



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO.**

FACULTAD DE INGENIERÍA

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

**“PRUEBAS DE DOBLE DESPLAZAMIENTO EN
NÚCLEOS DE LA BRECHA DEL PALEOCENO.”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

MENA HERNANDEZ SIMON PEDRO

DIRECTOR DE TESIS:

DR. RAFAEL HERRERA GÓMEZ



MÉXICO. D.F, CIUDAD UNIVERSITARIA, NOVIEMBRE 2010

AGRADECIMIENTOS

La presente Tesis es un esfuerzo en el cual, directa o indirectamente, participaron varias personas leyendo, opinando, corrigiendo, teniéndome paciencia, dando ánimo, acompañando en los momentos de crisis y en los momentos de felicidad.

Esta tesis está dedicada a la memoria de mi padre, a quien agradezco de todo corazón su amor, cariño y comprensión.

Agradezco a mi madre y a mis hermanos que, de forma incondicional, entendieron mis ausencias y mis malos momentos.

A mis suegros por ser un apoyo en todo momento para mí y mi esposa.

Al Dr. Rafael Herrera Gómez por ser mi amigo y tener gran paciencia.

Pero sobre todo a mi amada esposa y mi hermosa hija mis razones de lucha.

ÍNDICE

Índice	i
Lista de Figuras	ii
Lista de tablas	iii
Introducción	iv
Objetivo General	v
Resumen	v
CAPÍTULO 1 ANTECEDENTES	1
1.1.- YACIMIENTOS CON DOBLE POROSIDAD	1
1.2.- PROCESO DE DOBLE DESPLAZAMIENTO	3
1.3.- DOBLE DES PLAZAMIENTO EN ROCAS CON DOBLE POROSIDAD MOJADA POR ACEITE	6
1.4.- IMPORTANCIA DE MUESTRAS DE DIÁMETRO COMPLETO	7
1.5.- BRECHA DEL PALEOCENO	8
CAPÍTULO 2 BASES TEORICAS DE DOBLE DESPLAZAMIENTO	10
2.1.- RECUPERACIÓN PRIMARIA Y SECUNDARIA	10
2.2.- TENSIÓN SUPERFICIAL E INTERFACIAL	11
2.3.- PERMEABILIDAD DE LA ROCA	13
2.4.- PERMEABILIDAD ABSOLUTA (K)	14
2.5.- PERMEABILIDAD AL GAS	16
2.6.- PERMEABILIDAD EFECTIVA (k_e)	17
2.7.- PERMEABILIDAD RELATIVA (k_r)	18
2.8.- MOJABILIDAD HOMOGÉNEA GENERAL O PROMEDIO	19
2.9.- SATURACIÓN	20
2.10.- POROSIDAD	21
2.11.- CAPILARIDAD	24
2.12.- PRESIÓN CAPILAR	25
2.13.- PRESIÓN CAPILAR Y SATURACIÓN	31
2.14.- TEORÍA DE BUCKLEY & LEVERETT	34
2.15.- DETERMINACIÓN DE LA SATURACIÓN MEDIA ATRÁS DEL FRENTE POR EL MÉTODO DE WELGE	37
2.16.- TÉCNICA GRAFICA PARA DETERMINAR PERMEABILIDADES RELATIVAS POR DESPLAZAMIENTO	38

CAPÍTULO 3	DISEÑO DEL EXPERIMENTO	40
3.1.-	MEDICIÓN DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS	40
3.2.-	MEDICIÓN DE PRESIÓN CAPILAR EN REGIMEN VARIABLE	41
3.3.-	MEDICIÓN DE PRESIÓN CAPILAR POR MERCURIO	45
3.4.-	EQUIPO EXPERIMENTAL PARA LA MEDICIÓN DE PERMEABILIDAD AL GAS	51
3.5.-	PREPARACIÓN DE LAS MUESTRAS	52
3.6.-	PERMEABILIDADES RELATIVAS	54
3.7.-	EQUIPO DE MEDICIÓN	55
3.8.-	PROCESO DE MEDICIÓN	56
3.9.-	EXPERIMENTO DE DOBLE DESPLAZAMIENTO	57
CAPÍTULO 4	ANÁLISIS DE RESULTADOS	67
CAPÍTULO 5	CONCLUSIONES	68
BIBLIOGRAFÍA		69

LISTA DE FIGURAS

Fig.1.- Idealización de un yacimiento fracturado	3
Fig.2.- Doble desplazamiento inyectando gas en el casquete	5
Fig.3.- Proceso de doble desplazamiento en núcleo	7
Fig.4.- Núcleo de la brecha paleoceno, donde se observa la porosidad, cavidades de disolución y fracturamiento	9
Fig.5.- Vida de un campo a través de los diferentes procesos de recuperación	10
Fig.6.- Idealización de la permeabilidad de las rocas en núcleos	13
Fig.7.- Esquema grafico para modelar la ecuación de Darcy	14
Fig.8.- Grafica de permeabilidades de aceite y gas en un medio permeable	17
Fig.9.- Grafica de permeabilidades relativas al aceite y gas en un medio permeable	18
Fig.10.- Idealización de una roca mojada por agua	20
Fig.11.- cambio de saturaciones respecto a curvas de permeabilidad relativa	21
Fig.12.- Poros conectados, interconectados y aislados	23
Fig.13.- Diagrama de fuerzas en un capilar	26
Fig.14.- Diagrama de fuerzas para un sistema de capilares	27
Fig.15.- Gráfica de función J	29
Fig.16.- Gráfico muestra el proceso de drene a imbibición en un desplazamiento	30
Fig. 17.- Ilustración esquemática de la relación entre la presión capilar y la historia de saturación	32
Fig.18.- Grafica de corrección por efecto de velocidad del gas de inyección	34
Fig.19.- Grafica de la "S" del flujo fraccional	37
Fig.20.- Presión capilar en régimen variable del núcleo 1 fragmento 24	42
Fig.21.- Presión capilar en régimen variable en un núcleo mojado por aceite	44
Fig.22.- Equipo de medición de presión capilar a trabes de inyección de mercurio	46
Fig.23.- Presión capilar con inyección de mercurio del núcleo 2052 fragmento 20	48
Fig.24.- Presión capilar con inyección de mercurio del núcleo 2084 fragmento 24	48
Fig.25.- Grafica de presión capilar con inyección de mercurio del núcleo 3003D	49
Fig.26.- Pruebas efectuadas a muestras de núcleos por restauración de estado	50
Fig.27.- Equipo para secado y saturación de muestras	54
Fig.28.- Esquema de interconexiones del equipo de permeabilidades relativas	57
Fig.29.- Prueba de doble desplazamiento primero por agua y después por gas nitrógeno	60
Fig.30.- Prueba de doble desplazamiento	62
Fig. 31.- Prueba de doble desplazamiento primero por agua y después por gas nitrógeno	64
Fig. 32.- Prueba de doble desplazamiento priemro por agua y después por gas nitrógeno	66

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.- NÚCLEO 1 MUESTRA 6	59
Tabla 2.- NÚCLEO 1 MUESTRA 6	59
Tabla 3.- NÚCLEO 1 MUESTRA 24	61
Tabla 4.- NÚCLEO 1 MUESTRA 24	61
Tabla 5.- NÚCLEO 1 FRACMENTO 10	63
Tabla 6.- NÚCLEO 1 FRACMENTO 10	63
Tabla 7.- NÚCLEO 2 FRACMENTO 11	65
Tabla 8.- NÚCLEO 2 FRACMENTO 11	65
Tabla 9.- ANALISIS DE RESULTADOS	67

Introducción

La ingeniería de yacimientos se puede definir como la aplicación de los principios científicos a los fenómenos que surgen en el movimiento de los fluidos durante el desarrollo y explotación de yacimientos de gas o de petróleo, con objeto de desarrollar y producir campos con una alta recuperación de hidrocarburos de manera económica. Las herramientas del ingeniero de yacimientos son la geología, las matemáticas aplicadas y las leyes fundamentales de la física y química que rigen el comportamiento de los fluidos que se encuentran en la roca del yacimiento. Con estas bases el ingeniero puede plantear soluciones a diversos problemas como los surgidos, al intentar explotar yacimientos invadidos por agua.

Como ya se menciona un problema habitual al que se enfrenta el ingeniero petrolero, es la invasión de agua en pozos productores de hidrocarburos. En este sentido el ingeniero petrolero tiene varias salidas al problema de invasión de agua, una de estas soluciones es la recuperación secundaria la cual se basa en la inyección de agua (llana) o gas natural, lo cual permite recuperar hasta un 50% adicional después de una primera etapa de explotación. También se puede sustentar en los casos que se ameriten la implementación de métodos de recuperación mejorada, como puede ser inyección de polímeros o desplazamiento de forma miscible. Que son métodos específicos a solucionar una invasión de agua.

En la literatura se menciona el método de doble desplazamiento como una posible solución, para yacimientos que están en etapa avanzada de explotación, teniendo como característica primordial, la invasión de pozos por agua; esta agua puede provenir de una inyección antecesora de agua como método de recuperación adicional de hidrocarburos o simplemente pudo provenir de un acuífero relacionado con el yacimiento. El doble desplazamiento es un proceso mediante el cual se puede recuperar el aceite entrampado en la zona invadida usando el principio de drene gravitacional.

En el presente trabajo se describirá de una forma rápida y sencilla los pasos que se siguieron en pruebas de doble desplazamiento efectuadas en cuatro núcleos de la brecha del paleoceno, rocas denominadas como naturalmente fracturadas o con doble porosidad, con el fin de dar un panorama general de la experimentación y poder interpretar los resultados; que en nuestro caso estos pueden describirse como alentadores para poder establecer las bases para otro método de explotación probable para la brecha del paleoceno.

Objetivo general del trabajo.

Proporcionar los elementos necesarios tanto teóricos como prácticos para comprender la metodología del experimento de doble desplazamiento en núcleos de la brecha del paleoceno y poder tomar en cuenta este método de recuperación secundaria como una posibilidad para poder recuperar un porcentaje mayor de hidrocarburos en campos maduros.

RESUMEN

En esta tesis se presenta toda la información necesaria para poder realizar una prueba de doble desplazamiento, en rocas de la brecha del Paleoceno en el laboratorio de núcleos naturalmente fracturados de la UNAM.

El primer capítulo describe las características más importantes por las cuales se pueden clasificar los yacimientos de doble porosidad tales como pérdidas importantes de fluidos durante su perforación o su producción inicial la cual es muy alta, de varios órdenes de magnitud comparada con un yacimiento intergranular, convencional u homogéneo. Los propios modelos a los cuales se llega para modelar a este tipo de yacimientos y la importancia de estos en nuestro país.

Por conveniencia del propio trabajo se menciona lo que la literatura maneja sobre las pruebas de doble desplazamiento en yacimientos con doble porosidad; a si mismo se intentara describir de una forma sencilla el proceso de doble desplazamiento para los experimentos realizados y la importancia de usar núcleos de diámetro completo para yacimientos de doble porosidad.

También se describen las características de la brecha del Paleoceno, como medio de almacenamiento y sus características petrofísicas más importantes que determinan la explotación de hidrocarburos. El presente trabajo maneja núcleos con características de doble porosidad.

Un requisito para entender el comportamiento de una inyección de agua o de gas es el conocimiento de las propiedades básicas de la roca del yacimiento. Estas propiedades pueden ser de la roca propiamente dichas, como porosidad, permeabilidad, distribución del tamaño de los poros etc y propiedades combinadas de la roca y los fluidos, como presión capilar o permeabilidades relativas. Es por eso que el segundo capítulo de esta tesis comprende toda la teoría y conceptos básicos necesarios para comprender en qué consiste una prueba de doble

desplazamiento, de tal forma que se sepa lo que se está haciendo y porque se está haciendo. Se incluyen las correlaciones para los efectos de alta velocidad o flujo turbulento, el cual se presenta cuando se usa gas para desplazar al aceite en un medio poroso. Para la tesis estos conceptos representan la base por la cual se puede dar un significado a los resultados obtenidos durante las pruebas de doble desplazamiento. Uno de estos conceptos es el de presión capilar entre dos fluidos.

Se hace mención de las diferentes teorías desarrolladas para predecir un proceso de desplazamiento inmiscible durante una inyección de agua o gas. La técnica en la cual se basa el desarrollo experimental son las "TÉCNICA GRAFICA PARA DETERMINAR PERMEABILIDADES RELATIVAS POR DESPLAZAMIENTO".

Cumpliendo con las características de un trabajo experimental el tercer capítulo se refiere a la descripción y armado fehaciente del equipo de medición, así como el procedimiento a seguir para realizar las pruebas de doble desplazamiento, teniendo en cuenta todas las medidas de seguridad. Se agrega además una pequeña descripción del manejo de los núcleos dentro del laboratorio desde su lavado hasta su restauración. Esto es necesario para obtener resultados más cercanos a la realidad del yacimiento y quitar en lo posible errores de medición por contaminaciones, o cambios de características propias de la roca; una propiedad que se requiere restaurar es la de mojabilidad.

Complementando la información y como justificación de los resultados de las pruebas de doble desplazamiento se presentan las pruebas de presión capilar efectuadas a los núcleos de la brecha del Paleoceno. Entre las pruebas de presión capilar están las efectuadas con mercurio, por régimen variable y la prueba de membrana semipermeable. Estas dos pruebas realizadas sustentan las conclusiones de este trabajo ya que demuestran el porqué los resultados de las pruebas de doble desplazamiento. Un ejemplo es que al realizar la prueba de presión en régimen variable el único fluido que se moverá será el aceite ya que el agua al entramparse en los poros no se podrá mover por la energía tan baja del nitrógeno.

Finalmente se incluyen las cuatro pruebas realizadas, en muestras de la brecha del Paleoceno, cada una con su gráfica de permeabilidades relativas al gas y al aceite y parte de las tablas de medición. Esto sustenta las conclusiones del trabajo.

CAPÍTULO 1.

ANTECEDENTES

1.1 YACIMIENTOS CON DOBLE POROSIDAD

Los yacimientos de hidrocarburos se pueden clasificar en dos grandes grupos los de porosidad primaria y los de porosidad secundaria. De estos últimos, los yacimientos de mayor interés para este trabajo, son aquellos de porosidad secundaria. En la mayoría de los yacimientos de hidrocarburos, si no es que en todos, contienen fracturas. El grado en que las fracturas influyen en el flujo de fluidos a través de un yacimiento es lo que debería dictar el nivel de recursos necesarios para identificar, caracterizar y modelar las fracturas. Los efectos de las fracturas pueden cambiar a lo largo de la vida productiva del yacimiento, tal como ocurre con las presiones, también los tipos de fracturas no siempre conducen fluidos, a menudo forman vetas o venas que forman muy buenas barreras que impiden el movimiento del fluido.

Un yacimiento de hidrocarburos generalmente está constituido por roca granular que contiene huecos o espacio poroso dentro de ella, referidos como porosidad intergranular; mientras que para el caso de yacimientos denominados como naturalmente fracturados, se tienen otros espacios adicionales contenidos en las fracturas, vórgulos pequeños y macrovórgulos o canales de disolución alojados en la roca intergranular, en ambos casos estos espacios contienen hidrocarburos y agua.

Según Nelson (1982) las fracturas están presentes en todas las formaciones de rocas, situadas en la superficie y en el subsuelo; las características físicas de las fracturas son causadas por varios factores: su modo de origen, las propiedades mecánicas de la roca huésped y diagénesis en el subsuelo. Estos procesos se combinan para desarrollar características especiales en las rocas, que pueden aumentar o disminuir la porosidad y permeabilidad de la formación. Las fracturas aunque siempre están presentes, sólo son importantes cuando ocurren en cantidad y/o tienen longitud suficiente para tener efecto directo en el movimiento de los fluidos, dando como resultado las características y comportamientos especiales de esta clase de yacimientos.

Stearns y Friedman (1972) señalan que se identifica como un yacimiento fracturado típico, aquel que presenta alguna o varias de las características o comportamientos siguientes:

1. Al inicio de su historia de producción presentan problemas y ventajas, tales como:
 - a) Pérdidas importantes de fluidos durante su perforación.
 - b) Su producción inicial es muy alta, de varios órdenes de magnitud comparada con un yacimiento intergranular, convencional u homogéneo.
 - c) Puede detectarse interferencia de presión entre pozos, con distancias de hasta 80 km.
 - d) La productividad entre pozos en un campo es errática.
 - e) Las estimulaciones artificiales de los pozos, generalmente mejoran su productividad.
 - f) En ocasiones existe aceite en los estratos de roca huésped que subyace o suprayace al yacimiento fracturado en cuestión.
2. La relación gas aceite “RGA”, contra la recuperación; este valor de la RGA es normalmente bajo en un yacimiento fracturado comparado con un yacimiento convencional. Esto se debe a la liberación del gas, el cual se segrega rápidamente hacia la parte superior del yacimiento a través de la red de fracturas presente en el yacimiento.
El rango de declinación de la presión por unidad de volumen producido, es normalmente bajo en los Yacimientos naturalmente fracturados.
3. Tienen permeabilidad alta, que puede ser de hasta 35 darcys, con porosidades menores del 6%.

México es un país cuyos yacimientos más importantes por su volumen se tienen en carbonatos. Se estime que el 80% de nuestra riqueza petrolera se halla en yacimientos de carbonatos naturalmente fracturados, que por sus características son difíciles de explotar.

Para explotar eficientemente a los yacimientos naturalmente fracturados se requiere identificar y modelar físicamente los sistemas de fracturas, cavidades de disolución y bloques de matriz, ello requiere aplicar de manera consistente diversas tecnologías que involucran estudios en condiciones estáticas y dinámicas para comprender los mecanismos de flujo deformación, redistribución de

esfuerzos y sus efectos en la producción de los yacimientos. En la figura1 se hace referencia a una idealización de una muestra de roca naturalmente fracturada.

Los yacimientos productores de la formación Brecha del Paleoceno en la Sonda de Campeche, origen de las muestras estudiadas, presentan la mayoría de las características antes mencionadas, por lo que, con seguridad se pueden señalar como yacimientos naturalmente fracturados.

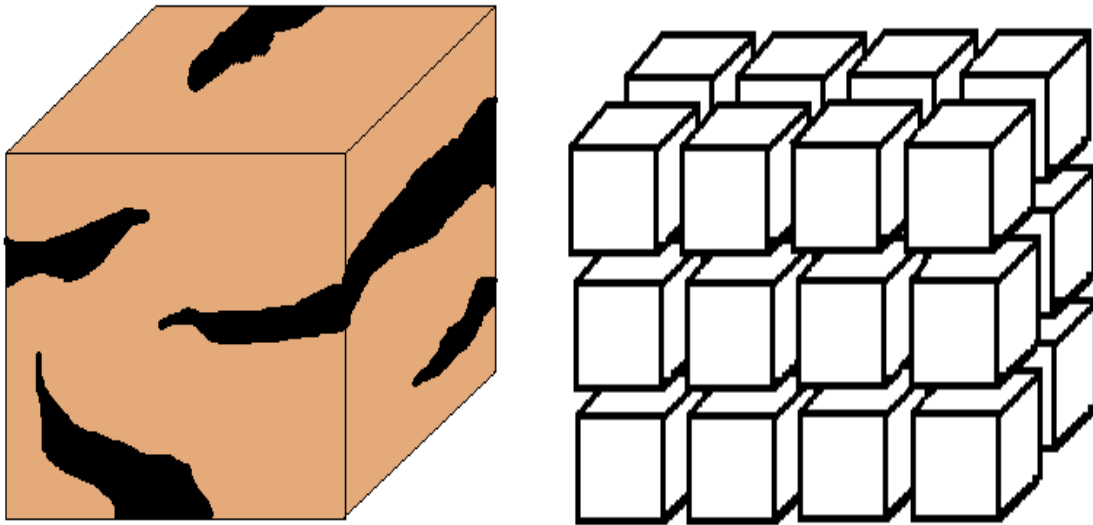


Fig. 1 Idealización de un yacimiento fracturado

1.2 PROCESO DE DOBLE DESPLAZAMIENTO.

En un proceso de desplazamiento cada fluido ya sea aceite, gas o agua se mueven a través de su propia red de canales interconectados. Estos canales están limitados por interfaces y avanzaron formando tortuosos canales de flujo.

Cada fluido el que moja y el que no moja, se mueven dentro de su propia red de poros, pero con una cierta cantidad de fluido mojante en cada poro. Al aumentar la saturación no mojante, un mayor número de poros quedan casi llenos con el fluido que no moja.

En la zona en la que fluye el fluido mojante como el no mojante, una parte del mojante se presenta en los canales continuos, algunos de los cuales tienen ramales ciegos. Otras partes del mojante han quedado aisladas y atrapadas en forma de glóbulos debido a la invasión del no mojante.

A medida que el fluido que no moja la roca entra a ella, forma primero canales de flujo tortuosos aunque continuos a través de los poros mayores. A medida que prosigue la inyección de agua o de gas, los poros sucesivamente más pequeños son invadidos y se unen para formar otros canales continuos.

Cuando se forma un número suficiente de canales de flujo para permitir el flujo de agua o de gas casi sin restricciones, prácticamente cesa el flujo de aceite. La saturación de aceite residual existente en los canales de flujo más pequeños y en los grandes es en forma de película.

Charles Stearns (1988) definió el proceso de doble desplazamiento como un proceso mediante el cual una columna de aceite, es desplazado por un gas en zonas invadidas por agua. El objetivo de inyectar gas en un yacimiento invadido por agua es recuperar mas aceite creando un casquete de gas secundario y por consecuencia permitiendo que ocurra el drene gravitacional de los fluidos.

El termino de doble desplazamiento se refiere al drene de aceite mediante gravitación y el desplazamiento del agua debido al movimiento del gas y el aceite hacia abajo.

El incremento en la recuperación de aceite se ve al comparar la saturación de aceite residual en presencia de agua y en presencia de gas.

El desplazamiento estable por gravedad crea un banco de aceite que migra hacia las partes estructurales bajas hasta llegar a los pozos productores. Este banco va recogiendo el aceite residual que no se pudo recuperar en un principio. Bajo condiciones favorables del yacimiento, se puede recuperar un 40% más del aceite original (Lepski 1998).

Para entender el proceso de doble desplazamiento en un yacimiento fracturado es necesario saber cómo se comportan los mecanismos de producción en los bloques de matriz. Inicialmente tanto el bloque de matriz como el sistema de fracturas que lo rodean se encuentran saturados con aceite.

Al comenzar la explotación del yacimiento llegara un momento en el cual el bloque de matriz quedara rodeado por agua y este, a su vez, será invadido parcialmente por el agua que ha entrado al bloque por medio de la imbibición. El aceite residual que queda entrampado en el bloque de matriz no fluirá más hacia

el sistema de fracturas ya que se encuentra entrampado por el agua que ha invadido el bloque.

En un proceso de doble desplazamiento, el gas inyectado desplaza primero al agua de las fracturas y después, por drene gravitacional, el aceite entrampado se segregara y fluirá por las fracturas a los pozos, de tal manera que el contacto agua-aceite en la fractura bajara debido al desplazamiento de aceite contenido en la fractura.

La saturación de aceite residual al agua (S_{or}) en los bloques de matriz de la zona que ha sido invadida por gas será menor que S_{orw} lo cual nos habla de una mayor recuperación de aceite debido al desplazamiento por gas.

En la primera parte de la figura 2 se muestra un yacimiento saturado con aceite al 100%. Después de una inyección de agua se muestra la nueva redistribución de los fluidos con su aceite residual y en la última parte de la figura se nota una inyección de gas con lo cual el aceite residual se reduce.

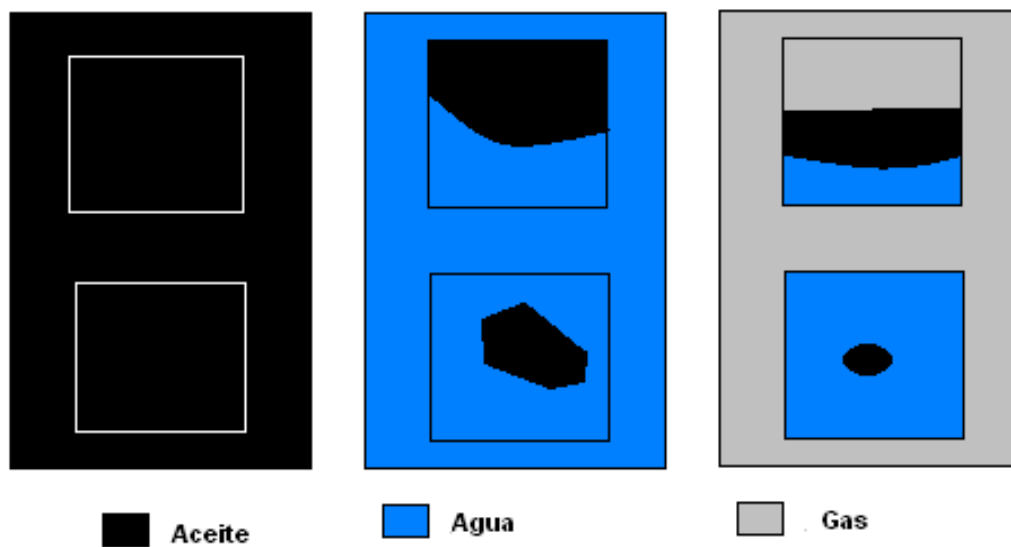


Fig.2 Doble desplazamiento inyectando gas en el casquete.

1.3 DOBLE DESPLAZAMIENTO EN ROCAS CON DOBLE POROSIDAD MOJADA POR ACEITE

Análisis de núcleos y estudios de campo han demostrado que puede haber un aumento en la recuperación de aceite en yacimientos invadidos por agua, mediante procesos de inyección de gas para aprovechar los efectos capilares existentes en la roca, uno de estos procesos es el denominado doble desplazamiento.

En nuestro caso las pruebas de doble desplazamiento efectuadas en roca fracturada mojada por aceite, se aprovecho el efecto capilar del agua y del aceite; ya que el agua queda inmóvil en la porosidad secundaria; esto causa que al inyectar el gas este empuje al aceite que no ha sido barrido por el agua incrementándose la recuperación de aceite notablemente hasta alcanzar una cantidad similar al que tendríamos por empuje de agua.

La recuperación gradual de aceite mediante el proceso de doble desplazamiento consiste en una fase continua en las regiones del yacimiento que no han sido barridas por el agua debido a las heterogeneidades del yacimiento. La segunda parte es el aceite residual que se encuentra a escala microscópica en forma de gotas aisladas en las regiones del medio poroso, esto se debe a las fuerzas capilares y de contacto. El proceso de inyección de gas mejora la eficiencia de barrido de tal manera que el aceite que existe en fase continua pueda recuperarse mediante una delgada película de flujo. Mediante ciertas condiciones el aceite que se encontraba como gotas aisladas puede formar delgadas capas de flujo continuas. El restablecimiento de la continuidad del aceite residual proporciona canales de flujo de aceite; esto se debe a que el gas tiene mayor afinidad con el aceite que con el agua inmóvil.

Durante las pruebas de doble desplazamiento en el laboratorio de núcleos naturalmente fracturados el gas no puede pasar por los espacios ya ocupados por el agua. En este caso se esquematiza la forma por la cual el gas va desplazando el aceite durante la prueba (figura 2).

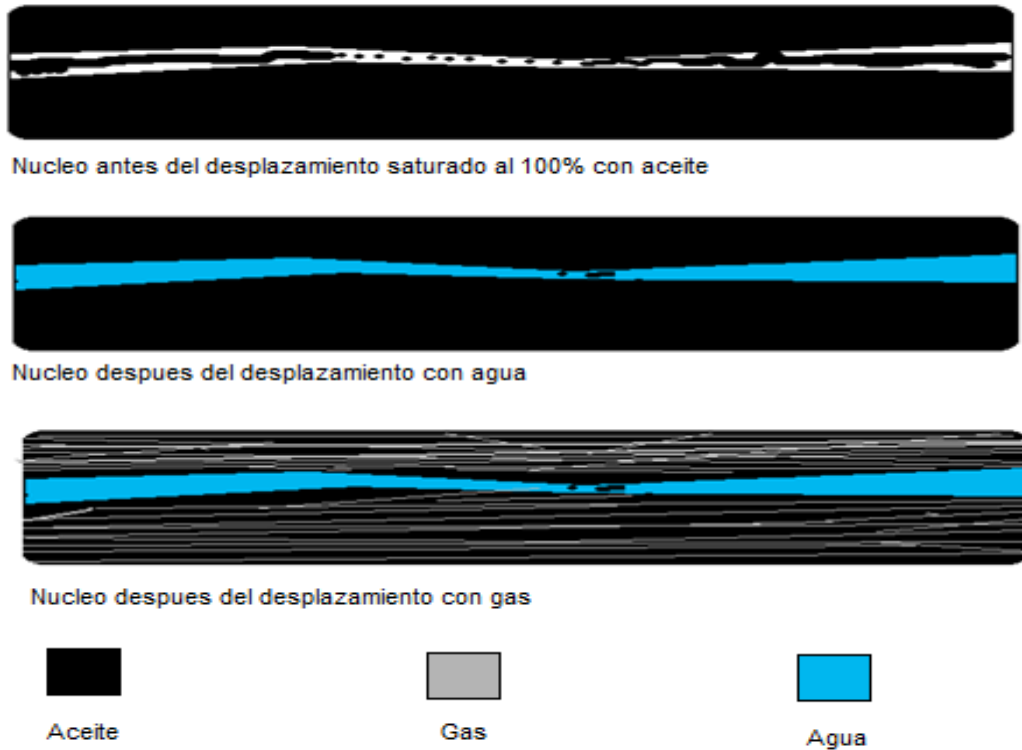


Fig.3 proceso de doble desplazamiento en núcleo

1.4 IMPORTANCIA DE MUESTRAS DE DIAMETRO COMPLETO

El análisis de muestras de diámetro completo es un método directo para la evaluación de las propiedades de los yacimientos fracturados ya que estas muestras presentan una mejor definición de la heterogeneidad de la roca es decir representan de una mejor forma al yacimiento. Estas muestras al ser más grandes que las convencionales, permiten observar mejor las fracturas, cavernas y vórgulos que caracterizan los yacimientos de doble porosidad. En muchas ocasiones las fracturas son muy grandes y los vórgulos alcanzan a medir una pulgada de diámetro por lo cual, obviamente no se puede analizar esto con muestras de una

pulgada. Por lo tanto si se quieren realizar estudios más cercanos a la realidad, lo recomendable es usar muestras de diámetro completo, para dichos estudios.

1.5 BRECHA DEL PALEOCENO

La brecha calcárea de edad Paleoceno está formada por clastos angulosos de caliza y dolomía y con desarrollo de alta porosidad secundaria debido a fracturamiento y a la formación de disolución (vúgulos). Es la unidad que presenta las mejores características de almacenamiento.

La brecha calcárea del paleoceno, es parte de una sucesión sedimentaria que contiene características estratigráficas, sedimentológicas y mineralógicas que sugieren un origen genético asociado al impacto de un meteorito, conocido como Chicxulub, en el norte de la Península de Yucatán (Grajales Nishimura, et al, 2000; Murillo Muñetón, et al, 2002).

En cuanto al origen de la brecha, ésta la relacionan con el colapso de dicho margen de la plataforma de Yucatán, como consecuencia de un gran sismo resultante del impacto de un meteorito (conocido como Chicxulub), ocurrido hace aproximadamente 65 millones de años, en lo que ahora corresponde con la parte norte de la península de Yucatán.

La brecha presenta alta porosidad secundaria por disolución y fracturamiento, alcanzando valores de porosidad de hasta 20 por ciento. De acuerdo con Grajales Nishimura, (2001), la brecha calcárea presenta tres tipos de porosidades: el primer tipo es la porosidad primaria y/o secundaria de ambientes someros, dada en los fragmentos que forman la brecha, fragmentos de caliza de facies lagunales, facies de intermarea – supramarea y es producto de la disolución de foraminíferos bentónicos y fragmentos evaporíticos. El segundo tipo es porosidad creada en un ambiente diagenético de sepultamiento profundo (más de 2 kilómetros). Es generada por disolución por presión, dando lugar a vúgulos asociados a estilolitas y, por disolución por circulación de fluidos ácidos y/o alcalinos que originan vúgulos como producto de disolución de fragmentos de carbonato y evaporitas inestables. El tercer tipo de porosidad es asociada a fracturas. Se reconocen fracturas formadas por sepultamiento, parcialmente cementadas, asociadas a estilolitas originadas por liberación de agua. Además se presentan fracturas no cementadas, asociadas con eventos tectónicos que formaron las estructuras de los yacimientos, estas se caracterizan por estar impregnadas de hidrocarburos. Tienen origen post-diagenético de sepultamiento profundo, ya que cortan a los cementos dolomíticos. Su importancia consiste en que comunica a la porosidad formada previamente, por lo que incrementa la porosidad y la permeabilidad de la roca.

Las excelentes características de roca almacenadora de hidrocarburos de la brecha de la plataforma marina de Campeche, la han convertido en una de las unidades litoestratigráfica más importante del Sureste de México (figura 4).



Fig.4 Núcleo de la brecha paleoceno, donde se observa la porosidad, cavidades de disolución y fracturamiento.

CAPÍTULO 2

BASES TEORICAS DE DOBLE DESPLAZAMIENTO

2.1 RECUPERACIÓN SECUNDARIA

La recuperación secundaria es aquella que se obtiene al inyectar agua (llana) o/y gas. Los procesos de inyección de agua y gas han sido los métodos convencionales de recuperación más utilizados en los yacimientos de petróleo y gas con el fin de aumentar su energía. De acuerdo con los resultados obtenidos en varios proyectos exitosos, la inyección de gas actúa mejor en yacimientos bajo saturados y en aquellos mojados por aceite. El gas hidrocarburo para yacimientos de gas y condensado.

Entre estos fluidos, el agua ha sido la que tiene más ventajas y aún cuando se han desarrollado otras técnicas de recuperación secundaria, continúa siendo el método más atractivo para obtener cantidades adicionales de petróleo debido a su alta disponibilidad y bajo costo.

En la actualidad también suele designarse a la Recuperación Secundaria con el término de "mantenimiento de presión".

En la Recuperación Secundaria se utiliza el agua llana y el gas dulce. El agua llana no contiene ningún aditivo que le permita mejorar la recuperación, es decir, no tiene reactivos para la recuperación. El gas dulce se le quitan todos los gases amargos que provoca corrosión (óxido nítrico, sulfhídrico).

La figura 5 muestra las diferentes etapas en la explotación de un yacimiento en donde se tienen la recuperación primaria secundaria, mejorada y hasta su abandono.

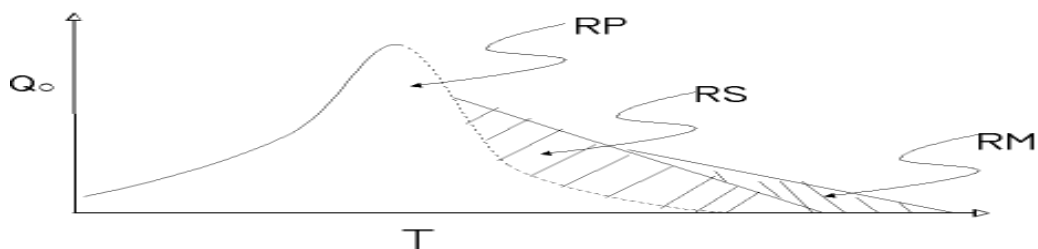


Fig. 5 Vida de un campo a través de los diferentes procesos de recuperación.

2.2 TENSIÓN SUPERFICIAL E INTERFACIAL.

Tensión superficial:

La superficie de los líquidos poseen propiedades peculiares, la primera observación que podemos hacer acerca de ellas es que todo sistema tiende espontáneamente a disminuir su superficie: cuando ponemos en contacto gotas de un líquido se unen, formando otra mayor y reducen a sí la relación superficie/volumen. Si no fuera así, las gotas se dividirían al infinito, hasta evaporarse; es decir, el líquido sería inestable. Desde un punto de vista molecular, la explicación cualitativa es simple. Las moléculas situadas dentro del líquido están rodeadas por todos lados de otras iguales, con las que ejercen fuerzas atractivas. A pesar de la agitación térmica, que desplaza las moléculas de un lado a otro, por condiciones de simetría la resultante de estas fuerzas es nula. En la superficie, en cambio, hay una fuerza asimétrica, ya que en la fase gaseosa hay muchas menos moléculas, que en general estarán lejos e interaccionarán débilmente. En consecuencia, para las moléculas superficiales la resultante de las fuerzas atractivas no es nula y esta dirigida perpendicularmente hacia el interior de la superficie del líquido. Es como si sobre el líquido hubiera una membrana tensa (elástica) que ejerce fuerzas hacia el interior.

El mismo argumento molecular nos hace ver que la disimetría de fuerzas aparecerá siempre que estén en contacto dos fases cualesquiera. Los posibles casos son líquido con gas, con otro líquido inmiscible o con un sólido, y sólido con gas o con otro sólido.

Se ha visto experimentalmente que para aumentar la superficie de un sistema hay que efectuar un trabajo sobre el mismo, W_s y que es proporcional al incremento de área superficial, es decir:

$$dW_s = \sigma dA \dots \dots \dots 1$$

Donde la constante σ , llamada tensión superficial, resulta siempre ser positiva e independiente del área A . La tensión superficial puede considerarse también como fuerza por unidad de longitud.

La tensión superficial se mide normalmente como trabajo/área o fuerza/longitud en $\text{erg} \cdot \text{cm}^2$ o $\text{dina} \cdot \text{cm}^{-1}$, unidades completamente equivalentes.

La tensión superficial depende de la composición química y la temperatura pero no del área, por lo que la ecuación, se integra inmediatamente y para una transformación macroscópica en que el área aumenta de A_1 a A_2 .

$$\Delta W = \sigma (A_2 - A_1) \dots \dots \dots \dots \dots 2$$

La tensión superficial de una sustancia depende de la naturaleza de la otra fase con la que está en contacto. Cuando esta es condensada (líquida), suele llamarse tensión interfacial.

La tensión superficial generalmente decrece con un incremento en la presión y la temperatura. Conforme la temperatura se incrementa la agitación cinética de las moléculas y las tendencias de estas a volar al exterior también se incrementan, resultando en un incremento en los valores de la tensión superficial. El efecto de la presión en la tensión superficial es también algo similar al efecto de la temperatura. Cuando se considera la tensión superficial gas- líquido a altas presiones en la mayoría de los casos, la alta presión de vapor sobre la superficie de un líquido resultaría en una baja tensión superficial debido al acarreo de un gran número de moléculas de gas dentro de la superficie. Las atracciones de esas moléculas con las moléculas superficiales del líquido neutralizarían, hasta cierto punto, la atracción al interior en las moléculas de la superficie disminuyendo la tensión superficial.

Tensión interfacial:

Como las interacciones son atractivas, las moléculas tenderán a colocarse en el interior, donde ejercerán más interacciones: de ahí que el líquido tienda a disminuir su superficie, que resulta energéticamente desfavorable.

De lo anterior se desprende que la superficie solo tiene sentido como separación entre dos facies y sus propiedades dependen de las dos fases en contacto. A estas superficies se les llama interfases. Cuando se ponen en contacto dos líquidos inmiscibles el sistema considerado estará formado por las dos fases líquidas y la interfase de contacto entre ellas. Las moléculas de la interfase entre dos líquidos estarán sometidas a fuerzas de magnitudes diferentes a las que están sometidas las moléculas del seno de cada uno de los líquidos. Además se tendrán también interacciones de tipo Van der Waals con las

moléculas del otro líquido en la interfase, lo que conducirá a que la tensión a la interfase (tensión interfacial) tenga un valor intermedio entre las tensiones superficiales de los dos líquidos.

2.3 PERMEABILIDAD DE LA ROCA

Es una propiedad del medio poroso y una medición de la capacidad del medio poroso para transmitir fluidos. En la industria petrolera la capacidad del medio poroso para conducir los fluidos a través de sus intersticios es conocida como permeabilidad.

La permeabilidad es una propiedad isotrópica del medio poroso, por lo tanto puede variar en función a la dirección a la cual es medida. Los análisis rutinarios de núcleos generalmente utilizan tapones de núcleos tomados paralelos a la dirección del flujo de los fluidos en el yacimiento (figura 6).

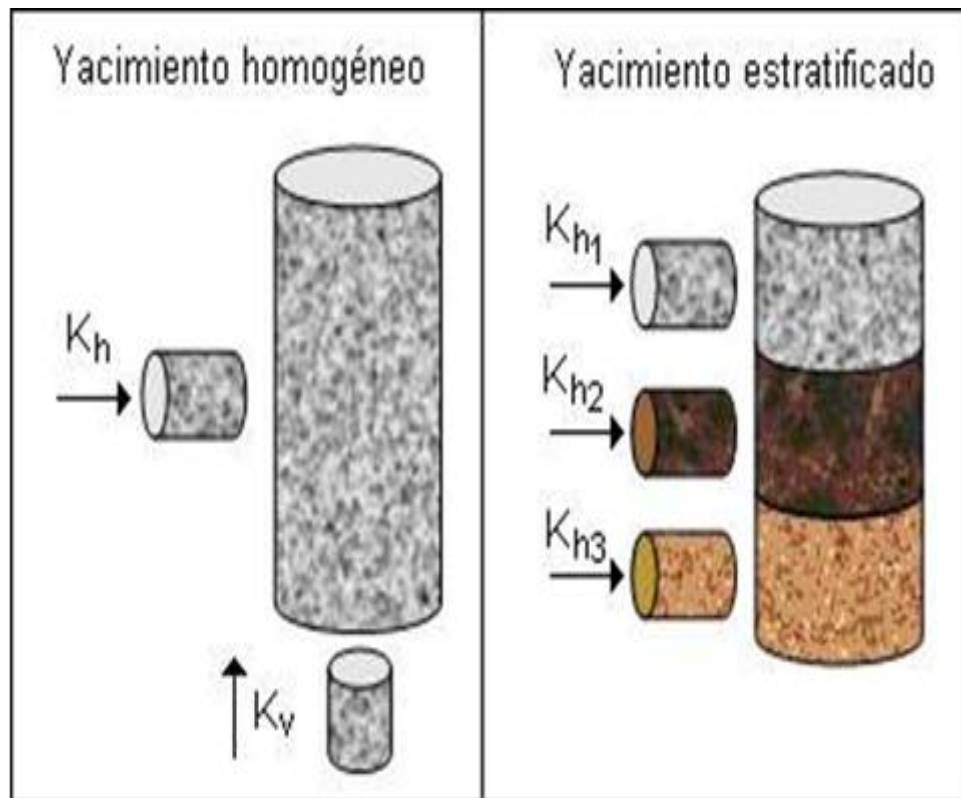


Fig.6 Idealización de la permeabilidad de las rocas en núcleos

2.4 PERMEABILIDAD ABSOLUTA (K)

La permeabilidad absoluta es una medida del sistema poroso que representa la conductividad de un fluido newtoniano, cuando el medio poroso se encuentra saturado 100% de la fase fluida. El valor numérico de la permeabilidad absoluta es constante e independiente del fluido usado en la medición, a menos que dicho fluido altere la naturaleza y estructura de la roca. En caso de gas por su naturaleza de ser un fluido compresible y no mojante la permeabilidad media presenta solo un efecto que reduce su valor el denominado efecto por alta velocidad.

De acuerdo a Katz y cols. (1959) la permeabilidad absoluta es una propiedad del medio poroso, es la habilidad que tiene el medio para conducir fluidos a través de sus intersticios, independiente del fluido que pase por él y que se define a partir de la ley de Darcy (1856), la cual establece, que la velocidad de flujo en un medio poroso homogéneo es proporcional al gradiente de presión, e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido, expresándose en forma diferencial por:

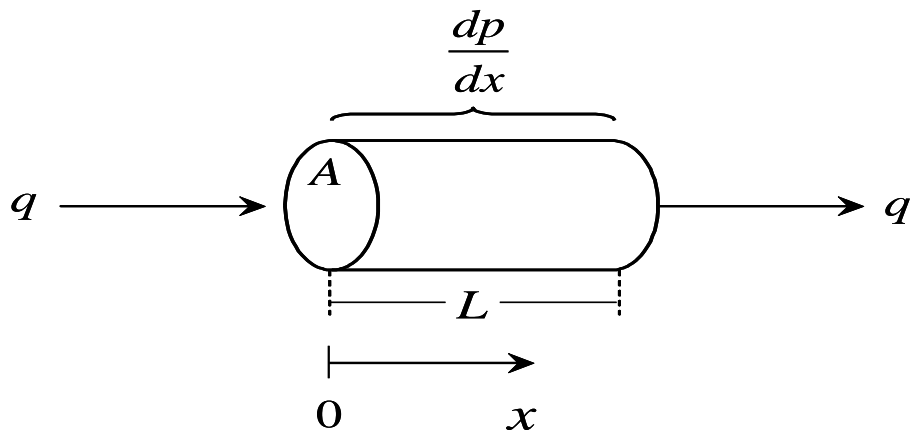


Fig.7.- Esquema grafico para modelar la ecuación de Darcy

$$v = \frac{q}{A} = \frac{-KdP}{\mu dL} \dots \dots \dots 3$$

2.5 PERMEABILIDAD AL GAS

Para el caso de los gases reales, el gasto Q (cm^3/seg) varía con la presión evaluando el gasto de gas a la presión promedio de flujo, causando un cambio en las suposiciones.

Para convertir el gasto de gas con su caída de presión, medidos a través de una muestra, se emplea la ecuación de los gases ideales, considerando que el gas fluye a un gasto q pero a una presión media y un gasto y un gasto de gas medio a presión atmosférica Q donde:

$$Q = q \frac{P_1 + P_2}{2P_b} \dots\dots\dots 5$$

Despejando de 5 q y sustituyendo en 4 obtenemos:

$$Q = \frac{K A (P_1^2 - P_2^2)}{2 \mu L P_b} \dots\dots\dots 6$$

Despejando K y considerando el término Q en centímetros cúbicos y la P_b de acuerdo con estas unidades. Nos quedara la siguiente ecuación:

$$K = \frac{2000 Q L \mu P_b}{A (P_1^2 - P_2^2)} \dots\dots\dots 7$$

Pero este método nos da como resultado una ecuación donde los gases siguen el comportamiento de los gases ideales.

- Donde:
- Q= gasto (cm^3/seg)
 - L= longitud del núcleo
 - μ = viscosidad del gas
 - A= área del núcleo (cm^2)
 - P1= entrada de fluido al núcleo
 - P2= salida del fluido del núcleo
 - Pb= presión base de medición del gas

2.6 PERMEABILIDAD EFECTIVA (k_e)

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

$$K_e = \frac{q_f L \mu_f}{A dP} \dots \dots \dots 8$$

K_o = permeabilidad efectiva al aceite.

K_g = permeabilidad efectiva al gas.

K_w = permeabilidad efectiva al agua.

A continuación se muestra una gráfica típica de permeabilidades efectivas para un sistema aceite-agua (Figura 8) en un medio poroso mojado por agua:

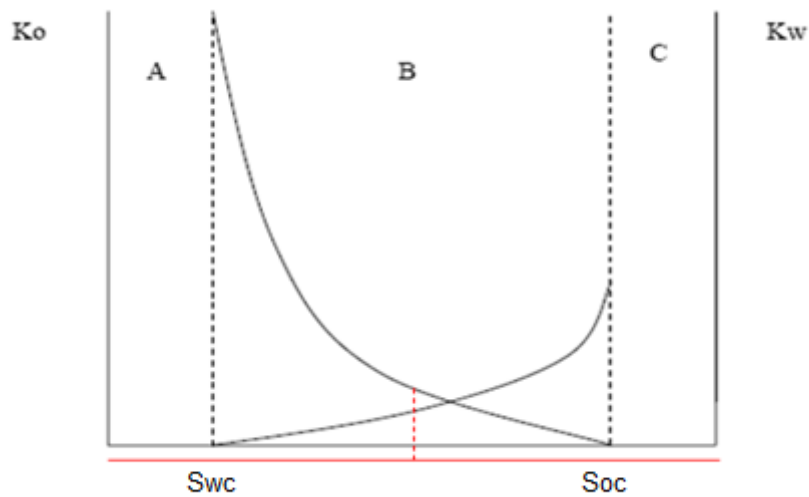


Fig.8 Grafica de permeabilidades de aceite y gas en un medio permeable.

Se puede ver en la figura 8 dos regiones; en donde la región A sólo fluye aceite, en la región B fluyen simultáneamente aceite y agua. En la región C sólo fluye agua.

2.7 PERMEABILIDAD RELATIVA (k_r)

Si un yacimiento contiene dos o más fluidos inmiscibles y estos se encuentran fluyendo a la vez; cada fluido tiende a interferir en el flujo de los otros. Esta reducción de la facilidad de fluir a través de un material poroso, reduce la permeabilidad de todos los fluidos, siendo más notable aquella correspondiente al fluido con menor gasto y por eso se denominan permeabilidades relativas.

La permeabilidad relativa es la relación de la permeabilidad efectiva a ese fluido a la permeabilidad absoluta y depende de:

- Geometría del sistema
- Mojabilidad de la roca
- Distribución de los fluidos
- Historia de los cambios de saturación

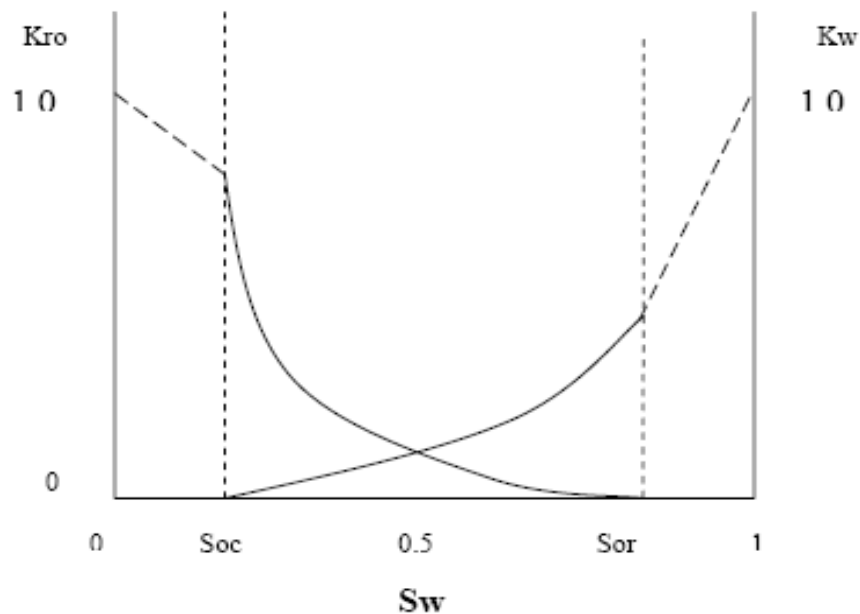


Fig.9 Grafica de permeabilidades relativas al aceite y gas en un medio permeable

$$K_{rw} = \frac{K_w}{K}$$

$$K_{rg} = \frac{K_g}{K}$$

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K}$$

2.8 MOJABILIDAD HOMOGENEA, GENERAL O PROMEDIO

La mojabilidad se define como la tendencia de un fluido a esparcirse o adherirse sobre una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles. En un sistema roca- petróleo- salmuera, es una medida de la preferencia que la roca tiene ya sea por el petróleo o el agua. Cuando la roca es mojada por agua, hay una tendencia del agua a ocupar los poros pequeños y a ponerse en contacto con la mayoría de la superficie rocosa. En un sistema mojado por petróleo, la roca está preferentemente en contacto con el petróleo; la localización de los dos fluidos es la contraria al caso de mojabilidad por agua y el petróleo ocupará los poros pequeños y se podrá en contacto con la mayoría de la superficie rocosa. No obstante es importante hacer notar que el término de mojabilidad se usa para destacar la preferencia que la roca tiene a ser mojada y no necesariamente se refiere al fluido que en un momento dado está en contacto con la roca.

Por ejemplo consideremos un núcleo limpio de arenisca el cual está saturado con un petróleo refinado. A un cuando la superficie rocosa este cubierta con petróleo, el núcleo de arenisca aun es mojado preferentemente por agua. Esta preferencia de mojabilidad se puede demostrar permitiendo que el agua se imbiba dentro del núcleo. El agua desplazará al petróleo de la superficie rocosa, indicando que la superficie rocosa prefiere estar en contacto con el agua. De manera semejante, un núcleo saturado con agua es mojado por petróleo si el petróleo se imbibiere dentro del núcleo y desplaza al agua de la superficie rocosa.

En la figura 10 se expone una disposición de fluidos en un medio poroso donde la mojabilidad del sistema roca-fluidos es un factor capilar que regula la localización, el flujo y la distribución de los fluidos en un yacimiento. Considerando un medio poroso de mojabilidad uniforme conteniendo al menos dos fluidos inmiscibles con diferentes mojabilidades, cuando el sistema este en equilibrio, el fluido mojante ocupará completamente los poros más pequeños y estará en contacto con la mayor de la superficie rocosa (suponiendo que la saturación del fluido mojante es suficientemente alta). El fluido no mojante ocupará los centros de los poros más grandes y formará glóbulos que se extienden por varios poros.

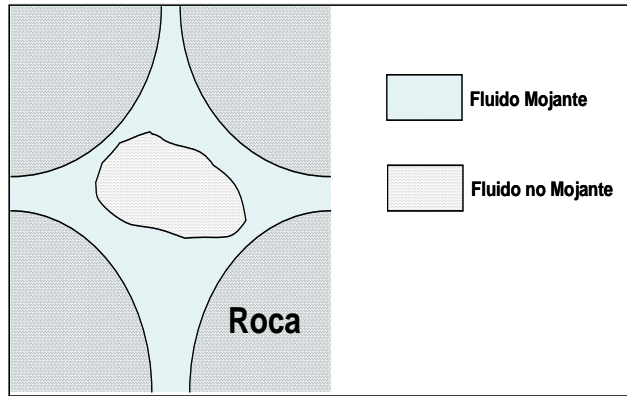


Fig.10 Idealización de una roca mojada por agua.

2.9.- SATURACIÓN

En general este término es utilizado para indicar la presencia de los fluidos en la formación. La saturación de fluidos se define como: “La fracción o porcentaje del espacio poroso ocupado por un fluido particular. Siendo que la mayoría de los yacimientos son considerados mojados por agua.

Saturación de agua congénita (S_{wo}): es la saturación de agua existente en el yacimiento al momento del descubrimiento, la cual se considera como el remanente del agua que inicialmente fue depositada con la formación y que debido a la fuerza de la presión capilar existente, no pudo ser desplazada por los hidrocarburos cuando éstos migraron al yacimiento. En otras palabras Es el agua que satura la roca en las condiciones originales del yacimiento.

Saturación de agua irreductible (S_{wi}): Es la mínima saturación de agua que puede existir para un cierto medio poroso en un determinado proceso de desplazamiento.

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

$$S_f = \frac{V_F}{V_p} \dots \dots \dots 9$$

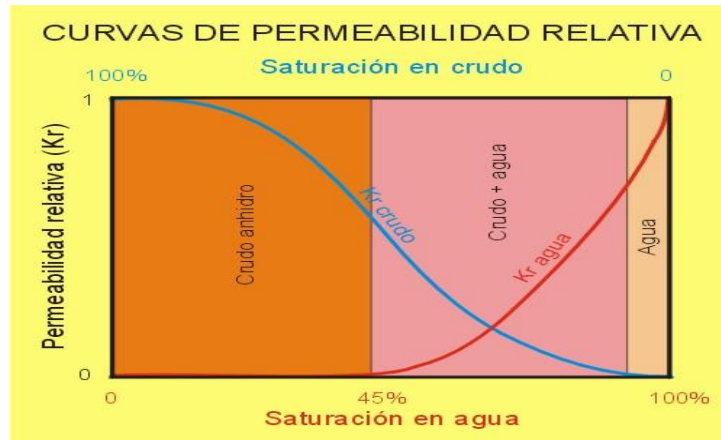


Fig. 11 cambio de saturaciones respecto a curvas de permeabilidad relativa

2.10 POROSIDAD

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

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_r} \times 100 \dots\dots\dots 10$$

Donde: \emptyset = porosidad en porciento

V_p = volumen poroso

V_r = volumen de roca

De acuerdo a su origen, la porosidad puede ser clasificada en primaria o intergranular y secundaria.

La porosidad primaria o intergranular: es aquella que se origina durante el proceso de depositación de material que da origen a la roca. Este espacio sedimentario entre los granos esta sin rellenar por sedimentos o por cemento. En carbonatos clásticos esta porosidad es generalmente por depósito de los sedimentos y se considera primaria, por el aglutinamiento de diversos tipos de granos calcáreos soportados entre sí.

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

Se definen varios tipos de porosidad, dependiendo del tipo del volumen de poros estimado, tales como:

La absoluta; es el porcentaje del volumen poroso con respecto al volumen total de la roca sin tener en cuenta, si los poros están interconectados entre sí o no. Considera todos los poros existentes en la roca. Esta propiedad es la que miden los porosímetros comerciales. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y no tener conductividad de fluidos debido a la carencia de interconexión de los poros. La lava es un ejemplo típico de esto. En esta se pueden observar granos conectados, interconectados y aislados (figura 10).

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

De matriz; considera todos los poros intergranulares en la roca.

De fractura; considera todos los poros pertenecientes a las fracturas. Las fracturas pueden permanecer abiertas después de su formación, por lo que da lugar a la porosidad de fracturas. Este tipo de porosidad caracteriza a las rocas compactas y es, por consiguiente, formada después de las otras variedades de porosidad. Su origen puede deberse a las siguientes causas: plegamientos, fallas, o tectonismo. Las fracturas son sumamente importantes, ya que no tienen gran influencia en el aumento de porosidad de la roca, aunque sí en el aumento de su permeabilidad.

Porosidad intercrystalina. Se refiere a los espacios existentes entre los planos de un cristal o espacios vacíos entre cristales. Muchos de estos poros son sub-capilares, poros menores de 0.002 mm de diámetro. La porosidad que se encuentra entre cristales o partículas tamaño lodo se llama comúnmente "microporosidad".

Porosidad Intergranular. Es función del espacio vacío entre granos, es decir, de los espacios intersticiales de toda clase en todo tipo de roca. Esta porosidad comprende tamaño sub-capilar a súper-capilar. Generalmente, los espacios tienen un diámetro mayor de 0.5 mm.

De aguja; considera todos los poros microscópicos aislados, característicos en roca de yeso y algunas dolomías.

Porosidad primaria; es la que se genera durante la depositario de fragmentos o cristales para formar un sedimento. Está representada por la porosidad intergranular de arenas y la porosidad intercrystalina y oolítica de algunas calizas.

Porosidad secundaria; Es el resultado de algún tipo de actividad geológica que se presenta después de que los sedimentos se han convertido en roca,

El volumen de roca de los yacimientos naturalmente fracturados, esta compuesto por el volumen de sólidos, el volumen poroso matricial y el volumen poroso secundario, lo que compone al volumen total de la roca. Con este concepto podemos decir que el volumen total dividido entre el volumen total de la roca será la porosidad total de una roca Los tipos más comunes de porosidad secundaria son las cavidades por disolución, que y las fisuras o fracturas producidas principalmente por el agrietamiento de la roca.

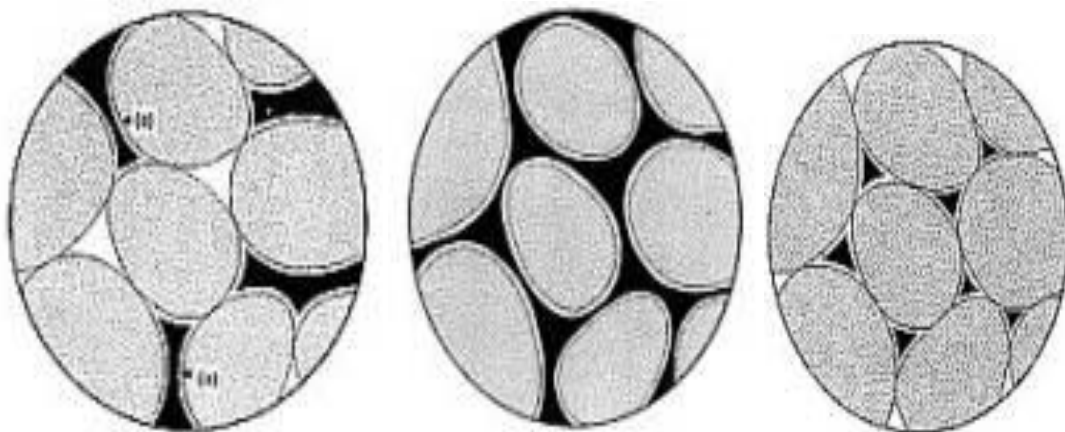


Fig. 12 Poros conectados, interconectados y aislados

2.11 CAPILARIDAD

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

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

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

El fenómeno capilar se presenta en un medio poroso cuando dos o más fluidos inmiscibles están presentes en el espacio poroso. Cada fluido inmiscible tiene una presión que es distinta de la del otro fluido inmiscible a causa de la curvatura de las interfaces. La cual depende de la curvatura de la interface que separa los fluidos. Esta diferencia de presiones es llamada *presión capilar* y es normalmente denotada por P_c .

La presencia de las fuerzas capilares en un medio poroso causa la retención de los fluidos en el espacio poroso en contra de las fuerzas gravitacionales.

Las fuerzas capilares también juegan el mayor papel en el proceso de desplazamiento de un fluido por otro en el espacio poroso de un medio poroso y este proceso de desplazamiento es ayudado o no ayudado por las fuerzas capilares. Como una consecuencia, el mantener un medio poroso parcialmente saturado con un fluido no mojante mientras el medio es también expuesto al fluido mojante, es necesario para mantener la presión del fluido no mojante en un valor mayor al del fluido mojante. Específicamente, durante la inyección del agua, las fuerzas capilares pueden actuar junto con las fuerzas de fricción para crear una resistencia al flujo de aceite. Esto es una ventaja para entender la naturaleza de esas fuerzas capilares de una estructura de yacimiento (en términos de los contactos de los fluidos, zonas de transición y nivel de agua libre) así como también el punto de vista de la recuperación de hidrocarburos actual.

2.12 PRESIÓN CAPILAR

Es la diferencia de presiones que existe en la interface que separa dos fluidos inmiscibles uno de los cuales moja preferente la roca en condiciones de equilibrio. La curvatura de la interface es una consecuencia de la mojabilidad preferencial de las paredes del solido por una de las fases. La presión existente dentro del fluido no mojante es mayor que la presión en el fluido mojante y, consecuentemente, la interface entre los fluidos es curva y convexa con respecto al fluido no mojante. Por tanto la presión capilar es definida como la diferencia de presión entre la fase no mojante y la presión de la fase mojante. También se define la presión capilar como la capacidad que tiene el medio poroso de succionar el fluido que la moja y de repeler al no mojante.

$$P_c = p_{fnm} - p_{fm} \dots \dots \dots 11$$

La magnitud de la presión capilar en un medio poroso depende de varios factores: la porosidad, mojabilidad, tensión interfacial entre fluidos, saturación de fluidos, y la distribución del tamaño de los poros.

El concepto de la presión capilar como característica de una roca porosa resultó de la representación de fenómenos capilares en tubos de diámetro pequeño en donde se considera un tubo capilar que tiene un diámetro interno muy pequeño, colocado en un recipiente abierto a la atmosfera. El líquido tendera a elevarse por arriba de la altura del líquido en el contenedor debido a las fuerzas atractivas entre el tubo y el líquido y del pequeño peso de la columna del líquido en el tubo. Las fuerzas de adhesión jalan al líquido hacia arriba.

En un sistema poroso, se observa que las fuerzas inducidas por la mojabilidad preferencial del medio con uno de los fluidos se extiende sobre toda la interface, causando diferencias de presión entre los dos fluidos a través de la interface. Cuando los fluidos están en contacto, las moléculas cerca a la interface se atraen desigualmente por sus vecinas. Si la interface es curveada la presión sobre un lado (cóncavo con respecto al fluido más denso) excede la del otro lado (convexo con respecto al fluido más denso), luego, esa diferencia es la presión capilar.

La interface de un sistema petróleo-agua en un tubo de diámetro grande es plana porque las fuerzas en las paredes del tubo se distribuyen sobre un perímetro grande y no penetran en el interior. Por lo tanto, las presiones de los fluidos en las interfaces son iguales. Los poros de las rocas son análogos a los tubos capilares. En diámetros pequeños, las fuerzas inducidas por la preferencia humectable del sólido por uno de los fluidos se extiende sobre toda la interface, causando diferenciales de presión entre los dos fluidos a través de la interface.

Considere el sistema de la Fig. 13 donde existe equilibrio estático. El agua moja fuertemente la superficie con un ángulo de contacto. Se puede observar que la presión de petróleo es mayor que la de agua, sin importar la longitud del tubo. El agua puede desplazarse mediante inyección de aceite. El aceite se desplazará espontáneamente si la presión de la fase de aceite se reduce, aunque la presión en la fase de agua es menor que la de aceite. Este fenómeno puede verse en el análisis de fuerzas dado a continuación. En equilibrio, $\Sigma F_x = 0$, luego:

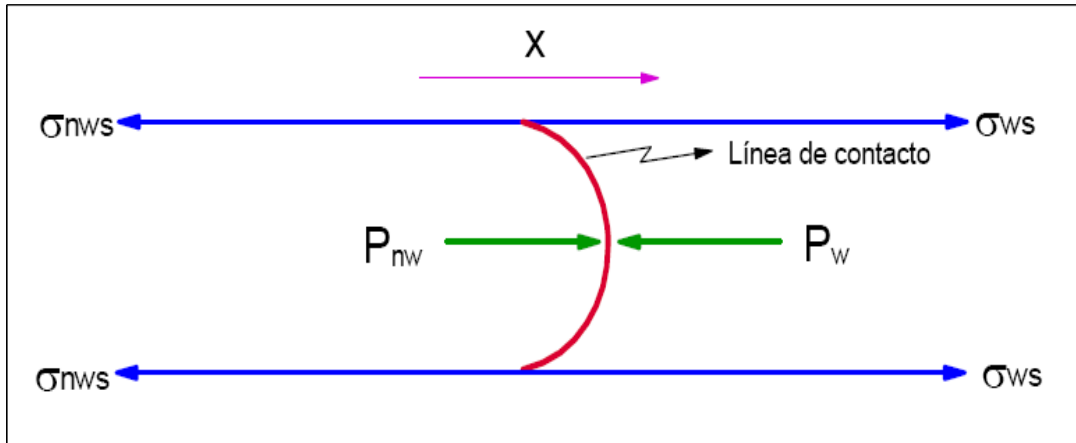


Fig.13 Diagrama de fuerzas en un capilar

$$P_{nw}(\pi r^2) + \sigma_{ws}(2\pi r) - P_{ws}(\pi r^2) - \sigma_{nws}(2\pi r) = 0 \dots 12$$

$$P_{nw} - P_{ws} = \frac{2(\sigma_{nws} - \sigma_{ws})}{r} \dots \dots \dots 13$$

Como se vio anteriormente:

$$\sigma_{os} - \sigma_{ws} = \sigma_{ow} \cos \theta \dots \dots \dots 14$$

$$\sigma_{nws} - \sigma_{ws} = \sigma_{nww} \cos \theta \dots \dots \dots 15$$

Luego

$$P_{nw} - P_w = \frac{2\sigma_{nww} \cos \theta}{r} \dots \dots \dots 16$$

Por convención la presión capilar $P_o - P_w$ es negativa para sistemas mojados por aceite. En términos generales, la presión capilar se define como la diferencia de presión entre la presión de la fase mojante y no mojante y siempre se considera positiva.

Existen formaciones menos mojables, intermedias y fuertemente mojable. La presión capilar tiene aplicaciones en simulación de yacimientos y en ingeniería de yacimientos para calcular, principalmente, la altura de la zona de transición y la saturación de agua irreducible.

$$P_c = P_{nw} - P_w \dots \dots \dots 17$$

En la Fig. 14, la longitud sobre la cual la fuerza σ es aplicada en el capilar de radio r es $2\pi r$. Luego el total de la fuerza capilar será $2\pi r\sigma$. Y la fuerza vertical es $2\pi r\sigma \cos\theta$.

Puesto que la presión se define como F/A , entonces:

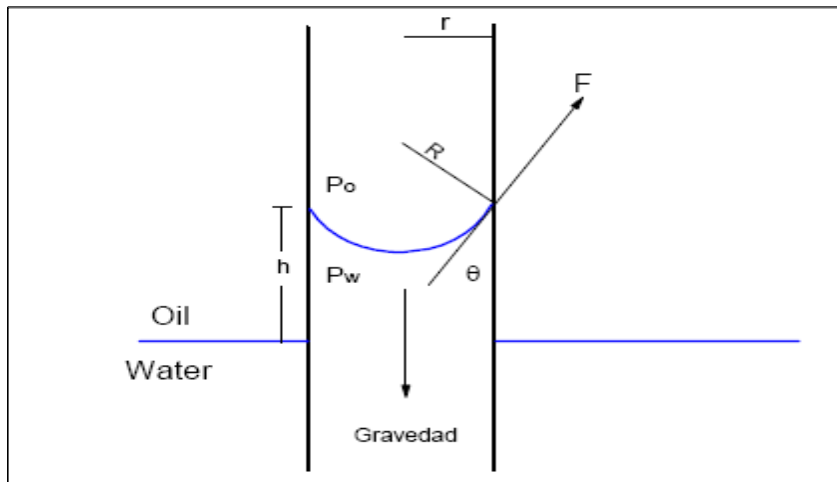


Fig. 14 Diagrama de fuerzas para un sistema de capilares

$$P_c = \frac{2\pi r\sigma \cos \theta}{\pi r^2} \dots \dots \dots 18$$

Que simplificado resulta:

$$P_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r} \dots \dots \dots 19$$

La anterior expresión implica que la P_c aumenta a medida que r disminuye.

Leverett en 1941 sugirió una función para la presión capilar representada mediante una ecuación semiempírica desarrollada por él, la cual describe las características homogéneas correlacionando la porosidad y la permeabilidad, esta puede ser derivada bajo la suposición de que el medio poroso puede ser caracterizado como un paquete de tubos capilares que están interconectados entre sí.

De esta forma la P_c se podría obtener utilizando análisis dimensional en base en una función conocida como "Función J de Leverett". Esta ecuación la definió como:

$$J = J(S_w) = \frac{P_c}{\sigma} \sqrt{\frac{K}{\phi}} \dots \dots \dots .20$$

O bien la ecuación anterior se escribe como;

$$J(S_w) = \frac{P_c}{\sigma \cos \theta} \sqrt{\frac{K}{\phi}} \dots \dots \dots .21$$

Donde:

$$P_c = P_c(S_w) \dots \dots \dots .22$$

K = permeabilidad

ϕ = porosidad

$\sqrt{\frac{k}{\phi}}$ = diámetro promedio de poro.

La función J se reduce a una sola curva cuando es graficada para varias arenas no consolidadas (Fig 15). Otros investigadores han demostrado que diferentes curvas de $J(S_w)$ caracterizan diferentes formaciones (Fig 15.).

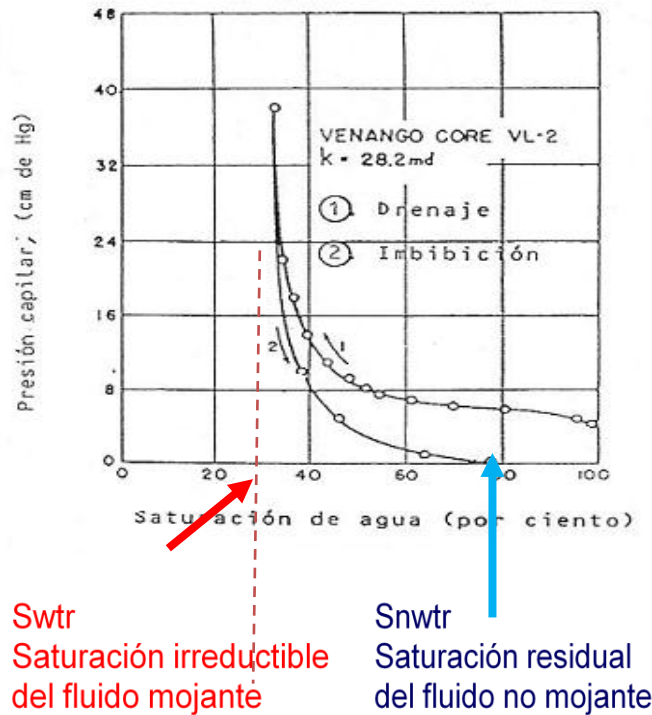


Fig.15 Gráfica de función J.

Debido al fenómeno de histéresis diferentes curvas de presión capilar pueden obtenerse, dependiendo de si una muestra se encuentra inicialmente saturada con la fase mojannte o la no mojannte.

Drene:

Cuando la muestra está saturada inicialmente con la fase mojannte y se va a efectuar el desplazamiento con la fase no mojannte el proceso se denomina drene. Durante el proceso de drene a medida que la saturación de la fase mojannte disminuye, porciones de esta se desconectan o son extremadamente delgadas y, eventualmente, cuando la presión capilar externamente sea suficientemente alta, toda la fase mojannte restante en el núcleo estará desconectada y la curva de presión capilar será casi vertical. A esta saturación a la cual la continuidad hidráulica de la fase mojannte se pierde, se le denomina saturación irreductible de la fase mojannte. Durante el drene el fluido mojannte está siendo empujado de regreso a través de las superficies que previamente había cubierto y el ángulo de contacto entre los dos fluidos es un ángulo de retroceso. Durante la imbibición el ángulo de la interface es de avance.

Si el proceso de desplazamiento se lleva a cabo en la dirección en la cual disminuye la saturación de la fase mojanante se denomina como proceso de drenaje.

Imbibición:

En forma semejante cuando la fase mojanante desplaza a la no mojanante, el proceso es de imbibición y la curva de presión capilar se denomina curva de imbibición. Aumento de la saturación de fluido que moja.

Histéresis:

Es la diferencia de las propiedades de la roca (P_c-S_w) que se tiene al invertir el sentido de la prueba

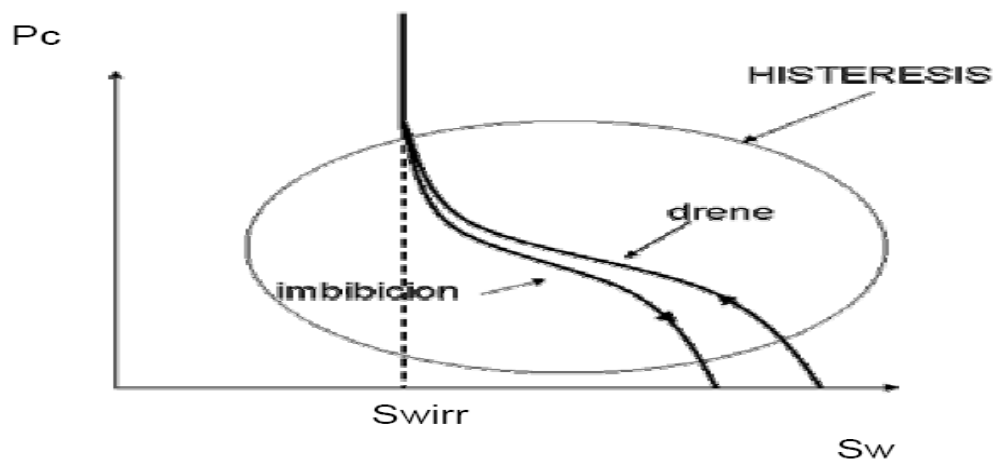


Fig.16 Gráfico muestra el proceso de drene a imbibición en un desplazamiento.

Una característica esencial de las curvas de drene e imbibición para dos fluidos ligeramente compresibles, en nuestro caso agua y aceite, es la saturación mínima de la fase mojanante. La saturación residual de la fase mojanante en condiciones de drene es alcanzada asintóticamente, a medida que la presión capilar aumente de manera infinita. En el caso de la imbibición la curva muestra una saturación de la fase no mojanante, esta saturación residual ocurre durante el desplazamiento por imbibición en el cual la fase no mojanante queda atrapada en espacios porosos pequeños. Este entrapamiento es resultado de la interrupción parcial de la comunicación a través del espacio poroso, y como consecuencia varios poros

pasan inadvertidos durante la imbibición, por lo que queda una saturación residual mayor al de la fase no mojante.

2.13 PRESIÓN CAPILAR Y SATURACIÓN

La presión capilar que existe dentro de un medio poroso entre dos fluidos inmiscibles es una función de la tensión de adhesión y del promedio del tamaño de los capilares. Adicionalmente, la presión capilar es también una función de la distribución de saturación de los fluidos involucrados. Conforme las saturaciones relativas de las fases cambian, las diferencias de presión a través de las interfaces de los fluidos también cambian, resultando en un cambio de la presión capilar. Esto es obviamente de gran significancia cuando se consideran problemas estáticos y dinámicos en los yacimientos petroleros. Los problemas estáticos principalmente involucran una distribución de fluidos, los contactos de los; los problemas dinámicos consisten en el transporte de fases inmiscibles en los espacios porosos bajo la influencia de las fuerzas debidas a la gravedad, capilaridad, y un gradiente de presión externo impreso.

Para entender la dependencia de la presión capilar sobre la distribución de la saturación de los fluidos y la historia de saturación (resultante de la imbibición o drene), debe ser considerado un tubo capilar continuo que cambia en diámetro de uno pequeño a uno grande y a uno pequeño. La saturación para las presiones capilares de igual magnitud depende de si el sistema está inicialmente 100% saturado con un fluido mojante o está siendo saturado con el fluido mojante (imbibición). Si la saturación de la fase mojante es de 100% y 0%, teniendo correspondientemente una baja y alta presión capilar respectivamente. Al forzar la entrada de un fluido no mojante (drene) dentro de un tubo saturado con un fluido mojante se provoca que un fluido mojante sea desplazado a tal punto que la presión capilar a través de la interface se equivalente a la presión aplicada más la presión debida a la columna del fluido suspendido. El tubo capilar está ahora saturado al 90% con el fluido mojante para un mayor valor de presión capilar conforme el fluido no mojante está desplazando al fluido mojante.

Ahora si el tubo capilar está inicialmente saturado con un fluido no mojante y es inmerso en un contenedor lleno con fluido mojante. En este caso, el fluido mojante comienza a imbibir a causa de la adhesión entre el fluido mojante y la superficie del tubo capilar. Este proceso, sin embargo, continua como se vio en el caso de un tubo capilar de geometría simple hasta que la fuerza de adhesión es balanceada por el peso de la columna del fluido. La dependencia de la relación presión capilar-saturación de la fase mojante sobre el proceso saturación o historia puede ser

realizado, lo que es, para una presión capilar dada, que un valor de saturación mayor es obtenido si el medio poroso está siendo desaturado o drenado que si el medio poroso está siendo restaurado o imbibido con el fluido de la fase mojanete.

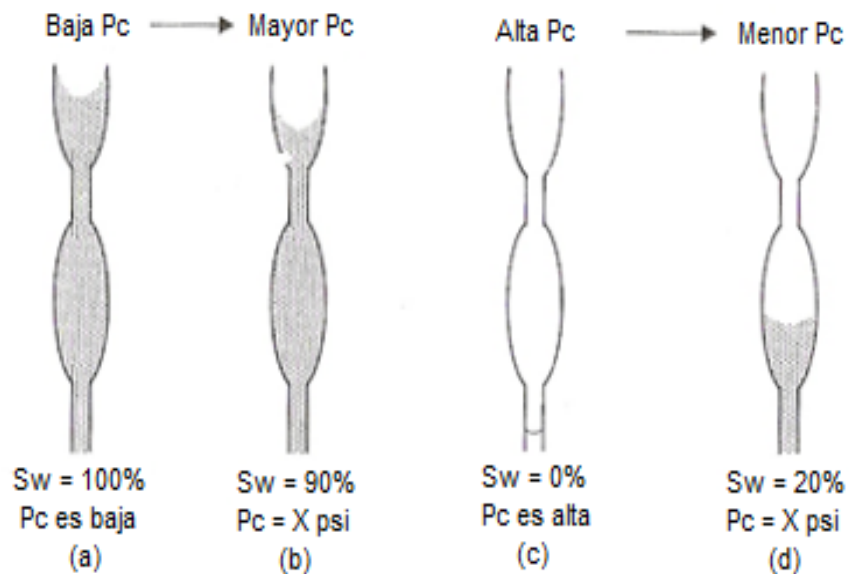


Fig. 17 Ilustración esquemática de la relación entre la presión capilar y la historia de saturación.

2.13 EFECTO DE ALTA VELOCIDAD FLUJO TURBULENTO

El efecto de alta velocidad o flujo turbulento fue observado por Osborne Reynolds en 1901 para flujo en tuberías. El enfocó sus experimentos a la inyección de agua dentro de tubos de vidrio y encontró que el gasto en la tubería era proporcional a la presión.

El término de flujo turbulento es usado para el régimen en el cual la caída de presión es mayor que la proporcional al gasto antes mencionada y el efecto de la turbulencia se observa en los tubos.

Al realizar un experimento se observa un comportamiento curvo después del lineal de la caída de presión, donde la caída de presión crece más rápidamente que el gasto, además se observa que la corriente de flujo presenta turbulencia.

Durante el flujo de un fluido bajo el medio poroso, los gastos se incrementan proporcionalmente con la caída de presión para los líquidos, pero en algunas ocasiones se ha encontrado que esta proporcionalidad no existe, ni tampoco para la diferencia de cuadrados de la caída de presión cuando fluye gas. En medios porosos bien consolidados con tamaño muy pequeño y de muy baja permeabilidad es difícil visualizar remolinos o turbulencia en los intersticios.

El termino flujo turbulento es usado para describir la condición de velocidad en el cual el incremento de presión para líquidos o la diferencia de cuadrados de la presión para gases es mayor que el proporcional al gasto.

Para expresar el flujo a condiciones de flujo turbulento, se puntualiza que las propiedades del gas y la alta velocidad de flujo en el medio poroso que esté presente, la ecuación de darcy se expresa mejor en términos de gasto másico por área $(W / A) = \rho V$, donde se mantiene el gasto másico y la sección transversal que cruza constantes.

Dando la siguiente ecuación:

$$\frac{M(P_1^2 - P_2^2)}{2 z R T L \mu \left(\frac{W}{A}\right)} = \frac{W \beta}{A \mu} + \frac{1}{K} \dots \dots \dots 23$$

- W = gasto másico (gramos / seg)
- A = área de flujo (cm²)
- M = peso molecular
- R = constante de los gases
- T = temperatura absoluta
- K = permeabilidad
- β = factor de turbulencia (atm seg² / gramo)
- L = longitud (cm)
- Z = factor de compresibilidad
- μ = viscosidad

Aplicando esta ecuación en forma grafica a los datos de flujo de algunas muestras se obtiene una grafica como la que se muestra en la figura de la cual podemos evaluar la permeabilidad y el factor de turbulencia.

La intersección de la línea resultante es $1/K$ y la pendiente es el factor de turbulencia β .

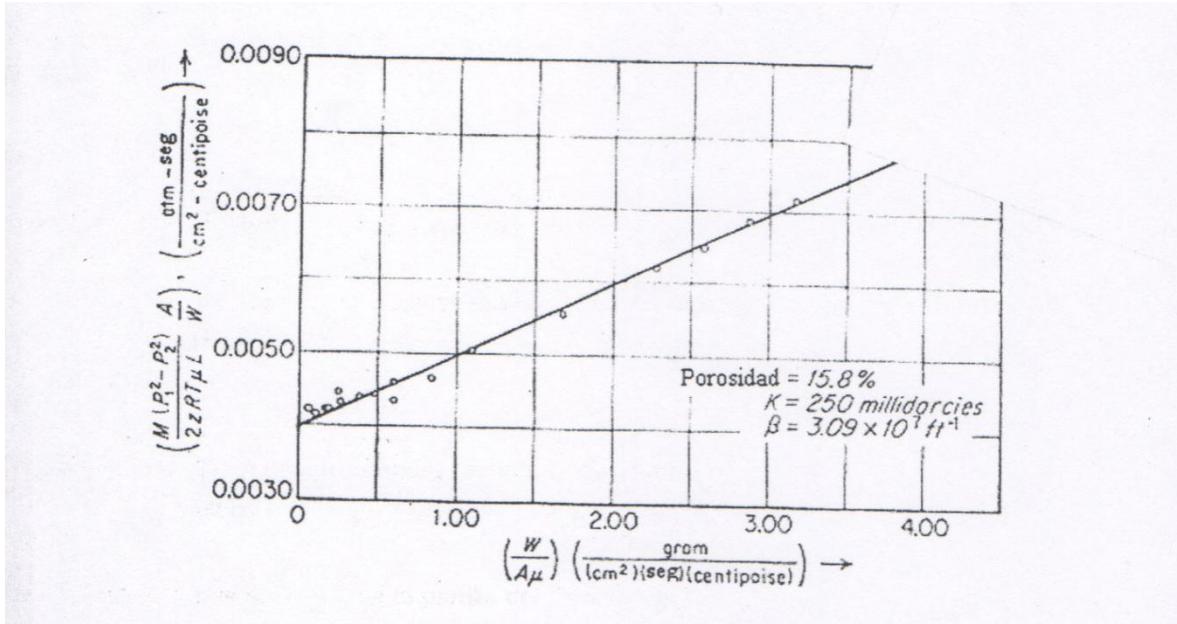


Fig.18 Grafica de corrección por efecto de velocidad del gas de inyección.

Los efectos de turbulencia y de deslizamiento pueden existir durante las pruebas realizadas en el laboratorio, ocasionando errores en la determinación de una prueba de doble desplazamiento.

2.14 TEORÍA DE BUCKLEY & LEVERETT

El desarrollo de esta teoría considera que el desplazamiento inmisible puede ser modelado matemáticamente usando el concepto de permeabilidades relativas y en base a un desplazamiento tipo pistón, donde una cantidad de petróleo móvil se queda en el yacimiento debido a los efectos de las fuerzas capilares y a las viscosidades de los fluidos.

Desplazamiento es todo proceso mediante el cual un fluido pasa a ocupar el lugar de otro en un medio poroso. Desde luego, esto requiere que exista entrada de un fluido y

salida de otros. En nuestro caso el fluido desplazante es el agua o el gas, y el fluido desplazado es el petróleo.

Para que exista el desplazamiento es necesario que el fluido desplazante disponga de más energía que el fluido desplazado. A medida que se inyecta el fluido desplazante, se va formando un frente de separación y se comienzan a distinguir dos zonas en el yacimiento: una zona no invadida donde se va formando un banco de petróleo, debido al petróleo que es desplazado hacia adelante. Detrás del banco de petróleo se tiene la zona invadida, la cual está formada por el fluido inyectado (agua o gas) y el petróleo remanente.

Desplazamiento, tipo pistón: Este tipo de desplazamiento ocurre cuando el petróleo remanente en la zona invadida no tiene movilidad. En esta zona la saturación del fluido desplazante es máxima y la del petróleo es la residual. Cuando el fluido desplazante llega a los pozos productores, se dice que se ha producido la ruptura.

En estos desplazamientos se distinguen dos fases:

La fase inicial o antes de la ruptura, la cual es responsable de casi toda la producción del fluido desplazado y donde el fluido producido no contiene fluido desplazante.

La fase subordinada o después de la ruptura, donde existe producción de ambas fases, desplazante y desplazada, considerándose que la fase desplazante arrastra a la desplazada por el camino de flujo.

Postulados de la Teoría de Buckley & Leverett.

1ª Premisa Se refiere esta teoría a considerar flujo lineal.

2ª Premisa El medio es homogéneo (supuesto).

3ª Premisa Considera que los fluidos del yacimiento son incompresibles.

4ª Premisa Los fluidos son inmiscibles es decir los fluidos no se mezclan durante el desplazamiento.

5ª Premisa El volumen de gas inyectado a condiciones de yacimiento es igual al volumen de aceite producido medido también a condiciones de yacimiento, se cumple entonces el mantenimiento de presión.

6ª Premisa Esta premisa se refiere a que la teoría contempla la existencia de solamente dos fases, la fase desplazante y la fase desplazada.

El modelo matemático sobre el que se desarrollo esta teoría está constituido por un elemento lineal de formación y promedio de un balance de volumen del fluido que entra menos el que sale se desarrolla una ecuación para flujo en dos fases. El mecanismo de desplazamiento implica la formación de un frente de agua tras el cual se establece un gradiente de saturación de aceite que decrece hasta el valor de la saturación residual en la cara que entra el fluido desplazarte. Dando como resultado la ecuación general de flujo fraccional considerando las siguientes unidades:

K_o y K_d ; en Darcies

μ_o y μ_d ; en centipoises

P_c ; (Lb / pg²)

α ; angulo del echado de la formacion medido a partir de la horizontal, tendra un valor positivo si el flujo es hacia abajo.

Con estas unidades la ecuacion se transforma en:

$$F_d = \frac{1 + 1.127 \frac{K_o A}{\mu_o q t} \left[-\frac{\partial P_c}{\partial S} - 0.433(\rho_d - \rho_o) g \text{ sen } \alpha \right]}{\left[1 + \frac{\mu_d K_o}{K_d \mu_o} \right]} \dots 24$$

Si se considera despreciable las fuerzas capilares y las gravitacionales:

$$F_d = \frac{1}{\left[1 + \frac{\mu_d K_o}{K_d \mu_o} \right]} \dots \dots \dots 25$$

2.15 DETERMINACIÓN DE LA SATURACIÓN MEDIA ATRÁS DEL FRENTE POR EL MÉTODO DE WELGE.

En 1952 Henry J. Welge expuso un método que simplifica considerablemente el cálculo de la saturación de flujo desplazante en el frente de desplazamiento, ya que elimina los problemas de ensaye y error en el balance de áreas del método de Buckley-Leverett.

El método de Welge para determinar la saturación en el frente consiste en trazar una línea tangente desde S_{wi} en este caso, a la curva de flujo fraccional de fluido desplazante, como se ilustra en la figura 19.

Welge demostró que el valor de saturación media S_{wf} , se obtiene prolongando la tangente a la curva de flujo fraccional hasta que corte el valor de $F_w = 1.0$. La tangente se traza desde la S_{wi} cuando el fluido desplazante es agua. Cuando el flujo desplazante es agua la tangente se traza desde el origen.

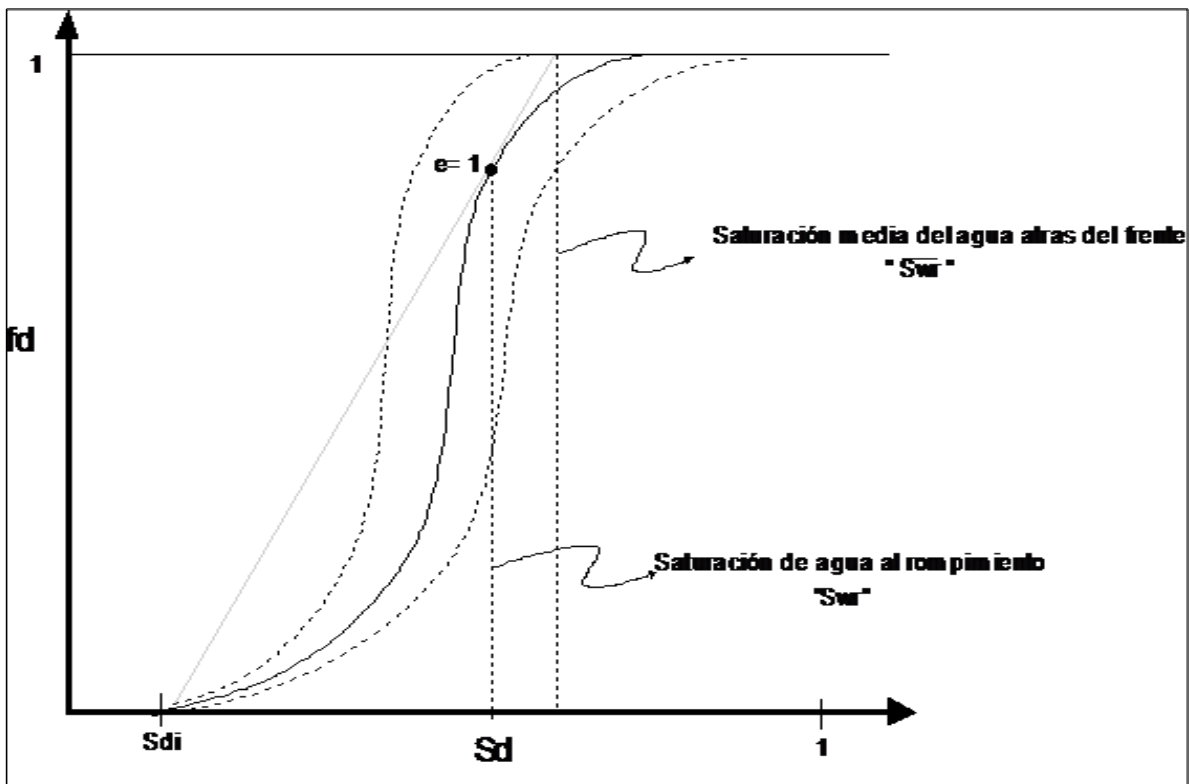


Fig.19 Grafica de la "S" del flujo fraccional.

2.16 TÉCNICA GRAFICA PARA DETERMINAR PERMEABILIDADES RELATIVAS POR DESPLAZAMIENTO

Para hallar las permeabilidades relativas tanto del agua como del aceite por medio de un desplazamiento o método de estado-inestable, es necesario saturar un pequeño núcleo lineal con agua y entonces la inundación de aceite se acercara a la saturación irreductible de agua. Subsecuentemente el núcleo es saturado con agua y durante el proceso la presión cae a través de la entrada del núcleo y el gasto de agua inyectada es determinado.

El flujo fraccional es reunido y la cantidad de aceite y de agua son medidos. Aumentado por la permeabilidad absoluta, el volumen de poro del núcleo y por la viscosidad del aceite y de agua. Estos datos son suficientes para determinar las curvas de permeabilidad relativas.

El promedio de saturaciones en el núcleo, en cualquier tiempo de la inundación, puede ser encontrado por balance de materia. De cualquier forma para calcular permeabilidades relativas, la historia de saturaciones en algunos punto de el núcleo deben ser determinados, no solamente el promedio de los históricos de saturación. La ecuación de Welge produce saturaciones para el flujo extremo del núcleo cuando el promedio histórico de saturaciones es conocido. Similarmente para cálculos de permeabilidades relativas, los puntos de gradiente de presiones por unidad de gasto de inyección son necesario, no el promedio. La ecuación desarrollada por Johnson convierte los promedios relativos de inyección para el valor de un punto, realizando la tarea requerida.

Mientras las ecuaciones de Welge y Johnson han sido usadas exitosamente por años, esta requiere de tediosos cálculos y son dominadas por errores. Las técnicas graficas son una equivalencia para estas ecuaciones, pero son fáciles para usar y pueden tener una mayor precisión en la evaluación de permeabilidades relativas.

Las construcciones presentadas aquí son generales y son aplicadas para gasto constantes, presiones constantes, o variando gasto-presión de desplazamiento. Tener Gasto-constante y Presión-constante por ejemplo ayuda a aclarar el método.

Ignorando efectos gravitacionales y de presión capilar las permeabilidades relativas de agua y de aceite son:

$$K_{rw} = \left(\mu_w \frac{F_{w_2}}{\lambda_2^{-1}} \right) \dots \dots \dots 26$$

$$K_{ro} = \left(\mu_w \frac{F_{o_2}}{\lambda_2^{-1}} \right) \dots \dots \dots 27$$

Para usar estas ecuaciones el flujo fraccional de agua o de aceite, la viscosidad efectiva, λ^{-1} , tienen que ser determinadas como función de la saturación. Estos deben ser puntos valuados, no solo promediados. El lugar más conveniente es la salida de el núcleo a causa del flujo fraccional allí es el mismo hasta la producción de aceite o el corte de agua. El método de desplazamiento permite calcular permeabilidades relativas fácilmente y con exactitud usando construcciones graficas; estas son equivalentes a las ecuaciones estándar.

CAPÍTULO 3

DISEÑO DEL EXPERIMENTO

3.1 MEDICIÓN DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS

Actualmente las fuentes más confiables, para la determinación de propiedades petrofísicas de formaciones naturalmente fracturadas o con porosidad secundaria, son las que se realizan con muestras grandes de roca o de diámetro completo; es por eso que en este trabajo se presentan los resultados alcanzados con muestras grandes durante las pruebas de doble desplazamiento.

Para determinar los parámetros necesarios para la caracterización del yacimiento, es necesario conocer el yacimiento e imaginarse su sistema de flujo así como también son necesarios algunos antecedentes que identifiquen los núcleos y las condiciones en que se encuentran, por ejemplo:

1. La formación de la que provienen.
2. Su localización en el yacimiento.
4. Orientación de los núcleos.
5. El estado de conservación de los núcleos.
6. La recuperación que se tuvo de los núcleos.
7. Las condiciones del manejo, al que han estado sujetos los núcleos.
8. Los fluidos que contiene los núcleos y con qué fluidos estuvo en contacto.
9. El objetivo del análisis y equipo del que se dispone para realizar la medición.

Con toda la información anterior, se definen las dimensiones de la muestra, las precauciones a tomar durante su manejo, la forma y solventes a emplear para la extracción de fluidos o lavado de la muestra, los cambios que se van a provocar en las características de la muestra, su disponibilidad, etc.

3.2 MEDICIÓN DE PRESIÓN CAPILAR EN RÉGIMEN VARIABLE

El método empírico para determinar la presión capilar en régimen variable, se basa en la inyección de una de las fases a gasto constante a una muestra de diámetro completo, la cual aloja en su porción homogénea porosidad secundaria; la presión capilar se define como la diferencia de presiones existentes entre ambas fases en la cara de entrada de la muestra, o sea, la presión de la fase desplazante menos la presión cero de la fase desplazada, corrigiéndola por la caída de presión de flujo en la muestra y la contra presión aplicada al flujo en la cara de salida de la muestra, para mantener el gasto constante de la fase desplazante. La muestra se encuentra sometida a condiciones de laboratorio o de yacimiento, tanto de temperatura, como de esfuerzo efectivo de confinamiento; la saturación de los fluidos se determina por medio del balance de los volúmenes de fluidos producidos de la muestra para cada uno de los intervalos de tiempo.

Para verificación de resultados se dispone de un equipo de pruebas de presión capilar de restitución de estado, que tiene como característica una membrana que alcanza presiones de separación de hasta 300 lb/pg^2 .

Para la realización de esta prueba, se emplea el equipo de permeabilidades relativas, previamente discutido anteriormente, por lo que ahora solo se mencionan los nombres de sus módulos principales:

- a) Celda básica de permeabilidad.
- b) Bomba de gasto constante de alta presión.
- c) Separador de fase de alta presión.
- d) Módulo de contrapresión.
- e) Módulo de presión diferencial.
- f) Consola electrónica.
- g) Módulo de adquisición de datos.

Para determinar el comportamiento de la presión capilar-saturación se selecciona una muestra que represente al grupo en estudio, que tenga una

permeabilidad absoluta suficiente para que fluyan las dos fases; inicialmente se satura con agua de formación, o con la fase mojante que previamente se haya determinado de acuerdo a su mojabilidad y se prepara para introducirla en la celda básica de permeabilidades, con manga, mallas, etc., finalmente se somete a la presión de confinamiento y temperatura seleccionados para esta prueba. Una vez estabilizadas las condiciones de prueba de la muestra para esta determinación, se inyecta la fase no mojante con un gasto alto y constante, con objeto de cubrir el mayor rango posible de saturación, registrando la presión de inyección, la diferencia de presión de flujo y el volumen de la fase mojante producido, hasta circular 10 volúmenes de poros. Posteriormente se inyecta la fase mojante, bajo las mismas condiciones, con registro de los mismos datos y también se circulan 10 volúmenes de poros.

A continuación se enmarcan los resultados de dos pruebas de presión capilar por régimen variable efectuadas en núcleos de la brecha del paleoceno:

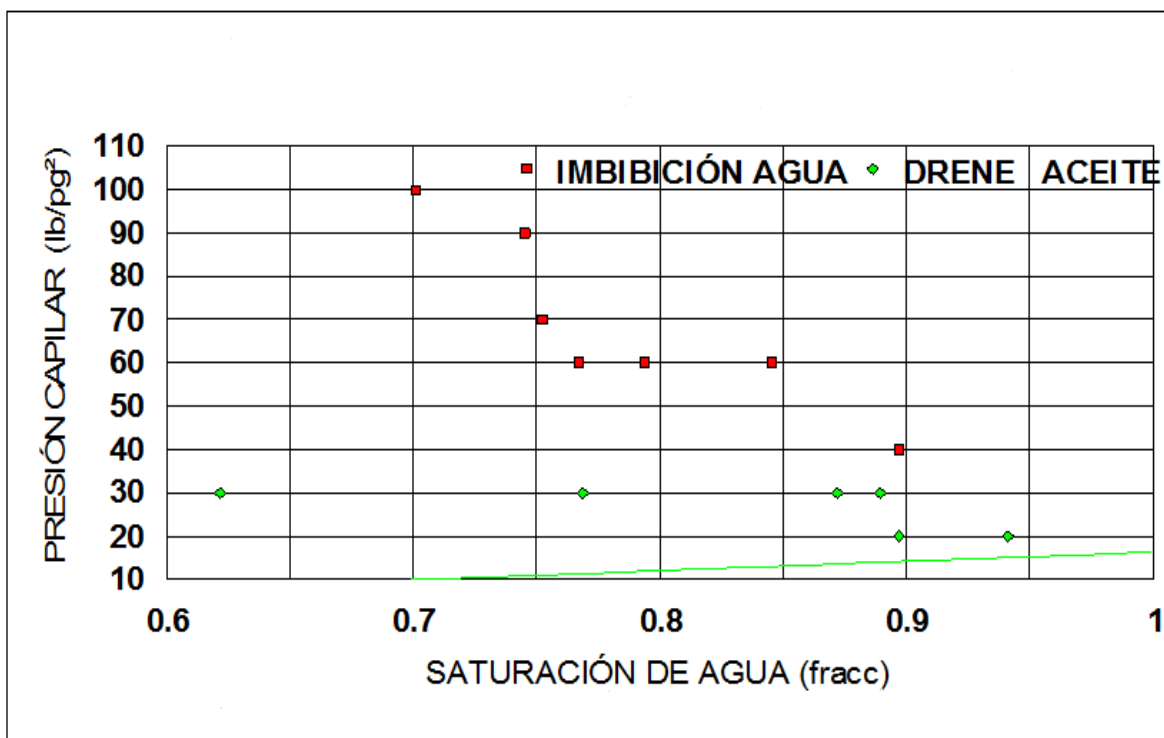


Fig.20 Presión capilar en régimen variable del núcleo 1 fragmento 24.

ROCA MOJADA POR ACEITE

La figura muestra claramente la diferencia entre las áreas bajo la curvas de drene e imbibición, que para este caso, la muestra se lavo con tolueno y alcohol metílico por varios días y se supuso que ya era mojada por agua, pero el área de drene o de inyección de aceite es menor que la curva de imbibición por lo que la muestra es mojada por aceite y le faltó tiempo de lavado.

Se puede ver en la grafica que en un momento de la inyección del agua esta entra fácilmente al núcleo desplazando al aceite, pero al llegar al 30% de saturación de agua la muestra ya no admite más agua. Esto puede deberse a las fuerzas capilares tan fuertes que se manejan en este núcleo fuertemente mojado por aceite. Esto demostraría el porqué en el experimento solo se obtiene aceite y gas nitrógeno en la prueba de doble desplazamiento. Es decir las fuerzas por el efecto capilar entre el aceite y el agua son tan grandes que literalmente el agua es inmóvil en consecuencia el único fluido que seguramente se podrá mover en un desplazamiento será el aceite. A de mas el gas nitrógeno tiene mucha más afinidad con el aceite que con el agua, lo cual también es una fuerte razón por la cual el aceite será desplazado por el nitrógeno. Otra razón es la presión en la cual se maneja el desplazamiento. Se ha comprobado que para mover al agua con gas nitrógeno se necesitan presiones mucho más grandes de las que se presentan en este trabajo y con la energía aplicada al nitrógeno el único fluido que se puede mover es el aceite.

Se podría decir también que debido a la garganta de poro de este tipo de muestras, las moléculas de agua que entra en los poros más grandes será expulsada por su propia expansión, pero por su tamaño las moléculas en los poros más pequeños no podrán salir.

Por otro lado los efectos capilares entre el aceite remanente y el agua hacen que el aceite sea el único fluido móvil dentro del espacio poroso. Esto aunado a que el gas desplazante (nitrógeno) tiene una mayor afinidad con el aceite que con el agua, nos da pie a corroborar los resultados de las pruebas de doble desplazamiento, presentadas en la tesis.

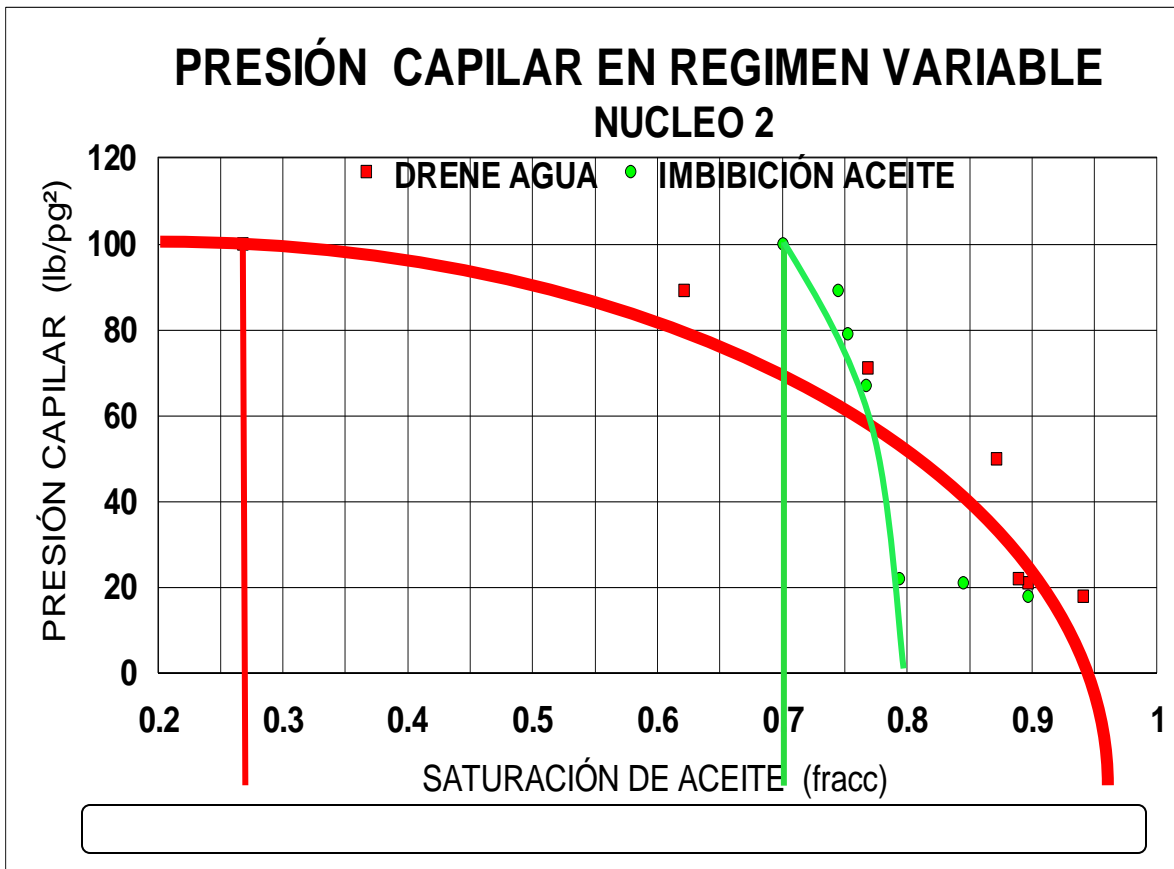


Fig.21 Presión capilar en régimen variable en un núcleo mojado por aceite.

La figura 21 muestra claramente la diferencia entre las áreas bajo las curvas de drenaje e imbibición, que para este caso, la muestra se saturó con aceite y se envejeció solo por 10 días, para experimentar, si 10 días, es tiempo suficiente para que la roca sea mojada por aceite, obteniéndose que el área de drenaje por inyección de agua es mayor que el área bajo la curva de imbibición o de inyección de aceite por lo que la muestra es mojada por aceite parcialmente y la vena principal dejó de fluir aceite. En esta prueba también se puede ver claramente como la inyección de agua no es mayor al 30%.

El efecto capilar es muy fuerte en estas muestras. Igual que en el experimento anterior se comprueba que el único fluido que se moverá será el aceite ya que el agua al entramparse en los poros no se podrá mover por la energía tan baja del nitrógeno.

3.3 MEDICIÓN DE PRESION CAPILAR POR MERCURIO

Es una técnica experimental que se utiliza para estimar las presiones capilares en materiales porosos. El método consiste en inyectar mercurio a presiones incrementales en una muestra que ha sido previamente evacuada; este proceso es conocido como drenaje primario (la fase "mojante" es el vacío). El registro de las presiones de mercurio y las saturaciones permite la generación de las curvas de Presión Capilar - Saturación. Posteriormente, disminuyendo la presión en etapas, puede ser simulado el proceso de imbibición y así se puede generar la presión capilar equivalente. Una segunda serie de incrementos en la presión simulará un proceso secundario o de re-drenaje; nuevamente una curva de presión capilar puede ser trazada.

La saturación final para el proceso primario de drenaje da una estimación del drenaje primario y los procesos de imbibición dan una indicación de la eficiencia de recobro para el hidrocarburo en el yacimiento (asumiendo nuevamente que el yacimiento sea mojable al agua).

Los datos porosimetría por Inyección de Mercurio se utilizan para determinar las distribuciones del tamaño de poro de las muestras de núcleo. Usando parámetros convenientes de escalamiento, las curvas de presión capilar aceite/salmuera se pueden también deducir de las curvas de presión capilar por inyección de mercurio

En este método se emplea mercurio como fase no mojante (el vacío, o vapor de Hg actúa como fase mojante).

Ventajas:

- Es un método rápido.
- Permite trabajar sobre muestras de geometría variable (Cuttings, recortes).
- Permite hacer mediciones de drenaje imbibición.
- Permite definir perfectamente la presión umbral.
- Permite alcanzar presiones capilares muy elevadas.
- El cálculo es sencillo y directo.
- Permite obtener la distribución de diámetros porales (Gargantas porales) del sistema.

Desventajas:

- Compara favorablemente con el método de Estados Restaurados sólo hasta la saturación de agua irreductible. No permite obtener la saturación irreductible de agua (S_{wirr}) pues la fase mojante (vacío) luego de hacerse discontinua, es infinitamente compresible.

- 3.- Movemos la manivela y la escala móvil hasta que se pueda leer 0cm^3 .
- 4.- Se aplica vacío a través de una bomba de vacío. La medición de vacío se verifica en el manómetro 1. En ese mismo momento el nivel de mercurio se eleva del menisco inferior de la ventana superior hasta llegar a la parte inferior de la misma ventana.
- 5.- Recorremos la manivela hasta que el mercurio alcance nuevamente a la parte inferior de la ventana superior. Se lee el volumen que marca a hora la escala móvil y la escala de la manivela.
- 6.- Se abre la válvula de alivio poco a poco hasta que el mercurio baje hasta la parte inferior de la ventana superior. En este momento se toman medidas de presión y de volumen nuevamente.
- 7.- Los pasos 5 y 6 se repiten hasta alcanzar las 133 atm.

Como es sabido al aplicar presión al núcleo este se comprime. De igual forma al ir inyectando el mercurio este entra en los poros grandes del núcleo como en los pequeños por la diferencia de presiones.

Con este experimento se está midiendo garganta de poro. Cuando se empieza a disminuir la presión en el experimento el núcleo por consiguiente se descomprime hasta un punto en donde el mercurio sale de los poros más grandes y de la permeabilidad mayor pero queda atrapado en los poros más pequeños debido a que las moléculas de mercurio son más grandes que la garganta conectora entre poros.

Se puede ver en este caso que el único fluido que podrá entrar en este tipo de poro será el hidrógeno por el tamaño de su molécula. Por otro lado con la energía con la cual se inyecta el fluido lo único que podrá desplazar será el petróleo.

- 1.- el núcleo al descomprimirse hace que la roca se expanda y por esta razón aumenta la permeabilidad.
- 2.- los canales principales no se quedará con el mercurio contenido en ellos.

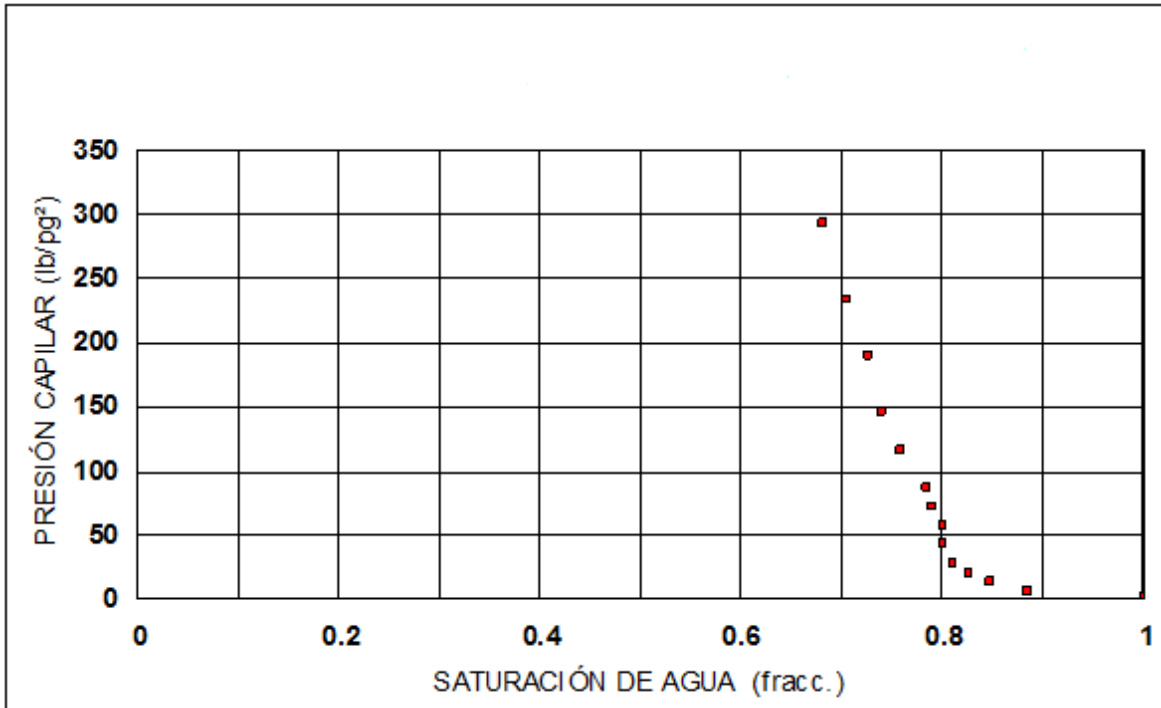


Fig.23 Presión capilar con inyección de mercurio del núcleo 2052 fragmento 20

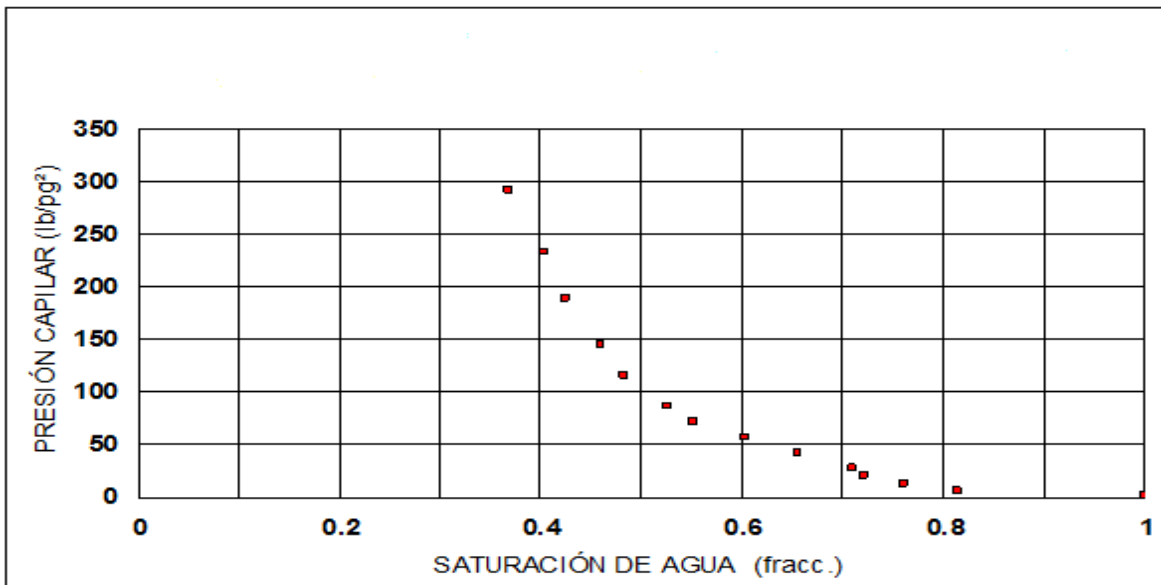


Fig.24 Presión capilar con inyección de mercurio del núcleo 2084 fragmento 24

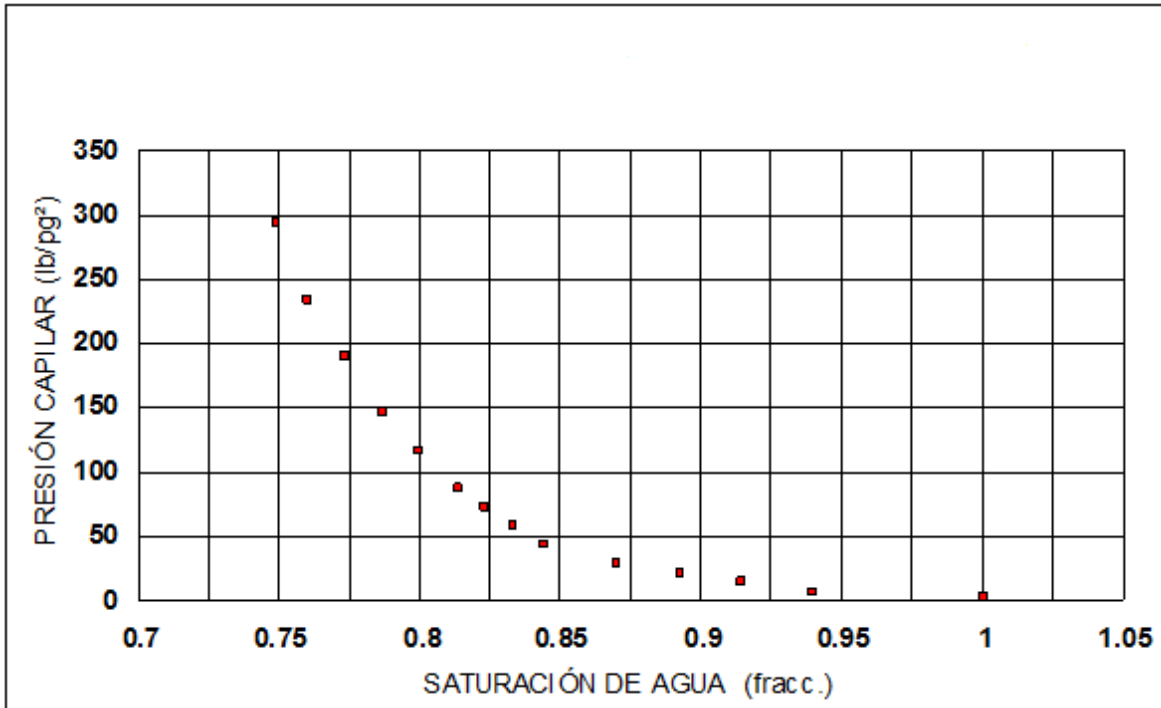


Fig.25 Grafica de presión capilar con inyección de mercurio del núcleo 3003D.

Método de la Membrana Semi-Permeable

También es conocido como método de Estados Restaurados y constituye el método "patrón" o de referencia para las demás mediciones. Su funcionamiento se basa en el empleo de un medio poroso (membrana) con capilares muy finos que actúan como barrera semi-permeable cuando se encuentra saturada 100% con la fase mojante del sistema.

Durante el ensayo la fase continua se encuentra en contacto con la presión atmosférica, por lo que fluye libremente, a través de la membrana, hasta que la presión se equilibra en dicho valor. La fase no mojante, es discontinua (se interrumpe en la membrana, en tanto no se supere la presión umbral) y por lo tanto se encuentra sometida a la presión interior del sistema (aparato de medición). Cuando se alcanza el equilibrio, la presión interna del aparato es igual a la diferencia de presión entre fases (presión capilar del sistema).

Ventajas:

- Es un método sencillo y directo. Se mide directamente la propiedad de interés. Observación: Es necesario asegurar un excelente contacto capilar entre la muestra y la membrana.
- Es una medición absoluta.

- Permite definir perfectamente la presión umbral y la saturación irreducible de agua del sistema.

Desventajas:

- Sólo se emplea para curvas de drenaje.
- Lleva mucho tiempo. El equilibrio se obtiene al cabo de varios días. Una medición completa insume entre 15 días y un mes.
- En muestras poco permeables (usualmente menos de 20-50 mD) o muy heterogéneas no se alcanza la saturación irreducible de agua (S_{wirr}). La presión capilar se extiende sólo hasta la presión umbral de la membrana.

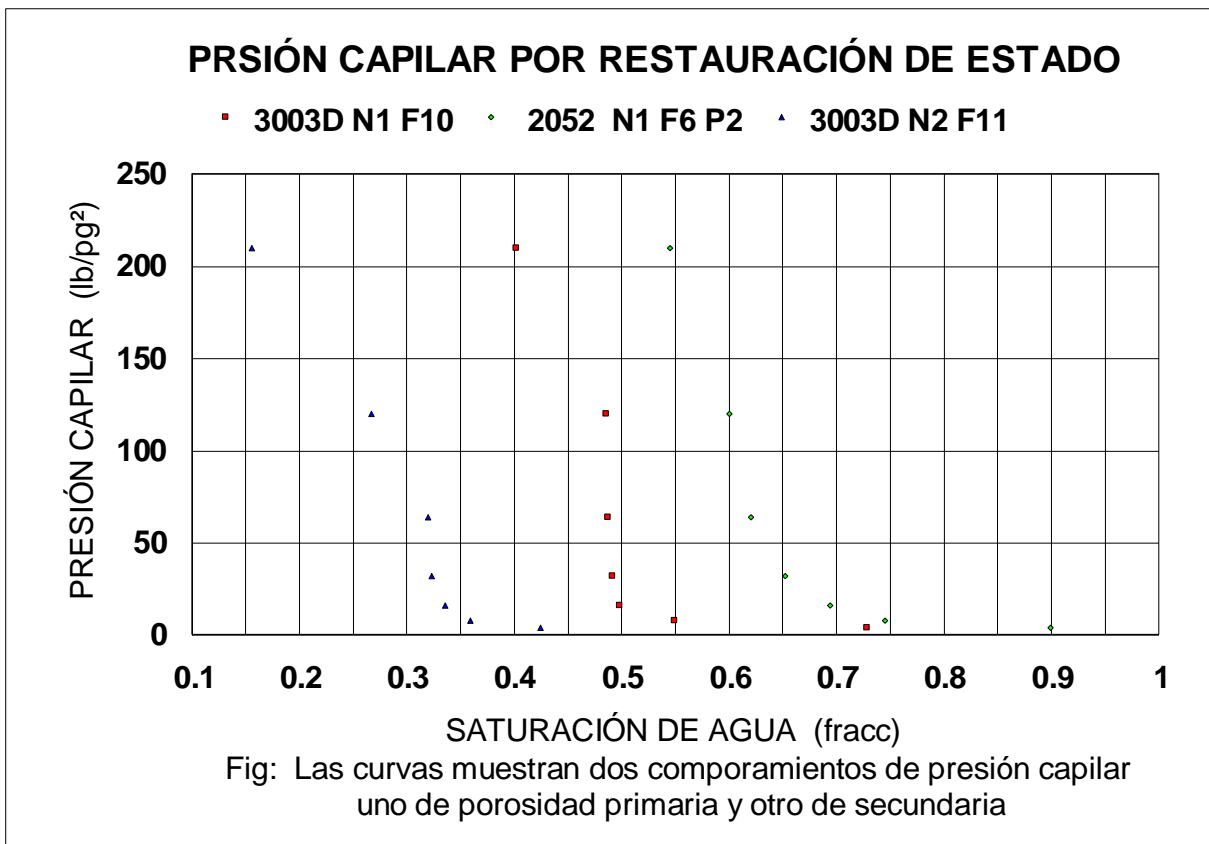


Fig.26 pruebas efectuadas a muestras de núcleos por restauración de estado

3.4 EQUIPO EXPERIMENTAL PARA LA MEDICIÓN DE PERMEABILIDAD AL GAS

El equipo para medir la permeabilidad está constituido por varios grupos de módulos base, cada uno de los cuales realiza una operación específica, realizándose con la combinación de ellos las determinaciones petrofísicas siguientes:

- a) Permeabilidades al gas en régimen permanente.
- b) Permeabilidades a un líquido con gasto o presión constante.
- c) Permeabilidades relativas aceite-agua.
- d) Porosidad efectiva.

El equipo es muy versátil en cuanto a dimensiones de muestra y condiciones de operación, pudiendo operar con muestras de diferentes medidas, variando de 1 a 4 pg de diámetro y de 1 a 6.5 pg de longitud, con presiones de confinamiento de 150 a 20 000 lb/pg² y temperaturas de 20 a 150°C. Los módulos principales que componen el equipo son los siguientes:

Celdas de confinamiento	<p><i>Módulo porta muestra o celda:</i></p> <p>Esta celda consta básicamente de un cilindro hueco, con 2 tapas una para presión y otra para temperatura.</p>
	<p>Módulo de control de temperatura:</p> <p>Está rodeada de dos camisas independientes; la de calentamiento contiene varias resistencias eléctricas y material aislante</p>
	<p><i>Módulo de la muestra:</i></p> <p>Está constituido por la muestra de roca misma, una chaqueta o manga que la cubre lateralmente y dos dispersores de acero que la aíslan.</p>
	<p><i>Los dispersores:</i></p> <p>Son cilindros de acero que están conectados a la tapa superior de la celda con tubos de acero y a la muestra con mallas de acero para flujo horizontal y vertical.</p>
	<p><i>Módulo de compresión.</i></p> <p>Consta principalmente de una bomba neumática capaz de elevar la presión de confinamiento en la celda hasta 20 000 lb/pg², con suministro de aire.</p>

Sistema de control de fluidos	<p>Módulo de alimentación de gas o corriente arriba. Consta de un tanque de nitrógeno, con un reguladores, de alta presión a la salida del tanque y otro del equipo, de un manómetro de burdón, de varias válvulas de control, conexiones y línea de acero.</p>
	<p>Módulo diferencial. Consta de un transductor de presión diferencial, de varias válvulas y líneas de acero. El transductor para medir la diferencia de presiones aísla las dos corrientes de flujo que entran a él y se conecta con cable al módulo electrónico.</p>
	<p>Módulo de contrapresión. Este módulo limita la presión de salida del flujo, para asegurar el flujo a gasto constante.</p>
	<p>Módulo de válvulas de control. Consta de dos válvulas micrométricas que regulan el flujo de salida de la muestra.</p>
	<p>Módulo de medida de gasto. Consta de cinco fluómetros de cristal, que pueden operar independientes o en paralelo, cuya capacidad varía de 0.1 cm³/seg a 1000 cm³/seg..</p>
	<p>Consola Electrónica. Consta de un previsualizador digital de diez canales y de un registrado analógico de dos plumas, de una caja de interconexiones y siete módulos de amplificación instrumental independientes. En esta consola se reciben las señales de todos los transductores y termocoples de que consta el equipo.</p>
	<p>Adquisición de Datos. Está formado por una tarjeta bipolar conversora analógica-digital-analógica capaz de recibir-transferir hasta dieciséis datos diferentes. El voltaje se digitaliza y transforma en parámetros físicos que se muestran en la pantalla del monitor.</p>

3.5 PREPARACIÓN DE LAS MUESTRAS

Lavado:

Una vez que se tienen las muestras a las dimensiones de trabajo es necesario lavarlas para eliminar el aceite, sales residuales y del fluido de corte que contenga.

Hay dos razones para limpiar los núcleos, el primero es remover todos los fluidos del núcleo para realizar su medición de porosidad, permeabilidad y la saturación de fluidos. La segunda razón es obtener un núcleo fuertemente mojado por agua, que generalmente es el primer paso en la restauración de la mojabilidad en un núcleo contaminado.

Para lavar muestras grandes, se introducen en un equipo Dean Stark el cual ya contiene 400ml aproximadamente de una mezcla 50-50 de alcohol metílico-tolueno.

Posteriormente se enciende la parrilla del Dean Stark para que la mezcla se evapore y ascienda por un tubo colocado a un costado del porta muestras hacia el condensador. El vapor de la mezcla se condensa y como liquido a un caliente cae sobre la muestra para infiltrarse dentro de esta y durante su recorrido remover cualquier fluido o sal. Cuando la muestra ya no se ve manchada, ni presenta trazas de aceite o la mezcla alcohol tolueno es incolora es signo de limpieza de la muestra. También se puede usar una lámpara ultravioleta para verificar su limpieza.

Secado:

Una vez lavada la muestra se ventila por espacio de dos días para evaporar la mayor parte de la mezcla alcohol tolueno contenida en los poros, posteriormente se mete al horno de secado a una temperatura aproximada de 70°C, para evaporar totalmente los residuos de mezcla y la humedad, evitando que la muestra se oxide. La muestra se deja dentro del horno hasta que sea utilizada.

Saturación de muestra:

La muestra lavada y seca se coloca dentro del sistema de saturación presión-vacío. El equipo mostrado en la figura 20, consta de dos módulos principales, uno de vacío y otro de compresión, el módulo de vacío consta de una campana, una bomba, un manómetro de vacío, una trampa de vapores, válvulas de control, un depósito de desareamiento de agua, líneas de interconexión y un dispositivo para evaporar hielo seco, cuyos vapores se inyectan a la muestra. El módulo de compresión consta de dos filtros de aire, de una bomba de alta presión, una celda de represionamiento, un regulador de presión, un manómetro, válvulas y líneas de interconexión.

Para saturar una muestra con agua de formación, ésta se coloca dentro de un recipiente que sea flexible, a su vez el recipiente se coloca abierto dentro de la campana de vacío, en el cual se hace vacío hasta alcanzar una presión aproximada de 20 pulgadas de mercurio; después se llena lentamente de dióxido de carbono hasta alcanzar nuevamente la presión atmosférica, repitiéndose éstos pasos varias veces hasta eliminar totalmente el aire, lo cual se logra debido a que el dióxido de carbono es miscible con el aire y se adhiere a los granos de la roca. Posteriormente se introduce el agua de saturación desaireada hasta llenar el recipiente que contiene la muestra y se continúa haciendo vacío hasta que dejan de surgir burbujas de gas de la muestra, momento en el que se considera saturada.

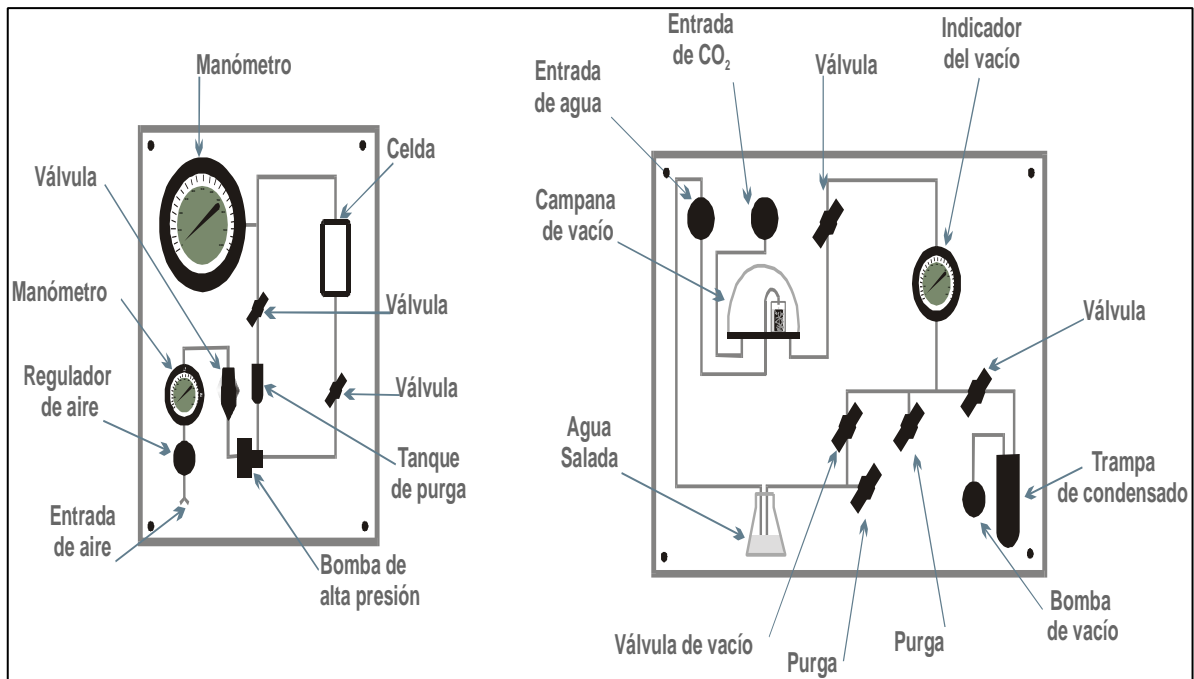


Fig.27 Equipo para secado y saturación de muestras.

El recipiente con la muestra saturada bajo condiciones de vacío, se rellena de agua y tapado se coloca dentro de la celda de compresión, la cual se llena de aceite completamente y se somete a presión hasta que se alcanzan 5000 lb/pg^2 , pero debido a que la muestra sometida a esta presión aún continúa aceptando agua, la presión se reduce por lo que es necesario elevar la presión de la celda hasta que se mantenga en las 5000 lb/pg^2 de presión. Como resultado del proceso anterior, la muestra queda con la saturación de agua máxima posible, que es un porcentaje bastante alto de la porosidad efectiva, quedando lista para medirse su permeabilidad absoluta con agua de formación.

3.6 PERMEABILIDADES RELATIVAS

Las permeabilidades relativas aceite-agua, aceite-gas en este laboratorio se pueden medir tanto para un proceso de drene como de imbibición, de acuerdo a la mojabilidad de las muestras. Los desplazamientos de aceite por agua se realizan

en muestras de diámetro completo, con el método de régimen variable, empleando el método gráfico propuesto por Jones y cols. (1978), basado en la combinación de las relaciones fundamentales desarrolladas por Buckley y Leverett (1941), con la ecuación de Welge (1952), para determinar la historia de saturación en la cara de salida de las muestras y la ecuación desarrollada por Johnson y cols.

El método gráfico de Jones y cols. (1978) se programó en hojas de cálculo de Lotus, lo cual tiene grandes ventajas para la utilización de sus gráficas propuestas, por su sencillez, adaptabilidad, facilidad para manejar gran cantidad de datos tomados durante la prueba, suavizamiento, simplificación de ellos y graficación automática de los resultados, que permite identificar y corregir de inmediato cualquier anomalía durante la prueba y de los datos complementarios, además permite realizar el desplazamiento a gasto o presión de poro constante y más aun, variando simultáneamente el gasto y la presión.

3.7 EQUIPO DE MEDICIÓN

Para realizar las pruebas de desplazamiento aceite-agua, gas-aceite se emplean los módulos para el flujo: celda básica, bomba de gasto constante o acumulador, separador de fase de alta presión y módulos diferencial y de contrapresión, y especialmente para poder realizar el cálculo de permeabilidades relativas, se emplea una consola eléctrica y una computadora personal para la adquisición de datos. Para determinar las permeabilidades relativas agua-aceite con gasto constante se emplea la bomba de gasto constante y para el caso de presión constante, se emplea el acumulador de presión constante.

3.8 PROCESO DE MEDICIÓN

Para obtener resultados representativos, la muestra debe ser nativa, preservada o de mojabilidad restituida o si no es el caso, al menos debe ser lavada. El lavado debe realizarse con un solvente que altere lo menos posible su mojabilidad. Por otra parte se recomienda que los fluidos sean los de formación o lo más parecidos. Antes de realizar un desplazamiento de aceite por agua o gas, para determinar el comportamiento de las permeabilidades relativas agua-aceite o gas aceite, es necesario conocer la permeabilidad absoluta al agua de formación y la permeabilidad efectiva al aceite con saturación de agua crítica.

Se coloca el separador de fase de alta presión sobre la tapa superior de la celda de confinamiento, conectándose su rama inferior al tubo correspondiente a la cara de salida de la muestra; su rama lateral tiene dos subramas, una de las cuales se conecta uniéndose al conjunto de la fuente de suministro de agua, la conexión de la cara de entrada de la muestra, al transductor de medida de presión de poro y a la rama positiva del módulo diferencial de presión. La subrama restante se conecta al módulo de contrapresión situado a la salida del fluido de inyección y a la rama negativa del módulo diferencial.

Terminada la conexión de los módulos; el separador y todas las líneas se llenan de agua y se purgan. Después se cierra la válvula de entrada de agua, se conecta en la parte superior del separador de fase, lleno del aceite empleado para saturar la muestra, para desplazar por gravedad parte del agua del separador, quedando la interface en posición observable y el equipo listo para recibir el aceite de la muestra, pero dado es necesario darle suficiente tiempo de reposo, para que se alcance un estado de equilibrio entre las dos fases.

Después de alcanzado el equilibrio en la interface aceite-agua, se procede a aislar las subramas del separador de fase, de entrada y de salida de agua de la muestra, después se establecen, contra-presión, temperatura de prueba y gasto. Inicialmente se eleva la presión de confinamiento, posteriormente la contra-presión y la presión de poro a las condiciones de flujo, para evitar la evaporación de agua en el sistema, después se calienta el equipo a la temperatura deseada, tratando de mantener constantes la presión de poro y la de confinamiento.

Cuando el equipo se encuentra caliente y en equilibrio, se conecta el sistema electrónico de medida, se asignan las constantes de cálculo y condiciones de flujo a la computadora personal que almacenará la información, la cual controlará la

sincronización de movimiento de válvulas y medirá el tiempo de flujo. Posteriormente se inicia la prueba de desplazamiento, inyectando el agua que desplaza el aceite contenido en la muestra hasta agotar el agua en la bomba. El desplazamiento se suspende cuando la curva de producción de aceite se hace asintótica o se termina el agua de la bomba.

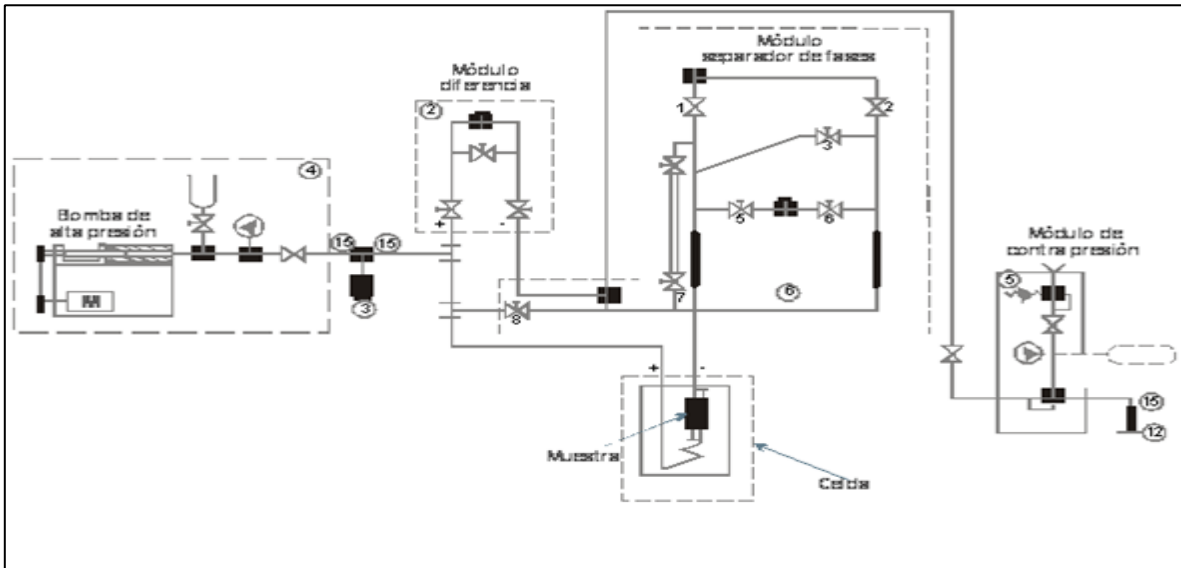


Fig.28 Esquema de interconexiones del equipo de permeabilidades relativas.

3.9 EXPERIMENTO DE DOBLE DESPLAZAMIENTO

Debido al gran auge que han tenido en el extranjero las pruebas de doble desplazamiento en los últimos años, se procedió a emplear su metodología básica en las pruebas de este laboratorio, implementándolas con el equipo disponible y utilizando el principio de balance volumétrico.

Antes de realizar la prueba, se seleccionan de entre un grupo de muestras en estudio de un núcleo, pozo o campo, las muestras que presenten algunas características sobresalientes o de mayor interés, generalmente son aquellas que tengan la porosidad y permeabilidad absoluta más altas, o simplemente las

muestras que tengan algo sobresaliente; por ejemplo, las que tengan más fracturas, vórgulos o canales de flujo que crucen la muestra de un lado al otro, que sean muestras nativas, preservadas, o con mojabilidad restituida, de un estrato especial o mojadas por aceite.

En esta sección se presenta el comportamiento de flujo de agua, gas y aceite en muestras de diámetro completo, de núcleos de pozos de yacimientos de hidrocarburos naturalmente fracturados, tanto a condiciones de laboratorio como de yacimiento, simulando el esfuerzo de compresión efectivo con presión hidrostática y los fluidos que tengan propiedades parecidas, o mejor aún, como lo indicó Mungan (1972) con muestras de fluidos del yacimiento.

El experimento de doble desplazamiento se realizó desplazando primero el aceite de la muestra con agua. De una forma posterior el aceite restante en ella se desplazó con gas nitrógeno.

Las pruebas se realizaron a una presión de confinamiento de 500psi y se obtuvieron las permeabilidades relativas en dirección horizontal. Por convención se toma como H1 (permeabilidad horizontal 1) a la cara de la muestra que presenta mayor probabilidad de tener alta permeabilidad. Se estima que una de las caras puede tener mayor permeabilidad en base a la cantidad y tamaño de fracturas cavernas y vórgulos que tenga y que estén conectados. Los fluidos que se utilizaron en la prueba de doble desplazamiento son hidrógeno y agua. Los datos correspondientes al nitrógeno son:

$$M = 28.01 \text{ (g/ mol)}$$

$$R = 82.057 \text{ ((cm}^2 \cdot \text{atm) / (g * mol * K))}$$

Z = varía con la presión pero debido a las bajas presiones que se manejan se puede considerar como un gas ideal donde Z=1

$$\mu = 0.0177 \text{ (cp)}$$

Los resultados del primer desplazamiento se presentan en la partida doceava y los del segundo desplazamiento en la décima partida. De los resultados de estas dos partidas se presenta la combinación de sus respectivas permeabilidades relativas en las gráficas siguientes:

NÚCLEO 1 MUESTRA 6

Desplazamiento de aceite por agua		
Sw med	Kro	Krw
0.15		
0.15	0.9	0.00876005
0.151106014	0.809548018	0.0188238
0.151853486	0.704786539	0.02144284
0.152504229	0.644268226	0.02295579
0.153104916	0.602771834	0.0239932
0.153661467	0.571694228	0.02477014
0.154194489	0.547091294	0.02538522
0.154699629	0.526980984	0.02588798
0.155186202	0.509929815	0.02631425
0.155661637	0.495248321	0.02668129
0.15611891	0.482409261	0.02700227
0.156568686	0.46963706	0.02732157
0.157118567	0.458343359	0.02760392
0.157541765	0.449409199	0.02782727
0.157956714	0.441257541	0.02803106
0.158364135	0.433780359	0.02821799
0.15876387	0.426877783	0.02839056
0.159158015	0.420468877	0.02855078
0.159546242	0.414499205	0.02870002
0.159928958	0.408917561	0.02883956
0.160306519	0.403656347	0.02897109
0.16068287	0.398706049	0.02909485
0.161051004	0.394036055	0.0292116
0.161418385	0.389618345	0.02932204
0.161778127	0.385449893	0.02942625
0.162134021	0.381469461	0.02952576
0.162489686	0.377679568	0.02962051

Desplazamiento de aceite por gas		
Som	kro	krq
1		0
0.988142292		0
0.972400502		0.006
0.96493027		0.01
0.958875524	1	0.012
0.954493555	0.911	0.013
0.950967943	0.775	0.014
0.947973062	0.665	0.015
0.945362747	0.585	0.016
0.943015782	0.538	0.017
0.940882709	0.493	0.018
0.938942644	0.446	0.018
0.93714295	0.416	0.019
0.935442964	0.398	0.02
0.933845039	0.371	0.02
0.932343292	0.348	0.021
0.930911934	0.337	0.022
0.929548996	0.319	0.022
0.928253707	0.302	0.022
0.927007114	0.295	0.023
0.925810031	0.281	0.023
0.924663787	0.268	0.023
0.923553238	0.264	0.024
0.92248042	0.25	0.024
0.921442707	0.25	0.025
0.920442844	0.235	0.025
0.919477563	0.23	0.026
0.918534084	0.224	0.026

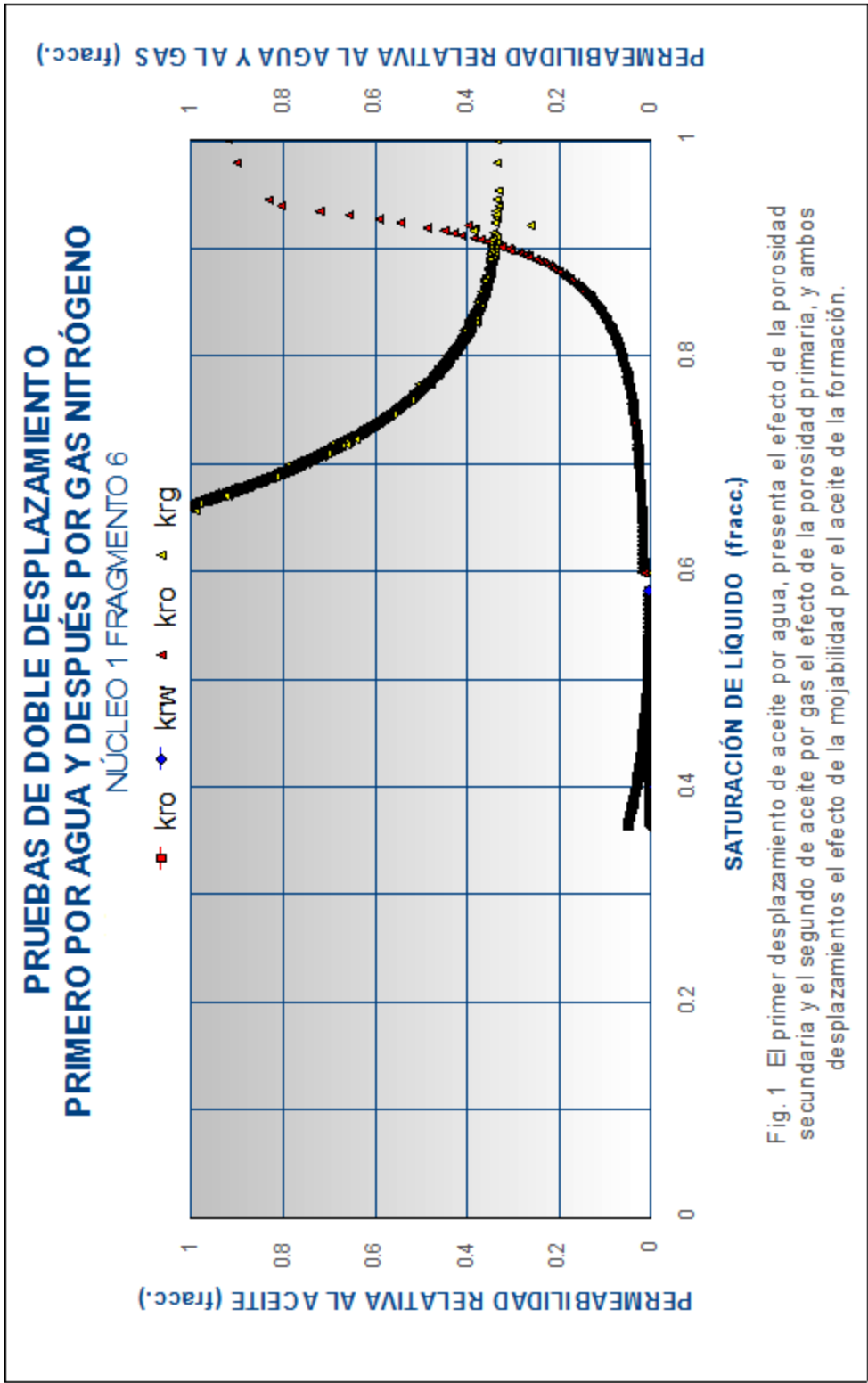


Fig. 1 El primer desplazamiento de aceite por agua, presenta el efecto de la porosidad secundaria y el segundo de aceite por gas el efecto de la porosidad primaria, y ambos desplazamientos el efecto de la mojabilidad por el aceite de la formación.

Fig.29 Prueba de doble desplazamiento primero por agua y después por gas nitrógeno

NÚCLEO 1 MUESTRA 24

Desplazamiento de	aceite por	agua
Sw	Kro	krw
0.15		
0.156546234	ERR	ERR
0.159534211	0.88450785	0.00796026
0.161857911	0.74632726	0.01214446
0.163841557	0.66567738	0.01464133
0.16560309	0.61062252	0.01640712
0.167205896	0.56973367	0.0177648
0.168687808	0.53767812	0.01886405
0.170086724	0.51147596	0.01978953
0.171392906	0.48957659	0.02058509
0.172644758	0.47088535	0.02128133
0.173827609	0.45466288	0.02190044
0.175091474	0.43967971	0.02248403
0.176177166	0.42642221	0.0230143
0.17722491	0.4152036	0.02347104
0.178248354	0.40499078	0.02389454
0.179230944	0.395678	0.0242877
0.180185521	0.38717599	0.02465264
0.18111266	0.37934148	0.02499433
0.182018042	0.37208177	0.0253158
0.182901615	0.36532085	0.0256196
0.183764951	0.35900779	0.0259073
0.18460944	0.3530934	0.0261805
0.185444326	0.34750953	0.02644179
0.186254544	0.34224952	0.02669112
0.187056964	0.33728224	0.02692941
0.187836938	0.3325803	0.02715771

Desplazamiento	de aceite	por gas
Sw	kro	krg
1	ERR	0.556
0.99983825	0.064	0.556
0.999761946	0.064	0.557
0.999787943	0.039	0.557
0.99966856	0.039	0.557
0.999549369	0.038	0.557
0.999430951	0.038	0.557
0.999312146	0.038	0.557
0.999193531	0.038	0.557
0.999075683	0.038	0.557
0.99895814	0.038	0.557
0.998840784	0.038	0.557
0.9987235	0.038	0.557
0.998606403	0.038	0.557
0.998489492	0.038	0.557
0.998372196	0.038	0.557
0.998255086	0.038	0.557
0.998138164	0.038	0.557
0.998021426	0.038	0.557
0.99790544	0.038	0.557
0.997789071	0.038	0.557
0.997672886	0.037	0.557
0.997556884	0.037	0.557
0.997441065	0.037	0.557
0.99732599	0.037	0.557
0.997210534	0.037	0.557
0.997095258	0.037	0.557

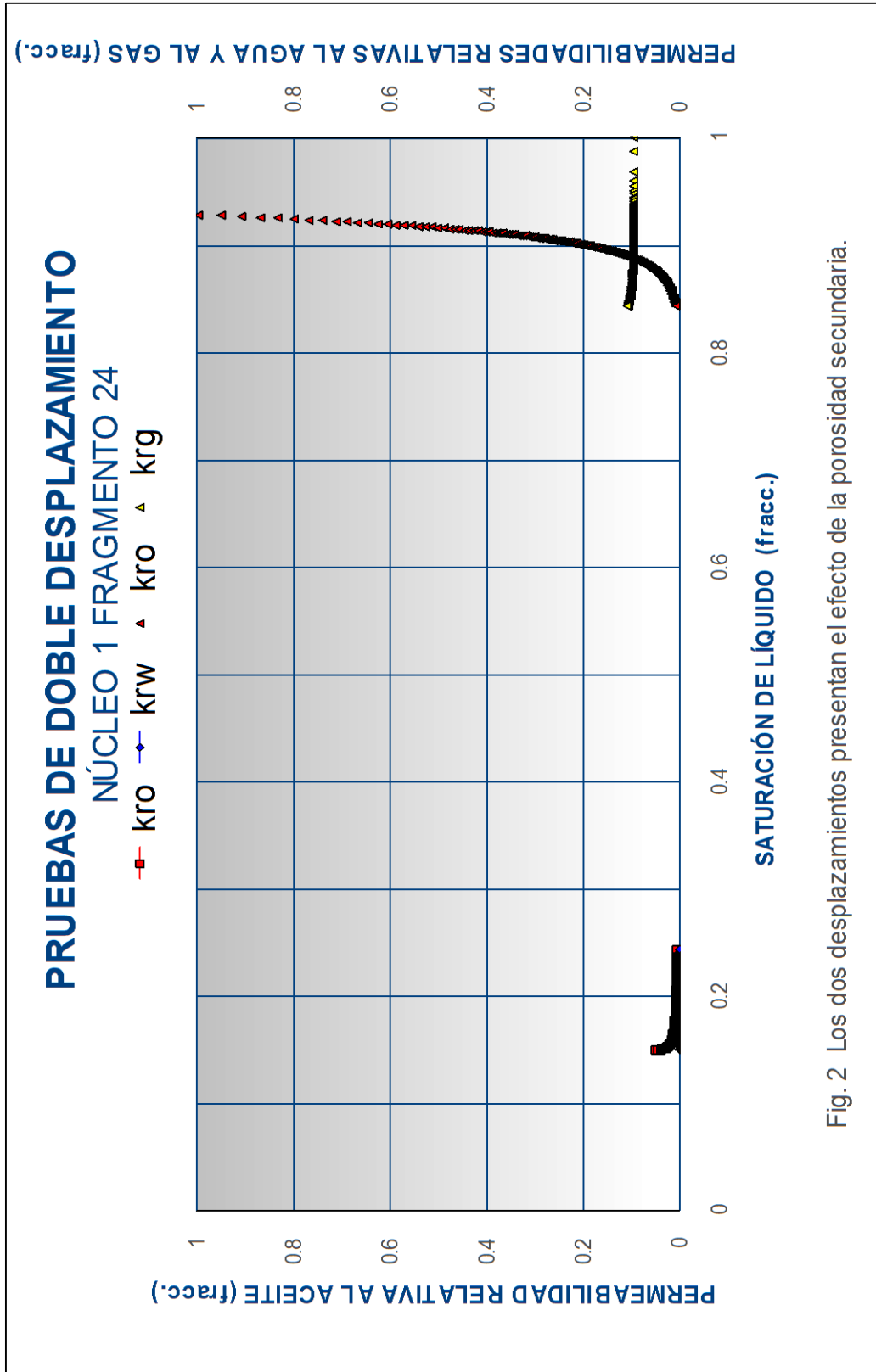


Fig. 2 Los dos desplazamientos presentan el efecto de la porosidad secundaria.

Fig.30 Prueba de doble desplazamiento

NÚCLEO 1 FRAGMENTO 10

Desplazamiento de aceite por agua		
Sw	Kro	krw
0.361588998	0.05094567	0.0023071
0.363582071	0.0512456	0.0023089
0.364355249	0.05186343	0.00230935
0.365113511	0.05136058	0.00232332
0.365864528	0.05086981	0.00233695
0.36661568	0.05038601	0.00235039
0.367352546	0.0499113	0.00236357
0.368089677	0.04944547	0.00237651
0.368812915	0.04898825	0.00238922
0.369529559	0.04854157	0.00240162
0.370246645	0.04810085	0.00241387
0.370950392	0.04766804	0.00242589
0.371647894	0.04724501	0.00243764
0.372337913	0.04682982	0.00244917
0.373023263	0.04642187	0.0024605
0.373702688	0.04602058	0.00247165
0.37437629	0.04562617	0.00248261
0.375044168	0.04523845	0.00249338
0.375712871	0.04485543	0.00250402
0.376369534	0.04447883	0.00251448
0.377027102	0.04410851	0.00252476
0.377672921	0.0437443	0.00253488
0.378313477	0.04338778	0.00254478
0.378955046	0.04303534	0.00255457
0.379585279	0.04268856	0.00256421
0.380216591	0.04234734	0.00257369
0.380836828	0.04201152	0.00258301
0.381452209	0.04168258	0.00259215
0.38206876	0.04135719	0.00260119
0.382674608	0.04103683	0.00261009
0.383281681	0.0407214	0.00261885
0.383878286	0.04041078	0.00262748

Desplazamiento de aceite por gas		
Sw	kro	krg
1	0.967	0.321
0.978911078	0.92	0.336
0.953017873	0.9	0.333
0.944906467	1.112	0.33
0.939036042	0.83	0.337
0.934312859	0.804	0.331
0.930300684	0.721	0.338
0.926803705	0.658	0.335
0.923659529	0.59	0.333
0.920801899	0.544	0.34
0.918202837	0.398	0.261
0.915791828	0.486	0.383
0.913514395	0.449	0.386
0.911373691	0.429	0.342
0.909361833	0.412	0.339
0.907444276	0.386	0.336
0.905618378	0.373	0.343
0.903883109	0.357	0.337
0.902213077	0.344	0.344
0.900609371	0.331	0.341
0.899073774	0.326	0.346
0.897585998	0.309	0.338
0.896148767	0.306	0.347
0.894758566	0.287	0.339
0.893419073	0.285	0.348
0.892125907	0.274	0.34
0.89086195	0.267	0.345
0.889632618	0.265	0.35
0.888430002	0.25	0.342
0.887264638	0.25	0.351
0.886133583	0.242	0.343
0.885022678	0.236	0.347

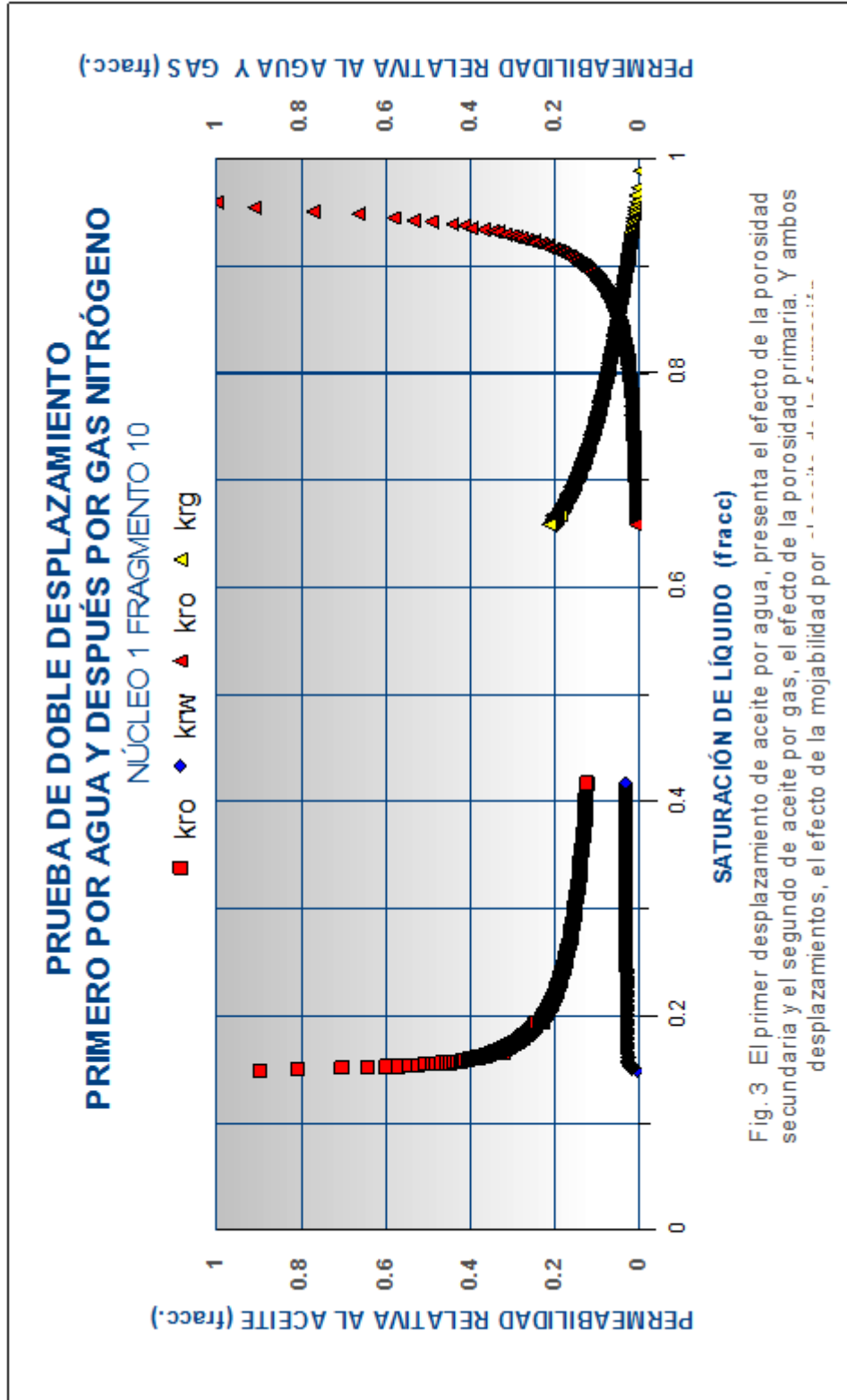


Fig. 3 El primer desplazamiento de aceite por agua, presenta el efecto de la porosidad secundaria y el segundo de aceite por gas, el efecto de la porosidad primaria. Y ambos desplazamientos, el efecto de la mojabilidad por

Fig. 31 Prueba de doble desplazamiento primero por agua y después por gas nitrógeno

NÚCLEO 2 FRAGMENTO 11

Desplazamiento de aceite Por agua		
Sw	Kro	krw
0.15	0.08338187	1.00E-03
0.15048819	0.05281932	0.00071981
0.15080425	0.04523025	0.00090953
0.15107437	0.04093183	0.00101699
0.15131929	0.03800885	0.00109007
0.15154672	0.03583358	0.00114445
0.15176114	0.03412162	0.00118725
0.15196532	0.03271617	0.00122238
0.152163	0.03153589	0.00125189
0.1523517	0.0305242	0.00127718
0.15253613	0.0296422	0.00129923
0.15271351	0.02882488	0.00131967
0.15290624	0.02809747	0.00133785
0.15307436	0.02748015	0.00135329
0.1532388	0.02691623	0.00136738
0.15340143	0.02640023	0.00138028
0.15355941	0.02592768	0.0013921
0.15371455	0.0254909	0.00140302
0.15386678	0.025085	0.00141316
0.15401688	0.02470594	0.00142264
0.15416472	0.02435104	0.00143151
0.15431043	0.0240177	0.00143985
0.15445414	0.02370222	0.00144773
0.15459736	0.02340431	0.00145518
0.1547374	0.02312236	0.00146223
0.15487711	0.02285485	0.00146892
0.15501387	0.02260177	0.00147524
0.15514911	0.02235953	0.0014813
0.15528422	0.02212838	0.00148708
0.15541663	0.02190749	0.0014926
0.155549	0.02169604	0.00149789
0.15567882	0.02149433	0.00150293

Desplazamiento de agua por gas		
Sw	kro	krg
0.92751995	0.999	0.096
0.92670316	0.951	0.096
0.92592822	0.908	0.096
0.92518413	0.869	0.096
0.92447153	0.833	0.096
0.92378812	0.799	0.096
0.92313131	0.769	0.096
0.92250228	0.741	0.096
0.92189307	0.714	0.096
0.92130502	0.69	0.096
0.92073689	0.667	0.096
0.92018718	0.646	0.096
0.91965739	0.626	0.096
0.91914127	0.607	0.096
0.91864036	0.589	0.096
0.91815622	0.573	0.096
0.91768597	0.557	0.096
0.91722843	0.542	0.096
0.91678246	0.528	0.096
0.91634792	0.515	0.096
0.9159242	0.502	0.096
0.91550882	0.49	0.096
0.9151033	0.479	0.096
0.91470725	0.468	0.096
0.91432016	0.457	0.096
0.91394351	0.447	0.096
0.91357323	0.438	0.096
0.91321079	0.428	0.096
0.91285591	0.42	0.096
0.91250822	0.411	0.096
0.91216912	0.403	0.096
0.91183502	0.395	0.096

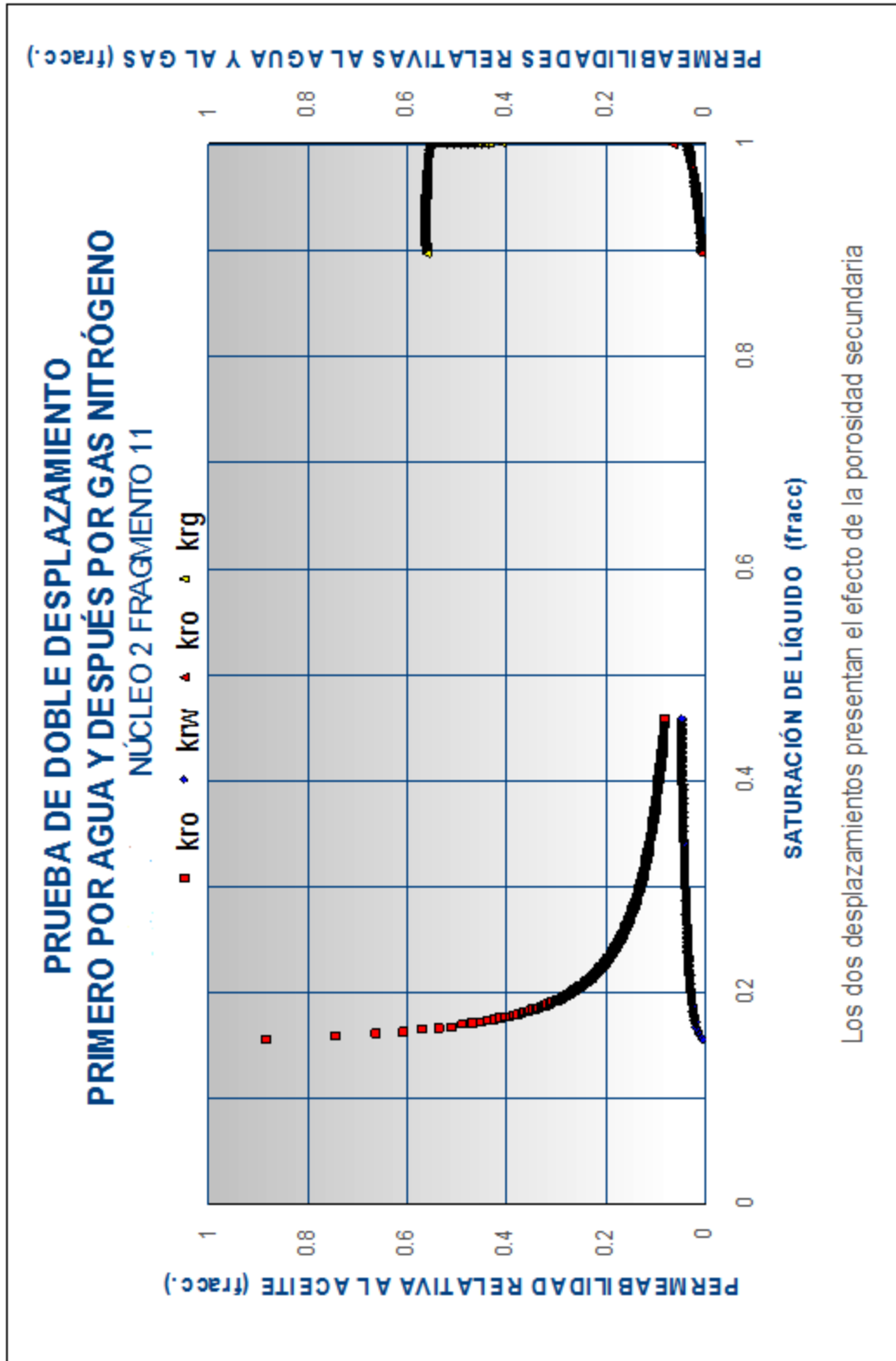


Fig. 32 Prueba de doble desplazamiento primero por agua y después por gas nitrógeno

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS DE RESULTADOS

De lo anterior se concluye:

<i>Muestra</i>	<i>Aceite recuperado</i> S_{or}	<i>Saturación de</i> <i>Aceite residual</i>
2052 Núcleo 1 Fragmento 6 p 2	84%	1%
2084 Núcleo 1 Fragmento 24 p2	18%	67%
3003D Núcleo 1 Fragmento 10	63%	22 %
3003D Núcleo 2 Fragmento 11	45 %	40 %

En tres de las muestras la recuperación de aceite por el método de doble desplazamiento se duplicó lo que se hubiese obtenido por solo alguno de los dos desplazamientos independientemente, el de inyección de agua o el de inyección de gas.

En ninguno de los desplazamientos de aceite y agua por gas nitrógeno se recuperó agua, solo fluyó aceite y gas.

Es necesario realizar mayor número de pruebas de doble desplazamiento para obtener resultados concluyentes, antes de su eventual aplicación al campo.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES

- Las pruebas de doble desplazamiento muestran resultados alentadores para sentar bases para nuevas experimentaciones y poder sustentar la idea de una nueva forma de explotación de la brecha del paleoceno, roca que forma parte de yacimientos en nuestro país.
- Los resultados obtenidos en las pruebas de presión capilar, mostradas en este trabajo son una fuente sumamente confiable por la cual se explica el porqué no se produjo agua durante la inyección de hidrogeno, en ninguno de los cuatro núcleos de diámetro completo. Estas pruebas dan como resultado una presión capilar sumamente grande para el agua, lo que provoca que el agua no se imiba y por consiguiente esta no será desplazada por el hidrogeno inyectado. De esta forma como el gas tiene más afinidad con el aceite y la presión capilar con respecto al aceite es menor; el aceite será desplazado más fácilmente por el nitrógeno.
- Con estos resultados se plantea la aplicación de este método acambiando la inyección de nitrógeno del casquete de gas a la zona invadida de agua o abajo del contacto agua-aceite actual y arriba del inicial, para una mejor eficiencia de barrido y por ende de recuperación de hidrocarburos.

BIBLIOGRAFÍA

Aguilera, R., 1980; "Naturally Fractured Reservoirs." The Petroleum Publishing Co., Tulsa, pg. 703.

Aguilera, R., 1987; "An Approximate Solution of Linear Flow in Naturally Fractured Reservoirs"; artículo SPE 16442 en el 62th Technical Conference y Exhibition, Dallas, Tx., (Septiembre 27-29) 70-95.

Aguilera, R., 1982; "Relative Permeability Concepts for Predicting of Naturally Fractured Reservoirs." JCPT, Vol. 21, (Noviembre 5)128-136.

Ahmed, U., Crary S.F. y Coates, G.R., 1989; "Permeability Estimation: The Various Sources and their Interrelationship"; artículo SPE 19604 presentado en la Annual Technical Conference and exhibition, San Antonio, Tex. (Octubre 8-11) 649-663.

Jones S. C. y Roszelle W. O., 1978; "Graphical Techniques for Determining Relative Permeability From Displacement Experiments."; JPT, (Mayo) 807-817.

Herry J. Welge " A simplified method of computing oil recovery by gas or wather drive". The carter oil co; Tulsa.

F.F. Craig Jr. "Oil recovery performance of patter gas or water injection operations from model tests". Stanolind and gas.

J. Murravyov. "Development and exploitation of oil and gas file". PEACE publishers Moscow 1980.

Morris Muskat. "Physical principles of oil production". Second edition. Mc Graw-Hill book company 1981.

Charles Robert Smith. "Mechanics of secondary oil recovery". Robert E. Krieger Publishing Con. INC. New York USA 1958.

Sylvian J. Pirson. "oil reservoir engineering". Second edition. Mc-Graw-Hill book company INC. New York 1958.

Forrest F. Craig Jr. "Aspectos de ingeniería de la inyección de agua". Society of petroleum engineers of AIME. Second edition. Dallas Texas USA 1982.

Cancino Ortega, R. "Características Petrofísicas de Yacimientos Petroleros en Rocas Carbonatadas". Tesis de licenciatura, UNAM. F.

Guerrero. "*Practical Reservoir Engineering*". The Petroleum Publishing Co. Tulsa, Ok. 1956

Slider, H.C. "*Worldwide Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods*". PennWell Books. Tulsa, Ok. 1983.
