

“Análisis y Propuestas de Mejora de Proyectos de Inyección de Agua Ejecutados en Reservorios de Diversas Características”

Autores:

Jonathan Nicolás Cabrera Mármol

Freddy Enrique Cabrera Ochoa

Jimmy Patricio Delgado Chancay

Director de Tesina:

Ing. Ricardo Gallegos Orta

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

Escuela Superior Politécnica del Litoral

Campus Gustavo Galindo, Km 30.5 Vía Perimetral

Guayaquil – Ecuador

Mails:

Jc-xm-1988@hotmail.com

jonicabr@espol.edu.ec

freencab@espol.edu.ec

pdelgado@espol.edu.ec

vgallego@espol.edu.ec

Resumen

El presente trabajo es un análisis de campos reales de diferentes características geológicas donde las empresas operadoras iniciaron proyectos de inyección periférica de agua. Debido a la geología y al modelo de inyección realizamos las predicciones de su comportamiento por medio del método de Buckley y Leverett antes de la ruptura, y el procedimiento de Welge para después de la ruptura y así poder concluir si es factible continuar con la inyección. Se presenta la historia de los campos, se detallan los problemas de perforación y de producción y las propiedades de las rocas y de los fluidos disponibles para aplicar el método de predicción. También se presentan propuestas para mejorar el recobro en estos campos. Se realizan gráficas a partir de los resultados del método de predicción que ayudan a visualizar el comportamiento de los yacimientos ante la inyección y que permiten sacar conclusiones rápidas acerca del éxito o el fracaso del proyecto.

Palabras clave: *Inyección de agua, Método de Buckley y Leverett, método de predicción, recuperación secundaria de petróleo.*

Abstract

This work is an analysis of different geological characteristics' fields where operating companies began peripheral water injection projects. Because the geology and the injection model we predicted the fields' behavior using the Buckley & Leverett model before the breakthrough and the Welge procedure after the breakthrough in order to conclude whether it is feasible to continue with the injection. It presents the field's history, details the drilling and production problems and the rocks and fluids properties available to apply the prediction method. . This work also presents proposals for improving the recovery in these fields. Graphics are made from the results of the prediction method to help visualize the behavior of the reservoir before the injection and help us to make quick conclusions about the success or failure of the project.

Key words: *Water injection, Buckley & Leverett method, prediction method, enhanced oil recovery.*

1. Introducción

La inyección de agua es considerada el método de recobro secundario principal y más conocido ya que es el que más ha contribuido al recobro de petróleo por

simplicidad, bajos costos en comparación con otros métodos y su alto factor de recobro.

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.

Capítulo 1

2. Propiedades de las rocas y los fluidos

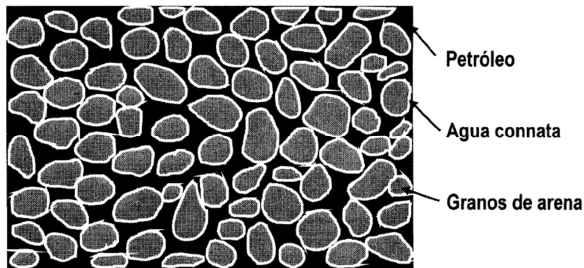


Figura 1. Vista microscópica de un sistema roca fluido

2.1. Fuerzas capilares

2.1.1. Tensión superficial e Interfacial. Es la energía de superficie relacionada con las interfaces de los fluidos inmiscibles que coexisten en un medio poroso.

2.1.2. Humectabilidad. Es la tendencia de un fluido a adherirse sobre una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles. La humectabilidad de la roca controla la posición de los fluidos de acuerdo a su habilidad relativa para fluir.

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

2.2. Saturación de agua connata

Es la saturación de agua inicial en cualquier punto en el reservorio. Generalmente se considera inmóvil; sin embargo, al inyectar agua a un yacimiento, la primera que se produce tiene composición diferente a la inyectada, lo que indica que el agua connata es desplazada por la inyectada.

2.3. 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, la empaquetadura y la forma de los granos; la distribución de los mismos de acuerdo con el tamaño y el grado de cementación y consolidación.

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.

2.5. Razón de movilidad

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

$$M_{w,o} = \frac{\kappa_w / \mu_w}{\kappa_o / \mu_o}$$

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

Capítulo 2

3. Desplazamiento de fluidos inmiscibles

A medida que se inyecta el primero, se va formando un frente de separación y se comienzan a distinguir dos zonas en el yacimiento: una no invadida, donde se va formando un banco de petróleo debido al petróleo que es desplazado hacia adelante. Detrás de ese banco se tiene la zona invadida, formada por el fluido inyectado y el petróleo remanente.

3.1. Mecanismo de desplazamiento

Se puede presentar en cuatro etapas:

3.1.1. Condiciones iniciales (antes de la inyección). Al tratarse de un yacimiento que ha sido producido por agotamiento natural durante la primera fase de su producción, la presión actual del mismo será menor que la presión de burbuja del petróleo original en el yacimiento, por lo cual existirá una fase de gas presente la cual de acuerdo con las suposiciones será uniforme a través del yacimiento.

3.1.2. La invasión. A medida que continúa la inyección de agua, parte del petróleo se desplaza hacia adelante 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.

3.1.3. La ruptura. Cuando se alcanza el llene, el avance del frente continúa, pero la tasa de producción de petróleo aumenta y eventualmente es igual a la tasa de inyección de agua. 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.

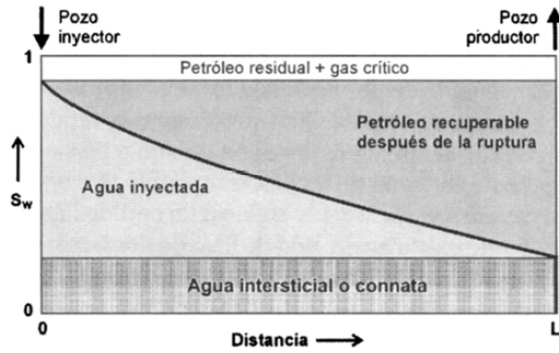


Figura 2. Distribución de los fluidos en el momento de la ruptura

3.1.4. 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. Durante esta fase final de inyección, 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 económico.

Capítulo 3

4. Arreglos de Pozos y Eficiencia de Barrido

Un factor predominante que controla las operaciones de inyección de agua es la localización de los pozos inyectores con respecto a los productores y a los límites del yacimiento.

La eficiencia de desplazamiento se calcula para determinar la saturación de petróleo residual que queda detrás del frente de invasión.

En general, el barrido de una invasión se define como la fracción del volumen total en el patrón de invasión que es barrido o contactado por el fluido inyectado a un determinado tiempo.

4.1. Razón de Movilidad

Se define como la razón entre la movilidad de la fase desplazante (agua o gas) y la movilidad de la fase desplazada (petróleo).

$$M_{w,o} = \frac{k_{rw}\mu_o}{k_{ro}\mu_w}$$

4.2. Arreglos de Pozos

Los factores que influyen en la selección del tipo de arreglo de pozos son: la forma original en que ha sido

producido el yacimiento, la permeabilidad del yacimiento, la viscosidad de los fluidos, la razón de movilidad, la razón pozos inyectores a pozos productores, la estructura del yacimiento y las características geológicas del mismo; por ello, algunas veces también se utilizan arreglos irregulares en los yacimientos como el que se presenta en la siguiente figura.

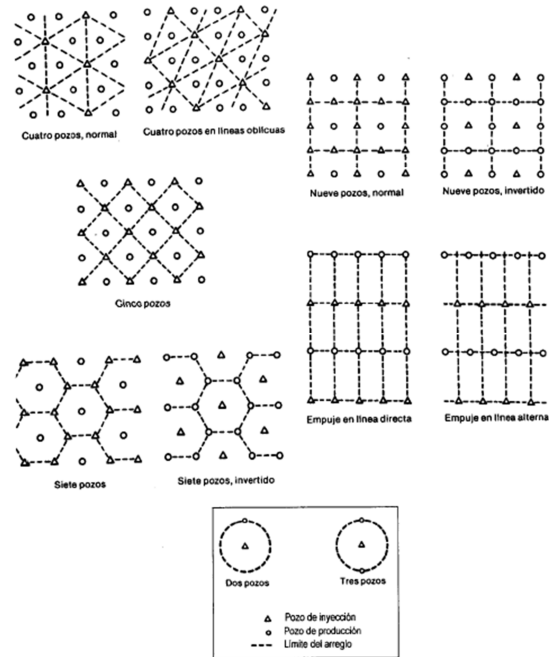


Figura 3. Diferentes tipos de arreglos de pozos

4.3. Eficiencia de Barrido Areal

Se define como la fracción del área horizontal del yacimiento donde ha ocurrido el proceso de recuperación secundaria. Se relaciona con factores que se dan en la naturaleza, por lo tanto, son incontrolables; entre ellos; las propiedades de las rocas y las propiedades del sistema roca-fluidos (ángulo de contacto, permeabilidades relativas, presiones capilares, etc.), 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.

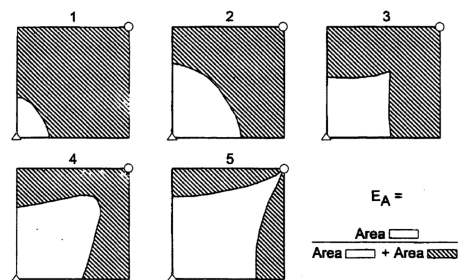


Figura 4. Representación del área horizontal barrida a diferentes tiempos para un arreglo de 5 pozos

Capítulo 4

5. Historial de Desarrollo y Ejecución de Inyección de Agua de un Reservorio de muy Baja Saturación

5.1. Introducción

El campo Dillinger Ranch, localizado en la región de Campbell, Wyoming, fue descubierto en 1964. Después de una declinación inicial de presión desde 3909 hasta 1000 psi (punto de burbuja) y producción de crudo de solo el 4% del total de petróleo in-situ, las operaciones de inyección de agua se iniciaron en este reservorio. Los pozos en respuesta a la inyección de agua demostraron aumentos de las tasas de producción desde 120 hasta 700 barriles al día.

5.2. Parámetros de Geología y Reservorio

Tres tipos de bordes gobiernan los límites productivos de este reservorio. Éstos son mostrados en el mapa de isópacas y consiste de un truncamiento en la lutita Opeche en el este y oeste, un cambio de facies en el norte y un contacto petróleo-agua a 4820 ft en el sur.

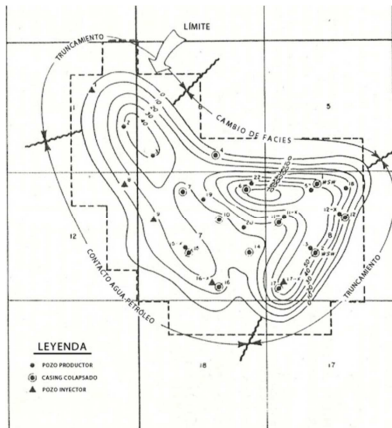


Figura 5. Tipos de límite de reservorio – Formación Minnelusa

Tabla 1. Propiedades de las rocas y los fluidos del campo Dillinger Ranch

Propiedades de la roca	
Porosidad, %	16,8
Permeabilidad, md	100
Saturación de agua connata, %	20
Espesor promedio, pies	24
Profundidad promedio de la zona de pago, pies	9,100
So, después de la inyección, %	39

Propiedades de los fluidos

Temperatura del reservorio, °F	231
Presión inicial del reservorio @ 4,800 pies, psi	3,909
Presión de saturación del crudo, psi	984
Relación gas en solución – petróleo, scf/bbl	144
Factor volumétrico de formación	1,18
Viscosidad al punto de burbuja, cp	0,86
API	37,2

5.3. Aplicación del Método de Predicción

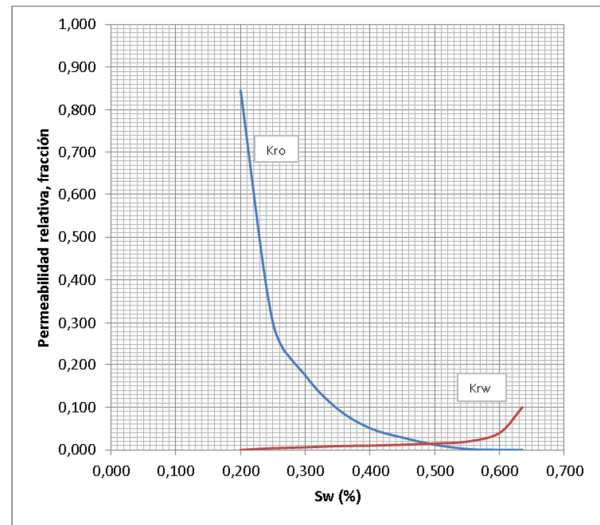


Figura 6. Curva de permeabilidades relativas

Ecuación de flujo fraccional

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

Ecuación de la derivada del flujo fraccional

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

Tabla 2. Resultados del flujo fraccional y su derivada

Sw	Kro/Krw	fw	dfw/dSw
0,200	-	0,000	0,177
0,250	75,000	0,024	0,470
0,300	29,167	0,063	1,184
0,350	10,667	0,155	2,631
0,400	5,100	0,334	4,469
0,450	2,417	0,578	4,904
0,500	0,800	0,789	3,347
0,520	0,440	0,848	2,588
0,550	0,103	0,911	1,633
0,600	0,000	1,000	0,672

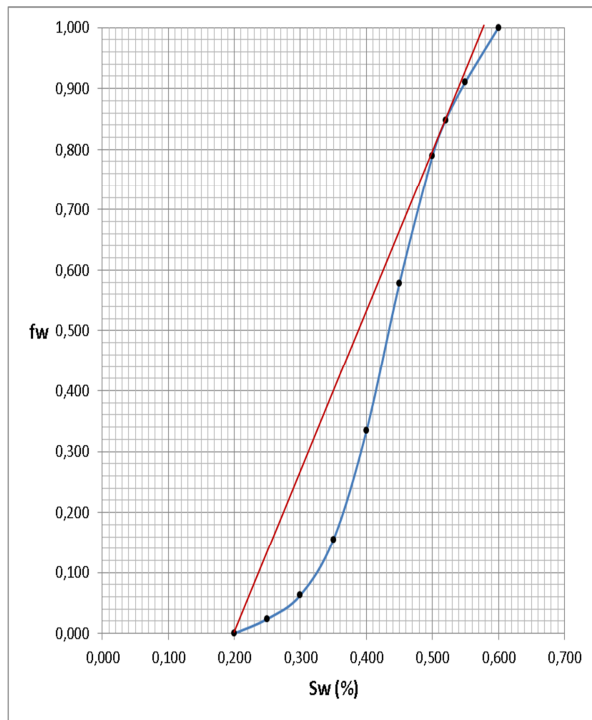


Figura 7. Curva del flujo fraccional

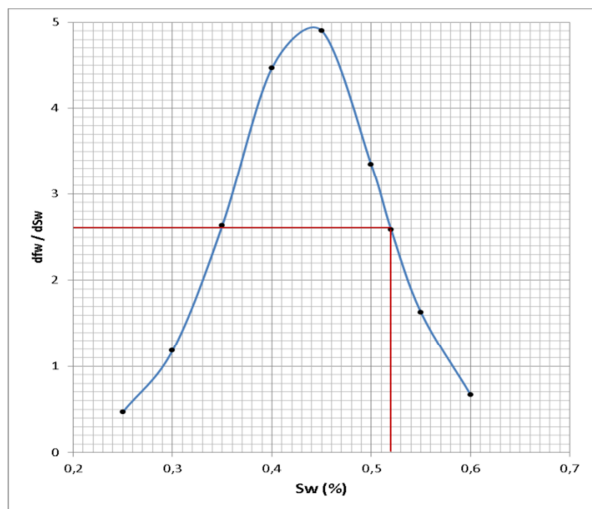


Figura 8. Curva de la derivada del flujo fraccional

Tabla 3. Comportamiento del yacimiento a diferentes días

t	WinjBT	NpBT
100	696600	590338,983
200	1393200	1180677,97
500	3483000	2951694,92
1000	6966000	5903389,83
1500	10449000	8855084,75
2000	13932000	11806779,7
2098	14614668	12385311,9

Tabla 4. Tabla de resultados después de la ruptura

Sw	Npx10^6	Winjx10^6	t	Wpx10^6
0,520	12,192	18,126	2107,695	3,735
0,530	12,560	20,953	2436,401	6,128
0,540	12,839	24,440	2841,867	9,285
0,550	13,126	28,729	3340,529	13,235

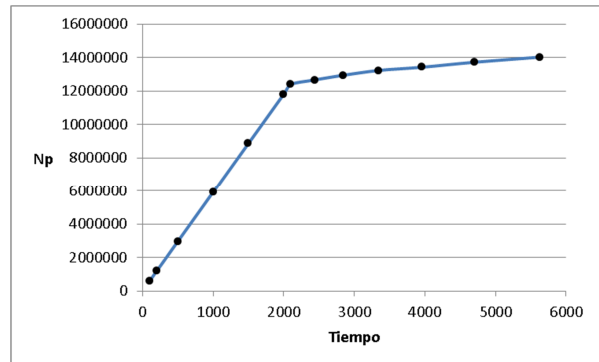


Figura 9. Petróleo producido vs tiempo

5.4. Propuesta

Ya que el yacimiento reúne las condiciones adecuadas para una inyección de agua exitosa, conforme vaya declinando la presión hacia la zona norte, se debería implementar un sistema de inyección con arreglo de 5 pozos, ya que con la inyección periférica no se utiliza toda el agua inyectada para el desplazamiento.

Capítulo 5

6. Mantenimiento De Presión Por Inyección De Agua De Fondo En Un Reservorio Masivo De Dolomita en San Andres

6.1. Introducción

En el campo Waddell la presión es mantenida por inyección de agua salada del acuífero Hendrick, en un arreglo periférico por debajo del contacto agua-petróleo. El reservorio San Andres es una dolomita de la edad Pérmica, que se encuentra aproximadamente a 3.450 pies.

El comportamiento influenciado por la inyección de agua, ha sido muy alentador. Luego de seis años, aproximadamente 385 pozos han sido completados en el campo Waddell. La producción fue de 42,79 millones de barriles de petróleo.

La superficie desarrollada es de aproximadamente 8.000 acres, un pozo por cada 20 acres.

6.2. Geología y Características del Yacimiento

La siguiente figura es un mapa estructural del campo de contorno en la parte superior de la formación San Andrés. Estructuralmente, el campo se encuentra en un anticlinal asimétrico de tendencias más o menos noroeste-sureste.

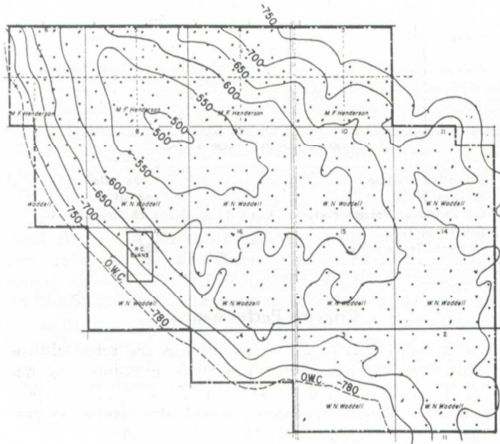


Figura 10. Mapa estructural, tope de San Andrés del campo Waddell

El mejor pago se forma entre 60 a 100 pies por debajo del tope de la formación de San Andrés para la mayoría del campo, a excepción de la zona sureste. Un estudio de los registros y las secciones muestra que las principales porosidades y permeabilidades de zonas son continuas en todo el reservorio y se extienden a través del mismo. La máxima columna de petróleo es de 280 pies.

Tabla 5. Propiedades de la roca y los fluidos

Propiedades de la roca	
Porosidad	11,8 %
Permeabilidad	12,3 md
Agua connata	35,5 %
Propiedades de los fluidos	
Gravedad del petróleo	34° API
Presión de saturación	1134 psig
Factor Volumétrico del petróleo	1,28 bbl/STB
Viscosidad del petróleo	1,62 cp
Temperatura del yacimiento	88 F

6.3. Aplicación del Método de Predicción

Ecuaciones de permeabilidades relativas de Corey

$$k_{rw} = \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}} \right)^4$$

$$k_{ro} = \left(1 - \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}} \right)^2 * \left(1 - \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}} \right)^2 \right)$$

Tabla 6. Tabla de permeabilidades relativas

Sw	0,50	0,55	0,60	0,70	0,80	0,90
Krw	0,00	0,01	0,02	0,08	0,23	0,51
Kro	0,57	0,44	0,33	0,15	0,05	0,01
Kro/Krw	223,39	52,94	15,81	1,89	0,22	0,01

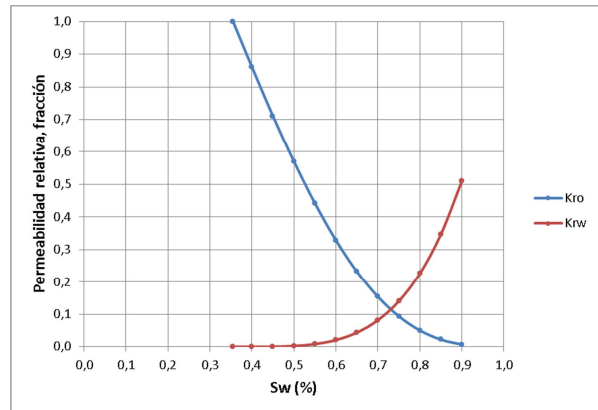


Figura 11. Curva de permeabilidades relativas

Ecuación del flujo fraccional

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

Ecuación de la derivada del flujo fraccional

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

Tabla 7. Tabla de resultados del flujo fraccional y su derivada

Sw	Kro/Krw	fw	dFw/dSw
0,355	-	0,000	0,008
0,500	223,390	0,009	0,209
0,550	52,940	0,028	0,631
0,600	15,810	0,084	1,758
0,650	5,320	0,223	3,964
0,700	1,890	0,474	4,864
0,750	0,670	0,739	4,412
0,800	0,220	0,899	2,082
0,850	0,070	0,965	0,766
0,900	0,010	0,989	0,256

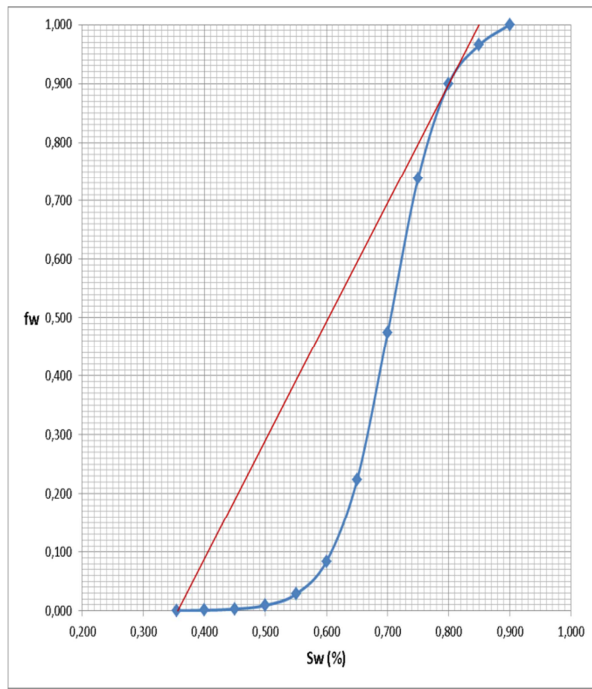


Figura 12. Curva de flujo fraccional

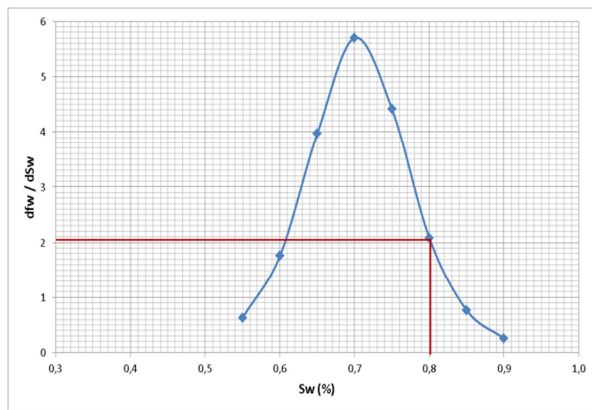


Figura 13. Curva de la derivada del flujo fraccional

Tabla 8. Comportamiento del yacimiento a diferentes días

t	WinjBT	NpBT
100	2736000	2137500
200	5472000	4275000
500	13680000	10687500
1000	27360000	21375000
1500	41040000	32062500
2000	54720000	42750000
2190	59918400	46811250
2500	68400000	53437500
2932	80219520	62671500

Tabla 9. Tabla de resultados después de la ruptura

Sw	Npx10^6	Winjx10^6	t	Wpx10^6
0,80	64,394	140,728	2931,841	58,279
0,81	65,567	169,622	3533,799	85,671
0,82	66,767	206,074	4293,203	120,587
0,83	67,988	251,996	5249,909	164,945
0,84	69,226	309,798	6454,131	221,162
0,85	70,478	382,516	7969,074	292,277
0,86	71,740	473,964	9874,252	382,109

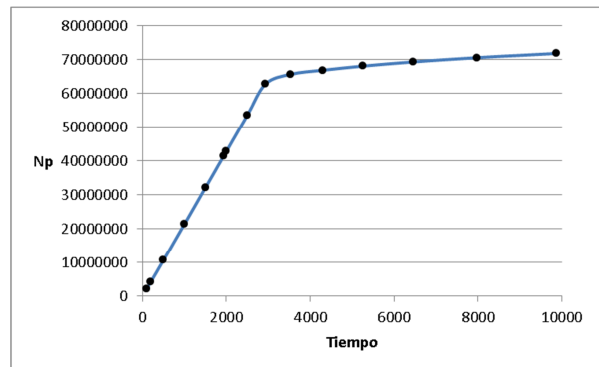


Figura 14. Petróleo producido vs tiempo

6.4. Propuesta

Ya que el yacimiento reúne las condiciones adecuadas para una inyección de agua exitosa, conforme vaya declinando la presión hacia la zona norte, se debería implementar un sistema de inyección con arreglo de 5 pozos, ya que con la inyección periférica no se utiliza toda el agua inyectada para el desplazamiento.

Capítulo 6

7. Inyección de Agua en los Bajos de Jones. Campo Offshore.

7.1. Introducción

El campo de petróleo de la playa de Huntington está situada a 41 millas al Sur- Este de Los Ángeles, en un importante punto sobre la costa cerca al límite sur de la Cuenca de los Ángeles en el Condado Naranja-California.

La eficiencia de recobro primario de la zona de Jones fue muy baja debido a la alta viscosidad del crudo y a la escasez de un mantenimiento suficiente de presión natural.

7.2. Características Geológicas y del Reservorio

El siguiente mapa estructural corrido sobre el tope de este reservorio complejo muestra que las fallas dividen las zonas de Jones en 17 unidades de bloques de fallas para inyección.

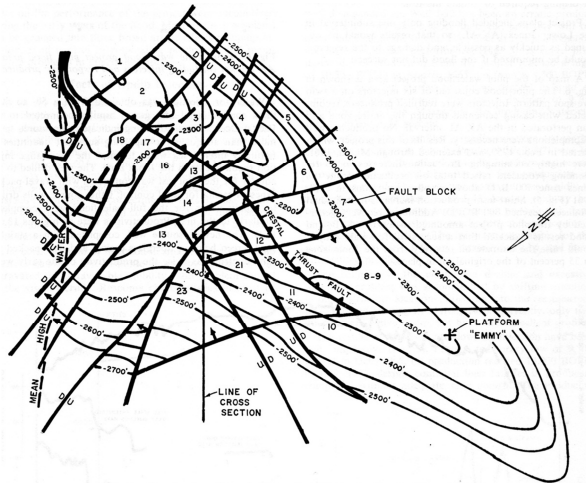


Figura 15. Contorno estructural del campo offshore Huntington Beach

Las fallas, con rangos de desplazamientos de 10 a 75 ft, tienen un efecto significativo en el funcionamiento de inyección y deben ser considerados como reservorios separados.

7.3. Motivos del Plan Piloto de Inyección de Agua

El propósito de la prueba piloto fue para determinar si el agua podía desplazar petróleo de la zona de Jones y para obtener información y experiencia de la inyección de agua si este método resultaba exitoso.

El proyecto incluía inyección de agua solo en un intervalo en los Bajos de Jones, y los resultados tenían que ser obtenidos lo más pronto posible, y el daño del reservorio debía ser minimizado.

7.4. Aplicación del Método de Predicción

Ecuaciones de permeabilidades relativas de Corey

$$k_{rw} = \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}} \right)^4$$

$$k_{ro} = \left(1 - \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}} \right)^2 * \left(1 - \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}} \right)^2 \right)$$

Tabla 10. Tabla de permeabilidades relativas

Sw	0,22	0,30	0,40	0,50	0,60	0,70	0,80	0,85
Kro	1,00	0,80	0,56	0,36	0,20	0,09	0,03	0,01
Krw	0,00	0,00	0,00	0,02	0,06	0,14	0,31	0,43

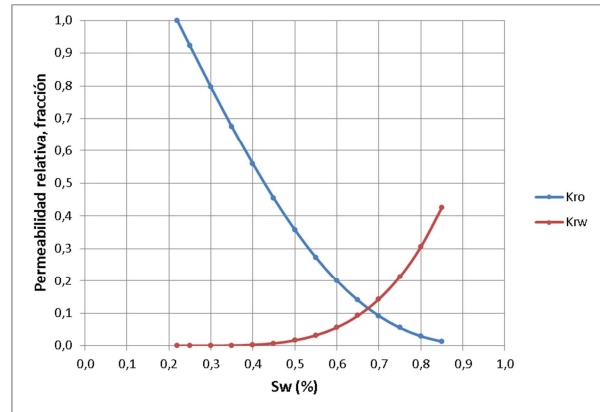


Figura 16. Curva de permeabilidades relativas

Cálculo de la razón de movilidad

$$M_{w-o} = \frac{k_{rw}}{k_{ro}} = \frac{0,1}{\frac{1}{0,8}} = \frac{0,1}{0,8} = 0,125$$

Como la razón de movilidad es muy alta, se concluye que no es recomendable la aplicación del proyecto de inyección de agua ya que el recobro sería demasiado bajo, por lo tanto no se continúa con el método de predicción.

7.5. Propuesta

Debido a que este campo no presenta las condiciones necesarias para una inyección de agua, se recomendaría aplicar un método de recuperación mejorada como la inyección de agua caliente o vapor, ya que estos métodos son recomendables para viscosidades de petróleo mayores a 50 cp.

Capítulo 7

8. Conclusiones y Recomendaciones

8.1. Conclusiones

- Mientras más precisos sean los estudios geológicos y datos de las propiedades de la roca y los fluidos, la predicción por medio del método de Buckley y Leverett será más exacta.
- Al realizar la comparación entre los datos reales de producción y los resultados del

método aplicado podemos concluir que el error de la predicción es bajo.

- Antes de iniciar un proyecto de inyección de agua es necesario calcular la razón de movilidad ya que es el mejor indicativo de si el proyecto será exitoso.
- La inyección de agua aumenta el recobro del petróleo in-situ de manera significativa.

8.2. Recomendaciones

- Para yacimientos con petróleo de alta viscosidad se deben implementar proyectos de recuperación mejorada ya que así se reduce la viscosidad del petróleo y por lo tanto disminuye la razón de movilidad.
- Si la predicción es favorable, se debe realizar un plan piloto antes de implementar el proyecto en todo el campo.
- Antes de utilizar un método de predicción se deben analizar las limitaciones para su aplicación, para así obtener un resultado más preciso.
- Antes de ejecutar un proyecto de inyección de agua es necesario realizar un análisis económico para establecer el límite hasta el cual resulta rentable seguir inyectando agua.

9. Agradecimiento

Al Ing. Ricardo Gallegos y por haber dirigido acertadamente el presente proyecto de titulación, por el tiempo invertido y a todos los docentes de la Facultad de Ciencias de la Tierra por impartir sus valiosos conocimientos.

10. Referencias

1. Corey, A. T.: The Interrelation Between Gas and Oil Relative Permeabilities, *Prod. Monthly* (Nov. 1954), pág. 19-21.
2. Craig, F., Geffen, T. y Morse, R.: Oil Recovery Performance of Pattern Gas or Water Injection Operations from Models Tests, *Trans., AIME* (1955)204, 7-15.
3. Craig F., Jr.: The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding, *Monograph Series, SPE, Richardson, TX* (1971) Pág. 3.
4. 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, (1970)*.
5. Green, Don W., Willhite, G. Paul, *Enhanced Oil Recovery, SPE Series, 1998*.
6. Norman, Chuck, *Classic Waterflooding Predictive Models, Tiorco Inc.*
7. Paris de Ferrer, Magdalena, *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, Segunda Edición, 2001*.
8. Rose, S.C., Buckwalter, J.F. y Woodhall, R.J.: The Design Engineering Aspects of Waterflooding, *Monograph Series, SPE, Richardson, TX* (1989)11
9. Scientific Software Intercomp (SSI), *Notebook of Improved Oil Recovery by Waterflooding and Gas Injection, Denver* (1981).
10. Smith, J. y Cobb, W.: *Waterflooding Notebook, William M. Cobb & Associates, Inc., Lubbock, Texas* (1992).
11. Society of Petroleum Engineers of AIME, *Field Case Histories, Oil and Gas Reservoirs, N° 4a, 1975*.