



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**"DESARROLLO DEL PROGRAMA COMPUTACIONAL VISUAL BASIC PARA FORMULAR
PROYECTOS DE INGENIERÍA DE INYECCIÓN DE AGUA USANDO EL MODELO
MATEMÁTICO DE HURST"**

TESINA DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO DE PETRÓLEO

Presentada por:

VERA VILLAMAR MARIO ALBERTO
MEDINA LEMOS NATALIA ELIZABETH
BERNAL BROWN JORGE FEDERICO

GUAYAQUIL – ECUADOR

2012

AGRADECIMIENTO

A nuestros profesores, quienes dedicaron su tiempo, dedicación y esfuerzo para guiar nuestros pasos.

Y en especial al ING. RICARDO GALLEGOS ORTA, Director de Tesina; ya que gracias a su valiosa ayuda hemos podido culminar este proyecto.

Natalia

Mario

Jorge

DEDICATORIA

A Dios, Padre y guía en mi camino de vida.

A mis padres, quienes con esfuerzo, amor y cariño, me enseñaron el valor del sacrificio y la voluntad.

Natalia

DEDICATORIA

A Dios por brindarme la oportunidad y la dicha de la vida.

A mi familia; padre, madre y hermano, que me acompañaron a lo largo del camino, brindándome la fuerza necesaria y momentos de ánimo para continuar; así mismo ayudándome en lo que fuera posible, dándome consejos y orientación

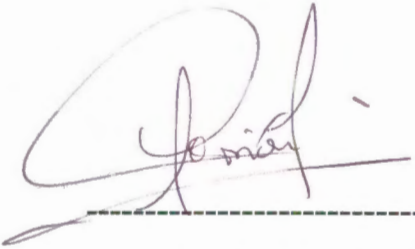
Mario

DEDICATORIA

A mi papá por los buenos valores que logro transmitirme, a mi hermano y en especial a mi mamá por ser mi mayor guía en la vida y apoyo en todos estos años de estudio.

Jorge

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



Dr. Paúl Carrión Mero.
PRESIDENTE

Ing. Ricardo Gallegos Orta.
DIRECTOR DE TESINA

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesina de Grado, nos corresponde exclusivamente, y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de graduación de la ESPOL)



MARIO VERA V.

AUTOR DE LA TESINA



NATALIA MEDINA L.

AUTOR DE LA TESINA



JORGE BERNAL B.

AUTOR DE LA TESINA

RESUMEN

El objetivo principal de este trabajo es desarrollar un programa computacional elaborado en el lenguaje VISUAL BASIC que permita predecir el recobro de petróleo, utilizando las fórmulas del Método para Inyección de agua de Hurst¹. Y a su vez lograr las relaciones existentes entre los valores de agua inyectada con los valores de petróleo producido.

El procedimiento que se detalla a continuación se presenta de forma clara, con el fin de que el usuario pueda acceder al mismo. Además se anexa una guía o manual, para que facilite el desarrollo del mismo de manera ágil y segura.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	VII
ÍNDICE GENERAL	VIII
ÍNDICE FIGURAS	XI
SIMBOLOGÍA / NOMENCLATURA	XII
INTRODUCCIÓN	IX

CAPÍTULO 1	18
1. PROPIEDADES DE LAS ROCAS Y FLUIDOS	
1.1 Porosidad	19
1.1.1 Definiciones	20
1.1.1.1 Porosidad absoluta	21
1.1.1.2 Porosidad efectiva	21
1.1.1.3 Porosidad primaria	22
1.1.1.4 Porosidad secundaria	22
1.2 Rocas reservorios	23
1.2.1 Areniscas	23
1.2.2 Rocas carbonatadas	24
1.2.3 Otras rocas	25
1.3 Permeabilidad	26
1.3.1 Definición	26
1.4 Compresibilidad	26
1.5 Volumen molar	29
1.6 Coordenadas reducidas	29
1.7 Compresibilidad isotérmica	30
1.8 Viscosidad	31
1.9 Formación del factor volumétrico del petróleo	32
1.10 Saturación residual de petróleo	33
1.11 Saturación de agua connata	34

CAPÍTULO 2	36
1. INYECCIÓN DE AGUA	
2.1 Conceptos fundamentales en proyectos de recuperación secundaria por inyección de agua	36
2.2 Tipos de inyección	37
2.2.1 Inyección periférica o externa	38
2.2.2 Inyección con arreglos o dispersa	39
2.3 Factores que controlan la recuperación por inyección de agua	42
2.3.1 Geometría del yacimiento	42
2.3.2 Litología	43
2.3.3 Profundidad del yacimiento	43
2.3.4 Porosidad y Permeabilidad	45
2.4 Arreglos de pozos y eficiencia de barrido	46
2.4.1 Razón de movilidad	46
2.4.2 Arreglos de pozos	47
2.4.3 Eficiencia de barrido areal, E_a	50
2.4.4 Eficiencia de barrido areal después de la ruptura	52
2.5 Consideraciones prácticas durante la inyección de agua	53
2.6 Tiempo óptimo para el inicio de un proceso de inyección de fluido	53
2.7 Recuperación esperada	54
2.8 Datos requeridos para estimar la recuperación en operaciones de inyección de agua	55

CAPÍTULO 3	
1. MÉTODO MATEMÁTICO DE HURST	59
3.1 Introducción	59
3.2 Eficiencia areal de barrido	61
3.3 Casos	64
3.3.1 Arena de permeabilidad uniforme y saturación inicial de gas inmóvil	64
3.3.2 Sistema estratificado con n capas de permeabilidad diferente y saturación de gas inmóvil	66
3.3.3 Arena de permeabilidad uniforme y saturación inicial de gas móvil	70
3.3.4 Sistema estratificado con n capas de permeabilidades diferentes y saturación inicial de gas móvil	74

CAPÍTULO 4	
1. MANUAL DEL USUARIO	78

CONCLUSIONES	102
RECOMENDACIONES	103
BIBLIOGRAFÍA	104
REFERENCIAS	105

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1 Roca porosa (reservorio)
Fig. 2 Diseño esquemático de una muestra de arenisca
Fig. 3 Diseño esquemático de la compresibilidad de una roca
Fig. 4 Ejemplo gráfico de factor volumétrico del petróleo.
Fig. 5 Diseño de inyección de agua en una roca porosa y permeable
Fig. 6 Inyección de agua externa o periférica
Fig. 7 Inyección de agua en un arreglo de 5 pozos
Fig. 8 Muestra la unidad geológica del yacimiento.
Fig. 9 Esquema de los arreglos de pozos en inyección de agua
Fig. 10 Gráfica de Hurst1, representa a $E_a = A_p$ (antes de la ruptura) y $E_a = n_1 - 2.1285 e^{-2.8238A_p}$

SIMBOLOGÍA / NOMENCLATURA

SIMBOLO	DESCRIPCIÓN
W_i	Agua de inyección acumulada.
W_p	Agua producida.
A	Área del arreglo.
A_w	Área invadida por agua
A_o	Área invadida por petróleo
A_p	Área procesada
A_{ptr}	Área procesada total en el momento de la ruptura.
μ_w	Coefficiente de viscosidad del agua.
S_{oi}	Saturación inicial de petróleo.
S_{or}	Saturación residual de petróleo.
β_o	Factor volumétrico del petróleo.
q	Tasa de inyección
h	Espesor de formación.
A_p	Área procesada
E_d	Eficiencia de desplazamiento
E_a	Eficiencia de barrido areal.
E_{ar}	Eficiencia areal de ruptura.
E_{aw}	Fracción del área ocupada por el agua.

E_{at}	Fracción del área total ocupada por los bancos de petróleo y agua.
M	Razón de movilidad.
Q_i	Fluido acumulativo inyectado
K	Permeabilidad absoluta.
\emptyset	Porosidad.
N_p	Producción acumulada de petróleo.
ρ	Densidad.
c	Calor específico.

ABREVIATURAS.

RAP	Razón agua – petróleo.
VP	Volumen poroso.
t_{ll}	Tiempo de llene.
V_{ll}	Volumen de llene.

INTRODUCCIÓN

La recuperación secundaria resulta del aumento de la energía natural, al inyectar agua o gas para desplazar el petróleo hacia los pozos productores. En el caso del gas, se inyecta en la capa de gas para mantener la presión y expandirla, o dentro de la columna de petróleo en los pozos para el desplazamiento inmiscible del petróleo, de acuerdo con las condiciones de permeabilidad relativa y barrido volumétrico.

Las operaciones de producción de petróleo han sido tradicionalmente subdivididas en tres etapas: primaria, secundaria y mejorada. Históricamente, estas etapas describen la producción de un yacimiento como una secuencia cronológica.

La etapa primaria, de producción inicial, resulta del desplazamiento por la energía natural existente en el yacimiento. La secundaria, que actualmente es casi sinónima de inyección de agua, se implementa usualmente después de la

declinación de la producción primaria. Entre estos procesos, los tradicionales son: la inyección de agua y la inyección de gas.

En cuanto a la recuperación mejorada, la tercera etapa de producción, es la que se obtiene después de la inyección de agua (o cualquier otro proceso secundario utilizado). Los procesos terciarios utilizan gases miscibles, químicas y / o energía térmica para desplazar petróleo adicional, después que un proceso secundario se vuelve no rentable.

La desventaja de considerar las tres etapas como una secuencia cronológica es que muchas operaciones de producción de los yacimientos no se llevan a cabo en el orden especificado. Un buen ejemplo es la producción de petróleo pesado que ocurre en todo el mundo: si el crudo es suficientemente viscoso, no puede fluir a tasas económicas mediante empujes de energía natural, de tal manera que la producción primaria sería insignificante; tampoco la inyección de agua sería factible, por lo que el uso de energía térmica podría ser la única manera para recuperar una cantidad significativa de petróleo.

Casi el 67% de la producción mundial de crudo se obtiene actualmente por métodos de recuperación primaria, con un recobro promedio del 30% del petróleo *"in situ"*. Como esta recuperación es todavía baja, para incrementarla se han desarrollado nuevos métodos y técnicas de recobro mejorado de petróleo, los cuales en su mayoría involucran la inyección de un fluido, gas o líquido, dentro del yacimiento.

CAPÍTULO 1

1. PROPIEDADES DE LAS ROCAS Y FLUIDOS

La información sobre las propiedades de las rocas y 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 deben merecer una atención especial, a través de un trabajo exhaustivo y meticuloso.

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.

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.

1.1 Porosidad

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

1.1.1 Definiciones

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:

$$\phi = \frac{V_v}{V_t}$$

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 .

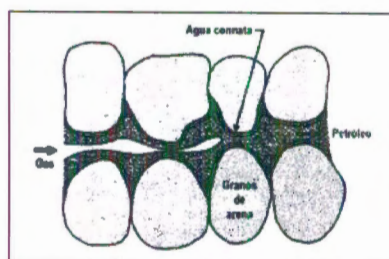


Fig. 1 Roca porosa (reservorio según Clark¹)

1.1.1.1. Porosidad absoluta

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

1.1.1.2 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 ser desplazados del medio poroso.

1.1.1.3 Porosidad primaria

Es aquella que se desarrolló durante la deposición de material sedimentario. Ejemplos de porosidad primaria u original son la porosidad intergranular de areniscas y las porosidades intercristalina y oolítica de algunas rocas calcáreas.

1.1.1.4 Porosidad secundaria

Es aquella resultante de algunos procesos geológicos subsiguientes a la conversión de los sedimentos en rocas. Ejemplos de porosidad secundaria o inducida son dados por el desarrollo de fracturas, como las encontradas en areniscas, estratos en calcáreas, y para cavidades debidas a la disolución de parte de la roca, comúnmente encontradas en rocas calcáreas.

1.2 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. Mayores detalles sobre porosidad son encontrados en descripciones de los tipos de rocas reservorio, a ser presentados en próximos ítems de esta sección.

1.2.1 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 **Fig. 2**

presenta un diseño esquemático de una muestra de arenisca.

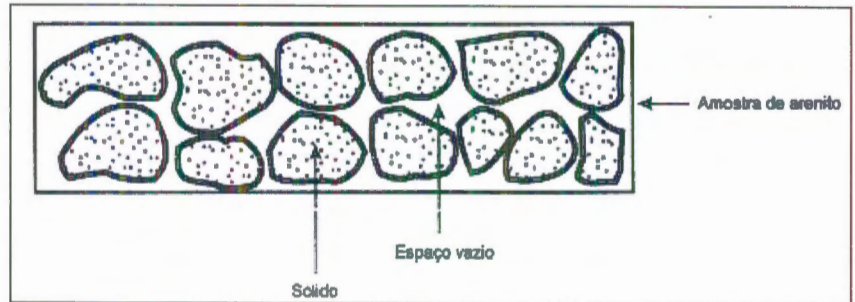


Fig. 2 Diseño esquemático de una muestra de arenisca. (Clark¹)

1.2.2 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.

1.2.3 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, siltes y rocas ígneas o metamórficas fracturadas.

1.3. Permeabilidad.

En esta sección será discutido el concepto de permeabilidad absoluta, así como su aplicación en problemas de flujo monofásico permanente a través de medios porosos.

1.3.1 Definición.

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.

1.4. Compresibilidad.

La compresibilidad de cualquier material (sólido, líquido o gaseoso) para un intervalo de producción dado y a una temperatura dada es

el cambio de volumen por unidad de volumen inicial, causado por una variación de presión que ocurre en el material en cuestión.

Viene dada por la siguiente ecuación:

$$c = -\frac{1}{V} \left(\frac{dV}{dP} \right)$$

El signo negativo de la ecuación es por conversión para que la compresibilidad (C) sea positiva para las disminuciones que resulten con el incremento mecánico de la presión.

La compresibilidad de la roca al igual que la de los fluidos es un mecanismo de expulsión de hidrocarburos. Al comenzar la explotación de un yacimiento y caer la presión se expande la roca y los fluidos. La expansión de la roca causa una disminución del espacio poroso interconectado.

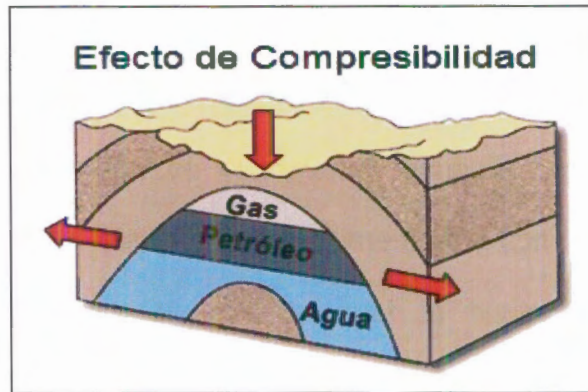


Fig. 3 Diseño esquemático de la compresibilidad de una roca (Hall²)

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.

1.5 Volumen molar

El volumen molar es el volumen ocupado por 1 mol de una determinada sustancia. Este volumen varía con las condiciones de presión y temperatura a la cual la sustancia es sometida. Particularmente en el caso de los gases o mezclas de gases, debido a la alta sensibilidad del volumen a las variaciones de la presión y la temperatura, el volumen molar debe estar siempre medido a las condiciones de presión y temperatura. Por ejemplo, las llamadas condiciones normales de temperatura y presión (0 °C y 1 atm), 1 g-mol de cualquier gas ocupa un volumen de 22,4 L. Por otro lado, las llamadas condiciones estándar que se utiliza en el sistema americano de unidades (60 °F y 14,7 psia), 1 lb-mol de cualquier gas o mezcla gaseosa ocupa 379 ft^3 .

1.6 Coordenadas reducidas

Se define presión reducida, temperatura reducida y volumen reducido, respectivamente, por las relaciones:

$$p_r = p / p_c$$

$$T_r = T / T_c$$

$$V_r = V / V_c$$

Donde p_c , T_c y V_c son, respectivamente, la presión, temperatura y el volumen críticos de un fluido.

1.7 Compresibilidad isotérmica

Se llama compresibilidad isotérmica de un fluido cualquiera a la variación fraccional de volumen de fluido por variación unitaria de presión. Por lo tanto, la compresibilidad isotérmica se expresa por la relación:

$$c = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)$$

Donde se supone que la temperatura del fluido es constante.

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.

1.9 Formación del factor volumétrico del petróleo

Por definición el factor volumétrico de petróleo (β_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.

El factor volumétrico del petróleo se puede expresar matemáticamente por la siguiente expresión:

$$\beta_o = \frac{V_{oil} + V_{gas\ disuelto} \text{ (condiciones reservorio)}}{V_{oil} \text{ (condiciones superficie)}}$$

El gráfico presenta el comportamiento del factor volumétrico del petróleo en función de la presión del yacimiento.

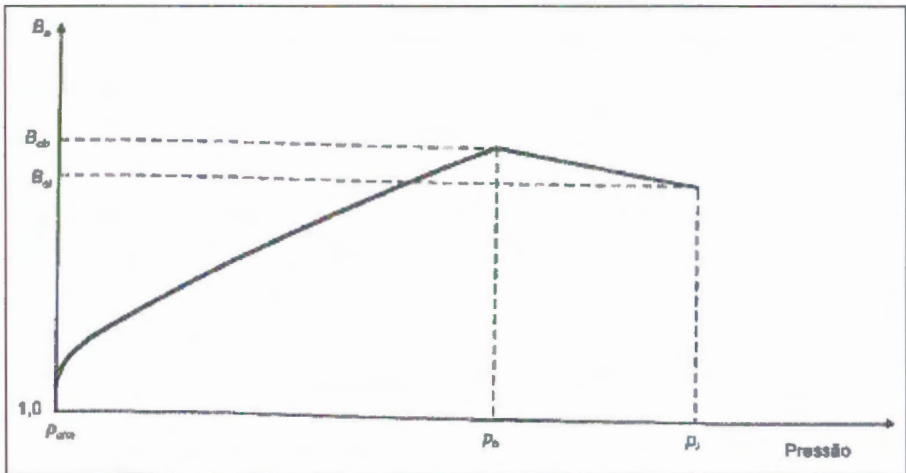


Fig. 4 Ejemplo gráfico de factor volumétrico del petróleo. (Craft³)

1.10 Saturación residual de petróleo.

Es el petróleo que queda en el yacimiento en la zona barrida, después de un proceso de desplazamiento. Depende principalmente de la humectabilidad de la roca y del tipo de fluido desplazante:

a. Rocas preferencialmente mojadas por agua.

En el desplazamiento con agua, la saturación residual de petróleo es generalmente alta, en el orden del 35% del volumen poroso.

b. Rocas preferencialmente mojadas por petróleo.

El desplazamiento de petróleo con agua no es eficiente.

El petróleo residual toma el lugar del agua connata y la permeabilidad relativa al petróleo es pequeña para altas saturaciones de petróleo.

c. Rocas con mojabilidad intermedia.

En este caso las fuerzas que retienen al petróleo en los poros son muy pequeñas y por lo tanto también lo es la saturación residual del petróleo.

1.11 Saturación de agua connata.

Es la saturación existente en el yacimiento al momento del descubrimiento. Generalmente se considera inmóvil; sin embargo, al inyectar agua a un yacimiento, la primera que se produce tiene

composición diferente a la inyectada, lo indica que el agua connata es desplazada por al inyectada.

CAPÍTULO 2

2. INYECCIÓN DE AGUA

2.1 Conceptos fundamentales en proyectos de recuperación secundaria por inyección de agua.

El propósito de este capítulo es conocer los conceptos básicos de inyección de agua, así como también los tipos de arreglos existentes para la producción de crudo.

En principio los pozos hidrocarburíferos producen de manera natural gracias a la energía interna del yacimiento, hasta llegar a un punto en que esta energía es menor a la necesaria para llevar el crudo hasta la superficie; por lo que es necesario implementar métodos secundarios de producción o recuperación, con el fin de

mantener el pozo produciendo a una tasa fija y aumentando el factor de recobro del yacimiento.

Por lo general la inyección de agua se realiza por medio de pozos llamados inyectores, que se pueden encontrar en medio de varios pozos productores o alrededor de ellos con el fin de facilitar el desplazamiento de crudo por el medio poroso hasta el pozo y posteriormente hasta la superficie.

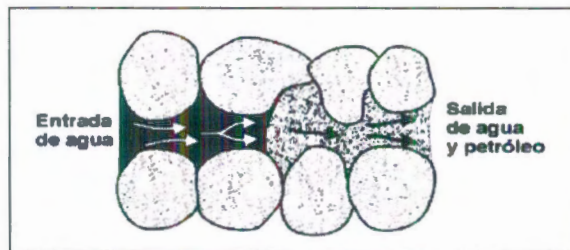


Fig. 5 Diseño de inyección de agua en una roca porosa y permeable

2.2 Tipos de inyección de agua

De acuerdo con la posición de los pozos inyectores y productores, la inyección de agua se puede llevar a cabo de dos formas diferentes:

2.2.1 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 **fig. 2.2.1**, el agua se inyecta en el acuífero cerca del contacto agua – petróleo.

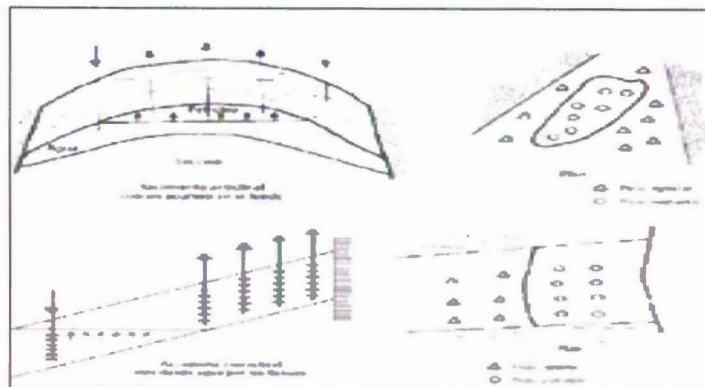


Fig. 6 Inyección de agua externa o periférica (Latil²)

Características:

- Se utiliza cuando no se posee una buena descripción del yacimiento y/o la estructura del mismo favorece la inyección de agua.

- Los pozos de inyección se colocan en el acuífero, fuera de la zona de petróleo.

Ventajas	Desventajas
Se utilizan pocos pozos.	Una porción inyectada de agua no desplaza petróleo.
No requiere de perforación de pozos adicionales.	No se puede hacer seguimiento del frente de invasión.
Buena descripción del yacimiento no indispensable.	Puede fallar por no existir buena comunicación entre periferia y yacimiento.

2.2.2 Inyección con arreglos o dispersa

Consiste en inyectar el agua dentro de la zona de petróleo. El agua invade esta zona y desplaza los fluidos (petróleo / gas) del volumen invadido hacia los pozos productores. Se conoce también como inyección de agua interna, ya que el

fluido se inyecta en la zona de petróleo a través de un número apreciable de pozos inyectoras que forman un arreglo geométrico con los pozos productores, como se observa en la **Fig. 7**

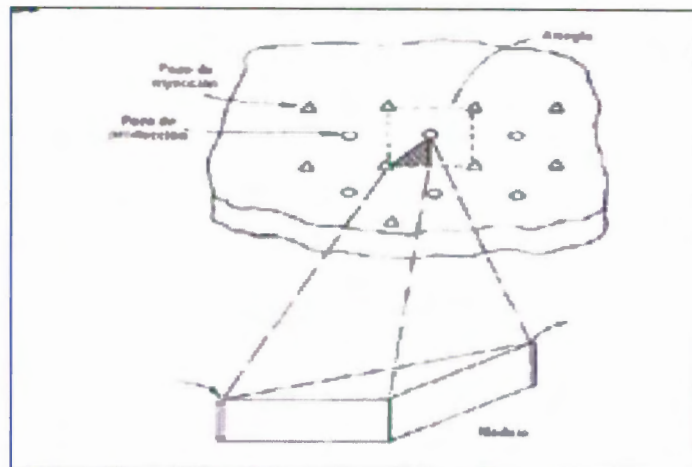


Fig. 7 Inyección de agua en un arreglo de 5 pozos (Graig³)

Características:

- La selección del arreglo depende de la estructura y límites del yacimiento, de la continuidad de las arenas, de la permeabilidad (k), de la porosidad (Φ) 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 inyectores se distribuyen entre los pozos productores, para lo cual se convierten los pozos productores existentes en inyectores, o se perforan pozos inyectores interespaciados. En ambos casos, el propósito es obtener una distribución uniforme de los pozos, similar a la utilizada en la fase primaria de recobro.

Ventajas	Desventajas
Produce una invasión más rápida en yacimientos homogéneos, de bajos buzamientos y permeabilidades.	Requiere mayor inversión, por el alto número de pozos inyectores.
Rápida respuesta del yacimiento y elevada eficiencia de barrido areal.	Requiere mejor descripción del yacimiento.
Control de frente de	Exige mayor seguimiento y control, mayor cantidad de

invasión y rápida respuesta en presiones.	recursos humanos.
Volumen de zona de petróleo es grande en un período corto.	Es más riesgosa.

2.3 Factores que controlan la recuperación por inyección de agua.

Al determinar la factibilidad de llevar a cabo un proceso de inyección de agua o de gas en un yacimiento, se deben considerar los siguientes factores:

2.3.1 Geometría del yacimiento

La estructura es el principal factor que gobierna la segregación gravitacional. Así, en presencia de de altas permeabilidades, la recuperación por segregación gravitacional, puede reducir la saturación de petróleo a un valor el cual no resulta económica la aplicación de la inyección de agua.

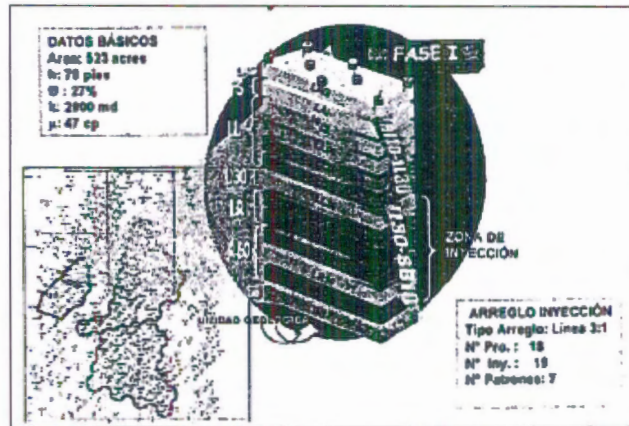


Fig. 8 Muestra la unidad geológica del yacimiento. (Carvajal⁴)

2.3.2 Litología.

Tiene una profunda eficiencia de la inyección de agua o de gas en un yacimiento en particular. De hecho la porosidad, permeabilidad y contenido de arcilla son factores litológicos que afectan el proceso de inyección.

2.3.3 Profundidad del yacimiento

Es otro factor que debe considerarse en una invasión con agua, ya que:

- Si es demasiado grande para permitir reperforar económicamente y si los pozos viejos deben ser utilizados como inyectores o productores; no se pueden esperar altos recobros.

- En yacimientos profundos, las saturaciones de petróleo residual después de las operaciones primarias son más bajas que en yacimientos someros, debido a que estuvo disponible un gran volumen de gas en solución para expulsar el petróleo y a que el factor de encogimiento fue grande y, por lo tanto, ha quedado menos petróleo.

- Grandes profundidades permiten utilizar mayores presiones y un espaciamiento más amplio, si el yacimiento posee un grado suficiente de uniformidad lateral.

2.3.4 Porosidad y permeabilidad

La recuperación total de petróleo de un yacimiento es una función directa de la porosidad, ya que ella determina la cantidad de petróleo presente para cualquier porcentaje de saturación de petróleo dado.

La magnitud de la permeabilidad controla, en un alto grado, la tasa de inyección de agua que se puede mantener en un pozo de inyección para una determinada presión en la cara de la arena; por lo tanto, en la determinación de la factibilidad de inyección de agua en un yacimiento, es necesario conocer:

- La máxima presión de inyección aconsejable, tomando en cuenta la profundidad del yacimiento.

- La relación entre la tasa y espaciamiento a partir de datos presión – permeabilidad.

2.4 Arreglos de pozos y eficiencia de barrido.

Los principales parámetros que caracterizan los arreglos de pozos son:

- La relación d/a , donde d : distancia más corta entre líneas de pozo de distintos tipo, situadas una a continuación de la otra en una misma columna.
- La razón de pozos de inyección; ésta se calcula dividiendo el número de pozos inyectoras que afectan directamente a cada productor, entre el número de pozos productores que reciben efecto directo de un inyector.

2.4.1 Razón de movilidad, M .

Es la facilidad con la cual un fluido se mueve en el yacimiento. Se designa por la letra M , es una de las

consideraciones más importantes para la inyección de agua.

$$\text{En inyección de agua: } M_{D,d} = M_{w,o} = \frac{k_w/\mu_w}{k_o/\mu_o}$$

Los valores de **M**, comúnmente encontrados, están en el rango de 0,02 a 2,0. Los bajos valores de **M**, obtienen mejores resultados que los altos, es decir:

M < 1 → razón de movilidad favorable.

M > 1 → razón de movilidad desfavorable.

2.4.2 Arreglos de pozos. (Ferrer J⁵)

La selección del arreglo depende de:

- La estructura.
- Límite del yacimiento.
- Continuidad de las arenas.

- Variaciones de permeabilidad y porosidad.
- Número y posición de los pozos existentes.

En todos los casos, se desea obtener una distribución uniforme de los pozos similar a la utilizada en la fase primaria de recuperación, los arreglos más conocidos son:

- Línea directa
- Línea alterna
- Arreglos de 5,7 y 9 pozos.



Fig. 9 Esquema de los arreglos de pozos en inyección de agua

El tipo de arreglo es 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.

Típicamente se tiene cuatro tipos de arreglo que son representados por gráficos de E_a vs. $\text{Log}(m)$ para un arreglo en particular:

- **Arreglo aislado:** este es un arreglo que existe en un yacimiento lleno de líquido, que no tiene contorno ni otros pozos. Es posible con arreglos aislados tener una eficiencia areal de barrido mayor del 100%. Esto es debido a que los fluidos del pozo de inyección pueden barrer petróleo fuera del arreglo.

- **Arreglos desarrollados:** los datos de eficiencia de barrido tienen amplias aplicaciones para predicción de inyección de agua.
- **Arreglos normales:** contiene un solo pozo de producción en el modelo.
- **Arreglo invertido:** contiene un pozo de inyección en el modelo.

2.4.3 Eficiencia de barrido areal, EA.

Desde el punto de vista del área la inyección y producción ocurren en puntos determinados, y como resultado de esto, se desarrollan ciertas distribuciones de las presiones y líneas de flujo entre los pozos de inyección y los de producción.

Los dos factores que afectan la eficiencia areal de barrido son la razón de movilidad y el tipo de arreglo. Desafortunadamente no se tiene control sobre la razón de movilidad, pero con la eficiencia de recobro de petróleo, se puede seleccionar el tipo de arreglo adecuado para un proyecto.

La eficiencia del barrido areal, E_a , se define como la fracción del área horizontal del yacimiento donde ha ocurrido el proceso de recuperación secundaria. Es decir:

$$E_a = \frac{\text{área horizontal invadida}}{\text{área horizontal total invadible}}$$

La eficiencia del 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.

2.4.4. Eficiencia de barrido areal después de la ruptura.

Mientras se continúa con la inyección después de la ruptura del agua, la eficiencia areal de barrido continuará incrementándose hasta alcanzar un 100%. La relación agua – petróleo también incrementará después de la ruptura, sin embargo no será económicamente rentable operar un proyecto de inyección para obtener una cobertura areal completa.

2.5 Consideraciones prácticas durante la inyección de agua.

Entre las consideraciones prácticas de inyección de agua tenemos:

- Tipo de agua, sea ésta: agua salada, dulce, tratada.
- Disponibilidad del fluido a inyectar: debe estar en cantidades relativamente abundantes.

2.6 Tiempo óptimo para el inicio de un proceso de inyección de fluido.

Se debe tener especial cuidado en lo que respecta al tiempo óptimo para el inicio de la inyección física. En todos los casos se debe reconocer que la necesidad de inyección en un reservorio es obtener objetivos específicos.

El tiempo óptimo para iniciar un proyecto de inyección está

relacionado a menudo con el proceso más apropiado para el reservorio motivo del estudio.

2.7 Recuperación esperada.

La predicción de la recuperación de petróleo requiere de:

- La cantidad del petróleo original en sitio.
- La recuperación por depletación primaria que ocurrió antes del inicio de la inyección.
- La saturación de petróleo al inicio de la inyección y la saturación residual de petróleo después del proceso de desplazamiento y como se distribuye en el reservorio.
- La fracción del reservorio a ser barrida.
- Tasa de producción e inyección.

2.8 Datos requeridos para estimar la recuperación en operaciones de inyección.

Petróleo *in situ*:

- Suficiente número de pozos para definir extensión areal.
- Perfiles de pozos para definir sección productiva y contenido.
- Medidas de núcleos para porosidad, saturación de agua y a veces presión capilar; estos datos también sirven como base para calibración de los perfiles.
- Cálculos de balance de materiales basado en presión del reservorio e historia de producción para confirmar estimados volumétricos del petróleo en sitio.

Comportamiento primario:

- Producción de petróleo, gas y agua por pozo.
- Presiones a partir de pruebas periódicas.
- Propiedades de los fluidos.
- Medidas de permeabilidad relativa de núcleos para las fases desplazante y desplazada.
- Datos geológicos de pozos no productivos y fuera de los límites productivos para asistir en la determinación del mecanismo de impulsión primario.

Fracción del reservorio a ser barrido:

- Medidas de núcleos para variación en permeabilidad y contenido.

- Secciones transversales y pruebas de interferencia de presión para determinar continuidad del reservorio entre pozos.

- Estratificación a partir de medidas de núcleos y perfiles.

- Orientación de permeabilidad.

- Patrón de inyección seleccionado.

- Viscosidad de los fluidos y permeabilidad relativa.

- Comportamiento al barrido areal del patrón de inyección seleccionado.

Tasas de Inyección y Producción:

- Permeabilidad efectiva del reservorio a partir de núcleos, pruebas de presión y de índice de productividad.

- Curvas de permeabilidad relativa para las fases desplazante y desplazada.

- Condiciones en la cercanía a los pozos sujetos a análisis de presión.

- Presión de inyección.

- Propiedades de los fluidos.

- Tasas estimadas a partir de cálculos.

CAPÍTULO 3

3. MÉTODO MATEMÁTICO DE HURST

3.1. Introducción

Hurst⁶ desarrolló un método de predicción para la inyección de agua en arreglos de cinco pozos y para razón de movilidad cercano a la unidad. Se basa fundamentalmente en la variación de la eficiencia areal del barrido con la cantidad de fluido inyectado.

Suposiciones:

- a) Arreglo de cinco pozos aunque puede adaptarse con relativa facilidad para otros tipos de arreglos.

- b) Razón de movilidad igual a la unidad, aunque es posible modificarlo para incluirla como variable.
- c) La compresibilidad de los fluidos es despreciable y además los fluidos inyectados y producidos son inmiscibles.
- d) En sistemas estratificados las capas deben considerarse de un mismo espesor y porosidad.
- e) Las capas, durante la inyección, pueden considerarse divididas en tres zonas diferentes; la zona invadida por el agua, el banco ó zona de petróleo y la zona de gas; en estas zonas fluyen agua, petróleo y gas respectivamente. Al comienzo de la invasión solo fluirá gas al pozo, en caso de existir una saturación de gas mayor que la crítica, luego se empieza a producir petróleo y por último agua y petróleo. El petróleo producido luego de la ruptura proviene de la zona no invadida en el momento de la ruptura.

3.2 Eficiencia Areal del barrido.

En secciones anteriores se han presentado varios métodos para determinar la eficiencia areal del barrido en la ruptura, antes y después de ella. Cualquiera de ellos puede utilizarse para construir un gráfico como el presentado en la Fig. H-1, donde se muestra el área fraccional barrida en función del área procesada, o sea el área que hubiese sido barrida en caso de que no hubiere ocurrido la ruptura del fluido inyectado.

El gráfico H – 1 (fig. 10) fue elaborado por Hurst⁶ para un arreglo de cinco pozos y razón de movilidad unitaria pero puede elaborarse con relativa facilidad para otras condiciones. El gráfico mencionado es independiente de la distancia entre pozos de inyección y producción así como también de las propiedades de los fluidos y de las rocas de yacimiento.

La relación presentada en la **fig. 10** puede ser expresada matemáticamente mediante las ecuaciones siguientes:

- Hasta la ruptura: $E_a = A_p$ **(1)**

- Después de la ruptura: $E_a = 1 - 2.1285 e^{-2.8238 A_p}$ **(2)**

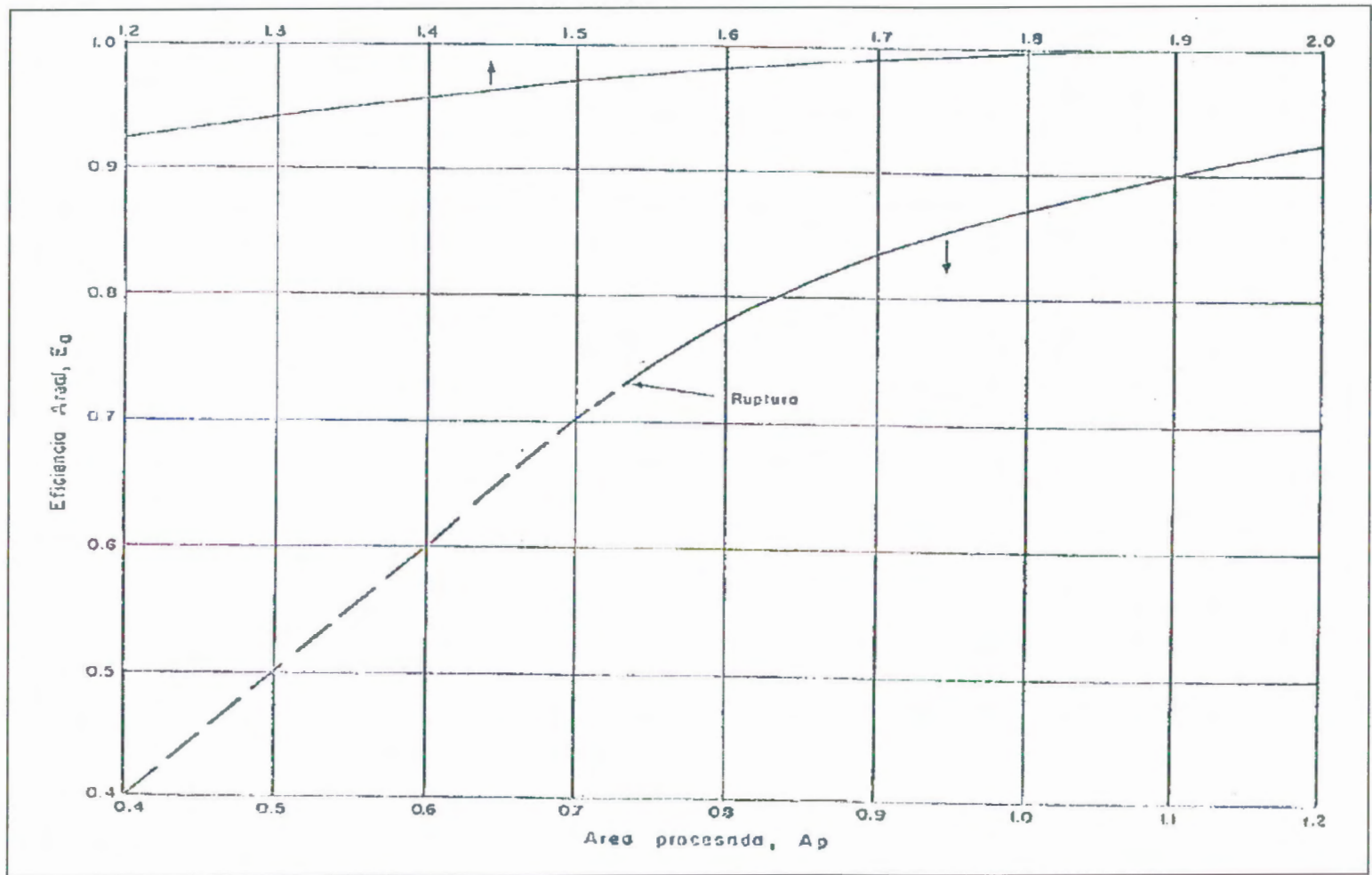


Fig. 10 Gráfica de Hurst⁶, representa a $E_a = A_p$ (antes de la ruptura) y $E_a = n1 - 2.1285 e^{-2.8238A_p}$

La ecuación (2) es válida para valores de A_p comprendidos entre A_p a la ruptura y $A_p = 1.9$ para valores de A_p mayores a 1.9; E_a es igual a 1.

3.3 CASOS POSIBLES DE INYECCIÓN EN BASE AL MÉTODO DE HURST.

3.3.1 Arena de permeabilidad uniforme y saturación inicial de gas inmóvil.

El petróleo producido se calcula utilizando la ecuación:

$$N_p = V_p (S_{oi} - S_{or}) \frac{E_a}{\beta_o} \quad (3)$$

Agua inyectada a condiciones normales:

$$W_I = V_p (S_{oi} - S_{or}) \frac{A_p}{\beta_w} \quad (4)$$

Siendo A_p el área procesada, o sea el área que hubiese sido invadida si la ruptura no se hubiese producido. Antes de la ruptura es igual a E_a .

Agua producida a condiciones normales:

$$W_p = W_l - N_p \frac{\beta_o}{\beta_w} = [V_p (S_{oi} - S_{or})(A_p - E_a)] \beta_w \quad (5)$$

La razón agua petróleo se calcula a condiciones de superficie, mediante

$$RAP_s = \frac{dW_p}{dN_p} \quad (6)$$

El tiempo viene dado por:

$$t = \frac{W_l}{q_w} \quad (7)$$

3.3.2 Sistema estratificado con n capas de permeabilidad diferente y saturación inicial de gas inmóvil.

Considerando razón de movilidad unitaria, la tasas de inyección en las capas j e i, vienen dadas por:

$$q_i = -\frac{k_{rw}K_i}{\mu_w} A_i \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r=r_w} \quad (8)$$

$$q_j = -\frac{k_{rw}K_j}{\mu_w} A_j \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r=r_w} \quad (9)$$

Suponiendo iguales los gradientes de presión para todas las capas:

$$\frac{q_i}{q_j} = \frac{K_i}{K_j} \quad (10)$$

Multiplicando el primer término en la ecuación (10) por dt e integrando resulta:

$$\frac{W_{Ii}}{W_{Ij}} = \frac{K_i}{K_j} \quad (11)$$

Además el agua inyectada en una determinada capa viene dada por:

$$W_{Ii} = \frac{A_{pi} h \phi (S_{oi} - S_{or})}{\beta_w} \quad (12)$$

Así la ecuación puede simplificarse y resulta:

$$\frac{A_{pi}}{A_{pj}} = \frac{K_i}{K_j} \quad (13)$$

Si designamos la eficiencia areal a la ruptura por E_{ar} , el área procesada por el agua en una determinada capa cuando se produce la ruptura en la capa j viene dada por:

$$(A_{pi})_j = E_{ar} \frac{K_i}{K_j} \quad (14)$$

El agua inyectada en el momento de la ruptura en la capa j se calcula por:

$$W_{1j} = \sum_{i=1}^n V_{pi} (S_{oi} - S_{or}) \frac{(A_{pi})_j}{\beta_w} \quad (15)$$

Si todas las capas poseen la misma porosidad, espesores, saturaciones iniciales y residuales de petróleo; se puede escribir:

$$W_{1j} = \frac{V_p}{n\beta_w} (S_{oi} - S_{or}) \frac{E_{ar}}{K_j} \sum_{i=1}^n K_i \quad (16)$$

El petróleo producido en el momento de la ruptura de la capa j viene dado por:

$$N_{pj} = \frac{V_p}{n\beta_o} (S_{oi} - S_{or}) \sum_{i=1}^n (E_{ai})_j \quad (17)$$

Los $(E_{ai})_j$ se obtienen de la **fig. 10** ó de las ecuaciones (1) y (2) conocido $(A_{pi})_j$ por medio de la ecuación (14).

El agua producida viene dada por:

$$W_p = W_I - N_p \left(\frac{\beta_o}{\beta_w} \right) \quad (18)$$

La razón agua petróleo se obtiene de:

$$RAP = \frac{dW_p}{dN_p} \quad (19)$$

El tiempo es igual a:

$$t = \frac{W_I}{q_w} \quad (20)$$

3.3.3 Arena de permeabilidad uniforme y saturación inicial de gas móvil.

Hasta la ruptura, el petróleo desplazado por el agua se acumula en el banco de petróleo, o sea:

$$A_w h \phi (S_{oi} - S_{or}) = A_o h \phi (S_{gi} - S_{gc}) \quad (21)$$

De donde:

$$\left(\frac{A_w + A_o}{A_w} \right) = 1 + \frac{S_{oi} - S_{or}}{S_{gi} - S_{gc}} = \frac{A_t}{A_w} = \frac{A_{pt}}{A_{pw}} \quad (22)$$

La relación anterior se denomina factor de desplazamiento y representa el cociente de las áreas invadidas o procesadas, totales y por el agua; F también expresa la razón de las eficiencias areales del barrido total y del agua.

De la ecuación anterior, el área barrida por el agua inyectada en el momento de producirse el llene viene dada por:

$$V_{LL} = V_p (S_{gi} - S_{gr}) E_{at} \quad (23)$$

Debe tenerse presente que **Eat** es la fracción del área total ocupada por los bancos de petróleo y agua cuando comenzó la producción de petróleo. Generalmente este valor se toma como unitario, sin embargo Hurst lo tomó igual a 0.726 correspondiente a razón de movilidad igual a 1, lejos de la realidad.

El tiempo de llene es igual a:

$$t_{LL} = \frac{V_{LL}}{q_{wi}} \quad (24)$$

El agua inyectada en cualquier momento viene dada por:

$$W_I = V_p (S_{oi} + S_{gi} - S_{or} - S_{gc}) \frac{A_{pw}}{\beta_w} \quad (25)$$

El petróleo producido puede calcularse restando al desplazado de la zona invadida por el agua, el petróleo acumulado en la zona de petróleo que no se ha producido, o sea:

$$N_p = \frac{[V_p (S_{oi} - S_{or}) E_{aw} - V_p (S_{gi} - S_{gc}) E_{ao}]}{\beta_o} \quad (26)$$

Ahora: $E_{ao} = E_{at} - E_{aw}$

Luego:

$$N_p = \frac{V_p}{\beta_o} \left[[(S_{oi} - S_{or}) + (S_{gi} - S_{gc})] E_{aw} - (S_{gi} - S_{gc}) E_{at} \right] \quad (27)$$

Los valores de E_{at} pueden calcularse conociendo A_{pt} tal como fue mencionado previamente.

El agua producida viene dada por:

$$W_p = \frac{V_p}{\beta_w} [(S_{oi} - S_{or}) + (S_{gi} - S_{gc})] (A_{pw} - E_{aw}) \quad (28)$$

La razón agua petróleo se calcula de:

$$RAP = \frac{dW_p}{dN_p} \quad (29)$$

Y el tiempo se obtiene de:

$$t = \frac{W_I}{q_w} \quad (30)$$

3.3.4 Sistema estratificado con n capas de permeabilidades diferentes y saturación inicial de gas móvil.

Para dos capas cualesquiera, al igual que el caso 2, pueden escribirse referida al agua.

$$\frac{(A_{pw})_i}{(A_{pw})_j} = \frac{K_i}{K_j} \quad (31)$$

El volumen de llene se considera como el volumen de agua que se requiere para que ocurra la ruptura del petróleo en la capa más permeable; y el tiempo necesario para inyectarla es el tiempo de llene. Si consideramos la razón de movilidad agua petróleo igual a la unidad, se puede escribir para el momento de la ruptura del petróleo en la capa 1.

$$(A_{pw})_1 = \frac{A_{pl}r}{F} \quad (32)$$

Siendo A_{ptr} , el área procesada total en el momento de la ruptura.

El volumen de llene resulta por lo tanto:

$$V_{LL} = \frac{V_p}{n\beta_w} (S_{wp} - S_{wi}) \sum_{i=1}^n (A_{pwi})_i \quad (33)$$

Siendo:

$$(A_{pwi})_i = \frac{A_{pi} r K_i}{F K_j} \quad (34)$$

Si la tasa de inyección es constante, el tiempo de llene:

$$t_{LL} = \frac{V_{LL}}{q_w} \quad (35)$$

El agua inyectada en el momento del comienzo de la producción de agua en la capa j , será:

$$(W_i)_j = \left(\frac{V_p}{n} \beta_w \right) (S_{wp} - S_{wi}) E_{ar} \sum_{i=1}^n \frac{K_i}{K_j} \quad (36)$$

El petróleo producido cuando la capa j , comienza a producir agua vendrá dado por:

$$Np_j = \frac{V_p}{n} \beta_o \left[(S_{wp} - S_{wi}) \sum (E_{awi})_j - (S_{gi} - S_{gc}) \sum (E_{atl})_j \right] \quad (37)$$

E_{aw} y E_{at} son las áreas fraccionales invadidas por el agua y total (agua + banco de petróleo) y se calculan conociendo las áreas procesadas por el agua y total, mediante la **fig.10**, o las ecuaciones 1 y 2.

Las áreas procesadas por el agua y total se calculan por:

$$(A_{pwi})_j = E_{awr} \frac{K_i}{K_j} \quad (38)$$

$$(A_{pii})_j = F(A_{pwi})_j \quad (39)$$

El agua producida a la ruptura en la capa j , será:

$$(W_p)_j = \frac{V_p}{n\beta_w} (S_{wp} - S_{wi}) \sum_{i=1}^n \left[E_{awr} \frac{k_i}{k_j} - (E_{awi})_j \right] \quad (40)$$

La razón agua petróleo es igual a:

$$RAP = \frac{dW_p}{dN_p} \quad (41)$$

Y el tiempo, en el caso de tasa de inyección constante, será:




$$t = \frac{W_I}{q_w} \quad (42)$$






CAPÍTULO 4

4.1 MANUAL DEL USUARIO

BARRA DE CONTROL DE FÓRMULAS



-  **NUEVO.-** Podrá seleccionar la fórmula deseada para ingresar nuevos datos.
-  **GUARDAR.-** Podrá guardar los datos de la fórmulas seleccionadas.
-  **CONSULTAR.-** Podrá consultar los registros que desee de cada fórmula guardada.

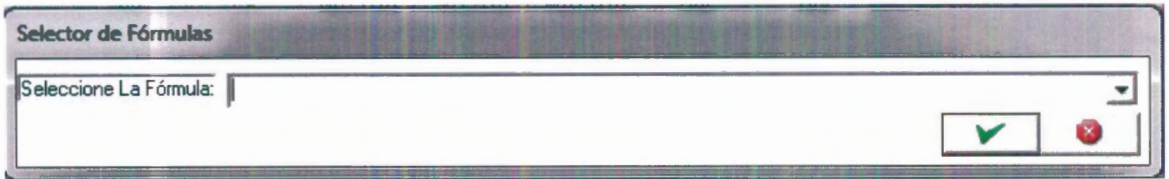
-  **PROCESAR.**- Genera los resultados en base a los datos ingresados.
-  **GRAFICAR.**- Muestra los datos procesados de la fórmula escogida mediante un gráfico.
-  **AYUDA.**- Se generará una ventana donde usted podrá recibir la ayuda necesaria sobre el programa.
-  **INFORMACIÓN.**- Se muestra la información básica del programa.
-  **SALIR.**- Cerrará el programa, pero antes deberá guardar todo proceso para no perder la información.

4.2 USO DEL SISTEMA

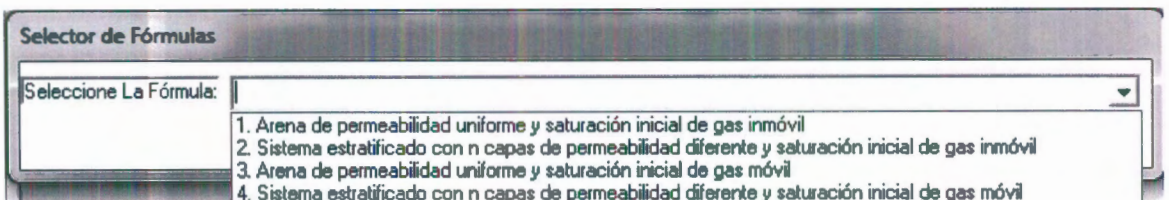
Ingresando nueva información



1.- Seleccione el ícono NUEVO  y aparecerá una barra con la cual podrá elegir la fórmula que desee.

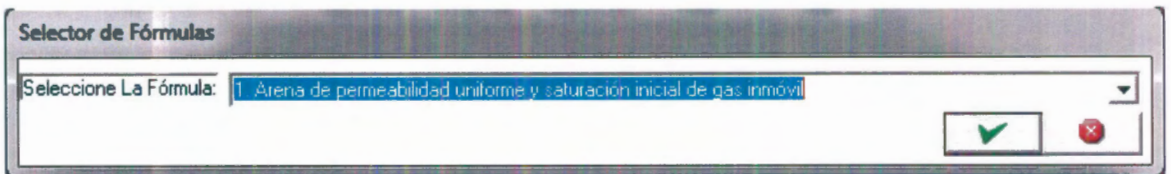


2.- A continuación aparecen las fórmulas a elegir.



CASO1: ARENA DE PERMEABILIDAD UNIFORME Y SATURACIÓN INICIAL DE GAS INMÓVIL

1.- Una vez seleccionada la primera fórmula, sobre el análisis de Arena de permeabilidad uniforme y saturación inicial de gas inmóvil, será redireccionado a la ventana donde podrá ingresar los datos necesarios.



2.- En esta pantalla deberá ingresar los datos necesarios para realizar los cálculos, incluyendo el Valor de Ruptura, el A_p Mínimo y Máximo y la Constante de Incremento.

1. Arena de permeabilidad uniforme y saturación inicial de gas inmóvil



Defina los Valores

Área del Arreglo(acres):	<input type="text" value="0.00"/>	B_o (rb/stb):	<input type="text" value="0.00"/>	S_{oi} (fracción):	<input type="text" value="0.00"/>	B_w (rb/stb):	<input type="text" value="0.00"/>
Espesor(Ft):	<input type="text" value="0.00"/>	Q_w (stb/d):	<input type="text" value="0.00"/>	U_o (cp):	<input type="text" value="0.00"/>		
Porosidad (fracción):	<input type="text" value="0.00"/>	S_{oi} (fracción):	<input type="text" value="0.00"/>	U_w (cp):	<input type="text" value="0.00"/>		
Valor Ruptura:	<input type="text" value="0.00"/>	A_p Mínimo:	<input type="text" value="0.00"/>	A_p Máximo:	<input type="text" value="0.00"/>	Const Inc. A_p:	<input type="text" value="0.00"/>

Resultados

A_p	E_a	N_p (STB)	W_i (STB)	W_p (STB)	RAP	T(d)
[Empty table area]						

N_p Recuperable(STB):

3.- Una vez ingresado todos los datos, deberá dar click en el ícono de



Procesar para ver los resultados, tal como se reflejan en la siguiente imagen.

1. Arena de permeabilidad uniforme y saturación inicial de gas inmóvil

Defina los Valores:

Área del Arreglo(acres) Bo (tb/stb): Sor (fracción): Bw (tb/stb):

Espesor(Ft): Qw (stb/d): Uo (cp):



Porosidad (fracción): Soi (fracción): Uw (cp):

Valor Ruptura: Ap Mínimo: Ap Máximo: Const Inc. Ap:

Resultados

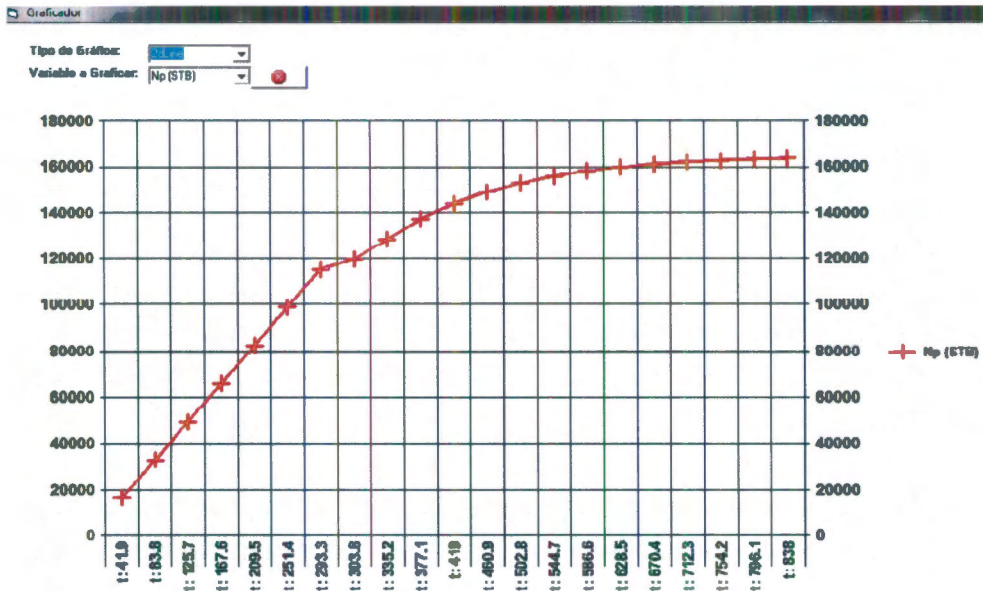
	Ap	Ea	Np (STB)	wf (STB)	wp (STB)	RAP	T(d)
1	0.1000000	0.1000000	16495.88	20949.77	0.00	0.000	41.9
2	0.2000000	0.2000000	32991.76	41899.54	0.00	0.000	83.8
3	0.3000000	0.3000000	49487.64	62849.31	0.00	0.000	125.7
4	0.4000000	0.4000000	65983.52	83799.07	0.00	0.000	167.6
5	0.5000000	0.5000000	82479.40	104748.84	0.00	0.000	209.5
6	0.6000000	0.6000000	98975.28	125698.61	0.00	0.000	251.4
7	0.7000000	0.7000000	115471.16	146648.38	0.00	0.000	293.3
8	0.7250000	0.7250000	119595.13	151885.82	0.00	0.000	303.8
9	0.8000000	0.7776767	128284.61	167598.15	4676.69	0.036	335.2
10	0.9000000	0.8323711	137306.94	188547.92	14168.10	0.103	377.1
11	1.0000000	0.8736099	144109.65	209497.68	26478.42	0.184	419.0
12	1.1000000	0.9047035	149238.81	230447.45	40914.16	0.274	460.9

Np Recuperable(STB):





GRAFICANDO LOS RESULTADOS

4.- Dando click al ícono Graficar , podrá observar la gráfica de los resultados generados




GUARDANDO LOS DATOS

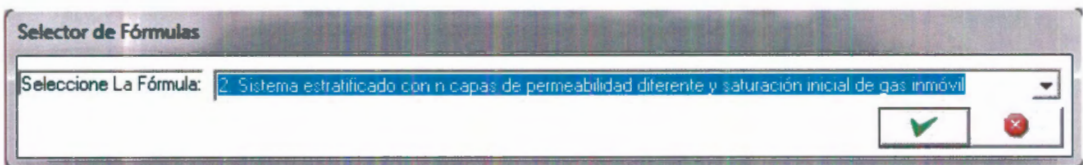
5.- Luego de que se haya realizado todo el proceso con éxito, podrá guardar los datos mostrados en la tabla, seleccionando el ícono **GUARDAR** 

Ingrese Descripción de los datos a Guardar

CASO 2: SISTEMA ESTRATIFICADO CON n CAPAS DE PERMEABILIDAD DIFERENTE Y SATURACIÓN DE GAS INMOVIL

1.- Seleccione el ícono NUEVO  y aparecerá una barra con la cual podrá elegir la fórmula que desee.

Para la siguiente fórmula, se calculará el Sistema estratificado con n capas de permeabilidad diferente y Saturación inicial de gas inmóvil.



2.- Deberá ingresar los datos necesarios para realizar la fórmula, incluyendo el Valor de Ruptura, el Espesor y los Estratos.

2. Sistema estratificado con n capas de permeabilidad diferente y saturación inicial de gas inmóvil

Defina los Valores

Área del Arreglo(acres):	<input type="text" value="0.00"/>	Qw (stb/d):	<input type="text" value="0.00"/>	Uo (cp):	<input type="text" value="0.00"/>	Kor:	<input type="text" value="0.00"/>
Porosidad (fracción):	<input type="text" value="0.00"/>	Soi (fracción):	<input type="text" value="0.00"/>	Uw (cp):	<input type="text" value="0.00"/>	Kw:	<input type="text" value="0.00"/>
Bo (tb/stb):	<input type="text" value="0.00"/>	Sor (fracción):	<input type="text" value="0.00"/>	Bw (tb/stb):	<input type="text" value="0.00"/>		
Valor Ruptura:	<input type="text" value="0.00"/>	Espesor:	<input type="text" value="0.00"/>	Estratos	<input type="text" value="0.00"/>	Pre Procesar	

Resultados

No	h	k	Ea	Np(STB)	qp(STB/d)	wi(STB)	Wp(STB)	RAP

Np Recuperable(STB): A:

3.- Una vez ingresados, deberá dar click sobre el botón **Pre Procesar** para luego ingresar el valor de **k**

2. Sistema estratificado con n capas de permeabilidad diferente y saturación inicial de gas inmóvil



Define los Valores

Área del Arreglo(acres): Qw (stb/d): Uo (cp): Kc:
 Porosidad (fracción): Soi (fracción): Uw (cp): Kw:
 Bo (rb/stb): Sor (fracción): Bw (rb/stb):
Valor Ruptura: **Espesor:** **Estratos:**


Resultados

	No	h	k	Ea	Np(STB)	qo(STB/d)	wi(STB)	Wp(STB)	RAP	
1	1.00	5.00								
2	2.00	10.00								
3	3.00	15.00								
4	4.00	20.00								
5	5.00	25.00								
6	6.00	30.00								
7	7.00	35.00								
8	8.00	40.00								
9	9.00	45.00								
10	10.00	50.00								

Np Recuperable(STB): A:

4.- Luego de realizado el paso anterior, deberá presionar el ícono

Procesar  para obtener los resultados.

2. Sistema estratificado con n capas de permeabilidad diferente y saturación inicial de gas inmóvil

Defina los Valores


Área del Arreglo(acres): 20 Qw (stb/d): 500 Uo (cp): 4.34 K_o: 0.8
 Porosidad (fracción): 0.18 S_{oi} (fracción): 0.8 U_{iw} (cp): 0.82 K_w: 0.2
 B_o (rb/stb): 1.073 S_{or} (fracción): 0.2 B_w (rb/stb): 1
 Valor Ruptura: 0.725 Espesor: 5 Estratos: 10 Pre Procesar

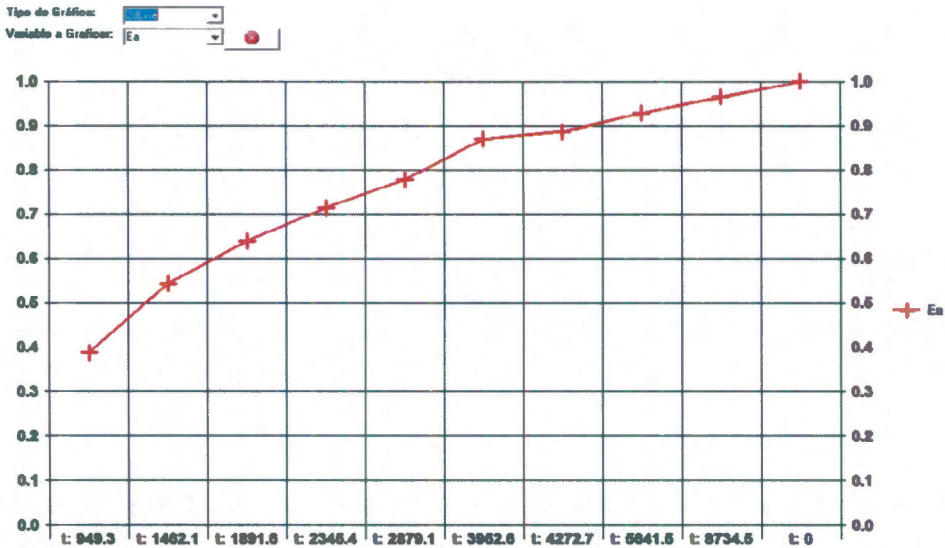
Resultados

	No	h	k	E _a	N _p (STB)	q _o (STB/d)	w _o (STB)	w _p (STB)	RAP
1	1.00	5.00	31.50	0.388	303172.44	319.38	474628.16	149324.14	0.493
2	2.00	10.00	20.50	0.543	423950.46	235.50	731061.62	276162.77	0.651
3	3.00	15.00	16.00	0.639	498263.09	175.38	945775.74	410066.45	0.821
4	4.00	20.00	13.10	0.715	557928.26	123.27	1172676.56	574019.54	1.029
5	5.00	25.00	10.90	0.778	607495.64	92.87	1439538.84	787696.02	1.297
6	6.00	30.00	8.20	0.870	678968.28	66.58	1976306.39	1247773.42	1.838
7	7.00	35.00	7.70	0.887	692633.97	42.69	2136350.14	1393153.89	2.011
8	8.00	40.00	6.30	0.929	725085.34	23.71	2820746.14	2042729.57	2.817
9	9.00	45.00	4.90	0.965	753770.04	9.27	4367274.99	3558479.74	4.721
10	10.00	50.00	3.20	1.000	780861.14	0.00	0.00	0.00	0.000


N_p Recuperable(STB): 780,861.14 A: 1.32

GRAFICANDO LOS RESULTADOS



5.- Dando click al ícono Graficar , podrá observar la gráfica de los resultados generados




GUARDANDO LOS DATOS

6.- Luego de que se haya realizado todo el proceso con éxito, podrá guardar los datos mostrados en la tabla, seleccionado el ícono **GUARDAR** 

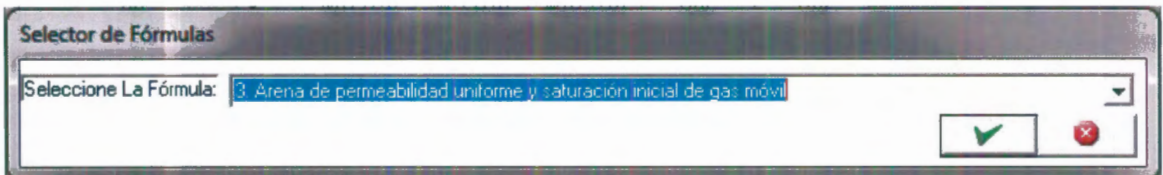
Ingrese Descripción de los datos a Guardar

CASO 3: ARENA DE PERMEABILIDAD Y SATURACIÓN INICIAL DE GAS MÓVIL

1.- Seleccione el ícono NUEVO  y aparecerá una barra con la cual podrá elegir la fórmula que desee.

Para la tercera fórmula, se realizará el cálculo de Arena de permeabilidad uniforme y saturación inicial de gas móvil.



2.- Así mismo como en la primera fórmula, deberá ingresar los datos necesarios para realizar la fórmula, incluyendo el Valor de Ruptura, el Ap Mínimo y Máximo y la Constante de Incremento.

3. Arena de permeabilidad uniforme y saturación inicial de gas móvil



Defina los Valores

Área del Arreglo(acres)	0.00	Bo (rb/stb):	0.00	Sgi (fracción):	0.00	Bw (rb/stb):	0.00
Espesor (Ft)	0.00	Qw (stb/d):	0.00	Sgc (fracción):	0.00		
Porosidad:	0.00	Soi (fracción):	0.00	Uo (cp):	0.00		
Eat:	0.00	Sor (fracción):	0.00	Uw (cp):	0.00		
Valor Ruptura:	0.00	Ap Mínimo:	0.00	Ap Máximo:	0.00	Const Inc. Ap:	0.00

Resultados

Apw	Esw	Eso	W(STB)	Np(STB)	Wp(STB)	RAP	T(d)

Np Recuperable: 0.00 V (lens): 0.00 T (lens): 0.00

3.- Una vez realizado este proceso, deberá dar click en el ícono de Procesar



para ver los resultados, tal como se reflejan en la siguiente imagen.

Método de Hurst

3. Arena de permeabilidad uniforme y saturación inicial de gas móvil

Defina los Valores

Área del Arreglo(acres)	25	Bo (lb/ftb)	1.27	Sgi (fracción)	0.07	Bw (lb/ftb)	1
Espesor (F)	18	Qw (ftb/d)	300	Sgc (fracción)	0.05		
Porosidad	0.18	Soi (fracción)	0.65	Uo (cp)	6.5		
Eat	0.726	Sor (fracción)	0.35	Uw (cp)	0.65		
Valor Ruptura:	0.725	Ap Mínimo:	0.1	Ap Máximo:	2	Const Inc. Ap:	0.1


Resultados

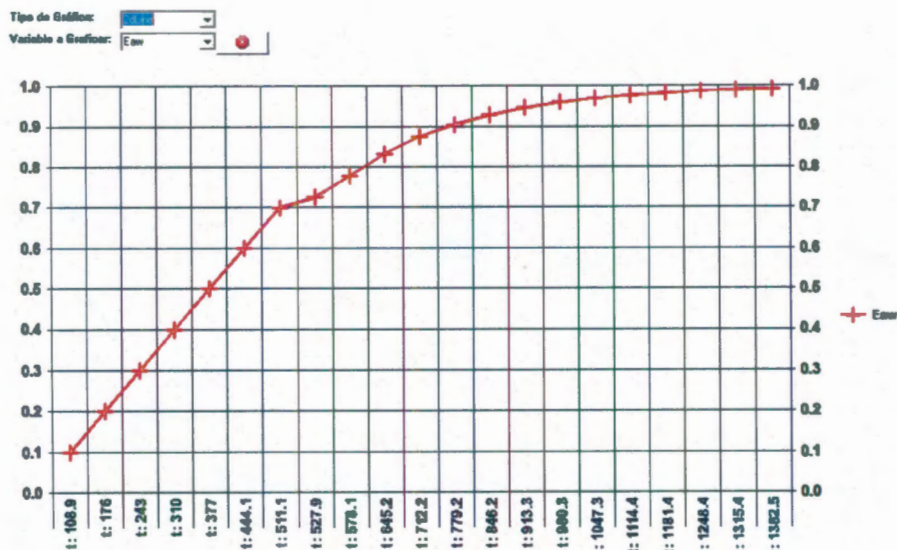
	Apw	Eaw	Eao	W(STB)	Np(STB)	Wp(STB)	RAP	T(d)
1	0.100000	0.100000	0.626000	20108.74	-643.24	0.00	0.000	108.9
2	0.200000	0.200000	0.526000	40217.47	16674.81	0.00	0.000	176.0
3	0.300000	0.300000	0.426000	60326.21	33952.87	0.00	0.000	243.0
4	0.400000	0.400000	0.326000	80434.94	51310.92	0.00	0.000	310.0
5	0.500000	0.500000	0.226000	100543.68	68628.98	0.00	0.000	377.0
6	0.600000	0.600000	0.126000	120652.42	85947.03	0.00	0.000	444.1
7	0.700000	0.700000	0.026000	140761.15	103265.09	0.00	0.000	511.1
8	0.725000	0.725000	0.001000	145788.34	107594.60	0.00	0.000	527.9
9	0.800000	0.777677	-0.051677	160869.89	116717.18	4488.94	0.038	578.1
10	0.900000	0.832371	-0.106371	180978.62	126189.18	13699.32	0.108	645.2
11	1.000000	0.873610	-0.147610	201087.36	133330.95	25415.44	0.191	712.2
12	1.100000	0.904704	-0.178704	221196.10	138715.76	39271.65	0.283	779.2

Np Recuperable: 148,440.47 V (lne): 12,567.96 T (lne): 41.89

GRAFICANDO LOS RESULTADOS



4.- Dando click al ícono Graficar , podrá observar la gráfica de los resultados generados



GUARDANDO LOS DATOS

5.- Luego de que se haya realizado todo el proceso con éxito, podrá guardar

los datos mostrados en la tabla, seleccionando el ícono **GUARDAR**

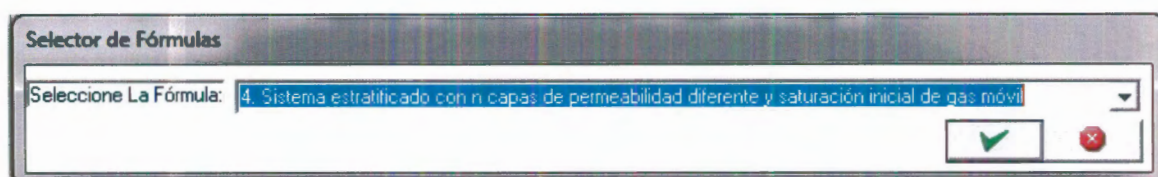


Ingrese Descripción de los datos a Guardar

CASO 4: SISTEMA ESTRATIFICADO CON n CAPAS DE PERMEABILIDAD Y SATURACIÓN DE GAS MÓVIL

1.- Seleccione el ícono NUEVO  y aparecerá una barra con la cual podrá elegir la fórmula que desee.

Para la última y cuarta fórmula, se va a proceder calcular el Sistema estratificado con n capas de permeabilidad diferente y saturación inicial de gas móvil.



2.- Deberá ingresar los datos necesarios para realizar la fórmula, incluyendo el Valor de Ruptura, el Espesor y los Estratos.

4. Sistema estratificado con n capas de permeabilidad diferente y saturación inicial de gas móvil



Defina los Valores

Área del Areño(acres):	0.00	S _{oi} (fracción):	0.00	B _w (tb/stb):	0.00	K _{wr} :	0.00
Porosidad (fracción):	0.00	S _{or} (fracción):	0.00	S _{gi} :	0.00	S _{wp} (fracción):	0.00
B _o (tb/stb):	0.00	U _o (cp):	0.00	S _{gc} :	0.00	S _{wi} (fracción):	0.00
Q _w (stb/d):	0.00	U _w (cp):	0.00	K _{oc} :	0.00		
Valor Ruptura:	0.00	Esesor:	0.00	Estratos	0.00	<input type="button" value="Pre Procesar"/>	

Resultados

No	h	k	K _j D _j h	K _j x h _j	DNP	f _w	Dt	E _a	N _i

N_p Recuperable(STB): 0.00 A: 0.00 V (lne)(STB): 0.00 T (lne) (d):

3.- Una vez ingresados, deberá dar click sobre la opción **Pre Procesar** para luego ingresar el valor de **k**

4. Sistema estratificado con n capas de permeabilidad diferente y saturación inicial de gas móvil

Defina los Valores


Area del Arreglo(acres):	20	Soi (fracción):	0.65	Bw (tb/stb):	1	Kw:	0.2
Porosidad (fracción):	0.18	Sor (fracción):	0.36	Sgi:	0.07	Swp(fracción):	0.805
Bo (tb/stb):	1.27	Uo (cp):	6.5	Sgc:	0.05	Swi(fracción):	0.23
Qw (stb/d):	500	Uw (cp):	0.65	Kox:	0.8		
Valor Ruptura:	0.725	Espesor:	5	Estratos	10	Pre Procesar	

Resultados

	No	h	k	$K_{\mu D}h$	$K_{i x h_j}$	DNP	f_w'	Dt	Ea	$N_{i \leftarrow}$
1	1.00	5.00								
2	2.00	10.00								
3	3.00	15.00								
4	4.00	20.00								
5	5.00	25.00								
6	6.00	30.00								
7	7.00	35.00								
8	8.00	40.00								
9	9.00	45.00								
10	10.00	50.00								

Np Recuperable(STB): 0.00 A: 0.00 V (lleno)(STB): 0.00 T (lleno) (d):



4.- Luego de realizado este proceso, deberá  Procesar la información para obtener los resultados que desea obtener.

4. Sistema estratificado con n capas de permeabilidad diferente y saturación inicial de gas móvil

Defina los Valores

Área del Arreglo(acres):	20	Soi (fracción):	0.65	Bw (lb/stb):	1	Kw:	0.2
Porosidad (fracción):	0.18	Sor (fracción):	0.35	Sgi:	0.07	Swp(fracción):	0.805
Bo (lb/stb):	1.27	Uo (cp):	6.5	Sgc:	0.05	Swi(fracción):	0.23
Qw (stb/d):	500	Uw (cp):	0.65	Kα:	0.8		
Valor Ruptura:	0.725	Espesor:	5	Estratos	10	Pre Procesar	

Resultados

	No	h	k	KjDjh	Kj x hj	DNP	fw'	Dt	Ea	Nj
1	1.00	5.00	5.00	25.00	25.00	1814272.44	0.044	4821.60	5.500	181
2	2.00	10.00	10.00	75.00	100.00	-890642.83	0.126	-2588.52	2.800	92
3	3.00	15.00	15.00	150.00	225.00	-285885.35	0.234	-948.44	1.933	63
4	4.00	20.00	20.00	250.00	400.00	-134695.98	0.357	-532.20	1.525	50
5	5.00	25.00	25.00	375.00	625.00	-74220.24	0.484	-365.26	1.300	42
6	6.00	30.00	30.00	525.00	900.00	-43982.36	0.607	-284.22	1.167	36
7	7.00	35.00	35.00	700.00	1225.00	-26703.58	0.722	-243.68	1.086	34
8	8.00	40.00	40.00	900.00	1600.00	-15904.34	0.826	-231.75	1.038	34
9	9.00	45.00	45.00	1125.00	2025.00	-8704.84	0.918	-270.85	1.011	33
10	10.00	50.00	50.00	1375.00	2500.00	-3665.20	1.000	0.00	1.000	32

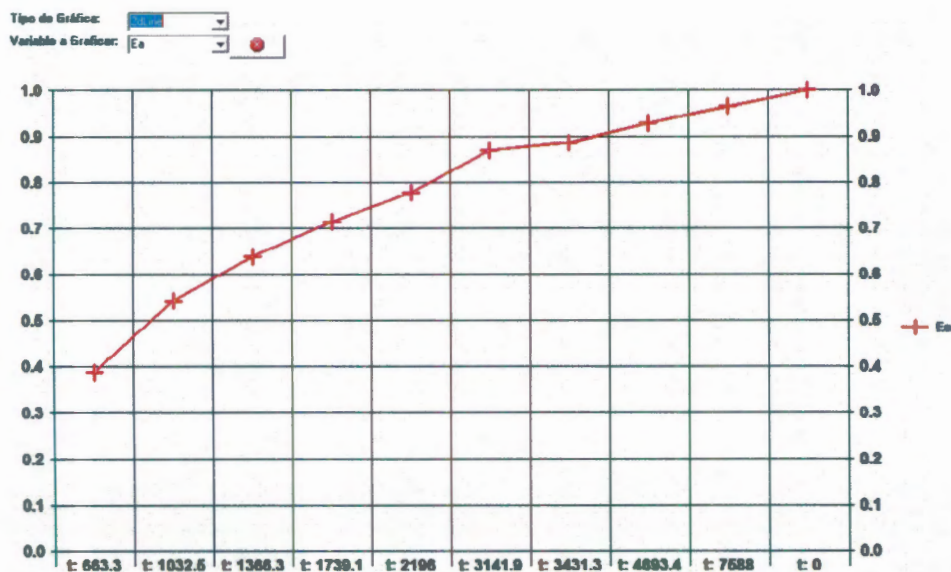
Np Recuperable(STB): 329,867.72 A: 2.50 V (Ine)(STB): 27,328.80 T (Ine) (d): 55.86




GRAFICANDO LOS RESULTADOS





5.- Dando click al ícono Graficar , podrá observar la gráfica de los resultados generados.




GUARDANDO LOS DATOS

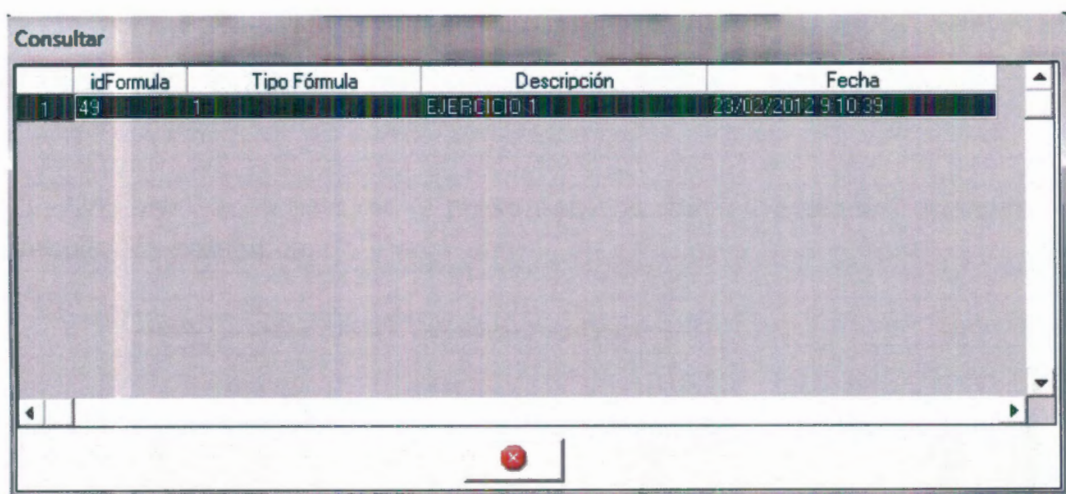
6.- Luego de que se haya realizado todo el proceso con éxito, podrá guardar los datos mostrados en la tabla, seleccionado el ícono GUARDAR 

Ingrese Descripción de los datos a Guardar

4.3 CONSULTANDO DATOS GUARDADOS CON ANTERIORIDAD

1.- Cuando desee consultar cualquier resultado de las fórmulas ya realizadas, solo deberá dar click en el ícono CONSULTAR , aquí aparecerán todos los registros guardados anteriormente.



Consultar

	idFormula	Tipo Fórmula	Descripción	Fecha
1	49	1	EJERCICIO 1	23/02/2012 9:10:39

2.- Deberá dar **doble click** sobre el registro que desee para que pueda revisar la información guardada con anterioridad.

Consultar

	idFormula	Tipo Fórmula	Descripción	Fecha
1	49	1	EJERCICIO 1	23/02/2012 9:10:39

3.- Una vez hecho esto, se le presentará los datos ingresados con todos los resultados obtenidos.

1. Arena de permeabilidad uniforme y saturación inicial de gas inmóvil

Defina los Valores

Área del Arete(acres): 20 Bo (tb/etb): 1.27 Sor (fracción): 0.35 Bw (tb/etb): 1
 Espesor(Ft): 25 Qw (etb/d): 500 Uo (cp): 6.5
 Porosidad (fracción): 0.18 Soi (fracción): 0.65 Uw (cp): 0.65
Valor Ruptura: 0.725 **Ap Mínimo:** 0.1 **Ap Máximo:** 2 **Const Inc. Ap:** 0.1

Resultados

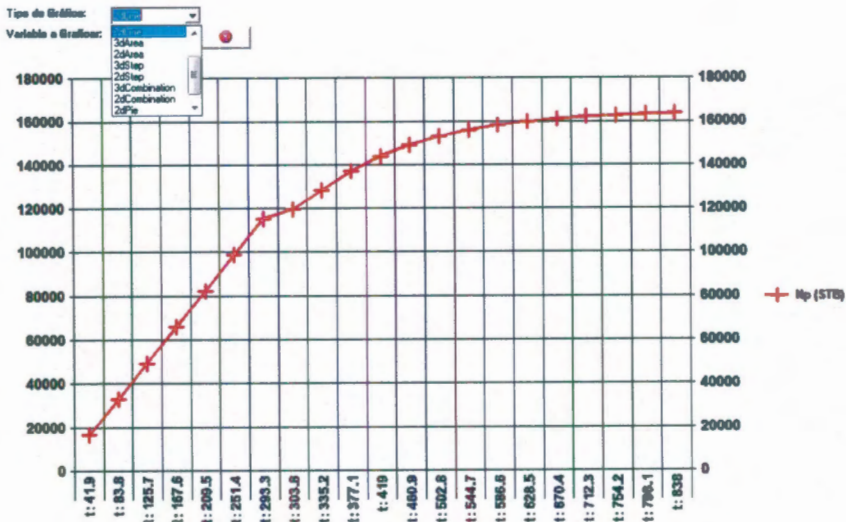
	Ap	Ea	Np (STB)	Wi (STB)	Wp (STB)	RAP	T(d)
1	0.1000000	0.1000000	16495.88	20949.77	0.00	0.000	41.9
2	0.2000000	0.2000000	32991.76	41899.54	0.00	0.000	83.8
3	0.3000000	0.3000000	49487.64	62849.31	0.00	0.000	125.7
4	0.4000000	0.4000000	65983.52	83799.07	0.00	0.000	167.6
5	0.5000000	0.5000000	82479.40	104748.84	0.00	0.000	209.5
6	0.6000000	0.6000000	98975.28	125698.61	0.00	0.000	251.4
7	0.7000000	0.7000000	115471.16	146648.38	0.00	0.000	293.3
8	0.7250000	0.7250000	119595.13	151885.82	0.00	0.000	303.8
9	0.8000000	0.7776767	128284.61	167598.15	4676.69	0.036	335.2
10	0.9000000	0.8323711	137306.94	188547.92	14168.10	0.103	377.1
11	1.0000000	0.8736099	144109.65	209497.68	26478.42	0.184	419.0
12	1.1000000	0.9047035	149238.81	230447.45	40914.16	0.274	460.9

Np Recuperable(STB): 164,933.86

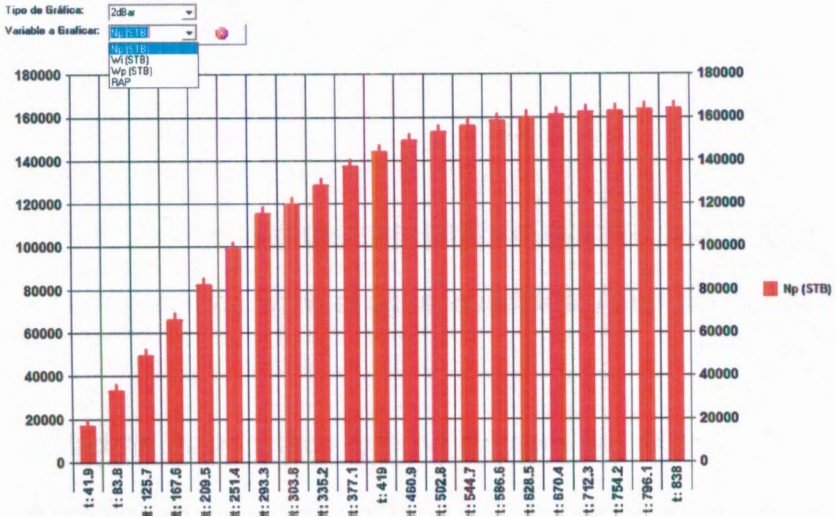
4.4 GRAFICADOR DE RESULTADOS

Se mostrará los tipos de gráfico de acuerdo a la variable correspondiente.

TIPO DE GRÁFICA.- Muestra las diferentes maneras de ver los gráficos, desde un plano en 2D hasta un plano en 3D



VARIABLE A GRAFICAR.- Muestra las diferentes tipos de variables, tales como N_p (STB), W_i (STB), W_p (STB) y RAP



CONCLUSIONES

- El programa computacional nos permite manera ágil y segura, obtener relaciones existentes entre el agua inyectada y petróleo producido.
- La realidad ha manifestado que no siempre se obtiene 100% de barrido, sino que se obtiene entre un 70% y 80% de barrido total. Para lo cual nunca se debe considerar una recuperación total del petróleo remanente.
- Con ayuda del programa podemos observar de manera interactiva el comportamiento de la predicción de producción de petróleo en superficie y de los factores más importantes.

RECOMENDACIONES

- Los valores a usarse en el programa, deben estar en las respectivas unidades de campo para evitar errores dentro del mismo.
- La cantidad de datos, deben ser los requeridos por el programa.
- Los rangos entre los cuales oscilen los valores, deben estar en límite de datos reales de campo.
- ESPOL, como Institución formadora de futuros profesionales; debe inculcar el desarrollo y uso de éste y otros tipos de programas computacionales, con el fin de otorgar al estudiante un mejor desenvolvimiento y aprendizaje a lo largo de su carrera universitaria.

BIBLIOGRAFÍA

1. CRAIG FORREST F., Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua, Society Petroleum Engineers of AIME, 1982.
2. CRAFT B.C. y HAWKINS M.F., Ingeniería Aplicada y Yacimientos Petrolíferos, Prentice – Hall, Editorial Tecno S.A., Madrid.
3. PARIS DE FERRER M., “Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos”, Segunda Edición, Copyright 2001.
4. LALAMA ANGEL, “Método Combinado Computarizado para Predecir el Comportamiento de un Yacimiento Sometido a Inyección de Agua” (Tesis, Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, 1998)

REFERENCIAS

1. Clark, N.J.: Elements of Petroleum Reservoirs, SPE Henry L. Doherty Series, Dallas, TX (1969).
2. Hall, H.N.: How to Analyze Waterflood Injection Well Performance, World Oil(Oct. 1963) 128.
3. Craft, B. y Hawkins, M.: Applied Petroleum Reservoir Engineering, Prentice Hall. Inc., Englewood Cliffs, N.J., (1959).
4. Latil, M.: Enhanced Oil Recovery, Institut Francais du Petrolé Publications, Editions Technip (1980).
5. Craig, F.F., Jr.: The reservoir Engineering Aspects of Waterflooding, Monograph Series, SPE, Richardson, TX (1971).
6. Carvajal, G.: Recuperación Mejorada de Crudo C/L/M, Jornadas Nacionales de Recuperación Mejorada (Abril 27-28,2001).

7. Ferrer, J.: Notas sobre métodos de predicción de la recuperación secundaria de Petróleo por inyección de agua, Escuela de Petróleo, Facultad de Ingeniería, Universidad de Zulia (1964).
8. Hurst, W.: Determination of Performance Curves in Five-Spot Waterflood, Pet. Eng. (1953) 25, B 40-46.