



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

TEMA:

**ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE FLUIDOS EN PROCESOS DE
INYECCIÓN DE AGUA COMO METODO DE RECUPERACIÓN
SECUNDARIA EN LA ARENISCA NAPO “U” INFERIOR DEL CAMPO
SHUSHUFINDI**

TESINA

AUTOR:

STALIN MATIAS TOMALÁ NEIRA

TUTOR:

ING. CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO, Mg.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2020

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

TEMA:

**ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE FLUIDOS EN PROCESOS DE
INYECCIÓN DE AGUA COMO METODO DE RECUPERACIÓN
SECUNDARIA EN LA ARENISCA NAPO “U” INFERIOR DEL CAMPO
SHUSHUFINDI**

TESINA

AUTOR:

STALIN MATIAS TOMALÁ NEIRA

TUTOR:

ING. CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO, Mg.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2020



Santa Elena, 28 de septiembre 2020



CARTA DE ORIGINALIDAD

Ing. Juan Garcés Vargas, Mgt.
Director de la Carrera de Petróleos
Universidad Estatal Península de Santa Elena

Cumpliendo con los requisitos exigidos, envío a Uds. La Tesina Titulada “**ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE FLUIDOS EN PROCESOS DE INYECCIÓN DE AGUA COMO METODO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA EN LA ARENISCA NAPO “U” INFERIOR DEL CAMPO SHUSHUFINDI**”, para que se considere la Sustentación, señalando lo siguiente:

1. La investigación es original.
2. No existen compromisos ni obligaciones financieras con organismos estatales ni privados que puedan afectar el contenido, resultados o conclusiones de la presente Investigación.
3. Constatamos que la persona designada como autor es el responsable de generar la versión final de la investigación.
4. El Tutor certifica la originalidad de la investigación y el desarrollo de la misma cumpliendo con los principios éticos.

Stalin Matías Tomalá Neira
Autor: Nombres y Apellidos

Firma: 

N° de Cédula: 2400259160
Correo: mstalyn_2194@hotmail.com

Ing. Carlos Alberto Portilla Lazo
Tutor: Nombres y Apellidos

 **Firma**

N° de Cédula: 0913412367
Correo: cportila@upse.edu.ec

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

TEMA: ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE FLUIDOS EN PROCESOS DE INYECCIÓN DE AGUA COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA EN LA ARENISCA NAPO “U” INFERIOR DEL CAMPO SHUSHUFINDI

Autor: Stalin Matías Tomalá Neira

Tutor: Ing. Carlos Alberto Portilla Lazo

RESUMEN

El presente trabajo de titulación, tiene como objetivo determinar la producción del pozo “SSF-46” de la arenisca Napo “U” inferior del campo Shushufindi, en base a la recuperación secundaria de inyección de agua, mediante la aplicación del modelo matemático Buckley y leverett, usando el programa Matlab para realizar las observaciones correspondientes al historial y declinación de producción.

Se realizó la formulación del problema y justificación del mismo. Con el fin de verificar si es factible o no emplear un método de inyección de agua en el pozo. Mediante revisión bibliográfica (libros, tesis, artículos etc.), se logró recopilar la información acerca de la ubicación geográfica, estructural y estratigráfica del campo Shushufindi, también se detalla el marco conceptual relacionado con el método de recuperación de petróleo, inyección de agua y las deducciones de las ecuaciones correspondiente a la teoría de desplazamiento de Buckley y Leverett.

La metodología concierne a los procesos llevados a cabo en el lenguaje de programación Matlab, y a la elaboración de un diagrama de flujo, donde representa los valores en base a selección del tipo de sistema y fase mojante, el programa hace aplicación de las fórmulas respectivas.

Para comprobar la veracidad de los resultados, se determina un análisis comparativo de las tasas de producción de petróleo en base a los resultados obtenidos en el lenguaje de programación Matlab.

Palabras claves: Recuperación Secundaria, Inyección de Agua, Teoría de desplazamiento, Lenguaje de programación, Matlab, Buckley y Leverett.

ABSTRACT

The objective of this titration work is to determine the production of the “SSF-46” well of the lower Napo “U” sandstone of the Shushufindi field, based on the secondary recovery of water injection, by applying the mathematical model Buckley and leverett, using the Matlab program to make the observations corresponding to the production history and decline.

The formulation of the problem and its justification was carried out. In order to verify whether or not it is feasible to use a water injection method in the well. Through bibliographic review (books, theses, articles, etc.), it was possible to collect information about the geographic, structural and stratigraphic location of the Shushufindi field, the conceptual framework related to the method of oil recovery, water injection and the deductions of the equations corresponding to the displacement theory of Buckley and Leverett.

The methodology concerns the processes carried out in the Matlab programming language, and the elaboration of a flow diagram, where it represents the values based on the selection of the type of system and the wetting phase, the program applies the respective formulas.

To verify the veracity of the results, a comparative analysis of the oil production rates is determined based on the results obtained in the Matlab programming language.

Keywords: Secondary Recovery, Water Injection, Displacement Theory, Programming Language, Matlab, Buckley and Leverett.

TABLA DE CONTENIDO

CARTA DE ORIGINALIDAD.....	iii
RESUMEN.....	iv
ABSTRACT.....	v
ÍNDICE DE ILUSTRACIÓN.....	viii
ÍNDICE DE TABLAS.....	viii
INTRODUCCIÓN.....	1
UNIDAD I.....	2
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2
1.1. Formulación del Problema.....	2
1.2. Justificación del Problema.....	2
1.3. Objetivos.....	3
1.3.1. Objetivo General.....	3
1.3.2. Objetivos Específicos.....	3
UNIDAD II.....	4
MARCO TEÓRICO	4
2.1. Descripción del Campo Shushufindi.....	4
2.1.1. Antecedentes.....	4
2.1.2. Localización Geográfica.....	5
2.1.3. Coordenadas Geográficas.....	5
2.1.4. Geología Estructural.....	6
2.1.5. Geología Estratigráfica.....	6
2.1.6. Descripción Litológica.....	7
2.2. Marco Conceptual.....	9
2.2.1. Recuperación de Petróleo.....	9
2.2.2. Recuperación Primaria, Secundaria y Terciaria.....	9
2.2.3. Inyección de Agua.....	9
2.2.4. Desplazamiento de Fluidos Inmiscibles.....	12
2.2.5. Teoría de Desplazamiento de Buckley-Leverett.....	16
2.2.5.1. Permeabilidad Relativa – Correlación de Corey.....	17
2.2.5.2. Ecuación de flujo fraccional.....	18
2.2.5.3. Avance Frontal.....	22
2.2.5.4. Ecuaciones para predecir el comportamiento de yacimientos sometidos a Inyección de Agua.....	25

2.2.5.5. Declinación Exponencial	26
UNIDAD III	28
METODOLOGÍA	28
UNIDAD IV	31
ANÁLISIS Y RESULTADOS	31
4.1. Determinación de la información disponible del pozo del Campo Shushufindi	31
4.2. Obtención de resultados del lenguaje de programación Matlab	32
4.3. Análisis	33
CONCLUSIONES	1
RECOMENDACIONES	1
REFERENCIAS	2

ÍNDICE DE ILUSTRACIÓN

Ilustración 1: Mapa de Ubicación Shushufindi.....	5
Ilustración 2: Mapa Estructural U inferior del Campo Shushufindi.....	6
Ilustración 3: Columna Estratigráfica del campo Shushufindi.....	8
Ilustración 4: Esquema del desplazamiento de Petróleo por agua en un canal de flujo.....	10
Ilustración 5: Inyección de Agua Externa o Periférica.....	11
Ilustración 6: Inyección de Agua en un Arreglo de 5 Pozos.....	12
Ilustración 7: Tipos de desplazamiento.....	13
Ilustración 8: Distribución Esquemática de los fluidos antes de la inyección.....	14
Ilustración 9: Invasión a un determinado tiempo.....	15
Ilustración 10: Distribución de los fluidos en el momento de abandono.....	16
Ilustración 11: Modelo lineal de una formación sometida a invasión con agua.....	19
Ilustración 12: Esquema de la formación sometida a invasión.....	22
Ilustración 13: Programación del método de Buckley y Leverett en Matlab.....	32
Ilustración 14: Caudal Instantáneo y Acumulado.....	33
Ilustración 15: Historial de producción de petróleo para realizar la declinación del pozo SSF-46.....	34
Ilustración 16: Historial y declinación de producción de petróleo del pozo SSF-46....	34
Ilustración 17: Estimación de caudal de producción de petróleo del pozo SSF-46 debido a la inyección de agua.....	35
Ilustración 18: Estimación de producción acumulada de petróleo del pozo SSF-46 debido a la inyección de agua.....	36

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Coordenadas UTM.....	5
Tabla 2: Ecuaciones simplificadas de flujo fraccional de agua.....	21
Tabla 3: Datos del Pozo SSF-46, Arena Napo “U” para la programación en Matlab....	32
Tabla 4: Datos obtenidos de Matlab, caudal instantáneo y acumulado.....	35

INTRODUCCIÓN

La producción de petróleo de los campos va decreciendo con el pasar de los años al igual que la presión del yacimiento, acciones que no son la excepción en los pozos del campo Shushufindi. Para incrementar la producción de crudo y la presión del reservorio es necesario aplicar un método de recuperación secundaria, entre los cuales se tiene: inyección de agua o gas (Benítez Peñaherrera, 2018).

En el presente caso se considera a la inyección de agua, la cual es una de las técnicas más usadas a nivel mundial, que persigue los objetivos de incrementar el factor de recobro, la producción de petróleo y el número de reservas de un campo, debido a su buena eficiencia de desplazamiento y su costo menor comparado con otros métodos de recuperación.

Para este tipo de proyectos se requiere un análisis del comportamiento de la inyección, el cuál en el caso actual se aplica el método Buckley y Leverett, el mismo que asume algunas condiciones en la teoría de desplazamiento, aplicado en yacimientos homogéneos y que involucra dos sistemas de similar naturaleza, estos sistemas pueden describirse mediante las ecuaciones de flujo fraccional y avance frontal que caracterizan esencialmente la mecánica del desplazamiento del petróleo mientras se desplaza del yacimiento (Dardaganian, 1958).

El mecanismo descrito a través del método, como afirma Buckley & Leverett (1942) "se fundamenta en la teoría de desplazamiento y permite estimar el comportamiento de un desplazamiento lineal de petróleo cuando se inyecta agua a una tasa constante en un yacimiento".

Este mecanismo de inyección involucra ciertas fases o etapas como lo son: el llenado, la ruptura, surgencia o irrupción y posterior a la ruptura. La primera fase involucra el desplazamiento del gas (exceptuando el gas atrapado), de la parte inundada del yacimiento, parte del gas es redissuelto en el petróleo, mientras que el remanente es producido. Además se considera la ruptura, en el cual el fluido desplazante comienza a producirse en los pozos productores, etapa clave para determinar la Sw_f (saturación en frente de invasión) y T_{wf} (Tiempo de ruptura), previo a la ruptura se considera una producción de petróleo igual a la tasa de agua de inyección y posterior a la misma se presenta la producción de dos fluidos que son: el agua y petróleo, donde el corte de agua se incrementa y la producción de petróleo disminuye (Rivera Chávez, 2015).

Por lo cual, en este caso de estudio se determinará el flujo fraccional y consecuentemente la saturación de agua al momento de la irrupción, factores importantes para determinar el tiempo en el que se empieza a producir agua y demás escenarios de producción como son los caudales tanto de petróleo, agua y su respectivo corte de agua.

UNIDAD I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. Formulación del Problema

El campo Shushufindi, presenta varios pozos que han reportado disminución en la producción debido a una caída de presión en el reservorio de la arena Napo "U" inferior.

Conociendo que en la industria petrolera se considera tres tipos de recuperación: primaria, secundaria y mejorada de petróleo. Se plantea la opción de emplear la inyección de agua como método de recuperación en la búsqueda de recuperar la energía perdida del yacimiento, incrementar la producción y el factor de recobro de petróleo de la arena.

Por falta de información total del campo y licencias de software es imposible realizar una simulación de yacimiento, por tales motivos se realiza un análisis mediante el método de predicción de Buckley y leverett que describe el mecanismo de la inyección de agua.

Por lo escrito anteriormente se plantea la siguiente interrogante:

¿Es factible emplear el método de inyección de agua en la arenisca Napo "U" inferior del campo Shushufindi para incrementar la producción de petróleo?

1.2. Justificación del Problema

Debido a la disminución de presión de la arena Napo "U" inferior del campo Shushufindi, se debe implementar un proceso de recuperación secundaria para mantener la presión del yacimiento y así aumentar la producción. Este estudio permite evaluar de forma general el diferencial de producción en el pozo "SSF-46" debido a la inyección de agua a través del pozo "WIW-3" para así determinar si es factible aplicar este método de recuperación secundaria. La consideración de este método es de mucha importancia, debido a que permite recuperar un porcentaje del petróleo residual consecuencia del agotamiento natural de la energía del yacimiento y por el mayor volumen de agua de formación que se produce, la cual es fácil de inyectar.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo General

Determinar la producción del pozo “SSF-46” correspondiente a la arenisca Napo “U” inferior generada por la inyección de agua para la proposición de su implementación en el campo Shushufindi, mediante la aplicación del modelo matemático Buckley y Leverett, automatizado en el lenguaje de programación Matlab.

1.3.2. Objetivos Específicos

- Utilizar el lenguaje de programación MATLAB, para facilitar los cálculos correspondientes a la inyección de agua, mediante la automatización de este modelo en el sistema lineal y disminuir tiempos de cálculos de Sw_f , Twf .
- Determinar la Sw_f , Twf en el sistema lineal para estimar los caudales instantáneos antes, durante y después de la ruptura, mediante la aplicación de Buckley y Leverett.
- Estimar la producción de petróleo obtenida mediante el recobro secundario, para realizar observaciones con respecto al historial y la declinación de producción del pozo, mediante los resultados obtenidos con el modelo de Buckley y Leverett.
- Analizar los resultados previo y posterior a la recuperación secundaria planteada en el presente caso, para la toma de decisión acorde a la implementación de la inyección de agua, mediante la comparación de resultados de tasas de producción de petróleo.

UNIDAD II

MARCO TEÓRICO

2.1. Descripción del Campo Shushufindi

2.1.1. Antecedentes

El campo fue descubierto por la compañía estadounidense TEXACO en el año 1969 con el pozo Shushufindi -1, cuya perforación inició el 4 de diciembre de 1968, alcanzando una profundidad de 9772 pies, siendo completado en enero de 1969. En la etapa de completación y pruebas iniciales se obtuvieron 2496 BPPD, con 26.6 °API en el reservorio "U", y 2621 BPPD, con 32.5 °API del reservorio "T" (Garcés Veloz & Tatés Hurtado, 2012).

El área explorada desde los años 60, inicio la perforación de pozos de desarrollo en febrero de 1972, dando origen a la producción oficial del campo en agosto del mismo año, alcanzando en agosto de 1986 un promedio diario en ese mes de 126.400 barriles de petróleo (Baby, Rivadeneira , & Barragán, 2014).

"En la fase de desarrollo inicial se determinó que el Petróleo Original en Sitio (POES) era aproximadamente de 3.500 millones de barriles de petróleo y las reservas originales del campo se definieron en 1.589,25 millones de barriles de petróleo" (Corelab, 2004).

El promedio de las presiones iniciales de U y T fue de 3.867 psi y 4.050 psi, respectivamente. Estos yacimientos son subsaturados y tienen empuje lateral de agua. En noviembre de 1984, se realizó un proyecto de recuperación secundaria aplicando inyección de agua a los yacimientos con 11 pozos inyector localizados en la periferia Oeste del Campo, a fin de mantener la presión e incrementar el factor de recobro de petróleo. La inyección total a estos yacimientos fue de 267'471.224 Bls de agua de los cuales 62'208.277 Bls ingresaron a la arena U y 205'263.444 Bls a la arena T (Ochoa , 2001).

El campo Shushufindi tuvo reservas iniciales probadas de 1590 millones de barriles, es decir ha entrado a su etapa de madurez, tras producir sobre los 100 mil barriles diarios de petróleo hasta abril del año 1994. Históricamente este campo no ha dado problemas mayores en su operación, debido a la estructura de los reservorios y a la perfección de su sistema hidrodinámico. En la actualidad se plantea un reto mayor, que es el de determinar el régimen óptimo de producción en la etapa de depletación final, para este fin, formalizará contratos con empresas internacionales para implementar proyectos de recuperación mejorada (Garcés Veloz & Tatés Hurtado, 2012).

2.1.2. Localización Geográfica

El campo Shushufindi Aguatico se encuentra localizado en el eje de la Cuenca Oriente, forma parte del corredor Sacha Shushufindi, provincia de Sucumbíos. Limita al Norte con el Campo Libertador, al Sur con el Campo Limoncocha, al Oeste con el campo Sacha, al Este con una falla inversa de la subcuenca cretácica Napo, como se ilustra en la figura 1, (Córdova Pérez, 2015).

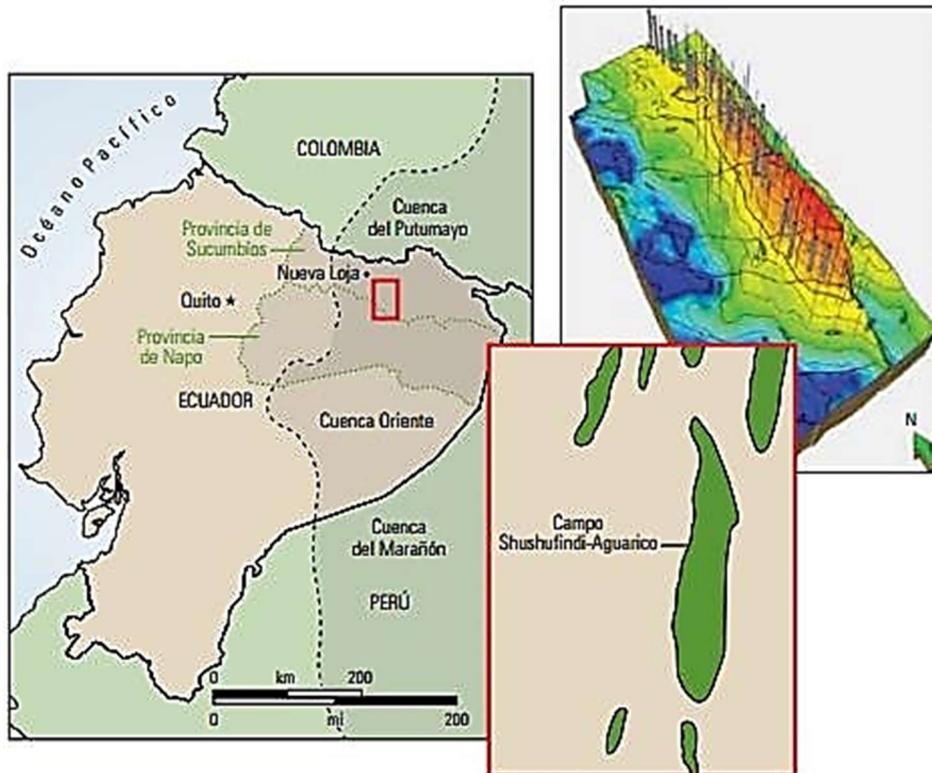


Ilustración 1: Mapa de Ubicación Shushufindi
Fuente: (Biedma & Vela, 2014)

2.1.3. Coordenadas Geográficas

“Geográficamente el área de estudio se extiende desde los 00° 06 39” a los 00° 17 58” latitud Este, hasta los 76° 36 55” de longitud Oeste” (Córdova Pérez, 2015).

La tabla 1 presenta las coordenadas UTM:

	MIN	MAX
X	300.000 m	325.000 m
Y	9.964.000 m	10.000.000 m

Tabla 1: Coordenadas UTM
Fuente: (Enríquez Pabón & Feijóo Loayza, 2008)

2.1.4. Geología Estructural

El campo Shushufindi posee un anticlinal asimétrico de orientación Norte-Sur, y una longitud de 30 km en dirección Este-Oeste con un área de 43.200 acres aproximadamente. Los reservorios de este campo están limitados por el flanco Este de fallas no completamente sellantes, mientras que el lado Occidental está limitado por acuíferos. El modelo estructural de este sistema permite determinar la comunicación de los fluidos entre los estratos “U” y “T” (Enríquez Pabón & Feijóo Loayza, 2008).

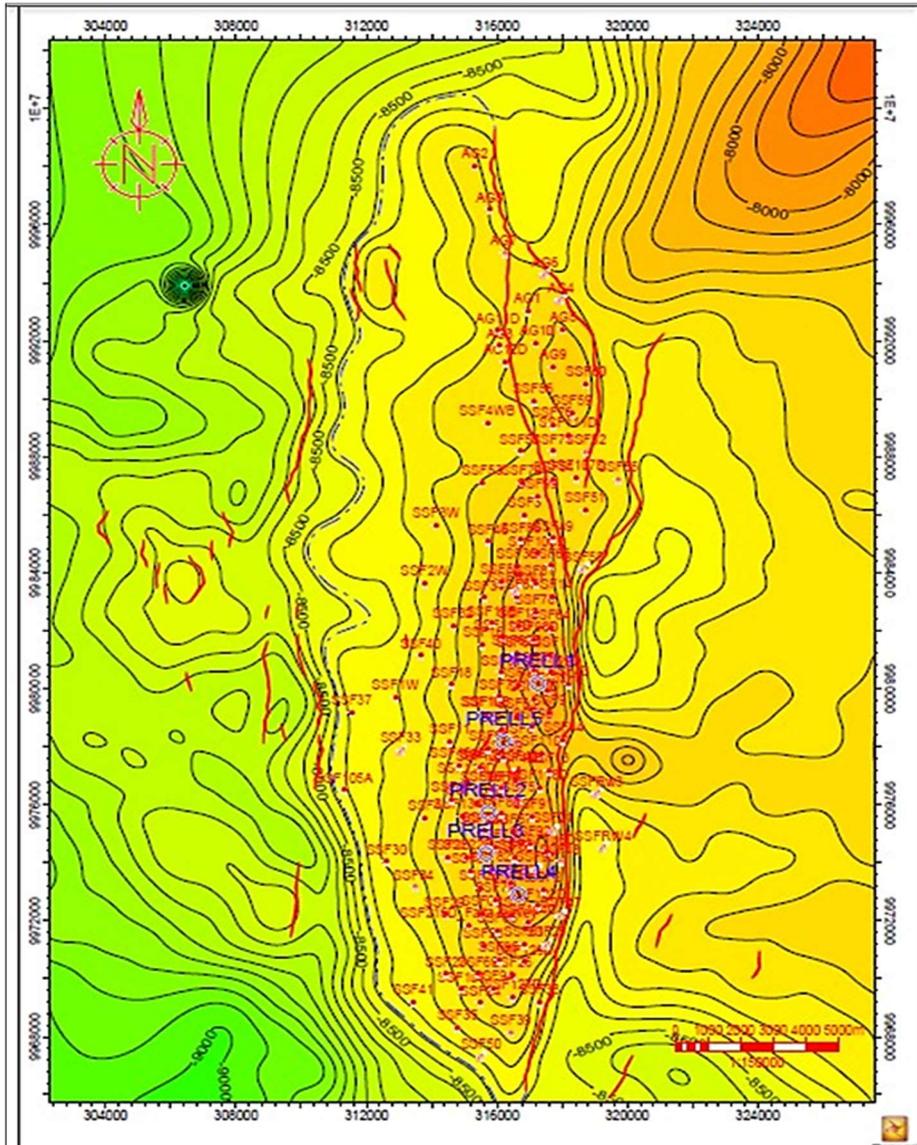


Ilustración 2: Mapa Estructural U inferior del Campo Shushufindi
Fuente: (Salazar Mármol, 2014)

2.1.5. Geología Estratigráfica

En la Cuenca Oriente los reservorios con alto potencial son: Napo “U” y Napo “T”. La arena Basal Tena se encuentra separada de “U” Superior a 600 pies

aproximadamente de las lutitas (roca sello no reservorio) y la Caliza "A". Posteriormente se observa la arena Napo "U" Inferior, separada de la arena Napo "T" Superior por una secuencia de lutitas y la caliza "B", finalmente encontrando en el fondo la arena Napo "T" Inferior (Salazar Mármol, 2014).

La Caliza "B" marca el fin del ciclo de depositación de los sedimentos, mientras que la caliza "A" marca el fin del ciclo de sedimentación de la arena Napo "U". Ambas calizas son el resultado de depositación durante periodos de máxima subida del nivel del mar. Los reservorios principales que tiene este campo son: Napo "U" inferior y Napo "T" Inferior y como secundarios Napo "U" Superior, Napo "T" Superior y Basal Tena (Baby, Rivadeneira , & Barragán, 2014).

2.1.6. Descripción Litológica

a) Formación Tena

El reservorio Basal Tena posee espesores que varían entre 1 a 22 pies. En la parte Sur-Oeste el espesor de este reservorio disminuye pródigamente, pero a medida que se dirige hacia el norte parece mejorar de manera significativa. Esta formación posee una cantidad importante de petróleo en sitio (Salazar Mármol, 2014).

b) Formación Napo

Los depósitos de Napo "U" y Napo "T" tienen orígenes similares y están conformados por areniscas de grano fino; son regionalmente continuos, pero poseen barreras de permeabilidad tanto verticales como horizontales que dividen al campo petrolero en otros pequeños subcampos (Garcés Veloz & Tatés Hurtado, 2012).

c) Arenisca "U" Superior

Esta arenisca es denominada G2, esta arenisca es un depósito de petróleo secundario. La sección total Napo "U" Superior mantiene un espesor constante en todo el campo, como se describió anteriormente comprende el intervalo desde la base de la Caliza "A" (Gómez Valdivieso, 2016).

d) Arenisca "U" Inferior

Esta arenisca está determinada por su presencia en el subsuelo de todo el campo. Al igual que la arenisca Napo "T" Inferior, presenta importantes diferencias en cuanto se refiere a la calidad de reservorio en términos de características petrofísicas (Barragan Chang, 1996).

e) Arenisca "T" Superior

Esta arenisca es constante y uniforme en todo el campo. Además, es un reservorio secundario. En la mayoría de los pozos, la permeabilidad de la arenisca Napo "T" inferior es menor con un valor de menos de 1.000

milidarcys en la mayoría de los pozos (Salazar Mármol, 2014).

f) Arenisca “T” Inferior

“Las correlaciones estratigráficas obtenidas de los registros de los pozos muestran claramente la continuidad del reservorio Napo “T” Inferior en el subsuelo de Shushufindi, en dirección Sur- Norte y en dirección Oeste-Este” (Salazar Mármol, 2014).

ERA	PERIODO	GRUPO	FORMACION	ESPAZAMIENTO	ESPAZAMIENTO	LITOLOGIA	DESCRIPCION	
CENOZOICO	PALEOGENO	ORTEGUAZA		3700'	558'	CONTINENTAL	lutitas semiduras, semifósiles, gris a gris verde clara.	
							Limolitas blanquecinas	
							Areniscas cuarzosas, translúcidas a transparentes, friable, grano fino a medio.	
							Arenisca cuarzosa, translúcida, grano muy fino a fino, cemento sílica.	
							Arenisca conglomerática, clastos de cuarzo.	
	FLUVIAL			1821'			Arcillolitas grises, café ladrillo, mateado de blanco.	
							Conglomerados conciosos de chert, cemento arcillosos.	
		MESOZOICO	CRETACICO	TENA	7526'	712'	CONTINENTAL	Variedad de arcillitas: rojizo café, gris mateado de blanco.
								Limolita multicolor, café, rojizo amarillo, marrón verde clara, moderadamente suave.
								Arenisca Q7, translúcida, grano fino a grueso subangular a subredondeado, cemento, sílica, regular porosidad isoturada de Hc.
MARINO	NAPO	F	8238'	578'		Lutita gris a gris oscura, lilit, laminas, gástrica.		
			8816'	122'		Calizo gris negro.		
			8844'	133'		Calizo, blanca, crema, mosaica, tizosa.		
			8966'	24'		Arenisca Q+ translúcida, grano f - m.		
			9076'	76'		Calizo gris oscura, medio duro a duro, blocoso, ligeramente fosilifero		
			9176'	70'		Arenisca, grano fino.		
					Calizo dura, gris clara a crema.			
						Arenisca Q7, gris clara, friable, grano fino-medio bien seleccionado.		
			P.T.	9433'				

Ilustración 3: Columna Estratigráfica del campo Shushufindi

Fuente: (Achig Merino, 2015)

2.2. Marco Conceptual

2.2.1. Recuperación de Petróleo

En la actualidad la producción mundial del petróleo se lo obtiene de los métodos de recuperación primaria y secundaria con un recobro promedio del 35 % del petróleo in situ. Dado que la tasa de recuperación aún es baja, se han desarrollado nuevos métodos y técnicas de recobro mejorado para incrementar la producción de petróleo, la mayoría se logran inyectando fluidos, gases o líquidos en el reservorio. Hoy en día, la inyección de agua es el proceso que más ha contribuido al recobro adicional del crudo, considerando que después de la intrusión de agua, en el yacimiento todavía queda más del 50 % del petróleo original in situ (Ferrer, 2001).

2.2.2. Recuperación Primaria, Secundaria y Terciaria

La primera etapa de producción inicial, resulta del desplazamiento por energía natural presente en el yacimiento, conocida como recuperación primaria. La etapa secundaria se realiza después de la declinación de la producción primaria, los procesos tradicionales son: Inyección de agua y la inyección de gas. Este método es el resultado de un incremento de energía natural, al inyectar agua o gas y poder desplazar el petróleo hacia los pozos productores. Mientras que la recuperación terciaria, utilizan gases miscibles, químicas y/o energía térmica para desplazar petróleo adicional después de que un proceso secundario no es rentable (Rivera Chávez, 2015).

2.2.3. Inyección de Agua

La inyección de agua comenzó en 1865 en Pithole, al oeste de Pennsylvania. La primera inyección ocurrió accidentalmente cuando el agua, proveniente de algunas arenas acuíferas pocas profundas o de acumulaciones de aguas superficiales, se movía a través de las formaciones petrolíferas, entraba al intervalo productor en los pozos perforados e incrementaba la producción de petróleo con los pozos vecinos. En esa época se pensó que la función principal de la inyección de agua era mantener la presión del yacimiento, pero no fue hasta principios de la década de 1890, que los operadores notaron que el agua que ingresaba al área mejoraba la producción del pozo (Rivera Chávez, 2015).

Después de 1940, la práctica de la inyección de agua se expandió rápidamente y se obtuvieron mayores tasas de producción. En la actualidad, es uno de los métodos más utilizados constituyéndose en el proceso que más ha contribuido al recobro de petróleo extra (Ferrer, 2001).

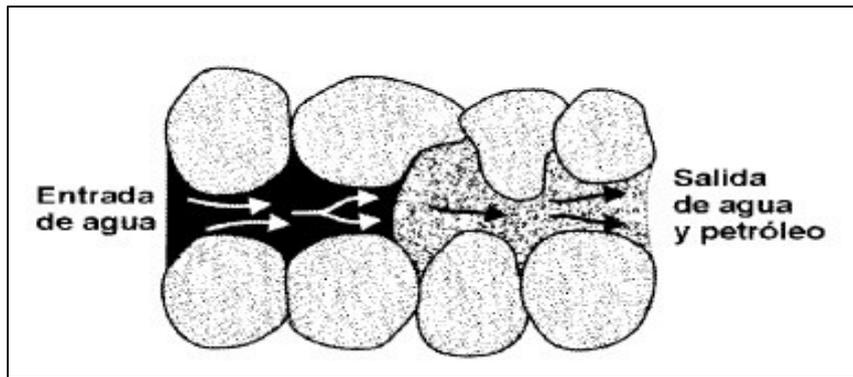


Ilustración 4: Esquema del desplazamiento de Petróleo por agua en un canal de flujo

Fuente: (Clark, 1969)

2.2.3.1. Características que deben tener las aguas de inyección:

- ❖ El agua no debe ser corrosiva; sulfuro de hidrógeno y el oxígeno son dos fuentes comunes de problemas de corrosión.
- ❖ El agua no debe contener minerales bajo condiciones de operación.
- ❖ El agua no debe contener sólidos suspendidos o líquidos en suficiente cantidad para causar taponamiento de los pozos de inyección.

2.2.3.2. Tipos de inyección de agua

2.2.3.2.1. Inyección Periférica o externa

Consiste en inyectar el agua en la zona exterior de petróleo y en todos los lados del yacimiento. Esta también se la denomina inyección tradicional y en este caso, el agua se inyecta en el acuífero cerca del contacto agua petróleo.

Características

- Se utiliza cuando no se posee una buena descripción del yacimiento y 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

- Se utilizan pocos pozos.
- No requiere de la perforación de pozos adicionales, ya que se pueden usar pozos productores antiguos como inyectoras.
- Logra una tasa elevada de recuperación de petróleo con una producción mínima de agua. En este tipo de proyecto, la producción de agua puede ser retrasada hasta que el agua llegue a la última fila de pozos productores. Esto disminuye los costos de los equipos de producción de superficie para la separación agua-petróleo.

Desventajas

- No es posible realizar un seguimiento detallado del frente de invasión, como si es posible hacerlo en la inyección de agua en arreglos.
- En algunos yacimientos, no es capaz de conservar la presión de la parte central del mismo y es necesario hacer una inyección en arreglos en esa parte de yacimientos.

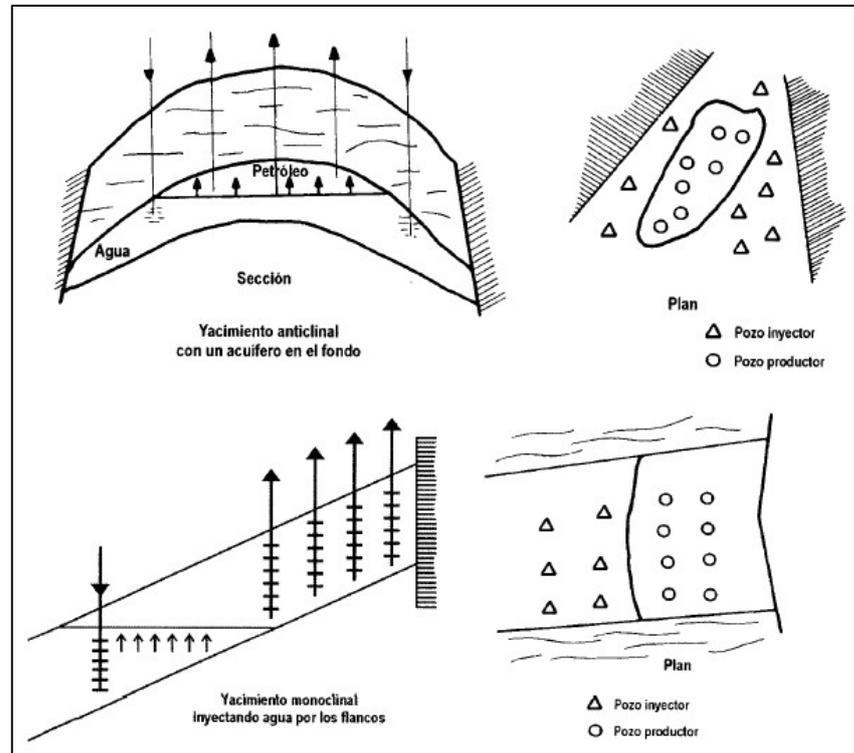


Ilustración 5: Inyección de Agua Externa o Periférica

Fuente: (Ferrer, 2001)

2.2.3.2.2. Inyección en arreglos o dispersa

Este método consiste en inyectar el agua dentro de la zona de petróleo. El agua invade esta zona y desplaza los fluidos del volumen invadido hacia los pozos productores. Este tipo de inyección también se conoce como inyección de agua interna, ya que el fluido se inyecta en la zona del petróleo a través de un cierto número de pozos inyectores que forman un arreglo geométrico con los pozos productores (Frick & Taylor, 1962)

Características

- La selección del arreglo depende de la estructura y límites del yacimiento, de la continuidad de las arenas, de la permeabilidad, de la porosidad y del número y posición de los pozos existentes.
- A fin de obtener un barrido uniforme, los pozos inyectores se distribuyen entre los pozos productores existentes en inyectores.

Ventajas

- Debido a la pequeña distancia de inyección, se tiene una tasa de penetración más rápida en yacimientos homogéneos con bajo ángulo de inmersión, baja permeabilidad efectiva y alta densidad d pozo, lo cual es muy importante en estos yacimientos.
- Rápida respuesta del yacimiento.
- Rápida respuesta de presiones.
- El volumen de la zona de petróleo es grande en un periodo corto.

Desventajas

- En comparación con la inyección externa, este método requiere una mayor inversión, debido al alto número de pozos inyectoros.
- Existe un mayor seguimiento y control, por lo tanto, mayor cantidad de recursos humanos.

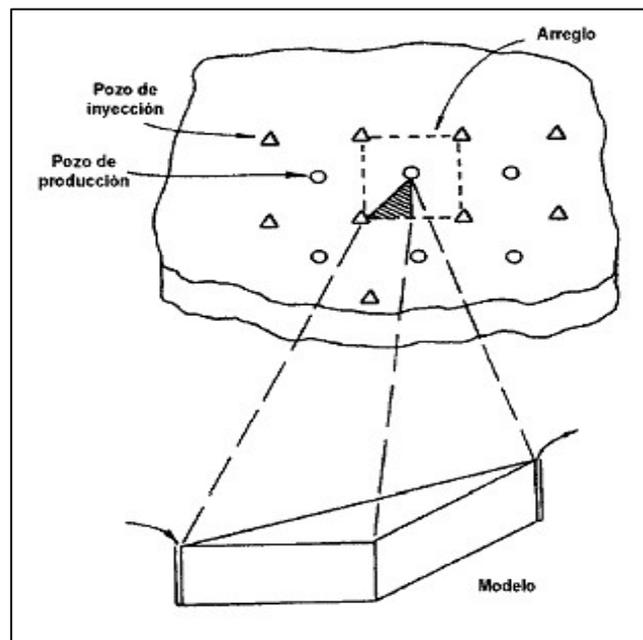


Ilustración 6: Inyección de Agua en un Arreglo de 5 Pozos

Fuente: (Ferrer, 2001)

2.2.4. Desplazamiento de Fluidos Inmiscibles

El desplazamiento de fluidos inmiscibles es cuando un fluido pasa a ocupar el lugar de otro en un medio poroso, estos fluidos desplazante pueden ser el gas o el agua, y el fluido desplazado pasa a ser el petróleo. Además, el desplazamiento del petróleo también puede ser recuperado por un desplazamiento similar al ocasionado por un pistón. Esto ocurre en yacimientos con empuje por agua o por una capa de gas; en ambos casos se producirá un desplazamiento inmiscible del petróleo, debido al avance del acuífero o la expansión del volumen de la capa de

gas. Un ejemplo de desplazamiento inmiscible son los mecanismos de recuperación secundaria como la inyección de agua y gas (Rose et al. (1989).

El fluido desplazante debe tener más energía que el fluido desplazado. Conforme se inyecta el fluido desplazante, se forma un frente de separación y presenta dos zonas en el yacimiento; una primera zona no invadida, donde existe la presencia de un banco de petróleo debido al petróleo que es desplazado hacia adelante. Detrás de este banco se tiene la zona invadida, formada por el fluido inyectado y el petróleo remanente Cabrera et al. (2012).

2.2.4.1. Tipos de desplazamiento

La fase antes de la ruptura, es la responsable de casi toda la producción del fluido desplazado y donde el fluido producido no contiene fluido desplazante. La fase después de la ruptura es donde existe producción de ambas fases, desplazante y desplazada, considerándose que la primera arrastra a la segunda por el canal de flujo. El desplazamiento de dos fluidos inmiscibles en el medio poroso se clasifica en dos tipos: pistón sin fugas y pistón con fugas (Ferrer, 2001).

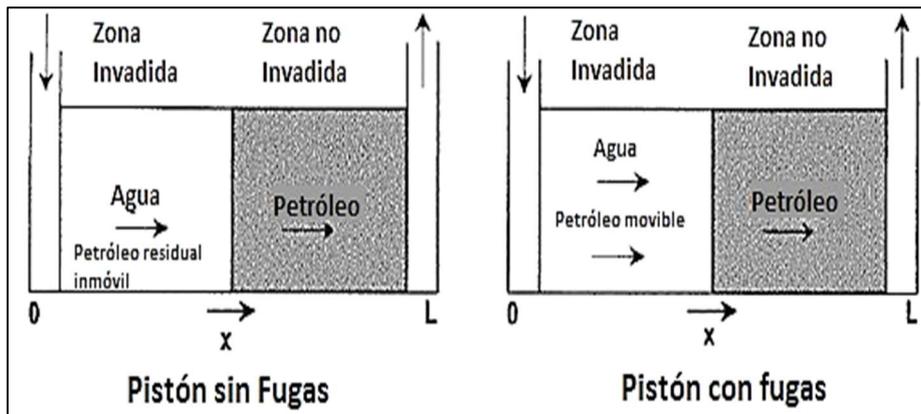


Ilustración 7: Tipos de desplazamiento

Fuente: (Ferrer, 2001)

➤ Desplazamiento pistón sin fugas

Este tipo de desplazamiento es caracterizado por la inmovilidad del petróleo remanente en la zona invadida no tiene movilidad. Donde la saturación del fluido desplazante es máxima y la del petróleo es la residual. Al momento en que el fluido desplazante llega a los pozos productores, entonces se define como el tiempo que se está produciendo la ruptura Moscoso et al. (2012).

➤ Desplazamiento pistón con fugas

Este desplazamiento en la zona invadida del petróleo remanente presenta cierta movilidad por lo cual ocurre flujo de dos fases en esta zona, donde la saturación

de petróleo es mayor que la residual. Además, se sigue produciendo cantidades variables de petróleo cuando el fluido desplazante llega a los pozos productores Moscoso et al. (2012).

2.2.4.2. Mecanismos de desplazamiento

El desplazamiento de un fluido por otro fluido es un proceso de flujo no continuo, esto se debe a que las saturaciones de los fluidos no cambian a medida que transcurre el tiempo. Debido a esto existen cambios en las permeabilidades relativas, las presiones y las viscosidades de las fases. El mecanismo de desplazamiento para una inyección de agua en un yacimiento homogéneo, se puede clasificar en cuatro etapas: Cabrera et al. (2012).

➤ Condiciones iniciales antes de la invasión

Para estas condiciones se estima un yacimiento homogéneo que tiene fluidos que se mueven de forma horizontal. Por lo tanto, se supone que a través del yacimiento las saturaciones son constantes y al momento de iniciar la inyección de agua, nos encontramos con un yacimiento que ha sido producido por agotamiento natural en su producción primaria, Abreu et al. (1985).

Usualmente, la presión actual del yacimiento será menor que la presión de burbuja del petróleo original en el yacimiento. Entonces va a existir una fase de gas presente, la cual de acuerdo con las suposiciones también será uniforme a través del yacimiento.

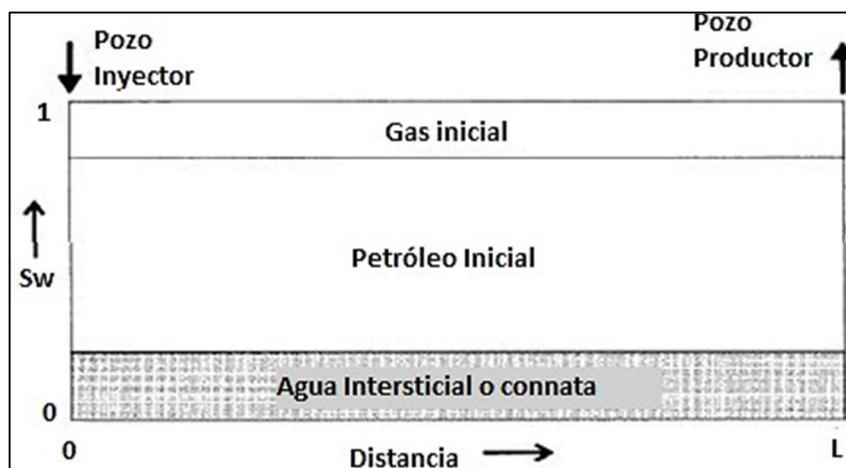


Ilustración 8: Distribución Esquemática de los fluidos antes de la inyección

Fuente: (Ferrer, 2001)

➤ La invasión a un determinado tiempo

Cuando inicia la inyección de agua, se presenta un aumento de presión en el yacimiento, la misma que es mayor en los pozos inyectoros y declina hacia los pozos productores. Debido a la inyección de agua, se logra el desplazamiento hacia delante de una parte del petróleo formando así un banco de petróleo. De

igual manera éste empuja al gas altamente móvil hacia delante, sin embargo, en ciertas condiciones parte del gas puede ser retenido en el banco, ocupando un espacio que podría contener petróleo residual. Posterior al banco de petróleo se forma un banco de agua, donde se encuentra el agua inyectada y el petróleo residual (Telenchana Barrionuevo, 2014)

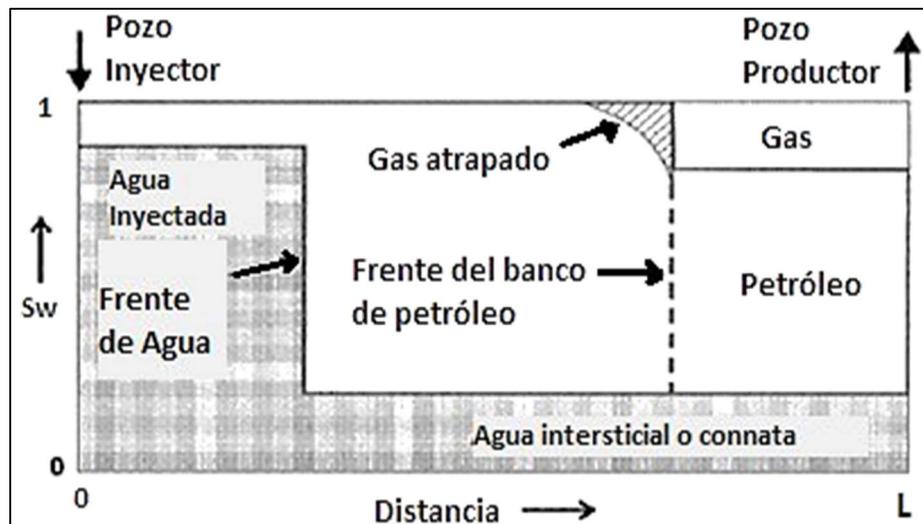


Ilustración 9: Invasión a un determinado tiempo

Fuente: (Ferrer, 2001)

➤ **Llene**

Todo el gas, excepto el atrapado, se desplaza a la zona inundada del yacimiento antes que ocurra la producción de petróleo. A esto se lo denomina “llene” y para ejecutarlo, la acumulación de agua inyectada debe ser igual al volumen del espacio ocupado por el gas móvil en yacimiento.

Durante este periodo, parte del gas se re disuelve con el petróleo que va contactando, mientras que el remanente fluye hacia los pozos productores. El llene puede ser representado por un frente de petróleo que viaja más rápido que el frente de agua y detrás la saturación del gas se encuentra en su valor residual. La llegada del frente de petróleo a los pozos productores marca el final del periodo del llene (Rivera Chávez, 2015)

Detrás del frente de agua, la saturación de petróleo se va reduciendo progresivamente a medida que el petróleo va siendo desplazado por la corriente de agua, hasta que, finalmente, se alcanza la saturación de petróleo residual.

➤ **La ruptura del agua**

Una vez que ha ocurrido el llene, el desplazamiento del frente continúa, y la tasa de producción de petróleo aumenta y parcialmente en términos de volúmenes de yacimiento es igual a la tasa de inyección de agua. Si la saturación de agua inicial

de la formación es menor que la requerida para fluir, la producción del petróleo durante esta fase estará libre de agua. Se dice que se ha producido la ruptura cuando existe una producción significativa de agua en los pozos productores (Arias Gutiérrez & Chancusig Manotoa, 2017).

➤ **Posterior a la ruptura**

Durante esta etapa, la producción de agua aumenta considerablemente. El recobro del petróleo detrás del frente se obtiene solamente con la circulación de grandes volúmenes de agua. En esta etapa final, el área barrida aumentará y por esta razón se puede seguir con la inyección ya que existiría suficiente producción de petróleo para justificarlo (Telenchana Barrionuevo, 2014).

Finalmente, el proceso de inyección termina cuando deja de ser económicamente rentable. Al llegar la etapa de agotamiento de la inyección de agua, la porción inundada del yacimiento contendrá únicamente petróleo residual y agua.

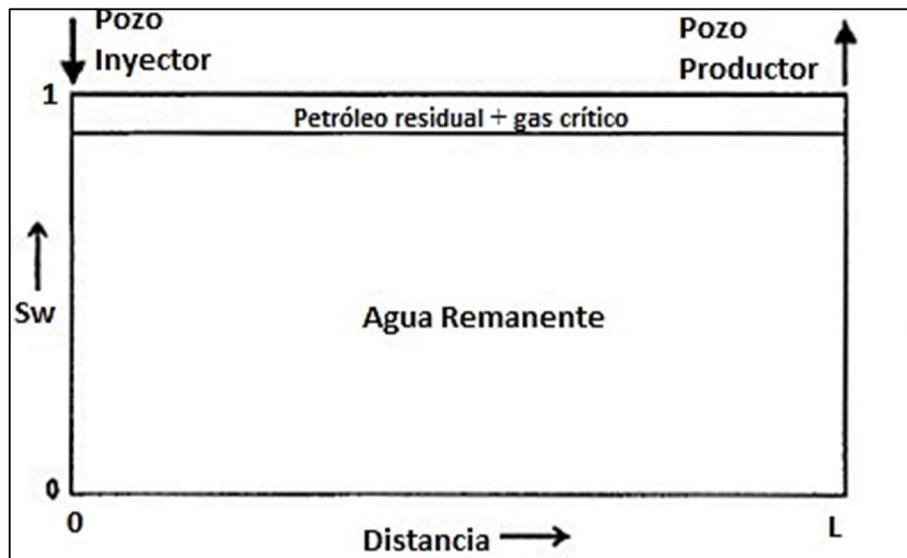


Ilustración 10: Distribución de los fluidos en el momento de abandono

Fuente: (Paris de Ferrer, 2001)

2.2.5. Teoría de Desplazamiento de Buckley-Leverett

Buckley-leverett en 1942 establecieron la ecuación que describió el desplazamiento inmisible de Petróleo por agua en una dimensión a través de medios porosos en su estudio clásico de la teoría de flujo fraccional (Dake, 2001).

Esta teoría considera dos fluidos inmiscibles: desplazante y desplazado, y se desarrolla en el concepto de permeabilidades relativas y en un desplazamiento tipo pistón con fugas, la teoría de un desplazamiento tipo pistón está sujeto a un barrido lineal, detrás del frente existe una región de flujo de dos fases, esta región es de extensión limitada y su influencia resulta insignificante Abreu et al. (1985).

Este método aplica a un sistema lineal, con empuje natural de agua, inyección periférica de agua o una expansión de la capa de gas. Además de suponer flujo lineal y continuo de dos fases, también supone la formación homogénea, con una saturación de agua connata constante a lo largo del yacimiento; igual se consideran constantes la tasa de inyección y el área perpendicular al flujo. Finalmente, para que exista condiciones de equilibrio, la presión y la temperatura del yacimiento también deben permanecer constantes (Ferrer, 2001).

Las principales Suposiciones de esta teoría son las siguientes:

1. El flujo es lineal, aunque puede modificarse con facilidad para un flujo radial por lo que no constituye una limitación fuerte.
2. La formación es homogénea o sea con propiedades K y Φ uniformes.
3. Desplazamiento tipo pistón con fugas.
4. Los fluidos son inmiscibles, lo cual implica que exista presión capilar.
5. Sólo pueden existir cuando dos fluidos estén circulando al mismo tiempo por un determinado punto, así se deben considerar los conceptos de permeabilidades relativas a dos fases.
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 consideren constantes.
8. Flujo continuo o estacionario.
9. La presión y temperatura deben permanecer constantes para que exista condiciones de equilibrio.

2.2.5.1. Permeabilidad Relativa – Correlación de Corey

Para calcular las permeabilidades relativas existen diversas correlaciones numéricas, pero en el presente caso de estudio se aplicará el modelo de Corey. La mayoría de modelos utilizan la saturación (residual e inicial), como parámetro de correlación. Las saturaciones de cada una de las fases se presentan a continuación, en las siguientes ecuaciones (Duque Cepeda & Garzón Agudelo, 2019)

- Saturación efectiva de la fase petróleo

$$S_o^* = \frac{S_o}{1-S_{wc}} \quad \text{(Ecuación 1)}$$

- Saturación efectiva de la fase de agua

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}} \quad \text{(Ecuación 2)}$$

Donde:

S_o^* = Saturación efectiva de petróleo

S_w^* = Saturación efectiva del agua

S_o = Saturación de petróleo

S_w = Saturación de agua

S_{wc} = Saturación de agua connata o irreducible

La fórmula del modelo de correlación desarrollada por Corey, considera valores de permeabilidad relativa, en el sistema agua-petróleo como se presenta a continuación:

$$K_{ro} = (K_{ro})_{S_{wc}} \left(\frac{1-S_w-S_{or}}{1-S_{or}-S_{wc}} \right)^{n_o} \quad \text{(Ecuación 3)}$$

$$K_{rw} = (K_{rw})_{S_{or}} \left(\frac{S_w-S_{wc}}{1-S_{or}-S_{wc}} \right)^{n_w} \quad \text{(Ecuación 4)}$$

Donde:

K_{ro} = Permeabilidad Relativa de Petróleo

K_{rw} = Permeabilidad Relativa de Agua

n_o, n_w = Exponentes de permeabilidad relativa del agua y petróleo

2.2.5.2. Ecuación de flujo fraccional

En la teoría de Buckley y leverett se deduce que para un caso general de una formación homogénea con permeabilidad (k) y porosidad (ϕ), Saturación de petróleo y agua connata, sometida a la inyección de una tasa de fluidos (q_t). La formación se encuentra inclinada a un cierto ángulo (α), con respecto a la horizontal y tiene una longitud (L) y un área seccional (A). (Ferrer, 2001). Como lo muestra la ilustración 11.

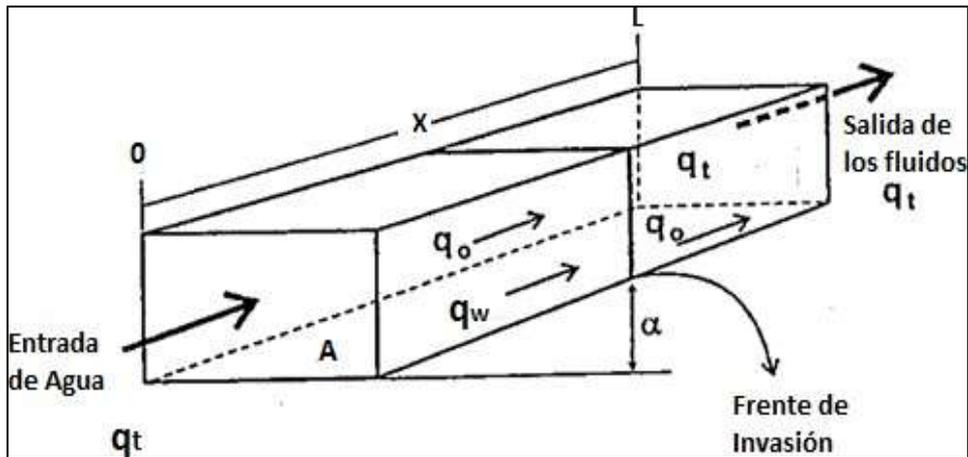


Ilustración 11: Modelo lineal de una formación sometida a invasión con agua
Fuente: (Ferrer, 2001)

“Como se pretende modelar el flujo de dos fluidos inmiscibles a través del medio poroso, se aplicará la ley de Darcy generalizada para cada uno de los fluidos, en las siguientes ecuaciones” Abreu et al. (1985).

$$q_w = -0.001127 \frac{k_w A}{\mu_w} \left(\frac{\partial P_w}{\partial x} + 0.00694 \rho_w \sin \alpha \right) \quad \text{(Ecuación 5)}$$

$$q_o = -0.001127 \frac{k_o A}{\mu_o} \left(\frac{\partial P_o}{\partial x} + 0.00694 \rho_o \sin \alpha \right) \quad \text{(Ecuación 6)}$$

Donde:

q_w = Tasa de flujo de agua (bbl/día)

q_o = Tasa de flujo de petróleo (bbl/día)

k_w = Permeabilidad efectiva al agua (md)

k_o = Permeabilidad efectiva al petróleo (md)

μ_w = Viscosidad del agua (cp)

μ_o = Viscosidad del petróleo (cp)

A = Área total de la formación al flujo (ft²)

$\frac{\partial P_w}{\partial x}$ = Gradiente de presión en la fase agua (psi/ft)

$\frac{\partial P_o}{\partial x}$ = Gradiente de presión en la fase petróleo (psi/ft)

ρ_w = Densidad del agua en (lb/ft³)

ρ_o = Densidad del petróleo en (lb/ft³)

α = Ángulo medido desde la zona horizontal hacia la dirección de flujo, en sentido contrario al de las manecillas del reloj, en grados

“Tomando en cuenta que la arena es perfectamente mojada por agua, puede establecerse por definición de presión capilar”. (Rivera Chávez, 2015):

$$P_c = P_o - P_w \quad \text{(Ecuación 7)}$$

Donde:

P_c = Presión capilar

P_o = Presión en la fase petróleo

P_w = Presión en la fase agua

Sabiendo que P_c es una función de varias variables, puede diferenciarse parcialmente la ecuación 7, para obtener el gradiente de presión capilar en la dirección de flujo, luego:

$$\frac{\partial P_c}{\partial x} = \frac{\partial P_o}{\partial x} - \frac{\partial P_w}{\partial x} \quad \text{(Ecuación 8)}$$

Sustituyendo $\frac{\partial P_o}{\partial x}$, $\frac{\partial P_w}{\partial x}$ de las ecuaciones 5 y 6 en la ecuación 8 tenemos:

$$\frac{\partial P_c}{\partial x} = \frac{q_w \mu_w}{0.001127 k_w A} - \frac{q_o \mu_o}{0.001127 k_o A} + 0.00694 (\rho_w - \rho_o) \sin \alpha \quad \text{(Ecuación 9)}$$

Considerando que las condiciones de flujo son las correspondientes al flujo continuo o estacionario, la tasa de inyección total es igual a la suma del flujo de cada fase, por lo tanto:

$$q_t = q_o + q_w \quad \text{(Ecuación 10)}$$

Por lo tanto, la fracción de agua está dada con respecto al corte de agua y se expresa como:

$$f_w = \frac{q_w}{q_o + q_w} = \frac{q_w}{q_t} \quad \text{(Ecuación 11)}$$

De la misma manera, la fracción de petróleo o corte de petróleo es:

$$f_o = \frac{q_o}{q_t} = 1 - f_w \quad \text{(Ecuación 12)}$$

Integrando las ecuaciones 11 y 12 en la ecuación 9, tenemos la ecuación de flujo de agua en un punto, x, en un sistema de flujo lineal, tomando el nombre de la ecuación de flujo fraccional o corte de agua:

$$f_w = \frac{1 + 0.001127 \frac{k_o A}{\mu_o q_t} \left(\frac{\partial P_c}{\partial x} - 0.00694 (\rho_w - \rho_o) \sin \alpha \right)}{1 + \frac{k_o \mu_w}{k_w \mu_o}} \quad \text{(Ecuación 13)}$$

Si la roca es preferencialmente mojada por petróleo, $P_c = P_w - P_o$, el término $\frac{\partial P_c}{\partial x}$ cambia de signo en la ecuación 9, y en este caso se expresa de la siguiente manera: (Forrest F, 1982)

$$f_w = \frac{q_w}{q_t} = \frac{1 - 0.001127 \frac{k_o A}{\mu_o q_t} \left(\frac{\partial P_c}{\partial x} + 0.00694 (\rho_w - \rho_o) \sin \alpha \right)}{1 + \frac{k_o \mu_w}{k_w \mu_o}} \quad \text{(Ecuación 14)}$$

A continuación, se presenta la tabla 2, que corresponde a las ecuaciones simplificadas del flujo fraccional de agua.

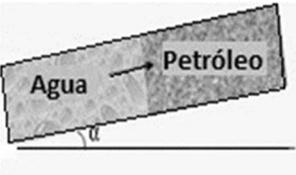
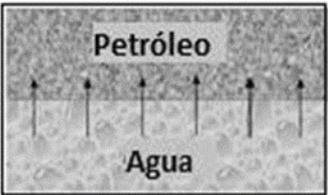
Casos	Ecuación
<p>Avance del frente de invasión en yacimientos horizontales.</p> 	<p>En esta condición $\alpha = 0^\circ$, se considera que los efectos capilares son muy pequeños, $\frac{\partial P_c}{\partial x} \rightarrow 0$. Por lo tanto, se lo representa como una fórmula simplificada del flujo fraccional.</p> $f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_o \mu_w}{k_w \mu_o}}$ <p>(Ecuación 15)</p>
<p>Avance del frente de invasión, con buzamiento hacia arriba.</p> 	<p>En esta condición $\alpha > 0^\circ$ y, $\frac{\partial P_c}{\partial x} \rightarrow 0$, tenemos que:</p> $f_w = \frac{1 - 0.001127 \frac{k_o A}{\mu_o q_t} [0.00694 (\rho_w - \rho_o) \sin \alpha]}{1 + \frac{k_o \mu_w}{k_w \mu_o}}$ <p>(Ecuación 16)</p>
<p>Avance del frente de invasión en yacimientos verticales.</p> 	<p>En esta condición $\alpha = 90^\circ$, $\sin \alpha = 1$ y $\frac{\partial P_c}{\partial x} \rightarrow 0$ tenemos lo siguiente:</p> $f_w = \frac{1 - 0.001127 \frac{k_o A}{\mu_o q_t} [0.00694 (\rho_w - \rho_o)]}{1 + \frac{k_o \mu_w}{k_w \mu_o}}$ <p>(Ecuación 17)</p>

Tabla 2: Ecuaciones simplificadas de flujo fraccional de agua

Fuente: (Ferrer, 2001)

Editado por: Tomalá, S. 2020

2.2.5.3. Avance Frontal

2.2.5.3.1. Sistema Lineal

Considerando un volumen de poros, $\phi A \Delta x$, teniendo dos fluidos; el desplazante (agua) y el desplazado (petróleo). Según Abreu et al. (1985), el avance frontal se describe como:

La cantidad de agua que será:

$$V_w = A \phi \Delta x S_w \quad (\text{Ecuación 18})$$

El cambio del volumen de agua con respecto al tiempo que es igual a:

$$\frac{\partial V_w}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial t} (A \phi \Delta x S_w) = \frac{A \phi \Delta x}{5.615} \frac{\partial S_w}{\partial t} \quad (\text{Ecuación 19})$$

El volumen de agua con respecto al tiempo, se la puede determinar haciendo un balance de materia para un elemento Δx de la formación, como se lo representa a continuación:

Acumulación de agua = Volumen de Agua que entra – volumen de agua que sale

De esta manera se la puede expresar como:

$$\frac{\partial V_w}{\partial t} = [q_w]_x - \left[(q_w) + \left(\frac{\partial q_w}{\partial x} \right)_t \Delta x \right] \quad (\text{Ecuación 20})$$

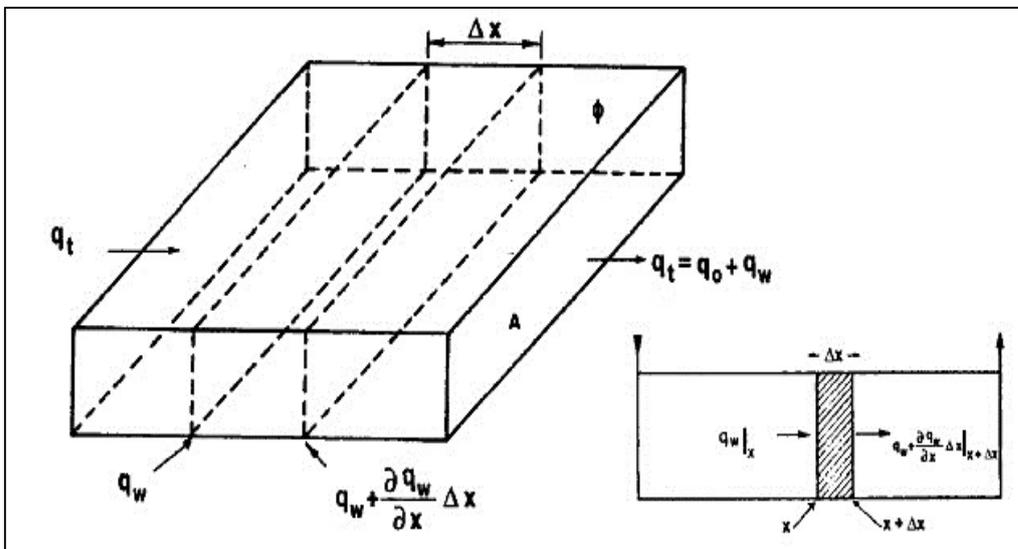


Ilustración 12: Esquema de la formación sometida a invasión

Fuente: (Ferrer, 2001)

Igualando la ecuación 19 y 20, se obtiene:

$$\frac{A \phi}{5.615} \left(\frac{\partial S_w}{\partial t} \right) = - \left(\frac{\partial q_w}{\partial x} \right)_t \quad (\text{Ecuación 21})$$

Teniendo en cuenta que:

$$q_w = f_w q_t \quad \text{(Ecuación 22)}$$

Sabiendo que q_t es una constante, se describe la siguiente ecuación como:

$$\left(\frac{\partial q_w}{\partial x}\right)_t = q_t \left(\frac{\partial f_w}{\partial x}\right)_t \quad \text{(Ecuación 23)}$$

Reemplazando la Ecuación 23 en la ecuación 21, se obtiene lo siguiente:

$$\left(\frac{\partial S_w}{\partial t}\right)_x = -\frac{5.615 q_t}{A\emptyset} \left(\frac{\partial f_w}{\partial x}\right)_t \quad \text{(Ecuación 24)}$$

Conociendo que la saturación de agua, está dada en función del tiempo y el desplazamiento tenemos que:

$$S_w = F(x, t) \quad \text{(Ecuación 25)}$$

Por lo tanto, si en la ecuación 25, se deriva totalmente, se obtiene lo siguiente:

$$dS_w = \left(\frac{\partial S_w}{\partial x}\right)_t dx + \left(\frac{\partial S_w}{\partial t}\right)_x dt \quad \text{(Ecuación 26)}$$

Si se requiere apreciar el avance de saturación constante, se debe establecer que $dS_w = 0$ y se obtiene que:

$$\left(\frac{\partial S_w}{\partial x}\right)_t dx + \left(\frac{\partial S_w}{\partial t}\right)_x dt = 0 \quad \text{(Ecuación 27)}$$

En conclusión, se tiene:

$$V_{S_w} = \left(\frac{dx}{dt}\right)_{S_w} = \frac{5.615 q_t}{A\emptyset} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_t \quad \text{(Ecuación 28)}$$

La ecuación 28, permite conocer la velocidad del avance del frente de saturación S_w , si se obtiene la curva del flujo fraccional, $\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_t$ se puede determinar de la pendiente de la tangente de la curva de saturación determinada. (Rivera Chávez, 2015)

Si se integra la ecuación 28, para calcular la distancia x , desplazada en un frente de saturación constante, se obtiene:

$$x = \frac{5.615 q_t t}{A\emptyset} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_t \quad \text{(Ecuación 29)}$$

Donde:

x = Distancia recorrida por un plano de saturación, durante un tiempo. (ft)

t = intervalo de tiempo (días)

\emptyset = Porosidad

$A = \text{Área transversal del yacimiento (ft}^2\text{)}$

$\frac{\partial f_w}{\partial S_w} = \text{Pendiente de la curva de flujo fraccional a la } S_w$

la ecuación 29, permite calcular la distancia que recorrida en un plano de saturación S_w , en un tiempo "t", y por ende se la puede utilizar para determinar la distribución de saturación en un determinado tiempo.

La eficiencia del desplazamiento, está dada por:

$$E_D = \frac{\text{Cambio en la saturación de petróleo en zona barrida}}{\text{Saturación de petróleo al inicio de la invasión}} = \frac{\Delta S_o}{S_o} \quad \text{(Ecuación 30)}$$

El cambio en la saturación de petróleo se la puede determinar en términos del cambio de saturación. En el tiempo de ruptura, la saturación promedio del agua es $(S_{wp})_{bt}$. Por lo tanto:

$$(E_D)_{bt} = \frac{(1-S_{wc}) - [1 - (S_{wp})_{bt}]}{1-S_{wc}} \quad \text{(Ecuación 31)}$$

$$(E_D)_{bt} = \frac{(S_{wp})_{bt} - S_{wc}}{1-S_{wc}} \quad \text{(Ecuación 32)}$$

La ecuación 32, se utiliza hasta la ruptura de agua cuando no hay presencia de gas. A esta ruptura, $x=L$, y a la ecuación 29 se la puede representar como:

$$\frac{5.615 q_t t_{bt}}{A\phi L} = \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)^{-1}_{\text{frente}} \quad \text{(Ecuación 33)}$$

Si observa la parte izquierda de la ecuación 33, se considera que:

$$\frac{5.615 q_t t_{bt}}{A\phi L} = \frac{\text{agua inyectada (bbl)}}{\text{volumen poroso (bbl)}} = (Q_i)_{bt} \quad \text{(Ecuación 34)}$$

A continuación, se muestra que el agua inyectada a la ruptura representada en volúmenes porosos es igual a la inversa de la tangente a la curva del flujo fraccional. Si la tasa de inyección es constante, el tiempo de ruptura se la puede calcular como la razón que hay entre el volumen de caudal inyectado acumulado en ese tiempo y la tasa de inyección, es decir:

$$t_{bt} = \frac{(W_i)_{bt}}{q_t} = \frac{A\phi L(Q_i)_{bt}}{5.615 q_t} \quad \text{(Ecuación 35)}$$

2.2.5.3.2. Sistema Radial

Empezando de la ecuación de avance frontal se tiene:

$$\left(\frac{\partial x}{\partial t} \right)_{S_w} = \frac{5.615 q_t}{A\phi} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_t \quad \text{(Ecuación 36)}$$

El área se sustituye por, $2\pi r h$ y x por r , dando lo siguiente:

$$\left(\frac{\partial r}{\partial t}\right)_{S_w} = \frac{5.615 q_t}{\phi 2\pi r h} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_t \quad \text{(Ecuación 37)}$$

Sabiendo que $d(r^2) = 2rdr$, la ecuación 37, se reduce a:

$$\frac{d(r^2)}{dt} = \frac{5.615 q_t}{\phi \pi h} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{S_w} \quad \text{(Ecuación 38)}$$

Ferrer (2001) afirma que: “la tasa de inyección es constante”, la ecuación 38 se expresa de la siguiente manera:

$$(r^2)_{S_w} = \frac{5.615 q_t \Delta t}{\phi \pi h} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{S_w} \quad \text{(Ecuación 39)}$$

2.2.5.4. Ecuaciones para predecir el comportamiento de yacimientos sometidos a Inyección de Agua

“Las ecuaciones a considerar en una predicción del comportamiento de yacimientos son las siguientes” (Ferrer, 2001):

Antes de la ruptura

- Agua inyectada acumulada, W_i

$$W_i = q_t t \quad \text{(Ecuación 40)}$$

- Petróleo Producido, N_p , en condiciones normales:

$$N_p = \frac{W_i}{\beta_o} \quad \text{(Ecuación 41)}$$

- Agua Producida, W_p

$$W_p = 0 \quad \text{(Ecuación 42)}$$

- Tasa de Producción de petróleo, q_o

$$q_o = \frac{q_t(1-f_w)}{\beta_o} = \frac{q_t}{\beta_o} \quad \text{(Ecuación 43)}$$

- Tasa de Producción de agua, q_w

$$q_w = \frac{q_t f_w}{\beta_w} = 0 \quad \text{(Ecuación 44)}$$

En el momento y después de la ruptura

- Tiempo de la ruptura, t_r

$$t_r = \frac{A\phi L}{q_t} \frac{1}{\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{S_{wx}}} \quad \text{(Ecuación 45)}$$

- Agua inyectada

$$W_i = q_t t \quad \text{(Ecuación 46)}$$

- Petróleo producido, N_p dado en condiciones normales, al momento de la ruptura da lo siguiente:

$$N_{pr} = \frac{A\phi L(S_{wp} - S_{wi})}{\beta_o} \quad \text{(Ecuación 47)}$$

- Petróleo producido, N_p dado en condiciones normales, después de la ruptura da lo siguiente:

$$N_{pdr} = \frac{A\phi L(S'_{wp} - S_{wi})}{\beta_o} \quad \text{(Ecuación 48)}$$

- Tasa de Producción de petróleo, q_o durante la ruptura.

$$q_o = \frac{q_t(1-f_w)}{\beta_o} = \frac{q_t}{\beta_o} \quad \text{(Ecuación 49)}$$

- Tasa de Producción de agua, q_w durante la ruptura

$$q_w = \frac{q_t f_w}{\beta_w} \quad \text{(Ecuación 50)}$$

- Tasa de Producción de petróleo, q_o después de la ruptura.

$$q_o = \frac{q_t(1-f_w2)}{\beta_o} = \frac{q_t}{\beta_o} \quad \text{(Ecuación 51)}$$

- Tasa de Producción de agua, q_w después de la ruptura.

$$q_w = \frac{q_t f_w2}{\beta_w} \quad \text{(Ecuación 52)}$$

2.2.5.5. Declinación Exponencial

“Para el análisis de una curva de declinación exponencial se usa una tasa de declinación constante ($n=0$)” (Cuaical Enríquez, 2017).

$$\frac{D}{D_i} = \left(\frac{q}{q_i}\right)^0 = 1 \rightarrow D = D_i = \text{constante} \quad \text{(Ecuación 53)}$$

Se conoce que la tasa de declinación nominal está representada por la siguiente ecuación:

$$D = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} = -\frac{d \ln q}{dt} \quad \text{(Ecuación 54)}$$

Se procede a integrar la ecuación 53 y 54. Obteniendo la ecuación de declinación exponencial

$$q = q_i e^{-D_i t} \quad \text{(Ecuación 55)}$$

Donde:

q = Tasa de producción (BPPD)

q_i = Tasa inicial de producción (BPPD)

D_i = constante, tasa de declinación (días, meses, años)

t = Período de producción (días, meses, años)

El petróleo acumulado es el área bajo la curva de la tasa de producción en base al tiempo, como se representa a continuación:

$$N_p = \int_0^t q dt \quad \text{(Ecuación 56)}$$

Si se integra la ecuación, se obtiene la producción acumulada de petróleo (BPPD)

$$N_p = \frac{q_i - q}{D} \quad \text{(Ecuación 57)}$$

La ecuación para determinar el tiempo de vida del reservorio antes de su abandono basado en una declinación exponencial está dada por:

$$t_a = \frac{1}{D_i} \ln \left(\frac{q_i}{q_a} \right) \quad \text{(Ecuación 58)}$$

Donde:

t_a = Tiempo de abandono (meses, días, años)

q_a = Tasa de abandono (BPPD)

De la ecuación 58, se puede despejar la declinación inicial que quedaría de la siguiente manera:

$$D_i = \frac{1}{t_a} \ln \left(\frac{q_i}{q_a} \right) \quad \text{(Ecuación 59)}$$

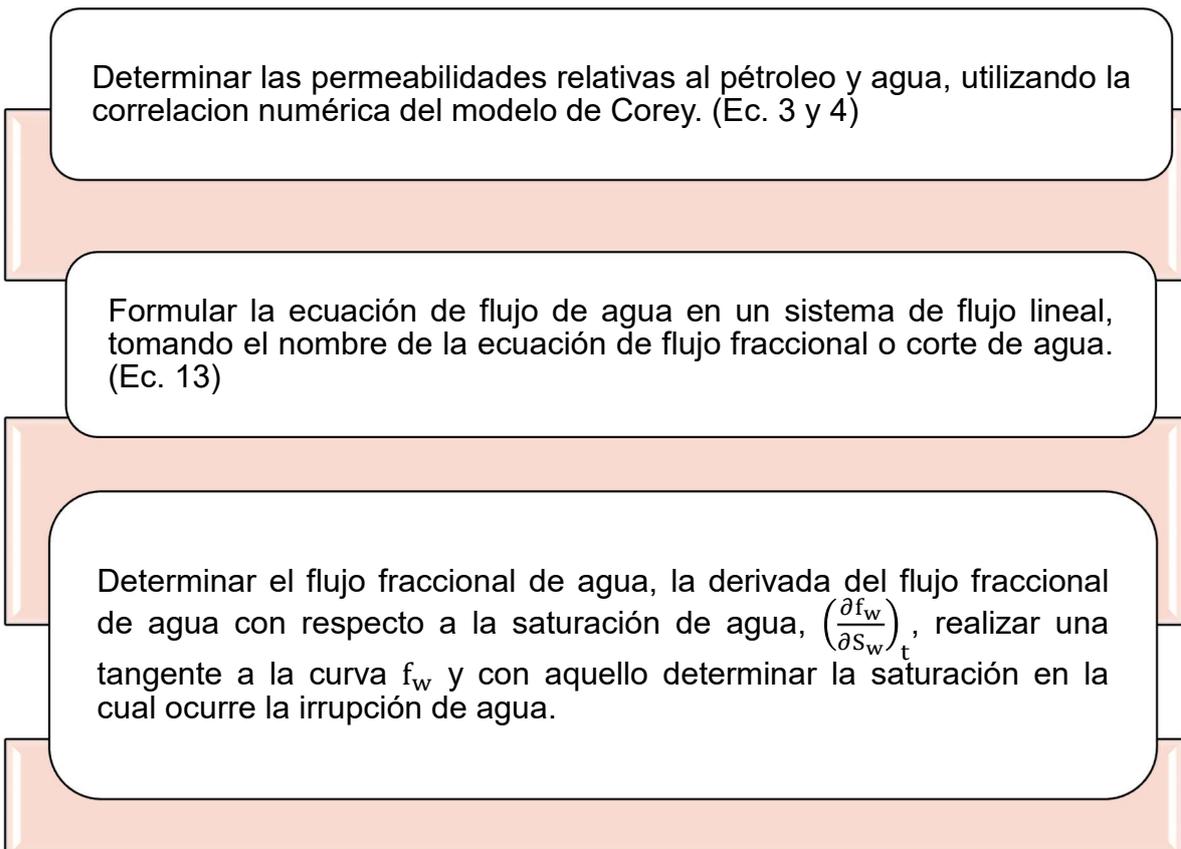
UNIDAD III

METODOLOGÍA

El proyecto de titulación consiste en analizar la producción del pozo “SFF-46”, de la arena Napo U inferior mediante la aplicación de Buckley y Leverett para comprobar si resulta factible realizar o no una inyección de agua que permita mejorar la producción del campo Shushufindi.

Para lograr los objetivos del proyecto un factor clave e importante es la obtención de información del campo y recopilación de las fórmulas relacionado al método de predicción de Buckley y Leverett mediante consultas bibliográficas (artículos científicos, libros, tesis, etc.).

En el presente caso de estudio se emplea una metodología técnica experimental. Para facilitar los cálculos se procede programar en el método de Buckley y Leverett, en el lenguaje de programación Matlab. A continuación, se describe el proceso:



Calcular el avance, desplazado en un frente de saturación constante. (Ec. 29)

Determinar el tiempo de ruptura que existe debido a la a tasa de inyección. (Ec. 35)

Determinar la tasa de producción de petróleo, antes, durante y después de la ruptura. (Ec. 43, 49 y 51)

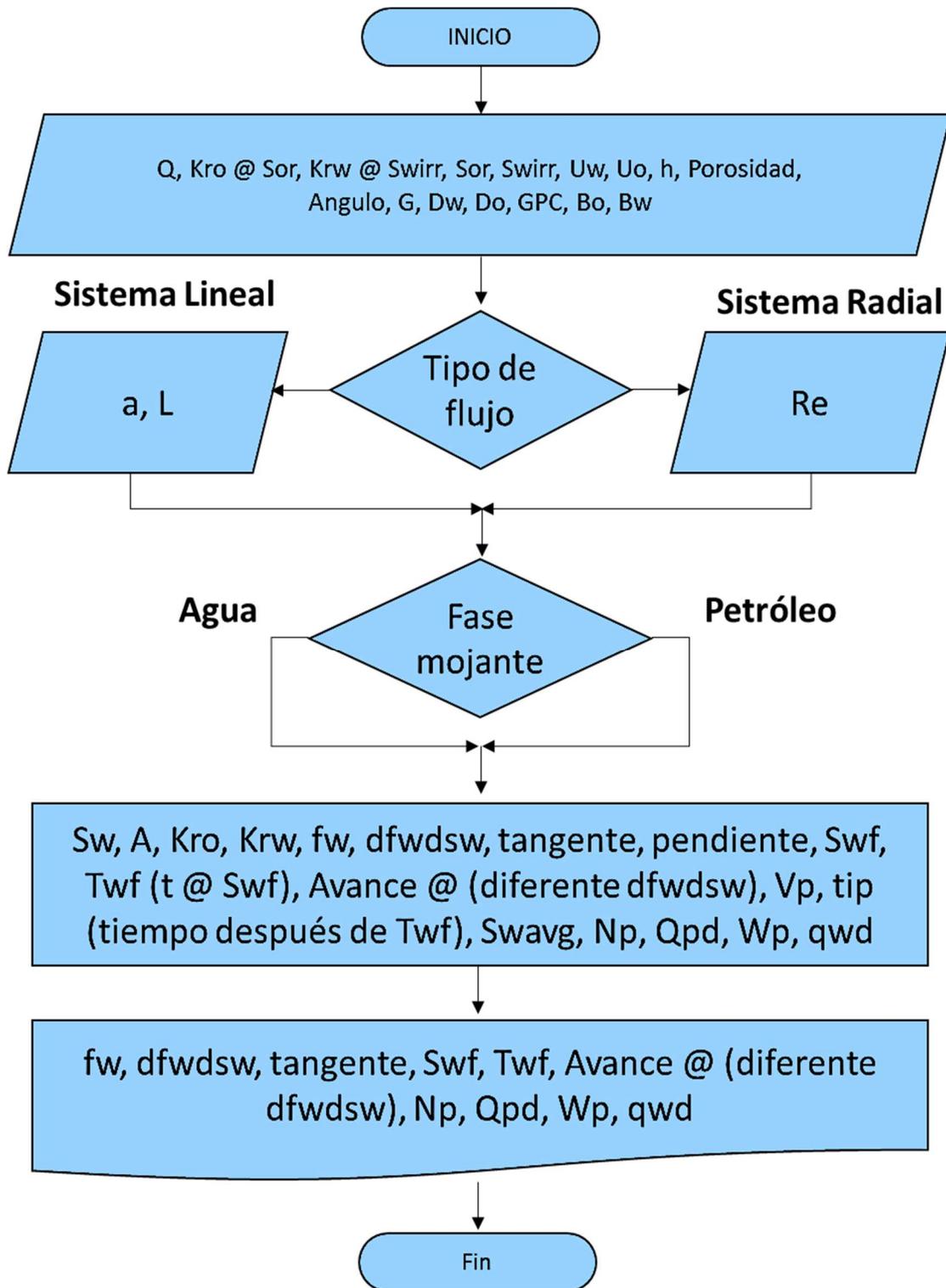
Determinar la tasa de producción de agua, antes de la ruptura, durante y después de la ruptura. (Ec. 44, 50 y 52)

Continuando con el proceso de metodología, se procede a estimar la declinación de la producción acorde a su producción histórica, para aquello se determina la declinación exponencial acorde a la (Ec. 55).

Se estiman q_o y N_p en función de tiempo usando las ecuaciones 57 y 59, aplicando el valor de D_i determinado. Y por consiguiente una vez obtenido los resultados las curvas de declinación podrán utilizarse para determinar la predicción del comportamiento de producción. Con estos resultados se observa las 2 curvas y define cuál tiene mejor producción.

A continuación, se presente el diagrama de flujo de la programación realizada al modelo matemático de Buckley y Leverett.

En base a selección del tipo de sistema y fase mojante el programa hace aplicación de las fórmulas respectivas las cuales se mencionaron en el capítulo 2.2.5.



UNIDAD IV

ANÁLISIS Y RESULTADOS

4.1. Determinación de la información disponible del pozo del Campo Shushufindi

Mediante la revisión bibliográfica se logró obtener datos del pozo SSF-46, que corresponde a la arena Napo "U" inferior. La misma que será introducido en el lenguaje de programación de Matlab.

Arena	Napo "U"
Zona	Norte
Pozo Inyector	WIW-3
Pozo Productor	SF-46
Área	A2
Densidad del petróleo (lb/ft ³)	58.05
Densidad del agua (lb/ft ³)	64.92
Viscosidad del petróleo (cp)	1.1418
Viscosidad del agua (cp)	0.33
Factor Volumétrico del petróleo (res-bbl/STB)	1.149
Factor Volumétrico del agua (res-bbl/STB)	1.04
Saturación de petróleo residual Sor (fracción)	0.3
Saturación de agua connata Swc (fracción)	0.2
Porosidad (fracción)	0.19
Permeabilidad (md)	130
Espesor del reservorio (ft)	8.13
Longitud del reservorio (ft)	8300
Ancho del reservorio (ft)	4060
Inclinación del reservorio (°)	8

Caudal de inyección (b/d)	3819
Punto final Kro @ Swc (fracción)	0.9
Punto final Krw @ Sor (fracción)	0.2
Gravedad (ft/s ²)	32.15
Gradiente de Presión (Psia/ft)	0

Tabla 3: Datos del Pozo SSF-46, Arena Napo "U" para la programación en Matlab
Fuente: (Achig Merino, 2015)

Editado por: Tomalá S. 2020

4.2. Obtención de resultados del lenguaje de programación Matlab

El método desarrollado en el programa Matlab, es el de Buckley y leverett y como se explicó en la metodología, permite determinar lo siguiente: S_w , K_{ro} , K_{rw} , f_w , df_w/d_{sw} , S_{wf} , T_{wf} .

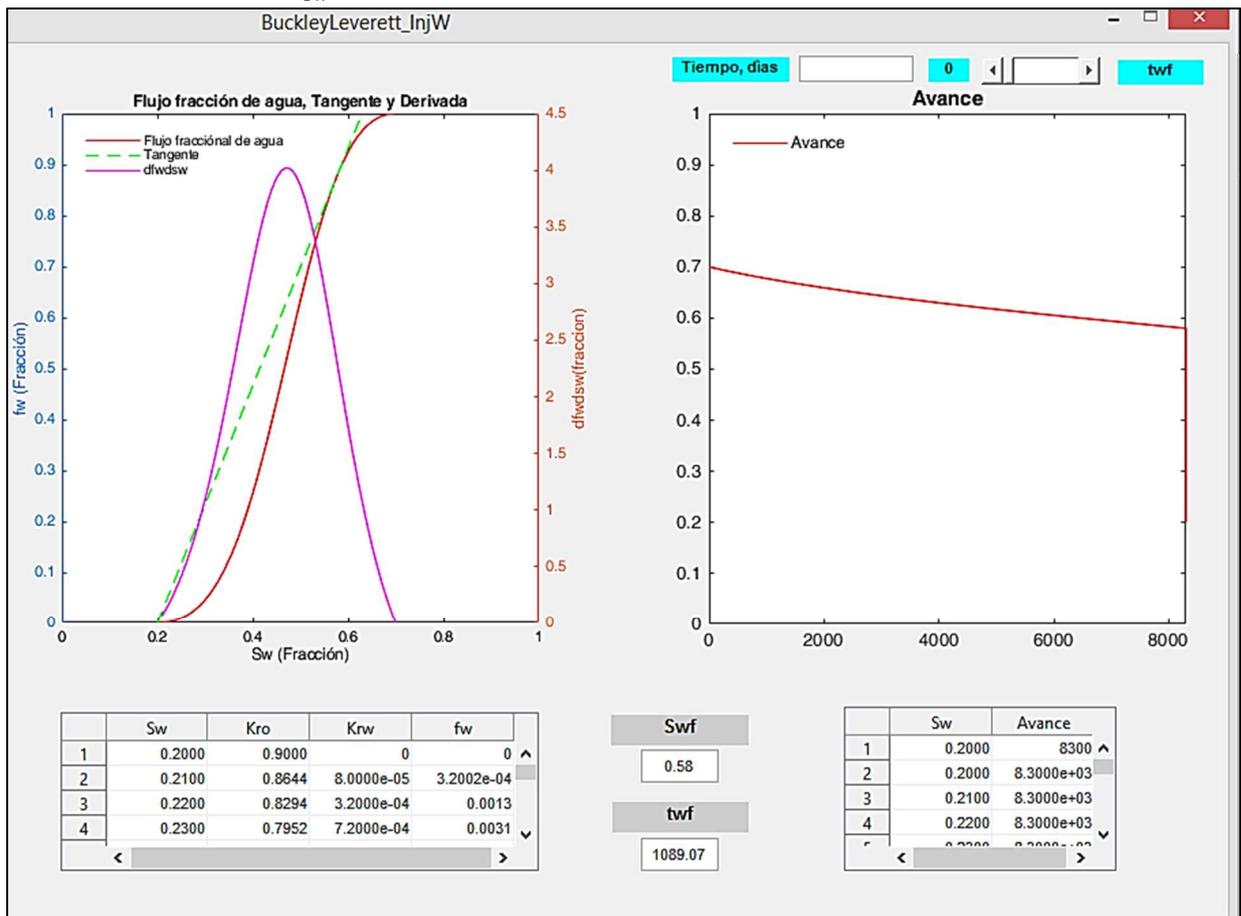


Ilustración 13: Programación del método de Buckley y Leverett en Matlab

Elaborado por: Tomalá S. 2020

A continuación, se presentan los valores calculados de la producción del caudal instantáneo y acumulado.

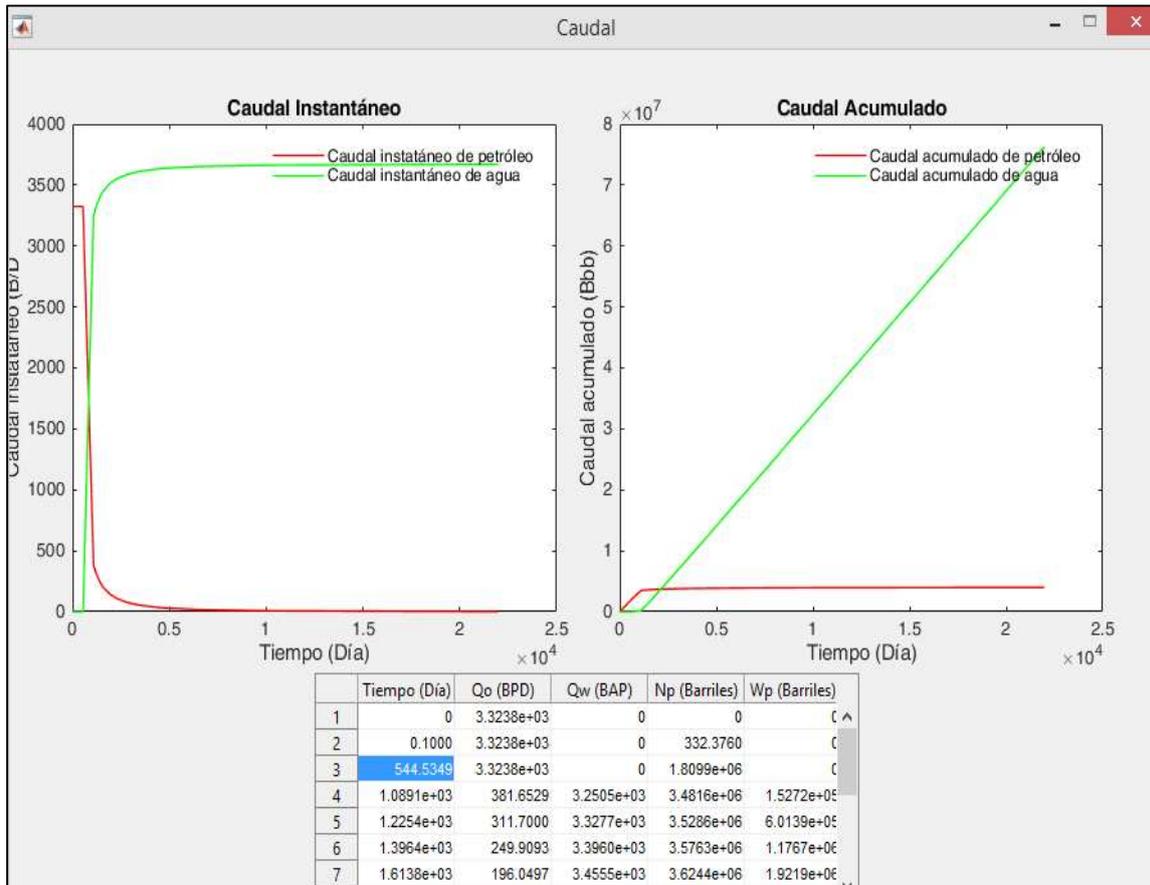


Ilustración 14: Caudal Instantáneo y Acumulado
Elaborado por: Tomalá S. 2020

4.3. Análisis

El pozo SSF-46 seleccionado como caso de estudio muestra una declinación, misma que en el año 2020 representa un caudal muy bajo por el cual se procede a realizar la inyección por el método de Buckley y leverett en el lenguaje de programación Matlab, como resultados se obtiene que a los 1089.07 días se empieza producir agua y a partir de ese día decae la producción de petróleo debido a que se alcanzó el frente de ruptura.

La siguiente ilustración representa la parte definida como fecha final que representan la declinación más reciente del pozo, para realizar la representación de la declinación del pozo.

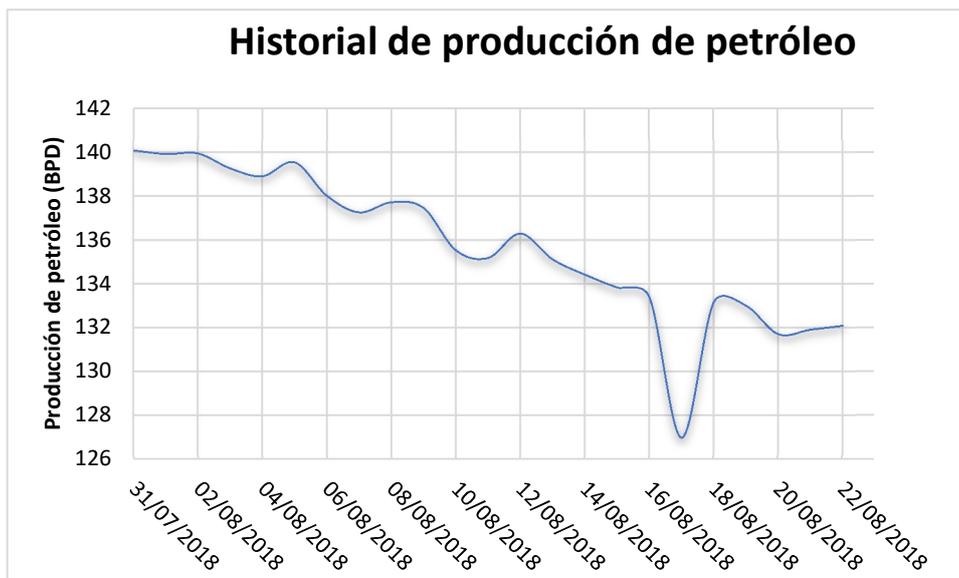


Ilustración 15: Historial de producción de petróleo para realizar la declinación del pozo SSF-46
Elaborado por: Tomalá S. 2020



Ilustración 16: Historial y declinación de producción de petróleo del pozo SSF-46
Elaborado por: Tomalá S. 2020

La siguiente tabla Representa el caudal instantáneo y acumulado (q_o , N_p) determinados en a través de Buckley y Leverett.

Tiempo (d)	Q_o (BPPD)	Q_w (BAPD)	N_p (Barriles)	W_p (Barriles)
0	3323.80	0.00	0	0.00
0.1	3323.80	0.00	332.38	0.00
544.50	3323.80	0.00	1809809.10	0.00
1089.10	381.65	3250.50	3481600.00	152720.00

1225.40	311.70	3327.70	3528600.00	601390.00
1396.40	249.91	3396.00	3576300.00	1176700.00
1613.80	196.05	3455.50	3624400.00	1921900.00
1895.20	149.80	3506.60	3672600.00	2901800.00
2268.20	110.76	3549.70	3720600.00	4218500.00
2779.00	78.50	3585.40	3768200.00	6041800.00
3511.00	52.54	3614.10	3815200.00	8677700.00
4630.60	32.38	3636.30	3861300.00	12738000.00
6526.40	17.52	3652.80	3906400.00	19650000.00
10365.00	7.49	3663.80	3950400.00	33696000.00
21976.00	1.80	3670.10	3993000.00	76289000.00

Tabla 4: Datos obtenidos de Matlab, caudal instantáneo y acumulado
Elaborado por: Tomalá S. 2020

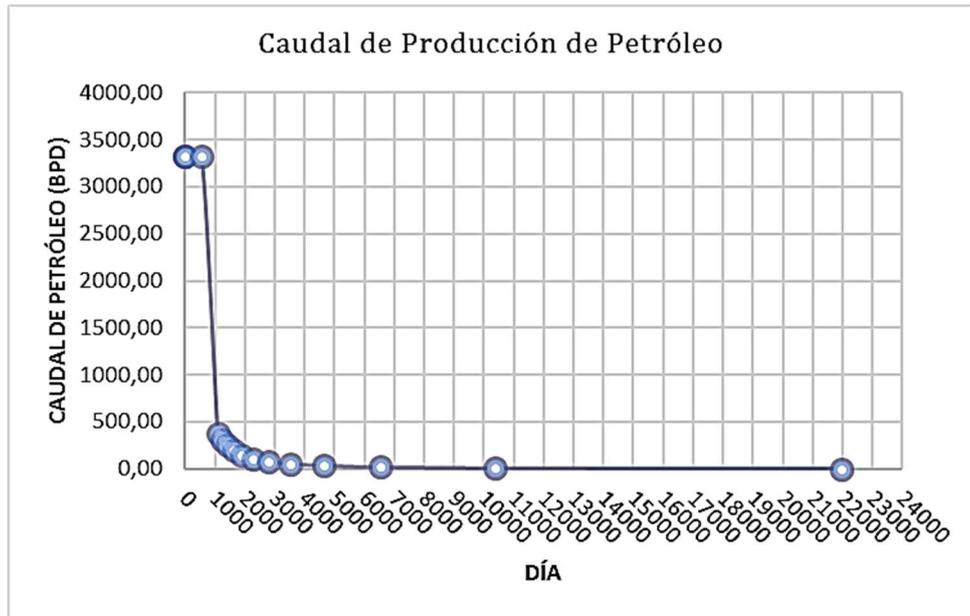


Ilustración 17: Estimación de caudal de producción de petróleo del pozo SSF-46 debido a la inyección de agua.

Elaborado por: Tomalá S. 2020

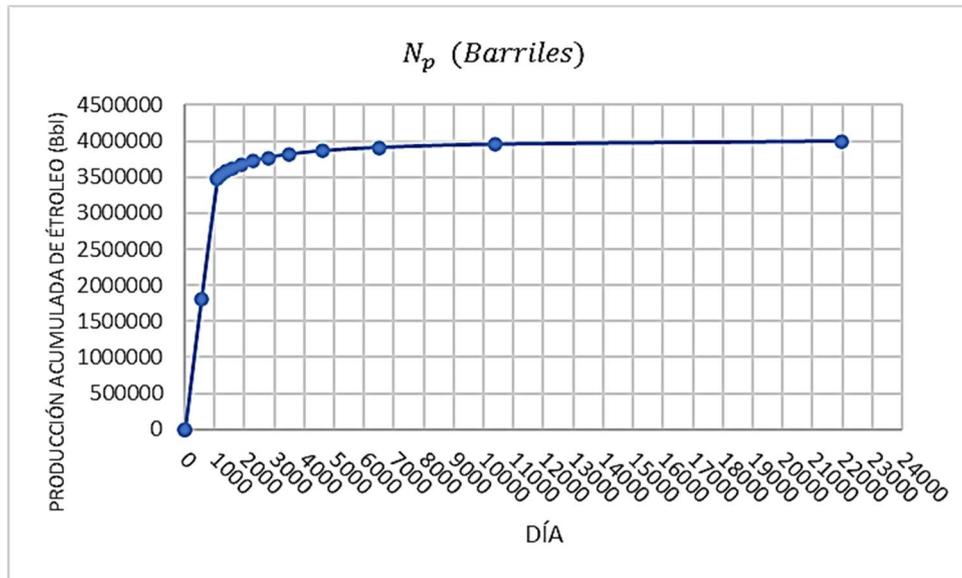


Ilustración 18: Estimación de producción acumulada de petróleo del pozo SSF-46 debido a la inyección de agua.

Elaborado por: Tomalá S. 2020

CONCLUSIONES

- Las tasas de producción ya son demasiadas bajas y con la inyección se busca incrementar el caudal de producción, hasta el 2014 según la información bibliográfica de tesis se realizó un proyecto piloto pero ese proyecto fue declinando entre el 2017 y 2018, por tal motivo es factible que se vuelva a realizar otra inyección a pozos que requieran aumentar la producción.
- El caudal de petróleo incrementó a aproximadamente 3300 BPD gracias a la inyección por lo cual se recomienda la implementación de más pozos inyectoras para el campo.
- Se programó el método de Buckley y leverett, en un sistema lineal y radial para facilitar futuros análisis o proyecto relacionados a una inyección de agua.

RECOMENDACIONES

- Interpretar de manera correcta los principios básicos que debemos tomar en cuenta al momento de realizar un proceso de inyección de agua, para poder retirar la cantidad acumulada de petróleo producido antes de la ruptura conforme pase el tiempo durante la inyección.
- Se debe investigar acerca de la existencia de pozos que han declinado considerablemente en un yacimiento y de esta manera poder realizar un arreglo de pozo.
- Implementar proyectos pilotos para una inyección de agua y de esta manera realizar un análisis más profundo mediante la simulación de yacimientos cuando existan información completa de los pozos y campos y licencia de software.

REFERENCIAS

- Abreu, T., Muñoz, F., Silva, J., & Loreto, E. (1985). *Apuntes de Recuperación Secundaria*. Mexico: Universidad Nacional Autónoma de México Facultad de Ingeniería.
- Achig Merino, W. S. (2015). *Estudio del Potencial de Recuperación Avanzada de Petróleo en las Arenas Napo "U" y Napo "T" del Campo Shushufindi*. Quito.
- Arias Gutiérrez, J. M., & Chancusig Manotoa, M. A. (2017). *Estudio para la Implementación de un Proyecto Piloto de Recuperación Secundaria por Inyección de Agua en la Arena U Inferior del Campo Sacha*. Quito.
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2014). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*. Quito: 3.
- Barragan Chang, P. (1996). *Optimización del Proyecto de Inyección de Agua del Campo Shushufindi*. Guayaquil.
- Benítez Peñaherrera, D. E. (2018). *Análisis Técnico Económico de Recuperación Secundaria por Inyección de Agua en el Campo y de la Amazonía Ecuatoriana*. Quito.
- Biedma, D., & Vela, I. (2014). *Shushufindi: El renacimiento de un grande*.
- Buckley, S. E., & Leverett, M. C. (1942). Mechanism of Fluid Displacement in Sands. *SPE-942107-G*, 107-116.
- Cabrera Mármol, J. N., Cabrera Ochoa, F. E., & Delgado Chancay, J. P. (2012). *Análisis y Propuestas de Mejora de Proyectos de Inyección de Agua Ejecutados en Reservorios de Diversas Características*. Guayaquil.
- Clark, N. J. (1969). *Elements of Petroleum Reservoirs*. Dallas, Texas: SPE.
- Córdova Pérez, M. J. (2015). *Análisis Técnico y Económico de la Aplicación del Sistema de Completación Compacta en el Pozo SSFD_146D del Campo Shushufindi de la Amazonía Ecuatoriana*. Quito.
- Corelab. (2004). *Estudio de Simulación de Reservorios Campo Shushufindi Aguarico*.
- Cuaical Enríquez, M. A. (2017). *Desarrollo del Software Visual Production Analysis (VPA) para gerenciamiento de Datos de Producción de petróleo*. Quito.
- Dake, L. (2001). *The Practice of Reservoir Engineering*. EE.UU.
- Dardaganian, S. G. (1958). The Application of the Buckley-Leverett Frontal Advance Theory to Petroleum Recovery. *Journal of Petroleum Technology, SPE 835-G*, 49-52.
- Duque Cepeda, J. C., & Garzón Agudelo, D. A. (2019). *Metodología de Curvas tipo de Permeabilidad Relativa del Laboratorio al simulador con Aplicación en tres Campos de La Cuenca del Valle medio del Magdalena*. Bogotá.

- Enríquez Pabón, J. R., & Feijóo Loayza, M. R. (2008). *Actualización de las Reservas en base a los nuevos Factores de Recobro del Campo Shushufindi*. Quito.
- Ferrer, M. P. (2001). *Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos*. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S.A.
- Forrest F, C. J. (1982). *Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua*. New York: AIME.
- Frick, T. C., & Taylor, R. W. (1962). *Petroleum Production Handbook (Vol. II)*. New York: Mc Graw Hill Book Company.
- Garcés Veloz, C. D., & Tatés Hurtado, V. A. (2012). *Optimización de la Producción en Pozos del Campo Shushufindi en Base al Índice de Productividad Obtenido del Análisis de Pruebas de Presión*. Quito.
- Gómez Valdivieso, C. E. (2016). *Evaluación de la Factibilidad del Uso del Gas Natural Producido en el Campo Shushufindi como una Alternativa Energética para disminuir la Contaminación Ambiental en el Oriente Ecuatoriano*. Quito.
- Moscoso Loayza, F., Hernández Ballesteros, J., Proaño Menéndez, J., & Gallegos Orta, R. (2012). *Diseño de una Herramienta Computacional para el Análisis del Comportamiento de Yacimientos sometidos a Inyección de Agua*.
- Ochoa , M. J. (2001). *Estudio Integral de Yacimiento del Campo Shushufindi Aguarico*. Petroproducción.
- Rivera Chávez, L. E. (2015). *Apuntes de Recuperación Secundaria y mejorada*. Mexico.
- Rose, S., Buckwalter, J., & Woodhall, R. (1989). *The Design Engineering Aspects of Waterflooding*. SPE . AIME.
- Salazar Mármol, A. B. (2014). *Actualización de las Reservas y Ubicación de Pozos de Relleno para Incrementar la Producción del Campo Shushufindi*. Quito.
- Telenchana Barrionuevo, J. A. (2014). *Evaluación de Resultados del Proyecto de Inyección de Agua Implementada en los Campos Hormiguero-Nantu en el Yacimiento "M1" y "U Inferior". Diciembre 2013*. Quito.