

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

Jonatan Loayza Aguilar⁽¹⁾ Jorge Cusme Vera⁽²⁾ Johnny Zavala Amaya⁽³⁾ Ricardo Gallegos Orta⁽⁴⁾
Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra^{(1) (2) (3) (4)}
Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL)
Campus Gustavo Galindo, Km 30.5 vía Perimetral
Apartado 09-01-5863. Guayaquil-Ecuador
joloayza@espol.edu.ec⁽¹⁾ jcusme@espol.edu.ec⁽²⁾ jzavala@espol.edu.ec⁽³⁾ vgallego@espol.edu.ec⁽⁴⁾

Resumen

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

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

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

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

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

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

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

Palabras Claves: *Saturación de agua connata, recuperación secundaria de petróleo, Saturación promedio de agua antes de la ruptura, agua total inyectada, factor de recobro, eficiencia de desplazamiento y petróleo recuperado al punto de ruptura.*

Abstract

This paper discusses the efficient implementation of a prediction model for water injection projects in the secondary recovery phase for homogeneous fields.

Besides, we compare the data presented in the Little Creek field, Mississippi, by C. Cronquist and field-Oklahoma SAFBEU, R. Denham, has been calculated under the model of Buckley and Leverett. The importance of comparing actual results for the items with the method of Buckley and Leverett, is that it is a great tool to get insight into the behavior of the filling in the reservoir so that water is being injected and what is the total recovery at the end of project.

To make a proper application of the method and begin to understand each of the variables found in the equations, an investigation was made of the fields that govern the application of the method are:

- Properties of fluids in the reservoir.
- Properties of the reservoir rock.

Also suitable for a financial analysis and management research were:

- Project evaluation methods.
- Economic analysis (investment parameters).
- Life project (depreciation).

Keywords: Connate water saturation, secondary oil recovery, average water saturation before the break, the total water injected, recovery factor, and oil displacement efficiency and recovered to the point of breakthrough.

1. Introducción

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

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

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

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

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

El proceso de inyección de agua ha sido el método convencional de recuperación más utilizado en los yacimientos de aceite y gas con el fin de aumentar su energía de los pozos (aumentar su presión de fondo), de aquí otra de las importancia de entender y conocer como se debe aplicar el método de predicción.

2. Propiedades de los fluidos

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 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.

2.1 Petróleo

Petróleo (del latín *petra* = roca y *óleum* = aceite) es el nombre dado a las mezclas naturales de hidrocarburos que pueden ser encontrados en estado sólido, líquido o gaseoso, dependiendo de las condiciones de presión y temperatura a las que estén sometidas.

2.2 Densidad

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

3. Propiedades de las rocas

3.1 Generalidades

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

3.2 Porosidad

La porosidad es una de las más importantes propiedades de las rocas en ingeniería de reservorios, ya que ella mide la capacidad de almacenamiento de fluidos.

3.3 Compresibilidad

La porosidad de las rocas sedimentarias es función del grado de compactación de las mismas, y las fuerzas de compactación son funciones de la máxima profundidad en que la roca se encuentra.

3.4 Permeabilidad

La permeabilidad de un medio poroso es una medida de su capacidad de dejar atravesar fluido.

4. Metodología para la recuperación secundaria.

4.1 Generalidades

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

ocasiona una reducción en la productividad de los pozos.

4.1 Mecanismos de desplazamiento

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

4.2 Eficiencia de barrido areal

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

4.3 Método de Buckley – Leverett

El método de predicción de Buckley-Leverett se fundamenta en la teoría de desplazamiento y permite estimar el comportamiento de un desplazamiento lineal de petróleo cuando se inyecta agua o gas a una tasa constante en un yacimiento. En este caso, se estimará el volumen de petróleo desplazado a cualquier tiempo, la tasa de producción de petróleo y el volumen de agua que se tiene que inyectar por cada volumen de petróleo producido. Tiene poca aplicación debido a las suposiciones en las cuales se fundamenta, en especial la de flujo lineal; sin embargo, se utiliza cuando se toma en cuenta el efecto de desplazamiento en otros métodos.

Las suposiciones para desarrollar el método son:

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

- La tasa de inyección y el área perpendicular al flujo se consideran constantes.
- Flujo continuo o estacionario.
- La presión y temperatura deben permanecer constantes para que existan condiciones de equilibrio.
- 5. Aplicación del método de inyección de agua para diferentes campos

5.1 Inyección de agua en el Campo Little Creek Mississippi

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

5.2 Geología

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



Figura 4.2 Límites Productivos del Campo Little Creek

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

5.3 Inyección de agua en el Campo SAFBEU.

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

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

6. Análisis financiero y de gestión.

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

6.1 Métodos de evaluación de proyectos

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

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

6.2 Funciones de pérdida y error

Siempre que alguna decisión está basada en un valor estimado más que en el valor verdadero, se incurre en una sobrestimación o subestimación que finalmente generarán un castigo o pérdida generalmente cuantificado en dinero. Esta pérdida representa la diferencia entre la ganancia o pérdida al tomar decisiones usando un valor estimado y no en el valor verdadero.

6.3 Predicciones a considerar

La producción de un pozo está en relación directa al incremento de la producción de agua. Es por eso que uno de los principales parámetros a tener en cuenta para determinar que tenemos agua de inyección es con la caída de ppm de la salinidad del agua en Cl⁻.

6.4 Análisis económico

6.4.1 Reacondicionamiento de pozos

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

6.4.2 Precio del hidrocarburo.

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

6.4.3 Vida del Proyecto.

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

Si se trata de un proyecto de larga duración (de más de 20 años), es recomendable hacer un corte en el tiempo y realizar el estudio económico para 5 o 10 años plazo.

7. Conclusiones y recomendaciones

7.1 Conclusiones

- El modelo integral puede permitir la identificación de oportunidades de mejorar en la performance de la secundaria en cualquier campo petrolero.
- Este tipo de modelo es aplicable a cualquier campo en la etapa de planificación o en su etapa inicial con características similares a las aquí presentadas, basados en un sólido proceso de seguimiento y monitoreo de la performance de la secundaria.
- Un modelo analítico de la performance de la secundaria que se apegue a estas características evaluadas y que arroje pronósticos de producción e inyección aceptables, permitirá definir los requerimientos de equipos, instalaciones y de inversión a tiempo.

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

7.2 Recomendaciones.

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

8. Ilustraciones, gráficos y fotografías.

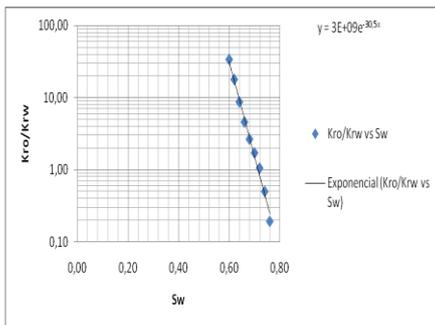


Figura 4.7 Kro/Krw vs Sw

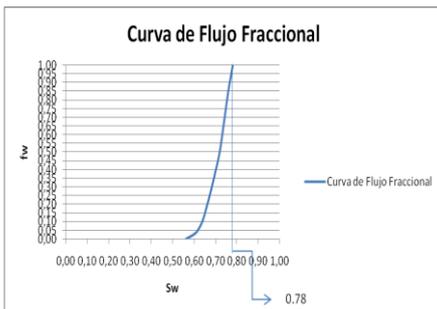


Figura 4.8. Curva de Flujo Fraccional.

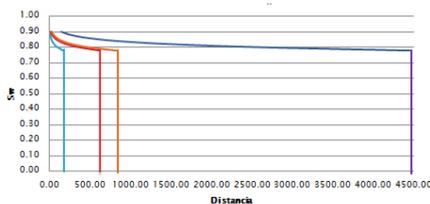


Figura 4.9 Distancia Del Frente de Avance del Agua.

Tabla 1 Producción a diferentes días.

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

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

9. Resultados

Tabla 1 Tabla Resultados

COMPARACION CON LOS DATOS REALES DEL CAMPO Y EL METODO DE PREDICION DE BUCKLEY Y LEVERETT		
DATOS REALES		21000000bb1
METODO DE PREDICION		24583767.62bb1

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

10. Conclusiones

- El recobro mediante recuperación secundaria debe estar sujeto a un análisis exhaustivo tanto de tasa de inyección de agua, movilidad de petróleo y las permeabilidades relativas tanto al agua como al petróleo, para obtener una predicción eficaz y eficiente.
- Hay que tener en cuenta al momento de la inyección, ya que si inyectamos grandes cantidades de agua corremos el riesgo de no recuperar la mayor cantidad de petróleo.

- Otro punto muy importante que se debe tener en cuenta en un proyecto de recuperación secundaria es la eficiencia areal de barrido y la movilidad, ya que si la eficiencia es baja y la movilidad alta este tipo de proyectos no es factible.

[11] World Oil (editorial), “Practical Waterflooding Shortcuts”, December 1966.

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

11. Agradecimientos

En primer lugar a Dios por darnos el apoyo incondicional a través de nuestros seres queridos, a nuestros padres que siempre estuvieron a nuestro lado en los momentos más difíciles, además queremos agradecer a ESPOL por formarnos profesionalmente y en especial queremos dar nuestro agradecimiento al Ing. Ricardo Gallegos por ser la persona quien compartió sus conocimientos para la culminación de esta tesis.

12. Referencias

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

[2] Ahmed, T., *Reservoir Engineering Handbook*, Gulf Publishing 2000.

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

[4] Craig, F., Geffen, T., and Morse, R., “Oil Recovery Performance of Pattern Gas or Water

[5] Injection Operations from Model Tests”, *JPT*, Jan. 1955.

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

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

[8] Stiles, W.E., “Use of Permeability Distribution in Waterflood Calculations,” *Trans. AIME*, 1951.

[9] Welge, H.J., “*A Simplified Method for Computing Oil Recovery by Gas or Water Drive*”, *Trans. AIME* 1952.

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