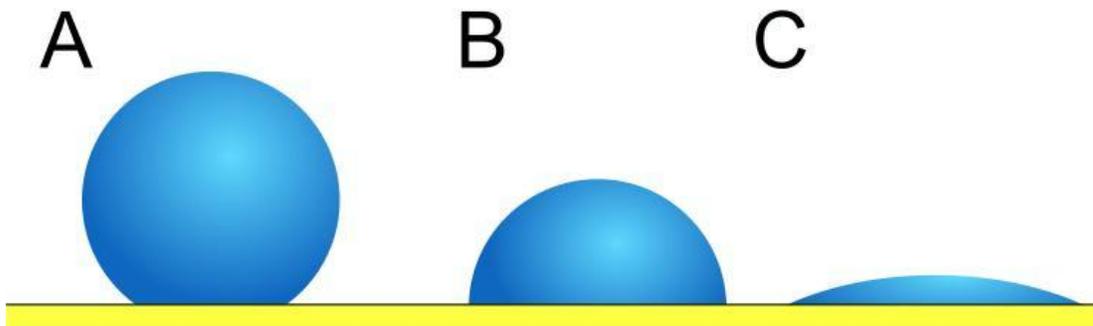


Figura 5. *Diferentes fluidos mojando una misma superficie de izquierda a derecha se nota considerablemente como es que el fluido va mojando cada vez más cierta superficie.*

CAPILARIDAD.

La capilaridad o acción capilar, depende de las fuerzas por tensión superficial entre el líquido y las paredes internas del capilar. El líquido sube a través del capilar hasta que la fuerza que lo eleva resultante de la adhesión, se equilibra con el peso de la columna del líquido contenido en el capilar.

Las fuerzas capilares en un yacimiento de hidrocarburos, son el resultado de la interrelación entre la tensión superficial y la cohesión del líquido, del tamaño y forma de los poros y del valor relativo de las fuerzas de adhesión en los líquidos, es decir, de las propiedades de mojabilidad del sistema roca-fluidos.

Y son responsables, junto con las fuerzas gravitacionales, de entrapar una cantidad considerable de fluido no mojante dentro de los intersticios de la roca, determinando en gran medida la distribución de los fluidos en el yacimiento.

PRESIÓN CAPILAR.

Es la diferencia de presiones que existe en la interface que separa dos fluidos inmiscibles uno de los cuales moja preferente la roca en condiciones de equilibrio. Por tanto, la presión capilar es definida como la diferencia de presión entre la fase no mojante y la presión de la fase mojante.

RECUPERACIÓN PRIMARIA.

Se considera como la primera etapa de la producción de hidrocarburos, en la cual la energía del natural del yacimiento, tales como la de empuje por gas, empuje por agua o segregación gravitacional, generan un desplazamiento de los hidrocarburos del yacimiento hacia el pozo y hasta la superficie. La etapa de recuperación primaria alcanza su límite cuando la presión del yacimiento es tan baja que los índices de producción no son económicamente viables, o cuando los cortes de gas o agua en la producción son demasiado altos. Durante la recuperación primaria, se produce sólo un mínimo porcentaje de los hidrocarburos inicialmente en el lugar.

RECUPERACIÓN SECUNDARIA.

Segunda etapa de producción de hidrocarburos durante la cual un fluido externo, como agua o gas, se inyecta en el yacimiento a través de pozos de inyección ubicados en una zona altamente permeable que conduce a los fluidos hasta los pozos productores **Figura 6**. El propósito de la recuperación secundaria es mantener la presión del yacimiento y

desplazar los hidrocarburos hacia el pozo. Las técnicas de recuperación secundaria más comunes son la inyección de gas y la inundación con agua.



Figura 6. Diferencia entre los tipos de recuperación. Del lado izquierdo se muestra la recuperación primaria en donde el hidrocarburo fluye solo mediante la presión del yacimiento, del lado derecho se muestra la recuperación secundaria donde se observa un pozo productor y uno inyector esto debido a que ya se necesita de algún fluido de empuje para poder producir.

RECUPERACIÓN MEJORADA.

Etapa de recuperación de aceite obtenida al inyectar materiales que normalmente no están presentes en el yacimiento, o que se encuentran en el yacimiento, pero son inyectados a condiciones específicas con el fin de alterar considerablemente el comportamiento físico-químico de los fluidos. Es importante señalar que estos métodos no se restringen a una cierta etapa de producción, esto quiere decir, que se puede implementar en cualquier momento de la vida productiva del yacimiento.

ANEXO I

HISTORIA SOBRE LA ESTIMACIÓN DE ACEITE RESIDUAL.

El término Saturación de aceite residual surgió en el ambiente petrolero debido a que siempre uno de las principales situaciones a cuestionar sobre la vida productiva de un cierto yacimiento. El inicio sobre su estudio se basó en un principio en la teoría básica del balance de materia aplicada en yacimientos, a través de este proceso se le daba un valor a dicha saturación del aceite que se consideraba la restante tras un cierto tiempo de extracción. Posteriormente tras análisis más detallados se empezó a considerar que dicho valor otorgado variaría hasta un cierto punto en el que no llegaría a un cero absoluto, pero si hasta un valor lo suficientemente bajo en el cual la movilidad del aceite fuera técnicamente nula fuera del mismo.

El avance generó tecnologías computacionales y de campo que mejoraban el valor de la saturación, hasta llegar a considerar predicciones lo más cercanas a la realidad final del yacimiento sobre este valor, lamentablemente, aunque sea necesaria una estimación de lo más adecuada sobre este rubro, la mayoría de los proyectos no considera un estudio a fondo de esta saturación. Siendo un valor que se requiere analizar en la mayoría de los pozos durante la vida productiva de cada uno de ellos suele ser aplazada por el estudio de otros valores de mayor interés en su momento.

La situación sobre la estimación de la saturación de aceite residual, aunque ha mejorado constantemente no presenta la importancia necesaria. Diversas metodologías estudiadas y aplicada con el paso de la vida productiva del yacimiento se consideran para la estimación de esta saturación, sin embargo, las metodologías están en la mayoría de las ocasiones muy separadas una de otra, generando así problemas de interpretación o conjunción de datos.

SATURACIÓN DE ACEITE RESIDUAL EN YACIMIENTOS CONVENCIONALES Y ALTAMENTE FRACTURADOS.

La determinación de la cantidad y distribución de aceite remanente o residual en un yacimiento convencional o altamente fracturado, es esencial para estimar el volumen de aceite que queda por recuperar, y con esto determinar el mejor proceso de recuperación mejorada.

Esta estimación es muy importante después de que se ha aplicado un proceso de recuperación convencional debido a aspectos económicos y tiempo de vida del proyecto, lo que implica un conocimiento confiable de este valor.

La saturación de aceite residual puede ser estimada en laboratorio por:

- 1) Análisis convencionales y no convencionales de muestras de núcleos.

En campo:

- 2) Registros geofísicos de varios tipos.
- 3) Pruebas de presión.
- 4) Estudios de trazadores.

Presión-producción:

- 5) Balance de materia.
- 6) Sísmica 4D.
- 7) Simulación de Yacimientos.

Cada método tiene sus ventajas y limitaciones, pero el objetivo principal de su aplicación es estimar la cantidad y distribución de aceite residual en el yacimiento. Aunque la mayoría de estos métodos estén mayormente especializados hacia los yacimientos convencionales, algunos de los mismos se aplican a yacimientos altamente fracturados, los resultados que se obtienen no tienen la misma exactitud, pero son situaciones que se

intentan perfeccionar para disminuir errores al seleccionar un método recuperación mejorada a estos yacimientos.

Así mismo, tras un análisis, se buscará proponer una metodología que considere la intervención de la mayoría de las ventajas de cada uno de estos procesos y conjuntarlas de tal forma que genere un proceso más detallado y con una menor incertidumbre de la estimación de la saturación de aceite residual a lo largo del tiempo.

ANEXO II

OBTENCIÓN DE ECUACIÓN DE BM.

Partiremos tomando en cuenta de que le yacimiento inicialmente tiene un volumen original de gas libre y un volumen original de aceite y después de cierto abatimiento de presión contaremos con un volumen de gas residual y entrada de agua al yacimiento.

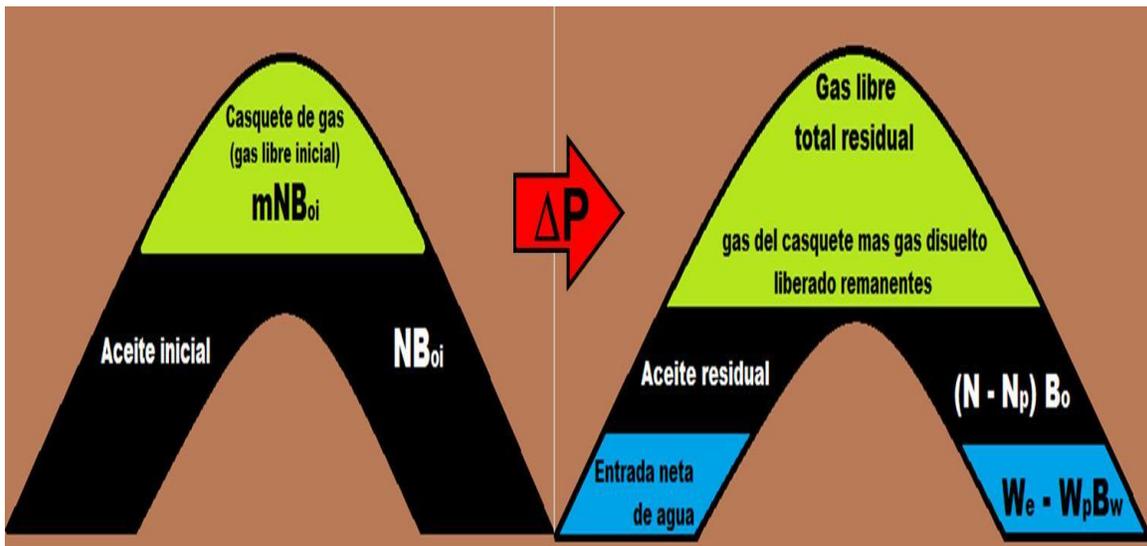


Figura A2.1. Esquema de un yacimiento saturado y su comportamiento después de una caída de presión.

De lo escrito anteriormente y con ayuda de la tendremos lo siguiente:

$$NB_{oi} + mNB_{oi} = [(N - N_p)B_o] + W_e - W_p B_w + \text{Gas libre residual @cy} \dots (1)$$

Se despeja el gas libre residual a condiciones de yacimiento para obtener:

$$\text{Gas libre residual @cy} = NB_{oi} + mNB_{oi} - [(N - N_p)B_o] - W_e + W_p B_w \dots (2)$$

Considerando la ecuación (2) podemos realizar el siguiente análisis para el volumen de gas medido a condiciones estándar:

El volumen de gas inicial disuelto en el aceite mas el volumen de gas inicial en el casquete, será igual al volumen de gas libre residual mas el volumen de gas disuelto residual y el volumen de gas producido, por lo que se llegaría a lo siguiente:

$$NR_{si} + \frac{mNB_{oi}}{B_{gi}} = \frac{NB_{oi} + mNB_{oi} - [(N - N_p)B_o] - W_e + W_p B_w}{B_g} + [(N - N_p)R_s] + N_p R_p \dots (3)$$

sustituyendo el término B_{oi} por B_{ii} el cual considera tanto la fase líquida como la fase gaseosa en el yacimiento, llevándonos a la siguiente ecuación:

$$NR_{si} + \frac{mNB_{ti}}{B_{gi}} = \frac{NB_{ti} + mNB_{ti} - [(N - N_p)B_o] - W_e + W_p B_w}{B_g} + [(N - N_p)R_s] + N_p R_p \dots (4)$$

Afectando en multiplicación a ambo términos de la ecuación obtenemos:

$$NR_{si}B_g + \frac{mNB_{ti}B_g}{B_{gi}} = \frac{\{NB_{ti} + mNB_{ti} - [(N - N_p)B_o] - W_e + W_p B_w\}B_g}{B_g} + [(N - N_p)R_s B_g] + N_p R_p B_g \dots (5)$$

Y simplificando:

$$NR_{si}B_g + \frac{mNB_{ti}B_g}{B_{gi}} = NB_{ti} + mNB_{ti} - [(N - N_p)B_o] - W_e + W_p B_w + [(N - N_p)R_s B_g] + N_p R_p B_g \dots (6)$$

Desarrollamos todos los términos y ordenamos la ecuación:

$$NR_{si}B_g + mNB_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} \right) - mNB_{ti} - NB_{ti} = -NB_o + N_p B_o - W_e + W_p B_w + NR_s B_g - N_p R_s B_g + N_p R_p B_g \dots (7)$$

Factorizando el término mNB_{ti} y reordenamos para obtener:

$$NR_{si}B_g + mNB_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) - NB_{ti} + NB_o - NR_s B_g = N_p B_o - W_e + W_p B_w - N_p R_s B_g + N_p R_p B_g \dots (8)$$

Reordenamos la ecuación y factorizando NB_g y $N_p B_g$ del lado izquierdo y derecho de la ecuación respectivamente:

$$NB_o + NB_g(R_{si} - R_s) - NB_{ti} + mNB_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) = N_p B_o + N_p B_g(R_p - R_s) - W_e + W_p B_w \dots (9)$$

Factorizando N para los primeros dos términos de la ecuación:

$$N[B_o + B_g(R_{si} - R_s)] - NB_{ti} + mNB_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) = N_p[B_o + B_g(R_p - R_s)] - W_e + W_p B_w \dots (10)$$

Sabiendo que $B_t = B_o + B_g(R_{si} - R_s)$ y aplicándolo a la ecuación anterior tenemos:

$$NB_t - NB_{ti} + mNB_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) = N_p[B_o + B_g(R_p - R_s)] - W_e + W_p B_w \dots (11)$$

De esta manera y factorizando N obtendremos:

$$N \left[B_t - B_{ti} + mB_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \right] + W_e - W_p B_w = N_p[B_o + B_g(R_p - R_s)] \dots (12)$$

Teniendo de esta forma desarrollada la Ecuación General de Balance de Materia considerando la entrada de agua. Obtenida de la forma convencional y considerando diversos factores fijos.

GENERALIDADES DE LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

MODELO MATEMÁTICO Y NUMÉRICO

El modelo matemático se genera a partir de ecuaciones utilizadas para simular el flujo isotérmico de fluidos dentro del yacimiento, las cuales se obtienen combinando las ecuaciones de balance de materia (ecuación de continuidad) y la ley de Darcy (conservación de momento).

Lo anterior deriva en un modelo de ecuaciones diferenciales en derivadas parciales no lineales y su solución es posible únicamente de forma numérica y de manera discreta, es decir, la solución es en un número de puntos discretos en espacio y tiempo, y no de una manera continua.

Hay dos métodos numéricos que generalmente son usados, los cuales son el totalmente implícito y el implícito-explicito en donde la presión se considera implícita y saturación explícita. Estos métodos son similares en algunas consideraciones, los dos dan un valor de la saturación y presión para cada celda al principio de un tiempo, al final de un incremento de tiempo se encuentran nuevos valores de saturaciones y presiones, los cuales representarán valores iniciales para el siguiente tiempo. El proceso concluirá hasta que se ha cumplido un cierto tiempo de simulación.

TIEMPO DE COMPUTO

Para cualquier computadora, el tiempo requerido para hacer una corrida de simulación depende principalmente del número de celdas y del número de pasos de tiempo.

El número de incrementos de tiempo necesarios para simular un cierto número de años depende de la longitud del incremento del tiempo y de la magnitud de los cambios generados, el máximo valor de este incremento que se puede usar esta función del volumen y forma de la celda.

CONVERGENCIA

Para que haya convergencia debe existir un pequeño cambio en la diferencia de la aproximación de diferencias finitas y la solución exacta de la ecuación diferencial, en otras palabras, esta diferencia debe tender a cero.

El criterio de convergencia en el que se basa el simulador utiliza procesos iterativos para resolver las ecuaciones no lineales siguiendo las siguientes acciones:

1. Hacer lineales las ecuaciones
2. Resolver las ecuaciones lineales
3. Verificar si ésta solución lineal da una buena solución no lineal
4. Si la solución es aceptable, entonces se prosigue al siguiente paso de tiempo, en caso contrario se regresa al paso 1.

INESTABILIDAD

Como el modelo matemático, es resuelto numéricamente involucra un error de truncamiento inherente en dicha solución. Adicionalmente la solución de las ecuaciones, no son exactas, siempre hay un error asociado, este error crece rápidamente cuando los incrementos son grandes, ocasionando que la solución no converja fácilmente.

Lo que comúnmente ocasiona esta inestabilidad son los excesivos cambios en la saturación y la presión durante los incrementos de tiempo. Normalmente esto se soluciona disminuyendo el tamaño de los incrementos de tiempo.

Para determinar los pasos de tiempo adecuados en una corrida de simulación se debe tomar en cuenta el número de iteraciones que realizó el simulador de yacimientos para converger a la solución, por lo que se puede aumentar el paso de tiempo para reducir el número cálculos realizados por el simulador, y de forma inversa para aumentar la velocidad de simulación.

TIPOS DE SIMULADORES

Hay una diversidad de simuladores de yacimientos. Para seleccionar el adecuado para que represente a un yacimiento en particular, es necesario conocerlo, así como tener cuidado en la selección de los datos disponibles.

Los yacimientos pueden ser clasificados por su geometría, en una dimensión, dos dimensiones, tres dimensiones. Pueden ser clasificados dependiendo del tipo de yacimiento o del fluido que se quiere representar, como por ejemplo, gas, aceite negro, gas y condensado. También hay simuladores de una, dos y tres fases. La mayoría de estos simuladores pueden o no pueden tomar en cuenta las fuerzas capilares o gravitacionales. No es suficiente con seleccionar el tipo de geometría del yacimiento (dimensiones), el simulador también debe representar el tipo de hidrocarburo y las fases presentes en él.

MÉTODO DE SOLUCIÓN

Anteriormente se mencionaron las formas para resolver las ecuaciones por el método de solución que fueron totalmente Implícito e Implícito-Explícito, de los cuales mencionare sus generalidades.

Implícito: Las ecuaciones lineales son solucionadas simultáneamente (implícitamente) para presión y saturación.

Implícito-Explícito: Las ecuaciones lineales son solucionadas secuencialmente, primero para presión (implícitamente) y después para saturación (explícitamente) utilizando la distribución de presiones calculadas con anterioridad.

TIPO DE SOLUCIÓN

Para la discretización de la ecuaciones en diferencias parciales se tienen tres formas de tipo de solución, método de elemento finito, diferencias finitas y líneas de corriente de flujo.

1. Elemento finito: Permite gran flexibilidad, incluyendo formas poligonales. Muy costosa y complicada debido a la refinación que requiere la malla.
2. Diferencias finitas: Limitación de la geometría a un bloque en forma de paralelepípedo.
3. Líneas de corriente de flujo: Considera que los fluidos en el yacimiento se mueven por diferencial de presión, las fuerzas gravitacionales y los cambios en las densidades de los fluidos. Desplazamiento de los fluidos de la zona de mayor energía a la de menor energía.

TIPO DE GEOMETRÍA

La clasificación de esta sección toma una, dos y tres dimensiones, así como el tipo de coordenadas en el que se desea trabajar, ya sean cartesianas, cilíndricas o esféricas.

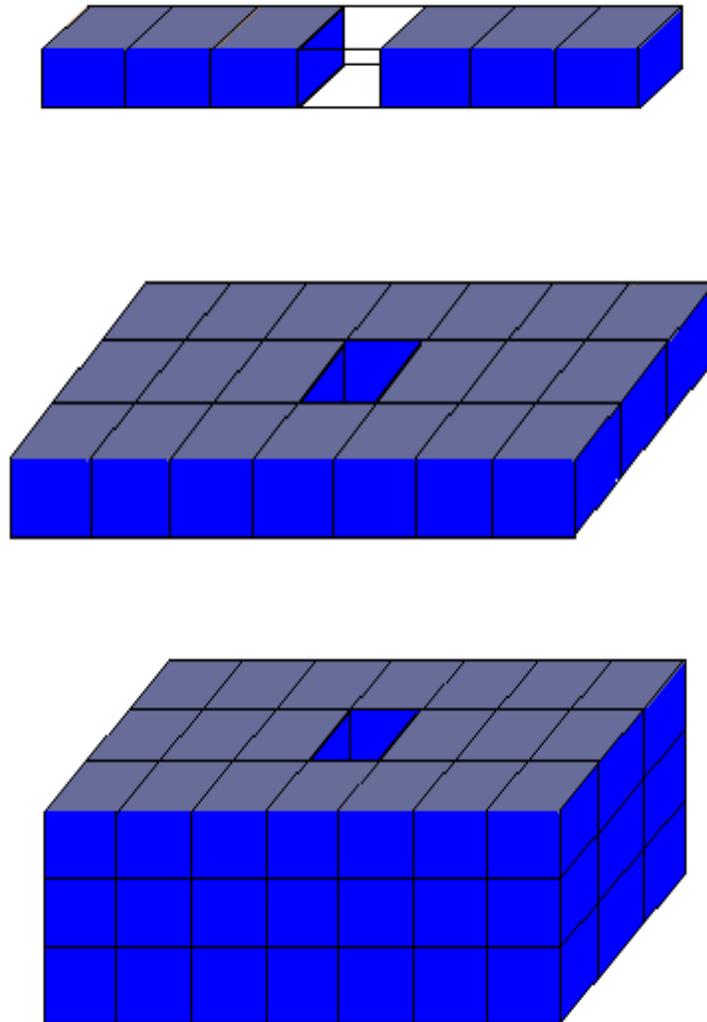


Figura A2.2. Representación de los modelos en coordenadas cartesianas, en una dimensión viendo la primer imagen de arriba, continuando hacia abajo en dos dimensiones y finalmente en tres dimensiones.

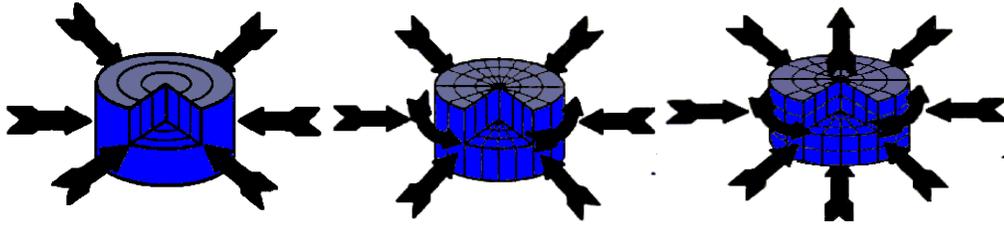


Figura A2.3. En la parte superior izquierda se muestra en coordenadas cilíndricas el modelos en una sola dimensión considerando únicamente el radio, en la parte superior derecha con dos dimensiones y considerando ahora también el ángulo y finalmente en la parte inferior con tres dimensiones se toma en cuenta la profundidad como ultima variable.

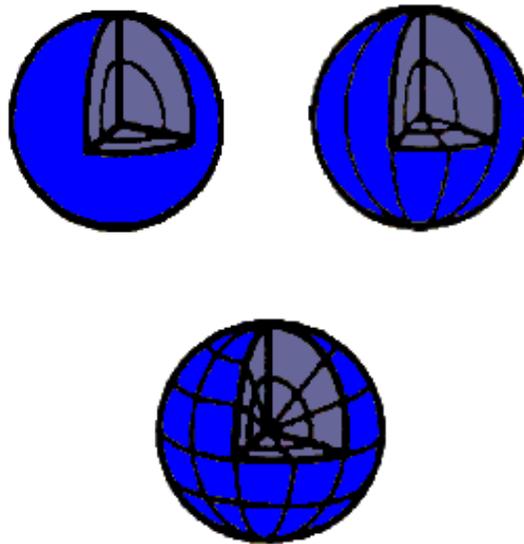


Figura A2.4. En coordenadas esféricas en la parte superior izquierda con una dimensión, parte superior derecha con dos dimensiones y en la parte inferior considerando las tres dimensiones, así como sus variables radiales y angulares correspondientes a cada modelo.

CONSTRUCCIÓN DEL MODELADO

El primer paso para la construcción del modelo de simulación es discretizar el yacimiento (dividirlo en celdas). Las celdas deben abarcar todo el yacimiento, cada una identificada por las coordenadas correspondientes al tipo de geometría elegida. Después se establecen las condiciones de flujo alrededor del perímetro del yacimiento, las fronteras del yacimiento pueden ser consideradas impermeables, pero en dado caso de que se considere una entrada o salida de flujo a determinada presión o gasto ésta debe ser especificada.

Evaluando la información disponible se procede a integrarla a un simulador de yacimientos. Primeramente se tiene que definir el tipo de simulación que se va a realizar; segundo es integrar la caracterización estática del yacimiento mediante una malla de simulación y la distribución de propiedades en todo el yacimiento, comportamiento de los fluidos (ya sea a través de una ecuación de estado o tablas de propiedades de los fluidos), las funciones de saturación que describen la interacción roca – fluidos, la compresibilidad de la roca, la presión inicial del yacimiento, la definición de los contactos iniciales de fluidos, y con ello la distribución de fluidos iniciales. Finalmente se requiere integrar la historia de presión–producción–inyección del yacimiento, así como los eventos de los pozos perforados en el yacimiento.