



UNIVERSIDAD CENTRAL
DE VENEZUELA



Universidad Central de Venezuela

Facultad de Ciencias

Escuela de Física

Caracas – Distrito Capital

Trabajo Especial de Grado

**Estudio mediante la técnica de Resonancia Magnética Nuclear
De los Tiempos de Relajación T_1 y T_2 en Hidrocarburos como
función de la Temperatura**

Tutor Académico:

Dra. Lisseta D' Onofrio

Realizado por:

Br. José Joaquín Roa V.

Tutores Empresariales:

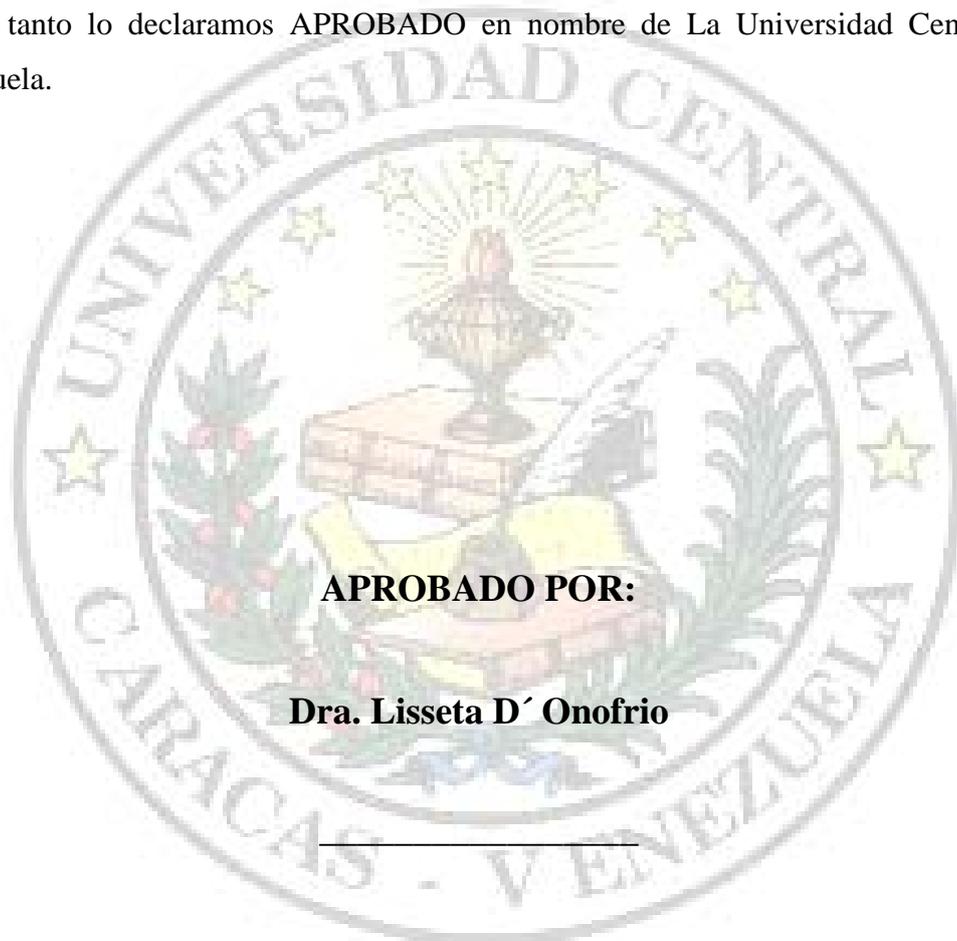
Dr. Gerardo Jaimes

Dr. Ermerlan Pernía

Caracas, Octubre de 2013



Quienes suscriben, miembros del Jurado que examinará el trabajo presentado por el Br. José Joaquín Roa Vergara titulado: “**Estudio mediante la técnica de Resonancia Magnética Nuclear de los Tiempos de Relajación T_1 y T_2 en Hidrocarburos como función de la Temperatura**” para optar al título de Licenciado en Física, consideremos que dicho trabajo cumple con los requisitos exigidos por los reglamentos respectivos y por lo tanto lo declaramos APROBADO en nombre de La Universidad Central de Venezuela.



APROBADO POR:

Dra. Lisseta D´ Onofrio

Dr. Jhon Mantilla

Dr. Miguel Martin Landrove

CARACAS, OCTUBRE DE 2013



**UNIVERSIDAD CENTRAL
DE VENEZUELA**



Trabajo Especial de Grado presentado ante la ilustre Facultad de Ciencias de la Universidad Central de Venezuela como requisito parcial para optar por el título de:
Licenciado en Física, Mención Geofísica.





AGRADECIMIENTOS

Le doy las gracias a Dios por proporcionarme los medios necesarios para culminar mis estudios de pregrado. Como también le agradezco infinitamente, por haberme dado unos padres, que sin ellos nunca hubiera podido estudiar con mayor facilidad en la universidad. A mi mamá por estar pendiente de mí desde la mañanita cuando me prepara el desayuno, hasta la noche cuando llego a la casa a cenar. También a mi padre que junto con mi mamá me aconsejaron, me apoyaron, me costearon mis libros, pasajes y demás gastos. Les agradezco también a mis demás familiares por estar siempre pendiente de mí y apoyarme en todo momento.

Le agradezco a la ilustre Universidad Central de Venezuela por haberme brindado la oportunidad de superarme intelectual y profesionalmente, permitiendo realizar este trabajo especial de grado.

Le agradezco enormemente a la profesora Lisseta D' Onofrio quien fue mi tutora académica, que más que una tutora la considero también una amiga, por haberse preocupado y también guiado en el desarrollo del trabajo especial de grado, como también por haberme dado la oportunidad de poder realizar el trabajo de tesis en las instalaciones de PDVSA-INTEVEP, ya que allí durante mi estadía pude conocer como un profesional enfrenta diversos problemas, con la finalidad de poder cubrir las necesidades de la industria en favor de su desarrollo tecnológico y humano.

También le doy gracias al tutor empresarial de PDVSA-ORIENTE, Gerardo Jaimes por haberme guiado en la investigación y en la realización de la tesis, como también le agradezco enormemente a mis otro tutor empresarial, Ermerlan Pernía que junto al señor Richard Márquez, la Ing. María Isabel Specht y la Lic. Alida Vélez me proporcionaron en PDVSA-INTEVEP toda la ayuda y asesoría necesaria para culminar el trabajo de investigación.

Agradezco el apoyo y la amistad ofrecida a todos los profesionales de PDVSA-INTEVEP, en especial a la Gerencia de Química Analítica, como también a La Gerencia Departamental de Esquemas de Explotación y a mis compañeros de trabajo que estuvieron siempre allí, a mi lado durante la realización del trabajo especial de grado.



Les agradezco también a todos los profesores de la Facultad de Ciencias de la UCV, en especial a los profesores Vidal Alonso, Levi García, Nuri Hurtado, José Antonio López y Jhon Mantilla por haberme guiado durante mi formación profesional en dicha Facultad.

Por ultimo también agradezco a todos aquellos amigos que me acompañaron y compartieron conmigo durante mis estudios de pregrado en la Facultad de Ciencias de la UCV.



RESUMEN

La industria petrolera venezolana tiene la necesidad de desarrollar planes para lograr una explotación rentable de los crudos, en especial los de la Faja Petrolífera del Orinoco, ya que estos presentan una alta viscosidad, un alto contenido de contaminantes, baja densidad API y una alta tendencia a la formación de residuos. Entre las propiedades mencionadas, la viscosidad es una de las más importantes del petróleo en cuanto a los aspectos operacionales de producción, transporte y refinación. Por ende, siempre se están buscando nuevos métodos para controlar esta propiedad de tal manera que se pueda facilitar la extracción y manipulación de los crudos.

Por el motivo antes expuesto en este trabajo especial de grado se estudió el comportamiento de la viscosidad a diferentes temperaturas a través de la técnica de resonancia magnética nuclear de baja resolución. Se conoce que la viscosidad está relacionada con la variación de la temperatura, por lo que se planteó la ejecución de experimentos de laboratorio que permitieran manipular este último parámetro y a través de la obtención por RMN de los tiempos de relajación T_1 y T_2 de los crudos y sus mezclas calcular el valor de esta propiedad en crudos livianos y medianos así como generar los ajustes necesarios a las ecuaciones para crudos pesados y extrapesados de tal forma que permitan obtener valores cercanos a los medidos por métodos convencionales.

Con base en lo anterior, se realizaron las medidas experimentales de la viscosidad en función de la temperatura a través de un método convencional utilizando un reómetro de alta precisión considerando rangos de temperatura entre 25 y 60°C y entre 40 y 90°C (temperatura dentro del reservorio) respectivamente, luego se utilizó un equipo de Resonancia Magnética Nuclear de baja resolución para medir los tiempos de relajación T_1 y T_2 en función de la temperatura.

De las gráficas de los tiempos de relajación T_1 y T_2 en función de la temperatura, como de las gráficas de la viscosidad en función de la temperatura, considerando los rangos de temperatura mencionados se obtuvo la correlación de los valores de viscosidad en función de la temperatura por el método convencional y por el método de



Resonancia Magnética Nuclear obteniéndose discrepancias entre dichos valores para los crudos pesados y extrapesados. Se realizaron ajustes a las ecuaciones y luego del recalcu de la viscosidad se obtuvo cierta mejora en la correlación de los valores.



INDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN.....	1
CAPITULO I.....	4
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	4
1.2 JUSTIFICACIÓN.....	6
1.3 OBJETIVOS.....	8
CAPÍTULO II.....	9
MARCO TEORICO.....	9
2.1 ANTECEDENTES.....	9
2.2 BASES TEORICAS.....	10
2.2.1 RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR.....	10
2.2.2 POLARIZACIÓN.....	10
2.2.3 INCLINACIÓN DEL PULSO Y DECAIMIENTO DE LA SEÑAL.....	15
2.2.4 DETECCIÓN DE ECOS DE MOMENTOS ROTACIONALES.....	18
2.2.5 SINCRONIZACIÓN DEL TIEMPO DE LAS MEDICIONES RMN.....	20
2.2.6 VISCOSIDAD Y TEMPERATURA.....	22
2.2.7 MECANISMOS DE RELAJACIÓN RMN PARA FLUIDOS DE HIDROCARBUROS.....	24
2.2.8 PROPIEDADES RMN DE LOS HIDROCARBUROS.....	30
CAPITULO III.....	33
3.1 TIPO DE MUESTRAS.....	34
RESULTADOS EXPERIMENTALES.....	37
CAPITULO IV.....	82
RESULTADOS Y DISCUSIONES.....	82
4.1 CORRELACIÓN DE MÉTODOS (Reómetro y RMN).....	82



4.2 AJUSTE APROXIMADO DE LA ECUACIÓN DE COATES	92
4.3 MODELADO APROXIMADO DE LA ECUACIÓN DE COATES	111
4.4 CORRELACIÓN DE LA VISCOSIDAD DE LOS CRUDOS.....	113
4.5 ALCANCE DEL TRABAJO ESPECIAL DE GRADO	117
4.5 COMPARACIÓN ENTRE MÉTODOS (Reómetro y RMN).....	119
4.5.1 Método Convencional (Reómetro ANTOR PAAR).....	119
4.5.2 Método de Resonancia Magnética Nuclear (Equipo MARAN ULTRA).....	119
CAPITULO V	120
5.1 CONCLUSIONES.....	120
5.2 RECOMENDACIONES	121
GLOSARIO.....	122
BIBLIOGRAFÍA.....	126

INTRODUCCIÓN

La viscosidad es una de las características más importantes de los crudos en cuanto a los aspectos operacionales de producción, transporte, refinación y petroquímica. La viscosidad, indica la resistencia que opone el crudo al flujo interno en el yacimiento. Por lo tanto, siempre se están buscando nuevos métodos para controlar dicha propiedad física, lo cual facilite la extracción del crudo.

En este trabajo se pretende evaluar por medio de la técnica de resonancia magnética nuclear RMN a escala de laboratorio ciertas propiedades relacionadas con las características de los fluidos de hidrocarburos, caracterizando la viscosidad de los fluidos, mediante el estudio de los tiempos de relajación T_1 y T_2 de ocho muestras de crudos, divididos en crudos livianos, medianos, pesados y extrapesados; a través del análisis de los tiempos de relajación T_1 y T_2 en función de la temperatura, por lo cual nos permitirá determinar la viscosidad de dichos crudos en función de la temperatura. En base a estos datos experimentales se correlacionan con las medidas de viscosidad en función de la temperatura realizadas por medio del Reómetro Antor Paar. Y por último se realizó el ajuste de las ecuaciones que nos permiten determinar la viscosidad por medio de los tiempos de relajación de los crudos, para hidrocarburos pesados y extrapesados para distintos rangos de viscosidad.

En el **capítulo I** se plantea el problema el problema operacional que presentan los crudos pesados y extrapesados para la evaluación correcta de los fluidos y su potencial de producción; por la dificultad que implica lograr que el petróleo fluya por su alta viscosidad. Las mediciones de Resonancia Magnética Nuclear proveen información esencial sobre las propiedades de los fluidos para evaluar los yacimientos de petróleo.

Se justifica la realización de este Trabajo Especial de Grado, por la necesidad de extraer los crudos pesados implica la caracterización de yacimientos a través de pruebas de campo o de laboratorio.

En el **capítulo II** se citan algunos autores que han estudiado la evaluación de la viscosidad de los yacimientos de petróleo pesado haciendo uso de estudio de nuevos métodos de medición y correlación de los tiempos de relajación T_1 y T_2 con la finalidad de evaluar la viscosidad de los crudos pesados.

Definimos la resonancia magnética nuclear como un método espectral que estudia la respuesta de los núcleos atómicos mediante propiedades magnéticas de los mismos, y en su aplicación más común, en las propiedades del núcleo de hidrogeno.

Definimos la viscosidad como la propiedad de los fluidos para ofrecer resistencia a un esfuerzo. Donde la viscosidad depende de la temperatura. En los fluidos la viscosidad disminuye al aumentar la temperatura.

Para determinar la viscosidad de los crudos, haremos un análisis de las propiedades de los hidrocarburos haciendo uso de la técnica de Resonancia Magnética Nuclear.

En el **capítulo III** se presenta la metodología experimental de un método convencional a través de un Reómetro ANTOR PAAR y el equipo de Resonancia Magnética Nuclear MARAN ULTRA de 2 MHz. En el Reómetro se mide la viscosidad de los crudos en función de la temperatura; en cambio en el espectrómetro se mide los tiempos de relajación T1 y T2 en función de la temperatura para luego obtener la viscosidad de los crudos. Por último se correlacionan las viscosidades de ambos métodos.

En el **capítulo IV** se presentan los resultados experimentales y su discusión cuando se correlacionan la viscosidad en función de la temperatura obtenida por el reómetro con la del espectrómetro, para las muestras de crudos livianos (**La Victoria de 31° API y JZ de 32° API**) y crudos medianos (**Lagotreco de 23° API**) se ajustan a la ecuación

de Coates, G (1999) $T_1 = 0,00713 \frac{T}{\eta}$; donde con el uso del reómetro se obtuvieron errores desde el 5% al 26% con relación a las medidas obtenidas por el reómetro.

En cambio al correlacionar ambos métodos para comparar la viscosidad en función de la temperatura para los crudos pesados (**Merey de 16° API**) y los crudos extrapesados (**JZ de 8° API, CZ de 8° API, Cabrutica y Petromonagas**) los mismos no son compatibles para la ecuación de Coates, G. Por lo cual se realizó un ajuste a la ecuación, para distintos rangos de viscosidad en función de la temperatura. Los rangos de viscosidad de los crudos fueron desde los 122 cP hasta los 1211600 cP para distintos rangos de temperatura, respectivamente. Se obtuvieron cuatro ecuaciones con distintos factores y las mismas luego fueron acopladas en una sola ecuación con un factor variable que depende del rango de viscosidad de cada crudo.

La ecuación determinada fue: $T_1 = \frac{7,13}{\gamma} \left(\frac{T}{\eta} \right)$; de donde γ es el mismo para los crudos livianos y pesados, pero distinto para diferentes para los crudos pesados y extrapesados.

En el **capítulo V** se realizó el ajuste aproximado de la ecuación de Coates, G $T_1 = 0,00713 \left(\frac{T}{\eta} \right)$ para obtener la viscosidad utilizando los tiempos de relajación T_1 en función de la temperatura para las muestras de Merey 16° API, JZ de 8° API, CZ de 8° API, Cabrutica y Petromonagas, obteniéndose cuatro ecuaciones ajustadas.

Al obtener el análisis comparativo de las cuatro ecuaciones ajustadas para las muestras Merey de 16° API, JZ de 8° API, CZ de 8° API, Cabrutica y Petromonagas y considerando también la ecuación de Coates, G se logró tener una aproximación para una ecuación que en principio puede ser utilizada para los crudos livianos, medianos, pesados y extrapesados. La ecuación es: $T_1 = \frac{7,13}{\gamma} \left(\frac{T}{\eta} \right)$, de donde γ es igual a 1000 para los crudos livianos y medianos, $\gamma=330$ para los crudos pesados para rangos de viscosidad entre 122 cP y 1107 cP, mientras $\gamma= 5,76$ para crudos extrapesados para rangos de viscosidad entre 3775 cP y 161040 cP, $\gamma=1,56$ para crudos extrapesados para rangos de viscosidad entre 6623 cP y 1211600 cP, mientras $\gamma=0,436$ para crudos extrapesados que están entre los 5261 y 291960 cP, respectivamente.

CAPITULO I

EL PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Ubicada al margen izquierdo del río Orinoco de Venezuela, tenemos la faja petrolífera del Orinoco (FPO) la cual es una extensa zona rica en petróleo pesado y extrapesado, que tiene aproximadamente 650 km de este a oeste y unos 70 km de norte a sur, para un área total de 55.314 km² y un área de explotación actual de 11.593 km². Es considerada la acumulación más grande de petróleo pesado y extrapesado que existe en el mundo, aloja aproximadamente 296 mil 500 millones de barriles de petróleo, lo que indica que Venezuela ocupa el primer lugar del mundo con las reservas petroleras.

Los yacimientos de petróleo pesado y extrapesados plantean problemas operacionales para la evaluación correcta de los fluidos y el potencial de producción. Las operaciones de muestreo con herramientas operadas con cable, o las pruebas de formación efectuadas a través de la columna de perforación, probablemente no puedan llevarse a cabo debido a las dificultades que implica lograr que el petróleo fluya por su alta viscosidad. Las mediciones de RMN proveen información esencial sobre las propiedades de los fluidos para evaluar los yacimientos de petróleo.

Los registros de RMN siempre han formado parte de los programas de evaluación de pozos de una determinada región, pero con limitaciones reconocidas. Los tiempos de relajación de los crudos para viscosidades altas son muy cortos y pueden no resultar completamente medibles utilizando las herramientas de RMN convencional, como las utilizadas por las compañías transnacionales entre ellas Halliburton. En donde se han desarrollado técnicas para utilizar los datos de RMN con el fin de estimar la viscosidad del petróleo a través de todo un intervalo de arenisca en base a la media logarítmica de las distribuciones de T_2 . Los resultados obtenidos fueron buenos; sin embargo no llegaron a revelar el valor real de la viscosidad en sitio. Ya que no se disponía de ninguna transformada calibrada para vincular la media logarítmica de las distribuciones de T_2 con la viscosidad en condiciones de fondo de pozo.

Dado que el crudo pesado y extrapesado posee tiempos de relajación cortos y señales de decaimiento rápido, las herramientas de RMN no han logrado medir todo el petróleo

pesado. Es decir, en esos ambientes, los volúmenes de crudos tienen altas incertidumbres en cuanto a medición. Por lo tanto, uno de los aspectos relevantes del análisis de RMN es que ofrecen la única técnica que pueden detectar fluidos diferentes en sitio, sin hacerlos fluir.

Por otro lado, en Venezuela existen varias técnicas de extracción de crudos, entre ellas tenemos: la técnica de recuperación primaria que se encarga de la producción en frío y con la temperatura de yacimiento y la técnica de recuperación asistida termalmente que consiste en la inyección cíclica de vapor de agua, combustión en sitio, entre otras.

Sin embargo no existe un control que permita **minimizar la energía** que se le debe suministrar a los hidrocarburos en el yacimiento para poder cambiar la densidad API y su viscosidad, de manera que facilite la producción y transporte de los crudos.

1.2 JUSTIFICACIÓN

Actualmente Venezuela produce alrededor de 2,97 millones de barriles diarios y exporta no más de 2,5 millones. Por lo cual para el año 2014, se tiene proyectado aumentar la producción a 4 millones de barriles diarios de crudo.

Sin embargo, los crudos livianos y medianos que han sido explotados durante años están escaseando. Debido a la escasez de este tipo de crudos, las compañías petroleras han tomado en cuenta la utilización de los crudos pesados y extrapesados, lo cual les permite garantizar la seguridad energética mundial en el futuro.

En Venezuela la producción, transporte y refinación del petróleo pesado presentan problemas especiales en comparación con el petróleo liviano. El petróleo pesado está estrechamente relacionado con las arenas petrolíferas conocidas también como arenas bituminosas o aceiteras, la principal diferencia es que las arenas petrolíferas en general no fluyen en absoluto. Las propiedades físicas que distinguen a los crudos pesados de los livianos incluyen una mayor viscosidad y densidad, así como la composición del peso molecular. El petróleo extrapesado de la región del Orinoco tiene una densidad promedio alrededor de 8° API y una viscosidad mayor a 10.000 centipoise (10 Pa·s). De donde 1 poise = 100 centipoise = 1 g/cm.s

Por otro lado, los conocimientos de las propiedades de los fluidos pesados son fundamentales para decidir los mejores métodos de extracción, producción y procesamiento de los hidrocarburos.

La necesidad de extraer los crudos pesados implica la caracterización de yacimientos a través de pruebas de campo o de laboratorio.

En esta caracterización se evalúan diversas propiedades tanto de las rocas como de los fluidos contenidos en ellas. Algunas de estas propiedades son la porosidad, la permeabilidad y la viscosidad entre otras, siendo esta última uno de los más importantes a la hora de comenzar el proceso de producción. Se conoce que la viscosidad está relacionada con la variación de la temperatura y en este sentido se plantea, debido a la poca información existente al respecto, generar experimentos de laboratorio donde se manipule este último parámetro y haciendo el uso de la técnica de RMN, poder determinar los tiempos de relajación T_1 y T_2 , evaluar la variación de la viscosidad para

un rango determinado de temperatura de los distintos crudos y ajustar las ecuaciones que determinan la viscosidad para los crudos pesados y extrapesados, de tal manera que podamos dar respuesta a algunos de los problemas operacionales mencionados.

1.3 OBJETIVOS

Objetivo General:

- Caracterizar hidrocarburos mediante la técnica de Resonancia Magnética Nuclear de los tiempos de relajación T_1 y T_2 en función de la temperatura. Obtener y correlacionar la viscosidad en función de la temperatura.

1.3.2 Objetivos específicos:

- Obtener a través de un método convencional la viscosidad de los crudos y sus mezclas en función de la temperatura.
- Obtener por medio de la técnica de Resonancia Magnética Nuclear los tiempos de relajación T_1 y T_2 de los crudos y sus mezclas en función de la temperatura.
- Obtener por medio de la técnica de Resonancia Magnética Nuclear la viscosidad de los crudos y sus mezclas en función de la temperatura.
- Correlacionar la viscosidad de los crudos en función de la temperatura utilizando un método convencional con la técnica de RMN.
- Ajustar las ecuaciones que determinan la viscosidad de los crudos pesados y extrapesados por medio de la Resonancia Magnética Nuclear.

CAPÍTULO II

MARCO TEORICO

2.1 ANTECEDENTES

- Yang, Zheng y col. (2011) en el trabajo titulado **“La evaluación de la viscosidad de los crudos pesados en perfilaje de pozos por RMN”**, estudiaron un nuevo método de medición del tiempo de relajación T_2 , para un rango de temperatura desde 8°C hasta 90°C, tomando en cuenta las propiedades de los crudos del campo de Athabasca, como el índice de hidrogeno (HI), contenido de fluido y la evaluación de la viscosidad haciendo uso del T_2 corregido.
- Seccombe, J y col. (2005) en la publicación titulada **“El rango de viscosidad de los crudos en los yacimientos de petróleo pesado”**, generaron y estudiaron modelos de distribución de espectros de T_1 y T_2 en función de la viscosidad para correlacionar los distintos fluidos de crudos. Como resultado obtuvieron la identificación de las esferas de alquitrán. También localizaron los puntos suaves de la zona Milne. Por ultimo estimaron la profundidad real de la zona Milne (Alaska).
- Curtis, Carl y col. (2003) en el estudio titulado **“Los yacimientos de petróleo pesado”** realizaron la correlación entre la viscosidad y los grados API para diferentes zonas de petróleo pesado en Canadá y Venezuela. Estudiaron las distribuciones de T_2 para distintas temperaturas. Analizaron los estratos rocosos en función de la viscosidad de los fluidos y estimaron la viscosidad de los crudos pesados encontrados en la Faja Petrolífera del Orinoco.
- Acuña, Carlos y col. En el trabajo titulado **“La utilización de la resonancia magnética en la detección de petróleo en la cuenca del golfo San Jorge”** estudiaron el porcentaje de porosidad en función de la correlación entre los TE cortos y los TE largos. Analizaron la variación del tiempo de relajación T_2 según la viscosidad de los crudos. El resultado obtenido fue la detección de petróleo en el rango de 1 a 50 cP. También incrementaron la productividad y la economía de los pozos.

2.2 BASES TEORICAS

2.2.1 RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR

Según para Coates, G y otros (1999) **la resonancia magnética nuclear (RMN)** es un método espectral que estudia la respuesta de los núcleos atómicos mediante las propiedades magnéticas de los mismos, y en su aplicación más común, en las propiedades del núcleo de hidrogeno.

Se pueden efectuar mediciones de aquellos núcleos que tengan un número impar de protones o neutrones o ambos; como ejemplo tenemos los núcleos de hidrógeno (^1H), carbono (^{13}C) y sodio (^{23}Na).

La mayoría de los núcleos encontrados en formaciones de la tierra, la señal magnética nuclear inducida por campos magnéticos externos es demasiado pequeña para ser detectada por un instrumento magnético de perfilaje RMN de pozos. Sin embargo, el hidrógeno, que tiene sólo un protón y ningún neutrón, es abundante tanto en agua como en hidrocarburos, tiene un momento magnético relativamente amplio, y genera una señal potente. Hasta hoy, casi todos los perfilajes de RMN y los estudios de rocas hechos con RMN se basan en respuestas del núcleo del átomo de hidrógeno.

2.2.2 POLARIZACIÓN

Para Coates, G y otros (1999) el **núcleo de un átomo de hidrógeno** está conformado por un solo protón y ningún neutrón, el protón es una partícula pequeña, cargada positivamente con un momento angular asociado o rotacional. El protón al girar sobre su propio eje genera una corriente que a su vez produce un campo magnético (o momento magnético) con dos polos (norte y sur) alineados con el eje del momento rotacional. Por lo tanto, el núcleo de hidrógeno se puede considerar como una barra imantada cuyo eje magnético está alineado con el eje del momento rotacional del núcleo, como se ilustra en la *figura 1* a la (izquierda).

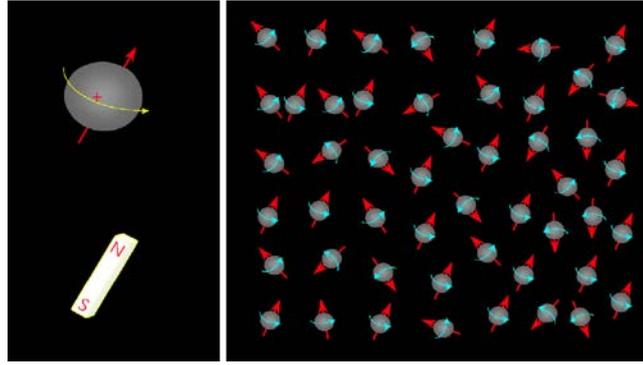


Figura 1. Movimiento aleatorio de los núcleos

En la *figura 1* sin la presencia de un campo magnético externo, los núcleos magnéticos se orientan al azar. Los pequeños espines nucleares pueden verse como pequeños dipolos que en condiciones normales (sin aplicar ningún campo magnético externo) tienen direcciones aleatorias.

Si ahora a los núcleos le aplicamos un campo magnético externo $\overline{H_0}$, como se observa en la *figura 2*.

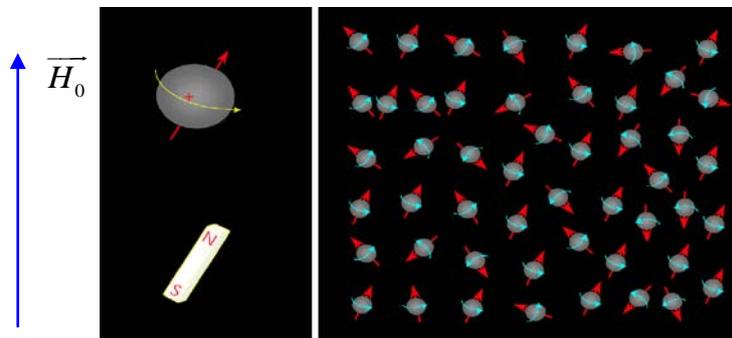


Figura 2. Influencia del $\overline{H_0}$ externo sobre los espines

Al aplicar un campo magnético externo a los núcleos estos modifican sus momentos magnéticos nucleares μ_{en} a determinados ángulos a través del tiempo, produciendo cambios en el momento angular o rotacional.

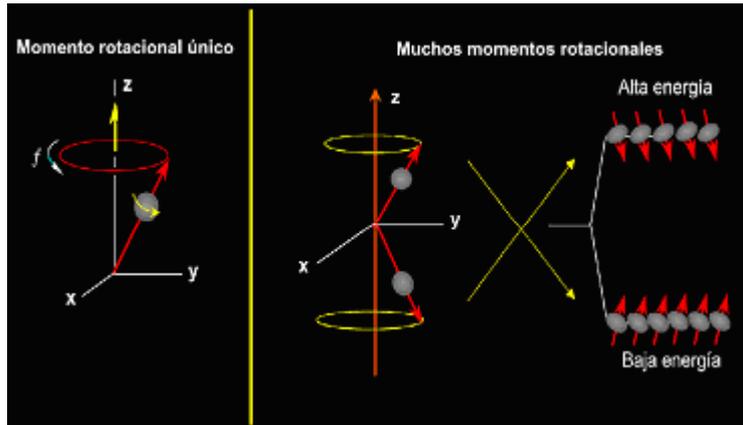


Figura 3. Estado energético del núcleo

Como se indica en la *figura 3*, el estado energético de un protón en particular depende de la orientación de su eje de precesión con respecto a la dirección del campo magnético. Cuando el eje precesional es paralelo al campo magnético externo $\overline{H_0}$, el protón está en el estado de baja energía. Caso contrario ocurre cuando el eje precesional está en posición antiparalela a $\overline{H_0}$, el protón está en el estado de alta energía. A la dirección de $\overline{H_0}$ se le designa como la dirección longitudinal.

A continuación presentamos la *figura 4* que ilustra el comportamiento final de los espines cuando se polarizan debido al campo magnético externo $\overline{H_0}$, posteriormente se comienza un movimiento de precesión alrededor del campo magnético.

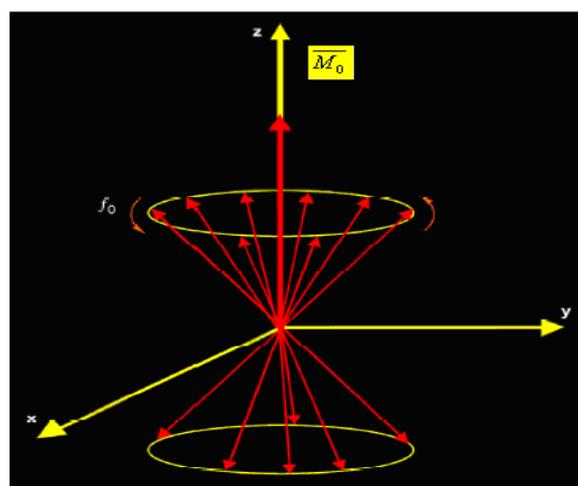


Figura 4. Polarización de los espines nucleares

Por lo tanto los protones precesan alrededor de $\overline{H_0}$, como se ilustra en la *figura 4*, suponiendo que hay mayor superposición de momentos rotacionales haciendo rotación paralelos a $\overline{H_0}$ que antiparalelos; y por ende la diferencia entre el número de protones alineados paralela y antiparalelamente al campo $\overline{H_0}$ conforman la magnetización total $\overline{M_0}$ que provee la señal medida por los dispositivos de RMN y Resonancia Magnética de Imágenes MRI por sus siglas en ingles.

Coates, G y otros (1999) dicen que cuando un gran número de protones giratorios están haciendo precesión alrededor de $\overline{H_0}$, como se ilustra en la *figura 4*, hay más momentos rotacionales haciendo precesión paralelos a $\overline{H_0}$ que antiparalelos. La diferencia entre el número de protones alineados paralela y antiparalelamente al campo $\overline{H_0}$ forma la magnetización total $\overline{M_0}$ que provee la señal medida por los dispositivos de RMN y MRI.

La magnetización microscópica M_0 está definida como el momento magnético neto por unidad de volumen. Para el caso de N núcleos por unidad de volumen, el vector magnetización está dado por la ley de Curie de esta forma:

$$\overline{M_0} = N \frac{\gamma^2 h^2 I(I+1)}{3(4\pi^2)kT} \overline{H_0} \quad (1)$$

Siendo:

k = constante de Boltzman

T = temperatura absoluta de la muestra en (K)

h = constante de Planck

I = el número cuántico de momentos rotacionales del núcleo

$\overline{M_0}$ Es observable, según la *ecuación 1*, y es proporcional al número de protones, a la magnitud $\overline{H_0}$ del campo magnético aplicado, y a la inversa de la temperatura de la muestra.

Según se muestra en la *figura 5* los espines nucleares al alinearse en la misma dirección del campo magnético $\overline{H_0}$, se **polarizan**. Dicha polarización crece con una constante de tiempo llamada **tiempo de relajación T_1** o **tiempo de relajación espín-red**:

$$M_z(t) = M_0(1 - e^{-\frac{t}{T_1}}) \quad (2)$$

Siendo:

t = el tiempo durante el cual los protones están expuestos al campo $\overline{H_0}$.

$M_z(t)$ = la magnitud de la magnetización al tiempo t , cuando se toma la dirección de $\overline{H_0}$ a lo largo del eje z .

M_0 = La magnetización final y máxima en un campo magnético dado.

T_1 es el tiempo en el que la magnetización alcanza 63% de su valor final, y tres veces T_1 es el tiempo en el que se logra el 95% de la polarización. En la *figura 5* se ilustra una **curva de relajación T_1 o polarización**. Fluidos diferentes, tales como **agua, petróleo y gas**, tienen **tiempos de relajación T_1** diferentes.

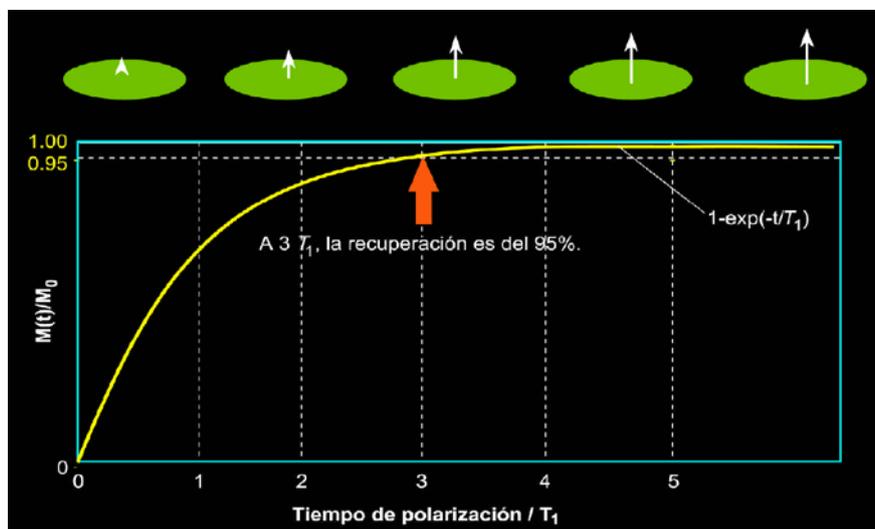


Figura 5. Magnetización de los protones

La *figura 5* muestra las curvas de relajación las cuales indican la **polarización T_1** debido a la alineación de los protones, o magnetización, en función del tiempo en el que una población de protones está expuesta a un campo magnético externo $\overline{H_0}$.

2.2.3 INCLINACIÓN DEL PULSO Y DECAIMIENTO DE LA SEÑAL

Coates, G y otros (1999) dicen que al inclinar la magnetización desde la dirección longitudinal hasta un plano transversal. Esta inclinación se logra aplicando un campo magnético oscilatorio \overline{H}_1 perpendicular a \overline{H}_0 . Para una inclinación eficaz, la frecuencia de \overline{H}_1 debe igualar la frecuencia de Larmor de los protones en relación a \overline{H}_0 . En la *figura 6*, se ilustra un campo magnético oscilatorio \overline{H}_1 influyendo sobre los protones.

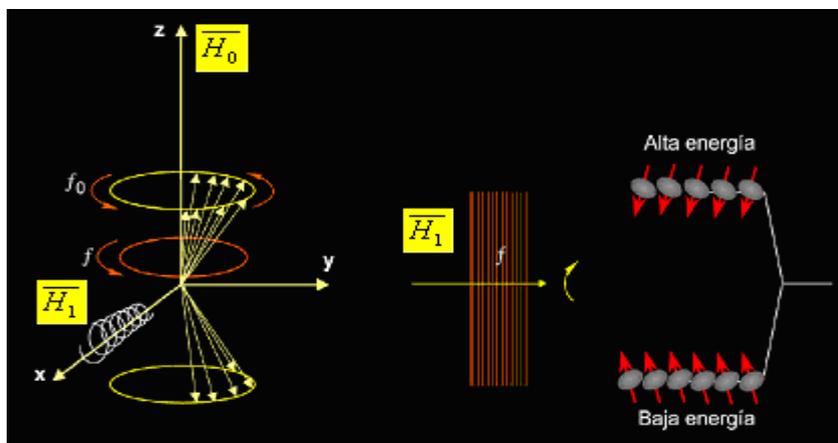


Figura 6. Resonancia magnética nuclear

La aplicación de \overline{H}_1 influye para que los protones precesen en fase entre sí. Este cambio en el estado energético y en la precesión en fase causada por \overline{H}_1 se llama **resonancia magnética nuclear**.

ALKORTA, I y otros dicen que la medición de la **resonancia magnética nuclear** se realiza utilizando un **espectrómetro** de RMN que básicamente consiste de un imán, un emisor de radiofrecuencia y un detector de radiofrecuencia. Como se muestra en la *figura 7*.

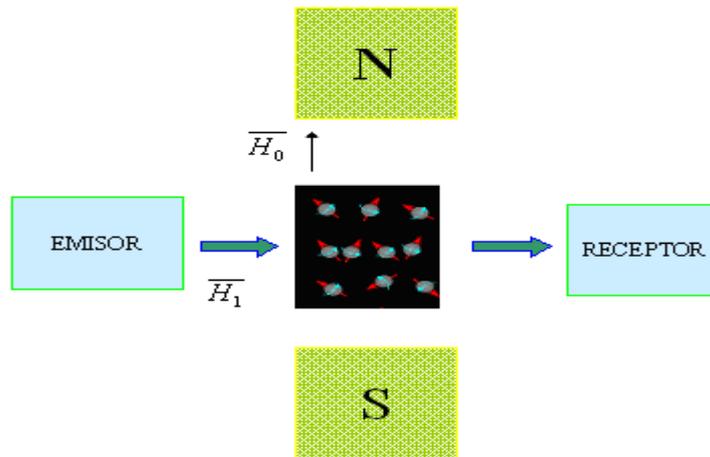


Figura 7. Espectrómetro de RMN.

Generalmente cuando se coloca el conjunto de protones **no nulos** de una muestra en presencia de un campo magnético estático \vec{H}_0 como se muestra en la *figura 7*, aparecen $2I+1$ subniveles energéticos separados por $\mu H_0 / I$.

De esta manera el imán crea una serie $2I+1$, de **subniveles energéticos**, por lo cual el emisor de radiofrecuencia le suministra al núcleo la energía necesaria para provocar una **transición entre dos de esos subniveles** (lo que se llama inversión del espín nuclear ya que corresponde pasar de una orientación a otra).

Las transiciones, solo se darán para aquellos espines nucleares que son capaces de absorber energía, aquellos que satisfacen la **relación de Bohr**.

$$\Delta E = h\nu \quad (3)$$

Donde $\Delta E = \frac{\mu H_0}{I}$ (4) (Energía entre dos subniveles vecinos)

Al igualar las expresiones (3) y (4) obtenemos lo siguiente: $\Delta E_{23} = \Delta E_{24}$

$$\frac{\mu H_0}{I} = h\nu \quad \text{Al despejar } \nu \text{ tenemos: } \nu = \frac{\mu H_0}{hI} \quad (5)$$

De donde sabemos que la constante giromagnética γ es la siguiente expresión:

$$\gamma = \frac{2\pi\mu}{Ih} \quad (6)$$

Despejamos **I** (relación de Lamor) de la expresión (6) y la sustituimos en la expresión (5), obtenemos:

$$\nu = \frac{\gamma H_0}{2\pi} \quad (7)$$

Despajamos, para obtener: $2\pi\nu = \gamma H_0$

Finalmente tenemos: $\omega_0 = \gamma H_0 \quad (7)^*$

La expresión (7) es muy importante, porque relaciona la frecuencia del emisor ν_1 con la frecuencia de cada núcleo de interés ν_n , obteniendo de esta forma **la condición de resonancia**, debido a la igualación de ambas frecuencias ν_1 y ν_n .

Coates, G y otros (1999) dicen que cuando el campo $\overline{H_1}$ se apaga, la población de protones comienza a desfasarse, o a perder coherencia de fase, es decir que los movimientos de los protones ya no estarán en fase entre sí. Por lo tanto, a medida que el desfasaje progresa, la magnetización neta disminuye. En esta situación, una **bobina receptora que mide la magnetización** en la dirección transversal detectará una señal en decaimiento, como el de la *figura 8*.

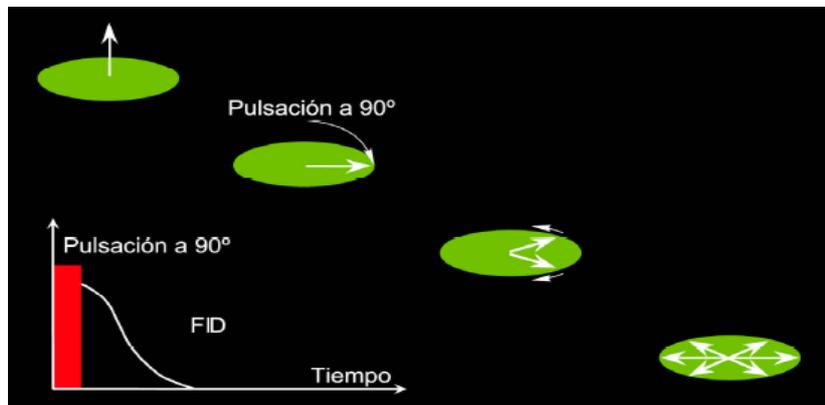


Figura 8. Señal de decaimiento de inducción libre (FID)

En la *figura 8* se observa un decaimiento usualmente exponencial y se llama **decaimiento de inducción libre**. El FID es causado por variaciones en el campo magnético producto del gradiente de dicho campo y a ciertos procesos moleculares que ocurren en el material que se está midiendo.

2.2.4 DETECCIÓN DE ECOS DE MOMENTOS ROTACIONALES

Según Coates, G y otros (1999) los vectores de **magnetización** de los protones en los planos transversales se desfasan por la heterogeneidad del campo magnético estático \overline{H}_0 el cual es reversible, estos vectores pueden volverse a poner en fase cuando son sometidos bajo un pulso \overline{H}_1 a 180° . Si un vector de magnetización transversal tiene un ángulo de fase α , entonces la aplicación de un pulso de 180° cambiará el ángulo de fase α . Por lo cual, el orden de fase de los protones de magnetización transversal se revierte, de modo que los vectores más rápidos alcanzan a los vectores más lentos, se produce un refasaje, y se genera una señal que es detectable en el receptor de radiofrecuencia. Esta señal se llama **eco de momentos rotaciones**, debido a que los vectores de la magnetización transversal volvieron a su posición inicial, donde son detectados por el receptor de radiofrecuencia. Si transcurre el tiempo τ entre la aplicación de un pulso \overline{H}_1 a 90° y un pulso de \overline{H}_1 a 180° , entonces el mismo tiempo τ va a transcurrir entre la aplicación del pulso \overline{H}_1 a 180° y el pico del eco de momentos rotacionales. Es decir, el tiempo de refasaje es igual al tiempo de desfasaje, y el pico de ecos de momentos rotacionales ocurre a 2τ , que se define como TE . En la figura 9 se muestra la generación de ecos de momentos rotacionales.

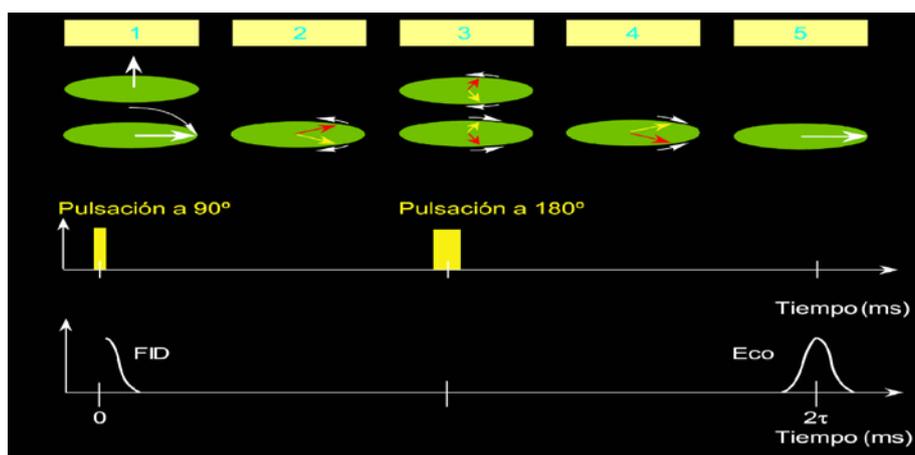


Figura 9. Ecos de momentos rotacionales

Aunque un eco de momentos rotacionales decae muy rápido, se pueden aplicar pulsaciones a 180° repetidamente para refasar los componentes de magnetización y

generar una serie de ecos de momentos rotacionales. Se registra un tren de ecos de momentos rotacionales. Un eco de momentos rotacionales se forma a mitad del camino entre cada par de pulsaciones a 180° . El espaciamiento entre ecos (TE) es el tiempo entre los picos de ecos, el cual comienza desde que se produce la magnetización hasta que se desmagnetizan los vectores de los protones. El número de pulsaciones en el tren de pulsaciones es NE . La secuencia completa de pulsaciones, una pulsación a 90° seguida por una larga serie de pulsaciones a 180° se llama una **secuencia de CPMG**, sigla que proviene de las iniciales de los apellidos de sus inventores, Carr, Purcell, Meiboom, y Gill. En la *figura 10* se muestra la secuencia de pulsos de CPMG.

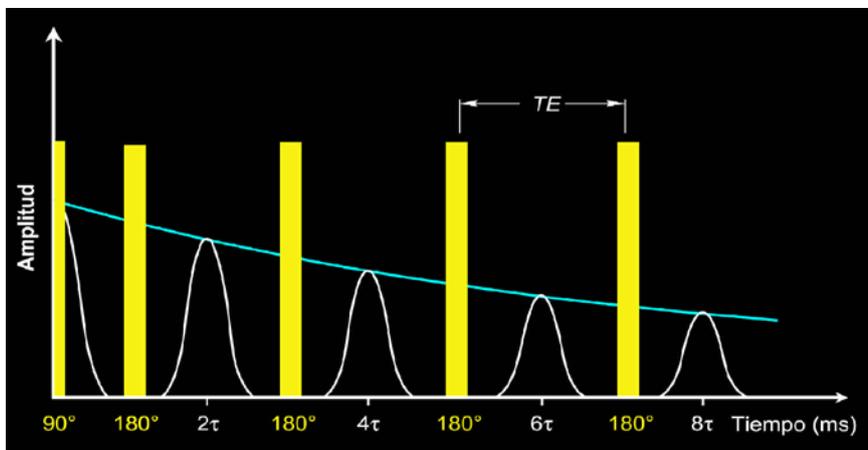


Figura 10. Secuencia de pulsos CPMG

En la medida en que la difusión se pueda ignorar, la secuencia de pulsaciones de **CPMG** anula el desfase causado por la heterogeneidad del campo $\overline{H_0}$; sin embargo, el desfase que resulta como consecuencia de las interacciones moleculares y difusión es irreversible. Una vez que ocurre este desfase irreversible, los protones no se pueden reenfoque completamente, y el tren de ecos de momentos rotacionales decae. Como se muestra en la *figura 11*.

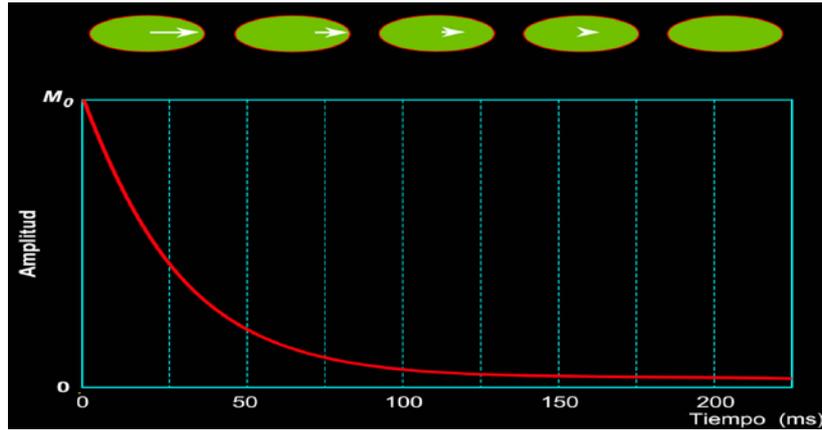


Figura 11. Decaimiento de las amplitudes de los ecos rotacionales

La constante de tiempo de decaimiento de magnetización transversal se llama **tiempo de relajación transversal** es decir **tiempo de relajación T_2** o **tiempo de relajación espín-espín**. La amplitud del tren de ecos de momentos rotacionales en el tiempo t , que es la amplitud de la magnetización transversal $M_x(t)$, está dada por

$$M_x(t) = M_{ox} e^{-\frac{t}{T_2}} \quad (8)$$

Siendo M_{ox} la magnitud de la magnetización transversal en $t = 0$ (el tiempo en el que baja el pulso a 90°). El tiempo de decaimiento de la formación contiene la mayor parte de la información petrofísica que se puede obtener de un perfilaje RMN y por lo tanto es el primer objetivo de las mediciones del perfilaje RMN. En el cual los datos **sin procesar** obtenidos por el perfilaje RMN son los trenes de ecos de momentos rotacionales.

2.2.5 SINCRONIZACIÓN DEL TIEMPO DE LAS MEDICIONES RMN

Para Coates, G y otros (1999) durante una secuencia de CPMG, el pulso a 90° reorienta la polarización de modo que no exista ninguna polarización longitudinal de los protones, y los pulsos a 180° eliminan la acumulación de la polarización longitudinal. Entonces, al final de la secuencia de CPMG los protones se ubican al azar. Para comenzar la siguiente secuencia de CPMG, los protones se deben polarizar otra vez. Por lo cual, es necesario un tiempo de espera (TW) entre el final de una secuencia de CPMG y el comienzo de la siguiente, durante el cual tiene lugar la repolarización.

El diagrama de sincronización de tiempos para mediciones RMN se muestra en la *figura 12*. La parte superior de la figura describe dos secuencias de CPMG, cada una de las cuales consiste en un pulso $\overline{H_1}$ a 90° , seguida por una serie de pulsaciones a 180° . La parte inferior representa eventos de polarización (curvas de relajación T_1), e ilustra los trenes de ecos de momentos rotacionales (curvas de relajación 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.

Para determinar la magnitud de $\overline{M_0}$, se estima la amplitud del tren de ecos de momentos rotacionales para $t = 0$, a partir de las mediciones de trenes de ecos de momentos rotacionales.

Para evitar medir erróneamente $\overline{M_0}$, se requiere polarizar total o casi total (95%). Para lograr un 95% de polarización, TW debe ser igual a tres veces T_1 .

A medida que disminuye TE , los ecos de momentos rotacionales serán generados y detectados más tempranamente y más rápidamente, y la relación señal - ruido efectiva se incrementa debido a la mayor densidad de datos. A medida que aumenta NE , se generarán y detectarán ecos de momentos rotacionales por más tiempo, pero se requiere más intensidad de $\overline{H_1}$.

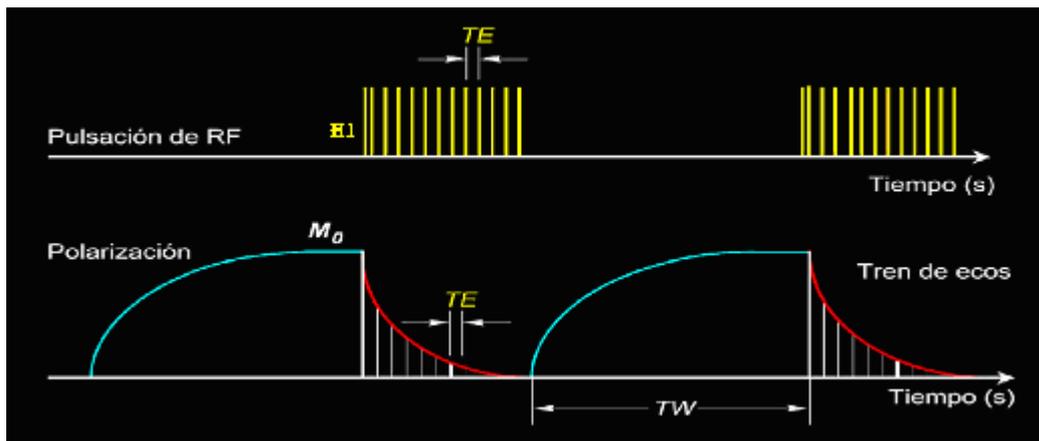


Figura 12. Sincronización de ecos de RMN

2.2.6 VISCOSIDAD Y TEMPERATURA

Definición de viscosidad

POTTER, M y otros. (1998) definen la viscosidad como la propiedad de los fluidos para ofrecer resistencia al esfuerzo tangencial o cortante, o que es lo mismo resistencia a la deformación.

Un fluido que no tiene viscosidad se le llama **fluido ideal**. En realidad todos los fluidos conocidos tienen viscosidad. La viscosidad sólo se manifiesta en líquidos en movimiento. El pequeño rozamiento interno existente entre capas adyacentes es la viscosidad.

Massey, B (2011) hace mención que para disminuir la viscosidad, es necesario ejercer una fuerza para obligar a las capas de los fluidos a deslizarse sobre las otras.

A continuación tenemos la *figura 13*:

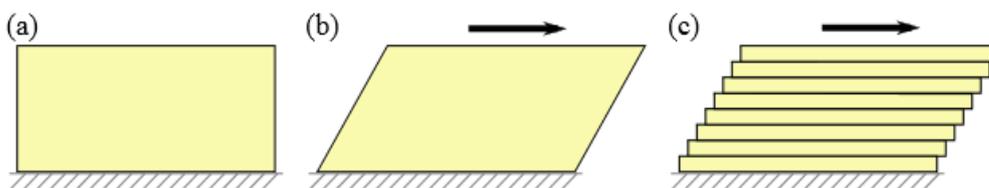


Figura 13. Deformación de un sólido por la aplicación de un esfuerzo tangencial.

Como se muestra en la *figura 13* en el caso (a), el material sólido opone una resistencia a la fuerza aplicada, pero se deforma como se muestra en el caso (b); el resultado de la deformación es el desplazamiento relativo de unas capas respecto de las adyacentes como se muestra en (c).

La viscosidad depende de la **temperatura**. En los fluidos la viscosidad disminuye al aumentar la **temperatura**.

La viscosidad de un fluido puede **medirse** por un parámetro dependiente de la **temperatura** llamado coeficiente de viscosidad o simplemente **viscosidad**.

El coeficiente de viscosidad dinámico, es designado por la letra grieta eta η .

En unidades del SI: $[\eta] = [\text{Pa}\cdot\text{s}] = [\text{kg}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{s}^{-1}]$

En unidades cgs: $1 \text{ poise} = 1 [\text{P}] = 10^{-1} [\text{Pa}\cdot\text{s}] = [10^{-1} \text{ kg}\cdot\text{s}^{-1}\cdot\text{m}^{-1}]$

Variación de la temperatura de los crudos de diferente viscosidad y grado API.

Specht, M. (2011) realizó un diagrama esquemático referente a las distintas viscosidades y grados API de los crudos. En el mismo también se puede relacionar la variación de la viscosidad en función de la temperatura.

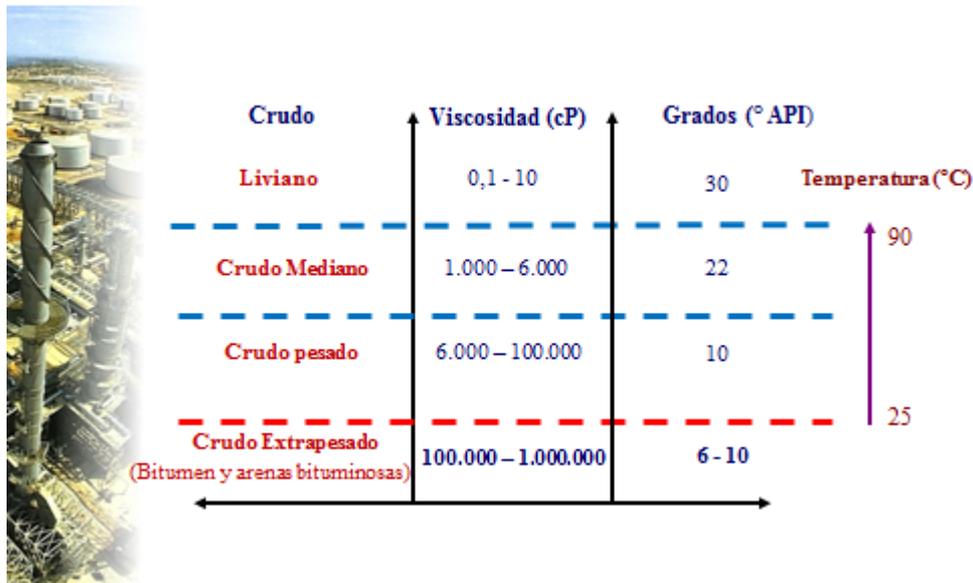


Figura 14. Crudos a diferente viscosidad y grados API

Para la realización del estudio de producción y transporte de crudos se tiene en la *figura 14*, un intervalo de temperaturas entre 25 y 90 °C. Debido al rango de temperaturas para el estudio del transporte de crudos entre 25 y 60 °C; mientras que el estudio de yacimiento se realiza para un rango entre 40 y 90 °C respectivamente.

Al variar las temperaturas en los rangos mencionados anteriormente, se busca disminuir la viscosidad de los crudos livianos, medianos, pesados y extrapesados. Dichos intervalos de temperatura serán considerados para realizar las pruebas experimentales.

2.2.7 MECANISMOS DE RELAJACIÓN RMN PARA FLUIDOS DE HIDROCARBUROS

Coates, G y otros (1999) dicen que la **relajación longitudinal** T_1 y **transversal** T_2 es ocasionada por interacciones magnéticas entre protones. La relajación T_1 ocurre cuando un sistema de protones precesan y transfiere energía a sus alrededores. El protón donante se relaja a su estado de baja energía, en el cual el protón hace precesión a lo largo de la dirección de $\overline{H_0}$. La misma transferencia también contribuye a la relajación y desfase de T_2 sin involucrar una transferencia de energía de sus alrededores, es decir interacción **Espín - Espín**.

En los fluidos contenidos en los poros de las rocas se presentan dos mecanismos de relajación independientes:

Proceso del fluido en bruto, que afecta la relajación tanto de T_1 como de T_2 .

Proceso de relajación por superficie, que afecta la relajación tanto de T_1 como de T_2 .

Es importante destacar que la **difusión** atenúa la **magnetización transversal** T_2 pero no es relajación.

Las siguientes expresiones definen lo dicho anteriormente:

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2bulk}} + \frac{1}{T_{2superficie}} \quad (9)$$

$$\frac{1}{T_1} = \frac{1}{T_{1bulk}} + \frac{1}{T_{1superficie}} \quad (10)$$

Siendo:

T_2 = Tiempo de relajación transversal del fluido poral según la medición realizada por una secuencia CPMG.

T_1 = Tiempo de relajación longitudinal medido del fluido poral.

$T_{1,2bulk}$ = Tiempo de relajación $T_{1,2}$ del fluido donde se **desprecian las condiciones de borde de la muestra.**

$T_{1,2superficie}$ = Tiempo de relajación $T_{1,2}$ del fluido poral del **relajamiento por superficie.**

Dependiendo del tipo de fluido que exista en los poros de la muestra (**agua, petróleo, o gas**), el tamaño poral, la relajación por superficie, y la mojabilidad de la superficie de la roca, los mecanismos de relajación serán diferentes. Por ejemplo una roca mojable con agua tenemos:

Para **salmuera**, T_2 está dominada por $T_{2superficie}$.

Para **petróleo pesado**, T_2 tiene a T_{2bulk} como su principal contribuyente.

Para **petróleo de viscosidad mediana y liviano**, T_2 es una combinación de T_{2bulk} .

Relajación en bruto.

La relajación en bruto es la propiedad de relajación intrínseca de un fluido. Está controlado por las propiedades físicas del fluido, tales como **viscosidad y composición química**. Otras condiciones ambientales, tales como **temperatura y presión**, afectan la relajación bruta de un fluido.

Medición: Se coloca el fluido en un recipiente grande para eliminar la **relajación por superficie**. Luego se somete el fluido a un campo magnético homogéneo y a una secuencia de pulsación CPMG (secuencia de pulsos de momentos rotacionales).

Los tiempos de relajación (en segundos) de los siguientes fluidos son:

Petróleo inerte

$$T_{1B} \cong 0,00713 \left[\frac{T_k}{\eta} \right] \quad (11)$$

$$T_{2B} \cong T_{1B} \quad (12)$$

Gas

$$T_{1B} \cong 2,5 \times 10^4 \left[\frac{\rho_g}{T_k^{1,17}} \right] \quad (13)$$

$$T_{2B} \cong T_{1B} \quad (14)$$

Agua

$$T_{1B} \cong 3 \left[\frac{T_k}{298 \eta} \right] \quad (15)$$

$$T_{2B} \cong T_{1B} \quad (16)$$

De donde:

T_k = Temperatura (K)

η = Viscosidad (cP)

ρ_g = Densidad del gas (gm/cm^3)

$$T_{1bulk} = T_{1B}$$

$$T_{2bulk} = T_{2B}$$

De donde: 1 P = 100 cP = 1 g/cm.s

Relajación por superficie.

La relajación por superficie tiene lugar en la interfase **fluido – sólido**, es decir, en **la superficie del grano de las rocas.**

Los tiempos de relajación (en segundos) de los siguientes fluidos son:

$$\frac{1}{T_{2\text{superficie}}} = \rho_2 \left(\frac{S}{V} \right)_{\text{poro}} \quad (17)$$

$$\frac{1}{T_{1\text{superficie}}} = \rho_1 \left(\frac{S}{V} \right)_{\text{poro}} \quad (18)$$

De donde:

ρ_2 = Poder de relajación de T_2 de las superficies de los granos.

ρ_1 = Poder de relajación T_1 de las superficies de los granos.

$\left(\frac{S}{V}\right)_{\text{poro}}$ = Relación entre la superficie del poro y el volumen del fluido.

Los fluidos controlados por la **relajación por superficie** muestran tiempos T_2 que no son dependientes de la **temperatura y presión**.

Influencia de la difusión

El **gas, el petróleo liviano, el agua y algunos petróleos de mediana viscosidad** presentan atenuación de la relajación transversal, cuando están en presencia del campo magnético de gradiente y están sometidos a una secuencia CPMG con tiempos entre ecos grandes. Cuando existe un gradiente considerable en el campo magnético estático, la difusión molecular provoca desfasaje adicional y, por lo tanto, incrementa el índice de relajación de T_2 ($1/T_2$). Este desfasaje se produce porque la molécula se mueve a una región en la que la intensidad del campo magnético es diferente, y en la que entonces el índice de precesión es diferente. **La difusión no tiene influencia sobre el índice de relajación de T_1 ($1/T_1$).**

La influencia de en la relajación T_2 debido a la atenuación del campo está dado por:

$$\text{Termino de atenuación} = \frac{D(\gamma G T E)}{12} \quad (19)$$

Siendo:

D = Coeficiente de difusión molecular

γ = Relación giromagnética de un protón.

G = Gradiente de campo magnético (Gauss/cm)

TE = Tiempo entre ECOS para una secuencia CPMG

El **coeficiente de difusión depende** de las propiedades físicas tales como la **viscosidad** y la **composición molecular**; así como de las condiciones ambientales de **temperatura y presión**.

Los coeficientes de difusión del gas, petróleo, y agua están dados por:

Petróleo inerte

$$D_0 \cong 1.3 \left(\frac{T_K}{298\eta} \right) \times 10^{-5} \text{ cm}^2 / \text{s} \quad (20)$$

Gas

$$D_g \cong 8.5 \times 10^{-2} \left(\frac{T_K^{0.9}}{\rho_g} \right) \times 10^{-5} \text{ cm}^2 / \text{s} \quad (21)$$

Agua

$$D_w \cong 1.2 \left(\frac{T_K}{298\eta} \right) \times 10^{-5} \text{ cm}^2 / \text{s} \quad (22)$$

Los coeficientes de difusión para **gas, petróleo y agua aumentan con la temperatura (la viscosidad η disminuye con la temperatura)**. El coeficiente de difusión para el gas disminuye con un aumento de la presión porque la densidad del gas aumenta con la presión.

El coeficiente de difusión de los petróleos varía considerablemente porque diferentes crudos muestran un amplio rango de composiciones moleculares, lo cual genera un amplio rango de viscosidades.

El movimiento molecular en fluidos mojables con frecuencia tiene restricciones por la interfase entre granos de rocas y fluidos y/o por la tensión interfacial entre fluidos.

Debido a esta restricción, el **coeficiente de difusión para un fluido en una roca** difiere del **coeficiente de difusión del fluido en bruto** a la misma **presión y temperatura**.

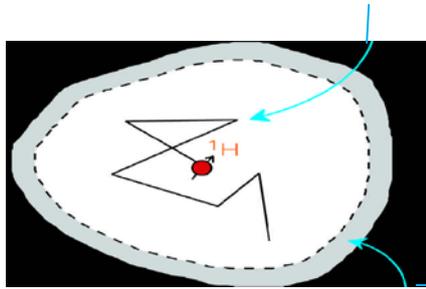
Los efectos de la difusión no se consideran para los espaciamientos cortos entre ecos para la mayoría de los fluidos, con la excepción de los gases de hidrocarburos, que muestran características considerables de difusión aún a espaciamientos pequeños entre ecos. De los cuales, se pueden aumentar o reducir al mínimo seleccionando el espaciamiento entre ecos de los efectos de difusión.

Al reunir los coeficientes en bruto, de superficie y la atenuación por difusión tenemos los siguientes tiempos de relajación:

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{bruto}} + \rho_2 \left(\frac{S}{V} \right)_{poro} \quad (23)$$

$$\frac{1}{T_1} = \frac{1}{T_{1superficie}} + \rho_1 \left(\frac{S}{V} \right)_{poro} \quad (24)$$

Los fluidos libres dentro de un poro tienen índices de relajación más bajos.



El fluido en contacto con la superficie tiene un índice de relajación rápido.

Figura 15. Mecanismos de relajación de fluidos porales

2.2.8 PROPIEDADES RMN DE LOS HIDROCARBUROS

Según Coates, G y otros (1999) las **propiedades RMN**, tales como T_1 y T_2 , del **petróleo, gas y agua** en condiciones de yacimiento en una roca humectada con agua, se pueden calcular en base a las ecuaciones:

Petróleo inerte

$$T_1 = 0,00713 \frac{T_k}{\eta} \quad (25)$$

$$T_2^{-1} = \left(0,00713 \frac{T_k}{\eta} \right)^{-1} + 2,5 \times 10^{-5} \frac{T_k}{298\eta} \frac{(\gamma G TE)^2}{12} \quad (26)$$

Gas

$$T_1 = 2,5 \times 10^4 \left[\frac{\rho_g}{T_k^{1,17}} \right] \quad (27)$$

$$T_2^{-1} = \left[2,5 \times 10^4 \left(\frac{\rho_g}{T_k^{1,17}} \right) \right]^{-1} + 8,5 \times 10^{-7} \left(\frac{T_k^{0,9}}{\rho_g} \right) \frac{(\gamma G TE)^2}{12} \quad (28)$$

Agua

$$T_1 = 3 \left(\frac{T_k}{298\eta} \right)^{-1} + 1,2 \left(\frac{T_k}{298\eta} \right) \times 10^{-5} \frac{(\gamma G TE)^2}{12} \quad (29)$$

$$T_2^{-2} = 3 \left(\frac{T_k}{298\eta} \right)^{-1} + 1,2 \left(\frac{T_k}{298\eta} \right) \times 10^{-5} \frac{(\gamma G TE)^2}{12} \quad (30)$$

Las ecuaciones desde la (25) hasta la (30) suponen que para T_1 , la relajación viene determinado por la relajación del fluido en bruto mientras que para T_2 viene dado por un término de relajación en bruto más un relajación por difusión. En ausencia de difusión, T_1 y T_2 se consideran iguales. Se destaca que **las condiciones de mojabilidad con agua** implican que la capa de agua recubre los granos de la roca y eso evita el contacto entre el grano de roca y cualquier fluido de hidrocarburos, por ende no hay

factor de relajación por superficie. La falta de relajación por superficie para crudos en rocas mojables con agua está confirmada por numerosos experimentos de laboratorio y campo.

El T_2 del **petróleo crudo** es más una **distribución de valores** que un solo valor y **depende** de la **viscosidad**. A medida que la **viscosidad aumenta**, los **protones de hidrógeno se vuelven menos móviles** y así se relajan más rápidamente. Por lo tanto, aumentos en la viscosidad acortan la media geométrica de T_2 . Aceites más viscosos también tienen usualmente distribuciones T_2 más amplias. **Aceites más viscosos** se componen a menudo de una variedad más amplia de hidrocarburos.

El **gas natural** seco se compone mayormente de metano CH_4 , así como de otros crudos livianos y de otras de sustancias que no son hidrocarburos.

A continuación en la *tabla 1*, tenemos un ejemplo de **las propiedades RMN de los fluidos en bruto**, tales como **salmuera, petróleo, y gas**, en condiciones de yacimiento.

Tabla 1. Propiedades RMN de los fluidos en yacimiento

FLUIDO	T_1 (ms)	T_2 (ms)	η (cP)
Agua	1 – 500	1 – 500	0.2 – 0.8
Petróleo	3000 - 4000	300 – 1000	0.2 – 1000
Gas	4000 - 5000	30 – 60	0.011 - 0.014

Por lo tanto se puede observar que los tiempos de relajación T_1 y T_2 , tienen las siguientes condiciones:

- Para **protones en sólidos**, T_2 es mucho menor que T_1 .
- Para **protones en fluidos de yacimiento**:

- Cuando el fluido está en un campo magnético estático homogéneo, T_2 es aproximadamente igual a T_1 .

- Cuando el fluido está en un campo magnético de gradiente y se utiliza un proceso de mediciones con CPMG, T_2 es menor que T_1 . La diferencia está controlada en gran parte por el gradiente de campo, el espaciamiento entre ecos, y la difusividad del fluido.

• Cuando un fluido mojable ocupa un medio poroso, tal como el de una roca, tanto T_2 como T_1 decrecen dramáticamente, y los mecanismos de relajación son diferentes a los de los protones tanto en sólidos como en fluidos.

CAPITULO III

MARCO METODOLOGICO

A continuación se presenta un diagrama esquemático de la metodología que se utilizó en este trabajo:

ESQUEMA I

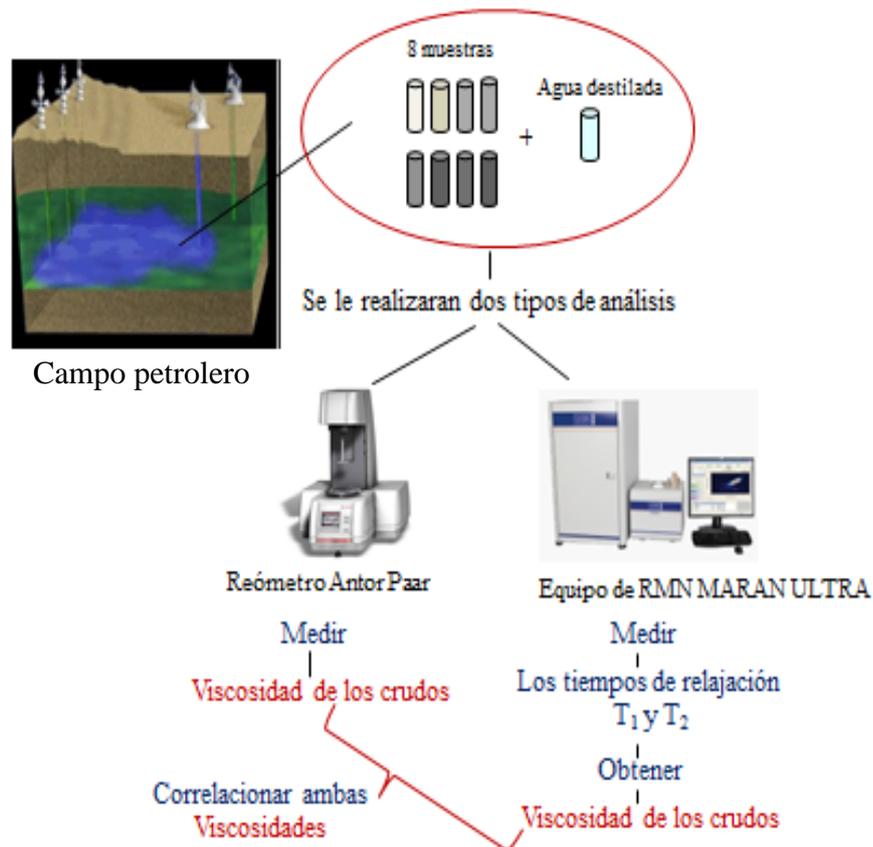


Figura 16. Esquema de trabajo a ejecutar

El diagrama de la *figura 16* nos indica que se tomaran ocho muestras de crudos, dichas muestras serán analizadas por dos métodos, primero haciendo uso del Reómetro Antor Paar y posteriormente haciendo uso del espectrómetro MARAN ULTRA de Resonancia Magnética Nuclear de 2 MHz de frecuencia.

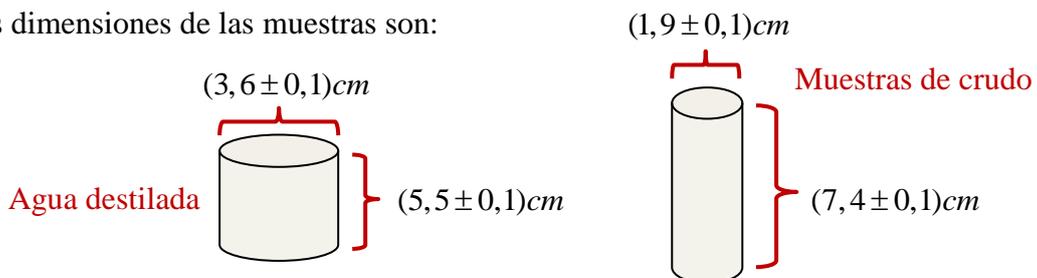
3.1 TIPO DE MUESTRAS

Para realizar los experimentos, se utilizaron distintas muestras de petróleo, entre ellas tenemos: una muestra de crudo liviano (La Victoria) de 31° API, una muestra de crudo liviano mejorado (JZ) de 32° API, una muestra de crudo mediano (Lagotreco) de 23° API, una muestra de crudo pesado (Merrey) de 16° API, dos muestras de crudo extrapesado mejorado (JZ y CZ) ambas de 8° API, dos muestras de crudo extrapesado Cabrutica y Petromonagas y por último agua destilada.



Figura 17. Muestras de crudos y agua destilada

Las dimensiones de las muestras son:



3.2 EQUIPOS A UTILIZAR

3.2.1 Equipo convencional para medir viscosidad

Se utilizó para realizar las mediciones de viscosidad en función de la temperatura, un **Reómetro de alta precisión marca Anton Paar, modelo Physica MCR 301** de configuración de cilindros concéntricos, como se muestra en la *figura 18*. Este equipo trabaja con un sistema Standard RHEOPLUS / 32 V3.40, para las muestras La Victoria de 31°, Lagotreco de 23°, Merrey de 16°, JZ de 8° API, CZ de 8° API, JZ de 32° API, Cabrutica y Petromonagas se determinará la **viscosidad aparente** de las muestras realizando un barrido de temperatura, en el cual se mantuvo la temperatura uniforme para cada medida de cada muestra, a través de un baño térmico.

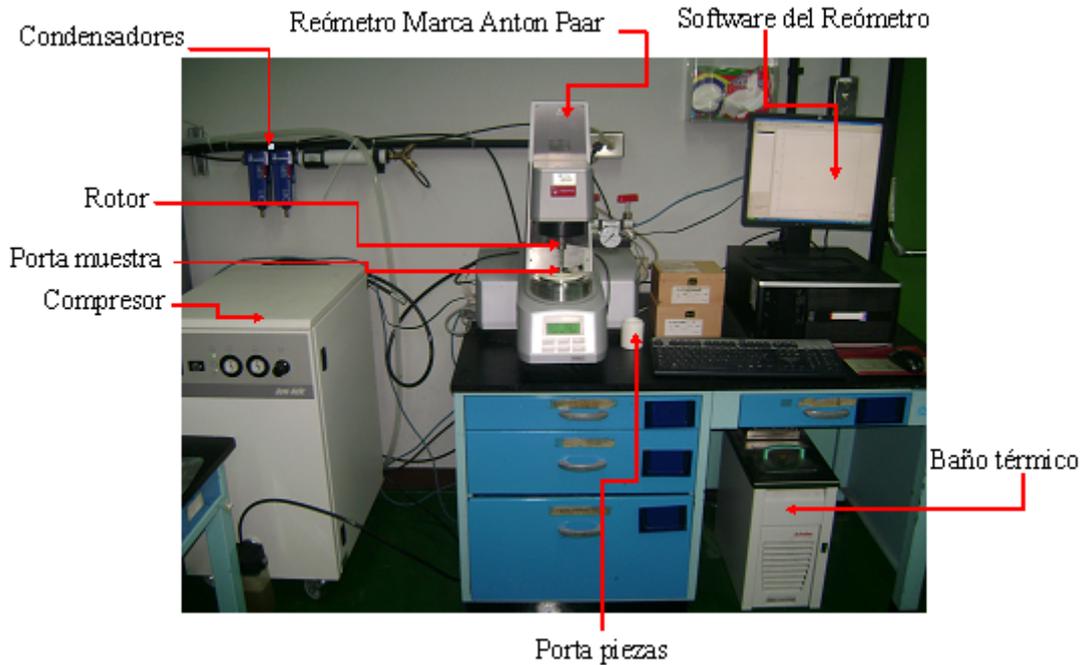


Figura 18. Reómetro marca Anton Paar.

Las mediciones realizadas por el reómetro marca Anton Paar, copiladas por el programa de este equipo fueron guardadas en Excel. Estos datos contienen toda la información de las muestras utilizadas. Para las primeras seis muestras se fijó una temperatura en específico, a partir de 25°C y luego se aumentó la temperatura de 5 en 5 hasta llegar a los 60°C; en cambio para la muestra de Cabrutica se le colocó una temperatura desde 40°C hasta los 85°C, mientras que para la muestra Petromonagas se

fijó una temperatura a partir de 45°C hasta los 90°C, ambas muestras en intervalos de 5 °C cada una respectivamente. Para cada temperatura de cada muestra estudiada se obtuvieron varias medidas, entre ellas tenemos, las variaciones de la velocidad de cizallamiento, esfuerzo cortante, aceleración y torque aplicado a las muestras.

A continuación tenemos un ejemplo de la data obtenida por el programa del equipo para la muestra JZ de 8° API para una temperatura de 25°C.

Tabla 2. Data experimental recopilada para la muestra JZ de 8° API para T = 25°C

Time Setting:		8 Meas. Pts.				
		Meas. Pt. Duration 1 ... 0.5 min lin				
Measuring Profile:		d(gamma)/dt = 1 ... 15 1/s log				
Shear Rate		T[-1] = 25 °C				
Temperature						
Meas. Pts.	Shear Rate [1/s]	Shear Stress [Pa]	Viscosity [cP]	Speed [1/min]	Torque [µNm]	Status []
1	1	161,8	161.800	0,7628	452,9	Dy_auto
2	1,472	235,5	159.900	1,123	659,4	Dy_auto
3	2,168	338,1	156.000	1,654	946,8	Dy_auto
4	3,192	486,2	152.300	2,435	1.361	Dy_auto
5	4,7	687,5	146.300	3,585	1.925	Dy_auto
6	6,919	965,9	139.600	5,278	2.705	Dy_auto
7	10,19	1.342	131.700	7,771	3.756	Dy_auto
8	15	1.858	123.800	11,44	5.201	Dy_auto

Luego a partir de los datos obtenidos de cada tabla se escoge la velocidad de corte cercano a 10 s^{-1} característica de los crudos ubicados en la formación. Por ejemplo en la *tabla 2*, tomamos la velocidad de corte de $10,19 \text{ s}^{-1}$.

RESULTADOS EXPERIMENTALES

3.2.1.1 Obtención de la viscosidad en función de la temperatura

Primero se debe determinar el tipo de fluidez de los crudos, para ello se determina la viscosidad dinámica o absoluta en las muestras, ya que dicha viscosidad puede relacionar el **esfuerzo de corte** con la **tasa o velocidad de corte**, estas variables determinan el comportamiento de fluidez de los crudos.

El reómetro posee un rotor el cual ejerce un **esfuerzo de corte** a las muestras, para una temperatura y presión dada, y posee una geometría que se adapta a la densidad API de cada crudo; dicho esfuerzo origina variaciones entre los desplazamientos de las capas que conforman los fluidos. La relación entre el **esfuerzo de corte** y la **velocidad de corte** conforman las **curvas de fluidez** que permiten calcular el valor de la **viscosidad promedio** de un crudo a una temperatura y tasa de corte determinada.

Mediante las medidas experimentales, que permiten describir la fluidez que presentan las muestras cuando son sometidas a esfuerzos tangenciales, se pueden calcular las curvas de viscosidad, tomando como referencia la viscosidad a una velocidad de corte cercana a los 10 s^{-1} para cada temperatura. Posteriormente se procede a graficar la viscosidad en función de la temperatura para cada muestra.

Ahora bien para el cálculo de las curvas de fluidez o curvas de viscosidad, es necesario diferenciarlas entre las **curvas de fluidos newtonianos** o **curvas de fluidos no newtonianos**. Un ejemplo de un fluido newtoniano es el agua, glicerina, diésel, etc. Este tipo de fluidos, el esfuerzo de corte o de cizalla es proporcional a su velocidad de corte. Caso contrario ocurre con los fluidos no newtonianos el cual el esfuerzo de corte no es proporcional a su velocidad de corte.

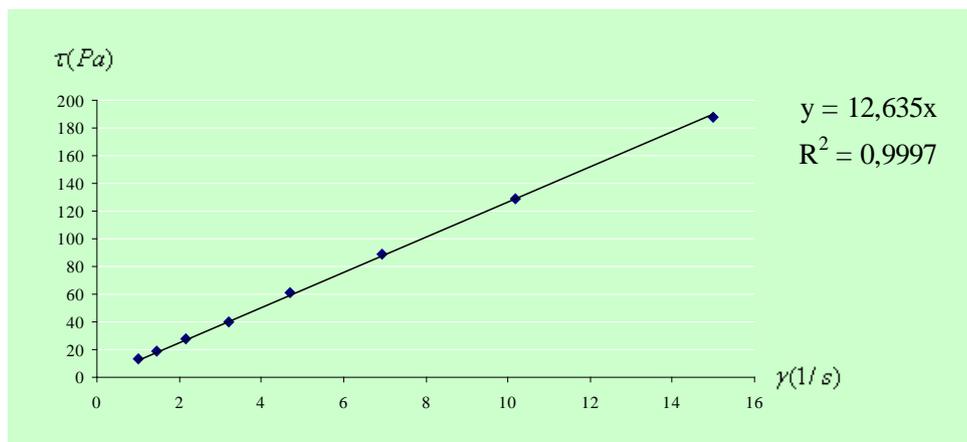
En cuanto al comportamiento que presentan los Fluidos Newtonianos son líneas rectas que pasan por el origen, a un ángulo determinado. Son descritas por una ecuación lineal igual a: $\tau = A \times \gamma$ (31)

De donde τ es el esfuerzo de corte, γ es la tasa o velocidad de corte y A es la pendiente de la curva.

Para hallar la viscosidad, se debe derivar la expresión (31), es decir el esfuerzo de corte τ en función del tiempo. Como se muestra a continuación: $\tau' = d\tau / dt = A$ (32).

Luego a la expresión (32), se le debe multiplicar por un valor constante de 1000, para obtener la viscosidad. Es decir $\eta = \tau' \times 1000 = 1000 \times A$, de donde η es la viscosidad en unidades de centipoise (cP). De donde $1 \text{ P} = 100 \text{ cP} = 1 \text{ g/cm.s}$

Tomemos como **ejemplo para fluidos newtonianos**, la muestra **JZ 8° API**, para una temperatura de 45°C, como se muestra en la *gráfica 1*.



Gráfica 1. Tasa de corte en función del esfuerzo de corte. (JZ 8°)

Como se observa en la gráfica, se generó una curva de fluidez cuya línea de tendencia lineal presenta un buen ajuste, cuya ecuación es la siguiente: $y = 12,635x$, al compararla con la expresión (32), vemos el caso análogo en donde $y = \tau$, $A = 12,635$ y $x = \gamma$.

Ahora bien si derivamos la ecuación $y = 12,635x$, se obtiene lo siguiente: $y' = 12,635$

Ahora procedemos a multiplicar la y' por 1000 y se obtiene lo siguiente:

$$\eta = 1000 \times y' = 1000 \times 12,635 = 12635 \text{ cP}.$$

Al comparar con la *tabla 3*, referente a las viscosidades de los crudos para distintas tasas o velocidades de corte, podemos verificar que la viscosidad $\eta = 12635 \text{ cP}$ está dentro de los rangos de viscosidad reportados en dicha *tabla 3*.

Tabla 3. Viscosidad para diferentes tasas de corte

$\gamma(1/s^{-1})$	$\eta(cP)$
1	13490
1,472	12600
2,168	12940
3,192	12550
4,699	12960
6,919	12810
10,19	12680
15	12540

En cambio, **las curvas para fluidos No Newtonianos** presentan una amplia variedad de relaciones entre la tasa de corte y el esfuerzo de corte.

Las gráficas obtenidas en Excel fueron de tipo polinomial de orden dos, y tienen la siguiente forma: $\tau = A.\gamma^2 + B.\gamma$ (33)

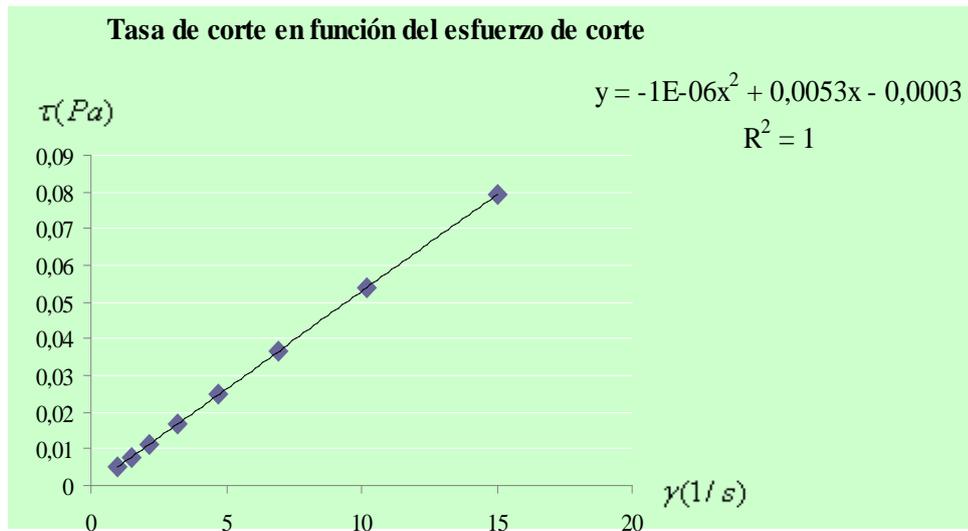
De donde A y B son valores cualesquiera generados por los datos de origen, τ es el esfuerzo de corte y γ es la tasa o velocidad de corte.

Ahora bien, para calcular la viscosidad, se derivó la expresión (33), el esfuerzo de corte τ en función del tiempo. Como se muestra a continuación:

$$\tau' = d\tau / dt = 2A.\gamma + B \quad (34)$$

Y como en el caso anterior, a la expresión (34), se le debe multiplicar por 1000, para obtener la viscosidad. Es decir $\eta = \tau' \times 1000 = 1000 \times (2A.\gamma + B)$, de donde se obtiene la **viscosidad**.

Tenemos el **ejemplo para fluidos no newtonianos**, la muestra **Victoria 31° API**, para una temperatura de 60°C, como se muestra en la *gráfica 2*.



Gráfica 2. Tasa de corte en función del esfuerzo de corte. (La Victoria)

En la *gráfica 2* se observa que se generó una curva de fluidez de forma polinómica con una línea de tendencia polinomial de orden dos, cuya ecuación es la siguiente: $y = -0,000001x^2 + 0,0053x - 0,0003$, que al compararla con la expresión (34), podemos realizar la siguiente analogía: $y = \tau$, $A = -0,000001$, $B = 0,0053$ y $x = \gamma$

Por lo tanto si derivamos la ecuación de la *gráfica 2* tenemos lo siguiente: $y' = 2 \times (-0,000001x) + 0,0053$. Al multiplicar y' por 1000 y sustituyendo la tasa de corte $\gamma = 10$, se obtiene la viscosidad $\eta = (-2 \times 0,000001 \times 10 + 0,0053) \times 1000 = 5,28cP$.

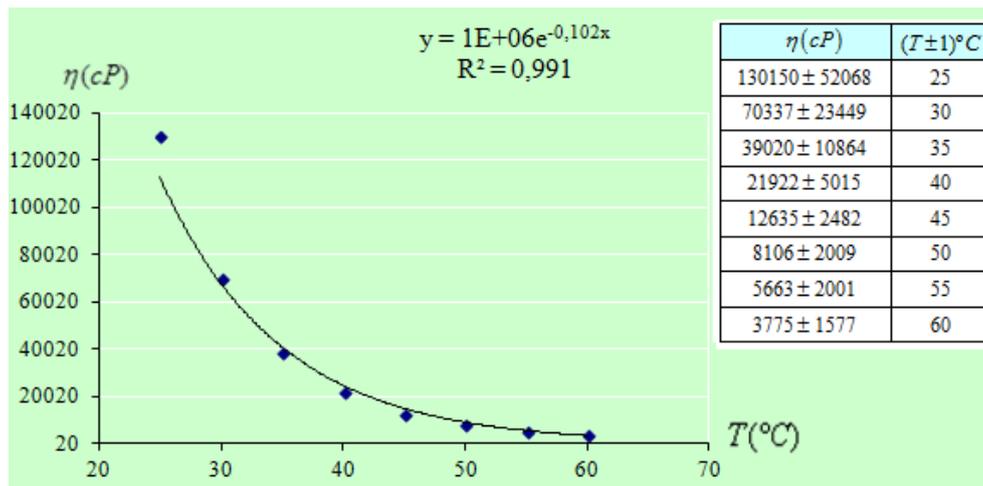
La viscosidad obtenida se encuentra, dentro de los rangos de viscosidad reportados por los datos generados por el programa del equipo. Según se observa en la *tabla 4*.

Tabla 4. Viscosidad para diferentes tasas de corte.

$\gamma(1/s^{-1})$	$\eta(cP)$
1	5,043
1,472	5,059
2,168	5,185
3,192	5,262
4,699	5,26
6,919	5,276
10,19	5,288
15	5,296

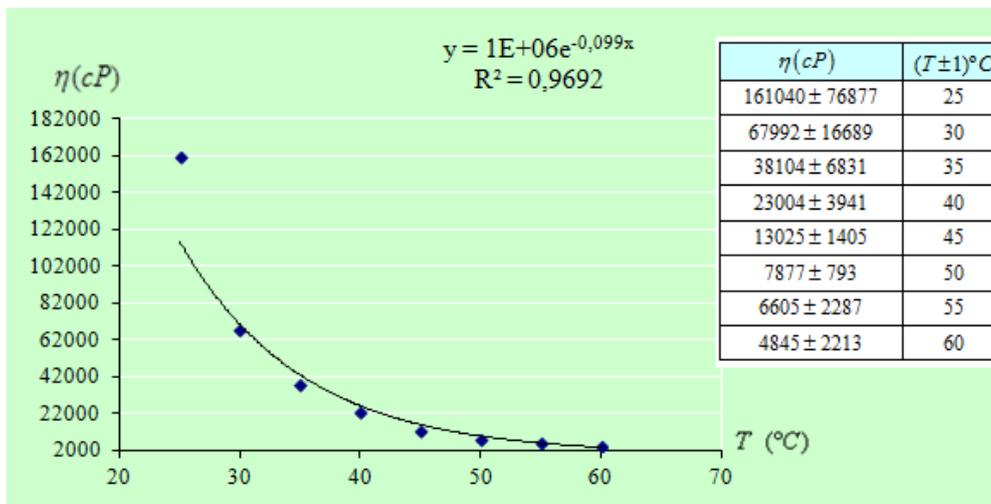
A continuación en las siguientes páginas tendremos las gráficas de los ocho crudos analizados, cuyo modelado se corresponde para los **fluidos no newtonianos**, característico de fluidos cuya viscosidad varía con la temperatura y el esfuerzo cortante.

Muestra JZ, 8° API (Crudo Extrapesado)



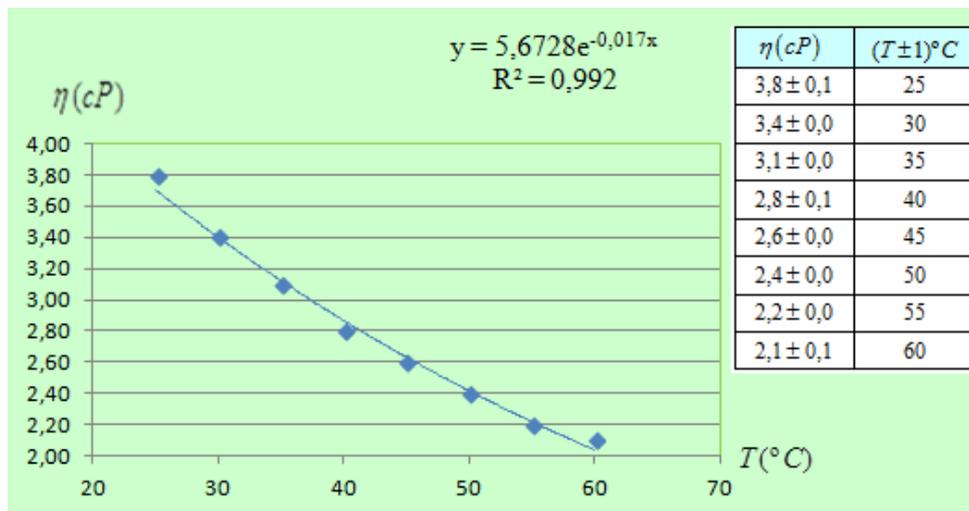
Gráfica 3. Viscosidad en función de la temperatura (JZ 8° API)

Muestra CZ, 8° API (Crudo Extrapesado)



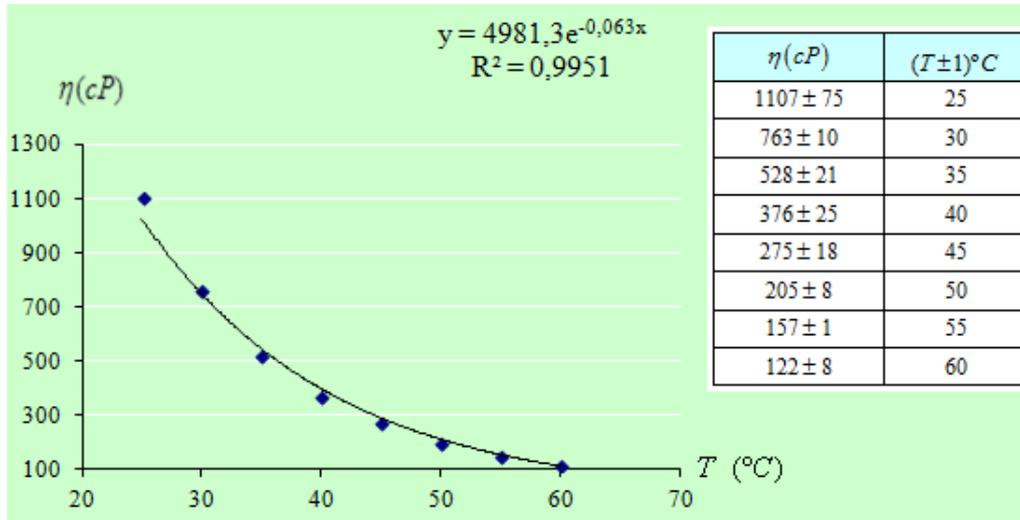
Gráfica 4. Viscosidad en función de la temperatura. (CZ 8°API)

Muestra JZ, 32° API (Crudo Liviano)



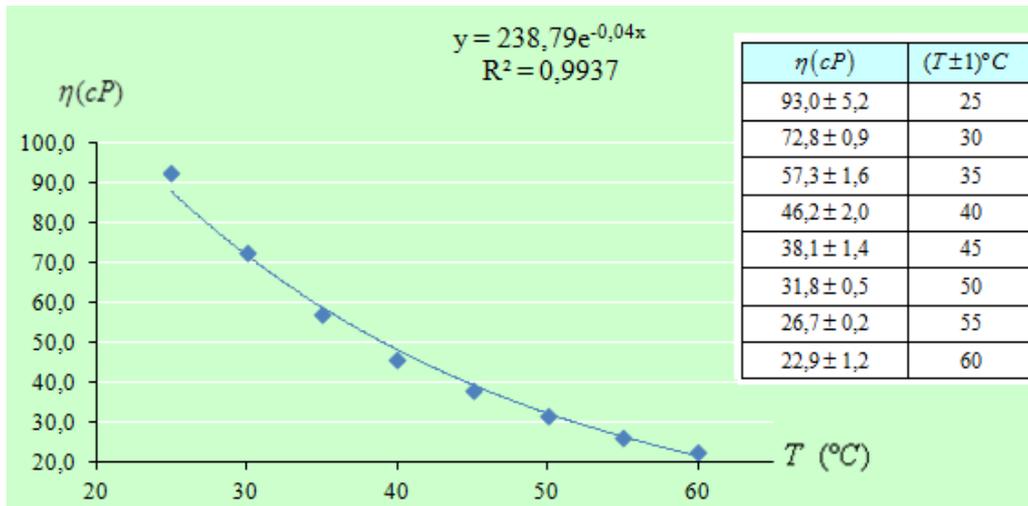
Gráfica 5. Viscosidad en función de la temperatura. (JZ 32° API)

Muestra Merrey, 16° API (Crudo Pesado)



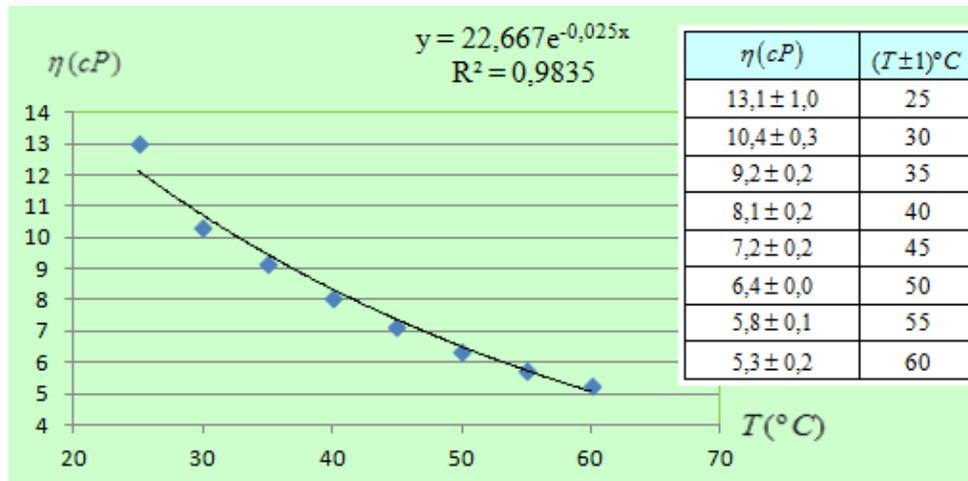
Gráfica 6. Viscosidad en función de la temperatura. (Merrey 16° API)

Muestra Lagotreco, 23° API (Crudo Mediano)



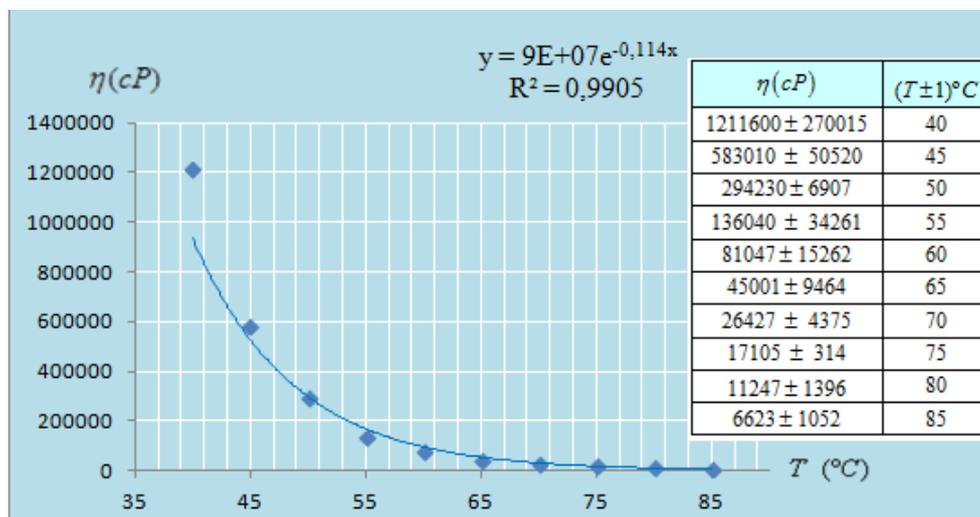
Gráfica 7. Viscosidad en función de la temperatura. (Lagotreco)

Muestra La Victoria, 31° API (Crudo Liviano)



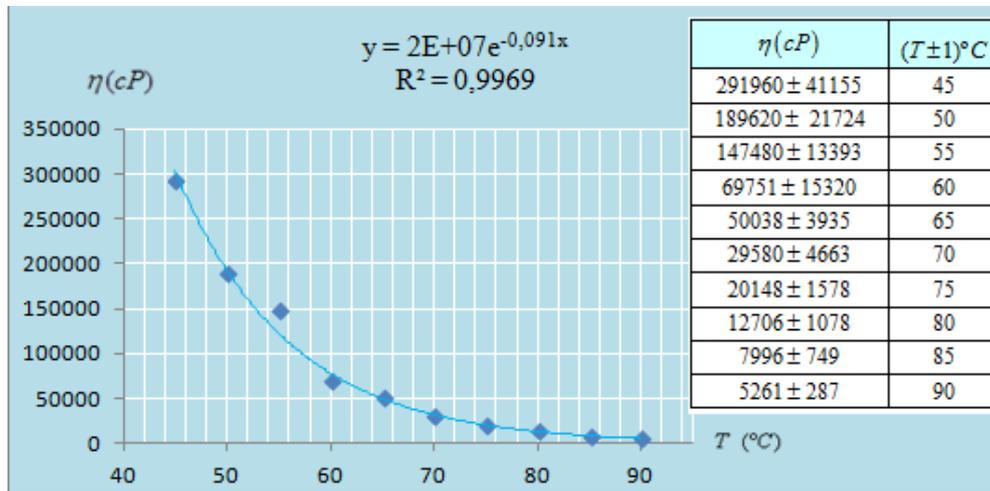
Gráfica 8. Viscosidad en función de la temperatura. (La Victoria)

Muestra Cabrutica (Crudo Extrapesado)



Gráfica 9. Viscosidad en función de la temperatura (Cabrutica)

Muestra Petromonagas (Crudo Extrapesado)



Gráfica 10. Viscosidad en función de la temperatura (Petromonagas)

3.2.2 Equipo de Resonancia Magnética Nuclear

Se utilizó para realizar las mediciones de los tiempos de relajación T_1 y T_2 en función de la temperatura **un espectrómetro de Resonancia Magnética Nuclear modelo MARAN ULTRA** de la compañía RESONACE INSTRUMENTS, cuya frecuencia de resonancia es de 2 MHz. Este equipo tiene asociado tres tipos de software: RINMR el cual se encarga de adquirir y procesar los datos, WindDXP y WinFIT los cuales realizan ajustes multiexponenciales. Es importante mencionar, que el equipo **no posee gradiente del campo magnético** lo cual tiene como desventaja no poder obtener los tiempos de relajación T_1 y T_2 por imágenes a diferentes temperaturas; por lo tanto las ecuaciones (26), (28), (29) y (30) que incluyan dicha variable no serán utilizadas experimentalmente. A continuación tenemos la *figura 19*.



Figura 19. Equipo de RMN, modelo MARAN ULTRA.

En la *figura 19* se tiene los cilindros que contienen gas Helio que se encargan de mantener a una temperatura estable la zona que contiene el electroimán que produce el campo magnético, también se observa el lugar donde va la muestra en el equipo de RMN; las señales producidas son analizadas por medio del software del MARAN ULTRA.

Nuevo Software “Green Imaging Technologies, Inc.”

Sin embargo, se instaló recientemente dos software: **GIT Systems** y **LithoMetrix**, los cuales tienen la capacidad de controlar y adquirir datos directamente desde los programas que vinieron preestablecidos en el equipo.

El nuevo software plasma el resultado de las diferentes mediciones, más no le detalla al usuario el fenómeno asociado a la Resonancia Magnética Nuclear, debido a su interfaz intuitiva basada en ventanas. Tiene relevancia que todo usuario que se esté iniciando en el estudio de la Resonancia Magnética Nuclear, debe tener nociones de cómo opera el programa inicial del equipo MARAN, antes de utilizar la interfaz cómoda y sencilla de los programas de la compañía “Green Imaging Technologies, Inc.”

De los distintos parámetros determinados por GIT Systems y LithoMetrix se utilizó **la Distribuciones de tamaño de poro (T_1/T_2)**, esto es debido a que sólo haremos el estudio de los tiempos de relajación T_1 y T_2 para las ocho muestras de crudos y el agua destilada. Por los requerimientos de los nuevos programas, debe medirse la longitud de cada fluido contenido en el recipiente, como también el diámetro interno del mismo, para que el software pueda identificar la distribución poral de cada muestra; lo cual podrá garantizar la medición de los tiempos de relajación T_1 y T_2 .

Descripción de la interfaz del software GIT Systems y LithoMetrix

En la *figura 20* tenemos la interfaz del software donde una vez que el usuario inicie sesión, activa la ventana principal. En este punto, el usuario sólo puede acceder a las opciones en la barra de menú.

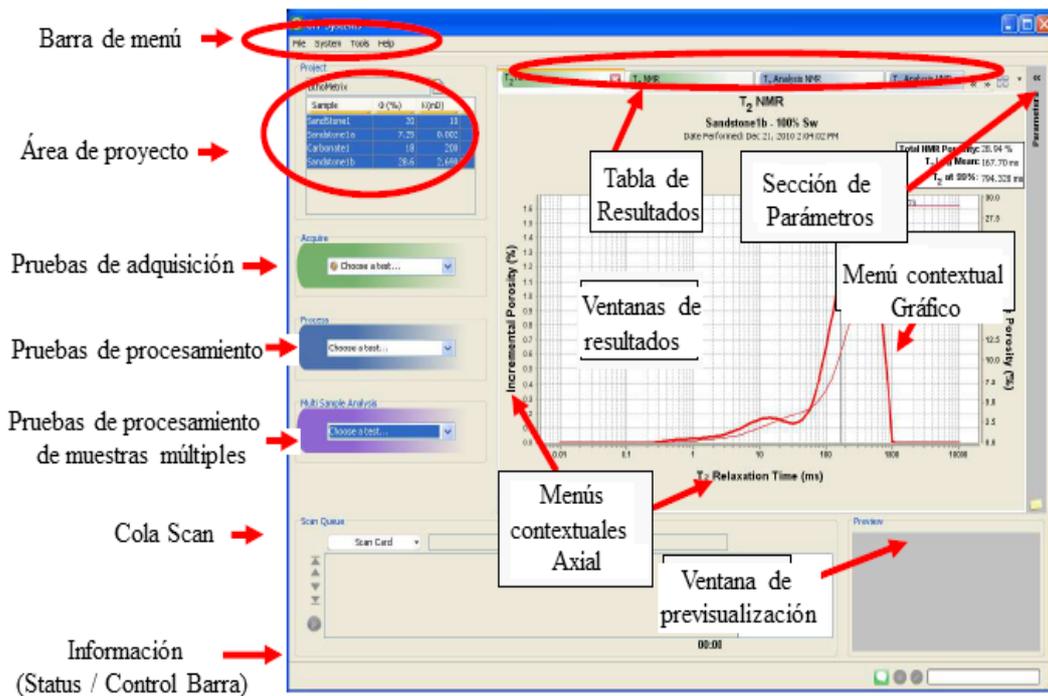


Figura 20. Interfaz del software

Después de la apertura de un Proyecto (o la creación de uno nuevo), se puede acceder a: pruebas que se pueden ejecutar, como también se puede acceder a los resultados los cuales pueden ser analizados y los datos de las muestras de rocas, los mismos se pueden añadir o mantener.

El primer paso necesario para ejecutar una serie de pruebas básicas es abrir un Proyecto existente o crear uno nuevo. Al seleccionar Nuevo proyecto en el menú Archivo le permitirá al usuario crear uno. Esto se hace a través del área de proyecto, como se muestra en la *Figura 20*. Este cuadro de proyecto, contiene campos para describir el proyecto. El único campo obligatorio es el nombre del mismo, y los otros campos se utilizan para describir con más detalles.

Sin embargo, el nuevo software realiza todas sus mediciones **sin considerar las variaciones de las temperaturas** de las muestras, por lo cual se deben realizar un montaje experimental que garantice la medición de los tiempos de relajación T_1 y T_2 en función de la temperatura para todas las muestras, posteriormente se calculará la **viscosidad aparente** de las muestras en función de la temperatura.

Nuevo montaje experimental

A continuación tenemos en la *figura 22*, el siguiente montaje experimental que nos permitirá realizar las medidas de los tiempos de relajación T_1 y T_2 considerando la variación de la temperatura.

En la *figura 21*, se tiene un horno el cual se utiliza para calentar las muestras que se analizarán, se cuenta también con el equipo de Resonancia Magnética Nuclear, una termocupla para medir la temperatura de todas las muestras, como también las servilletas para evitar que se ensucie el equipo con las muestras a utilizar.

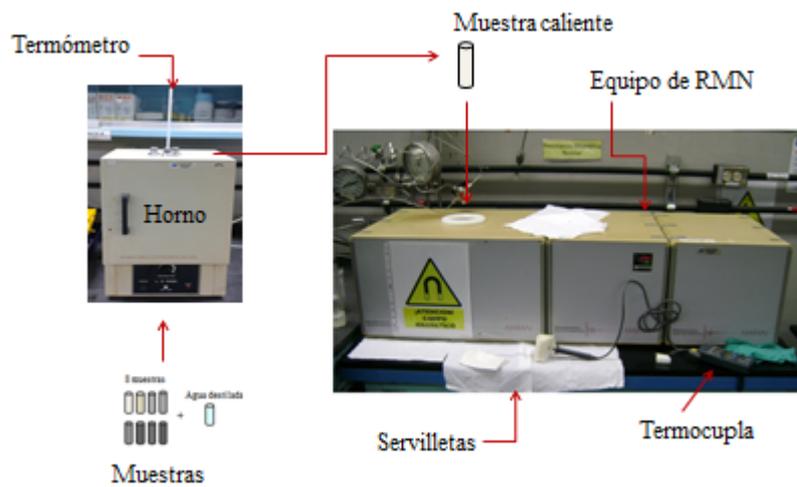


Figura 21. Montaje experimental en el equipo de RMN.

Calibración del Green Imaging Technologies, Inc.

Antes de medir con el nuevo software es importante calibrar el equipo con “**GIT Calibration Sample,**” la misma posee un diámetro de 3,2 cm, una longitud de 4,8 cm, para un volumen total de 18,08 cm. Los parámetros a calibrar son: la frecuencia de resonancia del equipo de RMN que es alrededor de 1,83 MHz. El pulso de 90 grados que es alrededor de 60 μ s y por último el pulso de 180 grados aproximadamente a 120 μ s, respectivamente.

Manejo de muestras

Las muestras a medir son calentadas inicialmente en un horno, el mismo tiene un termómetro que indica la temperatura promedio que deben tener las muestras que están dentro de él. La altura efectiva a la cual debe ser ubicado la muestra es alrededor de los 5 cm dentro del porta muestras.

Después que las muestras fueron calentadas en el horno, fueron sacadas una por una para calcular el **tiempo promedio de decaimiento de la temperatura**. Por lo cual se utilizó la termocupla y un cronómetro.

El objetivo inicial cuando se calculó el **tiempo promedio de decaimiento de la temperatura** para cada muestra era tener un patrón de comparación al momento de realizar las mediciones de los tiempos de relajación T_1 y T_2 en función a la temperatura en el equipo de RMN, considerando la temperatura que tenía la muestra al momento de empezar las mediciones de T_1 y T_2 , y considerar la temperatura al instante de sacar las muestras del equipo de RMN. Pero el tiempo de decaimiento promedio de la temperatura para cada muestra difiere según el rango de temperatura a la cual se mida, debido a que la temperatura no disminuye de forma homogénea, para distintos rangos de temperatura de una misma muestra.

A continuación se muestra el decaimiento promedio de la temperatura para un intervalo entre 81°C y 51°C, para la muestra de crudo extrapesado **JZ de 8° API**.

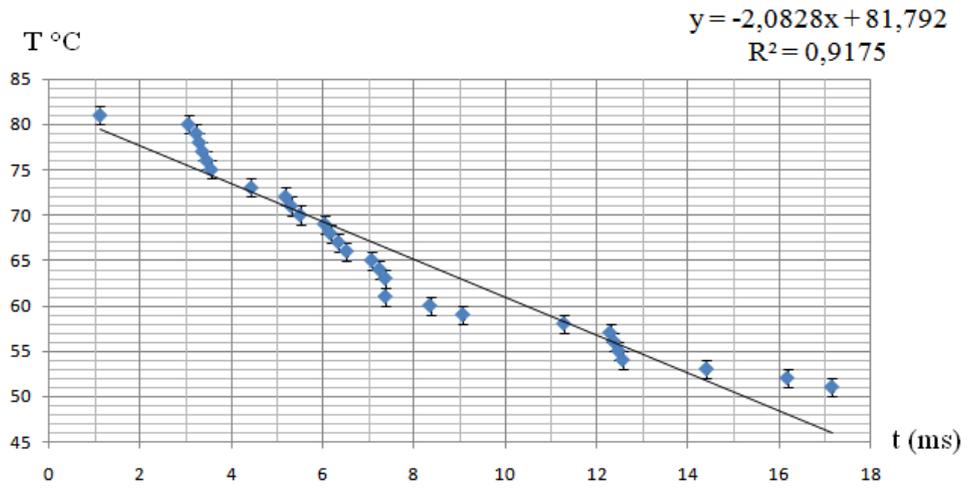
Tabla 5. Decaimiento de la T (°C) en función del tiempo (JZ de 8° API)

$(t \pm 0,01)$ min	$(T \pm 1)^\circ C$	$(\Delta t \pm 0,01)$ min	$(\Delta t_{pro} \pm 0,01)$ min	$(\Delta t_{pro} \pm 0,01)s$
1,11	81		0,57	34,41
3,05	80	1,94		
3,22	79	0,17		
3,29	78	0,07		
3,36	77	0,07		
3,45	76	0,09		
3,55	75	0,1		
4,43	73	0,88		
5,18	72	0,75		
5,30	71	0,12		
5,50	70	0,2		
6,04	69	0,54		
6,16	68	0,12		
6,34	67	0,18		
6,52	66	0,18		
7,07	65	0,55		
7,24	64	0,17		
7,37	63	0,13		
7,37	61	0		
8,35	60	0,98		
9,07	59	0,72		
11,29	58	2,22		
12,30	57	1,01		
12,39	56	0,09		
12,49	55	0,1		
12,58	54	0,09		
14,42	53	1,84		
16,19	52	1,77		
17,17	51	0,98		

Como se muestra en la *tabla 5* se determinó el decaimiento promedio de la temperatura para la muestra **JZ de 8° API** el cual es $\Delta t_{pro} = 34,41 s$.

Nota: El **decaimiento promedio de la temperatura** se determinó para todas las demás muestras.

Por último se graficó la temperatura en función del tiempo de decaimiento del crudo **JZ de 8° API**.



Gráfica 10. Tiempo en función de la temperatura (Crudo JZ 8° API)

En la *gráfica 10* se observa el decaimiento de la temperatura a través del tiempo.

De igual forma se realizó estas gráficas para todas las demás muestras.

Medición de los tiempos de relajación T_1 y T_2 en función de la temperatura

A continuación tenemos la *figura 22* en ella se indica el procedimiento a realizar para medir los tiempos de relajación T_1 y T_2 en función de la temperatura para cada muestra de crudo y la muestra del agua destilada.

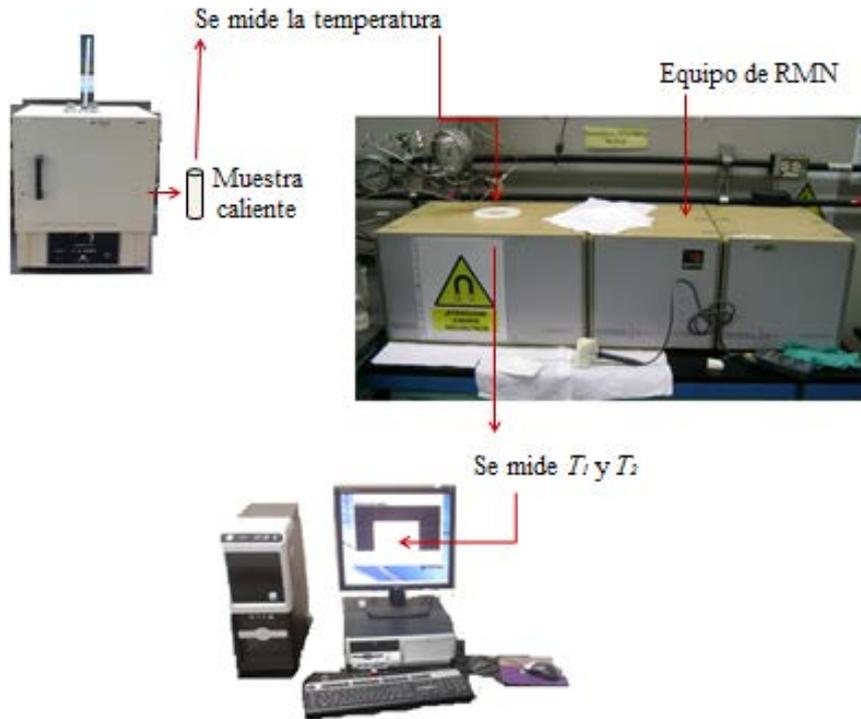


Figura 22. Medición de los T_1 y T_2 en función de T

En la *figura 22* se observa el procedimiento a seguir, el cual consiste inicialmente en sacar la muestra del horno, a partir de allí se comienza a medir con el cronometro el tiempo con que la temperatura de la muestra decaerá, luego se usa la termocupla para medir la temperatura de la muestra, se coloca de inmediato la muestra en el equipo de Resonancia Magnética Nuclear recubierto con un material que permite conservar con mayor tiempo la temperatura en la muestra, mientras con el software del equipo se mide los tiempos de relajación de T_1 y T_2 . Después se vuelve a sacar la muestra, se vuelve a medir la temperatura, se mete en el equipo de RMN y se vuelve a medir haciendo uso del software T_1 y T_2 . Posteriormente se vuelve a repetir estos pasos varias veces.

Programación de las mediciones en el equipo de RMN

Para realizar la mayor cantidad de medidas de los tiempos de relajación T_1 y T_2 en función de la temperatura, para **todas las muestras** de crudos utilizando el nuevo software del equipo de RMN, es necesario programarlo para un tiempo estimado de 23 segundos para medir T_2 y 171 segundos para medir T_1 . Donde el tiempo de magnetización o **tiempo de espera** llamado RD es de 100 ms para T_1 mientras el tiempo de desmagnetización llamado RD para T_2 es de 350 ms, con un TAU es decir dos veces el **tiempo entre ecos** TE de 604 ms, respectivamente.

Medidas de los tiempos de relajación T_1 , T_2 en función de T

A continuación tenemos las medidas realizadas de los tiempos de relajación T_1 y T_2 en función de la temperatura para las muestras **JZ 8° API, CZ 8° API, JZ 32° API, Merey 16° API, Lagotreco 23° API, La Victoria 31° API, Cabrutica y Petromonagas.**

Tipo de muestra: JZ 8° API / Tipo de crudo: extrapesado

Primera Prueba

Valores promediados

$(T \pm 0,1) ^\circ\text{C}$	$T_1(\text{ms})$	$t_{\text{decrece}}(\text{min})$	$T_2(\text{ms})$	$t_{\text{medido}}(\text{h}) \text{ pm}$
73,1			8,47	4:05:19
64,8	1,47	7,02		4:08:56
56,5			6,69	4:12:15
50,9	7,73	13,56		4:15:56
45,3			9,79	4:19:55
42,5	3,06	21,34		4:23:40
39,7			0,57	4:26:59
36,6	6,95	28,30		4:30:38
33,4				

De donde: t_{decrece} es el tiempo a la cual la temperatura de la muestra decrece.

$t_{\text{medido}}(\text{h})$ es la hora que se comenzó y se terminó de medir.

Los términos T_{decrece} y $T_{\text{medido}(\text{h})}$ sólo son valores referenciales.

Segunda Prueba

Valores promediados

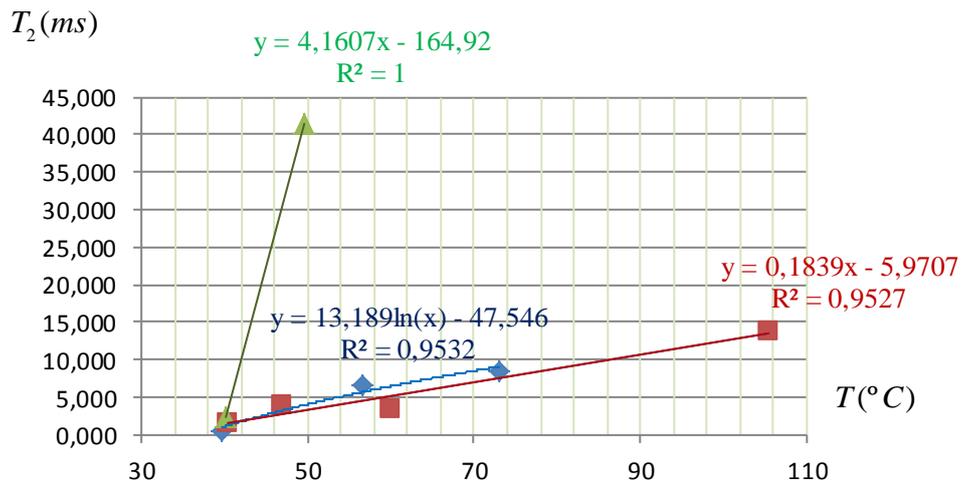
$(T \pm 0,1) \text{ } ^\circ\text{C}$	$T_1(\text{ms})$	$t_{\text{decrece}}(\text{min})$	$T_2(\text{ms})$	$t_{\text{decrece}}(\text{min})$	$t_{\text{medido}}(\text{h}) \text{ pm}$
105,5			13,82	3,49	2:09:34
91,8	3,29	6,39			2:13:11
78,0			1,60	11,46	2:17:29
69,0	2,07	14,50			2:21:06
60,0			3,38	19,46	2:25:31
53,5	1,13	23,19			2:29:08
47,0			3,82	27,18	2:33:10
43,7	43,26	30,58			2:36:57
40,4			1,60	35,14	2:41:03
37,9	0,36	38,43			2:44:42
35,3					

Tercera Prueba

Valores promediados

$(T \pm 0,1) \text{ } ^\circ\text{C}$	$T_1(\text{ms})$	$t_{\text{decrece}}(\text{min})$	$T_2(\text{ms})$	$t_{\text{decrece}}(\text{min})$	$t_{\text{medido}}(\text{h}) \text{ pm}$
89,7			1470,70	4,08	4:00:45
75,6	8,04	7,46			4:04:32
61,5			0,31	12,20	4:08:56
55,6	0,69	15,49			4:12:35
49,6			41,45	20,13	4:16:57
44,9	2,09	23,54			4:20:37
40,2			2,34	27,51	4:24:41
38,1	0,86	31,30			4:28:23
36,0				32,50	

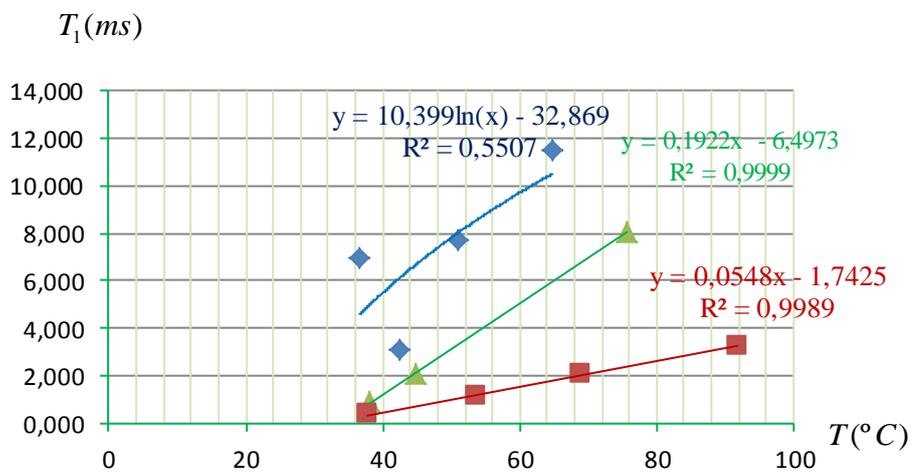
Procedemos a realizar las respectivas gráficas:



Gráfica 11. T_2 en función de T (JZ 8°)

Leyenda:

- Primera prueba (JZ 8°)
- Segunda prueba (JZ 8°)
- Tercera prueba (JZ 8°)



Gráfica 12. T_1 en función de T (JZ 8°)

Leyenda:

- Primera Prueba (JZ 8°)
- Segunda Prueba (JZ 8°)
- Tercera Prueba (JZ 8°)

Tipo de muestra: CZ 8° API / Tipo de crudo: extrapesado

Primera Prueba

Valores promediados

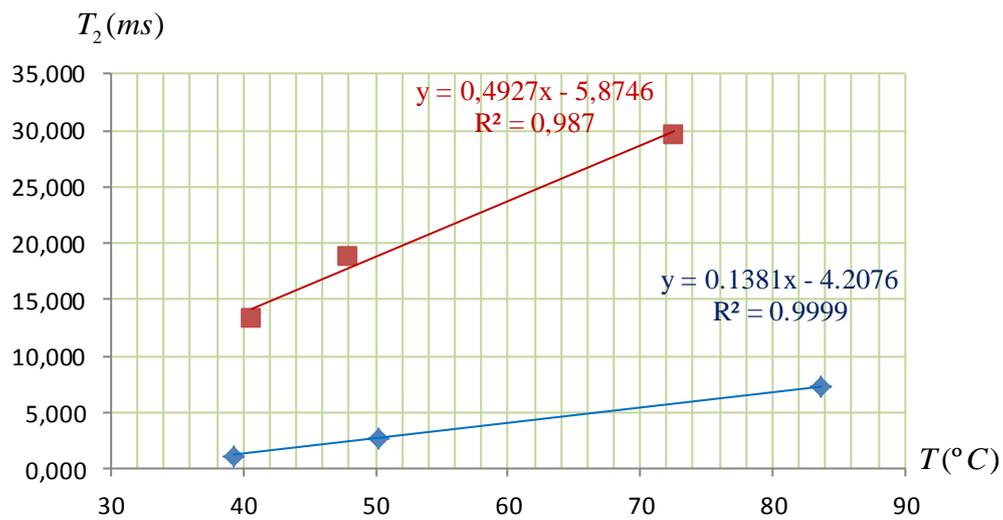
$(T \pm 0,1) ^\circ\text{C}$	$T_1(\text{ms})$	$t_{\text{decrece}}(\text{s})$	$T_2(\text{ms})$	$t_{\text{decrece}}(\text{s})$	$t_{\text{medido}}(\text{h}) \text{ pm}$
83,6			7,33	3,40	11:31:31
71,9	16,68	6,40			11:35:03
60,2			2,21	9,08	11:37:27
55,2	6,61	12,55			11:40:59
50,2			2,75	15,55	11:44:16
44,7	3,71	19,29			11:47:49
39,6			1,19	22,28	11:50:39
37,6	3,08	25,45			11:54:15
36,0					

Segunda Prueba

Valores promediados

$(T \pm 0,1) ^\circ\text{C}$	$T_1(\text{ms})$	$t_{\text{decrece}}(\text{s})$	$T_2(\text{ms})$	$t_{\text{decrece}}(\text{s})$	$t_{\text{medido}}(\text{h}) \text{ pm}$
104,5			11,84	3,27	11:35:29
88,5	21,24	7,09			11:39:09
72,5			29,61	10,55	11:42:55
66,8	3,70	14,28			11:46:29
61,0			4,12	18,19	11:50:22
54,5	5,87	21,58			11:54:06
48,0			18,82	26,22	11:58:29
44,3	3,32	29,58			12:02:02
40,6			13,33	34,26	12:06:33
37,6	3,36	38,02			12:10:11
34,5					

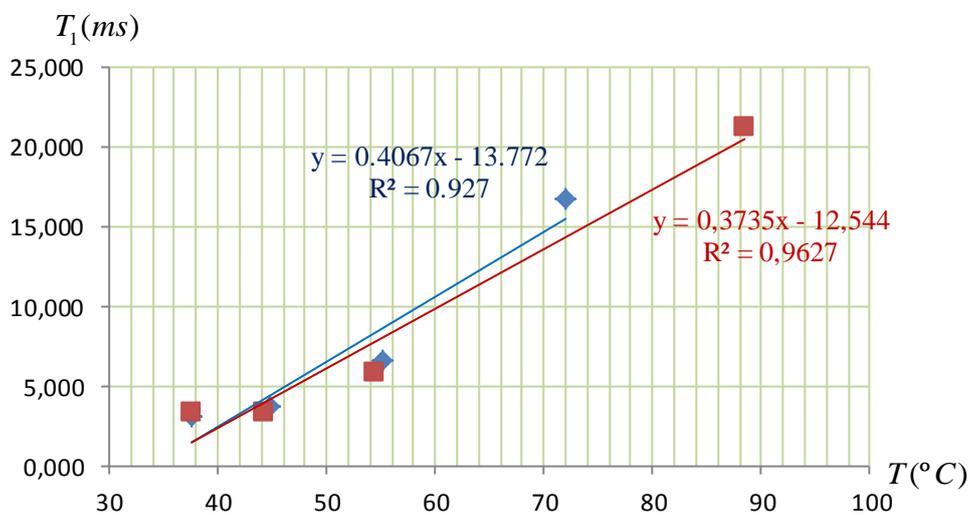
Procedemos a realizar las respectivas gráficas:



Gráfica 13. T_2 en función de T (CZ 8°)

Leyenda:

- Primera prueba (CZ 8°)
- Segunda prueba (CZ 8°)



Gráfica 14. T_1 en función de T (CZ 8°)

Leyenda:

- Primera prueba (CZ 8°)
- Segunda prueba (CZ 8°)

Tipo de muestra: JZ 32° API / Tipo de crudo: liviano

Primera Prueba

Valores promediados

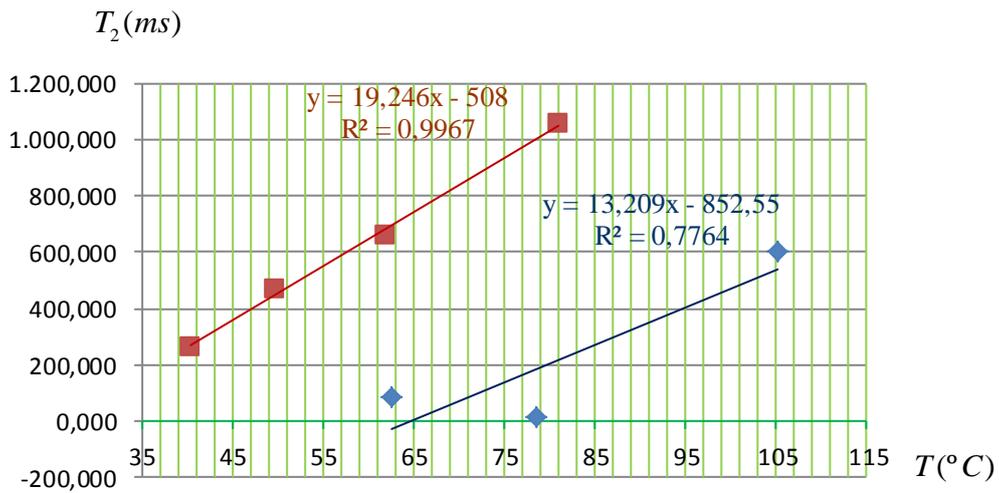
(T ± 0,1)°C	T₁(ms)	t_{decece}(s)	T₂(ms)	t_{medido}(h) pm
105,1			601,23	2:45:28
91,6	34,08	5,50		2:49:01
78,6			11,76	2:51:46
70,6	18,18	12,05		2:55:20
62,6			82,81	2:58:08
56,5	0,04	18,22		3:01:47
50,3			590,83	3:04:32
46,0	43,51	24,45		3:08:05
41,7			440,57	3:10:56
39,2	22,80	30,06		3:14:34
36,6				

Segunda Prueba

Valores promediados

(T ± 0,1)°C	T₁(ms)	t_{decece}(s)	T₂(ms)	t_{decece}(s)	t_{medido}(h) pm
110,9			354,92	2,19	1:46:19
95,9	86,48	5,51			1:49:53
81,0			1057,67	8,09	1:52:11
71,4	236,35	11,41			1:55:45
61,8			658,67	14,10	1:58:14
55,7	251,01	17,44			
49,6			469,65	20,18	2:04:32
45,0	128,49	23,59			
40,4			262,45	26,22	2:10:34
38,7	188,13	29,55			
36,9					

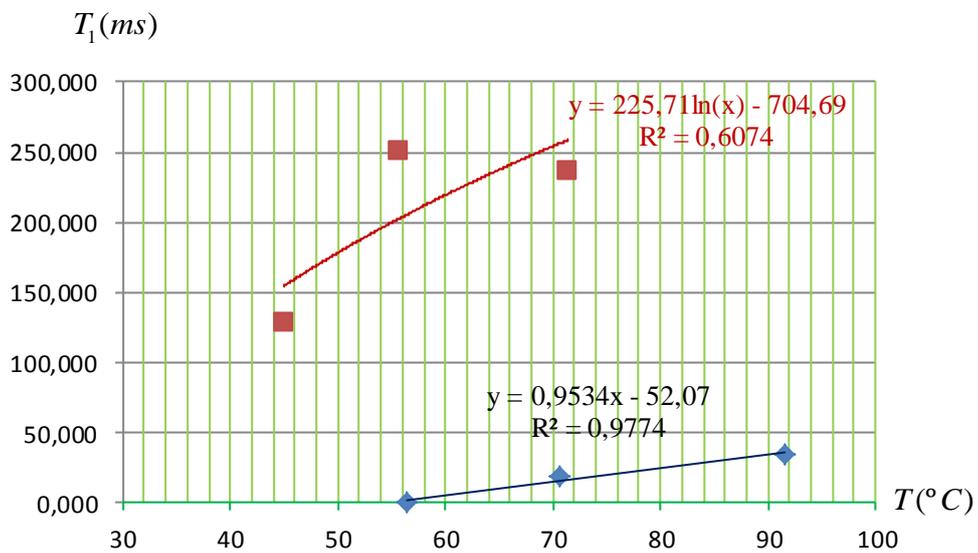
Procedemos a realizar las respectivas gráficas:



Gráfica 15. T_2 en función de T (JZ 32°)

Leyenda:

- Primera prueba (JZ 32°)
- Segunda prueba (JZ 32°)



Gráfica 16. T_1 en función de T (JZ 32°)

Leyenda:

- Primera prueba (JZ 32°)
- Segunda prueba (JZ 32°)

Tipo de muestra: Merey 16° API / Tipo de crudo: pesado

Primera Prueba

Valores promediados

$(T \pm 0,1) \text{ } ^\circ\text{C}$	$T_1(\text{ms})$	$t_{\text{decrece}}(\text{min})$	$T_2(\text{ms})$	$t_{\text{medido}}(\text{h})\text{am}$
93,0			15,72	9:41:04
83,5	25,87	6,03		9:44:39
74,0			14,47	9:46:54
68,0	21,37	11,54		9:50:33
62,0			8,26	9:53:10
54,3	12,19	18,02		9:56:47
46,5			7,74	9:59:10
44,8	11,32	24		10:02:48
43,0			5,31	10:06:19
	8,28	31,05		10:09:55

Segunda Prueba

Valores promediados

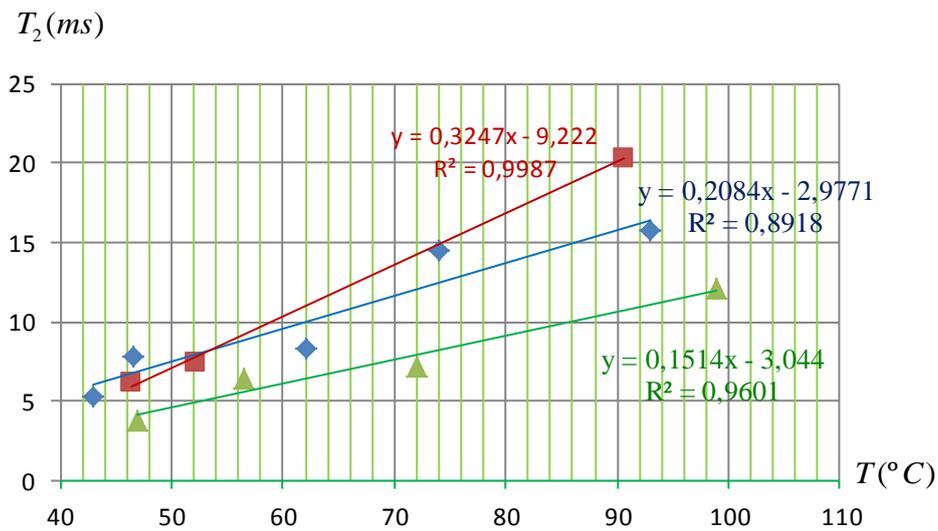
$(T \pm 0,1) \text{ } ^\circ\text{C}$	$T_1(\text{ms})$	$t_{\text{decrece}}(\text{min})$	$T_2(\text{ms})$	$t_{\text{decrece}}(\text{min})$	$t_{\text{medido}}(\text{h})\text{pm}$
90,7			20,27	2,34	2:35:50
81,6	8,99	6,02			2:39:20
72,4			7,60	8,40	2:42:06
62,3	6,19	12,10			2:45:38
52,1			7,39	14,45	2:48:13
49,3	4,68	18,18			2:51:51
46,4			6,11	21,26	2:54:50
43,0	8,09	24,52			2:58:28
39,6					

Tercera Prueba

Valores promediados

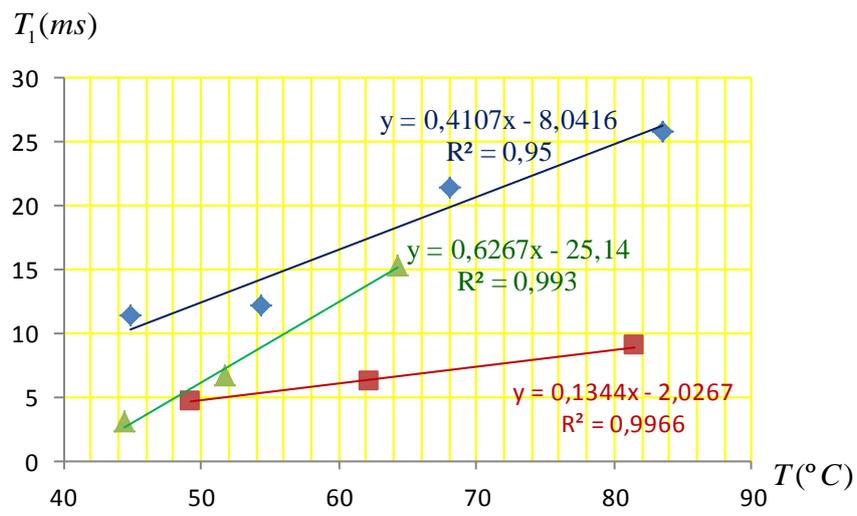
$(T \pm 0,1) \text{ } ^\circ\text{C}$	$T_1(\text{ms})$	$t_{\text{decrece}} (\text{min})$	$T_2(\text{ms})$	$t_{\text{decrece}} (\text{min})$	$t_{\text{medido}} (\text{h}) \text{ pm}$
99,0			12,12	3,22	2:33:25
85,5	2,99	7,02			2:37:06
72,0			7,14	10,43	2:40:48
64,3	15,35	14,21			2:44:28
56,5			6,41	17,48	2:47:51
51,8	6,69	21,23			2:51:42
47,0			3,71	24,57	2:55:10
44,4	3,066	28,37			2:58:54
41,8					

Procedemos a realizar las respectivas gráficas:



Leyenda:

- Primera Prueba (Merey 16°)
- Segunda Prueba (Merey 16°)
- Tercera Prueba (Merey 16°)



Gráfica 18. T_1 en función de T (Merey 16°)

Leyenda:

- █ Primera Prueba (Merey 16°)
- █ Segunda Prueba (Merey 16°)
- █ Tercera Prueba (Merey 16°)

Tipo de muestra: Lagotreco 23° API / Tipo de crudo: mediano

Primera Prueba

Valores promediados

(T ± 0,1) °C	T₁(ms)	t_{decrece}(min)	T₂(ms)	T_{medido}(h) am
101,0			27,09	10:21:05
89,2	72,72	4,03		10:24:45
77,4			29,06	10:27:35
68,5	20,48	9,19		10:31:13
59,5			13,92	10:34:06
54,5	18,62	15,45		10:37:48
49,4			10,40	10:40:24
45,7	14,36	21,59		10:43:59
42,0			13,10	10:46:38
	12,37	28,15		10:50:19

Segunda Prueba

Valores promediados

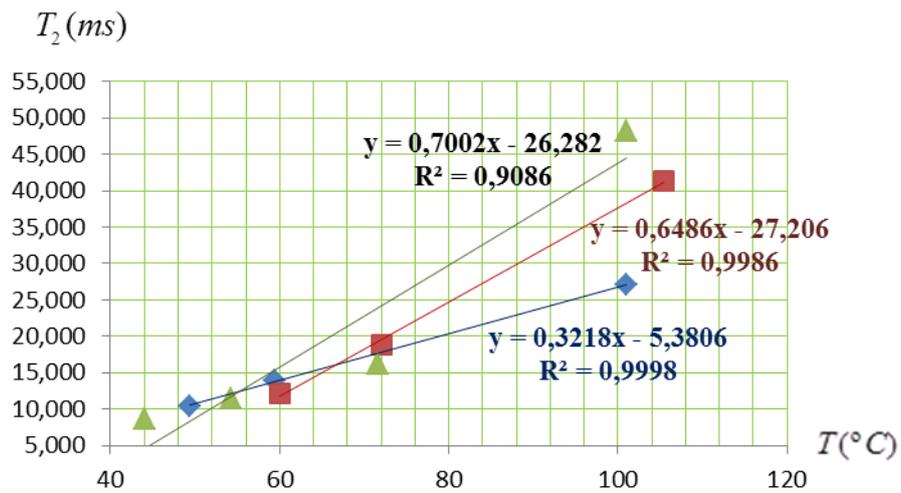
(T ± 0,1) °C	T₁(ms)	t_{decrece}(min)	T₂(ms)	(H ± 0,1) cm	T_{medido}(h) am
105,5			41,39	5,2	4:27:04
88,3	122,63	5,12		”	4:30:45
72,0			18,86	”	04:33,5
66,0	19,09	11,26		”	04:37,3
60,0			12,1	”	4:39:56
54,6	12,35	22,37		”	4:47:02
49,2				”	

Tercera Prueba

Valores promediados

$(T \pm 0,1) \text{ C}^\circ$	$T_1(\text{ms})$	$t_{\text{decrece}}(\text{min})$	$T_2(\text{ms})$	$t_{\text{decrece}}(\text{min})$	$T_{\text{medido}}(\text{h am})$
101,0			48,23	3,24	3:20:32
86,3	31,63	7,11			3:24:13
71,6			16,10	10,36	3:27:51
63,0	5,81	14,15			3:31:35
54,3			11,52	17,56	3:35:14
49,2	9,30	21,31			3:39:01
44,0			8,71	25,02	3:42:28
40,7	6,07	28,39			
37,3					

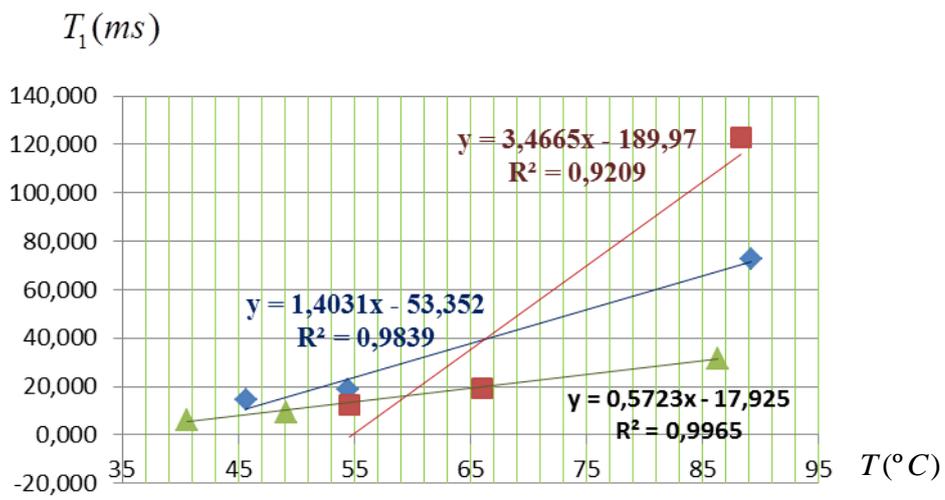
Procedemos a realizar las respectivas gráficas:



Gráfica 19. T_2 en función de T (Lagotreco 23°)

Leyenda:

- Primera Prueba (Lagotreco 23°)
- Segunda Prueba (Lagotreco 23°)
- Tercera Prueba (Lagotreco 23°)



Gráfica 20. T_1 en función de T (Lagotreco 23°)

Leyenda:

- Primera Prueba (Lagotreco 23°)
- Segunda Prueba (Lagotreco 23°)
- Tercera Prueba (Lagotreco 23°)

Tipo de muestra: La Victoria 31° / Tipo de crudo: liviano

Primera Prueba

Valores promediados

$(T \pm 0,1) ^\circ\text{C}$	$T_1(\text{ms})$	$t_{\text{decrece}} (\text{min})$	$T_2(\text{ms})$	$t_{\text{medido}}(\text{h}) \text{ am}$
93,5			327,14	11:00:06
83,3	213,04	4,32		11:03:42
73,0			143,43	11:06:12
66,9	122,72	10,31		11:09:46
60,7			112,60	11:12:42
54,5	43,64	17,00		11:16:24
48,2			86,50	11:19:17
45,0	99,78	23,29		11:22:49
41,8			73,40	11:26:01
	85,81	30,18		11:29:48

Segunda Prueba

Valores promediados

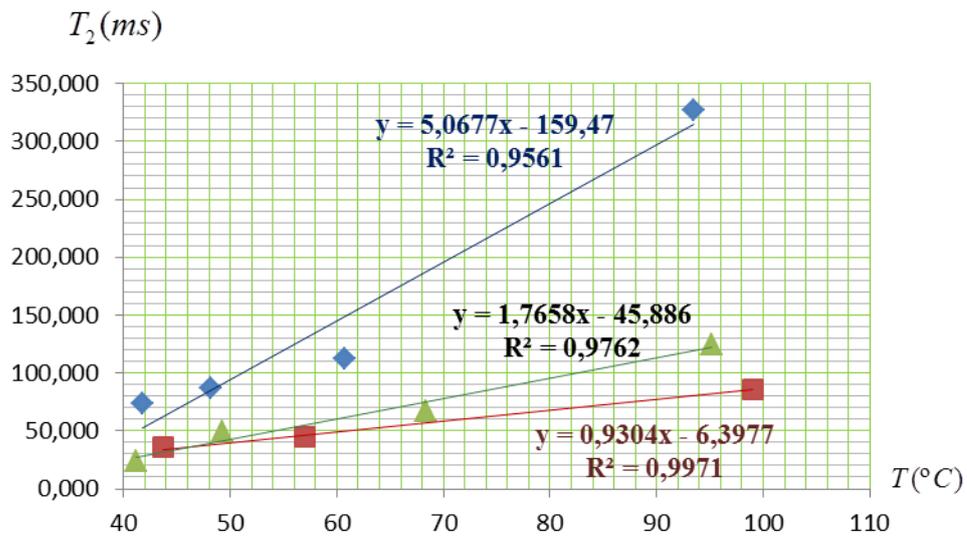
$(T \pm 0,1) ^\circ\text{C}$	$T_1(\text{ms})$	$t_{\text{decrece}} (\text{min})$	$T_2(\text{ms})$	$t_{\text{decrece}} (\text{s})$	$t_{\text{medido}}(\text{h}) \text{ pm}$
99,0			86,10	3,13	2:00:04
85,3	140,62	6,52			2:03:41
71,5			38,91	10,04	2:07:01
64,3	95,10	13,41			2:10:40
57,0			45,02	17,04	2:14:06
50,4	52,26	20,46			2:17:54
43,7			35,49	23,43	2:20:49
41,1	60,36	27,20			2:24:29
38,5					

Tercera Prueba

Valores promediados

$(T \pm 0,1) ^\circ\text{C}$	$T_1(\text{ms})$	$t_{\text{decrece}} (\text{min})$	$T_2(\text{ms})$	$t_{\text{decrece}} (\text{s})$	$t_{\text{medido}}(\text{h}) \text{ pm}$
95,2			124,91	4,13	11:37:17
81,8	46,59	7,55			11:41:00
68,3			67,10	11,38	11:44:45
58,8	204,90	15,20			11:48:27
49,3			48,82	19,00	11:52:13
45,8	47,20	22,36			11:55:53
41,2			24,17	26,38	11:59:56
38,4	30,38	30,17			12:03:35
35,5					

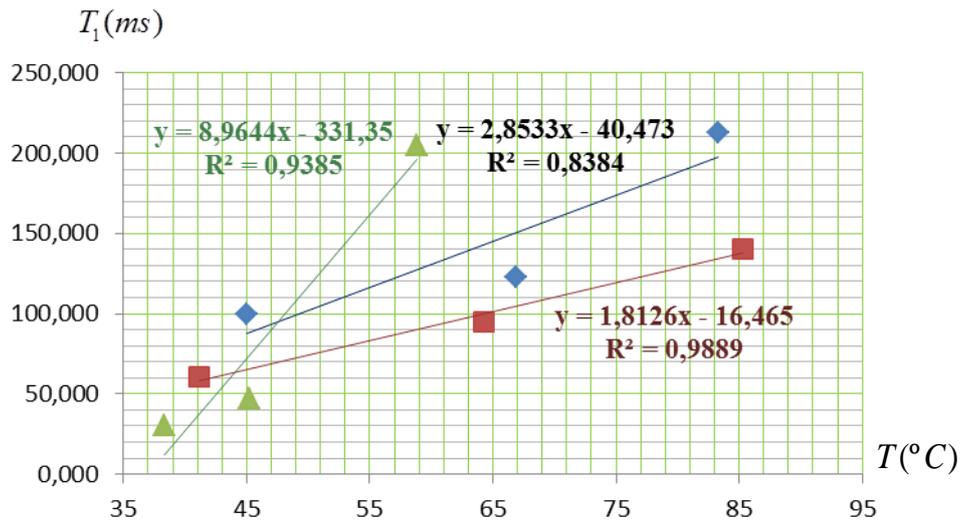
Procedemos a realizar las respectivas gráficas:



Gráfica 21. T_2 en función de T (La Victoria 31°)

Leyenda:

- Primera Prueba (La Victoria 31°)
- Segunda Prueba (La Victoria 31°)
- Tercera Prueba (La Victoria 31°)



Gráfica 22. T_1 en función de T (Merey 16°)

Leyenda:

- Primera Prueba (La Victoria 31°)
- Segunda Prueba (La Victoria 31°)
- Tercera Prueba (La Victoria 31°)

Tipo de muestra: Cabrutica / Tipo de crudo: extrapesado

Primera Prueba

Valores promediados

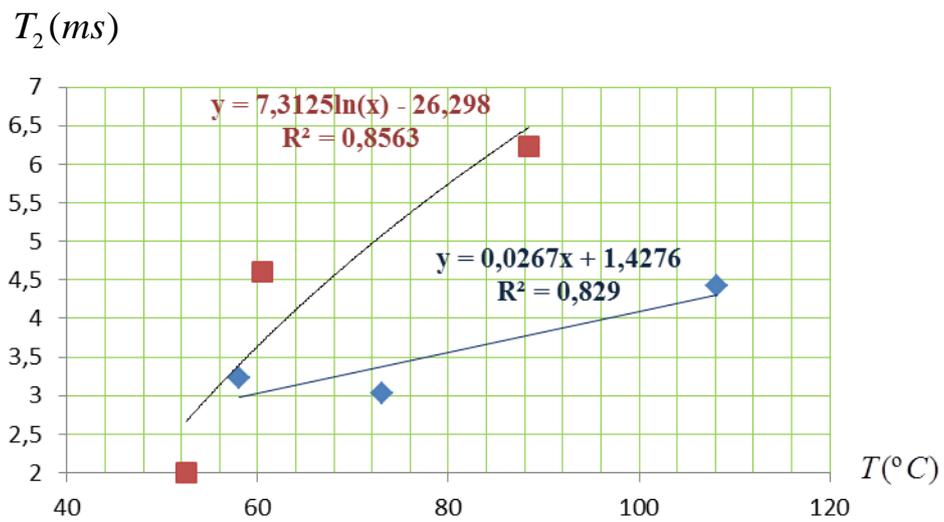
$(T \pm 0,1) ^\circ\text{C}$	$T_1(\text{ms})$	$t_{\text{decrece}}(\text{min})$	$T_2(\text{ms})$	$t_{\text{decrece}}(\text{min})$	$t_{\text{medido}}(\text{h})\text{am}$
108,1			4,42	3,07	1:58:51
90,6	5,71	6,33			2:02:20
73,0			3,03	9,33	2:05:20
65,5	3,78	13,03			2:08:50
58,0			3,22	16,00	2:11:44
54,0	3,80	19,26			2:15:18
50,0			17,67	22,32	2:18:17
45,5	2,94	25,46			2:21:40
41,0					

Segunda Prueba

Valores promediados

$(T \pm 0,1) ^\circ\text{C}$	$T_1(\text{ms})$	$t_{\text{decrece}}(\text{min})$	$T_2(\text{ms})$	$t_{\text{decrece}}(\text{min})$	$t_{\text{medido}}(\text{h})\text{pm}$
98,0			4,35	2,54	2:02:22
85,2	3,06	6,35			2:06:00
72,3			2,39	10,01	2:09:23
64,9	2,22	13,34			2:13:01
57,4			8,16	17,25	2:16:51
51,0	2,72	20,59			2:20:29
44,5			9,87	24,42	2:24:08
43,2	1,75	28,11			2:27:41
41,9		29,29			

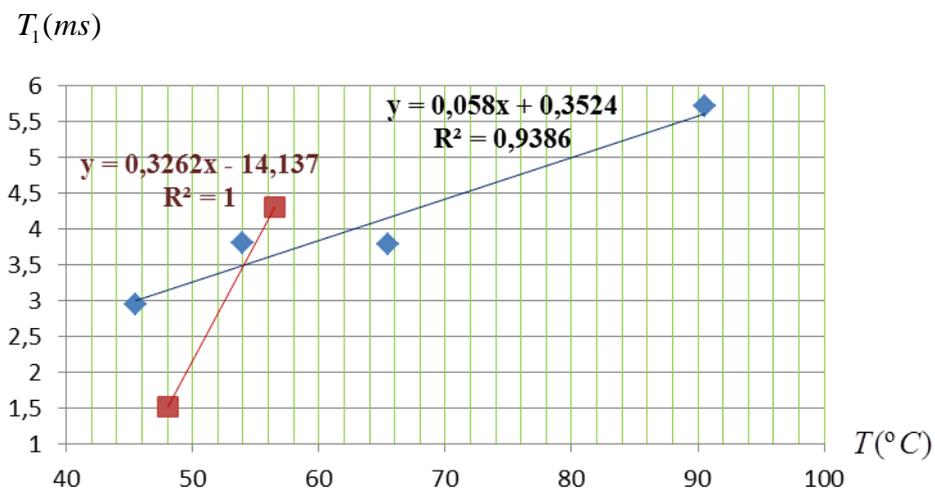
Procedemos a realizar las respectivas gráficas:



Gráfica 23. T_2 en función de T (Cabrutica)

Leyenda:

- Primera Prueba (Cabrutica)
- Segunda Prueba (Cabrutica)



Gráfica 24. T_1 en función de T (Cabrutica)

Leyenda:

- Primera Prueba (Cabrutica)
- Segunda Prueba (Cabrutica)

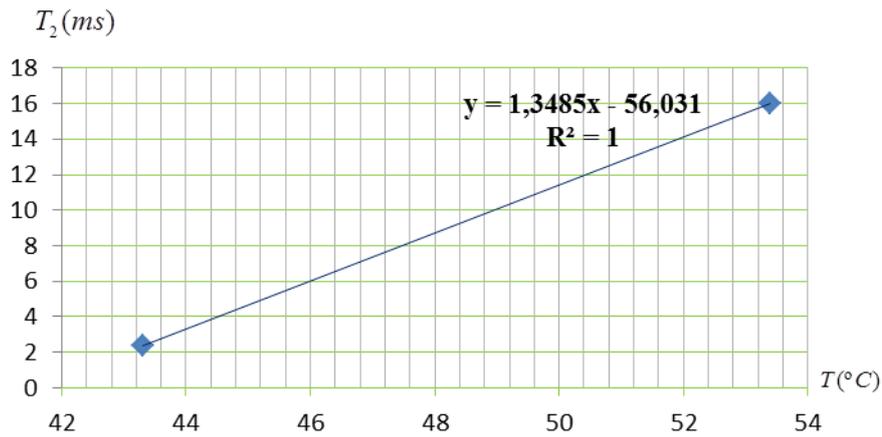
Tipo de muestra: Petromonagas / Tipo de crudo: extrapesado

Primera Prueba

Valores promediados

$(T \pm 0,1) ^\circ C$	$T_1(ms)$	$t_{decrece}(min)$	$T_2(ms)$	$t_{decrece}(min)$	$t_{medido}(h)pm$
60,3			2,71	2,42	2:56:53
60,0	4,80	5,44			3:00:29
59,6			3,14	8,24	3:02:42
50,4	0,83	11,33			3:06:22
41,1			69,99	14,08	3:08:26
38,6	8,53	17,07			3:11:55
36,1					

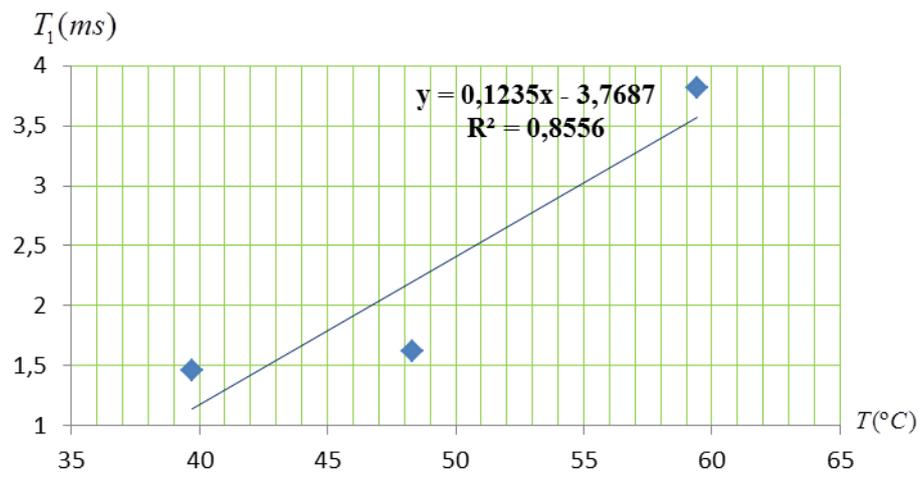
Procedemos a realizar las respectivas gráficas:



Gráfica 25. T_2 en función de T (Petromonagas)

Leyenda:

■ Primera Prueba (Petromonagas)



Gráfica 26. T_1 en función de T (Petromonagas)

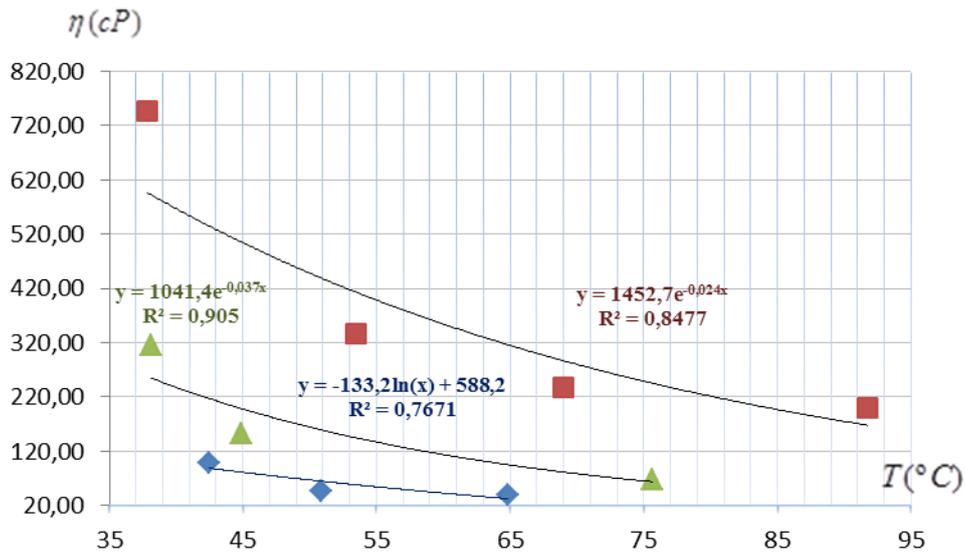
Leyenda:

 Primera Prueba (Petromonagas)

Viscosidad en función de la temperatura

A continuación se van a colocar las gráficas de **la viscosidad en función de la temperatura** considerando la ecuación de Coates, G (1999) $T_1 = 0,00713 \left(\frac{T}{\eta} \right)$ para cada una de las muestras, **con sus respectivos valores.**

- **Muestra JZ, 8° API (Crudo Extrapesado)**



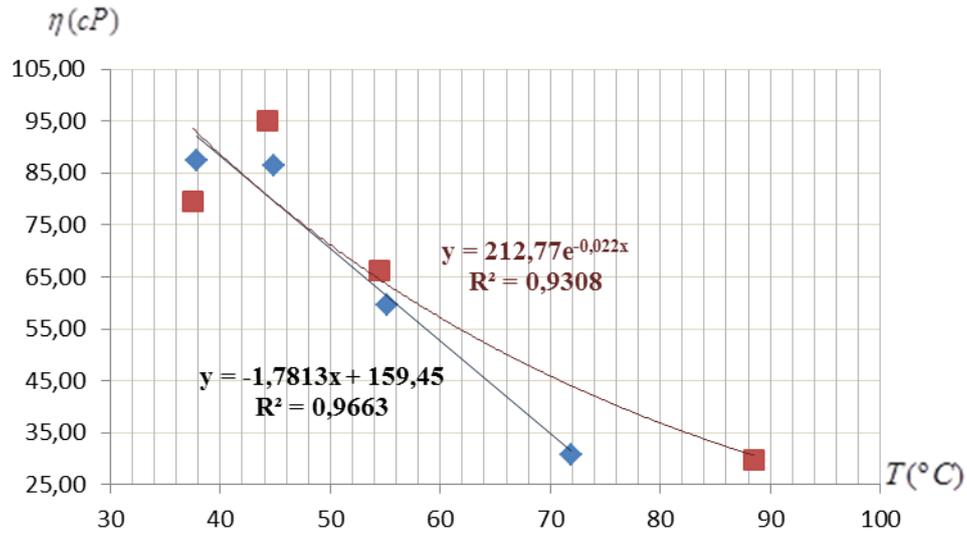
Grafica 27. Viscosidad en función de la Temperatura (JZ 8°API)

Leyenda:

- Primera Prueba (JZ 8°)
- Segunda Prueba (JZ 8°)
- Tercera Prueba (JZ 8°)

Primera Prueba		Segunda Prueba		Tercera Prueba	
$(\eta \pm \Delta \eta) cP$	$(T \pm 0,1) ^\circ C$	$(\eta \pm \Delta \eta) cP$	$(T \pm 0,1) ^\circ C$	$(\eta \pm \Delta \eta) cP$	$(T \pm 0,1) ^\circ C$
$37,57 \pm$ No determinado	36,6	$747,56 \pm 84,45$	37,9	$315,51 \pm 44,99$	38,1
$99,06 \pm 4,79$	42,5	$7,20 \pm$ No determinado	43,7	$153,32 \pm 51,68$	44,9
$46,94 \pm 15,60$	50,9	$336,38 \pm 93,26$	53,5	$576,52 \pm$ No determinado	55,6
$40,30 \pm 8,58$	64,8	$237,32 \pm 42,21$	69,0	$67,04 \pm 8,43$	75,6
		$198,96 \pm 50,22$	91,8		

- **Muestra CZ, 8° API (Crudo Extrapesado)**



Gráfica 28. Viscosidad en función de la Temperatura (CZ 8°API)

Leyenda:

- Primera Prueba (CZ 8°)
- Segunda Prueba (CZ 8°)

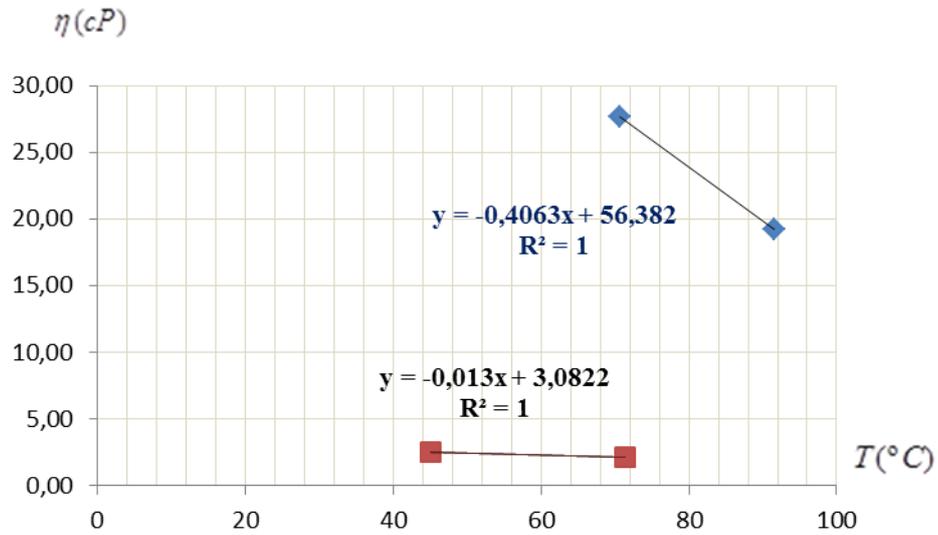
Primera Prueba

Segunda Prueba

$(\eta \pm \Delta\eta)cP$	$(T \pm 0,1)^\circ C$
87,42 ± 5,61	37,8
86,38 ± 6,44	44,9
59,56 ± 1,39	55,2
30,74 ± 0,57	71,9

$(\eta \pm \Delta\eta)cP$	$(T \pm 0,1)^\circ C$
79,61 ± 16,72	37,6
95,14 ± 12,96	44,3
66,15 ± 1,51	54,5
29,70 ± 0,66	88,5

- **Muestra JZ, 32° API (Crudo Liviano)**



Grafica 29. Viscosidad en función de la Temperatura (JZ 32° API)

Leyenda:

- Primera Prueba (JZ 32°)
- Segunda Prueba (JZ 32°)

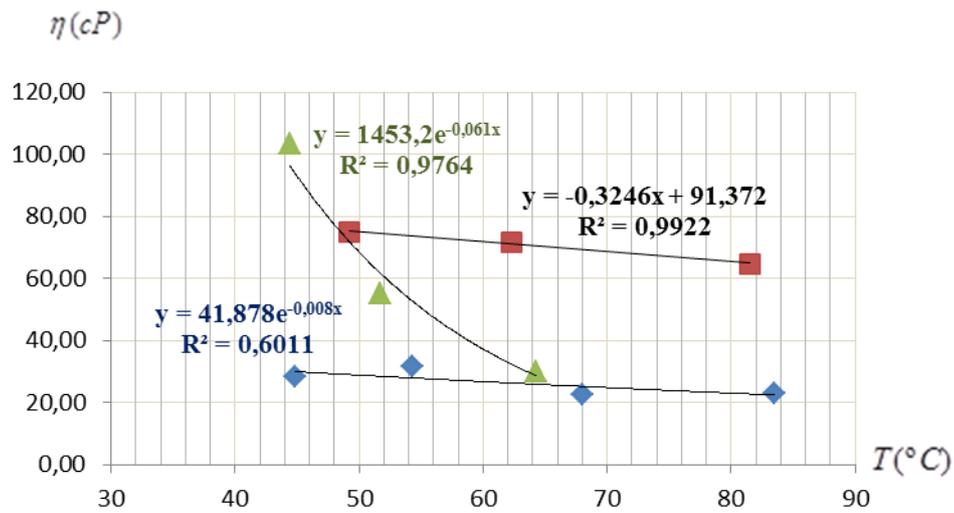
Primera Prueba

$(\eta \pm \Delta \eta) cP$	$(T \pm 0,1) ^\circ C$
12,26 ± No determinado	39,2
7,54 ± No determinado	46,0
9591,55 ± No determinado	56,5
27,69 ± 0,01	70,6
19,16 ± 0,00	91,6

Segunda Prueba

$(\eta \pm \Delta \eta) cP$	$(T \pm 0,1) ^\circ C$
1,46 ± No determinado	38,7
2,50 ± 2,50	45,0
1,58 ± No determinado	55,7
2,15 ± 2,15	71,4

- **Muestra Merrey, 16° API (Crudo Pesado)**



Grafica 30. Viscosidad en función de la Temperatura (Merrey)

Leyenda:

- Primera Prueba (Merrey)
- Segunda Prueba (Merrey)
- Tercera Prueba (Merrey)

Primera Prueba

$(\eta \pm \Delta\eta)cP$	$(T \pm 0,1)^\circ C$
$28,21 \pm 5,06$	44,8
$31,76 \pm 2,66$	54,3
$22,69 \pm 1,51$	68,0
$23,02 \pm 3,28$	83,5

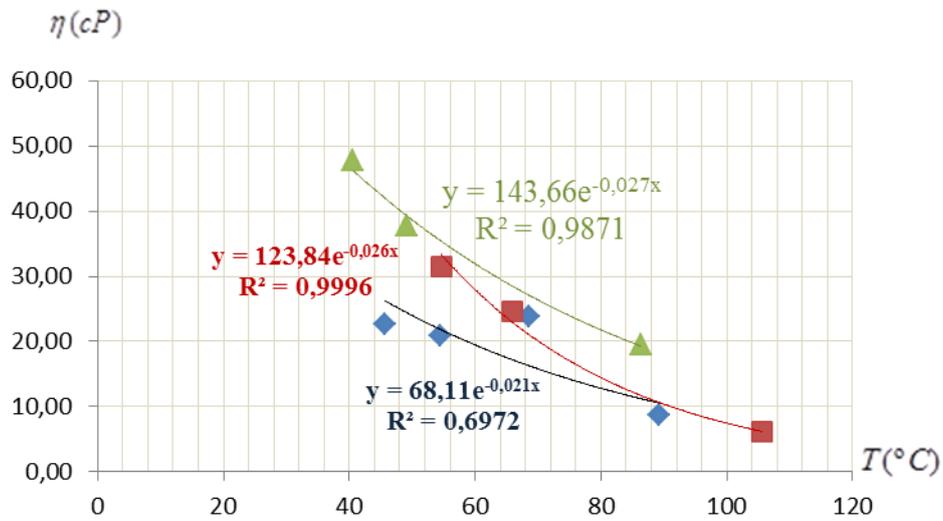
Segunda Prueba

$(\eta \pm \Delta\eta)cP$	$(T \pm 0,1)^\circ C$
$75,06 \pm 0,36$	49,3
$71,70 \pm 0,53$	62,3
$64,68 \pm 0,17$	81,6

Tercera Prueba

$(\eta \pm \Delta\eta)cP$	$(T \pm 0,1)^\circ C$
$103,25 \pm 5,55$	44,4
$55,18 \pm 6,51$	51,8
$29,85 \pm 1,63$	64,3
$204,02 \pm$ No determinado	85,5

• **Muestra Lagotreco 23° (Crudo Mediano)**



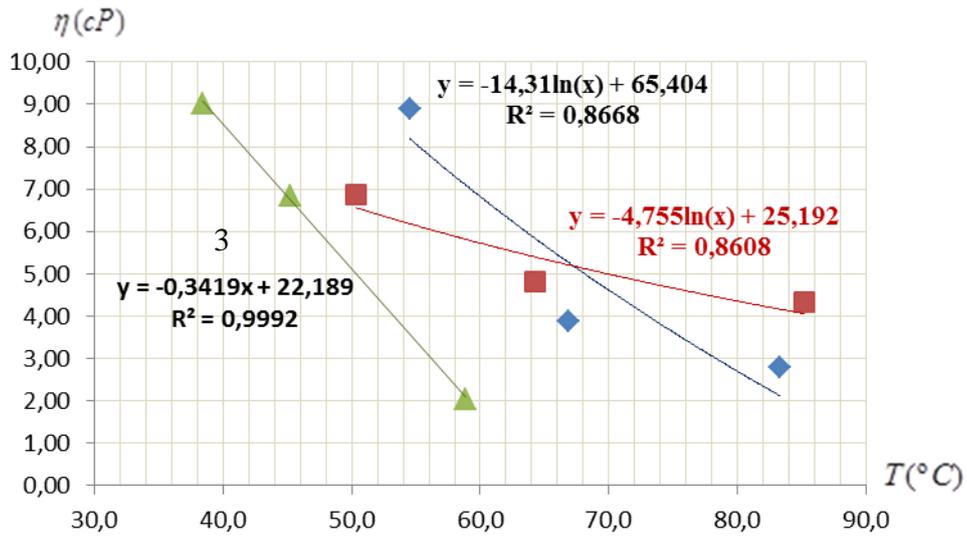
Grafica 31. Viscosidad en función de la Temperatura (Lagotreco)

Leyenda:

- Primera Prueba (Lagotreco)
- Segunda Prueba (Lagotreco)
- Tercera Prueba (Lagotreco)

Primera Prueba		Segunda Prueba		Tercera Prueba	
$(\eta \pm \Delta\eta)cP$	$(T \pm 0,1)^{\circ}C$	$(\eta \pm \Delta\eta)cP$	$(T \pm 0,1)^{\circ}C$	$(\eta \pm \Delta\eta)cP$	$(T \pm 0,1)^{\circ}C$
22,69 ± 8,41	45,7	31,53 ± 0,03	54,6	47,75 ± 0,99	40,7
20,87 ± 3,02	54,5	24,66 ± 0,45	66,0	37,67 ± 2,05	49,2
23,85 ± 8,14	68,5	6,13 ± 0,03	105,5	19,45 ± 0,58	86,3
8,75 ± 0,29	89,2				

- **La Victoria, 31° API (Crudo Liviano)**



Grafica 32. Viscosidad en función de la Temperatura (La Victoria)

Leyenda:

- Primera Prueba (LA Victoria)
- Segunda Prueba (La Victoria)
- Tercera Prueba (LA Victoria)

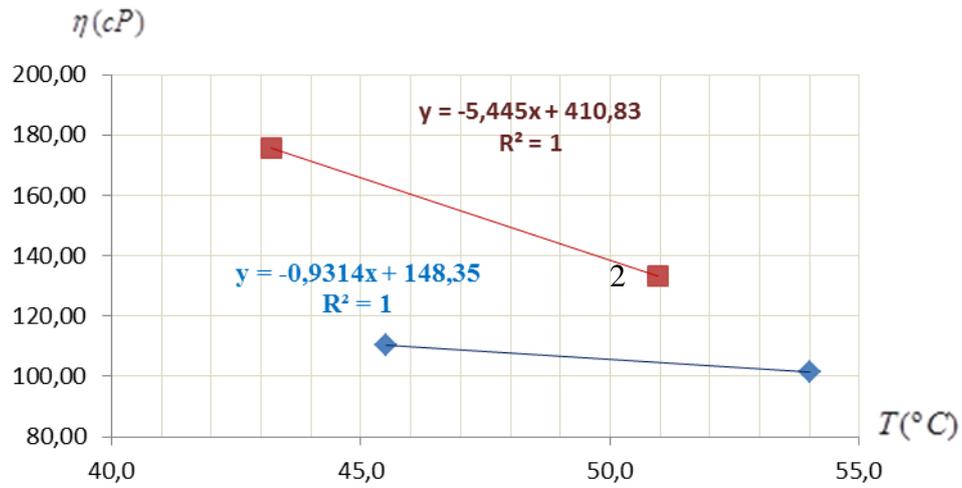
Primera Prueba

Segunda Prueba

Tercera Prueba

$(\eta \pm \Delta\eta)cP$	$(T \pm 0,1)^\circ C$	$(\eta \pm \Delta\eta)cP$	$(T \pm 0,1)^\circ C$	$(\eta \pm \Delta\eta)cP$	$(T \pm 0,1)^\circ C$
$3,22 \pm$ No determinado	45,0	$4,86 \pm$ No determinado	41,1	$9,00 \pm 0,08$	38,4
$8,90 \pm 0,55$	54,5	$6,87 \pm 0,11$	50,4	$6,84 \pm 0,12$	45,3
$3,89 \pm 0,97$	66,9	$4,82 \pm 0,59$	64,3	$2,05 \pm 0,04$	58,8
$2,79 \pm 0,41$	83,3	$4,32 \pm 0,48$	85,3	$12,51 \pm$ No determinado	81,8

- **Cabrutica (Crudo Extrapesado)**



Grafica 33. Viscosidad en función de la Temperatura (Cabrutica)

Leyenda:

- Primera Prueba (Cabrutica)
- Segunda Prueba (Cabrutica)

Primera Prueba

Segunda Prueba

$(\eta \pm \Delta\eta)cP$	$(T \pm 0,1)^\circ C$
$110,42 \pm 0,02$	45,5
$101,29 \pm 0,02$	54,0
$123,61 \pm$ No determinado	65,5
$113,15 \pm$ No determinado	90,6

$(\eta \pm \Delta\eta)cP$	$(T \pm 0,1)^\circ C$
$175,61 \pm 0,03$	43,2
$133,41 \pm 0,02$	51,0
$208,09 \pm$ No determinado	64,9
$198,28 \pm$ No determinado	85,2

- **Petromonagas (Crudo Extrapesado)**



Grafica 34. Viscosidad en función de la Temperatura (Petromonagas)

Leyenda:

■ Primera Prueba (Petromonagas)

Primera Prueba

$(\eta \pm \Delta \eta) cP$	$(T \pm 0,1)^{\circ}C$
$32,28 \pm$ No determinado	38,6
$432,00 \pm 0,20$	50,4
$89,00 \pm 0,03$	60,0

CAPITULO IV

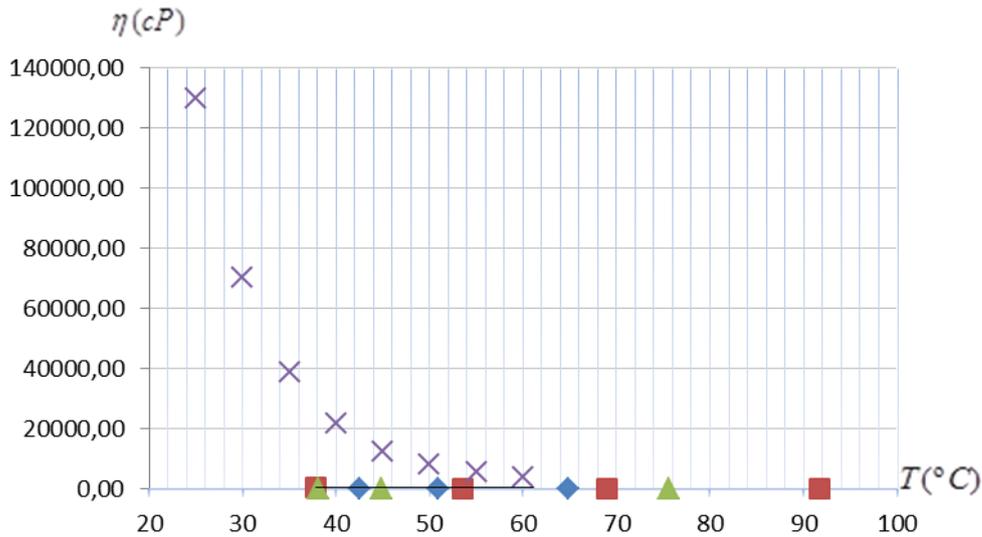
RESULTADOS Y DISCUSIONES

4.1 CORRELACIÓN DE MÉTODOS (Reómetro y RMN)

En el presente capítulo se van a correlacionar las gráficas de viscosidad en función de la temperatura obtenidas experimentalmente por el método convencional (**Reómetro de alta precisión marca Antor Paar**), con las gráficas de viscosidad en función de la temperatura realizadas por la técnica de Resonancia Magnética Nuclear.

A continuación se presentan las muestras a comparar por ambos métodos:

MUESTRA JZ, 8° API (Crudo extrapesado)



Grafica 35. Viscosidad en función de la Temperatura (JZ de 8° API)

Cuadros comparativos para la muestra JZ, 8 ° API (Gráfico 20)

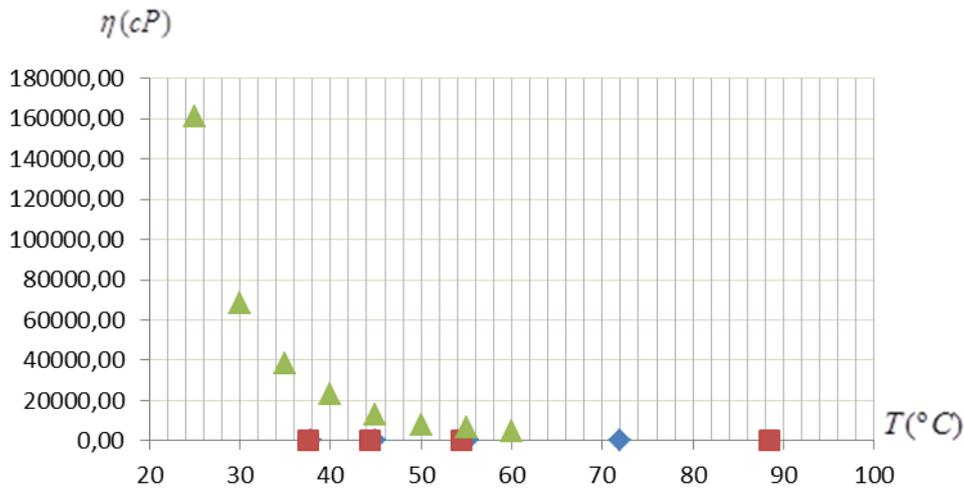
Zona Morada (Reómetro)	
$(T \pm 1)^\circ C$	$(\eta \pm \Delta\eta)cP$
45	12635 ± 2091
55	5663 ± 377

Zona azul	1era Prueba	Zona roja	2da Prueba	Zona verde	3ra Prueba
$(T \pm 0,1)^{\circ}C$	$(\eta \pm \Delta\eta)cP$	$(T \pm 0,1)^{\circ}C$	$(\eta \pm \Delta\eta)cP$	$(T \pm 0,1)^{\circ}C$	$(\eta \pm \Delta\eta)cP$
42,5	99,06 ± 4,79	43,7	7,20 ± ND	44,9	153,32 ± 51,68
50,9	46,94 ± 15,60	53,5	336,38 ± 93,26	55,6	576,52 ± ND

Para el **crudo extrapesado JZ de 8° API**, al comparar la **zona morada** por medio del Reómetro con las **zona azul**, **zona roja** y **zona verde** del método de RMN, se puede observar que a medida que aumenta la temperatura disminuye la viscosidad, pero los rangos de viscosidad calculados por el Método de Resonancia Magnética Nuclear difieren de los obtenidos por el reómetro ANTOR PAAR, lo cual indica que **debe hacerse un ajuste a la ecuación de Coates**, $G = T_1 = 0,00713 \left(\frac{T}{\eta} \right)$

Para este rango de viscosidad entre 3775 y 130150 centipoins, respectivamente.

MUESTRA CZ, 8° API (Crudo extrapesado)



Grafica 36. Viscosidad en función de la Temperatura (CZ de 8° API)

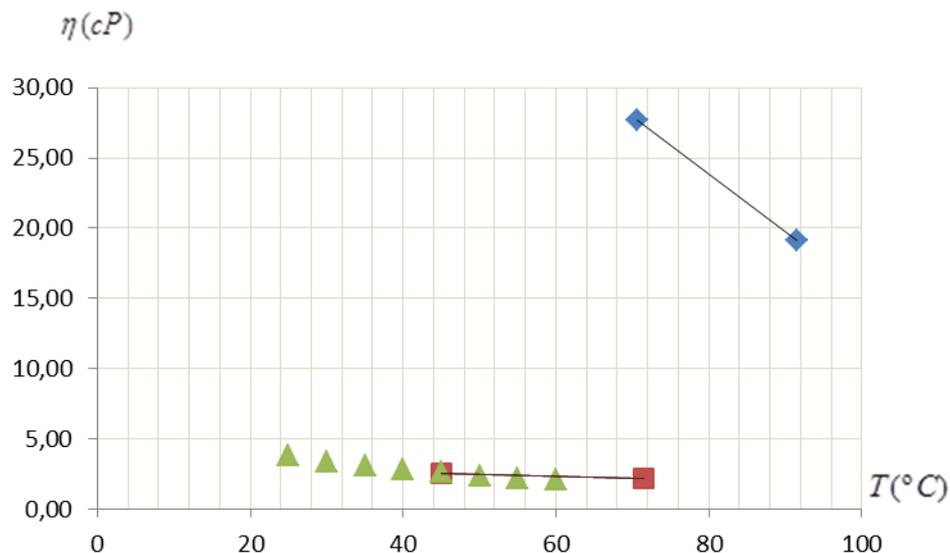
Cuadros comparativos para la muestra CZ, 8° API

Zona verde		Zona azul	1era Prueba	Zona roja	2da Prueba
$(T \pm 1)^\circ C$	$\eta(cP)$	$(T \pm 0,1)^\circ C$	$\eta(cP)$	$(T \pm 0,1)^\circ C$	$\eta(cP)$
45	13025 ± 2936	44,9	$86,38 \pm 6,44$	44,3	$95,14 \pm 12,96$
55	6605 ± 846	55,2	$59,56 \pm 1,39$	54,5	$66,15 \pm 1,51$

Para el **crudo extrapesado CZ de 8° API**, al comparar la **zona verde** por medio del Reómetro con las **zona azul** y **zona roja** del método de RMN, se puede observar que a medida que aumenta la temperatura disminuye la viscosidad del crudo, pero los rangos de viscosidad calculados por el Método de Resonancia Magnética Nuclear difieren de los obtenidos por el reómetro ANTOR PAAR, lo cual indica **debe hacerse un ajuste a la ecuación de Coates, G** $T_1 = 0,00713 \left(\frac{T}{\eta} \right)$

Para este rango de viscosidad entre 4845 y 161040 centipoints, respectivamente.

MUESTRA JZ, 32° API (Crudo liviano)



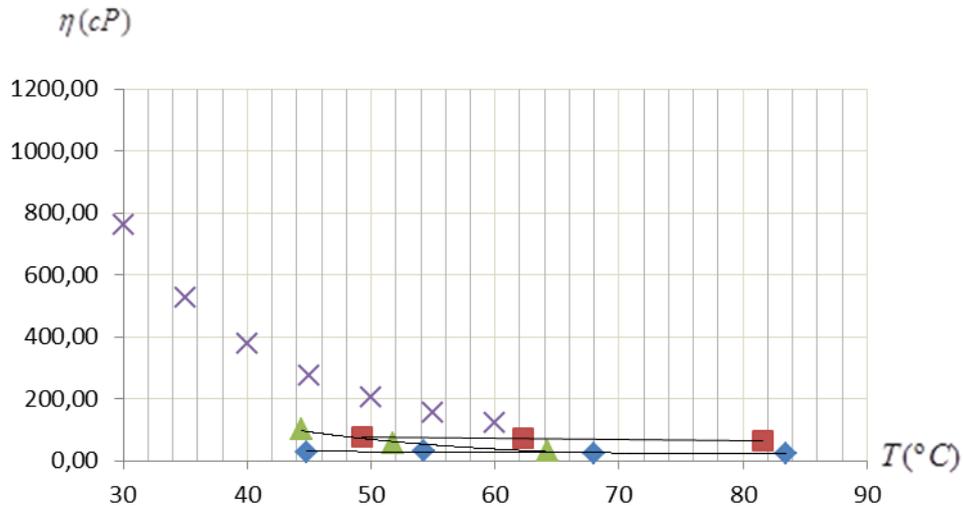
Grafica 37. Viscosidad en función de la Temperatura (JZ de 32° API)

Cuadros comparativos para la muestra JZ, 32 ° API

Zona verde	Reómetro	Zona azul	1era Prueba	Zona roja	2da Prueba
$(T \pm 1)^\circ C$	$\eta(cP)$	$(T \pm 0,1)^\circ C$	$\eta(cP)$	$(T \pm 0,1)^\circ C$	$\eta(cP)$
45	$2,60 \pm 0,01$	46,0	$7,54 \pm ND$	45,0	$2,50 \pm 2,50$
55	$2,20 \pm 0,02$	56,5	$9591,55 \pm ND$	55,7	$1,58 \pm ND$

Para el **crudo liviano JZ (mejorado)** de 32° API, se comparó la **zona verde** por medio del reómetro con las **zona azul** y **zona roja** del método de RMN, y se pudo observar que a medida que aumenta la temperatura disminuye la viscosidad del crudo, ahora bien en cuanto a los órdenes de viscosidad calculados por el Método de Resonancia Magnética Nuclear están dentro de los obtenidos por el reómetro ANTOR PAAR, los **valores de viscosidad que coinciden** son para la **zona verde** y la **zona roja** para un rango de temperatura entre 40°C y 50°C, valores que están dentro de los estudios tanto de transporte (desde los 25 y 60°C) como del estudio de reservorio petrolífero (entre 40 y 90°C) respectivamente.

MUESTRA MEREY, 16° API (Crudo pesado)



Grafica 38. Viscosidad en función de la Temperatura (Merrey)

Cuadros comparativos para la muestra Merrey, 16 ° API

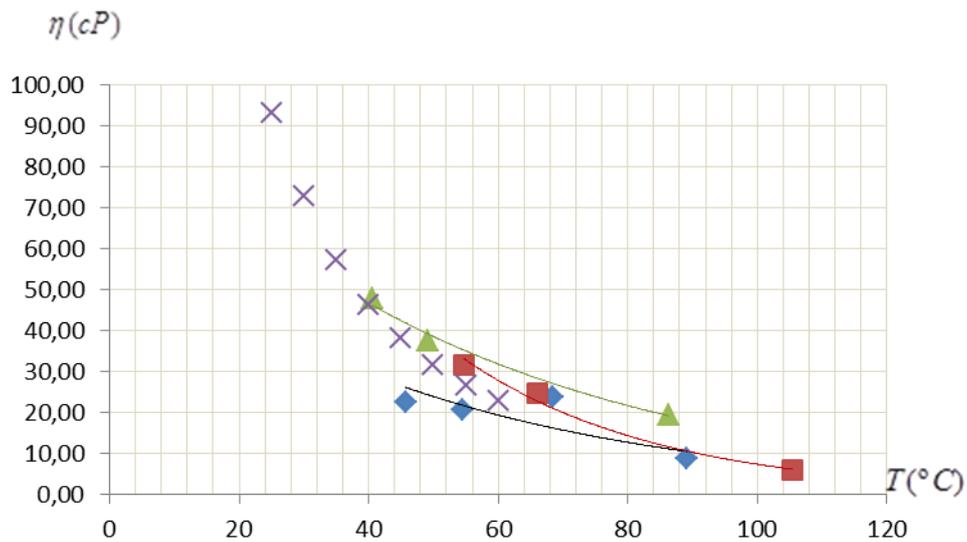
Zona morada	Reómetro
$(T \pm 1)^\circ C$	$\eta(cP)$
45	275 ± 16
50	205 ± 6
55	157 ± 3
60	122 ± 10

Zona azul	1era Prueba	Zona roja	2da Prueba	Zona verde	3era Prueba
$(T \pm 0,1)^\circ C$	$\eta(cP)$	$(T \pm 0,1)^\circ C$	$\eta(cP)$	$(T \pm 0,1)^\circ C$	$\eta(cP)$
44,8	$28,21 \pm 5,06$	49,3	$75,06 \pm 0,36$	44,4	$103,25 \pm 5,55$
54,3	$31,76 \pm 2,66$	62,3	$71,70 \pm 0,53$	51,8	$55,18 \pm 6,51$

Para el **crudo pesado Merrey de 16° API**, se le comparó la **zona morada** obtenida por medio del reómetro con las **zona azul, roja y verde** obtenidas por el método de RMN, se puede observar que a medida que aumenta la temperatura disminuye la viscosidad, pero los rangos de viscosidad calculados por el Método de Resonancia Magnética Nuclear difieren de los obtenidos por el reómetro ANTOR PAAR, lo cual indica que **debe hacerse un ajuste a la ecuación de Coates**, $G T_1 = 0,00713 \left(\frac{T}{\eta} \right)$

Para este rango de viscosidad entre 157 y 1107 centipoints, respectivamente.

MUESTRA LAGOTRECO, 23° API (Crudo mediano)



Grafica 39. Viscosidad en función de la Temperatura (Lagotreco)

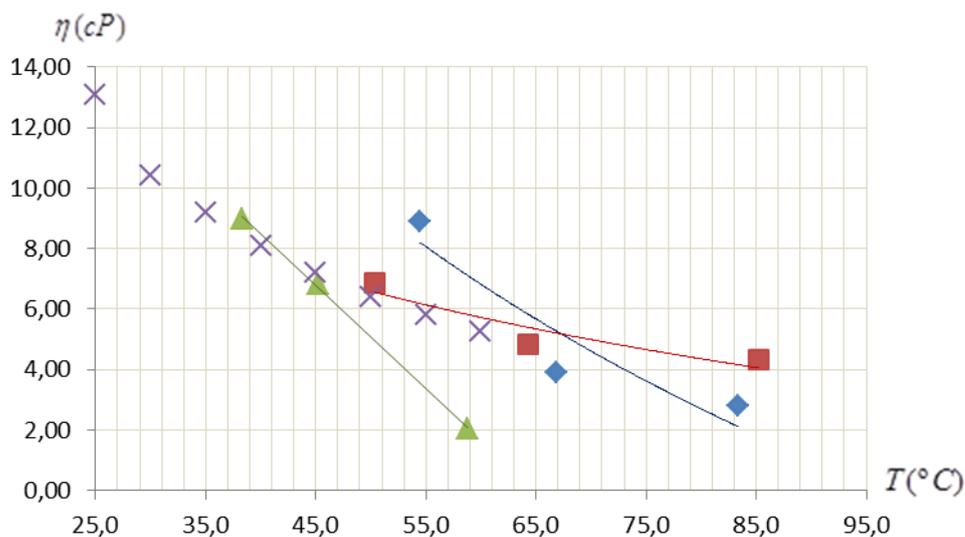
Cuadros comparativos para la muestra Lagotreco, 23° API

Zona morada ($T \pm 1$)°C	Reómetro η (cP)
40	46,2 ± 2,1
45	38,1 ± 1,4
50	31,8 ± 0,5
55	26,7 ± 0,3

Zona azul ($T \pm 0,1$)°C	1era Prueba η (cP)	Zona roja ($T \pm 0,1$)°C	2da Prueba η (cP)	Zona verde ($T \pm 0,1$)°C	3era Prueba η (cP)
45,7	22,69 ± 8,41	54,6	31,53 ± 0,03	40,7	47,75 ± 0,99
54,5	20,87 ± 3,02			49,2	37,67 ± 2,05

Para el **crudo mediano Lagotreco 23° API**, se le comparó la **zona morada** obtenida por medio del reómetro con las zona **azul**, **roja** y **verde** obtenidas por el método de RMN, se tienen los órdenes de viscosidad calculada por el Método de Resonancia Magnética Nuclear están dentro de los obtenidos por el reómetro ANTOR PARA. La coincidencia se obtuvo para un rango de temperatura entre 40 y 60°C respectivamente.

MUESTRA LA VICTORIA, 31° API (Crudo liviano)



Gráfica 40. Viscosidad en función de la Temperatura (La Victoria)

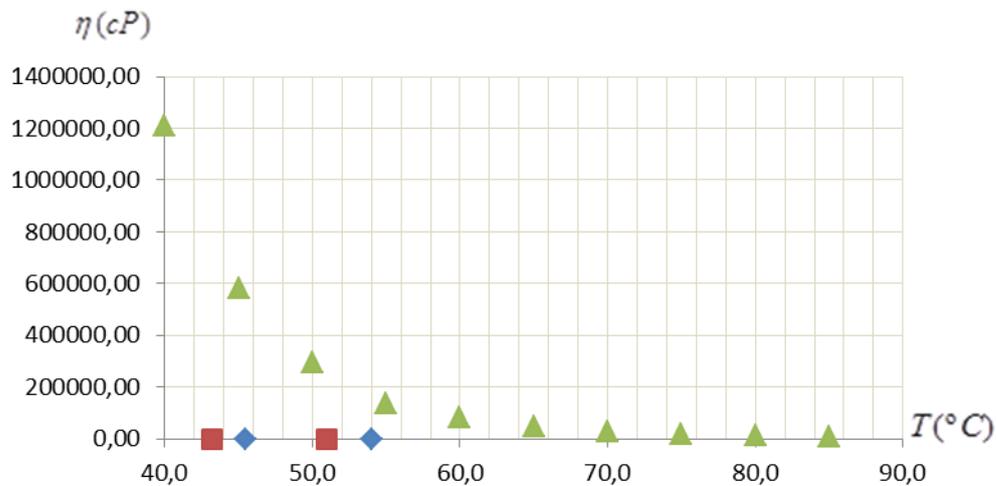
Cuadros comparativos para la muestra La Victoria, 31° API

Zona morada ($T \pm 1$)°C	Reómetro η (cP)
40	$8,1 \pm 0,3$
45	$7,2 \pm 0,2$
50	$6,4 \pm 0,1$
55	$5,8 \pm 0,1$

Zona azul ($T \pm 0,1$)°C	1era Prueba η (cP)	Zona roja ($T \pm 0,1$)°C	2da Prueba η (cP)	Zona verde ($T \pm 0,1$)°C	3era Prueba η (cP)
45,0	$3,22 \pm \text{ND}$	41,1	$4,86 \pm \text{ND}$	38,4	$9,00 \pm 0,08$
54,5	$8,90 \pm 0,55$	50,4	$6,87 \pm 0,11$	45,3	$6,84 \pm 0,12$

Para el **crudo liviano La Victoria de 31° API**, se comparó la **zona morada** obtenida por medio del reómetro con la **zona azul, roja y verde** del método de RMN, y se pudo observar que a medida que aumenta la temperatura disminuye la viscosidad del crudo, ahora bien en cuanto a los valores de viscosidad calculados por el Método de Resonancia Magnética Nuclear coinciden con los obtenidos por el reómetro ANTOR PAAR, para rangos de temperatura entre 40 y 60°C respectivamente.

MUESTRA CABRUTICA (Crudo extrapesado)



Gráfica 41. Viscosidad en función de la Temperatura (Cabrutica)

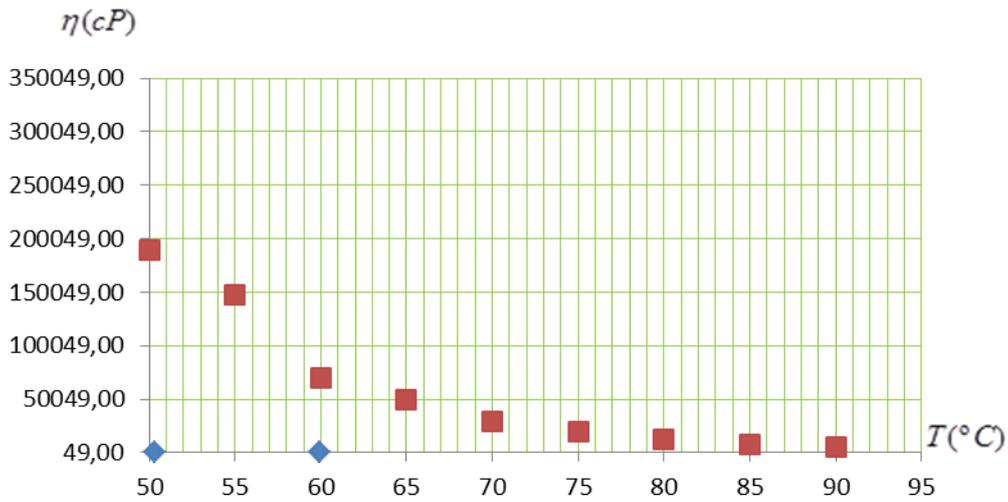
Cuadros comparativos para la muestra Cabrutica

Zona verde ($T \pm 1$)°C	Reómetro η (cP)	Zona azul ($T \pm 0,1$)°C	1era Prueba η (cP)	Zona roja ($T \pm 0,1$)°C	2da prueba η (cP)
45	583010 ± 44760	45,5	110,42 ± 0,02	43,2	175,61 ± 0,03
55	136040 ± 33811	54,0	101,29 ± 0,02	51,0	133,41 ± 0,02
65	45001 ± 8597	65,5	123,61 ± ND	64,9	208,09 ± ND
85	6623 ± 1286	90,6	113,15 ± ND	85,2	198,28 ± ND

Para el **crudo extrapesado Cabrutica**, al comparar la **zona verde** correspondiente al reómetro con la **zona azul** y **zona roja** del método de RMN, se puede observar que a medida que aumenta la temperatura disminuye la viscosidad del crudo, pero los rangos de viscosidad calculados por el Método de Resonancia Magnética Nuclear difieren de los obtenidos por el reómetro ANTOR PAAR, lo cual indica que **debe hacerse un ajuste a la ecuación de Coates**, $G T_1 = 0,00713 \left(\frac{T}{\eta} \right)$

Para un rango de viscosidad entre 1211600 y 6623 centipoise, respectivamente.

MUESTRA PETROMONAGAS (Crudo extrapesado)



Grafica 42. Viscosidad en función de la Temperatura (Petromonagas)

Cuadros comparativos para la muestra Petromonagas

Zona roja (T ± 1)° C	Reómetro η(cP)	Zona azul (T ± 0,1)° C	1era Prueba η(cP)
45	291960 ± 14084	38,6	32,28 ± ND
50	189620 ± 4557	50,4	432,00 ± 0,20
60	69751 ± 8416	60,0	89,00 ± 0,03
80	12706 ± 39		

Para el **crudo extrapesado Petromonagas**, al comparar la **zona azul** por medio del reómetro con la **zona roja** del método de RMN, se obtiene que los rangos de viscosidad del crudo, calculados por el Método de Resonancia Magnética Nuclear difieren de los obtenidos por el reómetro ANTOR PAAR, lo cual indica que **debe hacerse un ajuste a la ecuación de Coates, G** $T_1 = 0,00713 \left(\frac{T}{\eta} \right)$

Para un rango de viscosidad entre 291960 y 5261 centipoints, respectivamente.

MUESTRA AGUA DESTILADA

- **Espectrómetro de RMN modelo MARAN ULTRA**

Se tomó el tiempo de relajación T_1 y T_2 para una temperatura que inicialmente era de 60° C, la cual fue disminuyendo poco a poco.

Para medir T_1 , se estableció con un tiempo igual a **una hora treinta y un minutos con cinco segundos**, porque se programó un Recycle Delay en 10000 ms. En cambio para medir T_2 se estableció un tiempo de diez minutos y nueve segundos, y el Recycle Delay fue de 22500 ms. Con un número de ecos (NE)= 3750. Y el TAU = 2 ms.

Tabla 6. Única Prueba (Agua destilada)

T _{variable} (°C)	T ₁ (ms)	T ₂ (ms)	(H ± 0,1) cm	(D ± 0,1) cm
60- 24 Approx	2574,912	3177,086	3,6	2,2

Por lo tanto debido a la baja potencia del imán del equipo de Resonancia Magnética Nuclear MARAN ULTRA, no fue posible medir los tiempos de relajación T_1 y T_2 para distintas temperaturas para una **muestra de agua destilada**.

A continuación tenemos la siguiente *figura 23*, donde comparan los tiempos de espera, y de desmagnetización tanto para el agua destilada como para todos los crudos.

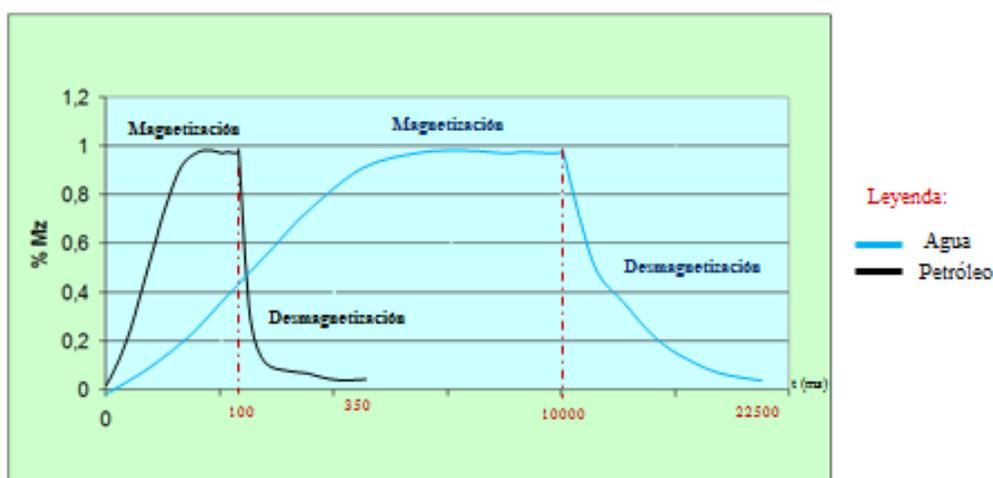


Figura 23. Comparación tiempos de relajación T_1 y T_2 (crudos y el agua destilada)

4.2 AJUSTE APROXIMADO DE LA ECUACIÓN DE COATES

Debido a que la viscosidad calculada para las muestras **JZ 8° API, CZ 8° API, JZ 32° API, Merrey, Cabrutica y Petromonagas** por el método de Resonancia Magnética Nuclear las cuales fueron correlacionadas con el Reómetro Antor Paar, presentaron resultados incongruentes; que no permiten obtener la viscosidad en función de la temperatura con las ecuaciones que tenemos planteadas hasta ahora; es necesario proponer un nuevo esquema de trabajo, el cual es el siguiente:

ESQUEMA II

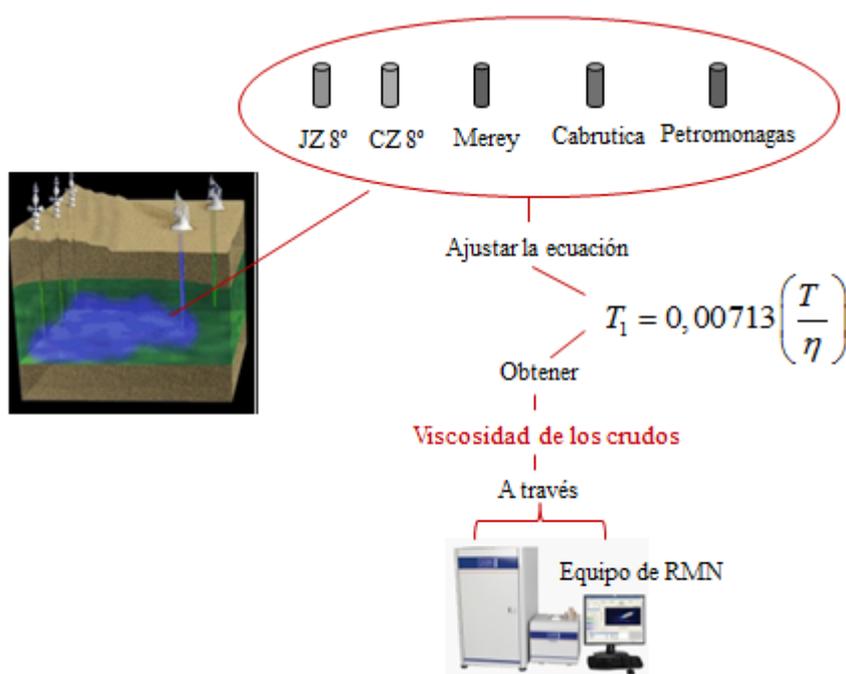


Figura 24. Esquema de trabajo a ejecutar

De la expresión (25)* la cual es: $T_1 = 0,00713 \left(\frac{T}{\eta} \right)$ procedemos a despejar el parámetro viscosidad η y nos queda la ecuación $\eta = \frac{0,00713}{T_1} T$ (35)

De la ecuación anterior (35), tenemos que el factor 0,00713 solo es compatible para los crudos livianos y medianos, por ende vamos a sustituir 0,00713 por el factor χ , el

cual es necesario determinarlo para rangos de viscosidad de los crudos pesados y extrapesados.

Por lo cual la nueva expresión a utilizar será $\bar{\chi} = \frac{\eta T_1}{T}$ (36), de donde:

$\bar{\chi}$ Es el factor a determinar, el cual será calculado para el **crudo pesado** Merey de 16° API, los **crudos extrapesados** JZ de 8° API, CZ de 8° API, Cabrutica y Petromonagas, respectivamente. A continuación veremos los rangos de viscosidad para los cuales se hallará este factor $\bar{\chi}$:

Tabla 7. Rangos de viscosidad y temperatura (Crudos pesados y extrapesados)

Muestra	Rangos de viscosidad	Rangos de temperatura
Merey 16°	122 < η (cP) < 1107	25 < T(°C) < 60
JZ 8°	3775 < η (cP) < 130150	25 < T(°C) < 60
CZ 8°	4845 < η (cP) < 161040	25 < T(°C) < 60
Cabrutica	6623 < η (cP) < 1211600	40 < T(°C) < 85
Petromonagas	5261 < η (cP) < 291960	45 < T(°C) < 90

Al observar la *tabla 6*, se comparan los rangos de viscosidad de las distintas muestras de crudos, tenemos que el rango de viscosidad de la muestra Merey no es el mismo para los otros crudos extrapesados, pero las muestras JZ de 8° API y CZ de 8° API presentan rangos de viscosidad similares, por lo cual el factor $\bar{\chi}$ a determinar debe de ser el mismo para ambos, mientras las ultimas muestras Cabrutica y Petromonagas difieren en sus viscosidades por lo tanto es probable determinar un factor para cada uno.

Muestra Merrey

Empecemos por determinar el factor $\bar{\chi}$ para el **crudo Merrey**, para ello es necesario tomar en cuenta lo siguiente:

Tabla 8. Viscosidad para cada temperatura (**Muestra Merrey**)

$\eta(cP)$	$(T \pm 1)^\circ C$
1107 ± 73	25
763 ± 11	30
528 ± 20	35
376 ± 23	40
275 ± 16	45
205 ± 6	50
157 ± 3	55
122 ± 10	60

A continuación tenemos la **tabla 9**, **tabla 10** y **tabla 11**; producto de los cálculos realizados para el método de resonancia magnética nuclear, en el cual para el tiempo de relajación T_1 se obtuvieron las viscosidades para ciertas temperaturas que se asemejan con las viscosidades presentadas en la **tabla 8** (resultados obtenidos por el reómetro)

Primera prueba:

Tabla 9. Calculo de la Viscosidad utilizando los T_1 (ms) y la T ($^\circ C$)

Constante	$(T \pm 0,1)^\circ C$	$C \times T(^\circ C)$	$\eta(cP)$	$T_1(s)$
0,00713	83,5	0,5954	$23,02 \pm 3,28$	0,025867
0,00713	68,0	0,4848	$22,69 \pm 1,51$	0,021368
0,00713	54,3	0,3872	$31,76 \pm 2,66$	0,012190
0,00713	44,8	0,3194	$28,21 \pm 5,06$	0,011322

Segunda prueba:

Tabla 10. Calculo de la Viscosidad utilizando los T_1 (ms) y la T (°C)

Constante	$(T \pm 0,1)^\circ C$	$C \times T(^\circ C)$	$\eta(cP)$	$T_1(s)$
0,00713	81,6	0,5814515	$64,68 \pm 0,17$	0,009
0,00713	62,3	0,4438425	$71,70 \pm 0,53$	0,006
0,00713	49,3	0,3511525	$75,06 \pm 0,36$	0,005

Tercera prueba:

Tabla 11. Calculo de la Viscosidad utilizando los T_1 (ms) y la T (°C)

Constante	$(T \pm 0,1)^\circ C$	$C \times T(^\circ C)$	$\eta(cP)$	$T_1(s)$
0,00713	85,5	0,6096	$204,02 \pm$ No determinado	0,003
0,00713	64,3	0,4581	$29,85 \pm 1,63$	0,015
0,00713	51,8	0,3690	$55,18 \pm 6,51$	0,007
0,00713	44,4	0,3166	$103,25 \pm 5,55$	0,003

Se tomaron los tiempos de relajación $T_1(s)$ de las **tablas 8, 9 y 10** para determinadas temperaturas, también se tomaron las viscosidades de la **tabla 7** que también presentan la misma temperatura para esos tiempos de relajación $T_1(s)$.

Haciendo uso de la expresión $\bar{\chi} = \frac{\eta T_{1B}}{t_k}$ (36)

Se determinó un conjunto de factores χ , los cuales permitieron determinar el factor promedio de los mismos es decir el factor $\bar{\chi}$ que nos permitirá calcular la viscosidad del **crudo Merey**, dicho factor podrá utilizarse en otros **crudos pesados** que posean los rangos de viscosidad cercanos.

Tabla 12. Calculo del factor $\bar{\chi}$ (Muestra Merey 16°)

$(T \pm 0,1)^\circ C$	$\eta(cP)_{reo}$	$T_1(s)$	χ	$\bar{\chi}$
44,4	274,9	0,003066	0,01898296	0,021642
51,8	205,0	0,006687	0,02648957	
49,3	205,0	0,004678	0,019452130	
62,3	121,8	0,006190	0,0121018	
44,8	274,9	0,011322	0,06947361	
54,3	156,5	0,012190	0,03513324	

Con el factor $\bar{\chi}$ se procede a calcular la viscosidad para la primera, segunda y tercera prueba, que le fueron realizadas al crudo, respectivamente:

Tabla 13. Calculo de viscosidades (Merey 16°) Primera Prueba

$(T \pm 0,1)^\circ C$	$\bar{\chi}$	$\eta(cP)_n$	$\eta(cP)_{reo}$	$\eta(cP)_{cal}$	$T_1(s)$
44,8	0,021642	28,21	274,9	85,6	0,011322
54,3	0,021642	31,76	156,5	96,4	0,012190

Tabla 14. Calculo de viscosidades (Merey 16°) Segunda Prueba

$(T \pm 0,1)^\circ C$	$\bar{\chi}$	$\eta(cP)_n$	$\eta(cP)_{reo}$	$\eta(cP)_{cal}$	$T_1(s)$
49,3	0,021642	75,06	205,0	228,1	0,004678
62,3	0,021642	71,70	121,8	217,8	0,006190

Tabla 15. Calculo de viscosidades (Merey 16°) Tercera Prueba

$(T \pm 0,1)^\circ C$	$\bar{\chi}$	$\eta(cP)_n$	$\eta(cP)_{reo}$	$\eta(cP)_{cal}$	$T_1(s)$
44,4	0,021642	103,25	274,9	313,4	0,003066
51,8	0,021642	55,18	205,0	167,5	0,006687

De donde:

$$\eta(cP)_n = \text{viscosidad calculada con la ecuación (25)* } T_1 = 0,00713 \frac{T}{\eta}$$

$\eta(cP)_{reo}$ = viscosidad medida por el reómetro

$\eta(cP)_{cal}$ = Viscosidad calculada tomando en cuenta el factor de ajuste $\bar{\chi}$

Determinemos el rango de confiabilidad para los cálculos de viscosidad por medio de este factor de ajuste χ .

A continuación tenemos las siguientes tablas, que nos permite cuantificar la diferencia entre las viscosidades determinadas.

Tabla 16. Diferencia entre viscosidades (**Merey**) Prueba 1

$\eta(cP)_{reo}$	$\eta(cP)_{cal}$	$\Delta\eta(cP)$	$\Delta\eta(\%)$
274,9	85,6	189,3	68,8
156,5	96,4	60,1	38,4

Tabla 17. Diferencia entre viscosidades (**Merey**) Prueba 2

$\eta(cP)_{reo}$	$\eta(cP)_{cal}$	$\Delta\eta(cP)$	$\Delta\eta(\%)$
205,0	228,1	23,1	11,3
121,8	217,8	96,0	78,8

Tabla 18. Diferencia entre viscosidades (**Merey**) Prueba 3

$\eta(cP)_{reo}$	$\eta(cP)_{cal}$	$\Delta\eta(cP)$	$\Delta\eta(\%)$
274,9	313,4	38,5	14,0
205,0	167,5	37,5	18,3

Según lo observado en la **tabla 16** se presenta una gran diferencia entre la viscosidad calculada por el reómetro y la viscosidad calculada por el ajuste realizado para RMN, para la primera viscosidad es de 189,3 cP, lo cual representa una diferencia del 68,8%, tomando en cuenta que la viscosidad calculada por el reómetro es de 274,9 cP respectivamente. En cambio en la **tabla 17** la segunda viscosidad, presenta una diferencia de viscosidad entre la viscosidad calculada por el reómetro y la viscosidad calculada por medio del ajuste realizado a las ecuaciones del equipo de RMN de 96 cP, representando una diferencia del 78,8% tomando en cuenta que la viscosidad del reómetro fue de 121,8 cP respectivamente. Del resto las demás diferencias entre la viscosidad del reómetro y la viscosidad del equipo de RMN están entre 14,0 y 18,3 respectivamente, es decir entre el 11,3% y 38,4% de diferencia respectivamente.

Muestra JZ, 8° API

Tabla 19. Viscosidad para cada temperatura (Muestra JZ, 8° API)

$\eta(cP)$	$(T \pm 1)^\circ C$
130150 \pm 15857	25
70337 \pm 1862	30
39020 \pm 2005	35
21922 \pm 2657	40
12635 \pm 2091	45
8106 \pm 717	50
5663 \pm 377	55
3775 \pm 608	60

A continuación se tiene la **tabla 20**, **tabla 21** y **tabla 22** ; producto de los cálculos realizados para el método de resonancia magnética nuclear, en el cual para el tiempo de relajación T_1 se obtuvieron las viscosidades para ciertas temperaturas que se asemejan con las viscosidades presentadas en la **tabla 19** (resultados obtenidos por reómetro).

Primera Prueba

Tabla 20. Calculo de la Viscosidad utilizando los T_1 (ms) y la T ($^\circ C$)

Constante	$(T \pm 0,1)^\circ C$	$C \times T(^\circ C)$	$\eta(cP)$	$T_1(s)$
0,00713	64,8	0,4620	40,30 \pm 8,58	0,011
0,00713	50,9	0,3629	46,94 \pm 15,60	0,008
0,00713	42,5	0,3030	99,06 \pm 4,79	0,003
0,00713	36,6	0,2610	37,57 \pm No determinado	0,007

Segunda Prueba

Tabla 21. Calculo de la Viscosidad utilizando los T_1 (ms) y la T ($^{\circ}C$)

Constante	$(T \pm 0,1)^{\circ}C$	$C \times T(^{\circ}C)$	$\eta(cP)$	$T_1(s)$
0,00713	91,8	0,6542	$198,96 \pm 50,22$	0,003288
0,00713	69,0	0,4920	$237,32 \pm 42,21$	0,002073
0,00713	53,5	0,3815	$336,38 \pm 93,26$	0,001134
0,00713	43,7	0,3116	$7,20 \pm$ No determinado	0,043262
0,00713	37,9	0,2699	$747,56 \pm 84,45$	0,000361

Tercera Prueba

Tabla 22. Calculo de la Viscosidad utilizando los T_1 (ms) y la T ($^{\circ}C$)

Constante	$(T \pm 0,1)^{\circ}C$	$C \times T(^{\circ}C)$	$\eta(cP)$	$T_1(s)$
0,00713	75,6	0,5390	$67,04 \pm 8,43$	0,008040
0,00713	55,6	0,3961	$576,52 \pm$ No determinado	0,000687
0,00713	44,9	0,3201	$153,32 \pm 51,68$	0,002088
0,00713	38,1	0,2717	$315,51 \pm 44,99$	0,000861

Igual que en la muestra anterior, se tomaron los tiempos de relajación $T_1(s)$ de las **tablas 20, 21 y 22** para determinadas temperaturas, también se tomaron las viscosidades de la **tabla 19** que también presentan la misma temperatura para esos tiempos de relajación $T_1(s)$.

Haciendo uso de la expresión
$$\bar{\chi} = \frac{\eta T_1}{T} \quad (36)$$

Se determinó un conjunto de factores χ , los cuales permitieron determinar el factor promedio de los mismos es decir el factor $\bar{\chi}$ que nos permitirá calcular la viscosidad del crudo JZ 8° API, dicho factor podrá utilizarse en el otro **crudo CZ de 8° API** ya que poseen rangos de viscosidad cercanos, de igual forma en aquellos crudos extrapesados que tengan rangos de viscosidad similares.

Tabla 23. Calculo del factor $\bar{\chi}$ (Muestra JZ, 8° API)

$(T \pm 0,1)^\circ C$	$\eta(cP)_{reo}$	$T_1(s)$	χ	$\bar{\chi}$
42,5	17278,5	0,003059	1,24364545	1,237481
50,9	8105,8	0,007732	1,2313172	
43,7	12635,0	0,043262	12,5083609	
53,5	5662,5	0,001134	0,12002383	
38,1	21922,0	0,000861	0,49540268	
44,9	12635,0	0,002088	0,58756971	

Con el factor $\bar{\chi}$ se procede a calcular la viscosidad para la primera, segunda y tercera prueba que le fueron realizadas al crudo, respectivamente:

Tabla 24. Calculo de viscosidades (JZ, 8° API) Primera Prueba

$(T \pm 0,1)^\circ C$	$\bar{\chi}$	$\eta(cP)_n$	$\eta(cP)_{reo}$	$\eta(cP)_{cal}$	$T_1(s)$
42,5	1,237481325	99,06	17278,5	17192,9	0,003059
50,9	1,237481325	46,94	8105,8	8146,4	0,007732

Tabla 25. Calculo de viscosidades (JZ, 8° API) Segunda Prueba

$(T \pm 0,1)^\circ C$	$\bar{\chi}$	$\eta(cP)_n$	$\eta(cP)_{reo}$	$\eta(cP)_{cal}$	$T_1(s)$
43,7	1,237481	7,20	12635,0	1250,0	0,043262
53,5	1,237481	336,38	5662,5	58382,1	0,001134

Tabla 26. Calculo de viscosidades (JZ, 8° API) Tercera Prueba

$(T \pm 0,1)^\circ C$	$\bar{\chi}$	$\eta(cP)_n$	$\eta(cP)_{reo}$	$\eta(cP)_{cal}$	$T_1(s)$
38,1	1,237481	315,51	21922,0	54759,6	0,000861
44,9	1,237481	153,32	12635,0	26610,6	0,002088

A continuación tenemos las siguientes tablas, que nos permite cuantificar la diferencia entre las viscosidades determinadas.

Tabla 27. Diferencia entre viscosidades (JZ, 8° API) Prueba 1

$\eta(cP)_{reo}$	$\eta(cP)_{cal}$	$\Delta\eta(cP)$	$\Delta\eta(\%)$
17278,5	17192,9	85,6	0,5
8105,8	8146,4	40,6	0,5

Tabla 28. Diferencia entre viscosidades (JZ, 8° API) Prueba 2

$\eta(cP)_{reo}$	$\eta(cP)_{cal}$	$\Delta\eta(cP)$	$\Delta\eta(\%)$
12635,0	1250,0	11385,0	90,1
5662,5	58382,1	52719,6	931,0

Tabla 29. Diferencia entre viscosidades (JZ, 8° API) Prueba 3

$\eta(cP)_{reo}$	$\eta(cP)_{cal}$	$\Delta\eta(cP)$	$\Delta\eta(\%)$
21922,0	54759,6	32837,6	149,8
12635,0	26610,6	13975,6	110,6

Según lo observado en la **tabla 28** se presenta una gran diferencia entre la viscosidad calculada por el reómetro y la viscosidad calculada por el ajuste realizado para RMN, para el primer cálculo es de 11385,0 cP, lo cual representa una diferencia del 90,1%, tomando en cuenta que la viscosidad calculada por el reómetro es de 12635,9 cP respectivamente, mientras la segunda prueba para la misma tabla la diferencia de viscosidades fue de 52719,6 cP, representando el 931,0% se descarta por completo este valor. Mientras en la **tabla 29** la primera diferencia de viscosidad es de 32837,6 cP que porcentualmente es 149,8% se descarta también este valor, mientras que para la segunda medida de esta misma tabla la diferencia de viscosidad fue de 13975,6 cP, que representa 110,6% descartándose este valor también. Solo la **tabla 27** posee diferencias entre la viscosidad del reómetro y la viscosidad del equipo de RMN aceptables del 0,5 % respectivamente.

Muestra CZ, 8° API

Tabla 30. Viscosidad para cada temperatura (Muestra CZ, 8°)

$\eta(cP)$	$(T \pm 1)^\circ C$
161040 ± 38448	25
67992 ± 5647	30
38104 ± 6130	35
23004 ± 3567	40
13025 ± 2936	45
7877 ± 1711	50
6605 ± 846	55
4845 ± 1385	60

Tenemos ahora la **tabla 31** y **tabla 32**; producto de los cálculos realizados para el método de resonancia magnética nuclear, en el cual para el tiempo de relajación T_1 se obtuvieron las viscosidades para ciertas temperaturas que no se asemejan con las viscosidades presentadas en la **tabla 30** (resultados obtenidos por el reómetro).

Primera Prueba

Tabla 31. Calculo de la Viscosidad utilizando los T_1 (ms) y la T ($^\circ C$)

Constante	$(T \pm 0,1)^\circ C$	$C \times T(^\circ C)$	$\eta(cP)$	$T_1(s)$
0,00713	71,9	0,5126	$30,74 \pm 0,57$	0,016676
0,00713	55,2	0,3936	$59,56 \pm 1,39$	0,006608
0,00713	44,9	0,3201	$86,38 \pm 6,44$	0,003706
0,00713	37,8	0,2695	$87,42 \pm 5,61$	0,003083

Segunda Prueba

Tabla 32. Calculo de la Viscosidad utilizando los T_1 (ms) y la T (°C)

Constante	$(T \pm 0,1)^\circ C$	$C \times T(^\circ C)$	$\eta(cP)$	$T_1(s)$
0,00713	88,5	0,6310	$29,70 \pm 0,66$	0,021243
0,00713	66,8	0,4759	$128,59 \pm$ No determinado	0,003701
0,00713	54,5	0,3886	$66,15 \pm 1,51$	0,005874
0,00713	44,3	0,3159	$95,14 \pm 12,96$	0,003320
0,00713	37,6	0,2677	$79,61 \pm 16,72$	0,003363

Hacemos uso del factor $\bar{\chi} = 1,237481$ calculado para la muestra JZ de 8° API, la cual nos permitirá también calcular la viscosidad del crudo CZ de 8° API, por poseer ambas muestras rangos de viscosidad cercanos, como también se podrá utilizar de igual forma en aquellos crudos extrapesados que tengan rangos de viscosidad similares.

Tabla 33. Calculo de viscosidades (CZ, 8° API) Primera Prueba

$(T \pm 0,1)^\circ C$	$\bar{\chi}$	$\eta(cP)_n$	$\eta(cP)_{reo}$	$\eta(cP)_{cal}$	$T_1(s)$
37,8	1,237481	87,42	23004,0	15172,5	0,003083
44,9	1,237481	86,38	13025,0	14992,7	0,003706
55,2	1,237481	59,56	6604,5	10337,3	0,006608

Tabla 34. Calculo de viscosidades (CZ, 8° API) Segunda Prueba

$(T \pm 0,1)^\circ C$	$\bar{\chi}$	$\eta(cP)_n$	$\eta(cP)_{reo}$	$\eta(cP)_{cal}$	$T_1(s)$
37,6	1,237481	79,61	23004,0	13817,3	0,003363
44,3	1,237481	95,14	13025,0	16512,2	0,003320
54,5	1,237481	66,15	6604,5	11481,6	0,005874

A continuación tenemos las siguientes tablas, que nos permite cuantificar la diferencia entre las viscosidades determinadas.

Tabla 35. Diferencia entre viscosidades (CZ, 8° API) Prueba 1

$\eta(cP)_{reo}$	$\eta(cP)_{cal}$	$\Delta\eta(cP)$	$\Delta\eta(\%)$
23004,0	15172,5	7831,5	34,0
13025,0	14992,7	1967,7	15,1
6604,5	10337,3	3732,8	56,5

Tabla 36. Diferencia entre viscosidades (CZ, 8° API) Prueba 2

$\eta(cP)_{reo}$	$\eta(cP)_{cal}$	$\Delta\eta(cP)$	$\Delta\eta(\%)$
23004,0	13817,3	9186,7	39,9
13025,0	16512,2	3487,2	26,8
6604,5	11481,6	4877,1	73,8

Según lo observado en la **tabla 35** se tiene una diferencia entre la viscosidad calculada por el reómetro y la viscosidad calculada por el ajuste realizado para RMN, para el primer cálculo es de 7831,5 cP, lo cual representa una diferencia del 34,0 %, tomando en cuenta que la viscosidad calculada por el reómetro es de 23004 cP, mientras la segunda prueba la diferencia de viscosidades fue de 1967,7 cP, representando el 15,1 % y la tercera prueba la diferencia de viscosidades fue de 3732,8 que representa 56,52 %.

La **tabla 36** la primera diferencia de viscosidad es de 9186,7 cP que porcentualmente es 39,9 %, mientras la segunda medida la diferencia es de 3487,2 tiene como porcentaje del 26,8 %, mientras la última medida su diferencia fue de 4877,1 que porcentualmente es de 73,8 % valor más alto de todos. En general las viscosidades son aceptables.

Muestra Cabrutica

Tabla 37. Viscosidad para cada temperatura (Muestra Cabrutica)

$\eta(cP)$	$(T \pm 1)^\circ C$
1211600 ± 253431	40
583010 ± 44760	45
294230 ± 8131	50
136040 ± 33811	55
81047 ± 14366	60
45001 ± 8597	65
26427 ± 3682	70
17105 ± 192	75
11247 ± 1746	80
6623 ± 1286	85

A continuación se tiene la **tabla 38** y **tabla 39**; producto de los cálculos realizados para el método de resonancia magnética nuclear, en el cual para el tiempo de relajación T_1 se obtuvieron las viscosidades para ciertas temperaturas que se asemejan con las viscosidades presentadas en la **tabla 37** (resultados obtenidos por el reómetro).

Primera Prueba

Tabla 38. Calculo de la Viscosidad utilizando los T_1 (ms) y la T ($^\circ C$)

Constante	$(T \pm 0,1)^\circ C$	$C \times T(^\circ C)$	$\eta(cP)$	$T_1(s)$
0,00713	90,6	0,6456	$113,15 \pm$ No determinado	0,005706
0,00713	65,5	0,4670	$123,61 \pm$ No determinado	0,003778
0,00713	54,0	0,3850	$101,29 \pm 0,02$	0,003801
0,00713	45,5	0,3244	$110,4 \pm 20,02$	0,002938

Segunda Prueba

Tabla 39. Calculo de la Viscosidad utilizando los T_1 (ms) y la T (°C)

Constante	$(T \pm 0,1)^\circ C$	$C \times T(^\circ C)$	$\eta(cP)$	$T_1(s)$
0,00713	85,2	0,6071	198,28 ± No determinado	0,003062
0,00713	64,9	0,4624	208,09 ± No determinado	0,002222
0,00713	51,0	0,3633	133,41 ± 0,02	0,002723
0,00713	43,2	0,3080	175,61 ± 0,03	0,001754

Se procede a tomar los tiempos de relajación $T_1(s)$ de las **tablas 38 y 39** para determinadas temperaturas, también se tomaron las viscosidades de la **tabla 37** que también presentan la misma temperatura para esos tiempos de relajación $T_1(s)$.

Haciendo uso de la expresión
$$\bar{\chi} = \frac{\eta T_1}{T} \quad (35)$$

Se determinó un conjunto de factores χ , los cuales permitieron determinar el factor promedio de los mismos es decir el factor $\bar{\chi}$ que nos permitirá calcular la viscosidad del crudo Cabrutica, dicho factor se podrá usar en aquellos crudos extrapesados que tengan rangos de viscosidad similares.

Tabla 40. Calculo del factor $\bar{\chi}$ (Cabrutica)

$(T \pm 0,1)^\circ C$	$\eta(cP)_{reo}$	$T_1(s)$	χ	$\bar{\chi}$
45,5	583010,0	0,002938	37,6457886	16,323994
54,0	136040,0	0,003801	9,57570444	
43,2	583010,0	0,001754	23,6712856	
51,0	294230,0	0,002723	15,724991	

Con el factor $\bar{\chi}$ se procede a calcular la viscosidad para la primera, segunda y tercera prueba que le fueron realizadas al crudo, respectivamente:

Tabla 41. Calculo de viscosidades (**Cabrutica**) Primera Prueba

$(T \pm 0,1)^\circ C$	χ	$\eta(cP)_n$	$\eta(cP)_{reo}$	$\eta(cP)_{cal}$	$T_1(s)$
45,5	16,323994	110,42	583010,0	252805,2	0,002938
54,0	16,323994	101,29	136040,0	231911,5	0,003801

Tabla 42. Calculo de viscosidades (**Cabrutica**) Segunda Prueba

$(T \pm 0,1)^\circ C$	χ	$\eta(cP)_n$	$\eta(cP)_{reo}$	$\eta(cP)_{cal}$	$T_1(s)$
43,2	16,323994	175,61	583010,0	402050,5	0,001754
51,0	16,323994	133,41	294230,0	305437,9	0,002723

A continuación tenemos las siguientes tablas, que nos permite cuantificar la diferencia entre las viscosidades determinadas.

Tabla 43. Diferencia entre viscosidades (Cabrutica) Prueba 1

$\eta(cP)_{reo}$	$\eta(Cp)_{cal}$	$\Delta\eta(cP)$	$\Delta\eta(\%)$
583010,0	252805,2	330204,8	56,6
136040,0	231911,5	95871,5	70,5

Tabla 44. Diferencia entre viscosidades (Cabrutica) Prueba 2

$\eta(cP)_{reo}$	$\eta(Cp)_{cal}$	$\Delta\eta(cP)$	$\Delta\eta(\%)$
583010,0	402050,5	180959,5	31,0
294230,0	305437,9	11207,9	3,8

Según lo observado en la **tabla 43** se presenta una diferencia entre la viscosidad calculada por el reómetro y la viscosidad calculada por el ajuste realizado para RMN, para el primer cálculo fue de 330204,8 cP, que porcentualmente es 56,6 %, tomando en cuenta que la viscosidad calculada por el reómetro es de 583010 cP respetivamente, mientras la segunda prueba la diferencia de viscosidades es de 95871,5 cP, representando el 70,5 % lo cual se descarta este valor. Ahora bien para la **tabla 44** la diferencia entre la viscosidad obtenida por el reómetro y la viscosidad por medio del RMN es de 180959,5 cP que porcentualmente es del 31,0 %, mientras el segundo calculo fue de 11207,9 cP que porcentualmente es del 3,8 %. La **tabla 42** se descarta por completo.

Muestra Petromonagas

Tabla 45. Viscosidad para cada temperatura (Muestra Petromonagas)

$\eta(cP)$	$(T \pm 1)^\circ C$
291960 ± 14084	45
189620 ± 4557	50
147480 ± 24280	55
69751 ± 8416	60
50038 ± 443	65
29580 ± 1887	70
20148 ± 183	75
12706 ± 39	80
7996 ± 41	85
5261 ± 162	90

A continuación tenemos la **tabla 46**; producto de los cálculos realizados para el método de resonancia magnética nuclear, en el cual para el tiempo de relajación T_1 se obtuvieron las viscosidades para ciertas temperaturas que se asemejan con las viscosidades presentadas en la **tabla 45** (resultados obtenidos por el reómetro).

Primera Prueba

Tabla 46. Calculo de la Viscosidad utilizando los T_1 (ms) y la T ($^\circ C$)

Constante	$(T \pm 0,1)^\circ C$	$C \times T(^\circ C)$	$\eta(cP)$	$T_1(s)$
0,00713	60,0	0,4274	$89,00 \pm 0,03$	0,004803
0,00713	50,4	0,3590	$432,00 \pm 0,20$	0,000831
0,00713	38,6	0,2752	$32,28 \pm$ No determinado	0,008525

Se procede a tomar los tiempos de relajación $T_1(s)$ de las **tabla 46** para determinadas temperaturas, también se tomaron las viscosidades de la **tabla 45** que también presentan la misma temperatura para esos tiempos de relajación $T_1(s)$.

Haciendo uso de la expresión
$$\bar{\chi} = \frac{\eta T_1}{T} \quad (35)$$

Se determinó un conjunto de factores χ , los cuales permitieron determinar el factor promedio de los mismos es decir el factor $\bar{\chi}$ que nos permitirá calcular la viscosidad del crudo Cabrutica, dicho factor podrá en aquellos crudos extrapesados que tengan rangos de viscosidad similares.

Tabla 48. Calculo del factor $\bar{\chi}$ (Petromonagas)

$(T \pm 0,1)^\circ C$	$\eta(cP)_{reo}$	$T_1(s)$	χ	$\bar{\chi}$
50,4	189620,0	0,000831	3,129577	4,358901
60,0	69751,0	0,004803	5,588224	

Con el factor $\bar{\chi}$ se procede a calcular la viscosidad para la primera, segunda y tercera prueba que le fueron realizadas al crudo, respectivamente:

Tabla 49. Calculo de viscosidades (Petromonagas) Primera Prueba

$(T \pm 0,1)^\circ C$	χ	$\eta(Cp)_n$	$\eta(cP)_{reo}$	$\eta(Cp)_{cal}$	$T_1(s)$
50,4	4,358901	432,00	189620,0	264104,3	0,000831
60,0	4,358901	89,00	69751,0	54406,9	0,004803

A continuación tenemos las siguientes tablas, que nos permite cuantificar la diferencia entre las viscosidades determinadas.

Tabla 50. Diferencia entre viscosidades (Cabrutica) Prueba 1

$\eta(cP)_{reo}$	$\eta(Cp)_{cal}$	$\Delta\eta(cP)$	$\Delta\eta(\%)$
189620,0	264104,3	74484,3	39,3
69751,0	54406,9	15344,1	22,0

Ahora bien para la **tabla 50** la diferencia entre la viscosidad obtenida por el viscosímetro y la viscosidad por medio del RMN es de 74484,3 cP que porcentualmente es del 39,3 % se, mientras el segundo calculo fue de 15344,1 cP que porcentualmente es del 22,00%, este último valor es aceptable.

Finalmente al ajustar la ecuación (25)* $T_1 = 0,00713 \left(\frac{T}{\eta} \right)$ para las muestras Merey,

JZ de 8° API, CZ de 8° API, Cabrutica y Petromonagas, se obtuvo las ecuaciones siguientes:

Nota: El asterisco en la ecuación (15) significa que se tomó la ecuación de Coates, G considerando el **uso** de la temperatura en grados centígrados.

Tabla 51. Ecuaciones ajustadas para crudos pesados y extrapesados de los crudos.

Ecuación ajustada (Calculo de la viscosidad)	Nombre del crudo	Rango de viscosidad	Rango de Temperatura
$\eta = 0,021642 \frac{T}{T_1}$ (36)	Merey	122 < η (cP) < 1107	25 < T(°C) < 60
$\eta = 1,237481 \frac{T}{T_1}$ (37)	JZ de 8° API y CZ de 8° API	3775 < η (cP) < 130150 4845 < η (cP) < 161040	25 < T(°C) < 60
$\eta = 4,358901 \frac{T}{T_1}$ (38)	Petromonagas	5261 < η (cP) < 291960	45 < T(°C) < 90
$\eta = 16,323994 \frac{T}{T_1}$ (39)	Cabrutica	6623 < η (cP) < 1211600	40 < T(°C) < 85

Dichas ecuaciones podrán contribuir al cálculo de viscosidades de distintos crudos pesados y extrapesados a través de la medición de los tiempos de relajación T_1 y T_2 para los rangos de viscosidad mencionados anteriormente.

4.3 MODELADO APROXIMADO DE LA ECUACIÓN DE COATES

Considerando la ecuación de Coates, G (1999) $T_1 = 0,00713 \left(\frac{T}{\eta} \right)$, la cual en este trabajo comprobamos que sólo se ajusta para obtener la viscosidad de los **crudos livianos** y **crudos medianos**. Para dicho cálculo se tomó en cuenta las medidas de los tiempos de relajación T_1 y la temperatura para cada muestra.

También tomaremos en cuenta las ecuaciones ajustadas para el cálculo de la viscosidad de algunos **crudos pesados** y **crudos extrapesados**, para poder realizar el modelo de una ecuación que se considere para calcular la viscosidad de los crudos livianos, medianos, pesados y extrapesados tomando en cuenta algunos criterios de ajuste para cada tipo de crudo.

A continuación vamos colocar las ecuaciones ajustadas para todos los crudos:

Tabla 52. Ecuaciones para crudos livianos, medianos, pesados y extrapesados.

Ecuación ajustada (Cálculo de la viscosidad)	Nombre del crudo	Rango de viscosidad	Rango de Temperatura
$T_1 = 0,00713 \left(\frac{T}{\eta} \right) (25)^*$		$0,2 < \eta(\text{cP}) < 1000$	
$\eta = 0,021642 \frac{T}{T_1} (36)$	Merey	$122 < \eta(\text{cP}) < 1107$	$25 < T(^{\circ}\text{C}) < 60$
$\eta = 1,237481 \frac{T}{T_1} (37)$	JZ de 8° API y CZ de 8° API	$3775 < \eta(\text{cP}) < 130150$ $4845 < \eta(\text{cP}) < 161040$	$25 < T(^{\circ}\text{C}) < 60$
$\eta = 4,358901 \frac{T}{T_1} (38)$	Petromonagas	$5261 < \eta(\text{cP}) < 291960$	$45 < T(^{\circ}\text{C}) < 90$
$\eta = 16,323994 \frac{T}{T_1} (39)$	Cabrutica	$6623 < \eta(\text{cP}) < 1211600$	$40 < T(^{\circ}\text{C}) < 85$

Al analizar las ecuaciones descritas en la **tabla 54** se puede generar una ecuación para determinar los crudos livianos, medianos, pesados y extrapesados con un factor de correlación propio para cada rango de viscosidad característico para cada crudo. El factor de correlación lo nombraremos γ .

Tabla 53. Ecuaciones para crudos livianos, medianos, pesados y extrapesados.

Ecuación ajustada (Calculo de la viscosidad)	Tipo de crudo	Rango de viscosidad	Factor γ
$T_1 = \frac{7,13}{\gamma} \left(\frac{T}{\eta} \right) \quad (40)$	Livianos y Medianos	$0,2 < \eta(\text{cP}) < 1000$	1000
$T_1 = \frac{7,13}{\gamma} \left(\frac{T}{\eta} \right) \quad (40)$	Pesados	$122 < \eta(\text{cP}) < 1107$	330
$T_1 = \frac{7,13}{\gamma} \left(\frac{T}{\eta} \right) \quad (40)$	Extrapesados	$3775 < \eta(\text{cP}) < 130150$ $4845 < \eta(\text{cP}) < 161040$	5,76
$T_1 = \frac{7,13}{\gamma} \left(\frac{T}{\eta} \right) \quad (40)$	Extrapesados	$5261 < \eta(\text{cP}) < 291960$	1,64
$T_1 = \frac{7,13}{\gamma} \left(\frac{T}{\eta} \right) \quad (40)$	Extrapesados	$6623 < \eta(\text{cP}) < 1211600$	0,436

En la **tabla 53** tenemos que el factor de correlación γ para los crudos livianos y medianos es igual a 1000 dicho termino disminuye a medida que aumenta la viscosidad del crudo.

4.3 CORRELACIÓN DE LA VISCOSIDAD DE LOS CRUDOS

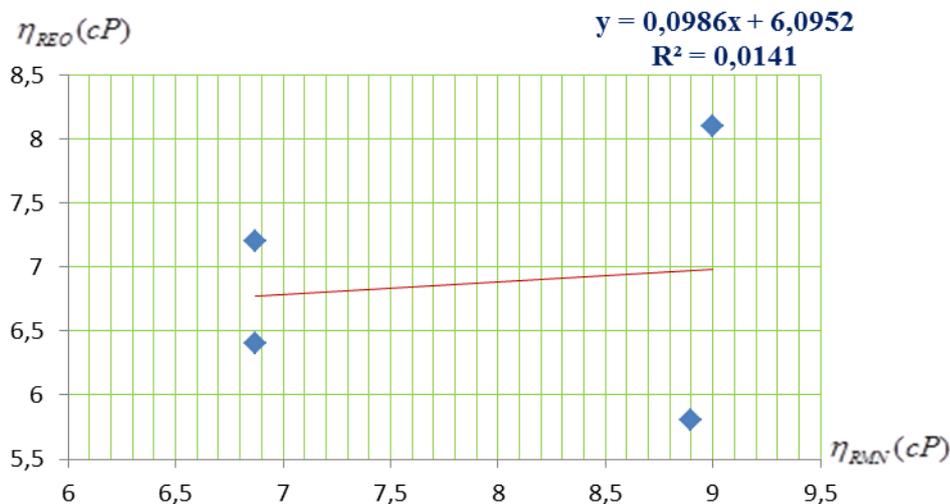
Para realizar la correlación de la viscosidad determinada por medio del espectrómetro de Resonancia Magnética Nuclear con el método convencional (Reómetro ANTOR PAAR), se van a tomar los datos obtenidos previamente para una muestra de **crudo liviano, mediano, pesado y extrapesado**.

La Victoria 31° API (Crudo Liviano)

Cuadro comparativo (viscosidad del reómetro y del equipo RMN)

$T(^{\circ}C)$	$\eta_{REO}(cP)$	$\eta_{RMN}(cP)$
40	8,1	9
45	7,2	6,87
50	6,4	6,87
55	5,8	8,9

Con los valores de viscosidad del reómetro y del RMN, procedemos a realizar la siguiente gráfica:



Gráfica 43. $\eta_{REO}(cP)$ en función de $\eta_{RMN}(cP)$ (La Victoria)

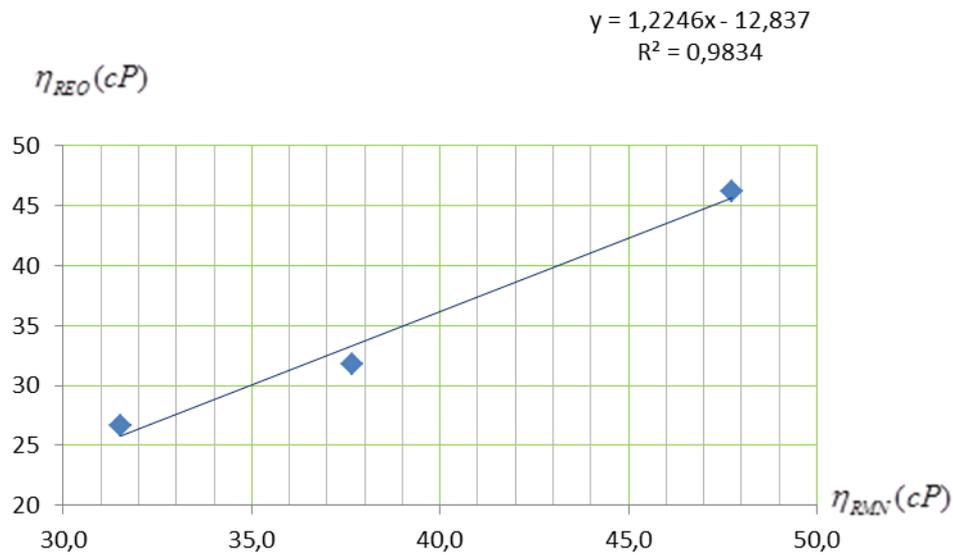
En la *gráfica 43* se puede observar la dispersión de los puntos para la viscosidad tanto con el reómetro como con el espectrómetro en un rango de 40°C hasta 55°C. Para determinar crudos livianos se debe realizar mayores medidas de los tiempos de relajación T_1 y T_2 , optimizar el equipo MARAN ULTRA. Con un bajo nivel de confiabilidad del 0,0141.

Lagotreco 23° API (Crudo mediano)

Cuadro comparativo (viscosidad del reómetro y del equipo RMN)

$T(^{\circ}C)$	$\eta_{REO}(cP)$	$\eta_{RMN}(cP)$
40	46,2	47,8
50	31,8	37,7
55	26,7	31,5

Con los valores de viscosidad del reómetro y del espectrómetro de RMN procedemos a realizar la siguiente gráfica:



Gráfica 44. η_{REO} (cP) en función de η_{RMN} (cP) (Lagotreco)

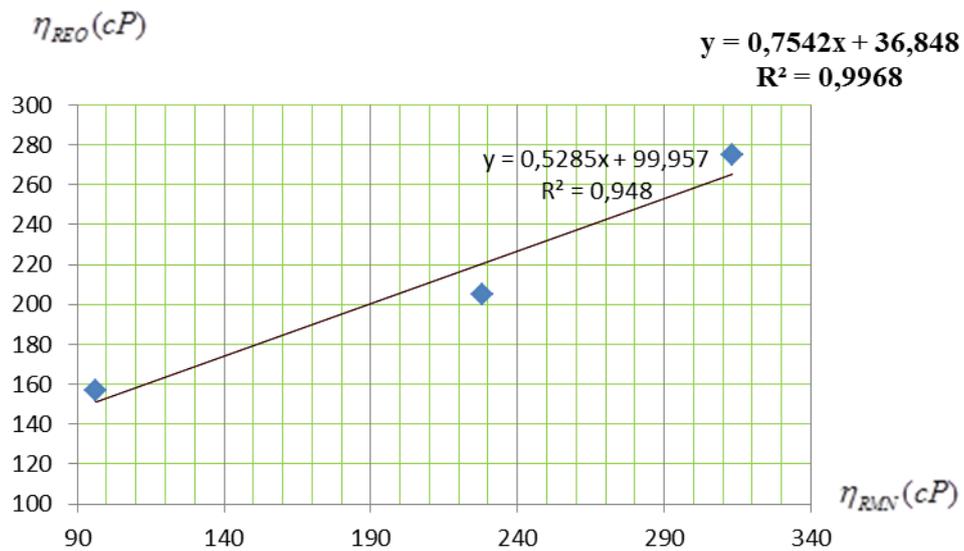
Para la muestra Lagotreco según la *gráfica 44* es posible obtener la viscosidad para un crudo mediano que posea las mismas características moleculares. Debido a que su coeficiente de determinación es de 0,98 es decir cercano a 1.

Merey 23° API (Crudo pesado)

Cuadro comparativo (viscosidad del reómetro y del equipo RMN)

$T(^{\circ}C)$	$\eta_{REO}(cP)$	$\eta_{RMN}(cP)$
45	275	313
50	205	228
55	157	96

Se procede a realizar la gráfica siguiente:



Gráfica 45. $\eta_{REO}(cP)$ en función de $\eta_{RMN}(cP)$ (Merey)

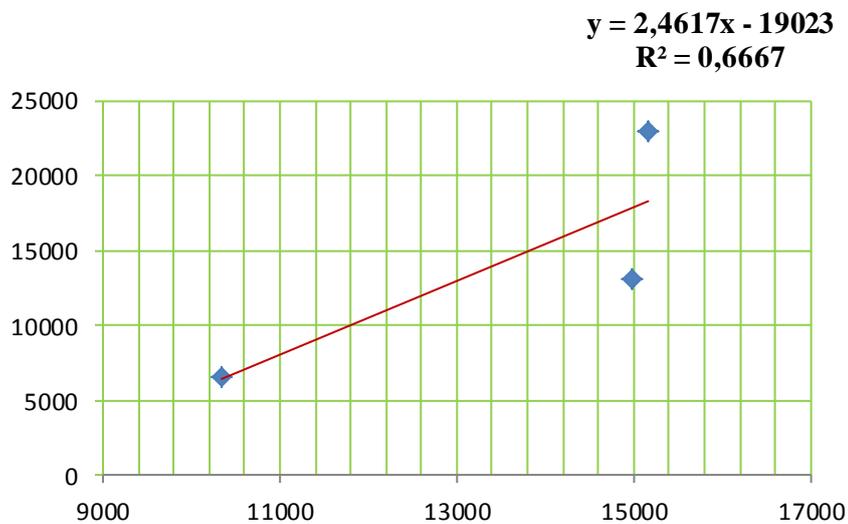
En la *gráfica 45* se tiene que al correlacionar la viscosidad obtenida por el reómetro con la del espectrómetro en un rango de temperatura desde los 45°C hasta los 60°C se tiene un coeficiente de determinación de 0,9448 producto de un solo punto disperso pero cercano a la recta. Lo es confiable para medir la viscosidad en función del tiempo de un crudo pesado de similares características.

JZ 8° API (Crudo extrapesado)

Cuadro comparativo (viscosidad del reómetro y del equipo RMN)

$T(^{\circ}C)$	$\eta_{REO}(cP)$	$\eta_{RMN}(cP)$
40	23004	15172
45	13025	14992
55	6605	10337

Se procede a realizar la siguiente gráfica:



Gráfica 46. $\eta_{REO}(cP)$ en función de $\eta_{RMN}(cP)$ (JZ 8°)

En la dispersión lejana de los puntos es producto de las diferencias considerables de viscosidad obtenido por ambos métodos en un rango de temperatura desde los 40°C hasta los 55°C.

4.4 ALCANCE DEL TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

Este Trabajo Especial de Grado titulado “Estudio mediante la técnica de Resonancia Magnética Nuclear De los Tiempos de Relajación T_1 y T_2 en Hidrocarburos como función de la Temperatura,” permite dejar como aporte el cálculo aproximado de las ecuaciones de viscosidad en función de la temperatura para determinado número de medidas realizadas a escala de laboratorio en el equipo de RMN MARAN ULTRA de 2 MHz, a través de la medición de los tiempos de relajación T_1 y T_2 en función de la temperatura. Dicha investigación nos permitió obtener cuatro ecuaciones que determinan la viscosidad de las muestras conociendo los tiempos de relajación T_1 y T_2 de los crudos y sus temperaturas para cada uno de esos tiempos. Cabe destacar que se trabajó con crudo inerte, es decir crudo que no contiene los gases encontrados en los yacimientos.

A continuación se tiene la *figura 24* la cual indica los dos tipos de estudio a realizar en los yacimientos petrolíferos.

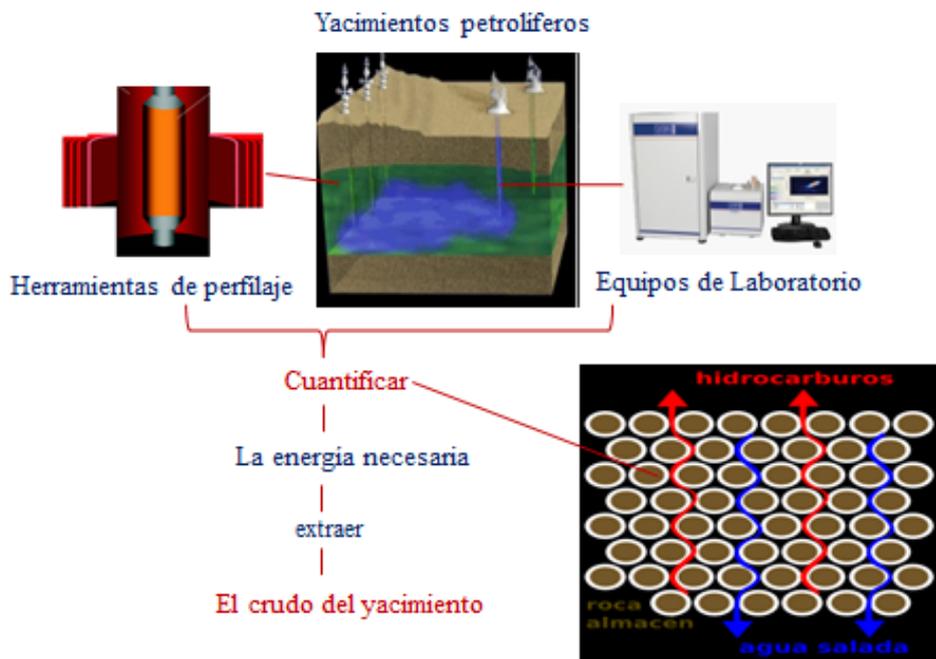


Figura 24. Estudio del yacimiento con las herramientas de RMN

El primer estudio se trata sobre el perfilaje de RMN en el pozo directamente, posteriores estudios podrán considerar un mejor ajustes de dichas ecuaciones halladas en este trabajo para determinar la viscosidad de los crudos a diferentes alturas del yacimiento y a diferentes temperaturas, tomando en cuenta la dificultad que presente o no los yacimientos al momento de mover las herramientas de perfilaje dentro del mismo.

Es relevante seguir realizando pruebas de resonancia magnética nuclear de los tiempos de relajación T_1 y T_2 en función de la temperatura, poder enlazar dichos estudios, para minimizar los problemas operacionales presentados en campo, de manera tal que se pueda cuantificar para cada tipo de yacimiento a través de un modelaje simulado que considere los rangos de temperatura y viscosidad de los fluidos dentro de los pozos petrolíferos de forma tal que se disminuya la energía utilizada para extraer el crudo pesado, ya sea optimizando la inyección a vapor, o la combustión en sitio, etc.

4.4 COMPARACIÓN ENTRE MÉTODOS (Reómetro y RMN)

4.4.1 Método Convencional (Reómetro ANTOR PAAR)

- Tiempo de medición de la viscosidad en función de la temperatura es de aproximadamente **60 minutos** por cada muestra, tomando en cuenta la limpieza de las piezas del equipo.
- Se considera para realizar la medición de la viscosidad del crudo en función de la temperatura, el tipo de crudo (liviano, mediano, pesado o extrapesado).
- Para determinar la viscosidad en función de la temperatura es necesario primero relacionar la tasa de corte en función del esfuerzo de corte.

4.4.2 Método de Resonancia Magnética Nuclear (Equipo MARAN ULTRA)

- Tiempo de medición de los tiempos de relajación T_1 y T_2 en función de la temperatura es de aproximadamente **30 minutos** por cada muestra, tomando en cuenta la limpieza de la termocupla, etc.
- No es necesario saber qué tipo de crudo será sometido a medición, para obtener los tiempos de relajación T_1 y T_2 en función de la temperatura.
- Se pueden medir los tiempos de relajación T_1 y T_2 en función de la temperatura para muestras de núcleos extraídas directamente de los pozos petrolíferos, considerando otros parámetros como la porosidad efectiva, permeabilidad, etc.
- Para el equipo MARAN ULTRA de 2MHz, es necesario diferenciar la temperatura del tiempo de relajación T_1 de la temperatura del tiempo de relajación T_2 para cada momento de medición.
- Para este equipo solo es posible medir los tiempos de relajación T_1 y T_2 en función de una sola temperatura por tiempo medido.

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Al obtener la viscosidad para los crudos livianos se obtuvieron diferencias del: 5,2%, 10,1%, 34,9%, etc., respecto a la viscosidad obtenida para el reómetro.
- Al obtener la viscosidad para los crudos medianos se obtuvieron diferencias del: 3,24%, 8,84%, 15,58%, etc. respecto a la viscosidad obtenida para el reómetro.
- Al correlacionar los resultados experimentales obtenidos por el reómetro ANTOR PAAR y el espectrómetro MARAN ULTRA se obtuvo discrepancias considerables para las muestras de crudos pesados (Merey de 16° API) y crudos extrapesados (JZ de 8° API, CZ de 8° API, Cabrutica y Petromonagas) respectivamente.
- Se realizó el ajuste aproximado de la ecuación de Coates, $G T_1 = 0,00713 \left(\frac{T}{\eta} \right)$ para obtener la viscosidad utilizando los tiempos de relajación T_1 en función de la temperatura para las muestras de Merey 16° API, JZ de 8° API, CZ de 8° API, Cabrutica y Petromonagas, obteniéndose cuatro ecuaciones ajustadas.
- Al obtener el análisis comparativo de las cuatro ecuaciones ajustadas para las muestras Merey de 16° API, JZ de 8° API, CZ de 8° API, Cabrutica y Petromonagas y considerando también la ecuación de Coates, G se logró tener una aproximación para una ecuación que en principio puede ser utilizada para los crudos livianos, medianos, pesados y extrapesados. La ecuación es: $T_1 = \frac{7,13}{\gamma} \left(\frac{T}{\eta} \right)$, de donde γ es igual a 1000 para los crudos livianos y medianos, $\gamma=330$ para los crudos pesados para rangos de viscosidad entre 122 cP y 1107 cP, mientras $\gamma= 5,76$ para crudos extrapesados para rangos de viscosidad entre

3775 cP y 161040 cP, $\gamma=1,56$ para crudos extrapesados para rangos de viscosidad entre 6623 cP y 1211600 cP, mientras $\gamma=0,436$ para crudos extrapesados que están entre los 5261 y 291960 cP.

5.2 RECOMENDACIONES

- Proponer un sistema termodinámico que permita disminuir la disipación térmica debido a la influencia de la temperatura del laboratorio, cuando se mida los tiempos de relajación T_1 y T_2 en función de la temperatura de una muestra.
- Determinar experimentalmente por el método de RMN, los tiempos de relajación de T_1 y T_2 en función de la Temperatura para una mayor cantidad de muestras de crudos pesados y extrapesados para obtener mejores ajustes de la ecuación de Coates, G (1999): $T_1 = 0,00713 \left(\frac{T}{\eta} \right)$
- Determinar experimentalmente por el método de RMN, los tiempos de relajación de T_1 y T_2 en función de la Temperatura, para las muestras de crudos vivos, muestras de agua, gasta metano, etc.
- Determinar experimentalmente por el método de RMN, los tiempos de relajación de T_1 y T_2 en función de la Temperatura por imágenes y difusión del campo magnético, utilizando un equipo de RMN mayor a 2 MHz.

GLOSARIO

D

Depósito de hidrocarburos geológicamente, es un sistema complejo de rocas porosas y permeables que contienen una acumulación de hidrocarburos bajo un conjunto de condiciones geológicas que impiden el escape de petróleo por efecto de la gravedad y fuerzas capilares.

E

Espín nuclear son partículas elementales que componen al núcleo atómico (neutrones y protones), tienen la propiedad mecánico-cuántica intrínseca del espín. El espín de un núcleo está determinado por el número cuántico del espín I . Si el número combinado de protones y neutrones en un isótopo dado es par, entonces $I = 0$, i. e. no existe un espín general; así como los electrones se aparean en orbitales atómicos, de igual manera se asocian neutrones y protones en números pares (que también son partículas de espín $\frac{1}{2}$ y por lo tanto son fermiones) para dar un espín general = 0.

Un espín distinto a cero, I , está asociado a un momento magnético distinto a cero, μ :

$$\mu = \gamma I$$

en donde γ es la proporción giromagnética. Esta constante indica la intensidad de la señal de cada isótopo usado en RMN.

N

Nucleido o núclido es cada una de las posibles agrupaciones de nucleones (protones y neutrones). Cualquier agrupamiento de A nucleones (A = número másico), de los que Z son protones (Z = número atómico) y trivialmente el resto, $N = A - Z$, neutrones.

M

Migración es el movimiento de los fluidos entre los estratos rocosos.

Miscibilidad es un término usado en química que se refiere a la propiedad de algunos líquidos para mezclarse en cualquier proporción, formando una solución homogénea.

Mojabilidad es la preferencia de un sólido por estar en contacto con un fluido en lugar de otro. Una gota de un fluido preferentemente mojante va a desplazar a otro fluido dispersándose por la superficie, por el contrario un fluido no mojante formará gotas, disminuyendo su contacto con la superficie del sólido.

R

Roca madre es el lugar donde se forman y generan inicialmente los hidrocarburos.

Roca reservorio es el lugar donde se acumulan los hidrocarburos.

S

Salmuera es agua con una alta concentración de sal disuelta (cloruro de sodio NaCl).

Soluble es una medida de la capacidad de disolverse una determinada sustancia (solute) en un determinado medio (solvente).

P

Petrofísica es el estudio de las propiedades físicas y químicas que describen el comportamiento de las rocas reservorio, los sólidos y los fluidos.

V

Viscosidad es la oposición de un fluido a las deformaciones tangenciales. Un fluido que no tiene viscosidad se llama fluido ideal.

Viscosidad aparente es la viscosidad que adquiere el fluido a una determinada temperatura, pero dicha viscosidad cambia cuando el fluido adquiere su temperatura ambiente.

Viscosidad cinemática es la relación de la viscosidad absoluta dividida por la densidad del líquido, ambos a la misma temperatura y sus unidades son mm^2/s o centiStokes (cSt).

Viscosidad dinámica es la relación entre el esfuerzo cortante τ y el gradiente de velocidad D entre placas o superficies de contacto. Sus unidades son N.s/m² o (Pa.s)

Las propiedades petrofísicas de los reservorios.

Entre las propiedades que tenemos son: Porosidad, Permeabilidad, Saturación y Resistividad.

Porosidad (ϕ): es la capacidad de una **roca reservorio** de contener fluidos

$$\phi(\%) = \left(\frac{V - V_{\text{sólido}}}{V} \right) \times 100$$

De donde:

$$V_{\text{poros}} = V - V_{\text{sólido}}$$

$$V_{\text{poros}} = V - V_{\text{sólido}}$$

Unidad de la porosidad:

$$[k] = 1 \frac{\text{cm}^3}{\text{s}} \frac{\text{cm}}{\text{atm}} \frac{\text{cp}}{\text{cm}^2}$$

Entre ellas tenemos:

Porosidad primaria constituida por los espacios vacíos que quedan entre los granos durante la depositación de los sedimentos.

Porosidad secundaria está formada después de la deposición como consecuencia del fracturamiento y disolución calcárea.

Permeabilidad propiedad de las rocas de permitir que el fluido circule a través de una red de poros a una velocidad razonable con condiciones de **presión** adecuada.

$$K = \frac{Q\eta l}{A(p_1 - p_2)}$$

De donde:

Q = cambio volumétrica de flujo cm³/s

A = área de la sección transversal perpendicular a la dirección de flujo (cm²)

η = viscosidad del fluido (centipoise)

l = longitud (cm)

p = presión (atm)

$[k] = 1$ darcy

1 darcy = 1000 milidarcies

Saturación del agua es el porcentaje del volumen de **poro** ocupado por **el agua**.

$$S_w(\%) = \frac{V_{H_2O}}{V_T} \times 100\%$$

De donde:

V_{H_2O} = Volumen del agua en los poros.

V_T = Volumen total de los poros.

BIBLIOGRAFÍA

AKKURT, R Y OTROS. (2009). “La resonancia magnética nuclear revela todo su potencial.” Editorial Halliburton.

FLAUM, C; ALLEN, D Y OTROS. (2001) “Tendencias en registros de RMN.” Editorial Halliburton.

CURTIS, C; KOPPER, R Y OTROS. (2003). “Yacimientos de petróleo pesado.” Editorial Halliburton.

AKBARZADEH, K; HAMMAMI, A; Y OTROS. (2007). “Los asfaltenos: Problemáticos pero ricos en potencial.” Editorial Halliburton.

ABDALLAH, W Y OTROS. (2007). “Los fundamentos de la mojabilidad.” Editorial Halliburton.

ATKINS, P y DE PAULA, J. (2008) “Química Física.” Octava Edición. Oxford University Press, USA.

CALLAGHAN, P. (1991). “Principles of Nuclear Magnetic Resonance Microscopy.” Editorial Clarendon Press.

HUNGER, M. Y MARTÍN, M. “Conceptos Básicos de Resonancia Magnética Nuclear. Caracas, Venezuela. (Sin publicar.)

PÉREZ P, A. (2009). “Fundamentos de interpretación de perfiles.”(Trabajo sin publicar.)

ROVESSAE, F Y ROVESSAE, A. (2009). “Análisis Químico.” Editorial Mc Graw Hill.

ALKORTA, I; ELGUERO, J Y OTROS. “Resonancia magnética nuclear de protón: Aplicaciones en química orgánica.” Madrid, España.

PEREZ, L. (2009). “Espectrómetro de Resonancia Magnética Nuclear.” Descripción general y diseño del receptor. Proyecto Final de Carrera. Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Telecomunicaciones de Barcelona. Barcelona, España.

SPECHT, M. (2011) “Mejoradores de crudos vs. Refinación.” PDVSA- Intevep. Los Teques, Venezuela. (Sin publicar.)

DOMINGUEZ, G. “Metodologías para la determinación estructural de fármacos y el estudio de fenómenos de reconocimiento molecular.” Programa de doctorado en Química Médica. USP-CEU.

GANTES, R. (2009) “Master física biomédica técnicas de reconstrucción de imagen en resonancia magnética.” Universidad Complutense de Madrid.

SCHRAMM, G. “Introducción a la viscosimetría práctica.” Editorial Haake. Alemania.

CASTRO, Y. Y OTROS. (2006). Informe Técnico. “Efecto de Aditivos Químicos en Propiedades Fisicoquímicas de Crudo Pesado a Condiciones Equivalentes de Presión y Temperatura de Yacimiento e Inyección de Vapor Saturado.” PDVSA-Intevep, Los Teques, Venezuela.

POTTER, M. Y WIGGERT, D. (1998) “Mecánica de fluidos.” Editorial Mc Graw Hill.

YANG, Z. (2011). “Viscosity Evaluation of Heavy Oils from NMR Well Logging.” Rice University. Houston, Texas. USA.

MARTÍN, M. “Resonancia Magnética Pulsada.” Caracas, Venezuela.(Sin publicar.)

“GIT Systems and LithoMetrix User Manual.” Green Imaging Technologies, Inc. Canadá.

WEBSTER, A. (2004). “Estadística aplicada a los negocios y la economía.” Editorial Mc Graw Hill. Bogotá, Colombia.

Massey, B. Y OTROS (2011). “Mecánica de fluidos.” (Novena edición). London; New York: Spon Press.