



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

‘Análisis y cálculos detallados del trabajo de inyección de agua en el campo Little Creek por C. Cronquist e inyección periférica de agua en el campo SAFBEU por R. Denham, para ser usado como material didáctico en los cursos de recobro secundario de petróleo’

TESIS DE GRADO

**Previo a la obtención del título de:
INGENIERO EN PETRÓLEOS**

Presentado por:

**JORGE MANUEL CUSME VERA
JONATAN UVALDO LOAYZA AGUILAR
JOHNNY DANIEL ZAVALA AMAYA**

Guayaquil - Ecuador

2012

Agradecimiento

A papá Dios, por ser esa luz que ha iluminado incesante mis acciones en la vida; a mis amados padres Eddie, Delia y Jorge por ser mi motivación y mi apoyo incondicional; a mis hermanos y mi sobrino porque activan mis nobles sentimientos día tras día; a mis familiares y amigos que me brindaron su colaboración desinteresada de diferentes maneras; a ESPOL por ser mi estandarte; y en especial a Priscila A. por estar a mi lado en estos últimos años inspirando mucho más mis sueños.

CUSME J.

Agradecimiento

En primer lugar a Dios por darme el apoyo incondicional a través de mis seres queridos, a mis padres que siempre estuvieron a mi lado en los momentos más difíciles, a mis hermanos y a mi tío Sr: Sigifredo Loayza por darme día a día consejos de superación, además quiero agradecer a ESPOL por formarme profesionalmente y en especial quiero dar mi agradecimiento al Ing. Ricardo Gallegos por ser la persona quien compartió sus conocimientos para la culminación de esta tesis.

LOAYZA J.

Agradecimiento

A JEHOVA DIOS DE LOS EJERCITOS Y
ACADA UNO DE MIS MAESTROS. A Dios,
porque hizo posible que realice este trabajo y a
mis maestros, por su valiosa ayuda y
colaboración para con el mismo.

J. ZAVALA

Dedicatoria

A Dios, mis padres Sra. Eddie Vera, Sr. Jorge Vera y Sra. Delia Zambrano por su inagotable entrega y esfuerzo que me han concedido y por ser mi orgullo y motivo perpetuo de superación.

CUSME J.

Dedicatoria

A dios y a mis padres Sr: MILTON UVALDO
LOAYZA LOAYZA Y Sra: MARIA DEL
ROCIO AGUILAR DE LOAYZA, por todo el
esfuerzo y dedicación prestada para ir por el
camino de la incesante superación.

A MIS HERMANOS:

JOHANNA

KAREN

DERRICK

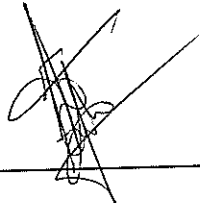
LOAYZA J

Dedicatoria

A Jehová Dios de los Ejércitos, por permitir que viva este momento. A Juan y Leonor, mis padres; también a mis hermanos, porque siempre estuvieron ahí para ayudarme. Y en especial a Letty, Armando, Daniel, José, Dámaris y María B. por sus sacrificio y confianza en mí.

J. ZAVALA

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



ING. EDUARDO SANTOS B.

SUBDECANO DE LA FICT

ING. RICARDO GALLEGOS ORTA

DIRECTOR DE TESIS

DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, me corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL".

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)

JORGE M. CUSME VERA

AUTOR DE LA TESIS

JONATAN U. LOAYZA AGUILAR

AUTOR DE LA TESIS

JOHNNY D. ZAVALA AMAYA

AUTOR DE LA TESIS

RESUMEN

El presente trabajo trata acerca de aplicar eficientemente un modelo de predicción para proyectos de inyección de agua en la etapa de recuperación secundaria, para yacimientos homogéneos.

Además se compara los datos presentados en el campo Little Creek- Mississippi, por C. Cronquist y en el campo SAFBEU- Oklahoma, por R. Denham, con los cálculos realizados bajo el modelo de Buckley y Leverett.

También se ha enfocado como entender el método de predicción y como aplicar cada una de las ecuaciones en el proceso, como se obtiene los datos para remplazarlos en cada una de las ecuaciones y uno de los puntos más importantes es un análisis financiero y de gestión al que conlleva el proceso de inyección de agua en una segunda etapa de recuperación, con sus respectivas conclusiones.

La importancia de comparar los resultados reales de los campos con el método de Buckley y Leverett, es que constituye una gran herramienta para tener idea del comportamiento del relleno en el reservorio a manera que se está inyectando agua y cuál es la recuperación total al final del proyecto.

Para realizar una adecuada aplicación del método e ir entendiendo cada una de las variables que encontramos en las ecuaciones, se hizo una investigación de los campos que gobiernan la aplicación del método que son:

- Propiedades de los fluidos en el reservorio
- Propiedades de la roca reservorio

Así mismo para realizar un adecuado análisis financiero y de gestión se hicieron investigaciones en:

- Métodos de evaluación de proyecto
- Análisis económico (Parámetros de inversión)
- Tiempo de vida del proyecto (Amortización).

Para saber las características que tiene el reservorio, es necesario tener en cuenta ciertos conceptos básicos como lo son permeabilidad, viscosidad, porosidad, presión capilar, etc. Ya que si tenemos en cuenta dichos conceptos la aplicación de estas formulas nos resulta fácil de visualizar.

En lo que respecta al desarrollo del método de Buckley y Leverett es necesario tener varias consideraciones para la aplicación del mismo, por ejemplo la asunción de un flujo horizontal, el gradiente de presión capilar es despreciable, un tipo de desplazamiento lineal y la movilidad menor a 1. Todos estos datos en conjunto dan como resultado una predicción eficaz y valedera para ser sometido a un análisis económico.

ÍNDICE GENERAL

CAPÍTULO I.....	3
PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	3
1.1. Generalidades.....	3
1.2. Petróleo.....	4
1.3. Petróleo y gas natural.....	5
1.4. Comportamiento de fases	6
1.4.1. Propiedades de las mezclas líquidas de hidrocarburos.....	6
1.5. Caracterización de las fracciones indefinidas de petróleo.....	8
1.6. Densidad.....	8
1.7. Compresibilidad isotérmica	10
1.8. Viscosidad.....	11
1.9. Formación del factor volumétrico del petróleo	12
1.9.1. Correlaciones para B_o , p_b y R_s	14
1.10. Presión de Burbuja.....	14
1.11. Viscosidad.....	15
CAPÍTULO II.....	18
PROPIEDADES DE LAS ROCAS.....	18
2.1. Generalidades.....	18
2.2. Porosidad.....	19
2.2.1. Porosidad absoluta.....	20
2.2.2. Porosidad efectiva.....	20
2.2.3. Porosidad primaria.....	21
2.2.4. Porosidad secundaria.....	21
2.3. Rocas reservorio.....	22
2.3.1. Areniscas	22
2.3.2. Rocas carbonatadas	23

2.3.3.	Otras rocas.....	24
2.4.	Medición de porosidad.....	24
2.4.1.	Porosidad media	25
2.5.	Compresibilidad	25
2.6.	Saturación De Fluidos.....	28
2.6.1.	Métodos de determinación de saturación	31
2.6.2.	Factores que afectan a la saturación.....	32
2.7.	Permeabilidad.....	32
2.7.1.	Flujo lineal permanente	40
2.7.2.	Combinaciones de permeabilidades	41
2.7.3.	Lentes paralelos con flujo lineal.....	41
2.7.4.	Lentes paralelos con flujo radial	43
2.7.5.	Lentes en serie con flujo lineal.....	45
2.7.6.	Lentes en serie con flujo radial	47
2.7.7.	Métodos de medición	49
2.7.8.	Permeabilidad media	50
2.7.9.	Factores que afectan la permeabilidad	51
2.8.	Capilaridad.....	51
2.9.	Mojabilidad.....	53
2.10.	Permeabilidades efectiva y relativa.....	56
2.10.1.	Factores que afectan la permeabilidad relativa.....	58
2.10.2.	Proceso de saturación.....	59
2.10.3.	Mojabilidad.....	61
2.10.4.	Consolidación del medio poroso.....	62
CAPÍTULO III		64
METODOLOGÍA PARA LA RECUPERACIÓN SECUNDARIA		64
3.1.	Generalidades.....	64
3.2.	Tipos de inyección.....	66
3.2.1.	Inyección periférica o externa	66

3.2.2.	Inyección en arreglos o dispersa.....	67
3.3.	Desplazamiento de fluidos inmiscibles.....	69
3.4.	Mecanismos de desplazamiento.....	70
3.4.1.	Condiciones iniciales antes de la invasión.....	70
3.4.2.	La invasión a un determinado tiempo.....	71
3.4.3.	Llene.....	71
3.4.4.	Ruptura.....	71
3.4.5.	Posterior a la ruptura.....	72
3.5.	Modelo de Buckley y Leverett.....	72
3.5.1.	Ecuación de flujo fraccional.....	74
3.5.2.	Curva típica de flujo fraccional.....	78
3.5.3.	Ecuación de avance frontal o ecuación de la velocidad del frente de invasión.....	79
3.6.	Concepto de zona estabilizada.....	83
3.7.	Eficiencia de barrido areal.....	85
3.8.	Factores que afectan la eficiencia de barrido areal.....	88
3.9.	Método de Buckley – Leverett.....	89
3.9.1.	Consideraciones teóricas.....	91
3.9.2.	Procedimiento para la predicción.....	92
CAPÍTULO IV.....		95
APLICACIÓN DEL MÉTODO DE INYECCIÓN DE AGUA PARA DIFERENTES CAMPOS.....		95
4.1.	Inyección de agua en el Campo Little Creek Mississippi.....	95
4.1.1.	Desarrollo.....	96
4.1.2.	Geología.....	97
4.1.3.	Comportamiento del yacimiento.....	98
4.1.4.	Unificación del Yacimiento.....	99
4.1.5.	Comportamiento de la Inyección.....	100
4.1.6.	Modelo de predicción clásico de waterflooding aplicado al campo Little Creek.....	102

4.2.	Determinación de características de desempeño de un reservorio, mediante el método de predicción de buckley and leverett (inyección de agua).....	121
4.2.1.	Metodología y desarrollo	127
CAPÍTULO IV		139
ANÁLISIS FINANCIERO Y DE GESTIÓN.....		139
5.1.	Generalidades.....	139
5.2.	Métodos de evaluación de proyectos	140
5.3.	Funciones de pérdida y error.....	141
5.4.	Predicciones a considerar.....	141
5.5.	Análisis económico.....	143
5.5.1.	Reacondicionamiento de pozos.....	143
5.5.2.	Precio del hidrocarburo.....	144
5.5.3.	Vida del proyecto.....	144
5.6.	Fundamentos para un modelado integrado de reservorios	146
5.7.	Desarrollo del modelo integral de reservorios en proyecto de inyección de agua	151
CAPÍTULO VI		154
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		154
6.1.	CONCLUSIONES.....	154
6.1.1.	Caso de aplicación 1.....	155
6.1.2.	Caso de aplicación 2.....	155
6.2.	RECOMENDACIONES.....	156
6.2.1.	Caso de aplicación 1.....	157
6.2.2.	Caso de aplicación 2.....	157
BIBLIOGRAFÍA		159

SIMBOLOGIA

$(X)_{sw}$	Avance de Flujo, ft
μ_o	Viscosidad del Petróleo, Cp
μ_w	Viscosidad del Agua, Cp
A'	Área entre pozo inyector y pozo productor, Acres
dfw/dSw	Gradiente de Flujo Fraccional
E_d	Eficiencia de Barrido, %
FR	Factor de Recobro, %
fw	Flujo Fraccional
$h = L'$	Espesor de pago de la Formación, Ft.
i_w	Tasa de Inyección de Agua, BBL/Día
K_{ro}	Permeabilidad Relativa al Petróleo
K_{rw}	Permeabilidad Relativa al Agua
L	Distancia Entre Pozo Inyector y Productor, Ft
N_p	Petróleo Original en Sitio, BBL
P_v	Volumen Poroso, BBL
Q_{iBT}	Agua Inyectada Acumulada antes de la Ruptura, BBL
Q_o	Tasa de Flujo de Petróleo, BBL/Días
Q_w	Tasa de Flujo de Agua, BBL/Días
S_{or}	Saturación de Petróleo Residual, %
S_w	Saturación de Agua, %
S_{w2av}	Saturación de agua promedio después de la ruptura, %
S_{wav}	Saturación de agua promedio, %
S_{wc}	Saturación de Agua Connata, %
S_{wf}	Saturación de Agua antes de la Ruptura, %
S_{wi}	Saturación de Agua Inicial, %

t	Tiempo, Días
tBT	Tiempo a la Ruptura, Días
WiBT	Agua Inyectada Acumulada antes de la Ruptura, BBL
Winj	Agua Acumulada Inyectada, BBL
WORs	Relación Gas-Petróleo superficie, Ft ³ /BBL
Wp	Producción de Agua Acumulad, BBL
β_o	Factor Volumétrico del Petróleo en la Formación, BBL/STB
β_w	Factor Volumétrico del Agua en la Formación, BBL/STB
ϕ	Porosidad, %

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Figura 1.1.-Compresibilidad del petróleo en función de la densidad en la presión de burbuja	11
Figura 1.2 Ejemplo gráfico de factor volumétrico del petróleo	13
Figura 1.3 Determinación de la presión de burbuja	15
Figura 1.4 Viscosidad del agua salada	17
Figura 2.1 Roca formada por granos esféricos en una estructura cubica.	20
Figura 2.2 Sección transversal de una muestra de roca	22
Figura 2.3 Diseño esquemático de una muestra de arenisca.....	23
Figura 2.4 Efecto de compactación natural sobre la porosidad (Krumbein & Sloss, 1951).....	26
Figura 2.5 Roca reservorio conteniendo tres fluidos: agua, petróleo y gas.	28
Figura 2.6 Distribución de velocidades en un tubo capilar – flujo viscoso	35
Figura 2.7 Flujo lineal	40
Figura 2.8 Lentes paralelos y horizontales con flujo lineal	42
Figura 2.9 Lentes paralelos y horizontales con flujo radial	44
Figura 2.10 Lentes en serie con flujo lineal.....	46

Figura 2.11 Lentes en serie con flujo radial.....	48
Figura 2.12 Película superficial creada por las fuerzas intermoleculares.....	52
Figura 2.13 Angulo de contacto (Benner & Bartell, 1941)	54
Figura 2.14 Distribución más común de los fluidos en el interior de los poros de la roca reservorio.....	55
Figura 2.15 Distribución de fluidos en un reservorio mojado por petróleo.....	56
Figura 2.16 Influencia del proceso de saturación en las curvas de permeabilidad relativa	61
Figura 2.17 Efecto de la mojabilidad sobre las curvas de permeabilidad relativa – Curva 1: agua moja preferencialmente; Curva 2: petróleo moja preferencialmente (Bonet & Gabrielli)	62
Figura 2.18 Efecto de la consolidación del medio poros sobre las curvas de permeabilidad relativa – Curva 1: medio poros no consolidado; Curva 2: medio poroso consolidado (Botset, 1940)	63
Figura 3.1 Modelo lineal de una formación sometida a invasión con agua.....	74
Figura 3.2 Dirección de flujo y convención de signos en yacimientos inclinados.....	76
Figura 3.3 Curva de flujo fraccional	79
Figura 3.4 Tasa másica de flujo a través de un elemento lineal de volumen $\phi A \Delta x$	80

Figura 3.5 Distribución de saturación con distancia cuando existe zona estabilizada	84
Figura 3.6 Pendiente a la curva de flujo fraccional a determinada saturación de agua	85
Figura 3.7 Gráficos mostrando el área horizontal barrida a diferentes tiempos para un arreglo de 5 pozos	87
Figura 3.8 Curva de flujo fraccional cuando se inyecta agua	91
Figura 3.9 Curva de flujo fraccional ampliada	92
Figura 4.1 Mapa del Sur de Mississippi	96

INTRODUCCIÓN

La inyección de agua como un método de recuperación secundaria se descubrió accidentalmente en el año de 1870, en la ciudad de Pithole, al oeste de Pensylvania, cuando una fuga en una formación acuifera redujo la producción del pozo afectado, pero aumento la producción de los pozos vecinos.

Hoy en día es el principal y más conocido de los métodos convencionales de recuperación secundaria de aceite, habiéndose constituido hasta esta fecha en el proceso que más ha contribuido a la recuperación extra de aceite.

De aquí la importancia del estudio y análisis de las aplicaciones de uno de los métodos, de manera puntual el Método de Buckley y Leverett", para la recuperar petróleo, en lo que se conoce como Recuperación Secundaria.

El método se caracteriza por mostrar el comportamiento que tendrá el proceso de inyección de agua en el reservorio y la eficiencia del agua para desplazar a los hidrocarburos del medio que invade.

El método, a través de sus ecuaciones nos muestra el comportamiento que tendrán los fluidos del yacimiento al ser desplazados hacia los pozos productores por la acción del agua inyectada.

El proceso de inyección de agua ha sido el método convencional de recuperación más utilizado en los yacimientos de aceite y gas con el fin de aumentar su energía de los pozos (aumentar su

presión de fondo), de aquí otra de las importancia de entender y conocer como se debe aplicar el método de predicción.

De acuerdo con los resultados obtenidos en varios proyectos exitosos, la inyección de gas actúa mejor en yacimientos bajo saturados y en aquellos mojados por aceite. En yacimientos que contengan aceite saturado, es preferible la inyección de agua, si la permeabilidad del yacimiento es bastante alta. En yacimientos que contengan aceite volátil se puede aplicar otros métodos como la inyección de gas miscible. En yacimientos heterogéneos mojados por agua resulta más eficiente la inyección de agua debido a la imbibición espontanea del agua, lo cual no ocurre con la inyección de gas.

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

CAPÍTULO I

PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

1.1. Generalidades

Las propiedades de los fluidos existentes en los yacimientos de petróleo proporcionan información importante para el estudio del comportamiento de dichos yacimientos. Estas propiedades deben ser, de preferencia, determinadas experimentalmente en análisis de laboratorio. En algunas situaciones, sin embargo, por motivos económicos u operacionales, esto no es posible. En esos casos, las propiedades de los fluidos del yacimiento pueden ser calculadas a través de ecuaciones de estado o estimadas usando cartas o correlaciones empíricas disponibles en la literatura. En este capítulo serán presentados los conceptos referentes a las propiedades de

los fluidos comúnmente encontrados en yacimientos de petróleo, bien como correlaciones para estimar dichas propiedades en el caso de no haber disponibilidad de datos medidos en laboratorio.

1.2. Petróleo

Petróleo (del latín *petra* = roca y *óleum* = aceite) es el nombre dado a las mezclas naturales de hidrocarburos que pueden ser encontrados en estado sólido, líquido o gaseoso, dependiendo de las condiciones de presión y temperatura a las que estén sometidas. El petróleo puede aparecer en una sola fase como también puede presentarse en más de una fase en equilibrio.

Bajo el nombre de *hidrocarburos* existe una gran variedad de compuestos de carbono e hidrógeno que químicamente, de acuerdo con ciertas características, son agrupados en series. Más de 15 series de hidrocarburos se han identificado, siendo que unas son encontradas con mayor frecuencia que otras. Las más comúnmente encontradas son las *parafinas*, las *olefinas* y los hidrocarburos *aromáticos*. Dentro de una misma serie pueden ser encontrados desde compuestos muy leves y químicamente simples, como por ejemplo el metano de la serie de las parafinas, hasta compuestos más pesados y químicamente complejos.

La variedad infinita de composiciones de las mezclas de hidrocarburos, junto con las variedades de tipos y niveles de impurezas hace que prácticamente todas las mezclas tengan diferentes características. Color, viscosidad, masa específica, etc. pueden diferir bastante de un campo a otro.

Las propiedades físico-químicas de un petróleo dependen de su composición química, que puede ser obtenida a través de análisis químicos. Otro aspecto interesante es que, como las condiciones de presión varían con la posición dentro del yacimiento, estrictamente se puede decir que en una misma acumulación de petróleo las características de los fluidos varían de punto a punto.

1.3. Petróleo y gas natural

El estado físico de una mezcla de hidrocarburos depende no solo de su composición, pero fundamentalmente de las condiciones de presión y temperatura a la que la misma está sometida. Se entiende por composición no sólo qué hidrocarburos están presentes, sino también en qué proporciones ellos se presentan en la mezcla. Cuando una mezcla de hidrocarburos se presenta en estado gaseoso, recibe el nombre de gas natural o simplemente gas. Predominan esas mezclas de hidrocarburos más ligeras de la serie de las parafinas, siendo el metano el más abundante, y es exactamente por eso que la mezcla se presenta en ese estado físico. Cuando está en estado líquido, el petróleo es llamado petróleo crudo o simplemente petróleo.

A condiciones de reservorio se tiene, por tanto, no exactamente petróleo pero sí una mezcla líquida de hidrocarburos formada por petróleo más el gas natural que en ella se encuentra disuelto. Cuando una mezcla se presente totalmente en estado gaseoso a condiciones de reservorio recibe también el nombre de gas natural.

1.4. Comportamiento de fases

Las formas en que una sustancia puede presentar le da el nombre de los estados físicos o fases. Un sistema puede presentar una o más fases en equilibrio. Lo que caracteriza a la fase es que es parte de un grupo homogéneo, físicamente distinta de un sistema y separada de las demás partes con fronteras bien definidas. La(s) fase(s) en que se encuentra una sustancia está definida por la condición de presión y temperatura a la que está sometida. Esto significa que los cambios en estas condiciones causan cambios en las fases. Al estudio de los cambios de fase de las sustancias se le da el nombre de *comportamiento de fases*.

Las acumulaciones de petróleo son sometidas a constantes cambios en la presión y temperatura como resultado de sus procesos de producción. Los cambios de las condiciones se producen tanto para el material que va siendo removido del interior del estrato y llevados a la superficie como para el material que queda dentro de la roca. Por lo tanto, se puede decir que los cambios de fase ocurren todo el tiempo durante la producción de un yacimiento de petróleo. Así, el comportamiento de las fases es un aspecto de suma importancia para entender el comportamiento de los yacimientos de petróleo. Hay que recordar, sin embargo, que el petróleo es una mezcla de hidrocarburos, de modo que más allá de las presiones y temperaturas que se presentan, el estado físico o fase dependerá esencialmente de su composición.

1.4.1. Propiedades de las mezclas líquidas de hidrocarburos

Las mezclas de hidrocarburos, y son muy variadas, pueden experimentar cambios importantes cuando son sometidos a diferentes condiciones de temperatura y presión. Los cambios físicos que

ocurren en el Estado parte de la mezcla, los cambios en la composición, las variaciones de viscosidad, las variaciones de densidad, y así sucesivamente. Los líquidos que se producen son sometidos a diferentes condiciones de temperatura y presión en su camino, que comienza dentro de la roca reservorio en el tanque y acaba en la superficie. En un momento los fluidos son sometidos a lo que se llama procesamiento primario, en el que el gas natural se separa del aceite. Finalmente, los fluidos producidos sufren cambios considerables durante el proceso de producción. También los fluidos que permanecen en el yacimiento no han cambiado, ya que las condiciones no cambian también debido a la producción. La presión del yacimiento disminuirá a medida que se coloca la eliminación de la masa en el interior de la misma. Por otro lado, la temperatura baja en el depósito debido a la producción son completamente insignificantes, excepto en casos especiales.

La información acerca de los cambios sufridos tanto por el líquido que queda en el depósito, ya que se producen, son importantes para predecir y vigilar el comportamiento de un depósito durante su vida productiva. A partir de este conocimiento se puede predecir lo que resultará en la superficie (en términos de volúmenes de petróleo y / o gas) líquidos producidos a partir de un depósito. Para obtener dicha información es necesaria para recoger muestras de fluidos en las condiciones de reservorio y someterlos al análisis llamado PVT (presión, volumen y temperatura), obteniendo entre otros parámetros la presión de burbuja (o saturación), el factor volumétrico de gas, el factor de volumétrico de petróleo, la relación entre la solubilidad y la viscosidad de los fluidos. Este ensayo PVT es en realidad un proceso de liberación, es decir, la presión a la que se somete la mezcla se reduce, lo que resulta en la liberación de gas natural que se disuelve en el aceite.

1.5. Caracterización de las fracciones indefinidas de petróleo

Al analizar la composición de una mezcla de hidrocarburos a menudo las limitaciones de equipos y procesos, los compuestos se identifican con un determinado peso molecular, mientras que el restante es indefinido. Los componentes no identificados se agrupan en una especie de componente virtual o pseudocomponentes. Por ejemplo, supongamos que en una mezcla es capaz de identificar hasta que el hexano (el sexto elemento de la serie de los alcanos), los otros elementos se pueden agrupar en un pseudocomponente identificado como heptano +, es decir, compuestos de heptano y más pesado.

Las propiedades de una mezcla a menudo se determinan a partir de las propiedades de sus componentes. Así no se puede ignorar el conocimiento de las propiedades de los pseudocomponentes, que a menudo se presenta en la mezcla en un porcentaje bastante alto. Debido al hecho de que el pseudocomponente es una agrupación de elementos, sus propiedades deben ser estimadas utilizando las correlaciones que participaron unos datos ya conocidos.

1.6. Densidad

La densidad de una mezcla líquida se define como la relación entre la densidad de la mezcla y la densidad del agua, ambos medidos en las mismas condiciones de presión y temperatura preestablecida. La densidad del petróleo está dada por:

$$\alpha_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \dots \dots \dots \text{EC 1.1}$$

Donde P_o y P_w son las masas específicas, respectivamente, del petróleo y del agua. La temperatura elegida para medir la densidad del agua, utilizada en la definición de la densidad de referencia, se llama la condición de temperatura normal. La elección de la temperatura estándar de 4°C, por ejemplo, permite que la densidad de un líquido o de una mezcla líquida sea numéricamente igual a su masa específica, ya que la masa de 1 g de agua ocupa 1cm³ a 4 ° C, es decir, en estas condiciones la densidad del agua es igual a 1.

Por otro lado, la elección de la temperatura a la cual se mide la densidad del líquido o la mezcla de líquido, define la llamada ley de la densidad. Las unidades estadounidenses en la medición de la densidad son realizadas a la temperatura estándar de 60°F, ambos considerados por el líquido en el agua, que se utiliza como referencia. En este caso, la densidad está representada por $d_{60/60°F}$ se calcula mediante:

$$d_{60/60°F} = \frac{\rho_{\text{líquido a } 60°F}}{\rho_{\text{agua } 60°F}} \dots\dots\dots \text{EC. 1.2}$$

La densidad de un líquido o una mezcla de líquido también se pueden expresar en grados API (°API), que es una función hiperbólica de la densidad, utilizados en la industria petrolera:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{d_{60/60°F}} - 131.5 \dots\dots\dots \text{EC. 1.3}$$

De acuerdo con la definición de un grado API (°API), que se muestra en la ecuación anterior, el agua, cuya densidad $d_{60/60°F}$ es igual a 1, tiene una gravedad API de 10. Los aceites presentes en

los yacimientos de petróleo y generalmente son menos densos que el agua, con una gravedad API de 20 a 35, pero puede haber casos en que el aceite es más denso que el agua. En Venezuela y Canadá, por ejemplo, se pueden encontrar en los yacimientos de petróleo grados API de tan sólo 8.

1.7. Compresibilidad isotérmica

La compresibilidad del petróleo de preferencia debe ser obtenida en el análisis PVT en el laboratorio. En ausencia de estos datos, sin embargo, la correlación de la figura 1.1 se puede utilizar para estimar el coeficiente de compresibilidad del petróleo de acuerdo a su densidad en la presión de burbuja.. La compresibilidad del petróleo se calcula por:

$$c_o = \frac{c_{pr}}{p_{pc}} \dots\dots\dots EC. 1.4$$

Donde c_o , es la compresibilidad pseudoreducida.

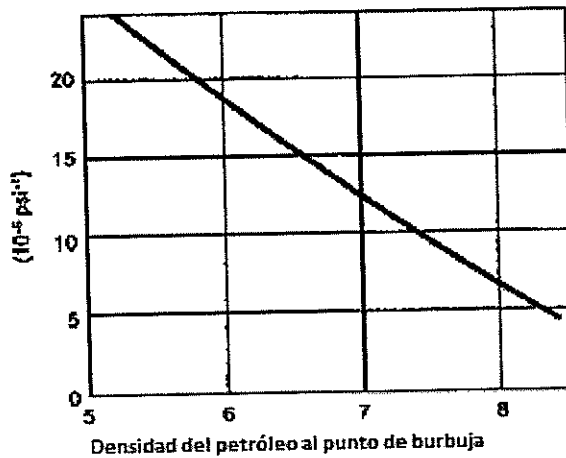


Figura 1.1.-Compresibilidad del petróleo en función de la densidad en la presión de burbuja

Fuente: Libro de Ingeniería de Reservorios de Petróleo, 2006.

1.8. Viscosidad

La viscosidad de un líquido es afectada por las variaciones de temperatura y presión. A diferencia del comportamiento de un gas ideal, la viscosidad del líquido disminuye con la temperatura y aumenta con la presión, también en el caso de los hidrocarburos líquidos la viscosidad disminuye al aumentar la cantidad de gas en solución.

El comportamiento de la viscosidad de las mezclas de líquido depende, además de la presión y temperatura, de su composición. La admisión de la regla válida para soluciones ideales, la viscosidad de una mezcla líquida puede ser estimada por la expresión:

$$\mu = \sum_{i=1}^{n_c} x_i \mu_i \dots \dots \dots \text{EC. 1.5}$$

Donde x_i y μ_i son la viscosidad y la fracción molar del componente i , respectivamente.

1.9. Formación del factor volumétrico del petróleo

Por definición el factor volumétrico de petróleo (B_o) es la razón entre el volumen que la fase líquida (petróleo mas gas disuelto) ocupa bajo condiciones de presión y temperatura cualquiera y al volumen que permanece como fase líquida cuando la mezcla llegue a las condiciones estándares. Es necesario recordar que, por definición, esa parte que permanece líquida cuando la mezcla se lleva a las condiciones estándar es el petróleo. Por tanto:

$$\beta_o = \frac{\text{volumen de petróleo + gas disuelto en condiciones } p \text{ y } T}{\text{volumen de petróleo en tanque (medido en condiciones estándares)}} \dots\dots\dots \text{EC. 1.6}$$

El factor de formación volumétrico de petróleo expresa que el volumen de la mezcla en una condición de presión y la temperatura cualquiera necesarias para extraer del reservorio para obtener una unidad de volumen de petróleo a condiciones estándares.

El factor volumétrico del petróleo puede ser presentado tanto en la tabla como en forma gráfica, con forme se puede ver en la Figura 1.2, donde B_{oi} representa el valor de B_o a la presión inicial P_i y B_{ob} , el valor en la presión de burbuja p_b .

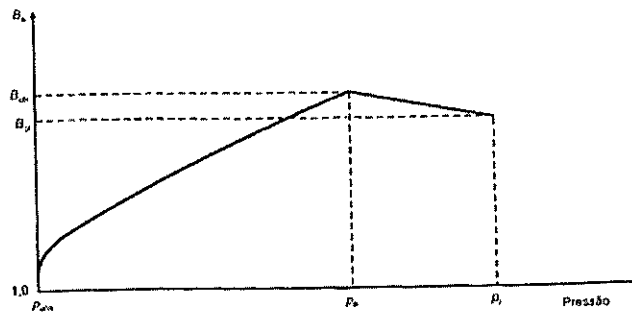


Figura 1.4 Ejemplo granco de factor volumétrico del petróleo

Fuente: Libro de Ingeniería de Reservorios de Petróleo, 2006.

El comportamiento de B_o por encima de la presión de burbuja (entre p_i y p_b) es prácticamente lineal con la presión. Esto se debe al hecho de que por encima de la presión de burbuja la variación del volumen del fluido con respecto a la presión debe ser sometida a una compresibilidad a la cual el líquido es sometido en el reservorio, ya que no ha liberado gas. Los líquidos poseen compresibilidades isotérmicas aproximadamente constantes, de modo que, aplicando la definición de compresibilidad se puede escribir, sobre la presión de burbuja, por lo que la compresibilidad del petróleo está dada por la ecuación:

$$c_o = -\frac{1}{V_{oi}} \frac{\Delta V_o}{\Delta p} = -\frac{V_o - V_{oi}}{V_{oi}(p - p_b)} = \frac{V_o - V_{oi}}{V_{oi}(p_i - p)} = \frac{\beta_o - \beta_{oi}}{\beta_{oi}(p_i - p)} \dots \dots \dots \text{EC. 1.7}$$

De donde se obtiene:

$$\beta_o = \beta_{oi} + c_o \beta_{oi} (p_i - p) \dots \dots \dots \text{EC. 1.8}$$

Para C_o constante, el valor de B_o en la ecuación, es una función lineal de presión. Así la presión de burbuja del comportamiento del factor volumétrico del petróleo está regida por su compresibilidad isotérmica.

Por debajo de la presión de burbuja, en otras palabras, cuando la presión es menor que p_b , el valor del factor volumétrico del petróleo (B_o) disminuye continuamente conforme cae la presión. Esto se debe al hecho de que, a medida que la presión se reduzca, a partir del punto de burbuja, cantidades de gas son liberadas de la solución, resultando entonces en menores volúmenes remanentes de petróleo en el reservorio.

1.9.1. Correlaciones para B_o , p_b y R_s

Cuando no hay disponibilidad de datos de laboratorio, las correlaciones empíricas pueden ser utilizadas para estimar las propiedades de los fluidos de un reservorio. Varias correlaciones se han desarrollado para calcular el factor volumétrico del petróleo, la relación entre la solubilidad a la presión de burbuja de una mezcla de hidrocarburos, a partir de unos parámetros conocidos. Se pueden citar, por ejemplo, las correlaciones de Standing (1951). Cabe señalar, sin embargo, que estas correlaciones se basan en las propiedades del petróleo de California, EUA, y no puede aplicarse a yacimiento que se vaya a estudiar.

1.10. Presión de Burbuja

La presión de burbuja de una mezcla líquida de hidrocarburos se obtiene experimentalmente en el laboratorio. De hecho, este es uno de los parámetros obtenidos a partir de datos recogidos durante

$$\mu_{p,T} = \mu f(p,T) \dots \dots \dots \text{EC. 1.9}$$

donde $f(p,T)$ es un factor de corrección obtenido del gráfico ubicado en la esquina superior derecha de la figura.

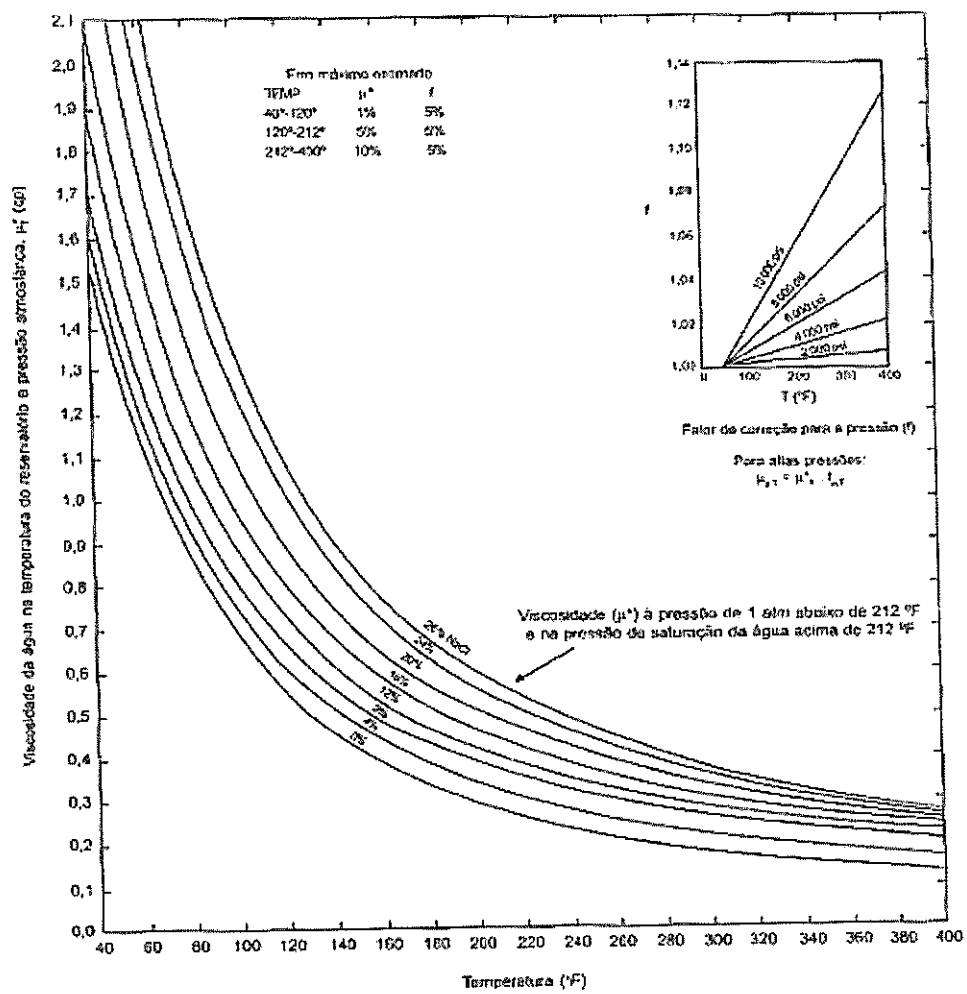


Figura 1.4 Viscosidad del agua salada

En si la viscosidad es la oposición de un fluido a las deformaciones tangenciales. Un fluido que no tiene viscosidad se llama fluido ideal. En realidad todos los fluidos conocidos presentan algo de viscosidad, siendo el modelo de viscosidad nula una aproximación bastante buena para ciertas aplicaciones. La viscosidad sólo se manifiesta en líquidos en movimiento.

un proceso de liberación "flash" que se ejecuta en el dispositivo denominado la celda PVT. Como es de conocimiento, este proceso de liberación del volumen de la celda va aumentando a medida que la presión se reduce. Se unen para cada valor de la presión del volumen de las celdas correspondientes, es decir, el volumen ocupado por la mezcla de hidrocarburos. Una gráfica de presión versus el volumen de la cámara, cuando la prueba se realiza correctamente, presenta dos comportamientos diferentes por encima y por debajo de la presión de burbuja. El punto de inflexión que corresponde con la presión de burbuja de la mezcla original se muestra en la Figura 1.3.

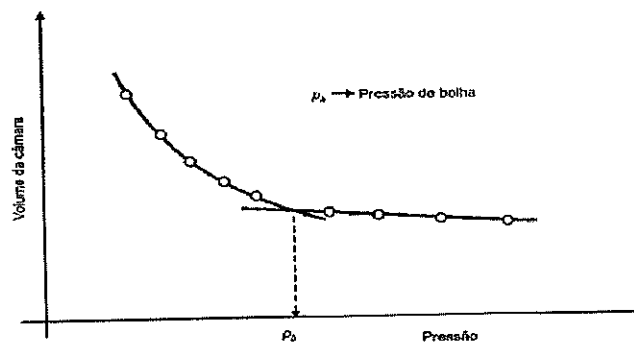


Figura 1.3 Determinación de la presión de burbuja

Fuente: Libro de Engenharia de Reservatórios de Petróleo, 2006.

1.11. Viscosidad

La viscosidad del agua se puede calcular utilizando la figura 1.4. La ordenada de la gráfica obtiene la viscosidad del agua a la temperatura del yacimiento a una presión de 1 atm, llamado μ^* . Para otras presiones, el valor de la viscosidad debe ser conseguido a través de la expresión:

CAPÍTULO II

PROPIEDADES DE LAS ROCAS

2.1. Generalidades

La información sobre las propiedades de las rocas, al ejemplo de las propiedades de los fluidos, se constituyen en factores decisivos para un estudio de comportamiento de reservorios de petróleo y, por tanto, su recolección y su interpretación merecen una atención especial, a través de un trabajo exhaustivo y metuculoso.

Las rocas reservorio cuentan, normalmente, de dos o más fluidos. Los volúmenes de fluidos contenidos en las rocas, las transmisibilidades de los mismos a través de ellas y otras propiedades

correlacionadas, para sistemas monofásicos y multifásicos, serán objeto de estudio en este capítulo.

2.2. Porosidad

En esta sección serán presentadas definiciones y discusiones de los varios tipos de rocas reservorio y de porosidad.

La porosidad es una de las más importantes propiedades de las rocas en ingeniería de reservorios, ya que ella mide la capacidad de almacenamiento de fluidos. La porosidad es definida como la relación entre el volumen de vacíos de una roca y el volumen total de la misma, o sea:

$$\phi = V_v / V_t \dots\dots\dots \text{EC. 2.1}$$

Donde ϕ es la porosidad, V_v es el volumen de vacíos y V_t es el volumen total. El volumen de vacíos es normalmente denominado como *volumen poroso* de la roca y representado por el símbolo V_p .

Asumiendo una situación hipotética en que una roca está compuesta por granos esféricos, del mismo diámetro y arreglados en forma cubica, como indica la Figura 2.1.

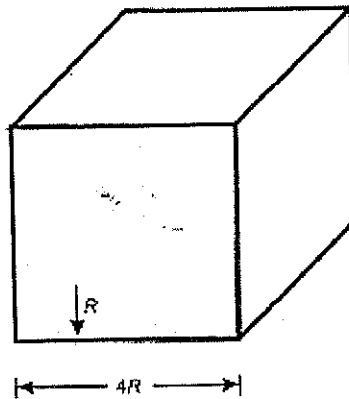


Figura 2.1 Roca formada por granos esféricos en una estructura cúbica.

Fuente: Libro de Engenharia de Reservorios de Petróleo, 2006.

El arreglo de la figura 2.1 es el que proporciona el mayor valor posible de porosidad para granos uniformes (mismo diámetro). Obsérvese también que si los granos son perfectamente esféricos y del mismo diámetro, la porosidad no depende del tamaño de los granos.

2.2.1. Porosidad absoluta

Es la relación entre el volumen total de vacíos de una roca y el volumen total de la misma.

2.2.2. Porosidad efectiva

Es la relación entre los espacios vacíos interconectados de una roca y el volumen total de la misma. Desde el punto de vista de ingeniería de reservorios, la porosidad efectiva es el valor que se desea cuantificar, pues representa el espacio ocupado por fluidos que serán desplazados del medio poroso.

Las rocas con materiales intergranulares, pobre o moderadamente consolidados, presentan valores aproximadamente iguales de porosidad absoluta y efectiva. Rocas altamente consolidadas, bien como calcáreas, pueden presentar valores bien diferentes para esas dos porosidades.

2.2.3. Porosidad primaria

Es aquella que se desarrolló durante la deposición de material sedimentario.

2.2.4. Porosidad secundaria

Es aquella resultante de algunos procesos geológicos subsiguientes a la conversión de los sedimentos en rocas.

La Figura 2.2 muestra un ejemplo de la sección transversal de una muestra de roca, donde puede ser observada dos tipos de poros: interconectados y aislado. La suma de los volúmenes porosos interconectados con los volúmenes porosos aislados representa el volumen total de poros, utilizando la definición de porosidad absoluta de la roca. El volumen poroso interconectado define la porosidad efectiva.

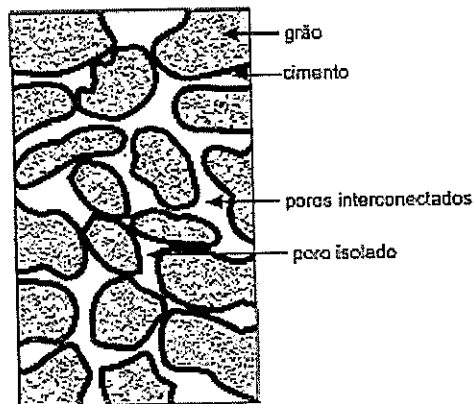


Figura 2.2 Sección transversal de una muestra de roca

Fuente: Libro de Engenharia de Reservorios de Petróleo, 2006.

2.3. Rocas reservorio

La mayoría de depósitos comerciales de petróleo ocurren en reservorios formados por rocas sedimentarias clásticas y no clásticas, principalmente en areniscas y calcáreas. En tanto, varios otros tipos de rocas pueden presentar suficiente porosidad para ser consideradas como reservorios. En este caso, la porosidad puede ser intersticial, mas la mayoría de las veces es debida a la presencia de fracturas.

2.3.1. Areniscas

Las areniscas son las más frecuentes rocas reservorio encontradas en todo el mundo. Estos pueden ser de gran espesor, alcanzando varias centenas de metros de espesor, y pueden presentar gran continuidad lateral. La Figura 2.3 presenta un diseño esquemático de una muestra de arenisca.

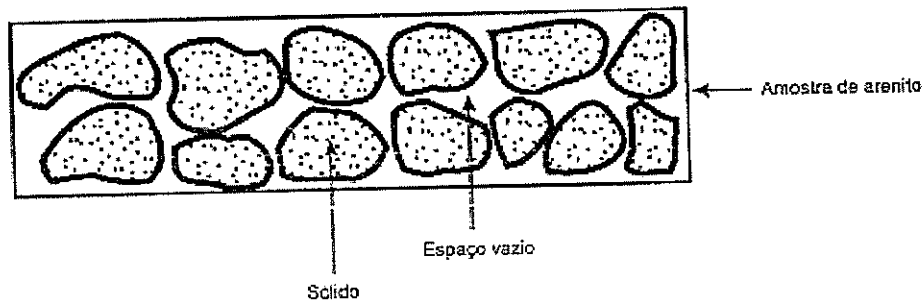


Figura 2.3 Diseño esquemático de una muestra de arenisca

Fuente: Libro de Engenharia de Reservatorios de Petróleo, 2006.

2.3.2. Rocas carbonatadas.

Las rocas carbonatadas son las calcáreas, las dolomitas y aquellas intermedias entre las dos. Reservorios de rocas carbonatadas difieren en varios aspectos de aquellas de arenisca. La porosidad es probablemente localizada, tanto lateral como verticalmente, dentro de una capa. Por otro lado, los poros pueden ser mucho mayores que los de areniscas, dando a la roca mayor permeabilidad. La porosidad de una roca carbonatada puede ser primaria o secundaria.

La porosidad primaria es aquella resultante de la deposición original de la roca. Son las acumulaciones de conchas y arrecifes, y de calizas oolíticas. Existen todavía las calizas y dolomitas clásticas, resultante de acumulación de “granos” provenientes de rocas carbonatadas más antiguas. En este caso la porosidad sería del mismo orden de magnitud de las areniscas. Sin embargo, debido a la deposición de calcita o dolomita de soluciones y un recristalizado, esa porosidad original es enormemente reducida.

La porosidad en rocas carbonatadas es casi siempre secundaria y debida a procesos de disolución, dolomitización y fracturamiento. Lo más importante de esos procesos es la solución (o disolución), en que la calcita o la dolomita es lixiviada por las aguas subterráneas, resultando cavidades con dimensiones variando desde minúsculos poros hasta gigantescas cavernas.

2.3.3. Otras rocas

A pesar de que los mayores reservorios de petróleo y gas son en areniscas o en rocas carbonatadas principalmente, con poros diseminados, mas también debido a fracturas, varios otros tipos de rocas pueden poseer porosidad suficiente para que se conviertan en rocas reservorio. En algunos casos la porosidad es intersticial, mas en la mayoría de los casos es debido a la presencia de fracturas. Los siguientes tipos de rocas pueden ser consideradas como rocas reservorio: conglomerados y brechas, folios fracturados, sílices y rocas ígneas o metamórficas fracturadas.

2.4. Medición de porosidad

Varios son los métodos utilizados en la determinación de porosidad en rocas reservorio, tales como el *muestreo* (medición en laboratorio a partir de pequeñas muestras de testigos), Perfilaje de un pozo o análisis de pruebas de presión, en algunas situaciones especiales. El método más común, sin embargo, es el que usa pequeñas muestras de roca reservorio. El valor de porosidad de grandes porciones de roca es obtenido estadísticamente a partir de resultados de análisis de numerosas muestras.

En la medición de porosidad en laboratorio es necesaria la determinación de solamente dos de tres parámetros básicos: volumen total, volumen de poros y volumen de sólidos.

2.4.1. Porosidad media

El valor de porosidad para un reservorio como un todo es obtenido a partir del tratamiento estadístico de los datos dados de mediciones realizadas en varias muestras de testigos retirados de diversos pozos perforados en ese reservorio. En la práctica, se verifica que la porosidad, en general, representa una distribución normal. Así mismo, el valor medio de porosidad es obtenido a través de la media aritmética:

$$\bar{\phi} = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N \phi_j \dots \dots \dots \text{EC. 2.2}$$

Donde N es el número de mediciones.

2.5. Compresibilidad

La porosidad de las rocas sedimentarias es función del grado de compactación de las mismas, y las fuerzas de compactación son funciones de la máxima profundidad en que la roca se encuentra. El efecto de la compactación natural sobre la porosidad puede ser visto en la Figura 2.4.

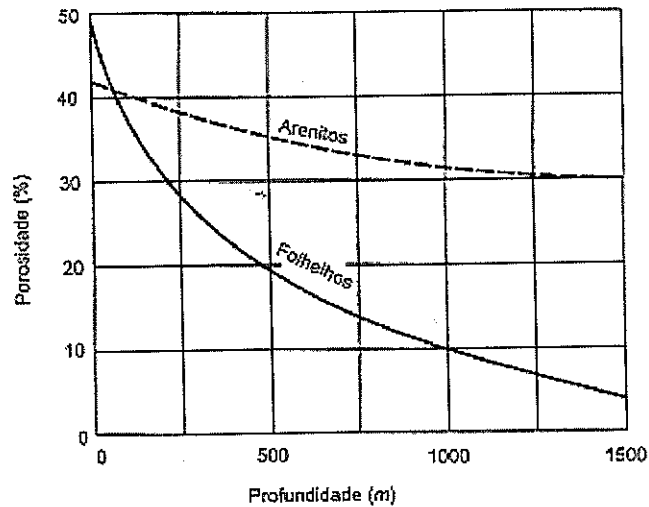


Figura 2.4 Efecto de compactación natural sobre la porosidad (Krumbein & Sloss, 1951)

Fuente: Libro de Engenharia de Reservatorios de Petróleo, 2006.

Este efecto es debido al arreglo de los granos, resultado de la compactación. Así, sedimentos que estuvieran a grandes profundidades presentan menores valores de porosidad que aquellos que nunca fueron tan profundamente enterrados.

Tres tipos de compresibilidades deben ser distinguidas en las rocas:

- a) *Compresibilidad de la roca matriz*, es la variación fraccional en volumen de material sólido de roca, con la variación unitaria de presión.
- b) *Compresibilidad total de la roca*, es la variación fraccional del volumen total de la roca, con la variación unitaria de presión.
- c) *Compresibilidad de los poros*, es la variación fraccional del volumen poroso de la roca con la variación unitaria de presión.

Cuando los fluidos son producidos de una roca reservorio, el agotamiento del mismo de los espacios porosos hace que haya una variación de presión interna en la roca y con eso está sujeta a tensiones resultantes diferentes. Esa variación de tensiones provoca modificaciones en los granos, en los poros y algunas veces en el volumen total de la roca.

De mayor importancia en ingeniería en reservorios es la variación de volumen poroso, debida a la llamada *compresibilidad efectiva* de formación o de los poros, definida como:

$$c_f = \frac{1}{V_p} \frac{\delta V_p}{\delta p} \dots\dots\dots EC 2.3$$

Donde V_p es el volumen poroso de roca y p es la presión interna.

De la definición de porosidad se puede escribir una expresión para el volumen poroso:

$$V_p = V_r \phi \dots\dots\dots EC 2.4$$

Considerando que el volumen total de la roca es constante y derivando la expresión de volumen poroso en relación a presión se obtiene:

$$\frac{\delta V_p}{\delta p} = V_r \frac{\delta \phi}{\delta p} \dots\dots\dots EC 2.5$$

Sustituyendo las Ecs. (2.3) y (2.4) en Ec. (2.5) resulta en:

$$C_f = \frac{1}{\phi} \frac{\delta \phi}{\delta p} \dots \dots \dots \text{EC 2.6}$$

2.6. Saturación De Fluidos

Los espacios vacíos de un material poroso pueden estar parcialmente llenados por un determinado fluido y los espacios remanentes por un gas. O todavía, dos o tres líquidos inmiscibles pueden llenar todo el espacio vacío. En esos casos, de gran importancia es el conocimiento del contenido de cada fluido en el medio poroso, pues las cantidades de diferentes fluidos definen el valor económico de un reservorio. La figura mn ilustra una situación en que los poros de la roca reservorio están saturados con tres fluidos: agua, petróleo y gas.

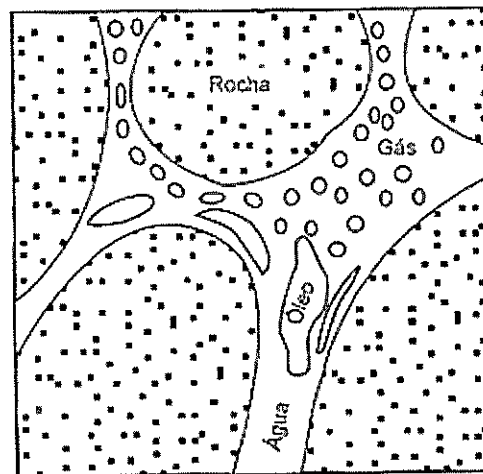


Figura 2.5 Roca reservorio conteniendo tres fluidos: agua, petróleo y gas.

Fuente: Libro de Engenharia de Reservatorios de Petróleo, 2006.

Se define *saturación* de un determinado fluido en un medio poroso como la fracción o un porcentaje de volumen de poros ocupado por el fluido. Así, en términos de fracción:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \dots\dots\dots EC 2.7$$

Donde S_f es la saturación del fluido, V_f es el volumen de fluido y V_p es el volumen poroso. En términos de porcentaje:

$$S_f (\%) = \frac{V_f}{V_p} * 100\% \dots\dots\dots EC 2.8$$

Si el medio poroso contiene un único fluido, la saturación de este será del 100%. Como se acepta que la roca reservorio contiene inicialmente agua, la cual fue desplazada no totalmente por petróleo o por gas, en la zona ocupada por hidrocarburo existirán dos o más fluidos.

La saturación de agua existente en un reservorio en el momento de ser descubierto es llamada *saturación de agua inicial o connata* , o también *innata* .

Cuando se descubre un reservorio, como la presión inicial es igual o mayor que la presión de burbuja, en la zona de petróleo solo existe agua y petróleo, cuyas saturaciones suman 100%. Esa situación solo es modificada cuando, debido a la producción de petróleo, la presión del reservorio cae por debajo de la presión de burbuja, resultando en la aparición de gas en la zona de petróleo.

En esta ocasión, la saturación media de petróleo puede ser obtenida mediante lo que se llama

balance de materiales. Considere un reservorio inicialmente subsaturado (presión mayor o igual a la presión de burbuja), cuya saturación de agua connata (S_{wi}) permanece constante. Sea N el volumen original de petróleo y N_p el volumen de petróleo producido (ambos medidos a condiciones estándar). Entonces:

$$N = \frac{V_p S_{oi}}{B_{oi}} \dots \dots \dots \text{EC 2.9}$$

, donde S_{oi} es la saturación media inicial de petróleo y B_{oi} el factor volumétrico de formación de petróleo a presión inicial.

Después de la producción de un volumen de petróleo N_p , el volumen remanente de petróleo (medido a condiciones estándar) es dado por:

$$N_{\text{remanente}} = \frac{V_p S_o}{B_o} \dots \dots \dots \text{EC 2.10}$$

Donde S_o es la saturación media actual de petróleo y B_o el factor volumétrico de formación de petróleo a presión actual. Por otro lado, se tiene que:

$$N_{\text{remanente}} = N - N_p = \frac{V_p S_o}{B_o} \dots \dots \dots \text{EC 2.11}$$

Dividiendo las ecuaciones se tiene:

$$\frac{N - N_p}{N} = \frac{S_o S_{oi}}{S_{oi} S_o} \dots \dots \dots \text{EC 2.12}$$

Donde se puede escribir que:

$$S_o = \left(1 - \frac{N_p}{N}\right) \frac{S_o}{S_{oi}} (S_{oi}) \dots \dots \dots \text{EC 2.13}$$

Como $S_{oi} = 1 - S_{wi}$, se tiene finalmente que:

$$S_o = \left(1 - \frac{N_p}{N}\right) \frac{S_o}{S_{oi}} (1 - S_{wi}) \dots \dots \dots \text{EC 2.14}$$

En la capa de gas asúmase normalmente la presencia de dos fluidos, gas y agua, de modo que

$$S_g + S_w = 1 \dots \dots \dots \text{EC 2.15}$$

2.6.1. Métodos de determinación de saturación

Los métodos de determinación de saturación de fluidos pueden ser directos o indirectos. Los métodos indirectos permiten la determinación de saturación por la medida de alguna propiedad física de la roca, como, por ejemplo, utilizando registros eléctricos (Perfilaje de pozos) o el que

usa medidas de presión capilar. Los métodos directos de las saturaciones de fluidos son determinadas a partir de muestras de formación.

2.6.2. Factores que afectan a la saturación

Todos los métodos de medición directa son defectuosos debido al modo de como es hecha el muestreo de la formación y al manejo de los testigos desde el fondo del pozo hasta el laboratorio. Como se sabe, el filtrado de lodo de perforación normalmente penetra los poros de la formación y consecuentemente altera la distribución de los fluidos. También por ocasión de la retirada del testigo hacia superficie, debido a la reducción de presión el petróleo libera parte del gas que se encuentra en solución, bien como habrá expansión de petróleo, de agua y de gas, alterando la distribución original de los mismos. Para evitar la contaminación en el trayecto entre el pozo y el laboratorio es costumbre en ciertos casos revestir el testigo con parafina. En el caso que solo se busque la medición de la saturación de agua, los testigos pueden ser colocados en recipientes cerrados con aceite diesel

2.7. Permeabilidad

La *permeabilidad* de un medio poroso es una medida de su capacidad de dejar atravesar fluido. En otras palabras, la permeabilidad es una medida de la conductividad de los fluidos de un material. Por analogía con conductores eléctricos, la permeabilidad representa el inverso de la resistencia que un material ofrece al flujo de fluidos.

Para medir la permeabilidad será necesario encontrar una ecuación que regulase el flujo, en la cual interviniesen todos los parámetros. La primera idea sería la de simplificar el sistema poroso, considerándolo como un arreglo de capilares. El flujo viscoso y laminar a través de un capilar es regulado por la ecuación de Poiseville, que trata al fluido como un conjunto de superficies cilíndricas concéntricas moviéndose con velocidades diferentes y, por consiguiente, ejerciendo fuerzas viscosas unas sobre otras. Estas fuerzas viscosas son expresadas por:

$$F = -\mu A \frac{dv}{dx} \dots\dots\dots EC 2.16$$

Donde μ es la viscosidad del fluido, A es el área lateral de la superficie cilíndrica y dv/dx es el gradiente de velocidad.

La fuerza viscosa sobre un cilindro de radio r es:

$$F = -\mu(2\pi rL) \frac{dv}{dr} \dots\dots\dots EC 2.17$$

Donde L es la longitud del tubo capilar. Por otro lado, existe una fuerza correspondiente a la

acción del diferencial de presión (p_1-p_2) sobre el área πr^2 , esto es:

$$F' = (p_1 - p_2)\pi r^2 \dots \dots \dots \text{EC 2.18}$$

Si el fluido tiene aceleración nula, esto es, su velocidad no varía a lo largo del tubo capilar, entonces $F' = F$. De ahí,

$$(p_1 - p_2)\pi r^2 = -\mu(2\pi rL) \frac{dv}{dr} \dots \dots \dots \text{EC 2.19}$$

, de donde se obtiene:

$$dv = -\frac{(p_1 - p_2)r dr}{2\mu L} \dots \dots \dots \text{EC 2.20}$$

, cuya integración produce:

$$v = -\frac{(p_1 - p_2)r^2}{4\mu L} + C_1 \dots \dots \dots \text{EC 2.21}$$

, donde C_1 es una constante a ser determinada por las condiciones del contorno.

Considere una distribución de velocidades mostradas en la Figura 2.6.

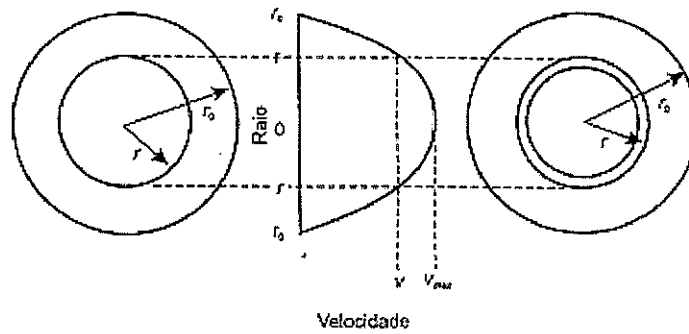


Figura 2.6 Distribución de velocidades en un tubo capilar – flujo viscoso

En tanto:

$$r = r_0 \Rightarrow v = 0 \dots\dots\dots \text{EC 2.22}$$

, de donde se obtiene, de Ec. (2.23):

$$C_1 = \frac{r_0^2 (p_1 - p_2)}{4\mu L} \dots\dots\dots \text{EC 2.23}$$

Así mismo,

$$v = \frac{(r_0^2 - r^2)(p_1 - p_2)}{4\mu L} \dots\dots\dots \text{EC 2.24}$$

A través del elemento de área dA el flujo es $dq = v dA$, donde $dA = 2\pi r dr$. El flujo total será:

$$q = \int_0^q d\vec{q} = \int_0^{r_0} r dA = \int_0^{r_0} \frac{r_0^2 - r^2}{2\mu L} (p_1 - p_2) 2\pi r dr \dots \dots \dots \text{EC 2.25}$$

, cuyo resultado final es:

$$q = \frac{\pi r_0^4 (p_1 - p_2)}{8\mu L} \dots \dots \dots \text{EC 2.26}$$

Donde, en el sistema CGS de unidades, q es el flujo de fluido (cm^3/s), r_0 el radio interno del tubo capilar (cm), p la presión ($dina/cm^2$), μ la viscosidad del fluido (*poise*) y L la longitud del tubo capilar (cm).

Considerando que el medio poroso sea formado por n_j capilares de radio r_j y N grupos de capilares de diferentes radios, el flujo total en ese medio sería dado por:

$$q = \frac{\pi (p_1 - p_2)}{8\mu L} \sum_{j=1}^N n_j r_j^4 \dots \dots \dots \text{EC 2.27}$$

En virtud de la dificultad de medición de varios radios de los capilares que forman el medio poroso, agravada por la forma de los capilares que no son regulares, lineales o paralelos, la Ec.

2.26 no es directamente aplicable en la mayoría de los casos. Cuando modificado para flujo entre placas, sin embargo, puede ser utilizada en el estudio de flujo en fracturas.

La ecuación de mayor utilización práctica para el estudio del flujo de fluidos en medios porosos fue formulada por Henry Darcy, en 1865, al estudio de problemas de tratamiento de aguas a través de filtros de arena. Esta ecuación se adoptó para expresar el flujo de fluidos viscosos, por ser expresada así: “El flujo a través de un medio poroso es proporcional al área abierta al flujo y al diferencial de presión, e inversamente proporcional a la longitud y la viscosidad”. En 1856, Darcy investigó el flujo de agua a través de filtros de arena con la finalidad de purificarla.

Darcy observó que los resultados de la experiencia seguían la ecuación:

$$q = KA \frac{h_1 - h_2}{L} \dots \dots \dots \text{EC 2.28}$$

Donde q representa el flujo de agua a través del cilindro de arena cuya sección transversal es igual a A ; L es la altura del medio poroso; h_1 y h_2 son las alturas del agua en manómetros colocados en la entrada y salida del filtro (medidas a partir de un mismo nivel de referencia) y representan el potencial hidráulico en esos dos puntos; y K es una constante de proporcionalidad característica del medio poroso y del fluido.

Más tarde, otros investigadores, realizando experiencias con otros fluidos, descubrirían que la constante K podía ser escrita como $\gamma k/\mu$, donde μ y γ son respectivamente la viscosidad y el peso específico del fluido, y k es una propiedad de la roca, denominada *permeabilidad absoluta*.

Para flujo horizontal, por ejemplo, la ecuación de flujo puede ser escrita como:

$$q = \frac{kA\Delta p}{\mu L} \dots\dots\dots EC 2.29$$

Donde q es el flujo de fluido (cm^3/s), A es el área de sección transversal (cm^2), Δp es el diferencial de presión (atm), μ es la viscosidad el fluido (cp), L la longitud del medio poroso (cm) y k la permeabilidad del medio poroso (*Darcy*).

La ecuación de Darcy fue establecida sobre ciertas condiciones:

- Flujo isotérmico, laminar y permanente.
- Fluido incompresible, homogéneo y de viscosidad invariable con la presión.
- Medio poroso homogéneo, que no reaccione con el fluido.

El termino laminar viene de mecánica de fluidos (Hipótesis de Navier), donde se admite que, cuando sometidos a bajas velocidades, los fluidos drenan como si fuesen compuestos por láminas

moviéndose unas sobre otras. Este, por cierto, no es el modo de como los fluidos se desplazan en un medio poroso, debido a la tortuosidad, las heterogeneidades, etc., de modo que la expresión “flujo laminar” debería ser sustituida por “flujo Darcyano”, así mismo como el término “flujo no Darcyano” debería sustituirse como flujo turbulento.

En el llamado *sistema de unidad de Darcy* la unidad de medida de permeabilidad es el Darcy, conforme lo mostrado anteriormente. Con excepción de las mediciones realizadas en laboratorio, ese sistema de unidades no es adecuado para estudios en escala de campo. En esos casos son utilizados otros sistemas de unidades. Por ejemplo, puede ser usado el *mD (miliDarcy)* como unidad de medida de permeabilidad. Es común en ingeniería de petróleos el uso de la abreviatura *md* (en vez de *mD*) para representar el *miliDarcy*, habiendo sido la opción escogida en este libro.

La permeabilidad en areniscas no consolidadas puede alcanzar valores muy altos, en el rango de 1 a 10 *Darcy*. Por otro lado, en areniscas consolidadas, generalmente situadas a grandes profundidades, los valores de permeabilidad pueden ser tan bajos como 1 *md*. Reservorios con permeabilidades tan bajas probablemente no son almacenadoras de hidrocarburos líquidos y, aun cuando fueran, su exploración no sería económicamente viable debido a la dificultad del flujo en ese tipo de medio poroso. Sin embargo, podrían ser almacenadoras de gas, ya que este fluido posee mayor facilidad de flujo que el petróleo, debido a su baja viscosidad. De hecho, es común la producción de reservorios de gas con bajísima permeabilidad.

2.7.1. Flujo lineal permanente

Considere un bloque horizontal de un medio poroso, como el esquematizado en la Figura 2.7, saturado con un único fluido.

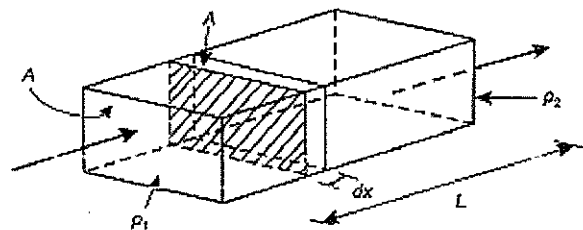


Figura 2.7 Flujo lineal

Fuente: Libro de Ingeniería de Reservorios de Petróleo, 2006.

La ecuación de Darcy para un elemento de longitud \$dx\$ puede ser expresada como:

$$v_x = \frac{q}{A} = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx} \dots \dots \dots \text{EC 2.30}$$

Donde \$q\$ es la tasa de flujo a través de la sección recta de área \$A\$ y \$v_x\$ es lo que se llama *velocidad aparente* en dirección \$x\$.

2.7.2. Combinaciones de permeabilidades

Las ecuaciones obtenidas hasta el momento para representar el flujo en un medio poroso fueron basadas en la hipótesis de que la permeabilidad posee un valor uniforme en todo el sistema. En la mayoría de rocas porosas, sin embargo, hay variación de permeabilidad con una posición considerada. El sistema poroso, puede entonces, de manera aproximada, ser considerado como si fuese formado de lentes, bloques o anillos concéntricos de permeabilidades distintas, dependiendo de la situación específica. Con esas hipótesis, que por lo menos se aproximan más a la realidad que la consideración de un valor uniforme, puede ser calculado un valor medio de permeabilidad para el sistema.

2.7.3. Lentes paralelos con flujo lineal

Considere tres lentes paralelos y horizontales, sujetos a flujo lineal de un fluido incompresible de viscosidad μ , conforme lo mostrado en la Figura 2.8, donde k_1 , k_2 y k_3 son las permeabilidades de los lentes 1, 2 y 3, respectivamente. La caída de presión es la misma en los tres estratos. A_1 , A_2 y A_3 son las áreas abiertas a flujo en los estratos 1, 2 y 3, respectivamente.

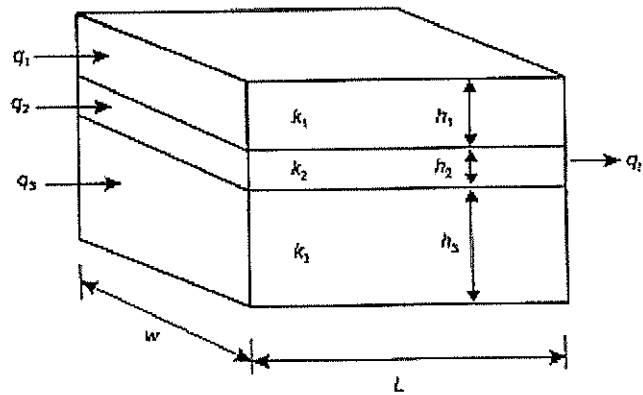


Figura 2.8 Lentes paralelos y horizontales con flujo lineal

Fuente: Libro de Engenharia de Reservorios de Petr3leo, 2006.

Si ahora ocurre flujo cruzado entre los estratos, se tiene que:

$$q_1 = \frac{k_1 A_1 \Delta p}{\mu L} \dots \dots \dots \text{EC. 2.31}$$

$$q_2 = \frac{k_2 A_2 \Delta p}{\mu L} \dots \dots \dots \text{EC. 2.32}$$

$$q_3 = \frac{k_3 A_3 \Delta p}{\mu L} \dots \dots \dots \text{EC. 2.33}$$

$$q_T = \frac{\bar{k} A_T \Delta p}{\mu L} \dots \dots \dots \text{EC. 2.34}$$

Donde q_z es el flujo total, A_z el área total abierta al flujo, \bar{k} la permeabilidad media del sistema y

Δp la caída de presión entre las caras de entrada y de salida del fluido en el medio poroso. Como:

$$q_z = q_1 + q_2 + q_3 \dots \dots \dots \text{EC. 2.35}$$

, se tiene que:

$$\bar{k} = \frac{k_1 A_1 + k_2 A_2 + k_3 A_3 \dots}{A_z} \dots \dots \dots \text{EC. 2.36}$$

O, para un número cualquiera de lentes n :

$$\bar{k} = \frac{\sum_{i=1}^n k_i A_i}{A_z} = \frac{\sum_{i=1}^n k_i h_i}{\sum_{i=1}^n h_i} \dots \dots \dots \text{EC. 2.37}$$

2.7.4. Lentes paralelos con flujo radial

Considere el sistema representado en la Figura2.9, en que varios lentes en paralelo, sujetos a flujo radial de un fluido incompresible, están separados unos de otros de modo que ahora hay flujo cruzado.

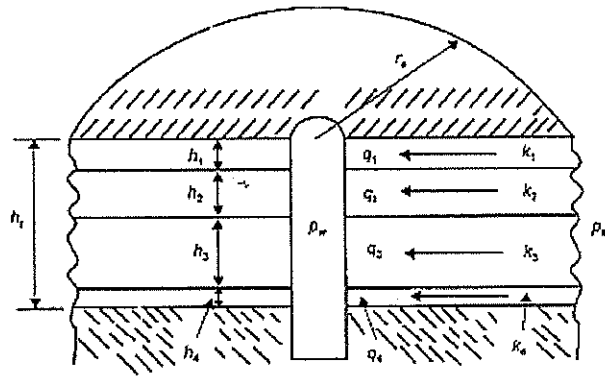


Figura 2.9 Lentes paralelos y horizontales con flujo radial

Fuente: Libro de Engenharia de Reservorios de Petróleo, 2006.

Para cada uno de los lentes o estratos, la ley de Darcy establece la ecuación:

$$q_i = \frac{2\pi k_i h_i (p_e - p_{1r})}{\mu \ln(r_e / r_w)}, i = 1, n \dots \dots \dots \text{EC. 2.38}$$

Donde n es el número de lentes. Como el flujo del sistema es igual a la suma de los flujos en los lentes individuales, se tiene que:

$$q_r = \sum_{i=1}^n q_i \dots \dots \dots \text{EC. 2.39}$$

Para el sistema total la ley de Darcy proporciona la ecuación:

$$q_r = \frac{2\pi \bar{k} h_p (p_e - p_{1r})}{\mu \ln(r_e / r_w)} \dots \dots \dots \text{EC. 2.40}$$

Donde \bar{k} es la permeabilidad media del sistema como un todo. Combinando las Ecs. se obtiene:

$$\bar{k} = \frac{\sum_{i=1}^n k_i h_i}{A_t} = \frac{\sum_{i=1}^n k_i h_i}{\sum_{i=1}^n h_i} \dots \dots \dots \text{EC. 2.41}$$

En reservorios reales, datos de permeabilidad como función de profundidad son normalmente disponibles, y la permeabilidad media de todo el sistema puede ser calculada a partir de los datos de permeabilidad y espesor de sus intervalos. Este cálculo también puede ser ejecutado gráficamente, siendo la permeabilidad media dada por la relación entre el área por debajo de la curva *permeabilidad versus espesor* y la altura total de la formación. Así,

$$\bar{k} = \frac{\text{Área debajo de curva } k \text{ vs } h}{h_t} \dots \dots \dots \text{EC. 2.42}$$

2.7.5. Lentes en serie con flujo lineal

Varios lentes en serie, sujetos a flujo lineal de un fluido incompresible, están mostrados en la Figura 2.10. El área del medio poroso abierto al flujo es A .

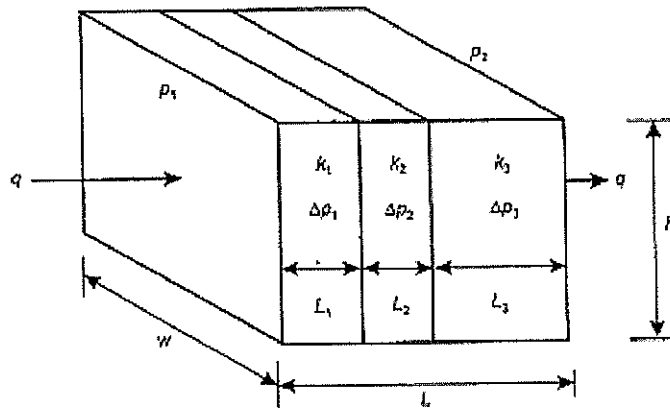


Figura 2.10 Lentes en serie con flujo lineal

Fuente: Libro de Engenharia de Reservatorios de Petróleo, 2006.

Para un sistema en serie el flujo de cada lente es igual al flujo del sistema. Luego,

$$\Delta p_1 = \frac{q\mu L_1}{k_1 A} \dots\dots\dots EC.2.43$$

$$\Delta p_2 = \frac{q\mu L_2}{k_2 A} \dots\dots\dots EC. 2.44$$

$$\Delta p_3 = \frac{q\mu L_3}{k_3 A} \dots\dots\dots EC. 2.45$$

$$\Delta p_t = \frac{q\mu L_t}{k A} \dots\dots\dots EC. 2.46$$

Como:

$$\Delta p_r = \Delta p_1 + \Delta p_2 + \Delta p_3 \dots \text{EC. 2.47}$$

Se tiene que:

$$\frac{L_r}{\bar{k}} = \frac{L_1}{k_1} + \frac{L_2}{k_2} + \frac{L_3}{k_3} \dots \text{EC. 2.48}$$

$$\bar{k} = \frac{L_r}{\frac{L_1}{k_1} + \frac{L_2}{k_2} + \frac{L_3}{k_3}} \dots \text{EC. 2.49}$$

Para un número genérico n de lentes la ecuación general de permeabilidad media será:

$$\bar{k} = \frac{L_r}{\sum_{i=1}^n \frac{L_i}{k_i}} = \frac{\sum_{i=1}^n L_i}{\sum_{i=1}^n \frac{L_i}{k_i}} \dots \text{EC. 2.50}$$

2.7.6. Lentes en serie con flujo radial

La Figura 2.11, muestra dos lentes en serie sometidos a flujo radial de un fluido incompresible.

El primer lente se extiende desde el radio del pozo r_w hasta R y tiene una permeabilidad k_1 , en

tanto el segundo se extiende desde R hasta r_e y posee una permeabilidad k_2 .

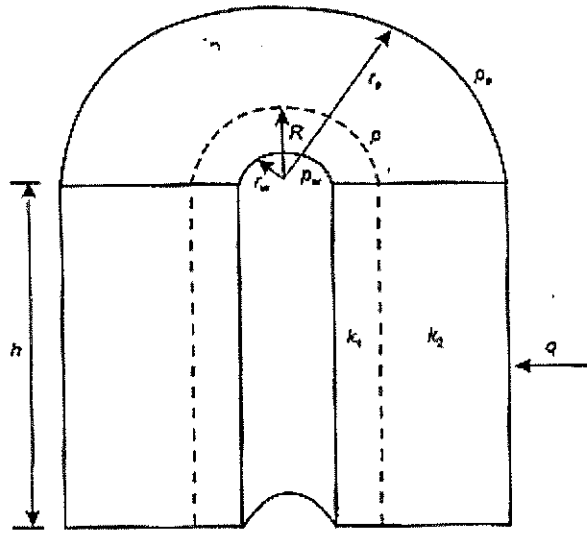


Figura 2.11 Lentes en serie con flujo radial

Fuente: Libro de Ingeniería de Reservorios de Petróleo, 2006.

Como el mismo flujo ocurre a través de cada lente, se puede escribir que:

$$q = \frac{2\pi k_1 h (p - p_{wr})}{\mu \ln(R/r_{wr})} = \frac{2\pi k_2 h (p_E - p)}{\mu \ln(r_E/R)} = \frac{2\pi k_E h (p_E - p_{wr})}{\mu \ln(r_E/r_{wr})} \dots \dots \dots \text{EC. 2.51}$$

Y

$$p_E - p_{wr} = (p_E - p) + (p - p_{wr}) \dots \dots \dots \text{EC. 2.52}$$

Resolviendo el sistema formado por las Ecuaciones, resulta en:

$$\bar{k} = \frac{\ln(r_E/r_{1n})}{\frac{c}{k_2} \ln(R/r_{1n}) + \frac{c}{k_E} \ln(r_E/R)} \dots \text{EC. 2.53}$$

Esta ecuación puede ser obtenida para un número cualquiera n de lentes en serie, bastando para

esto adicionar los términos apropiados en su denominador:

$$\bar{k} = \frac{\ln(r_E/r_{1n})}{\frac{c}{k_2} \ln(R/r_{1n}) + \frac{c}{k_E} \ln(r_E/R) + \dots + \frac{c}{k_{1n}} \ln(r_E/r_{1n-2})} \dots \text{EC. 2.54}$$

, o

$$\bar{k} = \frac{\ln(r_E/r_{1n})}{\sum_{i=2}^n \frac{c}{k_i} \ln(r_i/r_{i-2})} \dots \text{EC. 2.55}$$

Donde $r_n = r_E$ es el radio externo del reservorio y $r_0 = r_w$ es el radio del pozo.

2.7.7. Métodos de medición

La permeabilidad en un medio poroso puede ser determinada a través de ensayos de laboratorio con muestras extraídas de la formación por medio de pruebas de presión realizadas en los pozos.

2.7.8. Permeabilidad media

Muchas veces, a partir de una serie de valores de permeabilidades absolutas, obtenidos en análisis de laboratorio hechas a muestras de testigos retirados de varios pozos perforados en un reservorio, se quiere atribuir a este reservorio un valor único de permeabilidad que puede representar un sistema real heterogéneo. Como en la práctica se observa que la permeabilidad sigue una distribución log-normal, el valor medio de permeabilidad es calculado por:

$$\log \bar{k} = \frac{\log k_1 + \log k_2 + \dots + \log k_N}{N} \dots \dots \dots \text{EC. 2.56}$$

, o

$$\bar{k} = 10^{\frac{1}{N} \sum_{j=1}^N \log k_j} \dots \dots \dots \text{EC. 2.57}$$

, o también

$$\bar{k} = \sqrt[k_1 * k_2 * k_3 * \dots * k_N] \dots \dots \dots \text{EC. 2.58}$$

Donde N es el número de mediciones. Esta ecuación indica que la permeabilidad media es la media geométrica de las permeabilidades.

2.7.9. Factores que afectan la permeabilidad

La permeabilidad absoluta es una propiedad del medio poroso y, consecuentemente, invariable con el fluido que lo satura. Sin embargo, ciertos factores pueden alterar el valor de la permeabilidad medida.

2.8. Capilaridad

El fenómeno de capilaridad que ocurre en el interior de medios porosos que constituyen los reservorios de petróleo es debido al hecho que las arenas petrolíferas, en general, contienen dos o más fluidos inmiscibles. Por ejemplo, los reservorios de petróleo se encuentran en contacto por lo menos dos fluidos inmiscibles, agua y petróleo. Los reservorios de gas están en contacto de con agua y gas natural.

Dos o más fluidos son considerados inmiscibles entre sí cuando, mezclado en cualquier proporción, forman una mezcla homogénea. La miscibilidad entre dos o más fluidos depende de sus composiciones y de las condiciones de presión y temperatura a las cuales el sistema ha sido sometido.

Cuando dos o más fluidos inmiscibles son colocados en un recipiente, el(los) más denso(s) se ubica(n) en la parte más baja y existe(n) superficie(s) de separación entre los fluidos. Esto no ocurre en un medio poroso formado por capilares de diferentes diámetros, pues la superficie de separación en este caso no es abrupta, existiendo una zona de transición debida a *fenómenos capilares*.

Los fenómenos capilares son resultado de las atracciones entre las moléculas de masa fluida. En el caso de un líquido colocado en un recipiente, como en la Figura 2.12, una molécula situada en el interior del líquido será atraída igualmente en todas las direcciones por las moléculas que la rodean. Lo mismo no ocurre con una molécula situada en la superficie del líquido, que no será atraída igualmente porque está rodeada por moléculas de diferentes tipos.

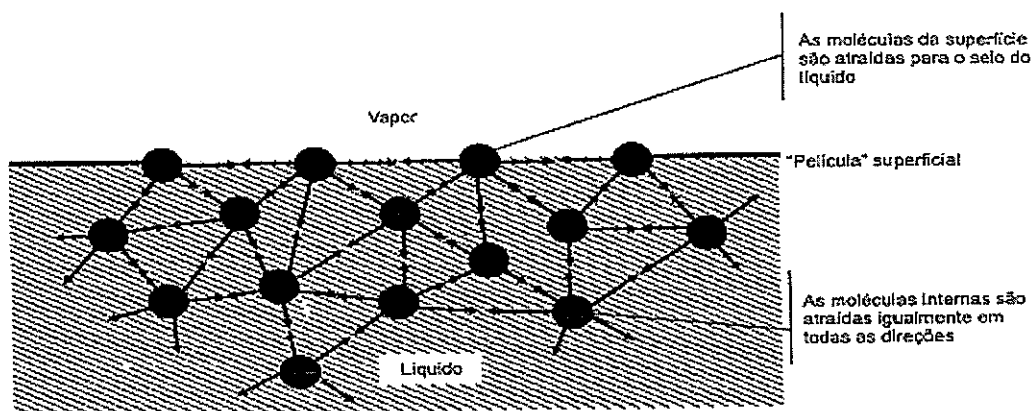


Figura 2.12 Película superficial creada por las fuerzas intermoleculares

Fuente: Libro de Engenharia de Reservatórios de Petróleo, 2006.

Cuando la superficie de contacto se da entre un líquido y un gas, el fenómeno y las propiedades que allí aparecen se llaman *superficiales*. Cuando el contacto es entre dos líquidos el fenómeno es denominado *interfacial*. Para efectos prácticos, sin embargo, no existe diferencia entre los dos fenómenos.

Una gota de líquido aislada, por ejemplo, presenta una superficie esférica debido a la tendencia de las moléculas que se dirigen al centro, y consecuentemente, presentan una superficie mínima.

La superficie se comporta como una membrana elástica que ofrece resistencia a la separación de las moléculas.

La energía necesaria para formar una determinada superficie se llama *energía total libre de superficie* (E), mientras que la energía de superficie por unidad de superficie es llamada *energía libre de superficie unitaria* (E_s). La fuerza que impide el rompimiento de la superficie, por unidad de longitud, se llama *tensión superficial* o *interfacial*, siendo normalmente representada por el símbolo σ . La fuerza que tiende a tirar la superficie para el centro se llama *fuerza capilar* (F_c) y ésta, dividida por el área de superficie, es denominada *presión capilar* (p_c).

2.9. Mojabilidad

Imagine una gota de agua depositada sobre una superficie sólida, en el interior de un recipiente que contiene un determinado tipo de petróleo, como el mostrado en la Figura 2.13. En esta figura está representado un esquema de equilibrio de fuerzas en la interfase petróleo-agua-sólido, donde $\sigma_{w/o}$ es la tensión interfacial entre el agua y el petróleo, $\sigma_{s/w}$ la tensión interfacial entre el sólido y el agua, y $\sigma_{s/o}$ la tensión interfacial entre el sólido y el petróleo.

Por definición, *ángulo de contacto* θ es el ángulo (entre 0° y 180°) medido en el líquido más denso (o, en un caso más general, en el fluido más denso). Cuando ese ángulo de contacto es

menor que 90° se dice que el líquido más denso moja preferencialmente el sólido y cuando es mayor que 90° se dice que el líquido menos denso moja preferencialmente el sólido.

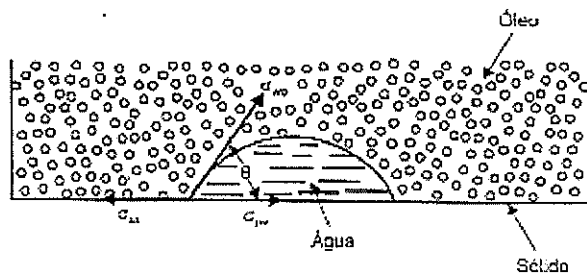


Figura 2.13 Ángulo de contacto (Benner & Bartell, 1941)

Fuente: Libro de Engenharia de Reservatorios de Petróleo, 2006.

Utilizando estas conversiones, se define la *tensión de adhesión* (σ_A) como la diferencia de tensiones a lo largo del sólido. Así:

$$\sigma_A = \sigma_{\text{EO}} - \sigma_{\text{EW}} = \sigma_{\text{W/O}} \cos(\theta_{\text{W/O}}) \dots \dots \dots \text{EC. 2.59}$$

, de donde se tiene que:

$$\cos(\theta_{\text{W/O}}) = \frac{\sigma_{\text{EO}} - \sigma_{\text{EW}}}{\sigma_{\text{W/O}}} \dots \dots \dots \text{EC. 2.60}$$

La tensión de adhesión es la responsable por el ascenso o depresión de los fluidos en capilares, o sea, determina cual fluido moja preferencialmente el sólido. La propiedad de *mojabilidad* y la tensión de adhesión varían de acuerdo con los fluidos y los sólidos involucrados

En los reservorios de petróleo se observa que la roca, en la mayoría de los casos, es mojada preferencialmente por agua en presencia de petróleo, y nunca por gas. Con esto, si en un mismo poro o espacio poroso de un reservorio de petróleo estuviesen presentes agua, petróleo y gas, la distribución normal de esos fluidos en el interior del medio poroso sería como la que se encuentra esquematizada en la Figura 2.14. El agua estaría en las paredes de los poros, esto es, junto a los granos de sólidos que componen la roca. El gas estaría en las porciones centrales de los poros, ya que es el fluido que presenta menor tendencia a mojar preferencialmente la roca. El petróleo, siendo un fluido intermedio, en términos de mojabilidad, estaría localizado entre el petróleo y el gas.

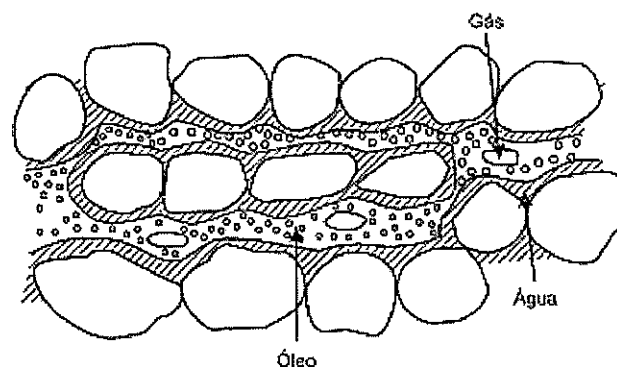


Figura 2.14 Distribución más común de los fluidos en el interior de los poros de la roca reservorio

Fuente: Libro de Engenharia de Reservatorios de Petróleo, 2006.

A pesar de asumir que la mayor parte de los reservorios de petróleo son mojados preferencialmente por agua, se conoce, sin embargo, casos en que el reservorio es mojado preferencialmente por petróleo. En tales situaciones, la distribución de los fluidos en los poros sería la esquematizada en la Figura 2.15. Algunos autores, sugieren que se deben tomar precauciones con las muestras de roca que muestren ser preferencialmente mojadas por petróleo, porque las mismas pueden haber adquirido esta característica durante la fase de extracción del testigo del interior del pozo.

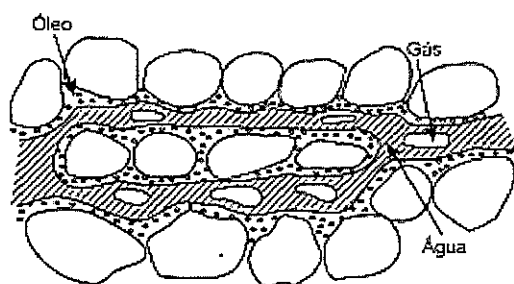


Figura 2.15 Distribución de fluidos en un reservorio mojado por petróleo

Fuente: Libro de Ingeniería de Reservorios de Petróleo, 2006.

2.10. Permeabilidades efectiva y relativa

El concepto de permeabilidades absoluta de una roca fue introducido a partir de experiencias realizadas por Darcy (1856). En sus experiencias solamente un fluido saturaba el medio poroso. Para estudiar el comportamiento del sistema cuando dos o más fluidos están presentes, sin embargo, es necesaria la introducción de los conceptos de permeabilidad efectiva y de permeabilidad relativa.

El flujo de una fase en un medio poroso saturado con dos o más fluidos es siempre menor que al flujo de una fase cuando se somete a la saturación del medio poroso. La capacidad de transmisión de un fluido que satura 100% de un medio poroso fue definida anteriormente como la permeabilidad absoluta o simplemente la permeabilidad del medio. En el caso que dos o más fluidos saturan un medio poroso, la capacidad de transmisión de uno de esos fluidos se llama permeabilidad efectiva del medio poroso al fluido considerado. El cociente entre permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta (k) del medio es denominado *permeabilidad relativa* de un fluido. En un medio poroso saturado con gas, petróleo y agua, son sus permeabilidades efectivas denominadas, respectivamente $k_{r,g}$, $k_{r,o}$ y $k_{r,w}$, en tanto las permeabilidades relativas son representadas por los símbolos $k_{r,g}$, $k_{r,o}$ y $k_{r,w}$.

La ley de Darcy también puede ser usada cuando se estudia un flujo de dos o más fases, siendo válidas las siguientes expresiones para un sistema lineal y horizontal, sujeto a un régimen de flujo permanente incomprensible.

$$q_w = \frac{k_{rw} A \Delta p}{\mu_w L} \dots\dots\dots EC. 2.61$$

$$q_o = \frac{k_{ro} A \Delta p}{\mu_o L} \dots\dots\dots EC 2.62$$

$$Q_g = \frac{k_{rg} \Delta p}{\mu_g L} \dots \dots \dots \text{EC. 2.63}$$

Donde q_w, q_o y q_g son, respectivamente, los flujos de agua, petróleo y gas.

La primera definición se concluye que la permeabilidad efectiva a un determinado fluido varía de cero (inexistencia de flujo) a k (medio poroso 100% saturado con fluido). La permeabilidad relativa de un determinado fluido, $k_{r,} = k_e/k$ donde k_e es la permeabilidad efectiva, varía de cero (inexistencia de flujo) a 1 (medio poroso 100% saturado con este fluido). La permeabilidad relativa puede también ser representada en términos porcentuales, variando entre cero (inexistencia de flujo) a 100 % (medio poroso 100% poroso saturado con único fluido).

Nótese que una introducción del concepto de permeabilidad relativa permitirá tomar adimensional a escala de la permeabilidad de un reservorio, ya que los valores de permeabilidades en un reservorio estarán siempre en un intervalo de 0 a 1 (o 0 a 100%) independientemente del valor sus permeabilidades absolutas.

2.10.1. Factores que afectan la permeabilidad relativa

Entre los factores que afectan el comportamiento de las curvas relativas pueden ser citados:

2.10.2. Proceso de saturación

Como ya hemos visto anteriormente, el medio poroso está saturado inicialmente como una fase que moja, hasta que va siendo disminuida con una inyección de fase que no moja, se dice que existe un proceso de drenaje. Por otro lado, cuando el medio esta inicialmente saturado con una fase que no moja y la saturación de fase que moja es aumentado, se dice que es un proceso de imbibición. La diferencia fundamental entre las curvas obtenidas para los dos procesos reside en la saturación mínima que produce flujo de fluido que no moja. En un proceso de imbibición de agua (o fluido que moja) no penetra el medio poroso alojándose junto a las paredes de los poros y de los capilares de menor diámetro, desplazando al petróleo (fluido que no moja) para los capilares de mayor diámetro, en los cuales existe una corriente continua de este fluido. Este proceso continua hasta que la saturación de petróleo sea reducida un valor tal (S_{or}) que el petróleo migra, dejando de fluir, debido al efecto Jamin.

En un proceso de drenaje, el petróleo penetra inicialmente en el medio poroso a través de los capilares de mayor diámetro ocupando preferencialmente las partes centrales de los canales de flujo. Se verifica en la práctica que la saturación mínima de petróleo necesaria para que se forme una fase continua que fluya a través del medio poroso (S_{oc}) es menor que la saturación de petróleo residual (S_{or}), por tanto la saturación de petróleo residual tendrá siempre un valor

mayor que la saturación crítica (S_{oc}). Cuando la permeabilidad relativa de un fluido que moja, no se verifica gran diferencia entre los procesos de imbibición o de drenaje, aunque existen situaciones anormales en que eso no es válido.

La influencia en un proceso de saturación sobre las curvas de permeabilidades relativa puede ser más bien visualizada en la Figura 2.16, considerando un sistema de agua-petróleo en que el agua moja preferencialmente a la roca.

Debido a la influencia del proceso de saturación, las curvas de permeabilidades relativa, en un proyecto de inyección de agua en un reservorio de petróleo mojado preferencialmente por agua con saturación de petróleo residual (S_{or}) puede representar un valor bastante apreciable, es, por tanto, que las curvas de permeabilidades relativas obtenidas por los procesos de imbibición deben ser las curvas utilizadas para la predicción del comportamiento de ese tipo de reservorio. Lo mismo se verifica en un reservorio de gas, donde el agua normalmente proveniente de influjo natural.

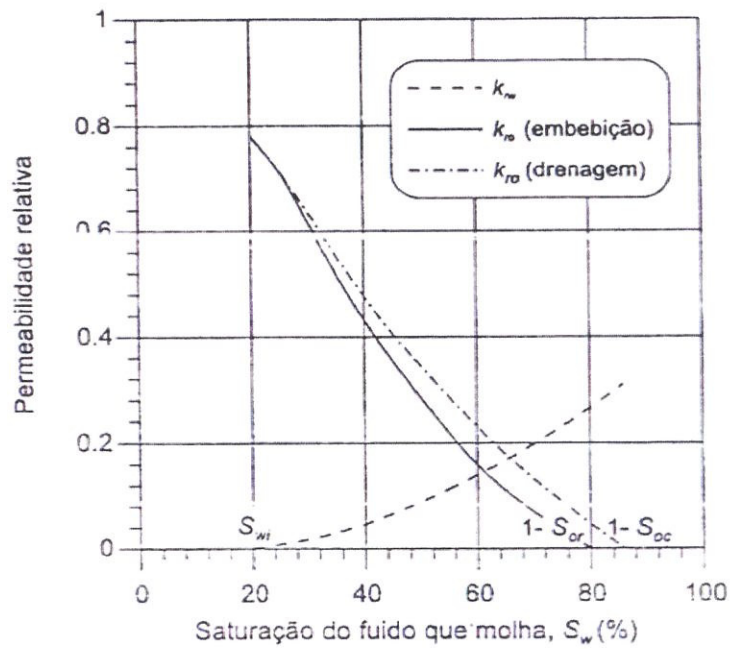


Figura 2.16 Influencia del proceso de saturación en las curvas de permeabilidad relativa

Fuente: Libro de Engenharia de Reservatorios de Petróleo, 2006.

2.10.3. Mojabilidade

La Figura 2.17 ilustra el efecto de mojabilidad sobre las curvas de permeabilidad relativa en un sistema agua-petróleo.

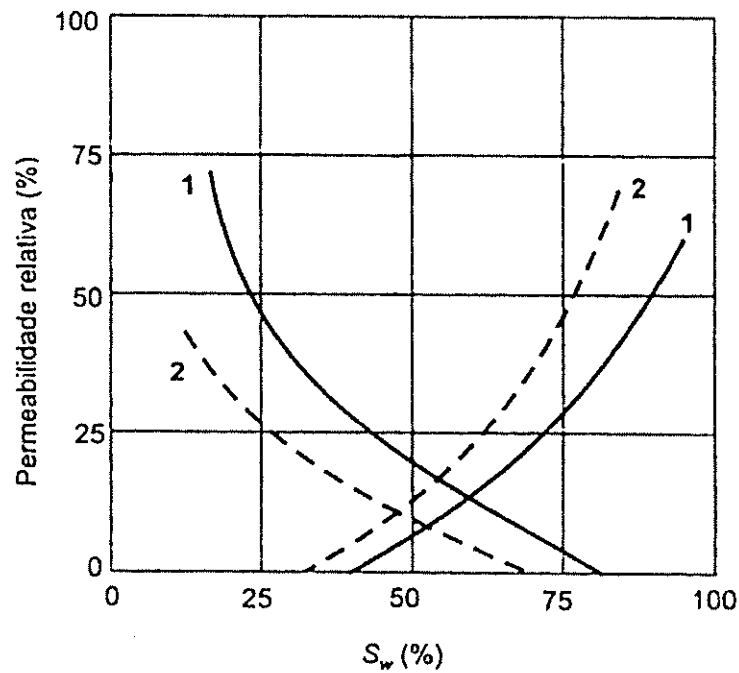


Figura 2.17 Efecto de la mojabilidad sobre las curvas de permeabilidad relativa – Curva 1: agua moja preferencialmente; Curva 2: petróleo moja preferencialmente (Bonet & Gabrielli)

Fuente: Libro de Ingeniería de Reservorios de Petróleo, 2006.

Todo indica que se forman diferentes determinaciones con fluidos de la misma mojabilidad, aunque con propiedades diferentes, las mismas curvas de permeabilidades relativas serían obtenidas, una vez que estas no dependan de la viscosidad de los fluidos.

2.10.4. Consolidación del medio poroso

Experimentalmente se verifica que la permeabilidad relativa a la fase que moja disminuye a medida que el medio poroso se consolida, en cuanto la permeabilidad relativa a la fase que no moja aumenta con la consolidación del medio poroso. Las curvas se desplazan para la dirección,

como se ilustra en la Figura 2.18 para un sistema de gas-petróleo. Eso se debe al hecho de que, en un medio poroso consolidado, hay una dificultad relativamente mayor para el flujo de la fase que moja que para el flujo de la fase que no moja, ya que esta última tiende a fluir por zonas de más fácil acceso (entre los capilares de mayor diámetro).

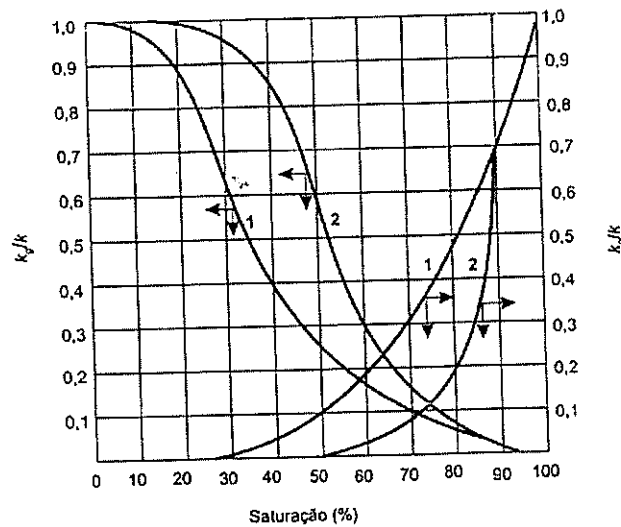


Figura 2.18 Efecto de la consolidación del medio poroso sobre las curvas de permeabilidad relativa – Curva 1: medio poroso no consolidado; Curva 2: medio poroso consolidado (Botset, 1940)

Fuente: Libro de Engenharia de Reservatorios de Petróleo, 2006.

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA PARA LA RECUPERACIÓN SECUNDARIA

3.1. Generalidades

Las acumulaciones de petróleo en el momento de su descubrimiento tienen una cierta cantidad de energía denominada energía primaria. La grandeza de esa energía es determinada por el volumen o por la naturaleza de los fluidos existentes en la acumulación, bien como por niveles de presión o de temperatura reinantes en el reservorio. El proceso de producción causara una disminución de la energía primaria, causada por la descompresión de los fluidos del reservorio y por las resistencias encontradas por los mismos al fluir en dirección a los pozos de producción. Esas resistencias son debidas, o asociadas, a fuerzas viscosas y capilares presentes en el medio poroso. El consumo de la energía primaria refleja principalmente un decrecimiento de la presión

del reservorio durante su vida productiva, lo que ocasiona una reducción en la productividad de los pozos.

Hay dos líneas generales de actuación para mitigar los efectos nocivos de la disipación de energía de la principal reserva de petróleo:

- Complementarlo con energía secundaria, artificialmente comunicada a través de la inyección de ciertos líquidos en pozos seleccionados.
- Reducir la resistencia viscosa y / o especiales capilares a través de métodos tales como el calentamiento del depósito.

La cantidad de petróleo que se puede sacar de un reservorio sólo a expensas de la energía sostenible y nativos llamaban a la recuperación primaria. Por otro lado la recuperación, secundaria y la cantidad adicional de aceite obtenido por la suplementaria de la energía primaria en energía secundaria, artificialmente transferidos al depósito, o en formas que tienden a hacer que la extensión de la energía primaria sea más eficiente. Cuando las operaciones de recuperación secundaria comienzan antes de finalizar la etapa de producción primaria a menudo se llaman operaciones de mantenimiento de presión.

Los métodos de levantamiento artificial y la estimulación de los pozos no se incluyen entre los métodos de recuperación de secundaria, ya que no afectará directamente a las energías auto inflamable el depósito, pero su aplicación eficaz contribuye al ahorro de ellos. Los objetivos de las prácticas de los "métodos de recuperación secundaria básica están aumentando la eficiencia de la recuperación y la aceleración de la producción.

3.2. Tipos de inyección

Los planes de empleo en proyectos de inyección son muy variados, más de una manera general, pero pueden ser separados en dos grupos principales, siendo esa separación basada en la estructura del reservorio, y el modo como los pozos están distribuidos.

3.2.1. Inyección periférica o externa

Consiste en inyectar el agua fuera de la zona de petróleo, en los flancos del yacimiento. Se conoce también como inyección tradicional y en este caso, como se observa en la figura nn, el agua se inyecta en el acuífero cerca del contacto agua-petróleo.

Características:

- a) Se utiliza cuando no se posee una buena descripción del yacimiento y/ la estructura del mismo favorece la inyección de agua.
- b) Los pozos de inyección se colocan en el acuífero, fuera de la zona de petróleo.

Ventajas:

- Se utilizan pocos pozos
- No requiere de la perforación de pozos adicionales, ya que se pueden usar pozos productores viejos como inyectores. Esto disminuye la inversión en áreas donde se tienen pozos perforados en forma irregular o donde el espaciamiento de los pozos es muy grande.

- No se requiere buena descripción del yacimiento para iniciar el proceso de invasión con agua.
- Rinde un recobro alto de petróleo con un mínimo de producción de agua.

Desventajas:

- Una porción del agua inyectada no se utiliza para desplazar el petróleo.
- No es posible lograr un seguimiento detallado del frente de invasión, como sí es posible hacerlo en la inyección de agua en arreglos.
- En algunos yacimientos, no es capaz de mantener la presión de la parte central del mismo y es necesario hacer una inyección en arreglos en esa parte de los yacimientos.
- Puede fallar por no existir una buena comunicación entre la periferia y el centro del yacimiento.
- El proceso de invasión y desplazamiento es lento, por lo tanto, la recuperación de la inversión es a largo plazo.

3.2.2. Inyección en arreglos o dispersa

Consiste en inyectar el agua dentro de de la zona de petróleo. El agua invade esta zona y desplaza los fluidos del volumen invadido hacia los pozos productores. Este tipo de inyección también se conoce como inyección de agua interna, ya que el fluido se inyecta en la zona de petróleo a través de un número apreciable de pozos inyectores que forman un arreglo geométrico con los pozos productores.

Características:

- La selección del arreglo depende de la estructura y límites del yacimiento, de la continuidad de las arenas, de la permeabilidad, de la porosidad, de la porosidad y del número y posición de los pozos existentes.
- Se emplea, particularmente, en yacimientos con poco buzamiento y una gran extensión areal.
- A fin de obtener un barrido uniforme, los pozos inyectoros se distribuyen entre los pozos productores, para lo cual se convierten los pozos productores existentes en inyectoros, o se perforan pozos inyectoros interespaciados.

Ventajas:

- Produce una invasión más rápida en yacimientos homogéneos, de bajos buzamientos y bajas permeabilidades efectivas con alta densidad de los pozos, debido a que la distancia inyector-productor es pequeña. Esto es muy importante en yacimientos de baja permeabilidad.
- Rápida respuesta del yacimiento.
- Elevadas eficiencias de barrido areal.
- Permite un buen control del frente de invasión y del factor de reemplazo.
- Disminuye el efecto negativo de las heterogeneidades sobre el recobro.
- Rápida respuesta en presiones.

Desventajas:

- En comparación con la inyección externa, este método requiere una mayor inversión, debido al alto número de pozos inyectoros.
- Es más riesgosa.
- Exige un mayor control y seguimiento.

3.3. Desplazamiento de fluidos inmiscibles

El desplazamiento de dos fluidos inmiscibles en el medio poroso puede ser de dos tipos:

- a) Pistón sin fugas
- b) Pistón con fugas

En ellos se distinguen:

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

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

3.4. Mecanismos de desplazamiento

El desplazamiento de un fluido por otro fluido es un proceso de flujo no continuo, debido a que las saturaciones de los fluidos cambian con el tiempo. Esto causa cambios en las permeabilidades relativas, en las presiones y en las viscosidades de las fases.

El mecanismo de desplazamiento de una inyección de agua en un yacimiento homogéneo, se puede presentar en cuatro etapas que son:

- Condiciones iniciales (antes de la inyección)
- La invasión
- La ruptura del agua
- Posterior a la ruptura

3.4.1. Condiciones iniciales antes de la invasión

Considerando un yacimiento homogéneo en el cual los fluidos se mueven horizontalmente y que a través del yacimiento las saturaciones son constantes y que al momento de iniciarse la inyección de agua se tiene un yacimiento que ha sido producido por agotamiento natural durante la primera fase de su producción primaria. Como sucede a menudo, la presión actual del yacimiento será menor que la de burbujeo del petróleo original en el yacimiento. Existirá también una fase de gas presente, la cual de acuerdo a las suposiciones también será uniforme a través del yacimiento.

3.4.2. La invasión a un determinado tiempo

El comienzo de la inyección de agua estará acompañado por un aumento en la presión del yacimiento, que es mayor alrededor de los pozos inyectoros y declina hacia los pozos productores.

A medida que continúa la inyección de agua, parte del petróleo se desplaza hacia delante para formar un banco de petróleo. Detrás del banco de petróleo se forma el banco de agua, donde únicamente están presentes el agua inyectada y el petróleo residual (más el gas atrapado).

3.4.3. Llone

Todo el gas, se desplaza de la porción inundada del yacimiento antes de que se produzca el petróleo. A esto se le denomina “llone”, y para lograrlo, la acumulación del agua inyectada debe ser igual al volumen del espacio ocupado por el gas móvil en el yacimiento.

3.4.4. Ruptura

Cuando se alcanza el llone, el avance del frente continúa, pero la tasa de petróleo aumenta y eventualmente es igual a la tasa de inyección de agua (en términos de volumen de yacimiento). Si la saturación de agua inicial de la formación es menor que la requerida para fluir, la producción del petróleo durante esta fase estará libre. El comienzo de una producción significativa de agua es el signo de que se ha producido la ruptura del frente de agua en el pozo.

3.4.5. Posterior a la ruptura

Durante esta etapa, la producción de agua aumenta a expensas de la producción de petróleo. El recobro gradual del petróleo detrás del frente se obtiene solamente con la circulación de grandes volúmenes de agua. El área barrida aumentará y esto puede proveer suficiente producción de petróleo para justificar la continuación de la inyección. El proceso finalizará cuando no sea económicamente rentable y al llegar a esta etapa de agotamiento de la inyección de agua, la porción inundada del yacimiento contendrá únicamente petróleo residual y agua.

3.5. Modelo de Buckley y Leverett

La teoría de Buckley y Leverett² para estudiar el desplazamiento de un fluido humectante por otro humectante o viceversa, fue presentada inicialmente en 1941 pero no recibió mucha atención sino hasta los últimos años de la década de los cuarenta. Dicha teoría considera dos fluidos inmiscibles: desplazante y desplazado, y su desarrollo se basa en el concepto de permeabilidades relativas y en la idea de un desplazamiento pistón con fugas; esto significa que existe una cantidad considerable de petróleo que queda detrás del frente de invasión debido a la superficie irregular que presenta el medio poroso. La teoría de un desplazamiento tipo pistón es sin duda una simplificación en el caso de un yacimiento sujeto a un barrido lineal, ya que si bien es cierto que detrás del frente existe una región de flujo de dos fases, esta región es a menudo de extensión limitada y su influencia resulta insignificante, pues representa menos del 5% del volumen poroso.

La mayor limitación de esta teoría es que se aplica a un sistema lineal, como es el caso cuando ocurre un empuje natural de agua, una inyección periférica de agua o una expansión de la capa de

gas; pero esto no es lo que sucede en muchos de los arreglos de pozos existentes en las operaciones de recuperación secundaria que no podrían simularse en una sola dimensión. Sin embargo, usando el concepto de eficiencia de barrido, se pueden utilizar algunas técnicas que permiten extender estos cálculos a sistemas no lineales.

La teoría de desplazamiento, además de suponer flujo lineal y continuo de dos fases, también supone la formación homogénea, con una saturación de agua connata constante a lo largo del yacimiento; igualmente se consideran constantes la tasa de inyección y el área perpendicular al flujo. Por último, supone que, para que existan condiciones de equilibrio, la presión y temperatura del yacimiento también deben permanecer constantes.

Aunque esta teoría puede aplicarse al desplazamiento de petróleo con gas o agua, en sistemas humectados por petróleo o por agua, en la deducción de las ecuaciones básicas sólo se considerará el desplazamiento de petróleo con agua en un sistema humectado preferencialmente por el agua, en cuyo caso, la presión de desplazamiento debe ser mayor que la presión de burbujeo.

La formulación matemática de la teoría desarrollada originalmente por Leverett permite determinar la saturación de la fase desplazante en el frente de invasión en el sistema lineal.

3.5.1. Ecuación de flujo fraccional

El desarrollo de esta ecuación se atribuye a Leverett y para deducirla, se considera un desplazamiento tipo pistón con fugas, en el cual el fluido desplazado es el petróleo y el desplazante es agua.

Sea el caso general de una formación homogénea con permeabilidad k y porosidad saturada con petróleo y agua connata, sometida a la inyección de fluidos a una tasa q_i . Tal como se muestra en la Figura 3.1, la formación se encuentra inclinada un cierto ángulo, α , con respecto a la horizontal y tiene una longitud L y un área seccional A .

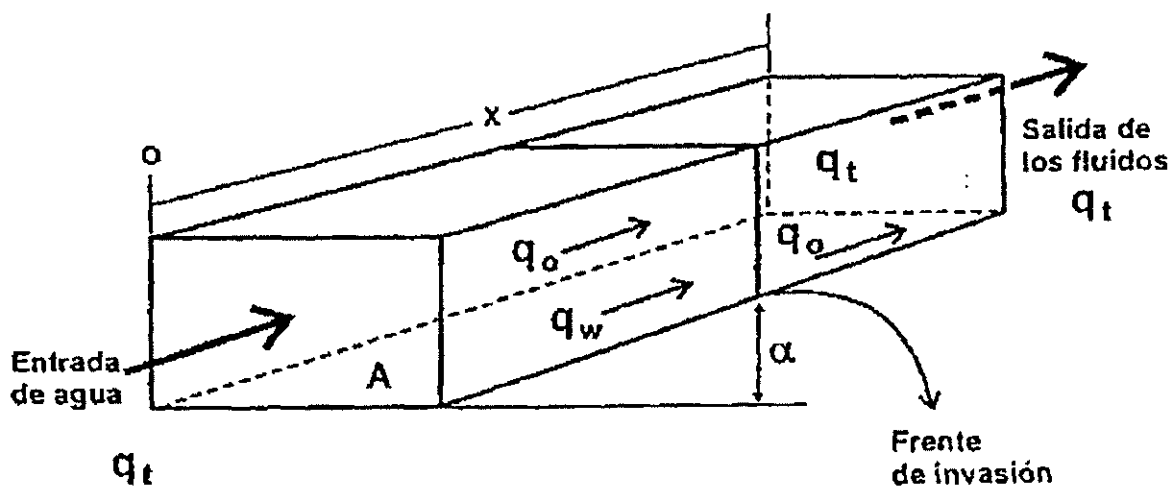


Figura 3.1 Modelo lineal de una formación sometida a invasión con agua

Fuente: Libro de Ingeniería de Reservorios de Petróleo, 2006.

Como se desea modelar el flujo de dos fluidos inmiscibles a través del medio poroso, se aplicará la ley de Darcy generalizada para cada uno de los fluidos, resultando las siguientes ecuaciones:

$$q_o = -\frac{k k_{ro} A}{\mu_o} \left(\frac{\partial P_o}{\partial x} + \rho_o g \sin \alpha \right) \dots \dots \dots \text{EC. 3.1}$$

$$q_w = -\frac{k k_{rw} A}{\mu_w} \left(\frac{\partial P_w}{\partial x} + \rho_w g \sin \alpha \right) \dots \dots \dots \text{EC. 3.2}$$

donde:

q_w = tasa de flujo de agua en cm^3/seg

q_o = tasa de flujo de petróleo en cm^3/seg

k_w = permeabilidad efectiva al agua en darcy

k_o = permeabilidad efectiva al petróleo en darcy

μ_w = viscosidad del agua en cp

μ_o = viscosidad del petróleo en cp

A = área total de la formación perpendicular al flujo en cm^2

$\frac{\partial P_w}{\partial x}$ = gradiente de presión en la fase agua en atm/cm

$\frac{\partial p_o}{\partial x}$ gradiente de presión en la fase petróleo en atm/cm

$C =$ factor de conversión = $1/(1,0133 \times 10^5)$ que permite expresar en unidades consistentes el término de gravedad y el término $\frac{\partial p_o}{\partial x}$, cuando las densidades de los fluidos se expresan en g/cm^3

$\rho_w =$ densidad del agua en g/cm^3

$\rho_o =$ densidad del petróleo en g/cm^3

$g =$ aceleración de la gravedad ($=980 \text{ cm/seg}^2$)

$\alpha =$ ángulo medido desde la horizontal hacia la dirección de flujo, en sentido contrario al de las agujas del reloj, en grados (Figura 3.2).

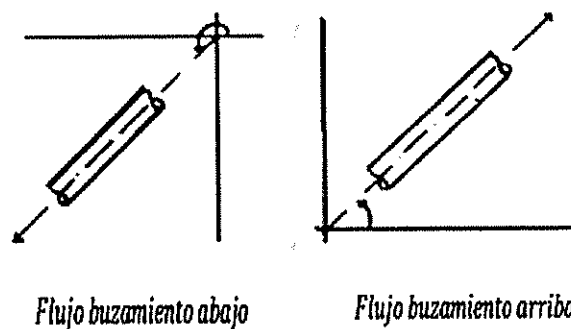


Figura 3.2 Dirección de flujo y convención de signos en yacimientos inclinados

Fuente: Libro de Engenharia de Reservatorios de Petróleo, 2006.

Considerando la arena preferencialmente mojada por agua, puede establecerse por definición de presión capilar:

$$P_c = p_o - p_w \dots \dots \dots \text{EC. 3.3}$$

Puesto que P_c es una función de varias variables, puede diferenciarse parcialmente la ecuación 3.3, para obtener el gradiente de presión capilar en la dirección del flujo.

Por definición, la ecuación de flujo fraccional de agua, f_w , en unidades prácticas se denota de la siguiente manera:

$$f_w = \frac{1 + 1.127 \frac{k_{oA}}{\mu_o} \left(\frac{\partial P_c}{\partial x} - 0.43 \right)}{1 + \frac{k_{oA} \mu_w}{k_{wA} \mu_o}} \dots \dots \dots \text{EC. 3.4}$$

En este caso, las permeabilidades deben expresarse en darcy, las viscosidades en centipoise, el área en pies², la tasa de inyección en BPD, el gradiente de presión capilar en lpc/pie, y la diferencia de gravedades específicas, $\Delta\gamma = \gamma_w - \gamma_o$, adimensional.

En todas las ecuaciones de flujo fraccional se observa que la principal dificultad radica en la determinación del término $\frac{\partial P_c}{\partial x}$. Puesto que la expresión o representación de P_c en función de x no es directamente posible, en su lugar se acostumbra obtener esta derivada mediante la ecuación siguiente:

$$\frac{\partial P_f}{\partial x} = \frac{\partial P_f}{\partial S_{1r}} * \frac{\partial S_{1r}}{\partial x} \dots\dots\dots EC. 3.5$$

3.5.2. Curva típica de flujo fraccional

Se puede resumir que la ecuación de flujo fraccional es una relación muy importante, pues permite determinar las tasas de flujo de petróleo y agua en cualquier punto del sistema de flujo considerado. Además, también incorpora todos los factores que afectan la eficiencia de desplazamiento de unproyecto de inyección de agua, como son: las propiedades de los fluidos ($\mu_o, \mu_w, \rho_o, \rho_w, P_C$), las propiedades de la roca (k_o, k_w, S_o, S_w), la tasa de inyección (q_1), el gradiente de presión $\frac{\partial P_f}{\partial x}$ y las propiedades estructurales del yacimiento (α , dirección de flujo).

Si la tasa total de flujo es constante, y si se supone que el desplazamiento de petróleo se lleva a cabo a temperatura constante, entonces las viscosidades del agua y del petróleo tienen un valor fijo y la ecuación simplificada del flujo fraccional es estrictamente función de saturación de agua. Para una serie de valores típicos de permeabilidades relativas, la curva de f_w vs S_w , cuando se hace cero el gradiente de presión capilar tiene forma de S invertida como se muestra en la Figura 3.3, el flujo fraccional aumenta desde cero hasta uno. La curva de flujo fraccional es de gran utilidad en la predicción y análisis del comportamiento de yacimientos durante una invasión de agua o de gas.

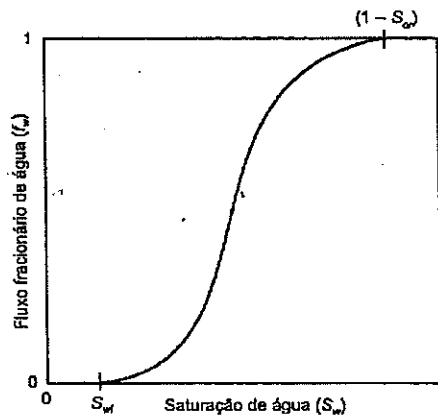


Figura 3.3 Curva de fluxo fraccional

Fuente: Libro de Engenharia de Reservorios de Petróleo, 2006.

3.5.3. Ecuación de avance frontal o ecuación de la velocidad del frente de invasión

La ecuación de flujo fraccional relaciona la fracción del flujo de petróleo y agua en cualquier punto del yacimiento a una saturación dada. Sin embargo, un análisis completo requiere que nosotros conozcamos la distribución de saturación de las diferentes fases a cualquier tiempo, tanto como la manera en que esta distribución cambia con tiempo. La ecuación de avance frontal proveerá de esta información.

Considere el flujo lineal simultáneo de petróleo y agua en un sistema poroso de sección transversal A , y longitud D , como se muestra en la figura 3.4.

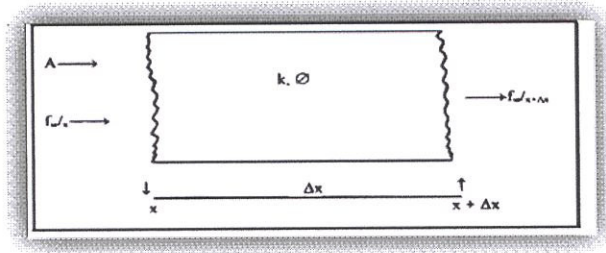


Figura 3.4 Tasa másica de flujo a través de un elemento lineal de volumen $\phi A \Delta x$

Fuente: Libro de Ingeniería de Reservorios de Petróleo, 2006.

La variación del volumen de agua con respecto al tiempo, también puede calcularse si hacemos un balance de materiales para el elemento Δx de la formación, así se tiene:

$$\left[\begin{array}{c} \text{Tasa de acumulación} \\ \text{de agua} \end{array} \right] = \left[\begin{array}{c} \text{Tasa de flujo de agua} \\ \text{que entra} \end{array} \right] - \left[\begin{array}{c} \text{Tasa de flujo de agua} \\ \text{que sale} \end{array} \right] \dots \text{EC. 3.6}$$

Estos términos pueden ser expresados simbólicamente así:

$$\left[\begin{array}{c} \text{Tasa de acumulación} \\ \text{de agua} \end{array} \right] = q * \frac{f_{w,x}}{x}; \text{ Barriles} \dots \text{EC. 3.7}$$

$$\left[\begin{array}{c} \text{Tasa de acumulación} \\ \text{que sale} \end{array} \right] = q * \frac{f_{w,x}}{x} \pm Dx; \text{ Barriles} \dots \text{EC. 3.8}$$

$$\left[\begin{array}{l} \text{Tasa de acumulación} \\ \text{de agua} \end{array} \right] = \frac{\phi A \Delta x}{5.615} \left[\frac{\partial s_w}{\partial t} \right]_{x+\frac{\Delta x}{2}}; \text{ Barriles} \dots \text{EC. 3.9}$$

Sustituyendo estos términos tenemos:

$$\boxed{\left[\frac{\partial s_w}{\partial t} \right]_{x+\frac{\Delta x}{2}} = \frac{-5.615q_t}{\phi A} \frac{\frac{f_w}{x} + \Delta x - \frac{f_w}{x}}{\Delta x}} \dots \text{EC. 3.10}$$

Tomando el límite de esta ecuación cuando Dx se aproxima a cero tenemos:

$$\boxed{\left(\frac{\partial s_w}{\partial t} \right)_x = \frac{-5.615q_t}{\phi A} \left(\frac{\partial f_w}{\partial x} \right) = \frac{-5.615q_t}{\phi A} \left(\frac{\partial f_w}{\partial s_w} \right)_t \left(\frac{\partial s_w}{\partial x} \right)_t} \dots \text{EC. 3.11}$$

Esta ecuación, nos da la saturación de agua como una función de tiempo a una posición particular x , en el sistema lineal.

Sin embargo, una expresión más usada podría ser aquella que proporciona la saturación como una función de la distancia a un tiempo particular. Esto es posible si se observa que la saturación de agua es una función tanto de tiempo como de distancia.

$$S_w = S_w(x, t)$$

De manera que la derivación total de S_w es:

$$\boxed{ds_w = \left(\frac{\partial S_w}{\partial x} \right)_t dx + \left(\frac{\partial S_w}{\partial t} \right)_x dt} \dots \text{EC. 3.12}$$

Dado que nosotros estamos interesados en determinar la distribución de saturación en el yacimiento, el procedimiento tomado aquí será trazar el movimiento de una saturación particular de agua. Si una saturación de agua constante S_w es considerada, entonces $dS_w = 0$, de tal forma que:

$$\boxed{0 = \left(\frac{\partial S_w}{\partial x}\right)_t dx + \left(\frac{\partial S_w}{\partial t}\right)_x dt} \dots\dots\dots \text{EC. 3.13}$$

y

$$\boxed{\left(\frac{\partial S_w}{\partial t}\right)_x = -\left(\frac{\partial S_w}{\partial x}\right)_t \left(\frac{dx}{dt}\right)_{S_w}} \dots\dots\dots \text{EC. 3.14}$$

Esta identidad matemática puede ser sustituida dándonos como resultado:

$$\boxed{\left(\frac{dx}{dt}\right)_{S_w} = \frac{5.615q_t}{\phi A} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_t} \dots\dots\dots \text{EC. 3.15}$$

Si la tasa de flujo es constante, f_w es independiente del tiempo:

$$\boxed{\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_t = \frac{df_w}{dS_w}} \dots\dots\dots \text{EC. 3.16}$$

$$\boxed{\left(\frac{dx}{dt}\right)_{S_w} = \frac{5.615q_t}{\phi A} \frac{df_w}{dS_w}} \dots\dots\dots \text{EC. 3.17}$$

La integración de esta expresión proporciona la ecuación ampliamente conocida como de avance frontal:

$$X = \frac{5.615q_t df_w}{\phi A dS_w} = \frac{5.615W_t df_w}{\phi A dS_w} \dots\dots\dots EC. 3.18$$

Donde:

X = Distancia recorrida por un frente de saturación constante, S_w durante un tiempo t, pies

q_t = Tasa de flujo total (igual a la tasa de inyección), bbl/día

t = Intervalo de tiempo, días

W_i = Agua inyectada acumulada, bbl de yacimiento

$\frac{df_w}{dS_w}$ = Derivada de la curva de flujo fraccional a la saturación de agua de interés

3.6. Concepto de zona estabilizada

El primero de los muchos artículos que confirmaron la teoría de avance frontal fue el presentado por Terwillinger. Cuando se aplica esta teoría a un sistema de drenaje por gravedad, ellos encontraron en el frente de avanzada una zona donde las saturaciones del fluido desplazante se mueven a las mismas velocidades. De acuerdo a esto, la forma del frente era constante con respecto al tiempo. Esta zona se llamó *Zona Estabilizada*.

Luego se comprobó que usando la ecuación de flujo fraccional en forma completa (incluyendo los efectos capilares), junto con la ecuación de avance frontal, que la distribución de saturación calculada por Buckley y Leverett, se ajustaba a la distribución observada experimentalmente.

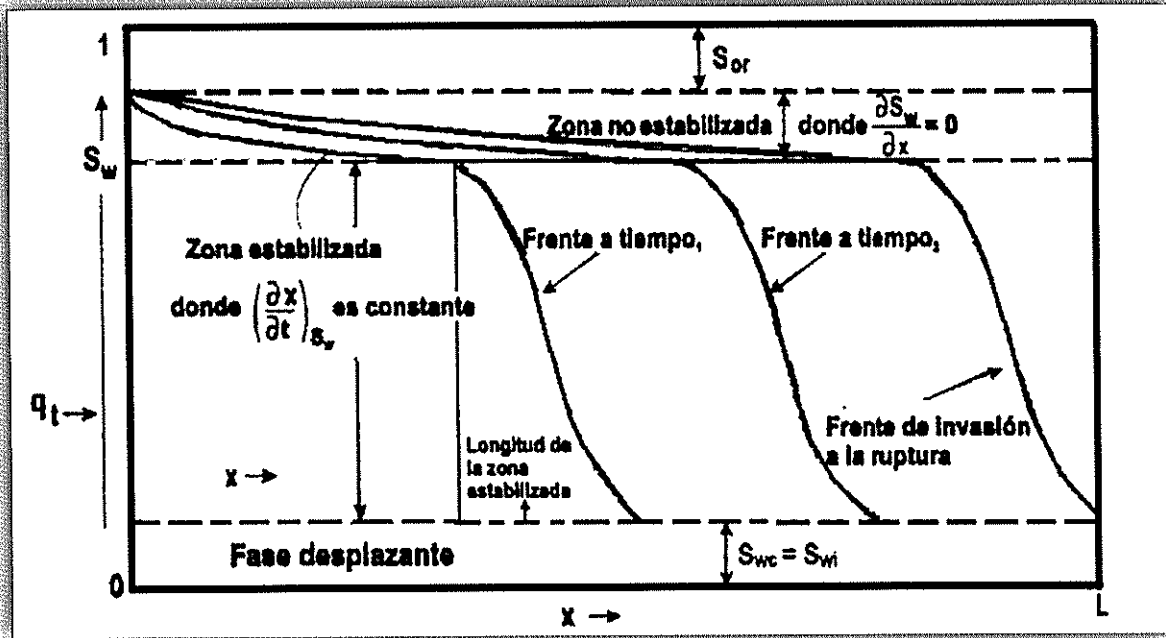


Figura 3.5 Distribución de saturación con distancia cuando existe zona estabilizada

Fuente: Libro de Ingeniería de Reservorios de Petróleo, 2006.

También se observó que la saturación en el límite de la zona establecida, S_{wf} , es definida por el punto de tangencia a la curva de flujo fraccional desde $S_w = S_{wi}$ y $f_w = 0$. Más tarde eso fue comprobado por Welge. De acuerdo a esto la velocidad de esta saturación particular es proporcional a la tangente de la curva de flujo fraccional en este punto.

Dado que todas las saturaciones en la zona estabilizada se mueven a la misma velocidad, se deduce que df_w/dS_w debe ser la misma para todas las saturaciones en la zona establecida y es obtenida de la línea tangente a la curva de flujo fraccional trazada desde S_{wi} . Esto se ilustra en la Fig. 3.6.

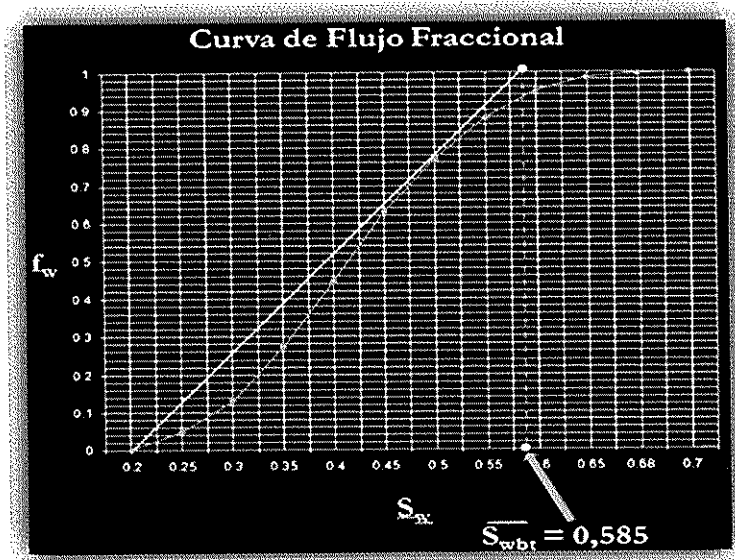


Figura 3.6 Pendiente a la curva de flujo fraccional a determinada saturación de agua

Fuente: Apuntes de Recuperación Secundaria, Ing. Ricardo Gallegos.

Entonces se concluye que la distribución de saturación en la zona establecida ($S_{wi} < S_w < S_{wf}$) debe ser calculado basado en la pendiente a la tangente de la curva de flujo fraccional. Algunos estudios han mostrado también el efecto de la zona establecida en el comportamiento de la inyección de agua. Detrás del frente invasión hay una zona donde la distribución de saturación cambia con el tiempo. Apropiadamente esta zona se llama zona *No Estabilizada*.

3.7. Eficiencia de barrido areal

La eficiencia área de barrido se define como la fracción del área horizontal del yacimiento donde ha ocurrido el proceso de recuperación secundaria.

$$E_A = \frac{\text{área horizontal invadida}}{\text{área horizontal total invadible}} \dots \dots \dots \text{EC. 3.19}$$

La eficiencia de barrido areal se relaciona con factores que se dan en la naturaleza y, por lo tanto, son incontrolables; entre ellos: las propiedades de las rocas (porosidad, permeabilidad, conductividad, otros) y las propiedades del sistema roca-fluidos (ángulo de contacto, permeabilidades relativas, presiones capilares, otros), las cuales tienen una influencia directa sobre el volumen de roca invadida por el fluido inyectado, así como también sobre la dirección y velocidad del movimiento de los fluidos.

Existen otros factores que se pueden modificar, los cuales se relacionan con la localización de los pozos inyectores y productores y con las densidades y viscosidades de los fluidos.

Entre estos factores los más importantes son:

1. **Geometría de los pozos de inyección y producción:** Se refiere a la configuración areal existente entre los pozos productores y los inyectores.
2. **Razón de movilidad:** En general, la eficiencia areal disminuye cuando la razón de movilidad aumenta.
3. **Volumen de fluidos inyectados:** La eficiencia areal aumenta con el volumen de fluidos inyectados y, por lo tanto, con el tiempo. Así, se habla de eficiencia areal en el momento de la ruptura y de eficiencia areal después de la ruptura, relacionándola con determinado volumen de fluidos inyectados.

Desafortunadamente, mucho control sobre la razón de movilidad si no nos ayudamos de EOR lo cual resulta en una modificación de la humectabilidad, viscosidad y permeabilidad, podemos sin embargo seleccionar el tipo de arreglo adecuado para un proyecto.

El tipo de arreglo formado es un factor primordial en la determinación de la distribución de presión en un yacimiento de acuerdo al paso que siga el agua inyectada entre el pozo de inyección y el de producción.

La figura 3.7, muestra la localización del frente invasión en un cuadrante de un arreglo de 5 pozos a diferentes tiempos durante la inyección. La eficiencia areal de barrido a cualquier tiempo durante la inyección está definida simplemente como la relación del área barrida a un área definida simplemente como la relación del área total. Un arreglo de 5 pozos cuya razón de movilidad es igual a 1 tendrá una eficiencia de barrido de 70%.

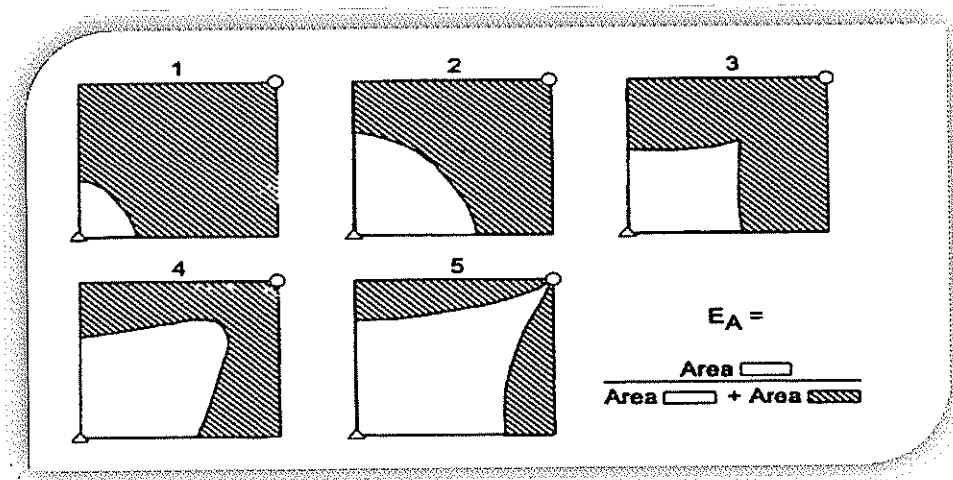


Figura 3.7 Gráficos mostrando el área horizontal barrida a diferentes tiempos para un arreglo de 5 pozos

Fuente: Libro de Engenharia de Reservatorios de Petróleo, 2006.

3.8. Factores que afectan la eficiencia de barrido areal

- **Fracturas:** Si un arreglo es establecido de tal forma que la dirección entre los pozos inyectoros y productores corresponden a la orientación de la fractura, los resultados serán probablemente desastrosos. Esto ocasionará una pronta ruptura del agua y una baja eficiencia de barrido. El problema puede ser rectificado arreglando los pozos inyectoros y productores en tal forma que, la dirección de una línea que conecta a ellos sea perpendicular a la orientación de la fractura.

- **Permeabilidad direccional:** Es posible que el recobro con este tipo de arreglo exceda al de un sistema homogéneo debido a que la fractura actúa como un plano-fuente de agua. De acuerdo al efecto de la permeabilidad, los inyectoros y productores deben ser arreglados a lo largo de una línea perpendicular a la dirección de mayor permeabilidad.

- **Variación areal de permeabilidad:** Muchos tipos diferentes y cambios en las variaciones de permeabilidad areal pueden ocurrir a través del yacimiento. Estos pueden ocurrir debido a cambios en compactación, cementación, ambiente deposicional, etc. Este tipo de heterogeneidad areal, debe ser manejado individualmente sobre la eficiencia de barrido determinándose a partir de modelos matemáticos, modelos de laboratorio, o experiencia.

- **Ángulo de buzamiento:** El agua debe ser inyectada buzamiento arriba en un yacimiento no horizontal para maximizar el recobro. De acuerdo a esto, los arreglos de pozos repetitivos no son generalmente usados en esta situación. En lugar de esto, es deseable inyectar agua a lo largo de la zona de pago cerca de la base de la columna de petróleo, de tal manera que el yacimiento toma máxima ventaja de los efectos gravitacionales.

- **Pozos situados fuera de arreglo:** Cuando los pozos están irregularmente espaciados, en un arreglo normal, el efecto que se produce es la ruptura temprana del agua en pozos situados cerca del inyector y ruptura tardía en otros pozos. El comportamiento global sin embargo, permanecerá esencialmente invariable.

- **Arreglos aislados:** Cuando un campo es desarrollado usando arreglos repetitivos, cada arreglo tiende a comportarse independientemente, de los otros, dado que el petróleo y el agua en aquella porción del yacimiento, son confinados por la influencia de arreglos adyacentes. Si por otro lado, un arreglo se establece en un yacimiento infinito, los fluidos no están confinados al área del arreglo, y es posible calcular eficiencias de barrido mayores que el 100% basados en los fluidos producidos. Esto es muy importante en pruebas piloto de inyección de agua.

3.9. Método de Buckley – Leverett

El método de predicción de Buckley-Leverett se fundamenta en la teoría de desplazamiento y permite estimar el comportamiento de un desplazamiento lineal de petróleo cuando se inyecta agua o gas a una tasa constante en un yacimiento. En este caso, se estimará el volumen de

petróleo desplazado a cualquier tiempo, la tasa de producción de petróleo y el volumen de agua que se tiene que inyectar por cada volumen de petróleo producido. Tiene poca aplicación debido a las suposiciones en las cuales se fundamenta, en especial la de flujo lineal; sin embargo, se utiliza cuando se toma en cuenta el efecto de desplazamiento en otros métodos.

Las suposiciones para desarrollar el método son:

- El flujo es lineal, pero puede modificarse con facilidad para flujo radial, por lo que no constituye una limitación fuerte.
- Formación homogénea, o sea k y Φ son uniformes.
- Desplazamiento tipo pistón con fugas.
- Los fluidos son inmiscibles, es decir, que existe presión capilar.
- Sólo pueden existir dos fluidos circulando al mismo tiempo por un determinado punto, así que deben aplicarse los conceptos de permeabilidades relativas a dos fases.
- La presión de desplazamiento debe estar por encima del punto de burbujeo (no existe gas libre), en caso de que se utilice agua para desplazar petróleo.
- La tasa de inyección y el área perpendicular al flujo se consideran constantes.
- Flujo continuo o estacionario.
- La presión y temperatura deben permanecer constantes para que existan condiciones de equilibrio.

3.9.1. Consideraciones teóricas

Buckley-Leverett consideran que ocurren tres etapas durante el desplazamiento de petróleo por agua o gas:

- Antes de la ruptura
- En el momento de la ruptura
- Después de la ruptura.

Para obtener la saturación del frente de invasión y la saturación promedio de agua, antes y después de la ruptura, se requiere construir la curva de flujo fraccional en función de la saturación de agua. Figura 3.8.

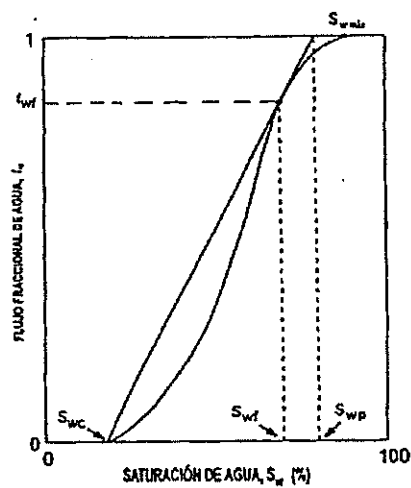


Figura 3.8 Curva de flujo fraccional cuando se inyecta agua

Fuente: Libro de Ingeniería de Reservorios de Petróleo, 2006.

Si la saturación de agua inicial es mayor que la saturación de agua irreducible, la tangente a la curva se traza a partir del punto donde la saturación de agua inicial, S_{wi} corta la curva de flujo fraccional.

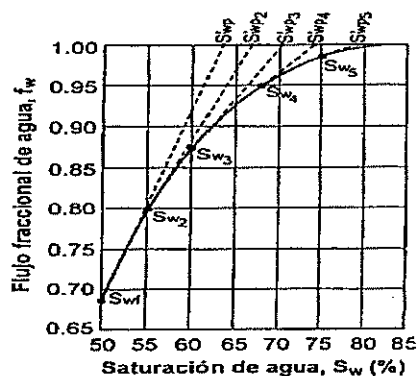


Figura 3.9 Curva de flujo fraccional ampliada

Fuente: Libro de Engenharia de Reservatorios de Petróleo, 2006.

Para predecir el comportamiento después de la ruptura se recomienda ampliar la curva de flujo fraccional en su fase subordinada, Figura 3.9. Entonces se selecciona una saturación S_{w2} mayor que la saturación de agua del frente, pero menor que la saturación de agua máxima. Luego, se traza la tangente a la curva de flujo fraccional a la saturación S_{w2} , se extrapola hasta $f_w = 1,0$ y se obtiene S'_{wp2} . Al conocer esta saturación, se puede calcular el petróleo recuperado. Estos cálculos se repiten para varias saturaciones.

3.9.2. Procedimiento para la predicción

Antes de la ruptura

Los pasos que se deben seguir son:

- Construir la curva de flujo fraccional y determinar la saturación y flujo fraccional del frente de invasión
- Calcular el tiempo de ruptura de acuerdo con la distribución geométrica de los pozos en el yacimiento.
- Calcular el petróleo producido, el factor de recobro, la tasa de producción de petróleo, la tasa de producción de agua o gas, la relación agua-petróleo (o *RGP*) al tiempo de ruptura.

Después de la ruptura

Los pasos que se deben seguir son:

- Seleccionar valores de S_w , denotados S_{w2} , mayores que S_{w1} y menores que $S_{w\text{máx}}$.
- Trazar las tangentes a la curva de flujo fraccional por los puntos seleccionados, para determinar los respectivos valores de S'_{op} .
- Calcular t_1 , W_1 , N_p , RAP , q_o , q_w , W_p .
- Repetir los primeros 3 pasos varias veces para representar la fase subordinada.
- Concluir cuando se alcance $RAP \approx 95$ o, por ejemplo, o el límite económico establecido.
- Construir los gráficos de petróleo producido, agua inyectada, agua producida en función de tiempo, petróleo producido en función de agua inyectada o agua producida.

Cabe recalcar como punto importante que el análisis después del punto de ruptura es muy importante ya que la compañía puede tomar decisiones importantes con estos análisis ya que se tomaran en cuenta los factores económicos, es decir si a la empresa realmente le interesa seguir inyectando agua para la recuperación de petróleo.

CAPÍTULO IV

APLICACIÓN DEL MÉTODO DE INYECCIÓN DE AGUA PARA DIFERENTES CAMPOS

4.1. Inyección de agua en el Campo Little Creek Mississippi

Desde abril de 1962, la Compañía de petróleo Shell ha operado una inyección de agua a 10,750 pies en la arena baja de Tuscaloosa, en el pequeño campo Creek, el crudo fue de 39 ° API y la recuperación primaria se estimó en 25 millones de barriles, o el 24.5% de las reservas del petróleo original en situ, como resultado de una relación de movilidad favorable y propiedades de las rocas la eficiencia de barrido volumétrico en la inyección de agua ha superado el 90%.

La saturación de agua connata (56 %), la eficiencia de desplazamiento mediante inyección de agua ha sido muy eficiente, contraria a los conceptos tradicionales, como era de esperar, la tasa

de producción comenzó a disminuir en 1964 debido a una reducción constante del número de pozos productores, la recuperación acumulada a partir de enero de 1968, fue de 44,8 millones de barriles, las operaciones de inyección de agua se completó en 1970.

Sin embargo, la operación en Little Creek es inusual en varios aspectos, es uno de los pocos campos que utilizó inyección de agua con saturaciones de agua inicial cercana al 60 por ciento.

4.1.1. Desarrollo

Campo Little Creek fue descubierto en enero de 1958, en la arena baja de Tuscaloosa en el suroeste de Mississippi. Figura 4.1 (Fuente: Field Case Histories Oil and Gas Reservoirs)

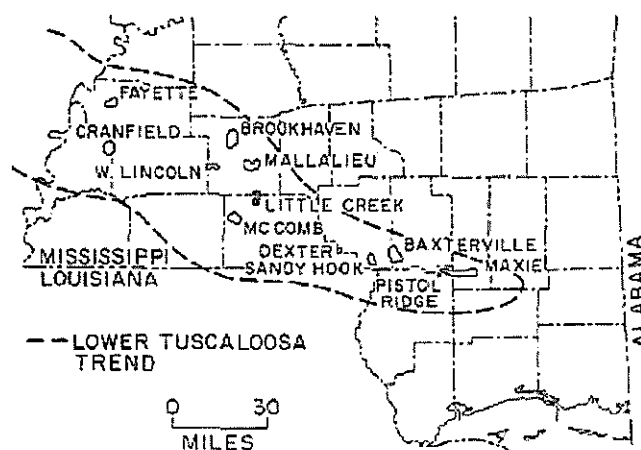


Figura 4.1 Mapa del Sur de Mississippi

El desarrollo del campo avanzó con rapidez en 40 acres de espaciado, y para finales de 1958 el campo estaba produciendo alrededor de 9.100 B / D de 56 pozos, casi toda esta producción proviene de la mitad norte del campo, la parte sur fue descubierta en noviembre de 1958.

Perforaciones posteriores establecieron una conexión entre las dos áreas, el desarrollo del campo se completó en 1961 con la perforación de 155 productores y 35 pozos secos.

4.1.2. Geología

No hay fallas perceptibles en el horizonte de la producción, los límites productivos del campo se muestra en la Figura 4.2 (Fuente: Field Case Histories Oil and Gas Reservoirs)

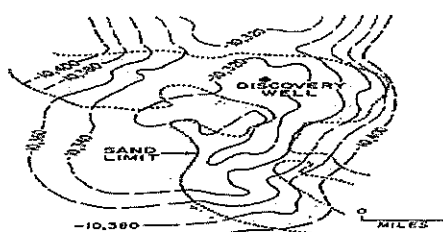


Figura 4.2 Límites Productivos del Campo Little Creek

La superficie productiva total es de aproximadamente 6.200 acres, y el promedio de la zona de pago es de 29 pies, el registro eléctrico que se muestra en la Figura 4.3 (Fuente: Field Case Histories Oil and Gas Reservoirs), nos muestra el promedio de la zona de pago

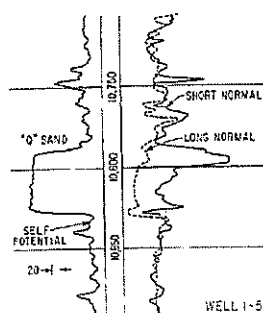


Figura 4.3 Registro Eléctrico.

4.1.3. Comportamiento del yacimiento.

Basándose en datos, se puede calcular el petróleo original in-situ, dicho cálculo se lo hizo mediante métodos volumétricos y el resultado fue de 102 millones de STB.

Los detalles, se muestra en la Tabla 1 (Fuente: Field Case Histories Oil and Gas Reservoirs) en la que se divide el depósito en una mitad norte y el sur, con volúmenes que se calcula para ambos Q y arenas Q2.

Tabla 1. Petróleo Original In-Situ.

Above transition zone		Net Acre-Feet	S _w	Oil In Place (STB)	S _o	B _o	Ultimate Recovery
North Half							
Q Sand							
Above transition zone		85,380	0.44	51.7 × 10 ⁶	0.22	1.30	24.1 × 10 ⁶
Transition zone		11,930	0.30	4.9 × 10 ⁶	0.19	1.31	1.7 × 10 ⁶
Q ₂ Sand							
Above transition zone		11,080	0.40	6.1 × 10 ⁶	0.21	1.26	2.7 × 10 ⁶
Transition zone		2,910	0.30	1.2 × 10 ⁶	0.19	1.31	0.4 × 10 ⁶
South Half							
Q Sand							
Above transition zone		43,170	0.44	26.1 × 10 ⁶	0.22	1.36	12.5 × 10 ⁶
Transition zone		13,220	0.30	5.5 × 10 ⁶	0.19	1.31	1.9 × 10 ⁶
Q ₂ Sand							
Above transition zone		8,020	0.40	4.4 × 10 ⁶	0.21	1.36	2.0 × 10 ⁶
Transition zone		4,940	0.30	2.0 × 10 ⁶	0.19	1.31	0.7 × 10 ⁶
TOTALS		180,650		101.9 × 10 ⁶ (560 STB/NAF)			46.0 × 10 ⁶ (250 STB/NAF)

$$OilInPlace = \frac{7780 \cdot A \cdot h \cdot O \cdot (1 - S_{wi})}{\beta_o} \dots \dots \dots EC. 4.1$$

$$OilinPlace = \frac{7758 * 180650 * 0.234 * (1 - 0.56)}{1.32}$$

$$OilinPlace = 101 * 10^6$$

Los cálculos de balance de materia indican que la afluencia de agua sería relativamente insignificante, y que la eficiencia de recuperación primaria sería sólo el 22 por ciento. Esta cifra fue revisada posteriormente al 24,5 por ciento después de las observaciones del comportamiento del yacimiento en las operaciones de la unidad.

4.1.4. Unificación del Yacimiento.

Los esfuerzos de unificación para la recuperación secundaria comenzaron a finales de 1959 cuando se reconoció que la inyección de fluido se requería para complementar la energía del reservorio para obtener tasas de producción razonables.

Estos datos, junto con las determinaciones de detalle de registro eléctrico de saturación de agua congénita, se combinaron con las permeabilidades efectivas estimadas de las curvas de acumulación de presión en flujo de los pozos de petróleo y la presión de caída de los pozos de inyección de agua para así obtener las curvas de permeabilidades relativas Figura 4.4 (Fuente: Field Case Histories Oil and Gas Reservoirs).

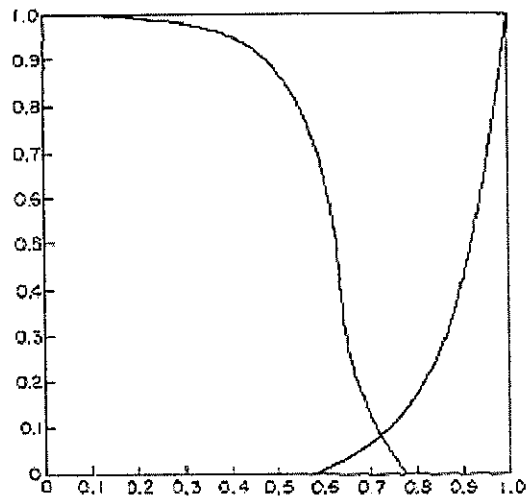


Figura 4.4 Curva de Permeabilidades Relativas.

La eficiencia de barrido se estimó en 90 por ciento, el plan inicial consistía en convertir 12 pozos para la inyección en el norte tan pronto como la unidad podría estar formada, y para convertir a ocho pozos en el sur alrededor de 6 meses después.

Posteriormente se duplicaron el número de pozos de inyección, mediante la realización de un programa de tratamiento curativo y mediante la modificación de las bombas de inyección. Como consecuencia de esta inyección total del programa se incrementó rápidamente. La capacidad de diseño del sistema es de 50.000 B / D a una presión de inyección de 1.800 psi.

4.1.5. Comportamiento de la Inyección.

La Figura 4.5 (Fuente: Field Case Histories Oil and Gas Reservoirs) es un mapa isobárico que se

hizo poco después que comenzaran las operaciones. La presión en la mayoría de la mitad norte del campo había caído por debajo del punto de burbuja. En el interior del área delimitada por la isóbara de 1.500 psi, el GOR en promedio fue 2.100 pies cúbicos / bbl, además muestra la posición del 10 por ciento de corte de agua, que corresponde la posición original de la zona de transición agua-aceite.

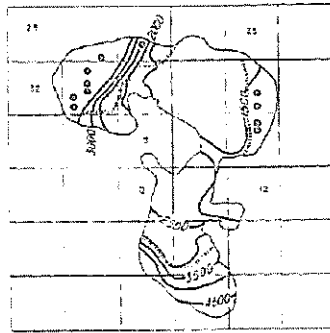


Figura 4.5. Mapa Isobárico.

En abril de 1963, 29 pozos se habían convertido a la inyección, y la amplia línea de unidad ha sido completada, Figura 4.6 (Fuente: Field Case Histories Oil and Gas Reservoirs).

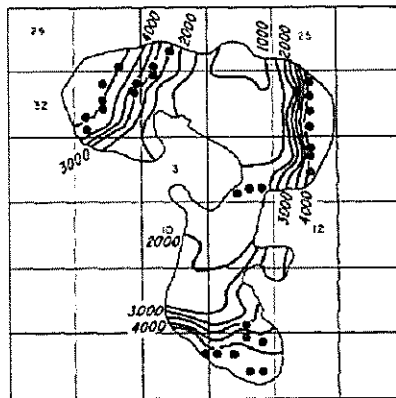


Figura 4.6. Isóbara de 1963.

4.1.6. Modelo de predicción clásico de waterflooding aplicado al campo Little Creek.

Buckley y Leverett, desarrollaron un acercamiento matemático para describir el desplazamiento de un fluido inmisible bifásico, en un sistema lineal.

En medios de comunicación porosos, la teoría de Buckley – Leverett frontera dice que la masa a través del medio se mantiene o se conserva.

La Teoría de B-L, incluye varias asunciones importantes:

- Reservorios solo con capas homogéneas
- Efectos de presión capilar despreciables
- El flujo es lineal
- Fluidos incompresibles
- El método de B-L, tiene una alta efectividad o es correcto para razones de movilidad < 1 (al no cumplirse este punto pueden presentarse efectos de dígitos (movilidad mal controlada)).

Los siguientes datos que se muestran en la tabla son tomados de la TABLA 2(Fuente: Field Case Histories Oil and Gas Reservoirs)

Tabla 2. Tabla de Datos del Campo Little Creek.

TABLA DE DATOS (Campo Little Creek)		
Relación Gas-Petróleo, Ft ³ /BBL	GOR	555
Factor Volumétrico del Petróleo en la Formación, BBL/STB	β_o	1.3200
Factor Volumétrico del Agua en la Formación, BBL/STB	β_w	1.02
Espesor de pago de la Formación, Ft.	$h = L'$	29
Area total Neta, Acre-Ft	A^*h	180650
Well Spacing, Acre	A	40
Porosidad, %	ϕ	0.234
Rata de Inyección de Agua, BBL/Día	i_w	50000
Distancia Entre Pozo Inyector y Productor, Ft(40Acres)	L	1320
Viscosidad del Petróleo, Cp	μ_o	0.4
Viscosidad del Agua, Cp	μ_w	0.37
Saturación de Agua Connata, %	S_{wc}	0.56
Saturación de Agua Inicial, %	S_{wi}	0.56
Saturación de Petróleo Residual, %	S_{or}	0.22
t-1	Dias	80
t-2	Dias	300
t-3	Dias	500

El flujo lineal y las solas asunciones de capa homogéneas implícito en la teoría de Buckley -

Leverett, traduce las eficacias del barrido verticales y áreal al 100%. Sin embargo, en el fondo de la práctica la heterogeneidad debe ser considerada en los cálculos del waterflooding. En la práctica, las eficacias del barrido áreal y vertical se hallan en el rango de 70% a 100% y 40% a 80%, respectivamente.

Buckley y Leverett, nos dice:

Que la relación entre las permeabilidades de los fluidos (Fluido incompresible), se comporta de la siguiente manera:

$$\frac{k_{ro}}{k_{rw}} = ae^{bs_w} \dots\dots\dots EC. 4.2$$

Dónde:

a, b = Constante

k_{ro} = Permeabilidad relativa del petróleo en mDarcy

k_{rw} = Permeabilidad relativa del agua, en mDarcy

s_w = Saturación de agua, en Fracción

s_{wi} = Saturación de agua inicial, en Fracción

Tabla 3. Flujo Fraccional y Permeabilidades Relativas.

Saturación de Agua (Sw)	Kro	Krw	Fw	Kro/Krw
0.56	0.79	0.00	0.00	0.00
0.60	0.68	0.02	0.03	34.00
0.62	0.54	0.03	0.06	18.00
0.64	0.35	0.04	0.11	8.75
0.66	0.23	0.05	0.19	4.60
0.68	0.16	0.06	0.29	2.67
0.70	0.12	0.07	0.39	1.71
0.72	0.10	0.09	0.51	1.06
0.74	0.06	0.12	0.68	0.50
0.76	0.03	0.13	0.85	0.19
0.78	0.00	0.14	1.00	0.00
0.80	0.00	0.17	1.00	0.00
0.82	0.00	0.18	1.00	0.00
0.84	0.00	0.25	1.00	0.00
0.86	0.00	0.27	1.00	0.00
0.88	0.00	0.33	1.00	0.00
0.90	0.00	0.39	1.00	0.00

Fuente: Elaborada por Loayza J., Cusme J., Zavala J.

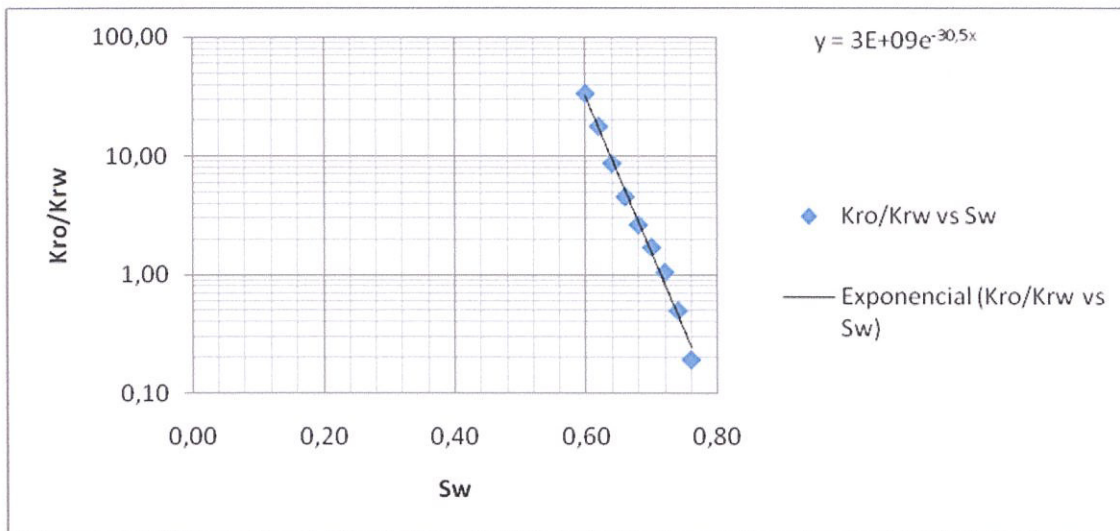


Figura 4.7 Kro/Krw vs Sw

Elaborado por Loayza J., Cusme J., Zavala J.

Tabla 4. Constantes

Constante a	3.00E+09
Constante b	-30.56

Elaborado por Loayza J., Cusme J., Zavala J.

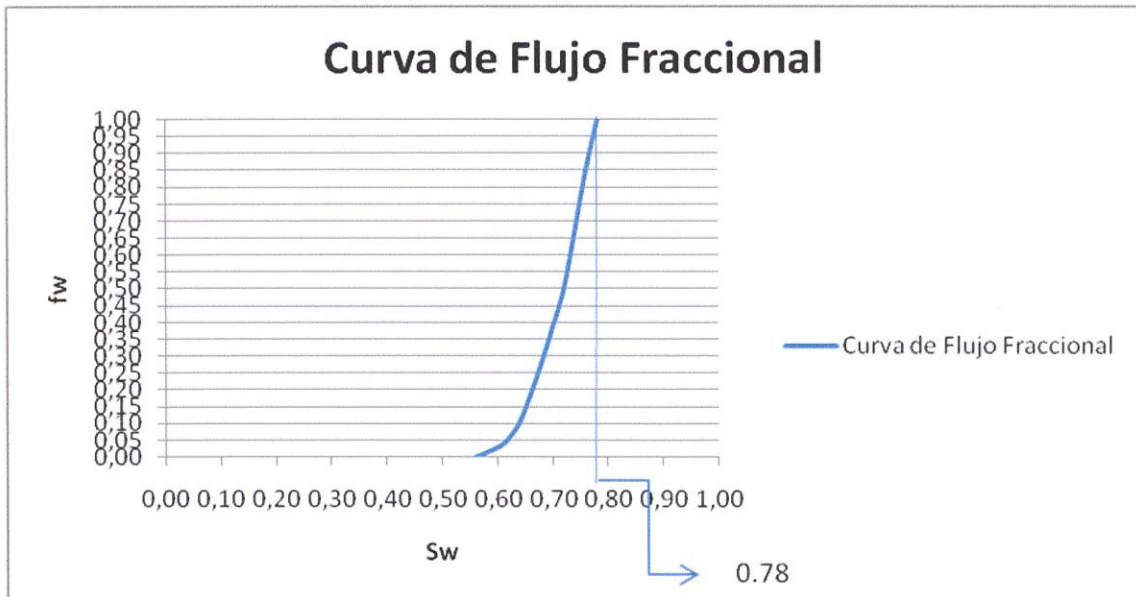


Figura 4.8. Curva de Flujo Fraccional.

Elaborado por Loayza J., Cusme J., Zavala J.

B-L, determinaron que la Producción del Corte de Agua (Flujo Fraccionario), se puede determinar mediante la siguiente función, en términos de las constantes que aparecen en la ecuación de relación de permeabilidades relativa (Eq. N° 1).

$$f_w = \frac{1}{1 + \left(\frac{k_{rw}}{k_{ro}} \right) \left(\frac{k_{rg}}{k_{rH}} \right)} \dots \dots \dots \text{EC 4.3}$$

Dónde:

f_w = Producción del corte de agua (Flujo Fraccionario), en Fracción

μ_o = Viscosidad del petróleo, en Cp.

μ_w = Viscosidad del agua, en Cp.

Derivando la Eq. N°4.3, con respecto a s_w , se obtiene la Ecuación de la Curva de Flujo

Fraccionario

$$\left(\frac{df_w}{ds_w}\right)_{s_w} = - \frac{\left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right)_{GR} b_E \delta s_w}{\left[1 + \left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right)_{GR} \delta s_w\right]^2} \dots \dots \dots EC.4.4$$

Tabla 5. Obtención de la Derivada del Flujo Fraccional con Respecto a la Saturación.

Saturación de Agua (Sw)	Kro	Krw	Fw	Kro/Krw	dfw/dSw
0.78	0.00	0.14	1.00	0.00	2.99
0.80	0.00	0.17	1.00	0.00	1.80
0.82	0.00	0.18	1.00	0.00	1.03
0.84	0.00	0.25	1.00	0.00	0.58
0.86	0.00	0.27	1.00	0.00	0.32
0.88	0.00	0.33	1.00	0.00	0.18
0.90	0.00	0.39	1.00	0.00	0.10

Elaborado por Loayza J., Cusme J., Zavala J.

$$\left\langle \frac{df_w}{ds_w} \right\rangle_{s_w} = - \frac{\left\langle \frac{0.37}{0.4} \right\rangle 3 * 10^9 * -30.56e^{-30.56 \cdot 0.78}}{\left[1 + \left\langle \frac{0.37}{0.4} \right\rangle - 30.56e^{-30.56 \cdot 0.78} \right]^2}$$

$$\left\langle \frac{df_w}{ds_w} \right\rangle_{s_w} = 2.99$$

Para determinar, a qué Distancia (X), se encuentra ubicado el Banco de Aceite, a un tiempo (t), desde el pozo inyector, B-L, lo determinan con la siguiente ecuación, en función del perfil de duración de agua (Sw)

$$\langle x \rangle_{s_w} = \left\langle \frac{5.615 t i_w}{\phi A} \right\rangle \left\langle \frac{df_w}{ds_w} \right\rangle_{s_w} \dots \dots \dots \text{EC. 4.5}$$

Tabla 6. Distancia del Frente de Avance del Agua.

Saturación de Agua (Sw)	Kro	Krw	Fw	Kro/Krw	dfw/dSw	t=80	t=300	t=500	t=2163.3
0.78	0.00	0.14	1.00	0.00	2.99	164.63	617.35	823.13	4451.85
0.80	0.00	0.17	1.00	0.00	1.80	99.05	371.42	495.23	2678.42
0.82	0.00	0.18	1.00	0.00	1.03	56.98	213.67	284.89	1540.79
0.84	0.00	0.25	1.00	0.00	0.58	31.94	119.77	159.69	863.69
0.86	0.00	0.27	1.00	0.00	0.32	17.64	66.17	88.22	477.14
0.88	0.00	0.33	1.00	0.00	0.18	9.67	36.26	48.35	261.47
0.90	0.00	0.39	1.00	0.00	0.10	5.28	19.78	26.38	142.66

Elaborado por Loayza J., Cusme J., Zavala J.

$$\langle x \rangle_{s_w} = \left\langle \frac{5.615 * 2163.37 * 50000_w}{0.234 * 1742400} \right\rangle * 2.99$$

$$\langle x \rangle_{s_w} = 4451.85 ft$$

Dónde:

t = Tiempo que tarda el frente de agua en avanzar una distancia X , en días

i_w = Inyección de agua, en BBL/Días

A = Área de espaciamento, pies²

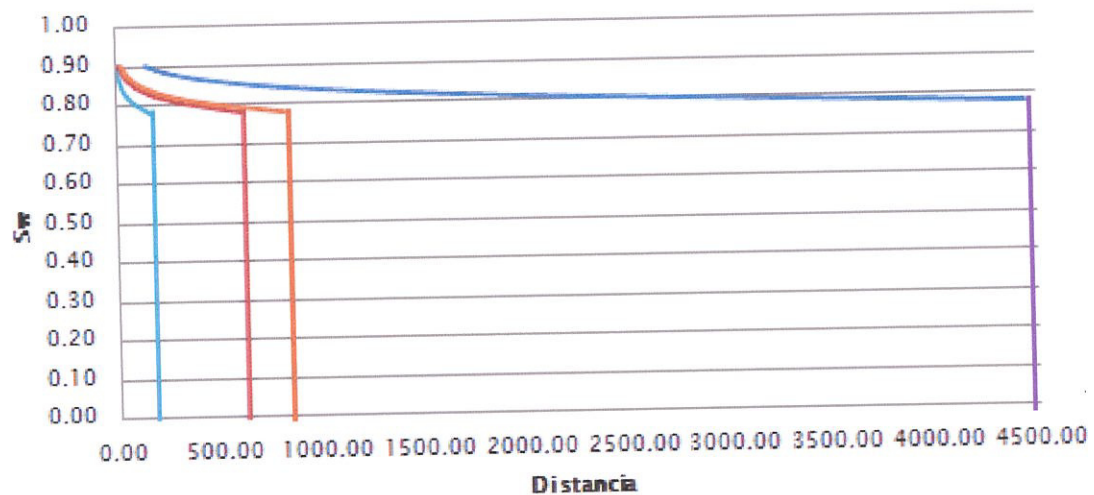


Figura 4.9 Distancia Del Frente de Avance del Agua.

Elaborado por Loayza J., Cusme J., Zavala J.

Para determinar el **Tiempo de ruptura**(t_{bt}) del Corte de Agua, B-L, parten de lo que sería el **Volumen Poros (PV)** o:

$$PV = 7758 * A' * h * \phi \dots \dots \dots EC. 4.6$$

Donde;

PV = Volumen Poroso, en BBl

ϕ = Porosidad, en Fracción

A^*h = Área total neta, Acre-Ft

$$PV = 7758 * 180650 * 0.234$$

$$PV = 327946951.8 \text{ bbl}$$

En base al Volumen Poroso (PV), B-L determinan que, el tiempo que le tarda al frente de agua, desplazarse una distancia X , en este caso distancia entre pozo Inyector y pozo Productor, se rige mediante la siguiente ecuación

$$t_{BT} = \left(\frac{PV}{i_w} \right) \left(\frac{1}{\frac{Q_w}{A^*h} s_{wf}} \right) \dots\dots\dots EC. 4.7$$

Dónde:

t_{BT} = Tiempo de ruptura del agua, en días

$\frac{df_w}{ds_w}$ = Derivada de la producción de corte de agua (f_w) con respecto a la

Saturación de agua (S_w)

s_{wf} = Saturación en el frente del avance agua, en Fracción

$$t_{BT} = \left(\frac{327783568.3}{50000} \right) \frac{1}{2.99}$$

$$t_{BT} = 2163.37 \text{ días}$$

Ahora, el "Petróleo Original in Situ" ($OOIP = N_P$), que se obtendría mediante este método de Recuperación Secundaria sería el siguiente:

$$OOIP = N_P = \frac{PV(1-s_{wi})}{\beta_o} \dots \dots \dots EC. 4.8$$

Dónde:

$OOIP = N_P$ = Petróleo Original in Situ, en BBI

s_{wi} = Saturación de Agua Inicial, en Fracción

β_o = Factor volumétrico del Petróleo, en BBL/STB

$$OOIP = N_p = \frac{327783568.3 \cdot (1 - 0.56)}{1.32}$$

$$OOIP = N_p = 109 \cdot 10^6 \text{ bbl}$$

Existe una aproximación altamente efectiva del Volumen de Agua Inyectado Acumulado, en función del Volumen Poroso (Q_{iBT})

$$Q_{iBT} = \frac{1}{\left(\frac{G}{R}\right)_{s_{1v},f}} PV \dots \dots \dots \text{EC. 4.9}$$

Q_{iBT} = Agua Inyectada Acumulada al tiempo de ruptura, BBL

$\frac{df_w}{ds_w}$ = Derivada de la producción de corte de agua (f_w), con respecto a la Saturación de agua (S_w)

s_{wf} = Saturación de agua, antes de la ruptura, en Fracción.

$$Q_{iBT} = \frac{1}{2.99} \times 327783568.3$$

$$Q_{iBT} = 109626611.5 \text{ bbl}$$

Con toda esta sucesión de ecuaciones Buckley y Leverett, determinan que la *Relación Agua Petróleo en la Superficie* (WOR_s), se rige a la siguiente ecuación

$$WOR_s = \frac{\beta_o f_w}{\beta_w (1-f_w)} \dots \dots \dots \text{EC. 4.10}$$

Dónde:

WOR_S = Relación Agua Petróleo en la Superficie, adimensional

β_o = Factor Volumétrico del Petróleo, en BBL/STB

f_w = Producción de corte de agua, en Fracción

β_w = Factor Volumétrico del Agua, en BBL/STB

$$WOR_S = \frac{1.32 * 0.78}{1.02 * (1 - 0.78)}$$

$$WOR_S = 4.59 \frac{bbl_w}{bbl_o}$$

Luego, el Factor de Recobro (FR) al momento de la ruptura, se puede determinar mediante la siguiente ecuación:

$$FR = \frac{s_{w,rupt} - s_{wi}}{1 - s_{wc}} \dots \dots \dots EC. 4.11$$

Dónde:

$s_{w(\text{av})}$ =Saturación de agua promedio, en Fracción

s_{wc} =Saturación de agua con-nata, en Fracción

$$FR = \frac{0.78 - 0.56}{1 - 0.56}$$

$$FR = 0.5 \text{ o } 50\%$$

Finalmente para determinar la *Eficiencia del Barrido (Ed)* nos valemos de la siguiente ecuación:

$$Ed_{bt} = \frac{s_{w(\text{av})} - s_{wi}}{1 - s_{wi}} \dots \dots \dots \text{EC. 4.12}$$

Dónde:

Ed_{bt} = Eficiencia de Barrido, %

s_{wi} = Saturación de agua Inicial, %

$S_{w2(av)}$ = Saturación promedio después de la ruptura, %

$$Ed_{bt} = \frac{0.78 - 0.56}{1 - 0.56}$$

$$Ed_{bt} = 0.5$$

Mediante el método de Buckley y Leverett, se puede estimar el *Volumen de Agua Inyectada Acumulado* (W_{iBT}), hasta, antes de la ruptura, mediante la siguiente ecuación:

$$W_{iBT} = Vp * E_A * Ed_{bt} * (S_{wb_t} - S_{wc}) \dots \dots \dots EC. 4.13$$

Dónde:

w_{iBT} = Volumen de Agua Inyectada Acumulado, en BBL.

Ed_{bt} = Eficiencia de Barrido al tiempo de la ruptura, %

s_{wb_t} = Saturación de Agua promedio al tiempo de la ruptura, en Fracción

s_{wc} = Saturación de agua connata, en Fracción

$$W_{iBT} = 327783568.3 * 0.5 * 0.9 * 0.22$$

$$W_{iBT} = 32450573.26 \text{ bbl}$$

Y finalmente calculamos el petróleo recuperado al punto de la ruptura de agua.

$$N_{prt} = \frac{W_{inj}}{\beta_o} \dots\dots\dots EC.4.14$$

$$N_{prt} = \frac{32450573.26}{1.32}$$

$$N_{prt} = 24.5 * 10^6 \text{ bbl}$$

Tabla 7 Producción a diferentes días.

t, días	W_{iBT}	N_p
25	37125	28125.00
50	74250	56250.00
75	111375	84375.00
100	148500	112500.00
125	185625	140625.00
150	222750	168750.00
175	259875	196875.00
200	297000	225000.00
225	334125	253125.00
250	371250	281250.00
275	408375	309375.00
300	445500	337500.00
325	482625	365625.00
350	519750	393750.00
375	556875	421875.00
400	594000	450000.00
425	631125	478125.00
450	668250	506250.00
2163.37	32450573.26	24583767.62

Elaborado por Loayza J., Cusme J., Zavala J.

Tabla 8 Tabla Comparativa

COMPARACION CON LOS DATOS REALES DEL CAMPO Y EL METODO DE PREDICION DE BUCKLEY Y LEVERETT	
DATOS REALES	21000000bbl
METODO DE PREDICION	24583767.62bbl

Elaborado por Loayza J., Cusme J., Zavala J.

4.2. Determinación de características de desempeño de un reservorio, mediante el método de predicción de Buckley and Leverett (inyección de agua).

Para tener una idea clara del método de *Buckley - Leverett*, determinaremos cada una de las ecuaciones con sus curvas, teniendo como datos los valores que aparecen en la tabla 1, del reservorio que hemos escogido para la aplicación del método (SAFBEU) Stephens County, Oklahoma, a tiempos de: $t_1 = 80$ días, $t_2 = 160$ días y $t_3 = 250$ días.

Reseña del yacimiento a utilizar:

Al principio de la vida del campo SHOLEM ALECHEM FAULT BLOSK "E" (SAFBEU) Stephens County, Oklahoma, se hicieron predicciones de rendimiento para una etapa de recuperación secundaria, con un patrón de inyección de agua de Cinco pozos, cerca del final del agotamiento de la producción primaria, este yacimiento fue inundado mediante un patrón de inyección periférica.

Por comparar la predicción del arreglo de Cinco pozos, con el actual patrón de rendimiento Inundación periférica, se pudo establecer que las características de comportamiento hasta el final de la aplicación: tanto en el arreglo de Cinco pozos como en un patrón de Inyección periférica: *la recuperación de aceite, producción de agua e inyección de agua* son exactamente las mismas.

Para acabar y determinar un relleno, es necesaria una operación satisfactoria de la inundación; en el caso de un reservorio depletado anteriormente. Hay métodos que describen como determinar positivamente el relleno así como los concluyentes indicios de relleno.

Con todo esto después del llene es posible hacer un *cálculo del volumen de poros y de la cantidad de agua que se inyecta*, utilizando datos del frente de avance de agua y de nuevas condiciones de saturación, esto sería como un chequeo en las estimaciones previas del agua que se inyectara.

El reservorio a analizar fue desarrollado en un espacio de 10 acres, el área reversible incluye un total de 47 pozos, las características del reservorio se detallan en la **Tabla 9**.

El reservorio, es una fracción de una *Estructura Anticlinal*, que a la vez está siendo delimitada por grandes fallas: Una combinación de bloques normalmente fallados en conjunto con las formaciones de arena, han dividido el área en un reservorio independiente; La unidad, Bloque "E" del Shalem Alachem Faul, esta limitada de la siguiente manera: al **NORTE**, por un desarrollo de fallas y arenas, al **OESTE** por una falla, al **ESTE** por una formación de arena y al **SUR** por el Contacto Agua Petróleo.

El reservorio original tiene un tope de gas y un acuífero, durante el agotamiento de la primera fase el reservorio produjo principalmente aceite con gas disuelto, ocasionando luego una expansión en la capa de gas y a continuación hubo una inundación evidente de agua, hasta antes de comenzar las operaciones reversibles, no hubo ninguna recuperación de la afluencia de agua.

Tabla 9 Datos del Reservorio

DATE SHEET, SHOLEN ALECHEM FAULT BLOCK "E" UNIT STEPHENS COUNTY, OKLAHOMA	
GENERAL	
Fecha de Producción Primaria	1948
Tipo de estructura	Faulted Anticline
Formación productora	Springer Sims Sand
Mecanismos de producción	
Recuperación Primaria	Dissolved gas, some gas-cap expansion
Recuperación Secundaria	Peripheral Water Flood
Espaciamiento del arreglo	10 acres/well
Fecha efectiva de inutilización	April 1 / 1956
Fecha de inicio de inyección de agua	Nov. 3/ 1956
CARACTERISTICAS DEL CRUDO	
Gravedad , "API	27
Presión de fondo @ 4,500 , psia	1475
Perdida de presión de fondo @ 4,500 , psia	150
Presión del punto de burbuja, psia	1398
GOR, ft/bbl	218
Factor volumétrico	1.005
Viscosidad o, Cp	14.13

Viscosidad w, Cp	0.706
CARACTERISTICA DE LA FORMACION	
Profundidad promedio, ft	5500
Espesor de Pago, ft	34.64
Porosidad, %	15.9
Permeabilidad, md	43.8
Saturacion de agua connate, %	19.5
Saturacion residual de Petroleo, %	41.4
Eficiencia de barrido, %	84.1

AREAS Y POZOS	
Área productiva de petróleo, acres	541
Área fuera de la periferia, acres	390
Arena Bulk	
Total de petróleo acre-ft.	18626
Petroleo acre-ft fuera de la periferia	1,817
Total Gas acre-ft	1585
Pozos	
Arreglo periférico, pozos inyectoros	13

Arreglo periférico, pozos productores	34
PRODUCCION	
Recuperación antes de la inutilización, bbl	2296000
Recperacion 1/1/64, bbl	2345000
Total recuperado to 1/1/64, bbl	4041000
Inyección al 1, 1964	
Agua inyectad acumulada, bbl	14022000
Ta a de agua inyectada, B/D	11700
Petroleo original en sitio, bbl	16806000
Reservas	
Recuperación Primaria, bbl	2083000
Recuperación Secundaria, bbl	3247000
Ultimo recobro, bbl	5330000
Factor de recuperación a 01 /0 1/64, %	87

TABLA N°9.- Información concerniente al yacimiento en análisis, información tomada, del mano escrito origina: FIELD CASE HISTORIES, OIL AND GAS RESERVOIRIS, recibido en las Oficinas de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo el 06 de Julio de 1964 y presentado en la reunión anual a la SPE, en Octubre 11-14, de 1964 en Houston

Tabla 10 Datos tomados de la Tabla 9

TABLA DE DATOS DEL CAMPO SAFBEU		
Relación Gas-Petróleo, Ft ³ /BBL	WOR	218
Factor Volumétrico del Petróleo en la Formación, BBL/STB	β_o	1,1005
Factor Volumétrico del Agua en la Formación, BBL/STB	β_w	1,02
Espesor de pago de la Formación, Ft.	$h = L'$	34,64
Espaciamiento entre pozos	A	10
Porosidad, %	ϕ	0,159
Rata de Inyección de Agua, BBL/Día, por pozo	iw	11700
Distancia Entre Pozo Inyector y Productor, Ft	L	467
Área Neta	A'	135,25
Viscosidad del agua	μ_o	14
Viscosidad del agua	μ_w	0,706
Saturación de Agua Connata, %	Swc	19,5
Saturación de Agua Inicial, %	Swi	19,5
Saturación de Petróleo Residual, %	Sor	19,5
t-1, Días	Días	80
t-2, Días	Días	160
t-3, Días	Días	250

4.2.1. Metodología y desarrollo

Permeabilidad Relativa y Curvas de Relación.

Utilizando la ecuación 4.2 tenemos:

$$\frac{k_{ro}}{k_{rw}} = a e^{b s_w}$$

$$k_{rw} = (s_w^\phi)^3 \dots \dots \dots \text{EC. 4.15}$$

$$k_{rw} = (s_w^\phi)^3 = (s_w^{0.159})^3 \text{ (Ver resultados en Tabla 11)}$$

y

$$k_{ro} = \left(\frac{(0.9 - s_w)}{(0.9 - s_{wi})} \right)^2 \dots \dots \dots \text{EC. 4.16}$$

$$k_{ro} = \left(\frac{(0.9 - s_w)}{(0.9 - s_{wi})} \right)^2 = \left(\frac{(0.9 - s_w)}{(0.9 - 0.195)} \right)^2 \text{ (Ver resultados en Tabla 11)}$$

Tabla 11 Tabulación de Datos

S_w	0,15	0,2	0,25	0,3	0,35	0,4	0,45	0,5	0,53	0,6	0,65	0,7
K_{ro}	0,986	0,986	0,850	0,724	0,609	0,503	0,407	0,322	0,275	0,18	0,126	0,08
K_{rw}	0,330	0,39	0,444	0,494	0,541	0,585	0,627	0,667	0,690	0,74	0,777	0,81
K_{ro}/K_{rw}	2,991	2,528	1,913	1,465	1,125	0,860	0,650	0,483	0,399	0,24	0,162	0,1

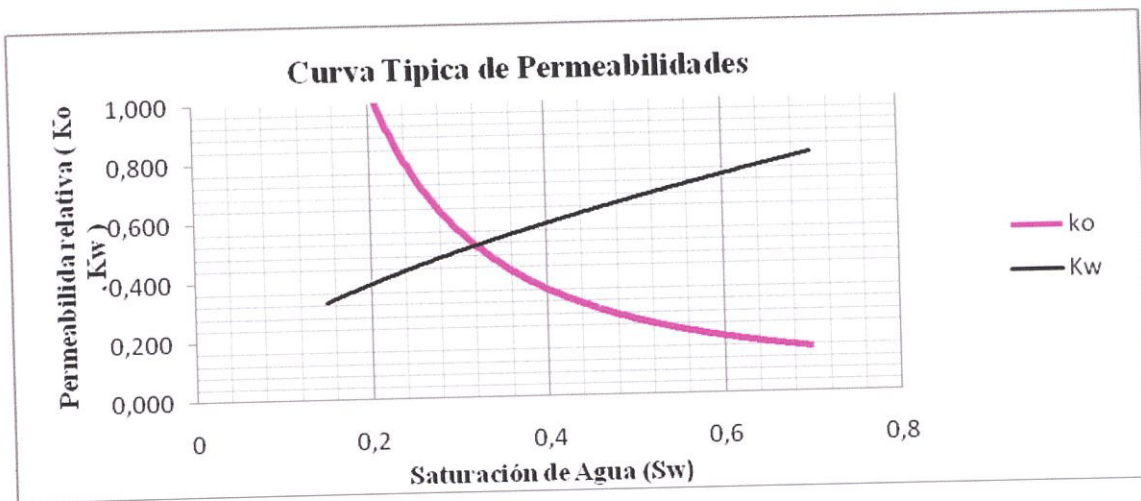


Figura4.10.- CURVA DE SATURACION Vs PERMEABILIDADES RELATIVA

Elaborado por: Loayza J., Cusme J., Zavala J.

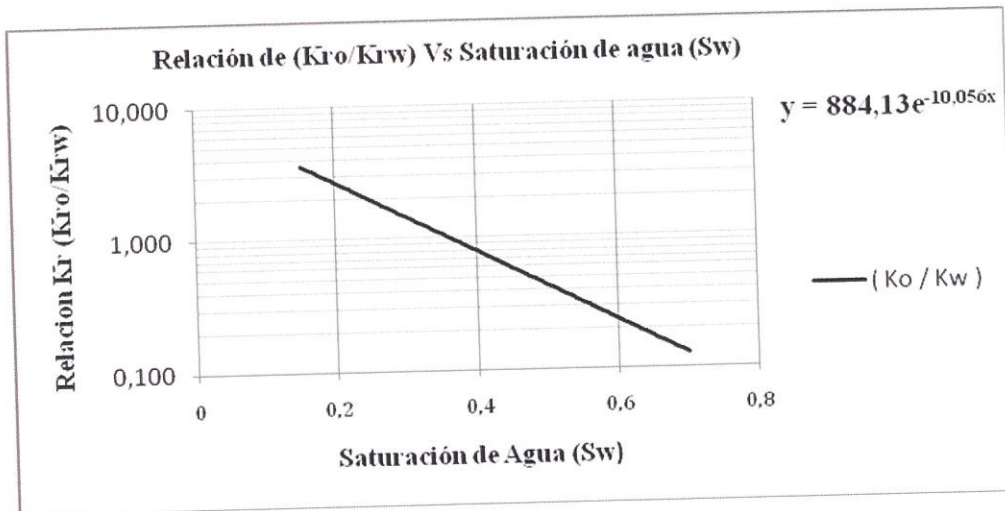


Figura 4.11.- Curva del Tipo: $K_{ro}/K_{rw}=ae^{(bS_w)}$

Elaborado por: Loayza J., Cusme J., Zavala J.

De aquí determinamos las constantes a y b:

Constante a:	884,13
Constante b:	-10,056

Producción del Corte de Agua (Flujo Fraccionario), y Gradiente de Flujo

Utilizando la ecuación 4.3 tenemos:

$$f_w = \frac{1}{1 + \left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right) a e^{b S_w}} = \frac{1}{1 + \left(\frac{0,706}{14}\right) 884,82 (2,7182)^{-10,057(S_w)}}$$

(Ver resultados en la Tabla 12)

Desarrollando la ecuación 4.4 tenemos:

$$\left\langle \frac{df_w}{ds_w} \right\rangle_{s_w} = - \frac{\left\langle \frac{\mu_w}{\mu_o} \right\rangle a b e^{b s_w}}{\left[1 + \left\langle \frac{\mu_w}{\mu_o} \right\rangle a e^{b s_w} \right]^2}$$

$$= - \frac{\left\langle \frac{0,706}{14} \right\rangle 884,82 (-10,057) (2,7182)^{-10,057 s_w}}{\left[1 + \left\langle \frac{0,706}{14} \right\rangle 884,82 (2,7182)^{-10,057 s_w} \right]^2}$$

Tabla 12 Avance del desplazamiento a través del tiempo antes de la ruptura.

<i>S_w</i>	0,15	0,2	0,25	0,3	0,35	0,4	0,45	0,5	0,55	0,6	0,65	0,7
<i>K_{ro}/k_{rw}</i>	2,991	2,528	1,913	1,465	1,125	0,860	0,650	0,483	0,399	0,244	0,162	0,099
<i>f_w</i>	0,092	0,143	0,146	0,232	0,348	0,498	0,631	0,785	0,857	0,932	0,938	0,962
<i>(df_w/ds_w)</i>	0,840	1,236	1,708	2,167	2,466	2,483	2,209	1,760	1,284	0,877	0,574	0,364

Elaborado por: Loayza J., Cusme J., Zavala J.

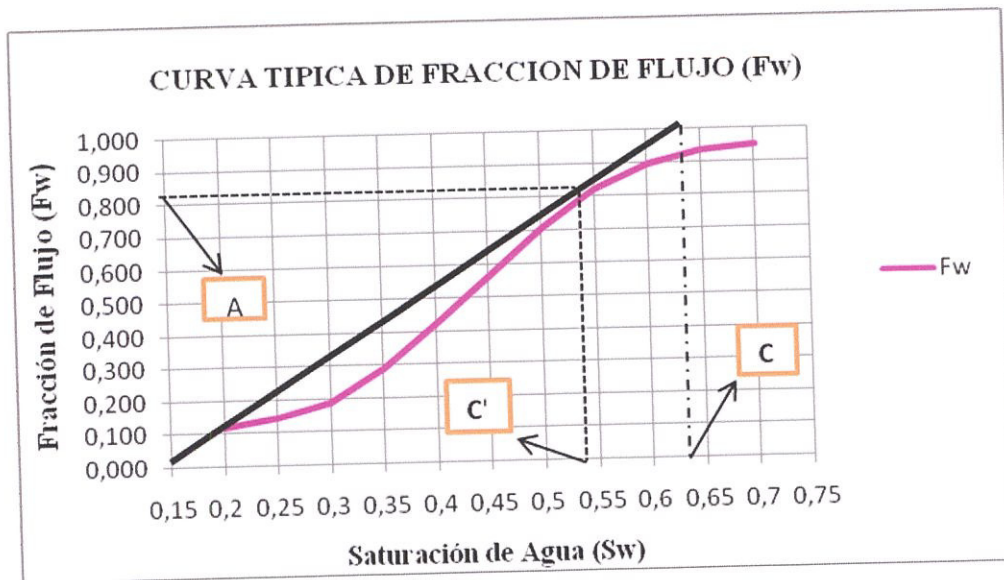


Figura 4.12 Curva de Flujo Fraccional : $f_w = 1 / (1 + (\mu_o / \mu_w) a e^{b S_w})$.

Elaborado por: Loayza J., Cusme J., Zavala J.

A = $F_w = 0.81$, a la ruptura @ $S_{wf} = 53\%$ (antes de la ruptura)

B = Derivada de F_w , a la ruptura, @ $S_{wf} = 0.53$, $(df_w/dS_w)_f = 1.64$

C = Saturación de Agua promediode ruptura. $S_{wav} = 63\%$

C' = Saturación antes de la ruptura $S_w = 52\%$

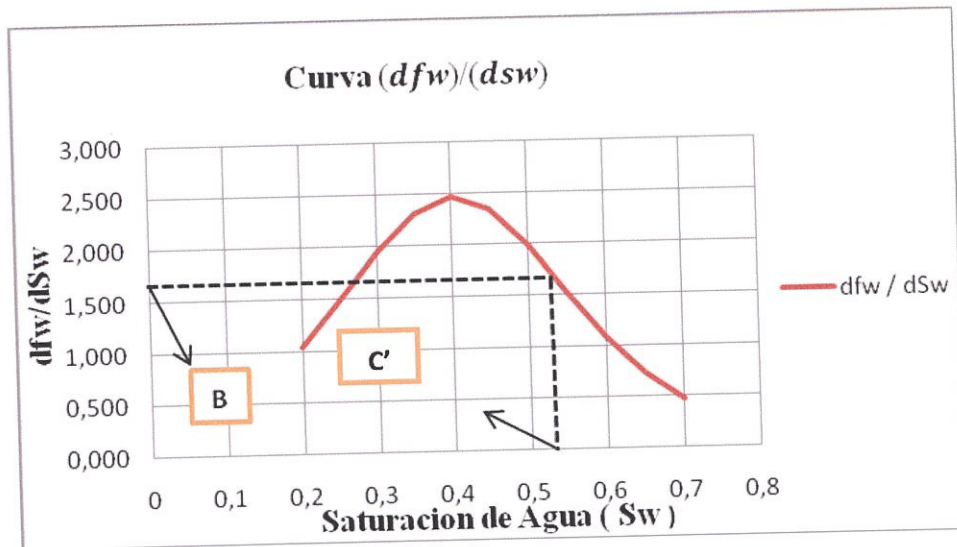


Figura2.13-Curva de derivada de $f_w = (\left[\frac{df}{ds} \right]_{sw}) s_w$, Por los autores de tesis

Determinacion de la Distancia y la curva de Avance del banco de Agua

Utilizando la ecuación 4.5 tenemos:

$$\langle x \rangle_{s_w} = \left\langle \frac{5.615 t i_w}{\Phi A} \right\rangle \left\langle \frac{df_w}{ds_w} \right\rangle_{s_w} = \left\langle \frac{5.615 (tn) 11700}{(0,159)(10)(43560)} \right\rangle \left\langle \frac{df_w}{ds_w} \right\rangle_{s_w}$$

(Ver resultados en la Tabla 13)

Tabla 13 Avance del desplazamiento a través del tiempo antes de la ruptura.

dFw/dSw	t1= 80---> X1	t2= 160---> X2	t3= 250--->X3	Sw
1,284	97	195	304	55
0,877	67	133	208	60
0,574	44	87	136	65
0,364	13	25	36	70

Elaborado por: Loayza J., Cusme J., Zavala J.

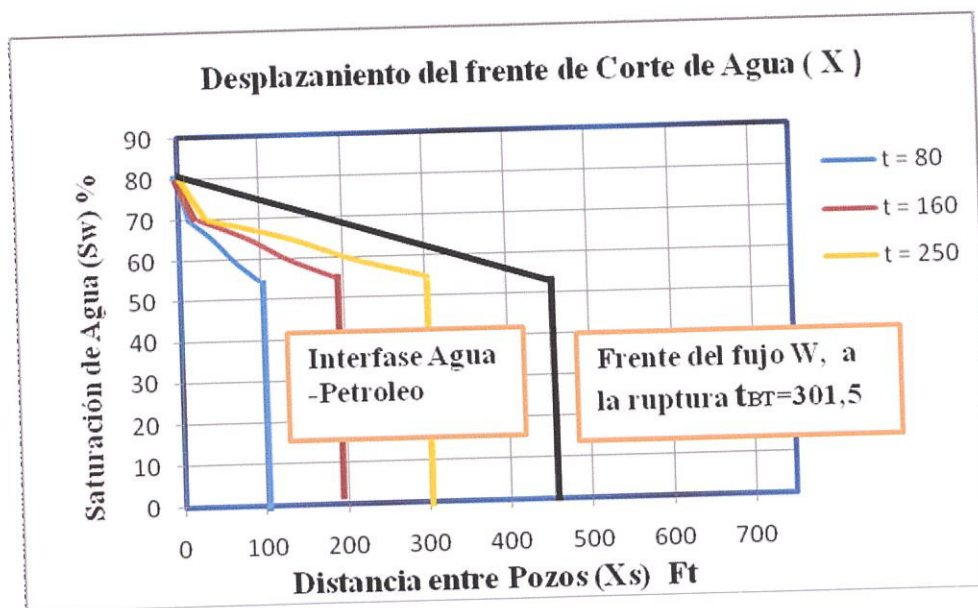


Figura 4.14.- $(X)Sw = \left(\frac{5,615ti}{\Phi A} \right) \left(\frac{df}{ds} \right) s_w$

Elaborado por: Loayza J., Cusme J., Zavala J.

*De la ecuación de avance de frente de agua, para $(X)_{sw}=467$ pies, despejando (t)

Se determinaría el tiempo (tBT) en el que se produce la ruptura o el relleno.

$$t_{BT} = \left(\left\langle \frac{5.615i_w}{\phi A} \right\rangle \left\langle \frac{df_w}{ds_w} \right\rangle_{s_w} \right)^{-1} * \langle X \rangle_{s_w}$$

$$= \left(\left\langle \frac{5.615(11700)}{(0.195)(10)(43560)} \right\rangle \langle 1, 64 \rangle_{s_w} \right)^{-1} * 467$$

$$= 300,21 \text{ Días}$$

- *Volumen poroso*

$$PV = \frac{\phi A' L'}{5.615} = \frac{0.195(135.3)(34.64)}{5.615} = 5778969 \text{ BBI}$$

- **Tiempo de Ruptura**

$$t_{BT} = \left(\frac{PV}{i_w} \right) \left(\frac{1}{\left(\frac{df_w}{ds_w} \right)_{s_{wf}}} \right) = \left(\frac{5778969}{11700} \right) \left(\frac{1}{1.61} \right)_{s_{wf}} = 301,17 \text{ Días}$$

Petróleo Original in Situ

$$OOIP = N_P = \frac{PV(1-s_{wi})}{\beta_o} = \frac{5778969(1-0.195)}{1.1005} = 4427133 \text{ BBl}$$

Volumen de Agua Inyectada Acumulado al tiempo de ruptura (W_{iBT}).

$$W_{iBT} = i_w t_{BT} = 11700(301,17) = 3523762 \text{ BBl}$$

Volumen de Agua Inyectado Acumulado, en función del Volumen Poroso (Q_{iBT}).

$$Q_{iBT} = \frac{1}{\left(\frac{df_w}{ds_w} \right)_{s_{wf}}} PV = \frac{5}{1} = 3523762 \text{ BBl}$$

Relación Agua Petróleo en la Superficie (WOR_s).

$$WOR_s = \frac{\beta_o f_w}{\beta_w (1-f_w)} = \frac{(1.1005)(0.82)}{(1.02)(1-0.82)} = 4.92 \text{ BBlw/BBlo}$$

Factor de Recobro (FR).

$$FR = \frac{s_{w(av)} - s_{wc}}{1 - s_{wc}} = \frac{0.63 - 0.195}{1 - 0.195} \times 100 = 78,02 \%$$

- **Eficiencia del Barrido (Ed).**

$$S_{w2(av)} = S_{w(av)} + \left(\frac{1-f_w(av)}{\left(\frac{df_w}{ds_w}\right)_{av}} \right) = \left(0,63 + \left(\frac{1-0,91}{0,75} \right) \right) \times 100 = 86,01 \%$$

$$Ed = \frac{S_{w2(av)} - s_{wi}}{1 - s_{wi}} = \left(\frac{86,01 - 0,195}{1 - 0,195} \right) \times 100 = 82,63\%$$

- **Producción de Agua Acumulad en BBl (Wp), después de la ruptura**

$$Wp = \frac{W_{inj} - (S_{w2av} - S_{wi}) * P_v * E_d}{\beta_w}$$

$$= \frac{3523762 - (0,86 - 0.195) * 5778969 * 0,823}{1.02}$$

$$Wp(bt) = 354044,46 \text{ BBl}$$

- *Tasa de Flujo de Petróleo y Agua en BBl/día (Q_o , Q_w), después de la ruptura*

$$Q_o = \frac{i_w}{\beta_o + (\beta_w * WOR_s)} = \frac{11700}{1.1005 + (1.02 * 4.92)} = 1912,1 \text{ BBl/Día}$$

$$Q_w = Q_o * WOR_s = 1912,1 * 4,92 = 9407,57 \text{ BBl/Día}$$

Para tener una idea clara de la metodología del método de B-L, en la Segunda etapa de Recuperación, mediante Inyección de Agua, presentamos los cuadros: **Tabla 14**, comportamiento de la inundación en el yacimiento, antes de la ruptura y **Tabla 15**, comportamiento del yacimiento dado el relleno o inundación.

Tabla 14 Comportamiento de la inundación en el yacimiento, antes de la ruptura.

t, días	WiBT = 11700t	Np = WiBT/βO
15	175500	159472,9668
30	351000	318945,9
45	526500	478418,9
60	702000	637891,9
75	877500	797364,8
90	1053000	956837,8
105	1228500	1116310,8
120	1404000	1275783,7
135	1579500	1435256,7
150	1755000	1594729,7
165	1930500	1754202,6
180	2106000	1913675,6
195	2281500	2073148,6
210	2457000	2232621,5
225	2632500	2392094,50
240	2808000	2551567,5
255	2983500	2711040,4
270	3159000	2870513,4
285	3334500	3029986,4
300	3510000	3189459,3
302	3533400	3210722,4

Elaborado por: Loayza J., Cusme J., Zavala J.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS FINANCIERO Y DE GESTIÓN

5.1. Generalidades

Para que un proyecto de inyección sea económicamente viable debe generar ganancias que satisfagan las metas de las empresas. Por esa razón, la gerencia de los proyectos de inyección de agua requieren la evaluación económica, para lo cual los ingenieros de producción y yacimientos deben trabajar en equipo a fin de fijar los objetivos económicos, formular los escenarios, recopilar los datos de producción, operación y de rentabilidad, efectuar los cálculos y análisis de riesgos, así como seleccionar la estrategia de explotación óptima, utilizando los conocidos criterios de valor presente neto, tasa interna de retorno, eficiencia de la inversión, entre otros.

El reto principal viene dado por la complejidad que representa el mantenimiento de condiciones de selectividad que permitan el barrido vertical y areal uniforme. El monitoreo y evaluación continua del comportamiento de la secundaria en el activo, en todos sus niveles y elementos, ha

permitido definir el estado actual del proceso, las áreas de atención y visualizar las oportunidades presentes y futuras, sobre la cual se evalúa el caso de negocio asociado a la sostenibilidad del activo.

La gestión efectiva de un yacimiento maduro es aquella que tiene como objetivo la maximización del valor, focalizado en el manejo de reservas desarrolladas y/o por desarrollar, pozos e instalaciones y capital intelectual. Comprende el conjunto de acciones que permite mejorar la rentabilidad de la explotación de los reservorios, producto de la combinación de mantenimiento del potencial productivo, optimización de costos y evaluación de decisiones para el desembolso de inversiones. Es por ello que la gestión de desarrollo combina tres niveles principales de creación de valor: El Nivel Estratégico, El Nivel Táctico y El Nivel Operacional, cada cual con su propio espacio, procesos, actividades y tareas; pero con claras relaciones entre cada uno de ellos.

5.2. Métodos de evaluación de proyectos

Los métodos de análisis para la evaluación de proyectos son diversos, destacando el intuitivo, sin embargo es importante la aplicación de métodos objetivos tales como:

- a. Flujo de caja
- b. Valor Presente Neto (VPN)
- c. Tasa Interna de Retorno (TIR)
- d. Costo/Beneficio (B/C)
- e. Tiempo de recuperación de inversión

5.3. Funciones de pérdida y error

Siempre que alguna decisión está basada en un valor estimado más que en el valor verdadero, se incurre en una sobrestimación o subestimación que finalmente generarán un castigo o pérdida generalmente cuantificado en dinero. Esta pérdida representa la diferencia entre la ganancia o pérdida al tomar decisiones usando un valor estimado y no en el valor verdadero. La pérdida asociada a la estimación de estas propiedades puede ser vista como el castigo de no poseer información exacta de las variables en cuestión. Es decir, la pérdida es función de un error.

5.4. Predicciones a considerar

La producción de un pozo está en relación directa al incremento de la producción de agua. Es por eso que uno de los principales parámetros a tener en cuenta para determinar que tenemos agua de inyección es con la caída de ppm de la salinidad del agua en Cl-. Se pueden estimar predicciones al realizar promedios aritméticos simples de presión de reservorio e índice de productividad de los pozos influenciados por la inyección de agua cercanos a la zona de inyección.

Los caudales de fluido que se producirán se calcularon con la siguiente ecuación, en vista que el yacimiento es subsaturado.

$$Q = IP(P_r - P_{wf}) \text{ [bpd]} \dots\dots\dots \text{EC. 5.1}$$

Donde;

Q: Caudal de fluido producido por día, (bpd)

IP: Índice de productividad promedio, (bpd/psi)

Pr: Presión de reservorio promedia, psi

Pwf: Presión de fondo fluyente, psi

Esta predicción puede llegar a considerar la recuperación máxima de las reservas estimadas anteriormente para las zonas de estudio, es así que se puede definir la presión de fondo fluyente, Pwf, en función de la presión de burbuja del yacimiento.

Se puede predecir el incremento de del BSW en los escenarios de influencia, que puede ser determinado exponencialmente a través de pozos vecinos, lo cual es determinado por los 2 escenarios de producción

Escenario 1 (optimista), se basa en pozos que están ubicados a mayor distancia de los inyectores, donde el incremento del BSW no ha sido drástico.

Escenario 2 (pesimista), se basa en pozos cercanos a los inyectores, donde el incremento del BSW ha sido drástico.

5.5. Análisis económico

5.5.1. Reacondicionamiento de pozos

De acuerdo al esquema de predicciones, en su análisis se puede calcular el valor de las reservas producidas en forma incremental que se obtienen en las zonas de influencia por la inyección de agua, derivadas de los trabajos de reacondicionamiento e implementación de equipos de levantamiento en los pozos para obtener una máxima producción, particularmente para este tipo de casos.

En base a estas inversiones, se pueden establecer los dos mismos escenarios de producción para cada zona en términos de barriles por día, estableciendo los niveles de producción en un escenario no tan drástico (optimista) en función de una producción determinada de barriles por día durante determinada cantidad de años. De esta manera, se puede estimar el tiempo de recuperación de la inversión y el nuevo aporte de producción al promedio normal de producción del campo.

Cabe destacar que de ser el caso, deberán ser evaluadas las inversiones en infraestructura, para los casos que no se cuente con cierta capacidad suficiente que permita manejar producción incremental proveniente de trabajos de reacondicionamiento o el rubro por concepto de transportación. La relevancia de este escenario es por la demanda inversión de capital adicional.

5.5.2. Precio del hidrocarburo

Para el análisis económico de cualquier proyecto, se debe estimar un precio del hidrocarburo a corto plazo, en el caso de requerir detalles de recuperación de la inversión a corto plazo. Pero para las proyecciones de mediano y largo plazo, se deben considerar otro precio promedio del valor del hidrocarburo, con la finalidad de abarcar un mejor análisis de lo que pudiese suscitarse en el comportamiento del precio del barril.

Adicional a la estimación que se debe hacer debido al comportamiento del precio del hidrocarburo, se debe apreciar y ajustar el precio acorde al marcador WTI, que en Ecuador se dan descuentos por calidad equivalentes que pueden ir desde el 10% del precio de referencia. (Considerado para crudos cercanos a los 28°API).

5.5.3. Vida del proyecto

Se debe estimar la vida total del proyecto, que puede estar incluso hasta en función del tiempo del contrato de concesión, y realizar el análisis económico del mismo. Este cálculo económico puede realizarse para varias etapas durante la vida total del proyecto, a saber:

Si se trata de un proyecto de larga duración (de más de 20 años), es recomendable hacer un corte en el tiempo y realizar el estudio económico para 5 o 10 años plazo. Las razones de este procedimiento son obvias, porque si dicho proyecto es rentable para los primeros 5 o 10 años, también lo será y en proporción análoga, para el resto de la vida productiva, cuando ya han sido

canceladas todas las inversiones iniciales y logre llegar a su límite económico acorde a la situación en la que se encuentre el aspecto “costo del barril”.

Un análisis económico a largo plazo, no sería muy representativo, pues actuarían sobre él una serie de factores cuya variación en el tiempo no serán tan fáciles de predecir a ciencia cierta (precios del petróleo, costos operacionales, condiciones de mercado, performance del yacimiento, variaciones del entorno, condiciones geopolíticas de los países productores y otras variables del género), lo cual le restaría certidumbre a dichas estimaciones.

Al estimar el límite económico de producción del yacimiento bajo estudio, relacionando los costos de operaciones de producción y los precios del crudo, y realizar el análisis económico hasta dicho límite de producción tenemos:

$$\text{Límite Económico} = \frac{\text{Costos de Operaciones de Producción}}{\text{Precio de Hidrocarburos}} \dots\dots\dots \text{EC. 5.2}$$

Miller y Rogers sugieren usar la siguiente relación, para el cálculo del límite económico de yacimientos con inyección de agua.

$$\text{Límite Económico} = \frac{\text{Costos Fijos} + \text{Costos Variables} \cdot Q}{\text{Precio del Hidrocarburo}} \dots\dots\dots \text{EC. 5.3}$$

Donde Q= Tasa de inyección

A partir de esta ecuación se puede determinar la relación agua-petróleo máxima permitida en los pozos de producción

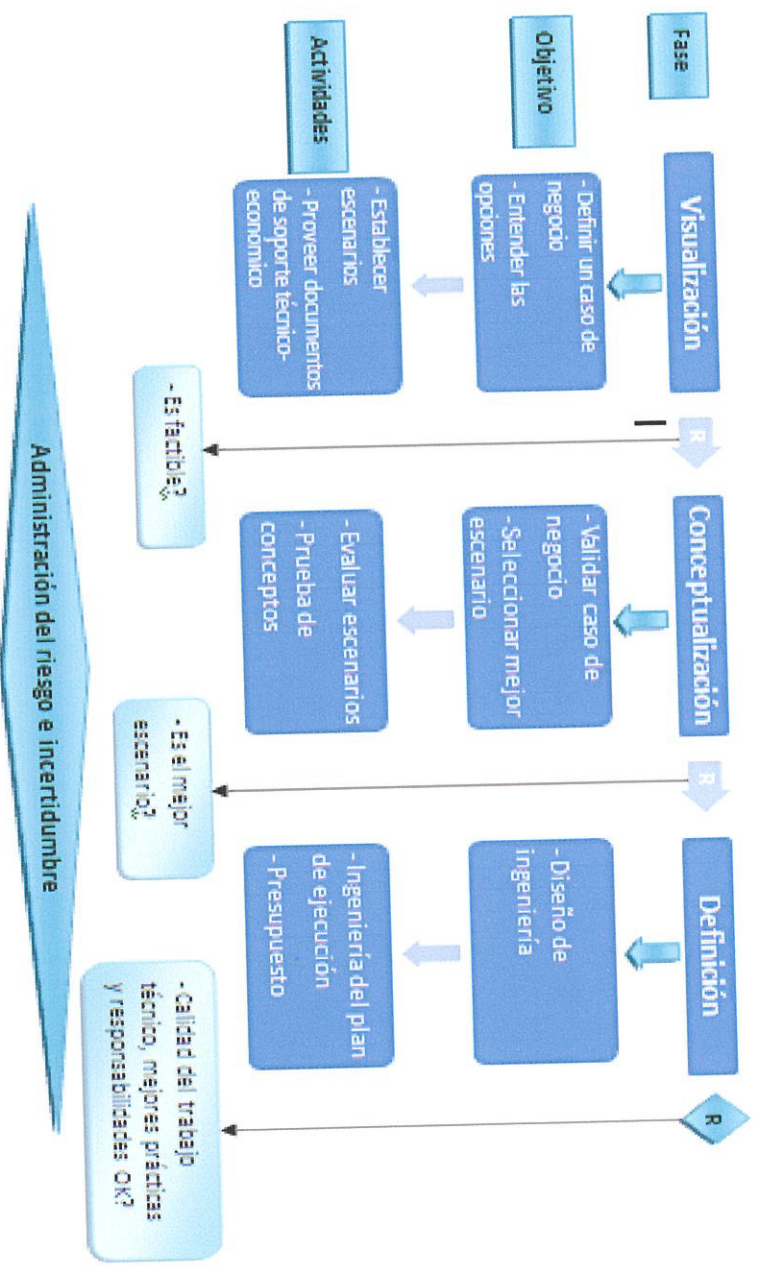
5.6. Fundamentos para un modelado integrado de reservorios

La necesidad de maximizar valor, optimizando los recursos disponibles, conduce a la búsqueda de aquellas prácticas que incrementan el éxito de los proyectos. Mundialmente se han ejecutado acciones que permiten mejorar la gestión de los proyectos de explotación de hidrocarburos; “planificación efectiva del ciclo de vida de un activo”, “incorporación de riesgos e incertidumbres en la gestión de capitales”, “trabajo colaborativo multidisciplinario” y “fundamentos técnicos básicos bien aplicados representan una respuesta efectiva”, pueden ser ejemplos de prácticas que hoy día son útiles para gestionar recursos energéticos.

En este sentido y en el ámbito que enmarca la problemática del campo en estudio, se identificaron las siguientes prácticas como necesarias a implementar y potenciar para el aseguramiento del valor del campo, para generar el Modelo Integral de Gestión del Reservorio:

La metodología que contribuye a la materialización efectiva del valor, es producto de una planificación eficiente de las operaciones mediante la incorporación temprana de tres elementos fundamentales: riesgo e incertidumbre, múltiples escenarios y evaluación del ciclo de vida.

El modelo establecido en este documento está basado en la gestión de un yacimiento con aplicación a una recuperación secundaria, considerando una estrategia de explotación que permita el aseguramiento del factor de recobro y el sostenimiento de un declino que permita maximizar la rentabilidad de los recursos necesarios. Para ello, se considera que la estrategia de explotación conste de las siguientes fases:



GENERACIÓN DEL PLAN DE EXPLOTACIÓN

A través de este proceso se puede manejar la gestión de la estrategia de explotación del yacimiento, la cual, está orientada a dos requerimientos principales: Sostenimiento del declino y Detección de nuevas oportunidades de crecimiento. Cada cual con dependencias indivisibles y tiempos de desarrollo, aunque diferentes, concatenados.

Evaluación de riesgos e incertidumbres: Se incorporan los conceptos de riesgo e incertidumbre en todas las etapas con base en la identificación de oportunidades y la solución integral visualizada; definición de categorías de decisión y opciones técnicas que permitan el establecimiento de múltiples escenarios que permitan cubrir las posibilidades técnicamente factibles de ejecución del proyecto.

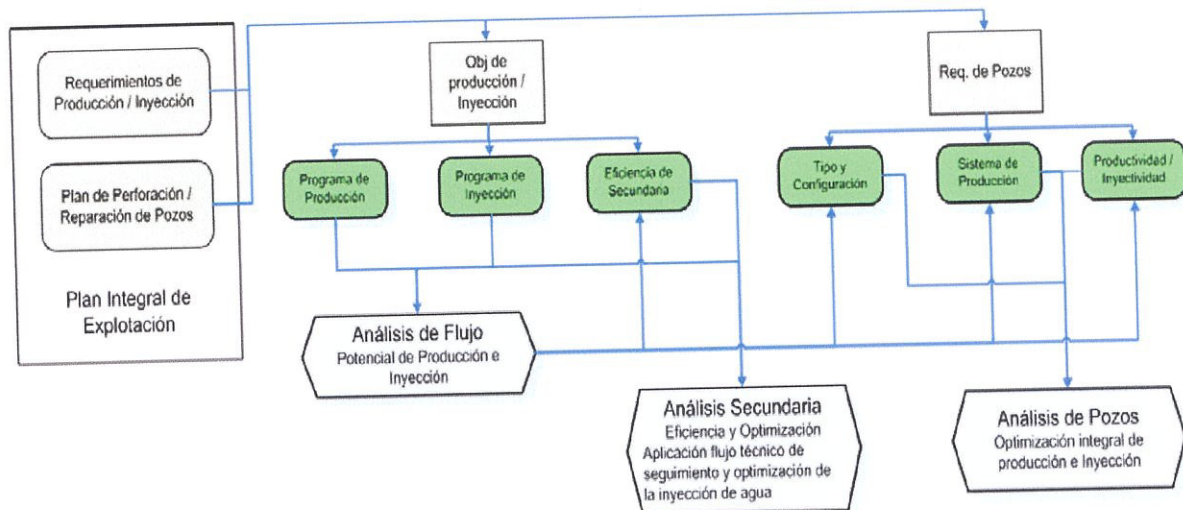
Se deberá cuantificar los riesgos e incertidumbres preliminarmente identificados producto de la revisión del comportamiento histórico del campo, además de los impactos identificados, factores de éxito históricos, estableciéndose estadísticamente y representándose mediante distribuciones en el tiempo. Al tener la definición del problema particular de cada *patrón* identificado y su solución operativa, conlleva a realizar estimados de costos y evaluar la promesa productiva producto de la ejecución del trabajo propuesto. En este aspecto se incorporan elementos de incertidumbre y riesgo en cuanto a los siguientes elementos: Factor de éxito de la operación, Distribución de la respuesta productiva del patrón, Distribución del tiempo de respuesta de los productores al efecto de inyección, y Distribución de los costos y tiempos en la ejecución de los trabajos. Estos elementos interactúan en un modelo analítico de evaluación con el fin de definir el perfil de producción global y la promesa de valor probabilística, asociadas a factor de riesgo.

Aplicación del ciclo técnico de análisis de inyección de agua: El flujo técnico de análisis pretende compilar los fundamentos técnicos para la revisión, evaluación y control de cualquier proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua. Está conformado por 4 procesos principales:

- a) Revisión integral del yacimiento
- b) Revisión por patrón/pozo, diagnóstico/evaluación de oportunidades de mejora y definición del plan de ejecución
- c) Comparación pronóstico/comportamiento real, factor de reemplazo, mediciones físicas, eficiencia de barrido, continuidad de zonas y áreas, agua de inyección, estado
- d) Monitoreo mediante gráficos especializados

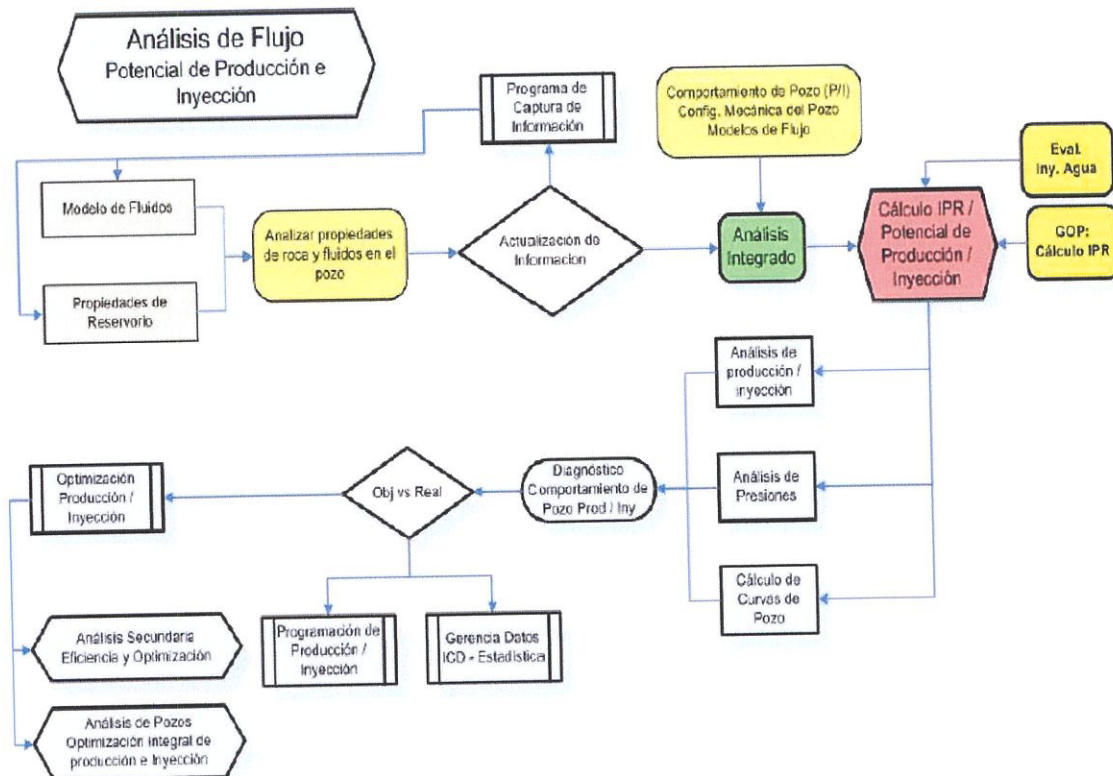
La evaluación conjunta de estos indicadores de desempeño, adicional al diagnóstico mecánico del patrón de inyección, permite definir la problemática y establecer la solución integral que contiene mejoras en el desempeño del área de drenaje y de los pozos del patrón considerado.

De esta forma se deben establecer los **Flujos de Trabajo para los Procesos Principales**, partiendo de los requerimientos de producción e inyección y del plan de perforación y reacondicionamiento de pozos definidos en el plan integral de explotación del campo.



Para el cumplimiento de los objetivos de producción e inyección se fijaron **Programas de Producción e Inyección** determinándose el flujo de Potencial de Producción e Inyección y mediante la eficiencia de la secundaria se determino el Flujo de Análisis de la Secundaria, para maximizar su optimización.

Para cumplir con el requerimiento de pozos productores e inyectores se debe realizar el flujo de análisis de pozos, poniendo atención en su tipo y configuración (convencional/selectivo), los distintos sistemas de producción para la definición de productividad e inyectividad óptima. Este análisis conlleva a generar subprocesos específicos para identificar pozos problema, jerarquizar mediante riesgo e incertidumbre y definir balance óptimo de inyección, basado en la evaluación del comportamiento y aplicación del flujo técnico.



Su aplicación ha permitido identificar los pozos con problemas, sus causas y condiciones de ocurrencia, la programación óptima de equipos de workover, identificación de riesgos, establecimiento de plan de mitigación de éstos y un programa dinámico de toma de decisiones para la reparación de los pozos que contiene la solución integral, con el objetivo de sostener la producción de petróleo y la movilización de reservas.

5.7. Desarrollo del modelo integral de reservorios en proyecto de inyección de agua

Es imperante manejar un método modelado probabilístico y analítico que integre elementos actuales de impacto en el desempeño del yacimiento, esto permitirá identificar los elementos

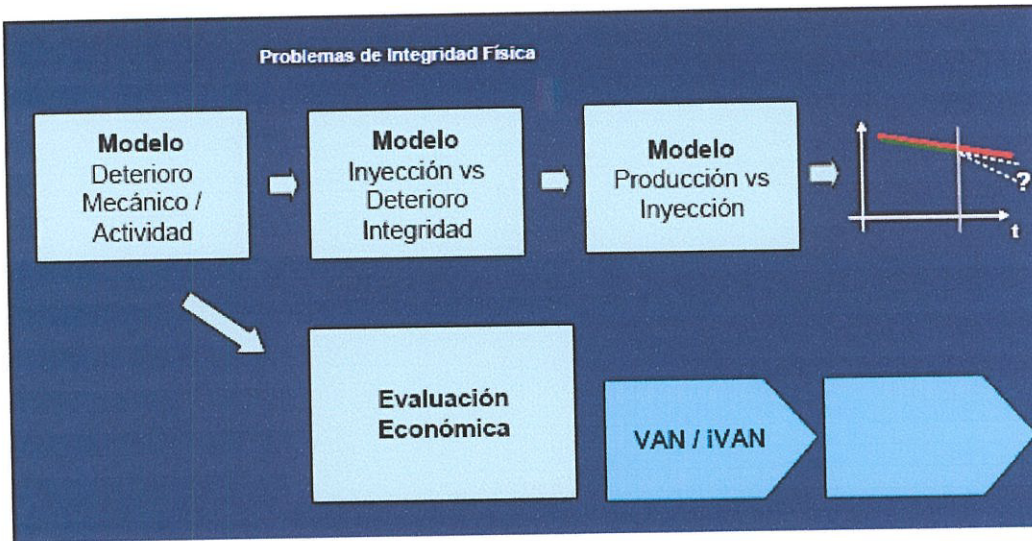
técnicos-económicos de mayor importancia con la finalidad de establecer un marco de decisión propicio a los requerimientos futuros del activo, mucho más en los casos que exista concesión de campos.

Se deberá evaluar como sub-modelos:

- a) Deterioro mecánico de las instalaciones
- b) Requerimientos de actividad respecto a volúmenes objetivo
- c) Relación de volúmenes inyectados y producidos / pronósticos
- d) Economía

El modelo integral explora las alternativas disponibles a la actualidad y evalúa el caso base mínimo del yacimiento enmarcado en las limitantes actuales existentes en cuanto al estado de los reservorios, instalaciones de subsuelo y superficie, disponibilidad de activos operativos, tecnología y recursos.

El producto de la integración de estos sub-modelos permite generar una serie de indicadores de desempeño a fin de establecer el futuro inmediato y visión base hasta fin de concesión si el caso lo demande, tales como: Valor económico, Eficiencia financiera, Tasa de retorno, Reservas y Factor de recobro; que establecen un marco de decisión idóneo con miras a definir el futuro del activo.



CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. CONCLUSIONES

- El modelo integral puede permitir la identificación de oportunidades de mejorar en la performance de la secundaria en cualquier campo petrolero.
- Este tipo de modelo es aplicable a cualquier campo en la etapa de planificación o en su etapa inicial con características similares a las aquí presentadas, basados en un sólido proceso de seguimiento y monitoreo de la performance de la secundaria.
- Un modelo analítico de la performance de la secundaria que se apegue a estas características evaluadas y que arroje pronósticos de producción e inyección aceptables, permitirá definir los requerimientos de equipos, instalaciones y de inversión a tiempo.
- La presencia de múltiples variables e incertidumbres en un proyecto de esta relevancia, representa una mayor variabilidad en los datos. Razón por la cual se resalta la importancia en su identificación y evaluación previo a emitir cualquier predicción.

- En la etapa de identificación de variables, los expertos seleccionan la perforación de pozos como de gran importancia en el modelo, dados los altos costos que representa perforar, reactivar y reacondicionar. Es importante tener presente que aunque los costos de la perforación no tengan incertidumbre, el riesgo se presenta cuando los resultados de producción del pozo perforado no resultan como se espera.

6.1.1. Caso de aplicación 1

- Basados en los resultados obtenidos podemos decir que los resultados de la predicción se asemejan a los datos reales de recuperación.
- Un punto muy importante es que a partir del punto de ruptura del agua ya no se puede realizar el análisis posterior, ya que la saturación de agua inicial es del 56% y al graficar nuestra curva de flujo fraccional nos da como resultado que $S_{wf}=S_{wbl}$, esto nos indica que después del punto de ruptura del agua no tenemos producción de petróleo.

6.1.2. Caso de aplicación 2

- Basados en los resultados obtenidos en base a las ecuaciones el método de B-L, podemos concluir que los resultados (predicciones) se aproximan con una buena exactitud a los datos reales que se presentan en la TABLA 9 . (La tabla N° 9, presenta información del reservorio en su primera etapa de recuperación (Gas Disuelto o Expansión de la capa de gas) y la segunda etapa de recuperación (Inundación Periférica)).

- Los resultados o predicciones que se obtuvieron, usando las ecuaciones de método de B-L, nos proporciona una información muy real del comportamiento del reservorio (reservorios con características similares al analizado sin importar su ubicación geográfica), cuando recobramos petróleo en una segunda etapa mediante un patrón de inundación. La comparación entre los resultados (Predicciones) que dan las ecuaciones del método de B-L son comparados con datos reales que se recopiló en su tiempo del reservorio.
- El comportamiento de las curvas obtenidas en base a los resultados que dan las ecuaciones del método de B-L, son características (guardan el mismo patrón de comportamiento) de un yacimiento trifásico y nos ayudarían a entender con facilidad el comportamiento del reservorio cuando el método que se utilice en la segunda etapa de recuperación sea por inundación periférica.

6.2. RECOMENDACIONES

- La presencia de múltiples variables e incertidumbres en un proyecto de esta relevancia, representa una mayor variabilidad en los datos. Razón por la cual se resalta la importancia en su identificación y evaluación previo a emitir cualquier predicción.

6.2.1. Caso de aplicación 1

- El recobro mediante recuperación secundaria debe estar sujeto a un análisis exhaustivo tanto de tasa de inyección de agua, movilidad de petróleo y las permeabilidades relativas tanto al agua como al petróleo, para obtener una predicción eficaz y eficiente.
- Hay que tener en cuenta al momento de la inyección, ya que si inyectamos grandes cantidades de agua corremos el riesgo de no recuperar la mayor cantidad de petróleo.
- Otro punto muy importante que se debe tener en cuenta en un proyecto de recuperación secundaria es la eficiencia areal de barrido y la movilidad, ya que si la eficiencia es baja y la movilidad alta este tipo de proyectos no es factible.

6.2.2. Caso de aplicación 2

- Determinar y alcanzar los rellenos, son necesario para una satisfactoria operación de inundación Periférica (Arreglo 5 pozos), en un reservorio anteriormente empobrecido o depletado.
- El recobro mediante inundación Periférica y sus importantes características de rendimiento, pueden ser determinadas mediante la predicción de un patrón de arreglo de 5 pozos.
- Por otro lado para alcanzar la máxima ventaja económica en un patrón periférico, los pozos que experimente ruptura de agua cercana serán cerrados y en pozos que producen agua atrás del frente de inundación, deberían ser cuidadosamente evaluados para determinar su optimo tiempo de sierra.

- Después de que el relleno ocurra, es posible hacer un cálculo de volumen de poros y de reservas de agua inyectada para el frente de inundación, y revisar condición de nuevas saturaciones, para reconocer como se a portado el proceso de inundación.
- Para resumir, podemos recomendar que: conocer el volumen poroso y llevar el control de la inyección de agua (Volumen), a lo largo del proceso de inundación hasta antes de la ruptura, nos estaría indicando si el volumen poroso que se tiene que cubrir con el agua inyectada se ha alcanzado, ($\text{Volumen poroso} = \text{Volumen de agua inyectado inyectado}$), si esto se da podemos decir con exactitud que la inundación o relleno se ha alcanzado.

BIBLIOGRAFÍA

Paris de Ferrer, Magdalena. “Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos”. Ediciones Astro Data S.A. Segunda edición. Maracaibo, Venezuela. 2001.

Ahmed, T., *Reservoir Engineering Handbook*, Gulf Publishing 2000.

Buckley, S.E., and Leverett, M.C., “*Mechanism of Fluid Displacement in Sands*”, *Trans. AIME* 1942 .

Craig, F., Geffen, T., and Morse, R., “Oil Recovery Performance of Pattern Gas or Water Injection Operations from Model Tests”, *JPT*, Jan. 1955.

Craig, F., *The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding*, Society of Petroleum Engineers, 1971.

Smith, C.R., *Mechanics of Secondary Oil Recovery*, Robt. E. Krieger Publishing, 1966.

Stiles, W.E., "Use of Permeability Distribution in Waterflood Calculations,"*Trans. AIME*, 1951.

Welge, H.J., "*A Simplified Method for Computing Oil Recovery by Gas or Water Drive*",*Trans. AIME* 1952.

Willhite, G.P., *Waterflooding*. Society of Petroleum Engineers, 1986.

World Oil (editorial), "Practical Waterflooding Shortcuts", December 1966.

Field Case Histories, Oil and Gas Reservoirs, Published by SPE of AIME, 1975