

01124
41



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

ANALISIS DEL DAÑO A UN MEDIO POROSO POR UN
FLUIDO EMULSIONADO

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :
SAUL JACOBO SEGURA SANTOS



MÉXICO, D. F.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

2003.

A



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-1-801

SR. SAÚL JACOBO SEGURA SANTOS
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso la profesora Ing. María Cristina Avilés Alcántara y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

ANÁLISIS DEL DAÑO A UN MEDIO POROSO POR UN FLUIDO EMULSIONADO

- ÍNDICE**
- I INTRODUCCIÓN**
 - II CONCEPTOS TEÓRICOS**
 - III INFLUENCIA DE LOS FLUIDOS DE REPARACIÓN EN LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO**
 - IV DESARROLLO EXPERIMENTAL PARA EVALUAR EL RETORNO A LA PERMEABILIDAD POR UN FLUIDO EMULSIONADO**
 - V RESULTADOS EXPERIMENTALES**
 - VI ANÁLISIS DE RESULTADOS**
 - CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
 - BIBLIOGRAFÍA**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
Cd. Universitaria, D. F. a 18 de julio de 2003
EL DIRECTOR

M. en C. GERARDO FERRICANDO BEAVO

GFB*FAGC*git



B



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN
CIENCIAS DE LA TIERRA
OFICIO: FING/DICT/839/03

ASUNTO: Solicitud de Jurado para Examen Profesional

M. C. GERARDO JOSÉ FERRANDO BRAVO
Director
Facultad de Ingeniería U.N.A.M.
Presente

El señor **SAÚL JACOBO SEGURA SANTOS** registrado en esta Facultad con el número de cuenta 8035792-2 en la carrera de **Ingeniero Petrolero**, habiendo concluido con los requisitos académicos necesarios para realizar sus trámites de examen profesional, le solicita atentamente autorizarle el siguiente jurado:

ASIGNACIÓN	NOMBRE	RFC
PRESIDENTE	ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS	VIVM350101
VOCAL	QUIM. MARÍA CRISTINA AVILÉS ALCÁNTARA	AIAC680407
SECRETARIO	M. I. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO	MARN590921
1ER. SUPLENTE	ING. CARLOS JAVIER LIRA SIL	LISC530914
2DO. SUPLENTE	M. I. JOSÉ MARTÍNEZ PÉREZ	MAPJ620720

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
Cd. Universitaria, D. F., a 13 de agosto de 2003

El Jefe de la División

M. en I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA
EP-4
ECM*gtg

Enterado (a)

SAÚL JACOBO SEGURA SANTOS

C

Universidad Nacional Autónoma de México
Facultad de Ingeniería
División de Ingeniería en Ciencias de la tierra

Tesis:

"ANÁLISIS DEL DAÑO A UN MEDIO POROSO POR UN FLUIDO
EMULSIONADO"

Tesis que presenta:

Segura Santos Saúl Jacobo

8035792-2

Directora de Tesis:

Ing. María Cristina Avilés Alcántara

Jurado de Examen Profesional:

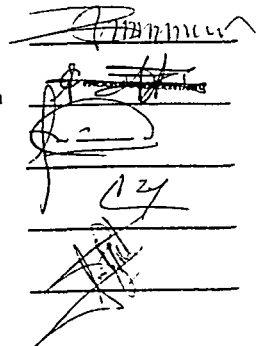
Presidente: Ing. Manuel Villamar Vigueras

Vocal: Ing. María Cristina Avilés Alcántara

Secretario: M.I. Néstor Martínez Romero

Primer Suplente: Ing. Carlos Lira Sil

Segundo Suplente: M.I. José Martínez Pérez


The image shows five horizontal lines representing the signatures of the jury members. From top to bottom: 1. A signature that appears to be 'M. Villamar'. 2. A signature that appears to be 'M. C. Avilés'. 3. A signature that appears to be 'N. Martínez'. 4. A signature that appears to be 'C. Lira'. 5. A signature that appears to be 'J. Martínez'.

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

Agradecimientos

*En memoria de mi padre
Luciano Segura Aguilar.*

*A mi Madre
Porfiria Santos Romero.*

*A mis hermanos
Marisela, Sergio, Rogelio, Carlos y
en especial a Oscar por su apoyo incondicional.*

A mi esposa Jeanette y a mis hijas Karla, Lucía y María Fernanda, por su amor y comprensión.

*A la Universidad Nacional Autónoma de México
Especialmente a la Facultad de Ingeniería.*

*A la Ing. María Cristina Avilés Alcántar
con profunda gratitud y admiración
por sus conocimientos, apoyo y disponibilidad.*

*Al Laboratorio de Perforación y Mantenimiento de Pozos,
Sede del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP)
Particularmente Con agradecimiento y respeto Por su valiosa orientación
Para la realización de esta tesis
al Ing. Gabriel Álvarez Calderón de la Barca*

A los profesores y compañeros de la Facultad de Ingeniería.

*A mis amigos por el noble estímulo y sus palabras de aliento
que siempre me han brindado:
Dra. Estela Sosa Valdés y
Demetrio Benítez Martínez.*

ANÁLISIS DEL DAÑO A UN MEDIO POROSO POR UN FLUIDO EMULSIONADO

ÍNDICE

	PÁG.
INTRODUCCIÓN	
CAPÍTULO I	
CONCEPTOS TEÓRICOS	1
OPERACIONES DE PERFORACIÓN	1
OPERACIONES DE TERMINACIÓN	1
OPERACIONES DE REPARACIÓN	1
DAÑO	1
CAÍDA DE PRESIÓN	1
MEDIO POROSO	1
MEDIO HOMOGÉNEO	1
POROSIDAD	2
POROSIDAD ABSOLUTA	2
POROSIDAD EFECTIVA	2
TENSIÓN INTERFACIAL	2
MOJABILIDAD	2
PERMEABILIDAD	2
PERMEABILIDAD ABSOLUTA	2
PERMEABILIDAD EFECTIVA	2
PERMEABILIDAD RELATIVA	2
FLUIDO	2
FLUIDO NEWTONIANO	2
FLUIDO NO NEWTONIANO	3
REOLOGÍA	3
TIXOTROPÍA	3
MODELO REOLÓGICO	3
MODELO REOLÓGICO NEWTONIANO	3
MODELO REOLÓGICO DE LOS PLÁSTICOS DE BINGHAM	4
MODELO REOLÓGICO DE LA LEY DE POTENCIAS	5
ESFUERZO CORTANTE	6

VELOCIDAD DE CORTE	6
EL PUNTO DE CEDENCIA	6
VISCOSIDAD	6
VISCOSIDAD PLÁSTICA	6
VISCOSIDAD APARENTE	6
EMULSIÓN	6
EMULSIÓN ESTABLE	6
EMULSIFICACIÓN	6
EMULSIFICANTE	7
SURFACTANTE	7
FLUIDO EMULSIONADO	7
FLUIDO DE CONTROL	7
MEZCLA	7
SUSPENSIÓN	7
% DE ROMPIMIENTO	7
TIEMPO DE ROMPIMIENTO	7

CAPÍTULO II

INFLUENCIA DE LOS FLUIDOS DE REPARACIÓN EN LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO.	8
DAÑO A LA FORMACIÓN CAUSADO POR LA INFLUENCIA DE LOS FLUIDOS DE REPARACIÓN.	9
MINIMIZANDO EL DAÑO A LA FORMACIÓN.	11
CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO DE REPARACIÓN.	12
FACTORES QUE DEBEN CONSIDERARSE PARA LA SELECCIÓN DE UN FLUIDO DE REPARACIÓN.	12
FLUIDOS DE REPARACIÓN.	13
RECOMENDACIONES Y LIMITACIONES PARA EL MANTENIMIENTO DE LOS FLUIDOS DE REPARACIÓN.	14

CAPÍTULO III

DESARROLLO EXPERIMENTAL PARA EVALUAR EL RETORNO A LA PERMEABILIDAD POR UN FLUIDO EMULSIONADO.	17
COMPONENTES Y CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO EMULSIONADO DE BAJA DENSIDAD.	18

CARACTERIZACIÓN DEL EMULSIFICANTE EMPLEADO EN LA PREPARACIÓN DEL FLUIDO EMULSIONADO.	18
EVALUACIÓN DEL BALANCE HIDROFÍLICO-LIPOFÍLICO (HLB) EN EL FLUIDO EMULSIONADO.	20
PROPIEDADES REOLÓGICAS Y TIXOTRÓPICAS DEL FLUIDO EMULSIONADO, VARIANDO LAS CONDICIONES DE PRUEBA.	21
CARACTERIZACIÓN DEL ACEITE DIESEL EMPLEADO EN LA PREPARACIÓN DEL FLUIDO EMULSIONADO.	22
PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD DEL ACEITE CRUDO-FLUIDO EMULSIONADO.	23
EVALUACIÓN DE LA PERMEABILIDAD.	24
CAPÍTULO IV	
RESULTADOS EXPERIMENTALES.	29
CARACTERIZACIÓN QUÍMICA Y FÍSICA DE LOS COMPONENTES DE LA MEZCLA QUE CONFORMA EL FLUIDO EMULSIONADO.	29
CARACTERIZACIÓN DEL ACEITE DIESEL EMPLEADO EN LA PREPARACIÓN DEL FLUIDO EMULSIONADO.	30
PROPIEDADES REOLÓGICAS Y TIXOTRÓPICAS DEL FLUIDO EMULSIONADO.	31
EVALUACIÓN DE LA PERMEABILIDAD	31
GRÁFICAS Y TABLAS DE LA EVALUACIÓN DE LA PERMEABILIDAD.	32
CAPÍTULO V	
ANÁLISIS DE RESULTADOS.	48
CARACTERIZACIÓN QUÍMICA Y FÍSICA DE LOS COMPONENTES DE LA MEZCLA QUE CONFORMA EL FLUIDO EMULSIONADO.	48
CARACTERIZACIÓN DEL ACEITE DIESEL EMPLEADO EN LA PREPARACIÓN DEL FLUIDO DE CONTROL BASE-ACEITE.	49
PROPIEDADES REOLÓGICAS Y TIXOTRÓPICAS DEL FLUIDO EMULSIONADO.	49
EVALUACIÓN DE LA PERMEABILIDAD.	50
CAPITULO VI	
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	53
BIBLIOGRAFÍA	55

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

OBJETIVO GENERAL

Determinar el daño que podría sufrir un medio poroso, por un fluido emulsionado base-aceite, reproduciendo las condiciones de operación simulando la etapa de producción.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar un diseño experimental simulando daño a la formación
- Evaluar el efecto del fluido emulsionado en núcleos de arenisca berea con diferentes permeabilidades.
- Determinar el probable daño que origina la mezcla de un bache de diesel con el fluido emulsionado.
- Determinar la Recuperación de la Productividad, simulando el lavado de un tapón de sal previamente colocado en el núcleo.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo es una propuesta a la problemática que surge del daño a la formación en un medio poroso al estar en contacto con un fluido emulsionado base-aceite de baja densidad utilizado en zonas depresionadas.

El objetivo principal en las operaciones de reparación de un pozo es incrementar o por lo menos restaurar su productividad sin llegar a dañar la formación, para esto es necesario determinar las probables causas que originan el daño evitando así elevar los costos debidos a la realización de operaciones adicionales para poder corregirlo. Aunque no existen pruebas de laboratorio en forma estandarizada para determinar el daño a un medio poroso, este se puede obtener relacionando la permeabilidad inicial absoluta (k_i) de la formación, con la permeabilidad final absoluta (k_f) de la formación a lo que se denomina "retorno a la permeabilidad", cabe señalar que dicho retorno es la "restitución de la permeabilidad inicial absoluta de la formación". En este trabajo se determinó el daño en el medio poroso evaluando únicamente los valores de las caídas de presión, ya que estas son inversamente proporcionales a la permeabilidad de la roca, lo que facilita la síntesis del trabajo experimental. Para evaluar en el laboratorio la restitución de la permeabilidad inicial absoluta de la formación se empleó la ecuación de Darcy $k = \mu Q L / A \Delta p$ para flujo lineal de fluidos en medios porosos con régimen permanente a gasto constante. El gasto de inyección (Q) se mantiene constante usando en el laboratorio una bomba de alta presión que proporciona gastos de inyección de flujo en un rango de 0.0003 a 0.3 cm³/seg a través de un motor síncrono variando la presión. Esto es con la finalidad de probar el buen funcionamiento del fluido antes de ser utilizado en cualquier operación durante las diversas etapas del desarrollo de un pozo.

El siguiente trabajo experimental se presenta desde un punto de vista teórico, el cual se llevó a cabo en tres etapas, teniendo cada una como objetivo obtener la restitución de la permeabilidad inicial absoluta del medio poroso, con diferentes ciclos de desplazamiento de fluidos, para comprobar si se logra la recuperación de la productividad.

Existen diversos tipos de fluidos de control, los cuales son utilizados en el campo petrolero para cumplir ciertas funciones específicas, en las que constantemente están en contacto con la formación productora, el análisis del posible daño en el medio poroso ocasionado por todos y cada uno de los fluidos llevaría demasiado tiempo, por lo que en el presente trabajo se limitó al estudio exclusivamente del fluido emulsionado base-aceite de baja densidad. El uso de este fluido es con la finalidad de parar la producción y permitir trabajos de profundización, taponamiento, extracción y recementación de tuberías cortas de revestimiento, cementaciones forzadas etc.. Esto conlleva a dos hechos físicos que son: el contacto directo entre el fluido emulsionado de reparación base-aceite y el crudo, y la introducción de cierto volumen de fluido (dependiendo de la profundidad) hacia la formación.

Conociendo esto, se han formulado tres hipótesis, las cuales tratan de probarse en este trabajo, simulando experimentalmente como el fluido emulsionado pudiera estar afectando el reinicio de la producción habiendo terminado las operaciones de reparación.

L

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

La primera de ellas es que alguno de los componentes del fluido emulsionado a condiciones de yacimiento, pudiera estar modificando la permeabilidad de la roca, provocando un incremento en las caídas de presión en la formación.

Una segunda hipótesis consiste en que en la interfase crudo y el fluido emulsionado base-aceite, debido al contacto y al flujo, pudiera integrarse componente orgánico a la emulsión, cambiando su composición original y produciendo un aumento en la viscosidad de ésta, que como se verá más adelante es muy sensible a los cambios de composición, trayendo como consecuencia que su desplazamiento por parte del crudo al reiniciar la producción fuera difícil y por lo tanto se necesitarán operaciones adicionales para disolver este frente viscoso.

La tercera hipótesis es que simplemente debido a su viscosidad sea difícil desplazar el fluido emulsionado base-aceite por parte del crudo al terminar las operaciones de reparación.

Es claro que para probar cualquiera de las hipótesis antes mencionadas, es necesario conocer el mecanismo de preparación del fluido emulsionado, su rango de estabilidad bajo las condiciones de operación y un estudio fisicoquímico de cada uno de sus componentes, principalmente de uno de ellos que es el emulsificante, ya que los otros dos que son el diesel y el agua, ya han sido más estudiados y por lo tanto más conocidos los efectos que presentan.

Debe puntualizarse que el trabajo expuesto ha sido tratado desde la perspectiva de la experimentación sin dejar a un lado los conceptos teóricos, por lo que los resultados tendrán mayor exactitud de acuerdo a la originalidad de las muestras empleadas.

En la realización de este trabajo se tomaron en cuenta las opiniones y sugerencias de expertos del área de Perforación y Mantenimiento de Pozos Sede del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

M

CAPÍTULO I.- CONCEPTOS TEÓRICOS

Antes de iniciar de manera concreta el trabajo experimental acerca del "análisis del daño a un medio poroso por un fluido emulsionado", se presentarán los principales conceptos teóricos relacionados con dicho trabajo:

Operaciones de perforación.- Estas operaciones constituyen la primera etapa durante el desarrollo de un pozo, en la cual es perforado con el fin de llegar a los intervalos productores deseados, para la subsecuente producción de gas o aceite. Durante este tipo de operaciones, se hace circular en forma continua un *fluido de perforación*, para facilitar el proceso de perforación y a la vez conservar el agujero, hasta llegar a la siguiente etapa correspondiente de terminación, sin ocasionarle daño a la formación.

Operaciones de terminación.- Este tipo de operaciones preparan al pozo para la producción de hidrocarburos, los fluidos utilizados en esta etapa de desarrollo son llamados *fluidos de terminación*, los cuales son fluidos especiales de perforación seleccionados no sólo por su habilidad de controlar la presión, sino porque sus propiedades ocasionan el menor daño posible a la formación. Todas las actividades y métodos que son necesarios para la preparación de un pozo perforado a un pozo productor de aceite y/o gas, se denominan operaciones de terminación. El método por el cual se establece una línea de flujo para los hidrocarburos entre el yacimiento y la superficie, depende de las características individuales de la formación o formaciones productoras.

Operaciones de reparación.- Son los procesos en los que se llevan a cabo una o más intervenciones en un pozo productor, la mayoría de éstas, se deben a cambios de aparejos en pozos fluyentes o de bombeo neumático en yacimientos que se encuentran depresionados, fluyendo con una presión máxima de 18 Kg/cm^2 , esto es, para tratar de incrementar o por lo menos restaurar su producción. El fluido especial utilizado para mantener un pozo bajo control mientras se repara y que además no provoque daño a la formación se le denomina *fluido de reparación*.

Daño al medio poroso.- El daño es la alteración negativa en las propiedades de flujo del medio poroso y fracturas en la vecindad del pozo, las perforaciones de los disparos y del yacimiento mismo, puede variar desde una pequeña pérdida de permeabilidad hasta el bloqueo total de ésta. En el caso de un pozo, el daño s>o significa reducción de la producción y de la recuperación, siendo mucho más económico controlar el daño que estimular los pozos dañados, sobre todo cuando la situación llega a resultar difícil o imposible para restituir la producción.

Caída de presión (Δp).- Es una resistencia a fluir causada por fricción, siendo una pérdida de presión debida a la fricción del fluido al desplazarse.

Medio poroso.- Un medio poroso, es aquel sólido que contiene huecos o cavidades intercomunicados o no, dispersos dentro de él de una forma irregular o aleatoria y que se presentan con una frecuencia relativamente alta dentro del sólido. El medio poroso es el portador de fluidos a través de huecos dejados entre los granos de roca mencionados anteriormente, lo que hace que los fluidos tomen trayectorias impredecibles y que formen redes complicadas de canales de flujo.

Medio homogéneo.- Es aquel en el cual se considera que la porosidad (\emptyset) de un punto a

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

otro es constante para cualquier tipo de empaquetamiento. Generalmente las rocas que se encuentran en el subsuelo y que son acumuladoras de fluidos, o sea de carácter poroso tienen la \emptyset diferente de un punto a otro; esto es lo que se llama un *medio heterogéneo*. En realidad, se supone casi siempre medios homogéneos, para sintetizar las soluciones.

Porosidad (\emptyset).- La porosidad de un medio poroso es $\emptyset = V_p / V$, donde V_p es el volumen de poros del medio poroso y V es el volumen total de dicho medio, es común que la porosidad se exprese además en por ciento (V_p como porcentaje de V).

Porosidad absoluta.- Si en V_p , se toman en cuenta tanto los poros aislados como los intercomunicados, a \emptyset se le llama porosidad absoluta.

Porosidad efectiva.- Es la que considera únicamente V_p como el volumen de poros intercomunicados, es común que la porosidad se exprese además en por ciento, es decir V_p como porcentaje de V .

Tensión interfacial (σ).- Es el resultado de efectos moleculares por los cuales se forma una interfase o superficie que separa dos líquidos, si σ es nula, se dice que los líquidos son miscibles entre sí. En el caso de que se tenga una interfase líquido-gas, al fenómeno se le llama tensión superficial, sus unidades están dadas en Dina/cm.

Mojabilidad.- Es la afinidad relativa entre los granos de una roca y cada fluido presente en los espacios entre estos. Si el aceite y el agua están presentes, generalmente el agua está en contacto con la superficie de cada grano, entonces se dice que la roca está mojada con agua. Sin embargo si el aceite, está en contacto con la superficie de los granos se dice que la roca está mojada con aceite.

Permeabilidad (k).- La permeabilidad de un medio poroso se define como la capacidad de este para permitir el flujo de fluidos a través de él y se mide en darcys.

Permeabilidad absoluta.- Es la propiedad que tiene la roca de permitir el paso de un fluido a través de ella, cuando se encuentra saturada al 100% del fluido. Es una propiedad del medio poroso por lo que es independiente del fluido que se utilice, es decir, será un valor que sólo depende del material poroso.

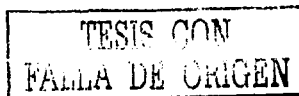
Permeabilidad efectiva.- Es la permeabilidad del medio poroso a un fluido en particular, cuando su saturación es menor del 100 %.

Permeabilidad relativa.- Es la relación que existe entre la permeabilidad efectiva con respecto a la permeabilidad absoluta del medio poroso.

Fluido.- Son cuerpos que no oponen resistencia apreciable a su deformación, cuyas moléculas tienen entre sí poca o ninguna coherencia, amoldándose siempre al recipiente que los contiene. Fluyen y se deforman ante cualquier fuerza tendiente a cambiar su forma. Los líquidos y gases son fluidos.

Tipos de fluidos.- Básicamente los fluidos se clasifican en dos grupos:

Newtonianos y no Newtonianos. Los *fluidos Newtonianos* son aquellos cuya viscosidad permanece constante para cualquier velocidad de corte si se mantiene a condiciones constantes de temperatura y presión, es decir que su comportamiento de flujo está descrito por la "Ley de resistencia de viscosidad de Newton".



Esta ley establece que a una presión y temperatura dadas, el esfuerzo de corte, es directamente proporcional a la velocidad de corte. Esta constante de proporcionalidad es la viscosidad verdadera de los fluidos Newtonianos. (Ver figura 1)

Los fluidos no Newtonianos: Son aquellos que no manifiestan una relación lineal entre la velocidad de corte y el esfuerzo de corte y por lo tanto, su comportamiento es de acuerdo a su reología. Muchos fluidos de control tienen este tipo de comportamiento, debido a que su viscosidad varía con la velocidad de corte. (Ver figuras 3 y 4)

Reología.- Es parte de la física, que estudia el flujo y deformación de la materia, particularmente el flujo plástico de los sólidos y el flujo de los líquidos no Newtonianos.

Tixotropia.- Esta propiedad, se define como "el fenómeno exhibido por algunos geles que se hacen fluidos con el movimiento y cambian a un estado semisólido o de gel cuando están en reposo, siendo este cambio reversible".

Modelo Reológico.- Es un modelo matemático mediante el cual se representa el comportamiento reológico y tixotrópico de cierto fluido.

Modelo Reológico Newtoniano

esfuerzo de corte (τ) = viscosidad (μ) x gradiente de velocidad ($\dot{\delta}$) (Ver figura 1)

Donde:

τ = Fuerza de corte / Área (lb_f/100 pies²)

μ = centipoises

$\dot{\delta}$ = dv/dy (seg⁻¹)

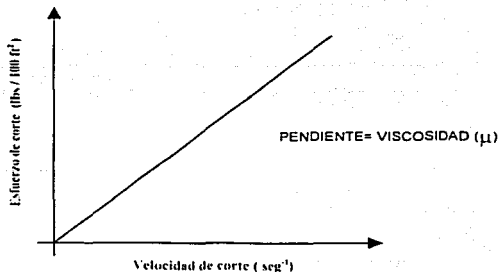


Figura 1. Relación de la velocidad de corte y esfuerzo de corte de un fluido newtoniano.

La figura anterior muestra la relación entre la velocidad de corte y el esfuerzo de corte para fluidos Newtonianos.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

La unidad de viscosidad en el sistema es el "Poise" y se define como la fuerza aplicada a una placa de un centímetro cuadrado de área y separada un centímetro de distancia de otra igual, la cual provoca una velocidad de 1 cm/seg. (Ver figura 2)

Un centipoise (cp) es un centésimo de poise

1 cp= 0.01 poise

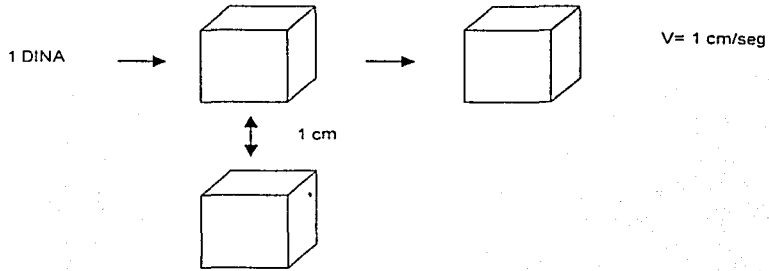


Figura 2. Definición de un poise.

Modelo Reológico de los Plásticos de Bingham

Las características de un fluido plástico de Bingham es que la relación velocidad de corte-esfuerzo cortante es representado por una línea recta; ésta no pasa por el origen y por lo tanto intercepta el eje de los esfuerzos en un punto diferente al origen. Este comportamiento se debe a que el fluido Bingham requiere un valor finito del esfuerzo de corte para iniciar el flujo del fluido. (Ver figura 3)

τ (esfuerzo de corte) = τ_0 (punto de cedencia) + μ_p (viscosidad plástica) x δ (gradiente de velocidad)

Donde:

τ = Fuerza de corte / Área (lb/100 pies²)

τ_0 = (lb/100 pies²)

μ_p = centipoises

δ = dv/dy (seg⁻¹)

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

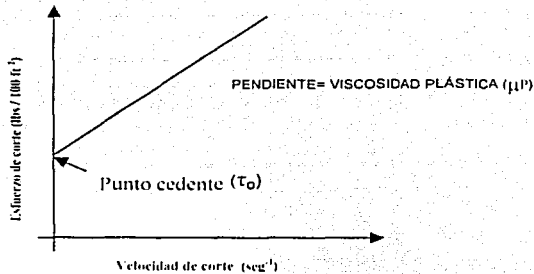


Figura 3. Relación de la velocidad de corte y esfuerzo de corte de los fluidos plásticos de Bingham.

Modelo reológico de la Ley de Potencias

τ (esfuerzo de corte) = $K \times$ gradiente de velocidad (δ)ⁿ (Ver figura 4)

Donde:

τ = Fuerza de corte / Área (lb/100 pies²)

δ = dv/dy (seg⁻¹)

Esta ecuación describe el esfuerzo de corte en función de 2 constantes K y n.

La constante K es la medida de viscosidad del fluido (cp).

El factor de potencia "n" es una medida del grado de desviación del comportamiento de flujo.

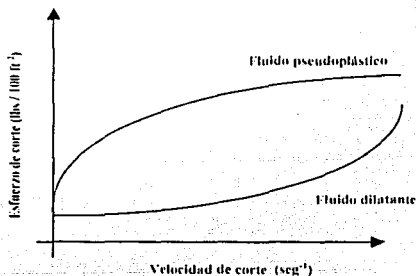


Figura 4. Relación de la velocidad de corte y esfuerzo de corte de los fluidos pseudoplásticos y dilatantes.

En donde:

Si $n = 1$; el fluido es newtoniano

Si $n > 1$; el fluido es dilatante

Si $n < 1$; el fluido es pseudoplástico

Esfuerzo cortante (τ).- Es la fuerza requerida por unidad de área, para proporcionar un gradiente de velocidad, dando movimiento al fluido.

τ = Fuerza de corte / Área ($\text{lb}/100 \text{ pies}^2$)

Velocidad de corte.- Ya que los fluidos se distinguen por su comportamiento del flujo, este se expresa en términos de un esfuerzo externo aplicado, cuyo resultado es la velocidad de corte a ese fluido dándole movimiento (cm/seg).

El punto de cedencia (τ_0).- Es otro de los componentes de la resistencia al flujo, debida a las fuerzas de atracción que existen entre las partículas o sólidos en suspensión.

Condición dinámica, siendo el mínimo esfuerzo de corte requerido para iniciar el flujo. Se expresa en $\text{lb fuerza} / 100 \text{ pies}^2$, el cual es obtenido de acuerdo al modelo de Bingham, su valor en el campo, se usa más que la viscosidad plástica para indicar el espesamiento del lodo y está muy relacionado con la gelatinosidad.

Viscosidad (μ).- Es la fuerza de oposición al movimiento de un fluido, es decir " la resistencia interna de un fluido a fluir ", siendo la relación existente entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte en un fluido. La unidad de viscosidad en el sistema es el " Poise ", en la práctica se emplea más la centésima parte del poise o "centipoise".

Viscosidad plástica (μ_p).- La viscosidad plástica es la resistencia del flujo a fluir causada por fricción mecánica dentro del fluido. La fricción mecánica es debida a la acción recíproca de partículas sólidas y líquidas en el fluido. Sus unidades son en cp.

Viscosidad aparente (μ_a) o punto de escurrimiento.- Llamada también viscosidad de embudo, sus unidades en campo se expresan en segundos Marsh que indica el tiempo que tarda en fluir por el embudo un litro de fluido, es una medida cualitativa de la viscosidad, este tipo de medición permite detectar los cambios en las propiedades del lodo, que pueden ser indicativas de los posibles problemas que se tengan en el pozo. Es decir que la viscosidad aparente es la resistencia al flujo de un fluido, causada principalmente por las fuerzas de atracción de sus partículas y en menor grado por la fricción entre estas a una determinada velocidad de corte.

Emulsión.- Mezcla en la cual un líquido, denominado fase dispersa, se distribuye uniformemente (generalmente como glóbulos diminutos) en otro líquido, denominado fase continua o medio dispersante, es decir que, las emulsiones son una dispersión de un líquido inmiscible en otro líquido inmiscible.

Emulsión estable.- Es aquella emulsión en la cual difícilmente se logran separar sus dos fases que la integran.

Emulsificación.- Es la formación de emulsiones estables, formadas generalmente por la mezcla de los componentes químicos que existen entre dos fluidos y que presentan dificultad para removerse, provocando la disminución de la productividad en el pozo.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Emulsificante.- El emulsificante o agente tenso activo, es un compuesto químico que tiene en su molécula dos grupos; uno hidrofílico (afin al agua) y el otro lipofílico (afin al aceite). En el caso del tipo de emulsión en estudio, es una substancia surfactante que pertenece a uno de los tres componentes que son requeridos para formar una emulsión, ya que los otros dos son agua y aceite, siendo este un agente reductor de la tensión interfacial entre dichos líquidos, permitiendo la emulsión.

Surfactante.- Sustancia que afecta las propiedades de la superficie de un líquido o sólido (agente activo de superficie) al concentrarse en la capa superficial de este. Los surfactantes son útiles en cuanto a que su uso puede asegurar que la superficie de una sustancia u objeto esté completamente en contacto con la superficie de otra sustancia.

Fluido emulsionado.- Es un fluido de control que está constituido mediante las condiciones establecidas por una emulsión.

Fluido de control.- Generalmente es un fluido que tiene suspendidas partículas sólidas, líquidas o gaseosas y que se utiliza en los campos petroleros, para cumplir ciertas funciones específicas.

Mezcla.- Es la asociación de varios cuerpos sin que exista combinación de las mismas.

Suspensión.- Es el estado de un cuerpo dividido en partículas muy finas y mezclado con un fluido sin disolverse en él.

% de rompimiento.- Es la cantidad de sistema y crudo separados en determinados intervalos de tiempo.

Tiempo de rompimiento.- Es el tiempo en el que se registra la mayor separación de las fases.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CAPÍTULO II.- INFLUENCIA DE LOS FLUIDOS DE REPARACIÓN EN LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO

Un fluido de reparación es un fluido que se coloca contra la formación productora cuando se limpia, tapona, estimula o se dispara un pozo.

El contacto de los fluidos de reparación con la formación tienen una gran influencia sobre la productividad del pozo, la que resultará a favor o en contra, según se tengan los cuidados debidos en la utilización de estos en las operaciones respectivas. La influencia a favor se manifestará en un incremento de la producción o por lo menos su restauración y la manifestación en contra constituirá la fuente básica del daño de la formación.

Los fluidos utilizados para la reparación incluyen: lodos, ácidos, líquidos perforantes y desplazadores; limpiadores químicos solventes y surfactantes.

Antes de decidir en que pozo se han de utilizar estos fluidos, es necesario tomar en cuenta diversos factores:

Se debe considerar el ambiente en el cual se va a realizar la operación:

- Profundidad de la zona productora
- Presión de fondo
- Temperatura (de fondo y de superficie)
- Disponibilidad de fluidos
- Preparación de los fluidos y su costo
- Características de la formación y de los fluidos que contenga.

Cualquier tipo de fluido seleccionado, debe de estar limpio y libre de sustancias extrañas en suspensión.

Existen dos objetivos fundamentales que debe de satisfacer la intervención a un pozo:

- Proteger de todo daño la formación productora.
- Controlar el pozo durante las operaciones.

El primero es probablemente el más importante dado que algunos pozos requieren poco control, pero todos necesitan de la protección adecuada.

A menudo cuando se va a reparar un pozo, se presta poca atención a proteger la formación del daño que pudiera causarle el fluido utilizado para esta operación. Tal operación no tiene como objetivo lógico la reducción de la productividad del pozo o peor aún, hacer que sea abandonado.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

DAÑO A LA FORMACIÓN CAUSADO POR LA INFLUENCIA DE LOS FLUIDOS DE REPARACIÓN.

Uno de los objetivos de las operaciones de reparación de pozos es el de aumentar o por lo menos restaurar la producción de un pozo, sin embargo, una acción inadecuada del fluido de reparación, puede ser la causa directa de una disminución en la productividad del pozo. Cuando esta situación sucede, la baja en la productividad es usualmente el resultado de uno o la combinación de los siguientes problemas ocasionados por el contacto del fluido de reparación y la formación.

- a).- Obstrucción por partículas (presencia de arcillas).
 - b).- Baja en la permeabilidad de la formación debida a uno o algunos componentes del fluido de reparación.
 - c).- Obstrucción viscosa del fluido de reparación con posible emulsificación dentro de la formación.
 - d).- Cambio de la mojabilidad de la formación (de mojada por agua a mojada por aceite).
- a).- Obstrucción por partículas arcillosas.

Los minerales arcillosos están presentes en el 95% de las formaciones areniscas, encontrándose como envoltura de los granos o separados y mezclados con la arena. Las rocas calcáreas también pueden contenerlos, sin embargo se encuentran encapsulados y por lo general no representan problema, los minerales arcillosos más importantes y frecuentes son: la montmorillonita, la illita y la caolinita. Estos minerales han sido clasificados de acuerdo a su estructura cristalina. Los cristales están compuestos de plaquetas o unidades que se extienden en dos direcciones, alcanzando espesores que varían entre 7 y 17 angstromes. Cada unidad está unida por iones que pueden ser de H, K, Ca, Mg, y Na. Si las unidades están balanceadas iónicamente, son más estables, como es el caso de la caolinita; sin embargo en muchos casos existe un desbalance debido a sustituciones iónicas entre las unidades y que son neutralizadas por cualquiera de los cationes antes mencionados alrededor de la superficie exterior del cristal y también entre las unidades.

Cada mineral arcilloso tiene características y propiedades definidas que dependen de su estructura y composición, características que hacen que se comporten en forma diferente ante la presencia de agua y los iones que ésta pudiera contener. La más importante de estas características, es la capacidad de intercambio iónico, que es la medida de la habilidad de una arcilla de llevar cationes intercambiables, está expresada en milliequivalentes por 100 gr. de arcilla. El orden de capacidad de intercambio iónico de los minerales arcillosos que nos interesa es: montmorillonita con 80 a 150 me, illita con 10 a 40 me y caolinita con 3 a 15 me. Así mismo existe un orden de reemplazabilidad de los cationes que varía de acuerdo a su concentración, cantidad de las posiciones de intercambio, y la naturaleza del cristal; también es importante la fuerza relativa de reemplazo de los cationes que depende de su valencia y tamaño iónico, está ordenada de la forma siguiente: Li, Na, K, Mg, Ca, H.

TESIS CON
FALSA DE CUBEN

Otra característica a considerar, es la del agua en las arcillas. Debido a la hidratación de los cationes y de la distribución de cargas negativas, el agua forma una película en la superficie externa y entre las capas estructurales de la arcilla; el agua entre las superficies planas de los cristales ayuda a separar las placas individuales del cristal sirviendo como lubricantes y ayuda al hinchamiento de las mismas. Los cationes más fuertes aumentan la atracción entre las placas y el espesor de las películas de agua disminuye; en cambio los débiles permiten la fácil entrada del agua, debido a que la fuerza de atracción entre las placas es menor; esto permite también que las capas de agua entren en desorden, lo cual tiene un efecto mucho mayor que el hinchamiento.

El tipo de electrolito presente y su concentración en el sistema agua-arcilla, es primordial para la característica de floculación o defloculación del cristal arcilloso en adición a la capacidad de intercambio iónico. El pH del agua, tiene también efecto en este fenómeno, debido a la cantidad variable de material alcalino y concentración de iones H que ésta puede tener. Las arcillas encontradas en las rocas sedimentarias se presentan en equilibrio con el agua de la formación y se encuentran generalmente en estado floculado.

Debido a todas estas características, las arcillas son fácilmente reaccionables (floculación o defloculación) cuando se altera su medio ambiente en equilibrio con el agua de la formación. La alteración de este medio provoca modificaciones negativas en la permeabilidad del yacimiento, aún cuando su efecto sobre la porosidad total no sea grande. La alteración de estos minerales arcillosos también puede aumentar la mojabilidad hidrofílica del yacimiento por su fuerte atracción al agua.

b).- Baja en la permeabilidad de la formación debida a uno o algunos componentes del fluido de reparación.

Los diferentes productos y sólidos contenidos en los fluidos, producen la alteración negativa de las condiciones de flujo del yacimiento, cambiando su mojabilidad, cambiando la estructura de las arcillas del yacimiento o taponando los conductos porosos. Para evitar que la permeabilidad de la formación se reduzca o se bloquee totalmente, por dichos fenómenos originados por el contacto con el fluido de reparación se deberán caracterizar y analizar de manera fisicoquímica todos los componentes que integran a dicho fluido, para impedir además la presencia de incrustaciones y emulsificaciones que originarían la disminución de la productividad del pozo. Estos estudios se explicarán a detalle en el siguiente capítulo, para el caso de un fluido emulsionado.

c).- Obstrucción viscosa del fluido de reparación con posible emulsificación dentro de la formación.

La emulsificación in situ del aceite intersticial del yacimiento puede ocurrir si una emulsión inversa como es el caso del fluido emulsionado base-aceite en estudio, contiene cantidades apreciables de emulsificante. Esta emulsificación es posible debido a que aunque generalmente la velocidad del fluido de reparación dentro de la formación es baja, la velocidad de deformación en las restricciones de los canales de flujo del yacimiento es alta.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

La emulsificación solo puede ocurrir si un exceso de emulsificante en el fluido de reparación (en este caso el fluido emulsionado en estudio) está presente, debido a lo cual, se debe tener un especial cuidado en su formulación y preparación, para tratar de mantener estable la emulsión durante las operaciones de reparación, por lo tanto no debe dañar la formación.

d).- Cambio de la mojabilidad de la formación (de mojada por agua a mojada por aceite).

La mojabilidad se ha definido como las fuerzas de adhesión, que forman el ángulo de contacto entre la interfase de los fluidos con la superficie sólida. En medios porosos es casi, si no imposible, medir esto, por lo cual sus efectos, en el flujo de fluidos, se manifiestan principalmente por la relación de presión capilar con la saturación del fluido.

La saturación de los fluidos puede ser alterada por la invasión de filtrado que contiene agentes tensoactivos; estos, al cambiar la tensión interfacial de los fluidos contenidos dentro de la formación, alteran su mojabilidad. Se ha comprobado que la mayoría de los surfactantes catiónicos y ciertos no iónicos, originan que la superficie de rocas silíceas se mojen o se humecten por aceite. La humectación por aceite se puede corregir mediante un tratamiento con surfactantes adecuados. El tipo de surfactante debe ser seleccionado en base a pruebas de laboratorio.

Los constituyentes inorgánicos de los yacimientos, se consideran generalmente mojados por agua y la humectabilidad de las areniscas es más fácil de alterar que la de las calizas. Se ha demostrado que los componentes químicos de los fluidos de emulsión inversa muestran un efecto neutral o la tendencia a mojar por aceite.

MINIMIZANDO EL DAÑO A LA FORMACIÓN

Primordialmente, se deben de tomar en cuenta dos enfoques para minimizar el daño a la formación:

1. *Eliminar totalmente el contenido de sólidos.*- Los fluidos en contacto con la formación no deben contener partículas sólidas mayores de dos micrones (milésima parte del mm.). Se debe controlar el contenido de oxígeno para reducir la formación de óxido de hierro, utilizar con cuidado la grasa que se emplea en las roscas, remover incrustaciones, etc...

Ya que es inevitable la pérdida de fluido y el movimiento de partículas muy finas hacia la formación, esto se debe de aceptar, sin embargo se tiene la necesidad de reducir dichos procesos, minimizando la presión diferencial hacia la formación.

Se tiene que aceptar además, que se van a presentar situaciones en donde se dificulte remover partículas grandes del agujero, debido a la baja viscosidad del fluido de reparación o su baja capacidad de acarreo.

Una velocidad de 150 pies/min debe de ser suficiente para remover los cortes de la formación o arena, aún cuando se use agua salada limpia con una viscosidad de un centipoise.

2. *Control del filtrado.*- En el control del filtrado se debe evitar el paso de partículas hacia la formación, mediante:

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

- Preparar el fluido de reparación adicionando partículas sólidas seleccionando su tamaño apropiado, para lograr su rápido puenteo, incluyendo partículas coloidales para maximizar la efectividad del sello.
- Remover los tapones que se hayan desarrollado sobre la cara de la formación (poniendo a producir al pozo o utilizando solventes) por contraflujo y/o por degradación de las partículas sólidas de carbonato y las coloidales con ácido clorhídrico (HCl). Con ciertas limitaciones podrán utilizarse, en lugar del CaCO_3 , resinas sólidas solubles en aceite (se derriten con la temperatura).
- Es posible que la presión diferencial necesaria para destapar todos los poros, no sea suficiente. Tampoco es siempre posible lograr que el ácido utilizado en tratamientos de limpieza establezca contacto con todas las zonas obturadas, debido a su tendencia a penetrar en las zonas más permeables.

Características del fluido de reparación.

Los fluidos utilizados para la reparación de los pozos, casi siempre tienen tres componentes básicos:

- a) Fase líquida (filtrado)
- b) Partículas de refuerzo (enjarre).
- c) Aditivos para controlar la pérdida de fluido, capacidad de acarreo, alcalinidad, control del pH etc.

Existen ciertas excepciones, por ejemplo; la espuma, ya que no contiene partículas de refuerzo.

El agua producida (o salmuera) o el aceite, se utilizan por lo general, ya sea como fluido de reparación o como fase continua en el fluido a utilizar y tienen (mejorados con aditivos) control para la pérdida del fluido y capacidad de acarreo.

Cualquier líquido utilizado tendrá ciertas características, que le permitirán cumplir con los objetivos del servicio y que hay que tener en cuenta al seleccionar el fluido que se va a utilizar para la reparación del pozo.

Factores que deben considerarse para la selección de un fluido de reparación:

En este tipo de fluidos se debe tener mucho cuidado, ya que estos son expuestos contra la formación en operaciones que definitivamente tienen que ver única y exclusivamente con la productividad del pozo.

Las características de estos fluidos dependen de las condiciones específicas de operación en el pozo, por lo que deben formularse para evitar el daño considerando los siguientes factores:

- a) Naturaleza y cantidad de los fluidos en el agujero.- Compatibilidad de los fluidos en el agujero con el fluido de reparación utilizado.

- b) **Densidad del fluido.**- Con las precauciones necesarias, es apropiada una presión de 100 a 200 lb/pg² sobre la presión de formación. Si se cuenta con un equipo apropiado de control en la superficie, se puede disminuir la presión hidrostática hasta balancearla con la del yacimiento.
- c) **Viscosidad.**- En muchas ocasiones los fluidos tienen que acarrear sólidos relativamente grandes, recortes de cemento, fierro, arena, grasa, restos de empacadores, etc., hacia la superficie, por lo tanto deben de tener características de viscosidad plástica, punto de cedencia, de gelatinosidad.
- d) **Volumen del espacio anular.**- El fluido debe conservar buenas propiedades reológicas para minimizar las pérdidas de presión.
- e) **Frecuencia de circulación del fluido.**- Función del volumen del espacio anular y de la capacidad de la bomba, así como la estabilidad del fluido y las características de suspensión de sólidos con el tiempo.
- f) **Contenido de sólidos.**- El fluido no debe contener sólidos, para evitar el taponamiento de la formación y de las perforaciones.
Las partículas mayores que la mitad del diámetro promedio de los poros deben puentearse a la entrada del poro. Estas partículas probablemente no son perjudiciales si son removidas al producir el pozo o disueltas por ácido o aceite.
- g) **Características del filtrado.**- Deben de ajustarse los componentes del fluido, para minimizar el daño a la formación, considerando el hinchamiento o dispersión de arcillas, los cambios en la mojabilidad y la formación de emulsiones inversas estables, esto es considerando la solubilidad de los fluidos a condiciones de operación en el pozo (presión y temperatura de fondo).
- h) **Pérdida de fluido.**- Las características de pérdida de fluido deben de ajustarse para evitar la pérdida de cantidades excesivas de fluido a la formación. El puenteo en la cara de la formación, mediante la selección del tamaño apropiado de partículas solubles en ácido (CaCO₃), es una solución adecuada para el control de la pérdida de fluido. Cuando las limitaciones lo permiten pueden utilizarse partículas de resinas solubles en aceite. En cualquier caso se requieren partículas coloidales para obtener un sello efectivo.
- i) **Productos de la corrosión.**- El fluido debe de ser químicamente estable, a fin de minimizar la reacción del oxígeno libre con las tuberías y dispositivos metálicos, y evitar la precipitación del fierro en la formación.

FLUIDOS DE REPARACION

Acete diesel.- Deberá comprobarse la existencia de sólidos. Si el diesel se obtiene de la refinería, antes de que se le agreguen aditivos, no deberá presentar problemas de emulsión.

Acete crudo.- Su disponibilidad hace al crudo un material lógico cuando su densidad satisface las condiciones de operación. La pérdida de acete a la formación generalmente no la daña desde el punto de vista de modificación de las arcillas o efecto de saturación (no cambia la saturación) como puede ser el caso al usar agua.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

El aceite que se utilice deberá filtrarse previamente y comprobar que no contiene asfaltenos o parafinas que pudieran taponar la formación. Esto último puede hacerse en el campo, usando el equipo de prueba de pérdida de filtrado para observar la cantidad de sólidos depositados en el papel filtro.

También debe de comprobarse la posibilidad de que el aceite forme emulsiones con el agua de la formación. Si se forman emulsiones estables, deberá agregarse un surfactante apropiado.

Agua de la formación.- Aunque la salmuera tomada del tanque deshidratador, se considera generalmente como agua natural de la formación, a menudo contiene aditivos químicos, partículas finas de aceite, de arcilla, de parafina, de asfalto, o incrustaciones, por lo que puede causar un daño apreciable a la formación.

Aún después de filtrada esta agua puede contener surfactantes adicionados para tratar al aceite (desemulsificantes catiónicos o inhibidores de corrosión) que pueden causar problemas de emulsión o de mojabilidad. Por lo que deberá probarse en el laboratorio antes de utilizarse.

Agua de mar.- Dependiendo de su salinidad puede ser necesario, después de filtrarla, adicionarle cloruro de sodio (NaCl) o cloruro de potasio (KCl) para prevenir la hidratación de las arcillas.

Salmueras preparadas.- El agua salada preparada, teóricamente debería de tener la misma composición, o salinidad equivalente, que el agua de la formación para prevenir el daño de las areniscas que contengan arcillas hidratables. Diversas pruebas de laboratorio muestran que con un contenido de 3 a 5% de NaCl, ó 1% de cloruro de calcio (CaCl₂), ó 1% de KCL, se limita el hinchamiento de las arcillas de la mayoría de las formaciones. En la práctica generalmente se usa el doble de estas concentraciones.

RECOMENDACIONES Y LIMITACIONES PARA EL MANTENIMIENTO DE LOS FLUIDOS DE REPARACION.

Almacenamiento

Si se utiliza como fluido de reparación, aceite de un tanque de almacenamiento, éste debe de filtrarse. Si se escoge el agua preparada como fluido para llevar a cabo la operación en el pozo, deberá filtrarse y almacenarse en tanques de almacenamiento revestidos de plástico en las siguientes condiciones:

- Los tanques en que se almacene o transporte el fluido deben de limpiarse previamente antes de usarse.
- Las presas deben de equiparse con baffles en el fondo, para contener el material que se asiente. La succión deberá estar aproximadamente a 50 cm. Del fondo. Los tanques o las presas deben de tener acceso adecuado para su limpieza, con rincones redondeados para facilitar su limpieza.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Transporte de los fluidos de reparación

- La transportación de los fluidos de reparación, desde su fuente hasta la ubicación en el lugar deseado, es muy importante. Si el equipo con que se va a transportar no está limpio, entonces los gastos y el esfuerzo para tener un fluido en óptimas condiciones serán un fracaso.
- Cuando se descargan los fluidos de reparación de cualquier tipo de transporte, es indispensable verificar que el fluido no contenga materiales indeseables, como por ejemplo escombros y otras impurezas, ya que si se encuentran presentes, entonces hay que desochar el fluido para evitar dañar a la formación.
- Las bombas y las líneas de lodo deben ser lavadas a presión, con un fluido limpio, para remover todo contaminante antes de bombear el fluido de reparación hacia el pozo.
- Cualquiera que sea la procedencia de la sarta de tubería que se utilizará, es importante revisarla y limpiarla de cualquier impureza (parafinas, óxidos, grasa lubricante, incrustaciones, etc.). Toda la sarta deberá ser cepillada y en algunos casos lavadas a vapor. En la mayoría de los casos, el hacer pasar un simple diablo a través de la tubería, no llega a ser el método más adecuado. Las tuberías de producción sucias a menudo se limpian adentro del pozo, introduciendo una tubería de 1 pg. de diámetro y circulando HCl o simplemente agua con 1 lb/gal de arena de fracturamiento.
- Con un desarenador cónico de 4 pg., operando apropiadamente, pueden removerse la mayor parte de los sólidos mayores de 10 micras. Con un filtro de cartucho, pueden removerse los sólidos de 2 a 5 micrones, cuando se requieren fluidos limpios.
- Las partículas de óxido de fierro constituyen un material obturante muy dañino. La reacción entre el oxígeno y el fierro puede prevenirse agregando sulfito de sodio para reducir el oxígeno. El citrato de sodio puede utilizarse para secuestrar el fierro.

Los secuestrantes son aditivos que se utilizan para mantener en solución algún material con el objeto de que no se precipite.

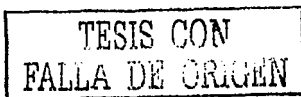
Lodos convencionales base-agua

Por economía o disponibilidad, algunas veces se sugiere el uso de un lodo en lugar de una salmuera. Sin embargo su filtrado contiene dispersantes, arcillas, y altas concentraciones de partículas finas que pueden causar un daño irreparable tanto en el interior de la formación como en la cara de entrada.

Por lo tanto deberá de evitarse su uso, excepto frente a formaciones que serán abandonadas.

Lodos base-aceite o de emulsión inversa

Estos lodos son generalmente menos dañinos desde el punto de vista de ocasionar problemas en las arcillas, ya que su filtrado contiene aceite y proporciona muy bajos gastos de filtrado. Sin embargo puede ocasionar bloqueos por emulsión muy severos, ya que la mayoría de los fluidos base-aceite contienen emulsificantes que pueden mojar de aceite a la formación.



El costo de los lodos es alto, por lo que su uso se justifica, sólo cuando los lodos base-agua pueden dañar seriamente la formación.

Espumas

En pozos con baja presión, donde la circulación de fluidos a base de agua o aceite es imposible, se pueden usar espumas preformadas en ciertos trabajos de reparación como: desarenamiento, profundización, limpieza del pozo, etc.

La espuma es una mezcla de aire disperso en agua dulce o salmuera que contiene una pequeña cantidad de surfactante. La concentración y tipo de surfactante debe seleccionarse para obtener una espuma estable de acuerdo a las condiciones y fluidos específicos de la formación.

Las recomendaciones expuestas sobre el uso de los fluidos de reparación, deben considerarse cuidadosamente cuando se realicen operaciones de reparación en pozos, en formaciones depresionadas y/o con baja permeabilidad y/o con arcillas hidratables. Las formaciones que responden favorablemente a los tratamientos de limpieza y estimulación, pueden ser tratadas con menor rigor.

Como se mencionó anteriormente, durante muchas operaciones de servicio de un pozo, el fluido se contaminará, lo que hace necesario la vigilancia continua, el cambio o filtrado de este, para tener la seguridad de no dañar a la formación productora.

Los reacondicionamientos son costosos. Si no se obtiene una buena fuente de fluidos limpios, y si el fluido no es probado, tratado, transportado, almacenado y conservado en forma adecuada, los resultados de la operación de reparación pueden ser los no deseados. No debe de olvidarse los fines de la reparación de un pozo, que es incrementar su productividad o por lo menos restaurarla, sin llegar a reducirla.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CAPÍTULO III.- DESARROLLO EXPERIMENTAL PARA EVALUAR EL RETORNO A LA PERMEABILIDAD POR UN FLUIDO DE EMULSIONADO.

Para prevenir el daño a la formación, frecuentemente se realizan experimentos de permeabilidad en el laboratorio, para determinar que el fluido emulsionado, utilizado en operaciones de perforación, terminación y reparación no dañe a la formación.

De tal manera de contar con más elementos de análisis para concluir el efecto que causa sobre la formación productora, el uso del fluido emulsionado empleado en operaciones de campo, se plantea la ejecución de una serie de actividades experimentales para determinar el retorno a la permeabilidad refiriéndose a la restitución de la permeabilidad inicial absoluta de los núcleos de arenisca berea que involucran los siguientes aspectos:

- Caracterización y estudio de los componentes empleados en la preparación del fluido emulsionado base-aceite.
 - Caracterización del diesel.
 - Caracterización fisicoquímica del emulsificante.
- Estandarización de la formulación y preparación del fluido emulsionado.
- Evaluación de la Tensión interfacial de los emulsificantes y Balance Hidrofílico-Lipofílico (HLB).
- Evaluación de la reología, tixotropía y ajuste de modelos reológicos al fluido emulsionado, estabilizado a 65°C y rolado a 125°C y 150°C.
- Evaluar el efecto del fluido emulsionado sobre el medio poroso de la arenisca berea en los ciclos de desplazamiento:
 - Medio de Prueba: Crudo- fluido emulsionado- Crudo
 - Medio de Prueba: Crudo- fluido emulsionado+Diesel- Crudo
 - Medio de Prueba: Crudo- fluido emulsionado+Sal- Crudo- Agua- Crudo

Se utilizaron 5 núcleos de prueba con las siguientes permeabilidades absolutas:

Núcleo #	Permeabilidad (k) md
1	15
2	12.8
3	669
4	1.12
5	0.9

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

COMPONENTES Y CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO EMULSIONADO DE BAJA DENSIDAD.

Los fluidos de baja densidad, se definen como: aquellos fluidos que tienen una densidad menor a la del agua. Su principal función es la de llevar a cabo el control de un pozo en zonas de baja presión. La densidad de este tipo de fluido es variable y se puede obtener densidades dentro de un rango de 0.85 - 0.89 gr/cc, su viscosidad Marsh, se maneja dentro de un rango de 80 a 1000 segundos marsh o mayor, dependiendo de la relación agua/aceite que se maneje.

El fluido emulsionado en estudio se puede preparar con una relación aceite diesel-agua de 70/30 como mínimo y 90/10 como máximo. Teniendo su aplicación condicionada a yacimientos depresionados, su formulación es: agua- emulsificante- diesel.

De acuerdo a su formulación, este fluido carece de sólidos, pero a la vez si se requiere disminuir el filtrado API, se recomienda el uso de carbonato de calcio, como reductor de filtrado y agente densificante, con esto se trata de no producir daño a la formación, puesto que con el HCl dicho agente se puede remover fácilmente.

Las características de los componentes sugeridos, para su formulación son las siguientes:

AGUA: Es una sustancia utilizada en la industria en grandes cantidades y que para ciertas aplicaciones, se requiere que cumpla con ciertas normas de calidad, para lograr resultados satisfactorios. Se recomienda que el agua utilizada sea de dureza de 250 ppm (CaCO_3), si se utiliza con mayor dureza, se consume mayor cantidad de emulsificante y además cuando estemos situados en pozos con una alta temperatura de fondo se llegan a formar resinas, que son muy difíciles de remover. Con respecto al pH, se requiere que no sea mayor a 8.5 y su alcalinidad que no rebase a los 150 ppm (CaCO_3).

CARACTERIZACIÓN DEL EMULSIFICANTE EMPLEADO EN LA PREPARACIÓN DEL FLUIDO EMULSIONADO

La caracterización del emulsificante nos permite la evaluación de la calidad e influencia que tiene este sobre las propiedades de los fluidos de baja densidad y de emulsión inversa. Para que se forme una emulsión, se requiere la presencia de tres componentes; agua, aceite y un agente tensoactivo o emulsificante junto con una fuerte agitación mecánica. El agente tensoactivo debe ser de naturaleza química y en su molécula debe de tener integrados dos grupos:

- Hidrofílico: afin al agua
- Lipofílico: afin al aceite.

Estos reducen la tensión interfacial de los líquidos, permitiendo la emulsión. Para llevar a cabo una emulsión que cumpla con los requisitos físicos y químicos, se debe tener una agitación mecánica fuerte, con el fin de dispersar la fase interna en pequeñas gotas y el agente tenso activo tener la función de rodear dichas gotas, manteniéndolas separadas una de otra, esto es para evitar su coalescencia una vez suspendida la agitación.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

El agente emulsificante es el más importante, ya que el producto químico que forma la emulsión, deberá de contener en sus moléculas a los dos grupos anteriormente mencionados con un HLB, fluctuando su valor entre 0 y 20 unidades adimensionales. Se analizaron y compararon diferentes tipos de emulsificantes:

Emulsificante	Familia
Tipo A	Surfactantes no iónicos. Éteres de alto peso molecular, con un posible grupo aromático. Presencia de polímeros del tipo nonilfenol etoxilados.
Tipo B	Surfactantes poliméricos no iónicos. Grupos funcionales de hidrocarburos saturados, aromáticos, carbonilo de éster, éter, alcohol y sal de ácido orgánico
Tipo C	Surfactantes no iónicos. Éteres de alto peso molecular, con un posible grupo aromático. Presencia de polímeros del tipo nonilfenol etoxilados.
Tipo B'	Surfactantes poliméricos no iónicos. Grupos funcionales de hidrocarburos saturados, aromáticos, carbonilo de éster, éter, alcohol y sal de ácido orgánico
Tipo C'	Surfactantes no iónicos. Éteres de alto peso molecular, con un posible grupo aromático. Presencia de polímeros del tipo nonilfenol etoxilados.

Nota: las muestras de emulsificantes tipo B y B', son proporcionadas por diferentes compañías, al igual que las de tipo C y C'.

Asimismo y con la finalidad de evaluar el balance hidrofílico-lipofílico de los emulsificantes y llegar a definir la estabilidad que manifiestan las emulsiones, en las que el aceite es la fase continua y el agua es la fase dispersa se denominan como emulsiones inversas, por lo que las emulsiones directas son aquellas en las que el agua actúa como la fase continua. La tensión interfacial entre el agua y el aceite es muy alta por lo que su solubilidad es mínima, lo que provoca que si son mezclados mecánicamente se separen inmediatamente al cesar la agitación. El reducir la tensión interfacial por medio de un surfactante permite que bajo la acción de un mezclador mecánico una de las fases se disperse en pequeñas burbujas en la otra. Mientras más baja sea la tensión interfacial menor será el diámetro de las burbujas formadas y más estable será la emulsión, se desarrolló un programa de pruebas en el que se probaron diversas mezclas de emulsificantes basados en lo siguiente:

El fluido en estudio es una emulsión inversa de agua en diesel con la característica de que la fase continua (en este caso el diesel) se encuentra en una concentración muy alta (alrededor del 80% en volumen) por lo que la formación de una emulsión estable es más difícil y el papel del emulsificante es de principal importancia en la formación y estabilización de la emulsión.

El grado en que se integre la fase dispersa en una emulsión, ya sea de aceite en agua (directa) o de agua en aceite (inversa) depende de la solubilidad relativa del emulsificante en las dos fases. Cuando el emulsificante se solubiliza en mayor proporción en el agua, se dice que tiene un carácter hidrofílico, por otra parte, cuando la solubilidad del emulsificante es principalmente en el aceite, se dice que tiene un carácter lipofílico.

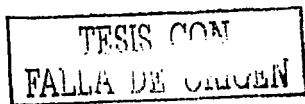
Con la finalidad de evaluar el desempeño de tres diferentes emulsificantes en la formación del fluido emulsionado, basados en los conceptos expuestos anteriormente, se construyó un programa de pruebas para evaluar el balance hidrofílico-lipofílico de cada uno de ellos, y la disminución de la tensión interfacial entre el diesel (fase continua) y el agua (fase dispersa) inducida por estos emulsificantes.

EXPERIMENTACIÓN PARA LA EVALUACIÓN DEL HLB EN EL FLUIDO EMULSIONADO

Para la preparación de este fluido en campo por parte de las compañías (ver anexo A), se marca una composición base por cada 1.02 lt de emulsión: 200 ml de agua, 800 ml de diesel y 20 ml de emulsificante. La mezcla de estos componentes debe de producir una emulsión con una densidad de 0.86 g/cc aproximadamente y una viscosidad Marsh entre 600 y 800 segundos aprox. Debido a las condiciones de preparación en campo de este fluido, se sabe que existen variaciones en composición con respecto a lo que marca el procedimiento de cada compañía por lo que para los objetivos de este trabajo se hizo necesario el estudio de las propiedades reológicas de este fluido con respecto a cambios en su composición.

El intervalo de composición elegido para cada componente expresado como % en volumen fue el siguiente:

- % Volumen de diesel 74.0 % - 79.5%
- % Volumen de agua 19.0 % - 25.0 %



- % Volumen de emulsificante 1.5 % - 3.5 %

Para la medición del HLB se pesa 1 gr de muestra de emulsificante y se disuelve en una solución 96/4 % en volumen de dioxano/benceno para posteriormente titular con agua destilada hasta producir una turbidez persistente por más de un minuto. Los mililitros gastados en producir la turbidez es lo que se conoce como número de agua o HLB.

Para la medición de la reducción de la tensión interfacial entre el diesel y el agua provocada por los tres diferentes emulsificantes, se formó una solución acuosa de 9.5 ml de agua y 1 ml de emulsificante, a la que se le agregaron lentamente 39.5 ml de diesel. Posteriormente se procedió a la medición de la tensión interfacial, con un tensiómetro Fisher modelo 21 a la temperatura de 20° C (ver tabla 1a cap.IV).

PROPIEDADES REOLÓGICAS Y TIXOTRÓPICAS DEL FLUIDO EMULSIONADO, VARIANDO LAS CONDICIONES DE PRUEBA.

Para el estudio de las propiedades reológicas y tixotrópicas del fluido emulsionado, se requiere estandarizar las condiciones de prueba, que reflejen el comportamiento de este tipo de fluidos en campo, por lo que se procedió a elaborar un programa de trabajo, manteniendo constante la formulación del medio de prueba. Se muestran los resultados de cada una de las formulaciones evaluadas en el anexo A.

De acuerdo a los procedimientos marcados por la compañía proveedora del emulsificante, en la que se señala como estándar una viscosidad Marsh de 800 segundos aproximadamente, se buscaron las condiciones de prueba que presentaran repetibilidad y reproducibilidad para alcanzar una viscosidad Marsh de 800-1000 segundos.

El emulsificante empleado para este fin fue el tipo C. Se prepararon los fluidos emulsionados, variando los tiempos de agitación, empleando dispersor.

Las tablas de resultados así como los gráficos esfuerzo de corte vs. velocidad de corte y el ajuste de los modelos reológicos tendrán que ser consultados en el anexo A para un mayor entendimiento del comportamiento reológico del fluido emulsionado base-aceite.

Las condiciones de preparación y prueba fueron las siguientes:

- Velocidad de agitación: 2500 rpm
- Tiempo de Agitación: 30 min.
- Recién Preparado @ 30° C y 50° C
- Estabilizado a 65° C
- Rolado a 125° y 150° C

El fluido emulsionado está formulado a partir de agua, emulsificante y diesel, su formulación será de acuerdo a la relación agua-aceite que se requiera.

Tomando como ejemplo para la preparación de un m³ de este fluido, con una relación 20/80, la obtenida en la tabla 1 del anexo A, la cual fue una de las más estables del fluido emulsionado preparado con emulsificante tipo C, se requieren las siguientes cantidades de reactivos:

190 litros de agua

15 litros de emulsificante

795 litros de diesel

Preparación:

1. Agregar el agua calculada e iniciar la agitación.
2. Agregar el emulsificante manteniendo la agitación hasta que se forme una capa de espuma.
3. Agregar el diesel calculado, en forma lenta, manteniendo la agitación, hasta alcanzar la viscosidad deseada.

CARACTERIZACIÓN DEL ACEITE DIESEL EMPLEADO EN LA PREPARACIÓN DEL FLUIDO EMULSIONADO:

Debido a que el aceite es la base de la preparación del fluido emulsionado (fase continua), se deberá garantizar que el diesel con el que se prepara el fluido cumpla con las propiedades establecidas en las Normas Internacionales para su evaluación, eliminando de esta manera una variable que pudiera enmascarar el comportamiento real del fluido emulsionado por efecto de la calidad y eficiencia del emulsificante empleado en su preparación.

Dentro de las actividades realizadas durante la caracterización de los componentes del fluido emulsionado, se procedió al análisis de los resultados físico-químicos del aceite diesel proporcionados por el Laboratorio de Perforación y Mantenimiento de Pozos Sede del Instituto Mexicano del Petróleo.

Se producen tres tipos de diesel en nuestro país, No.1, No. 2-2, y el diesel especial. La principal diferencia es su contenido de azufre (0.05% máximo) y un punto de anilina de un valor como mínimo de 55°C. Bajo estas condiciones se causa un menor daño a los implementos de hule del equipo, observando además un punto de ignición con un valor mínimo de 50°C.

Con la finalidad de evaluar la calidad del aceite diesel empleado en campo, se analizaron dos muestras de aceite a disposición, de acuerdo a las recomendaciones del "American Standard Test Methods" (ver tabla 2a cap.IV).

Para complementar el estudio acerca del comportamiento reológico del fluido emulsionado se puede recurrir a la construcción de diagramas ternarios, con respecto a cambios en su composición para una presión y temperatura determinadas.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

Los diagramas ternarios son una herramienta de análisis ampliamente utilizada en la industria, debido a su gran versatilidad para poder representar una vasta gama de propiedades de mezclas fluidas que son función de la presión, temperatura y composición. La utilidad práctica en algún caso específico consiste en poder planificar la preparación del fluido estudiado en campo, con determinadas propiedades reológicas y/o a su vez poder determinar la composición del fluido según las propiedades reológicas que presente.

Este análisis no fue llevado a cabo debido a la falta de tiempo, sin embargo si se requiriera un estudio más profundo, se puede recurrir a este tipo de herramienta de análisis, como un complemento respecto al comportamiento reológico del fluido, debido a cambios en su composición química.

PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD DEL ACEITE CRUDO – FLUIDO EMULSIONADO.

Debido a la posible presencia de una emulsificación dentro de la formación productora, la cual afectaría de manera agravante a la productividad del pozo, y además resultaría muy difícil de remover, elevando los costos de operación, se anexará el desarrollo experimental acerca de la compatibilidad del crudo con el fluido emulsionado:

En las pruebas de compatibilidad se emplearon las siguientes relaciones de aceite crudo y fluido emulsionado 75/25, 50/50, realizando una prueba final adicionando 2000 ppm de Fe^{+3} , bajo el siguiente procedimiento:

1. Se prepara el fluido de baja densidad de acuerdo al procedimiento descrito previamente.
2. Se mide el volumen de crudo para obtener las relaciones requeridas 50/50 y 75/25.
3. Se procede a preparar la emulsión empleando un mezclador a una velocidad de 2000 rpm.
4. En una probeta limpia se vierten 50 ml del sistema crudo/fluido de baja densidad ya emulsionado.
5. La mezcla se deja en un baño térmico por un período de 4 horas.
6. Una vez transcurrido el período de tiempo, se vierte cuidadosamente la mezcla en una malla de acero inoxidable de 100 mesh de apertura.
7. Reporte de resultados:

Interfases: si se presenta, en la fase que se identifica entre el crudo y el lodo.

Lodo asfáltico: Si hay sedimento retenido en la malla, este se lava con agua tibia y hexano para remover las emulsiones y parafinas, pero no el sedimento causado por el lodo. La cantidad de sedimento se describe como:

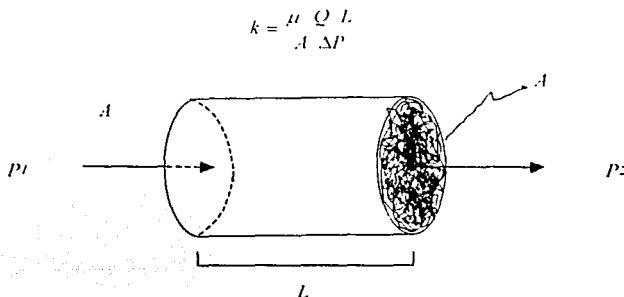
Ninguna	Ausencia de partículas en malla
Traza	Retención de pocas partículas
Moderada	Partículas sólidas presentes
Abundante	Muchas partículas sólidas de gran tamaño.

Los tiempos observados, para ver si hay separación de fases son: 1, 2, 4, 10, 15, 30, 45, 60, 90, 120, 150, 180, 210 y 240 minutos (total 4 horas, ver tabla 3a cap.IV).

EVALUACION DE LA PERMEABILIDAD.

En el siguiente desarrollo experimental se analiza el efecto del fluido emulsionado base-aceite (19 % agua, 1.5 % emulsificante y 79.5 % diesel) sobre la permeabilidad, reflejada en las variaciones de la caída de presión, durante el flujo del crudo en relación con el fluido emulsionado en la arenisca berea (1" de diámetro x 2" de long.) como medio poroso conductor. Dada la complejidad que pueden presentar algunos casos, se hacen ciertas limitaciones en cuanto a la simulación del crudo producido, esto es, restringiéndolo a ser homogéneo (fluido con las mismas características en cualquier porción de él, de una sola fase, ya sea agua, aceite o gas, o inclusive aceite conteniendo gas disuelto, sin que ello signifique que el gas pueda ser liberado del aceite durante su estudio a través del medio poroso), como a la naturaleza del medio poroso, forzando por conveniencia, a ser continuo, comunicado y homogéneo, una de las simplificaciones de carácter práctico consiste en realizar la experimentación en un medio poroso con \emptyset efectiva, es decir, con una comunicación de poro a poro y con características iguales en toda su extensión, tanto geométricas como litológicas, además con flujo laminar ya que en la ingeniería petrolera es de interés fundamental. Se trata de reproducir las condiciones de operación simulando la etapa de producción, dichas condiciones son: 1600 lb/pg² y 120 °C de presión y temperatura, respectivamente. El gasto volumétrico de los fluidos empleado sobre la arenisca fue de 3 cc/min.

La permeabilidad es la medida de la facilidad con la cual un fluido puede moverse a través de los espacios porosos interconectados de la roca. La velocidad del fluido a través de una roca, varía directamente con la permeabilidad y la presión aplicada, y varía inversamente con la viscosidad del fluido fluyendo. La unidad empleada para la permeabilidad es el Darcy. En una roca de permeabilidad de 1 Darcy, 1 cc de un fluido con viscosidad 1 cp fluiría cada segundo a través de una porción de roca de 1 cm de longitud con una sección transversal de 1 cm², si la caída de presión a través de la roca es de 1 atm.



El estudio se dividió en 3 fases experimentales que se detallaran conforme se aborden.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

FASE I

Evaluación del daño y comportamiento del flujo del fluido emulsionado preparado con emulsificantes Tipo A, B y C sobre el núcleo 1 con permeabilidad absoluta de 15 milidarcys.

1. **Inyección de crudo al núcleo de arenisca berea a 120 °C y 1600 lb/pg².** En esta etapa se hace inyectar a un núcleo de arenisca berea aceite crudo tipo I a las condiciones de operación, simulando la etapa de producción. El tiempo requerido para alcanzar una caída de presión constante ocasionada por el crudo sobre el núcleo fue de aproximadamente 25 minutos y con una caída de presión de 92 lb/pg² (figura 1c cap.IV).
2. **Inyección del fluido emulsionado en contraflujo al núcleo de arenisca berea a 120 °C y 1600 lb/pg².** En esta etapa se simula la penetración del fluido emulsionado en el núcleo de arenisca. Dicho fluido desplaza de la roca al crudo tipo I inyectado previamente. El tiempo para alcanzar una caída de presión constante de 730 lb/pg² fue de 55 min. (figura 2c cap.IV).
3. **Saturación del núcleo con fluido emulsionado.** En esta etapa se trata de establecer el daño que ocasiona el fluido de control sobre la permeabilidad de la roca. La arenisca se satura con fluido emulsionado por un período de 6 horas.
4. **Inyección de crudo para desplazar el fluido emulsionado confinado al núcleo de arenisca berea a 120 °C y 1600 psi lb/pg².** En esta cuarta y última etapa, se inyecta crudo a la arenisca en el sentido normal de flujo para evaluar el cambio que ocasiona el fluido emulsionado sobre la permeabilidad de la arenisca. El tiempo requerido para alcanzar la caída constante de presión de 92 lb/pg² fue de aproximadamente 17 minutos (figura 3c cap.IV).

FASE II

De tal manera de contar con más elementos de análisis para concluir el efecto que causa el uso de un fluido emulsionado empleado en operaciones de campo, se plantea la ejecución de una serie de actividades experimentales para determinar el retorno a la permeabilidad de los núcleos 2 y 3 con permeabilidades absolutas de $k=12.8$ milidarcys y $k=669$ milidarcys respectivamente, de arenisca berea que involucren los siguientes alcances:

- 1.- **Inyección de crudo a núcleo de arenisca berea a 120 °C y 1600 lb/pg².** En esta etapa se inyecta a un núcleo de arenisca berea crudo tipo II a las mismas condiciones de operación, simulando la etapa de producción hasta alcanzar una caída de presión constante (figura 10c y 12c cap.IV).
- 2.- **Inyección del fluido emulsionado en contraflujo al núcleo de arenisca berea a 120 °C y 1600 lb/pg².** En esta etapa se simula la penetración del fluido emulsionado en el núcleo de arenisca. Dicho fluido desplaza de la roca al crudo tipo II inyectado previamente hasta alcanzar una caída de presión constante.

- 3.- **Saturación del núcleo con fluido emulsionado.** En esta etapa se trata de establecer el daño que ocasiona el fluido emulsionado sobre la permeabilidad de la roca. La arenisca se satura con dicho fluido por un periodo de 6 horas.
- 4.- **Inyección de un bache de diesel.** Se hace pasar un bache de diesel al núcleo saturado previamente con el fluido emulsionado con el fin de mezclarlo y dejarlo confinado 3 horas para estudiar el posible cambio en las propiedades reológicas y su efecto sobre la permeabilidad.
- 5.- **Inyección del crudo a la arenisca berea a 120 °C y 1600 lb/pg².** En esta quinta y última etapa, se inyecta crudo a la arenisca en el sentido normal de flujo para evaluar el cambio que ocasiona el fluido emulsionado sobre la permeabilidad de la arenisca hasta alcanzar una caída de presión constante.

Ver figura 11c y 13c cap.IV

Las pruebas fueron realizadas con el fluido emulsionado preparado con emulsificante tipo C el cual mostró mayor estabilidad de acuerdo a las pruebas de la fase I.

FASE III

El objetivo de esta fase es el desarrollo de las pruebas experimentales que permitan evaluar el efecto de la sal sobre la permeabilidad de los núcleos No. 4 y 5 de arenisca berea, con permeabilidades absolutas de $k=1.12$ y 0.9 milidarcys respectivamente a las mismas condiciones de operación.

Metodología de Pruebas para determinar el efecto de la sal.

- 1.- **Inyección del crudo a la arenisca berea a 120 °C y 1600 lb/pg².** Este punto simula la etapa de producción hasta alcanzar caída de presión y flujo constante.
- 2.- **Inyección del fluido emulsionado saturado en sal a 120 °C y 1600 lb/pg².** Se inyecta el fluido emulsionado saturado con sal a la arenisca berea en contraflujo con una concentración de 295 g/lit equivalente a 50 kg de sal/barril de fluido emulsionado hasta la saturación del núcleo y la formación del tapón de sal.
- 3.- **Confinamiento del fluido emulsionado en el núcleo a las condiciones de operación.** En esta etapa se pretende estudiar el daño que ocasiona el fluido emulsionado saturado con sal sobre la permeabilidad del medio poroso. El tiempo de confinamiento es de 24 horas.
- 4.- **Inyección de crudo a la arenisca berea a 120 °C y 1600 lb/pg².** Se inyecta crudo a la arenisca en el sentido normal de flujo para evaluar el cambio que ocasiona el fluido emulsionado saturado con sal sobre la permeabilidad de la arenisca hasta alcanzar la caída de presión constante.
- 5.- **Lavado con agua.** En el caso de que en el paso No. 4 no se llegue a la estabilidad se hace pasar agua por el núcleo saturado previamente con el fluido emulsionado a las condiciones de operación con el fin de lavar el tapón de sal contenido en el núcleo hasta que se obtenga una caída de presión constante.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

6.- **Inyección del crudo a la arenisca berea a 120 °C y 1600 lb/pg²** . Una vez lavado el núcleo, se inyecta crudo a la arenisca en el sentido normal de flujo para evaluar el cambio que ocasionó el fluido emulsionado saturado con sal sobre la permeabilidad de la arenisca (figuras 16c y 17c cap.IV).

El crudo empleado fue del tipo II.

**PRUEBAS CON
 FALLA DE ORIGEN**

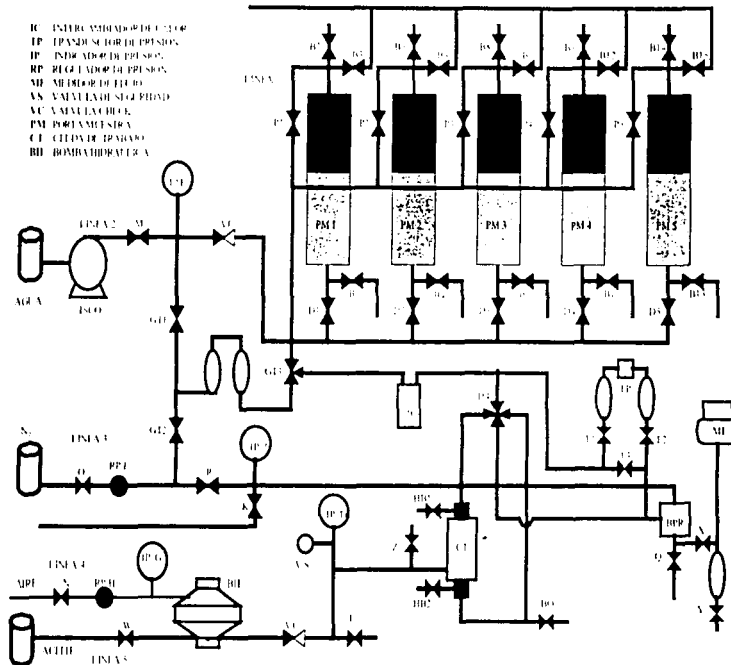


Figura 19. Diagrama del permeámetro empleado para el desarrollo de las pruebas con el fluido emulsionado.

CAPÍTULO IV.- RESULTADOS EXPERIMENTALES

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos durante el desarrollo experimental previamente mencionado, los cuales servirán de base para el análisis del retorno o la restitución de la permeabilidad inicial absoluta del medio poroso por un fluido emulsionado, pudiéndose determinar con esto el posible daño de dicho fluido sobre el núcleo.

RESULTADOS

a) CARACTERIZACIÓN QUÍMICA Y FÍSICA DE LOS COMPONENTES DE LA MEZCLA QUE CONFORMAN EL FLUIDO EMULSIONADO.

En cuanto a la caracterización por espectrometría de las muestras de emulsificantes, se realizaron los análisis de infrarrojo con los siguientes resultados (datos proporcionados por el Laboratorio de Perforación y Mantenimiento de Pozos Sede del Instituto Mexicano del Petróleo):

Las muestras tipo A, C y C' son iguales y se identifican como éteres de alto peso molecular con un posible grupo aromático, corroborando la presencia de polímeros del tipo nonilfenol etoxilados.

Las muestras tipo B y B', son iguales, siendo mezclas de varios polímeros, ya que los grupos funcionales que se observan son hidrocarburos saturados, aromáticos, carbonilo de éster, éter, alcohol y sal de ácido orgánico.

En la siguiente tabla se observan los resultados experimentales obtenidos del Balance lipofílico-hidrofílico (HLB) y de las fuerzas de tensión interfacial presentes en la composición química de los emulsificantes en estudio, mismos que servirán para su respectivo análisis tratado en el capítulo V.

Tabla 1a. Propiedades interfaciales de soluciones agua-emulsificante 19ml-2ml con respecto al agua destilada a 20°C (72.7 dina/cm) y de agua-diesel (32 dina/cm).

Tensión interfacial (dina/cm) @ 20 °C	Emulsificante		
	Tipo A	Tipo B	Tipo C
Tensión interfacial agua-emulsificante	49.9	37.1	52.3
Tensión interfacial Agua-diesel	14	6	16
HLB	16	12.2	16.5

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CARACTERIZACIÓN DEL ACEITE DIESEL EMPLEADO EN LA PREPARACIÓN DEL FLUIDO EMULSIONADO:

Tabla 2a. Al igual que la caracterización por espectrometría de las muestras de emulsificantes los resultados acerca de la comparación de las dos muestras disponibles y las especificaciones del aceite diesel correspondientes, fueron datos proporcionados por el Laboratorio de Perforación y Mantenimiento de Pozos Sede del Instituto Mexicano del Petróleo:

PRUEBA	MUESTRA	MUESTRA	Especificaciones
	1 (campo)	2 (laboratorio)	
Viscosidad cinemática a 40°C	3.9 Cstk	3.8 Cstk	1.9 a 4.1 Cstk
Índice de cetano	53	53	48 min
Agua y sedimentos	< 0.05% vol	< 0.05% vol	< 0.05% vol. max.
Carbón Ramsbottom al 10%	0.01 % peso	0.01 % peso	0.25 % peso max.
Contenido Total de Azufre	0.0387% peso	0.0398% peso	0.05% peso max.
Temperatura de Inflamación	61°C	60.5°C	50°C min.
Temperatura de Ecurrimiento	-9°C	-9.0°C	+10 a -15°C
Temperatura de Anilina	70.8°C	72.4°C	55°C min.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Tabla 3a .- Resultados de la prueba de compatibilidad del aceite crudo con el fluido emulsionado.

PRUEBA	50 % Aceite crudo 50% Fluido Emulsionado	75 % Aceite crudo 25 % Fluido Emulsionado.	50 % Ac.crudo 50 % Fluido Emulsionado. Con 2000 ppm Fe ⁺³
% de rompimiento	50-50	75-25	50-50
Tiempo de rompimiento(min)	240	240	240
Interfases	si	si	Si
Lodo asfáltico	Trazas	Moderada	Abundante
Observaciones	Sí existe separación de fases	Sí existe separación de fases	Sí existe separación de fases

- b) RESULTADOS DE LAS PROPIEDADES REOLÓGICAS Y TIXOTRÓPICAS DEL FLUIDO EMULSIONADO PREPARADO CON EMULSIFICANTE TIPO C, AÑEJAMIENTO ESTÁTICO Y DINÁMICO, UTILIZANDO DISPERSOR A 2500 RPM. CON SUS CORRESPONDIENTES GRÁFICAS (CONSULTAR ANEXO A AL FINAL) LA INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS SE ENCUENTRAN EN EL CAPÍTULO V, INCISO B.
- c) RESULTADOS EXPERIMENTALES ACERCA DE LA EVALUACIÓN DE LA PERMEABILIDAD (TODOS LOS VALORES CORRESPONDIENTES A CADA GRÁFICA PRESENTADA POSTERIORMENTE, SE ENCUENTRAN UBICADOS EN SUS RESPECTIVAS TABLAS EN EL ANEXO B AL FINAL) LA INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS SE ENCUENTRAN EN EL CAPÍTULO V, INCISO C.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

INYECCIÓN DEL CRUDO TIPO I EN EL NÚCLEO DE ARENISCA SIN IMPREGNAR

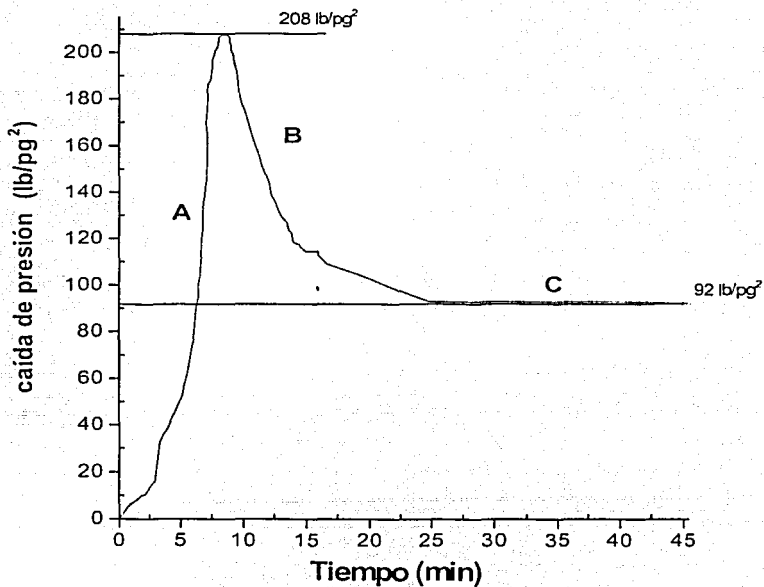


Figura 1c. Caída de presión con respecto al tiempo obtenida al hacer pasar crudo tipo I en el núcleo 1 de arenisca berea a 120 °C y 1600 psi.

- A- Inyección de crudo en la arenisca sin impregnar.
- B- Caída de presión durante el flujo de crudo.
- C- Flujo constante al inyectar crudo

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

INYECCIÓN DEL FLUIDO EMULSIONADO EN LA ARENISCA CON CRUDO

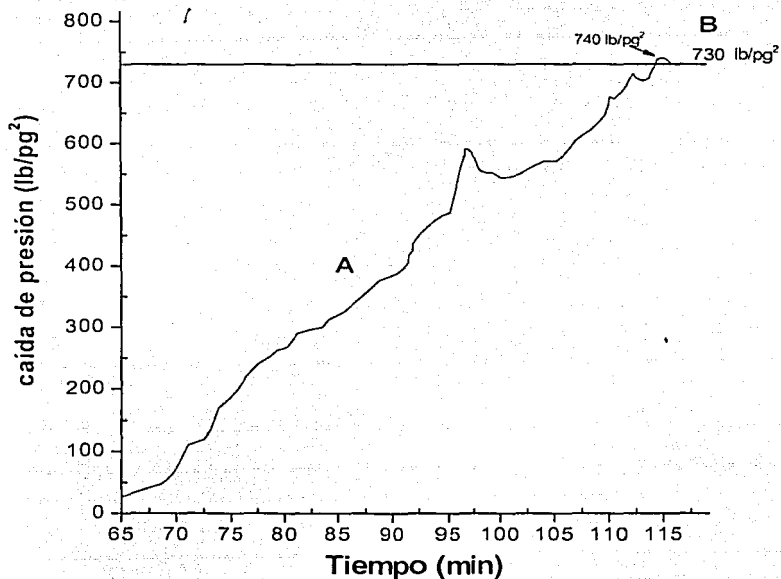


Figura 2c. Caída de presión con respecto al tiempo obtenida al hacer pasar el fluido emulsionado con emulsificante tipo C en el núcleo 1 de arenisca berea en contraflujo a 120 °C y 1600 psi.

A- Inyección del fluido emulsionado en la arenisca saturada con crudo tipo I.

B- Flujo constante al inyectar fluido emulsionado.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

INYECCIÓN DEL CRUDO TIPO I EN LA ARENISCA SATURADA CON FLUIDO EMULSIONADO

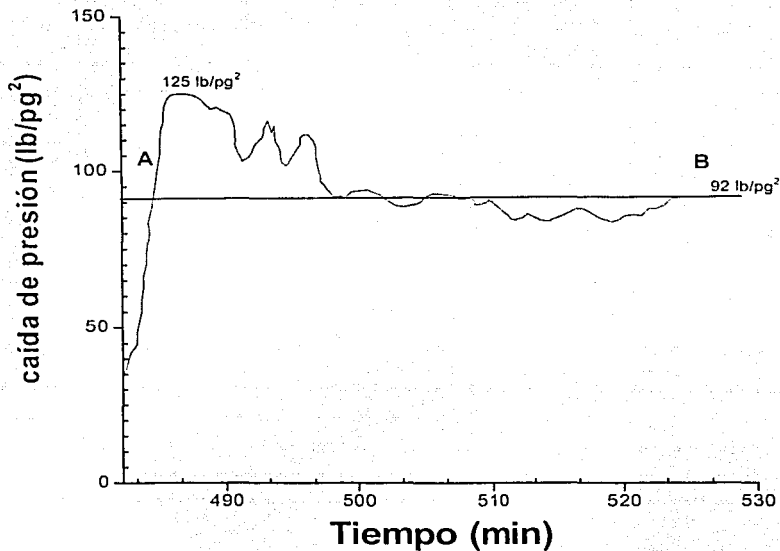


Figura 3c. Caída de presión en el núcleo 1 con respecto al tiempo obtenida al hacer pasar nuevamente el crudo tipo I en la arenisca berea a 120 °C y 1600 lb/pg².

- A- Inyección de crudo en la arenisca saturada con fluido emulsionado.
- B- Flujo constante al inyectar crudo.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CICLO CRUDO- FLUIDO EMULSIONADO- CRUDO

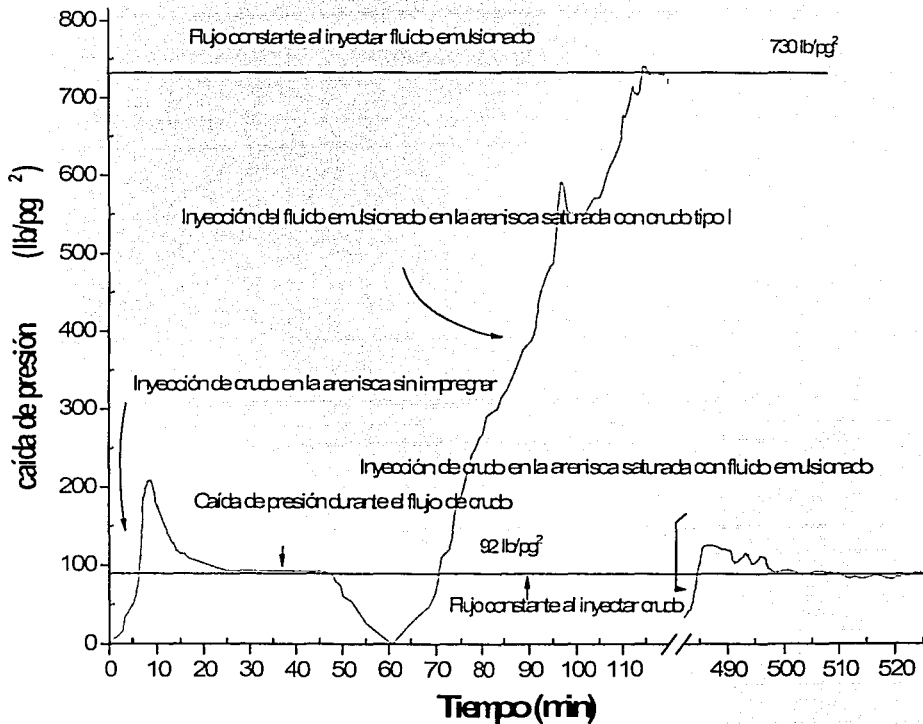


Figura 4c. Caída de presión en el núcleo 1 con respecto al tiempo, empleando el crudo tipo I y el fluido emulsionado con emulsificante tipo C.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CICLO CRUDO- FLUIDO EMULSIONADO- CRUDO

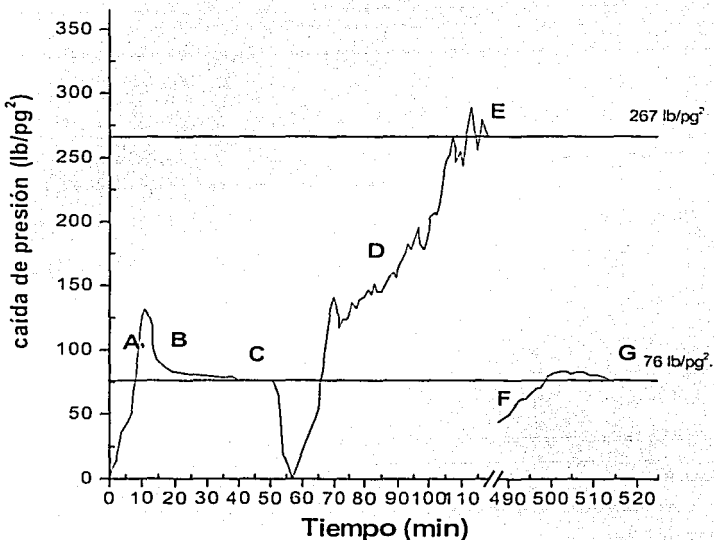


Figura 5c. Caída de presión en el núcleo 1 con respecto al tiempo, empleando el crudo tipo I y el fluido emulsionado con emulsificante tipo A.

- A- Inyección de crudo en la arenisca sin impregnar.
- B- Caída de presión durante el flujo de crudo.
- C- Flujo constante al inyectar crudo.
- D- Inyección del fluido emulsionado en la arenisca saturada con crudo tipo I.
- E- Flujo constante al inyectar fluido emulsionado.
- F- Inyección de crudo en la arenisca saturada con fluido emulsionado.
- G- Flujo constante al inyectar crudo.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

CICLO CRUDO- FLUIDO EMULSIONADO- CRUDO

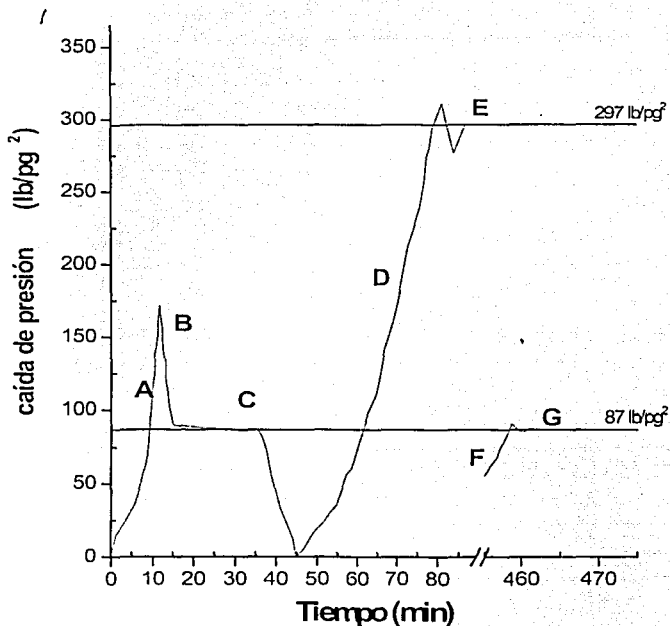


Figura 6c. Caída de presión en el núcleo 1 con respecto al tiempo empleando el crudo tipo I y el fluido emulsionado con emulsificante tipo B.

- A- Inyección de crudo en la arenisca sin impregnar.
- B- Caída de presión durante el flujo de crudo.
- C- Flujo constante al inyectar crudo.
- D- Inyección del fluido emulsionado en la arenisca saturada con crudo tipo I.
- E- Flujo constante al inyectar fluido emulsionado.
- F- Inyección de crudo en la arenisca saturada con fluido emulsionado.
- G- Flujo constante al inyectar crudo.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

CICLO CRUDO- FLUIDO EMULSIONADO- CRUDO

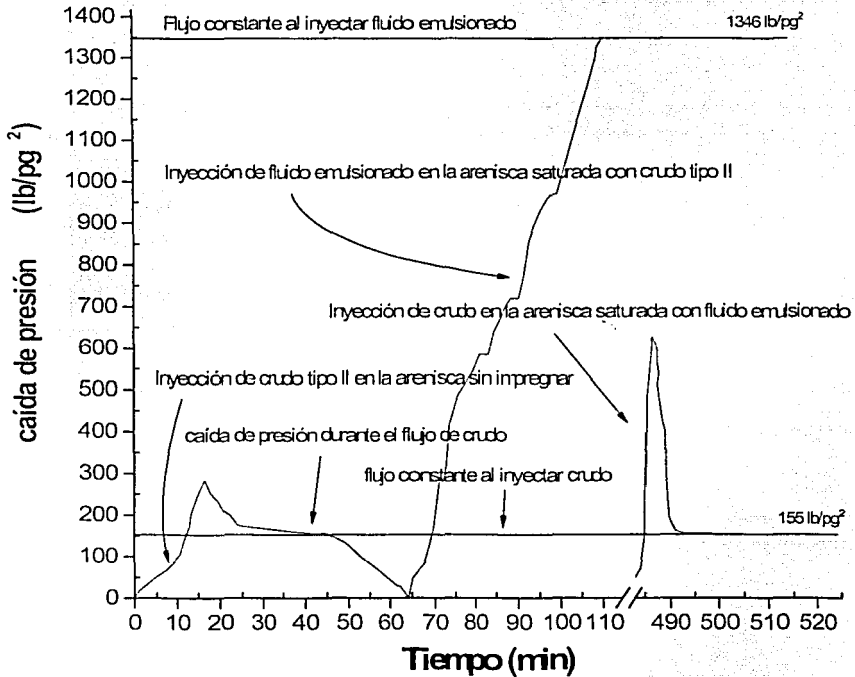


Figura 7c. Caída de presión en el núcleo 1 con respecto al tiempo, empleando el crudo tipo II y el fluido emulsionado con emulsificante tipo C .

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CICLO CRUDO- FLUIDO EMULSIONADO- CRUDO

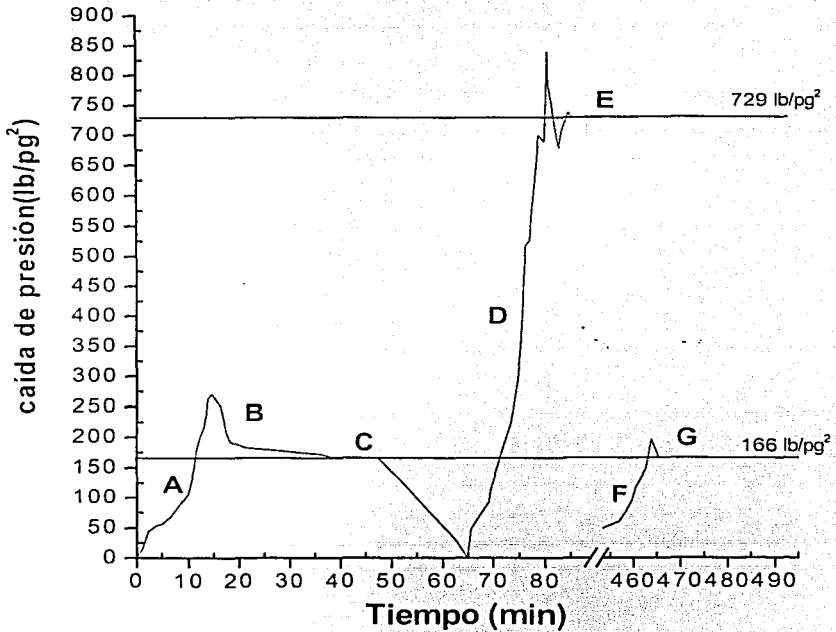


Figura 8c. Caída de presión en el núcleo 1 con respecto al tiempo, empleando el crudo tipo II y el fluido emulsionado con emulsificante tipo A.

- A- Inyección de crudo en la arenisca sin impregnar.
- B- Caída de presión durante el flujo de crudo.
- C- Flujo constante al inyectar crudo.
- D- Inyección del fluido emulsionado en la arenisca saturada con crudo tipo II.
- E- Flujo constante al inyectar fluido emulsionado.
- F- Inyección de crudo en la arenisca saturada con fluido emulsionado.
- G- Flujo constante al inyectar crudo.

CICLO CRUDO- FLUIDO EMULSIONADO- CRUDO

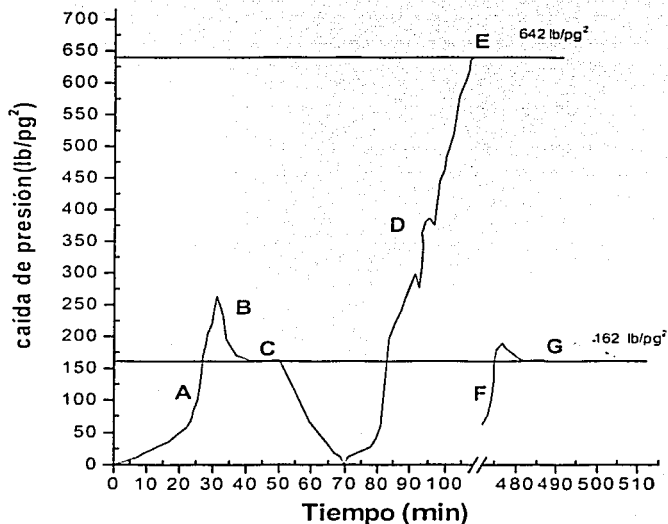
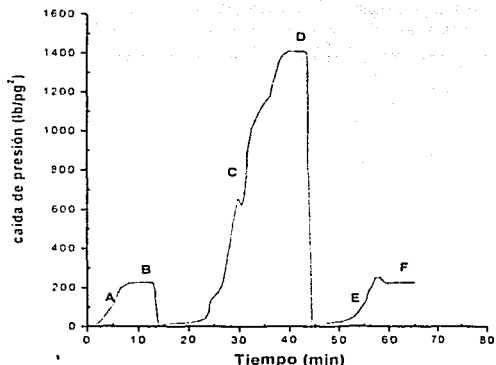


Figura 9c. Caída de presión en el núcleo 1 E con respecto al tiempo, empleando el crudo tipo II y el fluido emulsionado con emulsificante tipo B.

- A- Inyección de crudo en la arenisca sin impregnar.
- B- Caída de presión durante el flujo de crudo.
- C- Flujo constante al inyectar crudo.
- D- Inyección del fluido emulsionado en la arenisca saturada con crudo tipo II.
- E- Flujo constante al inyectar fluido emulsionado.
- F- Inyección de crudo en la arenisca saturada con fluido emulsionado.
- G- Flujo constante al inyectar crudo.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CICLO CRUDO, FLUIDO EMULSIONADO, CRUDO



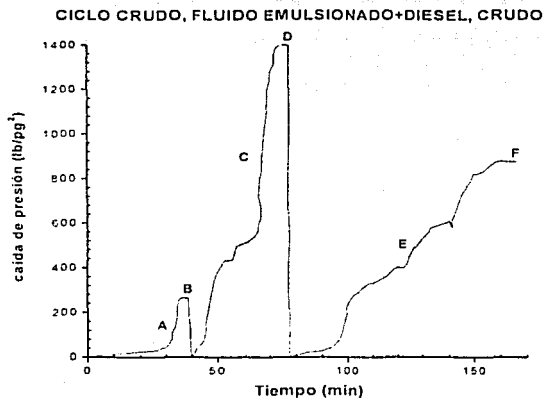
- A- Inyección de crudo tipo II en la arenisca sin impregnar
- B- Flujo constante al inyectar crudo
- C- Inyección de fluido emulsionado en la arenisca saturada con crudo tipo II
- D- Flujo constante al inyectar fluido emulsionado
- E- Inyección de crudo en la arenisca saturada con fluido emulsionado.
- F- Flujo constante al inyectar crudo

Figura 10c. Caída de presión con respecto al tiempo obtenida al inyectar crudo tipo II, posteriormente fluido emulsionado con emulsificante tipo C y después crudo en el núcleo de arenisca berea con $k=12.8$ md.

Tabla 1c. Caídas de presión e intervalos de tiempo para el ciclo CRUDO, FLUIDO EMULSIONADO, CRUDO en el núcleo de arenisca berea con permeabilidad absoluta de 12.8 milidarcys.

Etapa	Δp (lb/pg ²) en estado estable	Δt (min)
Crudo inicial	225	9
Fluido emulsionado Con emulsificante tipo C	1407	40
Crudo final	225	16

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



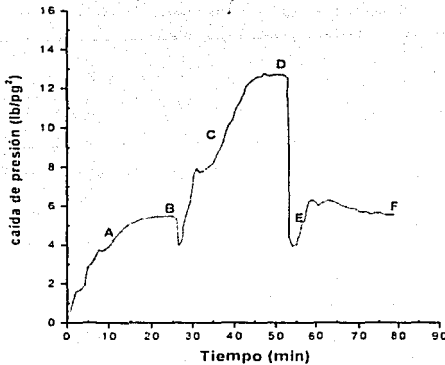
- A- Inyección de crudo tipo II en la arenisca sin impregnar.
- B- Flujo constante al inyectar crudo
- C- Inyección de fluido emulsionado + Diesel en la arenisca saturada con crudo tipo II
- D- Flujo constante al inyectar fluido emulsionado+diesel
- E- Incremento de la caída de presión al inyectar crudo en la arenisca saturada con fluido emulsionado + diesel
- F- Flujo constante al inyectar crudo

Figura 11c. Caída de presión con respecto al tiempo obtenida al inyectar crudo tipo II, posteriormente fluido emulsionado con emulsificante tipo C, diesel y por último crudo en el núcleo de la arenisca berea con $k = 12.8$ md.

Tabla 2c. Caídas de presión e intervalos de tiempo para el ciclo CRUDO, FLUIDO EMULSIONADO, DIESEL, CRUDO en el núcleo de arenisca berea con permeabilidad absoluta de 12.8 milidarcy.

Etapa	Δp (lb/pg ²) en estado estable	Δt (min)
Crudo inicial	264	35
Fluido emulsionado con emulsificante tipo C	1398	38
Crudo final	875	84

CICLO CRUDO, FLUIDO EMULSIONADO, CRUDO



- A- Inyección de crudo tipo II en la arenisca sin impregnar
- B- Flujo constante al inyectar crudo.
- C- Inyección de fluido emulsionado en la arenisca saturada con crudo tipo II.
- D- Flujo constante al inyectar fluido emulsionado
- E- Inyección de crudo en la arenisca saturada con fluido emulsionado
- F- Flujo constante al inyectar crudo

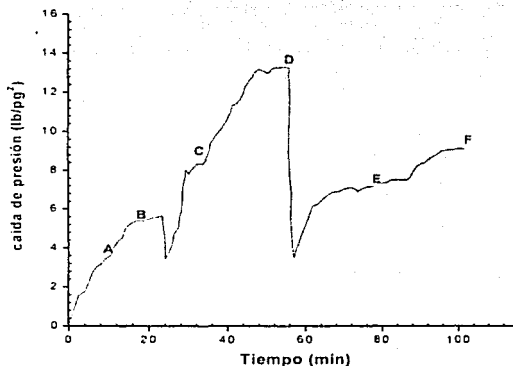
Figura 12c. Caída de presión con respecto al tiempo obtenida al inyectar crudo tipo II, posteriormente fluido emulsionado con emulsificante tipo C y después crudo en el núcleo de arenisca berea con $k=669$ md.

Tabla 3c. Caídas de presión e intervalos de tiempo para el ciclo CRUDO, FLUIDO EMULSIONADO, CRUDO en el núcleo de arenisca berea con permeabilidad absoluta de 669 milidarcys.

Etapa	Δp (lb/pg ²) en estado estable	Δt (min)
Crudo inicial	5.5	23
Fluido emulsionado con emulsificante tipo C	13	19
Crudo final	5.5	21

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

CICLO CRUDO, FLUIDO EMULSIONADO+DIESEL,CRUDO



- A- Inyección de crudo tipo II en la arenisca sin impregnar
- B- Flujo constante al inyectar crudo
- C- Inyección de fluido emulsionado + Diesel en la arenisca saturada con crudo tipo II
- D- Flujo constante al inyectar fluido emulsionado+diesel
- E- Incremento de la caída de presión al inyectar crudo en la arenisca saturada con fluido emulsionado + diesel
- F- Flujo constante al inyectar crudo

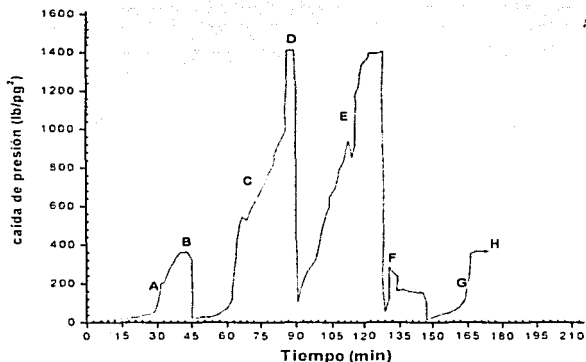
Figura 13c. Caída de presión con respecto al tiempo obtenida al inyectar crudo tipo II, posteriormente fluido emulsionado con emulsificante tipo C, diesel y por último crudo en el núcleo de arenisca berea con $k=669$ md.

Tabla 4c. Caídas de presión e intervalos de tiempo para el ciclo CRUDO, FLUIDO EMULSIONADO, DIESEL, CRUDO en el núcleo de arenisca berea con permeabilidad absoluta de 669 milidarcys.

Etapa	Δp (lb/pg ²) en estado estable	Δt (min)
Crudo inicial	5.5	19
Fluido emulsionado con emulsificante tipo C	13.3	22
Crudo final	9	40

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

CICLO CRUDO, FLUIDO EMULSIONADO+SAL,CRUDO, AGUA, CRUDO



- A- Inyección de crudo tipo II en la arenisca sin impregnar.
- B- Flujo constante al inyectar crudo
- C- Inyección de fluido emulsionado + sal en la arenisca saturada con crudo tipo II
- D- Flujo constante al inyectar fluido emulsionado + sal
- E- Incremento de la caída de presión al inyectar crudo tipo II
- F- Inyección de agua en la arenisca saturada con fluido emulsionado + sal
- G- Inyección de crudo tipo II en la arenisca posterior al lavado del tapon de sal
- H- Flujo constante al inyectar crudo tipo II

Figura 14c. Caída de presión con respecto al tiempo obtenida al inyectar crudo, fluido emulsionado saturado con sal, posteriormente crudo, agua, y por último crudo, en el núcleo de arenisca berea con $k=1.12$ md.

Tabla 5c. Caídas de presión e intervalos de tiempo obtenidos en el ciclo CRUDO, FLUIDO EMULSIONADO saturado con sal, CRUDO, AGUA, CRUDO en el núcleo de arenisca berea con permeabilidad absoluta de 1.12 milidarcy.

Etapa	Δp (lb/pg ²) en estado estable	Δt (min)
Crudo inicial	362	40
Fluido emulsionado	1409	40
Crudo fase 1	1395	31
Lavado con agua	153	16
Crudo fase 2	365	22

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

El tapón de sal no se consolidó, se obtuvo flujo estable con pérdida de permeabilidad que se recobró después de lavar el núcleo con agua.

CICLO CRUDO, FLUIDO EMULSIONADO+SAL, CRUDO, AGUA, CRUDO

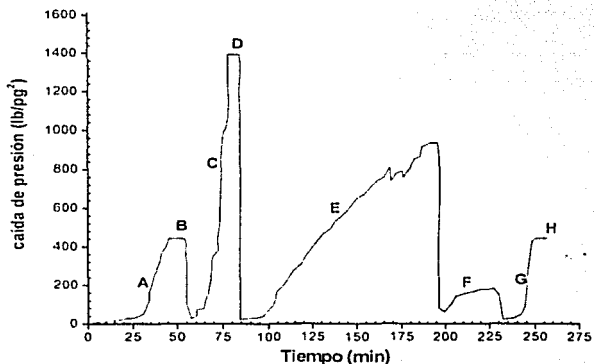


Figura 15c. Caída de presión con respecto al tiempo obtenida al inyectar crudo tipo II, después fluido emulsionado saturado con sal, posteriormente crudo, agua y por último crudo en el núcleo de arenisca berea con $k=0.9$ md.

- A- Inyección de crudo tipo II en la arenisca sin impregnar.
- B- Flujo constante al inyectar crudo.
- C- Inyección de fluido emulsionado + sal en la arenisca saturada con crudo tipo II.
- D- Flujo constante al inyectar fluido emulsionado + sal.
- E- Incremento de la caída de presión al inyectar crudo tipo II.
- F- Inyección de agua en la arenisca saturada con fluido emulsionado + sal.
- G- Inyección de crudo tipo II en la arenisca, posterior al lavado del tapón de sal.
- H- Flujo constante al inyectar crudo tipo II

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Tabla 6c. Caidas de presión e intervalos de tiempo obtenidos en el ciclo CRUDO, FLUIDO EMULSIONADO saturado con SAL, CRUDO, AGUA, CRUDO en el núcleo de arenisca berea con permeabilidad absoluta de 0.9 milidarcsys.

Etapa	ΔP (lb/pg ²) en estado estable	Δt (min)
Crudo inicial	442.7	45
Fluido emulsionado	1392	21
Crudo fase 1	934	108
Lavado con agua	189	20
Crudo fase 2	442.7	19

El tapón de sal se consolidó y se recobró la permeabilidad después de lavar el núcleo con agua.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CAPÍTULO V.- ANÁLISIS DE RESULTADOS

El contenido de este capítulo se basa esencialmente en el análisis de resultados acerca de la influencia que tiene el fluido emulsionado base-aceite sobre un medio poroso, a condiciones de operación, simulando la etapa de producción.

a) CARACTERIZACIÓN QUÍMICA Y FÍSICA DE LOS COMPONENTES DE LA MEZCLA QUE CONFORMAN EL FLUIDO.

En cuanto a los emulsificantes, se concluye que las muestras tipo A y C tienen la misma naturaleza, siendo sustancias surfactantes poliméricas no iónicas, conteniendo en su composición noniflenol etoxilados y éteres de alto peso molecular, variando únicamente en concentración y posiblemente en medio de disolución, la muestra tipo B es diferente a estos dos tipos de emulsificantes anteriormente mencionados, resultando ser una mezcla de ésteres, éteres, alcohol, hidrocarburos saturados, aromático e incluso puede contener una sal de ácido orgánico, esto se determinó a través de los análisis de espectroscopía de Infrarrojo, proporcionados por el Laboratorio de Perforación y Mantenimiento de Pozos Sede del Instituto Mexicano del Petróleo

En la preparación de los fluidos emulsionados, el tiempo de agitación de los sistemas resulta un factor determinante para la estabilidad, ya que se observa que al disminuir el tiempo de preparación el fluido resulta muy inestable, lo mismo pasa con la velocidad de agitación, a mayor velocidad mayor estabilidad, sin embargo desarrollan una alta viscosidad, lo que no es deseable, por lo que se modificaron varias veces los programas experimentales y después de las evaluaciones en el laboratorio, se encontraron las condiciones óptimas para la preparación del fluido en estudio, resultando en una velocidad de 2.500 +/- 50 rpm en dispersor y un tiempo de 30 minutos aproximadamente de agitación total, condiciones a las que se obtuvo una buena repetibilidad y reproducibilidad.

Como se puede observar en la tabla 1a cap.IV el emulsificante tipo C fue el que tuvo el carácter más hidrofílico de los tres emulsificantes utilizados con un HLB de 16.5 y, también fue la emulsión que más tiempo de agitación necesitó para integrarse debido a que fue el emulsificante que menos redujo la tensión interfacial del agua-emulsificante y entre el diesel y el agua durante la preparación del fluido emulsionado.

El emulsificante tipo A produjo soluciones acuosas con una tensión interfacial más baja que aquellas formadas con el emulsificante tipo C, pero con un carácter menos hidrofílico con un HLB =16. El tiempo necesario para formar la emulsión, a la velocidad de agitación especificada, fue comparativamente menor al que se utilizó con el emulsificante tipo C, debido a la mayor reducción de la tensión interfacial del agua-emulsificante y del diesel-agua. Tuvo los valores intermedios entre los otros dos tipos de emulsificantes.

El emulsificante que produjo la reducción más grande de la tensión interfacial del agua-emulsificante y diesel-agua fue el tipo B, y por lo tanto fue la emulsión que necesitó de menor tiempo de agitación para formarse, pero también fue el que tuvo el carácter más lipofílico de los tres.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CARACTERIZACIÓN DEL ACEITE DIESEL EMPLEADO EN LA PREPARACIÓN DEL FLUIDO DE CONTROL BASE-ACEITE:

De acuerdo a los resultados obtenidos en la tabla 2a cap.IV, se puede observar que no existe una diferencia apreciable entre las muestras de diesel evaluadas, por lo que se procedió a trabajar con la muestra patrón disponible, ya que se contaba con suficiente cantidad.

Se evaluó la calidad del diesel obteniendo como resultado la aprobación de todos los parámetros que marca la norma, por lo que la muestra que se tiene disponible es confiable para el inicio de las pruebas de laboratorio del fluido emulsionado, de acuerdo a las recomendaciones del "American Standard Test Methods", se emplearon los métodos:

ASTM D1218-87	Refractive Index and Refractive Dispersion of Hydrocarbon Liquids
ASTM D1298-99	Density, Relative Density (Sg.) or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer.
ASTM D93	Temperatura de inflamación
ASTM D96-98	Water and Sediments in fuel Oils by Centrifuge Methods (Field Procedure)
ASTM D96-98	Water and Sediments in fuel Oils by Centrifuge Methods (Lab. Procedure)
ASTM D524-88	Ramsbottom Carbon Residue of Petroleum Products
ASTM D524-88	Cu, Corrosion 3 hrs
ASTM D975-98B	Standard specification for diesel Fuel Oils
ASTM D1500-98	Color Standard of Petroleum Products
ASTM D482-95	Ash from Petroleum Products
ASTM D86-90	Distillation of Petroleum Products
ASTM D97-96	Pour Point of Petroleum Products
ASTM D129-91	Sulfur in Petroleum Products (General bomb Methods)

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

En cuanto a la calidad del diesel, de acuerdo a lo descrito en la literatura, la evaluación del punto de fluidez (temperatura de anilina >de 64°C para tener un fluido estable) es un factor clave, ya que si se estuviera fuera de especificaciones esto podría afectar las propiedades reológicas y tixotrópicas de viscosidad y gel.

b) PROPIEDADES REOLÓGICAS Y TIXOTRÓPICAS DEL FLUIDO EMULSIONADO, VARIANDO LAS CONDICIONES DE PRUEBA.

Se pudo determinar el modelo reológico que sigue el fluido emulsionado con emulsificante tipo C ya que fue el más estable, de acuerdo a las condiciones de prueba como se muestran en el anexo A, se observa que éste sigue un comportamiento del modelo reológico denominado como: "Ley de Potencias con punto de cedencia".

Las emulsiones que presentaron propiedades reológicas más altas fueron aquellas preparadas con el emulsificante tipo C.

Las emulsiones preparadas con el emulsificante tipo A presentaron propiedades reológicas menores a aquellas preparadas con el emulsificante tipo C.

En los dos casos anteriores, se observó que para una mayor concentración de emulsificante, manteniendo fija la concentración de diesel, las propiedades reológicas de la emulsión aumentaban considerablemente. Igualmente, en ambos casos se observó que a una concentración fija de emulsificante, las propiedades reológicas de la emulsión aumentaban si se aumentaba la concentración de diesel, aunque en una proporción menor que cuando se aumenta la concentración de emulsificante a una concentración fija de diesel.

Para una concentración fija, ya sea de emulsificante o de diesel, si se aumenta la concentración de agua, las propiedades reológicas de la emulsión disminuyen para ambos.

Las emulsiones preparadas con el emulsificante tipo B tuvieron un comportamiento reológico muy inestable e impredecible sin ninguna tendencia definida.

Para todos los emulsificantes utilizados, las propiedades reológicas de la emulsión disminuyeron al aumentar la temperatura, observándose rompimiento de la emulsión a los 150° C.

Para una composición fija, el comportamiento de la emulsión fue el de un fluido pseudoplástico.

También se observó que a mayor concentración de agua se tuvo mayor separación de fases, en los casos de baja concentración de emulsificante, por lo que se puede establecer que hay una concentración óptima para una relación de agua-aceite dada.

c) EVALUACIÓN DE LA PERMEABILIDAD

La evaluación se basa en el efecto que se manifiesta en el retorno a la permeabilidad en núcleos de arenisca berea al fluir los ciclos:

- ❖ CRUDO, FLUIDO EMULSIONADO, CRUDO
- ❖ CRUDO, FLUIDO EMULSIONADO+DIESEL, CRUDO
- ❖ CRUDO, FLUIDO EMULSIONADO+SAL, AGUA, CRUDO.

Analizando la figura 4c capítulo IV, en donde se observa que el comportamiento del fluido emulsionado con emulsificante tipo C no altera la permeabilidad de la arenisca berea (núcleo 1 con $k = 15 \text{ md}$), por lo consiguiente no tiene ninguna influencia sobre el medio poroso, ya que la caída de presión de aproximadamente 92 lb/pg^2 , se manifiesta similarmente en la arenisca, antes y después de inyectar el fluido emulsionado. A pesar de que no es una situación que se presenta en el pozo, la figura 1c capítulo IV muestra la resistencia del medio poroso al flujo del crudo a través de la arenisca seca.

**TESIS CON
FALLA DE CUMPLIMIENTO**

Después de un máximo esfuerzo, el crudo se desplaza con mayor facilidad en la arenisca saturándola hasta lograr una caída de presión inicial estable con valor de 92 lb/pg^2 , reproduciendo las condiciones de operación y simulando la etapa de producción. Si se toma como referencia la caída de presión inicial obtenida en la etapa de producción del crudo y se considera el 100 % de la resistencia al flujo, se puede establecer que para poder vencer la caída de presión de 208 lb/pg^2 fue necesario emplear un esfuerzo del 226.09 % para que el crudo comenzara a fluir de una manera estable a través de la arenisca.

La figura 2c capítulo IV muestra el efecto de la entrada del fluido emulsionado con emulsificante tipo C en contraflujo en el núcleo 1 con $k= 15 \text{ md}$ saturado con el crudo. Debido a la alta viscosidad del fluido emulsionado, el fluido avanza lentamente a través de la arenisca, no se aprecia la resistencia del crudo sobre el avance del fluido emulsionado, porque sólo se requirió un pequeño esfuerzo extra para vencer la caída de presión de la roca saturada (740 lb/pg^2) hasta alcanzar una caída de presión constante de 730 lb/pg^2 .

La figura 3c capítulo IV muestra el comportamiento de la caída de presión sobre la arenisca berea saturada por el fluido emulsionado con emulsificante tipo C. Como se mencionó, al hacer fluir el crudo sobre el núcleo de arenisca, se tiene una caída de presión constante de 92 lb/pg^2 . Se observa en la figura 3c, después de haber saturado al núcleo con el fluido emulsionado, se requerirá un esfuerzo extra de aproximadamente 135.9 % para vencer los 125 lb/pg^2 de presión (considerando como el 100 % de resistencia al flujo cuando se tiene la caída de presión de 92 lb/pg^2). De acuerdo a este análisis, se deduce que si no se logra vencer la caída de presión de 125 lb/pg^2 , el pozo no está en condiciones de producir crudo. La alternativa que se tiene para vencer la presión son: disminuir la viscosidad del fluido emulsionado para que se requiera un menor esfuerzo al desplazarlo.

Las figuras 4c, 5c, y 6c capítulo IV muestran los resultados experimentales obtenidos durante el desarrollo de las etapas de prueba de la fase I para el fluido emulsionado preparado con los emulsificantes tipo A, B y C, empleando el crudo tipo I.

Las figuras 7c, 8c, y 9c capítulo IV muestran los resultados experimentales obtenidos durante el desarrollo de las etapas de prueba de la fase I para el fluido emulsionado preparado con los emulsificantes Tipo A, B y C, empleando el crudo tipo II con las mismas tendencias que cuando se usó el crudo tipo I, en donde el fluido de mayor estabilidad durante y después de las pruebas fue el fluido emulsionado preparado con el emulsificante tipo C.

Los resultados experimentales mostrados en las figuras 10c y 12c capítulo IV con sus respectivas tablas, contemplan las etapas 1, 2, 3 y 5 de la fase experimental II previamente descrita, analizando tres efectos: El flujo del crudo en el núcleo hasta que permanece constante, la entrada de fluido emulsionado con emulsificante tipo C en contraflujo al núcleo saturado con crudo, en donde debido a la alta viscosidad de éste, el crudo avanza lentamente a través del medio poroso y el último efecto es el flujo de crudo sobre el núcleo saturado de fluido emulsionado después de un confinamiento estático de 6 hrs, observándose un esfuerzo extra del crudo en el desplazamiento del fluido emulsionado para después estabilizarse. En estos casos se concluye que el fluido emulsionado no impide la restitución de la permeabilidad inicial de la arenisca berea, ya que la caída de presión por el flujo del crudo en el núcleo es

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

similar antes y después de inyectar el fluido emulsionado, es decir, en la figura 10c capítulo IV se obtuvo como resultado una caída de presión de 225 lb/pg² antes de inyectar el fluido emulsionado y de 225 lb/pg² después de inyectarlo y en el caso de la figura 12c capítulo IV sucede algo similar 5.5 lb/pg² antes de la inyección del fluido emulsionado y de 5.5 lb/pg² posteriormente a su inyección, para mayores detalles se recomienda consultar las figuras correspondientes ubicadas en el capítulo IV. Los resultados experimentales mostrados en las figuras 11c y 13c capítulo IV con sus respectivas tablas consideran las etapas 1 a la 5 de la fase II, en donde, la etapa 4 es la mezcla de un bache de diesel con el fluido emulsionado, contenido en el núcleo, este ciclo de prueba tiene el objeto de estudiar el efecto que esta mezcla tendría en la permeabilidad del medio poroso. En ambos casos se observa un incremento considerable en la caída de presión requerida para alcanzar un flujo estable de crudo en el desplazamiento de la mezcla diesel+fluido emulsionado esto es, de una caída de presión inicial estable de 264 lb/pg² a una final de 875 lb/pg² para el núcleo No. 2 con $k=12.8$ md y de una caída de presión inicial de 5.5 lb/pg² a una final de 9.0 lb/pg² para el núcleo No. 3 con $k=669$ md. Por lo tanto se concluye que un incremento de la concentración de diesel en el fluido emulsionado, modifica la permeabilidad del medio poroso respecto a la que se alcanza antes de la inyección del fluido emulsionado, sin lograr su restitución.

En la figura 14c y 15c capítulo IV se observa que la sal reduce enormemente la permeabilidad inicial del medio poroso (fase experimental III), sin embargo, la permeabilidad inicial del medio poroso se restituye en el momento que la sal es diluida con agua.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CAPÍTULO VI.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- Se determinó el daño que sufre un medio poroso al estar en contacto con un fluido emulsionado base-aceite.
- Se reprodujeron las condiciones de operación simulando la etapa de producción.
- El diseño experimental desarrollado en este trabajo es el adecuado para evaluar:
 - Daño a la formación.
 - La restitución de la permeabilidad inicial en medios porosos, mediante la valoración de las caídas de presión.
- Para mantener el control sobre las variables de prueba se deben emplear insumos que cumplan con las especificaciones de control de calidad.
- Con el aumento de la relación aceite-diesel/agua la viscosidad se incrementa exponencialmente, por lo que este es un factor a controlar durante las operaciones de terminación y reparación de pozos, ya que aún cuando pudiera favorecer la colocación de la sal, promovería el obturamiento de los poros de la formación (obstrucción viscosa), resultando en la modificación de la permeabilidad de la roca y afectando la productividad del pozo.
- La estabilidad de la emulsión depende de las condiciones específicas del pozo.
- La combinación del fluido emulsionado con baches de diesel tienen un efecto negativo en el retorno o restitución de la permeabilidad absoluta del medio poroso, esto se debe al incremento de la viscosidad y de la caída de presión, por la mezcla fluido emulsionado+diesel que taponan los poros de la formación traduciéndose en la disminución de la productividad.
- Para la colocación de un tapón de sal el fluido emulsionado base-aceite funciona adecuadamente como medio de acarreo.

RECOMENDACIONES

- Cuando se transporta el fluido de control en las pipas y es descargado dentro de las presas de lodo, debe tener una agitación adecuada antes de ser bombeado al pozo, esto es para que los materiales químicos de tratamiento que están suspendidos en el lodo sigan incorporados y realicen sus respectivas funciones.
- Se recomienda evaluar la calidad de los aditivos empleados en la preparación del fluido emulsionado haciendo especial énfasis en la calidad de los emulsificantes y su resistencia térmica, para garantizar su estabilidad a condiciones de fondo.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

- Se recomienda ampliar este estudio con la evaluación de muestras originales de campo y efectuar sobre ellas las pruebas experimentales que se realizaron a los sistemas preparados en laboratorio, tomando en cuenta que los ciclos de desplazamiento de los fluidos en el núcleo son teóricamente lineales.
- Se recomienda recabar información de viscosidades plástica y aparente en las operaciones de campo para correlacionarlas con la composición que presenta el fluido de salida con respecto al de entrada, así como los valores de viscosidad Marsh a la entrada y salida del pozo.
- De acuerdo a los resultados obtenidos en laboratorio al simular la colocación de un tapón de sal, se recomienda solubilizar la sal que se cristaliza en el poro y posteriormente realizar pruebas de mojabilidad.
- El empleo del fluido emulsionado ha sido constante desde hace varios años sobre todo en la colocación de tapones de sal, sin embargo, es recomendable hacer pruebas en laboratorio con diversos fluidos (emulsionados, geles,...) que pudieran en un momento dado ser una alternativa que garantice una operación cada vez más eficiente.
- Para recuperar las propiedades del sistema si este ha sido alterado, se deberá inyectar agua+emulsificante.
- Para darle una mayor continuidad a este trabajo experimental, se recomienda la elaboración de un diseño para poder remover el daño.
- El contacto de los fluidos de reparación con la formación no puede ser eliminado; por esta razón, se recomienda tener una buena selección de los fluidos de control que minimicen la posibilidad del daño.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

BIBLIOGRAFÍA

- ◆ Economides J. Michael, Watters T. Larry, Dunn-Norman Shari.
Petroleum Well Construction.
Editorial John Wiley and sons, 1988.
- ◆ Holt C A Jr; Falmy H.
SPE/IADC No. 39283
The Successful Application of Diesel as Horizontal Drilling Fluid, 1997.
- ◆ Krishan K. Sharma K, Garg V, Rawat H S.
Petroleum Abstracts No. 667927
Non Damaging Work Over / Completion Fluids Improve Well Productivity / Injectivity.
1997.
- ◆ Herzhaft B, Saintpere S.
Petroleum Abstracts No. 710564
Low Density Fluids Raise Confidence In Underbalanced Drilling.
Inst. Francaise Du Petrole, Totalfina, 1999.
- ◆ Manual de Operación del Permémetro Messina Mod. CT002FRT/GL.
Fabricante Messina.
- ◆ Gleadall G. B, Harms D. K, Crooks J. C, Crooks D.
Petroleum Abstracts No. 652400
Application of Low Density Drilling Muds.
Can. 2148969, P11/10/96, S5/9/95 (APPL 2148969)(C09K007/00)(8 CLAIMS).
1996.
- ◆ Benítez Hernández Miguel, Garaicochea Petrirena Francisco, Reyes Álvarez.
Apuntes de Fluidos de Perforación.
U.N.A.M
Facultad de Ingeniería. Departamento de Explotación del Petróleo.
- ◆ Rodríguez Nieto Rafael.
Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos.
U.N.A.M
Facultad de Ingeniería. Departamento de Explotación del Petróleo.
- ◆ Garaicochea Petrirena Francisco, Bernal Huicochea César, López Ortíz Oscar.
Transporte de Hidrocarburos por Ductos.
Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C.

TESIS COM
FALLA DE ORIGEN

ANEXO "A"

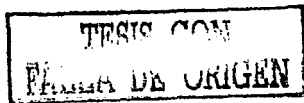
TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

ESTANDARIZACIÓN DE LA PREPARACIÓN DEL FLUIDO EMULSIONADO

Hoja técnica proporcionada por la Compañía.

- **Variable.**
 - Tiempo de agitación
 - Velocidad de agitación
 - Formulación del medio de prueba.
- **Constante.**
 - Viscosidad Marsh = 800 segundos
- **Equipos.**
 - Multimixer
 - Dispersor
- **Velocidad de agitación:**
 - 11500, 10000, 8000, 6000, 4000, 3000, 2500, 2000, 1000, 1750, 1500, 1250, 1300, 1400.
- **Tiempos de agitación:**
 - 1 hora, 50 min., 40 min., 30 min., 20 min., 15 min., 10 min.
- **Añejamiento estático a:**
 - 75, 65, 50°C
- **Temperatura de rolado:**
 - 125°C y 150°C
- **ESTANDARIZACIÓN:**
 - Velocidad de agitación: 2500 rpm
 - Tiempo de Agitación: 30 min.
 - Añejamiento Estático: 65 °C
 - Temperatura de Rolado: 125°C y 150°C

A estas condiciones la emulsión es más estable.



PROGRAMA DE PRUEBAS DE LABORATORIO

1. Preparar 1.5 litros de fluido emulsionado, con agitación en dispersor a 2500 rpm para obtener una viscosidad Marsh entre 80 y 1000 segundos, con densidad de 0.86 g/cc aprox.
2. Evaluar la reología del fluido, registrando las lecturas a 600, 300, 200, 100, 6 y 3 rpm.
3. Evaluar la tixotropía del fluido, registrando los geles a 10 minutos y a 10 segundos.
4. Añejar estáticamente en estufa el volumen total a 65°C, durante 16 horas.
5. Dejar enfriar y recuperar la muestra en un solo recipiente. Agitar a las mismas velocidad de 2500 rpm durante el tiempo necesario para obtener las condiciones iniciales del fluido.
6. Evaluar Viscosidad Marsh, reología y tixotropía.
7. Rolar en una celda de bronce aproximadamente 450 ml del fluido emulsionado, a 125°C y a 150°C con una presión de 100 psi, durante 16 horas.
8. Dejar enfriar y vaciar el fluido en una probeta de 500 ml y dejar reposar durante 4 horas. Observar si existe separación de fases y anotar los volúmenes de aceite, agua y emulsión.
9. Reincorporar el fluido y agitar 5 minutos a 2500 rpm.
10. Evaluar reología y tixotropía.

Preparación

Se realizaron las preparaciones del fluido emulsionado variando el tiempo de agitación, utilizando dispersor a 2,500 rpm, las condiciones fueron las siguientes:

Preparación del Fluido emulsionado con dispersor a 2,500 rpm

Aditivo	Formulación	Preparación 1	Preparación 2	Preparación 3
Agua	285 ml	--	--	--
Emulsificante Tipo C	22.5 ml	1 mm	1 mm	1 mm
Diésel	1192.5 ml	20 mm	15 mm	9 mm
Total	1500 ml	30 mm	16 mm	10 mm

Aditivo	Formulación	Preparación 4	Preparación 5	Preparación 6
Agua	285 ml	--	--	--
Emulsificante Tipo C	22.5 ml	1 mm	1 mm	1 mm
Diésel	1192.5 ml	7 mm	5 mm	4 mm
Total	1500 ml	8 mm	6 mm	5 mm

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

TABLA 1. RESULTADOS DEL FLUIDO EMULSIONADO PREPARADO CON EMULSIFICANTE TIPO C, Y EN DISPERSOR A 2500 RPM

PREPARACION	1A										1B							
Agua	19										20							
Emulsificante tipo C	1.5										1.5							
Diesel	79.5										78.5							
Condiciones	R/P	D/E 65°C		D/R 125°C		D/R 150°C		R/P	D/E 65°C		D/R 125°C		D/R 150°C					
Propiedades	30°C	50°C	30°C	50°C	30°C	50°C	30°C	50°C	30°C	50°C	30°C	50°C	30°C	50°C	30°C	50°C		
L600	79	70	92	82	109	95	108	93	72	59	85	73	102	86	99	82		
L300	60	55	69	64	81	73	82	73	53	47	63	56	77	67	73	63		
L200	51	48	60	55	70	63	70	63	44	41	55	48	65	58	62	54		
L100	41	39	47	45	55	51	55	50	35	33	43	38	51	46	48	43		
L6	23	23	26	26	29	28	29	28	20	20	23	22	27	25	26	25		
L3	21	21	24	24	26	25	26	26	19	19	22	21	24	23	23	23		
Vp, cp	39.5	35	46	41	54.5	47.5	54	46.5	36	29.5	42.5	36.5	51	43	49.5	41		
Vp, cp	19	15	23	18	28	22	26	20	19	12	22	17	25	19	26	19		
Pc, lb/100 fl2	41	40	46	46	53	51	56	53	34	35	41	39	52	48	47	44		
Gel10" lb/100 fl2	11	11	13	13	15	14	15	15	9	9	10	10	13	12	12	11		
Gel10" lb/100 fl2	11	11	13	14	15	14	16	15	10	9	11	11	13	12	12	12		
Densidad g/cc	0.87	--	0.87	--	--	--	--	--	0.88	--	0.88	--	--	--	--	--		
Visc Marsh, seg	600	--	850	--	--	--	--	--	580	--	830	--	--	--	--	--		
% Aceite	0.0						1.2						0.0				23.5	
% Agua	0.0						1.2						0.0				7.0	
% Emulsion	100						97.6						100				69.5	

R/P - recién preparado; D/E - después de añejamiento estático a 65°C. 16 h; D/R - después de rolar a 125°C y 150°C. 16 h

TESTES COM
 PARA DE OXIGEN

TABLA 1. RESULTADOS DEL FLUIDO EMULSIONADO PREPARADO CON EMULSIFICANTE TIPO C, Y EN DISPERSOR A 2500 RPM

(Continuación)

PREPARACION	1C									1D												
Agua	21									22												
Emulsificante tipo C	1.5									1.5												
Diesel	77.5									76.5												
Condiciones	R/P		D/E 65°C			D/R 125°C			D/R 150°C			R/P		D/E 65°C			D/R 125°C			D/R 150°C		
Propiedades	30°C	50°C	30°C	50°C	30°C	50°C	30°C	50°C	30°C	50°C	30°C	50°C	30°C	50°C	30°C	50°C	30°C	50°C	30°C	50°C	30°C	50°C
L600	67	58	78	67	84	75	88	75	63	55	73	64	87	73	85	75						
L300	50	41	59	53	63	57	66	58	46	42	54	49	67	57	63	56						
L200	43	39	51	46	54	49	56	50	39	37	46	42	57	49	53	48						
L100	34	31	40	37	42	39	44	40	31	29	36	34	44	39	41	38						
L6	20	20	23	22	27	22	23	22	19	19	20	20	24	23	22	21						
L3	19	19	22	21	22	20	21	21	18	18	19	19	22	21	20	20						
Va. cp	33.5	29	39	33.5	42	37.5	44	37.5	31.5	27.5	36.5	32	43.5	36.5	42.5	37.5						
Vp. cp	17	14	19	14	21	18	22	17	17	13	19	15	20	16	22	19						
Pc. lb/100 fl2	33	30	40	39	42	39	44	41	29	29	35	34	47	41	41	37						
Ge10" lb/100 fl2	9	8	11	11	10	9	10	10	8	7	9	9	11	10	9	9						
Ge10" lb/100 fl2	9	9	11	11	11	9	10	10	8	8	9	9	11	10	10	9						
Densidad g/cc	0.88	--	0.89	--	--	--	--	--	0.88	--	0.88	--	--	--	--	--						
Visc. Marsh. seg	573	--	824	--	--	--	--	--	570	--	820	--	--	--	--	--						
% Aceite					1.2		1.1						0.0		1.2							
% Agua					3.5		1.1						3.7		3.5							
% Emulsión					94.3		97.8						96.3		93.3							

R/P - recién preparado; D/E - después de añejamiento estático a 65°C, 16 h; D/R - después de rolar a 125°C y 150°C, 16 h

TESIS CONT
 FALDA DE ORIGEN

TABLA 1. RESULTADOS DEL FLUIDO EMULSIONADO PREPARADO CON EMULSIFICANTE TIPO C, Y EN DISPERSOR A 2500 RPM

(Continuación)

PREPARACION	1E								1F							
Agua	23								24							
Emulsificante tipo C	1.5								1.5							
Diesel	75.5								74.5							
Condiciones	R/P		D/E 65°C		D/R 125°C		D/R 150°C		R/P		D/E 65°C		D/R 125°C		D/R 150°C	
Propiedades	30°C	50°C	30°C	50°C	30°C	50°C	30°C	50°C	30°C	50°C	30°C	50°C	30°C	50°C	30°C	50°C
L600	61	53	69	59	75	65	ROTA		59	49	63	52	75	62	67	57
L300	45	41	52	46	57	50			44	38	47	40	56	47	49	43
L200	39	35	45	40	48	43			38	33	40	35	47	41	41	37
L100	31	29	35	32	38	35			29	27	32	29	37	33	33	30
L6	19	18	20	19	22	21			18	17	18.5	18	21	21	21	18.5
L3	18	18	19	18	20	20			17	17	18	17	20	19	19	17.5
Va. cp	30.5	26.5	34.5	29.5	37.5	32.5			29.5	24.5	31.5	26	37.5	31	33.5	28.5
Vp. cp	16	12	17	13	18	15			15	11	16	12	19	15	18	14
Pc. lb/100 fl2	29	29	35	33	39	35			29	27	31	28	37	32	31	29
Ge10" lb/100 fl2	8	7	8	8	10	10			7	6	7	7	9	9	8	7
Ge10" lb/100 fl2	8	7	9	8	10	10			7	7	7	7	10	9	8	7
Densidad, g/cc	0.88	--	0.89	--	--	--	--	--	0.88	--	0.89	--	--	--	--	--
Visc. Marsh. seg	574	--	816	--	--	--	--	--	566	--	811	--	--	--	--	--
% Aceite					6.0		18.8						4.4		16.5	
% Agua					0.5		35.3						0.0		30.5	
% Emulsion					93.5		45.9						95.6		53.0	

R/P - recién preparado; D/E - después de añejamiento estático a 65°C, 16 h; D/R - después de rolar a 125°C y 150°C, 16 h

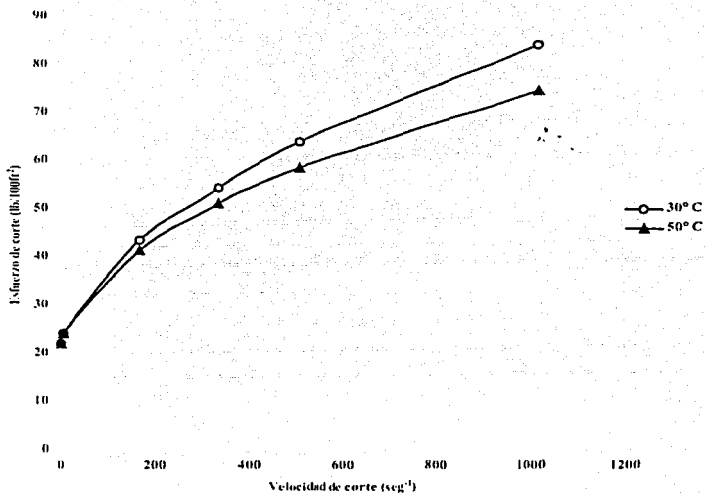
FALLA DE ORIGEN
 IMPRESION

TABLA 2. VALORES PARA GRAFICAR LA VELOCIDAD DE CORTE (seg^{-1}) VS. ESFUERZO DE CORTE ($\text{lb}/100 \text{ pies}^2$) DEL FLUIDO EMULSIONADO PREPARADO CON EMULSIFICANTE TIPO C.

Velocidad de corte (seg^{-1})	Preparación 1A								Preparación 1B								Viscosidades aparentes (cp)							
	R/P		D/E 65°C		D/R 125°C		D/R 150°C		R/P		D/E 65°C		D/R 125°C		D/R 150°C									
	30°C	50°C	30°C	50°C	30°C	50°C	30°C	50°C	30°C	50°C	30°C	50°C	30°C	50°C	30°C	50°C								
1022	39.5	35	46	41	54.5	47.5	54	46.5	36	29.5	42.5	36.5	51	43	49.5	41								
510.9	60	55	69	64	81	73	82	73	53	47	63	56	77	67	73	63								
340.6	76.5	72	90	82.5	105	94.5	105	94.5	66	61.5	87.5	72	97.5	87	93	81								
170.3	123	117	141	135	165	153	165	150	105	99	129	114	153	138	144	129								
10.22	1150	1150	1300	1300	1450	1400	1450	1400	1000	1000	1150	1100	1350	1250	1300	1250								
5.109	2100	2100	2400	2400	2600	2500	2600	2600	1900	1900	2200	2100	2400	2300	2300	2300								
	Preparación 1A				Preparación 1B				Esfuerzos de corte ($\text{lb}/100\text{ft}^2$)															
	R/P		D/E 65°C		D/R 125°C		D/R 150°C		R/P		D/E 65°C		D/R 125°C		D/R 150°C									
	30°C	50°C	30°C	50°C	30°C	50°C	30°C	50°C	30°C	50°C	30°C	50°C	30°C	50°C	30°C	50°C								
1022	84.29	74.69	98.16	87.49	116.5	101.4	115.2	99.25	76.82	62.95	99.7	77.89	108.8	91.76	105.6	87.49								
510.9	64.02	58.69	73.62	68.29	86.15	77.89	87.49	77.89	58.55	50.15	67.22	60.75	82.16	71.40	77.89	67.22								
340.6	54.42	51.22	64.02	58.69	74.69	67.22	74.69	67.22	46.95	43.75	55.69	51.22	69.36	61.89	66.15	57.62								
170.3	43.75	41.61	50.15	48.02	58.69	54.42	58.69	53.35	37.35	35.21	45.88	40.55	54.42	49.08	51.22	45.88								
10.22	24.54	24.54	27.74	27.74	30.94	29.88	30.94	29.88	21.34	21.34	24.54	23.47	28.81	26.68	27.74	26.68								
5.109	22.41	22.41	25.61	25.61	27.74	26.68	27.74	27.74	20.27	20.27	23.47	22.41	25.61	24.54	24.54	24.54								

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

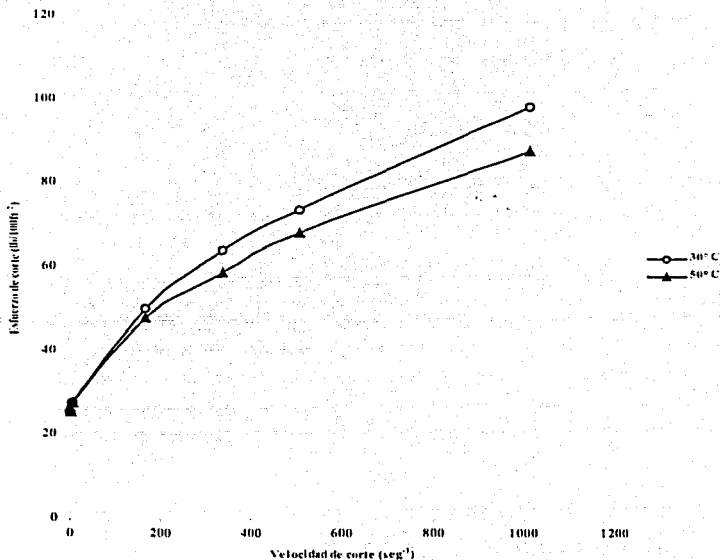
PREPARACIÓN 1A CON EMULSIFICANTE TIPO C, R/P



Gráfica 1.1.A.- Correspondiente al comportamiento reológico del fluido emulsionado recién preparado (R/P) con el emulsificante tipo C (preparación 1A de la tabla 1), obtenido mediante los valores de la tabla 2.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

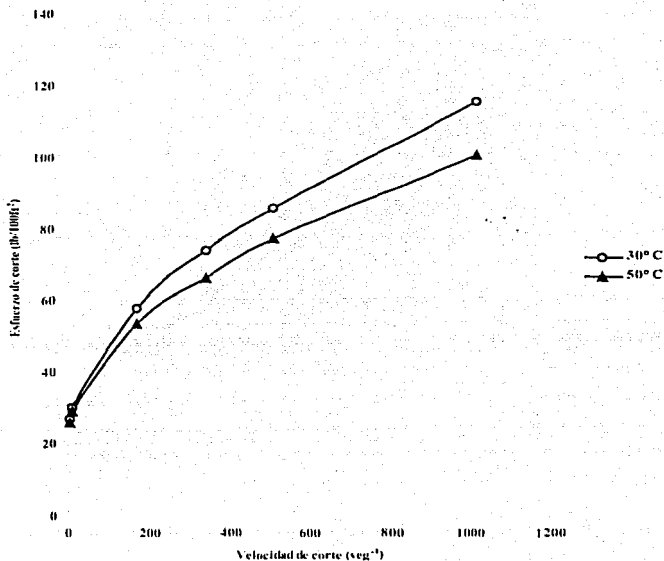
PREPARACIÓN 1A CON EMULSIFICANTE TIPO C, D/E A 65°C



Gráfica 1.2.A - Correspondiente al comportamiento reológico del fluido emulsionado después de estabilizado a 65°C (D/E) con el emulsificante tipo C (preparación 1A de la tabla 1), obtenido mediante los valores de la tabla 2.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

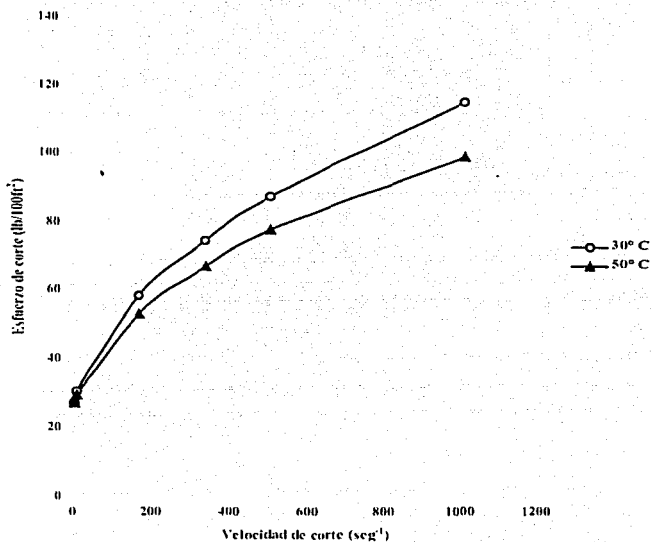
PREPARACIÓN 1A CON EMULSIFICANTE TIPO C, D/R A 125°C



Gráfica 1.3.A.- Correspondiente al comportamiento reológico del fluido emulsionado después de rolado a 125°C (D/R) con el emulsificante tipo C (preparación 1A de la tabla 1), obtenido mediante los valores de la tabla 2.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

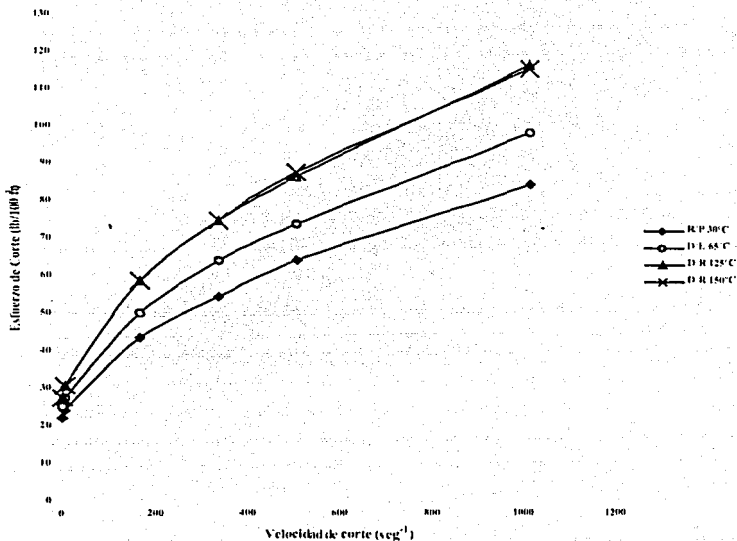
PREPARACIÓN 1A CON EMULSIFICANTE TIPO C, D/R A
150°C



Gráfica 1.4.A.- Correspondiente al comportamiento reológico del fluido emulsionado después de rolado (D/R) a 150°C con el emulsificante tipo C (preparación 1A de la tabla 1), obtenido mediante los valores de la tabla 2.

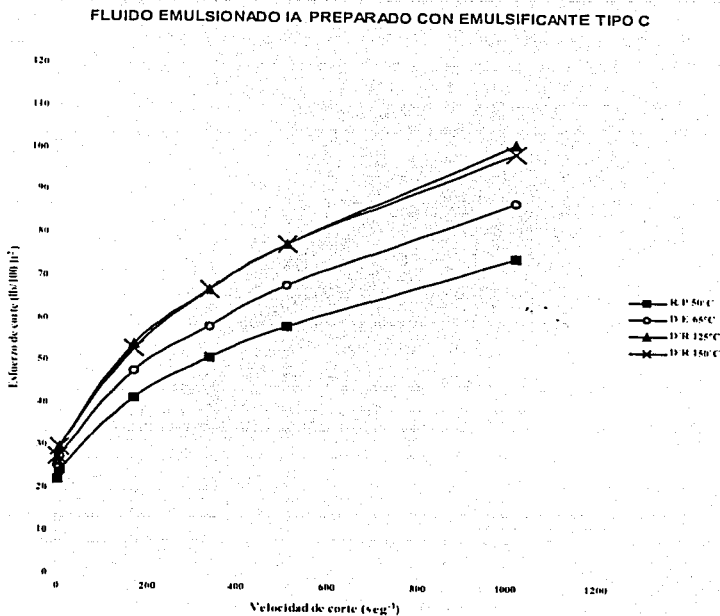
TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

FLUIDO EMULSIONADO IA PREPARADO CON EMULSIFICANTE TIPO C



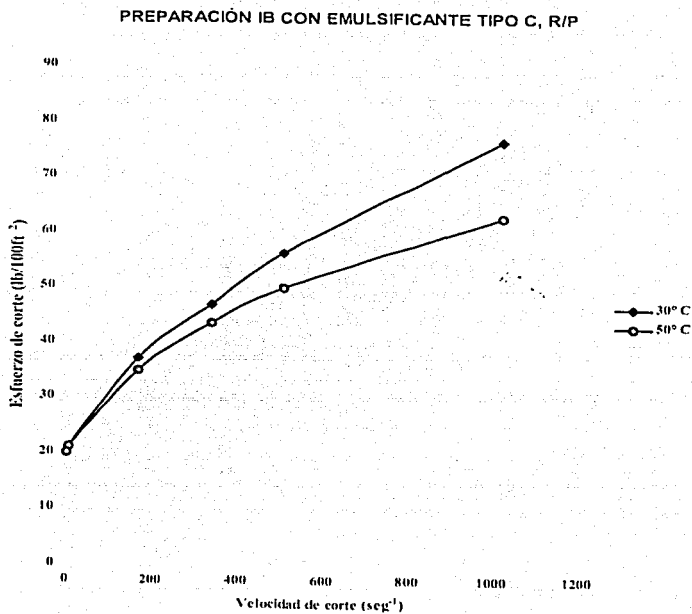
Gráfica 1.5.A.- Correspondiente al comportamiento reológico del fluido emulsionado recién preparado (R/P) a 30°C, después de estabilizado (D/E) a 65°C, rolado (D/R) a 125°C y 150°C con el emulsificante tipo C (preparación 1A de la tabla 1), obtenido mediante los valores de la tabla 2.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Gráfica 1.6.A.- Correspondiente al comportamiento reológico del fluido emulsionado recién preparado (R/P) a 50°C, después de estabilizado a 65°C, rolado (D/R) a 125°C y 150°C con el emulsificante tipo C (preparación 1A de la tabla 1), obtenido mediante los valores de la tabla 2.

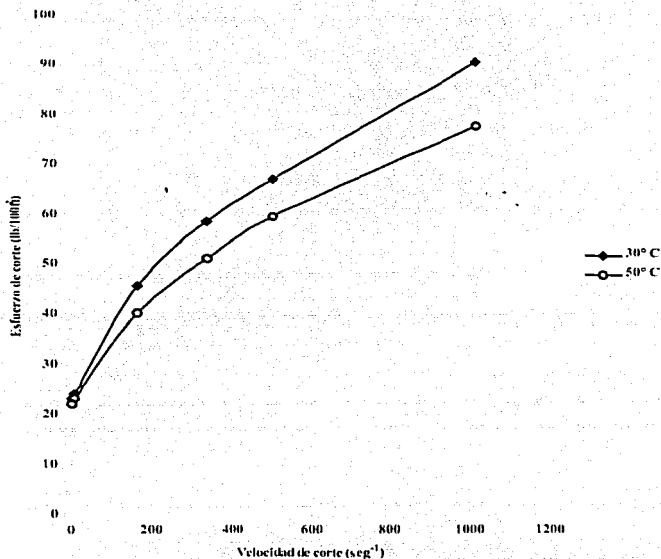
TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN



Gráfica 1.1.B.- Correspondiente al comportamiento reológico del fluido emulsionado recién preparado (R/P) con el emulsificante tipo C (preparación 1B de la tabla 1), obtenido mediante los valores de la tabla 2.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

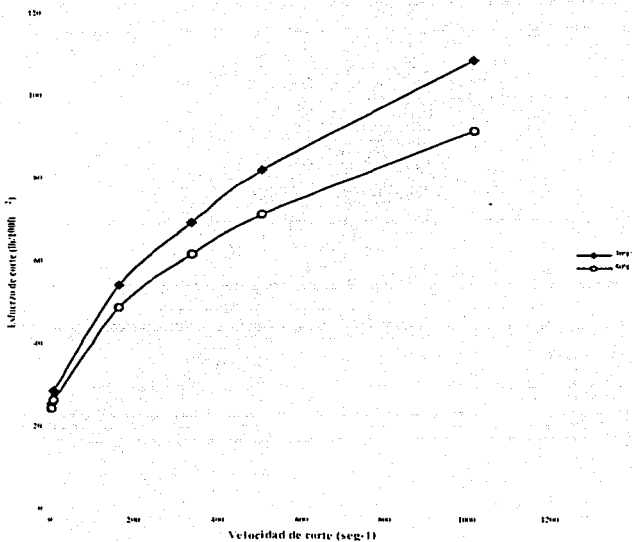
PREPARACIÓN 1B CON EMULSIFICANTE TIPO C, D/E a 65°C



Gráfica 1.2.B.- Correspondiente al comportamiento reológico del fluido emulsionado después de estabilizado a 65°C (D/E) con el emulsificante tipo C (preparación 1B de la tabla 1), obtenido mediante los valores de la tabla 2.

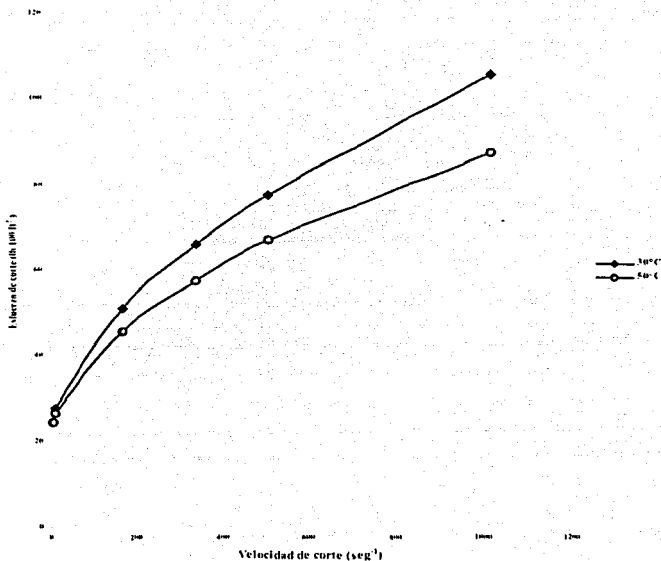
TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

PREPARACIÓN 1B CON EMULSIFICANTE TIPO C, D/R a
125°C



Gráfica 1.3.B.- Correspondiente al comportamiento reológico del fluido emulsionado después de rolado a 125°C (D/R) con el emulsificante tipo C (preparación 1B de la tabla 1), obtenido mediante los valores de la tabla 2.

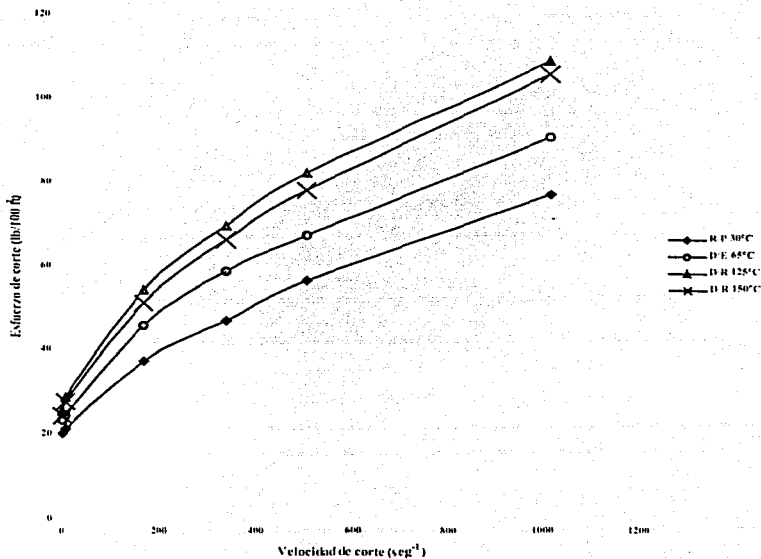
PREPARACIÓN 1B CON EMULSIFICANTE TIPO C, D/R a 150°C



Gráfica 1.4.B.- Correspondiente al comportamiento reológico del fluido emulsionado después de rolado a 150°C (D/R) con el emulsificante tipo C (preparación 1B de la tabla 1), obtenido mediante los valores de la tabla 2.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

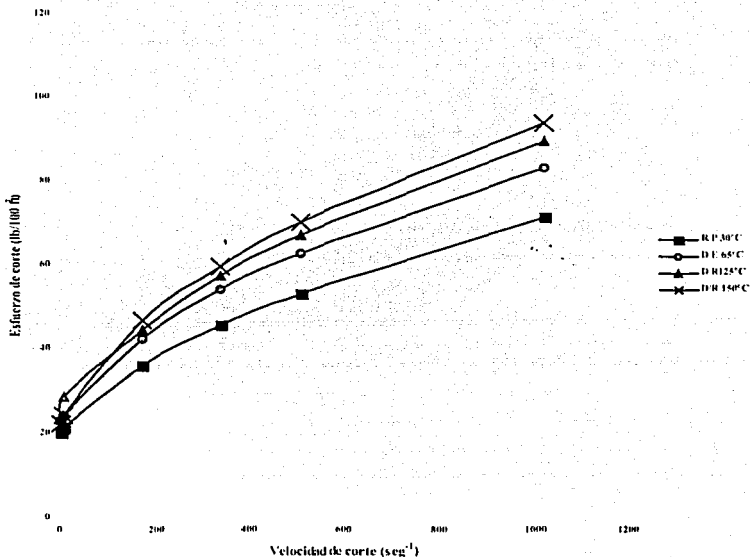
FLUIDO EMULSIONADO 1B PREPARADO CON EMULSIFICANTE TIPO C



Gráfica 1.5.B.- Correspondiente al comportamiento reológico del fluido emulsionado recién preparado (R/P) a 30°C, después de estabilizado (D/E) a 65°C, rolado (D/R) a 125°C y a 150°C con el emulsificante tipo C (preparación 1B de la tabla 1), obtenido mediante los valores de la tabla 2.

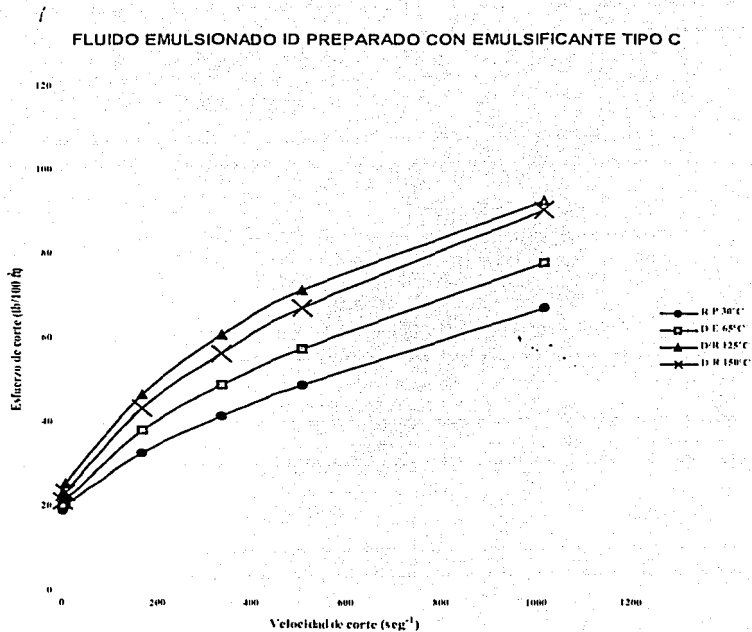
TESIS DE
FALLA DE ORIGEN

FLUIDO EMULSIONADO IC PREPARADO CON EMULSIFICANTE TIPO C



Gráfica 1.6.B .- Correspondiente al comportamiento reológico del fluido emulsionado recién preparado (R/P) a 30°C, después de estabilizado (D/E) a 65°C, rolado (D/R) a 125°C y 150°C con el emulsificante tipo C (preparación 1C de la tabla 1), obtenido mediante los valores de la tabla 2.

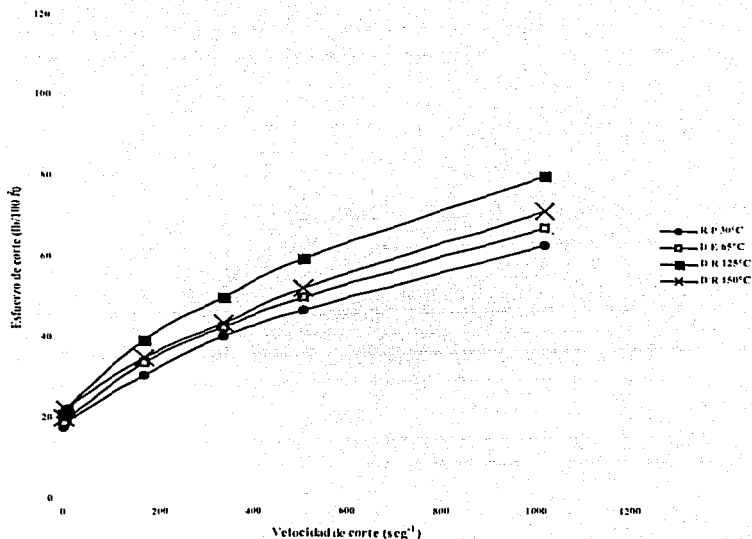
TESIS 2011
FALLA DE ORIGEN



Gráfica 1.7.B.- Correspondiente al comportamiento reológico del fluido emulsionado recién preparado (R/P) a 30°C, después de estabilizado (D/E) a 65°C, rolado (D/R) a 125°C y 150°C con el emulsificante tipo C (preparación 1D de la tabla 1), obtenido mediante los valores de la tabla 2.

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

FLUIDO EMULSIONADO 1F PREPARADO CON EMULSIFICANTE TIPO C



Gráfica 1.8.B .- Correspondiente al comportamiento reológico del fluido emulsionado recién preparado (R/P) a 30°C, después de estabilizado a 65°C, rolado (D/R) a 125°C y 150°C con el emulsificante tipo C (preparación 1F de la tabla 1), obtenido mediante los valores de la tabla 2.

**TESTE CON
FALLA DE ORIGEN**

ANEXO "B"

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

TABLAS DE RESULTADOS EXPERIMENTALES:

1.- Tabla de valores correspondientes al comportamiento del ciclo de desplazamiento CRUDO- FLUIDO EMULSIONADO- CRUDO (figuras 1c, 2c, 3c, y 4c cap. IV) con respecto a las caídas de presión en el núcleo 1 de arenisca berea con k=15 md vs. el tiempo de inyección del crudo tipo I y el fluido emulsionado preparado con emulsificante tipo C en el medio poroso.

M	Ap	8.55	207.3	44.89	92.1	97.47	585.2	482.44	36.7	492.86	110.8	508.11	91
(min)	(psi)	8.63	207.5	45.21	92.1	97.6	578.7	482.81	41.8	492.68	112.8	508.39	90.7
0	0	8.91	206.8	47.48	89.2	97.9	568.3	483.15	44.5	492.68	113.8	508.7	90.7
0.4	8.4	9.06	204.9	47.68	88.5	98.08	569	483.34	48.5	493.22	115.6	508.5	89.7
0.95	6.3	9.06	201.2	48.35	86.8	98.32	564.3	483.62	53.6	493.31	116.9	508.59	89.2
1.7	7.7	9.06	201.2	48.35	86.8	98.32	564.3	483.71	54.9	493.88	112.8	509.15	89.3
1.88	8.7	9.12	199.8	49.84	73.9	99.35	551.8	483.81	58.8	493.81	114.6	509.61	90
1.9	10.1	9.19	199.8	50	69.5	99.75	543.7	483.88	62.6	493.81	111.5	509.59	90.7
2.11	10.1	9.33	198.3	51.77	7.4	100.25	541	483.88	66.4	493.9	109.5	510.06	90
2.37	11.1	9.51	192	54.69	26.1	101.1	534.9	484.12	70.3	494.17	107.6	510.24	89.3
2.68	11.8	9.58	188	60.76	0	101.94	530.6	484.12	74.1	494.26	106.4	510.56	88.2
2.96	13.9	9.65	183.8	64.1	22.83	102.6	527.1	484.17	77.9	494.26	104.8	510.92	86.6
3.38	12.8	9.72	180.8	72.77	36.4	103.67	508.8	484.3	82.2	494.38	102.8	511.7	87.7
3.63	38.9	9.86	178	68.62	44.1	104.18	507.2	484.21	83.6	494.62	102.2	511.88	84.6
3.98	38.8	10.14	174.7	68.86	46.9	104.72	507.2	484.28	85.9	494.62	101.8	511.92	84.3
4.3	42.4	10.38	170	69.1	84.8	105.26	507.2	484.66	90.1	494.8	102.2	512.14	84.6
4.88	48.8	10.7	164.4	69.7	63.7	105.63	508.8	484.75	93.4	494.98	102.4	512.51	83.9
5.14	49.2	10.93	160.7	70.19	88.8	106.43	509.8	484.84	99	494.38	100.1	512.85	85.2
5.28	55.5	11.13	158.3	71.04	109.7	107.07	504	485.03	103.8	495.78	108.8	513.32	85.2
5.49	61.4	11.51	151.8	72.48	119.1	107.74	613.4	485.12	108.4	495.78	110.8	514.02	84.3
5.67	66.6	11.85	147.2	73.07	134.1	108.46	621.8	485.12	113.4	496.63	111.8	514.18	83.9
5.84	71.8	12.11	143.7	73.81	168.8	109.25	634.9	485.21	117.1	496.3	111.8	514.63	83.9
6.03	76.7	12.28	139	74.84	184.8	109.79	646.2	485.39	118.9	496.69	109.9	514.63	84.3
6.02	81.8	12.61	135.8	75.86	197.9	110.69	663.1	485.57	118.9	496.84	107.9	515.09	83.9
6.09	80.7	12.75	133.2	76.41	218.5	111.25	676.2	485.48	121	496.84	108.1	515.67	83.9
6.16	88.8	13.03	129.9	76	240.1	110.69	673.4	485	123.3	496.63	102.2	516.22	85.2
6.23	90.7	13.24	128.3	78	282.3	111.12	680.9	485.98	124.6	497	99	516.67	85.9
6.44	98.2	13.45	124.4	79.31	261.9	111.72	694	486.52	128	497.16	99	516.69	87.9
6.57	99.9	13.86	126.1	80.21	267.3	111.96	693.4	487.18	128	497.16	96.7	517.44	86.9
6.81	103.9	14.86	125	81.15	289.8	112.38	714.6	487.65	124.6	497.45	98.4	517.98	88.9
6.88	109.5	14.62	125.2	82.38	298.4	112.38	708.1	488.28	123.3	497.61	94.3	518.16	88.2
6.68	113.4	13.67	124.4	82.93	297.7	113.11	703.4	488.86	121.3	497.88	93	518.44	84.6
6.68	118.6	13.69	123.3	83.83	299.2	113.41	703.4	488.83	120.9	498.18	93.6	518.84	84.3
6.8	124.8	13.86	122.8	84.26	312.9	113.41	702.8	488.96	120	498.43	91.6	519.21	83.6
6.8	129.7	13.9	121	85.88	324.2	113.52	704.2	488.42	120.7	498.85	92	519.75	84.3
6.8	134.7	13.91	120.2	87.18	348.9	113.84	707	489.75	119.7	499.2	92	520.16	85.6
6.94	139.7	13.94	119.8	88.72	377.1	113.66	713	490.23	118.9	499.86	93.3	520.88	83.9
6.99	138.7	13.99	118.7	90.4	357.3	114.1	721.4	490.46	118.2	500.19	93.6	521.42	85.6
7.11	148.7	14.05	118.2	91.2	396.7	114.44	720	490.64	118.9	500.88	93.9	522.01	85.9
7.18	153.3	14.4	117.4	91.62	408.2	114.38	736	490.73	114.3	501.05	93.3	522.65	85.9
7.18	158.3	14.84	116.3	91.68	416.4	114.88	739.5	490.73	114	501.69	92.3	523.28	89
7.18	163.9	14.74	115.3	91.98	423.9	114.98	739.8	490.73	112.2	502.09	91	523.58	91.2
7.04	169.7	14.88	114.6	91.98	433.2	115.18	736.8	490.73	112.2	502.48	90	524.89	91.6
7.11	173.3	14.95	114.4	92.68	451.1	115.36	738.6	490.73	111.8	502.82	88.9	525.18	91.6
7.18	178.4	15.96	114.4	93.25	462.4	115.58	744.7	490.82	109.9	503.48	88.5	525.36	91.6
7.18	182.4	15.96	112.6	93.88	473.6	115.8	731.9	490.73	108.9	504.04	88.9	526.14	91.6
7.28	186.2	16.05	109	94.52	482.7	115.83	729	490.82	107.6	504.76	90		
7.36	192.7	16.09	104.8	95.24	489.7	116.61	730.7	491	105.8	505.12	92.6		
7.46	198	22.85	92.7	95.32	517	117.39	729	491.25	103.8	505.62	92.6		
7.61	193	24.89	90.8	96.18	534.3	118.68	729.7	491.25	103.1	506.08	92.6		
7.61	196.7	29.36	92.8	96.64	576.7	119.99	729	491.25	104.4	506.71	92.3		
7.88	199.1	42.29	90.2	96.88	578.7	120.84	729	491.25	106.1	506.98	92.3		
8.2	200.7	43.84	92.1	96.84	589.9	121.49	311.6	492.22	108.2	507.3	92		
8.93	202.6	44.54	92.1	99.99	590.8	122.13	34.2	492.59	109.9	507.66	91		

2.- Tabla de valores correspondientes al comportamiento del ciclo de desplazamiento CRUDO- FLUIDO EMULSIONADO- CRUDO (figura 5c cap. IV) con respecto a las caídas de presión en el núcleo 1 de arenisca berea con $k=15$ md vs. el tiempo de inyección del crudo tipo I y el fluido emulsionado preparado con emulsificante tipo A en el medio poroso.

M (min)	Ap (psi)	14.49	92.4	61.22	29.4	82.91	151.4	103.38	213	494.07	61.4
0	0	16.74	86.9	63.58	38.2	83.52	145	103.02	222.6	495.4	66.2
0.95	8.8	19.14	83	63.93	46.6	85.08	145	104.6	238.2	496.6	70.2
2.05	14.4	21.9	82.2	65.18	56.2	86.43	151.4	105.41	247.4	497.4	70.2
3.52	18.8	24.83	80.9	65.42	74.4	87.65	155.8	106.8	252.2	498.47	74.6
5.42	23.4	30.83	79.6	66.24	83.4	88.74	159.8	107.31	266.2	499.27	79.4
6.78	26.6	35.18	78.3	67.05	100.6	89.88	165.4	108.12	275	500.6	81.8
7.05	28.2	37.64	76.4	67.86	116.2	89.82	162.2	108.82	285.8	502.6	83.4
7.32	29.8	39.26	75.4	68.68	131.8	91.18	168.6	109.75	284.6	503.67	83.4
8.13	31.6	40.62	75.3	69.9	141	92.83	175.4	110.43	293	504.73	83
9.08	33.4	41.84	76.1	70.71	154.2	93.21	182.6	111.51	297	506.33	82.6
9.98	35.2	42.92	75.3	71.52	124.6	94.3	177.8	113.14	299	507.93	82.6
10.48	37	46.58	63.3	71.52	116.2	95.38	186.6	113.98	298	509.4	80.2
10.78	37.8	47.67	76.4	72.88	125.4	96.24	195.8	114.19	296.2	511	80.2
10.98	38.6	49.29	76.2	73.24	123.4	96.24	190.8	115.04	288.4	512.6	78.6
10.98	38.6	50.68	76.2	73.59	130.2	97.28	181.8	116.53	279.4	514.07	76.2
12.34	124.6	51.46	71.8	76	136.6	98.63	175.8	117.61	270.2	515.07	76.2
12.34	124.6	52.6	64.6	77.62	131.8	99.31	184.2	118.7	269.6	517	76.2
13.15	117.8	53.12	45.8	78.44	135.2	100.13	193.4	118.7	267.6	518.6	76.2
13.15	111.4	53.98	18.8	80.66	140.6	100.4	203	499.2	49.8		
13.15	105.4	55.83	92.4	81.28	146.6	102.02	207	491.67	86.6		
13.45	99.2	56.91	0	82.1	142.6	102.57	204.6	492.73	61.4		

3.- Tabla de valores correspondientes al comportamiento del ciclo de desplazamiento CRUDO- FLUIDO EMULSIONADO- CRUDO (figura 6c cap. IV) con respecto a las caídas de presión en el núcleo 1 de arenisca berea con $k=15$ md vs. el tiempo de inyección del crudo tipo I y el fluido emulsionado preparado con emulsificante tipo B en el medio poroso.

M (min)	Ap (psi)	11.18	160.3	46.94	33.8	66.97	140.9	453.15	49.1
0	0	11.88	171.9	44.18	11.6	69.14	160.3	453.98	52.6
1.19	14.4	11.98	160.3	44.82	0	70.33	153.3	454.72	51.9
3.37	23.8	12.27	155.3	46.64	4.7	71.22	188	455.22	57.2
5.87	36.4	12.27	147.9	49.69	16.3	72.8	211.6	455.72	61.4
8.05	46.6	12.47	140.2	51.56	23.5	74.29	224.6	456.71	67.8
10.52	56.9	13.07	132.1	53.11	30.1	75.87	240.1	457.12	73.7
12.82	62.1	13.74	129.8	54.69	35.4	76.86	256.6	457.59	79.4
15.61	69.9	13.66	112.1	55.88	43.1	78.46	273.4	458.28	84.6
18.87	77.3	14.06	102.6	56.57	50.5	78.35	279.8	458.78	91
21.61	84.6	14.65	95.2	57.36	56.9	78.94	293.5	459.61	86.7
24.6	102.6	15.05	90.3	58.58	60	81.22	311.5	460.38	85.3
27.8	114.2	30.94	86.2	59.54	69.2	82.41	296.4	460.85	87.5
30.39	125.8	33.71	86.4	60.43	75	84.14	276.7	461.51	87.5
33.39	135.8	34.8	86.7	61.42	86	86.69	296.4	462.34	87.5
36.39	145.8	35.69	86.7	62.61	97.6	87.58	296.5		
39.39	155.8	36.78	80.8	64.69	110	88.46	296.5		
42.38	165.8	37.83	71.5	65.28	110.3	89.86	296.5		
45.38	175.8	38.86	56.1	65.88	124.4	85.32	46.3		

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

4.- Tabla de valores correspondientes al comportamiento del ciclo de desplazamiento CRUDO- FLUIDO EMULSIONADO- CRUDO (figura 7c cap. IV) con respecto a las caídas de presión en el núcleo 1 de arenisca berea con k=15 md vs. el tiempo de inyección del crudo tipo II y el fluido emulsionado preparado con emulsificante tipo C en el medio poroso.

M (min)	Ap (psi)
0	0
0.94	16.4
4.87	51.1
7.39	67.5
9.43	88.9
10.69	105.3
11.63	138.1
12.89	152.6
13.36	203.7
14.93	249.7
16.51	284.2
17.76	254
19.49	233.3
20.78	210.3
23.32	195.8
23.9	175.8
25.31	172.6
41.88	155.1
43.45	155.1
45.03	155.4

46.76	146.3
49.59	131.5
52.89	98.7
56.06	70.8
58.7	54.4
61.85	28.1
62.34	28.3
64.24	0
65.15	47.8
67.06	85.6
69.71	166
71.28	296.7
72.22	280.9
72.85	320.3
73.48	408.9
75.84	486
79.61	543.5
81.34	584.5
83.54	584.5
84.8	638.7
87.49	699.4
88.73	719.1

90.62	719.1
91.72	766.7
92.34	809.4
92.93	853.7
94.23	891.4
95.8	927.8
97.22	952.2
98.16	965.3
99.73	968.6
104.61	1144.2
104.61	1144.2
107.44	1237.7
109.17	1300.1
109.48	1326.4
110.74	1346.1
112.54	1346.1
114.67	1346.1
482.79	24.8
484.03	0.8
484.97	146.3
484.97	230
485.28	328.5

485.59	422
485.59	459.8
486.05	540.2
486.67	627.2
487.6	597.6
487.6	566.5
487.91	536.9
487.6	513.9
487.91	482.8
488.22	453.2
488.53	428.6
490.16	399.1
490.16	358
490.16	317.9
490.37	259.9
490.78	192.3
491.02	162.7
492.72	155.9
494.59	155.9
496.76	155.4
498.78	155.9

5.- Tabla de valores correspondientes al comportamiento del ciclo de desplazamiento CRUDO- FLUIDO EMULSIONADO- CRUDO (figura 8c cap. IV) con respecto a las caídas de presión en el núcleo 1 de arenisca berea con k=15 md vs. el tiempo de inyección del crudo tipo II y el fluido emulsionado preparado con emulsificante tipo A en el medio poroso.

M (min)	Ap (psi)
0	0
1.11	15.9
2.32	44.1
3.87	83.5
4.98	86.3
6.64	67.5
8.19	86.3
9.43	106
10.78	148.2
11.39	175.7
12.06	198.8
12.94	215.7
13.39	237.3
13.72	264.7
14.6	270.1
16.37	250.4

17.04	228.8
17.48	208.2
18.25	192.3
21.35	152.9
36.35	151.6
38.45	100.1
40	109.2
42.32	166.1
47.52	166.3
62.13	32.8
64.78	0
65.56	47.8
69.21	92.8
69.43	111.6
71.86	179.1
73.52	223.2
74.85	296.7
75.51	348.9

75.95	408.9
76.18	451.1
76.62	516.5
77.61	526.1
77.84	562.7
78.5	629.0
79.58	699.6
80.49	688.4
80.71	738.1
81.04	840.3
81.04	840.3
81.04	840.3
81.04	840.3
81.04	840.3
81.26	782.2
81.93	751.2
82.37	718.4

83.26	678.1
83.7	705.3
83.14	738.1
86.02	728.7
87.35	728.7
89.01	728.7
435.13	44.1
434.94	53.5
436.92	60
438.43	76.9
439.65	94.9
460.56	117.2
462.83	148.2
464.05	196.1
465.57	166.4
467.39	166.4
468.14	166.4
469.36	166.4

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

6.- Tabla de valores correspondientes al comportamiento del ciclo de desplazamiento CRUDO- FLUIDO EMULSIONADO- CRUDO (figura 9c cap. IV) con respecto a las caídas de presión en el núcleo 1 de arenisca berea con $k=15$ md vs. el tiempo de inyección del crudo tipo II y el fluido emulsionado preparado con emulsificante tipo B en el medio poroso.

M (min)	Ap (psi)
0	0
3.53	5
7.24	11.7
9.42	18.4
11.27	22.6
14.13	30.2
16.31	34.9
16.68	35.7
18.49	44.7
19.89	48.9
22.27	58.7
23.66	71
24.22	84.2
25.34	99.8
25.9	117.8
26.46	141.6
26.88	168.7
27.72	186.7
28.28	204
29.67	219.6
30.23	237.6

31.67	263.1
32.33	244.2
33.17	259.4
33.45	273.8
34	294.8
35.4	183.5
37.08	170.3
38.9	167
41.41	162.4
44.07	162.4
47.84	162.4
50.0	162.8
59.3	69.4
64.78	33.3
66.7	18.6
68.52	12.7
69.64	0
70.87	11.7
77.88	37.7
79.7	41.6
81.1	62.1
83.75	198.8
85.1	221.2

87.66	240.9
88.92	256.8
91.7	298.3
92.83	276.2
93.53	309.8
93.81	344.3
95.53	362.4
94.37	376.6
95.49	386.2
96.89	384.7
97.45	401.7
98	426.4
98.42	445.2
99.82	462.5
100.35	483.8
101.5	561
102.62	520.7
103.59	581.1
104.43	555.2
105.55	592.1
106.67	603.6
107.79	620.9
107.79	620.9

108.07	635.6
109.04	642.2
110.16	642.2
110.44	640.6
111.86	52.2
113.41	76
114.34	99.8
114.97	133.4
114.97	158.2
115.59	178.8
116.95	189.2
117.6	181.8
118.53	176.9
119.3	170.3
120.71	168.4
121.79	162.1
122.72	162.2
123.66	162.4
124.52	162.8
125.07	162.5

7.- Tabla de valores correspondientes al comportamiento del ciclo de desplazamiento CRUDO- FLUIDO EMULSIONADO- CRUDO (figura 10c, tabla 1c cap. IV) con respecto a las caídas de presión en el núcleo 2 de arenisca berea con $k=12.8$ md vs. el tiempo de inyección del crudo tipo II y el fluido emulsionado preparado con emulsificante tipo C en el medio poroso.

M (min)	Ap (psi)
0	0
2.01	16.9
2.9	41.3
4.26	86.3
5.23	121.0
6.95	172.6
6.19	172.6
6.43	197
7	204.5
7.7	219.5
9.09	223.2
10.3	225.4
11.43	225.4
12.59	225.1
12.92	225.1
13.12	188.7
13.12	146.3

13.44	80.7
13.6	39.4
13.92	0
15.77	13.1
18.19	16.9
19.88	16.9
21.17	20.6
22.21	28.1
23.15	39.4
23.95	76.9
23.95	105
24.31	131.3
25.03	155.7
25.84	175.2
26.45	212
26.96	262.6
27.53	347
28.17	420.2
28.49	493.3

29.13	583.4
29.46	620.9
29.46	620.9
29.8	686.5
30.5	620.9
30.99	664
31.31	744.7
31.63	814.1
31.63	853.5
31.63	883.5
31.95	930.4
32.27	971.6
32.43	1007.3
32.92	1037.3
33.48	1069.2
33.96	1099.2
34.61	1127.3
35.25	1149.8
35.9	1164.8

36.46	1194.8
36.78	1241.7
37.42	1292.4
37.76	1322.4
38.07	1354.3
38.71	1388
39.62	1406.8
40.65	1407.2
42.25	1467.4
43.22	1467.4
43.84	1395.8
43.7	1314.9
43.7	1149.5
43.7	847.8
43.86	682.8
44.02	514
44.19	189.4
44.35	0
46.04	11.3

47.48	16.9
48.69	17.5
50.46	20.6
51.83	31.9
52.96	46.9
53.84	73.2
54.65	101.3
55.45	135.1
55.77	174.4
56.58	208.2
57.14	235.6
58.11	251.3
58.91	228.8
59.64	219.5
60.93	225.1
62.54	225.1
63.9	225.1
64.87	225.1

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

8.- Tabla de valores correspondientes al comportamiento del ciclo de desplazamiento CRUDO- FLUIDO EMULSIONADO+DIESEL- CRUDO (figura 11c, tabla 2c cap. IV) con respecto a las caídas de presión en el núcleo 2 de arenisca berea con $k=12.8$ md vs. el tiempo de inyección del crudo tipo II y el fluido emulsionado preparado con emulsificante tipo C en el medio poroso.

M (min)	Ap (psi)	18.84	264.5	55.74	458.1	109.93	1236.1	87.59	24.8	118.67	394.1	145.08	720.7
0	0	18.84	218.2	56.65	404.2	70.23	1280.4	80.85	26.8	120.15	400.7	145.08	720.7
15.6	18.3	18.84	187.3	58.46	504.1	71.34	1314.9	81.66	36.3	127.41	397.4	145.59	801.3
18.4	21.6	18.99	187.8	60.58	513.9	71.84	1349.9	82.58	42.7	127.65	407.7	147.49	768.3
20.59	24.8	30.77	82.37	62.73	528.4	72.49	1388.9	83.73	52.3	127.69	417.1	145.83	888
23.78	26.5	39.77	24.8	64.98	541.8	73.4	1401.9	86.64	82.3	128.98	417.4	149.76	814.3
26.1	29.8	40.37	0	65.25	509.3	73.81	1368.6	97.55	100.0	128.40	404.7	151.27	813.3
28.13	30.6	41.71	30.4	66.16	622.3	73.82	1398.6	98.15	146.7	129.62	487.7	153.68	825.8
29.64	42.9	43.52	59.3	66.16	622.3	73.82	1172.1	99.36	183.3	128.63	507.4	158.95	848.8
31.15	59.4	44.88	39	66.16	669.9	73.82	939	99.81	218.8	130.44	512	160.62	858.3
32.68	82.3	45.48	110.2	65.25	710.9	73.92	822.8	100.71	248.1	132.25	555	161.83	878
33.08	110.2	45.78	184.8	65.88	750.3	73.92	673.1	102.22	271	133.01	534.7	164.25	878
33.41	136.5	47.29	254.6	65.86	797.9	73.4	572	104.64	289.1	138.42	526.2	166.21	878
34.01	184.1	48.8	343.3	66.61	832.8	73.92	425	106	308.8	138.59	569.3	166.21	878
34.01	221.8	49.71	376.1	66.61	887.8	73.92	257.1	108.1	321.9	140.1	608.9		
34.62	281.3	51.67	404	67.82	1121.1	73.42	174.2	110.27	328.8	141.31	576.3		
35.82	264.8	52.27	439.2	68.92	1098	73.92	18.5	112.48	347	141.61	608.9		
37.33	264.8	53.78	431.2	69.02	1162.2	82.23	0	115.8	386	147.82	646.9		
		58.29	433.5	69.02	1196.7	84.52	21.6	117.46	382.6	147.8	662.8		

9.- Tabla de valores correspondientes al comportamiento del ciclo de desplazamiento CRUDO- FLUIDO EMULSIONADO- CRUDO (figura 12c, tabla 3c cap. IV) con respecto a las caídas de presión en el núcleo 3 de arenisca berea con $k=669$ md vs. el tiempo de inyección del crudo tipo II y el fluido emulsionado preparado con emulsificante tipo C en el medio poroso.

M (min)	Ap (psi)	22.22	8.46	37.82	9.26	55.32	4.27
0	0	23.83	8.49	37.92	9.67	55.93	4.6
1.9	1.87	25.14	8.49	38.52	10.67	56.33	5.01
3.21	1.71	25.95	8.27	39.03	10.41	57.13	5.27
4.22	1.91	26.15	4.75	40.23	10.89	57.34	5.55
4.22	2.11	26.35	4.08	41.24	11.28	57.94	5.93
4.42	2.45	26.55	3.66	42.45	11.76	58.04	6.19
4.82	2.81	27.36	4.24	42.85	12.07	59.05	6.33
6.03	3.12	27.56	4.6	44.16	12.37	60.05	6.24
6.7	3.42	27.56	4.91	45.56	12.56	60.45	6.03
7.84	3.73	28.66	5.23	46.77	12.61	61.56	6.19
8.34	3.67	28.46	5.65	47.27	12.78	62.97	6.29
9.68	3.9	29.27	6.16	48.68	12.61	64.58	6.19
11.46	4.34	29.87	6.5	49.89	12.71	65.89	6.03
12.47	4.6	30.07	7.03	51	12.68	67.7	5.9
13.28	4.88	30.27	7.44	51.8	12.68	69.21	5.85
14.18	5.01	30.47	7.67	52.81	12.5	70.01	5.69
14.98	5.11	31.08	7.92	52.66	11.63	71.82	5.69
15.99	5.14	31.68	7.72	53.01	9.64	72.73	5.59
16.89	5.24	32.79	7.79	53.01	7.31	74.14	5.65
17.5	5.32	33.59	7.95	53.01	5.75	75.14	5.68
18.5	5.36	35	8.18	53.01	4.41	76.45	5.55
19.51	5.39	35.91	8.66	53.41	4.11	77.66	5.55
20.92	5.46	36.71	8.97	53.81	3.93	78.86	5.55
		37.52	9.26	54.92	4.03		

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

10.- Tabla de valores correspondientes al comportamiento del ciclo de desplazamiento CRUDO- FLUIDO EMULSIONADO+DIESEL- CRUDO (figura 13c, tabla 4c cap. IV) con respecto a las caídas de presión en el núcleo 3 de arenisca berea con k=669 md vs. el tiempo de inyección del crudo tipo II y el fluido emulsionado preparado con emulsificante tipo C en el medio poroso.

M (min)	Ap (psi)	17.19	5.39	28.78	7.28	46.17	12.71	59.09	4.57	83.71	7.51
0	0	18.88	5.39	29.27	7.64	47.01	12.97	60.41	5.24	85.64	7.51
2.47	1.57	19.61	5.46	29.49	8.02	48.22	13.17	61.38	5.82	86.73	7.51
4.04	1.78	20	5.82	30.11	8.82	49.67	13.67	62.1	6.16	87.46	7.64
4.76	2.11	22.49	8.59	31.08	8.08	50.63	12.97	63.67	6.28	88.42	7.65
8.24	2.39	23.59	8.68	32.28	8.33	51.48	13.14	65.12	6.6	89.39	8.21
8.97	2.76	24.87	7.42	33.85	8.73	52.2	13.75	66.05	6.8	90.59	8.36
6.93	3.03	24.08	4.67	34.58	8.86	53.41	13.75	68.98	6.9	91.2	8.36
8.26	3.19	24.32	4.57	35.54	9	54.86	13.28	68	7.06	91.68	8.46
9.23	3.48	24.32	3.42	35.79	9.35	56.19	13.28	67.24	7.11	92.89	8.62
10.68	3.63	24.32	3.42	35.79	9.35	58.98	12.81	68.48	7.18	94.82	8.82
11.4	4.03	28.16	4.83	36.81	10.18	56.19	11.56	68.81	6.9	95.91	9
12.49	4.31	26.15	4.31	40.91	10.54	55.92	8.82	68.62	6.66	97.6	9.07
13.69	4.57	26.37	4.68	40.58	10.99	56.19	6.77	66.3	6.48	98.57	9.11
14.18	4.98	27.88	5.05	41.46	11.58	56.65	6.5	67.44	7.18	101.82	9.1
15.14	5.14	27.82	5.88	42.58	11.43	56.43	5.68	68.76	7.24		
16.11	5.29	28.3	5.93	43.81	11.66	56.67	4.91	69.9	7.31		
		28.54	6.46	44.24	11.97	57.18	3.47	81.42	7.38		
		28.84	6.87	44.72	12.3	58.12	3.99	82.58	7.51		

11.- Tabla de valores correspondientes al comportamiento del ciclo de desplazamiento CRUDO- FLUIDO EMULSIONADO+SAL- CRUDO-AGUA-CRUDO (figura 14c, tabla 5c cap. IV) con respecto a las caídas de presión en el núcleo 4 de arenisca berea con k=1.12 md vs. el tiempo de inyección del crudo tipo II y el fluido emulsionado preparado con emulsificante tipo C en el medio poroso.

M (min)	Ap (psi)	45.18	234.5	76.72	769	96.49	292.6	119.23	1333.6	136.73	127.7
0	0	48.58	127.8	78.58	759.9	98.1	324.8	121.84	1369.3	138.34	161.3
18	18.8	48.18	76.3	80.79	814.1	99.81	408.2	122.24	1395.8	140.78	157.6
18.82	22.5	46.99	22.8	81.6	868.8	100.31	461.3	123.85	1395.8	143.77	153.8
35.94	28.1	50.21	26.3	83.41	924	101.92	536.5	126.27	1498.5	148.78	153.8
35.06	30.1	83.03	26.3	85.02	960.4	103.93	594.6	128.08	1463	147.39	161.3
29.08	33.1	86.05	39.4	86.23	984.1	103.93	643.4	128.98	1322.4	147.39	15
29.08	38.2	88.66	84.4	88.82	1110.4	106.58	696.3	127.68	1269.8	150.41	26.3
30.69	42.0	101.47	76.9	86.63	1264.2	107.76	740.9	128.08	986.6	153.23	39.4
31.5	124.4	62.28	120	86.63	1333.6	108.86	829.7	128.48	62.9	156.85	46.9
31.5	196.9	62.28	170.7	86.63	1469.3	110.88	829.1	128.08	382.2	159.47	61.9
32.91	208.2	62.69	218.7	87.84	1469.3	111.78	883.8	127.68	240.1	161.48	76.9
34.11	238.3	62.69	266.3	89.48	1469.3	113.19	933.9	128.08	180.1	164.09	116.3
35.32	287.9	63.89	332	89.88	1322.4	114.4	864.7	128.88	84.4	164.5	165.1
36.93	307.6	64.3	420.2	90.28	1198.6	115.2	885.3	130.49	320	165.7	247.6
38.14	338.8	65.1	463.3	90.28	883.5	116.41	913.5	130.49	175.2	166.11	317
39.95	362	65.8	504.6	90.28	769	116.41	973.3	130.49	281.4	168.52	368.1
41.56	362	66.71	534.1	90.28	431.4	116.41	1029.8	135.1	253.8	168.52	368.1
43.17	362	68.92	529	90.85	165	116.81	1128.4	134.11	238.2	171.54	368.1
45.18	324.5	71.74	598.4	92.06	178.2	116.41	1176.1	134.11	268.2	173.95	368.1
		74.86	660.3	93.25	223.2	118.02	1223	133.51	168.1		
		76.77	709	94.48	288.8	118.42	1299.2	134.92	165.1		

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

12.- Tabla de valores correspondientes al comportamiento del ciclo de desplazamiento CRUDO- FLUIDO EMULSIONADO+SAL- CRUDO-AGUA-CRUDO (figura 15c, tabla 6c cap. IV) con respecto a las caídas de presión en el núcleo 5 de arenisca berea con k=0.9 md vs. el tiempo de inyección del crudo tipo II y el fluido emulsionado preparado con emulsificante tipo C en el medio poroso.

Mt (min)	Ap (psi)
0	0
17.41	18.8
21.34	28.1
24.36	28.1
27.98	39.4
30.69	54.4
32.81	91.9
33.71	120
33.71	160.3
35.52	204.4
36.73	247.6
38.54	381.4
40.35	527.7
41.26	368.8
43.67	397.6
45.48	442.7
49.1	442.7
53.03	442.7
54.24	438.2
54.84	408.9
54.24	377
54.24	350.8
54.84	317
54.81	238.2
54.84	105
57.25	26.3
60.27	43.1
60.27	33.1
64.2	6.9
64.8	101.3

65.4	127.5
66.61	150.1
67.21	185.7
68.42	234.5
69.95	281.4
69.95	324.5
69.63	350.8
73.65	382.6
75.64	435.2
77.35	529
77.25	609.6
78.85	744.7
74.15	876
74.76	949.1
75.36	969.4
76.57	1060.3
77.78	1052.3
78.38	1142.3
77.78	1245.5
77.78	1301.8
80.19	1391.8
83.81	1391.8
84.42	1354.3
84.42	1269.9
83.81	1194.8
84.42	1080.4
84.42	949.1
84.42	829.7
84.42	358.3
84.42	120
84.42	22.5
88.94	28.1

93.17	31.9
96.49	39.4
99.81	65.6
102.53	97.5
103.73	131.3
104.34	166.9
107.66	193.2
111.28	234.5
114.3	273.9
118.82	309.5
121.24	350.8
126.07	408.9
131.2	467.1
135.42	493.3
137.84	529
140.55	551.5
144.78	587.1
147.8	624.6
150.21	650.9
154.13	671.5
157.76	712.8
161.38	744.7
164.7	755.9
168.32	806.6
168.92	849.9
171.94	884.4
175.76	889.7
178.87	889.7
180.09	830.3
182.51	551.6
185.82	864.7
187.03	913.5

191.86	934.1
195.78	934.1
196.99	851.6
196.99	669.3
196.36	448.3
196.39	262.6
196.39	80.7
199.41	61.9
203.03	101.3
205.4	143.5
206.95	144.4
211.78	155.4
216.01	166.9
219.33	175.2
223.54	178.2
227.17	181.9
229.89	150.2
231.1	91.9
232.3	22.5
237.74	28.1
242.26	50.6
244.07	88.2
244.68	135
248.28	212
248.89	258.8
246.49	303.9
247.7	360.1
348.3	427.9
351.62	442.7
354.03	442.7
357.05	442.7

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

NOMENCLATURA

SÍMBOLOS

UNIDADES FACTIBLES DE USARSE

A	Área	cm ²
K	Índice de consistencia	centipoise (cp)
k	Permeabilidad absoluta del medio poroso	milidarcies (md)
k _i	Permeabilidad inicial absoluta del medio poroso	milidarcies (md)
k _f	Permeabilidad final absoluta del medio poroso	milidarcies (md)
L	Longitud	centímetros (cm)
n	Índice de comportamiento del flujo	adimensional
P	Presión	lb/pg ²
Q	Gasto	cm ³ /min
T	Temperatura	°C
t	Tiempo	minutos
μ	Viscosidad	centipoises (cp)
μ _a	Viscosidad aparente	centipoises (cp)
μ _p	Viscosidad plástica	centipoises (cp)
Ø	Porosidad	m ³ poros/m ³ roca
ρ	Densidad	g/cm ³
σ	Tensión interfacial	Dinas/cm
Δp	caída de presión	lb/pg ²

NOMENCLATURA (continuación)

SÍMBOLOS

UNIDADES FACTIBLES DE USARSE

τ	Esfuerzo de corte	lb/100 pies ²
τ_0	Punto de cedencia	lb/100 pies ²
δ	Gradiente de velocidad	seg ⁻¹

SUBÍNDICES

a	aparente
i	inicial
f	final
p	plástica