



11177
3
207

Universidad Nacional Autónoma de México

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSTGRADO
DE LA FACULTAD DE INGENIERIA

ANALISIS DE LA SATURACION RESIDUAL DE
ACEITE EN PROCESOS DE RECUPERACION

T E S I S
Que para obtener el Grado de
MAESTRO EN INGENIERIA PETROLERA
Presenta el Ingeniero:

RUBEN LUJAN SALAZAR

México, D. F.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

1990



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

I N D I C E :

I.-	INTRODUCCION	1
II.-	SATURACION RESIDUAL DE ACEITE	3
III.-	ENTRAMPAMIENTO DEL ACEITE	6
	III.A.- Geometria de Poro	19
	III.A.1.- Prototipo de medio poroso	22
	III.A.2.- Modelos de medios porosos	26
	III.B.- Tensión Interfacial	31
	III.C.- Relación de Viscosidades	34
	III.D.- Mojabilidad	38
	III.D.1.- Tipos de mojabilidad	39
	III.D.2.- Alteración de la mojabilidad	41
	III.D.3.- Tipos de núcleos	42
	III.D.4.- Determinación de la mojabilidad	44
	III.D.5.- Efectos de la mojabilidad sobre:	...	50
	III.D.5.i.- Propiedades eléctricas.		50
	III.D.5.ii.- Presión capilar	...	51
	III.D.5.iii.-Permeabilidades relativas		57
	III.D.5.iv.- Recuperación de aceite	.	61
	III.D.5.v.- Inyección de agua	63
	III.D.6.- Prevención del Entrampamiento	70
	III.F.- Presión Capilar	72
	III.G.- Flujo Multifásico	74

IV.- DETERMINACION DE LA SATURACION RESIDUAL DE ACEITE	77
IV.A.- Evaluación de la Sor en un Pozo	78
IV.A.1.- Análisis de núcleos	79
IV.A.2.- Pruebas con trazadores a contraflujo ..	81
IV.A.3.- Registros geofísicos de pozos	82
IV.A.3.i.- En agujero descubierto	83
IV.A.3.ii.- En agujero ademado	86
IV.A.4.- Registro de densidad	89
IV.A.5.- Balance de materia	90
IV.A.6.- Pruebas de pozo	91
IV.B.- Determinación de la Sor entre Pozos	94
IV.C.- Errores e Incertidumbres en la Evaluación de Sor	95
IV.C.1.- Errores sistemáticos	95
IV.C.2.- Errores aleatorios	97
IV.C.3.- Errores en la det. de la Sor en un pozo	99
IV.C.3.i.- Análisis de núcleos	100
IV.C.3.ii.- Pruebas con trazadores ...	101
IV.C.3.iii.- Registros de pozos	103
IV.C.3.iv.- Registro-inyección-registro	106
IV.C.3.v.- Balance de materia	110
IV.C.3.vi.- Pruebas de pozo	111
IV.C.4.- Errores en el cálculo de Sor entre pozos	113
IV.D.- Técnicas Recomendadas para la Evaluación de Sor	114
IV.E.- Mejoras a los Métodos para Determinación de Sor	116
VI.E.1.- En un Pozo	116
VI.E.2.- Entre Pozos	127

V.- MOVILIZACION DEL ACEITE RESIDUAL	124
V.A.- Potencial del Aceite Suceptible a ser Movilizado	.	133
V.B.- Inyección de Agua	134
V.C.- Inyección de Gas	136
V.C.1.- Desplazamiento inmisible	138
V.C.2.- Desplazamiento miscible	139
V.D.- Desplazamiento Químico	140
V.E.- Recuperación Térmica	142
V.F.- Biotecnología y Producción	144
VI.- CALCULO DE LA Sor EN EL CAMPO " POZA RICA "	147
VII.- DETERMINACION DE LA Sor EN EL CASQUETE SECUNDARIO DEL COMPLEJO " CANTARELL "	151
VIII.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	164
R E F E R E N C I A S	174

FIN

CAPITULO I

I.- INTRODUCCION

Uno de los recursos no renovables más importantes en nuestra sociedad es sin duda alguna el petróleo, pues contribuye con casi la mitad del consumo total de energía a nivel mundial y cubre casi todos nuestros requerimientos de transporte. También es un insumo indispensable para la fabricación de plásticos, fertilizantes, lubricantes y fibras sintéticas, así como de una gran variedad de productos sobre los cuales se desarrolla nuestra sociedad.

A partir de la segunda guerra mundial se ha incrementado en forma notable la demanda de petróleo y sus derivados. De igual manera, gracias a la aplicación de los métodos geofísicos, geoquímicos y geológicos, se han encontrado grandes volúmenes de reserva remanente. No obstante, el ritmo de incorporación de reservas ha disminuido sustancialmente, debido a la dificultad cada vez mayor para localizar estructuras productoras de hidrocarburos, aunado al gran riesgo que se presenta al tratar de investigar estructuras a cada vez mayor profundidad, y en el caso de campos marinos, con mayores tirantes de agua, con un consecuente alto costo. Actualmente, el ritmo de incorporación de reservas a nivel mundial, es menor al ritmo de producción, debido principalmente a la disminución de la actividad exploratoria.

Para poder disminuir esta declinación en la relación producción/reservas es necesario realizar un mayor esfuerzo así como una mayor inversión para la búsqueda de nuevas estructuras potencialmente productoras de hidrocarburos. Si unido a esto optimizamos la explotación de los campos actualmente en explotación, es posible prolongar su vida productiva así como la recuperación. Existen, además un gran número de campos abandonados con saturaciones residuales de hidrocarburos mayores al 50%. En algunos de estos casos es posible reducir esta saturación residual en forma rentable, teniéndose un gran ahorro por concepto de exploración.

Debido a que actualmente los costos de operación necesarios para aplicar algunas de las técnicas que reducen en forma sustancial la cantidad de hidrocarburos dejada en los yacimientos petrolíferos resultan incosteables, no se han realizado pruebas de campo. No obstante, existen varios procedimientos sencillos mediante los cuales se puede incrementar la recuperación final, y que además resultan económicamente atractivos, considerando aún los precios bajos del crudo. Si se desea alcanzar la máxima recuperación, entonces es necesario conocer los mecanismos de entrapamiento del aceite que pueden actuar en cada yacimiento para poder limitarlos lo más posible, determinar la distribución microscópica y macroscópica del aceite que ha quedado remanente después de que se ha dejado actuar uno ó varios de los mecanismos de empuje de manera ineficiente para su posible movilización.

En esta tesis se pretende demostrar que mediante el conocimiento adecuado de los procesos microscópicos y de los macroscópicos que intervienen en el entrapamiento del aceite, es posible diseñar el mejor esquema de explotación para cada yacimiento, así como predecir su comportamiento. También, se presentan las últimas técnicas que han sido desarrolladas para el cálculo de la saturación residual de aceite y se lleva a cabo un análisis de los errores e incertidumbres que se tienen en cada método de cálculo. Adicionalmente, se realizó el cálculo de la saturación residual en dos campos importantes. Finalmente, se recomiendan algunos de los procesos de recuperación mejorada económicamente atractivos para su aplicación, tomando en cuenta el tipo de fuerzas retentivas predominantes.

II.- SATURACION RESIDUAL DE ACEITE

De acuerdo a la teoría sobre el origen orgánico del petróleo, se supone que en algunas partes del lecho marino se tuvieron enormes acumulaciones de materia orgánica (principalmente plancton), la cual posteriormente fué cubierta por el depósito de material continental acarreado en gran parte por los ríos. A medida que éste depósito iba suprayaciendo más y más, se creaban las condiciones favorables de presión y temperatura para transformar esta materia orgánica en hidrocarburos. Una vez generados, bajo ciertas fuerzas de empuje tendían a emigrar hacia las porciones estructuralmente más altas de las trampas geológicas encontradas a su paso, en

contraposición a un sello capilar de la cima del yacimiento. Las trampas geológicas ó yacimientos petrolíferos se encontraban inicialmente saturadas por una salmuera que iba siendo reemplazada casi totalmente por hidrocarburos. Debido a lo cual existe una cierta cantidad de agua congénita que permanece en la zona donde se han acumulado los hidrocarburos, es decir, arriba de la zona de transición, dicho volumen de agua en la mayoría de los yacimientos se encuentra inmóvil, por lo que se le denomina saturación irreductible de agua, aunque en algunas ocasiones también se le conoce como saturación congénita de agua, que involucra tanto el agua inmóvil como móvil.

Una vez que se descubre una trampa geológica que contiene hidrocarburos mediante la perforación de pozos de exploración, se procede a su explotación hasta alcanzar el límite económico, en el cual los costos para seguir operando resultan mayores a los beneficios que se obtienen de la extracción de los hidrocarburos, aún cuando para ese tiempo exista una importante cantidad de hidrocarburos en el yacimiento, debido principalmente a la baja eficiencia de los mecanismos de producción que actúan en los yacimientos y en algunas ocasiones a razones económicas. En algunos campos se ha inyectado agua con el objeto de prolongar su vida productiva y aumentar su recuperación, pero aún en estos casos permanece una gran cantidad de aceite remanente en el yacimiento.

Al volumen de aceite que permanece en el yacimiento después de que se ha dejado actuar a alguno de los mecanismos de recuperación se le denomina: "SATURACION RESIDUAL DE ACEITE, Sor". Con frecuencia se asocia este concepto con una saturación irreductible de aceite, que representa la saturación de aceite a la cual el aceite remanente se vuelve inmóvil ó completamente entrampado bajo ciertos aspectos prácticos operacionales. Los valores típicos de Sor fluctúan entre un 25 y un 50% del volumen de poros, los cuales están en función de un mecanismo microscópico de entrampamiento que está controlado por la interacción de las fuerzas viscosas y capilares, aunque en ciertos casos también intervienen las de inercia. Se ha observado que en diversas zonas existen Sor aún mayores, y que en algunos casos permanecen casi iguales a las iniciales, lo que generalmente se debe a los procesos macroscópicos que están asociados al flujo no-Darciano de barrido en el yacimiento y a la interacción de la velocidad de flujo con el gradiente de presión, así como a la aceleración local en ciertos canales de flujo preferencial que contribuyen al entrampamiento del aceite.

A partir de las pruebas de laboratorio y de campo se ha podido apreciar que a nivel microscópico la Sor depende principalmente de la mojabilidad, distribución del tamaño del poro, heterogeneidad microscópica de la roca, así como de las propiedades de los fluidos. A nivel macroscópico, la Sor depende en gran medida del arreglo de los pozos, ritmos de explotación, intervalos disparados y de las heterogeneidades de la roca.

III.- ENTRAMPAMIENTO DEL ACEITE

Es muy complejo el proceso de entrampamiento de aceite en un medio poroso debido a la gran cantidad de variables que afectan este fenómeno. Es obvio que existen algunas variables mucho más determinantes que otras, sobre las cuales es conveniente tener un control más riguroso que sobre las demás para dejar la menor cantidad de aceite posible. A simple vista esto parece muy sencillo, ya que existe una gran cantidad de trabajos experimentales sobre el tema, así como una gran cantidad de publicaciones sobre trabajos teóricos. No obstante, existe una gran controversia sobre tópicos tan esenciales en este tema que resulta conveniente llevar a cabo un análisis más profundo de los resultados y de las bases sobre las cuales se desarrollaron los experimentos ó las nuevas formulaciones teóricas para poder definir de manera concreta cuales serán las variables que se pudiesen normar para dejar la menor Sor posible, lo cual podría representar un incremento en más de un 50% de la recuperación que actualmente se puede esperar, en algunos casos con tan sólo la energía natural del yacimiento, y en otros con la aplicación de alguna técnica de desplazamiento que considere los aspectos microscópicos y macroscópicos de desplazamiento del aceite dentro del yacimiento, además de que sea económicamente atractiva para los campos petrolíferos mexicanos.

En las figuras 1 y 2, se presenta esquemáticamente la evolución en la distribución de fluidos durante la explotación del yacimiento¹, cuando la roca es preferentemente mojable al agua (Fig. 1), y al aceite (Fig. 2), en a).- se presentan las condiciones iniciales y en b).- una etapa intermedia en la vida productiva del campo, con parte del aceite atrapado en la región de transición, que separa la porción del yacimiento que no se encuentra hidráulicamente conectada de la porción donde el aceite remanente se encuentra completamente atrapado en los intersticios de la roca como estructuras capilares aisladas, comúnmente denominadas como gotas o ganglios de aceite (c). En 1970 Roof definió dos mecanismos generales de atrapamiento², el primero ocurre con el rompimiento de un puente de aceite al volverse inestable en la garganta del poro, denominado "Separación" (snap-off), y el segundo ocurre con el desprendimiento final de una burbuja aislada de aceite que se aloja en un cuerpo poroso hidráulicamente desconectado, al cual se le denomina "Desviación" (bypassing).

Se debe considerar que existen inicialmente dos tipos de poros, aquellos que se encuentran comunicados hidráulicamente a través de sus gargantas (o canales), y las trampas que se encuentran aisladas. Generalmente, se considera que los canales predominan sobre las trampas, sin embargo, esto parece ser erróneo, ya que existen pruebas de que en varios de los casos³, más del 70% del volumen de poros corresponde a las trampas, o bien a estructuras dendríticas que están fuera de las arterias de

CONDICIONES INICIALES

ETAPA INTERMEDIA

CONDICIONES FINALES

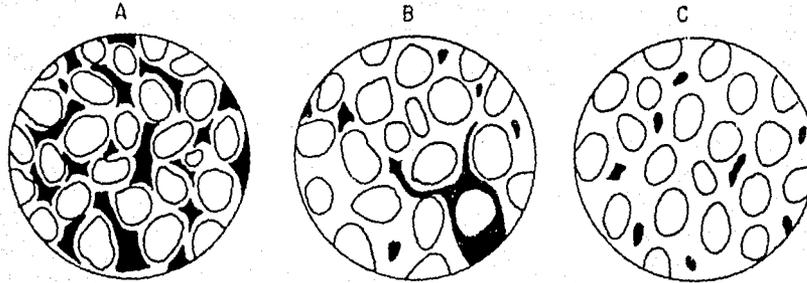


Fig. 1 - DISTRIBUCION DE FLUIDOS DURANTE UN DESPLAZAMIENTO POR AGUA EN UNA ROCA MOJABLE AL AGUA (Ref. 1)

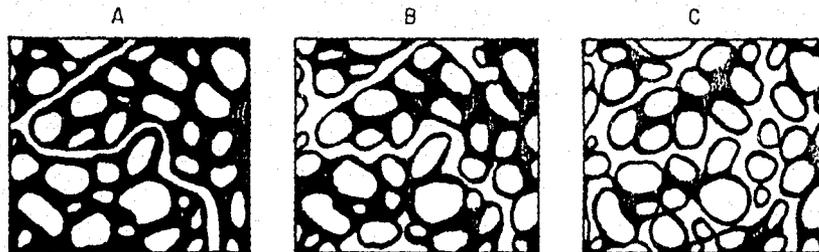


Fig. 2.- DISTRIBUCION DE FLUIDOS DURANTE UN DESPLAZAMIENTO POR AGUA EN UNA ROCA MOJABLE AL ACEITE (Ref. 1)

○ ARENA

■ ACEITE

□ AGUA

flujo, que es precisamente donde se queda atrapada la mayor cantidad de aceite. A menudo se emplea la relación del tamaño del cuerpo del poro al de la garganta del poro para relacionarlo con el mecanismo de atrapamiento. Se ha observado que cuando esta relación es muy grande, se tiene una alta saturación residual de aceite, debido a que únicamente se recupera el aceite que viene de la garganta del poro, lo cual es muy común. Esto quiere decir, que si se tiene una baja relación, entonces se tendrá una alta recuperación. Si se determina una alta relación, será necesario tomarlo en cuenta cuando se diseñe un proceso de desplazamiento, que deberá incluir alguna de las técnicas sencillas que han sido recomendadas en la literatura (como el crear gradientes de presión o intercambio difusional).

Wardlaw y Cassan*, investigaron la posible correlación entre la magnitud del aceite residual y los 27 parámetros petrofísicos que intervienen en el proceso. Ellos observaron que algunas en rocas con propiedades macroscópicas similares, sus saturaciones residuales resultaban diferentes, lo cual está acorde con la mayoría de las investigaciones realizadas, de donde se infiere que las rocas con propiedades macroscópicas similares y aún iguales difieren en sus recuperaciones (esto se debe posiblemente a distribuciones variables de saturaciones). También encontraron cierta tendencia a incrementarse la saturación de la fase no mojante conforme la porosidad disminuye, indicando que existe una fuerte dependencia del atrapamiento con la relación poro/garganta.

Larson y cols², observaron que la saturación remanente de la fase no mojante es similar al índice de percolación al cual se pierde la continuidad de aceite en el espacio poroso y que se puede calcular mediante la siguiente expresión:

$$I_{Pr} = 1.5 / Z \quad \dots \quad 1$$

Donde Z representa el número de conexiones de un poro, e I_{Pr} es el índice de percolación. Si Z disminuye con la porosidad, entonces lógicamente la saturación residual de aceite se incrementará debido a la disminución en la accesibilidad del poro. Pero es quizás, la saturación inicial de aceite la que determina en gran medida la magnitud del aceite residual. A medida que ocurre el proceso de entrapamiento, la fase aceite irá desconectándose hidráulicamente de la fase fluyente permaneciendo finalmente inmóvil, lo cual ocurre en un estrecho rango de saturación de agua², indicando la existencia de una distribución de varios tamaños y formas de ganglios. Sin embargo, la mayoría de los modelos del proceso de entrapamiento que han sido desarrollados a la fecha, consideran una distribución normal del tamaño de poros².

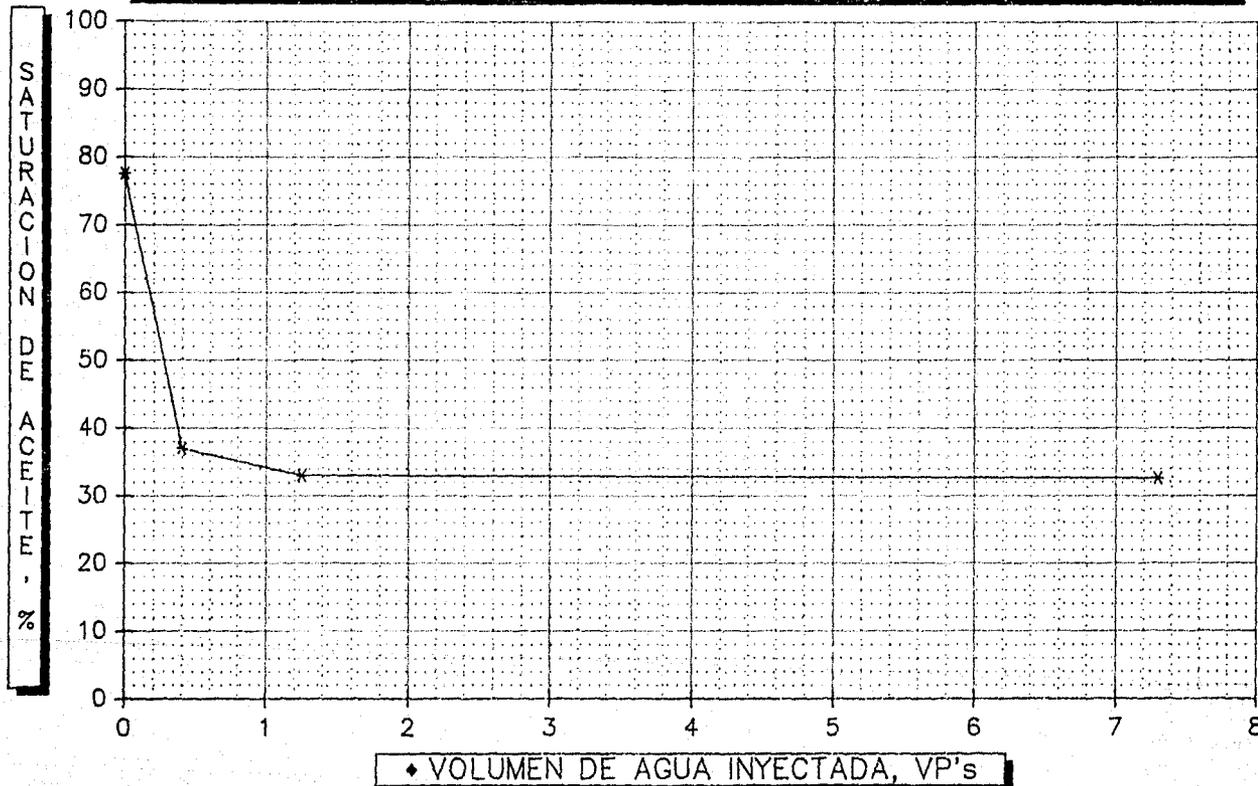
Es común el uso de núcleos para efectuar pruebas de desplazamiento y observar su comportamiento a medida que se inyecta un cierto volumen de fluido desplazante, con el fin de determinar de antemano la recuperación que se pudiese esperar. Se debe tratar de reproducir las condiciones iniciales de

mojabilidad, ya que estas tienen un marcado efecto sobre la recuperación final del aceite. En la Fig. 3 se muestra el comportamiento típico de un desplazamiento en un núcleo preferentemente mojable al agua, aquí se puede observar como va cambiando la saturación de aceite conforme se inyecta un volumen mayor de agua⁹. Por ejemplo, después de que se han inyectado 1.3 volúmenes de poros (VP's) se tiene una saturación residual de aceite de casi 33.5%, a partir de la cual si se sigue inyectando un volumen mayor de agua, la reducción en la S_{or} es insignificante.

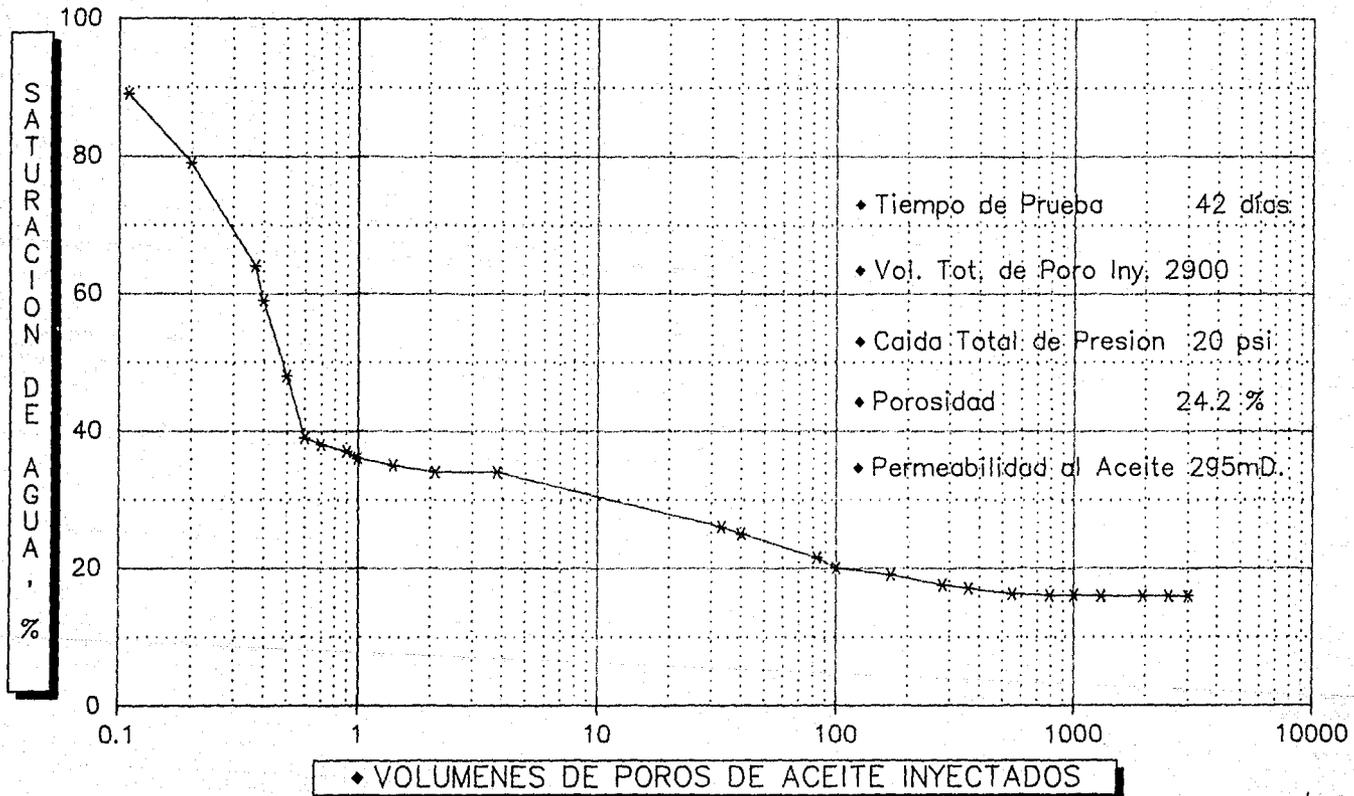
En un medio poroso preferentemente mojable al aceite, éste se encuentra cubriendo todas las superficies de los poros, y el agua intersticial se encuentra en forma de ganglios aislados cuando su saturación inicial es alta, del 20-30%, ó bien como gotas esféricas si la saturación de agua es baja, de casi 10%. Cuando se trata de desplazar aceite con agua bajo estas condiciones de mojabilidad, se desarrollan canales de flujo de agua, con una baja recuperación final de aceite⁹, como se puede apreciar en la Fig. 4.

El proceso de entrapamiento difiere en gran medida de una roca preferentemente mojable al aceite al de una mojable al agua, ya que en el primer caso una capa de aceite cubre los granos de arena que están conectados a pequeños canales de flujo. Bajo estas condiciones, el flujo de aceite continuará a un ritmo cada vez menor hasta que los pequeños canales de aceite no puedan

♦ Fig. 3: COMPORTAMIENTO TIPICO DE UN DESPLAZAMIENTO CON AGUA EN UN NUCLEO MOJABLE AL AGUA, ref. 8.



♦ *Fig. 4: COMPORTAMIENTO DE UN DESPLAZAMIENTO DE AGUA CON ACEITE (nafta), ref. 9.*



continuar transmitiendo fluido bajo el gradiente de presión prevaeciente, como se aprecia en la Fig. 2.c, donde la saturación ha llegado al limite económico sin haberse alcanzado una saturación inmóvil del aceite.

En formaciones homogéneas preferentemente mojables al aceite, el entrampamiento del aceite es exactamente análoga al entrampamiento del agua intersticial durante un desplazamiento con aceite en una roca fuertemente mojable al agua, a lo cual se le denomina imbibición. Este tipo de desplazamientos se realizan normalmente en el laboratorio hasta alcanzar la saturación intersticial del agua (Fig. 4). Aún cuando en ciertos casos después de varios cientos de VP's inyectados, sigue fluyendo una pequeña fracción de agua; es decir, la saturación inmóvil no ha sido alcanzada. La diferencia entre el comportamiento de los desplazamientos en las Figs. 4 y 5 está relacionado directamente con la mojabilidad. Si se desea reducir el tiempo requerido para alcanzar una saturación intersticial de agua específica, se puede emplear un crudo de alta viscosidad en vez de nafta para desplazar al agua.

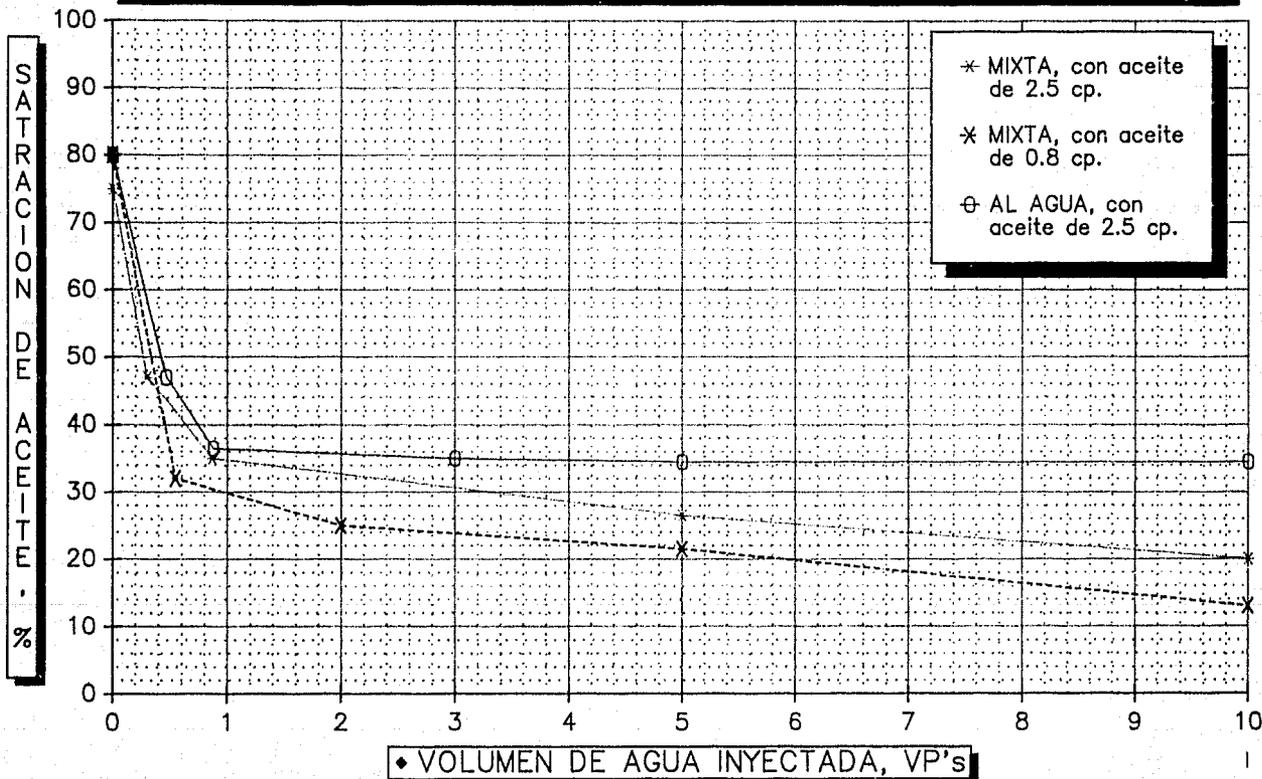
Además de los sistemas mencionados, existen algunas rocas que exhiben propiedades de mojabilidad no uniformes, de los cuales se tiene muy poca información, a los que se les conoce como sistemas mixtos. Salathiel[®] observó que en un sistema de este tipo, la saturación residual resultaba menor a aquella que se podría obtener en una roca preferentemente mojable al agua,

núcleos de mojabilidad intermedia continua decreciendo conforme se inyecta una mayor cantidad de agua, pues aún después de 25 VP's inyectados no se ha alcanzado la saturación residual.

En la tabla No. 1 se muestran las saturaciones residuales que se obtuvieron de pruebas de desplazamiento en núcleos que fueron tratados para alterar su mojabilidad al agua, para transformarla a intermedia. De aquí se puede observar que las saturaciones residuales de aceite obtenidas bajo condiciones de mojabilidad mixta resultaron mucho menores a aquellas saturaciones residuales que se tuvieron de los núcleos cuando sus condiciones de mojabilidad eran preferentes al agua. Aún cuando estas saturaciones residuales fueron obtenidas a altas relaciones agua/aceite y después de varios VP's inyectados, la recuperación bajo condiciones de mojabilidad mixta fué siempre mayor en casi todos los casos^o.

No existe evidencia clara de algún yacimiento con mojabilidad mixta o intermedia. Quizás podría decirse que el Campo Poza Rica presenta algunas características propias de mojabilidad intermedia^o, ya que a partir del análisis cualitativo de los registros geofísicos, las curvas de las permeabilidades relativas y del comportamiento de los pozos, se pudieron apreciar algunas zonas mojables al aceite y otras al agua, sin embargo estas pruebas no son muy contundentes. Existe cierta información acerca del yacimiento Woodbine localizado al

♦ Fig. 5: COMPORTAMIENTO DE LA RECUPERACION DEL ACEITE DE ACUERDO EL TIPO DE MOJABILIDAD, ref. 8.



este de Texas que confirma la existencia de formaciones con mojabilidad mixta. Se han obtenido saturaciones residuales menores al 10% del volumen de poros (VP) en pruebas de desplazamiento, a partir de núcleos cuyas condiciones de mojabilidad habían sido restituidas, Fig. 6. Cuyos resultados han sido confirmados con núcleos recuperados a presión a profundidades de más de 6 metros abajo del contacto agua/aceite.

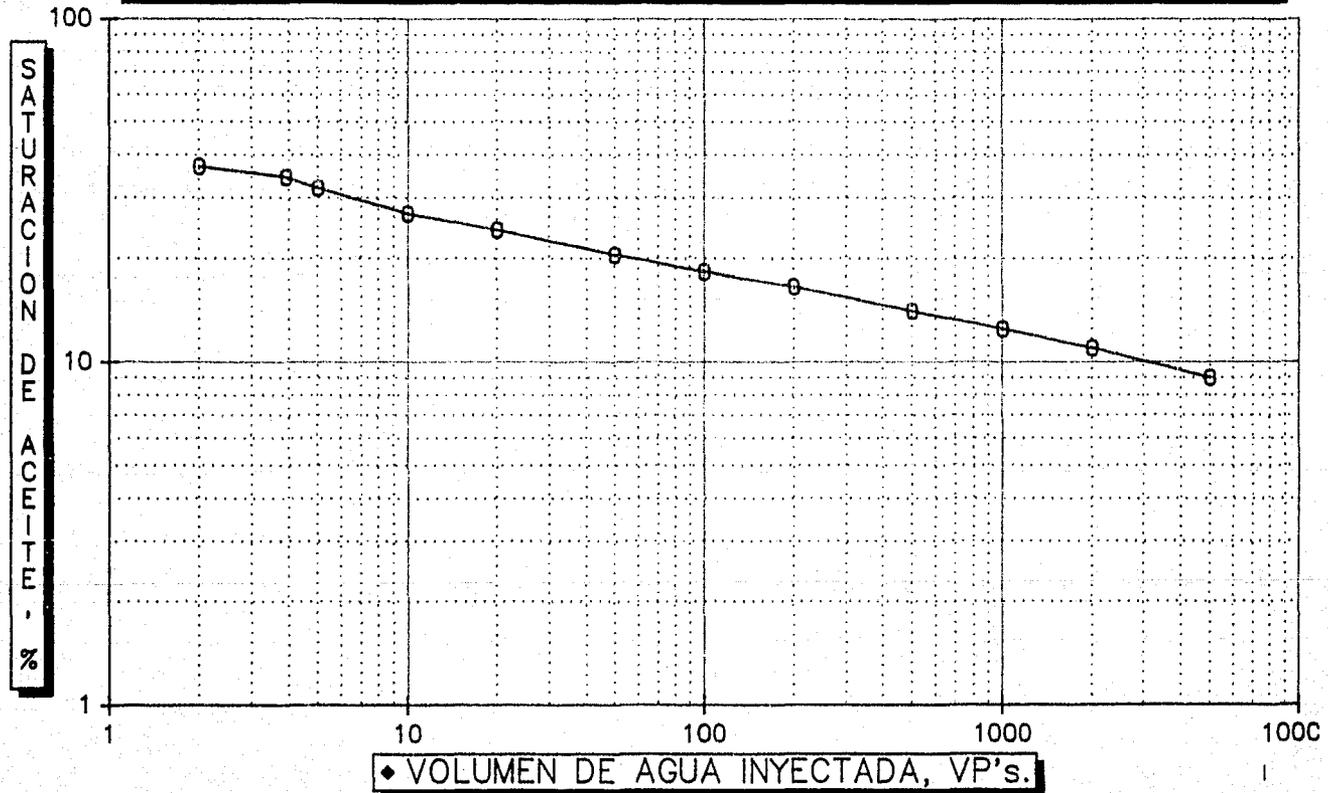
Tabla 1

Saturación Residual de Aceite (después de 25 V.P.I.)

Tipo de Roca	Permeabilidad (mD)	Porosidad (%)	Swi (% VP)	Sor	
				Fase	Mojante
				Agua -	Aceite
Boise (Arenisca)	1094	29.3	13.5	33.5	20.5
Upper Austin "	595	28.0	20.0	30.0	22.9
Woodbine Outcrop "	690	33.8	17.0	27.3	30.7
Upper Noodle (Caliza)	620	21.2	18.9	40.5	28.1
Lissie (Arenisca)	536	21.9	7.2	42.5	29.1

En mayor o menor grado todos los investigadores sobre este tema están de acuerdo de que a nivel microscópico tanto la estructura porosa, el contenido inicial de fluidos y los efectos superimpuestos de mojabilidad determinan la distribución de los fluidos y el comportamiento de la recuperación, en conjunción con

♦ Fig. 6: EXTENSION DE UN DESPLAZAMIENTO CON AGUA EN UN NUCLEO MOJABLE AL ACEITE, ref. 8.



la interacción de las fuerzas viscosas con las capilares y las gravitacionales, bajo condiciones normales de operación en un proceso de recuperación.

III.A.- GEOMETRIA DE PORO

El análisis en detalle de la estructura porosa se puede realizar mediante un examen micrografico electrónico. También se pueden emplear pequeños moldes de muestras de la formación cuyos poros se llenan con resina líquida, removiéndose el material mineral con ácido después de que se ha solidificado la resina^{11,12} como suplemento en el análisis de la estructura porosa, mientras la micrografia del medio poroso con sus modelos de poro proporcionan mucho mayor información para el desarrollo del modelo matemático que se emplea para predecir el comportamiento real en el medio poroso.

Con la ayuda de las computadoras es posible tener una idea más precisa de la distribución del tamaño de poro en el yacimiento a partir del análisis de secciones delgadas de muestras de núcleos impregnados con resina o de metal Wood. Existen algunos trabajos que discuten en detalle la forma en la cual es posible obtener propiedades tridimensionales a partir del análisis de imágenes en 2 dimensiones¹³, así como para el estudio de la estructura porosa^{14,15}.

Generalmente se infiere el tipo de estructura porosa a partir de las mediciones de desplazamiento, en vez de predecir el comportamiento del desplazamiento de fluidos a partir del conocimiento detallado de la geometría de poro. Se puede emplear el porosímetro de mercurio para medir la distribución del tamaño de poro¹⁵, ya que la presión necesaria para inyectar el mercurio dentro de un poro al cual tiene acceso el mercurio, está en función del tamaño de la garganta del poro a través de la cual tiene que pasar el mercurio.

Existe un serio obstáculo para determinar la distribución del tamaño de poros a partir de las curvas de inyección de mercurio, pues el llenado de los poros grandes se ve retrasado porque su acceso es a través de poros pequeños. Es decir, hasta que se alcanza la presión de llenado de los poros pequeños, lo cual parece incrementar erróneamente el número de poros pequeños, siendo necesario realizar algunas correcciones a fin de obtener una distribución real del tamaño de garganta de las presiones de inyección de mercurio¹⁶⁻¹⁸.

Se han propuesto numerosos modelos matemáticos que describen el transporte en medios porosos para explicar y correlacionar el comportamiento observado. Se han tenido notables avances durante los últimos años en el análisis de los modelos de poros con el empleo de algunos programas de cómputo¹⁷ y el desarrollo de la teoría de percolación¹⁸. La mayoría de estos modelos requieren la distribución del tamaño de poro, que

involucra la distribución tanto del tamaño de la garganta del poro como del cuerpo del poro, así como la forma de la distribución topológica que determina la accesibilidad. Para obtener la distribución topológica del medio poroso se seccionan series de la estructura bajo estudio¹¹. Actualmente se encuentra disponible un excelente programa para predecir las condiciones de movimiento ó de entrapamiento del aceite en el medio poroso²¹.

La porosidad y permeabilidad efectiva al aire ó a la salmuera, son las dos propiedades principales de la roca que se determinan comúnmente. Sin embargo, la compleja mineralogía de las muestras de roca de la formación a menudo impide la obtención de medidas reproducibles de permeabilidad. En algunos casos, los fluidos acuosos pueden interactuar con los minerales de la roca para causar pronunciados cambios en la medición de las permeabilidades y aún de taponarlos completamente²¹. También, cuando existe movimiento de partículas finas durante la prueba, ocasiona serias dificultades para la medición confiable de la permeabilidad. Este comportamiento puede distorsionar ó aún oscurecer completamente otros fenómenos que se pudiesen investigar.

La mayoría de los estudios sobre desplazamientos se realizan empleando medios porosos sintéticos en empacamientos de arena, cuyo tamaño de poro se puede escalar considerando estadísticamente el tamaño de las partículas. Generalmente resulta conveniente emplear medios porosos consolidados, en vez

de sintéticos para simular pruebas de desplazamiento en procesos de recuperación mejorada a las condiciones del yacimiento, ya que sus resultados en la mayoría de los casos será diferente. En casi todos los medios porosos sintéticos se emplea arena Berea del área de Ohio, ya que este material posee propiedades muy consistentes, además de su gran disponibilidad. En algunas ocasiones es necesario tratar las muestras de roca a elevadas temperaturas para vitrificar las arcillas y eliminar el material orgánico presente, sobretodo cuando se pretenden realizar varias pruebas con el mismo núcleo.

III.A.1.- Prototipo de un medio poroso: Las rocas que contienen hidrocarburos presentan numerosas y diversas configuraciones, orígenes, así como composición. En 1962 Potter y Mast²² realizaron un excelente trabajo con areniscas, empleando fotografías de secciones delgadas de muestras de roca. En 1972 Choquete y Pray²³ clasificaron las rocas carbonatadas en base a sus aspectos genéticos.

La fotomicrografía cuantitativa de los modelos de poro y el porosímetro de mercurio ó una combinación de ambos métodos se pueden emplear para caracterizar la geometría del poro y la estructura tanto de rocas carbonatadas como de areniscas^{14, 15, 24-27}. Recientemente Lin y Cohen en 1982²⁸, Lin y Hamasaki en 1983²⁹ desarrollaron un método para el análisis cuantitativo y su extensión a geometrías de poro en 3 dimensiones.

Generalmente se le caracteriza al medio poroso de acuerdo a su porosidad, geometría de poro, así como a un juego de escalas características, en casi todos los prototipos. La porosidad de la roca varía en un rango del 2 al 28% del volumen de roca²⁴⁹ en la mayoría de los campos petrolíferos.

Las geometrías del poro son tan diversas como las estructuras rocosas existentes. En un estudio con rocas dolomíticas se pudo observar mediante inspección visual, que los modelos de poro de los cristales de dolomita continuaban creciendo, inicialmente de una forma poliédrica, luego tendían a reducir su tamaño y transformarse en tetrahedros interconectados por pequeñas hojas²⁵⁰.

Al espacio poroso se le puede dividir en cuerpo y garganta. El tamaño del cuerpo se caracteriza por el diámetro volumétrico equivalente, al que se le denomina diámetro del cuerpo ó de la cámara. Existe un amplio rango de distribución de diámetros del cuerpo en todas las rocas observadas, que varían de 5-100 mm²⁴⁶. A la garganta del poro se le caracteriza por su amplitud, longitud y espesor. La amplitud de la garganta es comparable al diámetro del cuerpo del poro y su longitud es similar al diámetro de grano (casi 50 mm). El espesor de la garganta está distribuido en forma aleatoria, que varía de 1-10mm. Para el cálculo del espesor de la garganta de poro y su distribución se requiere de la combinación de los resultados obtenidos del porosímetro de mercurio, así como del análisis

estereológico de los modelos de poro²¹⁸. La distribución del espesor de garganta se puede obtener mediante un análisis adecuado de los datos leídos del porosímetro con la ayuda de un algoritmo que simule la invasión del mercurio en la estructura porosa que ya contemple los resultados del análisis estereológico²².

Además, se consideran otras dos propiedades geométricas de gran importancia en el análisis de la geometría del medio poroso, una considera la relación del diámetro del cuerpo del poro al de la garganta, el cual puede ser tan pequeño como de tres veces, ó tan grande como de casi 100 veces, aunque generalmente resulta del orden de 10. La otra propiedad considera el número de gargantas que están conectadas a un sólo poro, al cual se le denomina número de coordinación, normalmente varía de 4 a 7, y en mayor rango de 2-15 gargantas que se comunican a un poro²³.

Se dice que un medio es homogéneo con respecto a cierta propiedad, si esa propiedad es independiente de la posición macroscópica dentro del medio, de cualquier otra forma se dice que el medio es heterogéneo. Un medio es isotrópico con respecto a cierta propiedad, si esa propiedad es independiente de la dirección dentro del medio. Si en algún punto dentro del medio, la propiedad del medio (como la permeabilidad ó la conductividad térmica) varía con la dirección, entonces se dice que el medio es anisotrópico en el punto considerado con respecto a esa

propiedad. La propiedad principalmente involucrada en el flujo a través de un medio poroso, es precisamente la permeabilidad. Para este estudio, se considera la anisotropía o la isotropía con respecto a la permeabilidad del medio. En los materiales naturales la anisotropía se encuentra en sólidos y en formaciones geológicas que sirven tanto de acuíferos como de yacimientos petrolíferos. Los sedimentos se depositan comúnmente en tal forma, que sus permeabilidades se orientan en una sola dirección (generalmente, a lo largo del plano de depositación), la cual es mayor en una dirección.

Muskat²⁴ determinó la permeabilidad a 65 pares de muestras de arena, cuyas dos terceras partes presentaban una mayor permeabilidad en dirección paralela al plano de estratificación. Johnson y Hughes²⁵, Johnson y Breston²⁶ en 1951 llevaron a cabo algunas determinaciones de la permeabilidad direccional en varias areniscas, y concluyeron que el flujo a través de arenas consolidadas puede ser de un 25-30% menor en una dirección geográfica que en otra. Greenkorn y cols.²⁷ analizaron el efecto de la permeabilidad direccional del medio poroso anisotrópico heterogéneo en 1964. Del análisis de los núcleos observaron que casi el 60% presentaba gran anisotropía. A partir de lo cual se vió la necesidad de dividir en dos partes el tensor de permeabilidades, uno en la variación que de punto a punto depende del tamaño de grano, y otro en la variación puntual que depende de la estratificación.

III.A.2.- Modelos de medios poroso: En un medio poroso sintético se debe considerar tanto al cuerpo como a la garganta del poro, de manera similar se le caracteriza al medio poroso presente en el yacimiento. El diámetro del cuerpo poroso fluctúa de 0.80 a 0.86 veces el diámetro de grano volumétrico promedio, así como la garganta que es un poco menor se le caracteriza por una sola longitud, la del diámetro de la garganta^{33,37}. La distribución del tamaño de la garganta se puede obtener de la curva inicial de drenaje volumétrico, cuyo valor medio es de 0.37 veces del valor promedio del diámetro de grano volumétrico, resultando una relación del diámetro de garganta al de poro de 2.2, que parece ser considerablemente menor a los valores correspondientes encontrados en formaciones consolidadas. Debido a esta baja relación, existe una gran diferencia entre los resultados obtenidos de un medio sintético a lo que realmente ocurre en el yacimiento.

Otra gran diferencia entre el empacamiento granular y la roca del yacimiento es su isotropía ó anisotropía. Los estudios experimentales desarrollados por Fountagne⁴⁰ en 1969 y los realizados por Rice y cols.⁴¹ en 1970, emplearon empacamientos de arena para demostrar que la permeabilidad en el plano de estratificación es isotrópica y ligeramente mayor a la permeabilidad normal a ésta. Por esta razón, los empacamientos granulares se consideran generalmente isotrópicos, mientras que las rocas del yacimiento en general presentan anisotropía.

En algunas ocasiones se han empleado empacamientos con una sola capa²²⁻²⁴ por su facilidad de construcción para observar los fenómenos de flujo sin tener que ajustar el índice de refracción de uno de los fluidos con el de las capas.

También se utilizan cuentas de cristal para simular el flujo multifásico en medios porosos bajo diversas condiciones. Davis y Jones²⁵ en 1968, y Mckellar y Wardlaw²⁶ en 1982 propusieron algunos métodos para la construcción de este tipo de empacamientos. Algunos de los estudios de desplazamiento realizados en este medio fueron realizados por Mattax y Potter en 1961, Wardlaw²⁷ en 1980, Leonard y Bories²⁸ en 1980, Mahers, Wright y Dave²⁹ en 1981, Chatziz y Dullien³⁰ en 1981, Wardlaw y Mckellar³¹ en 1982, Mckellar y Wardlaw³² en 1982, Wardlaw³³ en 1981, Lenormand Zarcone y Sarr³⁴ en 1983, entre otros.

Después de un corto período de producción, el aceite remanente comienza a entramparse en la roca en forma de ganglios que pueden confinarse en un solo poro ó en varios cuando una roca es preferentemente mojable al agua. Este entrampamiento ocurre cuando las fuerzas que actúan sobre el aceite fluyendo con el agua, no pueden superar a las fuerzas capilares generadas por la mojabilidad preferencial al agua por la roca.

Las principales características básicas del proceso de entrampamiento se pueden analizar del desplazamiento de aceite por agua, considerando un modelo de poro doble³⁵ cuando se tiene

un medio relativamente homogéneo. En la Fig. 7, el agua desplaza al aceite del punto A al punto B através de dos poros de radios r_1 y r_2 , respectivamente. Si el desplazamiento es mucho más rápido en un poro que en otro, el aceite que se encuentra en el poro más pequeño comenzará a entraparse a menos que exista una gran diferencial de presión entre los dos puntos para poder desplazar las gotas aisladas de aceite del poro con menor velocidad de desplazamiento.

Con este tipo de modelo se puede estimar la velocidad del agua en cada poro y las fuerzas capilares que intervienen, y si se considera que la densidad del fluido permanece constante bajo condiciones de flujo estacionario, es posible calcular el gasto a partir de la ecuación de Poiseuille. Donde la caída de presión en el poro 1 debido a las fuerzas viscosas entre la fase fluyente y la pared del poro será:

$$P_1 = (8 \mu L_1 v_1) / r_1^4 \quad \dots\dots 2$$

donde: L_1 representa la longitud del poro 1.

Cuando existe más de una fase presente, se tendrá una presión diferencial entre las fases no mojante y la mojante, ésta última generalmente es menor y se puede expresar en función de la presión capilar, es decir:

$$P_c = P_n w_1 - P w_1 = (2 \sigma \cos \phi) / r \quad \dots\dots 3$$

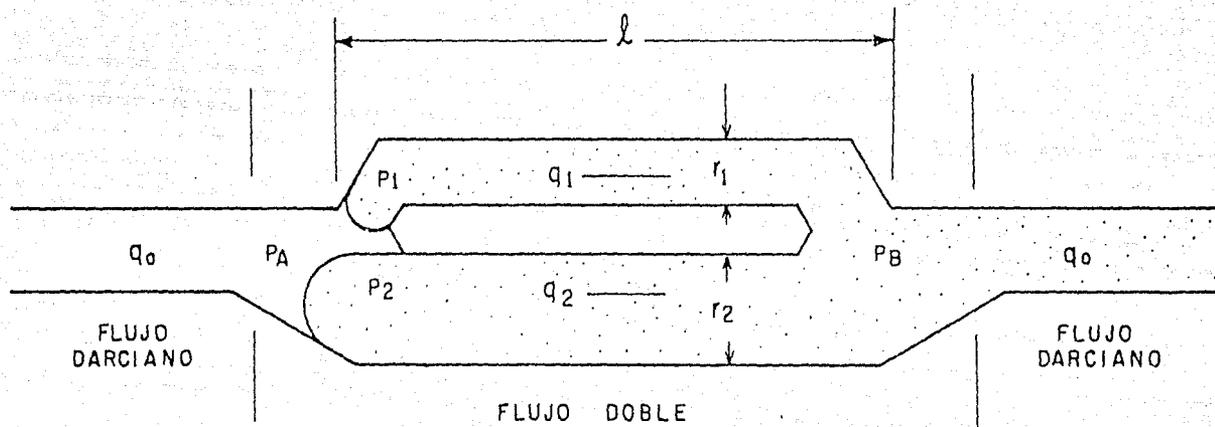


Fig. 7 — MODELO DE PORO DOBLE (Ref. 53)

Stegemeir observó que cuando se desplazan fluidos no mojables a gastos similares a los que ocurren en el yacimiento, las fuerzas capilares predominan sobre las viscosas³¹. Cuando r_2 varía de 2-40 veces el tamaño de r_1 , entonces la velocidad en el poro 2 será de 5,326 - 10,368 veces más rápido que en el poro 1, con el consiguiente desplazamiento del aceite que se encuentra en el poro 1. Una vez que se ha desplazado todo el aceite en el poro 1, la presión en B comenzará a disminuir y a incrementarse en A. El aceite del poro 2 podrá ser desplazado por el agua si el aceite aún se encuentra en fase continua, en caso contrario éste quedará aislado en forma de glóbulos, pero si se mantienen constante la velocidad a través del poro 1, la presión diferencial causada por las pérdidas en las paredes del poro, podrá forzar el movimiento de los glóbulos aislados de aceite.

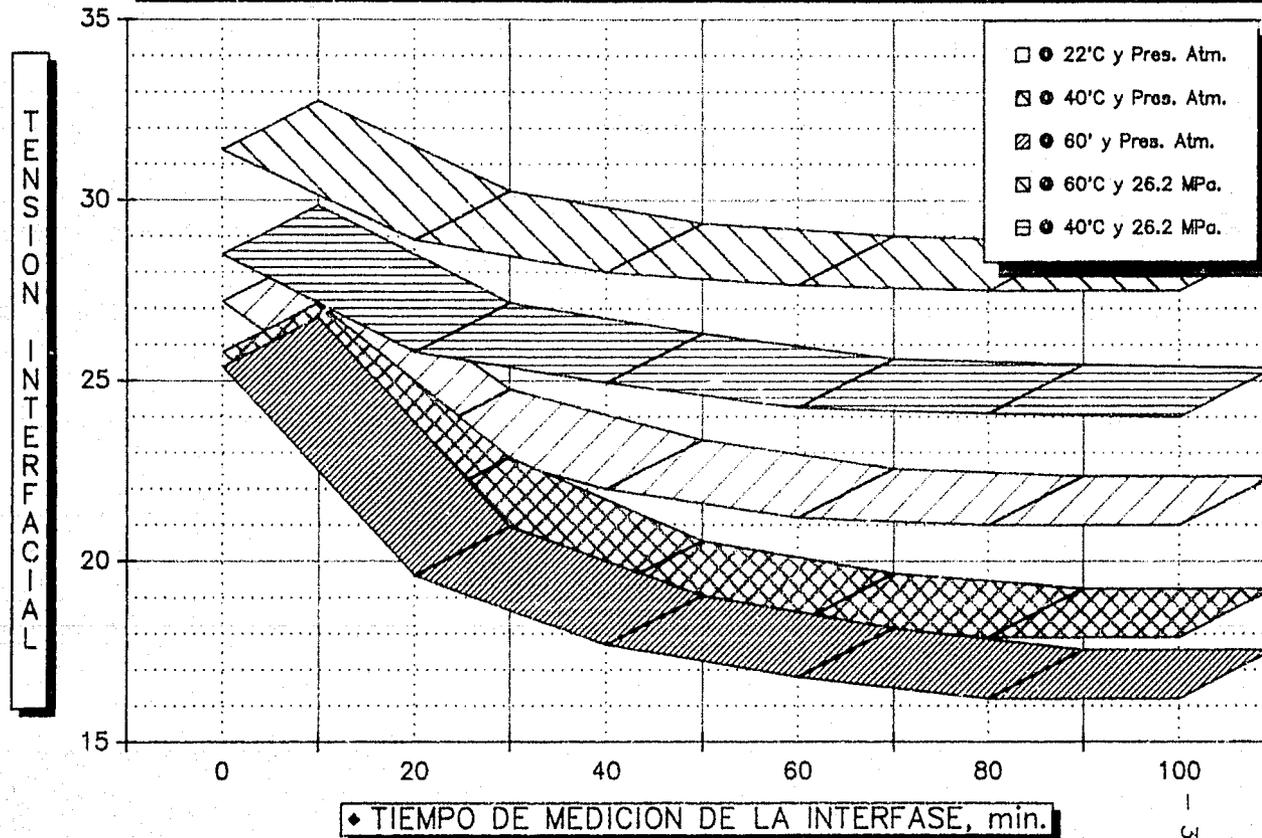
Hay que tener en cuenta que este modelo no representa exactamente el proceso de atrapamiento en el medio poroso, debido a que no considera la tortuosidad y el grado de conexión del espacio poroso, pero ayuda a entender algunos de los mecanismos esenciales del atrapamiento de aceite. Básicamente, en este tipo de medios, las fuerzas capilares dominan a las fuerzas viscosas en el proceso de atrapamiento, así como los del movimiento de fluidos a través de los pequeños poros, despreciando algunos efectos secundarios, como las pérdidas a la entrada y el flujo transitorio de los fluidos. Para realizar un análisis más detallado se puede emplear el simulador para el movimiento de un ganglio solitario de aceite de la referencia³⁰.

III.B.- TENSION INTERFACIAL:

La interfase entre dos fases es una región de solubilidad limitada, que en la mayoría de los casos es de solamente unas cuantas moléculas de espesor, la cual se puede considerar como la frontera de cada fase, y se forma debido a las fuerzas de atracción que existe entre las moléculas de la misma fase, que resultan mayores a aquellas que existen entre las moléculas de diferentes fases.

Una de las propiedades termodinámicas fundamentales en una interfase es precisamente la tensión interfacial (TIF), que se define como la energía requerida para incrementar el área de la interfase en una unidad. Generalmente se emplea una campana tensiométrica para determinar el TIF, la cual se coloca en la interfase y luego se le va aplicando una fuerza cada vez mayor para levantarla, con lo cual se incrementa el área interfacial hasta un punto de ruptura. La fuerza aplicada hasta ese punto, dividida por la circunferencia de la campana (corregida previamente por un factor geométrico) es precisamente el TIF. Se debe tratar de evaluar el TIF a las condiciones del yacimiento, ya que de contrario se incurrirá en un importante error, como se aprecia en la Fig. 8. Los valores típicos de TIF fluctúan normalmente entre 10 y 30 dinas/cm. (10-30 mN/m) @ 77°F (25°C)³⁰. Cuando se determina el TIF entre un líquido y su vapor (ó aire), se le denomina tensión superficial.

♦ Fig. 8: VARIACION DE LA TENSION INTERFACIAL (TIF)
 CON LA PRESION Y LA TEMPERATURA, ref. 52.



Se puede decir que el TIF representa una medida de miscibilidad, es decir, cuando se tienen bajos valores de TIF, las dos fases se aproximan a la miscibilidad. Por ejemplo, conforme se alcanza el punto crítico, las propiedades de la fase líquida se parecen más a las de la fase de vapor y consecuentemente el TIF tiende a cero. Cuando se producen reducciones substanciales en el TIF, se presentarán pequeños cambios en las permeabilidades relativas. Cuando se reduce el TIF de 35.0 a 5.0 dinas/cm. se incrementarán las permeabilidades tanto del agua como del aceite de un 20-30 %.

En algunos procesos de Recuperación Mejorada se emplean bajos y muy bajos TIF's para desplazar el aceite, conforme el TIF disminuye, se requiere una energía menor para disminuir la Sor. Sin embargo, los efectos interfaciales también están en función de la mojabilidad y de la geometría de poro, cuyo principal efecto será el de incrementar la permeabilidad de cada fase. Teóricamente las permeabilidades relativas de dos fases están en función de sus saturaciones correspondientes cuando se encuentran cerca de la región de miscibilidad. Bajo estas condiciones, se supone que ambas fases estarán fluyendo conjuntamente con las porciones de fluidos atrapados ó aislados que se encuentran en las trampas.

Existe muy poca información acerca del efecto del TIF sobre los procesos de recuperación, en especial sobre las permeabilidades relativas. No obstante, se ha confirmado que

conforme se reduce el TIF, la relación de permeabilidades de la fase desplazada a la fase desplazante se incrementa, con una consecuente mayor producción de aceite.

III.C.- RELACION DE VISCOSIDADES:

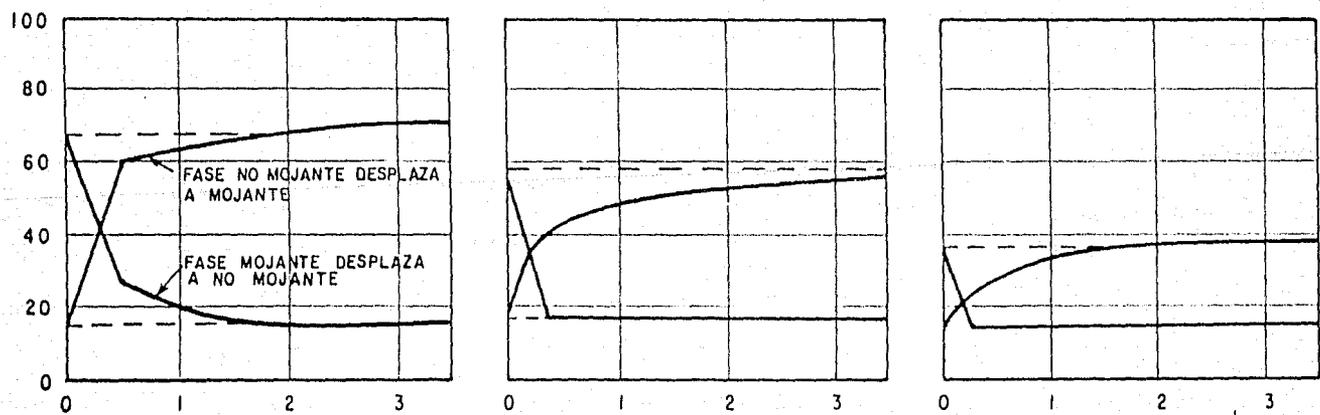
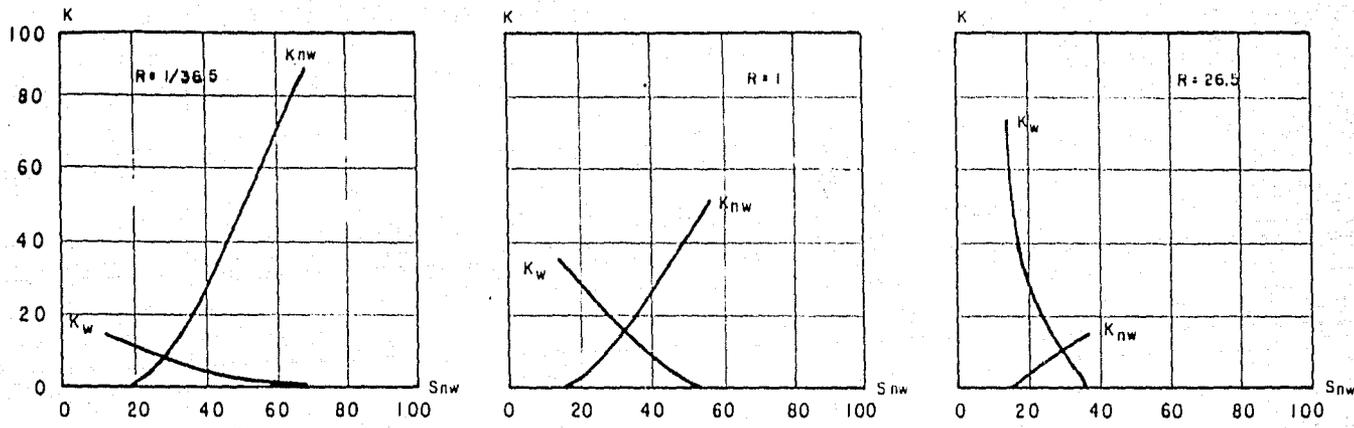
Quizás ningún problema técnico ha provocado tanta discusión como el efecto de la relación de viscosidades (R) en el desplazamiento inmisible en un medio poroso. Algunos ingenieros han considerado que las curvas de permeabilidades relativas son independientes de las viscosidades de los fluidos desplazante y desplazado²⁷. Otros, han observado arreglos irregulares de flujo, así como variaciones en las permeabilidades relativas, los cuales han sido atribuidos a los efectos de la relación de viscosidades. A esta relación se le ha denominado como digitamiento viscoso²⁸, la cual esta en función de las heterogeneidades microscópicas de la roca, así como de la interacción de las fuerzas viscosas con las capilares²⁴.

No existen estudios que consideren todos estos factores y que demuestren que los efectos de la relación de viscosidades sean despreciables. Únicamente se han realizado algunos trabajos de laboratorio que muestran tendencias contradictorias. Por ejemplo, si las curvas de las permeabilidades relativas dependen de las saturaciones, mojabilidad y TIF, es posible obtener diferentes juegos de curvas de K_r 's para diferentes pares de fluidos (es decir de diferente relación de viscosidades). En la

Fig. 9 se puede observar la importancia del efecto de la relación de viscosidades sobre el comportamiento de la recuperación, así como su efecto sobre las K_r 's y la S_{or} . Además, existen algunas evidencias de que para ciertos casos no tiene ningún efecto la relación de viscosidades sobre las permeabilidades relativas, aún cuando esto no involucra el efecto de esta relación sobre la recuperación, como se puede apreciar en la Fig. 10. No obstante, las permeabilidades relativas al aceite a una relación de viscosidades de cinco, parece ser muy diferente de los datos obtenidos para una $R=37$ a saturaciones de agua menores al 55%, lo cual sugiere que siempre se considere la relación de viscosidades en los procesos de desplazamiento y de ser posible, se empleen los fluidos del yacimiento a sus condiciones reales, en caso contrario es posible ajustarlos a las condiciones de yacimiento empleando un par determinado de fluidos que simule las condiciones de los fluidos en el yacimiento.

En resumen, se puede decir que conforme la relación de viscosidades aumenta, el punto final de la permeabilidad relativa de la fase mojanante también se incrementa, mientras que el punto final de la permeabilidad relativa de la fase no mojanante disminuye. El comportamiento del desplazamiento del fluido no mojanante por el fluido mojanante, para el mismo rango de relación de viscosidades, muestra un pequeño efecto de R sobre el comportamiento del desplazamiento, así como en las K_r 's.

Fig.9 EFECTO DE LA RELACION DE VISCOSIDADES SOBRE LAS K_r 's Y LA RECUPERACION
(Ref. 59)



VOLUMENES DE POROS INYECTADOS

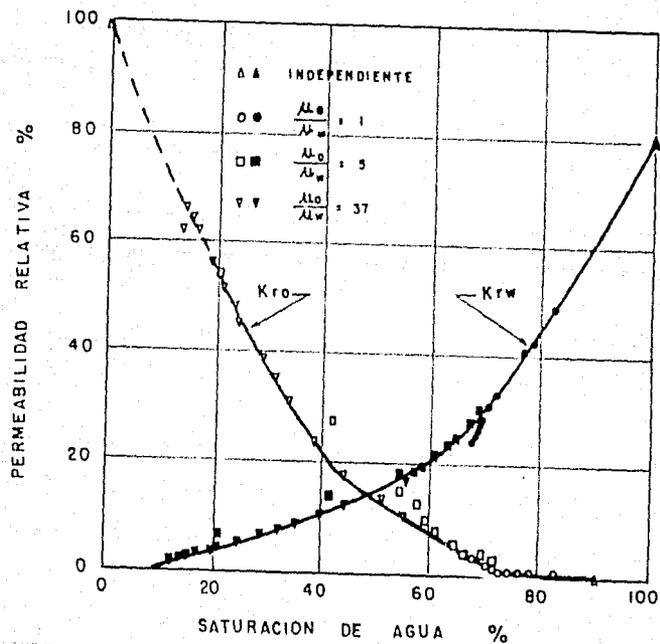


Fig. 10 - OSCURECIMIENTO DEL EFECTO DE LA RELACION DE VISCOSIDADES SOBRE LAS K_r 's. (Ref. 60)

III.D.- MOJABILIDAD:

A la tendencia de un fluido a adherirse o esparcirse sobre una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles se le conoce como mojabilidad ó humectabilidad. La cual se debe a la interacción entre la superficie de la roca del yacimiento con los fluidos. Esta propiedad constituye el principal factor que controla la localización, distribución y flujo en el yacimiento. En un núcleo, la mojabilidad afecta casi todos los análisis que se realizan en él, incluyendo presión capilar, permeabilidad relativa, saturación residual de aceite, saturación irreductible de agua, propiedades eléctricas, así como aquellos desplazamientos con agua u otros fluidos para procesos de recuperación mejorada. Por lo que es necesario que éstas pruebas se lleven a cabo en núcleos presurizados ó bien con condiciones de mojabilidad restablecidas a su estado original, y se realicen a condiciones de presión y temperatura del yacimiento.

Se emplean ciertos aditivos en los fluidos de perforación ó terminación del pozo, que pueden alterar la mojabilidad del núcleo mediante la adsorción de componentes polares y/o la depositación de material orgánico que inicialmente se encontraba en el aceite. En general, el grado de alteración está determinado por la interacción de los componentes del aceite, la superficie mineral y la química de la salmuera.

III.D.1.- Tipos de mojabilidad: Hace algunos años se consideraba que casi todos los yacimientos petrolíferos estaban mojados por agua, en base a que casi todas las rocas sedimentarias limpias son fuertemente mojadas por agua y a que los yacimientos formados por areniscas fueron depositados en medios acuosos, dentro de los cuales el aceite migró posteriormente, por lo que se supuso que el agua evitaría que el aceite tocara las superficies rocosas.

Desde 1934, Nutting²⁷ observó que algunos campos presentaban características de gran preferencia a ser mojados por aceite, a tal grado que por ejemplo, la arenisca Tensleep de Wyoming tenía una capa de hidrocarburos pesados de 0.7µm de espesor, la cual no se pudo remover con solventes o gasolina, únicamente fué posible removerla quemando dichos hidrocarburos.

Treiber y cols²⁸ determinaron la mojabilidad de 55 yacimientos empleando la técnica de medición del ángulo de contacto. De los yacimientos carbonatados analizados, el 8% resultó mojable al agua, el 8% de mojabilidad intermedia, y el 84% mojable al aceite. Se debe tomar en cuenta que la mayoría de estos campos están localizados en el área oeste de Texas.

Finalmente Chillingar y Yen²⁹ determinaron la mojabilidad a 161 muestras midiéndoles el ángulo de contacto, entre los cuales incluía a 90 núcleos de calizas y dolomías Asmari del Medio Oriente, 15 dolomías del oeste de Texas, 3

calizas Madison de Wyoming, 4 núcleos carbonatados de campos de México, 4 carbonatos del campo Rengiu de China, 16 núcleos carbonatados de Alberta, 19 núcleos de pizarra "Chalk" del mar del Norte, 5 muestras de la India y 5 muestras de campos Soviéticos de la región Volga-Urales, cuyos resultados se muestran en la tabla 2, la cual muestra que un 80% de los campos es mojable al aceite.

TABLA No. 2: DISTRIBUCION DE MOJABILIDADES (ref. 59)

MOJABILIDAD	ANGULO DE CONTACTO	% DE YACIMIENTOS
Al Agua	0° - 80°	8.0
Intermedia	80° - 100°	12.0
Al Aceite	100° - 160°	65.0
Fuertemente al Aceite	160° - 180°	15.0

Salathiel² propuso el término de mojabilidad mixta para el caso especial de cuando las superficies mojables al aceite forman un medio continuo através de los poros grandes, mientras que los poros pequeños permanecen mojables al agua sin contenido de aceite. La mojabilidad fraccional se debe a que algunos componentes del aceite son absorbidos fuertemente en ciertas áreas de la roca, por lo que una porción resulta preferentemente mojable al aceite, en tanto otra lo es al agua.

En general, se puede decir que la mayoría de las rocas carbonatadas son preferentemente mojables al aceite, mientras que algunos de los yacimientos de arenisca son preferentemente mojables al agua, debido principalmente a que los silicatos normalmente tienen cargas negativas con superficies ligeramente ácidas en agua neutral, y los carbonatos tienen cargas positivas con superficies ligeramente básicas. Por lo anteriormente discutido, es necesario considerar el pH, la salinidad, la acidez del crudo y la mojabilidad original del sistema para planear un desplazamiento con una solución alcalina.

III.D.2.- Alteración de la mojabilidad: Como se mencionó anteriormente, la alteración de la mojabilidad puede afectar los resultados de la mayoría de los análisis con núcleos. Durante la perforación se puede alterar la mojabilidad por medio de la invasión del fluido de perforación, particularmente si éste fluido contiene surfactantes, ó bien si su pH es diferente al del agua congénita. También se puede alterar la mojabilidad al disminuir la presión y la temperatura cuando se extrae el núcleo a la superficie, pues se pueden depositar asfaltenos ó algunos otros hidrocarburos pesados que vuelven al núcleo más mojable al aceite. Durante su manejo, empacamiento y preservación, se depositan hidrocarburos ligeros que llegan a oxidarse. Asimismo, los procedimientos que comúnmente se emplean para la limpieza y preparación del núcleo, pueden cambiar la mojabilidad al alterar la cantidad y el tipo de material absorbido por la superficie de la roca.

Se ha observado que la presión y la temperatura tienen un marcado efecto sobre la mojabilidad durante el desarrollo de una prueba en un núcleo. Cuando estas pruebas se llevan a cabo a condiciones atmosféricas, el núcleo se torna más mojable al aceite que a las condiciones de yacimiento. Además cuando se emplean ciertos aceites minerales en pruebas de desplazamiento también puede alterar la mojabilidad, así como cuando se realizan dichas pruebas con sistemas de fluidos aire/salmuera ó aire/mercurio, en vez de los fluidos del yacimiento. Lo anterior implica que comúnmente se supone que los efectos de la mojabilidad no son importantes, lo que es totalmente erróneo.

III.D.3.- Tipos de Núcleos: Actualmente se emplean tres diferentes tipos de núcleo para su análisis: (1) el núcleo en su estado original, que se tiene cuando se realizan esfuerzos para mantener la mojabilidad de la roca in situ; (2) los núcleos limpios, a los cuales se les remueve todos los componentes que se pudiesen absorber, dejando a la roca fuertemente mojable al agua; y (3) el núcleo restablecido a sus condiciones originales de mojabilidad después de su limpieza.

En general, se deben tomar todas las precauciones posibles para evitar al máximo los posibles cambios en la mojabilidad de la roca del yacimiento, sobretodo cuando esta es desconocida. Se recomienda evitar los lodos emulsionados base aceite, así como algunos otros lodos que contienen surfactantes, soluciones caústicas, lodos adelgazados, inhibidores de corrosión

orgánicos y lignosulfatos. Es decir, se puede emplear una salmuera sintética con características similares a la de formación, fluidos a base aceite que no sean oxidables, así como un fluido base agua con un mínimo de aditivos, que de no ser posible, se emplee únicamente bentonita (carbono-metil-celulosa) y barita, pues este fluido no altera la mojabilidad al agua, aunque se debe considerar que la bentonita altera la mojabilidad de los núcleos mojables al aceite.

Una vez que se ha cortado el núcleo, éste se debe extraer con mucho cuidado y proteger de las posibles pérdidas de los hidrocarburos ligeros, así como de su oxidación, ya que al ser expuestos al aire algunas sustancias del crudo se oxidan rápidamente para formar productos polares que se vuelven surfactantes y alteran la mojabilidad. En estos casos es conveniente que el núcleo envuelto con polietileno ó polivinil sea cubierto con una capa de aluminio. Posteriormente, se sellan con una capa delgada de parafina ó de algún plástico sellador que este diseñado para evitar la oxigenación y prevenir la evaporación. También se puede transportar en salmuera sintética ó en agua de formación desoxigenada, en tubos de plástico ó de acero que sean sellados para evitar la oxigenación.

Probablemente, el mayor problema que se presenta para obtener un núcleo en su estado nativo es cuando este es extraído a la superficie, pues cuando se reduce la presión hasta llegar a la atmosférica, se pierden algunos hidrocarburos ligeros,

cambiando sus propiedades, así como algunos hidrocarburos pesados se depositan en la roca, volviéndola más mojable al aceite. También, con la disminución en la temperatura se disminuye la solubilidad de algunos componentes que alteran la mojabilidad. Es posible tomar un núcleo a presión para evitar la pérdida de componentes ligeros. Sin embargo, en algunas ocasiones se depositan algunos componentes pesados al disminuir la temperatura, con lo cual se altera en cierto grado la mojabilidad. Desafortunadamente aún no existe ningún trabajo experimental sobre este tópico.

Existen dos posibles razones para efectuar la limpieza de un núcleo: a).- una se emplea para remover todos los líquidos del núcleo, de tal forma que sea posible la determinación adecuada de la porosidad y de la permeabilidad, y b).- otra para obtener un núcleo fuertemente mojable al agua.

III.D.4.- Determinación de la mojabilidad: Se han propuesto varios métodos para la determinación de la mojabilidad, dentro de los cuales se incluyen algunas técnicas cuantitativas, como la medición del ángulo de contacto, el de la Oficina de Minas de los Estados Unidos (USBM), y el de Amott (imbibición y desplazamiento forzado), así como algunos métodos cualitativos que incluyen el análisis de los ritmos de imbibición, el examen microscópico de núcleos, el de flotación, el de resbalamiento en cristal, el de análisis de curvas de permeabilidades relativas, las relaciones de permeabilidad/saturación, las curvas de presión

capilar, el método capilarimétrico, el de presión capilar de desplazamiento, los registros de resistividad, el de magnetismo nuclear de resonancia y el de adsorción.

En la tabla 3 se presenta una comparación de los criterios que se aplican para definir el tipo de mojabilidad del núcleo cuando se emplea cualquier método cuantitativo. Para las pruebas cualitativas existen criterios diferentes para determinar el grado de mojabilidad al aceite ó al agua. Desafortunadamente esto conduce a algunas ambigüedades cuando se comparan algunos resultados publicados en la literatura, además de que no existe una técnica universalmente aceptada.

TABLA # 3

RELACIONES APROXIMADAS ENTRE LOS INDICES DE MOJABILIDAD
DE LOS METODOS CUANTITATIVOS

ANGULO DE CONTACTO	MOJABLE AL AGUA	NEUTRAL	MOJABLE AL ACEITE
Mínimo	0°	60° - 75°	105° - 120°
Máximo	60° - 75°	105° - 120°	180°
USBM	W cerca de 1	W cerca de 0	W cerca de - 1
AMOTT			
Rel. de Despl. por Agua	Positivo	Zero	Zero
Rel. de Despl. por Aceite	Zero	Zero	Positivo
AMOTT - HARVEY	0.3 ≤ 1 ≤ 1.0	- 0.3 ≤ 1 ≤ 0.3	- 1.0 ≤ 1 ≤ - 0.3

La histéresis es uno de los principales problemas que se tienen con la medición del ángulo de contacto, ya que como se ha visto experimentalmente, una gota líquida en una superficie puede presentar diferentes ángulos de contacto estables, por lo que es conveniente calcular ya sea el ángulo de avance ó el de retroceso, pues estos se consideran reproducibles, aún cuando en algunas ocasiones la diferencia pudiese ser mayor de los 60° [1 radián], lo cual se puede deber a la rugosidad superficial, a la heterogeneidad de la superficie ó bien a la inmovilidad superficial a escala macromolecula⁴³.

El método Amott⁴² combina la imbibición y el desplazamiento forzado para medir la mojabilidad promedio del núcleo. Se basa en el hecho de que el fluido mojante se embebe espontáneamente en el núcleo, desplazando al no mojante. La relación de la imbibición espontánea a la forzada se emplea para reducir la influencia de algunos otros factores, como la permeabilidad relativa, la viscosidad y la saturación inicial. El principal problema de esta técnica y de sus modificaciones, consiste en su insensibilidad cerca del punto de mojabilidad intermedia, ya que este método mide la facilidad con la cual el fluido mojante desplaza espontáneamente al no mojante. Sin embargo ninguno de los fluidos embebe ó desplaza al otro, cuando se tiene un ángulo de contacto entre 60 y 120° [de 1 a 2.1 rad.]

Donaldson y cols⁴⁴ desarrollaron el método USBM para medir la mojabilidad promedio del núcleo de una forma

relativamente rápida, pues se requieren unos cuantos días para 4 u 8 núcleos. Su principal ventaja sobre el método Amott consiste en que ésta técnica si es sensible a la mojabilidad neutral. No obstante, la mojabilidad sólo se puede determinar en pequeños núcleos, ya que estos se colocan en una centrifuga. Este método compara el trabajo necesario para que un fluido desplace a otro, ya que el cambio favorable de energía libre hace que el trabajo desarrollado por el fluido mojante para desplazar al no mojante del núcleo sea menor, el cual es proporcional al área bajo la curva de presión capilar correspondiente. Cuando se tiene un núcleo mojable al agua, el área bajo la curva de presión capilar cuando el agua desplaza al aceite (A_1) es menor al área cuando el aceite desplaza al agua (A_w), cuya relación logarítmica (A_1/A_w) es precisamente el índice de mojabilidad (W) para este método.

La técnica de imbibición es el más popular de los métodos cualitativos para estimar la mojabilidad, debido a su rapidez sin requerir aparatos complicados, aunque sólo nos proporciona una idea sómera de la mojabilidad. Originalmente, ésta era determinada a temperatura y presión atmosférica⁴⁵. Recientemente Kyte y cols., realizaron algunas modificaciones al equipo original a fin de determinar la mojabilidad a condiciones del yacimiento⁴⁶. El principal problema de este método, consiste en que los ritmos de imbibición también dependen de las permeabilidades relativas, viscosidad, TIF, estructura porosa, así como de la saturación inicial.

En algunas ocasiones es posible realizar un examen al microscopio a nivel de poro, para describir la estructura del aceite residual, los cambios en la localización del aceite y del agua durante un desplazamiento con agua, por lo que si el sistema es mojable al agua se podrá observar que el agua rodea los granos de la roca como una capa delgada. El método de flotación únicamente se emplea para sistemas fuertemente mojables al aceite ó al agua. Se colocan aceite, agua y arena dentro de una botella, se agita y se observa la fase que cubre al grano. También se emplea esta técnica para determinar el efecto de los surfactantes sobre la mojabilidad⁴⁷. Algunos autores emplean una superficie de vidrio como un medio representativo de la roca, el cual es cubierto por una capa de aceite y si ésta es desplazada rápidamente por el agua, entonces se dice mojable al agua⁴⁸.

Existen varios métodos que se basan en los efectos de la mojabilidad sobre las permeabilidades relativas. Sin embargo, estas sólo se aplican para discernir entre fuertemente mojables al aceite o al agua. Craig describe una técnica desarrollado por Ehrlich y Wigal⁴⁹, que considera ciertas reglas sencillas para diferenciar de un sistema fuertemente mojable al aceite ó al agua. Se desarrollaron dos técnicas estadísticas en base a la permeabilidad del aire y a las saturaciones de los fluidos, para la determinación de la mojabilidad, las cuales requieren de un gran número de muestras, pero aún no se conoce su veracidad. Se considera que de ser posible, las evaluaciones en base a la permeabilidad al aire no se empleen.

Hace algún tiempo se consideró la posibilidad de emplear las áreas bajo las curvas de presión capilar en drenaje e imbibición para determinar la mojabilidad. Sin embargo, ninguna de las dos áreas corresponde adecuadamente con la mojabilidad real del núcleo.

Otra técnica para medir la mojabilidad a partir de la determinación de la tensión de adhesión, $\sigma \cos \theta$, emplea un tubo capilar conectado a una columna de aceite en la parte superior y a una de agua en la parte inferior. En la medida que la interfase avanza ó retrocede se evalúa la mojabilidad al aceite ó al agua. No es posible considerar que el vidrio pueda simular un medio poroso real.

Graham⁷⁰ propuso un método muy sencillo para determinar la mojabilidad al aceite ó al agua in situ, empleando los registros eléctricos. Toma en cuenta que la resistividad de una roca preferentemente mojable al aceite es mucho mayor que una mojable al agua a la misma saturación. El método consiste de una inyección inicial de una cierta cantidad de salmuera y se registra la formación, luego se vuelve a inyectar salmuera con algún agente que vuelva a la formación mojable al aceite y se registra nuevamente la formación, si la resistividad se incrementa al volverse mojable al aceite, entonces la formación es mojable al agua, pero si no existe ningún cambio en la resistividad, entonces la formación es mojable al aceite.

El tiempo de relajación del magnetismo nuclear también se puede emplear para medir la mojabilidad, determinando el grado de reducción del tiempo de relajación através de la superficie del medio poroso. Sin embargo, no existe una relación funcional entre el tiempo de relajación y la mojabilidad, entre algunos otros problemas.

Halbrook y Bernard emplearon el grado de adsorción del metileno azul de una solución acuosa inyectada dentro del núcleo para medir la mojabilidad fraccional en empacamientos de arena, pero al parecer esta técnica no funciona en núcleos con grandes cantidades de arcilla.

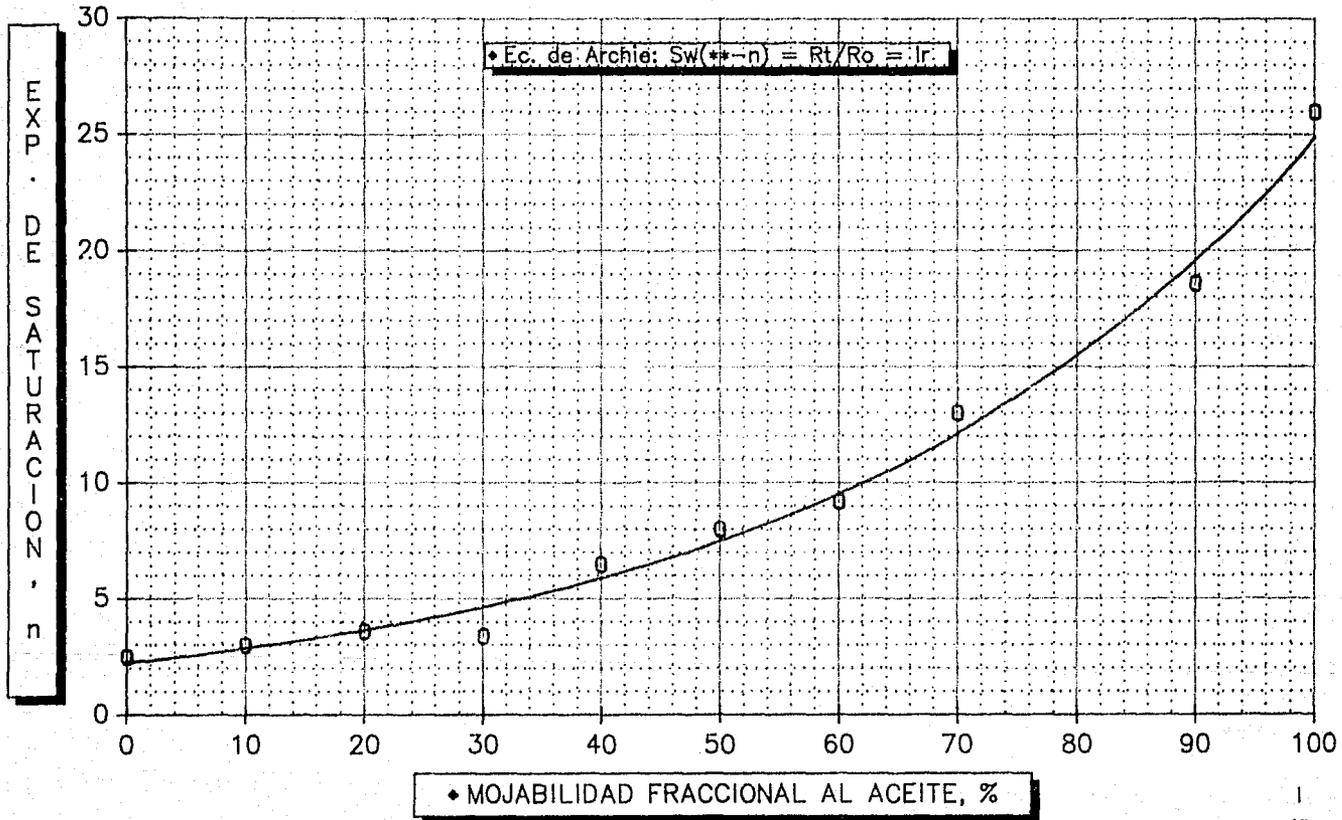
III.D.5.- Efectos de la Mojabilidad

III.D.5.i).- Sobre las propiedades eléctricas: Para el cálculo de la saturación de agua congénita a partir de los registros de resistividad, se emplea el exponente de saturación de la ecuación de Archie⁷⁴, cuyo valor para una arenisca limpia, consolidada y preferentemente mojable al agua, es de 2, mientras que en núcleos preservados ó no mojables al agua es mucho mayor. Cuando se tiene una formación uniformemente mojada por aceite y con baja saturación de agua, el valor del exponente de saturación, n , alcanza valores mayores de 10. Estos valores se deben a que la porción de salmuera se encuentra entrampada ó esta aislada, lo que la hace incapáz de contribuir a la conductividad eléctrica. Por esta razón, cuando se emplea un núcleo con

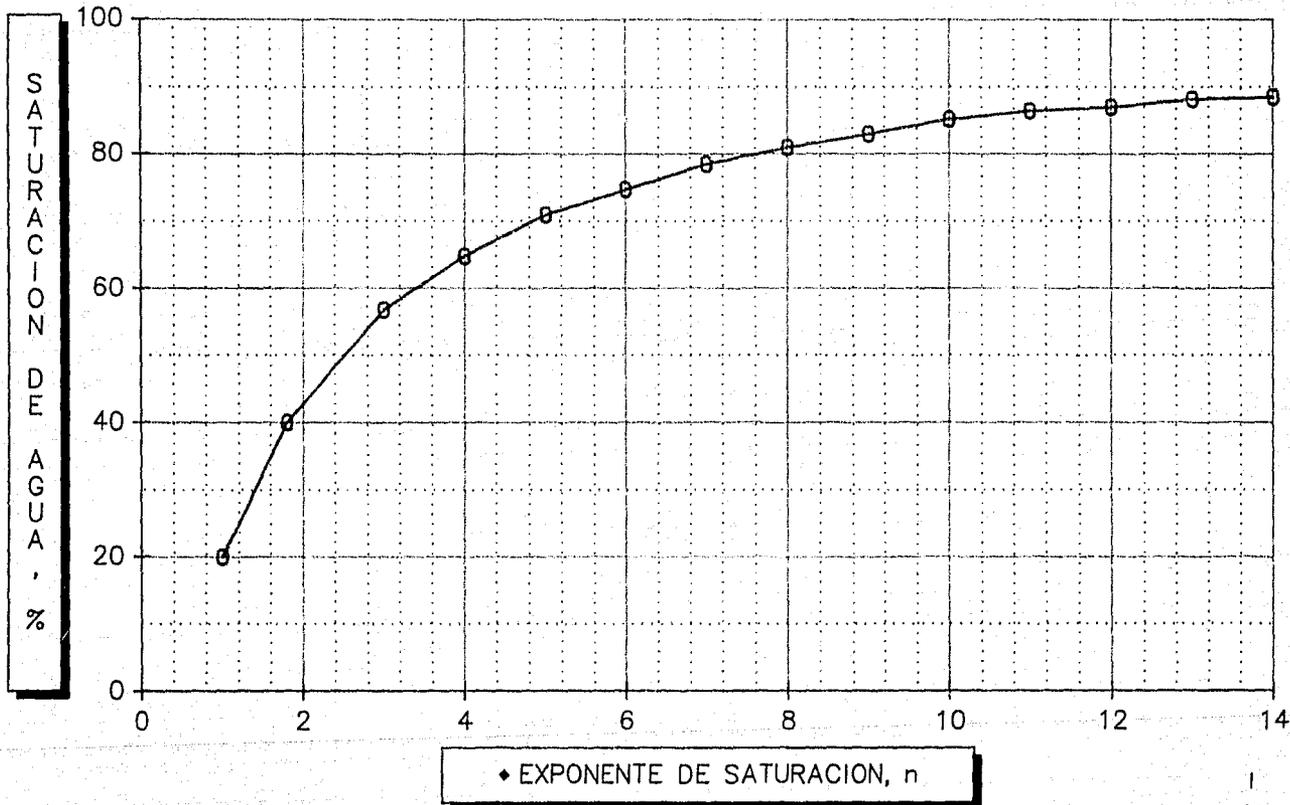
mojabilidad al agua, debido a los procedimientos de limpieza empleados para medir el exponente n , en un yacimiento realmente mojable al aceite, la saturación de agua será subevaluada a partir de los registros de resistividad, lo cual parece estar pasando en algunos campos de la Zona Marina. En la figura No. 11 se puede observar que existe una gran variación en el exponente de saturación de acuerdo al grado de mojabilidad⁷⁴, y por consiguiente una gran disminución de la Swc^{75} , como se aprecia en la Fig. 12.

III.D.5.ii).- Sobre la presión capilar: No existe una relación inmediata entre la presión capilar (P_c) determinada a dos mojabilidades diferentes. Cuando se tiene un medio poroso con mojabilidad uniforme, el efecto de la geometría de poro en un medio poroso con superficies extremadamente rugosas hará que la curva de presión capilar sea insensible en sistemas con pequeños ángulos de contacto [menores a los 50° , 0.87 rad.] para la curva de presión capilar en drene, y mayor a los 20° [0.35 rad.] para la de imbibición. Cuando el medio poroso presenta condiciones de mojabilidad de tipo mixto ó fraccional, la cantidad y la distribución de las superficies mojables al aceite y al agua determinan la forma de la curva de presión capilar, la saturación residual, así como el comportamiento de imbibición, ya que ésta también depende de la interacción de la mojabilidad con la estructura porosa, saturación inicial e historia de saturaciones. Debido a esto, existe un gran rango de variación en las mediciones del ángulo de contacto, en donde ni el aceite ni el

♦ Fig. 11: VARIACION DEL EXPONENTE DE SATURACION CON LA MOJABILIDAD, ref. 72.



♦ Fig. 12: INFLUENCIA DEL EXPONENTE DE SATURACION EN LA SATURACION DE AGUA, ref. 73.

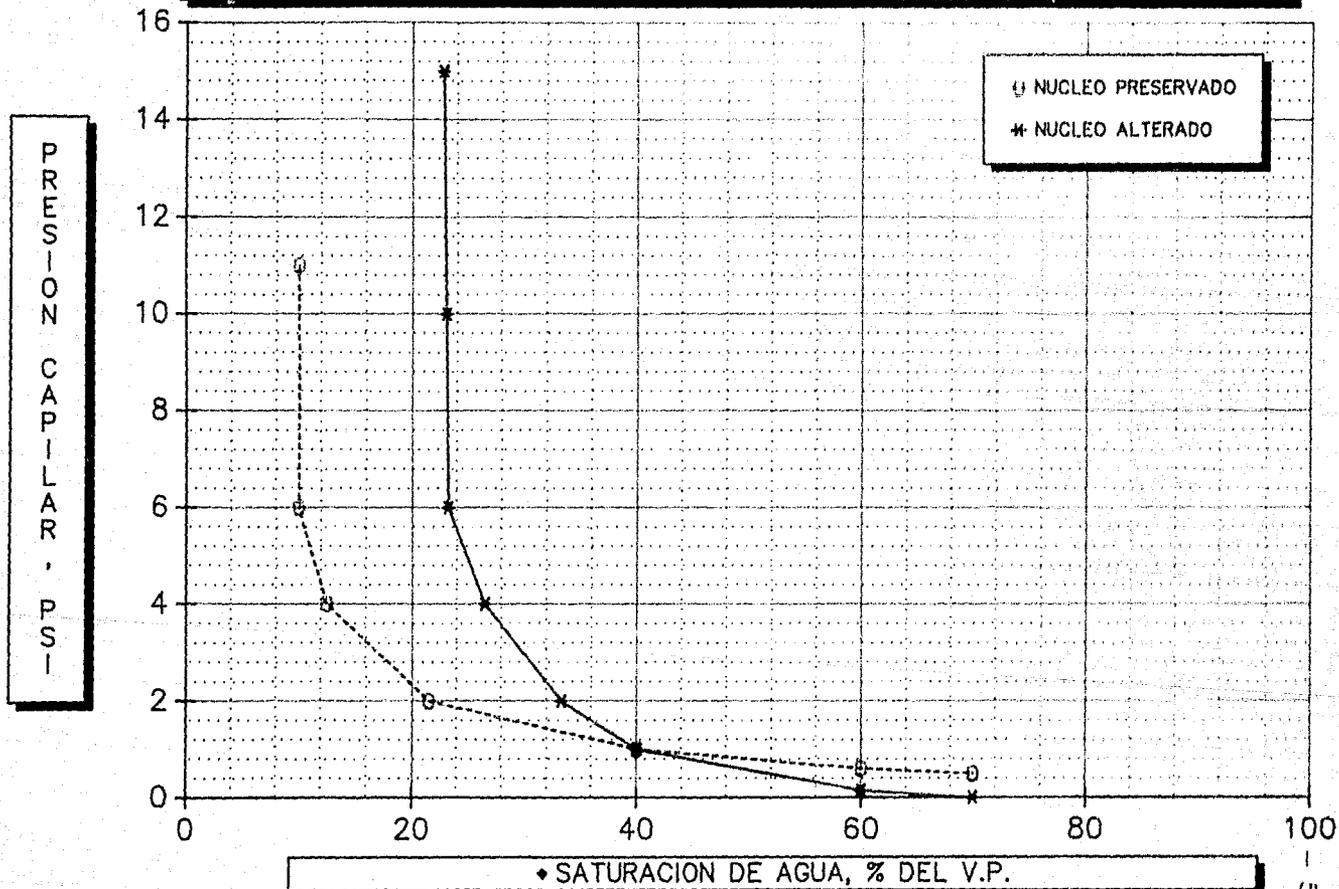


agua se embeben libremente en un núcleo uniformemente mojable. En cambio, en una formación de mojabilidad fraccional o mixta, tanto el aceite como el agua se pueden embeber libremente.

Generalmente, no es posible simular un medio poroso a partir de un juego de tubos capilares y sólo se podrán emplear sistemas aire/salmuera ó aire/mercurio cuando el núcleo sea mojable al agua en la determinación de la curva de presión capilar, dichas muestras deben conservar sus condiciones originales de mojabilidad, ya que de lo contrario se obtendrían diferentes valores de P_c^{75} (Fig.13), así como una S_{or} diferente de acuerdo al grado de alteración de la mojabilidad, como se aprecia en la Fig. 14. En esta figura, la S_{or} mínima se alcanza para el caso de sistemas ligeramente mojables al aceite a neutral⁷⁶. Finalmente, si se determina el ritmo de recuperación de aceite por imbibición, con un núcleo que ha sido lavado sin restituir sus condiciones originales de mojabilidad, éste será sobreestimada, sobre todo si el yacimiento es fracturado.

Debido a que la fuerzas capilares son de los factores predominantes que gobiernan el flujo y la distribución de los fluidos dentro del yacimiento, es de esperar que la mojabilidad, que forma parte del número capilar, desempeñe un papel importante en la determinación de las propiedades del flujo multifásico, considerando que una pequeña variación en la mojabilidad alteraría las permeabilidades relativas, la dispersión, así como las saturaciones fluyentes y entrampadas. La dispersión de cada

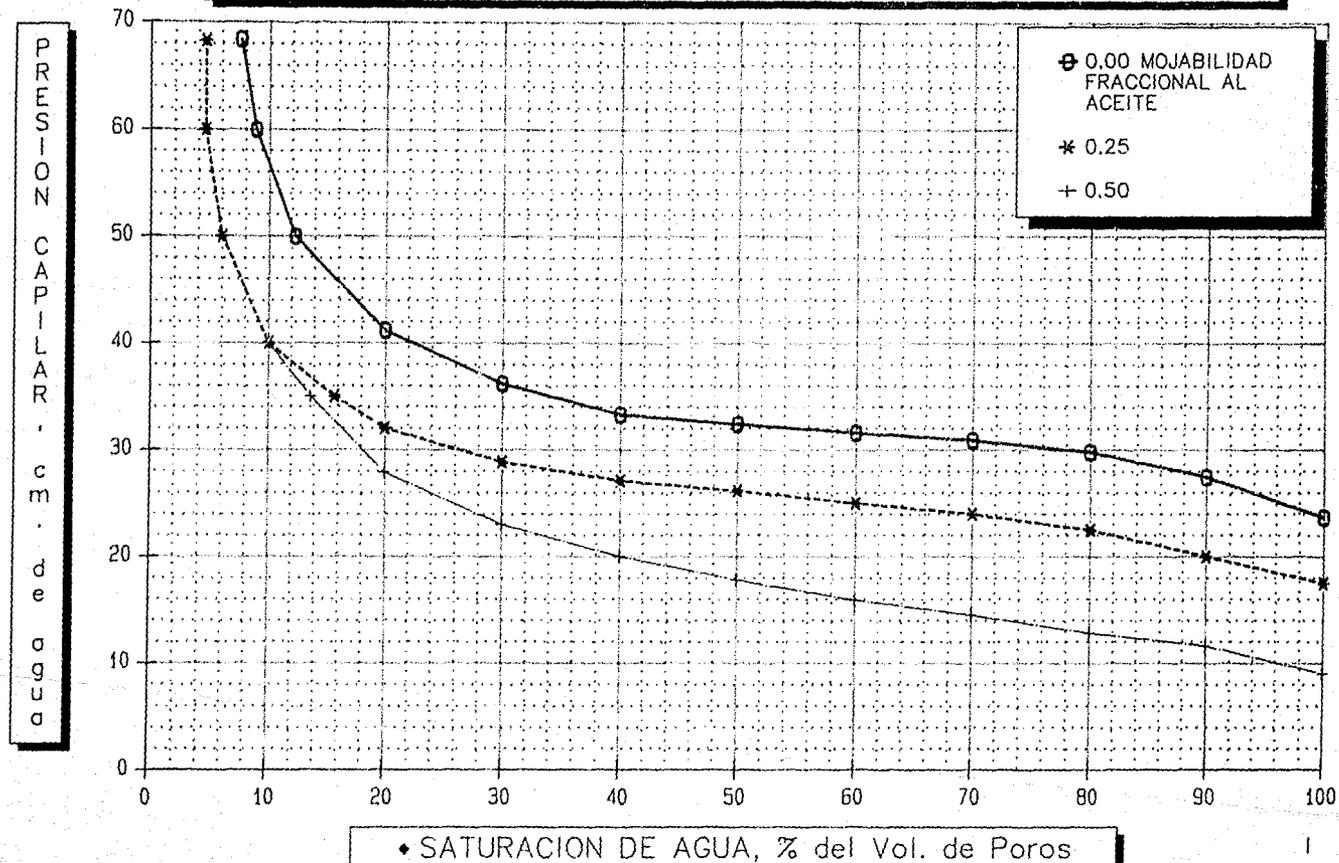
♦ Fig. 13: VARIACION DE LA PRESION CAPILAR CON LA MOJABILIDAD, ref. 88.



PRESION CAPILAR, PSI

SATURACION DE AGUA, % DEL V.P.

♦ Fig. 14: EFECTO DE LA MOJABILIDAD FRACCIONAL SOBRE LA PRESION CAPILAR, ref. 76.

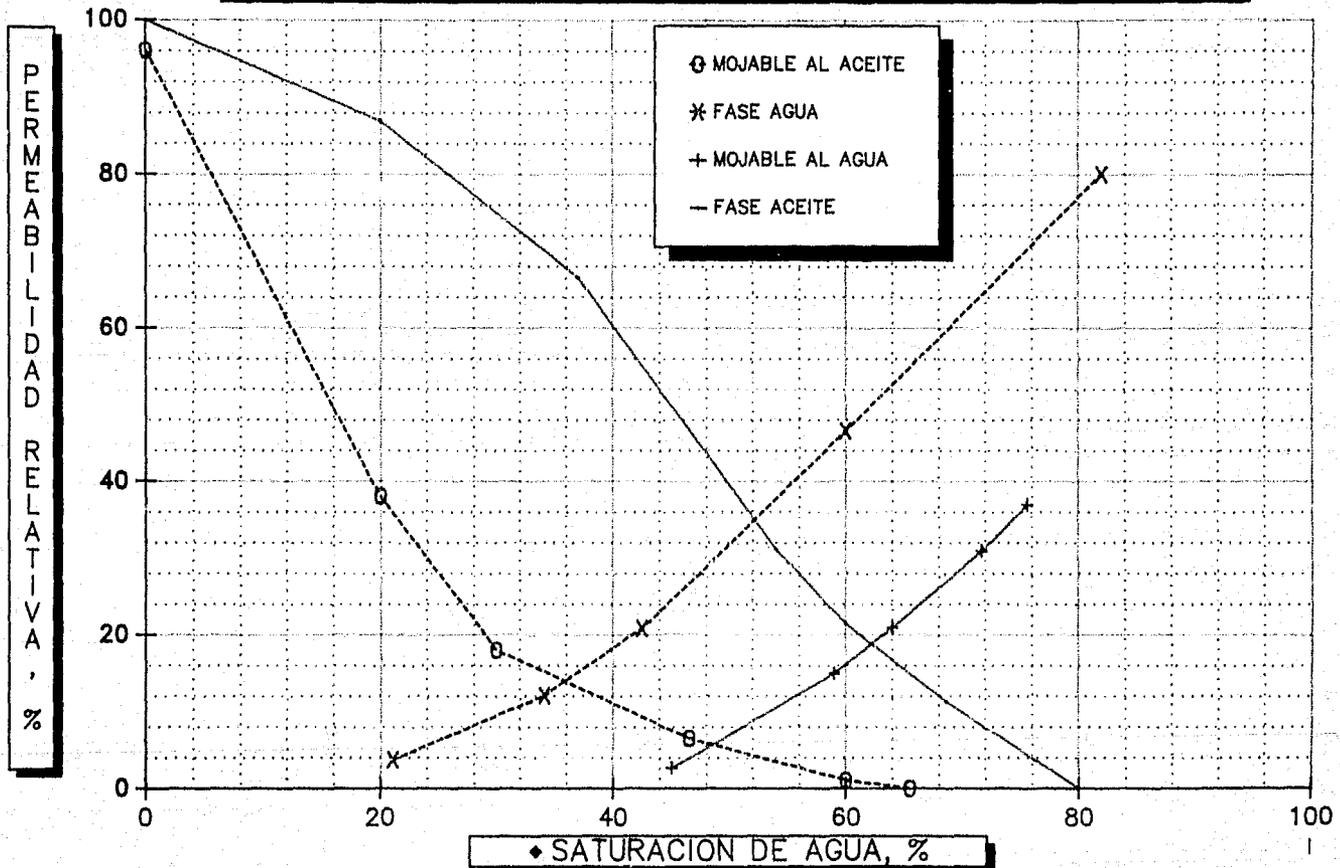


fase se incrementa conforme disminuye su saturación. En general, el flujo de la fase no mojante es mucho más disperso que el de la fase mojante, lo cual favorece el flujo de la fase mojante y reduce el de la no mojante.

III.D.5.iii).- Sobre las permeabilidades relativas: La mojabilidad afecta de manera importante las permeabilidades relativas, debido a que es uno de los principales factores que controlan la localización, el flujo y la distribución de los fluidos en el medio poroso. En medios porosos mojados uniformemente ó fraccionalmente, la permeabilidad relativa al agua se incrementa, mientras que la permeabilidad relativa al aceite disminuye, como se aprecia en la figura 15". Cuando el sistema presenta condiciones de mojabilidad mixta, se tendrá una fase continua de aceite mojando la superficie de los poros mayores que alteran la curva de permeabilidad relativa, hasta alcanzar una baja saturación residual de aceite (S_{or}) después de haber inyectado varios volúmenes porosos de agua. Entonces, es necesario realizar las mediciones de las permeabilidades relativas en núcleos cuya mojabilidad sea preservada ó restablecida, ya que de lo contrario se incurrirá en serios errores.

Ya que la permeabilidad relativa (K_r) es una medida directa de la habilidad del medio poroso para permitir el flujo de un fluido en presencia de otros, es de vital importancia que los valores obtenidos de K_r 's sean lo más cercano a la realidad.

♦ *Fig. 15: VARIACION DE LAS Kr's DEBIDO A LA MOJABILIDAD, ref. 75.*



Durante una prueba de desplazamiento en un medio mojable al agua se tendrá un frente moviéndose casi uniformemente através del medio poroso²², el agua inyectada tenderá a embeberse dentro de cualquier poro regular ó pequeño, moviendo al aceite dentro de los poros grandes donde es fácilmente desplazado, fluyendo adelante del frente. En la zona frontal, cada fluido se moverá a través de sus propios poros, llevando consigo un poco del fluido mojante localizado en cada poro. En esta zona, en donde se encuentran fluyendo aceite y agua, una porción del aceite se encontrará en fase continua con algunas ramificaciones, mientras que el resto permanece atrapada en forma de glóbulos discontinuos. Cuando el agua desplaza al aceite de un poro mojable al agua, esta avanzará a lo largo de las paredes del poro, desplazando al aceite adelante del frente²³. En determinado instante, el cuello que conecta el aceite del frente con el aceite remanente en el poro se volverá inestable hasta romperse, dejando sin recuperar al aceite en forma de gotas casi esféricas de aceite en el centro del poro. Una vez que ha pasado el frente de desplazamiento, el aceite remanente se vuelve inmóvil. Es por esta razón, que después del surgimiento del agua, se tendrá muy poca ó ninguna producción de aceite²⁴. El aceite residual desconectado hidráulicamente del patrón del flujo se presentará en dos formas básicas: como glóbulos esféricos pequeños localizados en el centro de un poro, así como estructuras de aceite que se prolongan por varios poros.

Cuando el núcleo es fuertemente mojable al aceite, la superficie de la roca se encontrará preferentemente mojada por el aceite, y la localización de los fluidos es inversa al caso de una muestra mojable al agua. En este caso, el aceite se encontrará en los poros pequeños como una capa delgada que cubre la superficie de la roca, mientras que el agua estará alojada en el centro de los poros grandes. Si se trata de desplazar al aceite con agua en un medio de este tipo, su eficiencia será mucho menor que en el caso de un sistema mojable al agua, ya que se formarán canales preferenciales al flujo del agua ó interdigitamientos através de los poros mayores, desplazando solamente una pequeña fracción de aceite adelante del frente. Conforme se incrementa el volumen de agua inyectado, ésta invade los poros pequeños, hasta formar canales continuos de flujo adicionales, con un consecuente ligero incremento en la producción de aceite, hasta que prácticamente cesa el flujo de aceite, debido al llenado de estos poros, dejando un volumen considerable de aceite remanente en la mayoría de los poros pequeños, como una superficie que cubre los granos de la roca y como grandes bolsas de aceite atrapado rodeado por agua. En este caso, existe un gran volumen de aceite que puede producirse a muy bajo gasto, por lo que en general no se alcanza la saturación residual (S_{or}), debido a que se llega a un límite económico.

III.D.5.iv).- Sobre la recuperación de aceite: La determinación de la mojabilidad in situ y su efecto sobre la recuperación han sido tratados extensamente en la literatura técnica^{11,25,27}. Varios investigadores sustentan que la recuperación de aceite por agua es mucho mayor en formaciones fuertemente mojables al aceite²⁰. Owens y Archer²⁰ observaron que la recuperación de aceite disminuía conforme aumentaba el ángulo de contacto de avance. En 1955, Richardson y cols.²⁸ obtuvieron bajas saturaciones residuales en núcleos lavados, las cuales se fueron incrementando al volverse el núcleo más mojable al agua.

Salathiel⁹ postuló un nuevo tipo de mojabilidad (mixto) para aquellos campos en los cuales se encontraban algunas partes de la superficie porosa en contacto con el aceite, mientras el resto permanecía en contacto con el agua. En estos medios, el aceite continúa fluyendo aún a muy bajas saturaciones, Fig. 5, lo cual explicaba el comportamiento reportado por Richardson y cols., aún cuando las bajas saturaciones residuales encontradas en ese campo, no se deben al desplazamiento del agua, sino más bien, al drene gravitacional.

Rathmell y Cols.²¹, reportaron bajas saturaciones residuales a partir de algunas pruebas de imbibición, observando que para la mayoría de los sistemas, el entrapamiento del aceite disminuía cuando la muestra se tornaba ligeramente mojable al

agua. Amott¹⁹⁶², también obtuvo bajas saturaciones residuales a partir de pruebas de desplazamiento realizadas en sistemas ligeramente mojables.

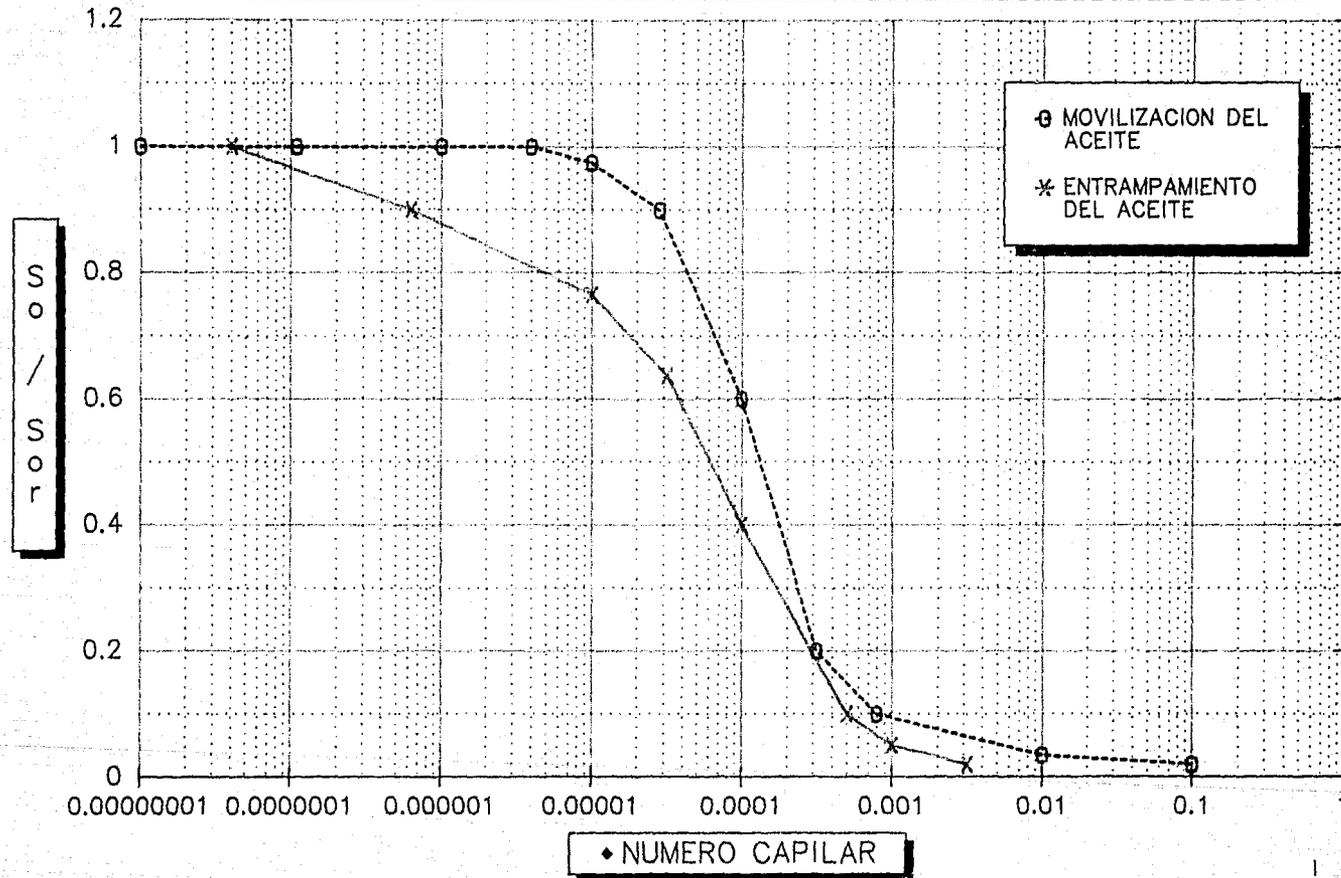
No resulta sencillo llevar a cabo un estudio del efecto de la mojabilidad sobre la recuperación. Quizás la mayor dificultad en este tipo de estudios se tiene cuando se trabaja con superficies minerales con alto nivel de energía. Se han realizado varios intentos para correlacionar el cambio de mojabilidad con las reacciones que se presentan cuando existen silicatos. Sin embargo, ninguno de los procedimientos publicados ha tenido aceptación general. Existen algunas relaciones entre el ángulo de contacto con el nivel de concentración de los componentes del aceite. No obstante, se han encontrado serios obstáculos cuando se trata de reproducir el ángulo de contacto medido en este tipo de sistemas, especialmente en medios porosos complejos.

En algunos casos, se ha observado que ciertos componentes del aceite pueden alterar la mojabilidad de la superficie mineral de la roca, especialmente los asfaltenos y los componentes no hidrocarburos¹⁹³. Cuando se tienen núcleos con capas de asfaltenos es necesario que al removerlos se mantenga la mojabilidad original. Actualmente ya se conocen los mecanismos básicos por medio de los cuales los asfaltenos pueden removerse ó permanecer en contacto con la superficie mineral sin alterar el grado de mojabilidad¹⁹⁴.

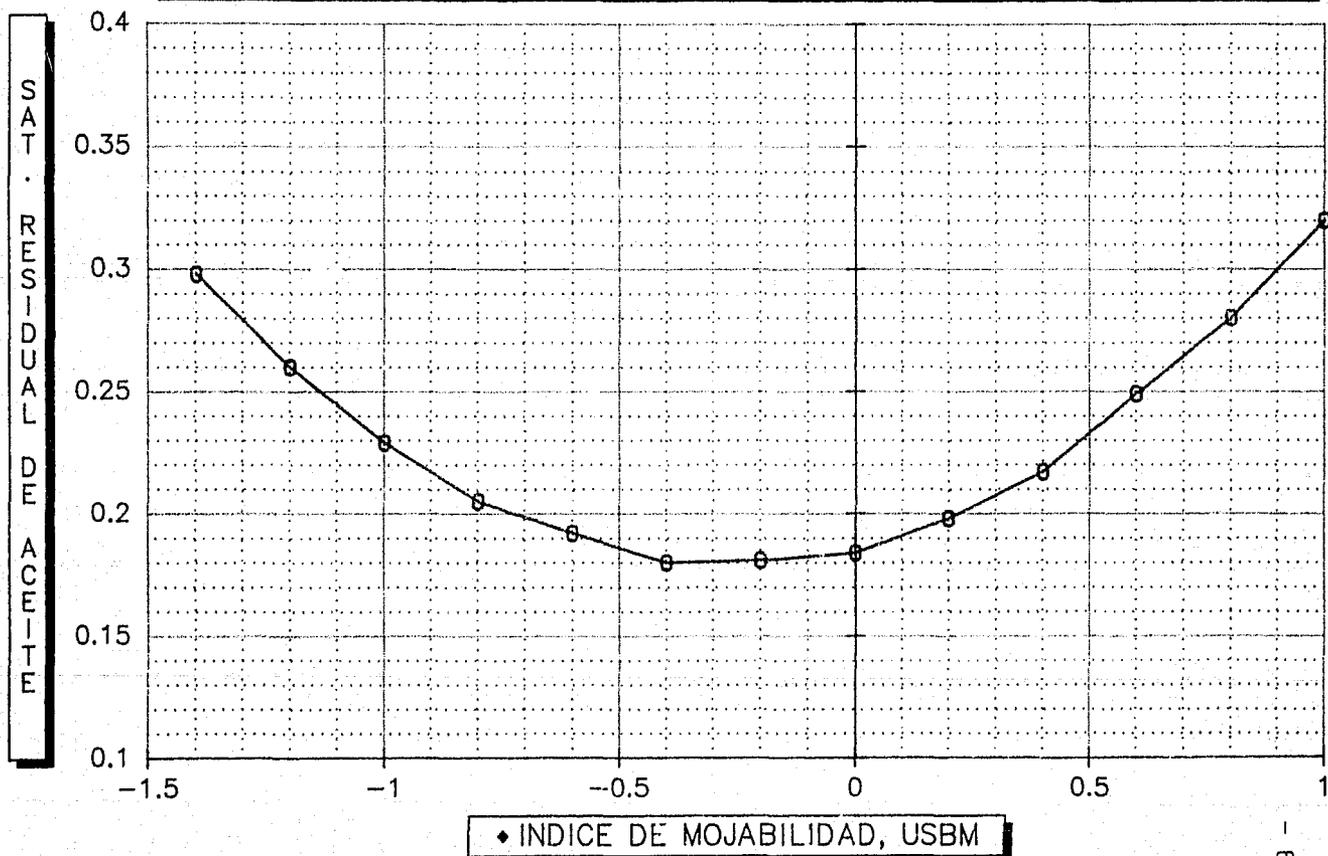
La adhesión de algunos componentes hidrocarburos y la depositación de una pequeña capa de estos, está en función de la cantidad de energía superficial del mineral de la roca de la formación. Esto ocasiona que la permeabilidad relativa al agua sea reducida, favoreciendo el control de la movilidad y en consecuencia se mejorará la eficiencia de barrido. Sin embargo, estos valores se incrementan con el gradiente de presión, así como el número capilar necesario para la movilización del aceite residual, Fig. 16. Aunque en algunos estudios recientes, como el desarrollado por Lorenz y Cols⁷⁹, encontraron que la saturación residual disminuye del 30% cuando era fuertemente mojable al agua, a casi 20% cuando el sistema tenía mojabilidad neutral, y el valor mínimo de la curva se alcanzaba cuando se tenía un sistema ligeramente mojable al aceite, Fig. 17, lo cual parece estar acorde con hallazgos anteriores.

III.D.5.v).- Sobre la inyección de agua: Se ha empleado la inyección de agua en varios campos en todo el país, como un método de recuperación secundaria para desplazar el aceite y tratar de obtener una mayor recuperación en el menor tiempo. Si se supone que inicialmente en el yacimiento el agua está inmóvil, se producirá únicamente aceite hasta el momento en el cual surga el agua en el pozo productor. Después de la irrupción del agua, se incrementa notablemente la cantidad de agua producida y disminuye la de aceite, hasta que la relación agua/aceite producida (WOR) es tan alta, que no es rentable seguir explotando el pozo.

Fig. 16: CORRELACION PARA CALCULAR LA SATURACION RESIDUAL DE ACEITE, ref. 85.



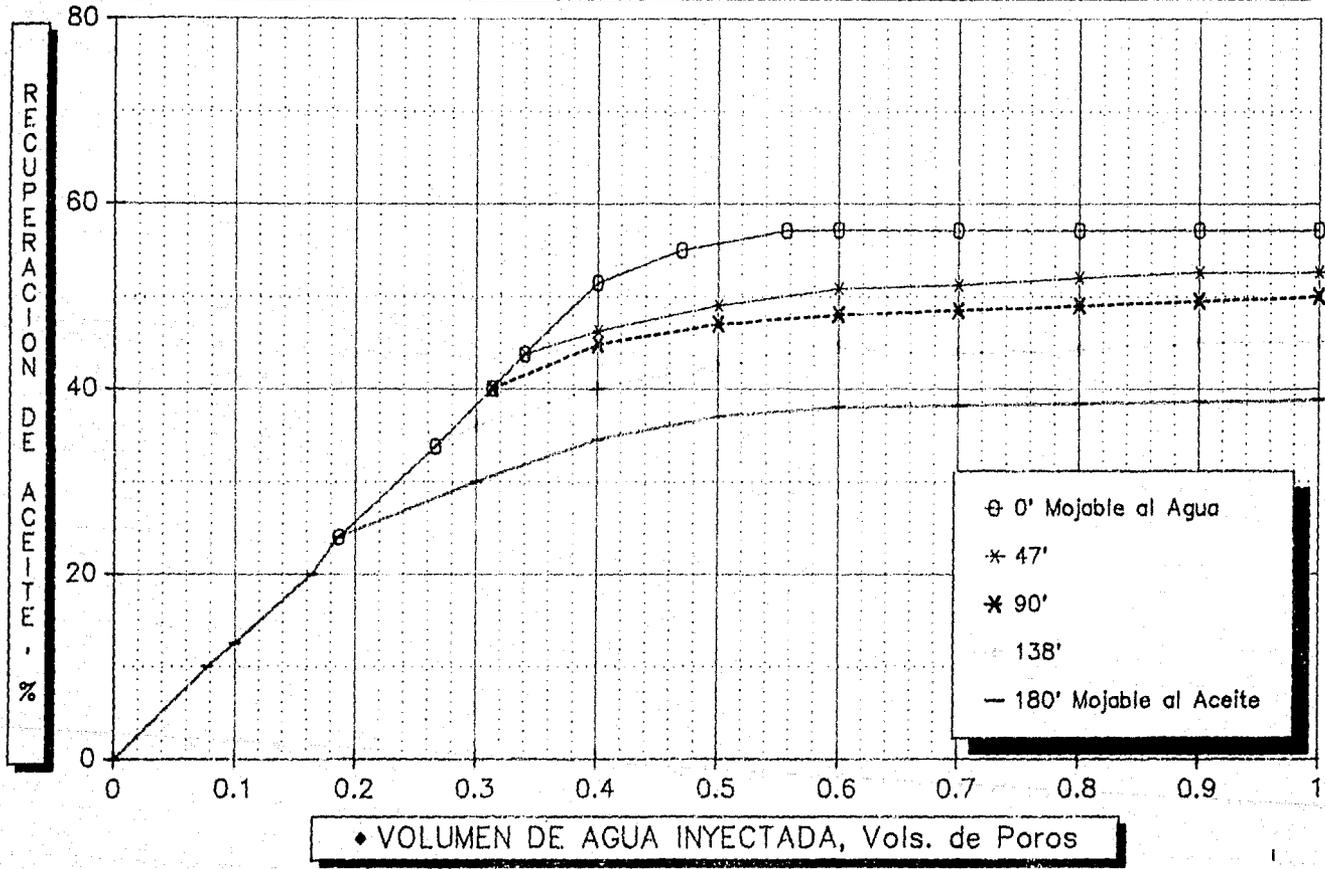
♦ Fig. 17: EFECTO DE LA MOJABILIDAD SOBRE LA SATURACION RESIDUAL DE ACEITE, ref. 79.



Realmente, existe una gran diferencia en el comportamiento de un medio mojable al aceite de uno mojable al agua en un desplazamiento por agua²⁰. En un sistema uniformemente mojable, se logra un desplazamiento más eficiente en un medio mojable al agua que uno al aceite^{20, 20, 21}, como se puede observar en la Fig. 18. Durante esta prueba, se llevó a cabo un control riguroso sobre la mojabilidad, agregando algunos sulfonatos al aceite y detergente a la salmuera, a la vez de que ésta se verificaba midiendo el ángulo de contacto. Las curvas de permeabilidades relativas se emplearon para calcular el comportamiento, suponiendo un arreglo de 5 pozos en un área de 20 acres [8 ha.] con propiedades homogéneas. Se consideró que las viscosidades para el agua serían de 0.35 cp y de 1.74 cp. para el aceite (0.35 mPa.s y 1.74 mPa.s). Los resultados se muestran en la Fig. 18. De ahí, se puede ver que cuando ocurre el surgimiento del agua, la curva pierde su linealidad, resultando un desplazamiento por agua mucho menos eficiente que cuando el yacimiento se torna más mojable al aceite.

Generalmente, las permeabilidades relativas al agua y al aceite, y la relación de viscosidades agua/aceite controlan la recuperación en una prueba de laboratorio, ya que se pueden despreciar los efectos capilares en un medio horizontal. Sin embargo, en estas pruebas existen efectos de entrada y de salida que pueden afectar los resultados. En este caso, es posible emplear la ecuación de flujo fraccional descrita por Craig²⁴, para evaluar el comportamiento de la recuperación, es decir:

♦ Fig. 18: EFECTO DE LA MOJABILIDAD SOBRE UN PROCESO DE INYECCION DE AGUA, ref. 187.



$$f_w (S_w) = 1 / (1 + (\mu_w / \mu_o) (K_{ro} / K_{rw})) \dots 4$$

donde:

f_w = Flujo fraccional del agua

S_w = Saturación de agua

μ_o = Viscosidad del aceite

μ_w = Viscosidad del agua

K_{ro} = Permeabilidad relativa al aceite, y

K_{rw} = Permeabilidad relativa al agua.

Con esta expresión se puede calcular el flujo fraccional a una saturación dada, la cual se incrementa a medida que la relación de viscosidades agua/aceite disminuye. Esta disminución origina un surgimiento prematuro del agua inyectada con una consecuente disminución en la recuperación de aceite. Las permeabilidades relativas al aceite y al agua, están explícitamente en función de la saturación de agua y son afectadas por la geometría del poro, mojabilidad, distribución de fluidos y la historia de saturaciones.

En la Fig. 18 se presenta un ejemplo típico del cambio en el comportamiento del desplazamiento por agua, cuando un medio poroso se vuelve menos mojable al agua para una relación moderada de viscosidades ($\mu_w/\mu_o=1.9$). Inicialmente, se realizó el desplazamiento de aceite por agua a condiciones atmosféricas, luego se ajustó la viscosidad del aceite para simular la relación de viscosidades aceite/agua a las condiciones del yacimiento,

observándose que se había vuelto fuertemente mojable al agua el núcleo, con lo cual, la salmuera se embebió casi un 50% del VP.

Como se ha visto, la recuperación al surgimiento en un medio poroso fuertemente mojable al agua es alta, con una pequeña producción adicional después de la irrupción del agua. Pero cuando se tiene un sistema fuertemente mojable al aceite, éste se recupera después de un largo período de tiempo de producción simultánea de agua y aceite, además de que se debe inyectar un volumen mucho mayor de agua. En un yacimiento con mojabilidad fraccional, su comportamiento es similar al de medios uniformemente mojados, sólo que la Sor se incrementa a medida que el medio se torna mas mojable al aceite. Cuando se tiene un medio de mojabilidad mixta, se puede observar una variación en las curvas de permeabilidad relativa, debido a esto es posible continuar desplazando aceite, aún después de haber inyectado varios VP's inyectados de agua, Fig. 5. La mojabilidad también afectará algunas propiedades del flujo multifásico, incluyendo la presión capilar y las propiedades eléctricas. Entonces, tanto el surgimiento, como la recuperación de aceite al límite económico, dependen de la mojabilidad y la relación de viscosidades. Si disminuye la movilidad del aceite debido a una alta relación de viscosidades, se tendrá una baja recuperación al surgimiento del agua.

Es conveniente realizar las pruebas de desplazamiento con núcleos presurizados, en caso contrario es necesario

restablecer las condiciones originales de mojabilidad, ya que de lo contrario se sobreestimar  la recuperaci3n final si el medio no tiene condiciones de mojabilidad intermedia 6 al aceite, y serán subestimadas cuando sea fraccional o mixta.

III.D.6.- Prevenci3n del Entrampamiento: Inicialmente se consider3 que el entrampamiento debido a las fuerzas capilares podria nulificarse si se lograba mantener un ángulo de contacto de 90° , ya que de esta forma se eliminarian las fuerzas de entrampamiento capilar, pues éstas son proporcionales al ángulo de contacto. Sin embargo, para la movilizaci3n del aceite remanente se encuentran involucradas las interfases de avance y retroceso, lo cual ocasiona un efecto de histéresis en el ángulo de contacto, haciendo necesario emplear una mayor fuerza para la producci3n del aceite⁷. Cualquier reducci3n en la presi3n de imbibici3n es proporcional al coseno del ángulo de avance, esto reduce la presi3n diferencial necesaria para ayudar a evitar el entrampamiento⁷. Es decir, que la condici3n 3ptima de mojabilidad para prevenir el entrampamiento del aceite se logra cuando la presi3n capilar de imbibici3n es casi cero. No obstante, cuando la presi3n capilar en imbibici3n cambia de signo, es de suponerse que el sistema posee propiedades de mojabilidad intermedia, en donde el fluido desplazante no será embebido espontáneamente. El cambio de signo también viene acompañado de un cambio en la secuencia del llenado de los poros, ya que ahora se llenan inicialmente los poros grandes y después los pequeños.

En algunos procesos de recuperación mejorada (REM), tales como la inyección de dióxido de carbono, se forman más de dos fases, por lo cual existe un mayor efecto de histéresis. En este caso se observó que la tensión interfacial mínima se alcanzaba cuando el ángulo de contacto era de 68° . Para este tipo de procesos es crucial que la tensión interfacial sea la menor posible. En tal situación, es conveniente tomar en cuenta esta condición de mojabilidad para optimizar la recuperación al diseñar la formulación adecuada para un proceso de este tipo²⁴.

Esta situación se dificulta aún más cuando se trata de desplazar inmisciblemente el aceite de una roca fuertemente mojabable por aceite, ya que se requieren gradientes de presión mucho mayores que para una roca mojabable al agua ó de mojabilidad intermedia. En un yacimiento mojabable al aceite, el aceite residual permanecerá en los poros pequeños, lo cual hace que sea más complicado el diseño para su posterior recuperación, y se puede minimizar si se considera la posible disminución del grado de mojabilidad al iniciar la explotación de un campo de esta naturaleza, inyectando pequeñas cantidades de soluciones alcalinas.

Cuando el agua es cápaz de embeberse espontáneamente tanto a altas saturaciones de aceite ó de agua, se dice que el yacimiento presenta condiciones de mojabilidad mixta. Este comportamiento quizás este relacionado a la adsorción dependiente del tiempo, el cual es muy diferente al que exhiben los medios

porosos uniformemente mojados, en los cuales alguno de los dos se embebe libremente. En base al área mojable al agua ó al aceite, se puede determinar la mejor política de explotación, y si es conveniente, uniformizar la mojabilidad.

Quizás en un futuro no muy lejano se pueda mejorar la explotación de los campos petroleros mediante el control adecuado de las fuerzas capilares, viscosas y de flotación. Actualmente, existen algunas correlaciones para evitar el entrapamiento en función de una combinación lineal del número capilar con el de Bond²⁷ (que representa la relación entre una columna hidrostática microscópica, proporcional a gR , y la fuerza capilar, que es función de σ/R). En realidad existe un marcado efecto en el mecanismo de entrapamiento por parte de las fuerzas viscosas y de las de flotación, sobretodo cuando se tienen altas velocidades de flujo, en donde también interviene el gradiente de presión de fondo fluyendo.

III.E.- PRESION CAPILAR:

Se considera que existe cierta analogía entre los poros de la roca del yacimiento y los tubos capilares, ya que sus diámetros son similares. Cuando esto ocurre, las fuerzas superficiales inducidas por la mojabilidad preferencial del sólido, hacen que alguno de los fluidos se extienda sobre su interfase, ocasionando una diferencial de presión medible entre las dos fases através de la interfase. En un tubo capilar, el

agua se puede desplazar inyectando aceite, y éste a su vez puede ser desplazado espontáneamente si se reduce su presión. En general, se define a la presión capilar como una diferencia de presión ($P_o - P_w$), sólo que cuando el sistema es mojable al aceite, este valor será negativo, y se podrá evaluar con:

$$P_c = P_o - P_w = 2 \sigma_{ow} \cos \theta / r \quad \dots \quad 5$$

Que también se puede expresar mediante la ecuación desarrollada por Laplace en su forma general, la que se representa como:

$$P_o - P_w = \sigma_{ow} \left[\left(1 / r_1 \right) + \left(1 / r_2 \right) \right] \dots \quad 6$$

Donde r_1 y r_2 , representan el radio de curvatura en la interfase, y σ el IFT. Por convención, se define a la presión capilar como $P_o - P_w$, lo cual involucra que en la mayoría de los casos se tendrá una curvatura positiva en la fase aceite, mientras que en la fase agua se presentará una negativa. Cuando se tiene una superficie plana, la presión capilar se vuelve cero.

Se supone que el radio de curvatura en la interfase y por consiguiente la presión capilar, están en función de la geometría de poro, la mojabilidad, las saturaciones, así como su historia. Es demasiado complicado tratar de resolver analíticamente las ecuaciones para el cálculo de la curvatura interfacial en la mayoría de los medios porosos reales. Para estos casos, no es posible desarrollar una relación simple entre

en que se empleen tubos capilares. Cuando se tiene un tubo capilar suficientemente pequeño, la interfase se puede aproximar como una porción de una esfera de radio r_w , el cual generalmente es mucho mayor al radio del tubo capilar. La relación entre los dos radios será:

$$\cos \theta = r_c / r_w \quad \dots \quad ?$$

Considerando esta expresión para el cálculo de la presión capilar en términos del radio del tubo y las fuerzas interfaciales, se puede llegar a la definición inicial de presión capilar. No obstante, actualmente existen varios métodos para obtener en forma precisa la presión capilar en función de la saturación y la geometría de roca del yacimiento de una forma real.

III.F.- Flujo Multifásico:

El desplazamiento del aceite de un medio poroso por agua o gas, involucra el flujo simultáneo de dos ó más fases inmiscibles. La mayoría de los conceptos vertidos sobre flujo multifásico en medios porosos data de finales de los 40's y principios de los 50's²². Los cuales fueron llevados a cabo para identificar los tipos de flujo durante un desplazamiento multifásico en un medio poroso.

Cuando se observa el flujo multifásico microscópicamente se puede apreciar que cada fase fluye através de sus propios canales de flujo, las cuales generalmente se encuentran interconectados. Las fronteras de estos arreglos de fluidos, están definidas por las interfases sólido/líquido a las de líquido/líquido, que comienzan a moverse debido a la existencia de un cierto gradiente de presión, formando líneas de corriente dentro de los canales de flujo, lo cual conforma el frente de desplazamiento. La amplitud del canal de flujo varía de una, a varias veces el diámetro de grano.

Se pueden simular las características de flujo multifásico en medios porosos mediante algunos experimentos de laboratorio, los cuales deben considerar el análisis instantáneo de la distribución de los fluidos durante varias etapas del desplazamiento, así como la inserción de pequeñas muestras de roca que puedan removerse para su estudio. De esta serie de experimentos se desprende que en la mayoría de los casos se presentan canales principales de flujo para ambas fases. Esto ocasiona que se queden grandes áreas sin desplazar, por lo que es conveniente crear ciertos gradientes de presión ó de difusión molecular que forcen la salida de los fluidos entrampados.

Es decir, el flujo multifásico del aceite, gas y agua ocurre através de una serie de canales continuos y tortuosos, a las velocidades de flujo que ocurren en el yacimiento; para esto, cada fase fluye por sus propios canales de flujo, y como

consecuencia se tienen diferentes arreglos de flujo para cada fase, las cuales deben de tener una saturación específica para que puedan fluir bajo los gradientes de presión del yacimiento. Para el caso de un sistema agua/aceite, se le denomina saturación intersticial de agua, S_{wi} , a la saturación mínima de agua. La saturación a la cual deja de fluir el aceite se le conoce como saturación residual de aceite, S_{or} , bajo los gradientes actuales de presión y de las fuerzas retentivas de la roca.

En algunos estudios de laboratorio se ha observado que los canales de flujo estable de aceite y de agua, comienzan a perder el equilibrio hasta llegar a la ruptura, a velocidades de casi 30.5 m/día². Cuando se llegan a velocidades mayores a los 305 m/día, se puede observar el flujo de una de las fases en forma de baches aislados, ó bien de glóbulos. Es decir, el flujo de aceite bajo estas condiciones ocurre en fase dispersa en medios preferentemente mojables al agua, mientras que en el caso de medios mojables al aceite, el agua fluye en fase dispersa.

Bajo condiciones de flujo disperso, una de las fases se vuelve discontinua y es transportada através del medio poroso por la fase continua si ésta es capaz de vencer a las fuerzas viscosas, aún cuando este mecanismo no es realmente importante durante un proceso convencional de flujo en un yacimiento petrolífero, donde las velocidades normales de flujo son del rango de 1 pie/día, cuando se presentan grandes TIF's de casi 30 dinas/cm. Sin embargo, en algunos procesos de recuperación

mejorada se logran reducciones substanciales en la tensión interfacial, hasta 10^{-5} dinas/cm, con lo cual se disminuyen las fuerzas viscosas y capilares, consecuentemente se incrementa el flujo de aceite y su recuperación.

En casi todos los modelos de flujo multifásico se considera válida la ley de Darcy, sin que exista ninguna prueba rigurosa de laboratorio ó de campo que verifique su validez en este tipo de flujo. No obstante, a principios de 1950 se realizaron numerosos experimentos con el fin de verificar la ley de Darcy para condiciones de flujo multifásico, de donde se pudo apreciar que la relación de permeabilidades del aceite al agua no es función del gradiente de presión^{10, 11, 12}. Posteriormente, apartir de los trabajos realizados durante esa década y la subsiguiente, se encontró que las permeabilidades relativas a cada fase en un medio poroso particular, depende principalmente de las propiedades de los fluidos y de la interacción de la roca con el fluido.

IV.- DETERMINACION DE LA SATURACION RESIDUAL DE ACEITE

Existe una gran variedad de técnicas ingenieriles para evaluar la magnitud de la saturación residual de aceite (S_{or}), cada una de los cuales tienen sus limitaciones e incertidumbres¹³. Sin embargo, es necesario evaluar la S_{or} con la mayor precisión posible, pero debido a la complejidad típica de las propiedades de la formación es necesario emplear más de un método para el

cálculo apropiado de la Sor²⁴. Entre los últimos avances que se han logrado para la evaluación de la Sor entre pozos se encuentran los siguientes tres métodos:

- 1).- De la Resistividad²⁴
- 2).- Trazadores Radioactivos²⁶
- 3).- Desplazamiento Químico²⁷

Para la determinación de la Sor en un solo pozo se tienen los siguientes técnicas^{27, 28-30}:

- a).- Análisis de Núcleos
- b).- Trazadores a Contraflujo
- c).- Registros Geofísicos de Pozos
- d).- Balance de Materia
- e).- Pruebas de Pozos
- f).- Registro Gravitacional, y
- g).- Registro Gravitacional.

Algunas de estas técnicas (como el análisis de núcleos y los registros convencionales de pozos) también se pueden emplear para determinar la saturación inicial y la remanente a cualquier etapa de producción, de igual forma las pruebas de presión, tanto en un pozo como en varios.

IV.A.- Evaluación de la Sor en un Pozo:

A continuación se describen las técnicas que se han desarrollado para el cálculo de la Sor en un pozo, considerando únicamente aquellas que se pudieran aplicar adecuadamente a los campos que se encuentran en México.

IV.A.1.- Análisis de núcleos: A partir de los núcleos convencionales cortados de la formación es posible calcular la Sor mediante la aplicación de algunos métodos de análisis sencillos, que incluyen: La destilación al vacío para recuperar el aceite y el agua, bajo un vacío moderado a 450 grados fahrenheit. La extracción por destilación, en la cual el agua es destilada para extraer el aceite. El método de la retorta a alta temperatura (1200° F) y a presión atmosférica. También se emplea una combinación de ambas técnicas para los casos en los cuales se tienen arcillas hidratables. Para los núcleos recuperados a presión se emplean técnicas especiales de acuerdo a especificaciones típicas de cada herramienta empleada.

La Sor determinada de núcleos convencionales resulta substancialmente menor a aquellos valores obtenidos in situ mediante el análisis de los registros geofísicos. Esto se debe principalmente a la expulsión y al encogimiento del aceite como consecuencia del abatimiento de la presión al ser extraído el núcleo a la superficie. Se han realizado varios trabajos para corregir las mediciones de saturación de aceite de núcleos convencionales, no obstante estos aún son inciertos.

Luffel y Randal¹⁰², observaron que en aceites con factores de volumen entre 1.10 y 1.15, la reducción en la saturación fluctuaba de un 20 a un 56%. Rathmell y cols.¹⁰¹, sugieren que las saturaciones que se determinan a condiciones superficiales se multipliquen por (BoE), donde Bo se refiere al

factor de volumen del aceite y E es el factor de ajuste de expulsión (aproximadamente 1.11). Kazemi^{19*} modificó el valor obtenido por Rathmell, al considerar un factor de conformancia $(1 - V^E) / M$, para evaluar la saturación residual promedio en un desplazamiento por agua, es decir:

$$(S_o)_{res.} = (S_o)_{núcleos} B_o E M / (1 - V^E) \quad \dots \quad B$$

donde: $M =$ es la relación de movilidades $= \mu_o K_w / \mu_w K_o$
 $V =$ variación de la permeabilidad (coef. de Dykstra Parson^{19**})
 Hansel^{19*} corrigió la saturación de aceite de núcleos convencionales empleando una relación de agotamiento, que está definida por la (cantidad de aceite total) / (aceite total-aceite expulsado por la disminución de presión). Se encontró que esta relación de agotamiento era de aproximadamente 1.28, y que no era función de las propiedades de la roca (tales como porosidad y permeabilidad).

La determinación de la S_{or} a partir de los núcleos tomados a presión, son de gran utilidad debido a la gran confiabilidad que se obtiene con este método (cuyo rango de precisión varía de un ± 2 a un $\pm 4\%$), y a que en este tipo de núcleo se eliminan los problemas de expulsión, así como los de encogimiento del aceite al mantener el núcleo a la presión de fondo, hasta que los fluidos son inmovilizados al congelarlos. Se han obtenido núcleos desde unas cuantas lb/pulg², hasta 6,000 lb/pulg², con recuperaciones que varían de un 51% en formaciones

suaves y muy suaves, hasta más de un 70% en formaciones consolidadas¹⁰⁴. El cuidadoso diseño del lodo y del manejo de los núcleos son esenciales para obtener un buen resultado en este tipo de pruebas. Es recomendable emplear un lodo de baja densidad, con pequeñas pérdidas de agua y que no contenga sustancias químicas que mejoren el movimiento del aceite. Algunas veces es conveniente agregar un trazador (tal como nitrato) en el lodo con el objeto de observar la invasión del filtrado al núcleo¹⁰⁷. Se han observado excelentes resultados en las pruebas que se han realizadas con esta técnica, pero para su aplicación en campos desarrollados es necesario perforar nuevos pozos, lo cual resulta incosteable.

IV.A.2.- Trazador a contraflujo: Se emplea este método para determinar la Sor a cierta distancia del pozo (de 10 a 40 pies). En este caso, la determinación de la saturación residual de aceite involucra un volumen mayor de la formación, tanto para agujeros adomados como para agujeros descubiertos. La técnica consiste de una inyección primaria de un trazador (tal como acetato etil) dentro del pozo de prueba, posteriormente el pozo se cierra con el objeto de permitir la hidrólisis para formar el segundo trazador (etanol), para finalmente abrir el pozo a producción, observándose los perfiles de concentración de ambos trazadores. Debido a la diferencia en los coeficientes de partición en sistemas agua-aceite, los trazadores se producirán a diferentes velocidades. Esta diferencia en los tiempos de arribo se emplea para determinar la Sor, con lo cual se logra una alta

presición (de un ± 2 a un $\pm 3\%$ del volumen de poros) la cual ha sido confirmado por los resultados de laboratorio en núcleos presurizados, así como con modelos matemáticos y algunas pruebas de campo.

Durante este tipo de pruebas se presenta el problema de la dilución del trazador en la formación probada, lo cual ocurre cuando el agua de alguna zona de la formación no acepta la inyección del trazador volviéndose tal cual al pozo cuando este es producido, para estos casos se pueden emplear varios trazadores(como metil, acetato, acetato etil, acetato isopropil) para medir la saturación de aceite promedio en las diferentes zonas contactadas¹¹¹.

En 1982 se llevaron a cabo una serie de experimentos para determinar el efecto de algunos parámetros del yacimiento, tales como la temperatura, salinidad, relación gas-aceite, concentración, así como de las características del aceite que afectan los coeficientes de partición del trazador¹⁰⁸. Se han reportado 59 pruebas con trazadores en 30 yacimientos¹¹², en donde se analizaron los perfiles de inyección, el tiempo de cierre y las condiciones de límite de la prueba.

IV.A.3.- Registros geofísicos de pozos: Los procedimientos empleando registros son los más ampliamente usados para obtener perfiles confiables de saturaciones residuales de aceite, para las evaluaciones de campo en procesos de REM¹¹³⁻¹²².

Durante esta última década se ha puesto especial atención para incrementar el grado de precisión que generalmente se obtiene cuando se tiene inyección de fluidos.

Como es sabido, cada técnica de registro tiene sus propias ventajas y limitaciones, como son su profundidad de investigación dentro de la formación probada, y en algunos casos es necesario tener una pequeña invasión del filtrado del lodo alrededor del pozo para obtener una medición real de las propiedades de la formación. En base a las condiciones del pozo se pueden definir dos grupos principales para la determinación de la Sor; registros para agujero descubierto y registros para adorado.

IV.A.3.i.- En agujero descubierto: El registro de resistividad(RR), el del magnetismo nuclear(MN), los de constante dieléctrica y el registro de propagación electromagnética, son los registros que se emplean en agujero descubierto para la determinación de la Sor. El registro de resistividad es el más popular, ya que resulta relativamente barato y se puede emplear para una cierta profundidad de investigación. En base a la respuesta de la resistividad de la formación es posible determinar la saturación de aceite (ó de hidrocarburos) en base a la ecuación de Archie¹⁹⁴¹, que propone:

$$S_o = 1 - (R_w \rho^{-m})^{1/n} / R_t \quad \dots \quad 9$$

Donde R_w representa la resistividad del agua de la formación, R_t la resistividad verdadera, ϕ la porosidad, m el exponente de cementación, y ' n ' es el exponente de saturación.

Es decir, la saturación de aceite depende de algunos parámetros (ϕ , n , m), lo cual hace que el valor que se obtiene de la S_{or} sea poco confiable cuando se evalúa a partir de los registros convencionales de resistividad (en más de un 10%). Murphy y cols.¹²³ desarrollaron algunos procedimientos para reducir el grado de incertidumbre al usar los registros de resistividad para evaluar la S_{or} . Uno de los cuales consiste en registrar inicialmente la formación, con lo cual se obtiene un valor R_1 , posteriormente se remueve parte del aceite mediante la inyección de sustancias químicas seguidas de una salmuera similar a la de formación, para volver a registrar nuevamente la formación, obteniendo una R_2 , a partir de las cuales es posible calcular la S_{or} si se conoce el exponente de saturación, de la siguiente forma:

$$S_{or} = 1 - (R_2 / R_1)^{1/n} \quad \dots\dots 10$$

Esta técnica recibe el nombre de Registro-Inyección-Registro (LIL) en la determinación de la S_{or} , cuyo rango de precisión para este tipo de registros de resistividad, es del ± 2 al $\pm 5\%$.

Una de las técnicas más exactas para la evaluación de la S_{or} la constituye el empleo del Registro de Magnetismo Nuclear²⁴ (NML), esta herramienta puede medir directamente el

aceite residual después de eliminar la señal del agua con lones paramagnéticos. La precisión del NML depende en gran parte del valor de porosidad estimado, así como de la relación señal-ruido. No obstante, de esta forma se minimiza la posibilidad de incurrir en errores aleatorios, los restantes se pueden determinar y eliminar de una manera sencilla para así lograr una correcta evaluación de la Sor. Los errores sistemáticos no se pueden eliminar con estas técnicas, debido a que no se pueden medir. En yacimientos que contienen crudos muy viscosos no es recomendable el empleo del NML, ya que este tipo de crudo no contribuye al registro de la señal NML, por lo que la saturación de aceites pesados se realiza através de la señal del agua medida.

La precisión y confiabilidad en la interpretación del NML se puede mejorar procesando la información para distinguir las señales de bajo nivel de ruido. El NML tiene una profundidad de investigación de 30 pulgadas dentro de la formación¹⁹⁷. Se han realizado estudios en baja frecuencia con el NML para mejorar su certidumbre en la determinación de la Sor¹⁹⁸.

El registro de constante dieléctrica¹⁹⁷ es capaz de diferenciar el aceite del agua dulce ó de cuya salinidad es desconocida. Con este registro se puede lograr de una regular a una pobre precisión (de un ± 6 a $\pm 9\%$) en la determinación de la Sor en pruebas de campo. En general, la profundidad de investigación del registro dieléctrico es de 1.3 - 1.7 pies, por lo que la profundidad de invasión del fluido de perforación tiene un gran efecto sobre los resultados.

El registro de propagación electromagnética (EPT) se puede emplear para estimar la Sor mediante la medición del tiempo de tránsito y el gasto de atenuación de una onda electromagnética propagada a través de la formación a una frecuencia de 1.1 GHz. El registro EPT es mucho menos sensible al cambio de salinidad que el registro de resistividad, por lo que se vuelve una herramienta valiosa en el caso de medios de salinidad mezclada, así como en yacimientos sujetos a inyección de agua. De las pruebas de campo con el registro EPT se han logrado buenos resultados en la determinación de la Sor, en donde los registros convencionales de resistividad habían fallado al tratar de obtener una saturación de agua congénita a profundidades de investigación muy pequeñas (de casi 4 cm). La respuesta del registro EPT depende en gran parte de la saturación de agua, del valor cuantitativo de la mezcla de fluidos y de su efecto en las diferentes matrices de roca, lo cual aún no ha sido investigado totalmente.

IV.A.3.ii.- En agujero ademado: Los registros para agujeros ademados, tales como el registro de captura de pulsos neutrón (PNC), el registro carbón/oxígeno (C/O) y el registro de rayos gama, son particularmente importantes para la determinación de la Sor a través de las tuberías de revestimiento. La sección transversal de captura (Σ), es una medición de la absorción de los neutrones térmicos emitidos. El registro PNC mide la sección transversal total de captura de la formación (Σ_t) que representa a la suma de las secciones transversales

componentes de la matriz de la roca ($\Sigma_{m,s}$) y de los fluidos (Σ_w agua, Σ_h hidrocarburos) dentro de los poros, y se puede expresar como:

$$\Sigma_c = \Sigma_{m,s} (1-\phi) + \Sigma_w (1-S_o)\phi + \Sigma_h S_o \phi \quad \dots \quad 11$$

Para obtener el valor de la saturación de aceite (S_o) es necesario determinar las otras variables, incluyendo $\Sigma_{m,s}$, que es el valor con mayor grado de dificultad de calcular con precisión.

La técnica de registro-inyección-registro (LIL) mejora la determinación de la S_o cuando se inyecta agua de salinidad contrastante con la de formación¹³⁵. Se han desarrollado diversos estudios con el objeto de mejorar su capacidad¹³⁶⁻¹⁴⁰, de los cuales se han logrado excelentes resultados en algunas aplicaciones de campo¹⁴¹⁻¹⁴⁵. Este procedimiento en conjunción con el PNC puede ayudar a eliminar la incertidumbre en la evaluación de la porosidad. No obstante, este método es aún más complicado debido a que se requiere un procedimiento adicional de inyección, asociado a la incertidumbre de tipo de mediciones¹⁴⁶. La principal ventaja del método PNC consiste en la alta precisión que se puede lograr (de buena a excelente) en agujeros ademados.

Con el registro carbón/oxígeno (C/O) es posible calcular la S_o mediante la determinación de ciertas cantidades relativas de algunos elementos¹⁴⁷⁻¹⁵², tales como C/O y Ca/Si. Se han

realizado muchas mejoras en el diseño de la herramienta^{167, 168}, así como en las técnicas de interpretación durante los últimos años. Debido a esto, se ha vuelto práctico el uso del registro C/O en la determinación de la Sor^{153, 154}. Además, la relación C/O es insensible al contenido de cloro del pozo ó del agua de la formación, por lo que éste registro se puede usar en donde el PNC no funciona adecuadamente. Este registro tiene una profundidad de investigación de aproximadamente 8.5 pulgadas dentro de la formación, por lo que es necesario saber la profundidad de invasión para realizar las correcciones necesarias¹⁵⁴.

Para el cálculo de la Sor a partir del registro C/O, se emplea una ecuación lineal propuesta para formaciones homogéneas, de litología y porosidad constantes¹⁷⁴:

$$Sor = ((C/O)_{1.00} - (C/O)_w) / ((C/O)_o - (C/O)_w) \dots 12$$

donde: $(C/O)_{1.00}$ = medición de los registros de la relación Carbón/Oxígeno.

$(C/O)_w$ = relación Carbón/Oxígeno de la roca saturada de agua.

$(C/O)_o$ = relación Carbón/Oxígeno de la roca saturada de aceite

Para yacimientos de areniscas con buena porosidad es posible emplear la técnica de las gráficas cruzadas para obtener una mayor precisión en la interpretación de la respuesta del registro C/O¹⁵⁰, con esto se han obtenido excelentes resultados en el cálculo de la Sor en algunas pruebas de campo¹²⁴.

Cuando se emplea el registro de rayos gama en conjunción con la técnica LIL se obtienen inicialmente los gama naturales¹³⁷, luego se inyecta una solución con un trazador radioactivo y se vuelve a registrar la formación, con lo cual es posible evaluar apropiadamente la Sor. Aunque se ha observado que existe un reemplazamiento incompleto del agua de formación por la salmuera radioactiva, lo cual provoca la mayor fuente de error en este método¹³⁸. No obstante, como el registro de rayos gama tiene una mayor resolución vertical en comparación con el de inducción (resistividad) ó el registro PNL, es muy útil para el caso de yacimientos estratificados, ya que nos proporciona un perfil vertical confiable de la Sor.

IV.A.4.- Registro de densidad: En 1983 fue desarrollado un nuevo método para la determinación de la Sor a partir de las mediciones de densidad de la roca y de los fluidos de la formación. El registro de densidad también se puede emplear en combinación con las técnicas de registro-inyección-registro, mediante las cuales es posible mejorar el cálculo de la Sor. Este método consiste de una inyección inicial con un fluido de densidad mayor a la del agua de la formación, luego se toma un registro de densidad y se inyecta un fluido de densidad mayor al agua de formación y de diferente densidad a la del primer fluido inyectado, finalmente se toma un segundo registro de densidad y otro para determinar la porosidad. Con esta información es posible determinar las saturaciones del agua y del aceite¹⁴⁰.

El registro gravimétrico es muy útil para la determinación confiable de la Sor¹⁴¹. Este registro gravimétrico se coloca transversal al agujero para medir la gravedad de la tierra en un radio de 50 pies en varias localizaciones. Con estas mediciones se determina el gradiente gravitacional a partir de la diferencia en las mediciones de la gravedad terrestre obtenidas de las lecturas en las localizaciones sucesivas. La densidad de la roca de la formación se calcula de la variación del gradiente gravitacional a esas localizaciones y de la densidad de la matriz, del agua, del aceite, y de la porosidad de la formación, A partir de ésta información se calcula la Sor.

Si se emplea al registro de gravedad con el de resistividad¹⁴² se obtiene una solución simultánea para la densidad de la roca y para la ecuación de Archie¹⁴³, de donde es posible obtener la porosidad y la saturación de agua de la formación probada, y de la sustracción a la unidad de la saturación del agua, se calcula la saturación de aceite

IV.A.5.- Balance de materia: Los métodos de balance de materia nos proporcionan una idea del contenido de aceite en promedio para cualquier campo que ha producido un cierto volumen de aceite de una cantidad inicial estimada para ese yacimiento. Las ecuaciones de balance volumétrico ó de materia se emplean para calcular el aceite inicial. El aceite recuperable final se puede predecir antes de que se alcance una saturación residual de aceite (Sor), con:

- 1).- Curvas de Declinación
- 2).- Ecuaciones de Balance de Materia
- 3).- Simuladores Numéricos de Yacimientos

Con esto es posible calcular una cantidad de aceite recuperable, pero para esto es necesario contar con una cantidad substancial de historia de producción. El principal problema que se presenta con el empleo de la Ecuación de Balance de Materia, es precisamente la falta de la información adecuada para determinar el volumen inicial de aceite, el comportamiento del yacimiento y la Sor. En general, se tienen dos puntos débiles importantes cuando se emplea la ecuación de balance de materia, lo cual hace de que método se vuelva cualitativo:

- 1).- Los errores en los datos básicos que están involucrados con el valor final calculado de Sor.

- 2.- Esto conduce a un valor promedio de Sor en el yacimiento. Teóricamente equivalente al balance de materia, los simuladores numéricos son útiles para obtener una distribución areal de la Sor.

IV.A.6.- Pruebas de pozo: Para el cálculo de la Sor a partir de las pruebas de pozo es necesario realizar una evaluación previa de la permeabilidad efectiva a partir de las pruebas transitorias de presión, con esta información y con la ayuda de las curvas de permeabilidades relativas, se puede obtener un valor promedio de la Sor en el área de drenaje del pozo, ya que las permeabilidades relativas agua-aceite están en

función de la saturación del agua (ó del aceite), por lo que la saturación de aceite se puede determinar a partir de las permeabilidades efectivas calculadas de alguno de los métodos de pruebas de pozos^{123, 166}.

En resumen, la saturación de aceite (incluyendo la S_{or}) se puede evaluar empleando la compresibilidad total estimada de pruebas de interferencia ó de pulsos¹⁶⁶⁻¹⁶⁹. Este método no es válido cuando existe una saturación de gas libre en la formación. La precisión de esta técnica en la determinación de la saturación de aceite se considera pobre, debido a la dificultad de conseguir un factor de compresibilidad adecuado. Existe otro método que emplea los valores de las permeabilidades relativas para estimar la saturación de aceite a partir de la ecuación de Darcy y de la relación agua-aceite producida^{166, 167} cuando el gas producido se encuentra en solución, es decir:

$$K_{rw}/K_{ro} = q_w B_w \mu_w / q_o B_o \mu_o = WOR \cdot B_w \mu_w / B_o \mu_o \dots 13$$

Una vez obtenido este valor, se emplean las curvas de K_r 's para evaluar la S_{or} . La saturación obtenida con este método es comparable al que se tendría de pruebas de presión si se contase con un juego confiable de K_r 's. Existen algunas técnicas alternas para este método que emplean un procedimiento de ensaye-error¹⁷⁰ por medio de gráficas, para determinar la saturación de aceite en base a la ecuación de flujo fraccional y la historia de producción, con lo cual se obtiene un valor aproximado de S_{or} .

Las cantidades de aceite, gas y agua estimadas para cada pozo se pueden configurar para obtener la distribución de las saturaciones en el campo. Aunque también, debido a las características de las pruebas transitorias de presión, la cantidad de aceite (o saturación) se puede estimar de los cambios de presión en los pozos^{171, 172} con lo cual se tendrá un valor promedio de saturación de una prueba particular en un pozo, casi similar al de balance de materia.

En 1982, Al-Kalifa, Aziz y Horner¹⁷³ desarrollaron un nuevo modelo para el análisis de pruebas de presión en pozos con flujo multifásico, empleando la ecuación de difusividad con la P^2 como variable dependiente. Para 1987, Serra, Peres y Reynolds¹⁷⁴ propusieron un nuevo método para estimar la permeabilidad efectiva y la saturación de aceite en la cara de la formación a partir de las mediciones directas de la presión de fondo fluyendo y del gasto. Posteriormente, estos mismos autores propusieron un nuevo método para calcular la saturación de aceite también en la cara de la formación en función de la presión, y cuya ventaja principal consiste en que no se requieren las permeabilidades relativas^{175, 177}. Además, cuando se calcula la permeabilidad efectiva de la fase aceite a condiciones de flujo estacionarias, se considera que la movilidad del aceite, $k_{ro}/(v_o B_o)$, es función lineal de la presión, lo cual sólo representa una de las condiciones necesarias para que sea factible de aplicar el método de P^2 . Tampoco se conoce el rango de aplicabilidad de estos métodos ni la influencia de la saturación sobre la respuesta del

pozo, que además por ser representativa para la cara del pozo, no es de mucha importancia para evaluar un proceso de recuperación, ó bien para proponer alguno.

IV.B.- Determinación de la Sor entre Pozos: En 1981 se desarrolló un método para medir directamente la distribución de saturaciones entre varios pozos⁷⁶. En éste método se determina la resistividad de la formación mediante la generación de corrientes eléctricas y la medición de potenciales entre pozos distribuidos geoméricamente através del campo, luego se emplea la ecuación de Poisson para encontrar la distribución de las saturaciones de fluidos a partir de las mediciones de corriente eléctrica y de potencial.

En 1971, Cooke Jr. diseñó una prueba para determinar la Sor entre pozos empleando varios trazadores⁷⁷. Su técnica consiste en la inyección de dos ó más trazadores, con diferentes coeficientes de partición entre las fases agua y aceite. Conforme el fluido trazador se mueve através del yacimiento, uno de estos es retardado más que el otro. La saturación residual promedio entre pozos se puede calcular observando el grado de separación de los trazadores en el pozo de observación.

El método desarrollado por Jones y Parson en 1974⁷⁸, también se puede emplear para determinar la Sor promedio (aceite residual y móvil) entre dos pozos. En esta técnica, se inyecta un fluido que desplaza tanto al aceite como al agua hasta el pozo de

observación, en donde se mide el tiempo de arribo del banco aceite-agua, y la detección de un cambio en la presión de fondo. Sin embargo, aún no se ha reportado ninguna prueba de campo de estos métodos, probablemente debido al largo período de tiempo requerido para mover el fluido inyectado de un pozo a otro.

IV.C.-Errores e Incertidumbres en la Evaluación de la Sor:

La medición de los errores durante la evaluación de la Sor está compuesta de dos partes:

- a).- Errores Sistemáticos
- b).- Errores Aleatorios

Los problemas generales y los métodos de análisis involucrados en la determinación de la Sor se discuten en las siguientes secciones.

IV.C.1.- Errores sistemáticos: Los errores sistemáticos son unidireccionales en magnitud y son causados por las pobres condiciones de medición. Los errores sistemáticos en la determinación de la Sor pueden ser debidos a problemas de contaminación, heterogeneidad, falta de calibración, duplicación e interferencia entre pozos. La forma en que estos factores afectan la determinación de la Sor es descrita a continuación:

i).- Contaminación¹⁰⁰, se define como el cambio en el contenido de fluidos y en la distribución de los mismos en el pozo, debido a los fluidos de perforación ó de producción del yacimiento. La contaminación puede cambiar la saturación de aceite, alterar la mojabilidad de la roca, causar reacciones

químicas con la roca de la formación y depositar sólidos suspendidos en el lodo. Debido a esto, la contaminación impide obtener predicciones reales de Sor. Por ejemplo, la saturación de aceite estimada con la ecuación de balance de materia, debe tomar en cuenta la entrada de agua ó bien la producción de aceite.

ii).- Si se calcula la Sor a partir de un modelo numérico para yacimientos homogéneos, el valor obtenido será diferente del valor real de la Sor existente en una formación heterogénea. Algunos de los principales problemas de heterogeneidad son causados por: a).- Los procedimientos de inyección (tales como los trazadores químicos ó radioactivos) que son físicamente incapaces de desplazar totalmente a los fluidos del yacimiento¹⁹⁸, b).- La presencia de estratos que distorsionan la respuesta del registro, c).- La selección de muestras de núcleo transversales, d).- La falta de modelos adecuados para yacimientos heterogéneos que sean capaces de interpretar bajo condiciones reales las pruebas realizadas con trazadores, e).- El empleo de métodos pseudocientíficos para el cálculo de las propiedades promedio del fluido y de la roca. Estos problemas hacen que la medición de la Sor sea substancialmente diferente de los valores reales de Sor.

iii).- La calibración inadecuada ocurre cuando el modelo de interpretación empleado es diferente de las condiciones reales del yacimiento ó del pozo. Las suposiciones involucradas

en el modelo de interpretación se deben conocer para evitar serios errores de extrapolación¹⁴⁴.

iv).- La duplicidad de los procesos del yacimiento en el laboratorio son difíciles de realizar debido a que no se conocen las condiciones in situ con certeza. Las suposiciones equivocadas acerca de las condiciones del yacimiento pueden conducir a errores sistemáticos en las mediciones de laboratorio ó en la interpretación de los datos¹⁴⁵.

v).- La interferencia en el pozo se debe a la presencia de tuberías, cemento ó de un daño a la formación que afecta los valores registrados. Los factores de corrección para las herramientas de registro a menudo se obtienen empíricamente, por lo que no es posible fijar condiciones específicas.

Los errores sistemáticos inciden en forma importante en el cálculo erróneo de la Sor, sin importar que tan cuidadosamente se hayan tomado las mediciones. Debido a lo cual, se deben seleccionar los métodos que provoquen un menor error sistemático en el cálculo de la Sor

IV.C.2.- Errores aleatorios (casuales ó fortuitos): Los errores aleatorios son aquellas desviaciones que se obtienen de la mejor estimación medida que se pueden cuantificar con confiabilidad para un resultado particular. Las causas generales de errores aleatorios son :

i).- Errores de redondeo después de un dígito significativo.

ii).- Empleo de técnicas empíricas para calcular el promedio de algunos datos para el desarrollo de relaciones generales.

iii).- Datos promedio generales para los cálculos, y

iv).- Repetibilidad en las mediciones.

Para evaluar los errores aleatorios en la determinación de la Sor, se puede emplear la técnica de análisis del Método de Montecarlo¹⁴³ asociada a una ecuación de error¹⁷⁴. Es decir, si la Sor y la ϕ , así como sus desviaciones estándar (Sor y ϕ) se conocen, el error aleatorio ó de incertidumbre del producto Sor \cdot ϕ , estará dado por:

$$\begin{aligned}
 (Sor \phi) &= \left(\left(\frac{\Sigma(Sor \phi)}{\Sigma \phi} \right)^2 \Sigma \phi^2 + \left(\frac{\Sigma(Sor \phi)}{\phi Sor} \right)^2 Sor^2 \right)^{1/2} \\
 &= (Sor + \phi^2 + \phi^2 Sor^2)^{1/2} \dots 14
 \end{aligned}$$

Como se observa en el ejemplo anterior, mientras más parámetros se encuentran involucrados, mayor es el error aleatorio. Asimismo, cuando se toman mediciones directas (como cuando se emplea el registro magnético nuclear) los errores aleatorios tenderán a ser pequeños. Por lo cual, en el caso de mediciones indirectas se producirán errores de incertidumbre muy importantes. Es decir, esto ocurrirá en la mayoría de las técnicas que emplean registros para el cálculo de la Sor.

Entre ellos se puede destacar la incertidumbre que provoca la determinación de la porosidad, siendo ésta la mayor fuente de error aleatorio¹³⁹. De esta forma, si se desea obtener un valor confiable de Sor se debe emplear una técnica apropiada para obtener un valor real de la porosidad.

Otra fuente de error aleatorio se genera cuando se emplean algunas relaciones empíricas en el cálculo de una de las propiedades de la roca en base a una respuesta del registro. Es por esta razón que la técnica de registro-inyección-registro (LIL) resulta confiable, ya que emplea una cantidad mínima de parámetros para la determinación de la Sor¹⁴⁰.

Es posible emplear el Método de Montecarlo para investigar la incertidumbre (error aleatorio) de los valores obtenidos de la Sor¹⁴¹. Con esto se puede desarrollar un modelo matemático capaz de describir la técnica de medición. También se puede emplear para simular una serie de ensayos. La incertidumbre derivada de cada valor obtenido de Sor a partir del registro, se incrementará a medida que disminuye la porosidad ó la saturación de aceite.

IV.C.3.- Errores en el cálculo de la Sor en un pozo:

Los errores sistemáticos y aleatorios dependen de la técnica usada, de las propiedades del fluido y de la roca, así como de las condiciones mecánicas bajo las cuales la Sor es determinada.

Algunas de estas condiciones producen errores sistemáticos, los cuales hacen que los valores de Sor calculados sean erróneos. Otros pueden afectar la incertidumbre en la Sor obtenida.

A continuación se realiza un análisis de los errores e incertidumbres asociados en la determinación de la Sor con los métodos para un solo pozo:

IV.C.3.i.- Análisis de núcleos: La Sor obtenida del análisis de núcleos es la única posible medición directa de la saturación de aceite. Los procedimientos estándar de los análisis de laboratorio para la determinación de la saturación están bien documentados en la literatura técnica¹⁰⁰. Generalmente, para cada pozo en particular, el aspecto económico determina el grado de sofisticación en la técnica del análisis a emplear. Sin embargo, la Sor derivada del análisis de núcleos sufre de serios errores sistemáticos durante las operaciones de núcleo y de manejo, así como de errores aleatorios durante el análisis de los núcleos para la determinación de la Sor. Este tipo de error es pequeño, por lo cual se pueden despreciar, no ocurriendo lo mismo en el caso de errores sistemáticos, los cuales no se pueden eliminar completamente. La Sor medida del núcleo convencional es mucho menor a un valor in situ, debido principalmente a¹⁰⁰:

a).- Invasión del núcleo por el filtrado del lodo durante las operaciones de núcleo.

b).- El desplazamiento del aceite debido a la expansión del gas al disminuir la presión.

c).- El encogimiento del aceite debido a la pérdida de los componentes ligeros (gas) y a la reducción en la temperatura.

Es por esto que la determinación de la Sor a partir del análisis de núcleos da por resultado una saturación residual de aceite "mínima". Se han propuesto varios factores para corregir los valores obtenidos de Sor a partir de núcleos convencionales, pero estos factores de corrección solamente se pueden considerar como guías cualitativas.

El núcleo a presión, evita la expansión del gas y el encogimiento del aceite para la determinación de la Sor¹⁰⁶. La Sor promedio obtenida de este tipo de núcleos, raramente excede la Sor determinada de las técnicas con registros. De donde se induce que la expulsión de aceite del núcleo debido al filtrado del lodo de perforación es un problema importante, por lo cual es conveniente emplear fluidos de perforación con bajo filtrado, así como espumas¹⁰⁵, al cual se considera como un fluido alternativo ideal en las operaciones llevadas a cabo para la determinación óptima de la Sor con núcleos tomados a presión.

IV.C.3.ii.- Pruebas con trazadores: La determinación de la Sor a partir de los trazadores a contraflujo¹⁰⁹ es casi igual o menor a la la Sor que se obtiene por otros métodos^{97,75}. Esto se debe a que la Sor se evalúa de la porción de mayor

permeabilidad en la formación productora, de la cual se obtiene un valor de Sor promedio ponderado a la permeabilidad. Si el valor de la Sor calculada de este tipo de prueba es similar a aquellos valores determinados por otros métodos, indicará que la formación analizada es relativamente homogénea. Si la Sor derivada de una prueba con trazadores es mucho menor a los valores determinados por otros métodos, entonces será necesario obtener una mayor información para una interpretación apropiada.

Las formaciones homogéneas resultan ideales para las pruebas con trazadores a contraflujo. Actualmente sólo se encuentran disponibles algunos modelos para interpretar este tipo de pruebas en yacimientos homogéneos. Sin embargo, es posible realizar algunas modificaciones a estos modelos para considerar el efecto de movimiento (dirección), estratificación, dilución, flujo multifásico, relación de movilidades diferentes a uno, fracturas, propiedades de la roca, etc.¹¹².

Los coeficientes de partición del trazador tienen un marcado efecto en la determinación de la Sor. Además, estos coeficientes de partición varían con la temperatura de formación, salinidad, relación gas-aceite, concentración del trazador y las características del crudo¹¹³. El control y el entendimiento de estos parámetros del yacimiento es entonces importante para evaluar correctamente la Sor. También son importantes los efectos de la inyección de salmuera en el gas disuelto del aceite residual.

Cuando se inyecta una solución salina a un yacimiento, ésta generalmente tiende a separar del aceite residual la parte de su gas disuelto, modificándose entonces el volumen de aceite y los coeficientes de partición. Debido a esto, es necesario que en el modelo se integren algunas ecuaciones que describan la separación de gas para interpretar adecuadamente la prueba. Ya que en las pruebas con trazadores se involucra una gran área del yacimiento, es posible cuantificar confiablemente la S_{or} tanto areal como verticalmente, ya sea de una zona lavada ó de una zona alterada alrededor del pozo.

IV.C.3.iii.- Registros de pozo: Cuando se emplean los registros geofísicos para el cálculo de la S_{or} en el yacimiento se obtiene un valor aproximado, como se muestra en la tabla 4, a consecuencia de los errores sistemáticos y aleatorios, ya que estos métodos no miden directamente la cantidad de aceite en el yacimiento, sino que se determina en forma indirecta, mediante la medición de algunas propiedades secundarias, como son: el exponente de cementación (m) y el exponente de saturación (n) cuando se emplean los registros de resistividad¹⁹⁴. Desafortunadamente los valores de m y n , generalmente no se conocen con certeza para la determinar aceptablemente un valor de S_{or} . En el registro convencional de captura de pulsos neutrón¹⁹⁵ es necesario determinar el valor de captura de sección transversal de la matriz (Σ_{ma}) para obtener la S_{or} . Este valor, Σ_{ma} , se puede estimar a partir de la litología, lo cual hace aún más complejo el análisis.

T A B L A # 4VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS METODOS DE MEDICION DE LA SOR

M E T O D O	V E N T A J A S	D E S V E N T A J A S
-N U C L E O		
CONVENCIONAL	-Existe gran disponibilidad	-Es difícil obtener Sor in situ
PRESURIZADO	- <u>Excelente precisión</u>	-Se requieren nuevos pozos
-T R A Z A D O R E S		
	-Precisión regular a <u>excelente</u>	-Es necesario un programa para interpretar la prueba
	-Se cuantifican grandes volúmenes de yacimiento.	-Se emplean para yacimientos relativamente homogéneos
	-Se puede seleccionar el área de investigación.	-Se obtiene una Sor promedio
-R E G I S T R O S		
RESIST CONVENCIONAL	-Existe gran disponibilidad	-Precisión pobre
	-Gran radio de investigación	
L I L	- <u>Excelente resolución</u>	
NML CONVENCIONAL		-Precisión pobre
INY.-REGISTRO	-Mide directamente la Sor	
	- <u>Excelente resolución</u>	
CONSTANTE DIELECTRICA		
CONVENCIONAL	-No tiene efecto de salinidad	-Precisión pobre
E P T		
CONVENCIONAL	-No tiene efecto de salinidad	-Precisión pobre
		-Corta prof. de investigación
P N C		
CONVENCIONAL		-Precisión pobre
LIL(agua)	-Excelente resolución	
LIL(químicos)	-No se requiere la porosidad	-Se necesitan 3 inyecciones
LIL(ac.clorin)	-Se determina la saturación de aceite móvil.	-Se requieren 4 inyecciones
C / D		
CONVENCIONAL	-No tiene efecto de salinidad	-Precisión dudosa
LIL(agua)	-" " " " "	
LIL(químicos)	-" " " " "	-Se requieren 3 inyecciones
	-No se requiere la porosidad	
* RAYOS GAMA		
CONVENCIONAL	-Buena resolución vertical	-Precisión dudosa
	-Se tiene gran disponibilidad	
LIL(agua/químicos)		-Es difícil de eliminar la radioactividad después de la segunda corrida

TABLA # 4 Continua:

VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS METODOS DE MEDICION DE LA SOR

	V E N T A J A S	D E S V E N T A J A S
REGISTRO DE DENSIDAD		
CONVENCIONAL	-Gran radio de investigación	-Presición dudosa
LIL	- " " " "	- " " "
-BALANCE DE MATERIA	-Cálculos muy sencillos	-Se requiere información real de producción.
		-Presición pobre
-PRUEBAS EN POZOS		
PERMEABILIDA EFECTIVA		-Presición pobre
COMPRESIBILIDAD TDAL		- " "
RELACION AGUA-ACEITE	-Cálculos muy sencillos	- " "
-SIMULACION NUMERICA	-Distribución areal de la Sor	-Presición pobre
-DETERMINACION DE Sor ENTRE POZOS		
RESISTIVIDAD	-Cálculo de Sor entre pozos	-Sin pruebas de campo
		-Se necesitan mejoras
TRAZADOR DE POZO A POZO	- " " "	-Un largo período de tiempo
DESPLAZAMIENTO DE ACEITE	- " " "	- " " " " "

Cuando se emplea el registro convencional NML se obtienen los índices del fluido libre, tanto para el aceite como para el agua, a fin de determinar la Sor. A partir de las radiaciones del aceite, agua y de la roca, medidas con el registro C/D es posible evaluar la Sor. Debido a la baja presición de los métodos que emplean algunos de los registros convencionales ($\pm 10\%$ ó más) existen muy pocas aplicaciones de campo para la determinación de la Sor⁴⁴.

Se ha desarrollado una nueva técnica para medir la Sor in situ con el registro de densidad ^{40. 41}, sin embargo aún no se ha llevado a cabo ninguna prueba de campo, las cuales son muy

importantes para conocer la precisión de la nueva técnica durante el cálculo de la Sor, ó bien para evitar los posibles problemas que se pudiesen presentar durante la prueba.

IV.C.3.iv.- Registro-inyección-registro: Las técnicas LIL fueron diseñadas para reducir la incertidumbre en las mediciones de la Sor de los técnicas con registros convencionales. La precisión que se logra con los registros convencionales en general resulta pobre. Sin embargo, con las técnicas LIL se puede alcanzar, bajo condiciones favorables, una excelente precisión ($\pm 2\%$). Si se comparan todos los métodos que emplean registros, la técnica con la que se logra una mayor precisión sería una combinación del registro NML con la técnica LIL, debido a que con este método se mide directamente la cantidad de aceite en el espacio poroso alrededor del pozo, pero solamente se puede emplear en agujeros descubiertos.

Es posible emplear favorablemente las técnicas LIL con los registros de resistividad, PNC y C/O. No obstante, aún no se ha reportado ninguna prueba de campo en la cual se haya empleado el LIL con el registro rayos gama, el de constante dieléctrica ó el de propagación electromagnética. Existen algunas dificultades cuando se emplea la técnica LIL con el registro de rayos gama para tomar en cuenta ó para eliminar la radioactividad del pozo. En la tabla 5, se presenta un resumen de las limitaciones y de la precisión de cada una de las técnicas para determinar la Sor.

T A B L A # 5LIMITACIONES Y PRECISION DE LOS METODOS PARA LA SOR

	POZO ADEMADO	PERIFIL VERTICAL	PRUEBAS DE CAMPO	*PRECISION ESPERADA	PROFUNDIDAD DE INVESTIG.
N U C L E O					
CONVENCIONAL	Pozo en	SI	SI	Pobre	< 10 pulg.
PRESURIZADO	Perforación	SI	SI	Buena- <u>Excelente</u>	" "
TRAZADORES	SI	NO	SI	Regular- <u>Excelente</u>	15-40 pies
REGISTROS					
RESIST. CONV.	NO	SI	SI	Pobre	2-20 pulg.
L I L **	NO	SI	SI	Buena- <u>Excelente</u>	" "
N M L					
NML CONV.	NO	SI	SI	Pobre	2.5 pulg.
NML INY-REG.	NO	SI	SI	<u>Excelente</u>	" "
CONSTE. DIELEC.					
CONVENCIONAL	NO	SI	SI	Pobre-Regular	1.3-1.7 pulg.
EPT CONV.	NO	SI	SI	limitada experiencia	2.0 pulg.
P N L					
PNC CONV.	SI	SI	SI	Pobre	7-24 pulg.
LIL (agua)	SI	SI	SI	Buena- <u>Excelente</u>	" "
LIL(químicos)	SI	SI	lim. exper.	Poca-experiencia	" "
LIL(aceite clorín)	SI	SI	SI	" "	" "
C / O					
CONVENCIONAL	SI	SI	lim. exper.	Regular-Buena	8.5 pulg.
LIL (agua)	SI	SI	" "	Buena- <u>Excelente</u>	" "
LIL(químicos)	SI	SI	" "	limitada experiencia	" "
RAYOS GAMA					
CONVENCIONAL	SI	SI	lim. exper.	parece ser <u>Excelente</u>	2-4 pulg.
LIL(agua/quím)	SI	SI	NO	" " " "	" "
REG. DE DENSIDAD					
CONVENCIONAL	SI	SI	NO	Desconocida	50 pulg.
LIL**	SI	SI	NO	"	" "
BALANCE DE MATERIA	SI	NO	SI	Pobre	Todo el Yac.
PRUEBAS EN POZOS					
PERM. EFECTIVA	SI	NO	SI	Pobre-Regular	Area de Drene
COMPRES. TOTAL	SI	NO	SI	Pobre	Dist. entre pozos
REL. AGUA-ACEITE	SI	NO	SI	Pobre-Regular	Area de Drene
SIMULACION NUMERICA	SI	NO	SI	Pobre	Todo el Yac.
Sor ENTRE POZOS					
RESISTIVIDAD	NO	NO	NO	Desconocida-Dist.	entre pozos
TRAZADOR POZO A POZO	SI	NO	limitada experiencia	" "	" "
DESPLAZAMIENTO ACEITE	SI	NO	NO	" "	" "

* Precisión esperada: Desviación estándar del volumen poroso fraccional en rocas con porosidades mayores a 0.25. Si la porosidad de la roca es menor a este valor, entonces la precisión esperada será aún más pobre que la presentada en la tabla.

** Registro-Inyección-Registro.

La técnica LIL parece muy fuerte en la teoría, pero en realidad es muy compleja en la práctica. Para poder lograr una buena medición de Sor se requiere un valor real de porosidad, el análisis de la salmuera, un buen control de las condiciones del pozo y de los procedimientos de inyección. Los problemas generales asociados con los procesos LIL se describen a continuación.

a.- La solución inyectada, en general es incapaz de desplazar toda la salmuera de la formación, lo cual ocasiona un fuerte error en la evaluación de la Sor. En este caso, es posible realizar un procedimiento alternativo, en el cual se inyecta una salmuera igual a la de la formación y se corre el registro PNL antes y después de la inyección alterna de fluido¹⁹⁰. De los valores tomados del primer registro se determina la fracción de aceite móvil (si ésta existe), y del segundo registro se determina la Sor.

Además, es posible calcular la eficiencia de desplazamiento de la salmuera inyectada si se comparan las lecturas de los registros de antes y después de la inyección del fluido alternativo, el cual se emplea para corregir los valores obtenidos de Sor.

b.- En los yacimientos preferentemente mojables al agua, el fluido inyectado parece desplazar al agua de la formación en dos regiones parcialmente separadas, debido a la diferencia en la velocidad de desplazamiento.

c.- Si se inyectan iones metálicos paramagnéticos antes de correr el registro NML, estos pueden llegar a ser absorbidos por la matriz de la roca, debido a lo cual es recomendable inyectar iones metálicos que sean menos absorbibles.

d.- Una de las técnicas más populares es la LIL - químicos, en donde los fluidos químicos que se inyectan son capaces de desplazar el aceite residual lejos del pozo, posteriormente se registra la formación y se reinyecta una salmuera similar a la congénita u algún otro fluido antes de registrar por segunda ocasión a la formación. Sin embargo, en ciertos casos se ha observado que existe un llenado parcial del espacio poroso por parte de los fluidos inyectados, siendo necesario corregir la Sor obtenida con la eficiencia de barrido.

e.- Es posible emplear agua radioactiva en lugar de un agua con salinidad que contraste con la de la formación cuando se emplea el registro de rayos gama en combinación con la técnica LIL, sin embargo aún no se ha realizado ninguna prueba de campo debido al problema que representa tomar en cuenta la radioactividad que permanece en el pozo. Recientemente se han llevado a cabo algunos estudios para determinar bajo que condiciones del yacimiento, equipo de medición, condiciones del

pozo y de inyección se obtienen mejores resultados¹³⁴. En un yacimientos homogéneos sin gas libre, con alta porosidad, permeabilidad y Sor, es posible obtener una mayor presión.

En los yacimientos fracturados no es conveniente emplear esta técnica, ya que las fracturas constituyen un medio continuo de flujo por donde se pueden formar canales de flujo que reducen la eficiencia de barrido de los fluidos inyectados. Es necesario verificar que las herramientas se encuentren calibradas antes de la prueba. Cuando se corre un registro en repetidas veces (de 6 a 10 ocasiones), estos se deben realizar a velocidades similares con objeto de reducir los errores aleatorios.

Resulta mucho más conveniente evaluar una zona pequeña en lugar de una zona grande, ya que de esta forma se tiene un mejor control sobre la inyección. Asimismo, es preferible realizar las pruebas en aquellos intervalos recientemente disparados que en aquellos que ya tienen un cierto período de producción, ya que de esta manera se evita la formación de obstrucciones, la producción de arena y los cambios drásticos en la porosidad. Finalmente, para que los resultados obtenidos sean confiables, se debe tener un control adecuado sobre la presión y los gastos de inyección, evitando el fracturar la matriz.

VI.C.3.v.- Balance de materia: Es posible calcular la Sor con la ecuación de balance de materia¹³⁴, la cual considera

cuatro variables que generalmente no se conocen con precisión, entre las cuales se incluyen: 1) el aceite inicial, 2) el tamaño del casquete de gas, 3) la compresibilidad de la roca, y 4) la geometría del agujero. En la mayoría de los casos es difícil conocer con exactitud el volumen inicial de aceite, ya que la saturación de aceite que permanece después de un cierto período de producción no se determina adecuadamente. Otro de los principales problemas que se presentan con la ecuación de balance de materia se tiene cuando se trata de segregar (separar) los efectos de la expansión del gas y del aceite, de la expansión de la roca y del agua del yacimiento. Estos efectos están asociados a los cambios de presión, debido a esto se tiene una baja precisión en la evaluación de la S_{or}^{101} . Además de que con este método sólo es posible calcular un valor promedio de S_{or} para todo el yacimiento y no un valor para un lugar específico de interés. Mediante la simulación numérica de yacimientos se puede estimar un valor de S_{or} , realizando un previo ajuste de la historia de presión-producción, dicho valor también sufre de las incertidumbres relacionadas con la precisión de los parámetros iniciales requeridos por el modelo. De esta manera, es posible obtener una distribución areal de la S_{or} , con una baja precisión.

IV.C.3.vi.- Pruebas en pozos: Los datos de una prueba transitoria de presión en un pozo, así como los de una prueba de incremento ó de decremento se pueden emplear con curvas de permeabilidades relativas obtenidas del análisis de núcleos para estimar la saturación in situ. Estas pruebas de presión se pueden

llevar a cabo en varios pozos (pruebas de interferencia ó de pulsos), las cuales también se pueden usar para calcular la saturación residual de aceite. De estas pruebas se obtienen dos valores independientes de saturación, una de la permeabilidad y otro de la compresibilidad que se calcula de la prueba. La saturación de aceite estimada a partir de las pruebas transitorias de presión, representa un valor promedio de toda la región afectada por la prueba. Para el análisis de estas pruebas, generalmente se considera que el intervalo probado es homogéneo, isotrópico y presenta una distribución uniforme de saturaciones¹⁰¹.

Para evaluar la Sor a partir de una prueba de presión es necesario conocer la variación del gasto con la presión, de la cual se obtiene un valor aproximado de la permeabilidad relativa de la fase fluyente, la cual es empleada en las curvas de las permeabilidades relativas para estimar la saturación en la vecindad del pozo. A continuación se presentan las incertidumbres que se tienen cuando se emplean cualquiera de los diferentes técnicas con las pruebas transitorias de presión durante la determinación de la Sor:

1).- Método de la permeabilidad efectiva: Con esta técnica se tiene una mayor incertidumbre en la estimación de la Sor, que aquella que se pudiese tener a partir de las pruebas LIL ó de cualquier método que mida directamente la Sor. La impresión de este método esta relacionada inicialmente con la

se han tenido avances notables en este renglón. También se tiene una gran incertidumbre en la selección de núcleos representativos del yacimiento que se puedan emplear para el análisis de la prueba.

2).- Método de compresibilidad total¹⁹⁴: La respuesta de la formación a los cambios de presión no se debe únicamente a las variaciones de la compresibilidad con los cambios en la Sor, además de que estos no son lo suficientemente sensibles como para evaluar adecuadamente la Sor en el área de drenaje del pozo. La variación en la compresibilidad calculada se puede deber a grandes heterogeneidades del yacimiento, tales como cambios litológicos, barreras, etc., en vez de las variaciones de la Sor. Generalmente se considera que este método es menos preciso que el de la permeabilidad relativa.

3).- Relación agua-aceite: Este método es más popular que los dos anteriores, debido principalmente a que en algunos casos resulta demasiado fácil obtener la saturación de aceite. De esta forma, también es posible analizar el comportamiento del yacimiento¹⁹². Sin embargo en este método no se considera el posible daño que pudiese tener el pozo, así como las permeabilidades efectivas a cada fluido que se pueden obtener de una prueba transitoria de presión.

IV.C.4.- Errores en el cálculo de la Sor entre pozos:

El éxito de una prueba de resistividad en el cálculo de la Sor entre pozos, depende de que tan bien se pueda medir la resistividad aparente entre dos pozos. La corriente eléctrica que

se genere entre los dos pozos debe ser más que suficiente para las mediciones de resistividad. Por consiguiente, es necesario contar con un amperímetro de alta sensibilidad, así como la generación de una fuerte corriente eléctrica para obtener un valor confiable de la Sor entre pozos. En este método, la distribución de la Sor se puede calcular a partir de algunos modelos matemáticos.

Para la determinación de la Sor entre pozos con los métodos de trazador de pozo a pozo²⁷ y el de desplazamiento de aceite²⁸, se requiere de un largo período de tiempo para mover el fluido trazador ó el químico de un pozo a otro, con lo cual sólo es posible obtener un valor de la Sor existente entre los dos pozos probados, y no una distribución de la Sor en el campo.

La precisión de estos métodos²⁷⁻²⁸ para determinar la Sor entre pozos aún no se conoce, debido a que no se han reportado pruebas de campo. Además, es necesario realizar algunas mejoras a los instrumentos, así como a las técnicas de interpretación antes de que se lleve a cabo alguna prueba.

IV.D.- Técnicas Recomendadas para Evaluar la Sor :

Wyman²⁹ presentó una guía general para seleccionar la mejor técnica para determinar la Sor bajo ciertas condiciones del pozo y del yacimiento, a lo cual sólo se le incorporó la del registro carbón/oxígeno, como se muestra en la tabla 6. Las técnicas que se seleccionen para determinar la Sor deben

considerar las condiciones del pozo. Por ejemplo, el registro NML proporciona el valor más confiable de Sor en agujeros descubiertos, el núcleo a presión siempre es recomendable en pozos que se encuentren en perforación, las pruebas con trazadores a contraflujo resultan útiles para medir la Sor en agujeros ademados y que presentan alteraciones en la vecindad del pozo (es decir, conservan las condiciones iniciales), las pruebas de presión y las técnicas de simulación se pueden considerar como métodos suplementarios para evaluar la Sor.

T A B L A # 6
PROCEDIMIENTOS SUGERIDOS PARA LA
DETERMINACION DE LA Sor

CONDICION DEL POZO	N U C L E O CONV. PRESION	REG.-INY.-REG. RESIS-NML-PNL-C/O	TRAZADOR A CONTRAFLUJO	PBAS DE POZO O SIMULACION
--------------------	------------------------------	-------------------------------------	---------------------------	------------------------------

AGUJERO DESC.

EN PERF.	1*	1	2**	2	3***
EN PROD.		2	1	1	2
CON DAÑO		2		1	3

AGUJERO ADEMADO

PREV NUCLEADO	2			1	2	3
NO NUCLEADO				1	2	3
LAVADO O CON ZONA ALTERADA ALREDEDOR DEL POZO					1	3

* 1 = PRIMERA ELECCION
** 2 = SEGUNDA ELECCION
*** 3 = TERCERA ELECCION

Para asegurar buenos resultados se recomienda determinar la Sor de un sólo pozo dos veces¹¹², empleando un método diferente en cada prueba, como se muestra en la tabla 6. También, mediante a medición repetitiva de los registros en la misma formación (de 6 a 10 veces) se pueden reducir los errores aleatorios¹²⁷. Las formaciones con altas permeabilidades y relativamente pequeñas distancias entre pozos, resultan ideales para las pruebas con trazadores químicos a contraflujo.

IV.E.- Mejoras a los Métodos para Determinar la Sor :

Cada una de las técnicas que se emplean para determinar la Sor tiene sus propias ventajas, limitaciones y discrepancias. Sin embargo, es esencial que el valor que se determine de la Sor sea suficientemente preciso, ya que de esto depende en gran medida el éxito ó fracaso de cualquier proceso de Recuperación Secundaria ó Mejorada. A continuación se presentan algunas de las posibles mejoras a cada uno de los métodos que se emplean para evaluar la Sor.

IV.E.1.- Mejoras a los métodos para calcular la Sor en

un pozo: i.- Análisis de Núcleos: Como se discutió anteriormente, la invasión del filtrado de lodo en los núcleos es un problema importante en los núcleos presurizados, ya que de alguna forma se alteran las saturaciones del medio con los cambios de presión. Entonces es conveniente emplear un fluido con bajo filtrado cuando se toman núcleos a presión, sobretodo en yacimientos agotados. En estos casos, se recomienda el empleo de fluidos de

perforación de baja densidad, tales como espumas, que son los que mejores resultados han dado en pruebas de campo. Sin embargo, se debe tener en cuenta la degradación que sufren las espumas y los gradientes de presión no lineales que alteran el comportamiento de la espuma durante el núcleo. También es necesario estudiar el comportamiento de la presión de fondo resultante de las variaciones en la composición de la espuma y del depresionamiento anular durante esta operación.

Se ha continuado mejorando el equipo existente para el núcleo presurizado, conforme se ha incrementado su uso. No obstante, aún es necesario realizar algunas mejoras en el barril de muestreo con el objeto de recuperar un mayor porcentaje del núcleo a altas presiones y a altas temperaturas, entre las cuales se pueden listar¹⁰⁴:

Barril muestrero:

- 1.- Diámetros mayores de núcleo a las 3.5 pulgadas.
- 2.- Presiones de núcleo superior a 10,000 lb/pulg.²
- 3.- Temperaturas de muestreo superiores a los 400°F
- 4.- Posibilidad de tomar núcleos orientados.
- 5.- Algunas adaptaciones especiales para formaciones no consolidadas, y
- 6.- Diseños especiales de barrera (material especial, geometría, etc.) para formaciones heterogéneas

Unidad de Servicio.

- 1.- Incremento en la capacidad de la presión del equipo superficial.

2.- Mejoras a los fluidos de perforación o de terminación, para evitar el filtrado y la invasión.

3.- Investigar las innovaciones que se han llevado a cabo recientemente acerca de las técnicas de congelamiento.

ii).-Pruebas con trazador a contraflujo: La precisión de estas pruebas en la determinación de la Sor depende en gran medida del programa de interpretación empleado. Actualmente, se encuentra disponible al público un programa desarrollado por Antúnez y Brighman¹⁴ para interpretar las pruebas realizadas con trazadores. Hay que tener en cuenta que en este programa no se considera la dispersión molecular, estratificación de la formación, los posibles problemas de dilución, así como relaciones de movilidad diferentes a la unidad.

Para poder obtener un valor real de la Sor en un yacimiento heterogéneo (tal como fracturados) con una prueba de este tipo, es necesario realizar algunas mejoras al programa, también es importante el efecto de la inyección de salmuera sobre el contenido del gas disuelto en el aceite residual. Cuando se inyecta una solución salina, se separa del aceite residual su gas disuelto, lo cual indica que necesariamente serán alterados los coeficientes de partición de los trazadores. Debido a esto, es conveniente adicionar al modelo las ecuaciones necesarias que describan la separación del gas del aceite.

iii).- Registros geofísicos de pozos:

a).-Convencionales. Estas herramientas responden a los cambios en las concentraciones elementales en el medio de la

formación, adicionalmente a las señales del aceite, por lo que se realizan correcciones de acuerdo a la geometría del agujero, tubería y cemento, restando por investigar en el laboratorio y en el campo el efecto de la litología, arcilla y salinidad del agua en la respuesta de los registros de resistividad, PNC, C/O.

Mediante experimentos de laboratorio es posible obtener una caracterización de la respuesta de determinado tipo de matriz al estímulo del registro en varios medios ambientes. Con esto se puede lograr un mejor modelo matemático que describa formaciones complejas bajo un amplio rango de condiciones de campo.

En la mayoría de los estudios publicados sobre el registro C/O, se realiza solamente un análisis semicuantitativo de la Sor con muy pocas bases teóricas. La aplicación empírica de las gráficas cruzadas¹³⁰, tiene una mayor aproximación a la respuesta del registro C/O, con la restricción de que la porosidad debe de ser constante. En base a esto, esta técnica sólo se puede aplicar a yacimientos no-carbonatados y de buena porosidad. Entonces, es necesario mejorar la interpretación del registro C/O considerando el efecto de la variación en la porosidad en el método de las gráficas cruzadas.

iv).- Registro-inyección-registro: Si se emplea la técnica LIL en combinación con el registro de resistividad ó algunos otros (como el PNC, C/O), se puede obtener un valor más confiable al que se tendría si solamente se empleará el LIL, ya que con esto se puede alcanzar una precisión del 2-5 %. Esta

técnica no se ha empleado con el registro de constante dieléctrica ó el de propagación electromagnética en donde podría resultar muy útil para eliminar la incertidumbre en la medición del tiempo de propagación de la onda através de la matriz de la formación.

La técnica inyección-registro hace del registro NML una de las herramientas más precisa en la evaluación de la Sor, aún cuando es conveniente que el agua inyectada contenga iones paramagnéticos, ya que atenuarían cualquier señal del agua de formación, por lo que finalmente sólo se mediría la señal del aceite (I_0), con esto y la porosidad de la formación es posible calcular la Sor de la siguiente forma:

$$Sor = I_0 / \phi \quad \dots \quad 15$$

Como se puede observar en la ecuación anterior, la exactitud del valor de la Sor depende en gran parte de la certidumbre que se tenga de la porosidad de la formación. Se puede eliminar en gran medida la incertidumbre debida al desconocimiento de un valor exacto de la porosidad para la determinación de la Sor de la siguiente forma; después de que se ha registrado la zona que contiene aceite con el registro NML (I_{t1}), se inyecta una solución de agua que contenga iones paramagnéticos para amortiguar la señal del agua, y se vuelve a registrar la formación nuevamente (I_{t2}), por lo que la señal total (I_0) del NML de la formación será la suma de la señal del

aceite (I_o) y del agua (I_w) \cdot So. La señal NML medida antes y después de la inyección se puede expresar como:

$$I_{t1} = I_o + I_w = a(Sor)\phi + b(1 - Sor)\phi \quad \dots \quad 16$$

$$I_{t2} = I_o = a(Sor)\phi \quad \dots \quad 17$$

donde: a, b son las constantes de magnetización inducidas para el aceite y para el agua respectivamente.

Por lo que la porosidad (ϕ) se puede calcular restando las dos ecuaciones anteriores.

$$\phi = (I_{t1} - I_{t2}) / b(1 - Sor) \quad \dots \quad 18$$

Sustituyendo esta última expresión se obtiene la Sor:

$$Sor = (b I_{t2}) / ((I_{t1} - I_{t2}) + b I_{t2}) \quad \dots \quad 19$$

v).- Balance de materia: Es necesario mejorar la caracterización de la formación, sobretodo en aquellos parámetros críticos que inciden en el cálculo de la Sor. Recientemente se han desarrollado algunos procedimiento estocásticos para llevar a cabo la caracterización de algunos aculferos y que también sería posible aplicar esta técnica a los yacimientos petrolíferos para obtener una buena aproximación estadística de las propiedades existentes en la formación, pero para esto es conveniente conocer la génesis del yacimiento.

También será necesario identificar los factores geológicos y físicos que determinen la saturación de aceite y su

movimiento, así como los métodos a ser desarrollados para cuantificar estos factores en términos de saturación de aceite. Una vez que las variaciones areales de la porosidad de la formación y de las saturaciones iniciales de aceite se evalúan, es posible obtener valores confiables de la saturación de aceite empleando la ecuación de balance de materia.

Los simuladores numéricos se pueden emplear para predecir con un grado razonable de precisión, la distribución de la Sor a través del yacimiento. La exactitud de los valores obtenidos de la simulación dependen en gran medida de la descripción real del yacimiento, con la cual se alimenta al simulador numérico. En un futuro próximo será necesario desarrollar nuevos simuladores que sean capaces de considerar las heterogeneidades de la formación, todos los mecanismos posibles de producción, etc., con el objeto de obtener una distribución confiable del aceite remanente después de un cierto período de producción, empleando simuladores numéricos.

vi)- Pruebas de pozo: Las técnicas actuales para el análisis de las pruebas transitorias de presión no son capaces de evaluar adecuadamente la Sor, sólo se puede obtener una idea cualitativa de la saturación de aceite remanente en cierta etapa de producción (generalmente en la cara de la formación), sobre todo en yacimientos fracturados, formaciones estratificadas, así como en pozos con un considerable daño, aún cuando se han tenido considerables avances durante la última década. Dentro de estos

avances en el análisis de pruebas de presión, se considera que los programas de cómputo ofrecen la alternativa más viable para interpretar las pruebas en pozos en yacimientos heterogéneos, incluyendo a los yacimientos estratificados. Actualmente se están desarrollando nuevas técnicas para la interpretación de las heterogeneidades y de las anisotropías con pruebas de interferencia y de pulsos.

Para la mayoría de los métodos de evaluación de la Sor a partir de las pruebas en pozos, es necesario contar con una curva representativa de las permeabilidades relativas de los fluidos, la cual raramente se tiene, ya que para esto se requiere de una excelente caracterización del yacimiento, aún cuando en ciertos casos (yacimientos homogéneos) es posible derivar las Kr's a partir de un conocimiento adecuado de la geología y de las curvas de presión capilar.

IV.E.2.- Mejoras a los métodos para calcular la Sor entre pozos: Si se mide con gran precisión la resistividad aparente de la formación entre dos pozos, se puede calcular la Sor con gran exactitud. Para lograr esto, es necesario que la corriente eléctrica generada entre los dos pozos sea más que suficiente para la medición de la resistividad. Además, se debe contar con un amperímetro suficientemente sensible, así como con un equipo que sea capaz de generar fuertes corrientes eléctricas, a fin de que esta técnica sea factible.

Uno de los principales inconvenientes que se tienen en las pruebas con trazadores de pozo a pozo, es el largo período de tiempo que se requiere para lograr mover el trazador de un pozo a otro, lo cual limita su aplicabilidad. Abbaszadeh ¹⁹⁸² desarrolló un programa de cómputo para estudiar el efecto de la estratificación del yacimiento en una prueba de este tipo. Sin embargo, este programa aún requiere de muchas mejoras, entre las cuales se deben considerar las heterogeneidades de los yacimientos para determinar la distribución vertical de la Sor a partir de información obtenida de una prueba con trazadores.

V.- MOVILIZACION DE ACEITE RESIDUAL

Existe una gran cantidad de fondosmenos involucrados tanto en el entampamiento como en la movilización de aceite residual, los cuales están supeditados al flujo de fluidos a baja velocidad dentro del medio poroso. Es decir, tienen como frontera a la proximidad del sólido, que en gran medida determina la forma del desplazamiento a nivel microscópico de acuerdo a la distribución de los fluidos, y que subsecuentemente incide en el comportamiento macroscópico. De la misma manera, las interacciones de los fluidos con la roca del yacimiento determinan la cantidad de aceite residual, así como la forma en que ésta varía con el tiempo.

Una vez que la fase aceite se ha desconectado hidráulicamente del patrón de flujo, debido a que las fuerzas de

entrampamiento han dominado a las de movimiento como consecuencia precisamente de los ritmos de explotación, es necesario evaluar las condiciones bajo las cuales ha quedado entrampado el aceite a nivel microscópico, y en base a esto seleccionar alguna de las técnicas de desplazamiento. Comúnmente, son las fuerzas capilares en las interfases fluido-fluido las que predominan en el proceso de entrampamiento, por lo que son las responsables de las distintas formas microscópicas y macroscópicas del desplazamiento y del flujo de fluidos en el yacimiento. No obstante, la viscosidad desempeña un papel importante en la determinación de la forma del frente de desplazamiento

Es importante recordar que las variaciones microscópicas en la velocidad de flujo, que se deben a las heterogeneidades de la roca y a los gradientes de presión impuestos por la manera en la cual se está explotando el campo, así como las inestabilidades del flujo que son causadas por las diferencias en las viscosidades y las densidades de los fluidos desplazado y desplazante, son algunos de los efectos macroscópicos más importantes en un proceso de recuperación, y con cuyo conocimiento es posible minimizarlos durante un proceso de desplazamiento, y así alcanzar la máxima recuperación posible. Es decir, a partir del análisis microscópico del sistema roca-fluidos será posible inferir la técnica adecuada de recuperación, así como predecir su comportamiento empleando leyes de escalamiento adecuadas.

Una gran parte de aceite residual se encuentra en forma de gotas aisladas y en algunos casos, formando grandes grupos de glóbulos de aceite residual una vez que rompen su continuidad, por lo que finalmente permanecen atrapadas debido principalmente a la oposición de las fuerzas capilares. En base a esto, es necesario examinar la naturaleza de esas fuerzas de atrapamiento y las condiciones bajo las cuales estas pueden ser vencidas. Cuando la fase agua se encuentra rodeando la gota de aceite estacionaria, la interfase de la gota, excepto donde está ligada por sólido, tiene una curvatura constante. Si existe un gradiente de presión en la fase agua, la curvatura corriente abajo de la gota se incrementará y la curvatura corriente arriba disminuirá. Mientras las condiciones de frontera proporcionadas por el sólido y el ángulo de contacto permiten que la curvatura de la gota de aceite se ajuste localmente a los gradientes de presión impuestos, permaneciendo atrapado el aceite. Cuando el gradiente de presión es lo suficientemente grande para movilizar la gota de aceite, ocurrirá un proceso de imbibición (cuando el agua desplaza al aceite). Una vez que la relación crítica de las fuerzas viscosas a las capilares ha sido sobrepasada, ocurrirá la movilización del aceite¹⁰⁴. El comportamiento subsecuente depende de algunos de los efectos adicionales, entre los cuales se incluyen a la unión de otras gotas, la disolución y el atrapamiento posterior¹⁰⁵.

Una aplicación empírica para determinar como estos procesos afectan finalmente la recuperación del aceite se realiza a través del estudio de las relaciones del número capilar.

Este número representa un término genérico para la relación de fuerzas viscosas a capilares. Se han empleado varias formas para representar al número capilar, las cuales han sido revisadas recientemente por Taber¹⁹⁷². Una de las formas más comunes de calcular el número capilar, es con la ecuación de Darcy ó de la velocidad superficial, que se expresa de la siguiente forma:

$$v = (K_{rw} K_w / \mu) (P / L) \quad \dots \quad 20$$

donde: K_w = es la permeabilidad absoluta al agua

K_{rw} = es la permeabilidad relativa al agua

μ = representa la viscosidad del agua

P/L = es la caída de presión/unidad de long.

Esta es una de las formas del número capilar, $v\mu/\sigma$, que considera la ley de Darcy y las condiciones para la movilización de las gotas de aceite, ya que muestra que la relación entre el número capilar y la S_{or} deberían ser única para aquellos sistemas con diferentes permeabilidades pero de geometría porosa similar. A partir de la ley de Darcy, se puede expresar el número capilar, $v\mu/\sigma$, como:

$$v \mu / \sigma = (K_{rw} K_w / \mu) (P / L) \quad \dots \quad 21$$

Melrose y Brander¹⁹⁷³, presentaron una de las teorías más sencillas para predecir el rango de número capilar sobre el cual se puede estimar una cierta recuperación de aceite. La diferencia entre las presiones de drene y de imbibición, P_{dr} , P_{imb} , requeridas para llevar a cabo la movilización se pueden estimar a partir de la determinación de la histéresis de la curva

de presión capilar. Las mediciones y los cálculos de las condiciones para la movilización realizadas en varias geometrías de poro, han demostrado que la máxima recuperación corresponde a la máxima presión para la movilización. El volumen de aceite retenido en forma de gota es posible movilizarlo a presiones generalmente pequeñas, lo cual también se ha podido observar en algunas pruebas de laboratorio que confirman el concepto de conducción y de control del fluido movilizado¹⁷. De esta manera es posible reescribir la ecuación anterior como:

$$v_{\mu/\sigma} = (K_{rw} K_w / \mu) ((P_{dr} - P_{imb}) / L_b) \quad \dots \quad 22$$

donde: L_b = es la longitud característica de la gota.

En empacamientos aleatorios con esferas iguales y de porosidad constante, de 0.38, se tiene un valor de permeabilidad absoluta de la siguiente forma¹⁸:

$$K_w = 0.00317 R^2 \quad \dots \quad 23$$

donde: R = radio de la esfera del empacamiento.

La diferencia en la presión capilar para drenaje e imbibición está en función de la curvatura superficial por medio de la siguiente expresión:

$$P_{dr} - P_{imb} = 2\sigma (1/r_{dr} - 1/r_{imb}) \quad \dots \quad 24$$

donde: r_{dr} = radio de la curvatura para drenaje, y
 r_{imb} = radio de la curvatura para imbibición.

Para un tamaño de esfera dado, r_{gr} y r_{emb} , son proporcionales a R , de donde:

$$P_{gr} = P_{emb} * t / R \quad \dots 25$$

Si el mecanismo microscópico está dominado por los efectos de capilaridad, entonces las gotas formadas en empacamientos geoméricamente similares serán similares y la longitud típica de la gota, L_b , se podrá expresar como:

$$L_b = n R \quad \dots 26$$

donde: n = representa la constante de un empacamiento a otro, también por condiciones de similitud, las relaciones entre la K_{rw} y la saturación de aceite deberán ser independiente del tamaño de la gota.

Ya que el radio de la esfera en el empacamiento interviene en varios de los términos, se puede esperar que el número capilar sea independiente de dicho radio, así como de las relaciones entre v_{μ}/σ y del contenido de aceite residual, pues de ésta manera se puede obtener una curvatura de la interfase similar en sistemas de diferente permeabilidad pero de geometría análoga. Esto ha sido demostrado empleando empacamientos aleatorios con esferas iguales¹⁷⁴.

Para un sistema dado, el producto v_{μ} es proporcional a la presión de fractura. De esta manera, la única forma práctica para incrementar el número capilar en el yacimiento para obtener

un incremento en la recuperación, es mediante la reducción en la tensión interfacial a valores muy bajos. Se han formulado algunos sistemas con surfactantes que proporcionan bajas tensiones interfaciales. No obstante, existen algunas dificultades en la propagación de un bache químico que sea capaz de mantener tensiones interfaciales bajas conforme éste viaja através de la formación. Este problema está asociado con la absorción, el control de la movilidad, la dispersión, el intercambio iónico, así como algunos efectos relacionados a la salinidad, la temperatura y la heterogeneidad del yacimiento. Actualmente existe una amplia actividad de investigación para vencer estas dificultades.

Se pueden alcanzar en principio, una saturación residual de aceite pequeña por medio de un desplazamiento de agua con un alto número capilar. Pero para alcanzar una baja saturación residual de aceite a un número de capilar dado, es necesario llevar a cabo un desplazamiento del aceite en fase continua, ya que esto de alguna forma es función de los mecanismos de desplazamiento.

Mientras que para el desplazamiento de una gota de aceite se requiere que las diferencias entre drene e imbibición sean vencidas, para la prevención del entrampamiento de una potencial gota de aceite se requiere que la imbibición ocurra en el frente del cuerpo principal de flujo¹⁹⁹. Es importante hacer notar que los números capilares requeridos para movilizar un

cierto volumen de aceite son de casi 20 veces más que aquellos que se requieren para la prevención del entrapamiento¹²⁴ en medios sintéticos. No obstante, se ha observado que para medios consolidados es posible obtener mayores reducciones en la saturación residual de aceite, hasta casi un 50%, bajo condiciones similares. Conforme se incrementa la relación del tamaño de la garganta al poro, tiende a aumentar la cantidad de aceite atrapado en el espacio poroso y se vuelve más difícil de prevenir el entrapamiento.

Se han realizado diversos estudios para prevenir el entrapamiento en empacamientos sintéticos, en donde las fuerzas viscosas ó las gravitacionales no se encuentran involucradas directamente en la reducción de la cantidad de aceite atrapado¹²⁵. Generalmente se representan las fuerzas gravitacionales en función del número de Bond, $\delta g R^2 / \sigma$, el cual representa una relación de una carga hidrostática microscópica (proporcional a $\delta g R$) a la fuerza capilar (proporcional a σ / R).

A partir de los experimentos de desplazamiento realizados por Morrow y Songkran en 1981¹²⁶, dentro del rango en que las fuerzas viscosas y las de flotación tuvieron una marcada influencia en el mecanismo de entrapamiento, se observó que la reducción en la fase no mojante residual podía correlacionarse adecuadamente con una combinación lineal del número capilar con el de Bond. Además, debido al efecto de flotación sobre el entrapamiento, éste es independiente del gasto, por lo que la

linealidad observada a consecuencia de las fuerzas viscosas sobre el mecanismo de atrapamiento microscópico, a las velocidades necesariamente altas de desplazamiento, se pueden atribuir al efecto del gradiente de presión fluyendo sobre la curvatura en la interfase.

De acuerdo a las características de los fluidos y de la roca del yacimiento, es posible definir las mejores condiciones de explotación del campo, bajo las cuales se tenga una relación favorable de fuerzas viscosas a las gravitacionales, empleando la correlación anteriormente propuesta, y en caso de ser necesario, también se puede emplear un fluido desplazante para mejorar dicha relación, así como para disminuir el período de explotación con una consiguiente mayor rentabilidad. Hay que tener en cuenta que una vez que el aceite ha quedado atrapado, resulta más difícil y costoso movilizarlo. Para esto existen varias técnicas ya sea de recuperación secundaria ó mejorada, que son factibles de llevar a la práctica con muy buenos resultados, entre las cuales cabe destacar a la recuperación microbiológica, recuperación térmica, la inyección de N_2 , CO_2 , soluciones alcalinas, polímeros, además de algunas aplicaciones de procesos recientemente patentados, como son los sistemas lambda, desplazamientos con fluidos magnetizados, inducción de ondas electromagnéticas, etc., los que serán brevemente tratados en los siguientes párrafos.

V.A.- Potencial del Aceite Susceptible a ser Movilizado:

En México se ha podido mantener la demanda nacional de hidrocarburos durante los últimos años, así como las cuotas de exportación, a tal grado que era posible dejar cierta producción en válvulas, lo cual dejaba un cierto margen para eventuales necesidades. Sin embargo, a la fecha ya se comienza a sentir la falta de ciertos hidrocarburos (como el gas natural), los cuales han tenido que ser importados. También se ha observado una fuerte declinación a nivel de campo y aún mayor a nivel de pozo.

Los descubrimientos de nuevos campos han venido disminuyendo sin lograr restituir la producción de hidrocarburos, lo cual ha resultado en una disminución en las reservas, las cuales podrían mantenerse si se mejorara la explotación de los pozos y de los campos, así como el que se realizara un mayor esfuerzo en la exploración marina y en la plataforma continental a una mayor profundidad, aunque los costos asociados a estas actividades de exploración son elevadas. Sin embargo, es necesario mantener un cierto ritmo de exploración, ya que de lo contrario se tendrán serios problemas a mediano plazo, aún cuando existe la posibilidad de incrementar las reservas disminuyendo la saturación residual de aceite mediante la aplicación de alguna de las técnicas de recuperación mejorada que sea atractivamente económica. Actualmente es factible evaluar el potencial de recuperación mejorada de acuerdo al tipo de yacimiento y de fluidos.

La recuperación promedio de los campos es de alrededor del 20% del aceite inicial. Es decir, generalmente se deja un volumen de aceite remanente equivalente al 80% del aceite inicial. El cual se podría reducir mediante la aplicación de alguna de las técnicas de recuperación mejorada y la optimización de la explotación de cada pozo de una forma económicamente atractiva. Existen varias técnicas susceptibles de aplicarse inmediatamente para incrementar en forma substancial la recuperación de aceite, algunas de las cuales será descritas en los siguientes párrafos.

VI.B.- Inyección de Agua:

En México, la inyección de agua al yacimiento es la técnica preferida para incrementar la recuperación de aceite después del agotamiento natural. Sin embargo, aún después del desplazamiento por agua existe una gran cantidad de aceite remanente, más del 50% del volumen inicial de aceite, el cual es susceptible de extraerse mediante la aplicación de alguna de las técnicas que comúnmente se emplean posteriormente al barrido con agua, a un costo mayor que si se hubiese implementado desde un principio.

Una de las ventajas que se tendrían con la inyección de agua, además del incremento en la recuperación, sería el mejor conocimiento que se lograría del yacimiento una vez que se ha observado el comportamiento inyección-producción con el objeto de anticipar los posibles problemas que se presentarían en un

proceso de desplazamiento posterior. En aquellos campos en los que se está llevando a cabo un proceso de inyección de agua, se cuenta con este fluido de inyección en forma abundante y solamente se invierte muy poco en el tratamiento; además actualmente se tiene una gran experiencia para llevar a cabo un proyecto de este tipo.

No obstante, la eficiencia de recuperación resulta muy baja, ya que el agua por si sola es incapáz de desplazar físicamente a la mayor parte del aceite, esto se vuelve crítico en el caso de yacimientos fracturados, dado que cuando los ritmos de extracción son muy altos, el agua tiende a fluir por las fracturas sin desplazar al aceite existente en la matriz de la roca. Esto puede mejorarse agregando algunos aditivos. Otro problema que se presenta bajo ciertas circunstancias, es el manejo de grandes volúmenes de agua durante la mayor parte de la vida de un proyecto de inyección de agua.

Actualmente se encuentran un gran número de campos que han estado sujetos a un proceso de inyección de agua y algunos otros que están a punto de serlo, por lo que los equipos de inyección que se encuentran en dichos campos se pueden emplear en otros campos con mejores perspectivas. Esto disminuye aún más el costo para inyectar el agua con objeto de incrementar la recuperación de estos campos, la cual podría incrementarse más si se agregara al agua algún aditivo que le ayude a mejorar la eficiencia de recuperación, tales como los polímeros,

surfactantes, soluciones miscelares, alcoholes, soluciones alcalinas, etc., sin necesidad de realizar una gran inversión.

Es importante recordar que para cualquier proceso de desplazamiento es indispensable conocer las características del sistema roca-fluidos, así como la cantidad y la distribución del aceite remanente, a fin de planear la mejor estrategia de producción, mediante el empleo de la simulación numérica de yacimientos a nivel macroscópico y microscópico, confirmado con pruebas de laboratorio y piloto, con lo cual se podrá asegurar una alta recuperación.

V.C.- Inyección de Gas:

Recientemente ha tomado gran importancia la inyección de gas como técnica de recuperación mejorada para aumentar la recuperación de aceite. Se ha convertido en uno de los procesos más atractivos, pues se han alcanzado recuperaciones hasta del 66% adicional (en el yacimiento Raleigh/Houston). En la mayoría de estos campos, la inyección de gas se realizaba con el propósito de mantener a cierto nivel la presión del yacimiento y almacenar el gas para su uso futuro. En pocos yacimientos se pretendía que la inyección de gas alcanzase la miscibilidad entre el gas inyectado y el aceite del yacimiento. Cuando se alcanza la miscibilidad, los efectos capilares desaparecen y se logra una eficiencia de desplazamiento de casi 100% en la zona barrida.

Debido al constante incremento tanto en el precio como en la demanda del gas natural se buscaron algunos otros sustitutos con características similares, dentro de los cuales se seleccionaron al dióxido de carbono (CO_2), el gas de combustión, el aire y el nitrógeno (N_2).

El uso del CO_2 y del gas de combustión ocasionan grandes problemas de corrosión, y el oxígeno que contiene el aire es altamente reactivo, lo cual causa problemas intolerables tanto en los sistemas superficiales como en el yacimiento, también forma mezclas explosivas, ignición espontánea, corrosión, alteración de la formación, etc. El nitrógeno es más económico que el CO_2 y que el gas natural, es un gas inerte no corrosivo. Además, debido a que tiene propiedades similares al gas natural, es lógico esperar que actúe de igual forma. Por lo anterior se concluye que el nitrógeno es un excelente sustituto del gas natural y por consiguiente puede emplearse para incrementar la recuperación de hidrocarburos.

Ahora bien, la selección del proceso a ser empleado no es función únicamente de las características del yacimiento, sino de factores económicos, leyes de conservación locales y de la disponibilidad de los fluidos necesarios para el proceso. Si se encuentra que dos ó más métodos ofrecen la misma recuperación y la misma aplicabilidad al yacimiento, la selección final dependerá entonces de la evaluación económica de los métodos considerados.

Algunos autores consideran que el CO_2 ofrece excelentes posibilidades de aplicación si se encuentra disponible en un área cercana al yacimiento al que se desea inyectar CO_2 , ya que de esta forma se reduce substancialmente el costo del CO_2 , hasta casi 1.50 dólares/MMPC. Se debe tener cuidado con el control de la movilidad, pues el CO_2 tiene una gran movilidad, la cual se puede controlar empleando algunas espumas o gels, con esto se podrá incrementar su eficiencia de barrido, tanto en desplazamientos inmiscibles como en miscibles¹²³.

V.C.1.- Desplazamiento inmiscible: Dos fluidos realmente inmiscibles están siempre separados por una interfase bien definida, cuyo espesor es de dimensiones moleculares. Las superficies circundantes entre los fluidos desempeñan un papel crucial en los movimientos microscópicos de flujo y de desplazamiento en el medio poroso, los cuales afectan particularmente el frente de desplazamiento. A nivel microscópico, su existencia y forma se encuentran determinados por los efectos combinados de la geometría de poro y el comportamiento mojante de los fluidos que se encuentran en el poro, con respecto a las superficies de los espacios porosos.

La velocidad y la distribución de las presiones es muy variable cuando se tienen números de Reynolds y tensiones interfaciales bajas, por lo que la relación de fuerzas viscosas a capilares hace que existan pequeños cambios en la forma del menisco de una interfase estacionaria dada.

A un instante dado, una gran parte de las interfases se encuentran en estado estacionario con respecto a sus fronteras, donde los cambios pequeños en la curvatura de la interfase presentará barreras temporales al flujo del aceite. De esta manera, conforme se inyecta un volumen mayor de agua, se incrementará la curvatura en la interfase, dificultando el flujo de aceite y consecuentemente se obtienen recuperaciones bajas con esta técnica.

V.C.2.- Desplazamiento miscible: El desplazamiento miscible de hidrocarburos fue inicialmente sugerido por Whorton y Kieschnick¹⁹⁶ en 1950. Posteriormente ha recibido una atención considerable en la industria petrolera. El bajo precio y la enorme cantidad de gas disponible, favorecieron entonces su uso para la inyección. Actualmente se investigan otros fluidos ya que actualmente el abastecimiento de gas es limitado.

A través de los esfuerzos en la investigación de la industria petrolera en años recientes, se ha desarrollado el desplazamiento miscible como un medio óptimo para obtener altas recuperaciones de aceite en algunos yacimientos. Generalmente se le define al fenómeno de miscibilidad como "la condición física entre dos fluidos que se pueden mezclar en toda proporción sin la existencia de una interfase", si estos fluidos no se pueden mezclar en toda proporción, se les considerará inmiscibles. Esta clase de desplazamientos está controlada principalmente por los

efectos de la presión, temperatura, composición del aceite y del fluido desplazante.

V.D.- Desplazamiento Químico'''' :

A principios de la década de los 60's y principios de los 70's, se llevaron a cabo diversas pruebas de laboratorio con surfactantes, las cuales demostraron la factibilidad de emplear surfactantes ó polímeros-micelas para incrementar la recuperación de aceite de una manera económica, en aquellos campos que habían estado sujetos a la inyección de agua. También se estimó una eficiencia de recuperación de casi el 50% de la saturación residual de aceite a un costo de \$6-\$8/bl, inyectando de 10-12 lb/bl de surfactante-cosurfactante y menos de una libra de polímero por cada barril de aceite extraído.

Sin embargo, en varias pruebas de campo se han observado eficiencias de recuperación que varían del 7% al 30% del aceite remanente, para lo cual ha sido necesario inyectar de 13-37 lb/bl de surfactante-cosurfactante para extraer un barril de aceite a un costo que fluctúa entre \$14 y \$25/bl, lo cual vuelve a esta técnica poco factible de aplicarse debido a sus altos costos.

Existen algunos yacimientos con condiciones preferentemente mojables al aceite, por lo cual se logran bajas recuperaciones cuando se trata de inyectar agua en este tipo de

formaciones. Esta condición se puede modificar inyectando una solución alcalina, ya que de esta forma se puede desplazar parte del aceite que anteriormente se encontraba adherido a la pared de la roca del yacimiento.

Una solución alcalina consiste básicamente de una cierta cantidad de hidróxido de sodio ó bien de sodio ortosilicato diluido en agua, lo cual ocasiona una baja tensión interfacial entre el aceite del yacimiento y el fluido inyectado, particularmente en aceites ligeros, de baja densidad.

Para obtener un barril de aceite de un desplazamiento alcalino, se requiere inyectar entre 40 y 61 libras de solución alcalina, si el costo por libra de esta solución es de aproximadamente 15 centavos de dólar, se requerirá una inversión de \$7-\$8.00/bl, el cual sería ligeramente mayor si se emplea un bache de polimeros para mejorar la movilidad y la eficiencia de barrido.

Uno de los métodos más populares de recuperación mejorada es precisamente la inyección de polimeros de alto peso molecular y solubles en agua. Estos se le pueden agregar al agua para incrementar su viscosidad y mejorar el barrido del yacimiento. En algunas ocasiones se emplean específicamente para incrementar la eficiencia vertical de barrido, así como para taponar algunos canales permeables de flujo ó zonas ladronas.

Se ha visto que los polimeros funcionan mejor en aquellos yacimientos que no son apropiados para un desplazamiento con agua, entre los cuales se encuentran aquellos yacimientos fracturados con aceites ligeros, en los que es posible mejorar la eficiencia vertical y retrasar el surgimiento del agua para dar un mayor tiempo a que se embeba el agua dentro de la matriz de la roca, así como en los yacimientos con aceites moderadamente viscosos (mayores a 10 cp.), en donde un desplazamiento de éste tipo podría tener una mayor eficiencia de recuperación, un volumen menor del agua producida y un mejor control en la movilidad del fluido desplazante.

Tomando en cuenta los últimos avances en esta técnica, se puede alcanzar una recuperación adicional de un 2% a un 8% del aceite residual. Si el costo por libra de polímero es de \$1-\$2, y se requiere de 1-2 lb/bl de aceite recuperable, entonces el costo por barril de aceite extraído con esta técnica será de \$2-\$6.00. Con estos costos es atractivo aplicar un proceso de inyección de polimeros en vez de una inyección de agua desde un principio, ya que de esta forma se tendrá una mayor recuperación.

V.E.- Recuperación Térmica¹²³ :

La inyección de vapor es el principal método de recuperación mejorada, pues desde finales de 1960 se comenzaron a desarrollar proyectos de inyección de vapor en campos petroleros.

La mayoría de estos procesos de inyección de vapor se han llevado a cabo en yacimientos someros de areniscas con aceites pesados.

Bajo condiciones favorables se han logrado obtener recuperaciones de casi el 45% del aceite inicial, más un 15% de recuperación primaria, hace una recuperación total del 60% del aceite inicial. Al parecer, ésta recuperación de aceite está en función del volumen de vapor inyectado, ya que los proyectos con mayores recuperaciones, inyectaron volúmenes equivalentes mayores. En promedio, se han inyectado casi 5 bl. de vapor/bl. de aceite recuperado.

Si se considera que el costo por cada barril de vapor, incluyendo los costos del agua y sustancias químicas necesarias, será de casi \$1.80/bl, y para extraer un barril de aceite se requieren de 4-6 bls. de vapor, entonces se necesitan aproximadamente de \$7 a \$11.00/bl. de aceite pesado recuperado. Estos costos se pueden disminuir si se emplea parte del vapor para generar la energía eléctrica necesaria para la inyección del vapor.

A finales de 1950 se llevaron a cabo una serie de pruebas de campo de la combustión in situ, en las cuales se pudo observar parte de la complejidad de esta técnica. El comportamiento de un proceso de combustión in situ depende en gran parte de las características de la formación, la selección del proceso ya sea seco ó húmedo, así como de los volúmenes de

aire inyectados. A partir de las últimas pruebas exitosas, se observó que las mayores recuperaciones se logran cuando se mantienen relaciones aire/aceite de 4-17 Mpc/bl. Suponiendo que el costo del aire fuera de \$0.60/Mpc, incluyendo los costos de operación y mantenimiento de un compresor de alta presión, así como de la inyección del agua para un proceso húmedo, el costo de un barril de aceite extraído con esta técnica será de \$6-\$9.00/bl. Lo cual también lo convierte en uno de los procesos de recuperación mejorada económicamente atractivo.

V.F.- Biotecnología y Producción de Microorganismos¹²²:

Una de las técnicas de Recuperación Mejorada (REM) que quizás tiene mejores perspectivas debido a su bajo costo y facilidad de aplicación, es precisamente la Biotecnología, la cual como su nombre lo indica, emplea microorganismos celulares, ó bien parte de sus productos para incrementar la recuperación de aceite en yacimientos que contienen crudos con densidades que varían entre 15 y 35° API.

Entre las principales funciones que se aprovechan de los microorganismos en los procesos, REM, se encuentran:

i.- Bioproducción de materiales inyectables: Se emplean bacterias ó biopolímeros para realizar un desplazamiento con polímeros convencional ó miscelar-polímero.

ii.- Emulsificación y desenmulsificación de algunos de los hidrocarburos producidos: Es la separación biológica del aceite-agua y quizás la disminución de la viscosidad.

iii.-Desulfuración y desnitrógenización de hidrocarburos: Significa la remoción biológica del ambiente de las partículas de sulfuro y de nitrógeno

iv.- Bioproducción in situ de polímeros y surfactantes: Involucra la inyección de productos químicos dentro del yacimiento, como pueden ser los mismos polímeros para controlar la movilidad, surfactantes para disminuir la tensión interfacial o ácidos para incrementar la porosidad.

v.- Bioproducción in situ de gases miscibles e inmiscibles: Mediante la inyección de algunas bacterias que producen gases, ya sea para incrementar la presión o para reaccionar con el crudo y formar un frente miscible.

vi.- Taponamiento selectivo de la formación: Se crean regiones impermeables al taponar las zonas ladronas, forzando al movimiento del aceite hacia los pozos productores e incrementando la eficiencia de recuperación.

Se han empleado a los microorganismos como potenciales metabolizadores del crudo desde antes de la Segunda Guerra Mundial, algunas de estas bacterias se encuentran en forma natural en los yacimientos petrolíferos, como son la bacteria algae y la fungi. Actualmente se encuentra disponible una gran variedad de estos microorganismos, los cuales se están sujetos a las condiciones ambientales cuidadosamente controladas (como son el medio, temperatura, organismos competitivos, así como las posibles fuentes de estos microorganismos, etc.).

Una de las principales ventajas de esta tecnología, consiste precisamente en su capacidad exponencial de reproducción a las condiciones del yacimiento, se duplican al cabo de 20 min. Entre estos se encuentran los organismos mutantes, los cuales han sido desarrollados modificando su estructura genética, aún cuando la mayoría conserva sus rasgos originales. No obstante, dan lugar a una nueva forma de vida mucho más resistente y adaptable a las condiciones extremas del yacimiento, así como a la generación de sustancias que mejoran la recuperación del aceite.

El empleo de los microorganismos para mejorar la recuperación de aceite es una de las técnicas más atractivas económicamente hablando. Se han realizado diversos desplazamientos en formaciones con permeabilidades que varían de 134 md. hasta 1920 md., observándose una mayor recuperación en las formaciones con menor permeabilidad, las cuales fluctuaron entre un 7.5% hasta un 75%. En general, se determinó que la producción de gases (CO_2 , H_2 , N_2 y CH_4) no es el único factor que ayuda a incrementar la recuperación, ya que también influyen los surfactantes generados y el crecimiento de los microorganismos.

El mecanismo general que se sigue en un proceso de este tipo, consiste de una inyección primaria de las bacterias, seguidas de la inyección de nutrientes y del cierre del pozo durante casi un mes para permitir el crecimiento y la generación de sustancias que ayuden a la movilización del aceite,

posteriormente se abre el pozo a producción, hasta que finalmente se agota y deja de producir.

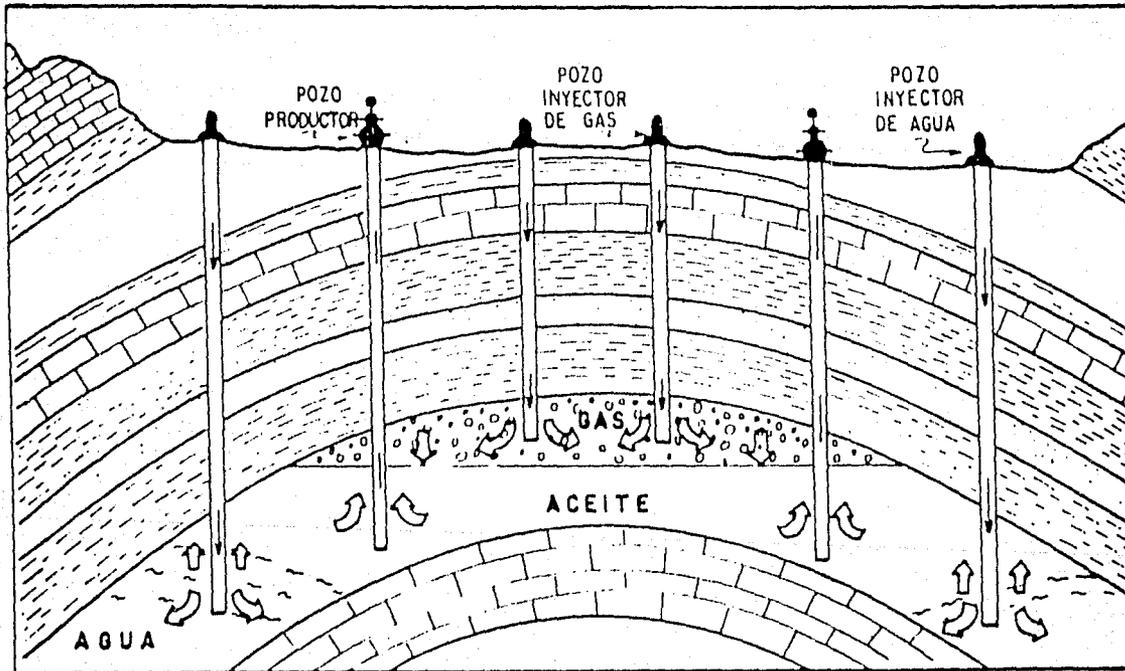
VI.- CALCULO DE LA Sor EN EL CAMPO POZA RICA REF.195:

El Campo Poza Rica se encuentra geológicamente localizado en la porción sur de la ensenada de Tampico, cuya principal formación productora es la caliza Tamabra perteneciente al período Cretácico Medio. En vista de la rápida declinación tanto de la presión como de la producción observada a principios de 1950, se decidió aplicar un programa de mantenimiento de presión mediante la inyección de gas y posteriormente se llevó a cabo un desplazamiento frontal por inyección de agua, Fig. 19.

Actualmente, éste Campo se encuentra en un avanzado estado de agotamiento, sin embargo la recuperación aún es relativamente baja (aproximadamente de un 26% del volumen de aceite inicial), lo cual significa que aún existe una gran cantidad de aceite remanente que podría recuperarse si se determina su distribución y la magnitud de las fuerzas retentivas.

Existe una gran variedad de herramientas y técnicas básicas para la determinación de la saturación residual de aceite, pero solamente fué posible emplear algunas de ellas (núcleo convencional, registros eléctricos, registro TDT, correlaciones, balance de materia y permeabilidades relativas),

♦ Fig. 19: PROGRAMA DE MANTENIMIENTO DE LA PRESION Y LA PRODUCCION EN EL CAMPO ' Poza Rica '.

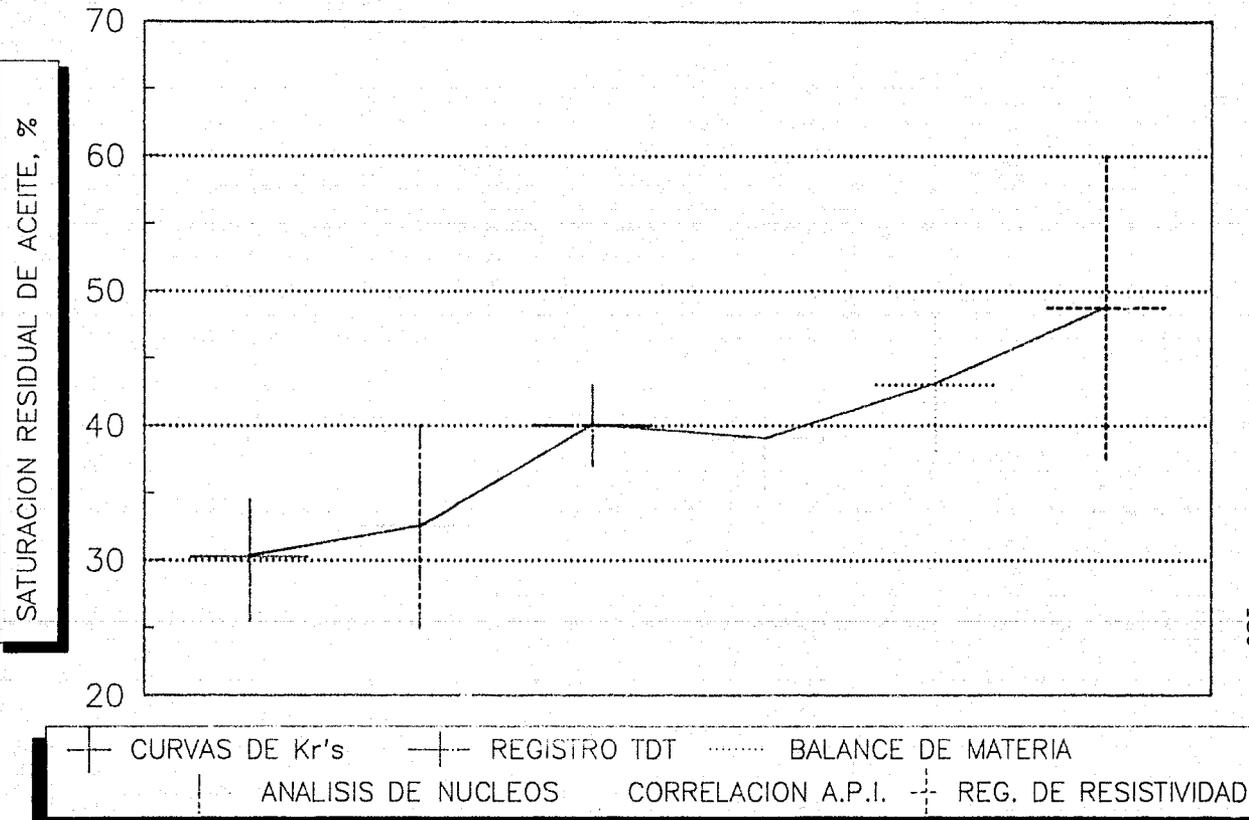


con las cuales se obtuvo una buena aproximación de la Sor, acorde al estado de agotamiento del yacimiento.

La saturación residual calculada a partir de estas técnicas varió de un 30 a un 45% del volumen de poros, como se puede apreciar en la Fig. 20. En ésta figura se puede apreciar que los valores obtenidos de los registros de resistividad resultaron ser los mayores, ya que estos registros convencionales no proporcionan la saturación de aceite cuando parte del gas comienza a liberarse.

Debido a esto, fué necesario tratar de evaluar la saturación de gas libre empleando la correlación de los registros neutrón densidad, la cual resultó ser de aproximadamente un 8.2% en promedio en aquellos intervalos que fueron probados y resultaron invadidos. Con estos valores se calculó la saturación residual de aceite en dichos intervalos, dando por resultado valores más confiables, del orden de 40-50% del volumen de poros. Estos valores de saturación generalmente resultan mayores a los que se obtienen mediante pruebas de desplazamiento, ya sea de imbibición o a contraflujo en el laboratorio. Cabe observar que tanto los valores obtenidos de Sor del registro TDT y de la correlación publicada por la API¹⁹⁶⁰ fueron los que resultaron más confiables para este caso. Desafortunadamente no se cuenta con pruebas de presión ó de trazadores a contraflujo para confirmar la precisión de los valores obtenidos. No obstante, estos indican la presencia de suficiente volumen remanente a ser recuperado por

Fig. 20: DETERMINACIONES DE LA SATURACION RESIDUAL DE ACEITE en el Campo 'Poza Rica'.



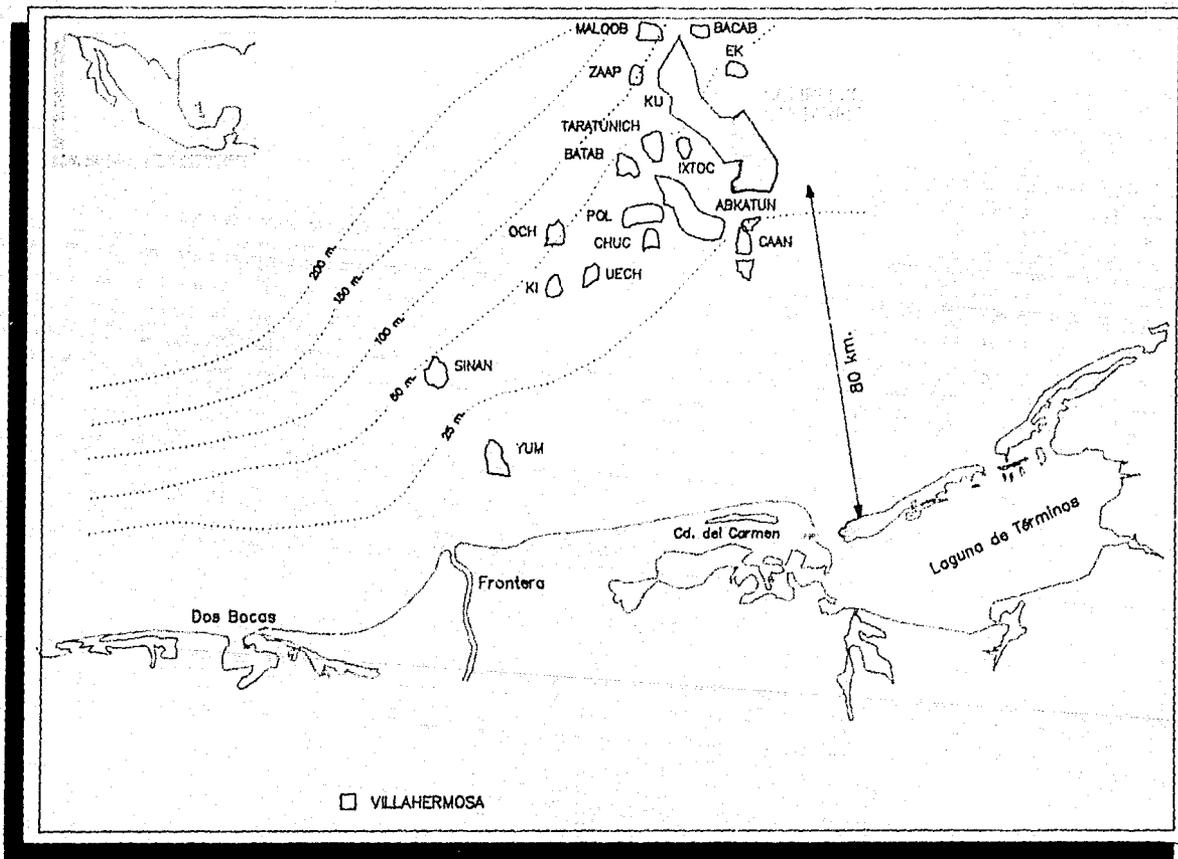
un segundo barrido. En conclusión, se podría decir que el valor promedio de la Sor en aquellas zonas cercanas a la línea de inyección es de un 40%.

VII.- DETERMINACION DE LA Sor EN EL CASQUETE SECUNDARIO DEL COMPLEJO CANTARELL.

El Complejo Cantarell se encuentra localizado en la plataforma continental del Golfo de México a 80 km. al NNW de la Isla del Carmen, Camp., Fig. 21-A, en forma de un anticlinal asimétrico como estructura almacenadora que exhibe cierta recumbencia en su porción nororiental y está limitado por una falla normal en su parte occidental, por una falla inversa al norte y al oriente, al flanco sur, tanto por el contacto agua-aceite como por la disminución de la porosidad y la permeabilidad.

Este yacimiento se encuentra naturalmente fracturado, en rocas almacenadoras constituidas principalmente de una brecha dolomitizada del Paleoceno-Cretácico Superior y de las calizas dolomitizadas del Cretácico Medio e Inferior, con espesores que fluctúan entre 290 y 835 m. respectivamente, en un área de aproximadamente 150 km². Es el principal campo petrolífero de México debido a su alta capacidad de flujo, así como a sus reservas.

Fig. 21-A: LOCALIZACION DEL COMPLEJO CANTARELL EN LA SONDA DE CAMPECHE



El 23 de junio de 1979 se inició la explotación del complejo Cantarell con el pozo Cant-1A, abierto a producción en el intervalo 1275-1320 mBMR en la Brecha del Paleoceno, aportando un gasto inicial de 34,000 bl/día de aceite pesado de 22° API, con una presión inicial de 187.6 kg/cm² al nivel medio de los disparos y de 170.75 kg/cm² de fondo fluyendo por un estrangulador de 15/32".

Se calculó una presión inicial de 167.0 kg/cm² correspondiente a la parte culminante de la estructura, aproximadamente 17 kg/cm² arriba de la presión de saturación, por lo cual se tendría durante un período de tiempo muy corto el gas en solución. Posteriormente a lo cual, se comenzaría a segregarse el aceite a contraflujo, gracias a las características favorables de la formación, lo que ayudaría a disminuir la declinación de la presión, así como a incrementar la recuperación final, aunque cabe mencionar que también existe una pequeña entrada de agua en el flanco sur del yacimiento.

Actualmente se tiene un avance del contacto gas-aceite superior a los 500 m. No obstante, aún sigue siendo drenado el aceite hasta alcanzar saturaciones muy bajas en las porciones estructuralmente altas, cercanas al 10%, y de alrededor del 40% en el contacto gas-aceite, de acuerdo al análisis realizado en aquellos pozos que actualmente se encuentran en perforación ó en profundización, tales como el Cant-51, 71, 14, 7A, 73A, 6A, 5, 26, 8, 24, 17, 37, 64, 48, 28, 68, 55, 75, 53, 57A y el 59, ya que se encuentran invadidos de gas ó cercanos al casquete.

Para el análisis de la Sor en este campo se emplearon los núcleos cortados en los pozos Cant-1A, 3, 74, 6A, 82A, 66A y 91, a partir de los cuales se determinaron algunos de los valores de Sor, que fluctuaron entre un 8 y un 43%. Es decir, una Sor promedio de 24.5%. Son estos valores de Sor, junto con los obtenidos de la simulación numérica, los menores, aún cuando estos fueron corregidos con el factor de ajuste por expulsión propuesto por Kazemi (ref.104). También se utilizaron estos núcleos para realizar pruebas de desplazamiento, de las cuales se calcularon Sor que variaban de un 25-42%.

Se cuenta con los registros de resistividad y de conductividad de los pozos que se han profundizado y de aquellos que han atravesado el casquete, con los que es posible calcular el perfil de saturación de hidrocarburos, Fig. 21. De igual forma se tienen los registros de densidad y el neutrón, los que se emplean para evaluar la saturación de gas libre, la cual al ser substralada de la saturación de hidrocarburos da por resultado la saturación residual de aceite, que para este caso resultó de casi 44%, ligeramente superior a los valores obtenidos con las demás técnicas, debido principalmente a la pobre precisión que se logra con esta herramienta, así como a las restricciones de la misma en este tipo de formaciones.

Del estudio de simulación que están realizando el M.I. A. Villavicencio P. y el Ing. G. Murillo M., se han podido observar aspectos muy interesantes, tomando en cuenta el ajuste

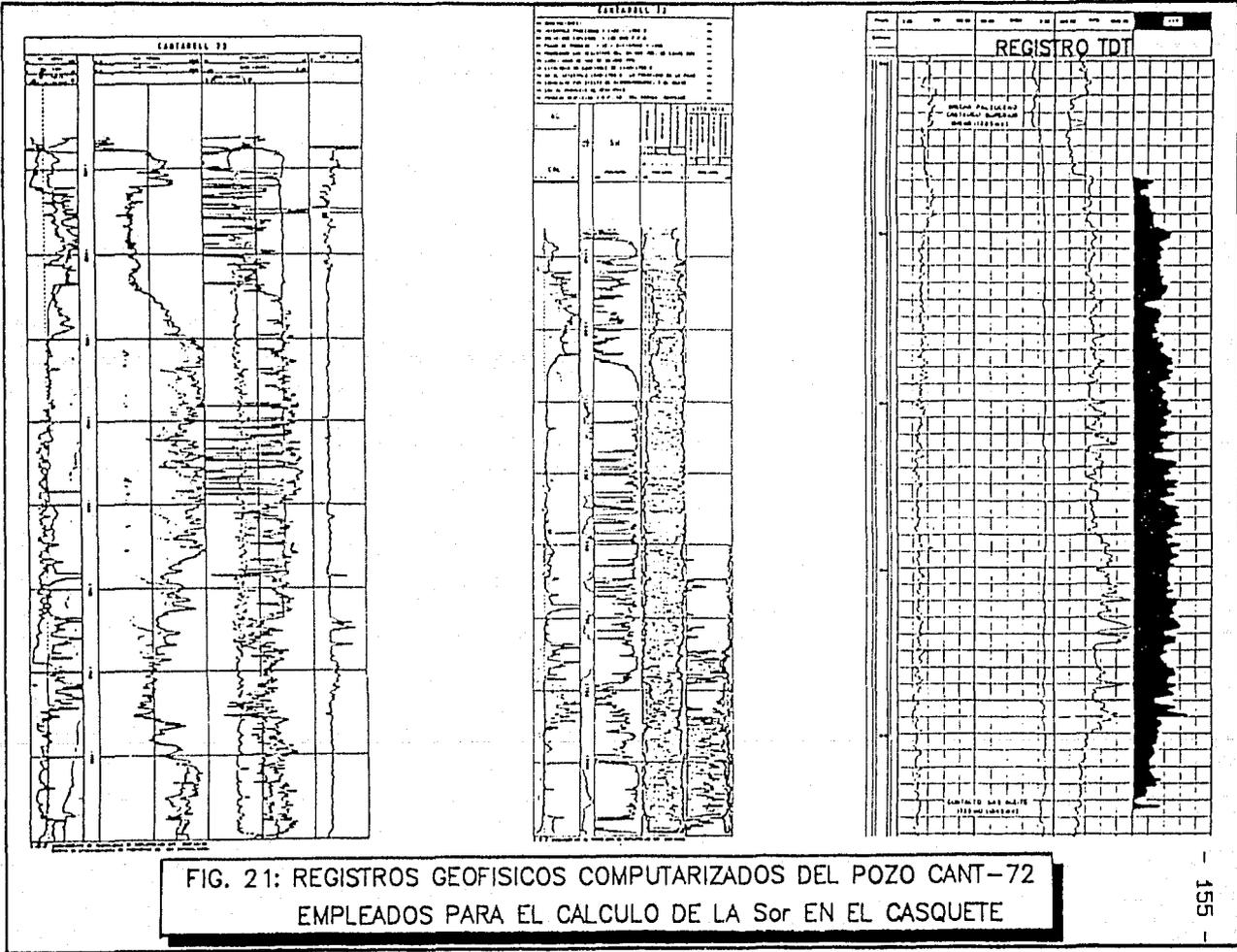


FIG. 21: REGISTROS GEOFISICOS COMPUTARIZADOS DEL POZO CANT-72 EMPLEADOS PARA EL CALCULO DE LA S_{or} EN EL CASQUETE

logrado, Fig. 22, se puede considerar que los resultados obtenidos son confiables. Después de realizar el ajuste a nivel de campo, se lleva a cabo el ajuste a nivel de pozo, tanto de presión como de producción. Inicialmente se consideró un medio no fracturado para las capas que incluían a la Brecha del Paleoceno y al Cretácico Superior, Fig. 23, ya que el comportamiento global del campo es muy similar al de un tanque ó al de un yacimiento homogéneo, lo cual ha sido comprobado a partir del análisis de las pruebas de presión tomadas en este campo, así como por algunos registros geofísicos. No obstante, en esta predicción se puede apreciar un efecto de conificación, ya que a partir de un valor menor al 5% de saturación de gas libre que se ha mantenido por un periodo de tiempo de casi dos años, se incrementa abruptamente en menos de un año hasta casi un 85%, lo cual es razonable a nivel de pozo, pero no a nivel de celda, más aún cuando en ésta se encuentra el pozo cerrado. Esto quiere decir que las permeabilidades relativas no son las adecuadas para esta suposición, ó bien que existe una producción de aceite a partir de los pozos vecinos, ó que se haya segregado rápidamente hasta alcanzar saturaciones residuales al 10%. Estos resultados se encuentran íntimamente ligadas a la forma de las K_r 's, las cuales quizás se encuentran subevaluadas.

También se llevó a cabo el ajuste del campo considerando doble porosidad en las seis capas, Fig. 24, en la cual se puede apreciar el incremento paulatino de la saturación de gas libre a partir de 1983, fecha en la cual la presión ha

CAMPO CANTARELL

AJUSTE DEL COMPORTAMIENTO DE LA PRESION

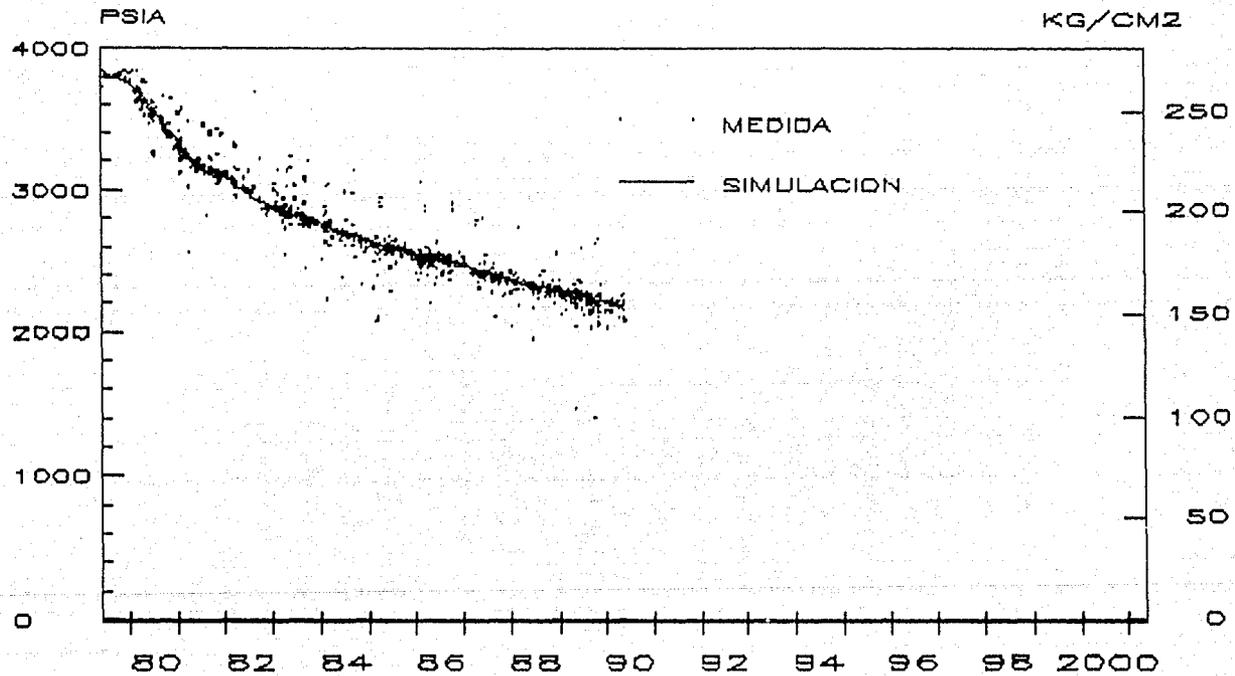


FIG-22 SIMULACION MATEMATICA

FIG. 23: AJUSTE DEL COMPORTAMIENTO DEL POZO Cant-11, CONSIDERANDO POROSIDAD VUGULAR EN LA BPKb.
 (Resultados Preliminares del Estudio de Simulación por A. Villavicencio P. y G. Murillo M.)

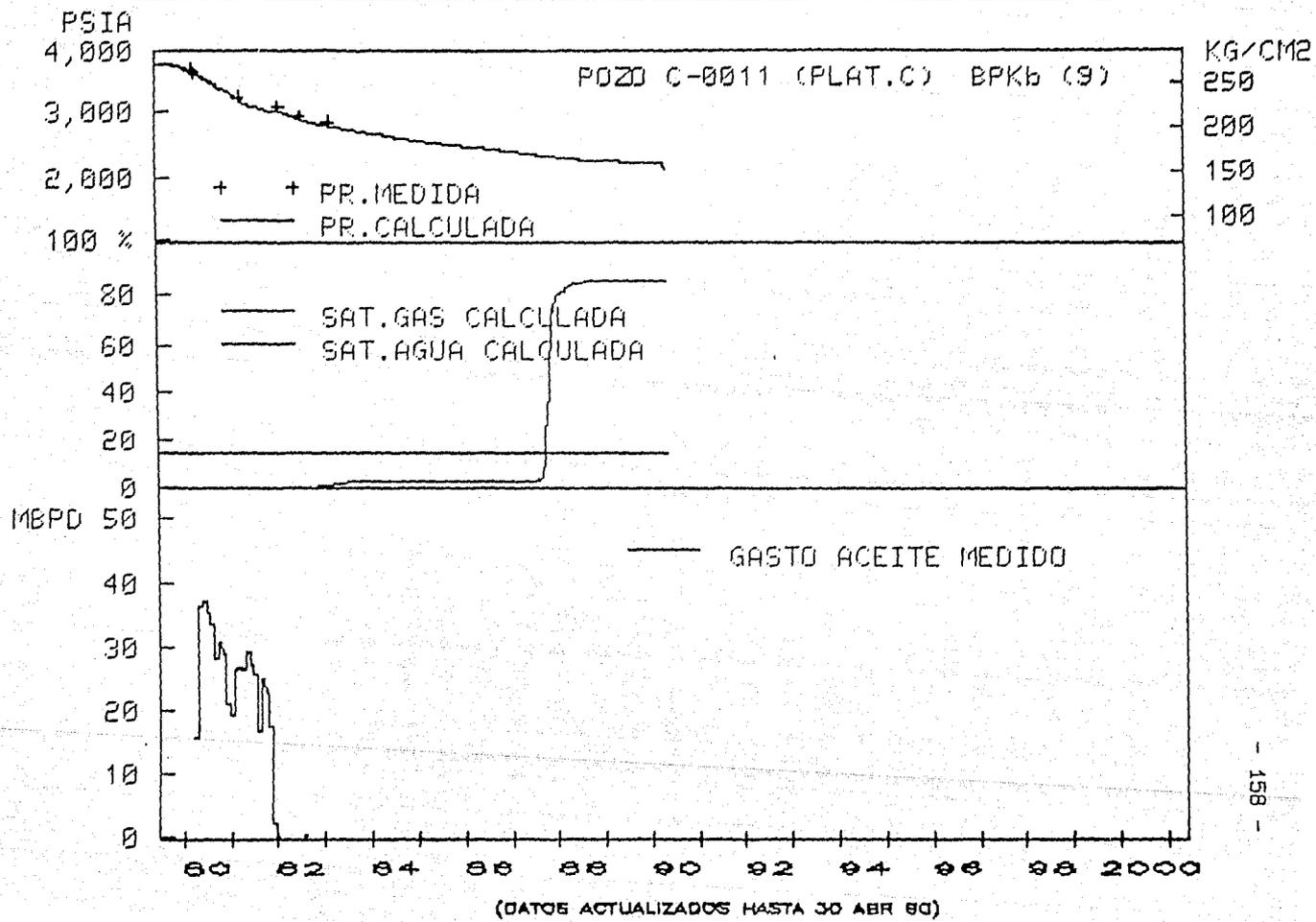
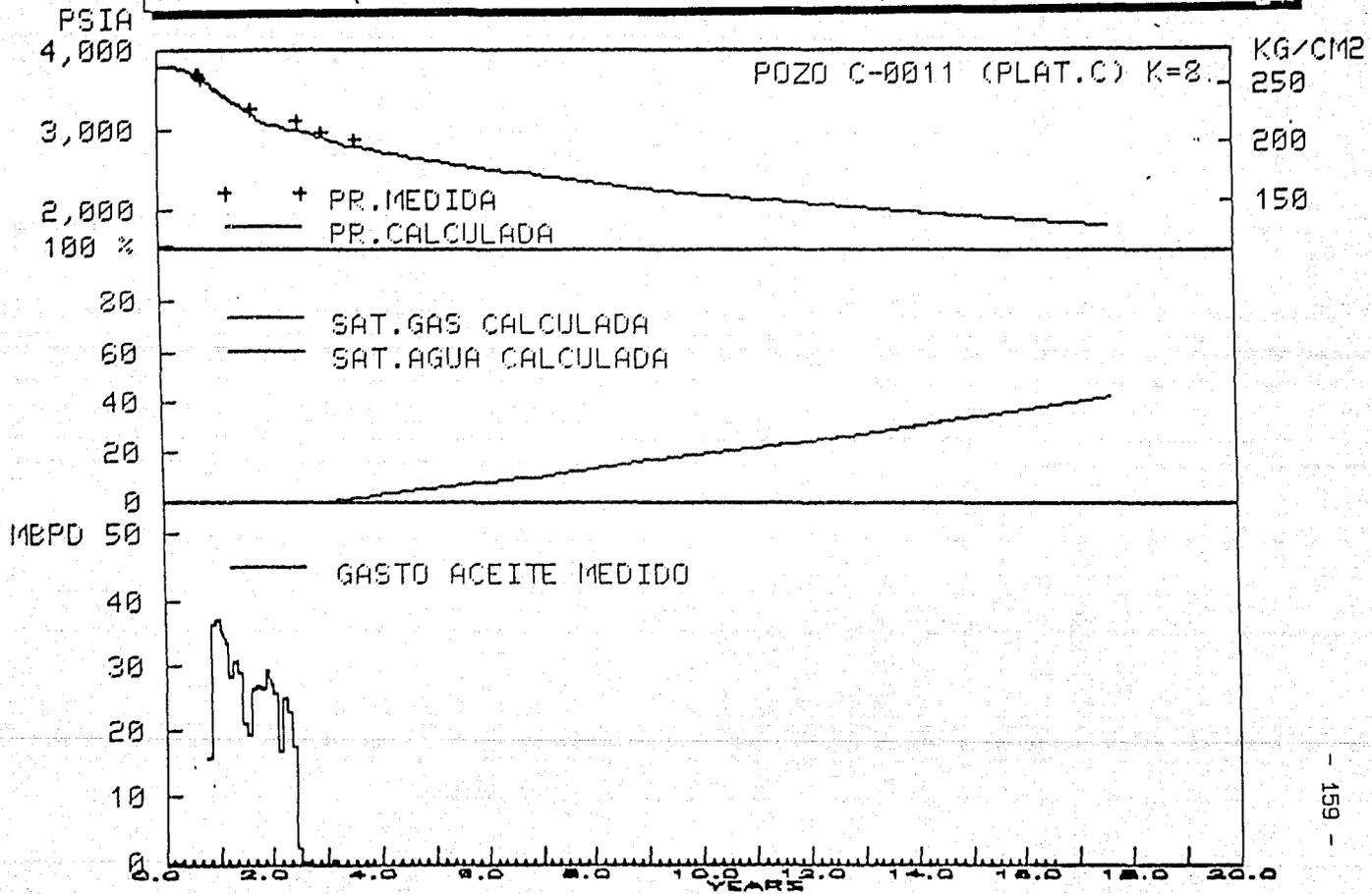


FIG 24: AJUSTE DEL COMPORTAMIENTO DEL POZO Cont-11, CONSIDERANDO DOBLE POROSIDAD EN LA BPKb.
 (Resultados Preliminares del Estudio de Simulación por A.V.P. y G.M.M.)



10 MAYO 80 (ACTUALIZADO AL 6 JUL 80)

declinado lo suficiente para permitir que el gas se libere, y casi inmediatamente comience a fluir hacia las porciones estructuralmente altas a contraflujo con el aceite. hasta alcanzar saturaciones de gas cercanas al 38%, y del 47% del aceite residual, la cual continuará decreciendo conforme se continua explotando el campo, ya que como se puede observar en la Fig. 24, aún cuando el pozo se encuentre cerrado, la saturación de gas continuará incrementándose debido principalmente a la posición estructuralmente alta que ocupa el pozo Cant-11 en el complejo, por lo que el aceite que estará fluyendo hacia las porciones bajas de la estructura podrá ser producido por los pozos circunvecinos de una manera eficiente y quizás se alcancen saturaciones residuales de aceite de aproximadamente 20%, si se extrapola el comportamiento que actualmente se tiene en el campo, dado que hasta el momento no se han realizado predicciones bajo diversas alternativas de producción para definir la forma óptima de continuar explotando este campo. Sin embargo, se puede decir que si se siguen cerrando los pozos aldeaños al casquete para permitir la segregación del gas y observar el avance del contacto gas-aceite, se logrará alcanzar una recuperación de aceite muy alta, aún cuando en ciertos casos será necesario restringir el gasto con objeto de permitir la segregación del gas.

Durante la caracterización del campo para el estudio de simulación, se analizaron todas las pruebas de presión disponibles, de las cuales se seleccionaron algunas,

especialmente aquellas que fueron tomadas en la vecindad del casquete, como en el caso del pozo Cant-31, Fig. 25, de la que se obtuvo una permeabilidad efectiva al aceite de 2,160mD., misma que al dividirse por el valor promedio de la permeabilidad absoluta de la celda en donde se encuentra ubicado el pozo, da por resultado una permeabilidad relativa al aceite de 0.623. A partir de este valor es posible evaluar la Sor de las funciones de saturación, Fig. 26, que resultó de 44%, ya que involucra una zona de aceite, de donde está aportando el aceite el pozo.

Existen varios registros TDT que se han empleado para evaluar el avance del contacto gas-aceite, Fig. 21, los que también se pueden utilizar para calcular la Sor. Sin embargo, en algunos pozos se han tenido serios problemas de calibración con esta herramienta. Es por esta razón de que aún cuando es posible obtener excelentes mediciones con el TDT, se presenta una gran incertidumbre en cuanto a sus resultados, sobretodo en yacimientos fracturados. No obstante, si se corre este registro con uno de rayos gama, es factible disminuir las incertidumbres y mejorar los resultados. En base a estas experiencias se seleccionaron algunos de estos registros para su análisis, calculándose una Sor promedio de 25% para las partes culminantes de la estructura y de 36% para las porciones cercanas al contacto gas-aceite.

Finalmente se empleó una correlación propuesta por el A.P.I. para calcular la Sor, siendo necesario llevar a cabo un

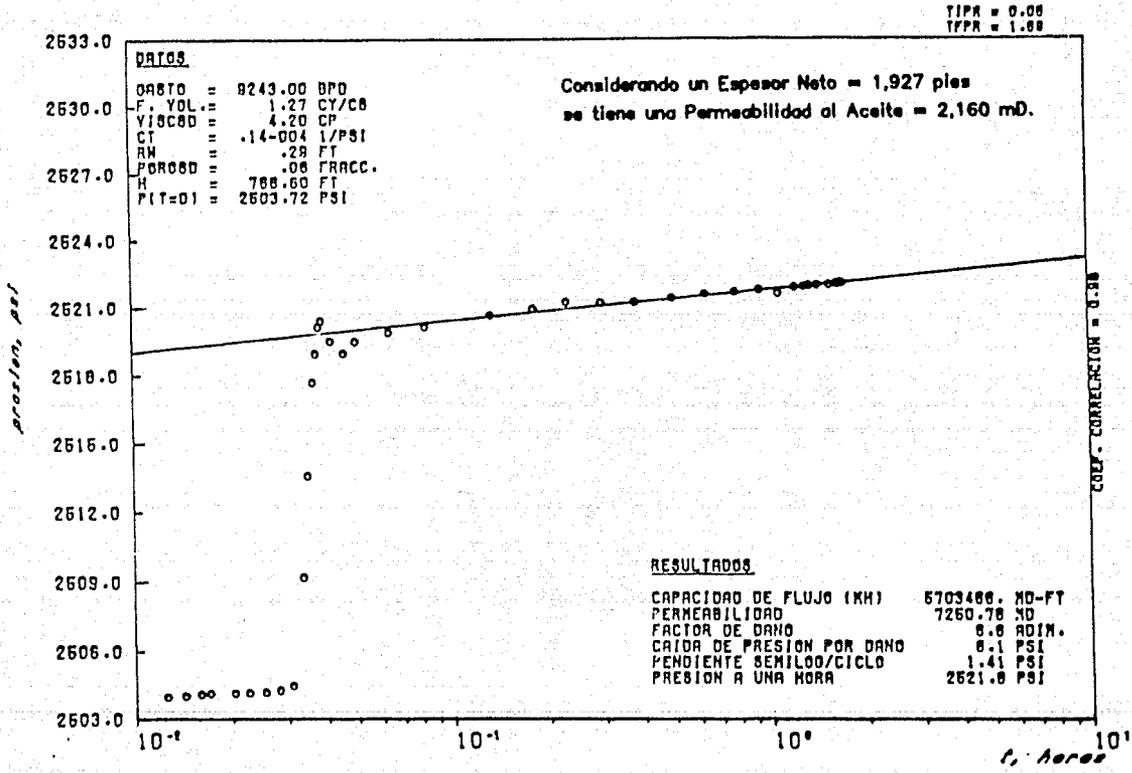
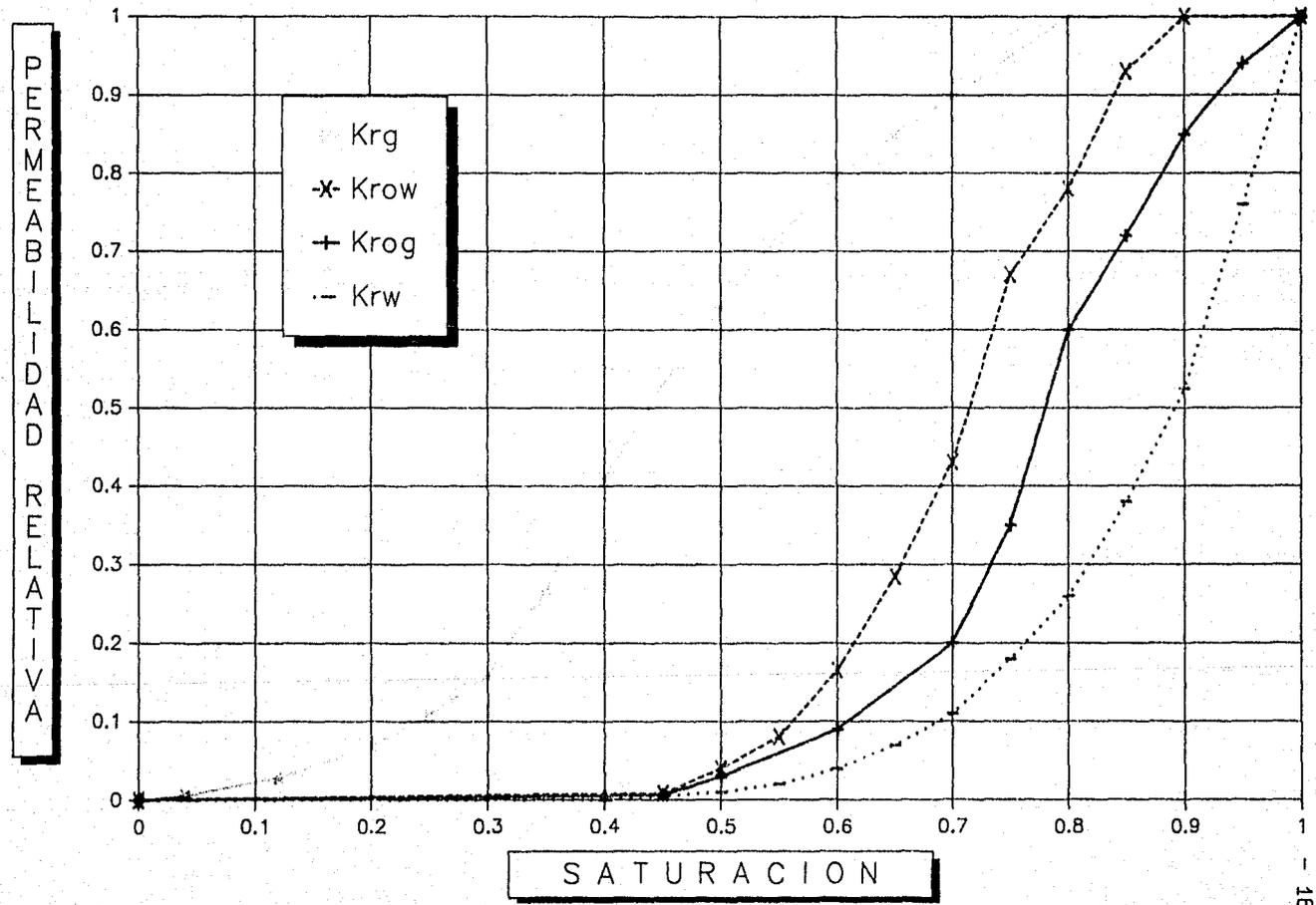


FIG.NO. 25 .-APLICACION DE LA TECNICA MDH A LOS DATOS DEL POZO CANT-31-I

FIG. 26: FUNCIONES DE SATURACION DEL CAMPO CANTARELL EMPLEADAS EN LA SIMULACION NUMERICA, ANTES DE A. VILLAVICENCIO Y G. MURILLO



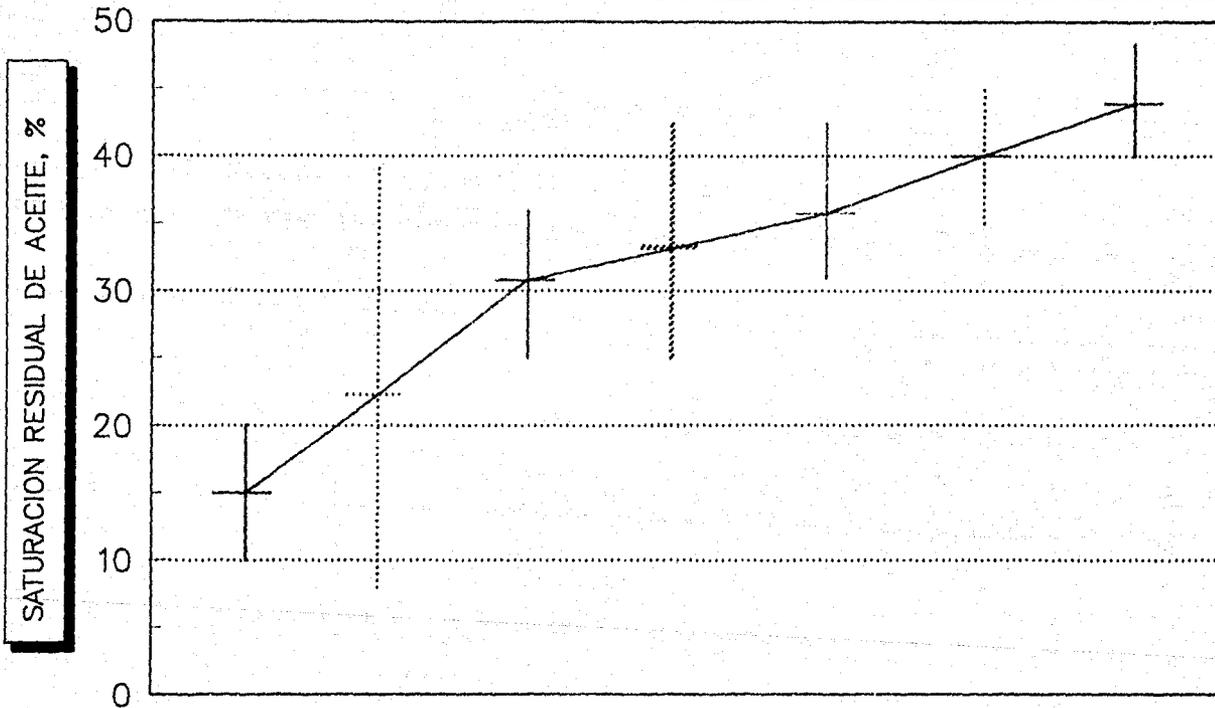
análisis de sensibilidad, a fin de que los valores de las variables involucradas cubran un amplio rango de las características de la formación, dando por resultado un valor promedio de Sor de 35.5%, Fig. 27.

IX.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES:

La recuperación promedio de los campos petrolíferos mexicanos, es de alrededor de un 20% del volumen inicial de aceite, el cual en algunos casos es incrementado mediante la inyección de agua. Sin embargo, aún después del desplazamiento con agua inyectada, existe un volumen remanente de más del 50% del volumen inicial, ya que el agua por sí sola es incapaz de desplazar todo el aceite. No obstante, es posible reducir éste volumen remanente en un desplazamiento por agua, mediante la adición de algunas sustancias en el fluido desplazante que mejoren la movilidad y reduzcan las fuerzas retentivas del yacimiento, asimismo será necesario controlar la explotación de los pozos.

Ha venido disminuyendo el descubrimiento de nuevos campos, por lo que no se ha logrado restituir la producción de hidrocarburos, lo cual ha dado por resultado una disminución importante en las reservas. Estas se podrían mantener si se mejorará la explotación de los pozos y de los campos, así como el que se realizará un mayor esfuerzo en la exploración marina, y en la plataforma continental a una mayor profundidad.

Fig. 27: DETERMINACIONES DE LA SATURACION RESIDUAL DE ACEITE en el Complejo 'Cantarell'.



..... ANALISIS DE NUCLEOS CORRELACION A.P.I. PRUEBAS DE PRESION
 + SIMULACION NUMERICA + REGISTRO T.D.T. + CURVAS DE Kr's + REG. DE RESISTIVIDAD

Es necesario mantener un cierto ritmo de exploración, ya que de lo contrario se presentarían serios problemas a mediano plazo, aún cuando existe la posibilidad de incrementar las reservas al extraer parte del aceite remanente en varios yacimientos, mediante la aplicación de alguna de las técnicas de Recuperación Mejorada, lo que equivaldría en cierta medida a descubrir un campo nuevo.

El volumen residual de aceite en el yacimiento a nivel microscópico depende principalmente de la mojabilidad, la distribución del tamaño del poro, la heterogeneidad microscópica de la roca, así como de las propiedades de los fluidos. A nivel macroscópico depende en gran medida del arreglo de pozos, de los ritmos de explotación, de los intervalos disparados y de las propiedades de los fluidos.

Es una práctica común inferir el tipo de estructura a partir de las mediciones de flujo, en vez de predecir el comportamiento del yacimiento en base al conocimiento en detalle de la geometría del poro, con lo cual se obtendrían resultados confiables.

Se puede emplear, la curva inicial de inyección combinada con la de recuperación final y las de reinyección final en una muestra, para predecir la eficiencia de recuperación de cualquier saturación inicial, así como para construir cualquier par de curvas de recuperación ó de reinyección para una saturación intermedia dada.

La inyección de mercurio y las curvas de presión capilar, transformadas en funciones adimensionales de presión capilar, también se pueden usar para predecir el comportamiento de otro par de fluidos, considerando los cambios de presión en los sistemas porosos de la roca del yacimiento.

Las propiedades de la roca que están íntimamente relacionadas con altas eficiencias de recuperación son: altas porosidades, pequeñas relaciones poro-garganta y tamaño de partículas.

La eficiencia total de recuperación, es función del volumen de la formación contactado por el fluido desplazante. Es decir, está relacionada a las propiedades microscópicas de la roca. El entrapamiento a escala microscópica se puede estimar de pruebas controladas de desplazamiento.

Mediante el conocimiento adecuado de los procesos macroscópicos y microscópicos que intervienen en el entrapamiento del aceite, es posible diseñar el mejor esquema de explotación para cada yacimiento, así como predecir su comportamiento.

La eficiencia de recuperación tiende a incrementarse conforme se tiene una saturación inicial mayor, asimismo, como cuando se incrementa el diámetro de la garganta del poro y la relación del volumen de poro al de garganta. Conforme se

homogeniza el tamaño de la garganta, del poro y el número de conexiones, se alcanzará una mayor recuperación. También es importante la historia de saturaciones en la magnitud de la eficiencia de recuperación.

La mojabilidad juega un papel importante en los yacimientos petrolíferos, ya que controla la localización, distribución y flujo en el yacimiento. Por esta razón, es necesario mantener las condiciones originales de mojabilidad, a fin de reproducir las condiciones de flujo en el yacimiento.

La mayoría de las rocas acumuladoras de hidrocarburos están compuestas de areniscas, calizas y dolomías. Los minerales de la roca, tales como silicatos y carbonatos son mojables al agua en su estado nativo. Sin embargo, es común encontrar formaciones que presentan condiciones de mojabilidad desde fuertemente mojables al aceite hasta fuertemente mojables al agua. Existen algunos yacimientos que contienen algunas porciones preferentemente mojables al agua y otras al aceite, principalmente en aquellas formaciones con una substancial cantidad de minerales de diferentes tipos.

Bajo condiciones normales de operación, las fuerzas capilares dominan el proceso de desplazamiento, y la distribución microscópica de las fases agua y aceite, se encuentran determinadas por las condiciones de equilibrio hidrostático. En estas condiciones, las fuerzas viscosas tienen poca influencia

sobre la cantidad de aceite residual. El aceite dejará de fluir cuando se rompe su continuidad, formándose ganglios aislados y gotas.

Es importante recordar que para movilizar un cierto volumen de aceite remanente, se requieren números capilares de casi 20 veces mayores a aquellos necesarios para prevenir su entrampamiento.

La saturación residual de aceite, es la saturación de aceite remanente en el yacimiento después de la extracción por medios convencionales ó métodos de recuperación, tales como la inyección de agua.

La cantidad y la distribución del aceite residual en un campo, son factores importantes para decidir cual método de Recuperación Mejorada resulta rentable para continuar con su explotación, ó bien para mejorar la extracción en algunas áreas, así como para evaluar los mecanismos de producción que están actuando.

La variación de la Sor se debe a las heterogeneidades de la roca y a las características de los procesos de recuperación. Actualmente existen varias técnicas para calcular la Sor. Sin embargo, no todas ellas producen los mismos resultados, y cada una de estas presenta sus propias presiciones y fuentes de error, las cuales se deben considerar durante la selección de los métodos apropiados para cada campo.

En base a la experiencia de campo se ha visto que no existe ningún método absolutamente correcto para la medición de la Sor. Generalmente, resulta conveniente emplear diferentes técnicas para evaluar la Sor, ya que de esta forma se logra tener una idea más precisa del valor absoluto de la Sor y de su distribución.

Es necesario realizar algunas mejoras a los métodos de evaluación de la Sor, así como a los modelos de interpretación de los registros EPT, C/O, las pruebas con trazadores, la eficiencia de barrido en las pruebas RIR, del exponente de saturación que se emplea para los registros de resistividad y en el desarrollo de las mediciones de la Sor entre pozos.

Con los registros PNC-RIR, C/O y las pruebas con trazadores en un pozo se obtienen valores similares a las demás técnicas, el de resistividad mayores, en aproximadamente 2 unidades de saturación, los de núcleos tomados a presión son menores en casi 4 unidades, del EPT y NML se han obtenido valores de Sor mayores en 8 unidades, a partir de las pocas aplicaciones de campo que se han realizado, ya que existe un reemplazamiento incompleto del agua de formación por parte de los iones paramagnéticos.

Los métodos más populares para evaluar la Sor son mediante los registros geofísicos y el análisis rutinario de núcleos convencionales. La técnica más aplicable en pozos

además es la de PNL-RIR. El análisis de pruebas transitorias de presión se emplea de forma cualitativa, debido a su baja precisión. No se conoce la precisión de la técnica NML-RIR en agujeros descubiertos, ya que sólo existen un pequeño número de pruebas, y de las pruebas entre pozos no se ha reportado ningún resultado, ya que se requiere un período de tiempo largo.

El EPT proporciona valores menores en casi 8 unidades en comparación con el resto de las técnicas debido a su radio tan corto de investigación, de casi 2 pulg., por lo cual el aceite es desplazado por el filtrado del lodo, de los núcleos convencionales son menores en aproximadamente 4 unidades de saturación y los obtenidos con el C/O son similares a las demás técnicas.

La demanda del petróleo seguirá creciendo, y es probable que también su precio. Sin embargo, el volumen de reservas totales comenzará a disminuir, sin que se puedan compensar con el descubrimiento de nuevos campos, si no se comienzan a aplicar tecnologías para la exploración y explotación más eficientes.

En algunos casos es posible incrementar la recuperación de los campos en explotación, y en los abandonados se puede disminuir el volumen de aceite remanente, mediante la aplicación de técnicas de recuperación mejorada, entre las cuales cabe destacar el empleo de gases inertes, como el dióxido de carbono,

nitrógeno y gas de combustión, en yacimientos de aceites negros, ligeros, volátiles, de gas y condensado. Antes de su aplicación, se requiere de cierta investigación de laboratorio, con el objeto de entender los mecanismos que intervendrán en el proceso, para diseñar la mejor alternativa de explotación.

Será necesario continuar tratando de encontrar nuevas formulaciones químicas que sean capaces de proporcionar muy bajas tensiones interfaciales en un sistema agua-aceite, a bajos costos. Además, se debe mantener la fase aceite fluyendo aún a bajas saturaciones, y producir cierta expansión en la fase aceite, ya que el principal deterioro en la capacidad de reducción en la tensión interfacial se presenta durante el efecto de la histéresis, en un desplazamiento miscelar ó con solventes. Será necesario analizar la fenomenología en la interfase, a fin de minimizar el deterioro capilar, con el consiguiente entrampamiento en sistemas cercanos a la miscibilidad.

Recientemente se han desarrollado diversas técnicas que ayudan a incrementar la recuperación de aceite, ó bien a reducir el entrampamiento de una forma rentable, entre los que se encuentran los procesos biotecnológicos, la propagación electromagnética de ondas, los sistemas lambda, la inyección de substancias ferromagnéticas, el empleo de baches de fluidos de alta capacidad desplazante, etc.

De la misma forma que se está tratando de mejorar la eficiencia de desplazamiento de los procesos de recuperación, es necesario mejorar las técnicas de perforación, reparación, terminación, desarrollo de campos y de producción.

Hay que tener en cuenta que gran parte de los fluidos inyectados serán producidos en solución con el aceite, por lo cual será necesario removerlos, los que a su vez se podrán volver a inyectar al campo a un menor costo.

En años recientes se han desarrollado un gran número de procesos capaces de mejorar la recuperación de aceite, empleando materiales que alteran las propiedades superficiales del sistema agua-aceite-sólido. En estos procesos se debe incluir un buen control de la movilidad, así como un método que ayude a conservar la fase aceite continua, mientras se reduce al máximo la tensión interfacial.

REFERENCIAS

REFERENCIAS:

- 1.- Wilson, D. A.: " Fluid Distributions on Porous Systems " A Motion Picture Produced by Amoco Production Co., Chicago, Il.(1952)
- 2.- Roof, J. G., 1970: " Snap-off of Droplets in Water-Wet Cores " Soc. Pet. Eng. J., 10 (1): 85-90.
- 3.- Candelario Pérez Rosales: " La Geometría Interna de las Rocas en Relación con la Recuperación Secundaria ", Ingeniería Petrolera, Mayo de 1987, pp 22-31.
- 4.- Wardlaw, N. C. y Cassan, J. P.: " Oil Recovery Efficiency and the Rock-Pore Properties of Some Sandstone Reservoirs ", Bull. Can. Pet. Geol., 27 (2) 1979, pp 117-138.
- 5.- Larson, R. G., Davis, H. T. y Seriven, L. E. " Displacement of Residual Nonwetting Phase from Porous Media ", Chem. Eng. Sci. (1981); 36: 57-73.
- 6.- Raimondi, P. y Torcaaso, M. A.: " Distribution of the Oil Phase Obtained Upon Imbibition of Water ", Soc. Pet. Eng. Jour. (Marzo 1964) 49-55; Trans. AIME, 231.
- 7.- Ng, K. M., Davis, H. T. y Seriven, L. E.: " Visualization of Blob Mechanics in Flow Through Porous Media ", Chem. Eng. Sci. (1978)33, No. 8, pp. 1009-1017.
- 8.- Salathiel, R. A.: " Oil Recovery by Surface From Drainage in Micro-Wettability Rocks ", Trans. AIME 225 (1973): pp. 1216-1224 J. Pet. Tech, (Oct. 1973) 1216-1224.
- 9.- Slobod, R. L.: " Attainment of Connate Water in Long Cores by Dynamic Displacement ", Trans., AIME 189 (1950), pp. 359-63.
- 10.- Lujan, S. R.: " Anteproyecto de Recuperación Mejorada en el Campo Poza Rica"; Ingeniería Petrolera (1985): 27-35.
- 11.- Gardner, K. L.: " Impregnation Technique Using Cocored Epoxy to Define Porosity in Petrographic thin Sections ", Can. J. Earth Sci., 17 (1980) pp 1104-1107.
- 12.- Wardlaw, N. C.: " Pore Geometry of Carbonate Rocks as Revealed by Pore Casts and Capilar Pressure ", Bull. Am. Assoc. Pet. Geo. (1976) 60 pp 245-257.
- 13.- Underwood, E. E.: " Quantitative Stereology " Addison-Wesley, Reading, Mass. (1970), pp 274.
- 14.- Dullien, F. A. L.: " Porous Media: Fluid Transport and Pore Structure " Academic Press, New York (1979), pp 306.
- 15.- Dullien, F. A. L. y Dhawan, G. K.: "Characterization of Pore Structure by a Combination of Quantitative Photomicrography and Mercury

- Porosimetry ", J. Colloid Interface Sci. (1974) 47: pp 337-349.
- 16.- Allen, T.: " Determination of Pore Site Distribution In: Particle Size Measurement ", Chapman and Hall, London (1968), pp 748.
 - 17.- Chatziz, J. y Dullien F. A. L.: " Modelling Pore Structure by 2-D and 3-D Networks with Application to Sandstones, J. Can Pet. Tech. (1977) 16: pp 97-108.
 - 18.- Chatziz, J. y Dullien, F. A. L.: " Mercury Porosimetry Curves of Sandstone Mechanism of Mercury Penetration and Withdrawal", Powder Tech. (1981) 29: pp 17-125.
 - 19.- Pathak, P., Winterfeld, P. H., Davis, H. T. y Scriver, L. E.: " Rock Structure and Transport There in: Unifying with Voronoi; Models and Percolation Concepts ", SPE/PDE Symp. on Improved Oil Recovery, Tulsa., Okla, Ab. 1980, pp. 20-23; SPE 8896: pp 17.
 - 20.- Diaz, M. M. G.: " Formation and Dynamics of Oil Ganglia in Porous Media" A Dissertation Presented to the Faculty of the Department of Chemical Engineering, University of Houston, Texas (Jule, 1984).
 - 21.- Jones, F. D.: " Influence of Chemical Composition of Water on Clay Blocking of Permeability ", J. Pet. Technology, (1964) 16 (4): 441-46.
 - 22.- Potter, P. E. y Mast, R. F.: " Sedimentara Structures, Sand Shape Fabrics and Permeability, I ", Jour. Geology (1963)71: pp. 441-71.
 - 23.- Choquette, P. W. y Pray, L. C.: " Geological Nomenclature and Classification of Porosity in Sedimentary Carbonates ", in Carbonate II: Porosity and Classification of Reservoirs Rocks ", AAPG Repr. Ser. (1972)5; pp 154-97.
 - 24.- Dullien, F. A. L. y Dhawan, G. K.: " Bivariate Pore-Size Distribution of Some Sandstones ", J. Colloid Interface Sci., 52(1) 1975, 129-35.
 - 25.- Wardlaw, N. C.: " Pore Geometry in Dolomites and It's Influence on Capillary Behaviour ", Simposium on Advances in Petroleum Recovery, New York, Abril 1976, pp 4-9.
 - 26.- Wardlaw, N. C. y Taylor, R. P.: " Mercury Capillary Pressure Curves and the Interpretation of Pore Structure and Capilar Behaviour in Reservoirs Rocks ", Bull. Can. Pet. Geol. 24(2) 1976: pp 225-62.
 - 27.- Schmidt, X., McDonald, D. A. y Platt, R. L.: " Pore Geometry and Reservoirs Aspects of Secondary Porosity in Sandstones ", Bull. Can. Pet. Geol., 25(2) 1977: pp 271-290.
 - 28.- Wardlaw, N. C. y Cassan, J. P.: " Estimation of Recovery Efficiency by Visual Observation of Pore System in Reservoir Rocks ", Bull. Can. Pet. Geol., 26(4) 1978, pp 572-85.
 - 29.- Wardlaw, N. C.: " The Effects of Pore Structural on Displacement Efficiency in Reservoirs Rocks and in Glass Micromodels ", SPE 8843

Tulsa, Okla (April 20-23, 1980).

- 30.- Lin, C. y Cohen, N. H.: " Quasistatic Methods for Microgeometry Modelling ", J. Appl. Phis. 53(1982), pp 4152-65.
- 31.- Lin, C. y Hamasaky, J.: " Pore Geometry: A New System for Quantitative Analysis and 3-D Displays ", J. of Sedimentary Petrology, 53(2) 1983 pp 670-672.
- 32.- Wardlaw, N. C. y Mckellar, M.: " Mercury Porosimetry and the Interpretation of Pore Geometry in Sedimentary Rocks and Artificial Models ", Powder Tech., 29(1981), 127, 143.
- 33.- Paytakes, A. C. y Diaz, M. M.: " Immiscible Microdisplacement and Ganglion Dynamics in Porous Media ", Rev. Chem. Eng. 1984.
- 34.- Muskat, M.: " The Flow of Homogeneous Fluid Through Porous Media " Mc.Graw-Hill, New York, 1937.
- 35.- Johnson, W. E. y Haghse, R. U.: " Directional Permeability Measurements on Oil Sandstone and their Significance ", Prod. Monthly, 13(1) 1948, pp 17-25.
- 36.- Johnson, W. E. y Breston, J. N.: " Directional Permeability Measurements on Oil Sandstones From Various States ", Prod. Monthly, 15(4) 1951, pp 10-19.
- 37.- Greenkorn, R. A., Johnson, C. R. y Sehalemberger, L. K.: " Directional Permeability of Heterogeneous Anisotropic Porous Media ", Soc. Pet. Eng. J., 4(1964), 124-132.
- 38.- Payatakes, A. C., Tien, Chi y Turihn, R. M.: " A New Model for Granular Porous Media-Part I. Model Formulation ", AIChE J., 19(1973), pp 67-76.
- 39.- Payatakes, A. C. y Neira, M. A.: " Model of the Constricted Unit Cell Type for Isotropic Granular Porous Media ", AIChE J. 19 (1973) 67-76.
- 40.- Fountage, D. J.: " Permeability Measurements in Anisotropic Media " M. S. Tesis, Syracuse University, New York, 1969.
- 41.- Rice, P. A., Fountage, D. J., Latini, R. G. y Barduhn, A. J. " Anisotropic Permeability in Porous Media ", Soc. Eng. Chem, 62(6) 1970, pp 23-31.
- 42.- Batycky, J. P. y Singhal A. K.: " Mobilization of Entrapped Ganglia ", Research Report RR-35, Petroleum Recovery Institute Calgary, Canada, 1977.
- 43.- Radin, S.: " Behaviour of Non-Wetting Oil Ganglia Displaced by an Aqueous Phase ", M. S. Tesis, Houston University, Texas, 1980.
- 44.- Hinkley, R. E.: " Oil Ganglia Motion ", M. S. Tesis, Houston University, Texas, 1982.

- 45.- Davis, J. A. y Jones, S. C. " Displacement Mechanisms of Micellar Solutions ", J. Pet. Tech. 20(1968), pp 1415-1428.
- 46.- Mckellar, M. y Wardlaw, N. C. " A Method of Making Two-Dimensional Glass Micromodels of Pore Systems ", J. Can. Pet. Tech., 21(1982) pp 39-41.
- 47.- Leonard, R. y Bories, S.: " Description d' un Mecanisme de Connexion de Liaison Pesticine a l'Estude du Drainage avu Pielgeage en Millieux Poreux ", C. R. Acad. Sci., Paris, 29(1980), Ser. B, pp 279-283.
- 48.- Machers, E. G., Wright, R. J. y Dave, R. A.: " Visualization of the Behaviour of Eor Reagents in Displacements in Porous Media ", Eur. Symp on EOR, Bournemounth, England, Sept. 1981, pp 21-23.
- 49.- Chatziz, J. y Dullien, F. A. L.: " Dynamic Immiscible Displacement in Pore Doublets Theory Versus Experiments ", J. Colloid. Interface Sci, 91(1983), pp 199-222.
- 50.- Leonard, R., Zarcone, C. y Sarr, A.: " Mechanism of the Displacement of one Fluid by Another in a Network of Capillary Ducts ", J. Fluid Mech. (1983).
- 51.- Stegeimer, G. L.: " Relationship of Trappes Oil Saturaion to Petrophysical Properties of Porous Media ", Articulo SPE 4754 April 22-24,1974).
- 52.- Hjelmeland, D. S. y Larrondo, L. E.: " Experimental Investigation of Effects of Temperature, Pressure and Crude Oil Composition on Interfacial Properties ", SPE, Res. Eng. (Julio, 1986), pp. 321-28.
- 53.- Craig, F. F.: " The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding ", Monograph Series, SPE, Richardson, TX (1971), pp. 3.
- 54.- Leverett, M. C.: " Flow of Oil-Water Mixtures Through Unconsolidated Sands ", Trans., AIME (1939), pp. 149-71.
- 55.- van Meurs, P. y vaan der Poel, C.: " A Theoretical Description of Water Drive Process Involving Viscous Fingering ", Trans., AIME (1958) 213, pp. 103-12.
- 56.- Lefebre du Prey, E. J.: " Factors Affecting Relative Permeabilities of a Consolidated Porous Medium ", Soc. Pet. Eng. J. (Feb., 1973), pp. 39-47.
- 57.- Nutting, P. G.: " Some Physical and Chemical Properties of Reservoirs Rocks Baring on the Accumulation and Discharge of Oil ", Problems of Petroleum Geology, W. E. Wrather y F. H. Lahee (eds.) AAPG, Tulsa (1934) pp 825-832.
- 58.- Treiber, L. E., Archer, D. L. y Owens, W. W.: " A Laboratory Evaluation of the Wettability Oil Producing Reservoirs ", SPEJ. (Dec. 1972) pp 531-540, Trans. AIME, 252.

- 59.- Chilingar, G. V. y Yen, T. F.: " Some Notes on Wettability and Relative Permeability on Carbonate Reservoirs Rocks, II ", Energy Sources (1983) 7, No. 1, pp 67-75.
- 60.- Bayley, R. y Gray, V. R.: " Contact Angle Measurements of Water on Coal ", J. Appl. Chem. (April, 1958)8, pp 197-202.
- 61.- Brown, C. E. y Neustadter, E. L.: " The Wettability of Oil/Water/Silica Systems with Reference to Oil Recovery ", J. Cdn. Pet. Tech. (Jul-Sept. 1980)19, pp 100-110.
- 62.- Johnson, R. E. y Dettre, R. H.: " Wettability and Contact Angles " Surface and Colloidal Science, E. Matijevic (ed) Willey Interscience, New York City (1969)2, pp 85-153.
- 63.- Amott, E.: " Observation Relating to the Wettability of Porous Rock " Trans., AIME (1959)216, 156-62.
- 64.- Donaldson, E. C., Thomas, R. D. y Lorenz, P. B.: " Wettability Determination and It's Effects on Recovery Efficiency ", SPEJ (March, 1969) pp 13-20.
- 65.- Bobek, J. E., Mattax, C. C. y Denekas, M. O.: " Reservoir Rock Wettability It's Significance and Evaluation ", JPT (Jule, 1958) pp 155-60 Trans., AIME, 213.
- 66.- Kyte, V. R., Naumann, V. O. y Mattax, C. C.: " Effect of Reservoir Enviroment on Water Oil Desplacements ", JPT (June, 1961) 579-82.
- 67.- Rust, C. F.: " A Laboratory Study of Wettability Effects on Basic Core Parameters ", Articulo SPE 9866 (November 6-9, 1957), Caracas, Venezuela.
- 68.- Reisberg, J. y Doscher, T. M.: " Interfacial Phenomena in Crude Oil-Water Systems ", Producers Monthly (November, 1956)21, No. 1, pp. 43-50.
- 69.- Ehrlich, R. y Wygal, R. J.: " Interrelation of Crude Oil on Rock Properties with the Recovery of Oil by Caustic Water Flooding ", SPEJ (August, 1977), pp 263-70.
- 70.- Graham, J. W.: " Reverse Wetting Lagging ", Trans, AIME (1958) 213, pp 304-309.
- 71.- Archie, G. E.: " The Electrical Resitivity Log as a Aid in Determining some Reservoirs Characteristics ", Trans., AIME (1942)146, pp 54-62.
- 72.- Morgan, W. B. y Pirson , S. J.: " The Effect of Fractional Wettability on the Archie Saturation Exponent ", Trans., SPWLA, 5o. Logs Simposium Annual, Midland, Texas (May 13-15, 1964) Sec. B.

- 73.- Donaldson, E. C. y Sediqui, T. K.: " Relationships between the Archie Saturation Exponent and Wettability ", Articulo 16790, 62nd Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Pet. Eng., Dallas, TX, 27-30 de Sept., 1987.
- 74.- Slobod, R. L.: " Attainment of Connate Water in Long Cores by Dynamic Displacement ", Trans., AIME (1950)189, pp 359-363.
- 75.- Richardson, J. G., Perkins, F. M. y Osoba, J. S.: " Differences on Behaviour of Fresh and Aged East Texas Woodbine Core ", Trans., AIME (1955) 204, pp. 86-91.
- 76.- Fatt, I. y Kikoff, W. A.: " Effect of Fractional Wettability on Multiphase Flow Through Porous Media ", Trans., AIME (1959) 216, pp. 426-32.
- 76.- Jennings, H. R. Jr.: " Surface Properties of Natural and Synthetic Porous Media ", Prod. Monthly (March, 1957)21, No. 5, pp. 20-24.
- 78.- Raza, S. H., Treiber, L. E. y Archer, D. L.: " Wettability of Reservoirs Rocks and It's Evaluation ", Prod. Monthly (April, 1968) 32, No. 4 pp. 2-7.
- 79.- Lorenz, P. B., Donaldson, E. C. y Thomas, R. D.: " Use of Centrifugal Measurements of Wettability to Predict Oil Recovery ", Reporte 7873 USBM, Bartlesville Energy Technology Center (1974).
- 80.- Owens, W. W. y Archer, D. L.: " The Effect of Rock Wettability on Oil Water Relative Permeability Relationships ", J. Pet. Tech. 23 (Jule, 1971), pp 873-878.
- 81.- Rathmell, J. J., Braun, P. H. y Perkins, T. K.: " Reservoir Waterflood Residual Oil Saturation from Laboratory Tests ", J. Pet. Tech. (Feb., 1973), pp. 175-85, Trans., AIME, 255.
- 82.- Amott, E.: " Observation Relating to the Wettability of Porous Rock " Trans., AIME (1959)216, pp 156-162.
- 83.- Denekas, M. O., Matax, C. C. y Davis, G. T.: " Effects of Crude Oils Components on Rock Wettability ", Trans, AIME (1959) 216, pp 330-333.
- 84.- Takamura, K., y Chow, R. S.: " A Mechanism for Initiation of Bitumen Displacement from Oil Sands ", J. Can. Pet. Tech. (Nov-Dec., 1983) pp 22-30.
- 85.- Ritter, H. L. y Drake, L. C.: " Pore Size Distribution in Porous Materials ", Ind. Eng. Chem. (Dic., 1945) 17, pp. 782-86.
- 86.- Morrow, N. R. y Songkran, B.: " Effect of Viscous and Bougancy Forces on Nonwetting Phase Trapping in Porous Media. In", D. D., Shah (editor) Surface Phenomena in Enhanced Oil Recovery, Plenum, New York, N. Y., (1981), pp 387-411.

- 87.- Bird, R. B., Steward, W. E. y Lighthout, E. N.: " Transport Phenomena " John Willey and Sons Inc., New York City (1960), 46.
- 88.- Richardson, J. G. y cols.: " Laboratory Determination of Relative Permeability ", Trans., AIME (1952) 195, pp. 187-196
- 89.- Bond, D. C. y cols.: " Determination of Residual Oil Saturation ", Interstate Oil Compact Commission, Oklahoma City, OK, Junio de 1978.
- 85.- Chatenever, A.: " Microscopic Behaviour of Fluids in Porous Systems " Final Report API, Project 47b (Abril, 1957)
- 90.- Geffen, T. M. y cols.: " Experimental Investigations of Factors Affecting Laboratory Relative Permeability Measurements ", Trans., AIME (1951) 192, pp. 99-110.
- 91.- Owens, W. W., Parris, D. R. y Lamoreaux, W. E.: " An Evaluation of a Gas Drive Method for Determining Relative Permeability Measurements ", Trans., AIME, 207, J. Pet. Tech. (Dec., 1956) pp. 275-80.
- 92.- Chatenever, A.: " Microscopic Behaviour of Fluids in Porous Systems " Final Report API, Project 47b (Abril, 1957)
- 93.- Wyman, R. E.: " How Should We Measure Residual-Oil Saturation ", Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 25, No. 2, Mayo de 1977
- 94.- Donaldson, E. C.: " Comparison of Methods for Measurement of Oil Saturation ", Artículo SPE 10298, presented at 56th meeting held in San Antonio, TX, Oct. 5-7, 1981.
- 95.- Myal, F. R.: " Residual Oil Saturation Technology Test, Bell Creek Field, Montana", DOE/ET/12366, Junio de 1981.
- 96.- Donaldson, E. C. y Sutterfield, F. D.: " Method of Determining Interwell Oil Field Fluid Saturation Distribution ", U.S. Patent 4,281,289, U.S., Department of Energy, 28 de Julio de 1981.
- 97.- Sparks, R. L.: " A Technique for Obtaining In-Situ Saturations of Underpressured Reservoirs ", JPT, Noviembre de 1982, pp. 2701-2707.
- 98.- Cooke Jr., C. E.: " Method of Determining Fluid Saturations in Reservoirs ", U.S. Patent 3,590,923 Esso Production Research Co., 6 de Julio de 1971.
- 99.- Jones, S. C. y Parson, R. W.: " Determination of Oil Saturation in a Reservoir ", U.S. Patent 3,874,451 Marathon Oil Co., 12 de Abril de 1974.
- 100.- Ward, C. E. y Barnwell, J. L.: " Industrial Survey of Core Handling, Storage, and Analysis Procedures for RDS Measurements " DOE/BC/10022-6 Octubre de 1980.
- 101.- Jenkins, R. E. y Bush, D. C.: " Proper Hydration of Clays for Rocks Property Determinations ", JPT, Julio de 1970, pp. 800-804.

- 102.- Carlisle, C. T. y cols.: " Development of an Improved Method for the Analysis of Pressure Core Samples ", DOE/BC-10309-16, Agosto de 1983.
- 103.- Luffel, D. L. y Randall, R. V.: " Core Handling and Measurement Techniques for Obtaining Reliable Reservoir Characteristics ", Formation Evaluation Symposium, Gulf Coast Section, AIME, del 21-22 de Noviembre de 1960, pp. 1-21.
- 104.- Kazemi, H.: " Determination of Waterflood Residual Oil Saturation from Routine Core Analysis ", JPT, Enero de 1977, pp. 31-32.
- 105.- Hensel, W. M., Jr.: " Improved Formation Evaluation from Pressure and Conventional Cores Taken with Stable Foam: Bennett Ranch Unit, Wasson Field ", Articulo SPE 13095, presented at the 59th Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, TX, 16-19 de Septiembre de 1984.
- 106.- Hyland, C. R.: " Pressure Coring - A Oilfield Tool ", Articulo SPE 12093, presented at the 58th Annual Tech. Conf., San Francisco, CA, 5-8 de Octubre de 1983.
- 107.- Hensel, J. y cols.: " Core Analysis for Optimum Reservoir Exploitation ", Articulo SPE 4928 presented at the 1984 Rocky Mountain Regional Meeting of SPE, Billings, MT, 15-16 de Mayo de 1974.
- 108.- Sattler, A. R.: " The Multiwell Experiment Core Program, II ", Articulo SPE/DDE/GRI 12854 presented at 1984 Unconventional Gas Recovery Symposium, Pittsburgh, PA, 13-15 de Mayo de 1984.
- 109.- Tomich, J. F. y cols.: " Single Well Tracer Method to Measure Residual Oil Saturation ", JPT, Febrero de 1973, pp. 211-218.
- 110.- Sheely, C. G.: " Description of Field Tests to Determine Residual Oil Saturation by Single Well Tracer Method ", JPT, Febrero de 1978, pp. 194-202.
- 111.- Shelly, C. G.: " Single Well Tracer Tests for Evaluating Chemical Enhanced Oil Recovery Processes ", JPT, Agosto de 1982, pp. 1887-1896.
- 112.- Antunez, E. U. y Brigham, W. E.: " Semi-Analytic Approach to Analyze Single Well Tracer Tests ", DOE/SF/11564-7, Septiembre de 1984.
- 113.- Carlisle, C. T. y Kapoor, S.: " Development of a Rapid and Accurate Method for Determining Partition Coefficients of Chemical Tracers Between Oils and Brines (for Single Well Tracer Tests), DOE/BC/10100-4 Diciembre de 1982.
- 114.- Majors, S. y Deans, H. A.: " Single Well Chemical Tracer Tests Since 1968 ", DDE/BC/20006-17, Julio de 1980.
- 115.- Cannon, D. E. y Rossmiller, J. W.: " Oil Saturation Evaluation for EOR in a Carbonate ", Articulo SPE 13288, presented at 59th Annual Tech. Conf., Houston, TX, 16-19 de Septiembre de 1984.

- 116.- Fertl, W. H.: " Find RDS from Well Logs for Enhanced Recovery Project " Oil and Gas J., 12 de Febrero de 1979, pp. 120-127.
- 117.- Thomas, E. C. y Ausburn, B. E.: " Determining Swept-Zone Residual Oil Saturation in a Slightly Consolidated Gulf Coast Sandstone Reservoir" JPT, Abril de 1979, pp. 513-524.
- 118.- Trantham, J. C. y Clampitt, R. L.: " Determination of Oil Saturation After Waterflooding in a Oil-Wet Reservoir - The North Burbank Unit, Tract 97 Project ", JPT, Mayo de 1977, pp. 491-500.
- 119.- Staub, H. L.: " Residual Oil Determination, Willington Micellar-Polimer Project ", DOE/BETC/1395-6, Octubre de 1983.
- 120.- Felder, R. D. y Hoyner, W. A.: " The Use of Well Logs to Monitor a Surfactant Flood Pilot Test ", Articulo SPE 11147 presented at the 57th Annual Tech. conf. of SPE, New Orleans, LA, 26-29 de Septiembre 1982.
- 121.- Wilson, D. A. y Hensel, W. M.: " Computer Log Analysis Plus Core Analysis Equals Improved Formation Evaluation on West Howard-Glasscock Unit :, JPT, Enero de 1978, pp. 43-51.
- 122.- Murphy, R. P. y Owens, W. W.: " The Use of Special Coring and Logging Procedures for Defining Reservoir Residual Oil Saturations ", JPT, Julio de 1973, pp. 841-850.
- 123.- Elkins, L. F. y Poppe, R. E.: " Determining Residual Oil Saturation Behind a Waterflood -- A Case History ", JPT, Noviembre de 1973, pp. 1237-1243.
- 124.- Schulmberger: " Log Interpretation, Vol. 1 -- Principle ", Schlumberger Limited, N.Y., 1972.
- 125.- Murphy, R. P., Owens, W. W. y Dauben, D. L.: " Well Logging Method " U.S. Patent 3,757,575, 11 de Septiembre de 1973.
- 126.- Neuman, C. H. y Brown, R. J. S.: " Aplication of Nuclear Magnetism Logging to Formation Evaluation ", JPT, Diciembre de 1982, pp. 2853-2862.
- 127.- Robinson, J. D. y cols.: " Determining Residual Oil whit the Nuclear Magnetism Log ", JPT, Febrero de 1974, pp. 226-236.
- 128.- Jackson, J. A. y cols.: " Western Gas Sands Project, Los Alamos, NMR Well Logging Tool Development ", DOE/BC/10018-20, Agosto de 1982.
- 129.- Meador, R. A. y Cox, P. T.: " Dielectric Constant Logging, a Salinity Independent Estimation of Formation Water Volume ", Articulo SPE 5504, presented at Fall Mtg., SPE, Dallas, TX, del 30 de Septiembre al 1 de Octubre de 1975.
- 130.- Geng, X. y cols.: " Dielectric Log -- A Logging Method for Determining Oil Saturation ", JPT, Octubre de 1983, pp. 1797-1805.

- 131.- Wharton, R. P. y cols." Electromagnetic Propagation Logging: Advances in Technique and Interpretation ", Articulo SPE 9267, presented at 55th Annual Fall Mtg., SPE, Dallas, TX, del 21-24 de Septiembre de 1980.
- 132.- Freedman, R. y Vogiatziz, J. P.:" Theory of Microwave Dielectric Constant Logging Using the Electromagnetic Wave Propagation Method ", Geophysics,v. 44, No. 5, Mayo de 1979, pp. 969-986.
- 133.- Eck, M. E. y Powell, D. E.:" Aplicacion of Electromagnetic Propagation Logging in the Permian Basin of West Texas ", Articulo SPE presented at 58th Annual Fall Mtg., SPE, San Francisco, CA, 5-8 de Octubre de 1983.
- 134.- Fertl, W. H.:" Well Logging and It's Applications in Cased Holes ", JPT, Febrero de 1984, pp. 249-266.
- 135.- Richardson, J. E. y cols.:" Methods for Determining Residual Oil Saturation with Pulsed Neutron Capture Logs ", JPT, Mayo de 1973, pp. 593-606.
- 136.- Randall, R. R. y cols.:" Time-Derived Sigma for Pulsed Neutron Capture Logging ", JPT, Junio de 1983, pp. 1187-1191.
- 137.- Pennebaker III, E. S.:" Pulsed Neutron Capture Log Evaluation Using Syntetic Base Log ", JPT, Abril de 1980, pp. 667-674.
- 138.- Aguilera, R.:" A New Approach for Log Analysis of the Pulsed Neutron and Resistivity Log Combination ", JPT, Abril de 1979, pp. 415-417.
- 139.- Randall, R. y cols.:" A Study of the Effects of Diffusion on Pulsed Neutron Capture Logs ", JPT, Diciembre de 1978, pp. 1788- 1794.
- 140.- Jameson, J. B. y cols.:" Dual-Spacing TDT Applications in Marginal Conditions ", JPT, Septiembre de 1977, pp. 1067-1077.
- 141.- Libson, T. E. y cols.:" Stratton Field, Texas Gulf Coast: A Successful Cased-Hole Re-evaluation of an Old Field to Determine Remaining Reserves and to Increase Production Level ", JPT, Enero de 1985, pp. 105-123.
- 142.- Ahmad, M. M. y Ovies, S. L.:" Application of Log-Inject-Log in Granny's Creek Oil Field ", Articulo SPE 10366 presented at 1981 Eastern Regional Mtg. of SPE, Columbus, OH, del 4-6 de Noviembre de 1981.
- 143.- Schenewerk, P. A. y cols.:" The Accuracy of Pulsed Neutron Capture Logs for ROS ", Articulo SPE 11148 presented at 58th Tech. Conf. of SPE, New Orleans, LA, del 26-29 de Septiembre de 1982.
- 144.- Wiese, H. C.:" TDT Log Applications in California ", JPT, Febrero de 1983, pp. 429-443.

- 145.- Youngblood, W. E.: "The Application of Pulsed Neutron Decay Time Logs to Monitor Waterfloods with Changing Salinity ", JPT, Junio de 1980, pp. 957-963.
- 146.- Jordan, J. R. y Mitchell, F. R.: U.S. Patent 3,562,523, Febrero de 1971.
- 147.- Schweitzer, J. S. y cols.: "Gamma Ray Spectroscopy Tool: Environmental Effects ", JPT, Septiembre de 1984, pp. 1527-1534.
- 148.- Culver, R. B.: "Carbon/Oxigen (C/O) Logging Instrumentation ", SPEJ, Octubre de 1974, pp. 463-470.
- 149.- Horner, S. C. y cols.: "The Prediction of Saturation Using the Carbon/Oxigen Log SUPRI-40 ", DOE/SF/11564-9, 1984.
- 150.- O'Brien, W. I. y cols.: "Comprehensive Analysis of the Carbon/Oxigen Log ", DOE/ET/12056-2B, Enero de 1983.
- 151.- Lawrence, T. D.: "Continuous Carbon/Oxigen Log Interpretation Techniques ", JPT, Agosto de 1981, pp. 1394-1402.
- 152.- Lock, G. A. y Hoyer, W. A.: "Carbon/Oxigen Log: Use and Interpretation ", JPT, Septiembre de 1974, pp. 1044-1054.
- 153.- Felder, R. D. y Hoyer, W. A.: "The Use of Well Logs to Monitor a Surfactant Pilot Test ", JPT, Agosto de 1984, pp. 1379-1391.
- 154.- Fertl, W. M. y cols.: "Evaluating and Monitoring of Enhanced Recovery Projects in California and Case-Hoes Exploration an Recompletions in West Texas Based on The Continuous Carbon/Oxigen Log ", JPT, Enero de 1983, pp. 143-157.
- 155.- Hopkinson, E. C. y cols.: "The Continuous Carbon/Oxigen Log-Basin Concepts and Recent Field Experiences ", JPT, Octubre e 1982, pp. 2441-2448.
- 156.- Barton, W. y Flynn, J. M.: "Application of the Carbon/Oxigen Log in Johnson (Glorieta) Field ", JPT, Enero e 1981, pp. 145-150.
- 157.- Heemstra, R. J.: "Gamma Radiation Log-Inject-Log Method for SOR Determination ", Internal Report of Bartlesville Energy Technology Center, 1980.
- 158.- Pecina, R. J. y cols.: "Assessment of Gamma-Inject Logging Techniques for the Determination of ROS ", DOE/BC/10308-30, Agosto de 1983.
- 159.- Conoco Finds Gamma Ray Logs Profile Reservoir Best, Enhanced Recovery Week, 15 de Octubre de 1984, pp. 2-3.
- 160.- Caldwell, R. L.: "Method for Determining Fluid Saturation in a Subsurface Formation ", U.S. Patent 4,397,181, Mobil Oil Corporation, 9 de Agosto e 1983.

- 161.- Gournay, L. S.:" Application of Borehole Gravimetric Techniques to Determine Residual Oil Saturation ", U.S. Patent 4,399,693, Mobil Oil Corporation, 23 de Agosto de 1983.
- 162.- Fetkovitch, M. J.:" Decline Curve Analysis Using Type Curves ", Articulo SPE 4629 presented at 48th SPE Meeting, Las Vegas, NV, del 30 de Septiembre al 3 de Octubre de 1973.
- 163.- Arps, J. J.:" Analysis of Decline Curves ", Trans. AIME, v. 160, 1948, p. 228.
- 164.- Dake, L. P.:" Fundamentals of Reservoir Engineering ", Elsevier Scientific Publishing Company, 1978.
- 165.- Coats, K. N., Dempsey, J. R. y Henderson, J. H.:" A New Technique for Determining Reservoir Description from Field Performance Data ", SPEJ, Marzo de 1970, p. 66.
- 166.- Cordiner, F. S., Gordan, D. T. y Jargon, J. R.:" Determination of Residual Oil Saturation After Waterflooding ", Articulo SPE 3791 presented at Improved Oil Recovery Symposium of SPE, Tulsa, OK, 16-19 de Abril de 1972.
- 167.- Ramey, H. J., Jr.:" Interference Analysis for Anisotropic Formations A Case History ", JPT, Octubre de 1975, pp. 1290-1298.
- 168.- Zhuang, Huinong:" Interference Testing and Pulse Testing in the Kenli Carbonate Oil Pool - A Case History ", JPT, Junio de 1984, pp. 1009-1017.
- 169.- Diver, C. J. y Earllougher, R. C. Jr.:" Estimating Three-Phase Fluid Saturation from Well Production and Relative Permeability Data ", JPT, Septiembre de 1968. pp. 914-915.
- 170.- Dietrich, J. K. y Little, J. E.:" A Method of Determining Reservoir Fluid Saturation Using Field Production Data ", Articulo SPE 3961, presented at 47th Annual Fall Mtg. of SPE, San Antonio, TX, del 8-11 de Octubre de 1972.
- 171.- Tong, X. y Chen, Y.:" A General Formula and It's Limitations for the Determination of the Oil in Place Around a Producing Well By Using Pressure Build-Up ", Acta Petrol Sinica, v. 2, No. 1, Enero de 1981 pp. 49-56.
- 172.- Jones, P.:" Reservoir Limit Test ", Oil and Gas J., 18 de Junio de 1956, p. 184.
- 173.- Al-Kallifah, J. A., Aziz, K. y Horne, R. N.:" A New Approach to Multiphase Well Test Analysis ", Articulo SPE 16743, (Sept., 1987), Dallas, TX.

- 174.- Serra, K., Peres, A. y Reynolds, A. C.:" Well Test Analysis for Solution Gas-Drive Reservoirs. Part I: Determination of Relative and Absolute Permeabilities ", Articulo SPE 17020 (Mayo, 1987), Richardson, TX
- 175.- Serra, K. Y., Peres, A. M. M. y Reynolds, A. C.:" Well Test Analysis for Solution Gas-Drive Reservoirs. Part II: " Buildup Analysis ", Articulo SPE 17048, Proceedings of the 1987 SPE Eastern Regional Meeting (Mayo, 1987), pp. 183-205
- 176.-Vo, D. T. y Raghavan, R.:" An Aproximate Method for Analysis of Data for Multiphase Flow ", Articulo 18112 (Octubre, 1988), Houston, TX
- 176.- Vercellino, W. C. y cols.:" Classical Formation Evaluation Program in Cased Holes for Both Fresh and Saline Formation Waters to Determine Hydrocarbon Content ", Articulo SPE 5508 presented at SPE of AIME Fall Meeting, Dallas, TX, 1975.
- 177.- Vo, D. T. y Raghavan, R.:" An Aproximate Method for Analysis of Data for Multiphase Flow ", Articulo 18112 (Octubre, 1988), Houston, TX
- 178.- McWhirter, V. C. y Fertl, W. H.:" Log-Derived Residual Oil Saturation A Look at Basic Concepts and Field Case Studies ", Southwest Petroleum Short Course, San Antonio, TX, 1984.
- 179.- Murphy, R. P. y cols.:" Evaluation Of Residual Oil Saturations Using Log Inject Log Procedures ", JPT, Febrero de 1977, pp. 178-186.
- 180.- Reedy, G. K.:" Accurate Residual Oil Saturation Measurement Using a Modified Log-Inject-Log Procedure ", SPWLA 25th Annual Logging Symposium, del 10-13 de Junio de 1984.
- 181.- Matthews, C. S. y Russell, D. G.:" Pressure Buildup and Flow Tests in Wells ", SPE Monograph, H. L. Doherty Series, Dallas, TX., 1967.
- 182.- Earlougher, R. C. Jr.:" Advances in Well Test Analysis ", SPE Monograph, H. L. Doherty Series, v. 5, 1977.
- 183.- Abbaszadeh-Dehghani, M. y Brigham, W. E.:" Analysis of Well to Well Tracer Flow to Determine Reservoir Layering ", JPT, Octubre de 1984 pp. 1753-1762.
- 184.- Gournay, L. S. y Lyle, W. D.:" Determination of Hydrocarbon Saturation and Porosity Using a Combination Borehole Gravimeter (BHGM) and Deep Investigating Electric Log ", SPWLA 25th Annual Logging Symposium, 10-13 de Junio de 1984.
- 185.- Abbaszadeh-Dehghani, M. y Brigham, W. E.:" Analysis of Unit Mobility Ratio Well Tracer Flow to Determine Reservoir Heterogeneity ", DOE/SF/11564-1, Febrero de 1983.
- 186.- Taber, J. J.:" Static and Dynamics Forces Required to Remove a Discontinuous Oil Phase from Porous Media Containing Oil and Water ", Soc. Pet. Eng. J., 1969, 9(1), pp. 8-12.

- 187.- Owens, W. W. y Archer, D. L.: " The Effect of Role Wettability on Oil-Water Relative Permeability Relationships ", JPT, (Jul., 1971), pp. 873-78.
- 188.- Steigmeir, G. L.: " Mechanisms of Entrapment and Mobilization of Oil in Porous Media In: Improved Oil Recovery by Surfactant and Polimer Flooding, Ed. Academic, New York, N. Y., 1969, pp. 55-91.
- 189.- Taber, J. J.: " Research on Enhanced Oil Recovery, Past, Present and Future, In ", Ed. D. O. Shah, Surface Phenomena in Enhanced Oil Recovery Plenum, New York 1981, N. Y., pp. 13-52.
- 190.- Melrose, J. C. y Brandner, C. F.: " Role of Capillary Forces in Determining Microscopic Displacement Efficiency for Oil Recovery by Waterflooding ", J. Can. Pet. Technol., 1974, 13(4), pp. 54-62.
- 191.- Morrow, N. R.: " Interplay of Capillary, Viscous and Bouyancy Forces in the Mobilization of Residual Oil ", J. Can. Pet. Technol., 1979, 18(3), pp. 35-46.
- 192.- Morrow, N. R. y Chatziz, I.: " Measurement and Correlation of Conditions for Entrapment an Mobilization of Residual Oil ", Annu. Rep., U. S. Dep. Energy, Rep. No. DOE/BC/10310-20, 59pp.
- 193.- Morrow, N. R. y Songkran, B.: " Effects of Viscous and Bouyancy Forces on Nonwetting Phase Trapping in Porous Media. In: ", Ed. D. O. Shah, Surface Phenomena in Enhanced Oil Recovery, Plenum, New York, N. Y., 1981, pp. 387-411.
- 194.- Luján, S. R.: " Aplicaciones del Nitrógeno en Procesos de Recuperación Mejorada ", Tesis Prof., Fac. de Ing., U.N.A.M., México, D. F., 1983.
- 195.- Chung, T. H.: " Heavy Oil Recovery by CO₂ Inmiscible Displacement Method ", Dept. Energy Report, Niper-76, (Abril, 1986)
- 196.- Whorton, L. P. y Kieschnick, W. F. Jr.: " A Preliminary Report on Oil Recovery by High-Pressure Gas Injection ", Drill and Prod. Prac., (1950) 247, 47.
- 197.- Lorenz, P. B.: " A Postflood Evaluation of the North Burbank Surfactant-Polymer Pilot ", Dept. Energy Report, Niper-94, (Junio, 1986)
- 198.- Stosur, J. J.: " The Potential of Enhanced Oil Recovery ", Energy Research, Vol. 10, (1986), pp. 357-370
- 199.- Bryant, R. S. y Douglas, J.: " Survival of MEOR Systems in Porous Media" Dept. of Energy Report, Niper-105, (Marzo, 1986)