

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

GENERACIÓN DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA PARA YACIMIENTOS DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO A PARTIR DE LOS TIEMPOS DE DESMAGNETIZACIÓN T_2 OBTENIDAS POR LA TÉCNICA DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR (RMN).

Presentado ante la Ilustre

Universidad Central de Venezuela

Por el Br. Narváez O, Alejandro E.

Para optar al Título de

Ingeniero de Petróleo

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

GENERACIÓN DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA PARA YACIMIENTOS DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO A PARTIR DE LOS TIEMPOS DE DESMAGNETIZACIÓN T_2 OBTENIDAS POR LA TÉCNICA DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR (RMN).

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Miguel Expósito

TUTOR INDUSTRIAL: MSc. Richard Márquez

Presentado ante la Ilustre

Universidad Central de Venezuela

Por el Br. Narváez O., Alejandro E.

Para optar al Título de

Ingeniero de Petróleo

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Narváez Ordaz Alejandro Enrique; titulado:

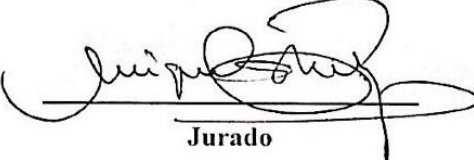
**GENERACIÓN DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD
RELATIVA PARA YACIMIENTOS DE LA FAJA
PETROLIFERA DEL ORINOCO A PARTIR DE LOS TIEMPOS
DE DESMAGNETIZACIÓN T_2 OBTENIDAS POR LA TÉCNICA
DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR (RMN)**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran **APROBADO**.




Jurado

Esp. René Rojas



Jurado

Prof. Miguel Castillejo



Tutor Industrial

MSc. Richard Márquez



Tutor Académico

Prof. Miguel Expósito

DEDICATORIA

Esta tesis está dedicada a mis padres Alexis y María quienes con su amor, paciencia y esfuerzo me han permitido llegar a cumplir hoy un sueño más, gracias por inculcar en mí el ejemplo de esfuerzo y valentía, de no temer las adversidades porque Dios está conmigo siempre.

A mi hermano Alexis por su cariño y apoyo incondicional, durante todo este proceso, por estar conmigo en todo momento gracias. A toda mi familia porque con sus oraciones, consejos y palabras de aliento hicieron de mí una mejor persona y de una u otra forma me acompañan en todos mis sueños y metas.

Finalmente quiero dedicar esta tesis a todos mis amigos, por apoyarme cuando más las necesito, por extender su mano en momentos difíciles y por el amor brindado cada día, de verdad mil gracias hermanitas, siempre las llevo en mi corazón.

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mi gratitud a Dios, quien con su bendición llena siempre mi vida y a toda mi familia por estar siempre presentes.

Mi profundo agradecimiento a todas las autoridades y personal que hacen PDVSA INTEVEP, por confiar en mí, abrirme las puertas y permitirme realizar todo el proceso investigativo dentro de su establecimiento.

De igual manera mis agradecimientos a la Universidad Central de Venezuela, a toda la Facultad de Ingeniería, a mis profesores en especial al Profesor Miguel Ángel Expósito quien con la enseñanza de sus valiosos conocimientos hizo que creciera día a día como profesional, gracias por su paciencia, dedicación, apoyo incondicional y amistad.

Finalmente quiero expresar mi más grande y sincero agradecimiento al MSc Richard Márquez, principal colaborador durante todo este proceso, quien con su dirección, conocimiento, enseñanza y colaboración permitió el desarrollo de este trabajo.

Narváez O. Alejandro E.

Generación de las curvas de permeabilidad relativa a partir de los tiempos de desmagnetización T_2 por Resonancia Magnética Nuclear (RMN)

Tutor Académico: Prof. Miguel Expósito. Tutores Industriales: MSc. Richard Márquez. Trabajo Especial de Grado. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2018, 129p.

Palabras Claves: Petróleo, Permeabilidad Relativa, Mojabilidad.

Resumen. En la industria petrolera se han desarrollado diversos métodos para determinar las propiedades petrofísicas de los yacimientos. Algunas de estas propiedades básicas son. La porosidad, la permeabilidad y la mojabilidad, entre otras. Propiedades que en su mayoría son determinadas a través de ensayos de laboratorio que han mejorado con el paso del tiempo. Dentro de estas propiedades una de gran relevancia es la permeabilidad relativa ya que dan información de cómo es la dinámica de un fluido con respecto a otro dentro del medio poroso así como información de producción, saturación de agua irreducible, saturación residual de petróleo e incluso se logra inferir de una forma cualitativa la condición de mojado que rige en el sistema. En función a lo antes expuestos se presente una novedosa forma de determinar la permeabilidad relativa (K_r) a través de los tiempos de desmagnetización T_2 sobre un tapón de tapón empleando el equipo de resonancia magnética nuclear (RMN) MARAN DRX de 12Mhz. Con el fin de hacer el cálculo de la permeabilidad relativa más preciso y económico, debido a los largos periodos de tiempo empleados para la evaluación de esta propiedad en metodologías tradicionales. Tras la ejecución del trabajo se pudo concluir que esta metodología permite obtener de una forma precisa la curva de permeabilidad relativa tras la evaluación de cada punto de saturación a través del medio poroso o tapón en consideración. De igual forma fue de fácil evaluación la saturación de agua irreducible, el residual de petróleo y la mojabilidad. Condición de mojado que nos indica que el sistema es mojado al agua.

Índice General

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO	1
TRABAJO ESPECIAL DE GRADO	2
DEDICATORIA	3
AGRADECIMIENTOS	5
Resumen.....	Error! Bookmark not defined.
INTRODUCCIÓN	15
CAPITULO I EL PROBLEMA.....	18
Planteamiento del problema.....	18
Objetivos de la investigación	19
Objetivo General.....	19
Objetivos Específicos.....	19
Alcance de la investigación	20
Limitaciones.....	20
Metodología de la investigación	21
Nivel de la investigación.....	21
Diseño de la investigación	21
Población y tapón	21
Técnicas a instrumentos de recolección e información	22
CAPITULO II MARCO TEÓRICO	23
Hidrocarburos	23
Porosidad.....	24
Permeabilidad	25
Permeabilidad a dos fases	26
Mojabilidad.....	33
Tipos de mojabilidad.....	34
Resonancia Magnética Nuclear (RMN).....	35
Principios Físicos	36

Secuencia de mediciones RMN	37
Efecto de relajación (precesión) y desfase de los protones.....	41
Reenfoque de los momentos magnéticos nucleares.....	43
Mecanismos de relajación en rocas saturadas.....	49
Interacciones con la superficie del poro:	49
Decaimiento del fluido contenido en los poros.....	52
Proceso de inversión de la señal de decaimiento de T_2	52
RMN en laboratorio	53
Porosidad a través de RMN	55
Permeabilidad a través de RMN	56
Modelo de Fluido Libre (Timur-Coates)	56
Modelo del T_2 medio	57
CAPITULO III MARCO METODOLÓGICO	59
Tipo de investigación.....	59
Diseño de investigación	59
Población y tapón	60
Fases de la investigación.....	60
Obtención de tapones	60
Preparación de tapones	61
Secado de tapones.....	63
Determinación de peso, longitud y diámetro de las tapones.....	64
Preparación del agua de formación sintética	64
Saturación de tapones	67
Determinación de la porosidad de las tapones por pesada.....	68
Procedimiento experimental	68
Desplazamiento forzado de fluidos.....	71
Drenaje forzado.....	71
Imbibición forzada.....	72
Desplazamiento forzado por etapas con medición RMN	73
Resonancia Magnética Nuclear.....	74

Determinación de las curvas de calibración para el agua de formación	77
Metodología para la creación de las curvas de permeabilidad relativa	81
Propiedades petrofísicas.....	92
Porosidad.....	92
Permeabilidad	92
Kr tapón 2	94
Kr tapón 3	96
Kr tapón 4	98
Kr tapón 30A.....	100
CAPÍTULO V CONCLUSIONES	103
RECOMENDACIONES.....	105
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	106
APÉNDICES.....	109
Apéndice A. Medidas físicas por análisis convencional.....	109
Apéndice B. Propiedades de los fluidos.	109
Apéndice C. Valores de porosidad a partir de la saturación al vacío.	110
Apéndice D. Pasos de saturación de agua para cada tapón	110
Apéndice E. Volumen de fluidos contenidos en cada tapón	113
Apéndice F. Saturaciones de los fluidos contenidos en cada tapón	116
Apéndice G. Modelos de Jones para cada tapón	119
Apéndice H. Modelos de Corey para cada tapón	123

Índice de Tablas

Tabla 2.1. Calidad del petróleo (Araujo, 2004).	24
Tabla 3.1. Agua sintética de formación Bloque Junin	70
Tabla 3.2. Agua sintética de formación Bloque Ayacucho	71
Tabla 3.3 Cuadro Resumen.....	88
Tabla 3.4 Cuadro Resumen.....	94
Tabla 3.5 Valores de los volúmenes de agua para cada paso de saturación para el Tapón 2	95
Tabla 3.6 Valores de los volúmenes de crudo para cada paso de saturación para el Tapón 2...	96
Tabla 3.7 Valores de saturación para el Tapón 2.....	97
Tabla 3.8 Valores de permeabilidad relativa a partir del modelo de Jones para la tapón 2.....	99
Tabla 3.9 Valores de permeabilidad relativa a partir del modelo de Corey para la tapón 2..	100
Tabla 4.1 Porosidad	103
Tabla 4.3 Consideraciones de trabajo PDVSA – Intevep (Kr base).....	104
Tabla 4.8 Tabla resumen.....	114
Tabla D.1 Pasos de saturación de agua tapón 2.....	123
Tabla D.2 Pasos de saturación de agua tapón 3.....	123
Tabla D.3 Pasos de saturación de agua tapón 4.....	124
Tabla D.4 Pasos de saturación de agua tapón 30A.....	124
Tabla E.1 Volúmenes de los fluidos contenidos en la tapón 2	126
Tabla E.2 Volúmenes de los fluidos contenidos en la tapón 3	126
Tabla E.3 Volúmenes de los fluidos contenidos en la tapón 4	127
Tabla E.4 Volúmenes de los fluidos contenidos en la tapón 30A	127
Tabla F.1 Saturaciones de los fluidos contenidos en la tapón 2	128
Tabla F.2 Saturaciones de los fluidos contenidos en la tapón 3	129
Tabla F.3 Saturaciones de los fluidos contenidos en la tapón 4	129
Tabla F.4 Saturaciones de los fluidos contenidos en la tapón 30A	129
Tabla G.1 Modelo de Jones para la tapón 2.....	130
Tabla G.2 Modelo de Jones para la tapón 3.....	131

Tabla G.3 Modelo de Jones para la tapón 4.....	131
Tabla G.4 Modelo de Jones para la tapón 30A.....	132
Tabla H.1 Modelo de Corey para la tapón 2.....	134
Tabla H.2 Modelo de Corey para la tapón 3.....	134
Tabla H.3 Modelo de Corey para la tapón 4.....	135
Tabla H.4 Modelo de Corey para la tapón 30A.....	136

Índice de Figuras

Figura 2.1 Representación de la Ley de Darcy (Rivera, 2004).....	26
Figura 2.2 Canal de flujo de petróleo en un medio poroso mojado por agua (Alkhatha'ami, 2005)	27
Figura 2.3 Comportamiento típico del flujo de dos fases. Sistema mojado al agua (Paris, 2009).	28
Figura 2.4 Curvas de drenaje e imbibición (Forrest, 1982).	31
Figura 2.5 Proceso de drenaje e imbibición (Mannucci, s.f).	31
Figura 2.6 Efectos de la histéresis en las permeabilidades relativas (Paris, 2009).	32
Figura 2.7 Esquema de mojabilidad de una roca (Trejo, 2010).	35
Figura 2.8 Curva típica de presión capilar (Tarek, 2001)	37
Figura 2.9 Histéresis en la presión capilar (Tarek, 2001)	38
Figura 2.10. tapón s de hidrógeno alineados y no alineados (Azuaje, 2014)	40
Figura 2.11. Polarización magnética (Azuaje, 2014).....	42
Figura 2.12. Perturbación de los momentos magnéticos (Azuaje, 2014)	43
Figura 2.13. Precesión y desfase de los protones (Azuaje, 2014).....	45
Figura 2.14. Caída de Inducción Libre (FID) (Azuaje, 2014)	45
Figura 2.15. Secuencia de pulso-eco Carr-Purcell, Meiboom y Grill (Azuaje, 2014).....	47
Figura 2.16. Ecos de momentos rotacionales (Azuaje, 2014).....	48
Figura 2.17. Señal de decaimiento espín - red y espín – eco (Azuaje, 2014)	49
Figura 2.18. Señal de tiempo de relajación transversal (T_2) (Azuaje, 2014)	50
Figura 2.19. Sincronización de tiempo para mediciones (Azuaje, 2014)	51
Figura 2.20. Decaimiento en función del tamaño del poro (Azuaje, 2014).....	53
Figura 2.21. Decaimiento por tamaño de poro (Azuaje, 2014)	54
Figura 2.22. Proceso de inversión matemática (Azuaje, 2014)	56
Figura 2.24 Parámetros utilizados en modelos de permeabilidad de Coates y SDR (Grillo, 2015)	61
Figura 3.1. Bloques de la Faja Petrolífera del Orinoco.....	65

Figura 3.2 Equipo de limpieza Dean-Stark (Fuente propia).....	66
Figura 3.3 Horno de secado. tapones secándose.....	67
Figura 3.4 Vernier y Balanza digitales (Fuente propia).....	68
Figura 3.5. Preparación del agua de formación sintética con las sales correspondientes (Fuente propia).....	71
Figura 3.7 Equipo de saturación	72
Figura 3.8 Horno, cilindros y celda triaxial (Fuente propia).	75
Figura 3.9 Bombas de inyección/confinamiento y sistema validyne (Fuente propia).....	76
Figura 3.10 Equipo de desplazamiento (Fuente propia).....	76
Figura 3.13 Esquema de desplazamiento por etapas con RMN (Azuaje, 2014).....	79
Figura 3.14 Desplazamiento por etapas para el proceso de drenaje (Azuaje, 2014)	79
Figura 3.15 Equipo de Resonancia Magnética Nuclear (Fuente propia).....	81
Figura 3.16. Interfaz del usuario (Fuente propia)	82
Figura 3.17 Configuración de T_2	83
Figura 3.18 Viales conteniendo agua de formación Petropiar	84
Figura 3.19 Respuesta de la distribución de los tiempos T_2 para cada vial	87
Figura 3.20 Curva de Calibracion Agua de Formacion Petropiar	88
Figura 3.21 Curva de Calibracion Agua de Formacion Petromiranda.....	89
Figura 3.22 Pasos de saturacion de acuerdo a las graficos de distribución a partir de el equipo RMN.	93
Figura 4.1 Grafico de la distribución de los tiempos de relajación T_2 para el tapón 2	104
Figura 4.1 Curvas de permeabilidad relativa a partir de la correlación de Corey y la correlación de Jones. En color rojo se encuentra representada la curva generada a través de Corey y en Azul la curva generada a través de Jones para el tapón 2.....	105
Figura 4.2 Grafico de la distribución de los tiempos de relajación T_2 para el tapón 3	106
Figura 4.2 Curvas de permeabilidad relativa a partir de la correlación de Corey y la correlación de Jones. En color rojo se encuentra representada la curva generada a través de Corey y en Azul la curva generada a través de Jones para el tapón 3.....	107
Figura 4.3 Grafico de la distribución de los tiempos de relajación T_2 para el tapón 4	108
Figura 4.3 Curvas de permeabilidad relativa a partir de la correlación de Corey y la correlación de Jones. En color rojo se encuentra representada la curva generada a través de Corey y en Azul la curva generada a través de Jones para el tapón 4.....	108

Figura 4.4 Grafico de la distribución de los tiempos de relajación T_2 para el tapón 30A 110

Figura 4.4 Curvas de permeabilidad relativa a partir de la correlación de Corey y la correlación de Jones. En color rojo se encuentra representada la curva generada a través de Corey y en Azul la curva generada a través de Jones para el tapón 30A..... 110

INTRODUCCIÓN

La Faja Petrolífera del Orinoco es la mayor fuente de reservas de hidrocarburos, pesados y extrapesados en Venezuela y en el mundo. Según su productividad y reserva contenida, la FPO se subdivide en cuatro grandes áreas de producción distribuidas de la siguiente manera, de Oeste a Este: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo. Así mismo, se caracteriza por poseer crudos de viscosidades que pueden alcanzar los 30.000 cP para crudo vivo y por debajo de 10 °API, entrando en la clasificación de crudos extrapesados. El gran volumen de hidrocarburos contenido en este yacimiento es la razón de que grandes empresas petroleras presten especial atención al mismo, ya que representa una gran fuente de energía de ser explotada correctamente. Sin embargo, las características petrofísicas de este tipo de crudos y los métodos de explotación difieren en gran medida de los métodos convencionales utilizados para explotar crudo liviano y mediano.

Debido a la carencia de una caracterización adecuada de las propiedades en la FPO por tecnologías adecuadas y metodologías óptimas de trabajo. Se ha planteado dentro de la industria petrolera la búsqueda de metodologías y técnicas novedosas y confiables para alcanzar un mejor entendimiento del sistema roca-fluido que la constituye. Una de estas propiedades fundamentales a entender es la dinámica del flujo de fluidos a través del medio poroso a través de las curvas de permeabilidad relativa (K_r). Razón por la cual se plantea como objetivo base de este trabajo de grado generar una forma novedosa y alternativa con el uso de la resonancia magnética nuclear (RMN) para evaluar esta propiedad a través de las curvas de distribución asociada a los tiempos T_2 o tiempos transversales de relajación con un equipo de RMN de 12Mhz de la compañía Oxford Instruments marca MARAN ULTRA DRX.

La técnica de resonancia magnética nuclear (RMN) fue descrita en el año 1946 por los físicos estadounidenses, Bloch y Purcell, quienes seis años más tarde reciben el premio Nobel en Física por sus aportes realizados en esta área. Esta técnica se fundamenta en el uso de imanes permanentes y pulsos de radio frecuencia, que actúan sobre los momentos magnéticos que poseen los diferentes elementos en la naturaleza. Hoy en día, la resonancia magnética nuclear

representa una herramienta de gran importancia para las áreas de la física, química, biología, medicina, entre otras. Particularmente, la técnica exhibe avances relevantes en el ámbito de la industria petrolera, como técnica de medición para la identificación de diferentes propiedades y características de yacimientos en estudio. La aplicación de la tecnología de resonancia magnética nuclear, permite adquirir datos fundamentales para desarrollar y mejorar los modelos de yacimiento y toma de decisiones adecuadas en la selección de intervalos a perforar, ayudando además a evaluar el espesor productivo neto y por tanto las reservas. Entre las variables petrofísicas que se pueden obtener de esta herramienta se encuentran la porosidad, radio de garganta de poro, distribución del tamaño de los poros, saturación de agua irreducible y de fluidos producibles, permeabilidad absoluta, entre otras.

Con el fin de garantizar el objetivo establecido para este trabajo especial de grado (TEG) se ha estructurado el desarrollo de este en 4 capítulos de la siguiente manera:

En el **capítulo 1** se presentará el planteamiento del problema, los objetivos esperados de esta investigación así como también el alcance y las razones por las cuales se está realizando este estudio.

En el **capítulo 2** se presentará el marco teórico; toda la información teórica e investigativa hecha previamente a la realización de este trabajo especial de grado, necesaria para poder entender este proyecto

En el **capítulo 3** se presentará el marco metodológico; la metodología empleada en la ejecución de este trabajo especial de grado, la población y tapón utilizada así como la explicación paso a paso de cada una de las etapas que se cumplirán para llegar a culminar los objetivos planteados.

En el **capítulo 4** se presentará el análisis de los resultados, a partir de lo que se logre determinar de este estudio, se podrá comparar la data obtenida de los experimentos con la data proveniente de campo.

Al finalizar se presentan las conclusiones a las que se llegó durante la realización del presente TEG, así mismo, **las recomendaciones**, los apéndices y posteriormente la bibliografía consultada.

CAPITULO I EL PROBLEMA

1.1 Planteamiento del problema

Inicialmente cuando se hicieron los primeros estudios integrados de los yacimientos pertenecientes a la faja petrolífera del Orinoco, se generalizaron las propiedades petrofísicas de dichos yacimientos, a partir de estudios que se realizaron en pocos pozos. En un principio, esto era lo usual, la norma, debido a la falta de tecnología y los altos costos de hacer los análisis de porosidad, permeabilidad, saturación, entre otros.

Hoy en día, se ha demostrado que dichas propiedades no son constantes a lo largo y ancho de la faja petrolífera del Orinoco, simplemente porque las rocas y los fluidos contenidos en estas rocas, no son uniformes, he allí la variación. Así mismo, las propiedades de los yacimientos también se modifican a lo largo del tiempo, mientras se producen los pozos.

Este Trabajo Especial de Grado pretende profundizar en el estudio de la faja petrolífera del Orinoco, específicamente en el Bloque Junín, correspondiente a Petromiranda y el Bloque Ayacucho, la operadora Petropiar, mediante el análisis de la permeabilidad relativa y otra la mojabilidad. Estudio que será realizado a través de las áreas bajo la curva aunadas a los tiempo T_2 o de desmagnetización con el objetivo de lograr un mejor entendimiento de los fenómenos de interacción roca fluido en este tipo de sistema en estudio

El impacto que esto genera en la industria, es la falta de planes de explotación y producción adecuados a las condiciones de cada yacimiento, particularmente los pertenecientes a los bloques de estudio.

1.2 Objetivos de la investigación

1.2.1 Objetivo General

Generar las curvas de permeabilidad relativa para sistemas de yacimientos de la Faja Petrolífera del Orinoco a partir de los tiempos de relajación T_2 obtenidos por la técnica de Resonancia Magnética Nuclear (RMN).

1.2.2 Objetivos Específicos

- Identificar los sistemas de rocas a estudiar.
- Valorar los criterios que deben tomarse en cuenta para la realización de los análisis de roca por Resonancia Magnética Nuclear (RMN).
- Estimar las propiedades petrofísicas convencionales para los sistemas de rocas por Resonancia Magnética Nuclear (RMN).
- Proponer una metodología para la determinación de curvas de permeabilidad relativa (K_r) a partir de los tiempos longitudinales T_2 mediante la técnica de Resonancia Magnética Nuclear (RMN).

1.3 Alcance de la investigación

El estudio de laboratorio se enfoca en trabajar con tapones de arena no consolidadas, provenientes de zonas que poseen crudos de alta de viscosidad, con el propósito de poder observar las variaciones en los resultados que se van a obtener. Adicionalmente, estos resultados serán cotejados con data proveniente de estos campos, para así poder determinar la veracidad de estos resultados.

1.4 Limitaciones

En el estudio de la permeabilidad relativa, las propiedades del medio poroso y los fluidos contenidos en el medio poroso son de suma importancia para poder desarrollar de manera efectiva la correcta implementación de métodos de caracterización en sistemas de arenas no consolidadas. El uso de la Resonancia Magnética Nuclear (RMN) para hacer este tipo de estudios, ha comenzado a tener una significativa importancia en la actualidad al momento de caracterizar un yacimiento. Sin embargo, los estudios realizados han sido enfocados principalmente a sistemas de arenas consolidadas y crudos livianos de baja viscosidad, conduciendo a la carencia de información bibliografía en sistemas de arenas no consolidadas requerida este trabajo especial de grado.

Así mismo, el manejo de tapones de arena no consolidadas resulta engorroso, debido a que estas arenas tienen la particularidad que si no están bien empacadas, los tapones podrían disgregarse perdiéndose la distribución de granos original de las arenas en estudio. Adicionalmente se trabajara con crudos muertos de alta viscosidad los cuales requieren de variaciones de la temperatura de hasta 5 °C con respecto a la temperatura original del yacimiento a fin de garantizar las relaciones de movilidad.

1.4 Metodología de la investigación

1.4.1 Nivel de la investigación.

De acuerdo con Arias (2006), “*La investigación experimental es un proceso que consiste en someter a un objeto o grupo de individuos a determinadas condiciones, estímulos o tratamiento (variable independiente), para observar los efectos o reacciones que se producen (variable dependiente)*”. En el presente TEG la variable independiente es la tasa; mientras que la dependiente es la presión, lo que a su vez se traduce en permeabilidades, generando así las curvas de permeabilidad relativa.

1.4.2 Diseño de la investigación

El diseño de investigación de este proyecto es de tipo evaluativa. Su objetivo es identificar diferencias y semejanzas entre dos o más grupos o unidades de estudio. Con el objetivo de comparar el comportamiento de uno o más eventos en los grupos observados.

Con el fin de abarcar lo anteriormente indicado se compararan propiedades petrofísicas (permeabilidad relativa) de tapones de diversos bloques de la Faja Petrolífera del Orinoco, para así poder observar similitudes y discrepancias entre los resultados obtenidos y la data de campo que se suministrara.

1.4.3 Población y tapón

La **población** del trabajo está representada por la muestra de arena no consolidada proveniente de núcleos y fluidos del Campo Petropiar, Bloque Ayacucho y del Campo

Petromiranda, Bloque Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco. Muestras de tapones que corresponden a tapones representativos en cuanto a las características petrofísicas de las arenas no consolidadas del sistema en estudio de la FPO.

1.4.4 Técnicas a instrumentos de recolección e información

Para poder cumplir con los objetivos anteriormente planteados, el siguiente Trabajo Especial de Grado, será realizado de acuerdo a las siguientes fases:

- **Fase 1, Revisión bibliográfica:** se realizará un análisis documental de información relacionada con la investigación, mediante la revisión de publicaciones científicas, papers, tesis, libros, entre otros.
- **Fase 2, Familiarización con los procesos y equipos de medición:** se evaluarán tapones aleatorias para conocer el funcionamiento de los equipos, en los cuales se encuentran los equipos de confinamiento, los destiladores para limpieza de tapones, equipo de desplazamiento, cámara de vacío, resonador, viscosímetros, entre otros.
- **Fase 3, Metodología de trabajo:** se identificará los sistemas de roca a estudiar, a través de estudios petrofísicos de los mismos; se valorará los criterios que deben tomarse en cuenta para la realización de los análisis de las rocas mediante la técnica RMN; se estimarán los parámetros petrofísicos convencionales para los sistemas de rocas; una vez realizado todo esto, se desarrollara una metodología para la estimación de las curvas de permeabilidad relativa (K_r) a partir de los tiempos de desmagnetización T_{2m} usando el resonador magnético.
- **Fase 4, Análisis de resultados:** luego que se han obtenido los resultados por RMN, se realizaran los análisis pertinentes a la data obtenida.
- **Fase 5, Redacción y presentación del Informe Final.**

CAPITULO II MARCO TEÓRICO

De manera que se puede entender a cabalidad el presente TEG, se presentarán las definiciones básicas bajo las que se rige la misma.

2.1 Hidrocarburos

Los hidrocarburos son compuestos formados por cadenas lineales o ramificadas de carbonos unidas por enlaces de hidrógeno. De acuerdo a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento, los hidrocarburos pueden encontrarse en estado líquido o gaseoso. Además, en el medio poroso de la roca, el crudo puede estar acompañado por trazas de oxígeno, nitrógeno, azufre y ciertos metales como el vanadio, hierro, níquel, cobre, entre otros (Bear, 1972).

A partir de la gravedad API y de la densidad, los hidrocarburos se clasifican en condensados, livianos, medianos, pesados y extra-pesados, como se muestra en la tabla 2.1.

Tabla 2.1. Calidad del petróleo (Araujo, 2004).

Tipo de Crudo	°API
Extra-pesados	< 10,0
Pesados	10,0 – 22,3
Medianos	22,3 – 31,1
Livianos	31,1 – 39
Condensados	>39

2.2 Porosidad

En los yacimientos de petróleo, la porosidad representa el porcentaje del espacio total que puede ser ocupado por líquidos o gases. Dicha propiedad determina la capacidad de acumulación o de depósito de la arena y generalmente se expresa como porcentaje, fraccional o decimal. La porosidad es la característica física más conocida de un yacimiento de petróleo. Representa los volúmenes de petróleo y/o de gas que pueden estar presentes en un yacimiento petrolífero. Todas las operaciones de producción, y recuperación adicional de los hidrocarburos, se basan en su valor (Rivera, 2004). Matemáticamente, se expresa como:

$$\emptyset = \frac{V_t - V_g}{V_t} = \frac{V_p}{V_t} * 100 \quad \text{Ec. 2.1}$$

Donde, \emptyset es la porosidad (%), V_t es el volumen total de la roca, V_g es el volumen ocupado por los granos y V_p es el volumen poroso.

2.3 Permeabilidad

La permeabilidad es la propiedad que posee la roca de permitir que los fluidos se puedan mover a través de la red de poros interconectados. Es un factor muy importante en el flujo de los fluidos en un yacimiento, representa la facilidad con que los fluidos se desplazan a través del medio poroso, no obstante, no existe una determinada relación de proporcionalidad entre porosidad y permeabilidad (Rivera, 2004).

La permeabilidad se mide en unidades Darcy, en honor al ingeniero hidráulico francés Henry Darcy, quién formuló la ecuación que lleva su nombre, la cual dice: *“la velocidad del flujo de un líquido a través del medio poroso, debido a la diferencia de presión, es proporcional al gradiente de presión en la dirección del flujo”* (Ver figura 2.1).

En la industria petrolera, las normas API para determinar la permeabilidad (K) de las rocas definen permeabilidad como *“el régimen de flujo en mililitros por segundo de un fluido de 1 cent poise de viscosidad que pase a través de una sección de 1 cm² de roca, bajo un gradiente de presión de una atmosfera (760mm Hg) por centímetro cuadrado, y en condiciones de flujo viscoso”* (Rivera, 2004).

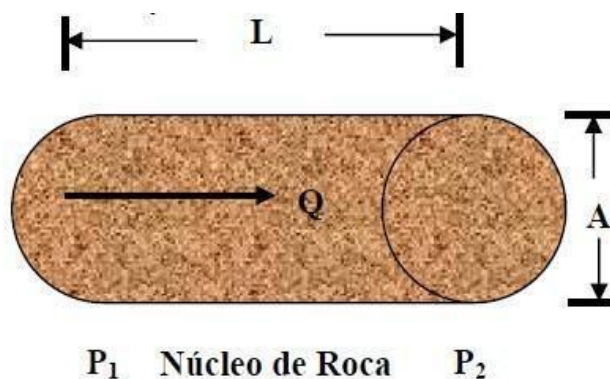


Figura 2.1 Representación de la Ley de Darcy (Rivera, 2004).

La permeabilidad (K) se representa de la siguiente manera:

$$K = \frac{Q\mu L}{A\Delta P} \quad \text{Ec 2.2.}$$

Donde, K es la permeabilidad (Darcy), μ viscosidad en la dirección de recorrido del fluido (cP), L es la distancia que recorre el fluido (cm), A la sección transversal (cm^2), ΔP es la diferencia de presión (atm) ($P_2 - P_1$), y Q tasa de producción (cm^3/s).

2.3.1 Permeabilidad a dos fases

La permeabilidad relativa se determina, por lo general, para sistemas bifásicos agua-petróleo y gas-petróleo, con agua connata inmóvil, y se representa gráficamente mediante un par de curvas comúnmente referidas como curva de permeabilidad relativa para la fase no mojante (K_{nm}) y curva de permeabilidad relativa para la fase mojante (K_m). Cuando una fase mojante y otra no mojante fluyen simultáneamente en un medio poroso, cada una ellas sigue un camino separado y distinto de acuerdo con sus características humectantes (figura 2.2), lo cual da como resultado la permeabilidad relativa para la fase mojante y la no mojante (Paris, 2009).

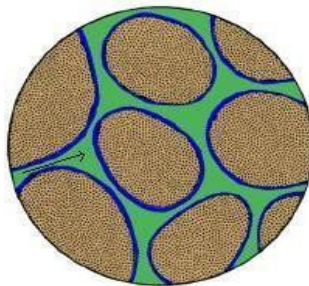


Figura 2.2 Canal de flujo de petróleo en un medio poroso mojado por agua (Alkhatha'ami, 2005)

Si la fase no mojannte se localiza en la parte central, ocupa el espacio poroso más grande, contribuyendo así al flujo del fluido a través del yacimiento y, por lo tanto, las bajas saturaciones de la fase no mojannte podrán reducir drásticamente la permeabilidad de la fase mojannte.

La figura 2.3 presenta un par de curvas típicas de permeabilidades relativas para un sistema agua-petróleo, considerando el agua como la fase mojannte.

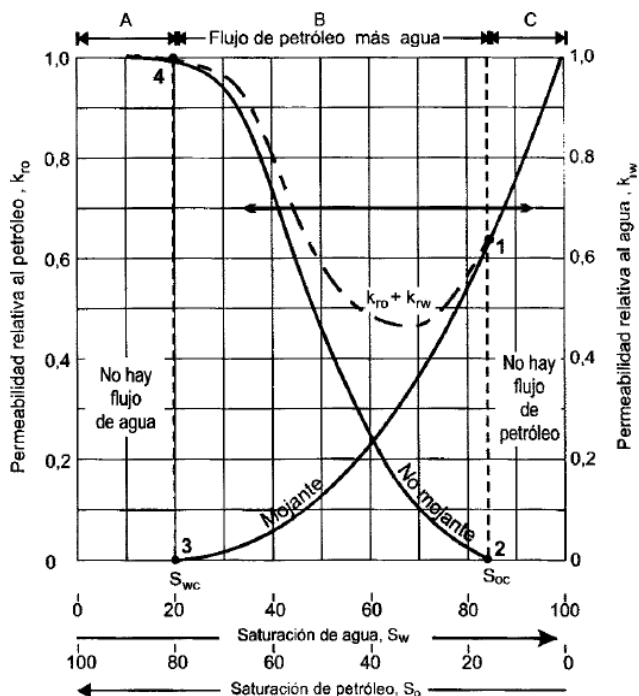


Figura 2.3 Comportamiento típico del flujo de dos fases. Sistema mojado al agua (Paris, 2009).

En la figura anterior se pueden distinguir cuatro puntos muy importantes:

- **Punto 1:** en la curva de permeabilidad relativa de la fase mojannte se tapón que una saturación pequeña de la fase no mojannte reducirá drásticamente la permeabilidad relativa de la

fase mojante. La razón de esto es que la fase no mojante ocupa los espacios de los poros más grandes, lo cual facilitará el flujo de dicha fase (Mannucci, s.f).

- **Punto 2:** la curva de permeabilidad relativa de la fase no mojante tapón que esta comienza a fluir a saturaciones relativamente bajas. En el caso de que esta sea petróleo, la saturación en este punto se denomina saturación de petróleo crítica (S_{oc}) (Mannucci, s.f).
- **Punto 3:** en la curva de permeabilidad relativa de la fase mojante se tapón que esta cesa de fluir a saturaciones relativamente grandes. Esto se debe a que dicha fase ocupa preferencialmente los espacios porosos más pequeños, donde las fuerzas capilares son mayores. La saturación de agua en este punto se refiere como a saturación de agua irreducible (S_{wirr}) o saturación de agua connata (S_{wc}) (ambos términos son intercambiables) (Mannucci, s.f).
- **Punto 4:** en la curva de permeabilidad relativa de la fase no mojante tapón que, a bajas saturaciones de la fase mojante, los cambios en la saturación de esta última tienen poco efecto en la magnitud de dicha curva. La razón es que, a bajas saturaciones, el fluido de la fase mojante ocupa los espacios porosos más pequeños y materialmente no contribuye al flujo y, por lo tanto, al cambiar la saturación de estos, su efecto en el flujo de la fase no mojante es mínimo. Esto indica que una porción del espacio poroso disponible, aunque interconectado, contribuye poco a la capacidad conductiva de los fluidos (Mannucci, s.f).

Estos puntos se basan en las reglas de Craig, las cuales son:

1. Las saturaciones de agua connata son usualmente mayores de 20 a 25 % en rocas mojadas por agua, pero menores que 10% en rocas mojadas por aceite.
2. Las saturaciones de agua a la cual la permeabilidad relativa al agua y la permeabilidad relativa al aceite son iguales es generalmente mayor del 50% para tapones mojados por agua y menores del 50% para tapones mojados por aceite.
3. La permeabilidad relativa al agua al final del desplazamiento es generalmente menor del 30% en rocas mojadas por agua, pero menor del 50 al 100% en las mojadas por aceite.

Este proceso puede visualizarse en reverso. En la figura anterior, se ha considerado que la fase no mojante es el petróleo y la fase mojante es el agua. Las curvas mostradas, que son típicas para las fases mojante y no mojante, se pueden invertir para visualizar el comportamiento de un sistema donde el petróleo sea la fase mojante (Paris, 2009).

Además, existen 3 zonas características, zona A, zona B y zona C representadas en la figura anterior:

- **Zona A:** representa el valor de la saturación de agua que varía desde cero a la saturación de agua irreducible (S_{wirr}) o saturación de agua connata (S_{wc}), valor mínimo de saturación de agua que podemos encontrar en un yacimiento.
- **Zona B:** varía entre la S_{wirr} y $1-S_{or}$, mostrando la relación existente entre ambas fases, en esta zona la suma de la permeabilidad relativa al petróleo y la permeabilidad relativa al agua es menor que uno, ya que cuando hay dos fases inmiscibles en un medio poroso se obstaculizan en flujo entre ellas.
- **Zona C:** representa la S_{or} , tapón el petróleo que queda atrapado en la roca después de un flujo normal inmisible en un sistema agua/petróleo durante un proceso de desplazamiento.

Existen dos tipos de procesos de saturación de la fase mojante, los cuales son los siguientes:

- **Desplazamiento por drenaje:** en el cual la saturación de la fase mojante disminuye durante el proceso. Es un proceso forzado. Fuerzas capilares retienen la fase mojante. Existe presión de umbral.
- **Desplazamiento por imbibición:** en el cual la saturación de la fase mojante aumenta durante el proceso. Es un proceso espontáneo. No hay presión de umbral.

Por lo que hay una relación funcional inversa entre la presión capilar y la saturación de la fase mojanete, también se puede decir que cuando se tiene una saturación muy pequeña se tendrá el más pequeño radio de curvatura y la fase mojanete ocupará o existirá en los poros más pequeños del sistema, dejando los poros más grandes para la fase no mojanete (ver figura 2.4 y figura 2.5) (Delgado, 2010).

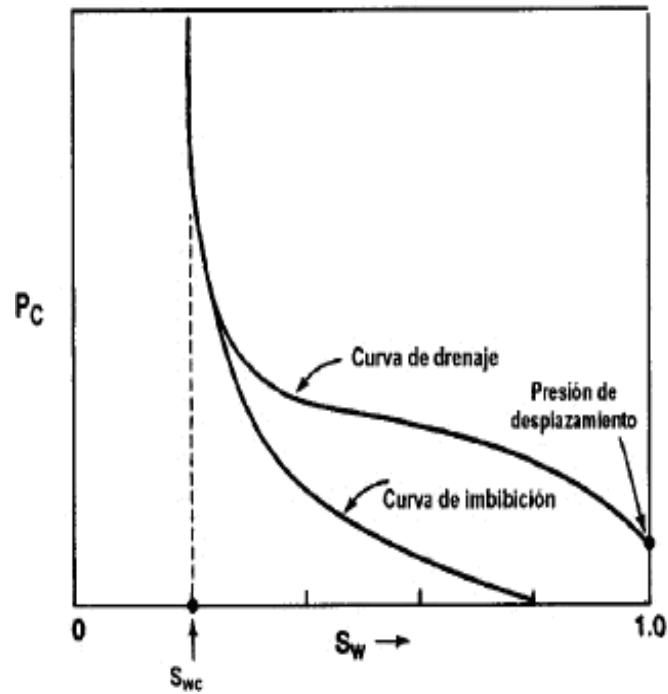


Figura 2.4 Curvas de drenaje e imbibición (Forrest, 1982).

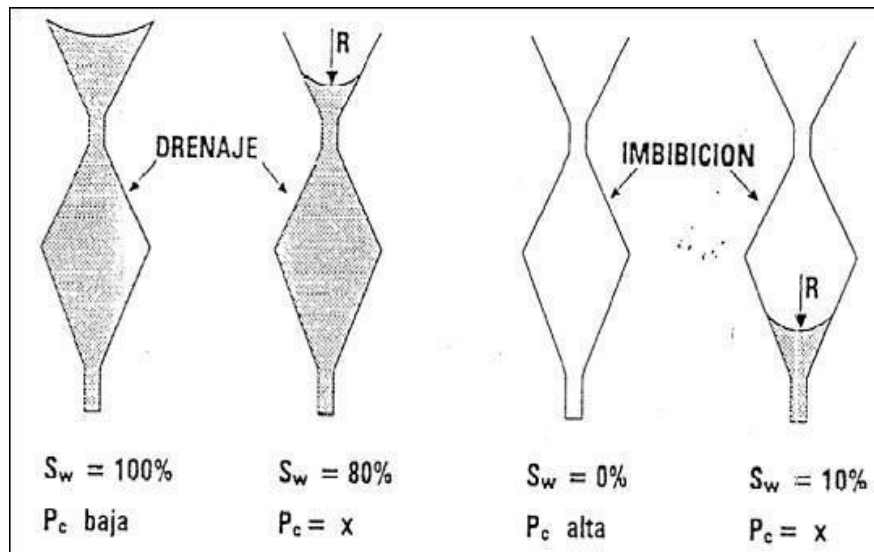


Figura 2.5 Proceso de drenaje e imbibición (Mannucci, s.f).

La diferencia en permeabilidad cuando se cambia la historia de saturación se denomina histéresis (Paris, 2009). (Ver Figura 2.6)

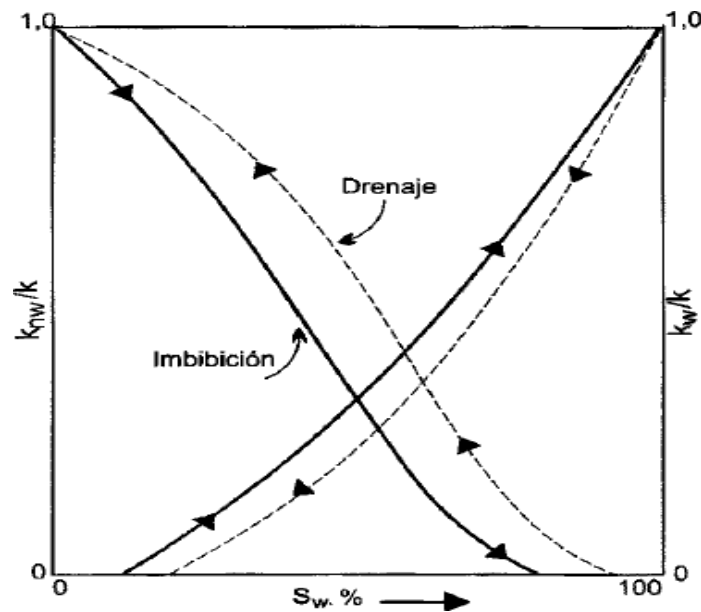


Figura 2.6 Efectos de la histéresis en las permeabilidades relativas (Paris, 2009).

Para la determinación de las curvas de permeabilidad relativa, como se mencionó al inicio de este trabajo, se ejecutarán pruebas de desplazamiento dinámico de fluidos en medio poroso, la misma se define tal y como sigue:

Pruebas de desplazamiento dinámico: pruebas donde uno de los fluidos inmiscibles desplaza al otro. Es más rápido que el método estacionario; sin embargo, el análisis matemático es más complicado, generalmente se usa la teoría desarrollada por Buckley y Leverett y extendida por Welge para el análisis de los datos experimentales obtenidos con esta metodología.

En el laboratorio, se utiliza una celda tipo Hassler y bombas de desplazamiento de tasa de flujo y presión constante. La muestra es colocada en la sección central de un porta tapón e introducida en la celda; este sistema, a su vez va conectado a un sistema de transductores de presión para la determinación de las caídas de presión a través del tapón, con esto se elimina buena parte de los efectos del borde. Para determinar las permeabilidades la tapón se satura inicialmente con agua de formación, posteriormente se inicia el proceso de drenaje donde se inyecta crudo a la tapón para obtener la S_{wirr} ; una vez obtenido este valor se procede a iniciar el proceso de imbibición, en el que esta vez se inyecta agua para desplazar el crudo contenido en la tapón. La presión y tasa de flujo son utilizadas para calcular las permeabilidades efectivas y relativas, utilizando la ecuación de Darcy y los modelos correspondientes, respectivamente, lo cual representa una ventaja con respecto al método de estado estacionario.

Para poder realizar estas pruebas se debe cumplir lo siguiente:

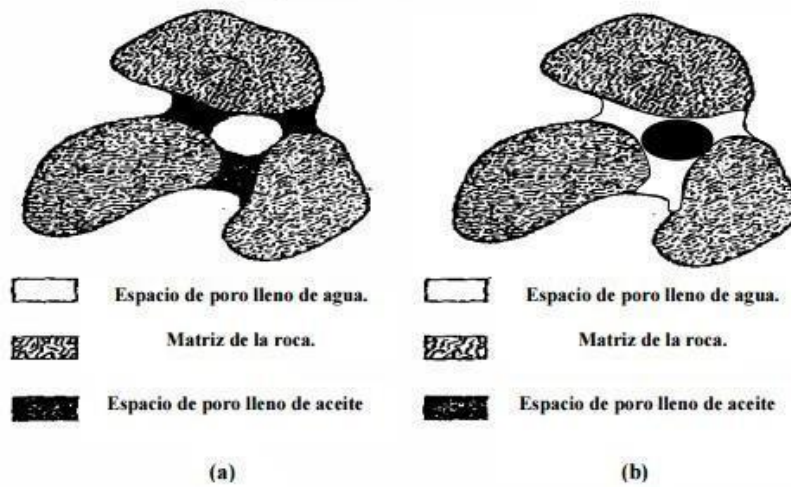
- El gradiente de presión sea lo suficientemente grande para minimizar los efectos de presión capilar.
- La diferencia de presión a través del tapón debe ser lo suficientemente pequeña, comparada con la presión operacional total de modo que los efectos de compresibilidad sean insignificantes.

- El tapón debe ser homogéneo.
- La tasa de flujo y propiedades de los fluidos deben permanecer constante durante la prueba.

2.4 Mojabilidad

La mojabilidad se refiere a la tendencia de un fluido a adherirse o esparcirse a una superficie sólida en presencia de otro fluido inmisible, tratando de ocupar la mayor área de contacto posible con dicho sólido. En un yacimiento de petróleo, la mojabilidad es una medida de la afinidad de la superficie de la roca por la fase petróleo o por la fase acuosa y determina la ubicación relativa de cada una de estas fases dentro del medio poroso (Araujo, 2004).

Si se observa la figura 2.7 se tapón lo que sería una vista de una roca que tiene diferente mojabilidad. Puede observarse para el caso (a) que la fase continua en la superficie de la roca es el crudo por lo que representa a una roca mojada por crudo en donde el fluido que se moverá con mayor facilidad será el agua y en el caso (b) existe una mojabilidad al agua en el que la fase continua es el agua y en la cual el aceite tendrá mayor facilidad para moverse, en ambos casos los poros más pequeños tienden a estar llenos con el fluido mojante (Trejo, 2010).



Poros idealizados de una roca del yacimiento.
(a) Roca mojada por aceite. (b) Roca mojada por agua.

Figura 2.7 Esquema de mojabilidad de una roca (Trejo, 2010).

2.4.1 Tipos de mojabilidad

Las características de mojado de una superficie mineral, depende de la composición química del crudo, presión, temperatura, naturaleza de las paredes de los poros de las rocas, química del agua y la presencia de componentes activos en la superficie. Existe un amplio espectro de condiciones de mojado el cual incluye las siguientes condiciones de mojabilidad (Araujo, 2004):

- **Mojabilidad completa o uniforme:** comprende superficies minerales que presentan una afinidad marcada por un fluido. El fluido mojante se distribuye en el espacio poroso entre la superficie de los poros y la fase no mojante.

- **Mojabilidad débil:** se presente en superficies minerales que no poseen una afinidad muy marcada por un fluido, pero significativa si se compara con la afinidad hacia otros fluidos.
- **Mojabilidad intermedia o neutra:** comprende superficies minerales que no presentan preferencia marcada a un fluido u otro.
- **Mojabilidad fraccionada:** una porción de roca es fuertemente mojada por agua, mientras que la restante es mojada al petróleo. En este caso los componentes del crudo son fuertemente absorbidos en ciertas áreas de la roca, mientras que el resto presenta fuerte mojabilidad al agua.
- **Mojabilidad mixta:** las zonas de la roca mojadas por petróleo forman partes continuas a través de los poros grandes, mientras que los poros pequeños permanecen mojados por agua.
- **Mojabilidad damaltiana:** este es un tipo de mojabilidad fraccional a escala de segmento de poro.

2.5 Resonancia Magnética Nuclear (RMN)

La Resonancia Magnética Nuclear (RMN) es una técnica basada en el uso de imanes permanentes y pulsos de radio frecuencia, que actúan sobre los momentos magnéticos que poseen los diferentes elementos de la naturaleza, tal es el caso del hidrógeno que abunda en el agua y en los hidrocarburos que se encuentran en el espacio poroso de las rocas.

Esta técnica fue desarrollada en 1946 por los físicos estadounidenses, Bloch y Purcell, y desde su descubrimiento se ha convertido en una de las herramientas de gran valor para las distintas áreas de la ciencia e ingeniería. Los avances recientes de esta tecnología en la ingeniería de petróleo, permiten actualmente tener una mejor caracterización de un determinado

yacimiento, ya que hace posible el cálculo de propiedades como la porosidad, permeabilidad, saturación, entre otras. (Azuaje, 2014)

2.5.1 Principios Físicos

La Resonancia Magnética Nuclear (RMN) se refiere a la respuesta de los protones atómicos sobre los campos magnéticos. La mayoría de estos protones tienen un momento magnético y momento angular o espín. En la presencia de un campo magnético externo, un tapón gira alrededor del campo magnético muy similar a un giroscopio que gira alrededor del campo gravitacional de La Tierra. Cuando estos protones magnéticos interactúan con el campo magnético externo se pueden producir medidas de señal.

Las herramientas de RMN responden al comportamiento de los protones de hidrógeno, que como se sabe solo posee un protón y un neutrón, y se encuentra en la mayoría de los fluidos contenidos en los poros de la roca; en presencia de un campo magnético estático y de una señal de radio frecuencia. Se toma en cuenta el hidrógeno debido a que tiene un momento magnético relativamente mayor con respecto a los otros elementos contenidos en la roca.

El tapón de hidrógeno se puede considerar como una barra imantada, cuyo eje magnético está alineado con el eje del momento rotacional del tapón (parte superior de la Figura 2.10). Cuando no existe la influencia de un campo magnético externo, los protones están alineados al azar (parte inferior de la Figura 2.10) (Coates, Xiao y Prammer, 1999).

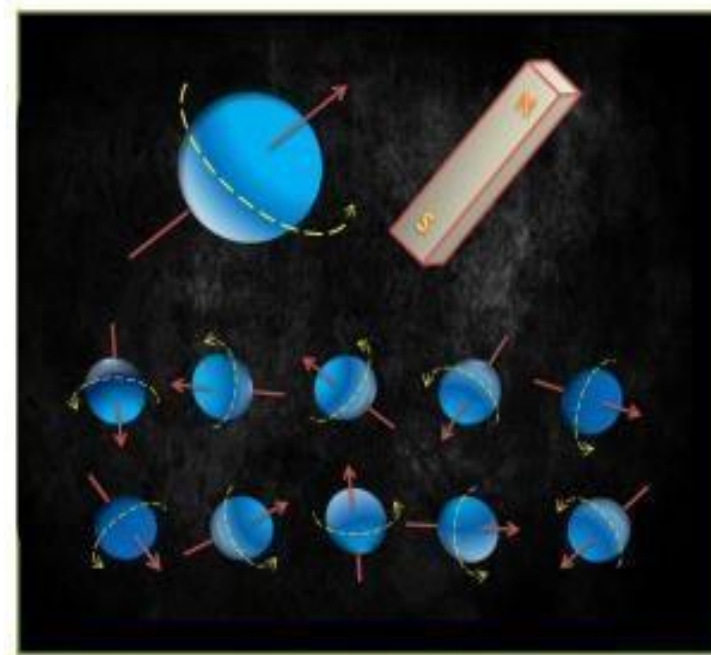


Figura 2.10. Protones de hidrógeno alineados y no alineados (Azuaje, 2014)

2.5.2 Secuencia de mediciones RMN

2.5.2.1 Alineación de los momentos magnéticos nucleares (polarización)

El primer paso de la medición RMN es alinear los protones con un fuerte campo magnético estático y constante, B_0 (Figura 2.11). Este campo magnético, es generado por imanes permanentes que posee el equipo de RMN, los cuales hacen que el polo norte de los protones se alinee y apunten hacia el polo sur del imán que está generando el campo. En este estado los protones se encuentran en una condición de equilibrio o estado de baja energía. La orientación de los protones es un proceso denominado polarización o magnetización longitudinal, y el mismo

no ocurre de una manera inmediata, sino que toma un tiempo finito caracterizado por una constante denominada T_1 (Ávila, 2002).

La constante T_1 , se entiende como el tiempo necesario que requieren los protones para reorientarse con el campo magnético estático después de que estos son perturbados con la influencia de otro campo magnético. La reorientación de los protones ocurre obedeciendo al comportamiento de una función exponencial, donde T_1 se define para cuando la magnitud de la relajación alcanza el 63% de su valor total. Esta constante T_1 también es denominada tiempo de relajación longitudinal (Coates, Xiao y Prammer, 1999).

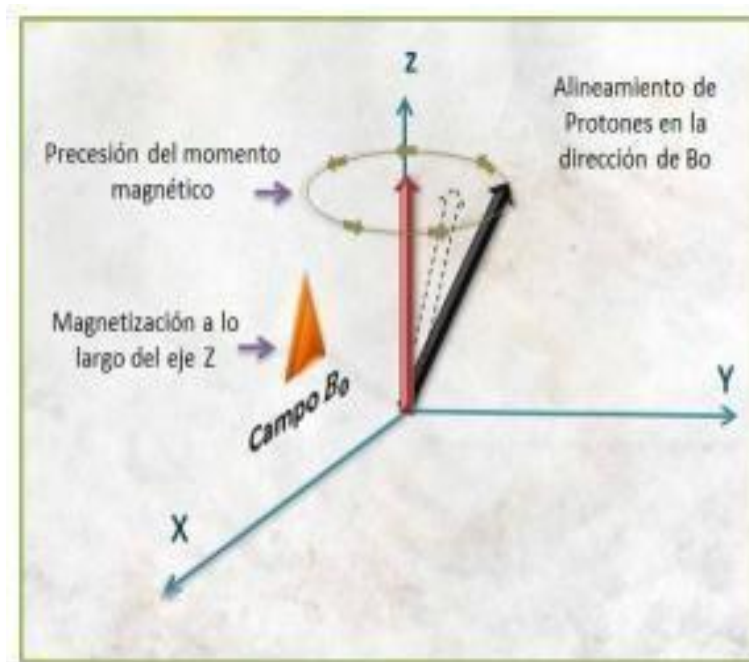


Figura 2.11. Polarización magnética (Azuaje, 2014)

2.5.2.2 Perturbación de los momentos magnéticos nucleares

El segundo paso en una medición de RMN es lograr que, la magnetización neta de los protones se oriente en un plano perpendicular al campo magnético (B_0) y esto se logra mediante la aplicación de otro campo magnético de manera de inducir transiciones entre los diferentes niveles de energía de los protones. Para causar estas transiciones se aplican unas señales de radio frecuencia (RF) generada por un campo magnético oscilante (B_1), que actúa en dirección perpendicular al campo magnético estático (B_0), Figura 2.12. La inclinación del eje de rotación de los protones se puede controlar variando la intensidad del campo B_1 (Véliz, 2006).

Cuando los protones son alejados de la alineación del campo B_0 , comienzan a realizar un movimiento denominado *precesión* alrededor de la dirección del campo magnético estático. La *precesión* es un movimiento orbital semejante al de un trompo de juguete cuando se aleja de la vertical.

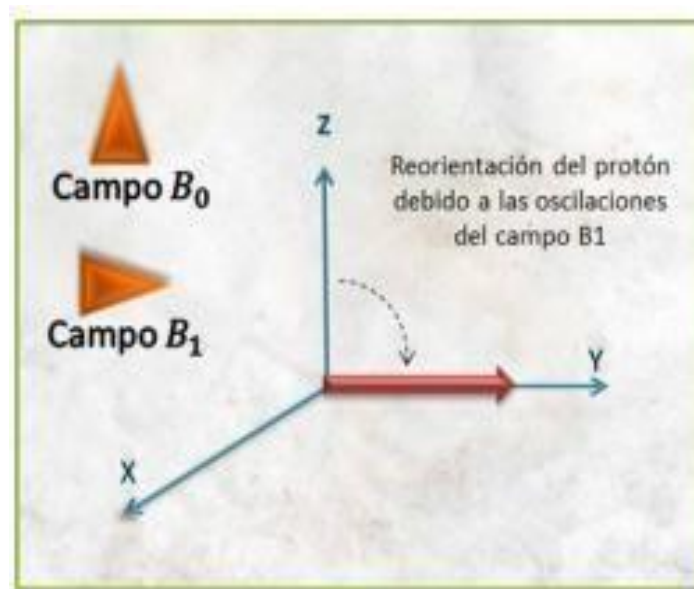


Figura 2.12. Perturbación de los momentos magnéticos (Azuaje, 2014)

La velocidad de la precesión depende de las propiedades del tapón y de la fuerza del campo magnético oscilante aplicado. Los impulsos generados por el campo B_1 varían con el tiempo a la misma velocidad de la precesión, es decir, en resonancia con el movimiento del tapón. Cuando la frecuencia de oscilación del campo B_1 coincide con la frecuencia de precesión del hidrógeno en el campo B_0 , ocurre una transición en los niveles de energía y existe una condición de resonancia, entonces es posible alinear los ejes de los protones con respecto al nuevo campo magnético existente (Coates, Xiao y Prammer, 1999)

La frecuencia de los protones bajo la condición de resonancia es proporcional al campo magnético estático aplicado B_0 y donde la relación giromagnética de los protones (γ) actúa como un factor de proporcionalidad. La ecuación que describe este fenómeno es la siguiente:

$$f = \gamma * B_0 \quad \text{Ec. 2.4}$$

Dónde:

f : Frecuencia de resonancia, también denominada frecuencia de Larmor,

γ : Relación giromagnética (para el hidrógeno es igual a 4258 Hz/Gauss)

B_0 : Campo magnético aplicado.

La frecuencia es ajustada en el equipo para lograr que la nueva orientación de los protones sea 90° con respecto al campo B_0 (Figura 2.12). En esta orientación los protones hacen precesión en fase en un plano transversal.

La frecuencia de Larmor se ajusta en cada equipo y depende de la configuración de la herramienta, en el caso de la herramienta de NUMAR/ Halliburton esta tiene un valor de 750 KHz, mientras que la usada por la CMR/ Schlumberger es de 2 MHz (Ávila, 2002).

2.5.2.3 Efecto de relajación (precesión) y desfase de los protones

Una vez que los ejes de los protones se han inclinado de acuerdo al nuevo campo existente, se inicia un movimiento de precesión en el plano perpendicular a B_0 (Figura 2.13).

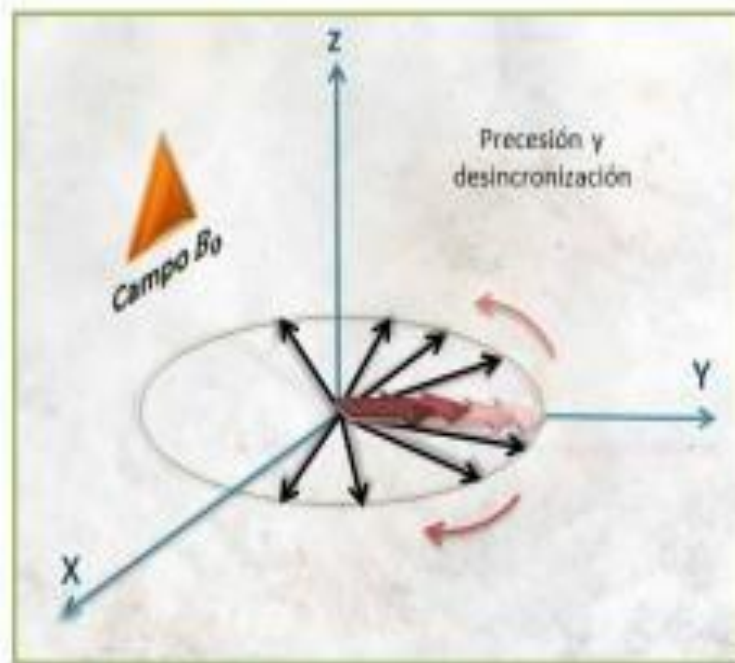


Figura 2.13. Precesión y desfase de los protones (Azuaje, 2014)

Inicialmente los protones precesan al unísono. Al hacer esto generan un campo magnético pequeño a la frecuencia de Larmor que inmediatamente es detectado por una antena como una señal. Debido a que el campo estático inicial no es homogéneo y por las interacciones moleculares, los protones comenzarán a precesar a diferentes frecuencias perdiendo gradualmente la sincronización, es decir, se desfasan y por lo tanto la señal de la antena decae. Esta señal de decaimiento se conoce como Caída de Inducción Libre (Free Induction Decay,

FID), que caracteriza la amplitud de cada señal. La constante de tiempo para este proceso de relajación transversal se llama T^* , tiempo de decaimiento transversal (Figura 2.14).

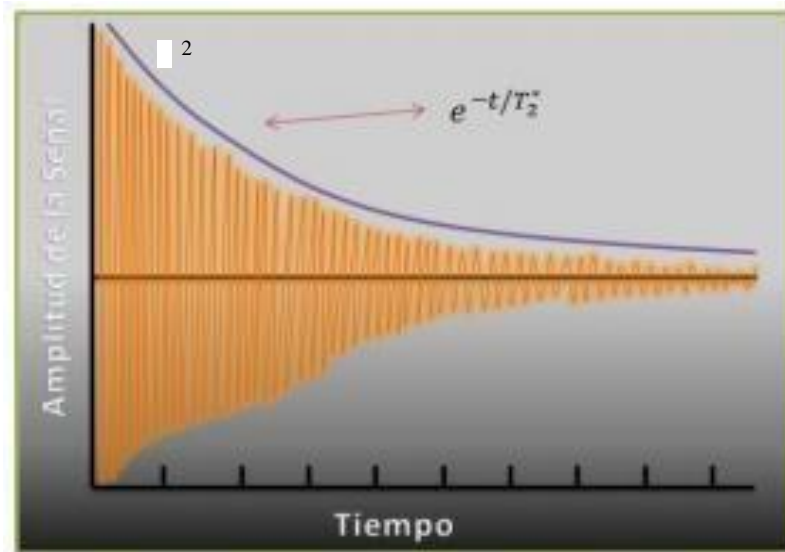


Figura 2.14. Caída de Inducción Libre (FID) (Azuaje, 2014)

La relación que describe el decaimiento de la señal es:

$$M(t) = M_0(t)e^{\frac{-t}{T^*}} \quad \text{Ec. 2.5}$$

Donde $M_0(t)$ es la magnitud de la magnetización transversal inicial, $M(t)$ es la magnitud de la magnetización transversal a un tiempo dado t después de un pulso y T^* es el tiempo que le toma a la magnetización transversal en decaer a 37% de su valor inicial.

2.5.2.4 Reenfoco de los momentos magnéticos nucleares

La desincronización causada por las variaciones del campo magnético estático B_0 es reversible, y se puede restaurar temporalmente mediante la aplicación de pulsos magnéticos de manera de reenfoque los protones. Este proceso se realiza mediante la secuencia explicada a continuación:

Una vez que los protones en el plano transversal se encuentran desfasados, por los mecanismos antes mencionados, y después de transcurrido cierto tiempo denotado por τ , contando a partir del pulso inicial de 90° , se aplica un pulso de 180° , de esta manera los protones en precesión se revierten en el plano transversal, colocando los protones más lentos por delante de los más rápidos. (Figura 2.15). Cuando estos últimos alcanzan a los primeros se produce un refasaje (pero ahora en una dirección equivalente al eje Y), y se genera una señal que se detecta en la bobina receptora. La señal generada se denomina eco de momentos rotacionales. Nuevamente se producirá un desfasaje a partir de la nueva magnetización y a partir de un tiempo τ , se aplica un pulso de 180° ocurriendo después de transcurrido un tiempo equivalente a τ un reenfoque de los protones a lo largo del eje Y, de manera que el tiempo entre estos es 2τ y se define como TE o espaciamiento entre ecos. En otras palabras, el tiempo de refasaje es igual al tiempo de desfasaje.

Esta secuencia de pulsos (una de 90° seguida por una serie de pulsos de 180°) fue denominada CPMG en honor a sus creadores (Carr, Purcell, Meiboom y Grill) (Coates, Xiao y Prammer, 1999)

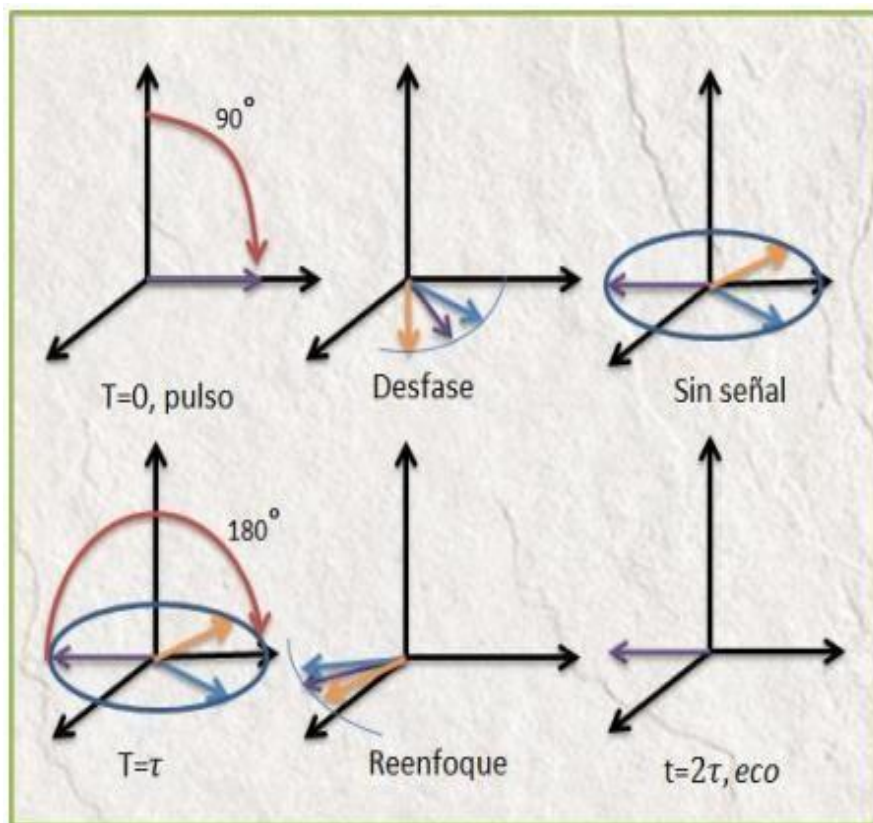


Figura 2.15. Secuencia de pulso-eco Carr-Purcell, Meiboom y Grill (Azuaje, 2014)

Debido a que cada eco de momentos rotacionales decae rápidamente, los pulsos de 180° se aplican repetidamente en forma de secuencia de pulsos, de manera de generar un tren de ecos. Un eco de momentos rotacionales se forma a mitad de camino entre cada par de pulsaciones de 180° (Figura 2.16).

El espaciamiento entre ecos (TE) es el tiempo que transcurre entre los picos de ecos adyacentes y el número de pulsaciones en un tren de ecos se denomina número de ecos (NE). Las herramientas de perfilaje y los equipos de laboratorio de RMN utilizan un TE que oscila entre $125 \mu\text{s}$ y $1200 \mu\text{s}$.

Aunque la secuencia CPMG cancela el desfase originado por las heterogeneidades del campo B_0 , la desincronización causada por las interacciones moleculares y difusión es irreversible. Es por esta razón que la amplitud de cada eco es menor que la anterior, y luego de un período de tiempo igual a varias veces T_2 , el decaimiento de la magnetización transversal es total y no es posible realizar más refasaje.

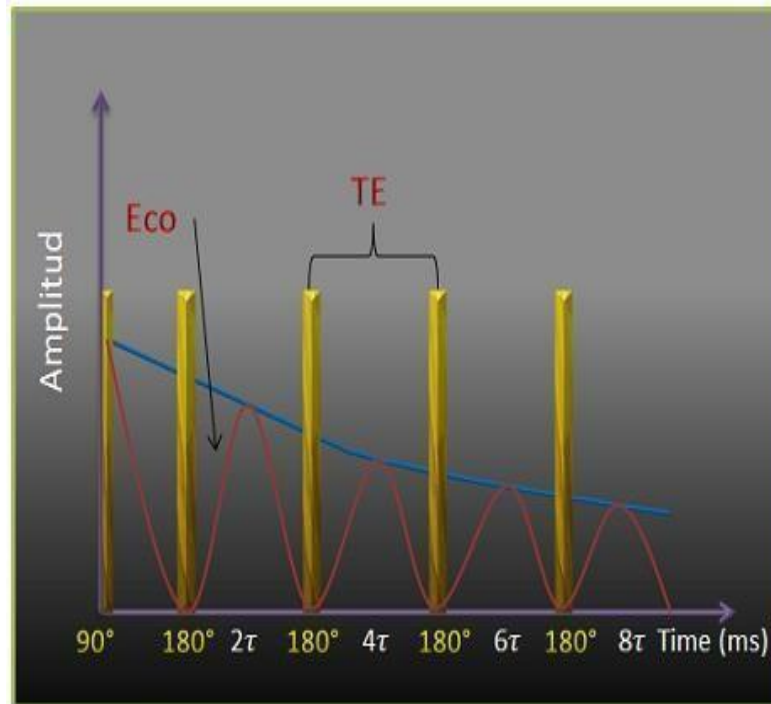


Figura 2.16. Ecos de momentos rotacionales (Azuaje, 2014)

La relajación transversal, así como la longitudinal, presenta un comportamiento exponencial y la relación que describe el decaimiento de la señal es la siguiente:

$$M(t) = \sum_i M_{0i} * \frac{-t}{e^{T_2}} \quad \text{Ec. 2.6}$$

Donde T_2 es el tiempo de relajación transversal y representa el decaimiento espín-red, el cual es mucho mayor al decaimiento espín-eco representado por la constante T_2^* de la Ecuación 2.8 (Figura 2.17).

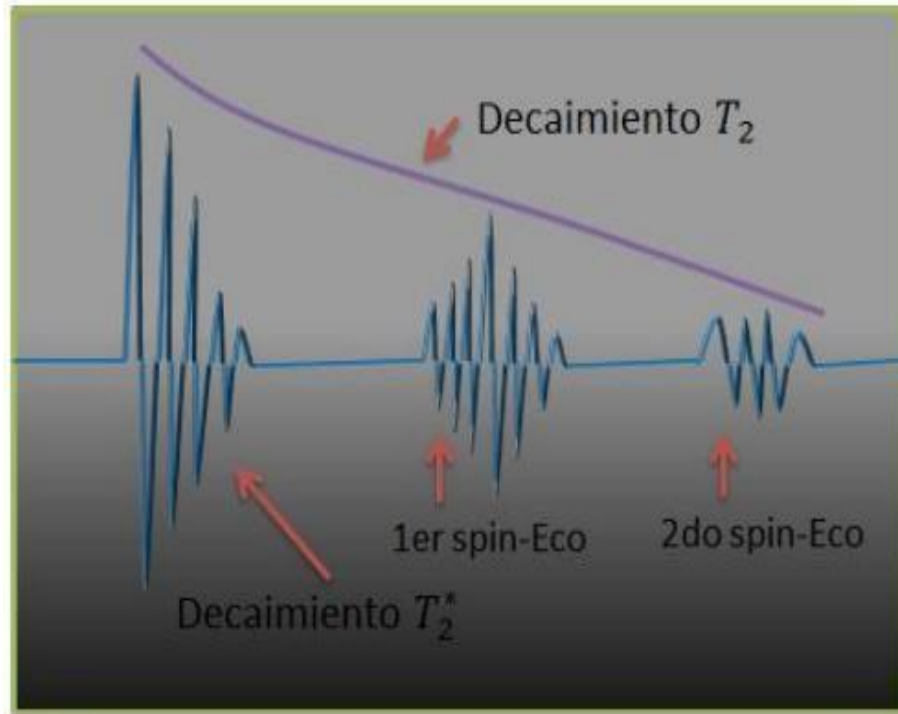


Figura 2.17. Señal de decaimiento espín - red y espín – eco (Azuaje, 2014)

El fenómeno de decaimiento de T_2 , asociado con la irreversibilidad del desfase de los protones debido a interacciones moleculares (siempre y cuando se trate de RMN en evaluación de formaciones), está relacionado con las propiedades petrofísicas de las rocas, tales como: porosidad, tamaño y forma de los poros, permeabilidad, además de las características y propiedades de los fluidos atrapados en el espacio poroso. La señal de decaimiento de T_2 que se registra en los equipos y herramientas de RMN, está representada por la suma de múltiples decaimientos exponenciales (Figura 2.18), debido a que los protones de hidrógeno se relajan a

diferentes frecuencias según sea el fluido en el cual se encuentran y el tamaño de los poros donde estos fluidos se encuentren atrapados (Véliz, 2006).

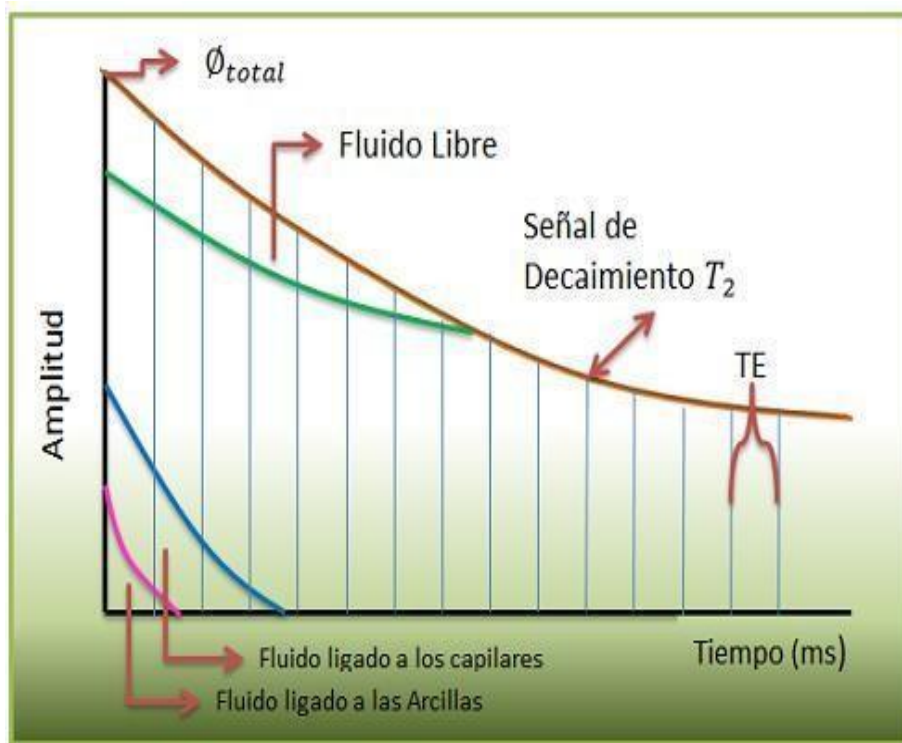


Figura 2.18. Señal de tiempo de relajación transversal (T_2) (Azuaje, 2014)

2.5.2.5 Sincronización del tiempo entre mediciones de RMN

Para comenzar la siguiente secuencia de CPMG, los protones se deben polarizar otra vez. Un diagrama de sincronización de tiempos para mediciones RMN, está ilustrado en la Figura 2.19.

La sección superior de esta describe dos secuencias de CPMG, cada una de las cuáles consiste en una pulsación B1 a 90° , seguida por una serie de pulsaciones a 180° . La sección inferior representa eventos de polarización (curvas de relajamiento T_1), e ilustra los trenes de

ecos de momentos rotacionales (curvas de relajamiento T_2) asociados con las dos secuencias de CPMG.

El tiempo de polarización TW, el espaciamiento entre ecos TE y el número de ecos NE se pueden controlar manualmente (Ávila, 2002).

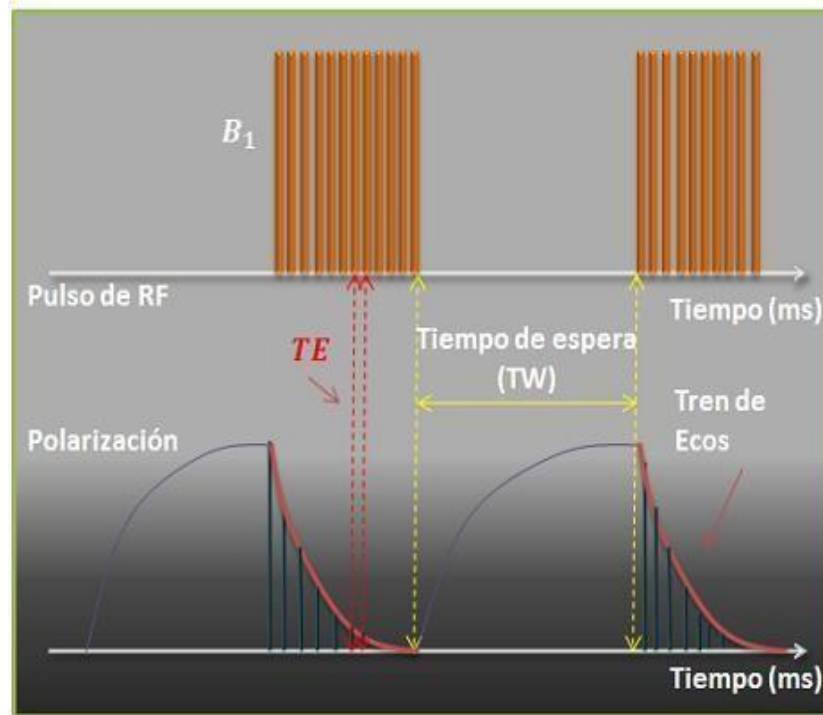


Figura 2.19. Sincronización de tiempo para mediciones (Azuaje, 2014)

La duración de este proceso de sincronización depende de la constante T_1 y se ha demostrado que se lleva a cabo siguiendo un modelo exponencial que se rige mediante la ecuación:

$$M_z(t) = 1 - e^{\frac{-t}{T_1}} \quad \text{Ec. 2.7}$$

Dónde:

T_1 : Tiempo en el que la magnetización alcanza 63% de su valor final.

$MZ(t)$: Magnitud de la magnetización al tiempo t , cuando se toma la dirección del campo B_0 en el eje Z

2.5.2.6 Mecanismos de relajación en rocas saturadas

Existen tres mecanismos de relajación RMN que influyen los tiempos T_1 y T_2 , se pueden dividir como componentes de los decaimientos que son: Uno debido a las interacciones con la superficie del poro (T_{2s} , T_{1s}), otro debido al decaimiento del fluido contenido en los poros (T_{2b} , T_{1b}), y un tercero debido a la difusión de los protones en un gradiente de campo magnético (T_{2D}).

Interacciones con la superficie del poro:

Las moléculas en los fluidos están en continuo movimiento – movimiento Browniano- y se difunden en el espacio poroso, chocando con la superficie del poro varias veces durante una medida de RMN. Cuando esto pasa, ocurren dos interacciones, primero que los protones pueden transferir energía nuclear a la superficie del poro permitiendo que se reorienten con el campo magnético estático, B_0 (componente de T_1). Segundo, los protones sufren un desfase que es irreversible (componente de T_2). La habilidad que tiene la superficie de los poros en relajar los protones es denominada Relaxividad superficial, ' ρ '.

El tamaño de los poros también influye en el proceso de relajación T_{2s} , dado que la velocidad de relajación depende de la frecuencia con que los protones puedan chocar con la

superficie de poro, que a su vez depende de la relajación superficie- volumen (S/V). Cuantos más pequeños sean los poros, S/V alto, mayor será el número de protones cercanos a las paredes y decaerán con mayor velocidad, es decir, tiempos de relajación cortos (Figura 2.20)

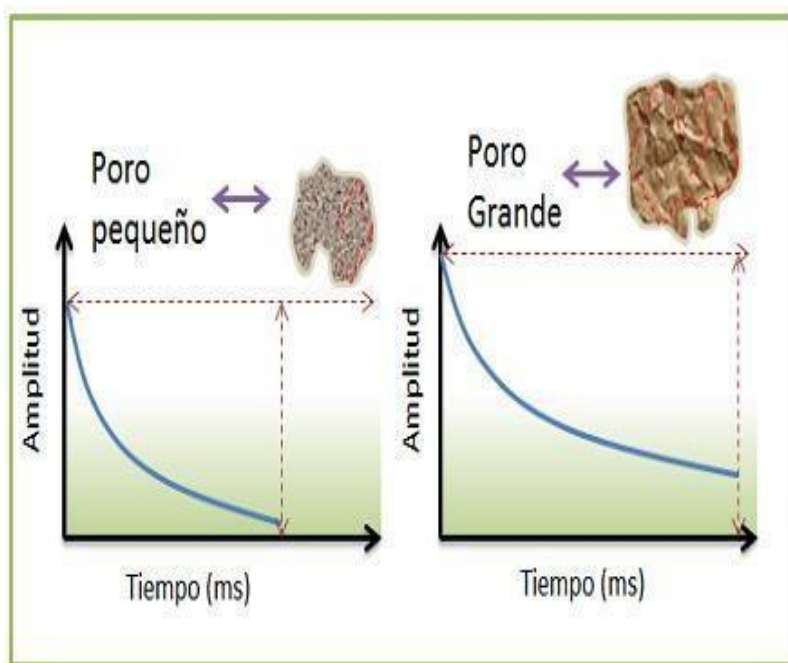


Figura 2.20. Decaimiento en función del tamaño del poro (Azuaje, 2014)

Para un poro simple, la magnetización del espín decae exponencialmente, y se puede representar como:

$$\frac{1}{T_2} = \rho 2 \frac{s}{V} \quad \text{Ec. 2.8}$$

y similar para,

$$\frac{1}{T_1} = \rho 1 \frac{s}{V} \quad \text{Ec. 2.9}$$

La magnetización total es la suma de la señal para todos los poros de la roca. La constante ρ es una propiedad de la roca que depende de la mineralogía de la superficie del poro (Figura 2.21), los iones para, ferro y ferromagnéticos que contengan (Fe^{+3} , Mn^{+2}) y de la mojabilidad de la roca. Valores altos de ρ producen un decaimiento rápido de T_2 , mientras que valores bajos de ρ producen un decaimiento lento de T_2 .

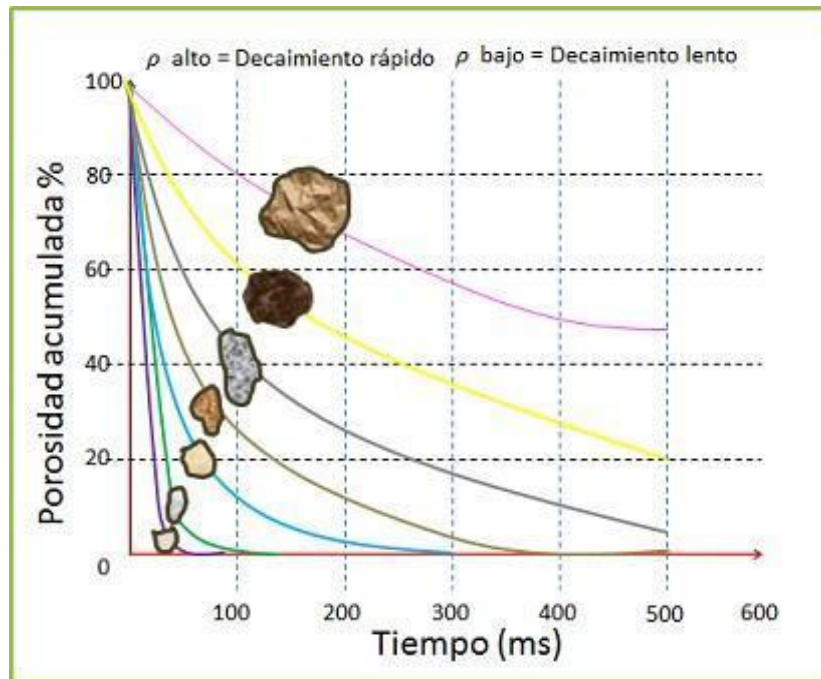


Figura 2.21. Decaimiento por tamaño de poro (Azuaje, 2014)

Difusión de los protones en un gradiente de campo magnético

Cuando hay gradientes en el campo magnético estático el movimiento molecular de los protones causa un desfase que origina el tiempo de relajación T_2 . El tiempo T_1 no se ve afectado.

El gradiente en el campo B_0 se debe a dos factores: la configuración del imán en el equipo, y la constaste de susceptibilidad magnética entre los granos y los fluidos en los poros de la roca. Si el espaciamento entre los ecos (TE) en la secuencia CPMG es mínimo, y la magnitud del campo magnético es pequeña, se reduce la contribución de la difusión de T_{2D} al mínimo.

Decaimiento del fluido contenido en los poros

Se considera importante cuando el fluido se encuentra en poros muy grandes o porosidad secundaria (carbonatos). Las interacciones moleculares en el agua y petróleo liviano son más rápidas, de manera que la relajación es ineficiente a tiempos largos. A medida que los fluidos se vuelven más viscosos, las interacciones moleculares son más lentas.

El proceso de relajación actúa en paralelo, así que T_2 puede representarse como:

$$\left(\frac{1}{T_2}\right)_{total} = \frac{1}{T_{2S}} + \frac{1}{T_{2D}} + \frac{1}{T_{2B}} \quad \text{Ec. 2.10}$$

2.7.3 Proceso de inversión de la señal de decaimiento de T_2 .

La señal captada por el receptor en el plano transversal al campo magnético permanente B_0 , es proporcional a la cantidad de átomos de hidrógeno presentes en las muestras, donde cada uno posee un tiempo característico de relajación transversal T_2 . La señal que se registra en el equipo RMN es una curva que corresponde a la suma de múltiples decaimientos exponenciales.

De la curva correspondiente la relajación magnética transversal se obtiene, aplicando un procedimiento matemático denominado Transformada Inversa de Laplace, una curva de distribución T_2 (Figura 2.22) de la cual se obtiene la mayor cantidad de información petrofísica que proviene de RMN (Ávila, 2002).

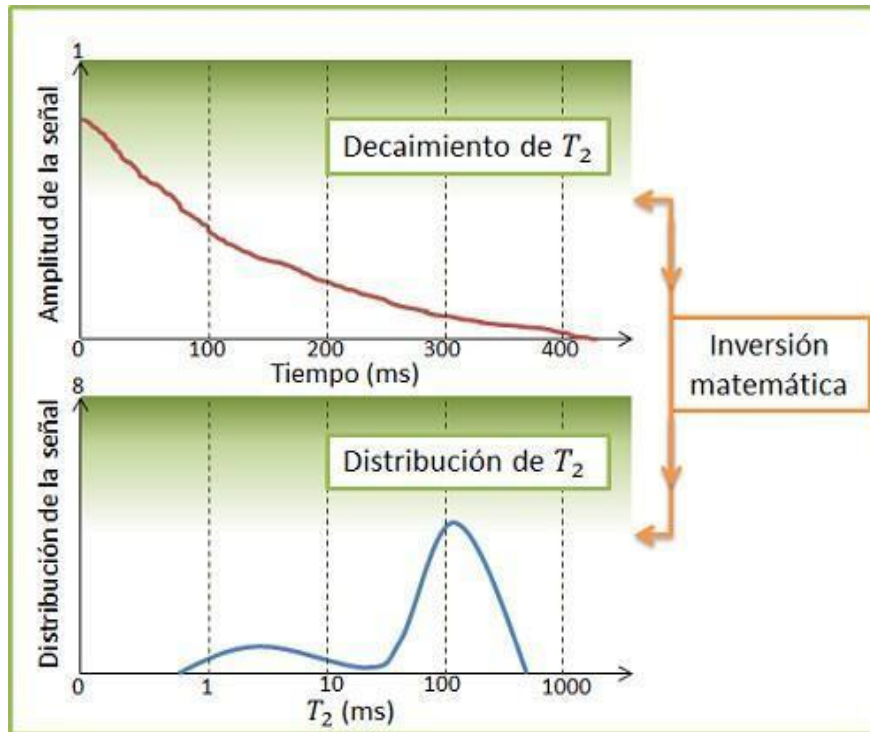


Figura 2.22. Proceso de inversión matemática (Azuaje, 2014)

2.7.4 RMN en laboratorio

Para el análisis petrofísico con RMN las pruebas de laboratorio desempeñan un factor importante permitiendo validar y generar medidas, aumentando así la confiabilidad de los datos obtenidos en mediciones de campo, tanto en rocas como en fluidos.

Las medidas en el laboratorio se realizan en base a ripios y taponés de núcleos que sean lo más representativo de la formación en estudio, esto permitirá tener un análisis adecuado de acuerdo a las características de cada caso, evitando de este modo trabajar con parámetros

generales; lo cual provocaría una desviación entre los resultados obtenidos y los valores reales que caracterizan a la formación.

Entre las aplicaciones y datos más relevantes que se pueden obtener con la técnica RMN en el estudio de yacimientos se tienen:

- Estimación de la permeabilidad.
- Saturación de agua irreducible.
- Porosidad total, efectiva y asociada a las arcillas (independiente de la litología).
- Distribución del tamaño de poros.
- Saturación de fluidos producibles.
- Predicción de la productividad.
- Determinación de facies litológicas y petrofacies.
- Identificación de tipos de fluidos contenidos en el espacio poroso.
- Estimación de la viscosidad de los fluidos.
- Evaluación de yacimientos de muy baja resistividad.
- Evaluación efectiva de yacimientos carbonáticos.
- Detección de gases en yacimientos muy arcillosos o de litología compleja.
- Determinación de contactos entre fluidos.

2.7.4.1. Porosidad a través de RMN

Se ha demostrado con análisis de laboratorio, que al realizar mediciones de RMN en rocas mojadas y saturadas con agua, a cada tamaño de poro le corresponde un tiempo de relajación T_2 . A medida que el tamaño de poro es menor (relación S/V más pequeña), el T_2 disminuye y viceversa. En una roca, donde existen muchos tamaños de poro, y donde cada uno contribuye parcialmente a la porosidad total, la señal obtenida proviene de un decaimiento multiexponencial (Figuras 2.20 y 2.21), compuesta por la suma de las amplitudes de señal proveniente del fluido confinado en cada uno de los poros individuales.

La forma de la curva de distribución de T_2 representa la distribución de porosidad por tamaño de poro. Dado que es muy difícil considerar a cada poro individualmente, todos los poros con relaciones “superficie-volumen” similares se agrupan juntos. Por lo tanto, en una curva de distribución de T_2 , la porosidad total está representada por la suma de las porosidades asociada a cada tamaño de poro. De esta manera el área bajo la curva de distribución de T_2 es proporcional a la porosidad total de una roca

Además, en la curva de distribución de T_2 es posible reconocer, con cada una de las porosidades parciales obtenidas, el “tipo de agua” presente en los poros de la roca (Figura 2.21), por ejemplo las aguas móviles, asociada con los poros más grandes; las aguas ligadas a los capilares o agua irreducible, que es aquella ligada a poros de menor tamaño que debido a fuerzas capilares mantienen el agua retenida en los poros sin posibilidad de ser drenada; y las aguas ligadas a las arcillas, donde intervienen fuerzas electroquímicas y el agua se asocia a las arcillas que existen en la roca a través de un intercambio catiónico, esto sucede en una escala micro porosa (Grillo, 2015)

2.7.4.3. Permeabilidad a través de RMN

Una de las aplicaciones más importantes obtenidas de los registros de RMN, es la capacidad que poseen para generar un perfil de permeabilidad en tiempo real. Para estimar la permeabilidad con RMN es necesario aplicar métodos que básicamente son una combinación de modelos y relaciones experimentales y teóricas, en los cuales la permeabilidad se relaciona con la porosidad, y en algunos casos con el radio de garganta de poro. Entre los métodos más utilizados para determinar permeabilidad con los datos de RMN están el modelo de fluido libre (o de Timur- Coates) y el modelo del T_2 medio. (Grillo, 2015)

2.7.4.3.1. Modelo de Fluido Libre (Timur-Coates)

Este modelo en su forma general expresa la permeabilidad (k) de la siguiente manera:

$$k = a * (\phi_{RMN})^b * \left(\frac{FFI}{BFV}\right)^c \quad \text{Ec. 2.11}$$

Dónde:

FFI : Índice de fluido libre.

BFV : Volumen de fluido ligado.

a : Constante que depende de la formación (104 para areniscas).

b, c : Constantes (generalmente $b = 4, c = 2$).

Este método utiliza la relación entre el agua libre (FFI) y el agua no producible (BFV) como indicador del tamaño de la garganta de poro.

2.7.4.3.2. Modelo del T_2 medio

Este modelo también denominado SDR (por las siglas de Schlumberger Doll Research), está descrito por la siguiente ecuación:

$$k = a * (\phi_{RMN})^b * (T_{2Mlog})^c \quad \text{Ec. 2.12}$$

Dónde:

T_{2Mlog} : Media logarítmica de T_2 .

a : Constante que depende de la formación (varía de 0.1 carbonatos a 4.5 para areniscas).

b, c : Constantes (generalmente $b = 4, c = 2$).

En este modelo el promedio logarítmico de T_2 ($T_{2M Log}$) es utilizado como indicador del tamaño de la garganta de poro. Existe una diferencia entre los parámetros $T_{2M Log}$ y T_2 Corte (Figura 2.24), utilizados en los modelos descritos anteriormente para la estimación de la permeabilidad con RMN.

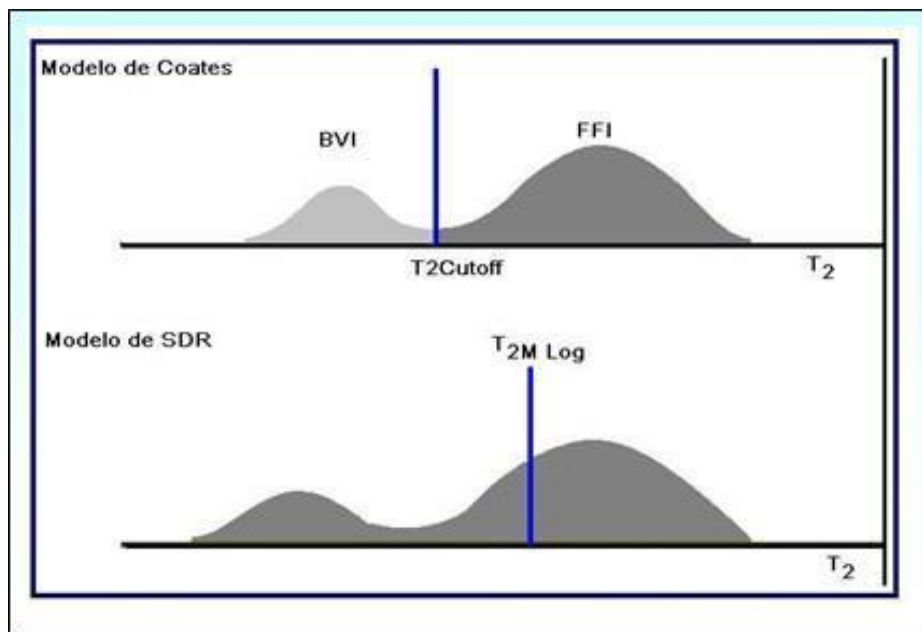


Figura 2.24 Parámetros utilizados en modelos de permeabilidad de Coates y SDR (Grillo, 2015)

En los laboratorios de PDVSA-INTEVEP se ha desarrollado un modelo que demuestra ser efectivo en el análisis de litologías complejas como la de los carbonatos. Este modelo se ha denominado Romero-Salazar y básicamente es una modificación del modelo de Timur-Coates, la ecuación que rige el mismo es la siguiente:

$$k = a * (\phi_{RMN})^b * (FFI)^c \quad \text{Ec. 2.12}$$

Tanto en este modelo como en los anteriores las constantes a , b y c son determinadas empíricamente en el laboratorio de manera de obtener una representación fiel para el modelo usado (en el caso del Método Romero-Salazar los valores genéricos para las constantes son los siguientes: $a = 10$; $b = 4$ y $c = 2$)

CAPITULO III MARCO METODOLÓGICO

3.1 Tipo de investigación

De acuerdo con Arias (2006), „*La investigación experimental es un proceso que consiste en someter a un objeto o grupo de individuos a determinadas condiciones, estímulos o tratamiento (variable independiente), para observar los efectos o reacciones que se producen (variable dependiente)*. En el presente TEG la variable independiente será la tasa de flujo; mientras que la dependiente será la presión, lo que a su vez puede traducirse en permeabilidades, permitiendo así la generación de las curvas de permeabilidad relativa.

3.2 Diseño de investigación

El diseño de investigación de este proyecto es de tipo comparativa. Su objetivo es identificar diferencias y semejanzas entre dos o más grupos o unidades de estudio. Se realiza con dos o más grupos, y su objetivo es comparar el comportamiento de uno o más eventos en los grupos observados. Requiere como logro anterior la descripción del fenómeno y la clasificación de los resultados. Está orientada a destacar la forma diferencial en la cual un fenómeno se manifiesta en contextos o grupos diferentes, sin establecer relaciones de causalidad (Hurtado de Barrera, 2007)

3.3 Población

La *población* del trabajo está representada por un pozo ubicado en el Bloque Boyacá de la Faja Petrolífera del Orinoco. Mientras que las *taponas* corresponderán a taponas de núcleos representativos en cuanto a las características petrofísicas de las arenas no consolidadas y fluidos que se encuentran en el pozo nombrado anteriormente.

3.4 Fases de la investigación

3.4.1 Obtención de los taponas

Los sistemas con los que se trabajan en este TEG son muestras de taponas proporcionados a PDVSA – Intevep por el equipo de trabajo que desarrolla el pozo en cuestión dentro del Bloque Ayacucho y Bloque Junín.

El Bloque Ayacucho y el Bloque Junín corresponden a dos de los cuatro bloques que integran la Faja Petrolífera del Orinoco. Se encuentran en la región centro-sur del estado Guárico (figura 3.1), con unas reservas aproximadas de 489.000 millones de barriles. (<http://mineraypetrolera.blogspot.com/2013/02/fja-petrolera-del-orinoco.html>)

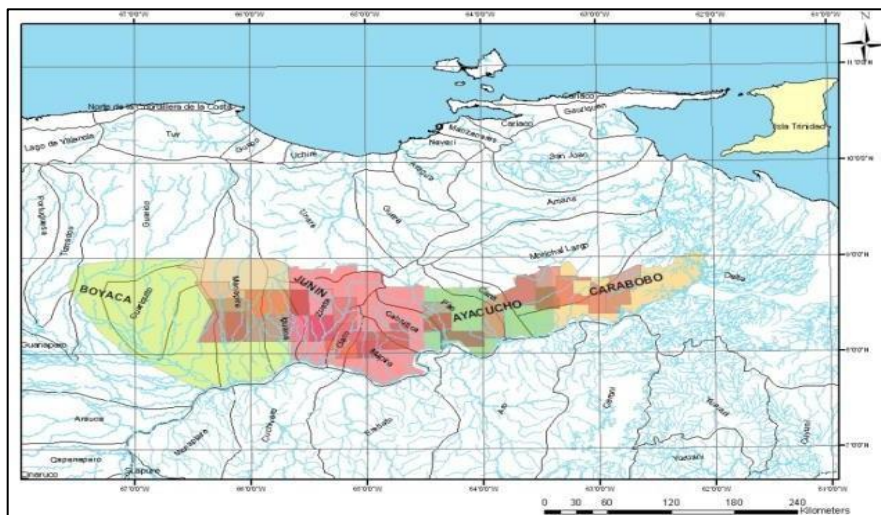


Figura 3.1. Bloques de la Faja Petrolífera del Orinoco.

3.4.2 Preparación de tapones

3.4.2.1 Limpieza de tapones

A pesar de que las tapones fueron entregadas empacadas e identificadas, para realizar las mediciones en el laboratorio, las mismas fueron sometidas a un proceso de limpieza para asegurar la remoción completa de fluidos residuales o contaminantes presentes en las mismas. De acuerdo a las características que posea el tapón, se debe seleccionar un método para la limpieza del mismo. Para el desarrollo de este trabajo, el método utilizado es el de Destilación-Extracción, usando el equipo Dean-Stark y siguiendo la Norma ASTM G120-95. (Figura 3.2)



Figura 3.2 Equipo de limpieza Dean-Stark (Fuente propia).

Las muestras son introducidas en el recipiente Soxhlet; el mismo va conectado a un balón aforado, donde se coloca el solvente a utilizar (tolueno); el balón aforado se encuentra sobre una manta de calentamiento. El proceso de limpieza consiste básicamente en el lavado repetitivo de la muestra mediante la acción del solvente, el cual se evapora pasando a través de la muestra, se condensa y cae nuevamente en la muestra para finalmente depositarse en el balón aforado, extrayendo de esta manera las impurezas, residuos de crudo y otros fluidos presentes en el tapón

El ciclo de limpieza finaliza cuando se observa que el solvente que sale por el fondo de la columna es cristalino.

El proceso de limpieza tiene un rango de duración determinado en función del tipo de tapón, debido a que este depende de la saturación y el tipo de fluido presente, así como de la estructura interna de la tapón. Para las muestras de Ayacucho y Junín el proceso demora aproximadamente 8 horas para limpiar por una cara, luego se voltean las muestras y se procede a realizar el mismo procedimiento por la otra cara para garantizar la máxima limpieza.

3.4.2.2 Secado de tapones

Una vez finalizado el proceso de limpieza, las muestras deben ser colocadas dentro de un horno para poder eliminar cualquier traza o resto de solvente que puedan quedar en ellas. El horno usado es un modelo Memmert UFP 800 (apreciación +/- 1°C) ajustado a una temperatura de 80 °C (ver figura 3.3). El tiempo de secado de la tapón es de aproximadamente 24 horas.



Figura 3.3 Horno para el secado de tapones en estudio.

3.4.2.3 Identificación de tapones

Una vez secas las muestras, deben ser debidamente identificadas, no solo indicando el nombre de la tapón sino también identificar ambas caras de la misma (cara 1 y cara 2), ya que será de gran importancia en los experimentos posteriores.

3.4.3 Determinación de peso, longitud y diámetro de las tapones

Haciendo uso de un vernier digital, marca Fowler Sylvac (apreciación +/- 0,01mm) se obtienen los valores de longitud y diámetro para cada tapón. Por otro lado, el peso de cada una es determinado con la Balanza Mettler PE 3600 (apreciación +/-0,01g). (Ver figura 3.4)



Figura 3.4 Vernier y Balanza digitales (Fuente propia).

Los resultados obtenidos para las tapones en estudio, pueden visualizarse en las tablas que se encuentran en el Apéndice A.

3.4.4 Preparación del agua de formación sintética

El agua de formación sintética para cada campo se prepara mediante la disolución de sales inorgánicas en agua destilada, donde, la cantidad de cada una de estas sales varía según la composición del agua de cada yacimiento. Para la preparación de dos litros de agua de formación sintética, primero se agregan en un balón aforado 1,5 litros de agua destilada aproximadamente, luego se somete a agitación y simultáneamente se le hace burbujear dióxido de carbono (CO_2) por media hora, al cabo de ese tiempo se agregan las sales en el orden adecuado para evitar su precipitación. Al finalizar la disolución de las sales se agrega agua destilada hasta el aforo del

balón, subsecuentemente la solución se mantiene agitando y burbujeando dióxido de carbono por 30 min más para favorecer el equilibrio de las sales en solución (ver figura 3.5). La proporción de las sales presentes en el agua de formación utilizada en esta investigación es la siguiente:

Tabla 3.1. Agua sintética de formación Bloque Junín

Aditivos	m(gr/lts)
NaHCO ₃	4,19
Na ₂ SO ₄	0,08
NaCl	1,22
CaCl ₂ x 2H ₂ O	0,37
MgCl ₂ x 6H ₂ O	0,43
BaCl ₂ x 2H ₂ O	0,11

Tabla 3.2. Agua sintética de formación Bloque Ayacucho

Aditivos	m(gr/lts)
NaHCO ₃	1,26
Na ₂ SO ₄	0,01
NaCl	0,70
MgCl ₂ x 6H ₂ O	0,05
KCl	0,11



Figura 3.5. Preparación del agua de formación sintética con las sales correspondientes (Fuente propia).

3.4.5 Saturación de las muestras

Se agrega la solución preparada en un beaker lo suficientemente grande como para que las tapones queden totalmente sumergidas, y seguidamente se introduce en una cámara de vacío por 20 min aproximadamente para asegurar la saturación del 100% de la tapón. Una vez transcurrido este tiempo, se apaga el compresor y se dejan reposando las tapones dentro del beaker aproximadamente una hora para garantizar la saturación de las mismas. Posteriormente, se purga la cámara y se extraen los tapones, se seca el exceso de fluido y se pesa en una balanza analítica. La saturación se completa cuando el peso de los tapones permanece constante. (Ver figura 3.7).



Figura 3.7 Equipo de saturación (fuente propia)

3.4.6 Determinación de la porosidad de las tapones por pesada

Para el cálculo de la porosidad; una vez garantizada la saturación 100% de la tapón, se toma el peso de la tapón saturada al vacío y se le resta el peso de la tapón seca, para luego dividirla entre la densidad del agua, de esta manera se obtiene el volumen poroso de la tapón (Ec. 3.1). Una vez obtenido el volumen poroso, y teniendo a mano el volumen total de la tapón se calcula la porosidad con una simple operación matemática (Ec. 3.2). Los valores de porosidad obtenidos se ven reportados en el Apéndice B.

$$Vp = \frac{P_{saturado} - P_{seco}}{\rho} \quad \text{Ec. 3.1}$$

$$\emptyset(\%) = \frac{Vp}{Vt} * 100 \quad \text{Ec. 3.2}$$

Dónde:

Vp = volumen poroso de la tapón

ρ = densidad Del agua

Vt = volumen total de la tapón

3.4.7 Procedimiento experimental

3.4.7.1 Descripción del equipos

Las siguientes pruebas experimentales se llevan a cabo mediante el empleo de un equipo de desplazamiento que opera simulando físicamente lo que ocurre en yacimiento. Este equipo es un sistema constituido de varias partes metálicas, articuladas entre sí a través de tuberías de diámetros variables, de acuerdo a las condiciones requeridas por el experimento.

En primera instancia, se tiene un horno Coretest Systems que permite alcanzar la temperatura de trabajo (a la viscosidad del fluido en el reservorio). El mismo tiene un ajuste de temperatura, el cual debe ser considerado a la hora de colocar la temperatura de trabajo. Dentro de dicho horno, se colocan dos cilindros tipo pistón en posición vertical, articulados con tuberías en sus extremos, superior e inferior (ver figura 3.8). Estos cilindros contienen los fluidos (agua sintética y crudo, respectivamente) que interactúan en el desplazamiento. En su extremo inferior, ambos cilindros se encuentran conectados a una bomba de inyección Isco Teledyne tipo jeringa (modelo 500D), que permite inyectar el fluido a una determinada tasa de flujo. En su extremo superior cada cilindro se conecta con una válvula que a su vez se conecta a una celda tipo Hassler y a un sensor de presión, *validyne*. El *validyne* es un transductor que, nos permite hacer la lectura de las presiones haciendo uso de una curva de calibración previamente calculada (figura 3.9). Por otro lado, en la celda tipo Hassler es donde se ubica y confina el tapón de roca para que los fluidos sean desplazados a través de él. Esta celda se encuentra conectada a otra bomba Isco Teledyne tipo jeringa (modelo 500D), cuya función es proporcionar la presión de confinamiento requerida.

El sistema anteriormente descrito que conforma el equipo de desplazamiento, se puede observar en la figura 3.10.



Figura 3.8 Horno, cilindros y celda triaxial (Fuente propia).

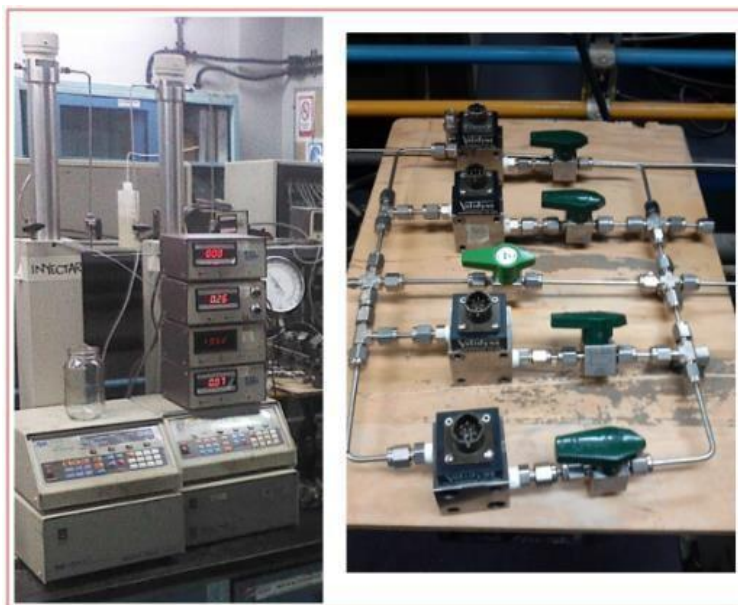


Figura 3.9 Bombas de inyección/confinamiento y sistema valdyne (Fuente propia).



Figura 3.10 Equipo de desplazamiento (Fuente propia)

3.4.7.2 Desplazamiento forzado de fluidos.

Para realizar el desplazamiento forzado de fluidos, bien sea drenaje o imbibición, se hace un procedimiento similar al explicado anteriormente; el mismo se describe a continuación:

- **Drenaje forzado**

La muestra debe encontrarse saturada 100% de agua de formación, dentro de la celda tipo Hassler a presión de confinamiento como se explicó en el procedimiento anterior. Esta vez el horno se enciende y se coloca a la temperatura que simularía la viscosidad real del crudo (86 °C) y se deja por un lapso de tiempo de 3 horas aproximadamente para asegurar la temperatura de todo el sistema. Luego, transcurrido este tiempo se deben volver a calibrar los transductores para garantizar la confiabilidad de las lecturas de presión.

Ahora se procede a la inyección del fluido correspondiente; en este caso, se inyecta crudo, que se encuentra en un cilindro tipo pistón dentro del horno (al igual que el cilindro con agua de formación que se nombró anteriormente), se establece la tasa de inyección de trabajo en

la bomba Isco correspondiente y se inicia la prueba de desplazamiento forzado. A continuación, se recolecta a la salida de la celda, usando un cilindro graduado, el agua que se ha desplazado de la tapón. Se toma la presión a la cual cae la primera gota de crudo y se deja corriendo la prueba hasta que se recolecta aproximadamente un volumen poroso de crudo dentro del cilindro y se toma la presión final.

Dentro del cilindro se podrá hacer la lectura de la totalidad del agua desplazada y haciendo un sencillo balance de masas se puede obtener la saturación de agua irreducible (Swirr). Aquí finaliza el proceso de drenaje forzado.

- **Imbibición forzada**

El proceso de imbibición forzada es similar al de drenaje forzado, pero esta vez el tapón se encuentra a condición de saturación de agua irreducible (Swirr). Se mantienen las condiciones de presión de confinamiento, temperatura y la tasa de inyección, pero ahora el fluido a inyectar será agua de formación para desplazar el crudo contenido en el tapón. Una vez iniciada la prueba, se recolectan a la salida de la celda, las fracciones de crudo desplazado mediante viales en donde el volumen variaría de menor a mayor, por ejemplo, 1, 2, 3 ml, registrando el diferencial de presión en cada fracción recolectada (aproximadamente ocho fracciones), las cuales al final de la prueba se suman para estimar el volumen de fluido desplazado de manera forzada y a su vez, cada fracción por separado se emplea para obtener los puntos que dan origen a las curvas de permeabilidad relativa. La imbibición forzada finaliza cuando se han recolectado dos volúmenes porosos de agua y la presión diferencial del sistema se mantiene constante, esto garantiza que se alcanzó la condición de saturación de petróleo residual (Sor).

3.4.8 Desplazamiento forzado por etapas con medición RMN

El proceso del desplazamiento por etapa con medición RMN se puede observar en el esquema expresado en la figura 3.13.

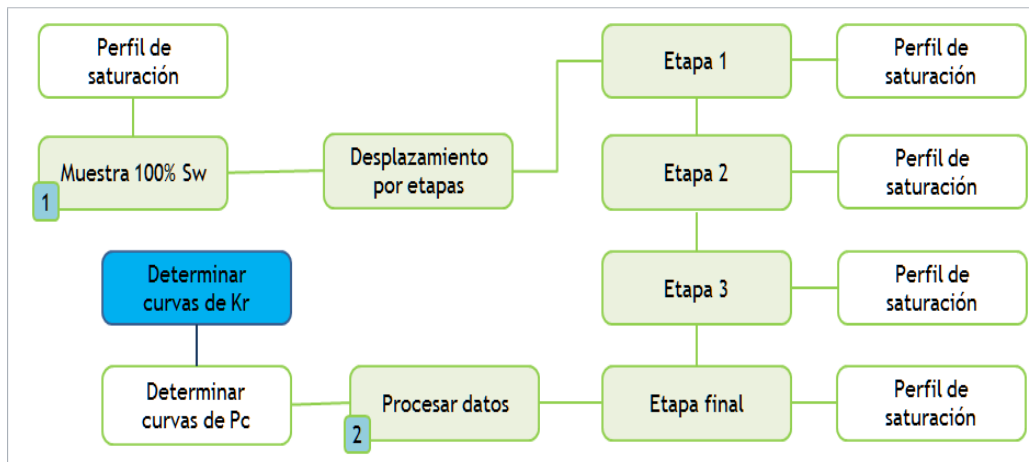


Figura 3.13 Esquema de desplazamiento por etapas con RMN (Azuaje, 2014)

Para comprender mejor el experimento se puede observar la figura 3.14, donde se exhibe de manera más ilustrativa el proceso de desplazamiento por etapas, es decir, se observa para el proceso de drenaje como un fluido desplaza al otro a medida que el frente de barrido avanza.

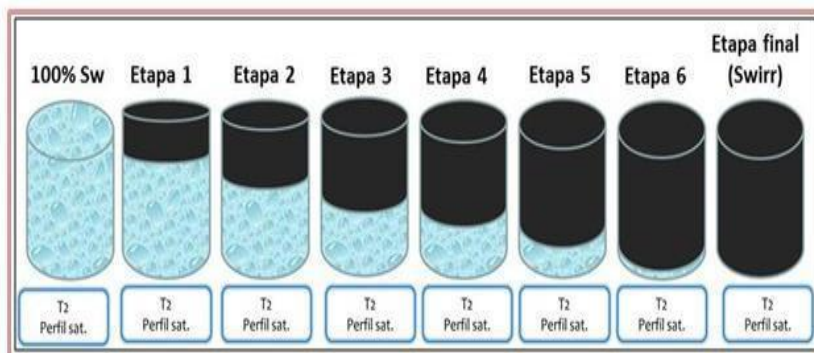


Figura 3.14 Desplazamiento por etapas para el proceso de drenaje (Azuaje, 2014)

En este trabajo se ejecutan los desplazamientos de las tapones por imbibición.

3.4.8.1 Resonancia Magnética Nuclear

El equipo de Resonancia Magnética Nuclear (RMN) utilizado en este trabajo es el Maran DRX 12 MHz de Oxford Instruments, de propiedad y licencias autorizadas para la filial de investigación y desarrollo de PDVSA y brazo tecnológico de la corporación, INTEVEP.

En la figura 3.15 se tapón el sistema de trabajo para las mediciones de RMN. El equipo MARAN DRX 2 posee un amplificador de pulso y de poder de frecuencia de resonancia; calentadores magnéticos, que se mantienen a una temperatura de 40°C; tres medidores de gradientes que posee valores estándar, deben mantenerse en valores cercanos a cero mientras no se encuentra en uso, para obtener las mediciones acertadas; en caso contrario, se debe purgar el sistema, y esto consiste en liberar fluido interno del equipo. Además este equipo está conectado a un sistema de enfriamiento que debe mantenerse encendido y a una temperatura constante de 20°C.

Por otra parte, el equipo MARAN DRX 2 se encuentra conexo a su vez al resonador, donde se posiciona la tapón en un recipiente cilíndrico y de vidrio, en una cavidad también cilíndrica y que posee un diámetro un poco mayor al recipiente. Se debe mantener esta condición (mantenimiento de temperatura) para el correcto funcionamiento del sistema, sin embargo el resonador posee magnetos que resultan ser muy sensibles, por lo cual el equipo puede descalibrarse. El resonador se encuentra conectado a un computador que permite operar el equipo mediante el software GIT.

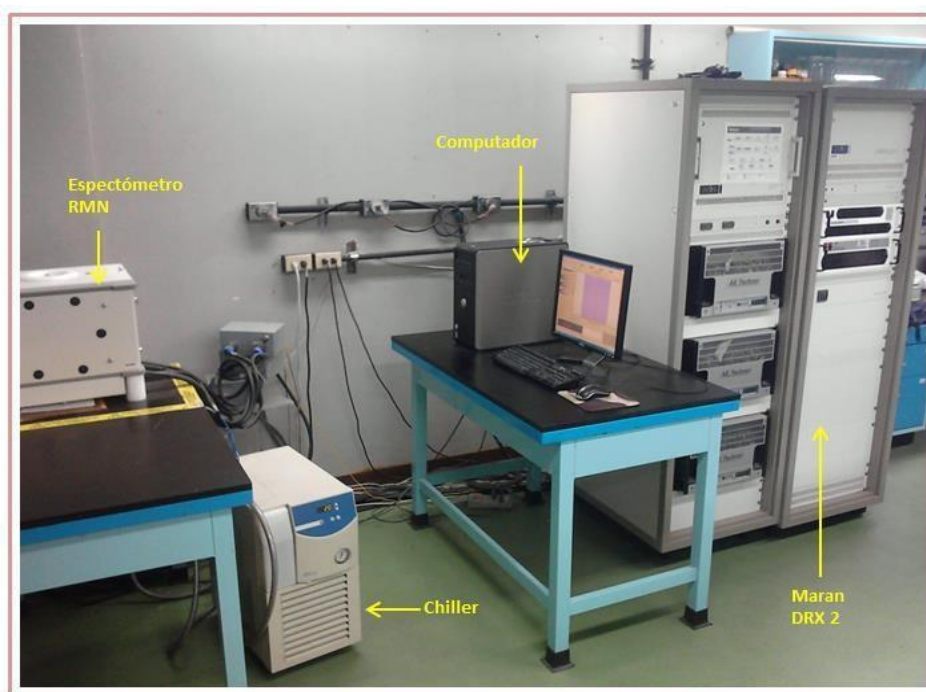


Figura 3.15 Equipo de Resonancia Magnética Nuclear (Fuente propia).

Con el equipo calibrado y asegurándose de que la base de datos no presenta problemas, se pueden realizar las medidas a través del software GIT. En la figura 3.16, se visualiza la interfaz del usuario, una vez iniciado el proyecto, éste es el menú donde se realizan todas las mediciones necesarias para alcanzar los objetivos posteriores.

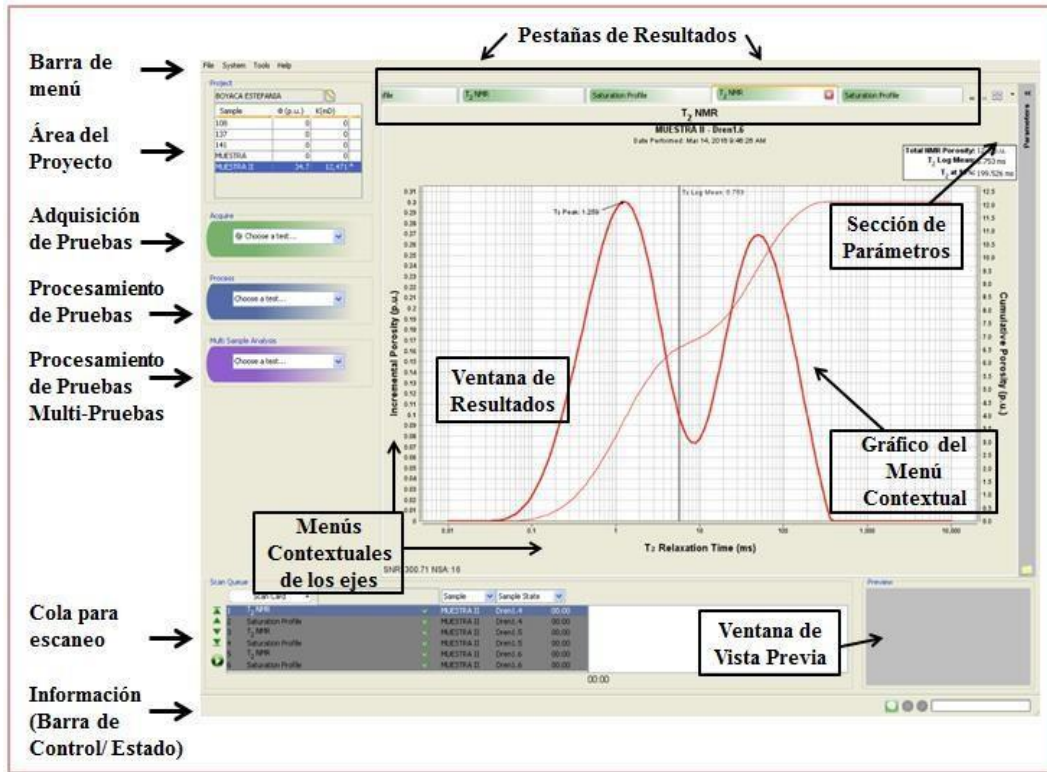


Figura 3.16. Interfaz del usuario (Fuente propia)

Una vez que se suministran los datos por tapón a analizar (diámetro, peso, etc) se procede a dar inicio a las mediciones. En la opción de adquisición de pruebas (*acquire*), se obtendrán los perfiles de saturación y los tiempos de relajación T_2 . En el caso de la metodología planteada, las mediciones en RMN se realizan por etapas.

Inicialmente se miden los tiempos de relajación y perfiles de saturación para cada tapón, cuando éstas se encuentran saturadas 100% con agua. Luego, los tapones son llevadas al equipo de desplazamiento para iniciar el proceso de desplazamiento de los fluidos (en primera instancia, se inyecta crudo para desplazar el agua, en el proceso de drenaje) realizando esto en varias etapas a fin de obtener varios puntos de saturación. En cada etapa, se monitorea la presión alcanzada mediante los transductores de presión del equipo de desplazamiento, ya que este dato se debe conocer puesto que estos datos son requeridos por el software GIT para obtener los T_2 y los perfiles de saturación en cada paso del desplazamiento. Para la medición en RMN se debe tomar

en cuenta la temperatura. Si el crudo pesado o extra-pesado posee una menor temperatura, la medición necesita un mayor T_2 (ms) en la ventana de *Recycle Delay* (RD), donde generalmente este se encuentra en 100 ms. Cada tapón requerirá un RD diferente. En la figura 3.17, se tapón la ventana en la cual se configuran los tiempos de relajación transversales y los perfiles de saturación.

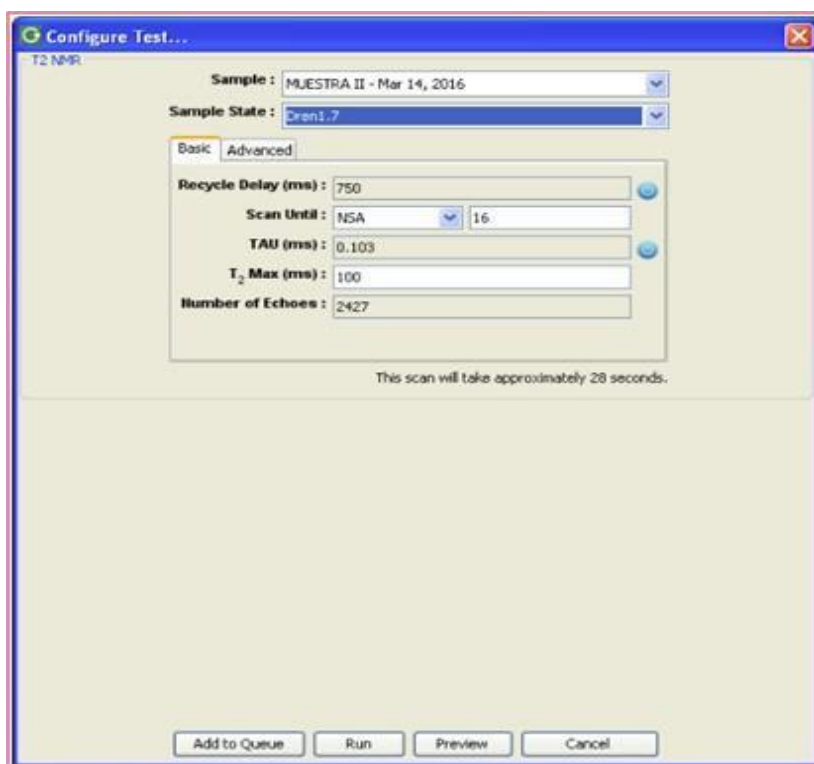


Figura 3.17 Configuración de T_2

3.4.9 Determinación de las curvas de calibración para el agua de formación

De manera sistemática, se procedió a utilizar el agua de formación, previamente preparada, llenando unos viales con volúmenes de fluidos conocidos (25 cm^3 , 20 cm^3 , 15 cm^3 , 10 cm^3 , 5 cm^3), como se pude observar en la figura 3.18, posterior a esto, se procedió a medir la

respuesta T_2 que arrojaba el resonador con este tipo de configuración, como se observa desde la figura 3.19 a la 3.20, para de esta manera, obtener una relación volumen real – área T_2 obtenida por el resonador. Así mismo, se emplearon un numero de escaneos (Number of Scans o NS) de 64 debido a que este es un valor estándar cuando se trabaja con crudos pesados (API<15)



Figura 3.18 Viales conteniendo agua de formación Petropiar

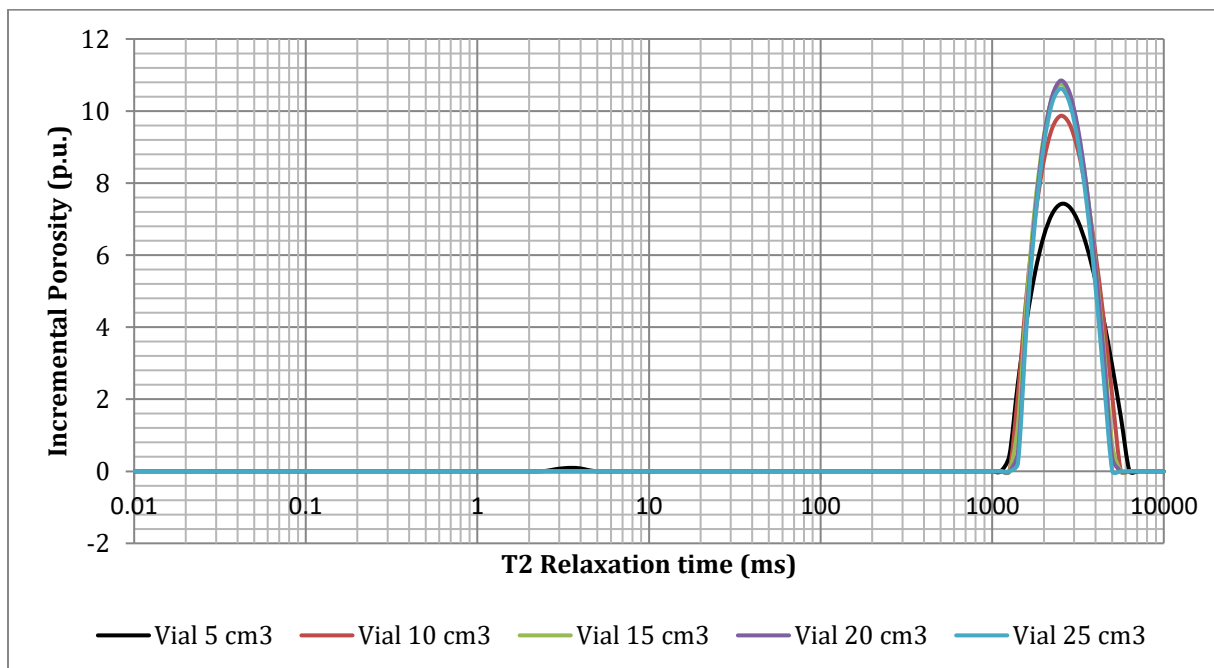


Figura 3.19 Distribución de los tiempos de relajación T_2 para cada vial.

Tabla 3.3 Cuadro Resumen

Volumen (cm ³)	Área T_2	Área/NS
5	45645,42	713,21
10	100653,35	1572,71
15	149557,21	2336,83
20	195961,84	3061,90
25	240196,84	3753,08

Conociendo la relación entre el volumen real del fluido y el área T_2 que genera en el resonador, se construyó una curva de calibración que relacionaba intrínsecamente el volumen con el área T_2 , como se puede observar en la figura 3.24.

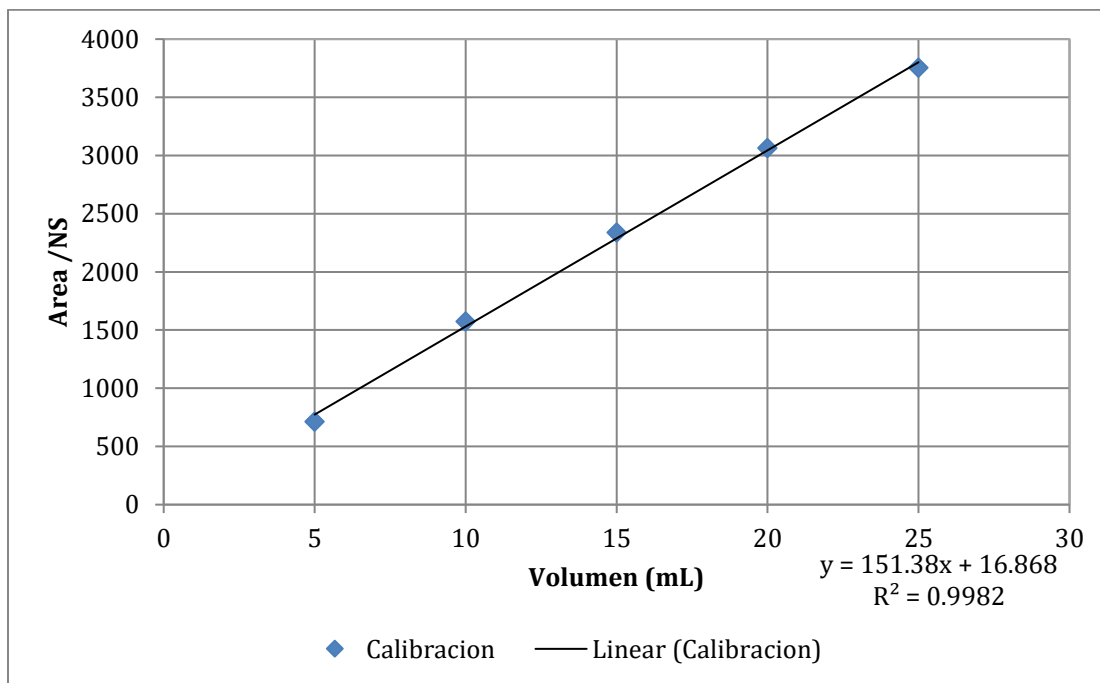


Figura 3.24 Curva de Calibración Agua de Formación Petropiar

De esta manera, se obtuvo una ecuación que relacionaba directamente el volumen de agua de formación con su respectiva respuesta T_2 del resonador, dicha ecuación, fue empleada más adelante para la determinación de los volúmenes reales de fluidos contenidos en cada tapón

De igual forma, se aplicó la misma metodología para la determinación del agua de formación Petromiranda, cuyos resultados se pueden observar en la figura 3.25, dichos resultados se encuentran expresados en el Apéndice C.

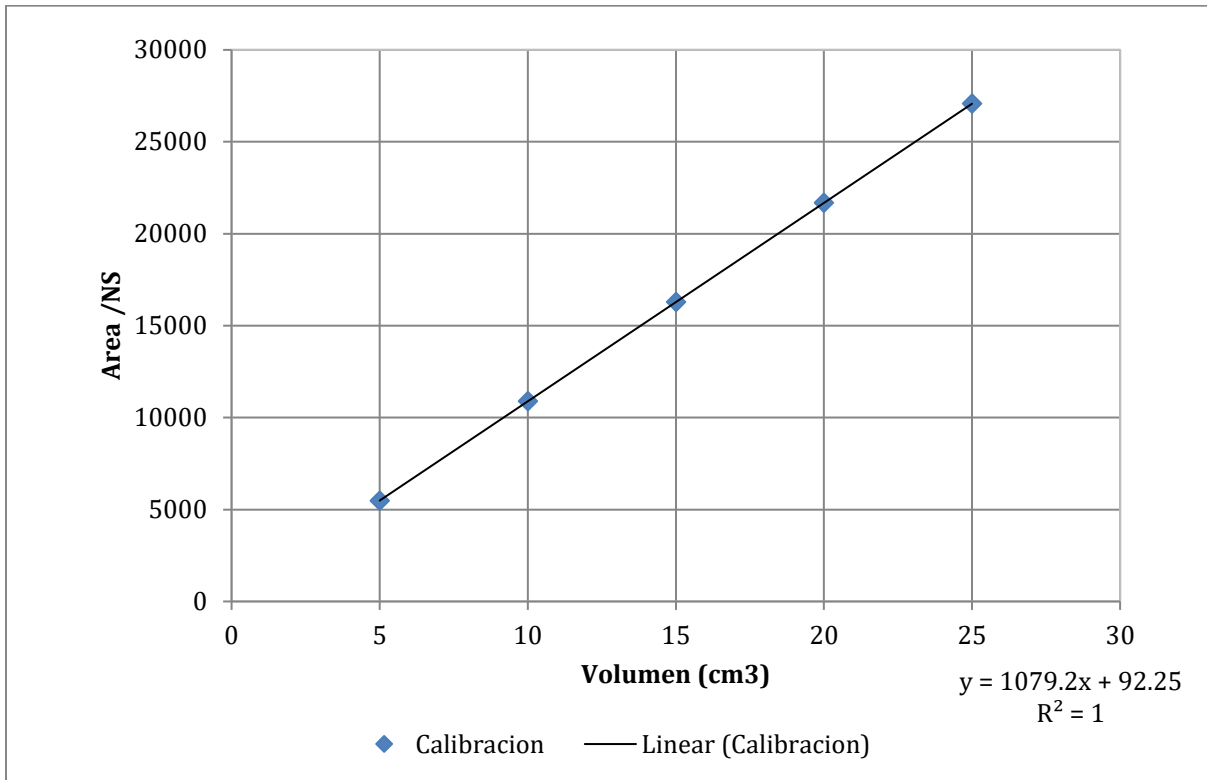


Figura 3.25 Curva de Calibración Agua de Formación Petromiranda

La metodología empleada a continuación para la determinación de las curvas de permeabilidad relativa, fue la misma utilizada con los diversos tapones de que se manipularon en este trabajo especial de grado.

3.4.10 Metodología para la creación de las curvas de permeabilidad relativa

Para simular las condiciones de producción idóneas de un yacimiento, se realizaron las mediciones únicamente a través del proceso de imbibición, y esto a su vez, de manera

intermitente, esperando que el tapón se comportara como un yacimiento, generando diversos pasos de saturación, con un frente de agua bastante amplio.

En la figura 3.25 se puede observar la medición del tiempo de desmagnetización T_2 , para el tapón 2. Cabe destacar que cada medición se hizo a un tiempo aproximado de 80 minutos, hasta que se pudo observar que el tapón se encontraba en estado de saturación de crudo residual (Sor).

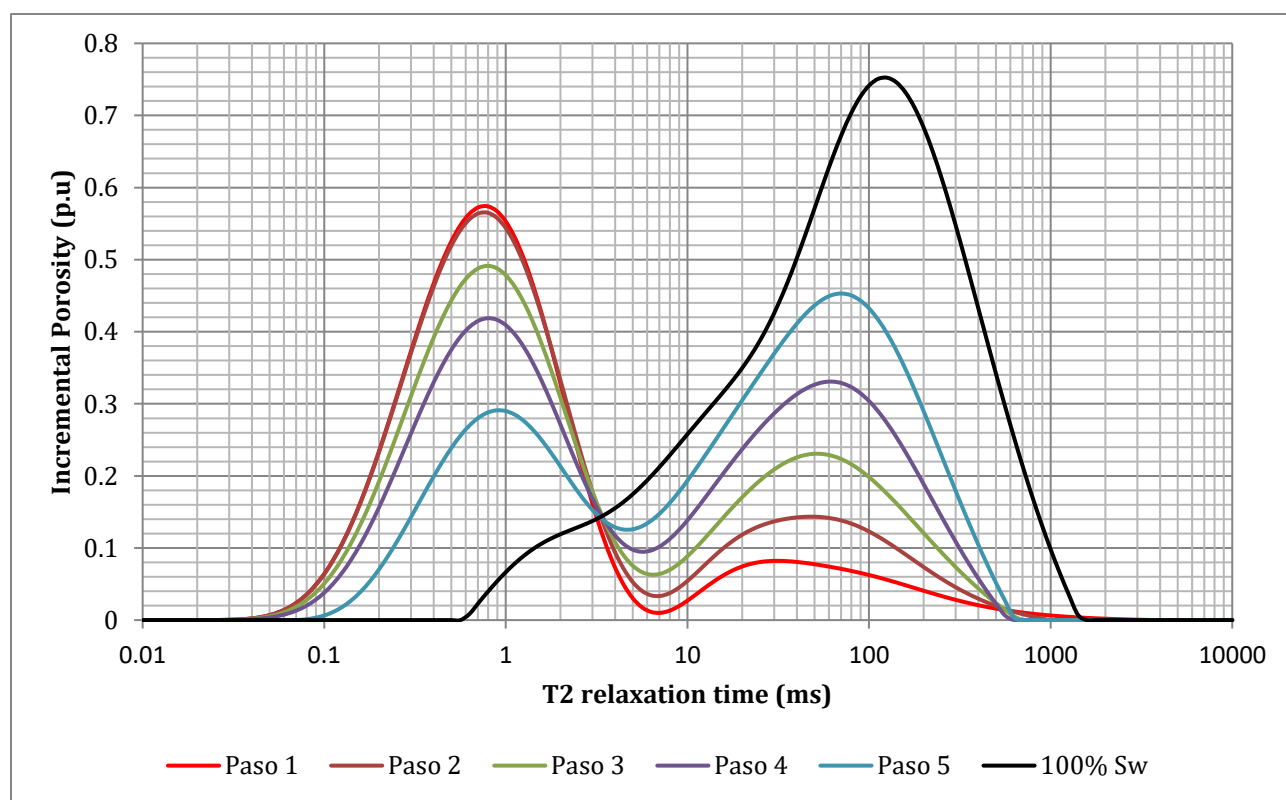


Figura 3.26 Distribución de los tiempos de relajación T_2 para el tapón 2. Nótese que se inicia con un estado de 100% Sw, a partir de este punto se hicieron los demás pasos de saturación.

Tabla 3.4 Cuadro Resumen

Pasos	Área	Área	Área/NS	Área/NS
De	Crudo	Agua	Crudo	Agua
Saturación				
1	1587909,17	93159,93	24811,08	1456,22
2	1326324,94	186319,87	20723,82	2911,24
3	1117919,24	372639,74	17467,48	5822,49
4	612942,59	558959,62	9577,22	8733,74
5	217373,18	652119,56	3396,45	10189,36
100% Sw	50910,24	745279,49	795,47	11644,99

Con esta data de tiempos de desmagnetización, se procedió a utilizar las curvas de calibración descritas en el inciso anterior, para calcular el volumen de agua y crudo contenidos en el tapón, como se tapón a continuación.

Utilizando la ecuación de calibración para el agua de formación Petromiranda

$$Y = 1079,2X + 92,248 \quad \text{Ec. 3.4}$$

En donde:

$$Y = \text{Área/NS}$$

$$X = \text{Volumen (cm}^3\text{)}$$

Se despejó y se calculó el volumen de agua para el tapón 2 como se tapón en la tabla 3.5

Tabla 3.5 Valores de los volúmenes de agua para cada paso de saturación para el tapón 2

Volumen de Agua (cm ³)
1.26
2.61
3.96
5.30
6.65
8.00

Conociendo el volumen de agua contenido en el tapón 2, sabiendo que el espacio poroso está ocupado únicamente por crudo y agua, se procedió a determinar el volumen de crudo contenido en el tapón , como se tapón a continuación.

$$V_{oil} = V_p - V_{water} \quad \text{Ec. 3.5}$$

En donde:

V_{oil} = Volumen de crudo (cm³)

V_p = Volumen poroso (cm³)

V_{water} = Volumen de agua (cm³)

A partir de esta ecuación se calcularon los valores de volúmenes de crudo para cada paso de saturación, en la tabla 3.6 se observan los resultados obtenidos.

Tabla 3.6 Valores de los volúmenes de crudo para cada paso de saturación para el tapón 2

Volumen de Crudo (cm ³)
9.50
8.15
6.80
5.46
4.11
2.76

Ya conociendo los valores de los volúmenes de cada fluido contenido en el tapón , se procedió a determinar las saturaciones a partir de la siguiente ecuación:

$$S_x = \frac{V_x}{V_p} \quad \text{Ec. 3.6}$$

En donde:

S_x = Saturación del fluido

V_x = Volumen del fluido (cm³)

V_p = Volumen del espacio poroso (cm³)

A partir de estos cálculos, se determinaron las saturaciones de cada fluido, cuyos resultados se presentan en la tabla 3.7

Tabla 3.7 Valores de saturación para el tapón 2

Sw(fr)	So(fr)
0.11	0.88
0.24	0.75
0.36	0.63
0.49	0.50
0.61	0.38
0.74	0.25

Donde Sw es la saturación de agua y So es la saturación de crudo.

Sabiendo los valores de saturación, se procedió a determinar las curvas de permeabilidad relativa, haciendo uso de los modelos de Jones y Corey, como se demuestra a continuación.

Para el modelo de Jones, se determinó las permeabilidades relativas a partir de las siguientes ecuaciones:

$$S_w^* = \frac{(S_w - S_{wirr})}{(1 - S_{wirr})} \quad \text{Ec. 3, 7}$$

$$Kr_w = S_w^{*3} \quad \text{Ec. 3.8}$$

$$Kr_o = \left(\frac{0,9 - S_w}{0,9 - S_{wirr}} \right)^2 \quad \text{Ec. 3.9}$$

En donde:

S_w^* = Saturación de agua promedio

S_w = Saturación de agua

S_{wirr} = Saturación de agua irreducible

Kr_w = Permeabilidad relativa del agua

Kr_o = Permeabilidad relativa del crudo

Estos valores de permeabilidad y saturación se encuentran dispuestos en la tabla 3.8

Tabla 3.8 Valores de permeabilidad relativa a partir del modelo de Jones para la tapón 2

Saturación de Agua * (S_w^*)	Permeabilidad Relativa del Agua (K_{rw})	Permeabilidad Relativa del Crudo (K_{ro})
0.00	0.00	1.00
0.14	0.00	0.59
0.28	0.02	0.31
0.43	0.08	0.14
0.57	0.18	0.05
0.71	0.36	0.01

Para el modelo de Corey, se determinó las permeabilidades relativas a partir de las siguientes ecuaciones

$$S_w^* = \frac{S_o}{1 - S_{wirr}} \quad \text{Ec. 3.10}$$

$$K_{rw} = (1 - S_w^*)^2 \quad \text{Ec. 3.11}$$

$$K_{ro} = S_w^{*3} \quad \text{Ec. 3.12}$$

En donde:

S_w^* = Saturación de agua promedio

S_w = Saturación de agua

S_{wirr} = Saturación de agua irreducible

Kr_w = Permeabilidad relativa del agua

Kr_o = Permeabilidad relativa del crudo

Estos valores de permeabilidad y saturación se encuentran dispuestos en la tabla 3.9

Tabla 3.9 Valores de permeabilidad relativa a partir del modelo de Corey para la tapón 2

Saturación de Agua * (Sw*)	Permeabilidad Relativa del Agua (Krw)	Permeabilidad Relativa del Crudo (Kro)
1.00	0.00	1.00
0.86	0.02	0.54
0.72	0.08	0.26
0.57	0.18	0.11
0.43	0.32	0.03
0.29	0.50	0.01

Teniendo los valores de permeabilidad relativa a partir de ambos métodos, se procedió a graficar las curvas de permeabilidad relativa, las cuales están dispuestas en el siguiente capítulo.

Esta metodología fue aplicada a cada una de las tapones utilizadas en este trabajo especial de grado, los valores de áreas de tiempos de desmagnetización T_2 , volúmenes de fluidos, saturación de los fluidos, permeabilidades relativas, se encuentran dispuestos en el

apéndice D, E, F, G y H, respectivamente. Así mismo, para demostrar la veracidad de esta metodología, se realizaron los mismos cálculos, a partir de la metodología convencional para la determinación de la permeabilidad relativa a partir de los volúmenes producidos para el tapón 2. Los valores de masa obtenidos a partir de los volúmenes producidos se encuentran dispuestos en el apéndice I

CAPITULO IV ANÁLISIS DE RESULTADOS

La primicia de este trabajo especial de grado es determinar, de una forma nunca antes empleada, el comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa a partir de los tiempos de desmagnetización T_2 obtenidos a partir de un equipo de resonancia magnética nuclear (RMN).

Para esto, los tapones fueron sometidos a diversas pruebas con el equipo de desplazamiento y el resonador magnético, con diversas variaciones en las condiciones de entrada, para así, poder verificar la reciprocidad de este método.

Siguiendo la metodología antes descrita, cumpliendo con todas las regulaciones para la manipulación y manejo de tapones y equipos, se procedió a determinar las curvas de permeabilidad relativa para cuatro (4) tapones provenientes de la faja petrolífera del Orinoco, de los cuales uno (1) era proveniente del bloque Ayacucho y tres (3) provenientes del bloque Junín.

En la presente investigación se realizaron una serie de actividades y experimentos como se mencionó en la metodología experimental, a fin de lograr el cumplimiento de los objetivos planteados inicialmente en la investigación. Los resultados obtenidos y su respectivo análisis se presentan a continuación:

4.1 Propiedades petrofísicas

4.1.1 Porosidad

4.1.1.1 Porosidad Bloque Ayacucho y Bloque Junín

Se reportan los valores de porosidad obtenidos por tapón en la tabla 4.1.

Tabla 4.1 Porosidad

Tapón	Junín	Junín	Junín	Ayacucho
	2	3	4	30A
Porosidad (%)	18,59	21,59	16,70	15,24

Los resultados reflejan una porosidad mayor al 15%, siendo clasificada como “buena”.

Se observa así mismo como la porosidad del tapón perteneciente al bloque Ayacucho, presenta una porosidad mucho menor a los taponos provenientes del bloque Junín. Esta diferencia es debido a que las muestras pertenecen a diferentes ambientes sedimentarios. Como la faja petrolífera del Orinoco buza en dirección norte, esta diferencia a nivel de cotas, genera esta variación.

4.1.2 Permeabilidad

4.1.2.1 Curvas de Permeabilidad relativa para cada tapón

La ejecución de estas pruebas consistió en aplicar la metodología de desplazamiento forzado para crudos pesados y extra-pesados de la mano de un simulador físico de yacimientos que simularía el proceso de interacción de la roca y los fluidos dentro del yacimiento y el equipo de resonancia magnética nuclear (RMN) para determinar los tiempos de desmagnetización T_2 a cada paso de saturación de cada tapón .

Sin embargo, para que el experimento sea realizado con éxito y los valores obtenidos sean realmente representativos, es de suma importancia tomar en cuenta ciertas consideraciones y condiciones de trabajo:

1. El caudal de inyección.
2. El modelo matemático considerado.
3. El tiempo que transcurre entre cada medición T_2
4. La temperatura de trabajo y sus pequeñas variaciones
5. La presión de confinamiento para cada tapón

En base a esto, PDVSA – Intevep realizó los experimentos bajo las siguientes consideraciones (tabla 4.3).

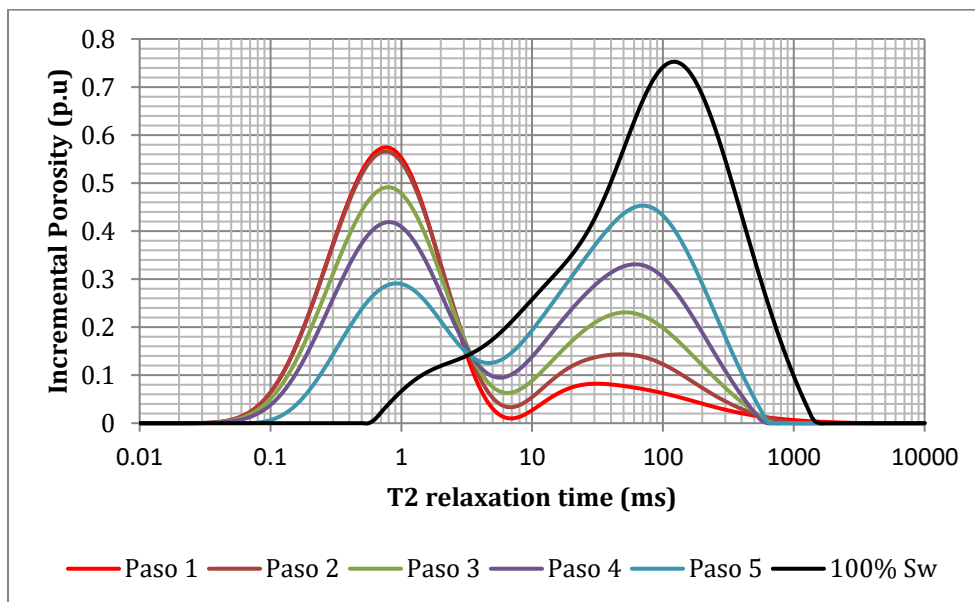
Tabla 4.3 Consideraciones de trabajo PDVSA – Intevep (Kr base)

Q (cm ³ /min)	Modelo	T (°C)	Tiempo entre cada medición (min)
0,05	Corey Jones	60,00	70,00

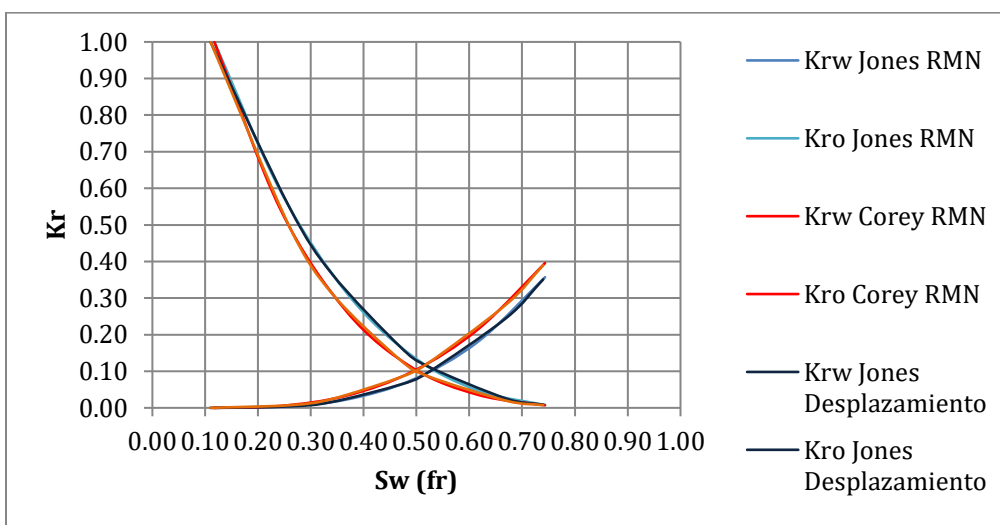
Ahora veamos los resultados obtenidos para cada tapón.

4.2.1 Kr tapón 2

En la figura siguiente se presentan las respuestas de los tiempos de desmagnetización T_2 así como también las curvas de permeabilidad relativa asociadas a este método, y las curvas de permeabilidad relativa generadas a partir del método convencional de desplazamiento para el tapón 2.



(a)



(b)

Figura 4.1 Respuesta de los tiempos de relajación T_2 para el tapón 2 (a) así como también las curvas de permeabilidad relativa asociadas (b)

Como se pudo observar en la figura anterior, existe una relación intrínseca entre los tiempos de distribución T_2 y las curvas de permeabilidad relativa. Se ve como a partir de la curva base de 100% saturación de agua se puede delimitar el área protónica asociada al crudo en la

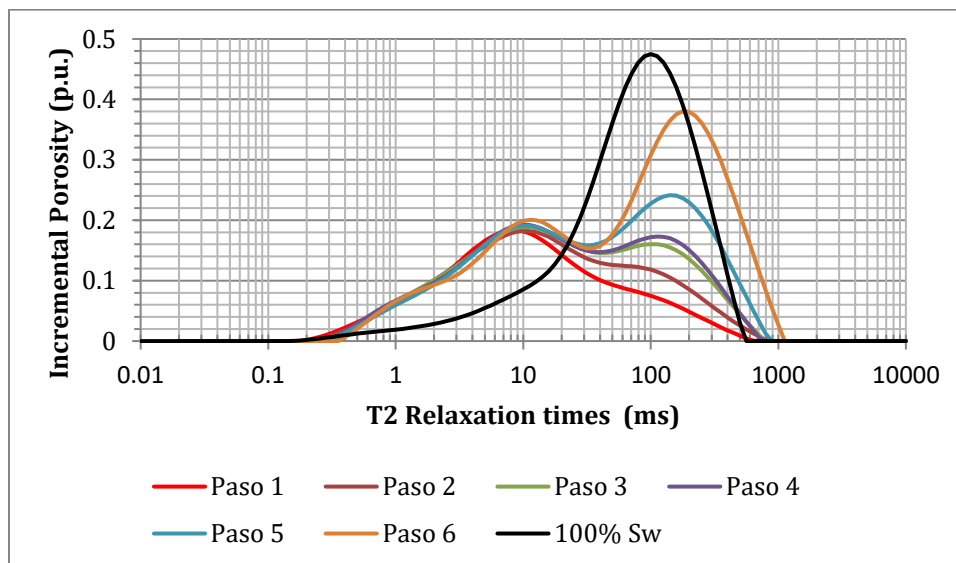
zona izquierda y el área asociada al agua en la zona derecha. A medida que la carga protónica del crudo va disminuyendo, la carga protónica del agua va aumentando, lo cual resulta ser una respuesta acorde al fenómeno que se presenta, debido a que se está desplazando el crudo por el agua.

Así mismo, se presentan las curvas de permeabilidad relativa asociadas a esta metodología, así como también las curvas de permeabilidad relativa generadas a partir de los volúmenes producidos utilizando el método convencional de desplazamiento. De acuerdo con las curvas generadas a partir de las correlaciones de Jones, se presenta una mojabilidad del sistema al agua, con tendencia a ser neutra, sin embargo, de acuerdo a las correlaciones de Corey, se presenta una mojabilidad neutra. Esta discrepancia en los resultados, es debido a que los exponentes de las ecuaciones asociadas a cada correlación, no ajustan del todo a las condiciones reales del experimento.

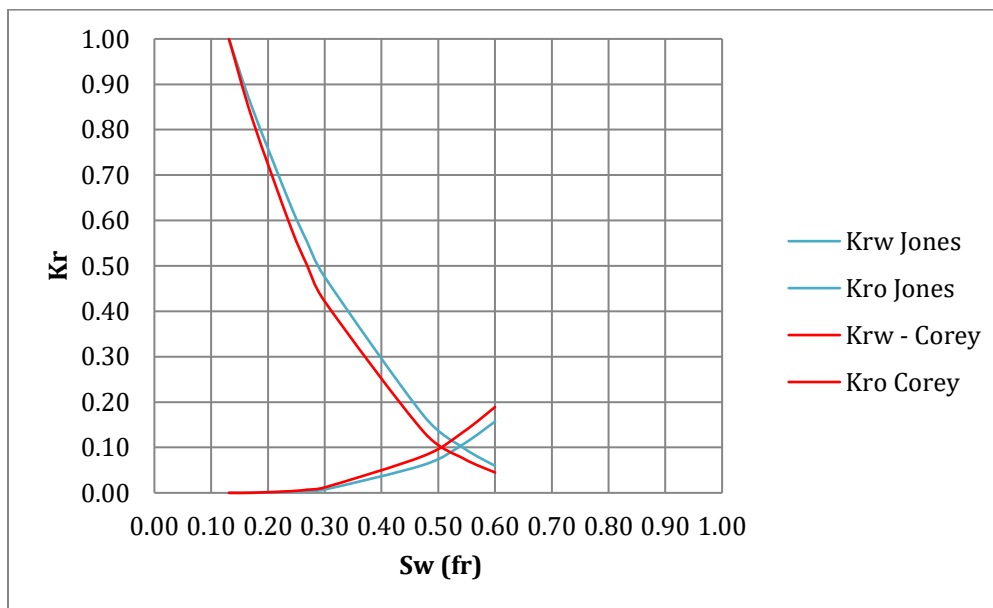
Adicionalmente se observa cierta similitud entre el método desarrollado y el método convencional, lo cual muestra de manera evidente, la veracidad de esta metodología. Esto es, debido a que tanto las curvas generadas a partir del método convencional de desplazamiento, así como también, las generadas a partir de los tiempos de relajación T_2 se solapan una sobre otra.

4.2.1 Kr tapón 3

En la figura siguiente se presentan las respuestas de los tiempos de desmagnetización T_2 así como también las curvas de permeabilidad relativa asociadas a este método para el tapón 3.



(a)



(b)

Figura 4.2 Respuesta de los tiempos de relajación T_2 para el tapón 3 (a) así como también las curvas de permeabilidad relativa asociadas (b), En color rojo se encuentra representada las curvas generadas a través de Corey y en Azul las curvas generadas a través de Jones.

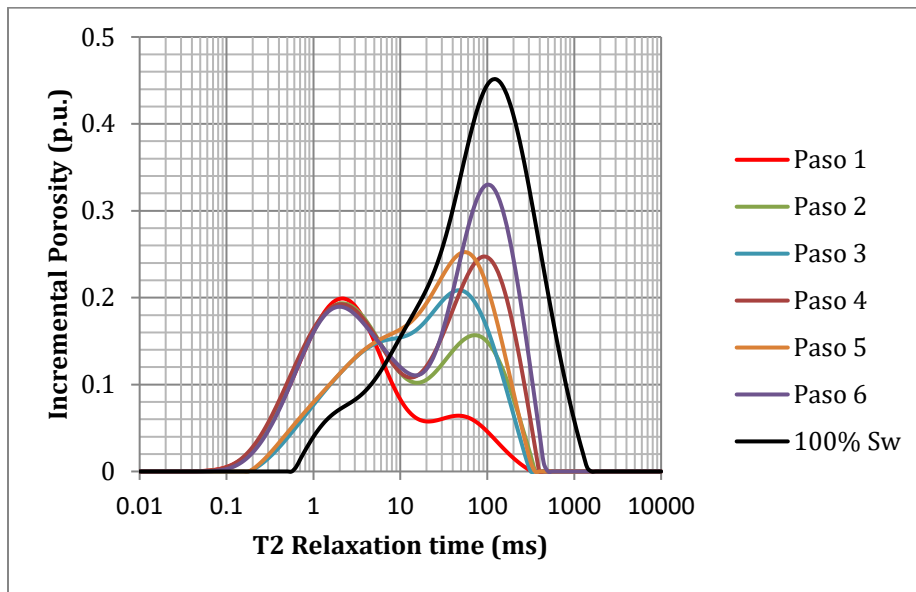
De manera análoga al tapón anterior, el tapón 3 presenta una variación en la masa protónica asociada al crudo, así como también la asociada al agua. A simple vista se observan

similitudes entre ambas muestras, sin embargo, las curvas de permeabilidad relativa asociadas a cada método, se encuentran truncadas, es decir, no llegan a cortar con el eje X. Esto se debió a que, como el punto de corte para las curvas de permeabilidad relativa con el eje X, se traduce como el estado de saturación de crudo residual (S_{or}), el tapón, nunca llegó a este estado. Esto se puede observar en las curvas de distribución de los tiempos de relajación T_2 para este tapón, debido a que la carga protónica asociada al crudo, casi no presenta variación.

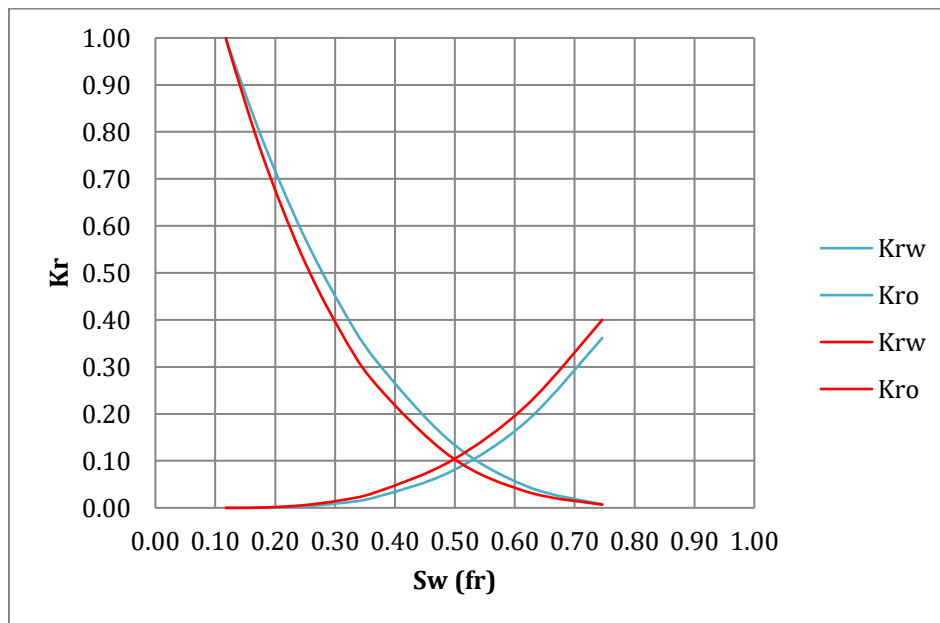
Así mismo, se puede resaltar que las curvas de permeabilidad relativa asociadas a cada correlación, presentan una mojabilidad al agua con tendencia a ser neutra, para las correlaciones de Jones, y neutra, para las correlaciones de Corey. Estas similitudes con el caso anterior resultan evidentes, debido a que ambos tampones provienen de la misma zona y presentan propiedades petrofísicas similares.

4.2.1 Kr tapón 4

En la figura siguiente se presentan las respuestas de los tiempos de desmagnetización T_2 así como también las curvas de permeabilidad relativa asociadas a este método para el tapón 4.



(a)



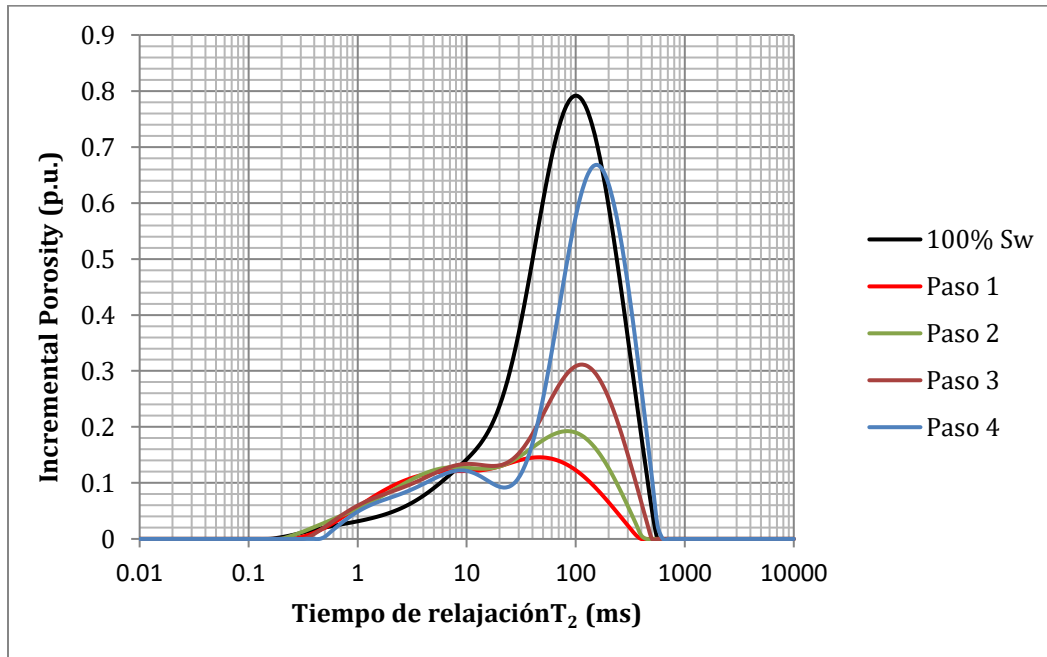
(b)

Figura 4.3 Respuesta de los tiempos de relajación T_2 para el tapón 4 (a) así como también las curvas de permeabilidad relativa asociadas (b), En color rojo se encuentra representada las curvas generadas a través de Corey y en Azul las curvas generadas a través de Jones.

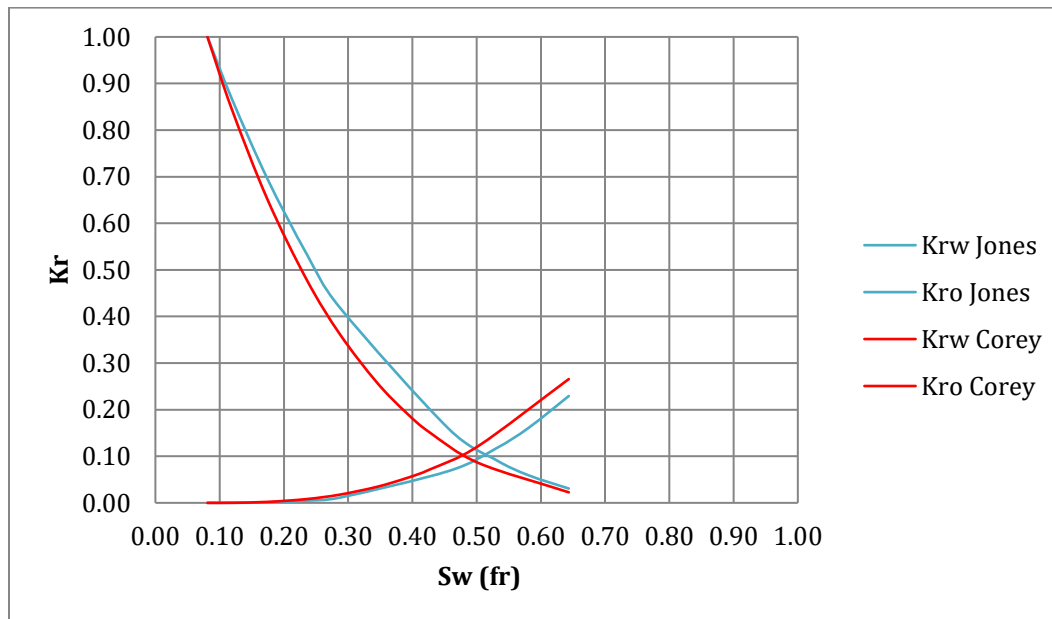
Se observa que, al igual que en los casos anteriores, se empieza a través de la curva de distribución de los tiempos de relajación T_2 para el tapón saturado 100% de Agua, y a partir de este punto, se comienzan a realizar las demás mediciones, notándose el punto de saturación de agua irreducible (S_{wirr}) y como comienza a incrementarse la carga protónica de agua, y de igual forma, la carga protónica del crudo comienza a disminuir. A diferencia del caso anterior, estas curvas si demuestran que el núcleo llevo a estado de saturación de crudo residual (S_{or}), esto se observa en los gráficos de distribución debido a que se presentó una variación considerable en la carga protónica del crudo. Las curvas de permeabilidad relativa asociadas, presentan similitudes con los casos anteriores, debido a las razones antes expuestas en el tapón analizado inicialmente.

4.2.1 Kr tapón 30A

En la figura siguiente se presentan las respuestas de los tiempos de desmagnetización T_2 así como también las curvas de permeabilidad relativa asociadas a este método para el tapón 4.



(a)



(b)

Figura 4.4 Respuesta de los tiempos de relajación T_2 para el tapón 30A (a) así como también las curvas de permeabilidad relativa asociadas (b), en color rojo se encuentra representada las curvas generadas a través de Corey y en Azul las curvas generadas a través de Jones

En el tapón que se presentó para este experimento, fue el único perteneciente a una zona distinta.

Dicha respuesta asociada a los gráficos de distribución se puede observar en la figura anterior. Como se había planteado anteriormente, gracias a estos gráficos, se pueden desarrollar las curvas de permeabilidad relativa, y obtener información asociada. En este caso, las curvas resultantes se encontraron truncadas, así como paso con el tapón 3. De igual forma presenta la misma explicación, ya que, la masa protónica del crudo no vario, por lo tanto, el tapón no llego a su estado de saturación de crudo residual (S_{or}).

Así mismo, las curvas de permeabilidad relativa asociadas, presentan similitudes con las de los casos anteriores, con una mojabilidad según las correlaciones de Jones al agua con tendencia a ser neutra, y una mojabilidad de acuerdo a las correlaciones de Corey neutra.

A partir de estos ensayos se puede observar de manera inmediata, como se van comportando los fluidos dentro del tapón, que a gran escala, se podría traducir como una forma más adecuada, de ver los fluidos dentro del yacimiento, a diferencia del método convencional, en el cual, se observan los fluidos producidos, y a partir de estos, se realizan los cálculos pertinentes. Como se está en constante manipulación de los tapones, es imperativo realizar las mediciones rápidamente, de manera que las condiciones del tapón no varíen.

Como se pudo observar a través de numerosos análisis, la metodología que se desarrolló en este trabajo especial de grado, resulta ser extremadamente útil al momento de realizar análisis petrofísicos de laboratorio para así poder determinar la permeabilidad relativa de tapones, simulando las condiciones de un yacimiento

CAPÍTULO V CONCLUSIONES

Los valores de porosidad obtenidos por pesada en los laboratorios de PDVSA – Intevep resultaron ser acertados, en comparación con los valores estándar de porosidad de esas respectivas zonas, esto permite establecer la veracidad de dichos cálculos.

A partir de una gráfica de distribución de los tiempos de relajación T_2 del tapón saturado 100% de agua, se pueden delimitar las zonas asociadas a cada fluido dentro del tapón, siendo la zona izquierda, la perteneciente a la carga protónica del crudo, y la de la derecha, la asociada a la carga protónica del agua.

- Si se observa que no existe una variación considerable en la carga protónica del crudo, esto puede traducirse en que las curvas de permeabilidad relativa estarán truncadas, ya que esta variación vendría siendo la saturación de crudo residual (S_{or}).
- Los tapones presentaron condiciones de mojado similares a partir de ambas correlaciones, lo cual se debió a que estos tapones presentaron propiedades petrofísicas afines.
- Las variaciones de las curvas de permeabilidad relativa se debieron a que estas correlaciones, se desarrollaron para crudos livianos en sistemas de arenas no consolidadas, mas sin embargo, el crudo empleado fue un crudo extrapesado.
- A medida que se midieron las variaciones de saturación del tapón, hubo una variación en la carga protónica del crudo así como también las del agua. Lo cual se observó claramente en los gráficos de distribución de los tiempos de desmagnetización T_2 .

- Este método pudo ser validado a partir de una prueba de desplazamiento convencional, en la cual se obtuvieron unas curvas de permeabilidad relativa similares, lo que demuestra la veracidad de esta metodología.

- El tiempo de ejecución de una prueba de desplazamiento forzado tiene un tiempo de duración aproximado de 2-5 días (120 horas), mientras que la ejecución de la prueba de desplazamiento por etapas con RMN tiene un tiempo de duración aproximado de 1 día (24 horas), probando ser más efectiva esta segunda opción.

- A partir de esta metodología, a diferencia de la metodología convencional, en la cual se miden los volúmenes producidos, en esta se observa de manera directa, el comportamiento de los fluidos dentro del tapón, así como también, como van variando sus saturaciones. Si esto se observa en macro escala, se podría decir que a partir de este método, se plantea una mejor comprensión del medio poroso, con la cual se pueden desarrollar planes de explotación y producción más acertados a las condiciones del medio.

RECOMENDACIONES

Dar continuidad a esta nueva metodología de desplazamiento forzado en pozos pertenecientes a la Faja Petrolífera del Orinoco, de manera que se pueda crear una base de datos confiable y actualizada para posteriores análisis.

La incorporación de nuevos equipos, herramientas y materiales que faciliten el desarrollo de los experimentos y la metodología de trabajo, haciendo hincapié en el montaje del tapón en la celda triaxial del equipo de desplazamiento.

Mantener el equipo de Resonancia Magnética Nuclear actualizado y en condiciones ambientales adecuadas para su buen funcionamiento, de esta manera se evita el recalentamiento del mismo, lo cual generaría retrasos en las pruebas.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Alkhatami, M. (2005). *Permeability, Porosity & Skin factor*. Riyadh.

Araujo, Y.C. (2004). *Interacciones roca-fluido para yacimientos*. Segunda Edición. PDVSA-INTEVEP, Los Teques.

Arias, F. (2006). *El Proyecto de Investigación: Introducción a la metodología científica*. Quinta Edición. Editorial Episteme. Caracas.

Ávila, D. (2002). *Determinación de propiedades petrofísicas y petrofacies aplicando tecnología de Resonancia Magnética Nuclear a tapones de tapón de las formaciones gasíferas San Juan y San Antonio del campo Santa Rosa*. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

Azuaje, Á., Chacón, Olesni. (2014). *Diseño de una metodología para la obtención de curvas de permeabilidad relativa (K_r) para sistemas de roca alta rigidez y arenas no consolidadas mediante la técnica de Resonancia Magnética Nuclear (RMN)*. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

Bear, J. (1972). *Dynamics of Fluids in Porous Media*. Dover publications. Toronto.

Coates, G., Xiao, L. y Prammer, M. (1999). *NMR Logging: Principles & Applications*. Numar/Halliburton. Texas, USA.

Paris De Ferrer, M. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Ediciones Astro Data S.A. Maracaibo.

Delgado, J. (2010). *Medición de la Presión Capilar en tapones de diámetro completo con doble porosidad*. Universidad Nacional Autónoma México. México.

Forrest, F. Craig, Jr. (1982). *Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua*. Primera edición, Dallas.

Grillo, J., Martínez, Y. (2014). *Diseño de una metodología para determinar la mojabilidad en arenas no consolidadas a través de la tecnología de Resonancia Magnética Nuclear (RMN)*. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

Hurtado de Barrera, J. (2007). *El proyecto de Investigación*. Quinta edición. Ediciones Quirón-Sypal. Caracas.

Mannucci, J. (Sin fecha). *Caracterización Física de Yacimientos*. Mannyron Consultores. Venezuela.

Márquez, R., Diaz, L. y Cabrera, M. (2014). *Methodology for Determining Relative Permeability Curves in unconsolidated systems in heavy and extra heavy oils*. HOLA 2014 Memory, HOLA14-128. Margarita - Venezuela.

Rivera, J. (2004). *Prácticas de Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos*. Primera Edición. Editorial Geopca. Puerto La Cruz, Venezuela.

Rodríguez, Patricia. (2000). *Estimación de propiedades de fluidos en medios porosos a través de Resonancia Magnética Nuclear*. Trabajo de Grado de Maestría. Universidad Simón Bolívar, Sartanejas.

Jones, S.C. y Roszelle, W.O. (1978). *Graphical Techniques for Determining Relative Permeability From Displacement Experiments*. One-Petro. SPE-6045-PA.

Tarek, A. (1946). *Reservoir Engineering Handbook*. Segunda edición. Gulf Professional Publishing. Houston, Texas.

Trejo N., R. (2010) *Determinación de curvas de permeabilidad relativas para el sistema agua-aceite a partir de datos de saturación de agua y presión capilar*. Tesis de Pregrado. Universidad Nacional Autónoma de México. México.

Véliz, A. (2006). *Estudio de Resonancia Magnética Nuclear a tapones arenas no consolidadas*. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

APÉNDICES

Apéndice A. Medidas físicas por análisis convencional.

tapón	Long (cm)	Diam (cm)	Peso (g)
2	5,59	3,63	100,10
3	5,53	3,83	107,80
4	6,18	3,60	126,31
30A	5,07	3,79	118,73

Apéndice B. Propiedades de los fluidos.

Fluido	Tempe- ratura (°C)	Viscosidad (cP)	Densidad (g/cm ³)
Agua sintética	60,00	1,00	0,99
Agua de Formación Petromiranda	60,00	15,00	0,97
Agua de Formación Petropiar	60,00	1,00	0,99
Crudo	60,00	7000,00	0,98

Apéndice C. Valores de porosidad a partir de la saturación al vacío.

tapón	Psat vacío (g)	P seco (g)	Densidad (g/cm ³)	Vp (cm ³)	Vt (cm ³)	Ø (%)
30A	104,40	95,70	0,99	8,74	57,35	8,74
2	110,87	100,10	0,99	10,77	57,95	18,59
3	121,60	107,80	0,99	13,80	63,91	21,59
4	136,84	126,30	0,99	10,54	63,11	16,70

Apéndice D. Pasos de saturación de agua para cada tapón

Tabla D.1 Pasos de saturación de agua tapón 2

Agua	Área	Área/NS
Paso 1	93159,93	1456,01
Paso 2	186319,87	2911,24
Paso 3	372639,74	5822,49
Paso 4	558959,62	8733,74
Paso 5	652119,56	10189,36
Paso 6	745279,49	11644,92

Tabla D.2 Pasos de saturación de agua tapón 3

Agua	Área	Área/NS
Paso 1	131052,39	2048,97
Paso 2	262104,78	4095,38
Paso 3	458683,37	7166,92
Paso 4	589735,77	9214,62
Paso 5	720788,16	11262,31
Paso 6	917366,75	14333,85

Tabla D.3 Pasos de saturación de agua tapón 4

Agua	Área	Área/NS
Paso 1	91514,92	1430,75
Paso 2	137272,38	2145,54
Paso 3	183029,85	2860,21
Paso 4	228787,31	3575,68
Paso 5	274544,77	4290,11
Paso 6	366059,70	5720,52
Paso 7	457574,62	7149,60

Tabla D.4 Pasos de saturación de agua tapón 30A

Agua	Área	Área/NS
Paso 1	7938,30	124,84
Paso 2	15876,60	248,46
Paso 3	25402,56	397,86
Paso 4	34134,69	533,95
Paso 5	37310,01	583,93
Paso 6	43660,65	682,68
Paso 7	62712,57	979,88
Paso 8	68269,39	1066,70
Paso 9	78589,18	1227,95

Apéndice E. Volumen de fluidos contenidos en cada tapón

Tabla E.1 Volúmenes de los fluidos contenidos en la tapón 2

Volúmenes de Agua (cm³)	Volúmenes de Crudo (cm³)
1,26	9,50
2,61	8,15
5,30	5,46
8,00	2,76
9,35	1,41
10,70	0,06

Tabla E.2 Volúmenes de los fluidos contenidos en la tapón 3

Volúmenes de Agua (cm³)	Volúmenes de Crudo (cm³)
1,81	11,98
3,70	10,09
6,55	7,24
8,45	5,34
10,35	3,44
13,19	0,60

Tabla E.3 Volúmenes de los fluidos contenidos en la tapón 4

Volúmenes de Agua (cm³)	Volúmenes de Crudo (cm³)
1,23	9,30
1,90	8,63
2,56	7,97
3,22	7,31
3,88	6,65
5,21	5,32
6,53	4,00
7,86	2,67
9,18	1,35

Tabla E.4 Volúmenes de los fluidos contenidos en el tapón 30A

Volúmenes de Agua (cm³)	Volúmenes de Crudo (cm³)
0,70	8,03
1,52	7,21
2,51	6,22
3,41	5,32
3,73	5,00
4,39	4,34
6,36	2,37
6,93	1,80
8,00	0,73

Apéndice F. Saturaciones de los fluidos contenidos en cada tapón

Tabla F.1 Saturaciones de los fluidos contenidos en la tapón 2

Saturación de Agua (S_w)	Saturación de Crudo (S_o)
0.12	0.88
0.24	0.76
0.37	0.63
0.49	0.51
0.62	0.38
0.74	0.26

Tabla F.2 Saturaciones de los fluidos contenidos en la tapón 3

Saturación de Agua (S_w)	Saturación de Crudo (S_o)
0.13	0.87
0.17	0.83
0.24	0.76
0.27	0.73
0.30	0.70
0.48	0.52
0.54	0.46
0.60	0.40

Tabla F.3 Saturaciones de los fluidos contenidos en la tapón 4

Saturación de Agua (S_w)	Saturación de Crudo (S_o)
0.12	0.88
0.13	0.87
0.18	0.82
0.24	0.76
0.31	0.69
0.37	0.63
0.49	0.51
0.62	0.38
0.75	0.25

Tabla F.4 Saturaciones de los fluidos contenidos en el tapón 30A

Saturación de Agua (S_w)	Saturación de Crudo (S_o)
0.08	0.92
0.12	0.88
0.17	0.83
0.24	0.76
0.29	0.71
0.46	0.54
0.53	0.47
0.58	0.42
0.64	0.36

Apéndice G. Modelos de Jones para cada tapón

Tabla G.1 Modelo de Jones para la tapón 2

Saturación de Agua (Sw)	Permeabilidad Relativa del Agua (Krw)	Permeabilidad Relativa del Cru- do (Kro)
0.12	0.00	1.00
0.24	0.01	0.70
0.37	0.02	0.46
0.49	0.07	0.27
0.62	0.18	0.12
0.74	0.35	0.03

Tabla G.2 Modelo de Jones para la tapón 3

Saturación de Agua (Sw)	Permeabilidad Relativa del Agua (Krw)	Permeabilidad Relativa del Cru- do (Kro)
0.13	0.00	1.00
0.17	0.01	0.85
0.24	0.02	0.63
0.27	0.03	0.55
0.30	0.06	0.48
0.48	0.10	0.17
0.54	0.11	0.10
0.60	0.16	0.06

Tabla G.3 Modelo de Jones para la tapón 4

Saturación de Agua (Sw)	Permeabilidad Relativa del Agua (Krw)	Permeabilidad Relativa del Cru- do (Kro)
0.12	0.00	1.00
0.13	0,01	0.96
0.18	0.02	0.84
0.24	0.03	0.70
0.31	0.09	0.57
0.37	0.20	0.46
0.49	0.07	0.26
0.62	0.18	0.12
0.75	0.36	0.03

Tabla G.4 Modelo de Jones para el tapón 30A

Saturación de Agua (Sw)	Permeabilidad Relativa del Agua (Krw)	Permeabilidad Relativa del Cru- do (Kro)
0.08	0.00	1.00
0.12	0.00	0.87
0.17	0.00	0.69
0.24	0.00	0.53
0.29	0.01	0.42
0.46	0.07	0.16
0.53	0.12	0.09
0.58	0.16	0.06
0.64	0.23	0.03

Apéndice H. Modelos de Corey para cada tapón

Tabla H.1 Modelo de Corey para la tapón 2

Saturación de Agua (Sw)	Permeabilidad Relativa del Agua (Krw)	Permeabilidad Relativa del Cru- do (Kro)
0.12	0.00	1.00
0.24	0.01	0.63
0.37	0.03	0.37
0.49	0.10	0.19
0.62	0.22	0.08
0.74	0.40	0.02

Tabla H.2 Modelo de Corey para la tapón 3

Saturación de Agua (Sw)	Permeabilidad Relativa del Agua (Krw)	Permeabilidad Relativa del Cru- do (Kro)
0.13	0.00	1.00
0.17	0.00	0.82
0.24	0.00	0.58
0.27	0.01	0.50
0.30	0.01	0.42
0.48	0.08	0.13
0.54	0.13	0.08
0.60	0.19	0.04

Tabla H.3 Modelo de Corey para la tapón 4

Saturación de Agua (S_w)	Permeabilidad Relativa del Agua (K_{rw})	Permeabilidad Relativa del Cru- do (K_{ro})
0.12	0.00	1.00
0.13	0.00	0.94
0.18	0.00	0.74
0.24	0.01	0.54
0.31	0.02	0.38
0.37	0.03	0.26
0.49	0.10	0.11
0.62	0.22	0.03
0.75	0.40	0.01

Tabla H.4 Modelo de Corey para el tapón 30A

Saturación de Agua (S_w)	Permeabilidad Relativa del Agua (K_{rw})	Permeabilidad Relativa del Cru- do (K_{ro})
0.08	0.00	1.00
0.12	0.00	0.85
0.17	0.00	0.65
0.24	0.01	0.48
0.29	0.02	0.36
0.46	0.03	0.26
0.53	0.05	0.19
0.58	0.07	0.15
0.64	0.12	0.09

Apéndice I Método Tradicional para la determinación de las curvas de permeabilidad relativa.

Tabla I 1 Pesos y volúmenes de los fluidos contenidos en el tapón 2

MASA (g)		VOL CRUDO (cm³)
AGUA	CRUDO	
2.71	11.09	11.32
3.15	10.45	10.65
5.54	8.26	8.43
6.69	7.11	7.26
7.61	6.19	6.32

Tabla I 2 Saturaciones de los fluidos contenidos en el tapón 2

Saturación de Agua (S_w)	Saturación de Crudo (S_o)
0.11	0.89
0.26	0.74
0.34	0.66
0.47	0.53
0.52	0.48
0.67	0.33
0.74	0.26

Tabla I 3 Valores de Permeabilidad relativa a partir de las correlaciones de Jones

Saturación de Agua (Sw)	Permeabilidad Relativa del Agua (Krw)	Permeabilidad Relativa del Crudo (Kro)
0.11	0.00	1.00
0.26	0.00	0.55
0.34	0.02	0.37
0.47	0.06	0.17
0.52	0.09	0.11
0.67	0.25	0.03
0.74	0.35	0.01

Tabla I 4 Valores de Permeabilidad relativa a partir de las correlaciones de Corey

Saturación de Agua (Sw)	Permeabilidad Relativa del Agua (Krw)	Permeabilidad Relativa del Crudo (Kro)
0.11	0.00	1.00
0.26	0.01	0.49
0.34	0.02	0.31
0.47	0.08	0.13
0.52	0.12	0.09
0.67	0.28	0.02
0.74	0.39	0.01