



---

---

**UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTONÓMA DE MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA  
TIERRA**

**MODIFICADORES DE PERMEABILIDAD  
RELATIVA EN ESTIMULACIONES ÁCIDAS**

**T E S I S**

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

**I N G E N I E R O P E T R O L E R O**

P R E S E N T A:

**GARCÍA CONTRERAS LUIS ALEJANDRO**

DIRECTOR DE TESIS:

**M.I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA**





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.

## AGRADECIMIENTOS

En primer lugar doy gracias a Dios por haberme brindado salud, paciencia, entrega, sabiduría y oportunidades para lograr terminar mi carrera, doy gracias a mi milagrosa virgen de Juquila que me cumplió todos los favores pedidos y como gratitud hacia ella, le entregare una copia de mi título en la primera oportunidad que tenga de visitarla a mi linda y amada Oaxaca.

A mis padres, les dedico este título, gracias por el sacrificio tan grande que hicieron al nunca negarme ni un peso para poder estudiar, por la ayuda moral, los ánimos de seguir adelante y de nunca dejarme vencer. Discúlpeme si algún día les falle o no supe comprenderlos, tal vez no habrá justificación, pero trate de ser el mejor hijo que pude. Gracias por darme tantos consejos, por preocuparse por mí, por presionarme tanto porque sino tal vez me hubiese ido por otro camino, aunque supiera lo que quería ser en mi vida.

Padres nunca habrá la manera de agradecerles este gran apoyo, por ayudarme a conseguir esto tan anhelado para mí, por formarme como un gran ser humano, una persona de bien para la sociedad. Papás los amo con todo mi corazón, gracias por compartir esto tan maravilloso para mí y que lo sé lo es también para ustedes, debido a que ven a su hijo convertirse en un Ingeniero.

Doy las gracias a la Universidad Nacional Autónoma de México, por haberme acogido durante muchos años en sus brazos, desde el Colegio de Ciencias y Humanidades Azcapotzalco, hasta mi honorable Facultad de Ingeniería en mi amada Ciudad Universitaria. UNAM siempre honrará tu nombre y llevaré tatuado en mi corazón tus colores, seré un gran profesional y dejare en alto tu nombre, con los conocimientos que me proporcionaste durante mi maravillosa estancia en tus aulas.

Siempre recordare estas palabras: Es de nuestro agrado comunicarle que ha sido seleccionado para ingresar a la Universidad Nacional Autónoma de México, en la carrera de Ingeniero Petrolero, en Ciudad Universitaria...este fue uno de los momentos más felices en mi vida, y siento una gran nostalgia de saber que así como ingrese, ahora voy a egresar. Rápido

pasaron los años y ahora me toca salir de la universidad y poder ayudar a mi pueblo, universidad y patria.

Sé que algún día este agradecimiento va a ser leído por alguna persona en la universidad, tal como yo leí las de otras personas que se habían ya titulado, y las cuales siempre me hicieron preguntarme dos cosas: ¿Cuál será mi tema de tesis y cuando me titulare? Y sé que también te estarás preguntando esto. Las respuestas me las dio el tiempo y las oportunidades que se me presentaron y es aquí donde doy las gracias a la Compañía Halliburton de México, gracias por la estancia profesional realizada en Ciudad del Carmen, Campeche y que gracias a mi buen desempeño fui elegido y patrocinado para realizar esta tesis con ellos. Gracias al Ingeniero Eduardo Soriano, quien fuera mi asesor en la elaboración de esta tesis, muchas gracias por todo Halliburton, siempre estaré agradecido.

Ahora me toca agradecerles a mis amigos y compañeros que estuvieron ahí a mi lado, y con los cuales recordare esos maravillosos momentos al pelearnos con las Matemáticas, la Física y la Química en el Anexo de Ingeniería, tal vez fueron estresantes, pero lo disfrutábamos mucho por dentro. Ahora le doy las gracias a los amigos que encontré durante mi preparación mas afín a mi carrera, a mis grandes amigos y mis futuros compañeros de trabajo: Ángel Chávez Jaramillo, Ángel Clavel, Claudio, Erick (Charro), Gaby, Griselda, Mike, Sebastián, Bruno, Huitron, Lira (el rey del Caricachupas), Eliana, Roberto, Carlos, Fernando, Nayeli, Jorge y toda la Secta Petrolera y todos aquellos que olvide discúlpennme saben que todos fueron fundamentales en mi estancia en nuestra amada universidad, a todos ustedes: MUCHAS GRACIAS!!

De nuevo doy las gracias a la virgencita de Juquila, por haberme cumplido lo que le pedí algún día: Encontrar a una mujer que me amara sinceramente, desinteresadamente y sin condición, y que también realmente yo la amara de la misma forma. Esa mujercita linda apareció en mi vida durante la realización de esta tesis, esa mujercita que me robo mi corazón y que la virgencita de Juquila me trajo, me refiero a ti: Clarita. Gracias por darme aliento para seguir luchando, por tener unos brazos en donde descansar, por escucharme, por hacer de mi una mejor persona,

por amarme de la manera como nunca nadie lo ha hecho y por hacerme el hombre más feliz del planeta. GRACIAS!!!

A mi familia: Para cerrar con broche de oro, le doy las gracias a mi familia en general, gracias a todos ustedes, porque fueron parte fundamental para que me formara como una buena persona, gracias hermanos por apoyarme y cuidarme, nunca voy a olvidar toda su ayuda y todo su cariño. A mi hermano mayor Juan Carlos, gracias por cuidarme y apoyarme tanto; Leticia Guadalupe, gracias hermanita, por tu sinceridad, por tu calor de hermana y por cuidarme siempre; José Antonio, gracias por protegerme siempre cuando me metía en problemas, por todo tu cariño y comprensión; ustedes como mis hermanos mayores me enseñaron tantas cosas, y que siempre voy a agradecerles, y me falta mi hermanito Carlos Alberto, ahora me toco ser el hermano mayor para ti, espero haberlo hecho bien, te quiero muchísimo, siempre te cuide y te protegí como mis hermanos mayores lo hicieron conmigo, me enseñaste a ser más maduro y a aconsejarte, aunque nunca me escuchaste jeje, pero lo hice de todo corazón, te quiero mucho hermanito. Gracias a todos por haber tenido la mejor de las infancias y ahorita la mejor juventud a su lado, espero nunca separarnos y seguir conviviendo con nuestra hermosa familia. Pero hay un par de personas que siempre y eternamente voy a estar agradecido, ellos son mis papás: Carlos García Ruiz y Minerva Contreras Martínez.

A mi papá: Gracias papá por enseñarme a luchar, por demostrarme que todo se puede lograr en esta vida, que solo es cuestión de decidirse y luchar. Gracias por heredar tu carácter y fortaleza en las decisiones difíciles en mi vida, por esa mano firme que me llevo por un buen camino, por esos consejos que aprendí a escuchar y que los puse en práctica, en verdad me han servido de mucho y no cabe duda que los años nos hacen sabios, porque tú eres una persona sabia para dar consejos, espero siempre seguir contando con ellos y que me des mis jalones de oreja cuando veas que estoy haciendo mal las cosas, gracias, estoy en deuda contigo, gracias por ser un gran y excelente padre, nunca me faltó nada en mi vida y eso siempre te lo voy a agradecer, algún día sabré como recompensarte por esto. TE AMO PAPÁ!!!

A mi Mamá: Gracias mi mamita hermosa, gracias porque nunca me faltó un plato de comida, porque siempre me cuidaste desde niño, siempre vigilaste por mi bien, por mi salud, por todo. Gracias por darme ese calor de madre, porque siempre me sentí protegido a tu lado, perdóname por tantas travesuras y enojos que te hice pasar tanto de niño como ahorita, nunca fue mi intención hacerte enojar, discúlpame si te hice sentir mal por esto, estoy muy arrepentido. Te amo con toda mi alma, eres mi fortaleza, mi pilar, me enseñaste a afrontar mis problemas, estuviste ahí cuando más te necesitaba, gracias por tantos cuidados, gracias por darme la vida, se que algún día te voy a recompensar por ello, nunca te voy a defraudar y te comprendo que siempre quisiste lo mejor para mi, y lo lograste, ahora soy una mejor persona y un ingeniero, gracias a ti lo logre. TE AMO MAMITA, GRACIAS!!!

# “MODIFICADORES DE PERMEABILIDAD RELATIVA EN ESTIMULACIONES ÁCIDAS”

## INDICE

### RESUMEN

<b>CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
I.1 CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS.....	1
- Por tipo de fluido almacenado	
- Por presión original del yacimiento	
I.2 PROPIEDADES DE LA ROCA.....	4
- Porosidad: definición y tipos	
- Saturación: definición y tipos	
- Mojabilidad	
- Tensiones superficial e interfacial	
- Presión capilar	
I.3 PERMEABILIDAD.....	13
- Definición y tipos de permeabilidad	
- Efecto Klinkenberg	
- Permeabilidad equivalente	
<b>CAPÍTULO II. ESTIMULACIONES.....</b>	<b>25</b>
II.1 DAÑO A LA FORMACIÓN.....	25
- Definición de daño	
- Clasificación de los mecanismos de daño	
- Origen del daño a la formación	
II.2 ESTIMULACIÓN POR FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	31
- Conceptos de fracturamiento hidráulico	
- Mecanismos de fractura	
- Fluidos fracturantes	
II.3 ESTIMULACIÓN POR ACIDIFICACIÓN MATRICIAL.....	42
- Introducción: Interacción roca-ácido	
- Diseño de acidificación de areniscas	
- Diseño de acidificación de carbonatos	
<b>CAPÍTULO III. SISTEMAS DESVIADORES.....</b>	<b>50</b>

III.1 INTRODUCCIÓN A LOS SISTEMAS DESVIADORES.....	50
III.2 COMPARACIÓN DE MÉTODOS DIVERGENTES.....	51
III.3 TÉCNICAS DIVERGENTES QUÍMICAS.....	53
- Propiedades de los agentes divergentes	
- Clasificación de agentes divergentes	
- Problemas potenciales durante tratamientos con agentes divergentes	
- Diseño de campo	
III.4 ESPUMA DIVERGENTE.....	58
- Mecanismos de espuma	
- Comportamiento de la espuma en el medio poroso	
III.5 BOLAS SELLADORAS .....	64
<b>CAPÍTULO IV. MODIFICADORES DE PERMEABILIDAD RELATIVA (RPM).....</b>	<b>66</b>
IV.1 INTRODUCCIÓN A LOS RPM Y SU USO EN LA ESTIMULACIÓN ÁCIDA.....	66
IV.2 PERMEABILIDAD RELATIVA.....	67
- Introducción a la permeabilidad relativa	
- Permeabilidad relativa de dos fases	
- Procesos de drene e imbibición	
IV.3 MECANISMO DE FUNCIONAMIENTO.....	73
- Desviación ácida	
- Polímeros asociativos	
IV.4 PRUEBAS EXPERIMENTALES CON NÚCLEOS.....	76
- APT desarrollo y pruebas	
- Fase 1: Reducción de la permeabilidad al agua	
- Fase 2: Desviación ácida	
<b>CAPÍTULO V. APLICACIONES EN MÉXICO Y POTENCIAL.....</b>	<b>83</b>
V.1 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE APLICACIÓN.....	83
V.2 COMPARACIÓN DE RESULTADOS.....	84
- Espumas divergentes	
- Ácido activado in-situ (ICA)	
- APT	
- Resultados	



V.3 CASOS HISTÓRICOS.....	94
- RPM en la estimulación ácida de formaciones carbonatadas de baja permeabilidad y de HP/HT	
- RPM en la estimulación ácida de formaciones de permeabilidad moderada y presencia de agua	
V.4 APLICACIÓN MUNDIAL.....	104
V.5 REGIONES EN MÉXICO CON POTENCIAL.....	119
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>124</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>128</b>

# **MODIFICADORES DE PERMEABILIDAD RELATIVA EN ESTIMULACIONES ÁCIDAS**

## **RESUMEN**

### **INTRODUCCIÓN**

Esta tesis presenta una nueva técnica de estimulación para el incremento de la producción de aceite, en los pozos petroleros de la zona marina. Esto se hará desglosando, desde un principio de la tesis una parte de conceptos generales de las propiedades de la roca, tipos de yacimientos y tipos de permeabilidad.

Posteriormente se explicarán de forma general los diferentes tipos de estimulación, incluyendo conceptos de daño a la formación, estimulación por fracturamiento hidráulico y estimulación por acidificación matricial. De esta manera conociendo los tipos de estimulación, se hará énfasis en las diferentes técnicas que existen para desviar el fluido de tratamiento de las capas con mayor permeabilidad a las de menor permeabilidad, esto con el fin de dar una mejor distribución del fluido, y hacer más homogénea y eficaz la estimulación.

Una vez conocida esta parte introductoria a las estimulaciones de los pozos, se abundará en la parte de permeabilidad relativa y se explicará de una manera concreta la aplicación de la tecnología de desviación llamada APT (Associative Polymer Technology), la cual reduce la permeabilidad al agua con un pequeño o ningún cambio en la permeabilidad al hidrocarburo, mostrando una excelente producción de aceite distribuido a lo largo de los intervalos perforados en la TR.

### **DESARROLLO: APLICACIÓN Y RESULTADOS**

Para el desarrollo de esta tecnología se propusieron cumplir con dos objetivos específicos:

- 1) La reducción de la permeabilidad al agua
- 2) La desviación ácida

Para ello se realizaron pruebas en núcleos en el laboratorio tanto para areniscas como carbonatos, y la prueba de 2 polímeros para lograr estos

objetivos, dándose el desarrollo de la creación de esta tecnología y sus resultados correspondientes.

Uno de los métodos de control de la producción de agua ha sido el uso de soluciones diluidas de polímeros, para disminuir la permeabilidad efectiva al agua más que al aceite. Estos tipos de tratamiento han sido referidos como “modificadores de permeabilidad relativa” o mejor conocidos como RPM, que son los que se abordaran en esta tesis.

**Un factor crítico para el éxito del tratamiento** es la distribución del ácido entre todas las zonas productoras. La mayoría de los pozos productores no son homogéneos y contienen capas de permeabilidad variada que hasta incluso la distribución del ácido en las zonas productoras se hace difícil.

Este método se utilizará en el Complejo Cantarell que es el más importante en México y el segundo más grande productor en el mundo. Se realizaron pruebas de 55 pozos de alta permeabilidad en un rango de 1000 a 6000 milidarcys que han sido acidificados usando un novedoso desviador de ácido basado en la tecnología de polímeros asociativos (APT).

Así mismo se dan a conocer los beneficios de una estimulación ácida, en la remoción del daño y la posibilidad de aumentar la permeabilidad cerca del agujero, con la creación de largos canales de flujo o mejor llamados la creación de los agujeros de gusano con la disolución del ácido.

Se realizaron diferentes pruebas con algunas técnicas desviadoras y se compararon los resultados obtenidos contra la técnica APT, para demostrar la validez y los beneficios obtenidos en la aplicación en México tanto como en la aplicación mundial. Ya que las técnicas usadas como las bolas selladoras, partículas degradables, fluidos viscosos y espumas han sido usados exitosamente, pero ninguna de ellas aborda el problema de la producción de agua.

Posteriormente se mostrarán los resultados obtenidos contra otros desviadores, a través de las pruebas experimentales en laboratorio y se determinará cuales son los lugares con potencial para el uso de esta tecnología en México.

# I. INTRODUCCIÓN

## 1.1 CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS.

Es necesario clasificar a los yacimientos de acuerdo a las características de los hidrocarburos producidos y a las condiciones de presión y de temperatura a las que se encuentran en el subsuelo.

El conocer el tipo de yacimiento y la composición del fluido contenido, es relevante para poder realizar un eficiente manejo de los hidrocarburos en superficie.

Para este tema, el conocer la composición de los hidrocarburos a condiciones de yacimiento, nos da la pauta para determinar qué factores pueden generar una pérdida en la productividad de los pozos, esto debido al abatimiento de presión a través del tiempo, ocasionando la modificación estructural de los hidrocarburos, al precipitar los componentes más pesados (asfáltenos) y ocasionando un cambio en la propiedad de la roca que deseamos estudiar: la permeabilidad.

Los yacimientos podemos clasificarlos de acuerdo a:

### 1.1.1 El tipo de fluido almacenado:

- Yacimientos de aceite negro: Producen un líquido negro o verde negruzco, con una densidad relativa mayor de 0,8 y una relación gas aceite menor de  $200 \text{ m}^3\text{g}/\text{m}^3\text{o.}^{(1)}$
- Yacimientos de aceite volátil: Producen un líquido café oscuro, con una densidad relativa entre 0.740 y 0.8 y con una RGA instantánea entre 200 a  $1500 \text{ m}^3\text{g}/\text{m}^3\text{o.}^{(1)}$
- Yacimientos de gas y condensado: Producen un líquido ligero café, con una densidad relativa entre 0,740 y 0,780 y con una RGA instantánea que varía de 1500 a  $12\ 000 \text{ m}^3\text{g}/\text{m}^3\text{o.}^{(1)}$

- Yacimientos de gas húmedo: Producen un líquido transparente, con densidad relativa menor a 0,740 y con una RGA instantánea entre 10 000 y 20 000 m<sup>3</sup>g/m<sup>3</sup>o.<sup>(1)</sup>
- Yacimientos de gas seco: Produce un líquido ligero, transparente en caso de que exista y con una RGA instantánea mayor de 20 000 m<sup>3</sup>g/m<sup>3</sup>o.<sup>(1)</sup>

Esta clasificación no es precisa, ya que solo está basada en la relación gas aceite y su color.

La mejor manera de poder clasificar bien a un yacimiento es a través de un análisis composicional o de uno cromatográfico, obteniéndose así la composición de la mezcla de hidrocarburos a la presión y temperatura del yacimiento.

### **1.1.2.- La presión original del yacimiento:**

Un yacimiento puede ser clasificado de acuerdo a que si su presión inicial es mayor o igual a la presión de burbujeo, se clasifican en 2 tipos:

- Yacimiento Bajo saturado: Este yacimiento tiene la característica de tener su presión inicial mayor a la presión de burbuja y en este caso el gas está completamente disuelto en el aceite.
- Yacimiento saturado: Este yacimiento tiene la característica de tener una presión inicial menor a la presión de burbujeo. En este tipo de yacimiento ya existe una cantidad de gas disuelto liberado o gas en forma de casquete.

Los yacimientos pueden clasificarse localizando su presión y temperatura iniciales con respecto a la región de dos fases y puede ser representado en un diagrama temperatura–presión. Cada yacimiento tiene su propio diagrama de fase ya que cada uno depende de la composición de la mezcla de hidrocarburos. Ver **Figura I.1**

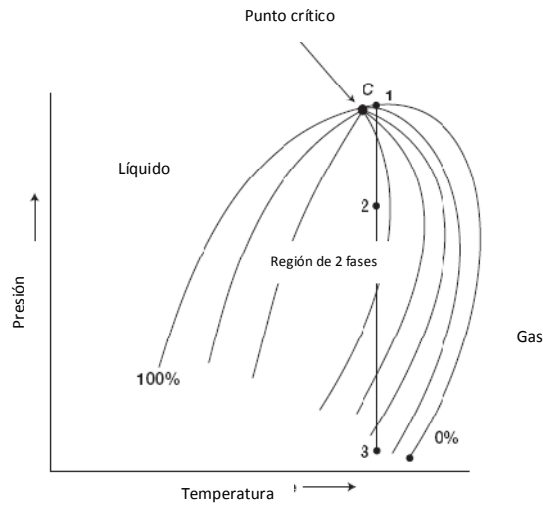


Diagrama de fases típico de un yacimiento de gas y condensado

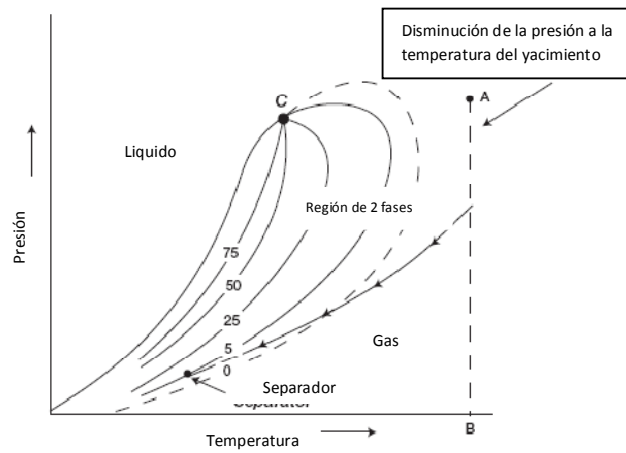


Diagrama de fases de un gas húmedo

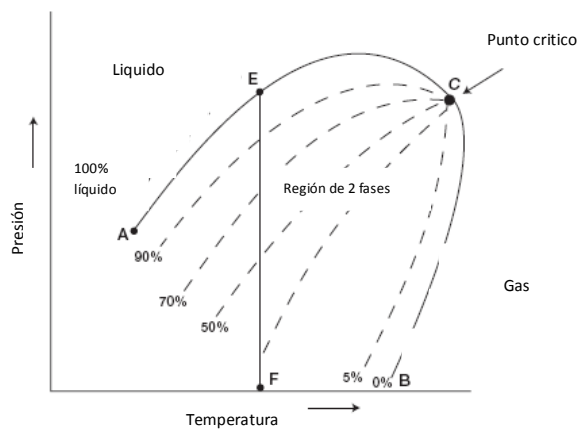


Diagrama P-T típico de un aceite negro

Figura I.1 Diagramas de fases de algunos yacimientos petroleros <sup>(4)</sup>

## 1.2 PROPIEDADES DE LA ROCA

### 1.2.1 Porosidad: Definición y tipos ( $\Phi$ ):

Es la medida del espacio poroso en una roca y es en este espacio en el cual se logran acumular fluidos, tal como el aceite, agua o gas. Cuantitativamente la porosidad se puede definir como la razón del volumen de poros entre el volumen total de roca. La porosidad se calcula de la siguiente manera:

$$\Phi = \frac{V_p}{V_r} \quad (I.1)$$

donde:

$V_p$  = Volumen de poros.

$V_r$  = Volumen de roca.

Estos espacios vacíos en la roca pueden estar interconectados, mientras que algunos espacios vacíos pueden estar aislados. Y es por ello que podemos considerar dos tipos de porosidades que a continuación se definen:

- **Porosidad absoluta:** Es definida como el volumen total de poros que existe en el volumen total de roca. O en otras palabras considera el volumen de poros aislados como los comunicados. Una roca puede tener una alta porosidad absoluta pero careciendo de la interconexión de estos poros.

La porosidad absoluta se calcula como:

$$\Phi_a = \frac{\text{Vol. total de poros}}{\text{Vol. de roca}} \quad (I.2)$$

- **Porosidad efectiva:** Se define como el porcentaje de los espacios de poros interconectados con respecto al volumen total. Se define matemáticamente como:

$$\Phi = \frac{\text{Vol. de poros interconectados}}{\text{Vol. total de roca}} \quad (I.3)$$

Así mismo, se puede considerar dos tipos de porosidades, tal como la porosidad primaria y la porosidad secundaria.

La porosidad primaria es la que se tiene después del proceso original de la formación de la roca tales como: la depositación, compactación y litificación.

La porosidad secundaria es aquella que se obtiene posterior al proceso original de formación de la roca, tal como una acidificación, un fracturamiento hidráulico, disolución de material calcáreo por corrientes submarinas, etc.

Es común encontrar en los libros de texto a estas porosidades como porosidad original y porosidad inducida.

La porosidad depende del tipo de roca, a continuación se muestra una tabla mostrando el rango de porosidad para diferentes rocas almacenadoras:

**Tabla 1** Rango de porosidades <sup>(4)</sup>

TIPO DE ROCA	RANGO DE $\Phi$	$\Phi$ TÍPICA
Arenisca	15-35	25
Arenisca no consolidada	20-35	30
Carbonatos:		
*Caliza intercrystalina	5-20	15
*Caliza oolítica	20-35	25
*Dolomía	10-25	20

### 1.2.2 Saturación (S):

Este puede ser definido como porcentaje, fracción o el volumen de poro ocupado por un fluido ya sea aceite, gas o agua. Se expresa matemáticamente de acuerdo a la siguiente relación:

$$\text{Saturación de fluido} = \frac{\text{Vol. de fluido}}{\text{Vol. de poro}} = \frac{V_f}{V_p} \quad (1.4)$$

donde:

$$V_p = V_r * \Phi \quad (1.5)$$



$$V_f = V_p * S_f \quad (I.6)$$

Donde el volumen de fluido puede representar aceite (o), agua (w) o gas (g), por lo que aplicando la ecuación (I.4) para cada fluido:

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \quad (I.7)$$

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad (I.8)$$

$$S_g = \frac{V_g}{V_p} \quad (I.9)$$

La saturación de cada uno de los fluidos puede estar en un rango de entre 0 a 100 por ciento. Por definición, la suma de las saturaciones es de 100 por ciento, por lo tanto:

$$S_o + S_w + S_g = 1.0 \quad (I.10)$$

En todos los yacimientos de hidrocarburos existe agua que se encuentra en estas zonas. A esta agua se le conoce como agua congénita y es importante principalmente porque reduce la cantidad de espacios disponibles entre el aceite y gas. Las fuerzas que retienen el agua en las zonas de aceite y gas son referidas a las fuerzas capilares de las cuales se hablara más adelante.

De acuerdo a las condiciones en que se encuentre un yacimiento existen diferentes formas de clasificar las saturaciones, de las comunes tenemos las siguientes:

- **Saturación inicial:** Es aquella saturación que se tiene al descubrir el yacimiento y el cual no ha sido sometido a ningún proceso de explotación.
- **Saturación residual:** Es aquella que se tiene después de un periodo de explotación de una zona determinada, depende del tiempo y de los procesos a los cuales está sometido el yacimiento.
- **Saturación crítica:** Es aquella en la que un fluido empieza a moverse dentro del medio poroso. Por ejemplo el aceite cuando alcanza la presión de saturación empieza a liberar gas, lo cual indica que

tenemos un incremento en la saturación de gas. La fase de gas permanece inmóvil durante un tiempo, hasta que excede una cierta saturación, llamada saturación de gas crítica y es en ese momento cuando empieza su movimiento.

La saturación de un fluido puede obtenerse directamente de un núcleo o indirectamente a través de registros geofísicos.

### 1.2.3 Mojabilidad

La mojabilidad es definida como la tendencia de un fluido a adherirse a una superficie sólida en la presencia de otro fluido inmisible.

Para ejemplificar usaremos la siguiente figura:

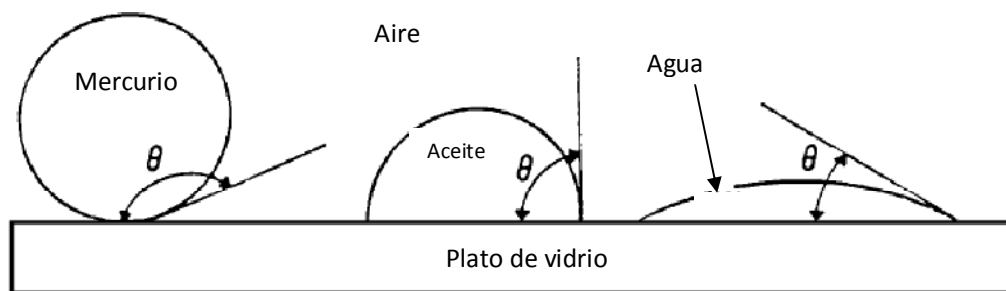


Figura 1.2 Ejemplo de mojabilidad <sup>(4)</sup>

La **Figura 1.2** representa tres pequeñas gotas, una de mercurio, una de aceite y una de agua colocados en un plato de vidrio. Las gotas son vistas lateralmente y se observa que la gota de mercurio conservar la forma esférica, el aceite conserva una forma hemisférica, pero el agua tiende a expandirse o adherirse en la superficie del plato.

Esta tendencia a adherirse puede ser expresada convenientemente por la medida del ángulo de contacto en la superficie líquido-sólido. Este ángulo será medido iniciando desde el líquido hasta el sólido y el ángulo obtenido es conocido como ángulo de contacto  $\theta$ .

Como se muestra en la **Figura 1.2**, mientras el ángulo de contacto decrece, esto significa que las características del fluido mojante aumenta, por lo cual una mojabilidad completa sería aquella en el que el ángulo de

contacto fuera cero; mientras que para una no mojabilidad completa el ángulo de contacto sería de  $180^\circ$ .

La mojabilidad de la roca del yacimiento a los fluidos es importante en su distribución en el medio poroso debido a que es una función de la mojabilidad. Por lo que la fase mojante tiende a ocupar una parte de los poros al adherirse a la roca, mientras que la fase no mojante ocupa los demás canales abiertos o vacíos.

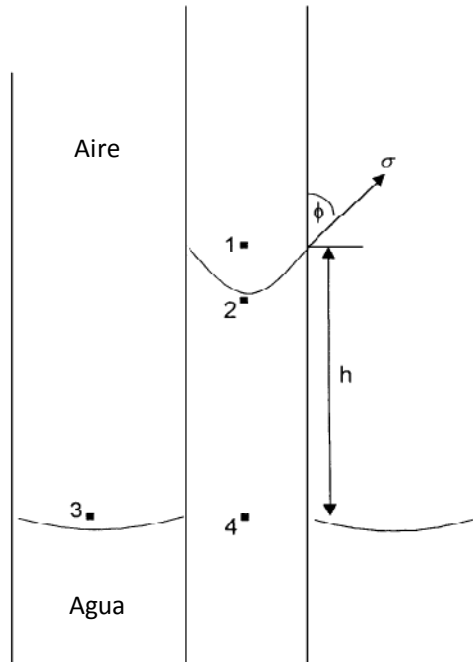
### **1.2.4 Tensiones superficial e interfacial**

Es necesario considerar el efecto de las fuerzas en la interface cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto. Cuando estos dos fluidos son un líquido y un gas, el término de **tensión superficial** es utilizado para describir la fuerza actuando sobre la interface. Mientras que si la interface es entre dos líquidos inmiscibles el término usado es la **tensión interfacial**.

La desequilibrada atracción entre las moléculas de dichos fluidos crea una especie de membrana o una capa delgada con una medible tensión. Por ejemplo si se colocara una aguja cuidadosamente en la superficie del líquido, esta flotaría sobre la superficie del líquido soportada por esta membrana que es considerablemente más densa que el líquido.

La tensión superficial o interfacial tiene unidades de fuerza por unidad de longitud y es usualmente denominado por el símbolo de  $\sigma$ .

Si un tubo capilar de vidrio es introducido dentro de una vasija que contiene agua, la tensión superficial y la mojabilidad del tubo al agua causarían la elevación del agua hacia la parte de arriba, tal como se muestra en la siguiente figura:



**Figura 1.3** Relación de presiones en el tubo capilar <sup>(4)</sup>

El agua sube hasta que las fuerzas de atracción del líquido hacia arriba se igualan al peso de la columna del líquido dentro del tubo.

Para encontrar la ecuación de la tensión superficial se consideraran estas dos fuerzas y asumiendo el radio del tubo capilar es  $r$ , La fuerza ascendente  $F_{ascendente}$  que es igual a la fuerza por unidad de longitud:

$$F_{ascendente} = (2\pi r)(\sigma_{wg})(\cos \theta) \quad (I.11)$$

donde:

$\sigma_{wg}$  = Tensión superficial entre el aire (gas) y agua (aceite), dinas / cm.

$\Theta$  = Angulo de contacto.

$r$  = radio, cm.

La fuerza ascendente es contrarrestada por el peso del agua, que es equivalente a la fuerza descendente, que se define de la siguiente manera:

$$F_{descendente} = \pi(r^2)h(\rho_{agua} - \rho_{aire})g \quad (I.12)$$

Donde la densidad del aire es despreciable con respecto a la del agua, la ecuación (I.12) queda de la siguiente manera:

$$F_{descendente} = \pi(r^2)h\rho_{agua}g \quad (I.13)$$

donde:

$h$ = Altura del liquido, cm

$g$ = Aceleración de la gravedad, cm/seg<sup>2</sup>

$\rho_{agua}$ = Densidad del agua, gr/cm<sup>3</sup>

Igualando las ecuaciones (I.11) y (I.13) y despejando la tensión superficial obtenemos la siguiente ecuación:

$$\sigma_{wg} = \frac{rh\rho_w g}{2 \cos \theta} \quad (I.14)$$

La ecuación anterior desprecia la densidad de uno de los fluidos, pero si el contacto fuera agua-aceite, para este último la densidad no es despreciable como el aire, por lo que la ecuación anterior queda de la siguiente forma:

$$\sigma_{wo} = \frac{rh(\rho_w - \rho_o)g}{2 \cos \theta} \quad (I.15)$$

donde:

$\rho_o$ = densidad del aceite, gm/cm<sup>3</sup>

$\sigma_{wo}$ = tensión interfacial entre el aceite y el agua, dinas/cm

### 1.2.5 Presión capilar

Las fuerzas capilares en un yacimiento petrolero son el resultado de efectos combinados como lo son la tensión superficial e interfacial de la roca y los fluidos, la geometría de los poros y su tamaño, y las características mojantes del sistema.

Se puede definir la presión capilar como la diferencia de presión sobre la interface curvaada formado por dos fluidos inmiscibles en un pequeño tubo capilar:

$$P_c = P_{nm} - P_m \quad (I.16)$$

donde:

$P_c$  = Presión capilar.

$P_{nm}$  = Presión en la fase no mojante.

$P_m$  = Presión en la fase mojante.

El exceso de presión en el fluido no mojante es la presión capilar y esta es una función de la saturación.

Existen tres tipos de presión capilar:

- Presión capilar agua-aceite.
- Presión capilar gas-aceite
- Presión capilar gas-agua.

Utilizando la ecuación (I.16) para los tres diferentes tipos de presión capilar, se tiene:

$$P_{c_{agua-aceite}} = P_{aceite} - P_{agua}$$

$$P_{c_{gas-aceite}} = P_{gas} - P_{aceite}$$

$$P_{c_{gas-agua}} = P_{gas} - P_{agua}$$

Basándose en la **Figura 1.3** la diferencia de presión sobre la interface entre los puntos 1 y 2 es esencialmente la presión capilar:

$$P_c = P_1 - P_2 \quad (I.17)$$

Donde la presión 2 se determina como:

$$P_2 = P_4 - \rho_{agua}gh \quad (I.18)$$

Y donde la presión uno se determina como:

$$P_1 = P_3 - \rho_{aire}gh \quad (I.19)$$

Substituyendo las ecuaciones (I.18) y (I.19) en la ecuación (I.17) y observando en la **Figura 1.3** que la presión en el punto 3 es la misma que en el punto 4, se tiene:

$$P_c = gh(\rho_{agua} - \rho_{aire}) = gh\Delta\rho \quad (I.20)$$

Donde la  $\Delta\rho$  es la diferencia de densidad entre la fase mojante y la fase no mojante.

En unidades prácticas la ecuación (I.20) puede ser expresado como:

$$P_c = \left(\frac{h}{144}\right)\Delta\rho \quad (I.21)$$

donde:

$P_c$  = Presión capilar, psia

$h$  = altura alcanzada en el tubo capilar, ft

$\Delta\rho$  = Diferencia de densidad, lb/ft<sup>3</sup>

La ecuación de presión capilar puede ser expresada en términos de la tensión interfacial y superficial por la combinación de las ecuaciones (I.14) y (I.15) para los dos siguientes sistemas se obtiene:

- Sistema gas-liquido:

$$P_c = \frac{2\sigma_{wg} \cos \theta}{r} \quad (I.22)$$

- Sistema aceite-agua:

$$P_c = \frac{2\sigma_{ow} \cos \theta}{r} \quad (I.23)$$

donde:

$\sigma_{wg}$  =Tensión superficial gas-agua, dinas/cm

$\sigma_{ow}$  =Tensión interfacial agua-aceite, dinas/cm

$r$  = radio, cm

$\theta$  = Ángulo de contacto

## I.3 PERMEABILIDAD

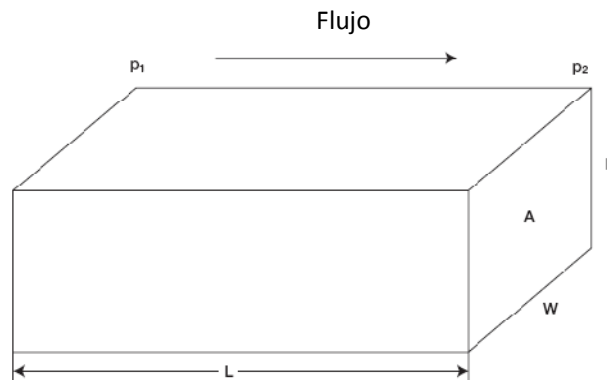
### 1.3.1 Definición y tipos de permeabilidad

La permeabilidad es una propiedad del medio poroso que mide la capacidad y la habilidad de la roca para el paso de los fluidos. La permeabilidad de la roca se define con la letra  $k$  y es una de las propiedades más importantes de la roca, debido a que controla el movimiento direccional del flujo de fluidos en la formación.

Este término fue definido matemáticamente por primera vez por Henry Darcy en 1856. La ecuación que define la permeabilidad en términos de cantidad es llamada Ley de Darcy, se define como:

$$v = - \left( \frac{k}{\mu} \right) \left( \frac{dP}{dL} \right) \quad (I.24)$$

El signo negativo es necesario debido a que la presión en el punto 1 es mayor que en el punto 2. Es necesario siempre conocer la dirección de flujo, tal como se muestra en la siguiente figura:



**Figura 1.4** Dirección de flujo<sup>(4)</sup>

Sustituyendo la relación de  $q/A$  en lugar de  $v$ , la ecuación (I.24) queda de la siguiente manera:

$$q = - \left( \frac{kA}{\mu} \right) \left( \frac{dP}{dL} \right) \quad (I.25)$$

La ecuación (I.25) puede ser integrada de la siguiente forma:



$$q \int_0^L dL = - \left( \frac{kA}{\mu} \right) \int_{P1}^{P2} dP \quad (I. 26)$$

Obteniendo la siguiente ecuación:

$$qL = - \left( \frac{kA}{\mu} \right) (P2 - P1) \quad (I. 27)$$

Al re arreglar la ecuación (I.27) para eliminar el signo negativo, se obtiene:

$$q = \frac{(kA)(P1 - P2)}{\mu L} \quad (I. 28)$$

Despejando la permeabilidad de la ecuación anterior, se obtiene:

$$k = \left( \frac{q\mu}{A} \right) \left( \frac{L}{\Delta P} \right) \quad (I. 29)$$

donde:

K = permeabilidad, (cm<sup>2</sup>)

Q = gasto, (cm<sup>3</sup>/seg)

μ = viscosidad, (cp)

L = distancia, (cm)

A = área, (cm<sup>2</sup>)

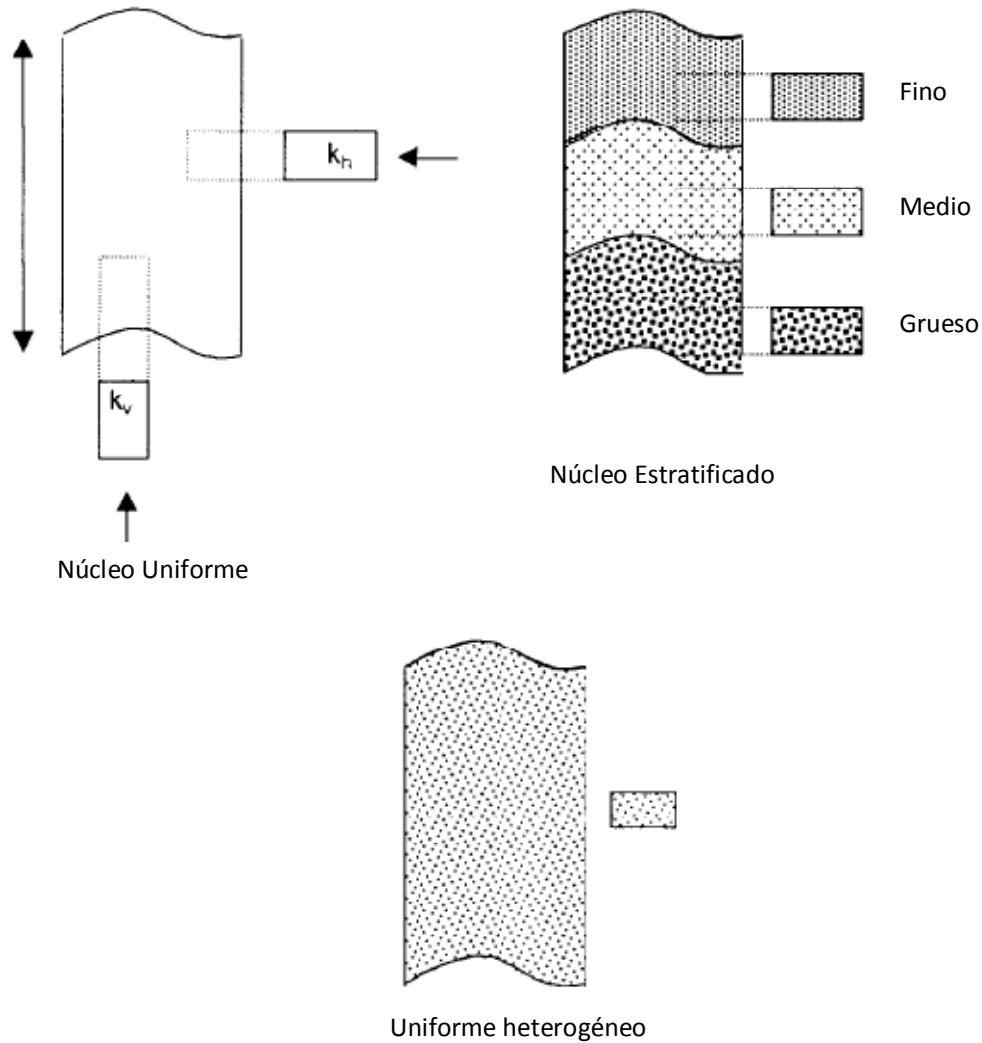
ΔP = diferencia de presión, (atm)

1 Darcy = 1000 milidarcys

Existen varios factores que necesitan ser considerados como posibles fuentes de error al determinar la permeabilidad del yacimiento a través de un núcleo:

- El núcleo no puede ser representativo debido a que el yacimiento es heterogéneo.
- La muestra recuperada puede estar incompleta.

- La permeabilidad de un núcleo puede ser afectada cuando es cortada, o cuando es limpiada y secada en preparación para su análisis.



**Figura 1.5** Muestras representativas donde se destaca la composición del núcleo <sup>(4)</sup>

La permeabilidad se mide haciendo pasar un fluido con viscosidad conocida en la muestra representativa que se obtuvo del núcleo, del cual se conoce el área y la longitud, posteriormente se mide el gasto y las caídas de presión y substituyendo en la ecuación (1.29) se determina la permeabilidad de la roca.

Es necesario tener las siguientes condiciones cuando se obtiene la medición de la permeabilidad:

- Flujo laminar.
- No debe existir reacción entre el fluido y la roca.
- Únicamente presente una fase que sature la roca al 100%.

- **Permeabilidad absoluta**

Como se hablo anteriormente sobre la medición de le permeabilidad, cuando la roca se satura al 100% con un fluido y que este no reaccione con la roca, a esta medición de la permeabilidad se le conoce como permeabilidad absoluta. Se mide con la ecuación (I.29), la cual es:

$$k = \left(\frac{q\mu}{A}\right)\left(\frac{L}{\Delta P}\right) \quad (I.29)$$

- **Permeabilidad efectiva**

La permeabilidad efectiva a un fluido es la permeabilidad del medio a ese fluido cuando su saturación es menor del 100%.

Obteniendo así tres ecuaciones: la permeabilidad efectiva al agua, aceite y gas:

$$k_w = \left(\frac{q_w\mu_w}{A}\right)\left(\frac{L}{\Delta P}\right) \quad (I.30)$$

$$k_o = \left(\frac{q_o\mu_o}{A}\right)\left(\frac{L}{\Delta P}\right) \quad (I.31)$$

$$k_g = \left(\frac{q_g\mu_g}{A}\right)\left(\frac{L}{\Delta P}\right) \quad (I.32)$$

Uno de los fenómenos de la permeabilidad efectiva es que la suma de las permeabilidades efectivas es siempre menor o igual a la permeabilidad absoluta.

- **Permeabilidad relativa**

La permeabilidad relativa a un fluido es la relación de la permeabilidad efectiva a ese fluido a la permeabilidad absoluta. Obteniendo de esa forma las siguientes ecuaciones:

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k} \quad (I.33)$$

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k} \quad (I.34)$$

$$k_{rg} = \frac{k_g}{k} \quad (I.35)$$

Que son las permeabilidades relativas del agua, aceite y gas respectivamente.

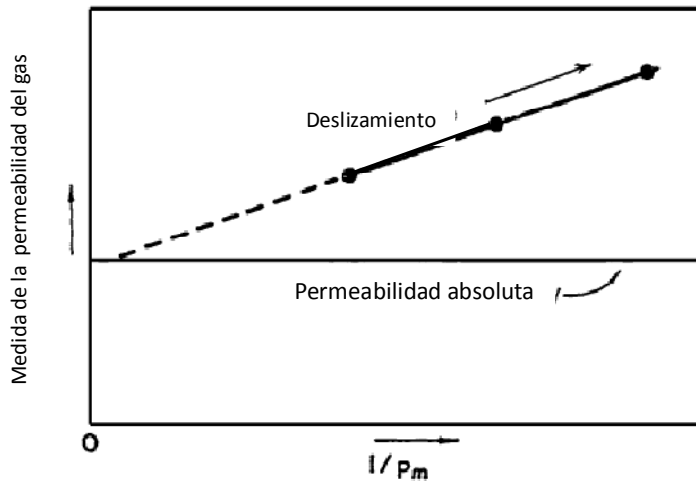
### **1.3.2 El efecto Klinkenberg (efecto de resbamiento)**

En el caso del uso de gas para determinar la permeabilidad, lo más común es usar gas seco, debido a que es conveniente debido a que minimiza la reacción fluido-roca. Cabe mencionar que para altos gastos la ecuación de Darcy es inapropiada para describir la relación entre gasto y la pérdida de presión, ya que el gasto varía con la presión debido a que el gas es altamente compresible.

Klinkenberg (1941) descubrió que al medir la permeabilidad utilizando aire como fluido, presentaba diferentes resultados al de la permeabilidad medida con un líquido. La permeabilidad obtenida fluyendo aire a través de una muestra de un núcleo era mayor que la permeabilidad obtenida haciendo pasar un líquido en la muestra.

Klinkenberg postulo en base a sus experimentos de laboratorio, que los líquidos mantienen una velocidad constante, mientras que los gases muestran una velocidad finita. En otras palabras, los gases muestran un efecto de escurrimiento o deslizamiento, debido a que a bajas presiones la molécula de gas puede tener el mismo tamaño que el de los poros por lo que no se presente un perfil de flujo. Debido a que para el caso de los gases, el fluido no se pega en la pared de los poros como se utiliza en la ecuación de Darcy y es por ello que este fenómeno de deslizamiento toma su lugar.

Graficando la permeabilidad medida contra el inverso de la presión media ( $1/P_m$ ) y se extrapola hasta donde  $1/P_m = 0$ , esta permeabilidad podría ser aproximadamente igual a la permeabilidad del líquido o la permeabilidad absoluta, tal como se presenta en la siguiente grafica:



**Figura 1.6** El efecto Klinkenberg en la medida de la permeabilidad al gas <sup>(4)</sup>

Este efecto varía de acuerdo a la muestra que se utiliza para la prueba y el tipo de gas utilizado en el experimento. La relación puede expresarse como:

$$k_g = k_l + c \left( \frac{1}{P_m} \right) \quad (I.36)$$

$$P_m = \frac{P_1 + P_2}{2} \quad (I.37)$$

donde:

$K_g$  = Permeabilidad al gas medida.

$P_m$  = Presión media.

$K_l$  = Permeabilidad al líquido o permeabilidad absoluta.

$c$  = Pendiente de la línea.

$P_1$  = Presión de flujo corriente arriba.

$P_2$  = Presión de flujo corriente abajo.

Klinkenberg sugirió que la pendiente “c” es una función de los siguientes factores:

- Permeabilidad absoluta k o la permeabilidad del medio saturada completamente con una simple fase  $K_L$ .
- El tipo de gas utilizado para medir la permeabilidad.
- El radio medio de los capilares de la roca.

Klinkenberg expreso la pendiente “c” por la siguiente relación:

$$c = bk_L \quad (I.38)$$

donde:

b = Constante que depende sobre el tamaño de las aperturas de los poros y es inversamente proporcional al radio de los capilares.

Combinando la ecuación (I.36) y (I.38), se obtiene:

$$k_g = k_L + (bk_L) \left( \frac{1}{P_m} \right) \quad (I.39)$$

Jones (1972) estudio el fenómeno del desplazamiento del gas para un grupo de muestras de núcleos para que la porosidad, la permeabilidad al liquido  $K_L$  (permeabilidad absoluta), y la permeabilidad al aire fueran determinados. El correlaciono el parámetro b con la permeabilidad al líquido con la siguiente expresión:

$$b = 6.9k_L^{-0.36} \quad (I.40)$$

Como se menciono antes, la medición de la permeabilidad es usualmente hecha con aire a una presión media por arriba de la presión atmosférica. Por lo cual sustituyendo la ecuación (I.40) y (I.39) se obtiene:

$$6.9k_L^{0.64} + P_m k_L - P_m k_g = 0 \quad (I.41)$$

donde:

$P_m$  = Presión media, psi.

$K_g$  = Permeabilidad al aire a la  $P_m$

$K_L$  = Permeabilidad absoluta (k), md.

La ecuación (I.41) es no lineal y puede ser resuelta iterativamente aplicando el método de Newton-Raphson. Por lo cual:

$$k_{i+1} = k_i - \left( \frac{f(k_i)}{f'(k_i)} \right) \quad (I.42)$$

Derivando la ecuación (I.41) se obtiene:

$$f'(k_i) = 4.416k_i^{-0.36} + P_m \quad (I.43)$$

donde:

$k_i$  = Permeabilidad supuesta de la permeabilidad absoluta, md.

$k_{i+1}$  = Nuevo valor de permeabilidad para usar en la siguiente iteración.

$f(k_i)$  = Ecuación (I.41) evaluada en la permeabilidad  $k_i$  supuesta.

$f'(k_i)$  = Primera derivada (I.43) evaluada con la  $k_i$  supuesta.

El proceso se repite hasta que exista una convergencia cuando  $f(k_i)$  se aproxima a cero o cuando los valores de  $k_i$  no cambian de manera significativa.

### 1.3.1 Permeabilidad equivalente

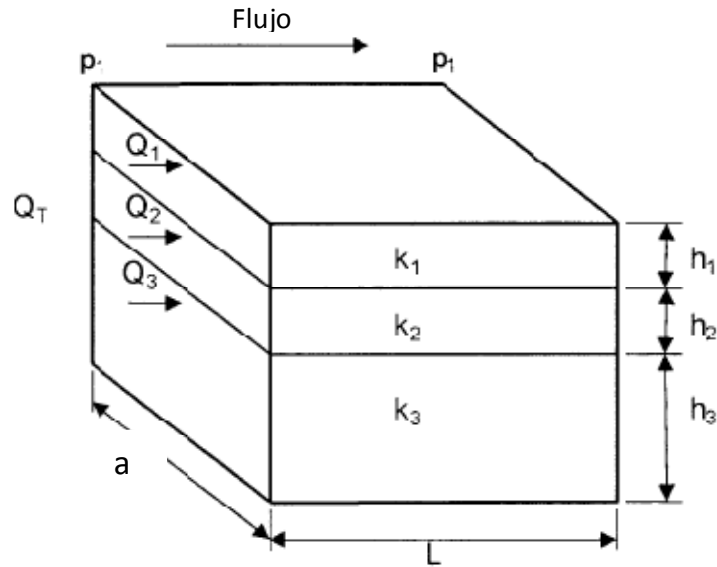
Se utiliza la permeabilidad equivalente en un sistema donde se tienen dos o más zonas con diferente permeabilidad.

#### - Para capas en paralelo y flujo lineal

Este método es usado para determinar la permeabilidad equivalente de capas paralelas con diferentes permeabilidades. Se consideran 3 capas separadas por una delgada barrera impermeable, por lo que no hay cruce de flujo de una capa a otra, tal como se muestra la **Figura 1.7**, y donde todas las capas tienen el mismo ancho.

Iniciando con la ecuación (1.28):

$$q = \frac{(kA)(\Delta P)}{\mu L} \quad (I.28)$$



**Figura 1.7** Flujo lineal a través de capas paralelas con diferentes Espesores<sup>(4)</sup>

Y aplicando para cada una de las capas y considerando que el área  $A = a \cdot h$ , se obtienen las siguientes ecuaciones:

$$q_1 = \frac{k_1 a h_1 \Delta P}{\mu L}; \quad q_2 = \frac{k_2 a h_2 \Delta P}{\mu L}; \quad q_3 = \frac{k_3 a h_3 \Delta P}{\mu L} \quad (I.44)$$

Y el gasto de todo el sistema es expresado como:

$$q_t = \frac{k_{eq} a h_t \Delta P}{\mu L} \quad (I.45)$$

Y como el gasto total es la suma de los gastos de cada capa, se tiene:

$$q_t = q_1 + q_2 + q_3 \quad (I.46)$$

Por lo tanto combinando las ecuaciones anteriores con la ecuación (I.46) se obtiene:

$$\frac{k_{eq} a h_t \Delta P}{\mu L} = \frac{k_1 a h_1 \Delta P}{\mu L} + \frac{k_2 a h_2 \Delta P}{\mu L} + \frac{k_3 a h_3 \Delta P}{\mu L} \quad (I.47)$$

Eliminando términos comunes y despejando la permeabilidad equivalente se tiene:



$$k_{eq} = \frac{k_1 h_1 + k_2 h_2 + k_3 h_3}{h_t} \quad (I.48)$$

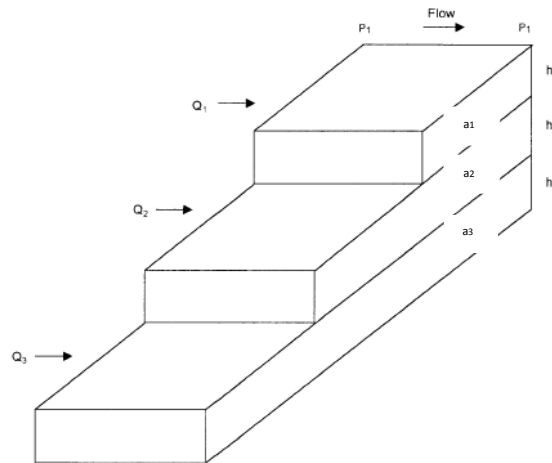
Por lo que generalizando la ecuación (I.48) se obtiene:

$$k_{eq} = \frac{\sum_{i=1}^n k_i h_i}{\sum_{i=1}^n h_i} \quad (I.49)$$

Que es la ecuación para determinar la permeabilidad equivalente (o la permeabilidad absoluta promedio) para un sistema de capas en paralelo y flujo lineal.

Para un caso similar la **Figura 1.8**, en el que las áreas son diferentes, la ecuación (I.49) se puede escribir de la siguiente forma:

$$k_{eq} = \frac{\sum_{i=1}^n k_i A_i}{\sum_{i=1}^n A_i} \quad (I.50)$$



**Figura 1.8** Flujo lineal a través de capas paralelas con diferentes áreas <sup>(4)</sup>

- **Permeabilidad equivalente para capas en serie y flujo lineal**

Las variaciones de la permeabilidad pueden ocurrir lateralmente en un yacimiento, como por ejemplo en la vecindad de un pozo. Se presenta la **Figura 1.9** que consta de 3 capas en serie cada una con diferente permeabilidad.

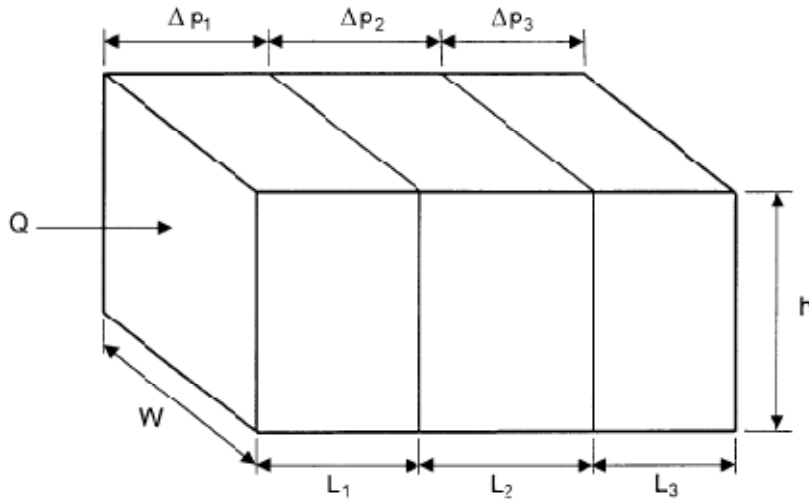


Figura 1.9 Flujo lineal a través de capas en serie<sup>(4)</sup>

Utilizando la ecuación de Darcy para flujo lineal (1.28) y considerando que la caída de presión es igual a la suma de las caídas de presión en cada capa, tal como se muestra a continuación:

$$\Delta P_t = \Delta P_1 + \Delta P_2 + \Delta P_3 \quad (I.51)$$

$$\frac{q\mu L}{Ak_{eq}} = \frac{q\mu L_1}{Ak_1} + \frac{q\mu L_2}{Ak_2} + \frac{q\mu L_3}{Ak_3} \quad (I.52)$$

Eliminando términos iguales y despejando la permeabilidad equivalente se obtiene:

$$k_{eq} = \frac{L}{\left(\frac{L}{k}\right)_1 + \left(\frac{L}{k}\right)_2 + \left(\frac{L}{k}\right)_3} \quad (I.53)$$

En forma general la ecuación anterior queda de la siguiente manera:

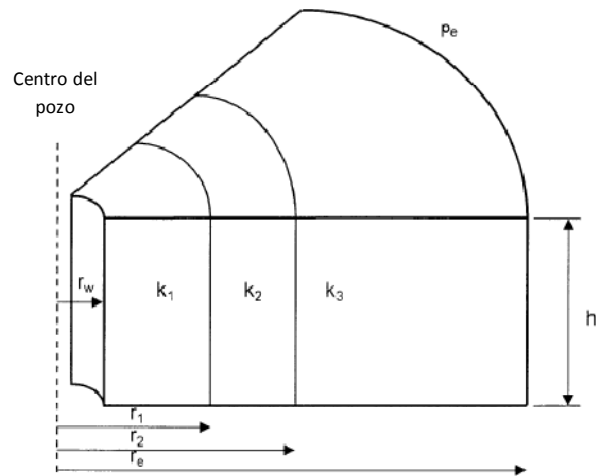
$$k_{eq} = \frac{\sum_{i=1}^n L_i}{\sum_{i=1}^n \left(\frac{L}{k}\right)_i} \quad (I.54)$$

donde:

\$L\_i\$ = Longitud de cada capa

\$k\_i\$ = Permeabilidad absoluta de cada capa

Para el sistema radial (**Figura 1.10**), se aplica una metodología similar a la explicada anteriormente para obtener las permeabilidades equivalentes en flujo lineal. De esta manera se logra obtener la siguiente ecuación generalizada:



**Figura 1.10** Sistema radial con flujo a través de capas en series

$$k_{eq} = \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) / \left(\sum_{j=1}^n (\ln(r_j/r_{j-1})/k_j)\right) \quad (1.55)$$

## 2. ESTIMULACIONES

### 2.1 DAÑO A LA FORMACIÓN

#### 2.1.1 Definición de daño

Todos los pozos son susceptibles a sufrir un daño a la formación productora, esto puede ser desde una pequeña pérdida en la productividad o hasta el taponamiento completo de la zona productora.

La causa básica de daño a la formación es aquella que se da por un fluido ajeno a este. Este fluido puede ser lodo de perforación, un fluido de terminación, una estimulación o el mismo fluido del yacimiento si las propiedades de este son alteradas.

En general podemos definir el daño a la formación como un factor que ocasiona la pérdida de productividad de un pozo como resultado de un contacto de la roca con fluidos a materiales extraños, o por un obturamiento de los canales permeables por el mismo proceso de producción.

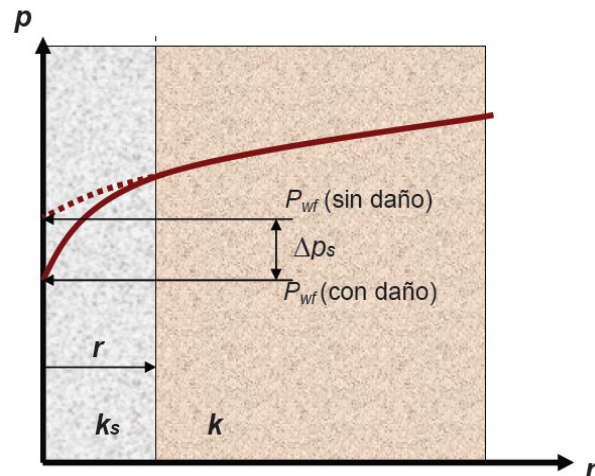


Figura 2.1 Caída de presión adicional en una formación con daño en la vecindad del pozo<sup>(4)</sup>

Es importante conocer el mecanismo de daño, su localización y como está afectando al flujo para poder desarrollar una efectiva estrategia de tratamiento.

## 2.1.2 Clasificación de los mecanismos de daño

Los mecanismos de daño pueden clasificarse de acuerdo a como cada uno de ellos hacen disminuir la producción. Se divide en 3 partes principales, que son:

- Permeabilidad absoluta reducida
- Permeabilidad relativa reducida
- Incremento de la viscosidad de los fluidos del yacimiento

A continuación se describen las causas de su origen y los problemas que originan a los pozos:

- **Permeabilidad absoluta reducida:**

Es resultado desde el taponamiento de los canales, esto debido a que los conductos porosos, las fracturas naturales o inducidas pierden la capacidad de flujo debido a un bloqueo parcial por sólidos o por alguna emulsión, hasta inclusive llegar al taponamiento o bloqueo total.

Las formaciones tienen poros interconectados con un rango de diámetro de entre 10 a 100 micrones y debido a que el lodo de perforación contiene partículas de barita con diámetros menores a 43 micrones y algunas alcanzando 75 micrones. Para el caso del cemento y las arcillas se tienen diámetros de 80 y de 3 a 5 micrones, respectivamente. En el caso de los fluidos de perforación, estas partículas llegan a entrar a la formación a través de los conductos porosos y si el flujo es alto llegan a taponar rápidamente estos conductos o al menos provocar un daño.

La mojabilidad juega un papel importante, debido a que en un proceso de producción las partículas migratorias están mojadas por aceite, estas tenderán a fluir con el aceite provocando la formación de puentes o inclusive un taponamiento.

Otro fenómeno que puede producir un taponamiento es el hinchamiento de arcillas contenidas en la formación, esto debido al entrar en contacto con aguas extrañas al yacimiento.

- **Permeabilidad relativa reducida:**

Puede ser ocasionada debido al incremento de la saturación de agua cerca de la pared del pozo, causado ya sea por la alta invasión del filtrado o por una conificación del agua de formación. Así mismo, el uso de surfactantes puede ocasionar el cambio de mojabilidad de la roca y ocasionando la reducción de la permeabilidad relativa al aceite y alterando la permeabilidad absoluta.

La geometría de los poros juega un papel importante asociándola con el área superficial, ya que al disminuir el volumen de los poros con las partículas transportadas dentro del yacimiento, aumenta el área superficial y por lo tanto es más fácil aumentar la permeabilidad relativa al agua, esto si las partículas son mojadas por agua y de esta manera dejando un menor espacio disponible para el flujo del aceite y en general afectando su permeabilidad relativa.

- **Incremento de la viscosidad de los fluidos del yacimiento:**

Es un resultado de la cantidad de filtrado que entra a la formación, mezclándose con los fluidos de la formación y generando emulsiones en el cual la fase continua es el aceite y la fase dispersa es el agua y estas emulsiones tienen una viscosidad más alta que si la fase continua fuera el agua. Cuando se encuentran arcillas o en general sólidos finos o partículas de hidrocarburos sólidos en unión con algún surfactante, estas generalmente hacen más estable la emulsión. Esto puede darse durante alguna estimulación con la utilización de algún surfactante.

### **2.1.3 Origen del daño a la formación**

Como se menciono anteriormente, el daño está asociado con la invasión de fluidos extraños al yacimiento y esto se da primeramente con los fluidos de perforación y terminación, debido a que contienen diferentes productos químicos para su elaboración y estos son agregados para un objetivo en particular, tal como por ejemplo los densificantes, controladores de filtrado, viscosificantes, etc. Así mismo, procedimientos posteriores a la perforación tal como los disparos, fluidos para la estimulación, residuos de un fracturamiento hidráulico, empaques de grava y otros factores pueden originar un daño severo a la formación.

El daño a la formación es típicamente categorizado por el mecanismo de su creación y este puede ser natural o inducido. El daño natural son aquellos que ocurren principalmente como un resultado de la producción del fluido del yacimiento. Para el caso del daño inducido son el resultado de una operación externa que fue realizada sobre el pozo tal como una terminación, reparación, inyección o tratamiento de estimulación.

A continuación se da una breve explicación de algunos daños naturales e inducidos al yacimiento:

- **Cambios en la mojabilidad del yacimiento:**

Debido a que los fluidos extraños al yacimiento contienen agentes tensoactivos, estos cambian la tensión superficial de los fluidos contenidos en el yacimiento y cambian su mojabilidad. Cuando una roca es mojada por aceite existen tratamientos con surfactantes para corregir ese problema, pero es necesario elegir el adecuado para no ocasionar algún nuevo problema dentro del yacimiento, por ello es importante realizar pruebas en laboratorio.

- **Cambio en las estructuras de las arcillas:**

Existen minerales arcillosos en el 95 por ciento de las formaciones areniscas, encontrándose estos envolviendo a los granos o mezclados en general con la arena.

Una característica importante es el contacto de las arcillas con el agua. Esto se da debido a la hidratación de los cationes (iones (átomos o moléculas) con carga positiva) y la distribución de las cargas negativas entre las capas estructurales de la arcilla, ya que el agua entre las superficies planas de los cristales ayuda a separar las placas individuales del cristal sirviendo como lubricantes y ayudando al hinchamiento de las mismas.

Al afectar su medio de equilibrio con el agua de la formación, provoca una modificación negativa en la permeabilidad del yacimiento, aun cuando este efecto no sea tan grande para la porosidad total.

- **Taponamiento por sólidos:**

Esto se da debido a los sólidos que son transportados dentro del yacimiento durante el proceso de enjarre, y debido a que hay diferentes variedades de tamaño de partículas, estas pueden formar puentes o un sistema de taponamiento muy efectivo, pero estos pueden eliminarse parcialmente al someterlos a un flujo a contra corriente. Este efecto de taponamiento al generarse el enjarre no va más allá de 5 a 8 centímetros dentro del yacimiento. El uso de controladores de filtrado es de gran ayuda para poder formar el enjarre más rápidamente y disminuyendo de esta manera la entrada de sólidos dentro de la formación.

- **Depósitos orgánicos tal como parafinas o asfáltenos:**

Los depósitos orgánicos son hidrocarburos de alto peso molecular (parafinas o asfáltenos) que precipitan debido a la disminución de la presión y temperatura. Principalmente son localizados en la tubería o en la formación. Hay varios mecanismos de depositación de las parafinas y asfáltenos, pero estos son muy complejos y los principales mecanismos son la variación de la presión y la temperatura en el sistema de flujo.

Los depósitos orgánicos no pueden ser confundidos con otro tipo de depósito llamado sludge (lodillo asfáltico), ya que este es una emulsión viscosa producida por la reacción entre un cierto aceite crudo y un fuerte ácido inorgánico por ejemplo el HCl. El sludge es muy difícil de disolver, por ello es mejor prevenir su formación, para ello es necesario realizar pruebas de laboratorio para verificar que los aditivos o surfactantes utilizados en una estimulación sean compatibles.

La temperatura a la que el primer cristal de parafina en forma sólida precipita, es conocida como punto nube. Las parafinas son normalmente encontradas en la tubería cerca de la superficie donde las caídas de temperatura y de presión son mayores, pero en general se puede decir que la parafina es un problema integral, debido a que puede presentarse desde el yacimiento, hasta las instalaciones superficiales de almacenamiento.



La parafina está asociada a la producción de hidrocarburos líquidos y es encontrada en el campo como un material ceroso, de alto peso molecular, cuyo número de carbonos varía entre 20 – 50. La parafina la constituyen cadenas de hidrocarburos cuya fórmula química condensada es:  $C_nH_{2n+2}$ .

La parafina es soluble en la mayoría de los derivados líquidos del petróleo.

Los asfáltenos son encontrados en una de sus tres formas:

- Resinas neutras: hidrocarburos aromáticos de alto peso molecular.
- Asfáltenos: sustancias solidas no cristalinas, solubles en benceno y bisulfuro de carbono, pero no en destilados de petróleo.
- Ácidos asfaltogénicos: sustancias solubles en benceno y soluciones alcalinas.

Su precipitación ocurre debido a que se rompe el equilibrio de la suspensión, tal como la perdida de presión, aunque hay otros mecanismo que causan su precipitación tal como: empleo de solventes (isooctano, isohexano, pentano normal y acetona), cambio de presión y temperatura, segregación gravitacional, electrodeposición y potenciales de corriente.

Para el caso de la precipitación por segregación gravitacional se da debido a la diferencia de densidades entre el crudo y el material asfaltico. Debido a que el tamaño de las partículas de material asfaltico tienen un rango de 30 a 65 angstrom, es necesario utilizar métodos para separarlos del crudo, tal es el caso de los métodos de ultracentrifugación, cuya fuerza equivale a 80,000 veces la aceleración gravitacional.

La electrodeposición, se da debido a que las partículas asfálticas poseen una carga negativa y debido al flujo del aceite en medios capilares se genera una diferencia de potencial entre éste y la pared del conducto y las partículas asfálticas son atraídas hacia la pared.

## 2.2 ESTIMULACIÓN POR FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

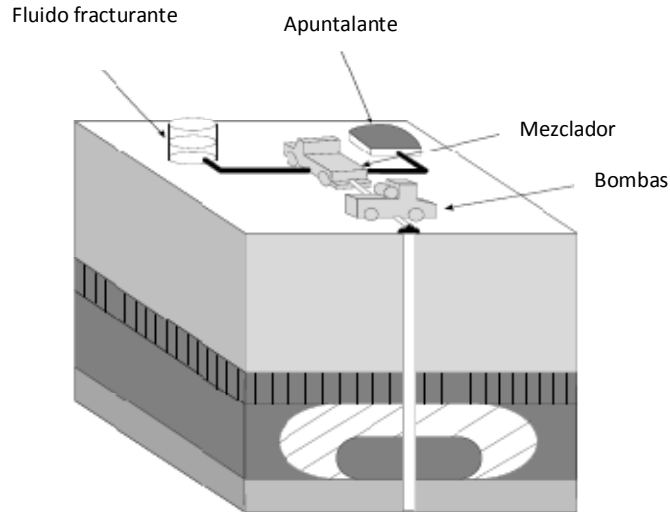
### 2.2.1 Conceptos de fracturamiento

El fracturamiento hidráulico fue introducido al inicio de las 50' s y su evolución en las técnicas de aplicación se mejoraron notablemente.

El objetivo de realizar un fracturamiento hidráulico es el incrementar la productividad de los pozos, esto mediante un sistema de canales conductivos a una cierta distancia del pozo hacia dentro de la formación.

El fracturamiento hidráulico es una técnica de estimulación que es más apropiada a pozos en baja y moderada permeabilidad en el yacimiento, y que no proporcionan un gasto de producción comercial aun si el daño de la formación es removido por tratamientos ácidos.

Los trabajos de fracturamiento son llevados a cabo usando bombas, mezcladores, tanques de fluidos y apuntalantes. La **Figura 2.2** muestra simplificada el equipo esencial utilizado en un tratamiento de fracturamiento hidráulico de un pozo de aceite y gas. Un trabajo de fracturamiento hidráulico es dividido en 2 etapas: la etapa de fractura con un fluido sin la presencia de apuntalante y la etapa de mezcla del fluido fracturante con el apuntalante, tal como se muestra en la **Figura 2.3**. En la etapa de fractura, el fluido fracturante únicamente es inyectado en el pozo para romper la formación y crear una fractura. La fractura es creada debido a que la presión de inyección del fluido fracturante es mayor que la presión de fractura de la formación. Después de lograr el crecimiento de la fractura a un tamaño deseado, la etapa de mezclado del fluido con el apuntalante empieza. Durante esta última etapa, como se dijo anteriormente el fluido fracturante es mezclado con el apuntalante o con arena en un mezclador y es inyectado en la fractura.

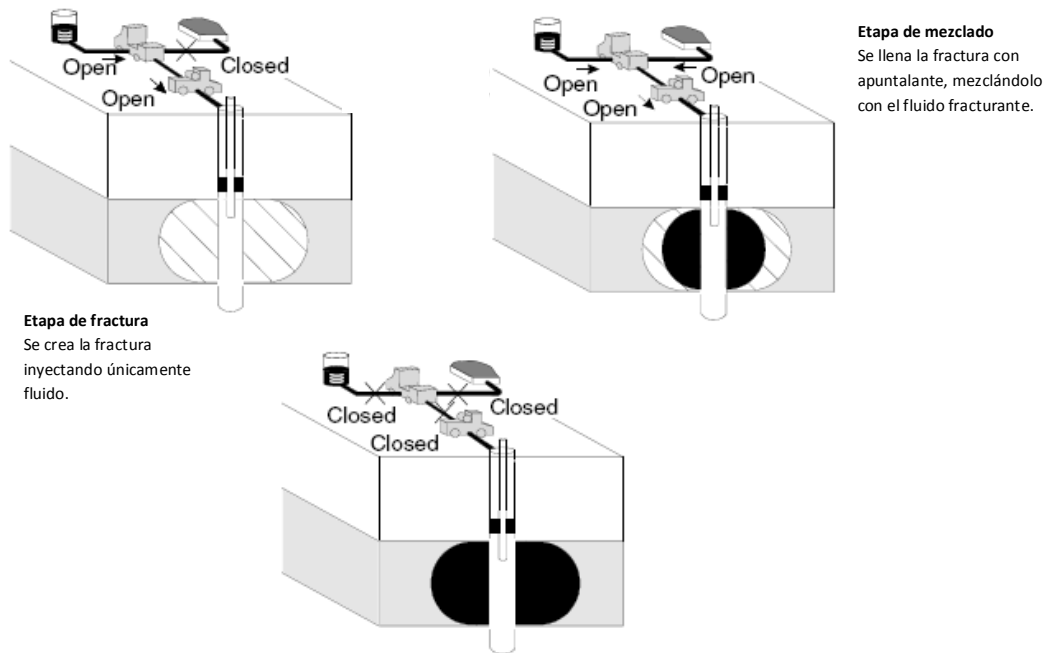


**Figura 2.2** Esquema de los equipos utilizados en un tratamiento de fracturamiento hidráulico.

Existen diversas teorías para predecir el fracturamiento de una formación y para calcular los esfuerzos principales en la roca, existiendo un desacuerdo.

En la mayoría de los procedimientos se supone la existencia de las siguientes condiciones:

- La formación es isotrópica, homogénea y elástica. Bajo estas condiciones las características de esfuerzo-resistencia de la roca puede expresarse en función de su modulo de Young y su relación de Poisson.
- La fractura se inicia en un agujero descubierto de diámetro uniforme.
- Se crea una fractura que se extiende a ambos lados del pozo.
- El fluido fracturante es incompresible.
- La altura de la fractura se estima considerando las condiciones de la formación.



**Figura 2.3** Un esquema para mostrar el procedimiento de un tratamiento de fracturamiento hidráulico.

**- Propiedades mecánicas de la roca**

Ley de Hooke: Si una barra empotrada de acero de longitud C, se somete a una fuerza de tensión F, se observará que dentro de ciertos límites, su deformación longitudinal,  $\delta/l$ , es proporcional a la fuerza aplicada e inversamente proporcional al área transversal A de dicha barra, o sea:

$$\frac{F}{A} = E \left( \frac{\delta}{l} \right) \tag{II. 1}$$

Donde E es la constante de proporcionalidad, conocida como modulo de Young. Su valor es característico para cada material y debe obtenerse experimentalmente. En la tabla siguiente se muestran los valores de E que pueden usarse para diferentes formaciones.

**Tabla 1** Valores característicos de E

TIPO DE ROCA	E (lb/pg <sup>2</sup> x 10 <sup>6</sup> )	
	RANGO	VALOR PROMEDIO
Caliza, dolomía dura	8.0 a 13.0	10.5
Arenisca dura, densa	5.0 a 7.5	6.25
Arenisca de dureza media	2.0 a 4.0	3.0
Arenisca poco consolidada	0.5 a 1.5	1.0

Coefficiente de Poisson: Si se observa la barra empotrada sometida a la fuerza de tensión, se detectara también la presencia de una deformación transversal. Si  $\epsilon_v$  representa la deformación unitaria longitudinal (vertical), o sea:

$$\epsilon_v = \frac{\delta}{l} \quad (II.2)$$

Y  $\epsilon_h$  es la deformación unitaria transversal.

$$\epsilon_h = \frac{D - D1}{D} \quad (II.3)$$

Entonces se define el coeficiente o relación de Poisson como el cociente de las deformaciones unitarias horizontal y vertical.

$$\nu = \frac{\epsilon_h}{\epsilon_v} \quad (II.4)$$

Para predecir la geometría de la fractura es necesario conocer el valor de  $\nu$ . Como este factor tiene poca influencia en los resultados, se obtiene una aproximación satisfactoria usando los valores típicos enlistados a continuación:

**Tabla 2** Relación de Poisson

TIPO DE ROCA	RELACION DE POISSON
Rocas carbonatadas duras	0.25
Rocas carbonatadas suaves	0.30
Areniscas	0.20

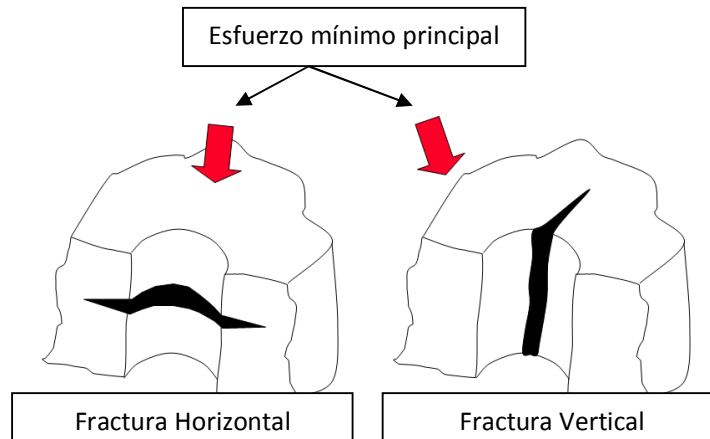
## 2.2.2 Mecanismo de fractura

Hubbert y Willis demostraron que la orientación de una fractura inducida depende de las condiciones geológicas y no puede controlarse por procedimientos mecánicos o hidráulicos. Los esfuerzos que actúan sobre la formación, pueden representarse por tres esfuerzos normales entre si, que son equivalentes al sistema de esfuerzos del cual han sido derivados.

La formación está saturada con fluidos a presión, constituye un sistema de esfuerzos roca-fluidos, el conjunto de esfuerzos existente en este sistema puede dividirse en dos esfuerzos parciales: 1) la presión que prevalece en

el fluido y actúa sobre los componentes sólidos del sistema y 2) un esfuerzo adicional que actúa exclusivamente sobre la parte sólida de la formación. El esfuerzo total es la suma de estos dos.

Si en estas condiciones se aplica localmente presión dentro de la roca, y se incrementa dicha presión, los esfuerzos en la matriz se reducirán igualmente en sus tres direcciones principales. A medida que se reducen estos esfuerzos, el esfuerzo principal menor alcanzará un valor igual a cero y un incremento adicional en la presión interna provocará el tensionamiento de la roca en esa dirección. Cuando se exceda la resistencia a la tensión de la roca, esta se partirá a lo largo del plano perpendicular a su mínimo esfuerzo principal. La presión requerida para propagar la fractura será igual a la requerida para iniciarla, si se usa un fluido penetrante. Sin embargo, cuando el fluido usado es no-penetrante (debido a sus propiedades de pérdida de filtrado a la existencia de una zona dañada en la vecindad del pozo), se requerirá una presión adicional para iniciar la fractura.



**Figura 2.4** Esfuerzos mínimos principales para la creación de una fractura

Hubbert y Willis dedujeron la presión de fractura de la siguiente forma: Se deduce que es igual en magnitud y sentido contrario a la sumatoria de la presión de poro y el esfuerzo vertical efectivo soportado por la roca.

$$\sigma_{ob} = \sigma_v + P_p \quad (II.5)$$

donde:

$\sigma_{ob}$  = Esfuerzo de sobrecarga, psia

$\sigma_v$  = Esfuerzo vertical efectivo, psia

$P_p$  = Presión de poro, psia

El esfuerzo horizontal efectivo varia de 1/3 a 1/2 del esfuerzo vertical efectivo ( $\sigma_v$ ):

$$\sigma'_h = \left(\frac{1}{3}\right) \sigma_v \quad (II.6)$$

$$\sigma'_h = \left(\frac{1}{2}\right) \sigma_v \quad (II.7)$$

Sustituyendo en la ecuación (II.5) se obtiene:

$$\sigma'_h = \left(\frac{1}{3}\right) (\sigma_{ob} - P_p) \quad (II.8)$$

$$\sigma'_h = \left(\frac{1}{2}\right) (\sigma_{ob} - P_p) \quad (II.9)$$

La presión de fractura se define como:

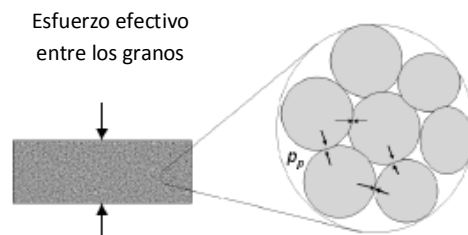
$$P_f = P_p + \sigma_h \quad (II.10)$$

Substituyendo las ecuaciones (II.8) y (II.9) en (II.10), se obtiene finalmente la presión de fractura:

$$P_f = P_p + \left(\frac{1}{3}\right) (\sigma_{ob} - P_p) \quad (II.11)$$

$$P_f = P_p + \left(\frac{1}{2}\right) (\sigma_{ob} - P_p) \quad (II.12)$$

El esfuerzo de sobrecarga es soportado por los granos de la roca y el fluido dentro de los espacios porosos de dichos granos. El esfuerzo de contacto entre los granos es llamado: esfuerzo efectivo. Tal como se muestra en la **Figura 2.5**.



**Figura 2.5** Esfuerzo de contacto entre los granos de la roca

Conforme la inyección del fluido fracturante continua, la fractura tiende a crecer al igual que la presión del fluido ejerciendo sobre las caras de la misma. Después de suficiente fluido fracturante que fue inyectado, para abrir la fractura lo suficientemente a lo ancho, para aceptar apuntalante que es agregado al fluido fracturante y llevado dentro de la fractura para mantenerla abierta después del trabajo.

Cuando suficiente apuntalante es inyectado, las bombas se apagan, la presión disminuye y la presión de sobrecarga trata de cerrar la fractura pero el apuntalante la mantiene abierta.

El ancho de la fractura es relacionado a la presión de fractura neta (presión muy por arriba de la presión de cierre de la fractura), esta presión varía de acuerdo a la elasticidad que tenga cada roca.

Como el apuntalante entra en la fractura y es depositado, es requerido mayor presión del fluido para crear un mayor esfuerzo en las caras de la fractura para incrementar el ancho de la misma, debido a que si existen limitaciones tanto en el equipo, en el la tubería de revestimiento, bajo gasto de la inyección de fluido u otra limitación, el apuntalante no logra entrar en la fractura ocasionando que este se vaya a otros lados como lo es dentro del casing que es algo indeseable en el tratamiento. Por ello es necesario generar una buena longitud y un buen ancho en la fractura para que el tamaño del apuntalante seleccionado entre y se deposite dentro de la fractura.

- **Diseño e implementación:**

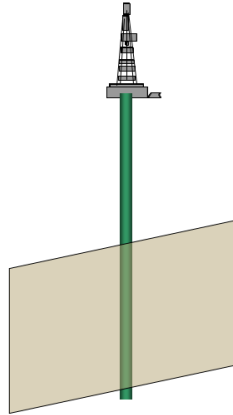
Se debe orientar la fractura de acuerdo al pozo que se tenga, por ejemplo:

- Pozo vertical – Fractura vertical.
- Pozo horizontal – Fractura longitudinal.
- Pozo horizontal con una fractura vertical transversal.
- Intersección de un pozo vertical con una fractura vertical.

Para obtener una rentable estimulación por fracturamiento hidráulico se considera: la capacidad de flujo de la roca, el mecanismo de fractura de la zona productora y el límite de la misma, las características del fluido



fracturante, tipo de apuntalante y su transporte hacia la fractura, el resultado esperado es el incremento de la producción y su beneficio económico. Estos son algunos factores importantes para el diseño y la implementación de un fracturamiento.



**Figura 2.6** Pozo vertical – Fractura Vertical

**Presión de cierre de la fractura:** para mantener la fractura abierta después de haberla hecho, la presión debe de exceder la presión de poro por una cantidad igual al mínimo esfuerzo efectivo. Esta presión usualmente llamada presión de cierre de la fractura. El gradiente de fractura es la presión de cierre de la fractura dividido por la profundidad.

**Presión de propagación de la fractura:** Como la fractura es extendida, la presión en la fractura (presión de propagación de la fractura) aumenta como un resultado de la fricción del fluido requerido para empujar el fluido fracturante por un incremento de distancia en dirección del tipo de fractura.

**Presión neta de fractura:** La presión en exceso de la presión de cierre de la fractura, es conocida como la presión neta de fractura. La presión neta de fractura actúa contra la elasticidad o el modulo de Young de la roca para abrir lo más ancho la fractura.

**Esfuerzo al apuntalante:** El apuntalante debe ser seleccionado de acuerdo a las condiciones de esfuerzo en el interior. El mínimo esfuerzo de la roca es de interés porque este esfuerzo ayudara a mantener la fractura abierta. El apuntalante en el área critica cerca del agujero es sujeto a más esfuerzo

a diferencia de los que están más alejados, esto sucede porque la presión de poro se reduce cerca del pozo debido al proceso de producción.

- **Incremento de la producción**

**Nuevas zonas expuestas:** el incremento de la producción depende de una combinación de factores geológicos y esfuerzos de la formación que muchas veces no son conocidos.

En una formación carbonatada donde la productividad depende de la porosidad o en una arena de tipo deltaico donde la permeabilidad está relacionada con la geometría del depósito regional, tienen la posibilidad de incrementar la productividad por fracturamiento en nuevas zonas, sin embargo en algunas situaciones estas zonas pueden aportar agua o gas, lo que no es conveniente.

**Patrón de flujo radial cambiado a flujo entre dos placas:** El incremento de la producción por el cambio de patrón de flujo se da como resultado de la creación de una gran fractura conductiva, extendida a una larga distancia desde el pozo.

Para fracturas verticales, el incremento de la productividad depende fundamentalmente en la conductividad de la fractura relativa a la permeabilidad de la formación. A menos que fracturas altamente conductivas puedan ser generadas, la longitud de la fractura tiene poca importancia. En contraste si la roca del yacimiento tiene muy baja permeabilidad, hasta llegar a considerarse relativamente impermeable, la longitud de la fractura toma un papel sumamente importante incrementando la producción.

Después de un fracturamiento hidráulico, el índice de productividad puede ser calculado con la siguiente ecuación:

$$q = J\Delta P \quad (II.13)$$

donde:

$$J = \left( \frac{2\pi kh}{B\mu} \right) \left( \frac{1}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + S_f} \right) = \left( \frac{2\pi kh}{B\mu} \right) J_D \quad (II.14)$$

Donde  $S_f$  es el pseudo daño para describir después del tratamiento el índice de productividad.  $S_f$  es función del ancho y largo de la fractura, dimensión conductiva de la fractura y radio del pozo; y  $J_D$  es función del ancho y largo de la fractura, dimensión de la fractura y radio de drenaje.

Así mismo es importante proporcionar apoyo a la fractura en el área crítica cerca del agujero, debido a que si una pequeña porción de la fractura es dejada sin apoyo, la fractura cerrará y todo el trabajo de estimulación logrado es perdido si esto ocurre.

### 2.2.3 Fluidos fracturantes

Básicamente aceite o agua son fluidos usados para crear, extender y colocar apuntalante en la fractura. El estudio de los fluidos fracturantes ha tenido grandes avances como lo es mucho mayor viscosidad al fluido, mejor estabilidad a altas temperaturas y minimizar los efectos de daño a la formación.

#### - Fluidos de aceite crudo:

Estos fluidos fracturantes son baratos y tienen inherente viscosidad que los hacen ser ventajosos para gastos de inyección bajos, fracturando a bajas profundidades por cuestiones de seguridad.

#### - Fluidos de agua gelificada:

El agua gelificada como fluido fracturante (geles acuosos lineales) tiene especial ventaja debido a su mayor densidad y menor pérdida de presión por fricción en pozos más profundos y donde mayores gastos de inyección son necesarios. En altas temperaturas, este fluido fracturante puede mantenerse por arriba de los 250 °F.

#### - Geles acuosos activados:

Tienen muy alta viscosidad para crear anchas fracturas, y además proporcionar la capacidad de colocación del apuntalante en la estimulación de zonas altamente permeables o para proporcionar o mantener el largo de la fractura en la estimulación de zonas con baja permeabilidad.

- **Fluidos de emulsión:**

Proporciona buena viscosidad y la capacidad de transportar apuntalante y buena limpieza a razonable costo.

- **Fluidos de aceite gelificado:**

Tienen principal aplicación en zonas de arenas con agua sensible.

- **Fluidos espumados:**

Tienen principalmente aplicación en zonas de gas de baja permeabilidad. Usualmente, suficiente nitrógeno es agregado para producir 65 a 75% de la calidad de la espuma. Una principal ventaja de la espuma es excelente en tratamientos de limpieza por la pequeña cantidad de líquido y la gran cantidad de energía representada por la alta presión del nitrógeno. El uso de los fluidos espumados es relativamente nuevo, sin embargo su aplicación está en aumento.

- **Fluidos de alcohol:**

Tienen principalmente aplicación en zonas de gas seco de baja permeabilidad donde, debido a la permeabilidad relativa, el aceite no debería ser usado.

- **Geles de ácidos débiles:**

Tienen aplicación en arenas sucias donde la estabilización de la arcilla puede ser importante.

## 2.3 ESTIMULACIÓN POR ACIDIFICACIÓN MATRICIAL

### 2.3.1 Introducción

Es una técnica para estimular pozos para aumentar su índice de productividad. En el tratamiento, una solución ácida es inyectada dentro de la formación para disolver algunos minerales para recuperar la permeabilidad de las areniscas (removiendo daño) o incrementando la permeabilidad de carbonatos cerca del agujero.

### 2.3.2 Interacción roca-ácido

Minerales que están presentes en los poros de las areniscas, incluyendo la bentonita, caolinita, calcita, dolomía, siderita, cuarzo, albita, ortoclasa y otros. Estos minerales pueden ser de la invasión de un fluido externo durante la perforación, cementación, y la terminación o del material presente desde la formación de la roca. Los más comúnmente ácidos usados son el ácido clorhídrico (HCl) y el ácido fluorhídrico (HF).

#### - Principales reacciones químicas:

Minerales de silicato tal como las arcillas y feldespatos en los poros de las areniscas son normalmente removidos usando mezclas de HF y HCl, mientras que los minerales de carbonato son usualmente atacados con HCl. La cantidad de ácido requerido para disolver una dada cantidad de mineral es determinada por la estequiometría (cálculo de las relaciones de los reactivos y productos en una reacción química) de la reacción química.

### 2.3.3 Diseño de acidificación de areniscas

El propósito de la acidificación de la arenisca es para remover el daño cerca del agujero que ocurrió durante la perforación y los procesos de terminación del pozo. El tratamiento ácido es únicamente necesario cuando es seguro que el daño a la formación es significativo para afectar la productividad del pozo.

- **Selección del ácido:**

El tipo de ácido y la concentración en la solución ácida usada en la acidificación, es seleccionado sobre la base de los minerales en la formación y la experiencia de campo. Para areniscas, el típico tratamiento usualmente consiste de una mezcla de 3 % peso de HF y 12% peso de HCl, precedido por un 15% peso de HCl *preflush* (normalmente ácido clorhídrico, bombeado delante del principal fluido de tratamiento, con el objetivo para desplazar la salmuera en la cercanía del agujero conteniendo iones de K, Na, Ca disminuyendo la posibilidad de cristalización al reaccionar con el ácido fluorhídrico que podrían taponar los poros). McLeod (1984) presento una pauta para la selección del ácido en base a la gran experiencia de campo. Su recomendación para tratamiento de arenas son presentados en la **Tabla 3**. Aunque sus recomendaciones deberían de servir únicamente como punto de partida.

**Tabla 3** Tipo de ácido recomendado y concentración para acidificación de arenas

HCl Solubilidad > 20%	uso único de HCl
<b>Arena de alta permeabilidad (k &gt; 100 md)</b>	
Alto cuarzo (80%), baja arcilla (< 5%)	10% HCl-3% HF <sup>a</sup>
Alto feldespato (> 20%)	13.5% HCl-1.5% HF <sup>a</sup>
Alta arcilla (> 10%)	6.5% HCl-1% HF <sup>b</sup>
Alta arcilla de clorito de hierro	3% HCl-0.5% HF <sup>b</sup>
<b>Arena de baja permeabilidad (k &lt; 10 md)</b>	
Baja arcilla (< 5%)	6% HCl-1.5% HF <sup>c</sup>
Alto clorito	3% HCl-0.5% HF <sup>d</sup>
<sup>a</sup> preflush con 15% HCl	
<sup>b</sup> preflush con 5% HCl	
<sup>c</sup> preflush con 7.5% HCl o 10% ácido acético	
<sup>d</sup> preflush con 5% ácido acético	

- **Volumen necesario de ácido:**

El volumen de ácido deberá de ser suficientemente grande para remover el daño cerca del agujero y suficientemente baja para reducir el costo de

tratamiento. El volumen de ácido necesitado depende fuertemente sobre la profundidad de la zona dañada, que es pocas veces conocida y también dependerá del gasto de inyección. Además, el ácido nunca será igualmente distribuido a todas las partes de la formación dañada. Para asegurar que una suficiente cantidad de ácido contacte la mayor parte de la formación dañada, una gran cantidad de ácido es necesaria.

El mínimo volumen de ácido requerido es expresado como:

$$V_a = \frac{V_m}{X} + V_p + V_m \quad (II.15)$$

donde:

$V_a$ = El volumen de ácido mínimo requerido, ft<sup>3</sup>

$V_m$ = Volumen de minerales para ser removido, ft<sup>3</sup>

$V_p$ = Volumen de poro inicial, ft<sup>3</sup>

y

$$V_m = \pi(r_a^2 - r_w^2)(1 - \phi)C_m \quad (II.16)$$

$$V_p = \pi(r_a^2 - r_w^2)\phi \quad (II.17)$$

donde:

$r_a$ = Radio del tratamiento ácido, ft

$r_w$ = Radio del agujero, ft

$\phi$ = Porosidad, fracción

$C_m$ = Contenido de mineral, fracción volumen

Numerosos esfuerzos han sido hechos en las pasadas dos décadas, para desarrollar un método riguroso, para calcular el volumen de ácido mínimo requerido. El método más utilizado comúnmente es el modelo de doble mineral, pero es necesaria una técnica numérica para obtener una solución general.

Debido a que la mezcla de ácido clorhídrico y fluorhídrico no disuelve muchos de los minerales de la formación, pero disuelven los materiales que obturan la garganta del poro, Economides y Nolte (2000) sugieren tomar el volumen de poro inicial dentro del radio de tratamiento como el

volumen de ácido mínimo requerido para la principal etapa del tratamiento de acidificación.

- **Gasto de inyección del ácido:**

El gasto de inyección deberá ser seleccionado sobre la base de disolución y extracción del mineral y la profundidad de la zona dañada. Seleccionar un gasto de inyección óptimo es un proceso difícil, porque la zona dañada en rara vez conocida con alguna exactitud y los efectos competentes de la disolución del mineral y la precipitación producto de la reacción.

Existe siempre un límite superior en el gasto de inyección del ácido que es el impuesto por la presión de fractura. Asumiendo flujo pseudoestacionario, el gasto de inyección máximo limitado por la presión de fractura es expresado como:

$$q_{i,max} = \frac{4.917 * 10^{-6} kh (P_f - \bar{P} - \Delta P_s)}{\mu_a \left( \ln \left( \frac{0.472 r_e}{r_w} \right) + S \right)} \quad (II. 18)$$

donde:

- q<sub>i</sub>= Gasto de inyección máximo, bl/min
- k= Permeabilidad de la formación no dañada, md
- h= Espesor de la zona productora a ser tratada, ft
- P<sub>f</sub>= Presión de fractura de la formación, psia
- P= Presión de yacimiento, psia
- ΔP<sub>s</sub>= Margen de seguridad, 200 a 500 psi
- r<sub>e</sub>= Radio de drene, ft
- r<sub>w</sub>= Radio del agujero, ft
- S= Factor de daño, ft

- **Presión de inyección del ácido:**

En la mayoría de las operaciones de tratamiento ácido, únicamente la presión de TP en superficie es monitoreada. Esto es necesario para predecir la presión de inyección en superficie en la etapa de diseño para la selección de la bomba. La presión de TP en superficie es relacionado a la presión de fondo fluyendo por:



$$P_{si} = P_{wf} - \Delta P_h + \Delta P_f \quad (II.19)$$

donde:

$P_{si}$ = Presión de inyección superficial, psia

$P_{wf}$ = Presión de fondo fluyendo, psia

$\Delta P_h$ = Perdida de presión hidrostática, psia

$\Delta P_f$ = Perdida de presión por fricción, psia

El segundo y tercer término pueden ser calculados con las siguientes ecuaciones:

$$\Delta P_h = 0.433\gamma h \quad (II.20)$$

donde:

$\gamma$ = Gravedad específica del ácido

$h$ = Profundidad, ft

$$\Delta P_f = \frac{518\rho^{0.79}q^{1.79}\mu^{0.207}}{1000D^{4.79}} L \quad (II.21)$$

donde:

$\rho$ = Densidad del fluido, gr/cm<sup>3</sup>

$q$ = Gasto de inyección, bl/min

$\mu$ = Viscosidad del fluido, cp

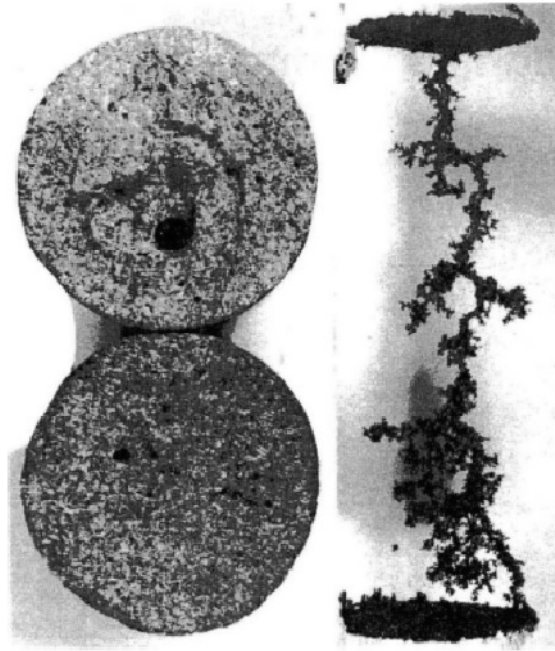
$D$ = Diámetro de la TP, pg

$L$ = Longitud de la TP, ft

La ecuación anterior es relativamente exacta para estimar la pérdida de presión por fricción para fluidos newtonianos a gastos menores de 9 bl/min.

### 2.3.4 Diseño de acidificación de carbonatos

El propósito de la acidificación de carbonatos no es para remover el daño a la formación cerca del agujero, pero si para crear agujeros de gusano a través de los cuales el aceite o gas fluirán después de la estimulación. La **Figura 2.7** muestra los agujeros de gusano creado por el ácido en la disolución de la caliza en un laboratorio.



**Figura 2.7** Agujeros de gusano creado por el ácido en una caliza

La acidificación de carbonatos es un proceso más difícil para predecir que la acidificación de las areniscas debido a que su física es mucho más compleja, a su vez la velocidad de reacción son altas y la transferencia de masa juega un papel de paso limitante y a su vez hay patrones de disolución sumamente no uniformes que son usualmente creados. La estructura de los agujeros de gusano depende de muchos factores incluyendo la geometría de flujo, el gasto de inyección y velocidad de transferencia de masa. El diseño de la acidificación cuenta con algunos modelos matemáticos calibrados por datos de laboratorio.

- **Selección del ácido:**

El HCl es el ácido mas generalmente usado en la acidificación de carbonatos. Ácidos débiles son recomendados para limpiar el agujero y también durante la perforación al preparar un fluido especial y ser colocado encima del intervalo a ser perforado con el fin de limpiar y no reaccionar para causar daño por los productos en contacto con el yacimiento; por otra parte los ácidos fuertes son usados para otros tratamientos. La siguiente tabla muestra una lista del tipo de ácido recomendado y la concentración para la acidificación de carbonatos.

**Tabla 4** Tipo de ácido recomendado y concentración para acidificación de carbonatos

Fluido de perforación	5% de ácido acético
Perforaciones dañadas	9% de ácido fórmico
Daño en agujeros profundos	10% de ácido acético
	15% de HCl
	15% de HCl
	28% de HCl
	HCl emulsificado

Todos los modelos teóricos de propagación de los agujeros de gusano predicen que es mayor la penetración por mayor concentración de ácido, por lo tanto una mayor concentración de ácido es siempre preferible.

- **Parámetros de acidificación**

Los parámetros de acidificación incluyen el volumen de ácido, la velocidad de inyección y la presión de inyección. El volumen de ácido puede ser calculado con 2 métodos: (1) modelo de propagación de los agujeros de gusano de Daccord y (2) el modelo volumétrico, sobre la base de la penetración deseada del agujero de gusano.

Basado sobre el modelo de propagación de los agujeros de gusano propuesto por Daccord (1989), el volumen de ácido requerido por unidad de espesor de la formación puede ser estimada usando la siguiente ecuación:

$$V_h = \frac{\pi \phi D^{2/3} q_h^{1/3} r_{wh}^{d_f}}{b N_{Ac}} \quad (II.22)$$

donde:

$V_h$ = Volumen de ácido requerido por unidad de espesor de la formación,  $m^3/m$

$\phi$ = Porosidad, fracción

$D$ = coeficiente de difusión molecular,  $m^2/s$

$q_h$ = gasto de inyección por unidad de espesor de la formación,  $m^3/sec-m$

$r_{wh}$ = Radio deseado de penetración del agujero de gusano, m

$d_f$ = 1.6, dimensión fractal

$b$ =  $105 \times 10^{-5}$  en unidades del SI

$N_{Ac}$ = Numero de capilaridad del ácido, adimensional

Donde el número de capilaridad del ácido está definido como:

$$N_{Ac} = \phi \frac{\beta \gamma_a}{(1 - \phi) \gamma_m} \quad (II. 23)$$

donde:

$\gamma_a$ = Gravedad específica del ácido, agua= 1.0

$\gamma_m$ = Gravedad específica del mineral, agua=1.0

Basado sobre el modelo volumétrico, el volumen de ácido requerido por unidad de espesor de la formación puede ser estimado usando la siguiente ecuación:

$$V_h = \pi \phi (r_{wh}^2 - r_w^2) (PV)_{bt} \quad (II. 24)$$

Donde  $(PV)_{bt}$  es el número de volumen de poro del ácido inyectado al momento de entrar a los agujeros de gusano y hasta atravesar todo el núcleo. Aparentemente, el modelo volumétrico requiere datos de pruebas de laboratorio.

### 3. SISTEMAS DESVIADORES

#### 3.1 INTRODUCCIÓN A LOS SISTEMAS DESVIADORES

La estimulación matricial es casi siempre aplicada en zonas conteniendo múltiples capas, a veces contrastando la alta inyectividad causada por diferentes permeabilidades o por una desigualdad en la severidad del daño en cada una de ellas.

Por ello en muchos casos el uso de técnicas divergentes ha proporcionado éxito en la colocación del fluido y el resultado del tratamiento, especialmente en casos con gran variación de inyectividad inicial a lo largo del intervalo abierto.

El uso de un sistema divergente es optimizar el costo del tratamiento y el uso de materiales. Por ejemplo considere 3 capas con las siguientes características, donde la segunda capa tiene el 10% del total de la zona productora, con alta permeabilidad y bajo efecto de daño.

**Tabla 3.1** Ejemplo yacimiento de tres capas

Capa	Permeabilidad (md)	Espesor neto (ft)	Efecto de daño
1	50	50	10
2	500	10	5
3	100	40	10

Y donde siendo la capa 2 únicamente el 10% del total de la zona productora, tiene una alta zona inyectiva y es por ello que la cantidad de fluido para el tratamiento de toda la zona productora se incrementaría drásticamente, esto considerando si no se utiliza una técnica divergente. Para este ejemplo asumiendo que 150 gal/ft de fluido es requerido en cada zona para remover el daño y el volumen total requerido dependerá de una estrategia de colocación:

- El volumen total es igual a  $150 \text{ gal/ft} * 100 \text{ ft} = 15\,000 \text{ gal}$  en el caso de una colocación perfecta del fluido y utilizando una técnica divergente las tres capas tendrán la misma inyectividad.

- En cambio sin divergencia, un volumen de alrededor de 39, 500 gal son necesarios para el tratamiento de todo el intervalo, lo que representa un alto costo y una mala estrategia en el tratamiento.

### 3.2 COMPARACIÓN DE MÉTODOS DIVERGENTES

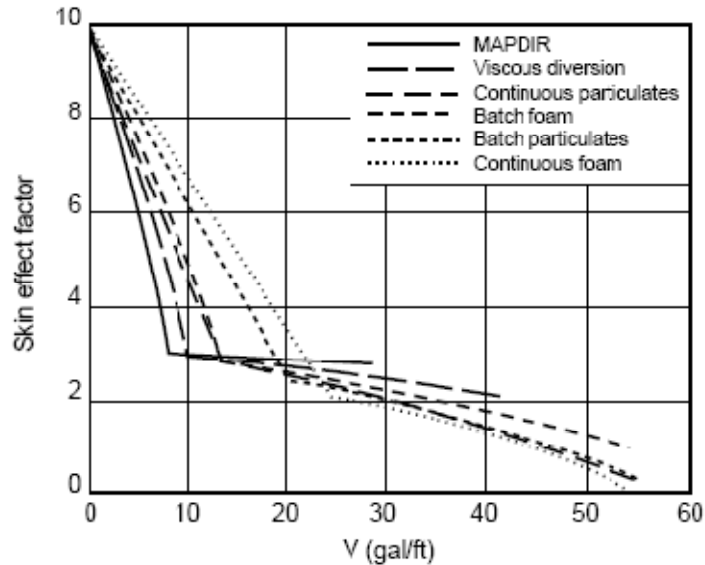
Una buena crítica del desarrollo y uso de técnicas divergentes, incluyendo técnicas mecánicas (empacadores y tapones) y varios agentes divergentes, fueron presentados por Harrison (1972).

Hill y Rossen (1994) presentaron un estudio comparativo de la eficiencia de las existentes técnicas de colocación no mecánicas, incluyendo la Máxima Presión Diferencial y Gasto de Inyección (MAPDIR) por sus siglas en ingles, que es una técnica introducida por Paccaloni y colaboradores. Esta técnica involucra bombear al mayor gasto posible sin fracturar. Hill y Rossen además considero partículas divergentes, espumas y fluidos viscosos. En su artículo, compararon la evolución de efecto de daño para un caso hipotético de 2 capas. Para uno asumieron un efecto de daño inicial de 10, la disminución del efecto de daño es proporcional al volumen de acido inyectado por capa, y la eliminación del daño total es logrado con 50 gal/ft de acido. La permeabilidad y espesor son 100 md y 1 ft respectivamente para la primera capa y 10 md y 10 ft para la segunda capa. Los resultados obtenidos fueron que la técnica MAPDIR redujo más rápido el daño total en términos de tiempo de bombeo pero a expensas de una gran cantidad de volumen de acido inyectado dentro de la capa con menor daño. Además, esto no permite tratar completamente a la capa mayor que tiene menor permeabilidad.

En términos del volumen total bombeado, la inyección continua de partículas divergentes parece ser la técnica más eficiente, tal como se muestra la **Figura 3.1**. El método de fluido viscoso parece ser mucho menos eficiente que los otros métodos de diversión.

La elección de la mejor técnica de diversión depende además sobre una variedad de otros parámetros. Las partículas desviadoras pueden ser usadas en más casos, con algunas restricciones en el caso de terminaciones con empacamiento con grava. Materiales han sido desarrollados para un gran rango de propiedades del yacimiento, los más

importantes son la permeabilidad y el tamaño de la garganta de poro y su distribución. El propio diseño de partículas divergentes requiere consideración de la compatibilidad del agente divergente con el agujero y las condiciones del yacimiento (temperatura, fluido del yacimiento) y con otros fluidos de tratamiento.



**Figura 3.1** Evolución del efecto de daño total contra el volumen para diferentes técnicas de colocación.

En el caso de las terminaciones con empacamiento con grava, las resinas pueden ser usadas, pero es necesario inyectar ácido continuamente para evitar el riesgo de taponamiento. Espumas desviadoras son además comunes para este tipo de terminaciones y donde las partículas divergentes no son apropiadas.

En los casos de pozos de aceite con una zona de agua definida, la espuma ha sido encontrada para taponar la zona de agua satisfactoriamente y dirigir el ácido al intervalo de aceite. La acidificación con la desviación de espuma ha sido reportada por aumentar la producción general en algunos casos sin incrementar el corte de agua.

Las bolas selladoras (ball sealers) son pequeñas esferas diseñadas para sellar las perforaciones que aceptan la mayor cantidad de fluido, de este modo divergiendo el tratamiento del yacimiento a otras porciones de zonas objetivos. Las bolas selladoras son incorporadas dentro del fluido de

tratamiento y bombeado junto con este. Estas esferas han presentado buenos resultados.

Los empacadores son los más efectivos significado de la selectiva colocación del fluido. Sin embargo, requiere el uso de tubería flexible o alguna torre de operación.

La tubería flexible ha sido cada vez más usada para acidificación matricial con el paso de los años. Análisis de tratamiento muestran que la tubería flexible es especialmente útil para acidificar grandes intervalos.

### 3.3 TÉCNICAS DIVERGENTES QUÍMICAS

Los divergentes químicos son materiales insolubles en ácido, pero altamente solubles en agua o hidrocarburos, siendo usado para formar un filtro de baja permeabilidad en alguna cara de la arena o para reducir la inyectividad de zonas con alta permeabilidad con la inyección de un bache viscoso de polímero.

#### 3.3.1 Propiedades de agentes divergentes

Un efectivo agente divergente debe cumplir ambos requerimientos físicos y químico.

- **Requerimientos físicos:**

**Permeabilidad del enjarre:** El enjarre creado sobre las paredes del yacimiento por agentes que deberán ser tan impermeables como sea posible al ácido para el máximo efecto divergente. Si la permeabilidad del enjarre desviador es mayor que o igual a la permeabilidad de la zona más limitada, ocurre poca o no hay desviación.

**Invasión:** profunda invasión de partículas desviadoras deberá ser evitado, a pesar de la naturaleza de la roca, para máxima efectividad desviadora y mínimos problemas en la limpia. Por ello se sugiere que un tamaño óptimo de partícula debe de ser determinado antes de utilizarlo en un tratamiento.

**Dispersión:** Partículas de agente divergente deben de ser correctamente dispersas en el fluido de transporte, debido a que si no



ocurre esto puede ocurrir la floculación, que es la coagulación del fluido de transporte, y por lo tanto se creara un enjarre de mayor espesor pero con alta porosidad y permeabilidad.

- **Requerimientos químicos:**

**Compatibilidad:** Agentes divergentes deben de ser compatibles con el fluido de tratamiento y con otros aditivos, tal como los inhibidores de corrosión, surfactantes y agentes antiespumantes. Los agentes deben ser inertes hacia el fluido de transporte a las condiciones de tratamiento del pozo.

**Limpieza:** Los agentes divergentes deben de ser solubles en el fluido producido o en la inyección.

### **3.3.2 Clasificación de agentes divergentes**

Los agentes divergentes pueden ser clasificados, según su tamaño de partícula, como agente obturante o partícula desviadora.

- **Agentes obturante y taponador**

Estos agentes divergentes consisten de partículas de gran tamaño, de malla 10/20 a 100. Son usados como desviadores en formaciones carbonatadas, donde las fracturas naturales son comunes. Sin embargo, su eficiencia es limitada por la alta permeabilidad del enjarre que crean. Como un ejemplo, un enjarre formado con partículas de malla 10 tiene una permeabilidad entre 20 000 y 40 000 md, mientras que un enjarre creado con partículas de malla 100 tiene una permeabilidad entre 1000 y 3000 md.

Cuando una desviación efectiva es necesaria en zonas fracturadas, un bache de agente obturante es inyectado primero, seguido por el fluido de tratamiento conteniendo un agente divergente. El agente obturante llena la fractura, crea una capa en frente de formaciones de alta permeabilidad o ambas. Si el agente obturante consiste de partículas bastante pequeñas (malla 100), el agente divergente no penetra en la capa y permite una efectiva desviación a través de la formación de enjarre de baja permeabilidad.

Los agentes obturantes con diferentes composiciones químicas son utilizados, como por ejemplo:

- Materiales inertes, tal como la arena silica o una mezcla de sílice, arcilla no hinchable y en general los materiales solubles reducen el riesgo de obturamiento permanente a la formación.
- Agentes obturantes solubles en agua, incluyendo sal de roca y ácido benzoico.
- Agente obturante soluble en aceite, incluyendo resinas solubles en aceite y bolitas hechas de la mezcla de polímeros y parafina que son solubles en aceite, deformable y degradable a la temperatura (la composición puede ser seleccionada de acuerdo a la temperatura del fondo del pozo).

- **Partículas desviadoras:**

Las partículas desviadoras son caracterizadas por muy pequeño tamaño de partículas, muy debajo de 0.004 pulgadas de diámetro. Partículas desviadoras solubles en aceite y agua son utilizadas.

- **Solubles en agua, para pozos de inyección**

Una fina calidad de ácido benzoico es típicamente usado como un agente divergente soluble en agua. Pero este producto se aglomera durante el almacenamiento y es difícil lograr una constante distribución de tamaño de las partículas. Por esta razón, sales (como amonio o benzoato de sodio) pueden ser usados en lugar de este ya que en HCl, las sales son convertidas en ácido benzoico.

El ácido benzoico es solo ligeramente soluble en HCl pero altamente soluble en agua o soluciones alcalinas. Después de actuar como un desviador, este compuesto se disuelve en el agua de inyección. Debido a que las partículas de ácido benzoico son hidrofóbicas, surfactantes son requeridos para dispersar correctamente el agente en el fluido de tratamiento.

- **Soluble en aceite, para pozos de producción**

Agentes solubles en aceite son mezclas de resinas de hidrocarburos. Son totalmente inertes en un medio ácido, ya que rápidamente y completamente se disuelve en el aceite producido después del tratamiento. Este es a menudo difícil dispersar esta resina en el ácido. Son usualmente inyectados como dispersión en soluciones acuosas.

### **3.3.3 Problemas potenciales durante tratamientos con divergentes**

Durante un tratamiento de desviación diversos problemas pueden ocurrir, estos son los casos más comunes:

#### **- Decantación**

La decantación se basa en la diferencia de densidad entre los dos componentes, que hace que al dejarlos en reposo, ambos se separen hasta situarse el más denso en la parte inferior del recipiente que los contiene.

Los agentes obturantes son sujetos a efectos de gravedad durante la inyección. Ellos tienden a asentarse en el fluido que llena el pozo, obteniendo los mejores resultados cuando los obturantes son colocados en un gel base agua. Los problemas de decantación raramente ocurren con los agentes divergentes debido a que son pequeñas partículas y la baja densidad del material que los constituyen ( $1.1 \text{ g/cm}^3$  para resina,  $1.3 \text{ g/cm}^3$  para ácido benzoico).

#### **- Solubilidad**

Los agentes solubles en agua son además ligeramente solubles en ácido. Por lo tanto, una porción de estos agentes se disuelven con el ácido; otra porción se disuelve durante la inyección por causa de mezcla de fluidos del agujero y el calentamiento. Si el agente obturante es inyectado en bache este agente sufre una disolución adicional. De esta manera, la efectividad de productos solubles en agua es siempre bajo, y grandes concentraciones iniciales son requeridas. Por tal razón la disolución durante las diferentes etapas de inyección deben ser considerados en el trabajo de diseño.

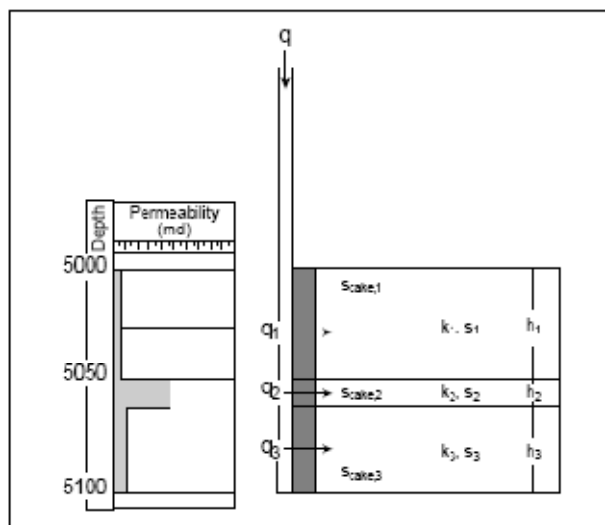
### - Distribución del tamaño de partícula

El tamaño de partícula del agente divergente deberá corresponder a las propiedades petrofísicas de la zona tratada, tal como permeabilidad y distribución de tamaño de poro. Si agentes obturantes son usados en un yacimiento con permeabilidad de 100 a 1000 md, la resistencia del enjarre desviador no puede ser suficientemente grande para evitar la penetración del fluido en las zonas de alta permeabilidad. Por otra parte, si el agente divergente usado es muy fino, las partículas solidas migraran a través del medio poroso junto con el fluido de tratamiento y la desviación no ocurrirá. Así mismo cuando los poros de la roca tienen ligeramente un mayor diámetro que las partículas desviadoras, un enjarre interno puede ser creado, y aunque la desviación será eficiente, la limpieza puede ser difícil.

### - Floculación

La incompatibilidad de agentes divergentes con aditivos usados en la misma etapa o en etapas adyacentes puede causar una coagulación del fluido con los desviadores. Por ello es siempre necesario realizar pruebas de laboratorio o de la experiencia seguir una recomendación técnica.

La siguiente figura representa un yacimiento compuesto de 3 capas horizontales y en el centro un pozo vertical mostrando la distribución de flujo, uno sin un desviador y otro con desviador, demostrando que con un desviador el tratamiento es uniforme en zonas de alta permeabilidad.



**Figura 3.2** Distribución de flujo en un yacimiento de 3 capas  
En el lado izquierdo sin un desviador y el derecho utilizando un desviador

### **3.3.4 Diseño de campo**

Para asegurar la correcta cobertura de las zonas a ser estimuladas, el diseño de colocación del desviador debe incluir los siguientes pasos:

- La naturaleza química del desviador deberá ser seleccionada considerando el tipo de pozo (inyector o productor), el tipo de formación (arenisca o carbonato), temperatura del fondo del pozo, el fluido de tratamiento y el procedimiento de limpieza.
- La distribución del tamaño de partícula deberá ser adaptada al tamaño de poro de la formación sobre la cual el enjarre será depositado. En general, el tamaño de partícula deberá ser adaptada a la capa de la formación con la mayor permeabilidad.
- Un dispersante deberá ser usado para asegurar que las partículas no floculen en el fluido de transporte.
- Una vez que el material apropiado ha sido seleccionado, el volumen, la concentración y el gasto de inyección del desviador deberá ser determinado. Generalmente baches concentrados han sido encontrados más efectivos que una inyección continua a una baja concentración.

Este método descrito puede ser usado para optimizar baches desviadores si los datos del pozo y del yacimiento son conocidos. Desafortunadamente, en muchos casos el tamaño de poro cerca de la pared, la distribución de permeabilidad y el daño son mal caracterizados. Muchos diseños prácticos están basados en la experiencia local y con el uso de la tubería flexible, el cual disminuye enormemente el volumen de inyección en la TP.

## **3.4 ESPUMA DIVERGENTE**

### **3.4.1 Mecanismos de espuma**

Las espumas actúan fundamentalmente penetrando y tapando el espacio poroso de la roca, pero de diferente manera comparada con el

comportamiento de las espumas usadas para perforar, cementar, fracturar o limpiar. La espuma es creada dentro de la tubería y mantenidas por las fuerzas de corte, resultando en burbujas de muy pequeño diámetro. Dentro de los diminutos poros de un yacimiento de aceite o gas, las burbujas de la espuma de mayor tamaño que la de los poros individuales son forzadas a entrar y estas se colocan en forma extendida, cubriendo varios poros con una película de líquido o una laminilla formada por cada par de burbujas. El comportamiento de la espuma es dominado por las fuerzas capilares sobre la laminilla, las fuerzas viscosas en el sentido convencional son relativamente sin importancia.

Como un resultado, la movilidad total con espuma puede ser inferida de la ley de Darcy si la función permeabilidad relativa  $k_{rw}(S_w)$  sin espuma y la saturación del agua en la presencia de la espuma son conocidas:

$$\Delta p = \frac{u_g + u_w}{k\lambda_{rt}} = \frac{u_w}{k k_{rw}/u_w} \quad (III. 1)$$

$$\lambda_{rt} = \frac{k_{rw}(S_w)}{u_w f_w} \quad (III. 2)$$

$$f_w = \frac{100 - \Gamma}{100} \quad (III. 3)$$

Donde  $u_g$  son los flujos volumétricos del gas y agua respectivamente,  $\lambda_{rt}$  es la movilidad total definido en la ecuación III.2,  $\mu_w$  es la viscosidad del agua,  $f_w$  es el flujo fraccional del agua, y  $\Gamma$  es la calidad de la espuma (ejemplo, porcentaje volumen de gas en la espuma inyectada). Sin embargo, la única manera para desviar el ácido es reducir la saturación de agua  $S_w$  aumentando la saturación de gas. Durante la inyección de espuma estable, la  $S_w$  es gobernada por la ecuación para flujo fraccional de agua  $f_w$ :

$$f_w = \frac{u_w}{u_w + u_g} = \frac{1}{1 + \left(\frac{k_{rg}}{\mu_g}\right) \left(\frac{\mu_w}{k_{rw}(S_w)}\right)} \quad (III. 4)$$

donde  $k_{rg}$  y  $\mu_g$  son la permeabilidad relativa y la viscosidad del gas, respectivamente.

Fuerzas capilares tienden a disminuir la movilidad del gas  $k_{rg}/\mu_g$  y rebajar la  $S_w$ .

La clave para el éxito de la espuma como un desviador es la baja movilidad del gas durante la inyección de la espuma y entrapando gas durante la posterior inyección del líquido. La espuma reduce la movilidad del gas proporcionalmente al número de la película de líquido, o laminilla, bloqueando el flujo de gas, en inversa proporción al tamaño de la burbuja. Esta reducción es debida principalmente a las fuerzas capilares resistiendo el desplazamiento de las laminillas separando burbujas de gas.

Estas fuerzas completamente entrapan las burbujas de gas desde 70% a 99% de los espacios de poros llenos de gas inclusive como flujo de espuma inyectada a través de los poros restantes. La fracción del espacio poroso completamente bloqueada por la espuma, disminuye a medida que aumenta el gradiente de presión. Debido a estas mismas fuerzas capilares, la viscosidad efectiva del gas que fluye es mucho mayor que la del gas por sí sola.

Existen muchos procesos que pueden espontáneamente alterar el tamaño de burbuja tal como el flujo de espuma a través de la roca, por ejemplo, si el gas no espumado y agua con surfactante son inyectados dentro de la roca bajo condiciones apropiadas, la espuma podría ser creada dentro de la primer o segunda pulgada de la cara de la roca. Aunque puede ser conveniente asumir que la espuma es creada instantáneamente en la cara de la roca, esta región de entrada de baja  $\Delta P$  en el cual la espuma es creada puede ser significativa en un tratamiento de pozo.

Los diferentes procesos que crean y destruyen la laminilla, junto con la no newtoniana movilidad del gas en una burbuja de tamaño fijo, enormemente complican la predicción de la espuma en la roca. Afortunadamente, dos regímenes observados experimentalmente enormemente simplifican la descripción de los mecanismos de espuma.

Primero, bajo algunas condiciones el tamaño de la burbuja es dominado por procesos que destruyen la capa o laminilla, y estos procesos parecen ser sensibles a la presión capilar  $P_c$  en la roca: Las propiedades de la espuma cambian enormemente por un pequeño cambio en la  $P_c$  debido a

que la  $P_c$  depende de la saturación de agua  $S_w$ , los grandes cambios en las propiedades de la espuma sobre pequeños cambios en  $S_w$ , combinado con la ecuación III.1, sugiere que  $\Delta P$  es una simple función de la saturación del agua en el cual este cambio ocurre.

La espuma en régimen de flujo estable puede ser tratada simplemente como un fluido Newtoniano de baja movilidad: El efecto de la  $P_c$  sobre el tamaño de la burbuja equilibra la movilidad no newtoniana de la espuma en el tamaño de burbuja fijada. En condiciones donde este régimen se presenta, las espumas son mucho más fuertes en rocas de alta permeabilidad, divergiendo el flujo en zonas de baja permeabilidad.

El segundo régimen en el cual el comportamiento de la espuma parece ser simplificado es aquel en el cual el atrapamiento capilar de las burbujas de espuma controla la total movilidad. El atrapamiento de las burbujas de espuma en mucho de los poros de la roca depende de un balance de fuerzas capilares atrapando las burbujas y el  $\Delta P$  aplicado. Evidentemente, en algunos casos este balance es muy sensible a la  $\Delta P$ , como el aumento de gasto de flujo, causando un ligero aumento en la  $\Delta P$ , las burbujas de espumas atrapadas son liberadas y se les permite fluir, proporcionando el aumento en el gasto de flujo sin un nuevo aumento en  $\Delta P$ .

### **3.4.2 Comportamiento de la espuma en el medio poroso**

#### **- Movilidad de espuma de inyección**

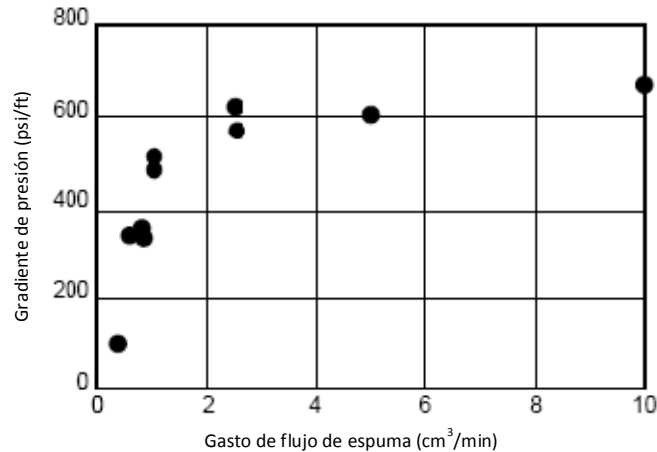
Hay un gran conjunto de datos experimentales sobre el comportamiento de la espuma en la roca para espumas de recuperación mejorada de aceite (IOR por sus siglas en inglés) y un creciente conjunto de datos sobre las espumas para desviación del ácido. Parece que existe una considerable diferencia entre el comportamiento de la espuma en las dos aplicaciones dichas anteriormente, debido a la menor calidad de la espuma ( $\Gamma$ ) y mucho mayor gasto de flujo de las espumas para la desviación del ácido. Las tendencias observadas en el comportamiento son las siguientes:

- La movilidad de la espuma es mínima a calidades alrededor de 70% y 90%. Las espumas son más débiles para calidades mayores que



90%. Esto es probablemente debido al colapso de la espuma a altas presiones capilares.

- Las espumas son extremadamente no Newtonianas a altos gastos de flujo, tal como se muestra en la siguiente figura. En este caso, el gradiente de presión responde casi linealmente al gasto de flujo a bajos valores. A altos gastos de flujo  $\Delta P$  llega a ser independiente de este.



**Figura 3.3** Ejemplo de  $\Delta P$  contra el gasto de flujo de espuma

- Durante la inyección de espuma, estas son más fuertes en rocas de alta permeabilidad, dándose la desviación de flujo de la permeabilidad mayor a las de menor permeabilidad o a los intervalos más dañados. La mayoría de estudios usan rocas de alta permeabilidad (cientos de milidarcys) para ver cuál es el comportamiento de la espuma, sin embargo menos estudios se han realizado para poder caracterizar el comportamiento de la espuma en rocas de baja permeabilidad.

- **Movilidad del ácido inyectado después de la espuma**

La mayoría de los estudios de laboratorio han usado baches acuosos sin ácido para simular la inyección de ácido después de la espuma. La movilidad del líquido inyectado después de la espuma es el proceso clave para la alternación de baches de ácido y espuma; así mismo la desviación de la espuma es inútil a menos que el ácido sea desviado.

- **Velocidad de propagación de la espuma**

La espuma no puede propagarse más rápido que el avance del surfactante en el medio poroso, para que las pérdidas por adsorción del surfactante a la roca jueguen un papel importante en la propagación de la espuma. Ya sea controlada por la adsorción de surfactante o por otros factores, la propagación de la espuma es más rápida en rocas de alta permeabilidad que en las de baja permeabilidad y más rápida con un volumen de surfactante delante de ella (preflush) que sin este. Ambos efectos ayudan al proceso de desviación, debido a que el preflush proporciona una mayor permeabilidad, o disminuye los intervalos dañados para ayudar a colocar mas espuma en la capa a ser bloqueada.

- **Interacción entre la espuma y el ácido**

La interacción de la espuma y ácido son por separados. Para rocas carbonatadas, el ácido disuelve la matriz de la roca en el cual reside la espuma, formando canales o agujeros de gusano a través de la roca. Dos efectos de la espuma sobre la formación de los agujeros de gusano son cruciales para la estimulación ácida de carbonatos. Primero, la espuma causa la formación de más largos agujeros de gusano con menos ramales, dando mayor eficiencia a la estimulación de una formación con menos cantidad de ácido requerido. Segundo, la espuma evidentemente llena y taponan los agujeros de gusano, desviando el ácido a capas con menor o cortos agujeros de gusano. Esto lleva a una distribución más equitativa del ácido entre los intervalos.

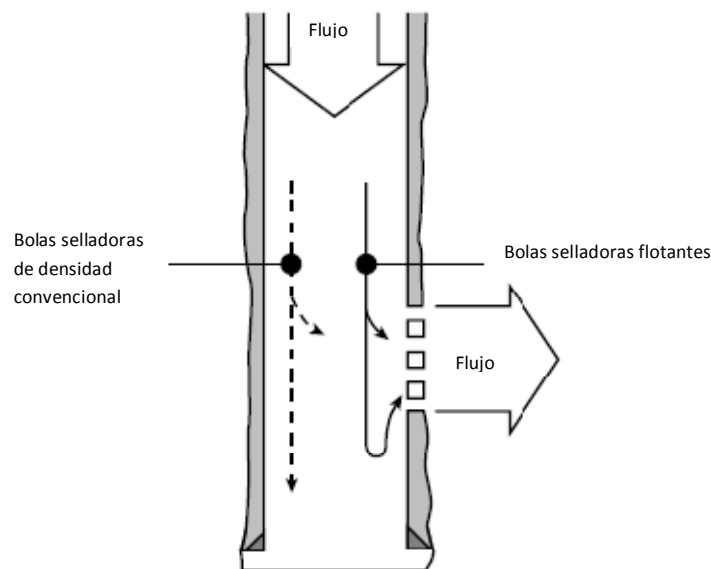
La desviación de la espuma ha sido usada cada vez más en los recientes años, particularmente en casos donde otras técnicas de desviación son imprácticas o menos eficientes tal como la aplicación de partículas desviadoras y las bolas selladoras (ball sealers) sobre grandes intervalos.

La principal estrategia de bombeo para la colocación de la espuma consiste del pre tratamiento de la matriz para facilitar la formación de una fuerte espuma con un mínimo volumen y adicionando surfactante a la etapa ácida para preservar la estabilidad de dicha espuma. Experimentos sobre areniscas y carbonatos muestran que para una efectiva y durable desviación puede ser obtenida con repetitivos baches de espuma y ácido.

### 3.5 BOLAS SELLADORAS

Originalmente introducido en 1956, las bolas selladoras son pequeñas esferas destinados a sellar las perforaciones en el interior del la TR. Agregado al fluido de tratamiento durante la estimulación, son llevados al fondo del pozo y sellar las perforaciones de aceptar la mayor cantidad de fluido. Un suficiente gasto debe ser disponible para mantener una presión diferencial a través de las perforaciones para mantener las bolas en su lugar. Por otra parte las bolas selladoras no son eficaces en los pozos con un gran número de perforaciones en la TR. Su efectividad está limitada por la redondez y la lisura o suavidad de los agujeros perforados en la TR.

La mejor eficiencia puede ser lograda por el uso de bolas selladoras flotantes en lugar de unas convencionales no flotantes, tal como se muestra en siguiente **Figura 3.4**:



**Figura 3.4** Dos bolas selladoras en el proceso de asentamiento. La trayectoria discontinua muestra la densidad convencional (no flotante) de la bola selladora, y la línea continua muestra el 100% de eficiencia de la bola selladora flotante.

Cuando una bola selladora flotante es transportada a las perforaciones de la TR, sella una perforación superior o es llevada a la más baja que este aceptando fluido.

Contrario a los desviadores químicos, las bolas selladoras asentadas en las perforaciones de la TR orientadas a intervalos de alta permeabilidad,

eficazmente detienen la entrada de fluido y dirigen este flujo a áreas con menor inyektividad.

La densidad de las bolas selladoras flotantes deberá ser compatible con la densidad del fluido acarreador para permitir transportarlo al fondo del pozo, pero prohibiendo asentarse en el. Las bolas selladoras son transportadas al fondo del pozo tanto como el aumento de velocidad no exceda la velocidad del fluido en el pozo. El aumento de velocidad  $U_r$  de una partícula esférica en un fluido es:

$$U_r = \sqrt{\left(\frac{4}{3}\right) \left(\frac{\Delta\rho g d}{\rho_f f_d}\right)} \quad (III.5)$$

donde:

$\Delta\rho$ = Diferencia entre la densidad del fluido y la bola

$d$ = Diámetro de la bola

$g$ = La aceleración de la gravedad

$\rho_f$ = densidad del fluido

$f_d$ = Coeficiente de arrastre

El coeficiente de arrastre depende del número de Reynolds y puede ser obtenido del diagrama de Moody o de expresiones empíricas:

$$N_{Re} = \frac{U_r d \rho_f}{\mu} \quad (III.6)$$

Por lo tanto una técnica de ensayo y error es requerido para resolver la ecuación III.5 rigurosamente, porque  $N_{Re}$  depende de la velocidad calculada.

## 4. MODIFICADORES DE PERMEABILIDAD RELATIVA

### 4.1 RPM Y SU USO EN LA ESTIMULACIÓN ÁCIDA

La acidificación matricial mejora la productividad por la reducción del factor de daño. El factor de daño puede ser reducido si el daño es removido cerca del agujero, resultando en un aumento en el índice de productividad el cual puede ser usado para aumentar el gasto de producción o disminuir el abatimiento de presión diferencial entre la presión estática y la presión de fondo fluyendo. Disminuir el abatimiento de presión puede ayudar a prevenir el colapso en formaciones débiles, reducir la conificación de agua y gas, minimizar tanto el depósito mineral u orgánico. Una reducción en el abatimiento de presión puede además ayudar a asegurar que una mayor parte del intervalo contribuya a la producción.

En intentos para lograr una colocación uniforme del ácido a través de todas las capas, varias técnicas de colocación han sido usadas. El método más confiable es el uso de dispositivos de aislamiento (tal como empacadores dobles) que permiten la inyección en zonas individuales una a la vez hasta que el intervalo entero es tratado. Sin embargo esta técnica a menudo no es práctica, rentable, ni viable. Sin un empacador, algún tipo de agente divergente debe utilizarse.

Los agentes divergentes típicos son las bolas selladoras, partículas degradables, fluidos viscosos y espumas. Aunque estos agentes han sido usados exitosamente no abordan el problema del aumento de la producción de agua que a menudo sigue los tratamientos con ácido. Por lo tanto, un material que pueda disminuir la permeabilidad al agua en la formación mientras que también proporcione desviación sería una gran ventaja.

Un método de control de la producción de agua utiliza soluciones diluidas de polímeros para disminuir la permeabilidad efectiva al agua más que al aceite. Estos tratamientos pueden ser referidos como **Modificadores de Permeabilidad Relativa**, mejor conocidos como **RPM** por sus siglas en ingles (Relative Permeability Modifiers). También son conocidos como

tratamientos en directo, debido a que estos tratamientos pueden ser bombeados en la formación sin la necesidad de un aislamiento zonal. Los sistemas RPM se desempeñan por adsorción en las paredes de los poros de las rutas de flujo de la formación.

## 4.2 PERMEABILIDAD RELATIVA

### 4.2.1 Introducción a la permeabilidad relativa

Numerosos estudios de laboratorio han concluido que la permeabilidad efectiva de cualquier fluido del yacimiento es una función de la saturación y de las características mojantes de la formación. Por ello es necesario especificar la saturación del fluido cuando se está estableciendo la permeabilidad efectiva de un fluido en particular en un medio poroso. Como es conocido el símbolo  $k$  es aceptado universalmente como la permeabilidad absoluta,  $k_o$ ,  $k_g$  y  $k_w$  son símbolos para la permeabilidad efectiva al aceite, gas y agua respectivamente.

La permeabilidad efectiva es normalmente medida directamente en el laboratorio sobre pequeños núcleos. Debido a muchas posibles combinaciones de saturación para un único medio, los datos de laboratorio son resumidos y reportados como permeabilidad relativa.

Como se platico en el Capítulo 1, la permeabilidad absoluta es una propiedad del medio poroso y es una medida de la capacidad de la roca para permitir el paso de fluidos a través de él. Cuando 2 o más fluidos fluyen al mismo tiempo, la permeabilidad relativa de cada fase a una saturación específica es la relación de la permeabilidad efectiva de cada fase a la permeabilidad absoluta, o analíticamente:

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k} ; \quad k_{rg} = \frac{k_g}{k} ; \quad k_{rw} = \frac{k_w}{k}$$

Por ejemplo, si la permeabilidad absoluta  $k$  de una roca es 200 md y la permeabilidad efectiva  $k_o$  a una saturación de aceite de 80 por ciento es 60 md, la permeabilidad relativa  $k_{ro}$  es 0.30 a  $S_o = 0.80$ .

La permeabilidad relativa tiene un rango de valor de cero y uno, y cuando tres fases están presentes la suma de las permeabilidades relativas son siempre menores o iguales a la unidad.

#### 4.2.2 Permeabilidad relativa de dos fases

Cuando una fase mojante y una no mojante fluyen juntos en una roca, cada fase sigue por separado y con diferente recorrido. Desde que la fase mojante ocupa las más pequeñas aberturas de los poros en pequeñas saturaciones, y estas aberturas de poro no contribuyen materialmente al flujo, esta saturación afecta la permeabilidad de la fase no mojante hasta cierto punto. Desde ese momento la fase no mojante ocupa el centro o la mayor abertura del poro que contribuye materialmente al flujo de fluidos a través del yacimiento, sin embargo, una pequeña saturación de esta fase reducirá drásticamente la permeabilidad de la fase mojante.

La siguiente figura muestra un típico juego de curvas de permeabilidad relativa para un sistema agua-aceite con el agua considerada como la fase mojante. A continuación se explicaran 4 puntos importantes de la grafica, para comprenderla de mejor manera:

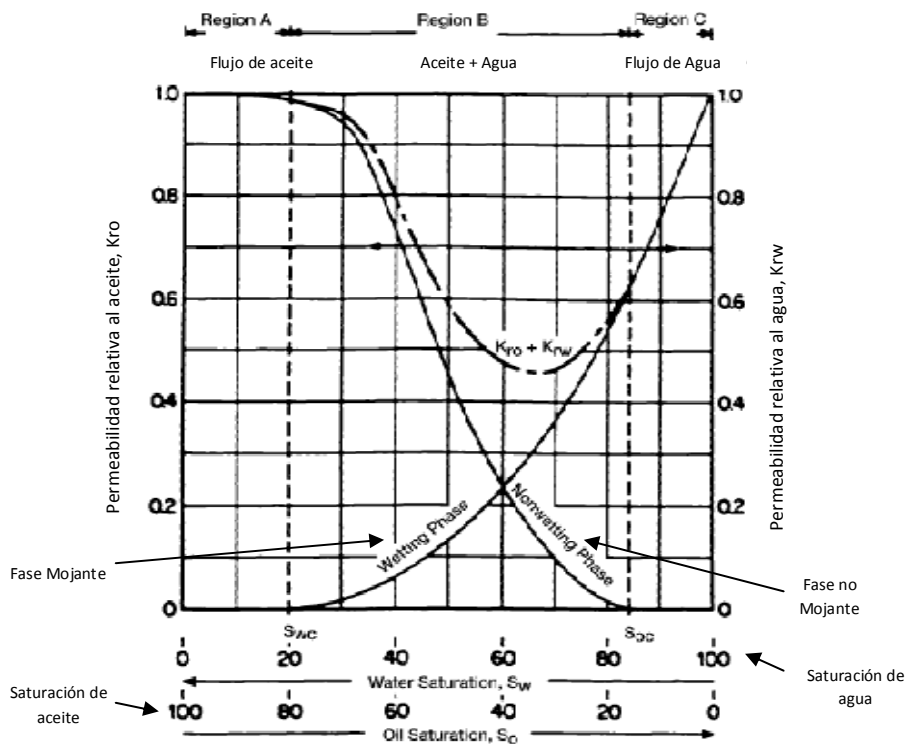


Figura 4.1 Típico comportamiento de flujo de dos fases

- **Punto 1:**

Sobre la permeabilidad relativa de la fase mojante muestra que una pequeña saturación de la fase no mojante drásticamente reducirá la permeabilidad relativa de la fase mojante. La razón de esto es que la fase no mojante ocupa el mayor espacio poroso y es en este espacio que el flujo ocurre con la menor dificultad. Tal como se muestra en la **Figura 4.1**, comenzando con una saturación de agua de 100%, las curvas indican que una disminución en la saturación de agua al 85% (un aumento a la  $S_o$  de 15%) reduce fuertemente la permeabilidad relativa al agua de 100% a 60%.

- **Punto 2:**

El punto 2 sobre la curva de permeabilidad relativa de la fase no mojante muestra que esta fase comienza a fluir a la saturación relativamente baja de esta fase. La saturación del aceite en este punto es llamada saturación crítica de aceite  $S_{oc}$ . Siguiendo con la explicación de la grafica, a la saturación de aceite del 15%, la permeabilidad relativa del aceite es prácticamente cero. Este valor de saturación de aceite de 15% se denomina saturación crítica.

- **Punto 3:**

Este punto la curva de permeabilidad relativa de la fase mojante muestra que, esta fase cesara a fluir a una saturación relativamente alta de aceite. Esto es debido a que la fase mojante preferentemente ocupa el más pequeño espacio poroso, donde las fuerzas capilares son mayores. La saturación de agua en este punto es referida como *Saturación de agua irreductible*  $S_{wir}$  o como *saturación de agua congénita*  $S_{wc}$ .

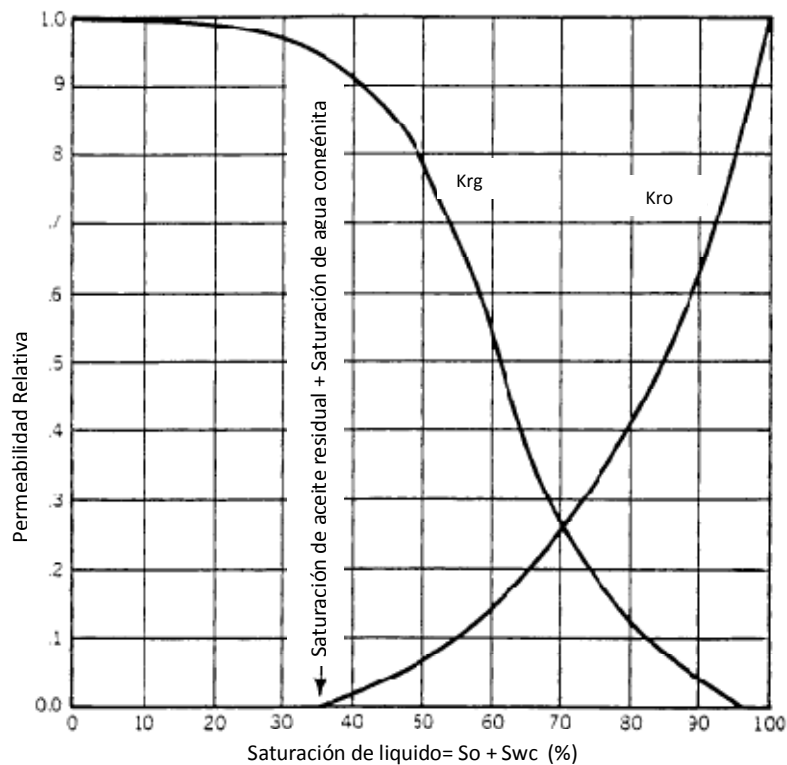
- **Punto 4:**

En las menores saturaciones de la fase mojante (región A), cambios en la saturación de esta fase tienen solo un pequeño efecto sobre la magnitud de la curva de permeabilidad relativa de la fase no mojante. La razón para este fenómeno es que en las bajas saturaciones el fluido de la fase mojante ocupa el pequeño espacio del poro que no contribuye materialmente al flujo, y por lo tanto cambiando la saturación en este



pequeño espacio poroso tiene un efecto relativamente pequeño sobre el flujo de la fase no mojante.

La discusión de arriba puede ser aplicada a los datos de permeabilidad relativa al gas y al aceite, obteniéndose la siguiente grafica utilizando un conjunto de datos típicos:



**Figura 4.2** Curvas de permeabilidad relativa de gas-aceite

La permeabilidad relativa gas-aceite está en función de la saturación de líquido, donde esta saturación total es normalmente usada como una base para la evaluación de la permeabilidad relativa al gas y aceite.

Se nota que la curva de permeabilidad relativa al aceite cambia completamente desde su forma en un sistema agua-aceite. En el sistema agua-aceite normalmente el aceite es la fase no mojante, mientras que en la presencia del gas el aceite es la fase mojante. Como se puede ver en la **Figura 4.1** en la presencia de solamente agua, la curva de permeabilidad relativa del aceite toma una forma de S mientras que en la presencia de gas la curva de permeabilidad del aceite toma la forma de la fase mojante.

Otro fenómeno importante asociado con el flujo de fluidos a través del medio poroso es el concepto de saturación residual. Como cuando un fluido inmisible está desplazando otro, es imposible reducir la saturación del fluido desplazado a cero. Esta saturación es a menudo referida a la *saturación residual*. Este es un concepto importante ya que determina la máxima recuperación del yacimiento. Así mismo un concepto importante es la *saturación crítica* que es la saturación en la cual un fluido comenzara a fluir.

Teóricamente, la saturación crítica y la saturación residual deberían ser exactamente igual para algún fluido; sin embargo, no son idénticos. La saturación crítica es medida en la dirección del aumento de la saturación, mientras la saturación irreductible es medida en la dirección de la reducción de la saturación. Si la muestra de roca esta inicialmente saturada con la fase mojante (agua) y los datos de permeabilidad relativa son obtenidos por la disminución de dicha saturación mientras el fluido no mojante fluye en el núcleo, el proceso es clasificado como ***drene o desaturación***.

Si los datos son obtenidos por el incremento de la saturación de la fase mojante, el proceso es denominado ***imbibición*** (desplazamiento de un fluido viscoso por otro fluido inmisible con este) o ***resaturación***. La diferencia en la permeabilidad tanto del proceso de drene y el de imbibición, al ir cambiando las saturaciones es llamada ***histéresis***.

### **4.2.3 Procesos de drene e imbibición**

#### **- Proceso de drene**

De acuerdo a que los espacios porosos de la roca del yacimiento fueron originalmente llenados con agua, después que el aceite migro dentro del yacimiento, desplazo una parte de esta agua reduciéndola. Cuando se descubrió el yacimiento los espacios porosos contenían una saturación de agua congénita y una saturación de aceite. Para el caso del gas, si es el agente desplazante, entonces este se moverá y desplazara al aceite.

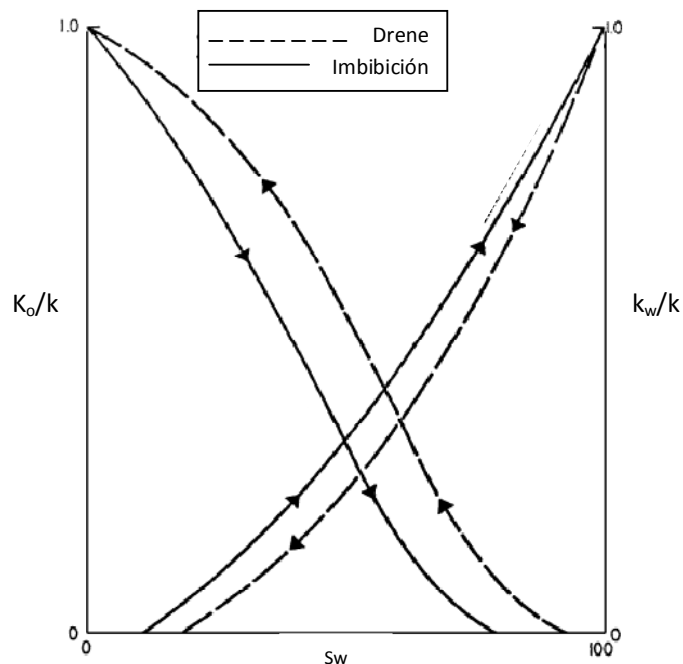
Esta misma historia deberá ser duplicada en el laboratorio para eliminar el efecto de la histéresis. El procedimiento es primero saturar el núcleo con

agua, luego desplazar el agua a una saturación residual o congénita con el aceite y después el aceite en el núcleo sea desplazado por el gas.

#### - Proceso de imbibición

El proceso de imbibición es realizado en el laboratorio primero saturando el núcleo con agua (fase mojante), luego desplazando el agua a su saturación irreducible (congénita) por la inyección de aceite. Este procedimiento de “drene” es diseñado para establecer la original saturación del fluido que tiene al momento de descubrir el yacimiento. La fase mojante (agua) es re introducida dentro del núcleo y el agua es aumentada continuamente. Este es el proceso de imbibición y es pretendido para sacar los datos de permeabilidad relativa necesarios para el manejo de agua o para el cálculo de la inyección de agua en una recuperación secundaria.

La **Figura 4.3** ilustra esquemáticamente la diferencia en el proceso de drene e imbibición de la medición de la permeabilidad relativa. Se muestra que el proceso de imbibición causa a la fase no mojante perder su movilidad en altos valores de saturación de agua que realiza el proceso de drene. Los dos procesos tienen similar efecto sobre la curva de la fase mojante.



**Figura 4.3** Efecto de histéresis en la permeabilidad relativa

## 4.3 MECANISMO DE FUNCIONAMIENTO

### 4.3.1 Desviación ácida

Como se explico en el capítulo 3 la parte de acidificación matricial, en esta sección se explicara el desarrollo de la técnica **APT** que es un nuevo **Modificador de Permeabilidad Relativa** y desviador a la vez, y de esta manera comparar posteriormente sus beneficios contra otros desviadores.

El éxito de la acidificación matricial depende sobre la colocación del ácido para remover eficientemente el daño a la formación cerca del pozo. La acidificación matricial en las formaciones carbonatadas permite no únicamente la remoción del daño en la vecindad del pozo, sino además aumentar la permeabilidad en las cercanías del agujero por la creación de grandes canales de flujo (agujeros de gusano) con la disolución del ácido. Los tratamientos ácidos tienden a entrar predominantemente a las zonas de alta permeabilidad, y de esta manera no entrando en las zonas de baja permeabilidad o las capas más dañadas. En algunos casos, estas capas de alta permeabilidad son además predominantemente acuíferos, por lo que el ácido entra en estas zonas, principalmente debido al efecto de la permeabilidad relativa. En algunos casos, el ácido puede romper una zona acuífera cercana. En este caso, un tratamiento ácido resulta en un significativo aumento en la producción de agua después de dicho tratamiento.

En el intento de lograr una uniforme colocación del ácido a través de todas las capas, varias técnicas de colocación han sido usadas. El método más confiable es el uso de dispositivos mecánicos de aislamiento, tal como los empacadores montables que permiten la inyección en zonas individuales, una por una, hasta que un intervalo entero ha sido tratado. Sin embargo esta técnica a menudo no es práctica, rentable, o posible. Por lo tanto sin un empacador es necesario el uso de algún tipo agente divergente.

Los agentes divergentes típicos que han sido usados incluyen bolas selladoras, partículas degradables, fluidos viscosos y espumas, y aunque

cada una ha sido usada exitosamente, también tienen sus inconvenientes. Así mismo, ninguna de estas técnicas aborda el problema del aumento de la producción de agua que a menudo sigue un tratamiento ácido.

Por esta razón, un material que pueda disminuir la permeabilidad al agua y que también proporcione una desviación es deseable.

Un método de control de la producción del agua ha sido el uso de soluciones diluidas de polímeros para disminuir la permeabilidad efectiva al agua más que al aceite. Estos tipos de tratamientos han sido conocidos como **Modificadores de Permeabilidad Relativa (RPM)**, modificadores de permeabilidad desproporcionada, o simplemente como tratamientos de control de fluidos. Estos sistemas están pensados para desempeñarse por adsorción sobre los poros de la pared de la formación.

### **4.3.2 Polímeros asociativos**

El fenómeno de asociación puede ocurrir por la interacción de un polímero con otros químicos presentes en una solución o por la interacción de grupos incorporados al polímero principal.

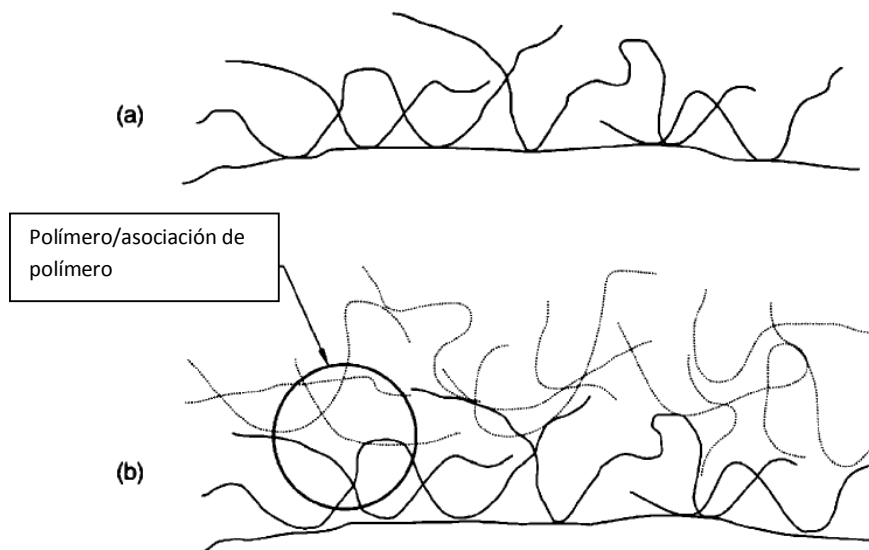
Los polímeros solubles en agua son únicamente modificados cuando grupos hidrofóbicos son introducidos en las cadenas de polímeros. El principal factor responsable para la modificación de la propiedad (reología y viscosidad) es la tendencia asociativa entre el grupo hidrofóbico cuando se coloca en medio acuoso.

El comportamiento de adsorción de polímeros hidrofílicos puede además ser modificado en una única manera por la introducción de grupos hidrofóbicos. En lugar de llegar a un límite de adsorción, como es común para los polímeros hidrófilos, la modificación hidrofóbica parece producir un crecimiento continuo en la adsorción con el aumento de la concentración del polímero. Este comportamiento es atribuido a la adsorción asociativa de las cadenas de polímeros. En general, la modificación hidrofóbica de los polímeros solubles en agua, añade nuevas propiedades sin perder las características típicas de los polímeros hidrofílicos. La **Figura 4.4** ilustra la adsorción de un polímero no modificado y uno modificado. La asociación es introducida para aumentar

substantialmente la viscosidad y elasticidad de las soluciones de polímeros, proporcionar su tolerancia a las sales y mejorar la resistencia de los polímeros a la permanente degradación por el esfuerzo de corte.

En pocas palabras este tipo de polímeros se logra modificando hidrofobicamente polímeros solubles en agua incluyendo fracciones hidrofóbicas e hidrofílicas. Los polímeros asociativos han sido usados en el control de agua/desviación ácida, fluidos de terminación y perforación, y en la recuperación mejorada.

Fluidos viscosos o espumados comúnmente usados para la desviación ácida pueden resultar en altas presiones por fricción y requerir equipo de bombeo especial. La baja viscosidad del sistema divergente AP (Associative Polymer < 2 cp) resulta en la facilidad de mezclado, baja presión por fricción y no es necesario el uso de equipos o bombas especiales. La desviación de los fluidos acuosos ocurre solo después de que el material entra en el medio poroso, ya sea una roca carbonatada naturalmente fracturada o una matriz de arenisca. Es especulado que el incrementado esfuerzo de corte encontrado al entrar en la matriz de la roca, junto con la adsorción del polímero, dan resultado de un aparente aumento de “viscosidad” que puede ser responsable por el aumento de presión observado durante el tratamiento.



**Figura 4.4** a) Adsorción de polímero sin modificación, b) Adsorción de polímero modificado hidrofobicamente.

## 4.4 PRUEBAS EXPERIMENTALES CON NÚCLEOS

### 4.4.1 APT desarrollo y pruebas

Un proyecto de dos fases fue diseñado para desarrollar una Tecnología de Polímeros Asociativos (APT) para cumplir con los objetivos especificados en lo que respecta a la reducción de la permeabilidad al agua (fase 1) y la desviación ácida (fase 2). Para cumplir los objetivos, tres series de pruebas fueron llevadas a cabo: Pruebas de flujo en núcleos, pruebas de desviación del ácido, y mediciones reológicas.

#### - Pruebas de flujo en núcleos

Todas las pruebas de flujo fueron llevadas a cabo usando una toma de multipresión que permite al núcleo ser dividido en 4 separados segmentos. Las longitudes de los núcleos fueron aproximadamente de 5 a 6 pulgadas, con un diámetro de aproximadamente 1 pulgada. Salmuera (9% NaCl y 1% CaCl<sub>2</sub>) fue usado como la fase acuosa y queroseno fue usado como la base aceite. En todos los casos, 2% de KCl fue usado como agua de la mezcla del tratamiento. Las permeabilidades iniciales del aceite y la salmuera se determinaron en la dirección normal de la producción con el flujo del segmento 1 al segmento 4 (del yacimiento al pozo). El tratamiento fue bombeado en dirección inversa del segmento 4 al segmento 1 (del pozo hacia el yacimiento). La evaluación final del efecto del tratamiento vuelve a fluir del segmento 1 al segmento 4.

Los siguientes pasos fueron seguidos para determinar la reducción de salmuera y la permeabilidad del aceite:

- 1) Marcar las dimensiones del núcleo y colocarlo en un recipiente de multitomas.
- 2) Colocar suficiente presión de sobrecarga sobre el núcleo para asegurar que ningún líquido se desvíe del núcleo.
- 3) Determinar las viscosidades de la salmuera y el aceite a ser usados en las pruebas de flujo. Realizar todas las pruebas de flujo a la temperatura deseada.
- 4) Estabilizar el flujo de la salmuera a través del núcleo en dirección normal de la producción.

- 5) Estabilizar el flujo de aceite a través del núcleo en la dirección normal de la producción.
- 6) Repetir los pasos 4 y 5 hasta que las reproducibles permeabilidades al aceite y la salmuera hayan sido logradas.
- 7) Bombear el tratamiento a través del núcleo en dirección contraria. Para todas las pruebas, usar un límite de 30 de volumen de poro de tratamiento o una presión diferencial de 500 psi (La que sea alcanzada primero). Desplazar el tratamiento a través del núcleo con 6 de volumen de poro de salmuera y 2 de volumen de poro de queroseno, hasta que una presión diferencial de 500 psi sea alcanzada.
- 8) Repetir el paso 4 y 5.
- 9) Usar la siguiente ecuación para determinar el porcentaje de la disminución de la producción del agua:

$$\left[ \frac{(K_{pre-tratamiento} - K_{post-tratamiento})}{K_{pre-tratamiento}} \right] * 100 \quad (IV.2)$$

- **Pruebas de desviación del ácido**

Para cada prueba, cada núcleo fue llevado a la saturación de aceite residual (núcleo saturado de agua) o a la saturación de agua residual (núcleo saturado de aceite) y las permeabilidades iniciales fueron medidas tal como se describe en el paso 1 al 6. Los núcleos fueron conectados de modo que la secuencia del tratamiento podría ser bombeado en directo, permitiendo al tratamiento fluir a través de cualquiera de los núcleos. Un espaciador de cloruro de amonio fue bombeado entre el tratamiento APT y el ácido. Para el tratamiento APT y el espaciador de cloruro de amonio, un límite de 500 ml o de 500 psi de presión diferencial fue usado, y en todas las pruebas, el límite de 500 psi se alcanzo antes del bombeo de 500 ml. Para la etapa ácida (5% HCl), el limite fue de 200 ml o 500 psi, y en cada uno de los casos, 200 ml se bombeo sin alcanzar el límite de 500 psi.

#### **4.4.2 FASE 1: Reducción de la permeabilidad al agua**

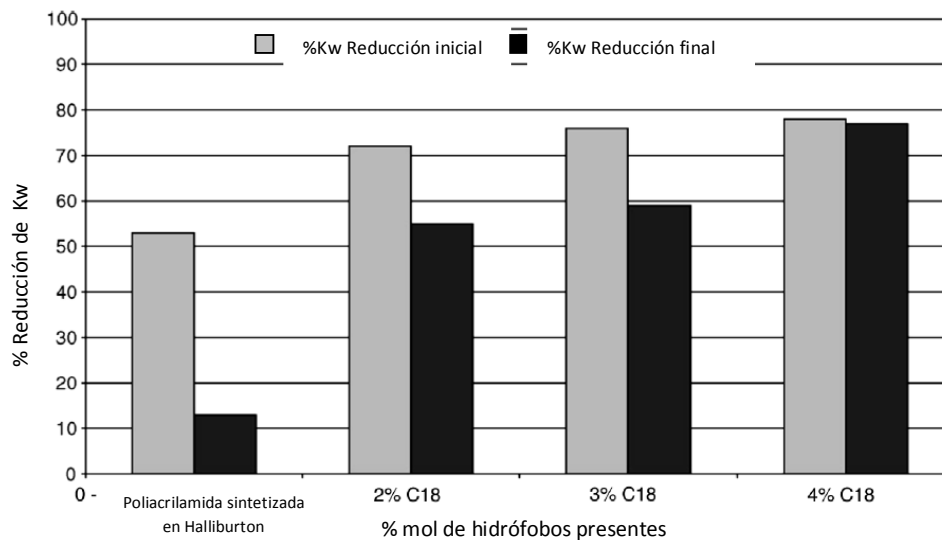
La prueba inicial de este proyecto se centro en la reducción de la permeabilidad del agua, con el objetivo de una reducción del 80% en la



permeabilidad en la salmuera y máximo en una reducción del 50% en la permeabilidad del aceite.

- **Modificación de Poliacrilamida**

La poliacrilamida fue el primer tipo de polímero evaluado para determinar si la modificación hidrofóbica podría mejorar la funcionalidad de los RPM. La poliacrilamida fue elegida porque su uso en operaciones de bombeo en directo ha sido bien documentado y también debido a su facilidad de polimerización. Una gran cantidad de poliacrilamidas modificadas fueron probadas, mostrando en la **Figura 4.5** ejemplos representativos de los resultados de las pruebas. La primer grafica del lado izquierdo muestra una poliacrilamida sintetizada por la empresa Halliburton, sin modificar y a su vez fue comparado a una poliacrilamida disponible comercialmente. El resto de las figuras son poliacrilamidas modificadas con varios niveles de grupos hidrófobos C18. Para estas muestras las condiciones de síntesis fueron las mismas tanto para las poliacrilamidas modificadas y las no modificadas.



**Figura 4.5** % reducción de la permeabilidad del agua vs. % de sustitución de hidrófobo en la saturación de aceite residual usando poliacrilamida.

Tal como se observa en la **Figura 4.5** la modificación hidrofóbica aumento el nivel de reducción de la permeabilidad de la salmuera y además la estabilidad térmica. En esta prueba, el porcentaje inicial de la reducción de la permeabilidad fue calculado después de fluir un mínimo de 130 de

volumen de poro de salmuera a través del núcleo. Los núcleos fueron encerrados en la noche a temperatura, y el flujo fue restablecido al siguiente día. La poliacrilamida sin modificar no fue estable térmicamente a 175 °F y el nivel de reducción de permeabilidad de la salmuera se redujo por al menos 80% después del encierro en toda una noche.

Durante esta fase del proyecto, una conclusión fue alcanzada, que la modificación hidrofóbica mejoro el nivel de reducción de la permeabilidad de la salmuera. Sin embargo, el objetivo previsto de la reducción mínima del 80% no se cumplió, por lo cual se utilizo un polímero que aumente la reducción de la permeabilidad de la salmuera y que mantenga una mejor estabilidad térmica que la de la poliacrilamida.

- **Modificación de la PolidMAEMA**

Polímero basado en metacrilato de dimetilaminoetilo fue investigado y diversas variaciones se sintetizaron. Adiciones de grupos hidrofóbicos C10, C16 y C18 fueron probados. Después de extensas pruebas, el polidMAEMA modificado con un hidrófobo C16 se encontró el requerimiento mínimo deseado de un reducción al menos del 80% en la permeabilidad de la salmuera, con pequeño o ninguna variación en la permeabilidad efectiva al aceite.

Para su evaluación se utilizaron los núcleos que se muestran en la **Tabla 4.1**.

El núcleo 1 muestra que el polímero dio la reducción de la permeabilidad deseada a la salmuera en todo el núcleo. Para las pruebas 1 a la 4 y la 6, significativa reducción de la permeabilidad se observo en los segmentos 2 y 3, indicando que el polímero entro en el núcleo. Por lo cual el polímero resulto en excelente reducción de la permeabilidad en la salmuera desde 90 a 200 °F, incluso en núcleos de areniscas de alta permeabilidad.

Los datos presentados en esta etapa relacionan solo a la reducción de la permeabilidad al aceite y al agua y se presentaron para mostrar el proceso de desarrollo de la tecnología APT.

TABLE 5—RESULTS OF CORE FLOW TEST									
Núcleo	Litología	Concentración de tratamiento	Temp. (F)	Fluido	K inicial (md)	Vol. De Trat. (ml)	Reducción total (%)	Reducción segmento 2	Reducción segmento 3
1	Berea sandstone	4,000 ppm	230	API Brine	18 (Sor)*	400	95	95	95
2	Brown sandstone	2,000 ppm	90	API Brine	830 (Sor)	35	99	99	99
3	Brown sandstone	2,000 ppm	150	API Brine	610 (Sor)	250	99	99	85
4	Brown sandstone	6,000 ppm	200	API Brine	650 (Sor)	53	99	99	95
5	Berea sandstone	6,000 ppm	200	Kerosene	149 (Swr)**	8	3	2	-35
6	Brown sandstone	6,000 ppm	200	API Brine	875 (Sor)	500	85	85	85
6	Brown sandstone	5% NaOCl + 1.8% NaOH	200	API Brine	875 (Sor)	25	2	-25	-20
7	Brown sandstone	5% HCl	175	API Brine	840 (Sor)	200	-138	NA	NA
8	Berea sandstone	5% HCl	175	Kerosene	300 (Swr)	200	-114	NA	NA
9	Brown sandstone	2,000 ppm ahead of 5% HCl	175	API Brine	623 (Sor)	47	96.5	NA	NA
10	Berea sandstone	2,000 ppm ahead of 5% HCl	175	Kerosene	340 (Swr)	109	-120	NA	NA
11	Berea sandstone	2,000 ppm ahead of 5% HCl	175	API Brine	266 (Sor)	37	56	NA	NA
12	Berea sandstone	2,000 ppm ahead of 5% HCl	175	Kerosene	274 (Swr)	163	-34	NA	NA
13	Bedford limestone	2,000 ppm ahead of 5% HCl	175	API Brine	10 (Sor)	25	Intact	NA	NA
14	Bedford limestone	2,000 ppm ahead of 5% HCl	175	Kerosene	28 (Swr)	175	Wormhole	NA	NA

\*Sor=residual-oil saturation  
\*\*Sw=residual-water saturation

**Tabla 4.1** Resultados de las pruebas de flujo en núcleos.

En la **Tabla 4.1** el núcleo 5 muestra el resultado del tratamiento de un núcleo a la saturación de agua residual. Si bien hubo algunos daños iniciales a la permeabilidad al aceite, este resultado fue típico para numerosas pruebas.

#### 4.4.3 Fase 2: Desviación ácida

Como ya se vio en la fase 1, la APT efectivamente reduce la permeabilidad al agua con un pequeño daño a la permeabilidad al aceite. Posteriormente se inicio la prueba para determinar si la APT seria eficaz en la desviación del tratamiento con ácido.

- 1er. Serie de pruebas: Núcleos de areniscas tratados por separado.

Los experimentos iniciales involucro un núcleo de arenisca de alta permeabilidad (a la saturación de aceite residual para representar una formación que contiene agua) y un núcleo de arenisca de baja

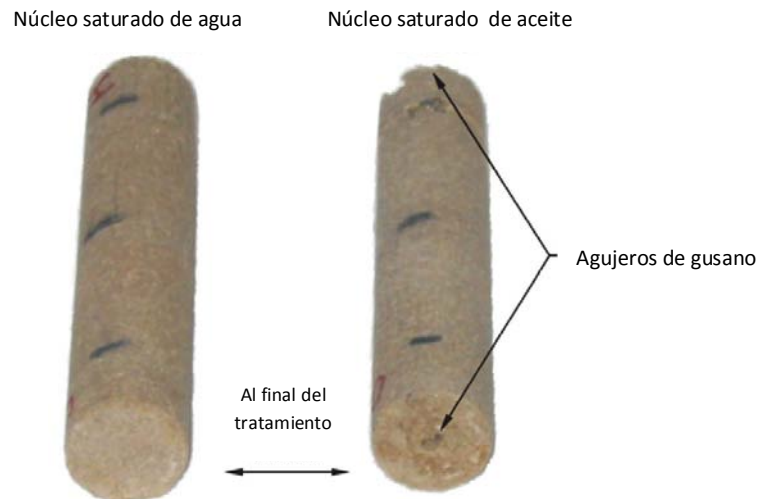
permeabilidad (a la saturación de agua residual para representar una formación que contiene aceite). En la **Tabla 4.1**, los núcleos 7 y 8 muestran los resultados de una prueba de control en el cual el volumen de poro de 14 de 5% de HCl fue bombeado a través de cada uno de estos núcleos por separado. Como se muestra, cada prueba resulto en más del doble en la permeabilidad, demostrando que estos núcleos fueron estimulados por el tratamiento ácido.

- 2da serie de pruebas: Núcleos de areniscas tratados simultáneamente.

La segunda prueba de nuevo usa un núcleo de alta permeabilidad a la saturación de aceite residual y un núcleo de baja permeabilidad a la saturación de agua residual. Sin embargo en este caso, los núcleos fueron conectados en paralelo así que el fluido de tratamiento podría ser bombeado en directo en ambos núcleos simultáneamente. La prueba de temperatura fue de 175 °F. El tratamiento de solución consistió de una solución de APT de 2000 ppm. El volumen de entrada al núcleo de agua fue de 9 de volumen de poro, y 0.8 de volumen de poro que entro al núcleo de aceite antes de que se haya obtenido la limitación de 500 psi. El fluido APT fue sacado de la línea, y un fluido espaciador de 5% de cloruro de amonio fue bombeado. Después desalojando el espaciador de la línea, una solución del 5% de HCl fue bombeado en el aparato de tratamiento paralelo. De un total de 13 de volumen de poro, 11 entraron al núcleo de aceite y 2 al núcleo de agua. Como se muestra en la **Tabla 4.1** los núcleos 9 y 10, la permeabilidad retenida del núcleo con agua fue de 3.5%, mientras la permeabilidad retenida del núcleo de aceite fue de 220%. De esta forma el APT no únicamente desvía efectivamente el ácido desde el núcleo saturado de agua, al núcleo saturado de aceite, además disminuye efectivamente la permeabilidad del núcleo saturado de agua mientras permite la estimulación del núcleo saturado de aceite. De la misma manera para los núcleo 11 y 12 se realizo la misma prueba obteniéndose datos similares. El núcleo saturado de agua dio una permeabilidad retenida de 44%, mientras el núcleo saturado de aceite dio una permeabilidad retenida de 134%.

- Prueba 3: Núcleos de carbonato tratados simultáneamente.

Fueron usados dos núcleos de carbonatos, uno a la saturación de aceite residual y uno a la saturación de agua residual. De nuevo, los núcleos fueron conectados de modo que el fluido de tratamiento podría ser bombeado en directo a una temperatura de 175 °F. Una solución de 2000 ppm de APT fue bombeado en directo dentro del núcleo. Posteriormente, 0.2 de volumen de poro entro al núcleo saturado de agua y 1.6 de volumen de poro entro al núcleo saturado de aceite (lo opuesto a lo observado con los núcleos de areniscas en las pruebas anteriores). En el 5% de cloruro de amonio de espaciador, el 0.5 de volumen de poro entro al núcleo saturado de agua y el 0.2 de volumen de poro entro al núcleo saturado de aceite. De un total de 13 de volumen de poro de 5% de HCl, 2 de volumen de poro entro al núcleo saturado de agua y 11 entraron al núcleo saturado de aceite. Estos resultados se muestran en la **Tabla 4.1**, en los núcleos 13 y 14. El núcleo de aceite tuvo un gran agujero de gusano, mientras el núcleo de agua apareció completamente intacto, tal como se ve en la **Figura 4.6**.



**Figura 4.6** Núcleos de carbonato de agua y aceite después del bombeo de APT y la desviación del ácido en la prueba de flujo de núcleos en paralelo.

## 5. APLICACIONES EN MEXICO Y POTENCIAL

### 5.1 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE APLICACIÓN

El campo Cantarell es el segundo más grande campo de aceite en el mundo detrás del campo Ghawar en Arabia Saudita. Está localizada costa afuera en el Golfo de México, 47 millas al noreste de Ciudad del Carmen, Campeche. La principal zona de hidrocarburos en Cantarell son las rocas carbonatadas altamente fracturadas del Jurásico, Cretácico y del Paleoceno inferior (**Figura 5.1**). El campo está compuesto de un número de subcampos o bloques falla, con los principales campos siendo Akal, Chac, Kutz y Nohoch.

La producción empezó en 1979 y alcanzando un pico de producción de 1.1 millones de barriles por día en 1981 de 40 pozos productores de aceite. Para 1994 la producción bajó a 890,000 barriles por día; un año después alcanzó el millón de barriles debido a la adición de nuevas plataformas y pozos y a un programa de inyección de nitrógeno y para 1996 el campo estaba produciendo 2.1 millones de barriles por día.



**Figura 5.1** Muestra de núcleo mostrando fracturas naturales y cavidades, típico de esta formación.

Durante la etapa de perforación en este campo, grandes cantidades de lodo de perforación son típicamente perdidos a la formación. Varias medidas para minimizar la cantidad de daño causado por la pérdida de lodo han sido tomadas, incluyendo lodos de baja densidad, espumados y libres de sólidos. Sin embargo, la condición altamente fracturada de la formación y el escenario de agotamiento del yacimiento todavía da lugar a pérdidas masivas de lodo. Pozos en el complejo Cantarell requieren estimulación para reducir el daño a la formación causado por esta pérdida de lodo y además para mantener un nivel comercial de la producción de hidrocarburos. La estimulación por ácido en la matriz es la principal técnica usada en este campo. La estimulación ácida por tubería flexible ha sido empleado con buenos resultados; sin embargo, la limitación en el tamaño de la TF disponible en esta área lleva a largos tiempos de bombeo, haciendo a la técnica de bombeo en directo la principal opción. El principal sistema ácido es el 15% de HCl, el cual es el más adecuado para las temperaturas del fondo del pozo, el cual en promedio es de alrededor de 220 °F. El uso de un sistema divergente además ha sido un procedimiento de rutina en todos los intervalos de estimulación donde típicamente los rangos van de 30 a 50 metros. Las grandes fracturas naturales de estas formaciones y la presencia de cavidades son una razón para el uso de un sistema divergente.

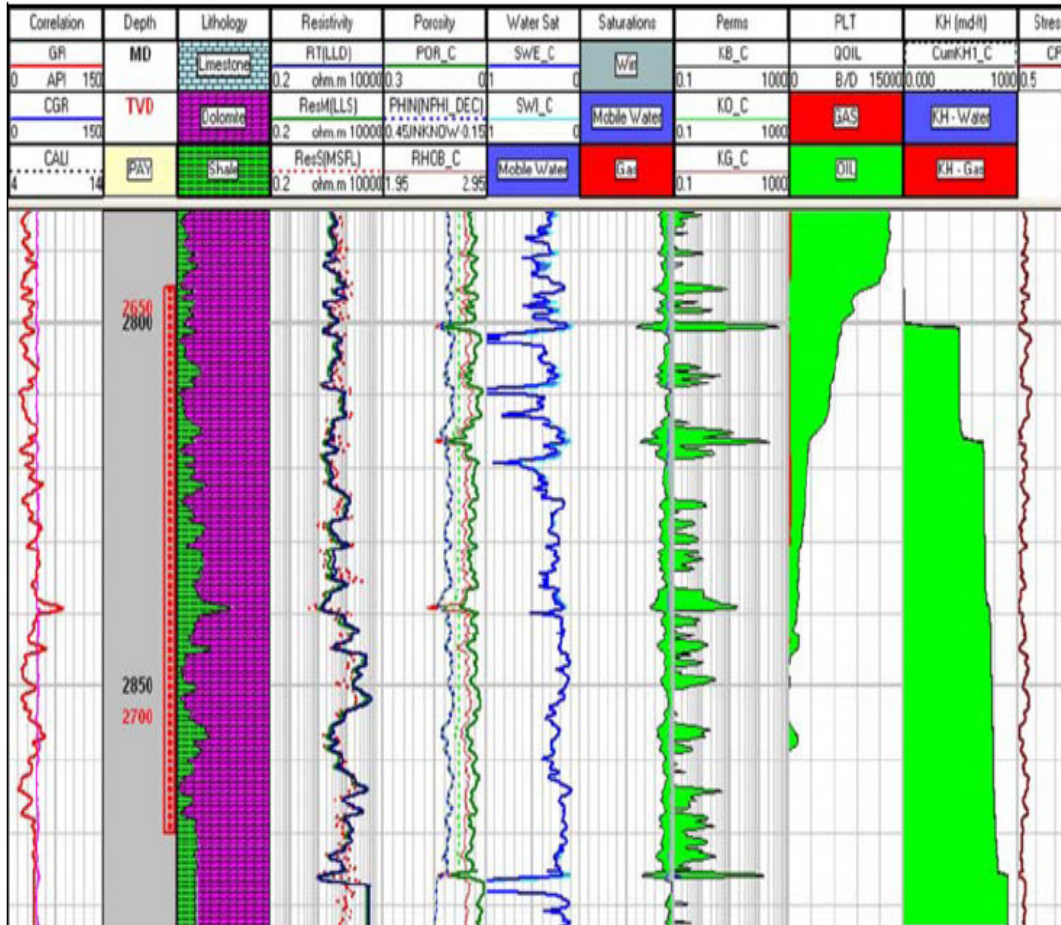
A continuación se verán la aplicación del modificador APT, las espumas divergentes y el Ácido Activado In-situ (ICA) y la comparación de los resultados obtenidos en este complejo:

## 5.2 COMPARACIÓN DE RESULTADOS

### 5.2.1 Espumas divergentes

Una de las primeras técnicas de desviación usadas en los trabajos de estimulación ácida de este campo fue la técnica de espuma continua. Usando nitrógeno como la fase gaseosa, con calidades iniciales del 50% aumentando progresivamente arriba del 70%, esta técnica de espuma continua fue recomendada para largos intervalos, el cual es muy típico en este campo.

Sin embargo los resultados obtenidos de las pruebas de incremento y los PLTs corridos después del tratamiento de estimulación a menudo mostraron mantener el factor de daño en la formación y diferentes perfiles de producción a lo largo de los intervalos. La **Figura 5.2** es un ejemplo de un perfil de producción después de un tratamiento ácido donde la espuma fue usada como desviadora. En este ejemplo, la mayoría de la producción de aceite proviene de los 20 metros de la parte superior.



**Figura 5.2** Registro compuesto del pozo 34 acidificado usando una espuma desviadora.

Otro ejemplo es mostrado en la **Figura 5.3** donde el perfil de producción desde el PLT corrido después de un trabajo de estimulación mostro que casi el 90% de la producción de aceite proviene de la parte media superior de los disparos. Datos de yacimiento desde estos pozos y algunos adicionales donde el registro PLT no fue corrido son presentados en la **Tabla 5.1**.



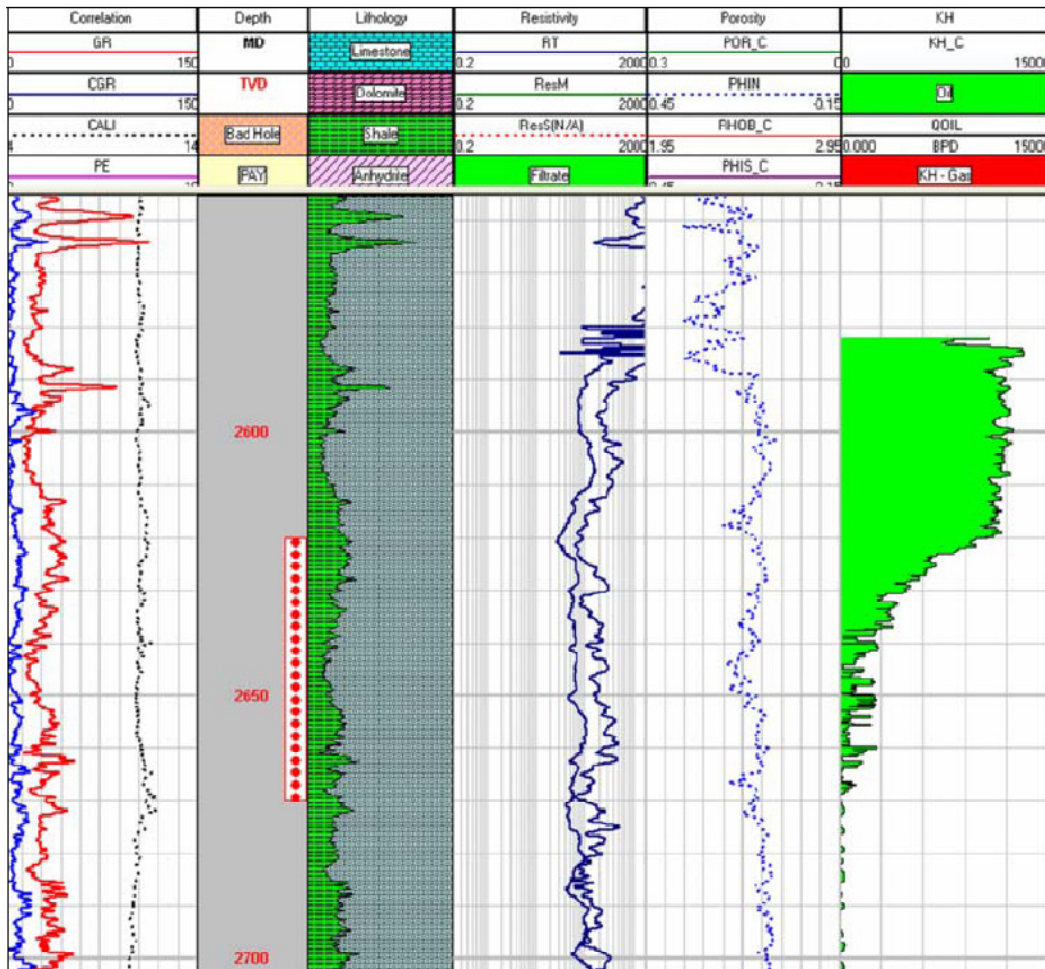


Figura 5.3 Registro compuesto del pozo 30 acidificado usando una espuma desviadora.

### 5.2.2 Ácido Activado In-situ

Posteriormente, el uso de Ácido Activado In-situ (ICA) por sus siglas en ingles (in-situ crosslinked acid) como agente divergente debido a que los resultados de la aplicación de la espuma no fue completamente satisfactoria según el registro de producción corrido inmediatamente después del tratamiento de estimulación. El ICA fue desarrollado como un sistema para prevenir perdida de fluido en un fracturamiento ácido y como un sistema de desviación en el tratamiento ácido en carbonatos. El ICA es un ácido gelificado con una viscosidad de aproximadamente 20 cp. Forma una alta viscosidad, el gel se activa cuando el ácido pasa en la formación y el pH aumenta a un valor alrededor de 2. Este sistema parecería mostrar una mejor distribución del ácido comparado al de la

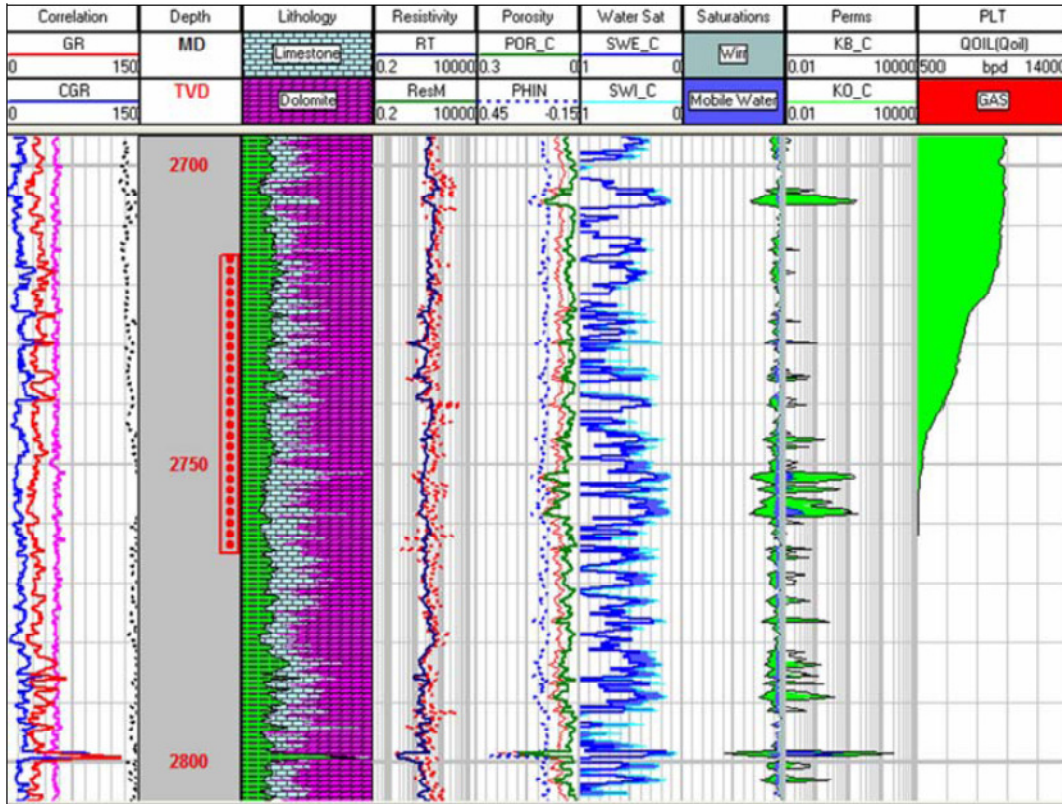
espuma. Sin embargo el resultado total basado en perfiles de producción aun no fue completamente satisfactorio.

**Tabla 5.1** Datos de yacimiento desde pozos acidificados.

	Pozo No	Permeabilidad (md)	T (°F)	Intervalo (m)	Pws (psi)	Pwf (psi)	Abatimiento (psi)
Pozos estimulados con el desviador APT	1	3,310	207	3,375-3,400	1572.89	1555.91	16.78
	2	N/A	212	3,100-3,130	1580.72	1571.86	8.86
	3	203	220	2,635-2,660	1606.83	1254.21	352.62
	4	1,010	212	3,170-3,200	1540.80	1521.82	18.87
	5	5,000	215	2,650-2,680	1590.55	1541.89	48.66
	6	2,000	221	2740-2765	1529.66	997.00	532.66
	7	6,410	216	3262-3312	1552.18	1391.61	160.57
	8	106	210	2,665-2,615	1612.64	1119.89	492.66
	9	8,340	222	3,368-3,500	1826.52	1816.94	9.58
	10	N/A	217	2,863-2,885	1295.7	1238.08	57.64
	11	N/A	212	2,720-2,750	1579	1537.00	42.00
	12	10,000	216	2,585-2,616	1576.1	1569.60	6.50
	13	5,000	209	2815-2865	1624	1608.80	14.20
	14	N/A	220	2,800-2,830	1726	1705.30	20.70
Pozos estimulados con ICA	15	1,418	213	2,715-2,765	1544	1378.00	166.00
	16	N/A	218	2,595-2,625	1637	1598.00	39.00
	17	1,180	210	2,860-2,890	1740.73	1439.86	300.87
	18	24	220	2,803-2,855	1703	1234.00	469.00
	19	1,030	204	2,660-2,710	1688.83	1299.43	389.20
	20	1,030	208	2,865-2,875 and 2,880-2,900	1549.84	1462.44	87.20
	21	N/A	219	2,875-2,900	1338.3	1274.83	63.47
	22	N/A	219	2,670-2,720	1719	1704.00	15.00
	23	167	222	3,277-3,365	1673.55	1579.86	93.69
	24	8,070	211	2,795-2,855	1782.97	1762.28	20.69
	25	22	208	3,105-3,120 and 3,145-3,180	1608	1251.00	357.00
Pozos estimulados con espuma	26	5,660	222	2,885-2,935	1493	1428.00	65.00
	27	580	218	2,700-2,750	1802.49	1612.79	189.70
	28	1,790	209	2,600-2,620	1624.5	1156.65	467.85
	29	9,560	208	2,505-2,555	1586	1556.00	30.00
	30	2,136	205	3,375-3,425	1830.42	1552.48	277.94
	31	10,766	208	2,640-2,690	1706.9	1695.24	11.66
	32	829	208	2,640-2,690	1820	1788.32	31.68
	33	388	208	2,730-2,766 and 2,791-2,814	1487	1189.00	298.00
	34	10,300	208	2350-2360	1730.12	1682.00	48.12
	35	65	209	2,725-2,755	1705.93	1490.60	215.33
	36	100	208	2815-2845	1654	1539.00	115.00
	37	447	212	2,795-2,870	1809.79	1805.00	204.79
	38	1,540	222	3,165-3,209	1421	1399.00	52.00

Como se menciona, en algunos casos buenos resultados fueron obtenidos cuando el ICA fue usado como el agente divergente. El perfil mostrado del

registro compuesto en la **Figura 5.4** es un ejemplo de un satisfactorio perfil de producción a lo largo del intervalo perforado después de la estimulación ácida con ICA. Casi el 100% de las perforaciones contribuyen al flujo de aceite. Similares resultados son mostrados en la **Figura 5.5** donde casi el intervalo entero está produciendo.



**Figura 5.4** Registro compuesto con PLT del pozo 15 acidificado usando el desviador ICA.

En la **Figura 5.6** el perfil de producción del pozo 17 es mostrado en la última corrida del registro. Este pozo fue acidificado con el ICA como agente divergente. Puede ser observado que arriba del 90% de la producción entra en los primeros 9 metros del intervalo disparado. El resto de la producción de aceite proviene del fondo del intervalo.



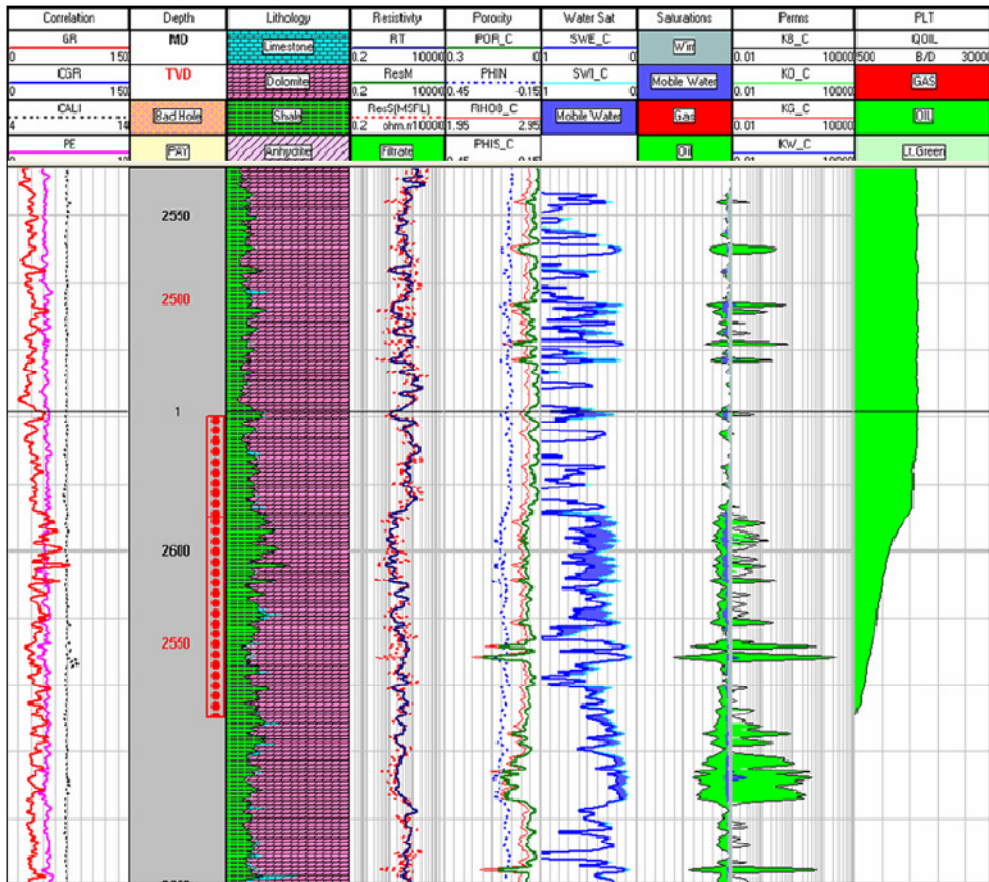


Figura 5.5 Registro compuesto con PLT del pozo 16 acidificado usando desviador ICA.

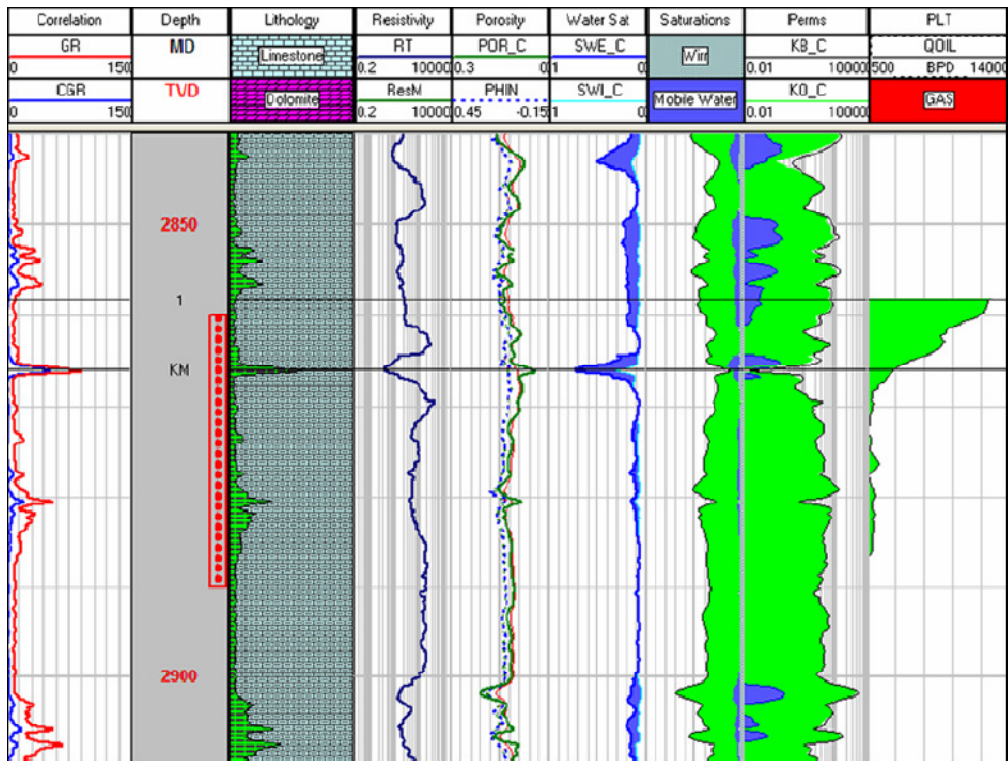


Figura 5.6 Registro compuesto con PLT del pozo 17 acidificado usando desviador ICA.

### 5.2.3 Tecnología de Polímeros Asociativos (APT)

El APT había sido introducido como un agente de desviación en otros campos de la región marina de México, donde buenos resultados fueron reportados incluso en la presencia de agua y formaciones de baja permeabilidad. Estos resultados dirigidos a PEMEX a considerar y evaluar la aplicación de este sistema en la estimulación ácida corrida en el campo Cantarell. En este proceso de estimulación usando el desviador APT a finales del 2005 y continuo durante todo el 2006. Algunos pozos fueron seleccionados para llevar a cabo los PLTs posteriores a estas estimulaciones para evaluar la distribución del ácido en los intervalos estimulados. Los resultados observados en los perfiles de los PLTs para algunos de estos pozos mostraron muy buena contribución del intervalo productor, el cual demostró buen desempeño por el APT. Sobre la base de estos resultados, durante 2006 al menos 50 pozos fueron acidificados usando APT. Aunque los resultados de todos los trabajos no pueden ser mostrados aquí, la conclusión total encontrada es que el APT ha proporcionado una desviación más consistente que la espuma o el ICA.

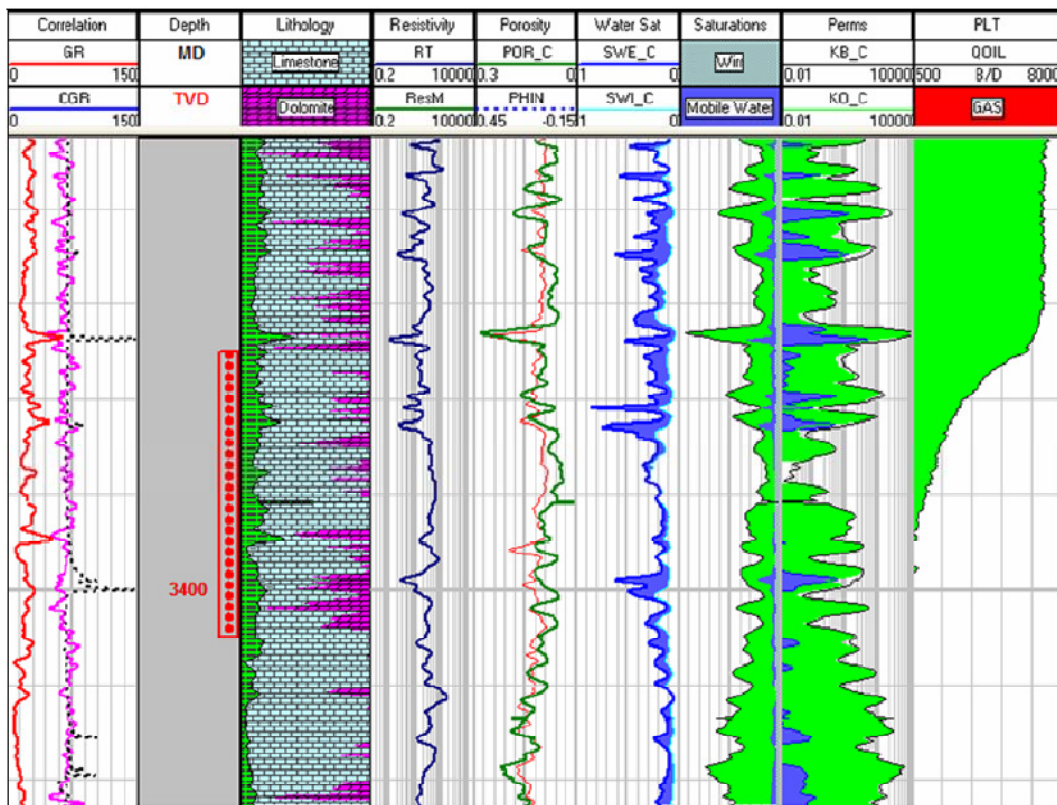
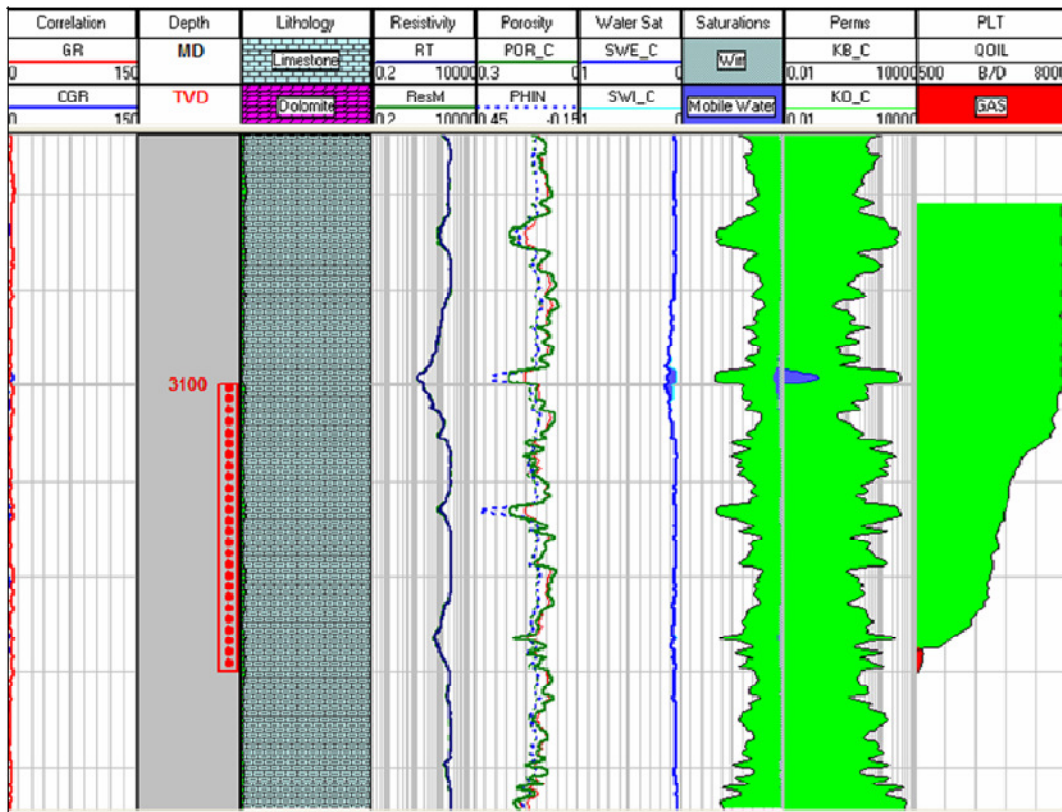


Figura 5.7 Registro compuesto con PLT del pozo 1 acidificado con el desviador APT.

El perfil de producción presentado en la última corrida de la **Figura 5.7**, muestra una contribución de producción del intervalo ligeramente cargado a la primera mitad del intervalo disparado.

En el siguiente ejemplo (**Figura 5.8**), el perfil de producción para el pozo 2 muestra una contribución del completo intervalo disparado, con una mejor contribución desde el fondo. La misma situación es observada en el pozo 3 (**Figura 5.9**), donde el intervalo entero ha contribuido a la producción total. El último ejemplo es el pozo 4 (**Figura 5.10**), donde el 100% de la contribución del intervalo disparado es observado en el perfil de producción mostrado en la última corrida del PLT.



**Figura 5.8** Registro compuesto con PLT del pozo 2 acidificado con el desviador APT.



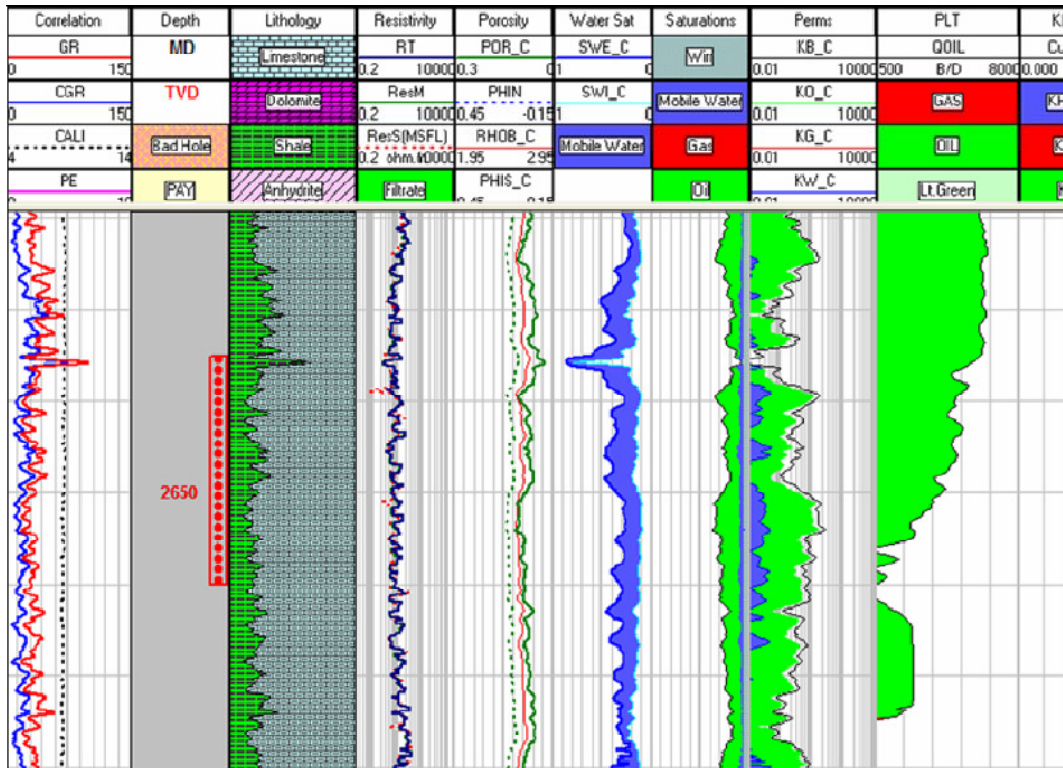


Figura 5.9 Registro compuesto con PLT del pozo 3 acidificado con el desviador APT.

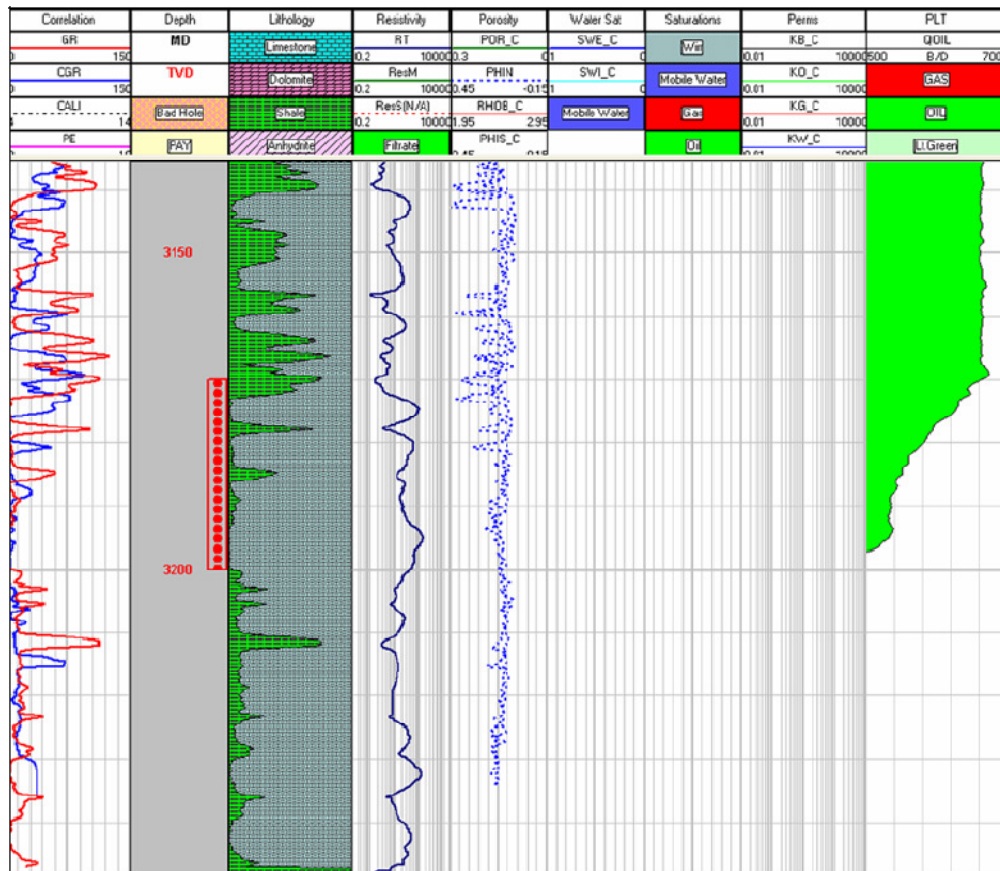


Figura 5.10 Registro compuesto con PLT del pozo 4 acidificado con el desviador APT.

## 5.2.4 Resultados

Una observación adicional basada en la presión de bombeo en superficie durante el tratamiento ácido es que la APT proporciona una mayor presión consistente a comparación de la espuma o el ICA.

Datos del índice de productividad para pozos acidificados usando espuma, ICA y la APT como desviador son presentados en la **Figura 5.11**. Estos datos provienen de pozos donde pruebas de incremento fueron realizadas. De esta información, podemos afirmar que el índice de productividad promedio de aquellos pozos acidificados con APT es mayor que aquellos en los cuales se utilizo espuma o el ICA. El promedio del índice de productividad para los pozos usando APT fue de 349 b/d/psi; para el ICA fue de 151 b/d/psi; para la espuma este fue de 182 b/d/psi.

Pruebas de laboratorio han demostrado que el desviador APT puede desviar el ácido de zonas predominantemente acuíferos a zonas predominantemente saturadas de aceite tanto en areniscas y carbonatos.

Datos del PLT del caso de estudio en este caso Cantarell, mostro mejor respuesta de aquellos pozos estimulados usando APT como desviador comparado a aquellos usando espumas o ICA. Así mismo los datos de índice de productividad muestran superiores resultados para pozos estimulados usando APT como desviador comparado al de la espuma o el ICA.

Resultados de este campo de estudio muestra que la desviación con el APT no está limitado a pozos con altas saturaciones de agua.

El Polímero Asociativo (APT) fue aplicado en combinación con tratamientos ácidos principalmente para:

- 1) Mitigar la estimulación preferencial de zonas saturadas de agua localizadas cerca de las capas productoras de aceite.
- 2) Proporcionar desviación ácida en yacimientos carbonatados.
- 3) Restaurar la productividad de los pozos dañados.

En general a estos sistemas se les conoce como **Modificadores de Permeabilidad Relativa o RPM**, pero para poder modificar la



permeabilidad relativa sería necesario cambiar la saturación de las fases presentes, y lo que hacen estos RPM es controlar la movilidad del agua y actuar como desviador en una estimulación ácida.

Así mismo, gracias a las pruebas realizadas, estas muestran que el tratamiento no tiene efecto significativo sobre la permeabilidad relativa al aceite, sin embargo la permeabilidad relativa al agua se redujo significativamente. De la misma manera se demostró su efectividad en la desviación ácida en los núcleos saturados de aceite.

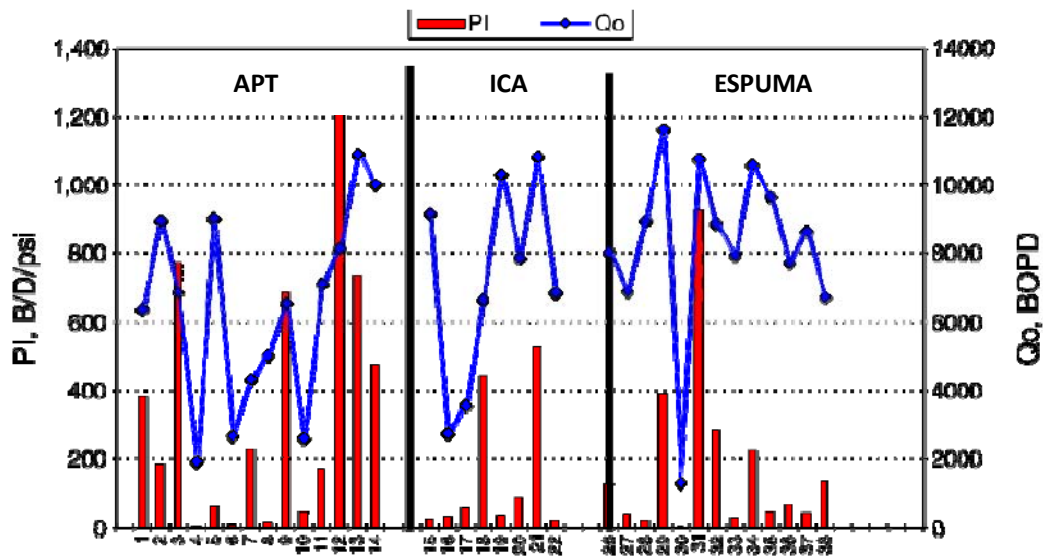


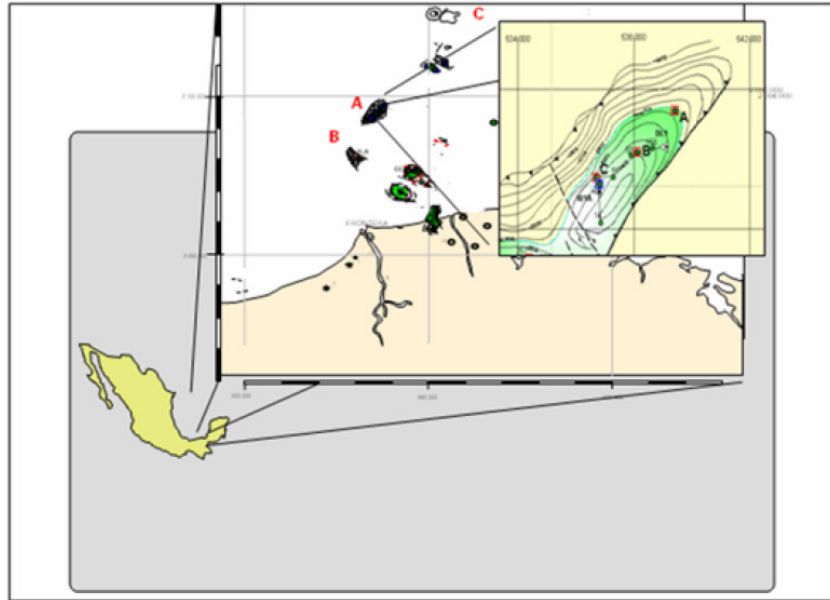
Figura 5.11 Datos de índice de productividad

### 5.3 CASOS HISTÓRICOS

#### 5.3.1 RPM en la estimulación ácida de formaciones carbonatadas de baja permeabilidad y de HP/HT

##### - Descripción del área de aplicación

Uno de los proyectos más importantes de la región marina es el área de Crudo Ligero Marino (CLM). Este proyecto es un desarrollo de 7 campos en dos distintas fases: Producción temprana y desarrollo integral.



**Figura 5.12** Localización de los campos en el área CLM

Los campos A y B han tenido un amplio desarrollo en los últimos 2 años y son localizados en la plataforma continental del Golfo de México a lo largo de la costa del estado de Tabasco, aproximadamente 80 km al noreste de la terminal marítima de Dos Bocas. Geológicamente, el campo está localizado en la cuenca denominada Bahía de Campeche. Consiste de dos yacimientos que tienen importantes diferencias con respecto a sus características petrofísicas y de sus fluidos. Para la formación del cretácico, la roca almacenadora está formada de carbonatos y el aceite producido aquí tiene una densidad de 30 °API.

Para el yacimiento del jurasico superior, la roca dominante son las dolomías en la base y calizas hacia la parte superior central. Como en el cretácico medio, la trampa es combinada por la influencia de la variación sedimentológica tanto vertical como horizontal. El aceite tiene una densidad de 41 °API. Los pozos en estudio son localizados sobre este yacimiento.

El campo C fue descubierto en 1982 con la perforación en formaciones de la brecha del paleoceno, el cretácico medio y del cretácico inferior; este campo es un productor de aceite ligero de 32 °API, asociado con un acuífero y una intrusión salina que divide el campo en 2 bloques: este y oeste. Las porosidades fluctúan entre 9% y 15%. En términos de

producción, es el principal campo de complejo APC, sin embargo el avance del contacto agua-aceite ha tenido lugar principalmente en el lado este del campo.

#### - **Retos de la estimulación ácida**

La mayoría de los pozos localizados en los campos A, B y C están produciendo en formaciones de baja permeabilidad en un rango de 5 a 30 md. Las temperaturas de fondo en estos pozos están por encima de los 300 °F. Estas altas temperaturas limitan la reactividad del ácido y la penetración en la formación. Los trabajos tradicionales de estimulación ácida son solventes/HCl/mezclas orgánicas diseñadas para vencer la precipitación de lodillo asfáltico (sludge) y las altas temperaturas. Para distribuir el ácido a lo largo del intervalo productor, ácidos viscosos son utilizados como sistemas desviadores con algunos éxitos; sin embargo, las altas presiones del yacimiento de estos campos limitan los gastos de bombeo.

#### - **Resultados de trabajo**

Como se menciona ya son varios pozos que han sido acidificados usando la APT como sistema de desviación en la región marina en México. La mayoría de estos pozos tiene permeabilidades en un rango de 100 a 1000 md. Aunque el AP es un desviador libre de sólidos, existía cierta preocupación en la aplicación de este sistema al aplicarlo en zonas de baja permeabilidad por la forma en que el AP se adjunta a la roca, lo que podría causar una reducción en los canales de flujo del aceite y el gasto después de la estimulación. Los resultados de 4 trabajos en áreas de baja permeabilidad presentados a continuación, muestran que el AP puede ser aplicado con éxito en estas situaciones. La **Tabla 5.2** muestra los resultados obtenidos de estos trabajos, algunos resultados desde el mismo pozo estimulado usando métodos tradicionales, presentados para la comparación. La producción de aceite y agua mostrados son valores aproximados justo antes y después de una estimulación ácida.

#### - **Caso de campo 1**

El pozo A1 es localizado en el campo A, fue terminado en Marzo del 2005

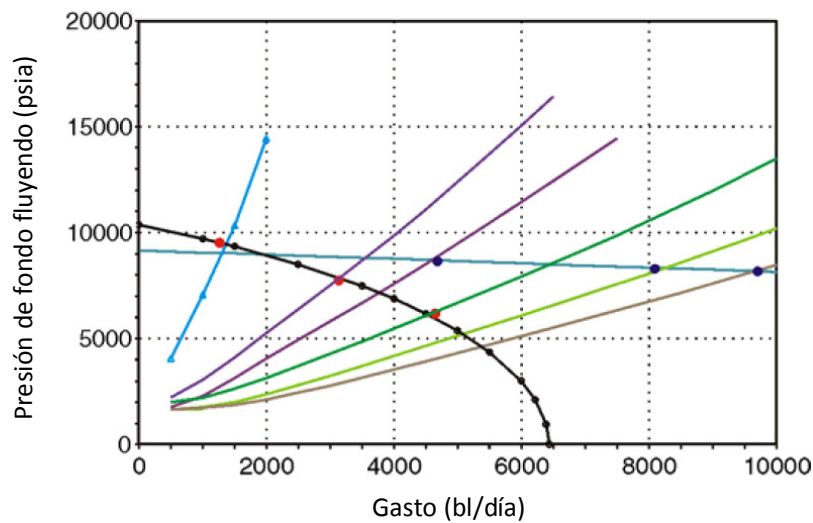
**Tabla 5.2** Resultado de producción del tratamiento de estimulación ácida.

Pozo	Temp (°F)	K (md)	Pr (psi)	Qo (BOPD) inicial	Corte de agua (%) inicial	Qo (BOPD) final	Corte de agua (%) final	incremento de producción (%)
				Antes de la estimulación (Sin el desviador AP)		Después de la estim. (Sin el desviador AP)		
A1	302	10,3	10131	3425	0	3153	0	-7,9
A2	320	30	10522	1112	0	1467	0	31,9
B1	335	2	9885	3506	0	4400	4	25,5
C1	275	26	3231	1500	0	3527	0	135,1
				Antes de la estimulación (Con el desviador AP)		Después de la estim. (Con el desviador AP)		
A1	302	10,3	9161	3461	14	9700	1	180,3
A2	320	30	9316	4500	1	5660	1	25,8
B1	325	2	11876	7166	0	10067	0	40,5
C1	275	26	3231	2599	0	5192	0	99,8

En la formación del jurasico superior, alcanzando una profundidad total de 18 882 ft con una desviación final de 22.5°. La temperatura fue de 302 °F y la porosidad estuvo entre 9 y 10%. El pozo fue disparado en el intervalo de 18 602-18 700 ft, y la presión actual del yacimiento es alrededor de 9100 psi. Justo después de su terminación, el pozo fue evaluado usando 4 diferentes tamaños de estranguladores, alcanzando una producción de 3408 BOPD con un estrangulador de ½ in. Basado en esta información, el pozo fue acidificado para aumentar su producción, pero el aumento fue mínimo y el factor de daño en la formación fue evidente y verificado por una prueba de pozo desempeñado después de la limpia, mostrando un factor de daño de 22.

Casi un año después, el pozo A1 se volvió a dar un tratamiento de estimulación ácida para obtener una mejor productividad. No obstante en febrero de 2006, el corte de agua apareció con un valor de 7% aumentando a un valor de 14% en agosto del 2006. Estos factores combinados llevaron a la consideración del uso de la tecnología de los Modificadores de Permeabilidad Relativa (RPM) como un sistema divergente, teniendo como antecedente los resultados obtenidos en otros campos del área en el cual buenos resultados de producción fueron obtenidos aun en condiciones donde el corte de agua estuvo presente. Una combinación de solvente/ácido fue usado para estimular el pozo y en este caso, el AP fue usado como un desviador. La producción obtenida después del tratamiento fue de 9700 BOPD con un abatimiento de presión del yacimiento al pozo de únicamente 213 psi. Una nueva prueba de pozo fue realizada justo después de la estimulación y mostro que el daño fue

removido a un valor de 0.09. Usando datos disponibles de las pruebas de pozo realizados en ambos casos (escenarios de post-estimulación), una curva de IPR fue ajustada para visualizar los beneficios y la mejor respuesta de la estimulación ácida usando el desviador AP contra las estimulaciones realizadas anteriormente sin el desviador. En la **Figura 5.13** muestra claramente los beneficios del tratamiento de la estimulación aplicando con el AP. Otro beneficio observado en el pozo después del tratamiento fue la reducción del corte de agua, el cual disminuyó a 1.0% y permaneció así en los posteriores meses. Antes de la estimulación el corte de agua que había sido reportado era de 14%.



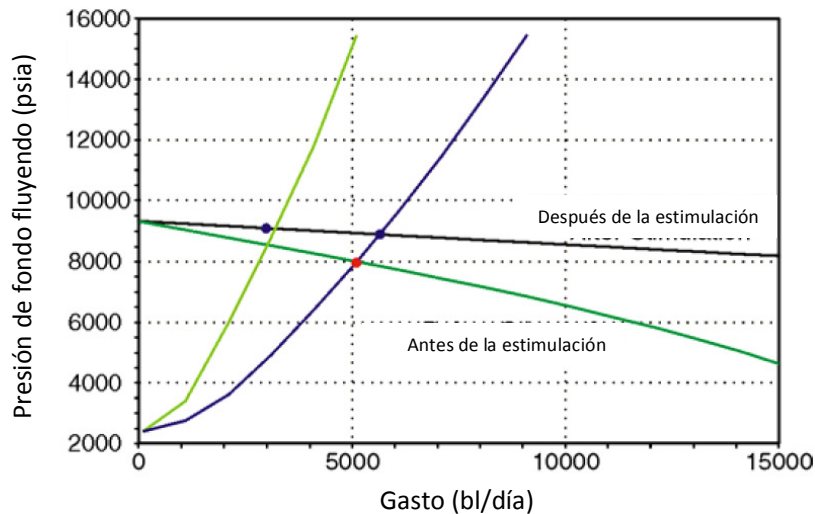
**Figura 5.13** Curva de IPR pre- y post-estimulación para el pozo A1.

- **Caso de campo 2:**

El pozo 2 es localizado en el campo A. Este pozo fue perforado a una profundidad de 19,028 ft; el intervalo disparado es localizado entre 18,159 ft y 18,225 ft, con una porosidad promedio de 11%. La temperatura del fondo del pozo es de 320 °F y la permeabilidad de la formación oscila alrededor de 30 md. Este pozo fue terminado en febrero de 2004 con una presión original de yacimiento de 11,300 psi. Una prueba de producción realizada en este pozo mostro una producción de 8,575 BOPD. Un tratamiento de estimulación ácida fue realizado usando un tratamiento tradicional basado en una mezcla de solvente/ácido con un ácido viscoso como desviador; sin embargo la producción obtenida no mostro aumento.

El pozo fue puesto a producción hasta agosto de 2006, cuando de nuevo requirió un tratamiento de estimulación debido a la disminución de la producción. Debido a los buenos resultados obtenidos en el pozo A1, se decidió incluir un Modificador de Permeabilidad Relativa (RPM) en el tratamiento para actuar como un sistema desviador durante la estimulación ácida.

Los resultados de los gastos de producción antes y después de la estimulación son mostrados en la **Tabla 5.2**, a fin de evaluar las nuevas condiciones de flujo, se ajusto la curva tomando como referencia los resultados de la **Tabla 5.2**. El aumento de la producción fue de alrededor de 600 BOPD y un abatimiento de presión de únicamente 400 psi se obtuvieron en la formación.



**Figura 5.14** Curvas de IPR de la Pre- y post-estimulación para el pozo A2.

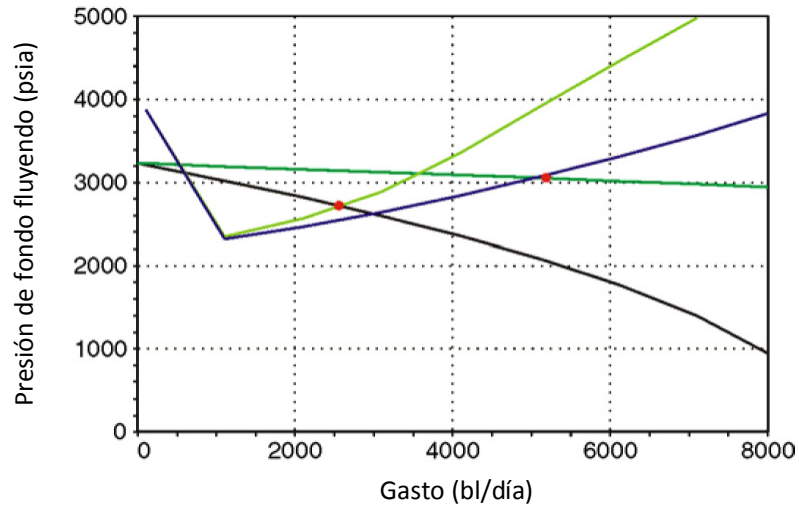
- **Caso de campo 3:**

El pozo B2 es localizado en el campo B. Este pozo fue perforado y puesto a producción en agosto de 2006; la profundidad total alcanzada fue de 20,111 ft con una desviación de 20°. La temperatura de fondo es de 323°F con una porosidad promedio de 9-10%. La permeabilidad de la formación oscila alrededor de 2-3 md, y el intervalo productor está localizado entre 19,816 y 19,855 ft. Inmediatamente después de su terminación, el pozo fue evaluado con una prueba de producción reportando la producción de aceite cerca de 5,986 BOPD con un estrangulador de ¾ de pulgada y un corte de agua de 1%. Haciendo el uso de los datos de las pruebas de

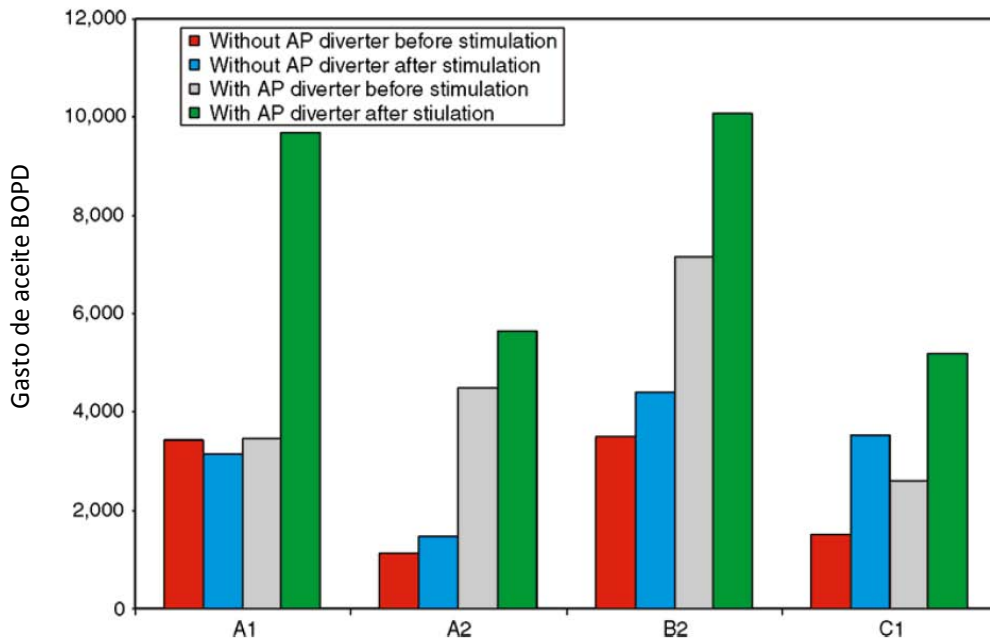
producción, la curva de IPR fue construida mostrando que el comportamiento de la productividad del pozo con un factor de daño de +4. El pozo fue estimulado usando el AP como un agente divergente y otra prueba de producción fue hecha para evaluar las nuevas condiciones de flujo, las cuales son mostradas en la **Tabla 5.2**. Con esta información, la nueva curva de IPR se construyo, mostrando los beneficios obtenidos por la estimulación ácida; el gasto de aceite aumento de 7,166 a 10,067 BOPD, mientras que el abatimiento de presión disminuyo de 3,991 a 3,460 psi usando un estrangulador de 1 pulgada. Este aumento de la producción refleja el éxito de la estimulación para mejorar las condiciones de flujo en el pozo.

- **Caso de campo 4:**

El pozo C1 es localizado en el campo C. Este pozo fue perforado a una profundidad de 13,123 ft y fue disparado en el intervalo de 12,942 a 13,057 ft. Tiene una porosidad promedio de 8% y una temperatura de fondo de 275 °F. La permeabilidad de la formación oscila alrededor de 26 md. El pozo fue estimulado en septiembre de 2005, obteniendo un aceptable aumento de la producción de 1,500 a 3,500 BOPD. Sin embargo, una prueba de pozo revelo un mantenimiento del factor de daño de +5 aun después de la estimulación. El pozo fue puesto a producción por al menos un año, cuando se decidió volver a estimularlo con ácido debido a que su producción disminuyo a valores de alrededor de 2500 BOPD. Un análisis de producción mostro que el comportamiento del pozo se ajusto a un factor de daño cerca de +18. Por esta razón, un tratamiento de estimulación ácida fue programado para restaurar la producción a sus niveles iniciales antes de haber disminuido. En este tratamiento la estimulación incluyo el AP como un agente divergente. Siguiendo la estimulación ácida, la producción de aceite alcanzo 5,192 BOPD con un tamaño de estrangulador de 2 pulgadas. Tal como los casos anteriores, los datos fueron reunidos para construir la nueva curva de IPR (**Figura 5.15**). La **Figura 5.16** muestra la comparación de la producción por el tratamiento de estimulación ácido con y sin el desviador AP para todos los pozos presentados.



**Figura 5.15** Curvas de IPR en la pre- y post-estimulación para el pozo C1.



**Figura 5.16** Comparación de la producción del tratamiento de estimulación ácida con el desviador AP contra los pozos sin AP.

### 5.3.2 RPM en la estimulación ácida de formaciones de permeabilidad moderada y presencia de agua

En tratamientos de acidificación matricial, el ácido tiende predominantemente a entrar en capas de alta permeabilidad y sobrepasando la zona más dañada (capas de baja permeabilidad). En algunos casos las zonas de alta permeabilidad son predominantemente



acuíferos, donde el ácido principalmente entra a estas zonas y en algunos casos aumentando la producción de agua consideradamente.

Como se explico en el capitulo anterior, los tratamientos que disminuyen la permeabilidad efectiva al agua más que al aceite pueden ser referidos como Modificadores de Permeabilidad Relativa (RPM), desempeñándose por adsorción en las paredes de los canales de flujo de la formación.

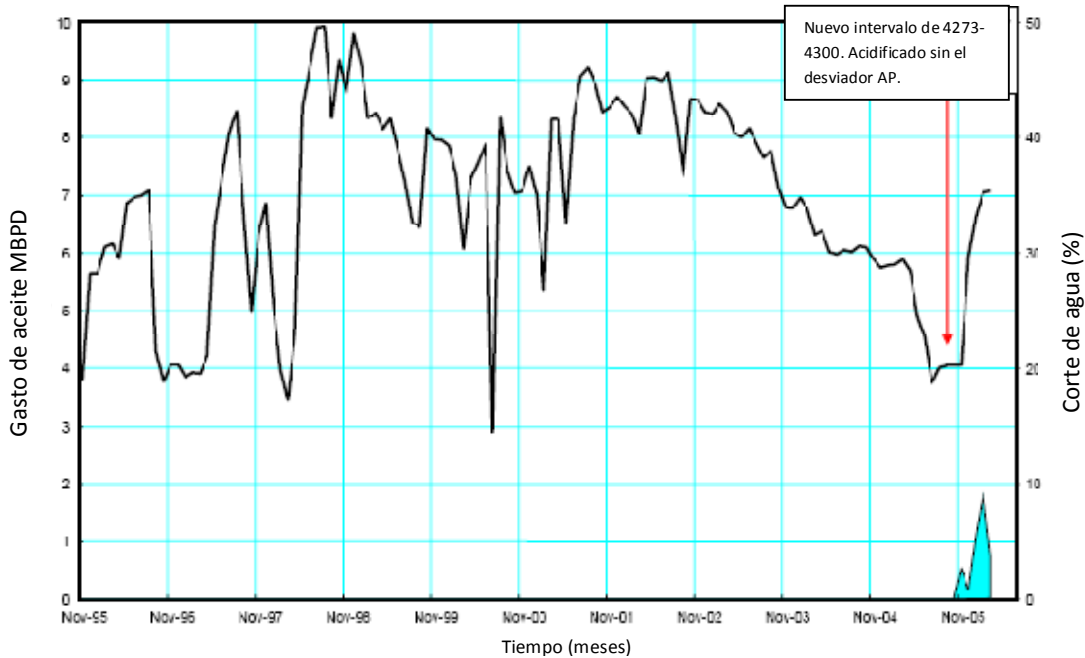
Alrededor de 30 pozos han sido acidificados utilizando el sistema de desviación AP en los campos Chuc, Caan y Pol. Estos campos son principalmente dolomías, y el ácido ha consistido principalmente de una mezcla de ácido clorhídrico y acético formulado para evitar problemas de lodillo asphaltico. Resultados de 9 de estos trabajos son mostrados en la **Tabla 5.3**. La producción de agua y aceite mostrados son valores aproximados justo antes y después de la estimulación ácida.

**Tabla 5.3** Resultados de producción de tratamientos de estimulación ácida

Pozo	Temp (°F)	Qo (BOPD) inicial	Qagua (BWPD) inicial	Corte de agua (%) inicial	Qo (BOPD) final	Qagua (BWPD) final	Corte de agua (%) final	Tiempo transcurrido despues del trata.m. (años)
Sin el desviador AP								
Caan 51	309	2000	667	25	1800	2700	60	2
Caan 53	311	1100	179	14	4000	1195	23	2
Caan 96	302	7000	0	0	4000	3273	45	3
Chuc 173	282	4000	0	0	7000	300	4	0,3
Pol 388	297	2800	3000	52	900	1100	55	2,4
Con el desviador AP								
Caan 73A	309	1515	0	0	3650	0	0	2
Caan 11	303	1900	29	1,5	2740	175	6	0,8
Caan 55	301	4518	0	0	6138	0	0	0,5
Chuc 63	284	245	47	16	3591	169	4,5	1
Chuc 171	280	2321	0	0	2497	0	0	0,25
Chuc 192	271	2820	67	3	4925	0	0	0,8
KU 87D	253	1000	0	0	4500	0	0	-
Pol 79A	275	727	255	35	735	396	35	2
Pol 93B	275	530	0	0	850	0	0	0,25

Para propósitos de comparación, resultados de trabajos ácidos sin el sistema de desviación AP son mostrados en la **Tabla 5.3** y en la **Figura 5.17**. La **Figura 5.17** muestra el resultado del pozo Chuc 173. El original intervalo disparado comenzó a mostrar una disminución en la producción de aceite a mediados del 2002. En Noviembre de 2005, el intervalo de 4273-4300 m fue disparado y acidificado. Mientras que hubo un aumento inmediato en la producción de aceite, hubo un inmediato inicio de la producción de agua. Estos resultados son típicos de los trabajos de estimulación ácida en los campos Caan, Pol y Chuc. Otros desviadores

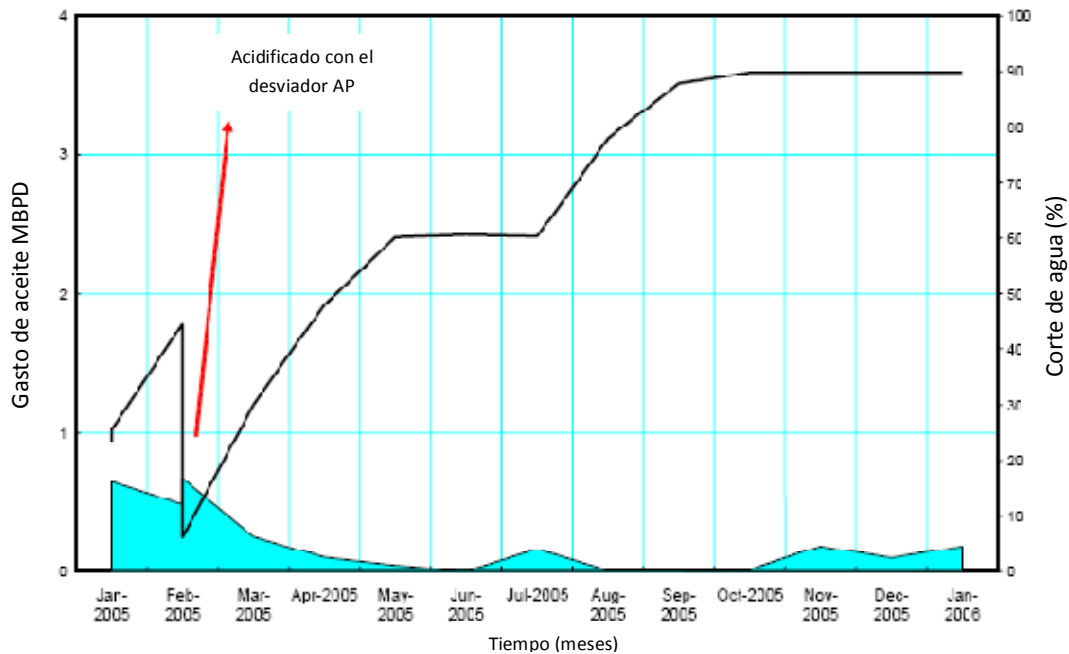
fueron usados en este campo, tal como bolas selladoras y espumas, pero sin un real beneficio.



**Figura 5.17** Resultados de producción del pozo Chuc 173 sin el desviador APT

El perfil de producción para el pozo Chuc 63 es mostrado en la **Figura 5.18**. la producción inicial del pozo fue de 1000 BOPD, con un 16% de corte de agua. Un mes después la producción fue de 1800 BOPD con el mismo corte de agua. Sin embargo, un mes después la producción de aceite tuvo caída dramática. El pozo fue acidificado en Febrero de 2005 usando el desviador AP. La respuesta en el aumento de producción fue excelente alcanzando un año después al menos 3600 BOPD y reduciendo de 16% el corte de agua a 4% manteniéndose a lo largo de un año.

Resultados de otros pozos acidificados con el desviador AP son mostrados en la **Tabla 5.3**. De nueve pozos acidificados con el desviador AP, el porcentaje promedio de aumento en la producción de aceite fue de 231%. En adición, 22% mostro una disminución en el corte de agua después del trabajo y 67% no mostro cambio. Para los 5 pozos acidificados sin el desviador AP, 4 mostraron un aumento substancial en el corte de agua después del trabajo de estimulación.



**Figura 5.18** Resultados de producción del pozo Chuc 63 con un desviador AP

Resultados de los campos Chuc, Caan y Pol muestran que el uso del desviador AP resulto en una menor producción de agua y el aumento de la producción de aceite al comparado en aquellos pozos sin este desviador.

## 5.4 APLICACIÓN MUNDIAL

### 5.4.1 Efectiva desviación ácida y control de agua en yacimientos carbonatados usando un Tratamiento de Polímeros Asociativos (APT): Casos de Arabia Saudita

La desviación ácida y el control de agua son usualmente dos procedimientos por separados. El tratamiento de los Polímeros Asociativos puede ser usado en un solo tratamiento y cumplir tanto como desviador y como controlador de agua.

Los polímeros asociativos han sido aplicados satisfactoriamente en Arabia Saudita y en México. Los resultados mostraron que los polímeros asociativos fueron muy efectivos como agente divergente del ácido y como controlador de agua.

Se realizaron pruebas en núcleos individualmente y en paralelo de la misma manera que la explicada en el Capítulo 4, esto con el fin de

demostrar el desempeño de los polímeros asociativos y llevarlo a la aplicación de campo.

Para la desviación ácida se realizaron dos diferentes experimentos usando núcleos de carbonato para evaluar la capacidad de la solución de los Polímeros Asociativos para desviar el ácido en el núcleo saturado de aceite. El contraste de permeabilidad fue a favor de núcleo saturado de aceite en el primer experimento y a favor del núcleo saturado de agua en el segundo experimento. Ambos experimentos mostraron que el polímero asociativo fue efectivo en desviar el ácido en los núcleos saturados de aceite. El resumen de los dos experimentos se da en forma breve a continuación:

- 1era Prueba de flujo de núcleos en paralelo: Núcleos de baja permeabilidad, alto gasto de inyección y contraste de permeabilidad a favor del núcleo saturado de aceite.

Dos núcleos de carbonatos representando zonas saturadas de aceite y agua fueron usados en esta prueba. La relación de permeabilidad de los dos núcleos fue de 2:1. La permeabilidad del núcleo saturado de aceite fue de 73 md, mientras que el núcleo saturado de agua fue de 36 md. Los núcleos fueron colocados en paralelo para permitir la inyección simultánea en ambos núcleos. Seguidos del tratamiento de Polímero Asociativo, el ácido clorhídrico a una concentración del 15% fue inyectado a un gasto de 5 cm<sup>3</sup>/min. La **Figura 5.19 y 5.20** muestran el efecto de la inyección ácida sobre el núcleo saturado de aceite y agua. El ácido penetra únicamente al núcleo saturado de aceite y resultó en un gran agujero de gusano. Después del tratamiento, la permeabilidad del núcleo saturado de agua disminuyó de 36 a 4.2 md.



Cara de entrada

Cara de salida

**Figura 5.19** Efecto de la inyección del ácido sobre el núcleo saturado de aceite. Un agujero de gusano es visible en la entrada y salida del núcleo.



Cara de entrada

Cara de salida

**Figura 5.20** Efecto de la inyección del ácido sobre el núcleo saturado de agua. Ningún agujero de gusano es observado en ambas caras.

- 2da Prueba de flujo de núcleos en paralelo: Núcleos de alta permeabilidad, bajo gasto de inyección y contraste de permeabilidad a favor del núcleo saturado de agua.

Dos núcleos de carbonatos representando zonas saturadas de aceite y agua fueron usadas. La relación de la permeabilidad de los dos núcleos fueron cercanamente 1:2. La permeabilidad de núcleo saturado de aceite fue de 249 md mientras que el del núcleo saturado de agua fue de 396 md. Una concentración de ácido clorhídrico a una concentración de 15% fue inyectado a un gasto de 1 cm<sup>3</sup>/min después de la inyección del polímero. Similar a los resultados obtenidos en la prueba 1, el ácido penetra en el núcleo saturado de aceite (**Figura 5.21 y 5.22**). Sin embargo el agujero de gusano generado fue mayor en esta prueba. Esto es atribuido a un menor gasto de flujo usado para la inyección ácida el cual

permitió más tiempo de contacto con la roca, de esta manera disolviendo una mayor cantidad de roca. Estos resultados confirman que el Polímero Asociativo fue efectivo en la divergencia del ácido en el núcleo saturado de aceite.



**Figura 5.21** Efecto de la inyección del ácido sobre el núcleo saturado de aceite. Un gran agujero de gusano es visible en la entrada y salida del núcleo.



**Figura 5.22** Efecto de la inyección del ácido sobre el núcleo saturado de agua. Ningún agujero de gusano es observado en la entrada y salida del núcleo.

#### - Reducción de la Permeabilidad

La reducción de la permeabilidad en la fase del agua y aceite después del tratamiento del Polímero Asociativo fue calculada usando la caída de presión de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

$$RRF_w = \frac{\Delta P_{w1}(Q)}{\Delta P_{w0}(Q)} \quad (V. 1)$$

$$RRF_o = \frac{\Delta P_{o1}(Q)}{\Delta P_{o0}(Q)} \quad (V.2)$$

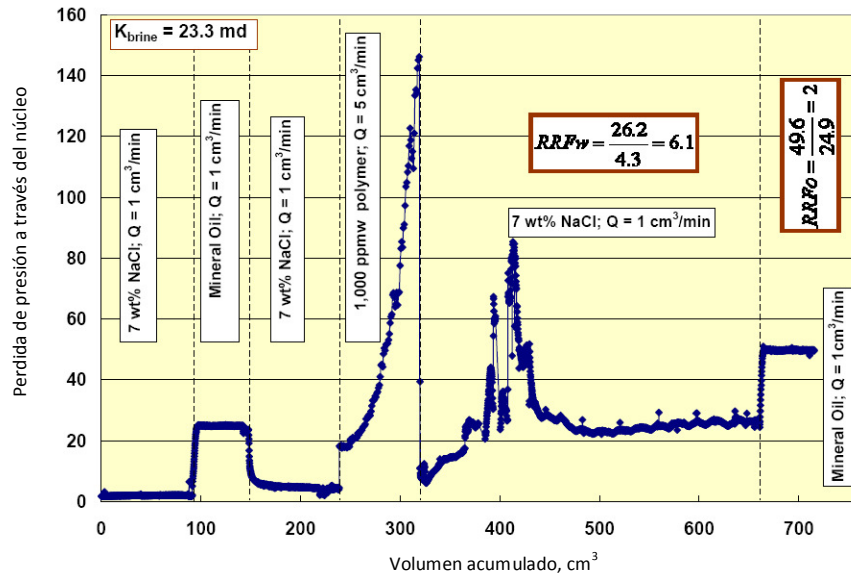
Donde  $RRF_w$  es el factor de resistencia residual,  $\Delta P_{w1}$  es la caída de presión a través del núcleo durante el flujo de la salmuera después de la adsorción del polímero y  $\Delta P_{w0}$  es la caída de presión durante la inyección de la salmuera antes de la adsorción del polímero. Similarmente el factor de resistencia residual al aceite ( $RRF_o$ ) fue calculado dividiendo la pérdida de presión durante la inyección de aceite después de la adsorción del polímero ( $\Delta P_{o1}(Q)$ ) por la caída de presión durante la inyección de aceite antes de la adsorción del polímero ( $\Delta P_{o0}(Q)$ ).

El objetivo del uso de los Modificadores de Permeabilidad Relativa (RPM) es para tener un factor de resistencia residual al agua de 5 a 10 mientras manteniendo al mismo tiempo un RRF al aceite de 2 o menos.

Una prueba de núcleo se usó para investigar la tendencia de un polímero asociativo para reducir la producción de agua. Un núcleo con una permeabilidad base a la salmuera de 23.3 md y una porosidad de 22% volumen fue usada en esta prueba. La **Figura 5.23** muestra el efecto de 1000 ppm en peso del tratamiento del polímero asociativo a la temperatura del yacimiento (200 °F) sobre la permeabilidad efectiva a la salmuera y al aceite. El factor de resistencia residual al agua se encontró mayor a 6, mientras que al aceite fue de 2. Estos resultados muestran que el polímero asociativo selectivamente reducirá la permeabilidad relativa al agua con un mínimo impacto a la permeabilidad relativa al aceite.

#### - **Aplicación de campo**

Varias aplicaciones de campo fueron realizadas en Arabia Saudita que involucran la desviación ácida y el control de agua en yacimientos carbonatados usando un Polímero Asociativo. Los Pozos A y B son localizados en tierra, mientras que el pozo C se encuentra en área marina. Las temperaturas de los Pozos A, B y C son 144, 225 y 200 °F respectivamente. Estos casos darán un resumen de los resultados obtenidos usando Polímeros Asociativos durante tratamientos de estimulación ácida.



**Figura 5.23** Efecto del tratamiento del polímero asociativo a temperatura de yacimiento (200°F) sobre la caída de presión causada por el flujo del agua y aceite.

- **Caso 1:**

El Pozo A tiene un intervalo perforado de 5,915 a 5,980 ft. El yacimiento es principalmente carbonato con una temperatura de 144°F y una presión de 2,042 psi. Después del proceso de disparo, el pozo no fluyó, después el pozo fue inducido usando nitrógeno, pero únicamente agua fue obtenida. Como resultado de esto, se recomendó un alto gasto de ácido como tratamiento para limpiar el pozo de: 1) Daño del lodo de perforación, 2) Daño por la cementación, 3) Daño por los disparos. El pozo tiene una variable porosidad y permeabilidad (0.2 a 2 md) y contiene una alta saturación de agua, por lo que hubo una necesidad de incluir una desviación ácida y un sistema de control de agua en el diseño del tratamiento.

El diseño del tratamiento contuvo principalmente etapas de control de agua seguidas por una estimulación ácida usando una solución de Polímero Asociativo como desviador del ácido y control de agua. Después de la estimulación el pozo produjo 502 BOPD (con un °API de 31) y 323 BWPD por un estrangulador de 32/64 pulgadas y con una presión en cabeza de 183 psia. Estos resultados indican que el uso de polímero asociativo permitió la estimulación preferencial de zonas de aceite y fue efectivo en la reducción de la movilidad del agua en el yacimiento.



- **Caso 2:**

La temperatura y presión del yacimiento son de 225 °F y 4,409 psia, respectivamente. El Pozo B fue terminado en agujero revestido. Tiene 2 juegos de disparos uno de 9,490 a 9,530 ft con una densidad de 6 disparos/ft a 0° y otro juego de 9,450 a 9,470 ft con una densidad de 5 disparos/ft a 72°, la litología del disparo superior es principalmente calcita y la parte inferior está compuesta de calcita y dolomía.

El pozo no fluyo después de los disparos, lo cual requirió un tratamiento ácido para remover los daños por fluido de perforación, por la cementación y por los residuos de los disparos. Ambos juegos de disparos mostraron alta saturación de agua, esto requirió el acompañamiento del tratamiento ácido con un tratamiento de control de agua. Los intervalos disparados tienen una variación en la permeabilidad en un rango de 1 a 50 md por lo que también se necesitó una desviación ácida. La incorporación de la solución de Polímero Asociativo en el tratamiento de estimulación fue recomendada para lograr un efectivo control de agua y una desviación ácida.

El tratamiento diseñado involucro una etapa de control de agua seguida con una estimulación ácida en 6 etapas por las etapas de desviación (Polímero Asociativo).

Después de la estimulación ácida la respuesta del pozo mostro que el gasto de producción aumento a más de 2 veces (de 1,114 a 2,701 BOPD). El gasto de producción de agua disminuyo de 33 a 0 BWPD con un estrangulador de 32/64 pulgadas.

Los resultados después del tratamiento revelaron que el uso del APT (Polímero Asociativo) permite estimular las zonas saturadas de aceite y reducir el gasto de producción de agua.

- **Caso 3:**

El Pozo C, fue perforado y terminado en una formación carbonatada en una región marina. El promedio de porosidad es de 20% y el rango de permeabilidad es de 1 a 10 md. La presión y temperatura son de 3,832 psia y 200°F respectivamente. El pozo tiene dos intervalos disparados que

son de 8,220 a 8,240 ft y de 8,178 a 8,190 ft. Hay 2 zonas productoras y un alto nivel de saturación de agua por debajo de 8,160 ft. Sin embargo hubo la necesidad de reducir la producción de agua y desviar el ácido en el juego superior de disparos, donde el aceite se espera ser producido.

Durante la evaluación de los disparos inferiores, se observó durante 6 horas, produciendo agua durante 2.5 horas a un gasto de 40 BWPD. Se decidió inducirlo usando nitrógeno y una tubería flexible de 1.5 pulgadas por 24 horas.

El pozo fue puesto a producción y no fluyó el juego de disparos superiores. Debido a esto el pozo fue de nuevo inducido y la tubería se sacó para continuar con la etapa de estimulación ácida.

Para minimizar la estimulación de la capa de alta saturación de agua, se decidió usar un tratamiento de Polímero Asociativo (APT). El polímero fue agregado en una etapa de pre-flush (volumen de fluido delante de la solución ácida) para el control de agua y fue además agregado para la desviación del ácido. Una baja concentración del polímero se usó para el control de la producción de agua, ya que de esta manera es más fácil inyectarla en la zona saturada de agua. Una mayor concentración de polímero se usó para la desviación ácida, ya que de esta manera el polímero no invadirá profundamente la formación, y como resultado, será usado para la desviación ácida en el área cerca del agujero.

Después de la estimulación, un análisis mostró que el valor del daño disminuyó de +17.9 a -4.2 indicando que el tratamiento ácido removió el daño sin incrementar la producción del agua. Se logró la producción de 1,118 BOPD (32.6°API) con 940 Mscfpd de gas con 8% mol de H<sub>2</sub>S y 9% mol de CO<sub>2</sub> y 179 BWPD, con un estrangulador de 22/64 pulgadas. Así mismo la zona inferior de los disparos no fue estimulada debido al tratamiento del polímero.

#### **5.4.2 Nueva técnica de desviación ayuda a incrementar la producción de aceite y simultáneamente reduce la fracción de agua: Caso Egipto**

- Campo Razak

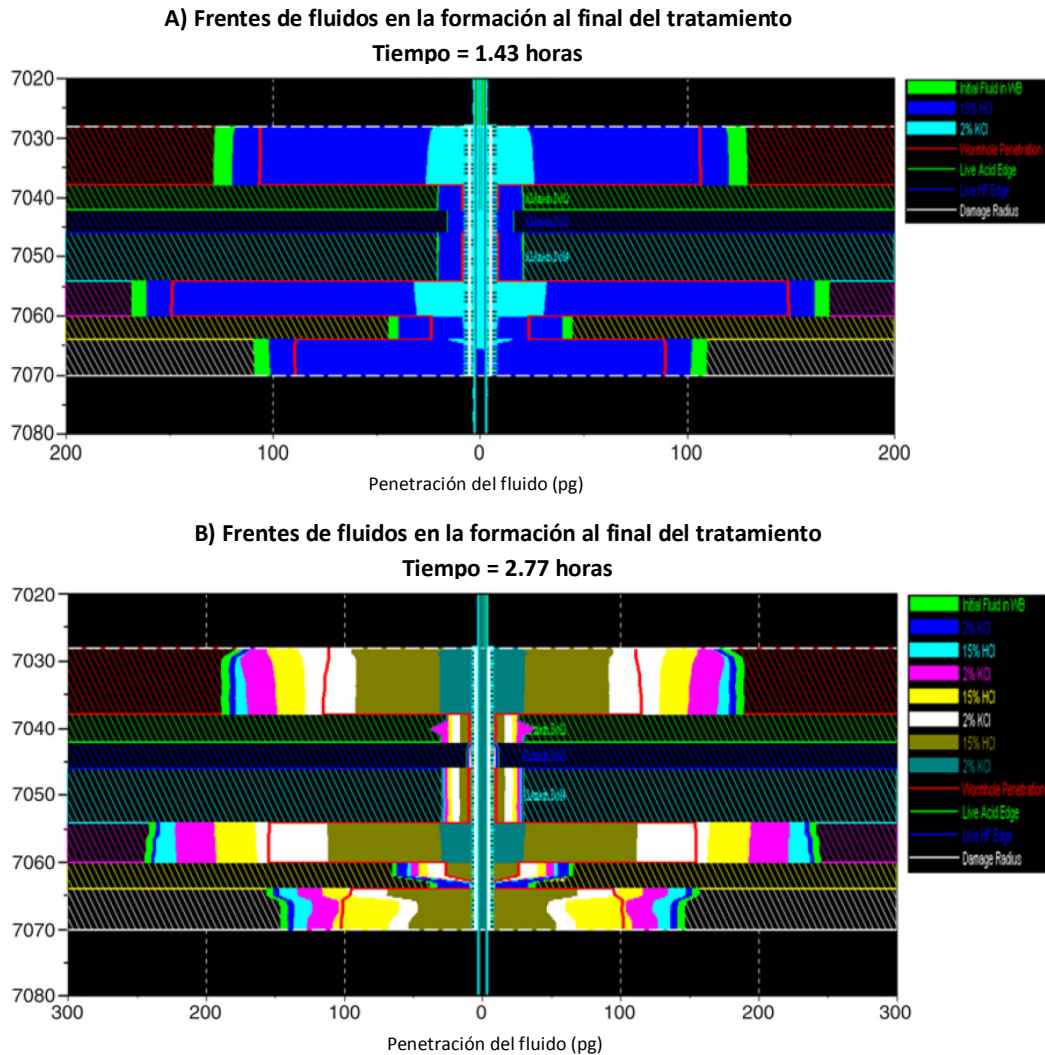
El campo Razak fue descubierto en Agosto de 2002 en Oeste del desierto de Egipto y cubre un radio de 7 km conteniendo a los Pozos Razak y North Razak. Este campo está produciendo principalmente de carbonatos con pequeñas cantidades de lutita. Los rangos de la unidad son de 235 a 245 ft de espesor. Con los datos de núcleo, la porosidad es intercrystalina y vugular en un rango de 4 a 10% y la permeabilidad de 33 a 222 md. La saturación de agua en zonas productoras es de alrededor de 15%, y la recuperación de aceite estimada inicial es del 33%.

Debido a que el Pozo NR-1 no fluyo antes cuando se puso a producción, un trabajo de estimulación fue realizado, convirtiéndose en el primer pozo acidificado en este campo y la importancia de las etapas de desviación no era reconocida en aquel tiempo, por lo que mostro una inadecuada producción y un alto factor de daño. Desde ese entonces los demás pozos se estimularon con ácido y etapas de desviación.

Los dos principales tipos de desviadores ácido utilizados en este campo fueron: Un sistema desviador a base de surfactantes, el cual supuestamente reaccionaba con el agua ofreciendo resistencia al flujo y prohibiendo que el ácido entrara en esta zona. El otro desviador fue el Ácido Activado In-situ (ICA), el cual al igual que el anterior evitaba la entrada de ácido en la zona acuífera. Los resultados de producción mostraron que la fracción de agua aumento significativamente.

Debido a todo lo anterior se decidió estimular un pozo en esta área con etapas de desviación y de ácido, fuera de las zonas de agua para incrementar la productividad con el menor porcentaje de fracción de agua inicial. Esto se realizo utilizando una nueva técnica de desviación ácida llamada APT que se uso para el control de agua y para la desviación ácida. Esta técnica puede simultáneamente mejorar la desviación ácida y dañar la movilidad del agua durante el tratamiento ácido.

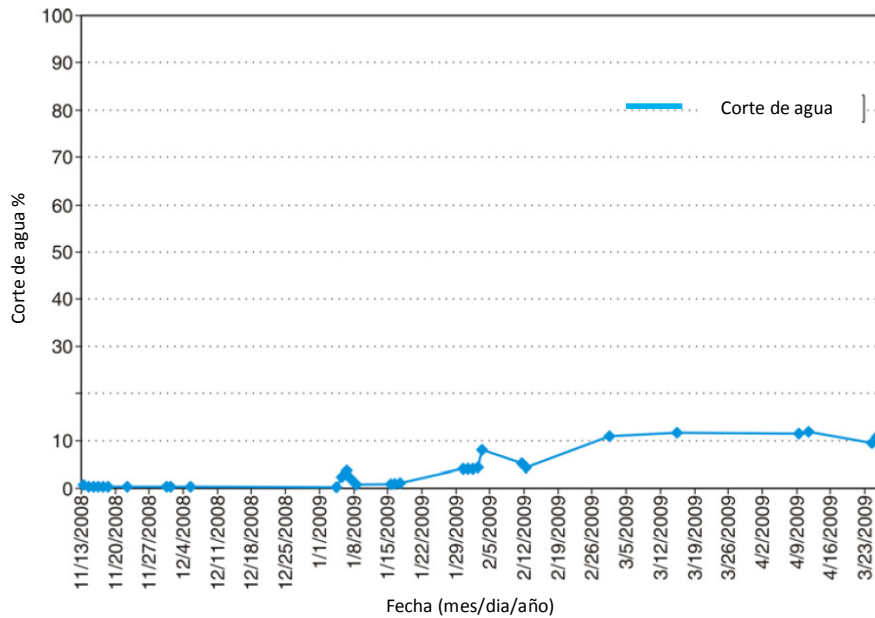
El Pozo Razak-39 fue el propuesto para el análisis. Primero un simulador fue corrido para probar la capacidad del APT como un desviador. El simulador resulto tener un factor de mejora de la productividad y un menor daño esperado debido a la alta penetración del ácido, cuando se usa el desviador APT (**Figura 5.24**).



**Figura 5.24** Comparación entre usar A) ácido sin desviador y B) ácido con desviador APT.

**- Resultados**

Después del tratamiento la producción fue alta obteniendo arriba de 4000 BOPD y del resto de los pozos este tuvo un bajo porcentaje de fracción de agua de 0.03, dando lugar a una producción sin la necesidad de un sistema artificial. Los pozos tratados con el desviador APT han mostrado excelentes resultados, así mismo su desviación fue efectiva como lo muestra el simulador y la fracción de agua usando el APT fue mucho menos que usando otros desviadores. A continuación se muestra la grafica del corte de agua a través del tiempo del pozo Razak-39.



**Figura 5.25** Corte de agua del Razak-39.

### **5.4.3 Caso de estudio de la efectiva desviación ácida lograda usando el agente divergente APT, en pozos del yacimiento carbonatado Khuff en el Campo Ghawar en Arabia Saudita**

En este subtema se muestran los resultados de campo de varias etapas de la aplicación de los Polímeros Asociativos en un gas amargo, en el yacimiento carbonatado de alta temperatura en Arabia Saudita. Datos de la presión de fondo muestran la desviación ácida, y la distribución homogénea del ácido a lo largo de los intervalos disparados.

#### **- Descripción general del campo**

Ghawar, el campo de aceite más grande del mundo, está localizado al Este de la provincia de Kingdom de Arabia Saudita. El campo tiene fundamentalmente yacimientos de arenisca y carbonato, el cual produce rico gas y condensado de una gran estructura anticlinal, abarcando un área de 225 km de largo por 25 km de ancho.

La permeabilidad del yacimiento Khuff tiene un rango de 0.1 md a 10 md resultando en un significativa variación de la porosidad. Importantes variaciones en la mineralogía y la Relación Gas y Condensado (RGC) están presentes en todo el campo.

Se han desarrollado mejoras en la recuperación y productividad de los pozos en los últimos 10 años dando grandes tratamientos de acidificación y fracturamiento hidráulico, y un alto gasto de la acidificación de la matriz. Algunos de los pozos productores han empezado a declinar y esto en cierta parte es debido a la restricción del flujo creado por la precipitación de escamas en la tubería.

Los pozos de gas y condensado de este artículo son clasificados como productores de gas amargo con niveles de ácido sulfhídrico tan altos como el 10% mol y niveles de CO<sub>2</sub> de 4% a 5% mol. La producción de agua tiene un rango de 2 a 100 BWPD. El condensado del gas varía de 30 bl/scf a 250 bl/scf.

- **Daño a la formación**

El depósito de condensado ocurre en viejos pozos y actúa como una barrera al flujo, por la reducción de volumen de poro disponible al gas y a la permeabilidad relativa, teniendo un impacto negativo en la producción. La saturación crítica del condensado, la cual está definida como la saturación mínima del condensado para que este fluya a través de un medio poroso cuando la presión del yacimiento está por debajo del punto de rocío. Por esta razón existe un mayor daño debido al depósito del condensado y porque este ocupa el espacio poroso reservado para el flujo del gas.

Similar a la presencia del condensado, la presencia de agua causa una reducción adicional en el espacio poroso disponible para el gas, por lo tanto, una gran reducción en la permeabilidad relativa al gas. La saturación residual restringe la movilidad del condensado debido a las altas fuerzas capilares generadas entre las fases fluyentes del gas, el agua atrapada, y al mismo condensado. A una mayor saturación de agua residual es mayor la reducción en la permeabilidad relativa al gas y al condensado.

Algunos estudios han mostrado que la densidad del condensado aumenta con el tiempo, significando que los componentes pesados están siendo liberados del crudo y son depositados en algún lugar del sistema de producción. Cuando son depositados en el espacio poroso, estos

componentes orgánicos pesados causan daño a la formación debido a una alta tensión interfacial, fuerzas capilares, generación de emulsión, reducción de las permeabilidades relativas y cambios en la mojabilidad.

- **Casos: Pozo 1**

Este pozo fue candidato para la primera aplicación del APT en un tratamiento ácido, debido a que tiene 4 intervalos disparados y tiene una zona altamente heterogénea, por lo cual una estimulación efectiva de cada zona para poder cumplir el objetivo de una mejor producción. Los tratamientos de estos pozos en el pasado mostraron que la estimulación fue efectiva en zonas donde existe una mejor calidad del yacimiento, mientras que en otras zonas no tan homogéneas o de menor calidad no tuvieron un buen desempeño o no produjeron.

El pozo fue perforado y terminado verticalmente considerado como de alta presión y alta temperatura, con 264 ft de zona productora neta como el principal objetivo y una zona de 142 ft de zona productora neta como objetivo secundario.

El objetivo del tratamiento fue lograr una efectiva estimulación de los 4 intervalos disparados. 5 etapas de estimulación fueron diseñadas con diferentes volúmenes de fluido de acuerdo con las características de permeabilidad de cada intervalo disparado.

El resultado después de la estimulación se muestra en la tabla y ganando aproximadamente 15 MMPCD con mayor presión en la cabeza del pozo.

**Tabla 5.4** Resultados del Pozo 1 después de la estimulación

Operación	Qg (MMPCD)	% Agua y sedimento	Pwh (psia)	Estrangulador
Pre-estimulación	26	7	1645	64/64"
Post-estimulación	41	10	2700	64/64"

Un registro PLT y una prueba de incremento de presión fueron hechas en este pozo para evaluar la efectividad del tratamiento de estimulación. Los resultados del PLT indicaron que 237 ft de los 264 ft contribuyeron al flujo y que proviene de los 3 intervalos de la parte superior.

**Tabla 5.5** Análisis de resultado del PLT

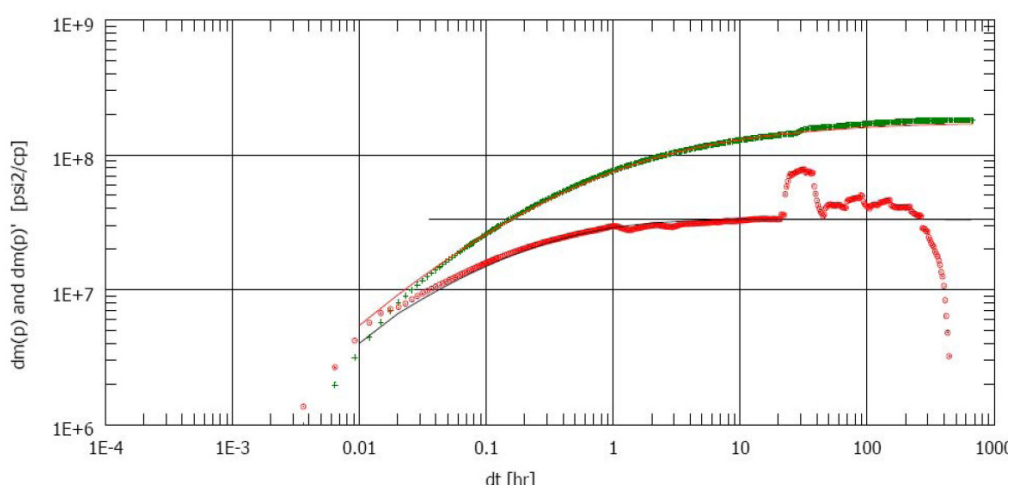
Zona	Intervalo superior (ft)	intervalo de fondo (ft)	Espesor productor neto (ft)	Contribución de flujo (MMPCD)	Contribución de flujo (%)
1	12145	12209	64	10,3	35
2	12213	12301	88	15,8	53,8
3	12305	12394	85	3,3	11,2
4	12394	12421	27	0	0
				Total=29,4	

Una prueba de incremento después de la estimulación realizada para determinar los parámetros del yacimiento, dando como resultados la **Tabla 5.6**.

**Tabla 5.6** Resultados de la prueba de incremento del Pozo 1

Pozo	Yac. Khuff	K*h	Daño	Gasto (MMPCD)	Pwh (psia)
1	C	808	-3,79	40	2680

La presión y el perfil derivado observado durante la prueba de incremento representado en la **Figura 5.26**, muestra la respuesta típica de un pozo estimulado. Aunque el tratamiento de estimulación en el Pozo 1 fue bombeado debajo de la presión de fractura, la forma de la curva derivada claramente indica un yacimiento altamente conductivo.



**Figura 5.26** Datos de prueba de incremento después de la estimulación

- **Casos: Pozo 2**



El pozo fue perforado y terminado en forma vertical considerado de alta presión y alta temperatura productor de gas a una profundidad máxima de 12,540 ft, con 114 ft netos de zona productora como el principal objetivo, y 28 ft netos de zona productora como un objetivo secundario.

El tratamiento objetivo fue lograr una estimulación efectiva de los dos intervalos perforados, 5 etapas de estimulación fueron diseñadas con diferentes volúmenes de fluido de acuerdo con las características de permeabilidad de cada intervalo disparado.

Los resultados después del tratamiento de estimulación ácida mostrado en la **Tabla 5.7**, para este pozo indica un gasto aumento de aproximadamente 8 MMPCD con una mayor presión en la cabeza del pozo.

**Tabla 5.7** Resultados del pozo 2 después de la estimulación

Operación	Qg (MMPCD)	Pwh (psia)	Estrangulador
Pre-estimulación	37	2385	64/64"
Post-estimulación	45	2850	64/64"

- **Casos: Pozo 3**

El pozo fue perforado y terminado en forma vertical en este yacimiento de HP/HT productor de gas a una profundidad máxima de 12,715 ft con 96 ft de espesor neto de zona productora como el principal objetivo, y 60 ft netos de zona productora como objetivo secundario.

El objetivo del tratamiento fue lograr una efectiva estimulación de los 6 intervalos perforados. 5 etapas de estimulación fueron diseñadas con diferentes volúmenes de fluido de acuerdo a la permeabilidad de cada zona disparada.

Los resultados del tratamiento después de la estimulación ácida mostrado en la **Tabla 5.8** para este pozo indica un aumento en el gasto de aproximadamente 27 MMPCD con una mayor presión en la cabeza del pozo.

**Tabla 5.8** Resultado del pozo 3 después de la estimulación

Operación	Qg (MMPCD)	Pwh (psia)	Estrangulador
Pre-estimulación	18	1100	64/64"
Post-estimulación	45	2780	64/64"

Un registro PLT fue aplicado para evaluar la efectividad del desviador APT en el tratamiento de estimulación. El análisis final del PLT indico que todos los intervalos perforados fueron efectivamente estimulados y contribuyeron al flujo, tal como muestra la **Tabla 5.9**.

**Tabla 5.9** Análisis de resultado del PLT

Zona	Intervalo superior (ft)	intervalo de fondo (ft)	Espesor productor neto (ft)	K (md)	Conductividad k*h	Porosidad (%)	Contribución de flujo (MMPCD)	Contribución de flujo (%)
1	12154	12182	28	3	84	18	12,9	28,6
2	12186	12202	16	0,34	5,44	12	7,3	16,1
3	12216	12226	10	2	20	18	2,1	4,7
4	12238	12254	16	0,3	4,8	12	5,6	12,4
5	12284	12302	18	2	36	18	6,2	13,7
6	12310	12318	8	3	24	19	11,1	24,5
Total							45,22	

## 5.5 REGIONES EN MÉXICO CON POTENCIAL

Pemex tiene el compromiso de producir hidrocarburos y sus derivados, transportarlos y comercializarlos, tanto en el mercado nacional como internacional. Tomado de la página de Pemex, se tiene un resumen de las instalaciones en forma general en el 2006:

**Tabla 5.10** Resumen de instalaciones.

Resumen de instalaciones		
Tipo de Infraestructura	2005	2006
Campos en producción:	357	364
Pozos en explotación :	5,682	6,080
Plataformas marinas:	193	199
Refinerías:	6	6
Centros procesadores de gas:	12	12
Centros petroquímico:	8	8
Terminales de almacenamiento y distribución de productos refinados:	77	77
Terminales de distribución de gas licuado:	20	20

El territorio mexicano está dividido en 4 regiones con sus respectivos campos para su explotación, producción y administración independiente.

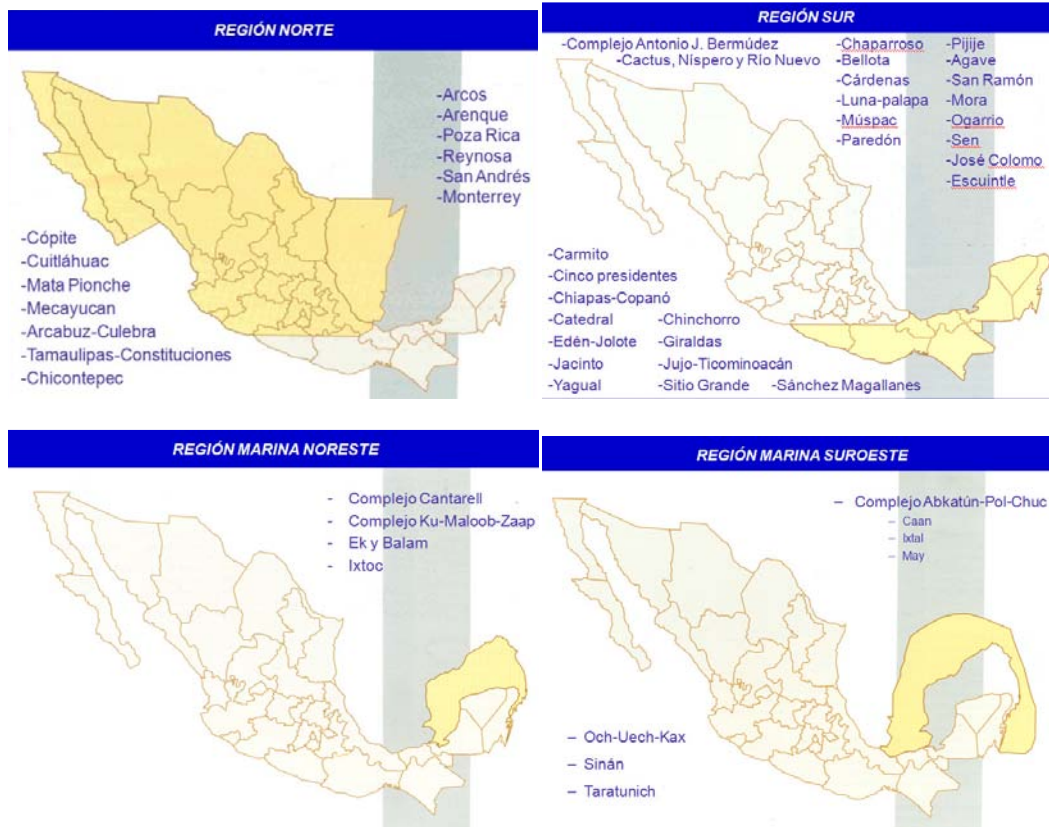


Figura 5.27 Regiones en México.

Las regiones con mayor potencial debido a la cantidad de aportación de hidrocarburos al país, son: Cantarell y Ku-Maloob-Zaap. Por lo que en esta tesis se explicara la importancia de estos campos en el aspecto de producción. (Tomado de la página de Pemex.com)

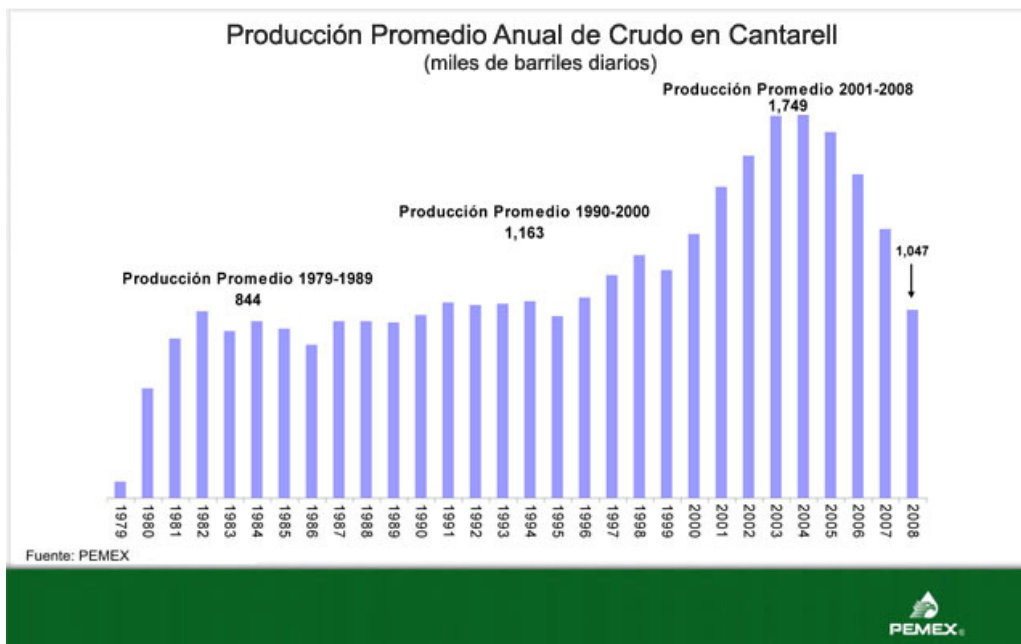
#### - Cantarell

El año de 1972 un pescador, Rudesindo Cantarell, descubrió una mancha de aceite que brotaba de las profundidades del mar en el Golfo de México, a unos 70 kilómetros de la costa, en la zona conocida como la Sonda de Campeche. Poco tiempo después, quedó al descubierto que México había localizado un yacimiento petrolero súper gigante. En honor a su casual descubridor, este campo productor, de una extensión aproximada de 15,500 kilómetros cuadrados, lleva el nombre de Cantarell.

El efecto Cantarell se hizo sentir rápidamente. De producir 748 mil barriles diarios durante los setentas, el promedio de producción diaria del país creció hasta alcanzar 2.5 millones de barriles en la década de los ochentas, 2.8 millones en los noventas y 3.2 millones en el periodo 2000-2008.

Cantarell representó el 36.7 por ciento de la producción total de petróleo de los ochentas, el 40.8 por ciento de los noventas y el 54.7 por ciento en el periodo 2000-2008.

En el mes de diciembre del 2003, Cantarell alcanzó su pico de producción al promediar 2.21 millones de barriles. Es también ese mes cuando la producción global del país alcanzó su nivel más alto de la historia: 3 millones 454 mil barriles diarios.



**Figura 5.28** Producción promedio de Cantarell desde su descubrimiento.

Sumados todos los barriles de petróleo producidos por PEMEX desde 1979, año en que Cantarell inició su producción, a la fecha, se alcanzan 30 mil millones de barriles de petróleo producidos. Solamente de Cantarell, del 79 a la fecha, han sido extraídos 13 mil millones de barriles de petróleo.

A partir del 2004 Cantarell empezó un proceso natural de declinación. Desde su nivel máximo de producción, Cantarell acumula una caída de 61 por ciento, mientras que la producción total del país alcanza una caída de 21 por ciento.

## - **Ku Maloob Zaap**

Ku Maloob Zaap (KMZ) se localiza frente a las costas de Tabasco y Campeche, a 105 kilómetros al noreste de Ciudad del Carmen, Campeche. Su historia comenzó con el descubrimiento del campo Ku en 1980 por el Pozo Ha-1A que dio inicio a su producción en marzo de 1981. Posteriormente se descubrieron los campos Maloob en el año 1984 y Zaap en el año 1991.

Ku Maloob Zaap se extiende en un área de 149.5 kilómetros cuadrados. En la actualidad este activo se conforma por los campos Ku, Maloob, Zaap, Bacab y Lum, los cuales toman su nombre en honor a la cultura maya que predominó en la zona de Campeche y Yucatán. En lengua maya su significado es el siguiente:

- Ku - Nido
- Maloob - Bueno
- Zaap - Braza
- Bacab - Columna
- Lum - Tierra

Ku Maloob Zaap es uno de los principales productores de crudo pesado. Hasta el 2008, era el segundo complejo petrolero en importancia en el país en términos de reservas probadas de hidrocarburos y producción de crudo.

En el 2009, el Activo Ku Maloob Zaap se convirtió en el lugar número uno a nivel nacional en la producción de crudo.

Al 31 de diciembre de 2007 las reservas probadas de hidrocarburos de Ku Maloob Zaap totalizaban 15.7 miles de millones de barriles de petróleo crudo y 6.3 trillones de pies cúbicos de gas natural. Las reservas totales (3P) son de 25.8 miles de millones de petróleo crudo y 8.2 trillones de pies cúbicos de gas natural. Esta magnitud de reservas permite clasificar a este complejo de producción como un campo gigante. La relación reserva probada-producción de Ku-Maloob-Zaap es de 13.3 años para la reserva 1P, 23.4 años para la reserva 2P y 29.5 años considerando las 3P.

Considerando que estos son los dos complejos más importantes en el país y debido a que empieza la producción de agua en algunos pozos de Ku

Maloob Zaap, tal como el caso del pozo Ku-44, Maloob 406, 412, 414, 403-D, 454-D y el Zaap 58, 28, 30 por citar algunos.

Estos complejos son hasta el momento los principales en el país y por ello se convierten en las regiones con mayor potencial, debido a que es deseado el aumento de la producción de aceite sin el incremento de agua o la disminución de este, y de esta manera evitar problemas que pueden ocasionarse tanto en el yacimiento como en la superficie.

Así mismo la compañía Halliburton ha utilizado los Modificadores de Permeabilidad Relativa como el APT en zonas como Poza Rica y Villahermosa, pero aun no se han publicado sus beneficios en esta área.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Aquellos tratamientos que sirven como un método de control en la producción de agua para disminuir la permeabilidad efectiva al agua más que al aceite, pueden ser referidos como **Modificadores de Permeabilidad Relativa**, mejor conocidos como RPM por sus siglas en ingles (Relative Permeability Modifiers).

Es necesario dar la definición anterior, debido a que la permeabilidad relativa del agua está en función de su saturación y por ello al aplicar un Modificador de Permeabilidad Relativa, este no disminuye la saturación de del agua, sino que disminuye su movilidad, haciéndolo más viscosa y dificultando su paso por los canales de flujo. Únicamente se le da ese nombre de RPM o se les conoce de esta manera en el campo.

Se da a conocer el nuevo Modificador de Permeabilidad Relativa llamado **Tecnología de Polímeros Asociativos** (APT en sus siglas en ingles). Este polímero es desarrollado por la Compañía Halliburton de México y está en proceso de aplicación en varias partes de México y del mundo. El polímero APT creado principalmente para una desviación del ácido de formaciones de alta permeabilidad a las de baja permeabilidad o zonas con mayor daño, también ofrece un proceso de control de agua. Así mismo las zonas de alta permeabilidad son generalmente altamente saturadas de agua, por lo cual el polímero tiende a adherirse a estas zonas.

El polímero asociativo fue creado modificando polímeros que son solubles en agua por la introducción de grupos hidrofóbicos. En general, la modificación hidrofóbica de los polímeros solubles en agua, añade nuevas propiedades sin perder las características típicas de los polímeros hidrofílicos. La asociación es introducida para aumentar substancialmente la viscosidad y elasticidad de las soluciones de polímeros, proporcionar su tolerancia a las sales y mejorar la resistencia de los polímeros a la permanente degradación por el esfuerzo de corte.

En pocas palabras, este tipo de polímeros se logra modificando hidrofóbicamente polímeros solubles en agua, incluyendo fracciones hidrofóbicas e hidrofílicas. Los polímeros asociativos han sido usados en el

control de agua/desviación ácida, fluidos de terminación y perforación, y en la recuperación mejorada.

Para el desarrollo de esta tecnología se propuso cumplir con dos objetivos específicos:

- 1) La reducción de la permeabilidad al agua
- 2) La desviación ácida

Se realizaron pruebas de laboratorio tomando como primer polímero llamado Poliacrilamida para saber si al ser modificada hidrofobicamente podría mejorar la funcionalidad de los RPM, teniendo como objetivo reducir 80% la permeabilidad al agua y un máximo de 50% la permeabilidad al aceite. Este polímero no fue estable a condiciones de yacimiento, aunque mejoro la reducción en la permeabilidad al agua, por lo cual se eligió otro polímero llamado poliDMAEMA, al cual se le hicieron las mismas pruebas y se alcanzaron los objetivos propuestos por la compañía.

Posteriormente se realizaron pruebas de núcleos para comprobar la desviación ácida tanto en areniscas como en carbonatos. Realizando estas pruebas se comprobó que el APT tiende a entrar a los núcleos saturados de agua y posteriormente al inyectar ácido, éste tiende a entrar en el núcleo saturado de aceite, por lo cual se crea una muy buena desviación ácida. Las pruebas de núcleos fueron hechas tanto para núcleos de alta y baja permeabilidades, y de esta manera comprobar dicha desviación ácida. Para el caso de los núcleos carbonatados, se dio una excelente desviación ácida, teniendo como resultado un buen agujero de gusano, mientras que el núcleo saturado de agua permaneció intacto durante el tratamiento.

La aplicación de esta tecnología fue dirigida a Cantarell debido a la alta permeabilidad y a la condición altamente fracturada de la formación, y a que sistemas desviadores como las espumas o el Ácido Activado In-situ no dieron buenos resultados en este campo, por lo cual el sistema APT fue aplicado y comparado con estos dos sistemas desviadores, para determinar su eficiencia. Se muestran los registros PLT tomados después del tratamiento, observando que existe una mejor distribución del ácido



utilizando este sistema APT, debido a que existe una producción más uniforme en la mayoría de los intervalos disparados.

Así mismo el promedio del índice de productividad para los pozos usando APT fue de 349 b/d/psi; para el ICA fue de 151 b/d/psi; para la espuma este fue de 182 b/d/psi. Mostrando superiores resultados para pozos estimulados usando APT como desviador comparado al de la espuma o el ICA.

El Polímero Asociativo (APT) fue aplicado en combinación con tratamientos ácidos principalmente para:

- 1) Mitigar la estimulación preferencial de zonas saturadas de agua localizadas cerca de las capas productoras de aceite.
- 2) Proporcionar desviación ácida en yacimientos carbonatados.
- 3) Restaurar la productividad de los pozos dañados.

Así mismo, gracias a las pruebas realizadas, estas muestran que el tratamiento no tiene efecto significativo sobre la permeabilidad relativa al aceite, sin embargo la permeabilidad relativa al agua se redujo significativamente. De la misma manera se demostró su efectividad en la desviación ácida en los núcleos saturados de aceite.

Se mostro que este RPM es estable térmicamente para poder ser aplicado en pozos de alta presión y alta temperatura, debido a que altas temperaturas se dificulta o limitan la reacción del ácido y la penetración en la formación. En estos pozos se utilizan ácidos viscosos como desviadores con algunos éxitos, pero debido a las condiciones extremas, el gasto de bombeo se ve limitado. Por ello se opto por la aplicación del sistema APT observando su eficiencia y su estabilidad durante el tratamiento e incrementando la producción de aceite y disminuyendo la producción de agua drásticamente. Se muestran varios casos de campo en esta tesis, comparando una estimulación sin y con el APT antes y después de la estimulación, mostrando su éxito.

Como se menciono anteriormente, este sistema APT no solo se utiliza en formaciones con una permeabilidad promedio, sino también existe

aplicación en formaciones de baja permeabilidad, mostrando éxito al elevar la producción y la disminución de la producción de agua.

La aplicación mundial en Arabia Saudita y Egipto fueron los casos elegidos en esta tesis, debido a que son grandes productores de hidrocarburos en el mundo. La aplicación de este RPM y desviador fue llevado a laboratorio para posteriormente ser aplicado al campo, realizando pruebas similares a las mencionadas anteriormente y obteniéndose así mismo resultados similares. De esta forma es llevado a prueba y aplicado a campos tan grandes como el Ghawar, productor de Gas y Condensado, y obteniéndose una excelente estimulación y una gran producción e incluso en algunos casos hasta el doble. Por lo cual el sistema APT no solo sirve en la aplicación de yacimientos de aceite.

Por último este sistema además de dar una buena desviación ácida, proporciona una disminución en la producción de agua, sabiendo que este problema lo tenemos actualmente en el yacimiento más grande de México que es Cantarell. Se recomienda la utilización de este sistema para ayudar a mantener la producción de aceite y minimizar los problemas que acarrea el producir agua a gran escala. Ku Maloob Zaap también es potencial para la aplicación de este sistema, debido a que se ha convertido en el campo de mayor producción de hidrocarburos en el país y está propuesto para cubrir la declinación de Cantarell, por lo cual un sistema que ayude a algunos pozos a evitar o disminuir la producción de agua y aumente la producción de aceite siempre será benéfico.

## BIBLIOGRAFÍA

1. Garaicochea F. "Apuntes de Comportamiento Primario de los Yacimientos", Facultad de ingeniería UNAM, 1972.
2. Ramírez Sabag J; Lozano Villajuana G; Pérez Tavares C. "Productividad de Pozos Petroleros", Facultad de Ingeniera UNAM, 2007.
3. Rodríguez Nieto R. "Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos", Facultad de Ingeniería UNAM, 1979.
4. Ahmed T. "Reservoir Engineering" Ed. Gulf Professional Publishing, second edition, 2001.
5. Fanchi John R. "Principles of Applied Reservoir Simulation" Ed. Gulf Professional Publishing, second edition, 2001.
6. Steffani Vargas O. "Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos", Facultad de ingeniería, 2002.
7. Boyun Guo, William C. Lyons and Ali Gha "Petroleum Production Engineering", Elsevier Science and Technology Books, 2007
8. Garaicochea F. "Estimulación de Pozos", Facultad de ingeniería UNAM, 1980
9. Michael J. Economides, Kenneth G, "Reservoir Stimulation" Edit. Offices, 2000.
10. Hernandez Reza G, PEMEX; Eduardo Soriano, Larry Eoff, Dwyann Dalrymple, Halliburton, 2005, "A New Method for Acid Stimulation without Increasing Water Production: Case Studies from Offshore Mexico", SPE 103771
11. Benjamin García, PEMEX; Eduardo Soriano, Wendy Chacon y Larry Eoff, Halliburton, 2008, "Novel Acid Diversion Technique Increases Production in the Cantarell Field, Offshore Mexico", SPE 112413
12. J.A. Robert, Schlumberger; W.R. Rossen, Universidad de Texas, 2001, "Fluid placement and pumping Strategy"
13. Larry Eoff, Dwyann Dalrymple, SPE, y B.R. Reddy, SPE, Halliburton, Agosto de 2005, "Development of Associative Polymer Technology for Acid Diversion in sandstones and carbonate lithology", SPE-89413
14. Eduardo Soriano Duverney y Fernando Robles, Halliburton, Antonio Inda Lopez y Octavio Steffani, PEMEX, 2007, "Relative Permeability

Modifiers in their use in Acid Stimulation in HP/HT Low-Permeability Carbonates Formations: Offshore Mexico Cases”, SPE 107584

15. Ali A. Al-Taq, SPE, Hisham A. Nasr-El-Din, SPE, and Ridha A. Lajami, SPE, Saudi Aramco, and Leopoldo Sirra, SPE, Halliburton, 2007, “Effective Acid Diversion and Water Control in Carbonate Reservoirs using an Associative Polymer Treatment: Case Histories from Saudi Arabia”, SPE 109714
16. Islam Taha, Mostafa Hamdy, and Arshad Waheed, Halliburton; Yasser Abd El Fattah and Khairy Hanafy, GUPCO, 2009, “New Acid Diversion Technique Helps Increase Oil production and simultaneously reduce Water Cut”, IPTC 13553
17. Walter Nuñez, SPE, Jairo Leal, SPE, Aatur Malik, SPE, and J. Ricardo Solares, SPE, Saudi Aramco, and Leopoldo Sierra, SPE, and Guillermo Izquierdo, SPE, Halliburton, 2009, “Multilayered Reservoir Stimulation: Case Study of Effective Acid Diversion Achieved Using the Associative Polymer Treatment Diverting Agent in Khuff Carbonate Reservoir Wells in Saudi Arabia’s Ghawar Field”, SPE 123442.