

“APLICACIÓN COMPUTACIONAL DEL MODELO MATEMATICO DE BUCKLEY Y LEVERETT PARA PREDECIR EL COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO SOMETIDO A UNA INYECCION DE AGUA”

Autores:

José Xavier Andrade Bravo ⁽¹⁾, Fausto Alexis Villamar Coveña ⁽²⁾, Víctor Antonio Lozano Veliz ⁽³⁾, Ing. Ricardo Gallegos Orta ⁽⁴⁾

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra ^{(1) (2) (3) (4)}

Escuela Superior Politécnica del Litoral ^{(1) (2) (3) (4)}

Campus Gustavo Galindo, Km 30.5 vía Perimetral

Guayaquil – Ecuador

josxandr@espol.edu.ec ⁽¹⁾, xavicho171989@hotmail.com ⁽¹⁾, fausto_1111@hotmail.com ⁽²⁾
valozano@espol.edu.ec ⁽³⁾, coco_porto_surf@hotmail.com ⁽³⁾, rgallegos@hotmail.com ⁽⁴⁾

Resumen

El presente trabajo tiene como objetivo ilustrar a los estudiantes de la facultad de ingenierías en ciencias de la tierra en específico a los estudiantes de Ingeniería en Petróleo que estén cursando la materia Recuperación Secundaria de Petróleo, la de Implementar una herramienta computacional para ilustrar datos reales y valores aproximados de un método de predicción matemática de recuperación secundaria de petróleo. El método de predicción es el de Buckley y leverett la cual asume algunas condiciones fundamentadas en la teoría de desplazamiento, a una taza de inyección de agua constante y como resultado el volumen del 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.

Palabras clave: Recuperación Secundaria de Petróleo, método de predicción, Buckley y leverett, teoría de desplazamiento, taza de inyección de agua constante, volumen del petróleo desplazado, tasa de producción de petróleo.

Abstract

This work aims to enlighten students of the faculty of engineering in earth sciences in specific engineering students who are studying in Oil Recovery matter High Oil, to implement a computational tool to illustrate real data and approximate values of a mathematical prediction method of secondary recovery of oil. The prediction method is that of Buckley and Leverett which assumes some conditions grounded in the theory of movement, to a cup of water injection and as a result constant oil volume displaced at any time, the rate of production of oil and volume of water must be injected for each volume of oil produced.

Keywords: secondary oil recovery, prediction method, Buckley and Leverett displacement theory, cup water injection constant oil volume displaced oil production rate

1. Introducción

La Inyección de agua es el método dominante entre los de inyección de fluidos e indudablemente a éste método se debe el elevado nivel de los fluidos de producción y de reservas en varios países del mundo. Su popularidad se explica por:

- La disponibilidad de agua
- La relativa facilidad con la que se inyecta debido a la carga hidrostática que se logra en el pozo que se inyecta
- La facilidad con que el agua se extiende a través de una formación petrolífera.

Para determinar si un proyecto de inyección será rentable, se pueden utilizar varios métodos de predicción dependiendo de la geología del yacimiento y del tipo de arreglos de pozos a usarse.

El método de Buckley y Leverett permite estimar la cantidad acumulada de petróleo producido antes de la ruptura conforme pase el tiempo durante la inyección.

2. Propiedades de las Rocas y los Fluidos

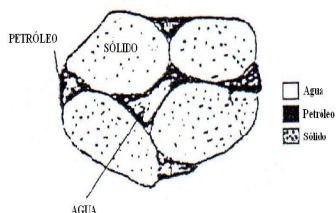


Fig 1 Vista microscópica de un sistema roca fluido

2.1 Propiedades de la roca

2.1.1 La porosidad

Se define como el porcentaje de espacio poroso en una roca con respecto a su volumen total, usualmente se la expresa como el cociente entre el volumen hueco de la roca dividida para el volumen total de la roca.

2.1.2 Permeabilidad

La Permeabilidad es la facultad que posee la roca para permitir que los fluidos se muevan a través de su red de poros interconectados. Si sus poros no están interconectados, no existe permeabilidad. Los factores que afectan a la permeabilidad son el tamaño y el grado de cementación y consolidación.

$$k_{rel} = \frac{k_{rel} \cdot f}{K}$$

2.2 Propiedades de los Fluidos

2.2.1 Humectabilidad

Humectabilidad puede ser definida como la tendencia de un fluido preferencialmente a adherirse a, o a humedecer, la superficie de una roca en presencia de otros fluidos inmiscibles.

2.2.2 Tensión superficial e Interfacial

Es la energía de superficie relacionada con las interfaces dos fluidos inmiscibles que coexisten en un medio poroso.

2.2.3 Presión Capilar

Es la diferencia de presión a lo largo de la interfase entre dos fluidos inmiscibles.

2.2.4 Movilidad

Es la facilidad con la cual un fluido se mueve en el yacimiento. Se calcula como la relación entre la permeabilidad efectiva de la roca a un fluido y la viscosidad del mismo.

2.2.5 Razón de movilidad

Se define como la movilidad de la fase desplazante sea esta agua o gas, dividida por la movilidad del fluido desplazado: petróleo.

$$M_{w,o} = \frac{\frac{K_w}{\mu_w}}{\frac{K_o}{\mu_o}}$$

Si $M < 1$, la razón de movilidad es favorable; y si $M > 1$, la razón de movilidad es desfavorable.

3. Teoría sobre inyección de agua

La inyección de agua es el método más usado dentro de la inyección de fluidos para recuperación de petróleo. Su fama se debe principalmente a cuatro aspectos:

- Amplia disponibilidad de agua.
- Relativa facilidad de inyección en las formaciones debido a la columna hidrostática que ésta genera al estar en el pozo de inyección.
- El agua se esparce fácilmente dentro de un yacimiento.
- Buena eficiencia de desplazamiento de petróleo por agua.

3.2 Tipos de Desplazamiento

3.2.1 Desplazamiento tipo pistón

En este tipo de desplazamiento existe un frente de separación entre el fluido desplazado y el fluido desplazante. Es una de las formas más elementales de representar un desplazamiento inmisible en un medio poroso y continuo.

3.2.2 Desplazamiento tipo pistón con fugas

En este tipo de desplazamiento queda una cantidad importante de la fase desplazada detrás del frente de separación. Este tipo de desplazamiento es el que representa de mejor manera un desplazamiento inmisible. Este tipo de desplazamiento comprende tres etapas sucesivas:

•Etapa inicial: El fluido desplazado se mueve por acción del fluido desplazante, mediante el mecanismo de pistón con fugas. En esta etapa se produce la mayor parte del fluido desplazado con una cantidad mínima de fluido desplazante.

•Ruptura: El fluido desplazante irrumpe en el pozo de producción y se genera un incremento brusco en la producción de fluido desplazante.

•Etapa subordinada: El fluido desplazado es arrastrado por el fluido desplazante en el trayecto de flujo. Se produce tanto fluido desplazado como fluido desplazante.

3.3 Eficiencia de desplazamiento por Petróleo y Agua

3.3.1 Eficiencia de Barrido Areal (EA)

La eficiencia de barrido areal se define como la fracción horizontal de un yacimiento que ha sido contactado por agua a un tiempo dado durante un proceso de inyección, y se lo expresa en un valor que va del 0 al 1.

3.3.2 Eficiencia de barrido Vertical (EV)

La eficiencia de barrido vertical se define como la fracción del área vertical que ha sido contactada por el fluido desplazante.

Depende de los siguientes factores:

Heterogeneidad vertical.

Razón de movilidad M .

Volumen de fluidos inyectados.

Gravedad, fuerzas capilares, tasa de inyección, flujo entre capas paralelas, entre otros.

3.3.3 Eficiencia de Desplazamiento (ED)

La eficiencia de desplazamiento se define como la fracción de petróleo inicial que es desplazada en la zona invadida por el fluido inyectado.

Depende de los siguientes factores:

- Cantidad de fluido inyectado.
- Humectabilidad preferencial del medio poroso.
- Viscosidad del petróleo y fase desplazante.
- Tasa de inyección y buzamiento de la formación.
- Saturación de gas inicial.

3.3.4 Eficiencia Volumétrica (ES)

La eficiencia volumétrica se define como la fracción del volumen total del yacimiento que es invadida por el fluido desplazante.

$$E_g = E_A \cdot E_v$$

El factor de recobro de petróleo puede ser pronosticado a cualquier tiempo en la vida de la inyección de agua si se conocen los valores de eficiencia de barrido areal EA, eficiencia de barrido vertical Ev y eficiencia de desplazamiento ED.

$$F.R = E_A \cdot E_v \cdot E_D$$

4. Predicción del comportamiento de la Inyección de Agua

La predicción del comportamiento de la inyección de agua involucra varios factores.

4.1 Métodos de Predicción en la inyección de agua

En una serie de artículos publicados en 1968, apareció un cuidadoso estudio de los métodos de predicción de las inyecciones de agua. Un método de predicción de inyección consiste en aplicar un conjunto de ecuaciones que simulan el comportamiento esperado del yacimiento y permiten pronosticar información sobre su futuro, en aspectos tales como: tiempo de ruptura, petróleo recuperado, producción de petróleo en función de tiempo, esquema de

inyección y producción de agua o gas, antes y después de la ruptura. Los numerosos métodos propuestos difieren en: la forma como toman en cuenta la estratigrafía del yacimiento, el comportamiento de inyección de los pozos, la eficiencia de barrido areal, la razón de movilidad, el mecanismo de desplazamiento y cualquier otra variable que pueda afectar el proceso de la inyección de agua o gas.

4.2 Método de predicción perfecto

Es aquél que incluye todo lo relativo a los efectos del flujo de los fluidos, del tipo de arreglo de pozos y de la heterogeneidad del yacimiento, tal como se especifica a continuación:

4.2.1 Efectos del flujo de los fluidos:

- Permeabilidades relativas
- Existencia de un frente y de un gradiente de saturación
- Posible presencia de una saturación de gas inicial

4.2.2 Efectos del tipo de arreglo de los pozos:

- Variación de la eficiencia de barrido areal antes y después de la ruptura en función de la razón de movilidad
- Aplicabilidad a cualquier tipo de arreglo
- No requiere datos de laboratorios publicados o adicionales a los convencionales

4.2.3 Efectos de la heterogeneidad del yacimiento:

- Consideración de yacimientos estratificados
- Variación areal y vertical de la permeabilidad
- Presencia de flujo entre capas

4.3 Clasificación

Generalmente, los métodos de predicción se clasifican de acuerdo con las variables que más afectan el problema que se desea simular. Según Craig, se tienen los siguientes tipos:

4.3.1 Métodos concernientes al tipo de desplazamiento:

Son aquellos métodos de predicción los cuales son relacionados con los empujes frontales, es decir, los que reflejan la posible presencia de un gradiente de saturación y de petróleo móvil detrás del frente de invasión. Entre estos tenemos:

- Buckley y Leverett
- Craig, Geffen y Morse
- Roberts
- Higgins y Leighton
- Rapoport, Carpenter y Leasi

4.3.2 Métodos concernientes a la heterogeneidad del yacimiento:

Existen tres tipos básicos de métodos de predicción que caen en esta categoría:

- i. Métodos que se refieren a los efectos de la variación de la inyectividad, capa por capa, en la porción radial del yacimiento que rodea el pozo de inyección.
- ii. Métodos que se refieren a la recuperación de petróleo, capa por capa
- iii. Métodos que caracterizan las heterogeneidades del yacimiento por su distribución de permeabilidad y que calculan un efecto general.

En estos tipos de métodos tenemos a los siguientes autores:

- Dykstra y Parsons
- Johnson,
- Stiles
- Yuster y Calhoun, Suder y Calhounis
- Prats, Matthews, Jewett y Baker
- Felsenthal y Yuster, entre otros

4.3.3 Métodos concernientes a la eficiencia de barrido areal:

- Muskat
- Hurst

- Caudle y Witte, Slobod y Caudle, Caudle, Hickman y Silberberg
- Aronofsky
- Deepe y Hauber.

4.3.4 Métodos relacionados con modelos matemáticos:

- Douglas, Blár y Wagner
- Douglas, Peaceman y Rachford
- Hiatt
- Morel-Seytowe
- Warren y Cosgrove, entre otros

4.3.5 Métodos empíricos:

- Guthrie y Greenberger
- Schauer
- Guerrero y Earlougher, entre otros.

4.4 Método de Buckley y 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 estimara 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.

Las suposiciones para desarrollar el método son:

1. El flujo es lineal, pero puede modificarse con facilidad para flujo radial, por lo que no constituye una limitación fuerte.
2. Formación homogénea, o sea permeabilidad y porosidad son uniformes.
3. Desplazamiento tipo pistón con fugas.
4. Solo pueden existir dos fluidos circulando al mismo tiempo por un determinado punto, así que deben aplicarse los conceptos de permeabilidades relativas a dos fases.
5. Los fluidos son inmiscibles, es decir que existe presión capilar.
6. 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.

7. La tasa de inyección y el área perpendicular al flujo se consideran constantes.

8. Flujo continuo o estacionario.

9. La presión y temperatura deben permanecer constantes para que existan condiciones de equilibrio.

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

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

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. Para predecir el comportamiento después de la ruptura se recomienda ampliar la curva de flujo fraccional en su fase subordinada, entonces se selecciona una saturación de agua, 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, S_{w3} , S_{w4} Y S_{w5} comprendidas entre S_{wf} y $1-S_{or}$. En el caso de inyectar gas inmiscible, el procedimiento para construir las graficas y trazar las tangentes es similar.

5. Aplicación Computacional del Método de Predicción

The following data is taken from Craft and Hawkins (1969).

Oil formation volume factor (B_o)	1.26 bbl/STB										
Water formation volume factor (B_w)	1.02 bbl/STB										
Formation thickness (h)	20 ft										
Cross sectional area (A)	26,400 ft ²										
Porosity (ϕ)	25%										
Injection rate (i_w)	900 bbl/day										
Distance between producer and injector (L)	660ft (20 ac)										
Oil viscosity (μ_o)	2.0 cp										
Water viscosity (μ_w)	1.0 cp										
Dip angle (α)	0°										
Connate water saturation (S_{wc})	20%										
Initial Water Saturation (S_{wi})	20%										
Residual oil saturation (S_{or})	20%										
Relative Permeability vs. Water Saturation:											
S_w	0.25	0.30	0.35	0.40	0.45	0.50	0.55	0.60	0.65	0.70	0.75
K_{ro}/K_{rw}	30.23	17.00	9.56	5.38	3.02	1.70	0.96	0.54	0.30	0.17	0.10

La teoría de Buckley y Leverett incluye varios supuestos importantes:

- De una sola capa yacimiento homogéneo
- Presión capilar son insignificantes
- De flujo lineal
- No saturación de gas libre en el depósito, en cualquier momento
- Fluidos incompresibles

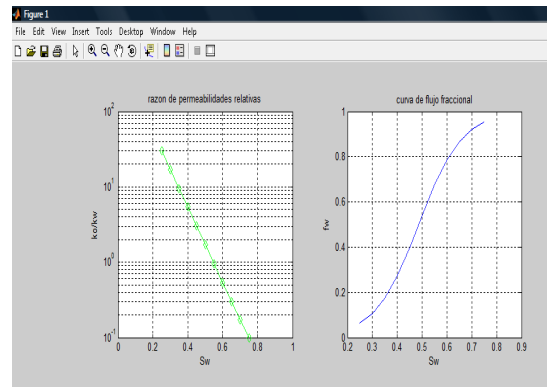
Ingresando los datos en la plataforma desarrollada en este caso es MATLAB

```

MATLAB
File Edit Debug Desktop Window Help
Current Directory: C:\MATLAB\hwk
Shortcuts How to Add What's New

>> buki

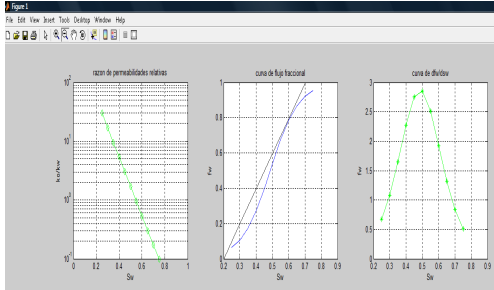
***CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO***
Ingrese factor volumetrico de formacion de petroleo (bb1/stb) :
1.26
Ingrese factor volumetrico de formacion del agua (bb1/stb):
1.02
Ingrese espesor de la formacion (ft) :
20
Ingrese area transversal (ft^2):
26400
Ingrese porosidad (%):
25
Ingrese tasa de inyeccion (bb1/dia):
900
Ingrese distancia entre pozos productor e inyector (ft):
660
Ingrese viscosidad del petroleo (cp):
2
Ingrese viscosidad del agua (cp):
1
Ingrese angulo de buzamiento :
0
Ingrese saturacion de agua connata (%):
20
Ingrese saturacion de agua inicial (%):
20
Ingrese saturacion residual de petroleo (%):
20
    
```



Automáticamente el programa guarda los valores de a y b, para utilizarlos para generar la curva de flujo fraccional con la siguiente ecuación:

$$f_w = \frac{1}{1 + \left(\frac{\mu_w}{\mu_o} \right) a e^{b S_w}}$$

Luego el programa nos pide ingresar Una coordenada en x, en un punto de saturación dado para trazar la línea tangente y calcular el valor de su derivada



De la gráfica podemos visualizar el valor de saturación en la ruptura $S_{wb}=0.596$

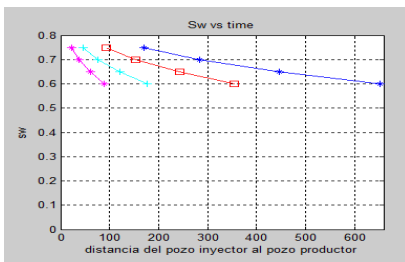
$$\left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_{S_w} = - \frac{\left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right) a b e^{b S_w}}{\left[1 + \left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right) a e^{b S_w}\right]^2}$$

Gráfico del frente de avance

$$(x)S_w = \left(\frac{5.615 i_w t}{\phi A}\right) \left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_{S_w}$$

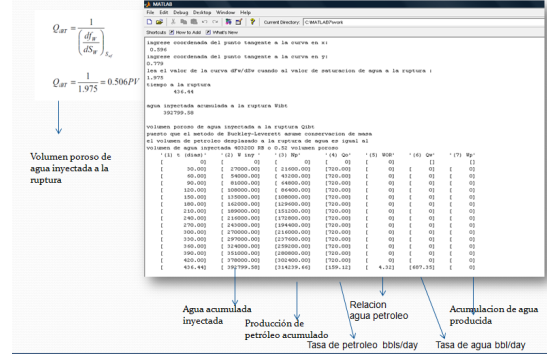
$$(x)S_w = \left(\frac{(5.615)(900)t}{(0.25)(26400)}\right) \left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_{S_w} = (0.77t) \left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_{S_w}$$

El ejercicio ilustra las ubicaciones físicas de la parte delantera de las inundaciones en El depósito para $t = 60, 120$ y 240 días después de la inyección inicial de agua.

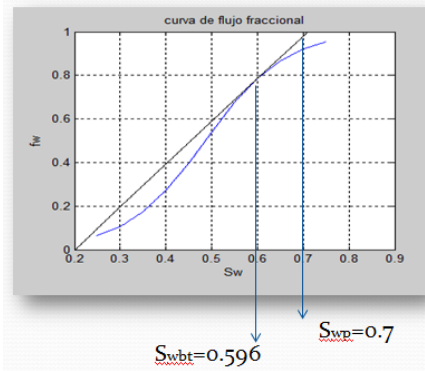


volumen poroso de agua inyectada a la ruptura Q_{bt} , puesto que el método de Buckley-

Leverett asume conservación de masa el volumen de petróleo desplazado a la ruptura de agua es igual al volumen de agua inyectada 403200 RB o 0.52 volumen poroso.



Los cálculos realizados después de la ruptura para determinar la Saturación de agua promedio en el depósito



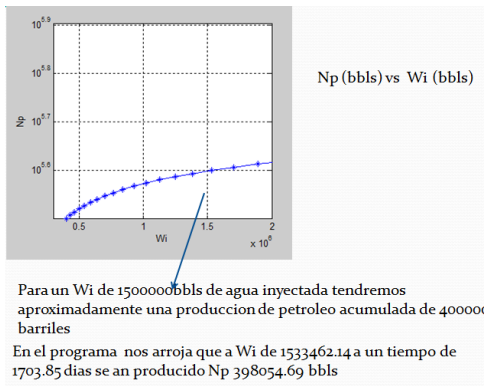
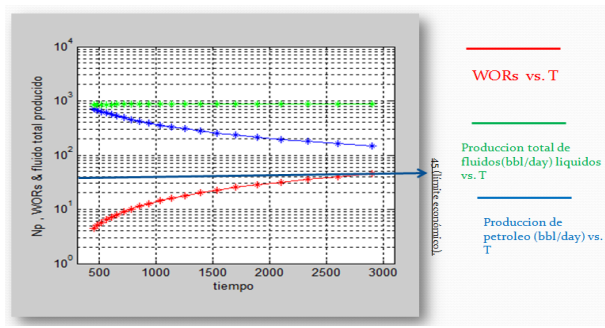
Ahora, podemos construir una tabla de rendimiento de la reserva después de la irrupción de agua:

(1) Sw*	(2) f_w*	(3) df_w/dSw*	(4) Swi promedio*	(5) S_d*	(6) Sp*	(7) Q*
0.600	0.790	1.921	0.711	0.643	1316994.32	0.82
0.611	0.812	1.800	0.722	0.643	1321431.74	0.86
0.622	0.822	1.677	0.732	0.643	1326003.99	0.90
0.633	0.844	1.555	0.743	0.673	133146.599	0.94
0.644	0.865	1.433	0.754	0.683	133646.713	0.98
0.655	0.877	1.322	0.765	0.693	134129.900	0.74
0.666	0.889	1.222	0.776	0.703	134609.953	0.83
0.677	0.899	1.122	0.777	0.713	135249.000	0.90
0.688	0.900	1.022	0.788	0.723	135762.400	0.99
0.699	0.912	0.922	0.799	0.733	136344.322	1.09
0.700	0.922	0.843	0.799	0.743	136904.853	1.19
0.711	0.933	0.763	0.800	0.753	137454.400	1.28
0.722	0.944	0.689	0.811	0.777	138013.200	1.45
0.733	0.949	0.622	0.822	0.787	138609.477	1.62
0.744	0.955	0.564	0.833	0.799	139187.200	1.70
0.755	0.960	0.511	0.844	0.800	139804.499	1.90
0.766	0.962	0.466	0.855	0.812	140397.722	2.19
0.777	0.966	0.422	0.866	0.833	140992.977	2.48
0.788	0.971	0.377	0.877	0.844	141590.400	2.71
0.799	0.977	0.333	0.888	0.855	142194.489	3.02
0.800	0.977	0.300	0.899	0.866	142794.322	3.37

$E_p = \frac{(S_{w2} - S_{w1})}{1 - S_{w1}}$
 Volumen poroso de agua inyectada

(8) W1a1*	(9) S*	(10) Sp*	(11) WORa*	(12) Qo*	(13) Qw*
[4020566.00]	[445.883]	[46873.53]	[4.222]	[153.503]	[604.244]
[401417.42]	[479.353]	[28823.77]	[5.073]	[140.103]	[735.46]
[403471.00]	[515.19]	[54076.05]	[5.495]	[127.613]	[725.97]
[500254.81]	[555.861]	[98193.99]	[6.189]	[114.602]	[740.199]
[548449.90]	[601.83]	[138740.70]	[7.143]	[105.27]	[753.35]
[589599.22]	[653.78]	[188199.24]	[8.203]	[95.27]	[765.48]
[641122.31]	[712.33]	[253799.80]	[9.405]	[84.27]	[776.63]
[700512.72]	[779.35]	[324078.14]	[10.10]	[75.93]	[786.85]
[747923.20]	[852.43]	[393794.56]	[11.32]	[70.31]	[796.19]
[842524.94]	[934.14]	[460444.14]	[12.70]	[63.25]	[804.71]
[927028.42]	[1020.03]	[524569.40]	[14.25]	[57.03]	[812.46]
[1021947.24]	[1113.50]	[582466.42]	[15.98]	[51.29]	[819.50]
[1128562.55]	[1223.96]	[640118.77]	[17.92]	[46.09]	[825.89]
[1248269.47]	[1338.97]	[702564.10]	[20.10]	[41.38]	[831.65]
[1380245.47]	[1454.27]	[77497.91]	[22.54]	[37.12]	[836.86]
[1523462.14]	[1570.28]	[852582.14]	[25.20]	[33.29]	[841.56]
[1702706.54]	[1689.90]	[937455.64]	[28.34]	[29.83]	[845.80]
[1892609.40]	[1810.90]	[103114.82]	[31.81]	[26.71]	[849.62]
[2105679.70]	[1935.44]	[1154692.50]	[35.67]	[23.91]	[853.05]
[2344707.20]	[2065.23]	[1301480.32]	[40.01]	[21.40]	[856.13]
[2612660.54]	[2305.10]	[1507190.11]	[44.87]	[19.14]	[858.90]

Utilizando los datos del yacimiento presentados en la Tabla anterior construimos un conjunto de curvas para predecir el rendimiento de la inyección de agua hasta un WOR superficie de 45 (límite económico).



6. Conclusiones:

- El método de Buckley y Leverett es muy general considerando porosidades y permeabilidades constantes, es decir estrato homogéneo, lo cual en la realidad no puede ser porque el medio se presenta heterogéneo

Para usar un método de predicción en un yacimiento en el que va a inyectar agua, es necesario especificar las propiedades del flujo agua-aceite, las saturaciones iniciales de fluidos y lo que es más importante, una descripción del yacimiento y su variación de la permeabilidad, tanto lateral como vertical.

7. Recomendaciones:

- Para los estudiantes de pregrado quienes vayan a realizar proyectos de inyección agua, podrían mejorar los valores del modelo de predicción, poniendo en práctica un método combinado computarizado considerando la variación de permeabilidad, tanto lateral como vertical, es decir considerar valores de eficiencia de barrido areal y eficiencia vertical.

8. Bibliografía

- QUIROGA, KLEVER, "Manual de Pruebas, Completaciones y Reacondicionamientos de Pozos Petrolíferos". Petroecuador. 1988, Pág. 15 – 20.
- CRAIG, F, "Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua ". Volumen #3 Pág. 3 - 7, 16, 34, 37 – 42, 57, 66 – 81.
- Leverett, M.C., "Capillary Behavior on Porous Solid," Traqs AIME (1941) 142,159-172
- Purcell, W.R.: "Capillary Pressures – Their Measurement Using Mercury and the Calculation of Permeability Th erefrom," Trans. AIME (1953) 198, 71-78.

This document was created with Win2PDF available at <http://www.win2pdf.com>.
The unregistered version of Win2PDF is for evaluation or non-commercial use only.
This page will not be added after purchasing Win2PDF.