



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

**TEMA:**

**“EVALUACIÓN DEL MECANISMO EN RESERVORIOS CON  
TECNOLOGÍA DUMPFLOODING MEDIANTE UN MODELO  
MATEMÁTICO EN UN CASO DE ESTUDIO DEL ACTIVO AUCA”**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**

**AUTOR:**

**DENISSE GABRIELA TOMALÁ RICARDO**

**TUTOR:**

**ING. JOSÉ BALLARDO VILLEGAS SALABARRIA, MSc.**

**LA LIBERTAD, ECUADOR**

**(2023)**

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

---

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

**TEMA:**

**EVALUACIÓN DEL MECANISMO EN RESERVORIOS  
CON TECNOLOGÍA DUMPFLOODING MEDIANTE UN  
MODELO MATEMÁTICO EN UN CASO DE ESTUDIO  
DEL ACTIVO AUCA**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**

**AUTOR:**

**DENISSE GABRIELA TOMALÁ RICARDO**

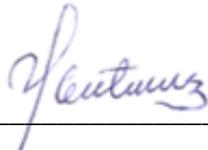
**TUTOR:**

**ING. JOSÉ BALLARDO VILLEGAS SALABARRIA, MSc.**

**LA LIBERTAD – ECUADOR**

**(2023)**

# TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



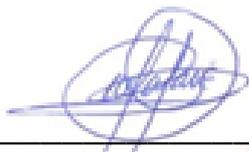
---

**ING. MARLLELIS GUTIÉRREZ  
HINESTROZA, PhD.**  
DIRECTOR DE CARRERA



---

**ING. JOSÉ BALLARDO VILLEGAS  
SALABARRIA, MSc.**  
DOCENTE TUTOR



---

**ING. CARLOS MALAVÉ  
CARRERA, MSc.**  
DOCENTE ESPECIALISTA



**ERICA  
LORENZO  
GARCIA**

---

**LIC. ERICA LORENZO  
GARCÍA, PhD.**  
SECRETARIA DEL TRIBUNAL

Dedico este trabajo de investigación a Dios, imagen celestial que alumbra mi espíritu y me dota de sabiduría en el camino de la educación.

A mi esposo por su amor y patrocinio incondicional durante mi formación profesional.

A mi hija por impulsarme con su existencia y su ternura a mejorar día a día como persona.

A mis queridos padres y hermanos por sostenerme y corregirme en mi rol de madre, esposa y estudiante.

# DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Denisse Gabriela Tomalá Ricardo-, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“EVALUACIÓN DEL MECANISMO EN RESERVORIOS CON TECNOLOGÍA DUMPFLOODING MEDIANTE UN MODELO MATEMÁTICO EN UN CASO DE ESTUDIO DEL ACTIVO AUCA”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de mi autoría.

Por medio de la presente declaración cedo los derechos de autoría y propiedad intelectual, correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Atentamente,



---

**DENISSE GABRIELA TOMALÁ RICARDO**

**Autora de Tesis**

**C.I. 2400159675**

# CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. José Ballardo Villegas Salabarría, MSc.

## TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo **EVALUACIÓN DEL MECANISMO EN RESERVORIOS CON TECNOLOGÍA DUMPFLOODING MEDIANTE UN MODELO MATEMÁTICO EN UN CASO DE ESTUDIO DEL ACTIVO AUCA** previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos elaborado por la Sra. Denisse Gabriela Tomalá Ricardo, egresada de la carrera de Ingeniería en Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.

FIRMA DEL TUTOR



---

ING. JOSÉ BALLARDO  
VILLEGAS SALABARRIA, MSc.  
TUTOR

## **AGRADECIMIENTOS**

Gracias a Dios por la oportunidad que me concede al vivir triunfantemente por el sendero de la educación junto a personas honorables que suman para alcanzar mis objetivos.

A la prestigiosa Universidad Estatal Península de Santa Elena, cuna del conocimiento, por preparar a una soñadora y liberar desde sus aulas a una líder profesional, fruto del atributo célebre de su cuerpo docente.

A Schlumberger Ecuador por incentivar me a investigar desde la propuesta de sus proyectos piloto lo cual permitió y facilitó elegir mi tema de investigación.

Al Ing. José Villegas Salabarría por acompañarme y asesorarme en la realización de mi tesina, a la Dra. Erica Lorenzo García por vigilar los avances y finalización exitosa de mi investigación técnica y al Ing. Eduardo Tomalá Ricardo por colaborar como programador de software en mi trabajo de titulación.

# CONTENIDO

## ÍNDICE TEMÁTICO

DECLARACIÓN DE AUTORÍA .....	v
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	vi
AGRADECIMIENTOS .....	vii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	x
ÍNDICE DE TABLAS.....	xii
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN .....	1
1.2 ANTECEDENTES .....	2
1.3 HIPÓTESIS .....	3
1.4 OBJETIVOS.....	3
1.4.1 Objetivo general .....	3
1.4.2 Objetivos específicos .....	3
1.5 ALCANCE .....	4
1.6 VARIABLES .....	4
1.6.1 Variables Dependientes.....	4
1.6.2 Variables Independientes.....	5
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO.....	6
2.1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO AUCA .....	6
2.1.1 Ubicación del Campo Auca .....	6
2.1.2 Geología del Campo Auca .....	7
2.1.3 Estratigrafía del Campo Auca.....	8
2.1.4 Formaciones productoras del Campo Auca.....	9
2.1.5 Propiedades petrofísicas de las formaciones productoras del Campo Auca.....	10
1.6 Datos PVT .....	10
2.2 TÉCNICA DUMPFLOODING.....	10
2.3 MECANISMO DUMPFLOODING .....	12

2.3.1 Presión límite de dumpflooding .....	12
2.3.2 TASA LÍMITE DE INYECCIÓN DE AGUA DUMPFLOODING.....	15
2.3.3 Antes de la ruptura del agua .....	19
2.3.4 Después de la ruptura del agua .....	19
<b>CAPÍTULO III: METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN .....</b>	<b>23</b>
3.1 PROCESO ESTRATÉGICO DE LA INVESTIGACIÓN ANALÍTICA.....	24
3.2 DATOS DE LA ZONA RESERVORIO.....	28
3.3 Datos de la Zona Productora de Agua .....	29
3.4 DATOS DEL POZO.....	30
3.5 DATOS ENTRE LA ZONA DE AGUA Y ZONA DEL PETRÓLEO .....	30
3.6 APLICACIÓN DEL PROGRAMA DUMPFLOODING EN UN CASO DE ESTUDIO DEL CAMPO AUCA .....	31
<b>CAPÍTULO IV: DISCUSIÓN DE RESULTADOS .....</b>	<b>32</b>
4.1 RESULTADOS.....	32
4.1.1 Antes de la ruptura de agua .....	32
4.1.2 Después de la ruptura de agua .....	32
4.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	33
4.2.1 Antes de la ruptura de agua .....	33
<b>CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>	<b>40</b>
5.1 CONCLUSIONES.....	40
5.2 RECOMENDACIONES .....	41
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>42</b>

# LISTA DE FIGURAS

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Ubicación del Activo Auca, Petroamazonas 2019 .....	7
Figura 2 Columna Estratigráfica del Campo Auca, Petroproducción 2012 .....	8
Figura 3 Mecanismo Dumpflooding, Davies 1972 .....	11
Figura 4 Inyección de agua pozo a pozo vs Dumpflooding .....	12
Figura 5 Proceso estratégico de la investigación analítica .....	24
Figura 6 Esquema del programa Dumpflooding en Matlab .....	31

## ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1 Curvas de permeabilidades relativas-Formación Basal Tena.....	27
Gráfica 2 Curva de flujo fraccional .....	28
Gráfica 3 Curva de la derivada de flujo fraccional-Formación Basal Tena .....	28
Gráfica 4 Comportamiento de Presiones en la zona agua-petróleo antes de la ruptura de agua, Denisse Tomalá.....	33
Gráfica 5 Comportamiento de Tasas de inyección y producción antes de la ruptura de agua, Denisse Tomalá.....	34
Gráfica 6 Comportamiento de la Inyección de agua acumulada antes de la ruptura de agua, Denisse Tomalá.....	35
Gráfica 7 Comportamiento de la Producción de petróleo acumulada antes de la ruptura de agua, Denisse Tomalá .....	35
Gráfica 8 Comportamiento de Presiones en la zona agua-petróleo después de la ruptura, Denisse Tomalá .....	36

Gráfica 9 Comportamiento de Tasas de inyección y producción en la zona de petróleo después de la ruptura, Denisse Tomalá .....	37
Gráfica 10 Comportamiento de la Inyección de agua acumulada, después de la ruptura, Denisse Tomalá .....	37
Gráfica 11 Comportamiento de la Producción de petróleo acumulada después de la ruptura, Denisse Tomalá.....	38
Gráfica 12 Comportamiento de la Producción de agua acumulada después de la ruptura, Denisse Tomalá .....	38
Gráfica 13 Factor de recobro en el tiempo de Dumpflooding, Denisse Tomalá.....	39

# LISTA DE TABLAS

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Propiedades petrofísicas de las formaciones del Campo Auca, Petroproducción 2012 .....	10
Tabla 2 Análisis PVT de las arenas del Campo Auca, Petroamazonas 2019 .....	10
Tabla 3 Datos del comportamiento de fases de la formación Basal Tena.....	26
Tabla 4 Parámetros de presión y producción dumpflooding, Denisse Tomalá.....	32
Tabla 5 Parámetros de presión y producción dumpflooding, Denisse Tomalá.....	32

# “EVALUACIÓN DEL MECANISMO EN RESERVORIOS CON TECNOLOGÍA DUMPFLOODING MEDIANTE UN MODELO MATEMÁTICO EN UN CASO DE ESTUDIO DEL ACTIVO AUCA”

**Autor:** Tomalá Ricardo Denisse Gabriela

**Tutor:** Ing. Villegas Salabarría José Ballardo, MSc

## RESUMEN

La investigación “Evaluación del mecanismo en reservorios con tecnología dumpflooding mediante un modelo matemático en un caso de estudio del activo Auca” expone la aplicación de un programa Dumpflooding para predecir la tasa límite de inyección de agua, la tasa de producción de agua, la tasa de producción de petróleo, la presión de la zona de agua y petróleo y la presión límite de inyección de agua; los datos adecuados del pozo y zonas de agua-petróleo pertenecen al Campo Culebra-Yulebra para el caso de estudio.

Con la técnica dumpflooding, desde el día cero hasta un poco menos de 14 años, se obtiene un 14% de recobro adicional con la tasa mínima de inyección de 2294 Bls/d, la tasa de producción mínima de 3956.25 Bls/d y la producción acumulada de 20082706 Bls.

**PALABRAS CLAVE:** MECANISMO DUMPFLOODING, TASA DE INYECCIÓN DE AGUA, TIEMPO DE DUMPFLOODING, FACTOR DE RECOBRO.

“EVALUATION OF THE MECHANISM IN RESERVOIRS WITH  
DUMPFLOODING TECHNOLOGY USING A MATHEMATICAL  
MODEL IN A CASE STUDY OF THE AUCA OILFIELD”

**Autor:** Tomalá Ricardo Denisse Gabriela

**Tutor:** Ing. Villegas Salabarría José Ballardo, MSc

## **ABSTRACT**

The research "Evaluation of the mechanism in reservoirs with dumpflooding technology using a mathematical model in a case study of the Auca oilfield" exposes the application of a Dumpflooding program to predict the water injection limit rate, water production rate, oil production rate, water-oil zone pressure and water injection limit pressure; the appropriate well data and water-oil zones belong to the Culebra-Yulebra Field for the case study.

With the dumpflooding technique, from day zero to a little less than 14 years, an additional 14% recovery is obtained with the minimum injection rate of 2294 Bls/d, the minimum production rate of 3956.25 Bls/d and the cumulative production of 20082706 Bls.

**KEYWORDS:** DUMPFLOODING MECHANISM, WATER INJECTION RATE, DUMPFLOODING TIME, RECOVERY FACTOR.

# **CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN**

## **1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN**

El POES del activo Auca es 3896 MMBLS con un factor de recobro total del área del 46%. Hasta el año 2019 tiene una producción acumulada de 624 MMBLS y un factor de recobro del 16%, en este mismo año, detectan un pico de producción de 78.4 KBOPD debido a la disminución de energía en los reservorios.

Ante las planificaciones estratégicas de recuperación secundaria con inyección de agua pozo a pozo para extender la explotación de los campos y añadida la selección de áreas, se presenta una posible necesidad de disponibilidad de agua cerca de pozos inyectoros.

La técnica dumpflooding, ofrece la oportunidad de obtener agua subterránea desde un acuífero y transportarla a la zona de inyección con la suficiente energía para el desplazamiento de hidrocarburos implementando completaciones integradas en un pozo, de tal manera que permite la comunicación entre la zona productora de agua y la zona de petróleo.

La “Evaluación del mecanismo en reservorios con tecnología dumpflooding mediante un modelo matemático en un caso de estudio del Activo Auca” es la investigación que determinará las condiciones de reservorio adecuadas para la recuperación secundaria con tecnología dumpflooding, y sus consideraciones técnicas, con referencias bibliográficas correctas para su desarrollo.

Para el caso de estudio en el Activo Auca, se requiere la búsqueda de información de los campos que se acojan a las condiciones de reservorio determinadas por el modelo, principalmente las propiedades de los fluidos y parámetros petrofísicos de la zona productora y zona de inyección de agua; utilizando un software de ingeniería para obtener y analizar las curvas de presiones, tasas del agua y petróleo en cada zona durante el tiempo dumpflooding.

## **1.2 ANTECEDENTES**

El Activo Auca asume desafíos con nuevas estrategias de explotación debido a un agotamiento rápido de energía interna del yacimiento que lo convierte en ineficiente para la producción de hidrocarburos.

La inyección de agua por dumpflooding aparece como un mecanismo para restaurar la energía de un reservorio depletado, con la disponibilidad de un acuífero por encima o debajo del reservorio con un alto potencial de presión y consiste en mantener las tasas de inyección constantes siempre que la presión de la zona productora de agua sea invariable, (C.A Davies, 1972).

Para la aplicación de Dumpflooding en un sector del campo se debe identificar en la zona productora de agua y petróleo; los parámetros petrofísicos, las propiedades de los fluidos, la compatibilidad de fluidos y las presiones actuales, (Company, 2001).

La evaluación del mecanismo dumpflooding es revisado con fuente bibliográfica y aplicado de forma analítica en un caso de estudio del campo Auca, para exponer mediante un método computacional expresiones basadas en la mecánica de fluidos y propiedades roca-fluido en el yacimiento, (Develop, 2015).

De acuerdo con el mecanismo de dumpflooding, el Activo Auca tiene un acuífero con alta energía en la formación Hollín Inferior que puede ser aprovechado para aumentar la presión en sus formaciones productoras Napo U, Napo T y Basal Tena, (A.J. Villaroel) .

### **1.3 HIPÓTESIS**

Petroamazonas considera como solución para futuros proyectos en el activo Auca, el diseño y aplicación de completaciones dumpflooding para incrementar el factor de recobro utilizando un mismo pozo productor de agua desde la formación Hollín Inferior e inyectarla en las formaciones productoras de hidrocarburos; de tal manera se evaluará el mecanismo en reservorio con esta tecnología con cimientos de ingeniería.

### **1.4 OBJETIVOS**

#### **1.4.1 Objetivo general**

Evaluar el mecanismo en reservorios con tecnología dumpflooding mediante un modelo matemático en un caso de estudio del activo Auca para determinar las condiciones de reservorio adecuadas para la recuperación secundaria con tecnología dumpflooding.

#### **1.4.2 Objetivos específicos**

- ✓ Conocer las características petrofísicas y datos PVT de la zona de productora de agua y la zona de inyección del agua donde se implementará dumpflooding.
- ✓ Comprender el mecanismo dumpflooding en reservorios y usar un programa desarrollado en Matlab.

- ✓ Modelar tasas de inyección de agua con el tiempo en la zona de petróleo con datos de entrada de producción y presión del agua.
- ✓ Modelar tasas de producción de petróleo con el tiempo con datos de entrada de producción y presión del petróleo.
- ✓ Analizar la factibilidad de implementar un proyecto de inyección de agua en el Campo Auca para mantener o aumentar la presión en reservorios depletados mediante la completación dumpflooding e incrementar la producción de petróleo.

## **1.5 ALCANCE**

La restauración del activo Auca visiona nuevas estrategias de producción de hidrocarburos para aumentar la productividad de los pozos, sobresaliendo dos criterios importantes: las presiones de reservorios y volúmenes recuperables. Entonces, el presente proyecto evalúa el mecanismo en reservorios con tecnología dumpflooding con la aplicación de un modelo matemático desarrollado en Matlab con las características de un pozo seleccionado del campo Culebra- Yulebra.

La investigación definirá fundamentos basados en reservorios y mecánica de fluidos, también evaluaremos las curvas de presiones, de tasas de inyección y producción de agua, de tasas de producción de petróleo y de factor de recobro durante el tiempo dumpflooding constatando las propiedades de los fluidos y parámetros petrofísicos de la zona productora y zona de inyección de agua.

## **1.6 VARIABLES**

### **1.6.1 Variables Dependientes.**

Presión en la zona de agua

Presión en la zona de petróleo

Tasa de inyección y producción de agua

Tasa de producción de petróleo

Factor de recobro adicional de petróleo

### **1.6.2 Variables Independientes.**

Propiedades petrofísicas de las formaciones productoras

Datos PVT de las arenas

Datos mecánicos del pozo.

## **CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO**

### **2.1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO AUCA**

El Activo Auca-Bloque 61 ubicado en la provincia de Orellana tiene un área de 783km<sup>2</sup>, inicia su producción en el año 1975 con mecanismos de producción naturales o sea expansión de roca y fluido y empuje de agua; las formaciones principales son: Hollín, arenas T y U y Basal Tena.

Este campo fue descubierto con la perforación del pozo Auca 1, que se inició el 16 de febrero y fue completado el 30 de marzo de 1970, alcanzando una profundidad de 10578 pies. Su producción fue de 3072 BPPD de los reservorios Hollín (31° API) y “T” (27° API).

El POES del activo Auca es 3896 MMBLS con un factor de recobro total del área del 46%. En el año 2019, la etapa de recuperación primaria llega a su fin, tiene una producción acumulada de 624 MMBLS y un factor de recobro del 16%, en este año, detectan un pico de producción de 78.4 KBOPD con una tasa de declinación promedio de 0.253 debido a la disminución de energía en los reservorios.

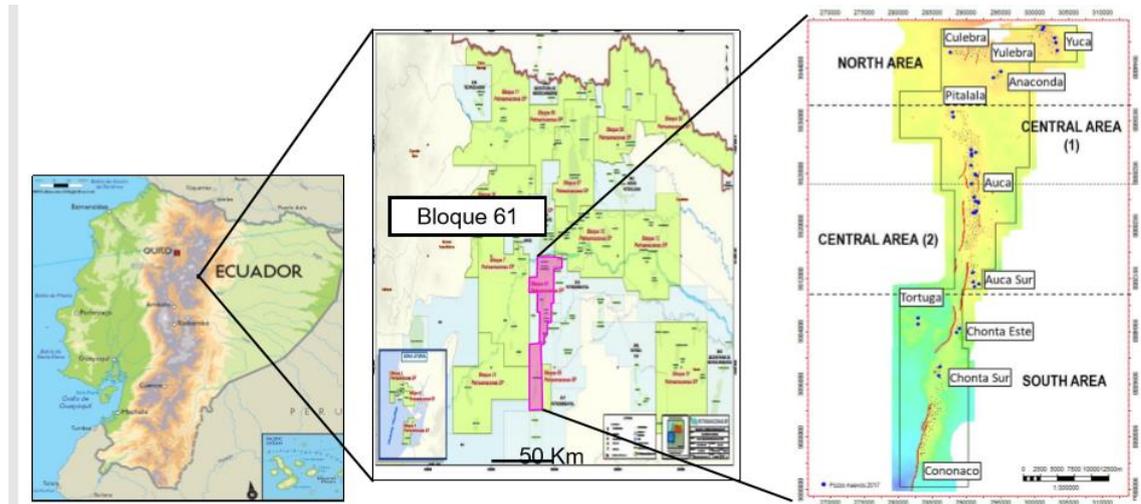
La recuperación secundaria le atribuye valor al Activo Auca con un factor de recobro adicional del 8% a 10%, (Silvia Piñeros, 2019).

#### **2.1.1 Ubicación del Campo Auca**

El Campo Auca está ubicado en la Cuenca Oriental del Ecuador al nororiente de la Región Amazónica a unos 260 Km al este de Quito y

aproximadamente 100 Km al Sur de la frontera con Colombia. La principal vía de acceso es la carretera vía Lago Agrio – Coca – Auca.

Figura 1 Ubicación del Activo Auca, Petroamazonas 2019

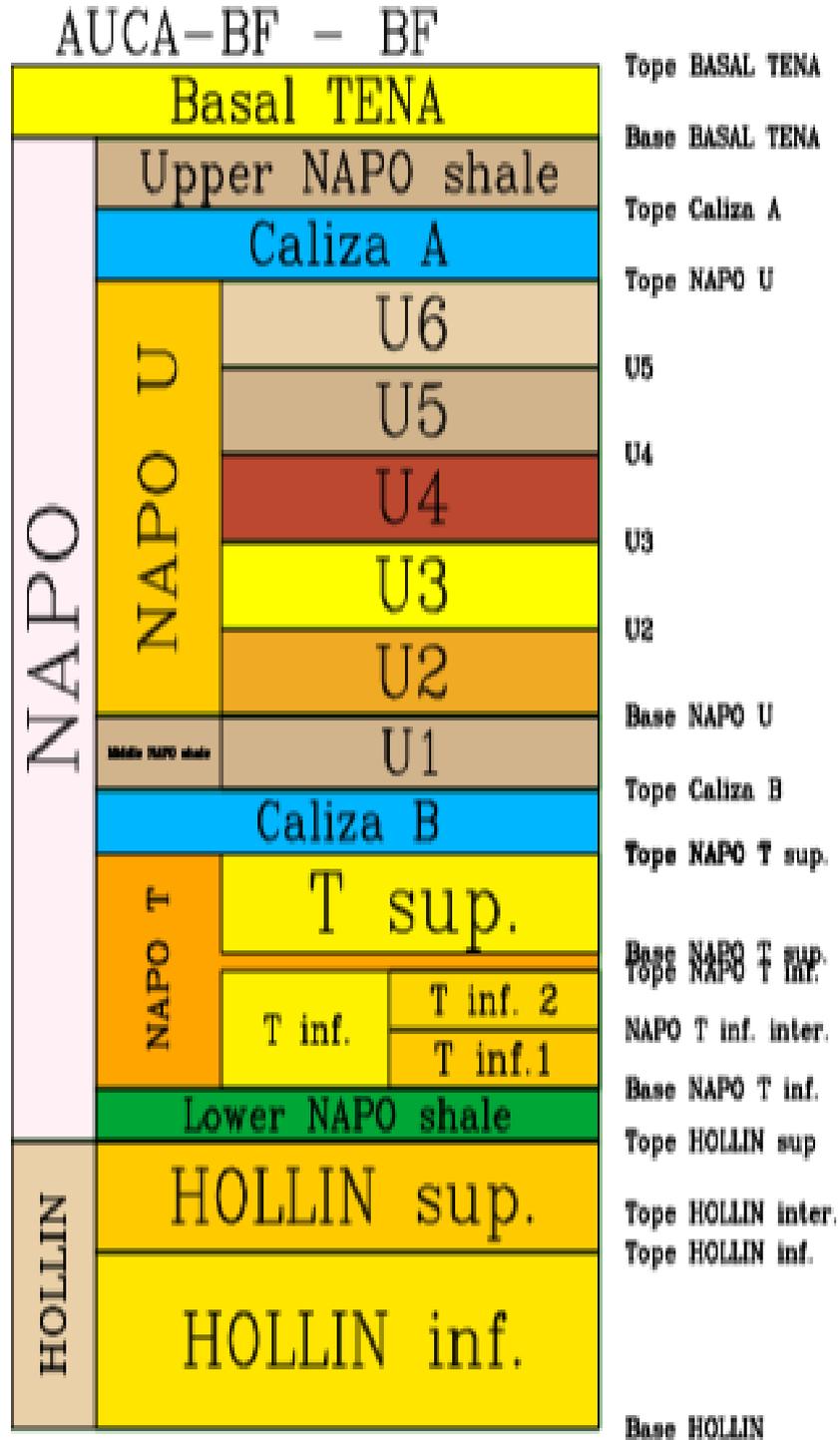


### 2.1.2 Geología del Campo Auca

El Campo Auca es un anticlinal fallado bastante simétrico de tendencia norte-sur de aproximadamente 23 km de longitud, con producción de las areniscas de edad cretácica de la parte inferior de la formación Napo y de las areniscas cretácicas de la formación Hollín. Geológicamente está en la parte central y en el eje de la subcuenca del Napo.

### 2.1.3 Estratigrafía del Campo Auca

Figura 2 Columna Estratigráfica del Campo Auca, Petroproducción 2012



#### **2.1.4 Formaciones productoras del Campo Auca**

Los principales reservorios de la columna estratigráfica del Campo Auca son:

Hollín Inferior: arenisca masiva de cuarzo.

Hollín Superior: arenisca cuarzosa de grano fino, con contenido alto a medio de glauconita, e importante presencia de material carbonáceo. La porosidad promedio es del 14%.

Arenisca “T”: arenisca cuarzosa, limpia de grano fino, con esporádicas capas de arcilla. Los poros en algunas muestras se encuentran rellenas con illita y caolinita. Su porosidad es del 12% en promedio.

Arenisca “U”: Arenisca cuarzosa limpia, masiva. Hacia el techo del cuerpo “U” principal se encuentran limolitas en estratos delgados. La arenisca “U” superior, es una arenisca cuarzosa-glauconítica de grano fino, dispuesta en capas delgadas, con importante bioturbación. En promedio, presenta una porosidad del 13%.

Arenisca Tena Basal: Se trata de una arenisca cuarzosa redondeada, de grano medio a grueso, con un promedio de porosidad del 19%.

## 2.1.5 Propiedades petrofísicas de las formaciones productoras del

### Campo Auca

Tabla 1 Propiedades petrofísicas de las formaciones del Campo Auca, Petroproducción 2012

FORMACIÓN	POROSIDAD PROMEDIO	PERMIABILIDAD PROMEDIO	SW ACTUAL	H	Salinidad
Basal Tena	20.4%	1500 mD	-	40ft	10250-20800 ppm ClNa
Napo U superior	12.5%	300 mD	40%	200ft	26700-45000 ppm ClNa
Napo U inferior	14.5%	400 mD			
Napo T superior	10.8%	650 mD	15%	120ft	12100-40500ppm ClNa
Napo T inferior	12.8%				
Hollín Superior	14.7%	1500 mD	30%	100ft-450ft	450-28000 ppm ClNa
Hollín Inferior	15.8%		35%		300-1400 ppm ClNa

### 1.6 Datos PVT

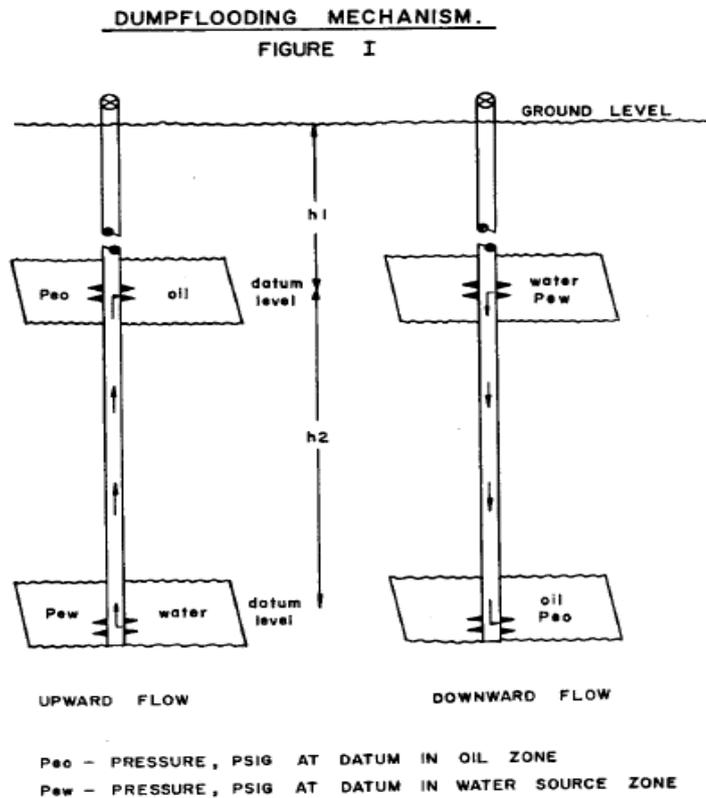
Tabla 2 Análisis PVT de las arenas del Campo Auca, Petroamazonas 2019

PARÁMETROS	BASAL TENA	NAPO U	NAPO T	HOLLÍN
Pi (Psia)	3563	4141	4213	4500
Pa (Psia)	750-1200	800-1200	1000-1100	4300
Ps (Psia)	650	450-950	1015	195
Bo(bl/BF)	1.1338	1.647	1.131	1.111
Bos(bl/BF)	1.1547	1.9	1.16	1.15
Coi (1/psia 10 <sup>-6</sup> )	6.2	5.21	6.75	6.48
Cos (1/psia 10 <sup>-6</sup> )	6.2	8.77	9.03	8.18
Uoi (cp)	21.34	13.8	5,05	4,16
Uos(cp)	14.29	8,49	2,6	2.66
Uw	0.35	0.3	0.3	0.27
°API	14-20	17-22	24-27	31.6
T° reservorio (°F)	210	229	233	235

## 2.2 TÉCNICA DUMPFLOODING

La técnica dumpflooding consiste en inyectar agua subterránea desde una zona con acuífero activo a una zona de inyección con una presión diferencial suficiente para desplazar los fluidos del reservorio. La zona productora de agua subterránea puede estar por arriba o debajo de la zona reservorio.

Figura 3 Mecanismo Dumpflooding, Davies 1972



**Condición:** la zona productora de agua debe poseer una alta presión, superior a la presión de la zona reservorio.

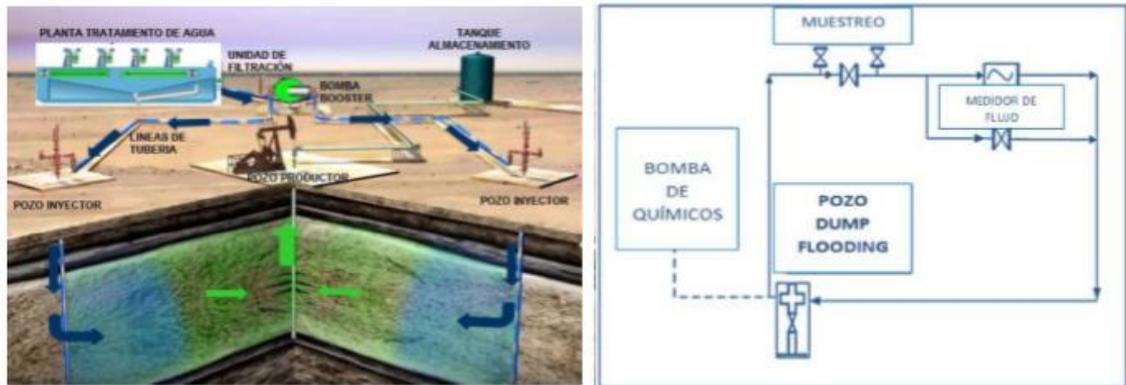
**Análisis físico químico del agua subterránea de inyección:** comprende el estudio de muestras del agua proveniente del acuífero y de la formación para conocer su compatibilidad.

### Ventajas

- Inyección con dos completaciones ejecutadas e integradas
- Reducir las facilidades de superficie para manejo de agua
- Monitorear los volúmenes de agua de inyección en superficie en cualquier momento.

- Mínimo impacto ambiental debido a que el agua producida de la arena de alta presión será inyectada directamente hacia la arena de baja presión.

Figura 4 Inyección de agua pozo a pozo vs Dumpflooding



## 2.3 MECANISMO DUMPFLOODING

### 2.3.1 Presión límite de dumpflooding

Presión de la zona de agua que sostiene el balance del fluido inyectado y producido en la zona de petróleo a una tasa de producción diseñada.

Para la práctica dumpflooding, la presión diferencial entre la zona de agua y la zona de petróleo (reservorio) debe ser alta para superar la suma de las siguientes presiones:

$$P_{th} = P_{oi} + P_{ob} + P_{wb} + P_f + P_h \quad \text{Ec. 1}$$

$P_{th}$  = presión límite de dumpflooding, MPa

$P_{oi}$  = presión inicial de la zona de petróleo al inicio de dumpflooding, MPa

$P_{ob}$  = presión diferencial entre el pozo y la zona de petróleo, MPa

$P_{wb}$  = presión diferencial entre la zona de agua y el pozo, MPa

$P_f$  = pérdida de presión por fricción en el pozo, MPa

$P_h$  = presión de la columna de agua en el pozo, Mpa

Para calcular la presión diferencial entre la zona de agua y el pozo es:

$$P_{wb} = q_{th}/J_w \quad Ec. 2$$

$q_{th}$  = tasa límite de inyección del agua de dumpflooding/ tasa límite de producción de agua en la zona de agua  $m^3/d$

$J_w$  = índice de productividad en la zona de agua,  $m^3/(d. MPa)$

Para calcular la presión diferencial entre el pozo y la zona de petróleo es:

$$P_{ob} = q_{th}/I_w \quad Ec. 3$$

$q_{th}$  = tasa límite de inyección del agua de dumpflooding, también tasa límite de producción de agua de la zona de agua  $m^3/d$

$I_w$  = índice de inyectividad en la zona de petróleo,  $m^3/(d. MPa)$

La ecuación presentada por Darcy Weisbach permite calcular la presión por pérdidas de fricción en el pozo.

$$P_f = a\rho_w g \lambda \frac{h v^2}{d 2g} = a\rho_w \lambda \frac{h}{2d} \left( \frac{q_{th}}{A_0} \right)^2 \quad Ec. 4$$

$$\lambda = \frac{0.3164}{\sqrt[4]{Re}} = 0.3164 \sqrt[4]{\frac{\mu_w}{\rho_w v d}} = 0.3164 \sqrt[4]{\frac{A_0 \mu_w}{\rho_w q_{th} d}} \quad Ec. 5$$

$a$  = unidad del factor de conversión donde  $a$  es  $2.29668 \times 10^{-15}$

$\rho_w$  = densidad del agua de formación, kg/m<sup>3</sup>

$g$  = aceleración de la gravedad, m/s<sup>2</sup>

$\lambda$  = coeficiente de fricción hidráulico, f

$h$  = longitud del pozo entre la zona de agua y la zona de petróleo, m

$v$  = velocidad de flujo del agua en el pozo, m/s

$d$  = diámetro del pozo, m

$q_{th}$  = tasa límite de inyección del agua de dumpflooding, también tasa límite de producción de agua de la zona de agua m<sup>3</sup>/d

$A_o$  = área seccional del flujo, m<sup>2</sup>

$R_e$  = número de Reynolds

$\mu_w$  = viscosidad del agua, mPa.s

Para calcular la presión de la columna de agua en el pozo es:

$$P_h = b\rho_wgh \quad Ec.6$$

$b$  = unidad del factor de conversión donde  $b$  es  $1 \times 10^{-6}$  cuando la zona de agua esta por debajo de la zona de petróleo y  $b$  es  $-1 \times 10^{-6}$  cuando la zona de agua esta por encima de la zona de petróleo

Reemplazamos las ecuaciones 2, 3,4 y 6 en la ecuación de presión límite dumpflooding y se obtiene la ecuación 7.

$$P_{th} = P_{oi} + \frac{q_{th}}{I_w} + \frac{q_{th}}{J_w} + a\rho_w\lambda \frac{h}{2d} \left(\frac{q_{th}}{A_0}\right)^2 + b\rho_w gh \quad Ec.7$$

### 2.3.2 TASA LÍMITE DE INYECCIÓN DE AGUA DUMPFLOODING

Tasa de inyección de agua que puede sostener el balance del fluido inyectado y producido en la zona de petróleo a la tasa de producción diseñada.

La tasa de inyección de agua es controlada por la presión de la zona de agua y la presión de la zona de petróleo, por lo contrario, afecta a la tasa de producción y recuperación de petróleo.

En base a la ecuación de presión límite de dumpflooding podemos obtener una expresión para la presión de la zona de agua.

$$P_w = P_o + P_{ob} + P_{wb} + P_f + P_h \quad Ec.8$$

$$P_w = P_o + \frac{q_{iw}}{I_w} + \frac{q_{iw}}{J_w} + a\rho_w\lambda \frac{h}{2d} \left(\frac{q_{iw}}{A_0}\right)^2 + b\rho_w gh \quad Ec.9$$

$P_w$  = presión en la zona de agua, MPa

$P_o$  = presión en la zona de petróleo, MPa

$q_{iw}$  = tasa de inyección del agua con la técnica dumpflooding, m<sup>3</sup>/d

Resolviendo la ecuación 9 con el método iterativo de Newton, podemos calcular  $q_{iw}$ .

$$F(q_{iw}) = P_o - P_w + \frac{q_{iw}}{I_w} + \frac{q_{iw}}{J_w} + a\rho_w\lambda \frac{h}{2d} \left(\frac{q_{iw}}{A_0}\right)^2 + b\rho_w gh \quad Ec.10$$

$$F'(q_{iw}) = \frac{1}{I_w} + \frac{1}{J_w} + a\rho_w\lambda \frac{h}{dA^2} q_{iw} + a\rho_w \frac{h}{2d} \left(\frac{q_{iw}}{A}\right)^2 \lambda'(q_{iw}) \quad Ec.11$$

Donde

$$\lambda = 0.3164 \sqrt[4]{\frac{A_0 \mu_w}{\rho_w q_{iw} d}} \quad Ec. 5$$

$$F(q_{iw}) = \frac{1}{I_w} + \frac{1}{J_w} + a\rho_w \left( 0.3164 \sqrt[4]{\frac{A_0 \mu_w}{\rho_w q_{iw} d}} \right) \frac{h}{dA^2} q_{iw} \\ + a\rho_w \frac{h}{2d} \left( \frac{q_{iw}}{A} \right)^2 \times \left( -\frac{0.3164}{4} \sqrt[4]{\frac{A_0 \mu_w}{\rho_w d}} \right) \times q_{iw}^{-\frac{5}{4}} \quad Ec. 12$$

Dada la ecuación  $F(q_{iw}) = 0$  y una solución inicial  $q_{iw(n=0)}$ , tenemos:

$$q_{iw(n+1)} = q_{iw(n=0)} - \frac{F[q_{iw(n)}]}{F'[q_{iw(n)}]} \quad (n = 0, 1, \dots, N) \quad Ec. 13$$

$n$  = número de iteraciones

$N$  = fin del número de iteraciones

Determinando un error  $\varepsilon$ , si  $|q_{iw(n+1)} - q_{iw(n)}| \leq \varepsilon$ , entonces  $q_{iw(n+1)}$  es la solución de  $F(q_{iw}) = 0$ .

La tasa de inyección de agua depende de la presión en la zona de agua y la presión en la zona de petróleo.

### **Inyección acumulada de agua**

La inyección acumulada de agua al tiempo  $t$  se calcula con la ecuación 14:

$$W_{iw} = \int_0^t q_{iw} \partial t \quad Ec. 14$$

$W_{iw}$  = inyección del agua acumulada,  $m^3$

$t$  = tiempo de inyección del agua, d

### **Producción acumulada de petróleo**

La producción acumulada de petróleo al tiempo  $t$  se calcula con la ecuación 15:

$$N_p = \int_0^t q_o \partial t \quad Ec. 15$$

$N_p$  = producción acumulada de petróleo,  $m^3$

$q_o$  = tasa de producción de petróleo,  $m^3/d$

### **Producción acumulada de agua**

La producción acumulada de agua al tiempo  $t$  se calcula con la ecuación 16:

$$W_p = \int_0^t q_w \partial t \quad Ec. 16$$

$W_p$  = producción de agua acumulada,  $m^3$

$q_w$  = tasa de producción del agua en la zona de agua,  $m^3/d$

Es importante aclarar que la producción acumulada de agua antes de ruptura es 0.

### **Presión en la zona de petróleo en función del tiempo**

En la zona de petróleo, basada en la ecuación de balance de materia podemos obtener una ecuación para calcular la presión de petróleo al tiempo  $t$ :

$$W_{iw} - N_p B_o - W_p = N_o B_{oi} C_{to} (P_o - P_{oi}) \quad Ec. 17$$

$$P_o = P_{oi} + \frac{W_{iw} - N_p B_o - W_p}{N_o B_{oi} C_{to}} \quad Ec. 18$$

$W_{iw}$  = inyección del agua acumulada, m<sup>3</sup>

$B_o$  = factor volumétrico del petróleo, m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>

$B_{oi}$  = factor volumétrico inicial del petróleo, m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>

$N_o$  = reservas en la zona de petróleo, m<sup>3</sup>

$C_{to}$  = compresibilidad total en la zona de petróleo, MPa<sup>-1</sup>

### **Presión en la zona de agua en función del tiempo**

En la zona de agua, basada en la ecuación de balance de materia podemos obtener una ecuación para calcular la presión en la zona de petróleo al tiempo t:

$$W_{iw} = N_w B_w C_{tw} (P_{wi} - P_w) \quad Ec. 19$$

$$P_w = P_{wi} - \frac{W_{iw}}{N_w B_w C_{tw}} \quad Ec. 20$$

$N_w$  = reservas en la zona de agua, m<sup>3</sup>

$B_w$  = factor volumétrico del agua, m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>

$C_{tw}$  = compresibilidad total en la zona de agua, MPa<sup>-1</sup>

$P_{wi}$  = presión inicial en la zona de agua, MPa

Al tiempo transcurrido de dumpflooding, disminuyen la presión en la zona de agua, la tasa de inyección de agua y la presión diferencial entre la zona de agua y la zona de petróleo. Si la tasa de inyección de agua es inferior a la tasa de producción de petróleo, disminuye la presión en la zona de petróleo.

### 2.3.3 Antes de la ruptura del agua

#### Tasa de producción del líquido

En esta condición, la zona de petróleo produce a una tasa de producción de líquido constante igual a la tasa de producción de petróleo, solo existe una fase.

$$q_l = q_o + q_w = J_o(P_o - P_{wf}) \quad Ec. 21$$

$$q_w = 0 \quad Ec. 22$$

$$q_l = q_o \quad Ec. 23$$

$q_l$  = tasa de producción de líquido , m<sup>3</sup>/d

$J_{Lo}$  = índice de productividad constante

Antes de la ruptura del agua,  $W_p = 0$  y el índice de productividad en la zona de petróleo es constante.

Durante la producción de líquido en una sola fase podemos calcular:  $q_{iw}$ ,  $W_{iw}$ ,  $N_p$ ,  $P_o$ ,  $P_w$  y  $q_o$  con las ecuaciones 13, 14, 15, 18, 20 y 23, respectivamente.

### 2.3.4 Después de la ruptura del agua

#### Tasa de producción del líquido

Durante la surgencia de agua no se puede mantener la tasa producción de líquido estable debido al flujo de dos fases. Con la ecuación 24 podemos calcular la tasa de producción de líquido

$$q_l = q_o + q_w = J_L(P_o - P_{wf}) \quad Ec. 24$$

$J_L$  = índice de productividad en la zona de petróleo, m<sup>3</sup>/(d. MPa)

$p_{wf}$  = presión mínima en el fondo del pozo, MPa

El índice de productividad,  $J_L$ , cambia con el corte de agua. La ecuación 25 depende principalmente de datos de permeabilidades relativas del petróleo y agua.

$$J_L = \left( \frac{k_{ro}(S_w)}{k_{ro}(S_{wi})} + \frac{k_{rw}(S_w)\mu_o}{k_{ro}(S_{wi})\mu_w} \right) \times J_{LO} \quad Ec. 25$$

$J_{LO}$  = índice de productividad cuando el corte de agua es 0, m<sup>3</sup>/(d. MPa)

$k_{ro}$  = permeabilidad relativa de la fase de petróleo

$k_{rw}$  = permeabilidad relativa de la fase de agua

$S_w$  = saturación del agua, f

$S_{wi}$  = saturación inicial del agua, f

$\mu_o$  = viscosidad del petróleo, mPa. s

$\mu_w$  = viscosidad del agua, mPa. s

### **Inyección de agua acumulada**

De acuerdo con la teoría de Buckley-Leverett podemos obtener la inyección de agua acumulada.

$$W_{iw(T)} = \int_0^T q_{iw} \partial t = \frac{\phi AL}{f_w'(S_{wf})} \quad Ec. 26$$

$W_{iw(T)}$  = inyección del agua acumulada después de la ruptura de agua, m<sup>3</sup>

$T$  = tiempo de ruptura del agua, d

$q_{iw}$  = tasa de inyección del agua de dumpflooding, m<sup>3</sup>/d

$\phi$  = porosidad en la zona de petróleo, %

$A$  = área seccional de la región de flujo, m<sup>2</sup>

$L$  = espacio entre el pozo de inyección y el pozo de producción, m

$f_w'$  = derivada del corte de agua a la saturación del agua al avance frontal

$S_{wf}$  = saturación del agua al avance frontal, f

Para obtener el producto  $f_w'(S_{wf})$ , se requiere de las curvas de permeabilidad relativa del petróleo y agua. También podemos conocer el corte de agua después de la ruptura,  $f_w$ .

La ecuación 26 facilita el cálculo de inyecciones de agua acumulada  $W_{iw(T)}$ .

### **Tasa de producción de agua**

Con los resultados de la ecuación 24 y el corte de agua después de la ruptura podemos calcular la tasa de producción de agua.

$$q_w = q_l f_w \quad Ec. 27$$

$f_w$  = corte de agua

### **Tasa de producción de petróleo**

Con los resultados de la ecuación 24 y el corte de agua después de la ruptura podemos calcular la tasa de producción de petróleo.

$$q_o = q_l (1 - f_w) \quad Ec. 28$$

## Tiempo

Después de la ruptura de agua, el tiempo depende de la relación entre la inyección de agua acumulada y tasa de inyección de agua a diferentes cortes de agua.

$$t = \frac{W_{iw}(T)}{q_{iw}} \quad Ec. 29$$

Durante la producción de líquido en dos fases podemos calcular:  $q_{iw}$ ,  $N_p$ ,  $W_p$ ,  $P_o$ ,  $P_w$ ,  $q_l$ ,  $J_L$ ,  $W_{iw}$ ,  $q_w$  y  $q_o$  con las ecuaciones 13, 15, 16, 18, 20, 24, 25, 26, 27, 28, respectivamente.

## Factor de recobro

$$fr = \frac{N_p}{N} \quad Ec. 30$$

*fr = factor de recobro adicional*

*N = reservas de petróleo antes de aplicar la técnica dumpflooding, m<sup>3</sup>*

# **CAPÍTULO III: METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN**

El tema de investigación “Evaluación del mecanismo en reservorios con tecnología dumpflooding mediante un modelo matemático en un caso de estudio del Activo Auca”, es resuelta con dos tipos de investigación, la bibliográfica y analítica, para obtener resultados que validen el desarrollo de la tecnología dumpflooding.

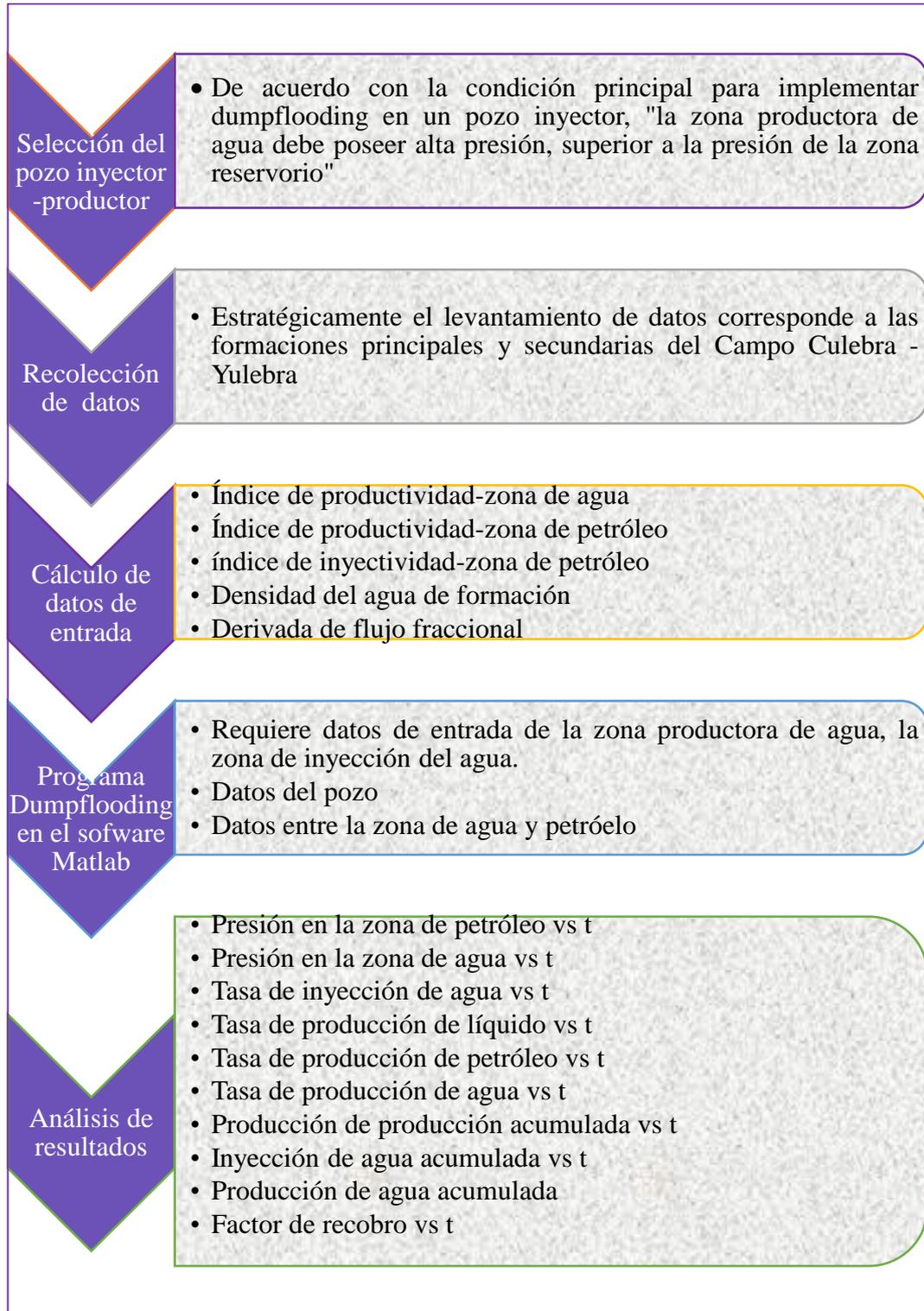
La investigación bibliográfica me facilito información general del Activo Auca e información específica de sus campos, conocimientos básicos del mecanismo dumpflooding en zonas agua-petróleo.

La investigación analítica me permitió hallar los datos de los parámetros petrofísicos, datos PVT de las formaciones principales y secundarias del campo Auca en el año 2019, válidos para la corrida del programa dumpflooding. Además, información de las permeabilidades relativas del reservorio.

Los dos tipos de investigación conducen al cumplimiento de los objetivos de la presente investigación.

### 3.1 PROCESO ESTRATÉGICO DE LA INVESTIGACIÓN ANALÍTICA

Figura 5 Proceso estratégico de la investigación analítica



## Cálculo de datos entrada

### a. Índice de productividad-zona de agua

$$J_w = \frac{7.08 \times 10^{-3} \times k * h}{\mu_w * \beta_w \times \left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) \right] - 0.75}$$

$$J_w = \frac{7.08 \times 10^{-3} \times 372mD * 15ft}{0.3cp * 1 \frac{BY}{BN} \times \left[ \ln \left( \frac{1640.4ft}{0.29ft} \right) - 0.75 \right]}$$

$$J_w = 16.64 \frac{Bls}{d.psi} = 386 \frac{m^3}{d.MPa}$$

### b. Índice de productividad-zona de petróleo

$$J_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} \times k * h}{\mu_o * \beta_o \times \left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 \right]}$$

$$J_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} \times 1042mD * 18ft}{16.02cp * 1.1338 \frac{BY}{BN} \times \left[ \ln \left( \frac{1640.4ft}{0.29ft} \right) - 0.75 \right]}$$

$$J_o = 0.962 \frac{Bls}{d.psi} = 22.32 \frac{m^3}{d.MPa}$$

### c. Índice de inyectividad-zona de petróleo

$$I_w = \frac{k_w * h}{141.2 \times \mu_w * \beta_w \times \left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) \right]}$$

$$I_w = \frac{169mD * 18ft}{141.2 \times 0.35cp * 1 \frac{BY}{BN} \times \left[ \ln \left( \frac{1640.4ft}{0.29ft} \right) \right]}$$

$$I_w = 7.12 \frac{Bls}{d.psi} = 165.23 \frac{m^3}{d.MPa}$$

#### d. Densidad del agua de formación

Antes debemos calcular la gravedad específica del agua

$$\gamma_w = 1 + 0.695 \times 10^{-6} \times S$$

$$\gamma_w = 1 + 0.695 \times 10^{-6} \times 1000$$

$$\gamma_w = 1.000695$$

$$\rho_w = \frac{62.4 \times \gamma_w}{\beta_w}$$

$$\rho_w = \frac{62.4 \times 1.000695}{\beta_w}$$

$$\rho_w = 62.44 \frac{lbs}{ft^3} = 1000 \frac{kg}{m^3}$$

#### e. Derivada de flujo fraccional

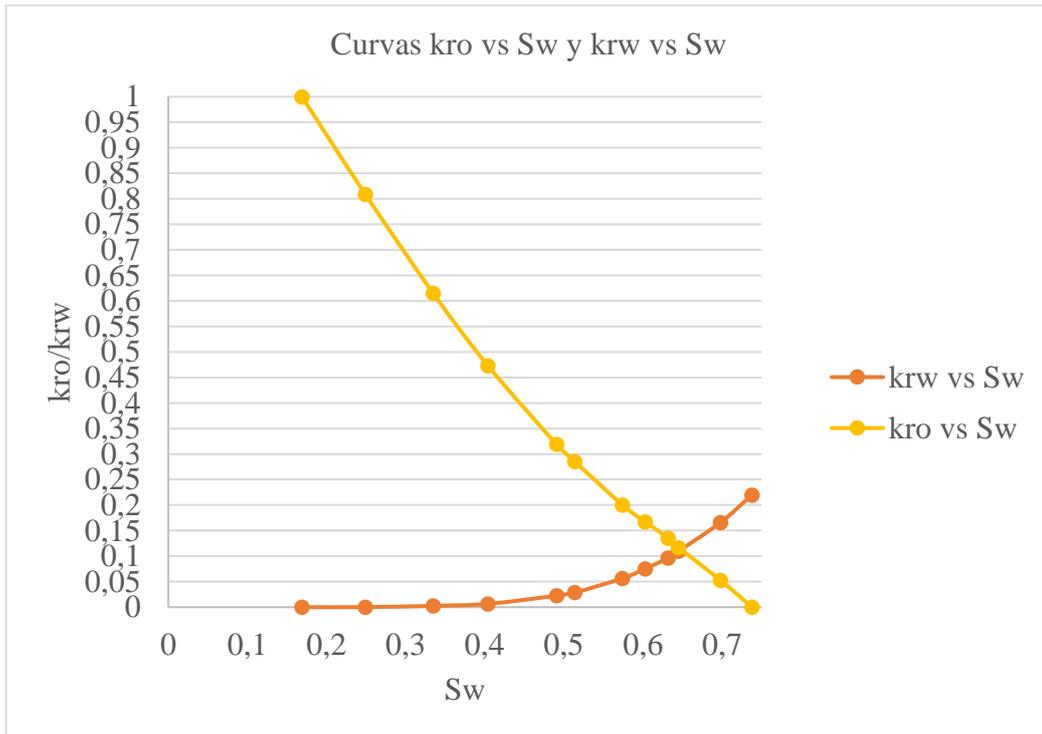
Para construir la derivada de la curva de flujo fraccional, se requiere de los datos de permeabilidades relativas vs saturación de agua de la formación Basal Tena. Posteriormente, de acuerdo con la teoría de flujo fraccional, desarrolle la curva de flujo fraccional con su derivada, permitiendo conocer el comportamiento de fases después del avance frontal de agua.

Tabla 3 Datos del comportamiento de fases de la formación Basal Tena

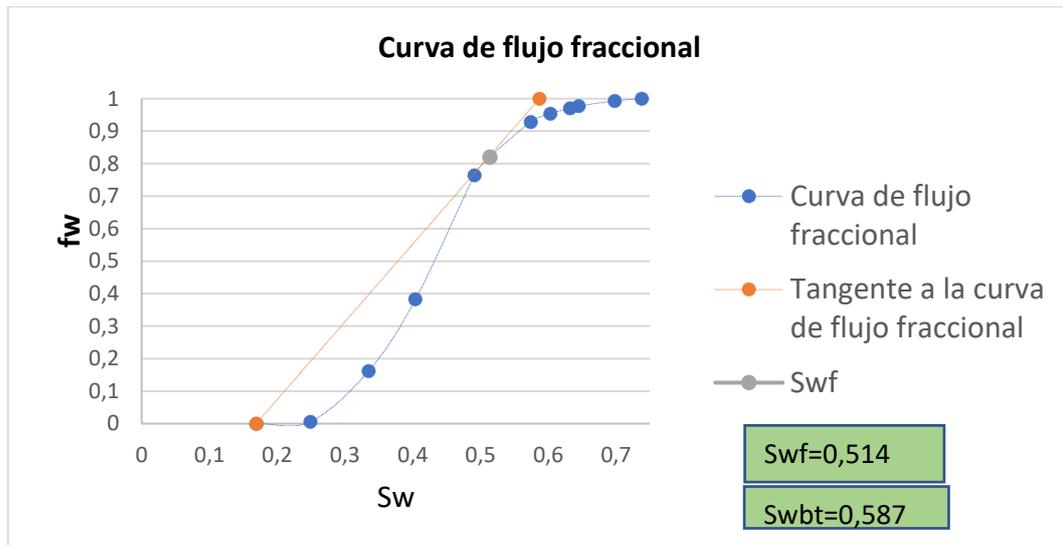
Sw	krw	kro	μo	μw	fw	kro/krw	f w
0,169	0	1	16,02	0,35	0	0	0
0,249	0,0001	0,8092	16,02	0,35	0,0056	8092,0000	0,1188
0,335	0,0026	0,6148	16,02	0,35	0,1622	236,4615	2,8873
0,404	0,0064	0,4733	16,02	0,35	0,3823	73,9531	5,0181
0,491	0,0225	0,3188	16,02	0,35	0,7636	14,1689	3,8358
0,514	0,0286	0,2852	16,02	0,35	0,8211	9,9720	3,1214
0,574	0,0564	0,2004	16,02	0,35	0,9280	3,5532	1,4205
0,603	0,0754	0,1670	16,02	0,35	0,9538	2,2149	0,9355

0,632	0,0964	0,1352	16,02	0,35	0,9703	1,4025	0,6130
0,645	0,1095	0,1167	16,02	0,35	0,9772	1,0658	0,4725
0,698	0,1657	0,0528	16,02	0,35	0,9931	0,3186	0,1459
0,738	0,2198	0	16,02	0,35	1,0000	0,0000	0,0000

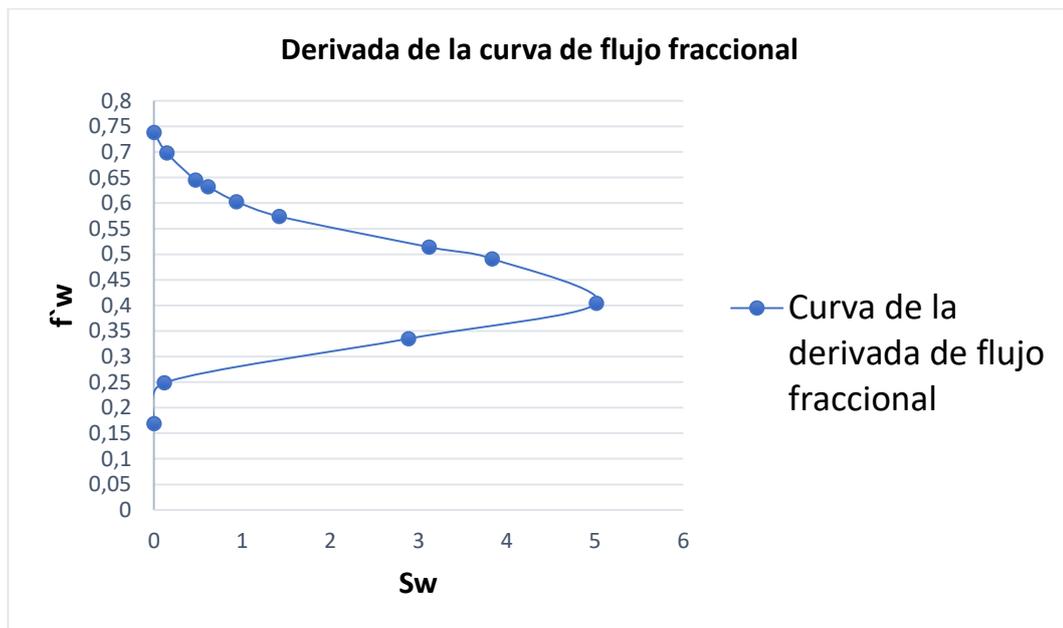
Gráfica 1 Curvas de permeabilidades relativas-Formación Basal Tena



Gráfica 2 Curva de flujo fraccional



Gráfica 3 Curva de la derivada de flujo fraccional-Formación Basal Tena



### 3.2 DATOS DE LA ZONA RESERVORIO

$$\text{Tope y base} = (8825 - 8844)\text{ft} = (2689.86 - 2695.34)\text{m}$$

$$\text{Espesor} = 18\text{ft} = 5.48\text{m}$$

$$T_{\text{promedio}} = 184^{\circ}\text{F}$$

$$P_i = 3563 \text{psia} = 24.56 \text{MPa}$$

$$P_a = 900 \text{psia} = 6.2 \text{MPa}$$

$$P_b = 645 \text{psia} = 4.44 \text{MPa}$$

$$P_{wf} = 700 \text{psia} = 4.82 \text{MPa}$$

$$J_w = 0.962 \text{Bls/d.psi} = 22.32 \text{m}^3/\text{d.MPa}$$

$$I_w = 7.12 \text{Bls/d.psi} = 165.23 \text{m}^3/\text{d.MPa}$$

$$\text{Reservas del petr3leo} = 140 \text{MMBls} = 22400000 \text{m}^3$$

$$\text{Salinidad} = 35000 \text{ppmNa Cl} = 35000 \text{mg/litro}$$

$$\mu_w = 0.35 \text{cp} = 0.35 \text{mPa.s}$$

$$\mu_o = 16.02 \text{cp} = 16.02 \text{mPa.s}$$

$$\beta_{oi} = 1.092 \text{m}^3/\text{m}^3$$

$$\beta_o = 1.1338 \text{m}^3/\text{m}^3$$

$$S_w = 100\%$$

$$k = 1042 \text{mD}$$

$$\phi = 15.16\% = 0.1516$$

$$Ct_o = 3.801 * 10^{-6} \text{psi}^{-1} = 5.513 * 10^{-4} \text{MPa}^{-1}$$

$$\text{Área de la región de flujo} = 8989.5 \text{ft} = 2740 \text{m}^2$$

$$\text{Espacio entre el pozo de inyección y de producción} = 1640.4 \text{ft} = 500 \text{m}$$

$$\text{Saturación del agua al frente de avance, } S_{wf} = 3.12$$

$$\text{Derivada del corte de agua al frente de avance, } f' = 0.514$$

### **3.3 Datos de la Zona Productora de Agua**

$$\text{Tope y base} = (10031 - 10134) \text{ft} = (3171.44 - 3176.01) \text{m}$$

$$\text{Espesor} = 103 \text{ft} = 31.39 \text{m}$$

$$\text{Espesor (Disparo)} = 15 \text{ft} = 4.57 \text{m}$$

$$T_{\text{promedio}} = 200.3^\circ \text{F}$$

$$P_i = 4523 \text{psia} = 31.18 \text{MPa}$$

$$P_a = 4300 \text{psia} = 29.64 \text{MPa}$$

$$P_b = 100 \text{psia} = 0.69 \text{MPa}$$

$$J_w = 16.64 \text{ Bls/d. psi} = 386 \text{ m}^3/\text{d. MPa}$$

$$\text{Reservas del agua} = 1400 \text{ MMBls} = 224000000 \text{ m}^3$$

$$\text{Salinidad} = 1000 \text{ ppm Na Cl} = 1000 \text{ mg/litro}$$

$$\mu_w = 0.3 \text{ cp} = 0.3 \text{ mPa.s}$$

$$\beta_w = 1 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

$$S_w = 100\%$$

$$k = 1500 \text{ mD}$$

$$\phi = 18\% = 0.18$$

$$\rho_w = 62.44 \text{ lbs/ft}^3 = 1000 \text{ kg/m}^3$$

$$Ct_w = 5.36 * 10^{-6} \text{ psi}^{-1} = 7.774 \text{ MPa}^{-1}$$

### **3.4 DATOS DEL POZO**

$$\text{Diámetro del pozo} = 7" = 0.1778 \text{ m}$$

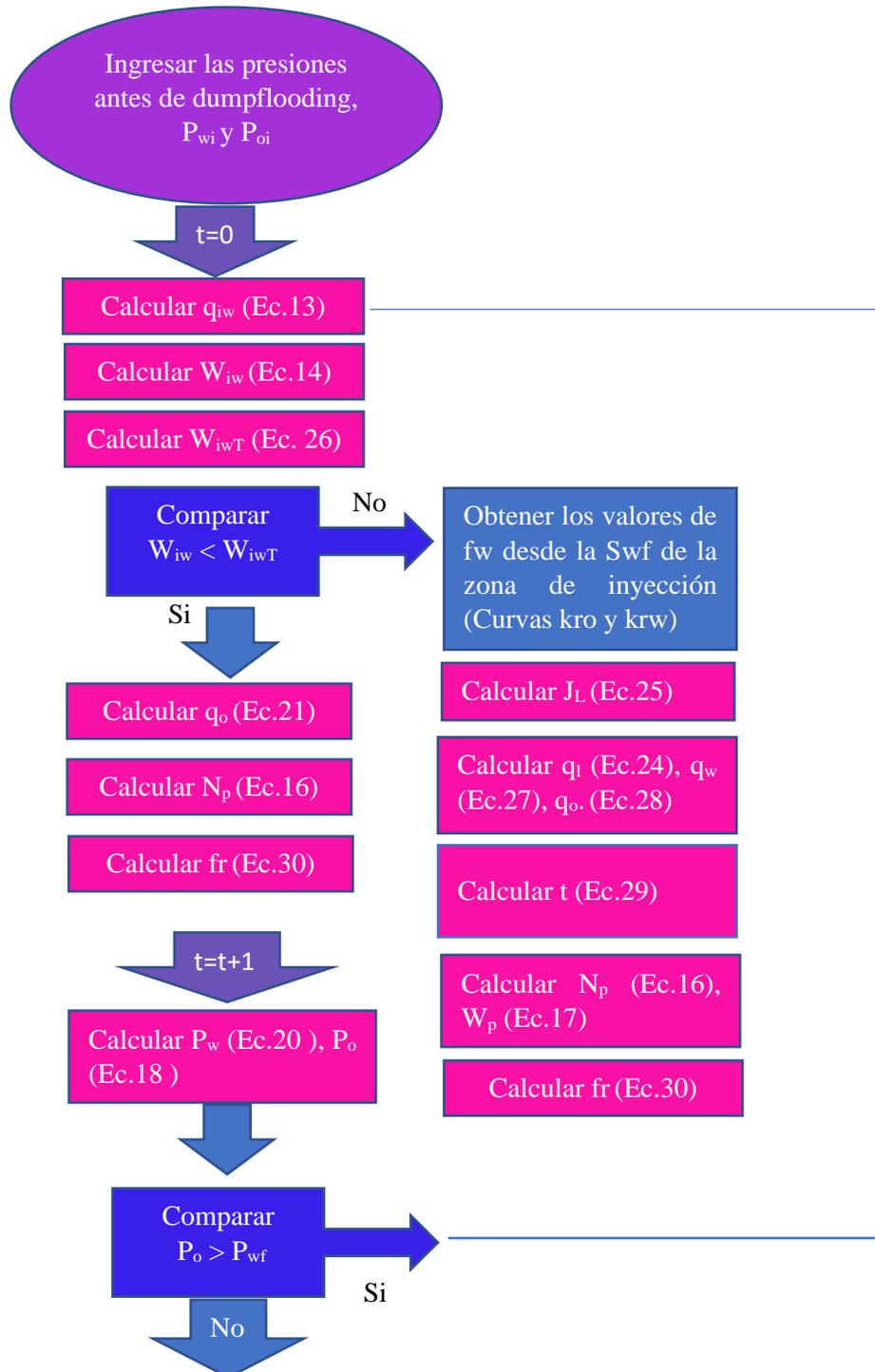
$$\text{Área seccional del pozo} = 0.0248 \text{ m}^2$$

### **3.5 DATOS ENTRE LA ZONA DE AGUA Y ZONA DEL PETRÓLEO**

$$\text{Distancia entre la zona de agua – zona de petróleo} = 1265 \text{ ft} = 385.57 \text{ m}$$

### 3.6 APLICACIÓN DEL PROGRAMA DUMPFLOODING EN UN CASO DE ESTUDIO DEL CAMPO AUCA

Figura 6 Esquema del programa Dumpflooding en Matlab



# CAPÍTULO IV: DISCUSIÓN DE RESULTADOS

## 4.1 RESULTADOS

### 4.1.1 Antes de la ruptura de agua

Tabla 4 Parámetros de presión y producción dumpflooding, Denisse Tomalá

t (d)	P <sub>o</sub> (MPa)	P <sub>w</sub> (MPa)	q <sub>iw</sub> (m <sup>3</sup> /d)	q <sub>o</sub> (m <sup>3</sup> /d)	N <sub>p</sub> (m <sup>3</sup> )	W <sub>iw</sub> (m <sup>3</sup> )
0	6.20	29.64	2265.6	29.65	0	0
1	6.20	29.64	2265.6	29.65	29.65	2265.60
10	7.75	29.53	2.095.8	59.05	590.50	20958.00
20	8.81	29.42	1939.9	85.95	1719.20	38797.00
30	9.85	29.33	1810.00	108.29	3248.70	54299.00
40	10.73	29.25	1700.00	127.11	5084.60	68001.00
50	11.48	29.18	1605.80	143.19	7159.40	80288.00
60	12.12	29.12	1524.00	157.06	9423.80	91440.00
70	12.69	29.06	1452.40	169.16	11841.00	101670.00
80	13.18	29.00	1389.20	179.78	14382.00	111130.00

### 4.1.2 Después de la ruptura de agua

Tabla 5 Parámetros de presión y producción dumpflooding, Denisse Tomalá

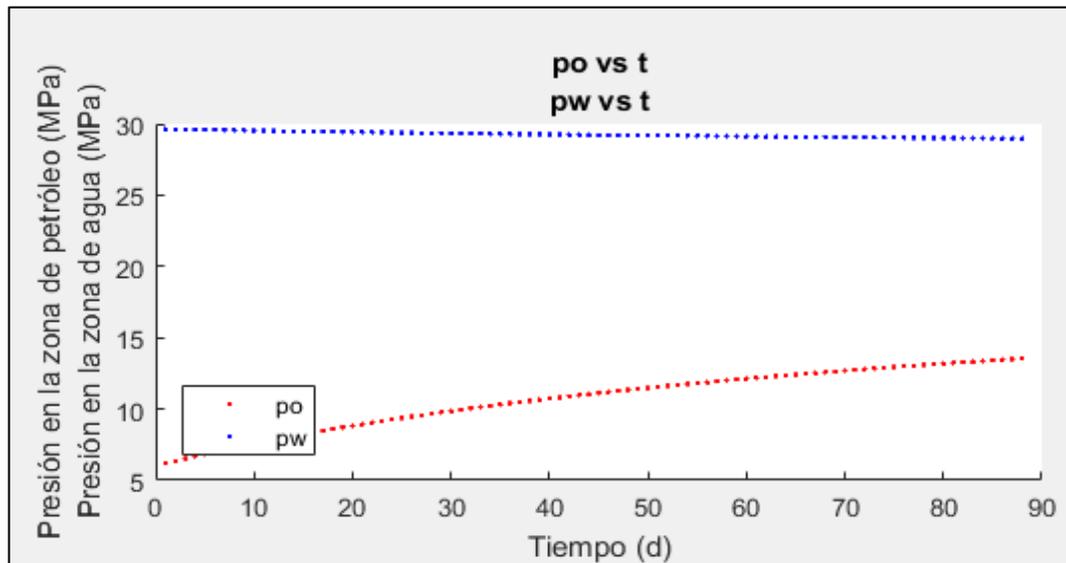
t (d)	P <sub>o</sub> (MPa)	P <sub>w</sub> (MPa)	q <sub>iw</sub> (m <sup>3</sup> /d)	q <sub>o</sub> (m <sup>3</sup> /d)	q <sub>w</sub> (m <sup>3</sup> /d)	N <sub>p</sub> (m <sup>3</sup> )	W <sub>iw</sub> (m <sup>3</sup> )	W <sub>p</sub> (m <sup>3</sup> )
87	13.5	28.9	1347.8	33.3	153.1	2924.4	118110	13423
176	13.1	28.3	1318.2	562.8	7250.4	99233.0	232410	1278300
263	12.9	27.7	1272.8	592.2	12240.0	156320.0	335930	3230500
410	12.7	26.8	1194.5	615.3	20082.0	251980.0	489140	8223500
545	12.4	26.0	1141.3	608.2	26121.0	331370.0	621800	14232000
5075.6	12.0	18.9	366.62	633.0	90937.0	321320.0	1860800	461560000

## 4.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS

### 4.2.1 Antes de la ruptura de agua

Gráfica 4 Comportamiento de Presiones en la zona agua-petróleo antes de la ruptura de agua,

Denisse Tomalá



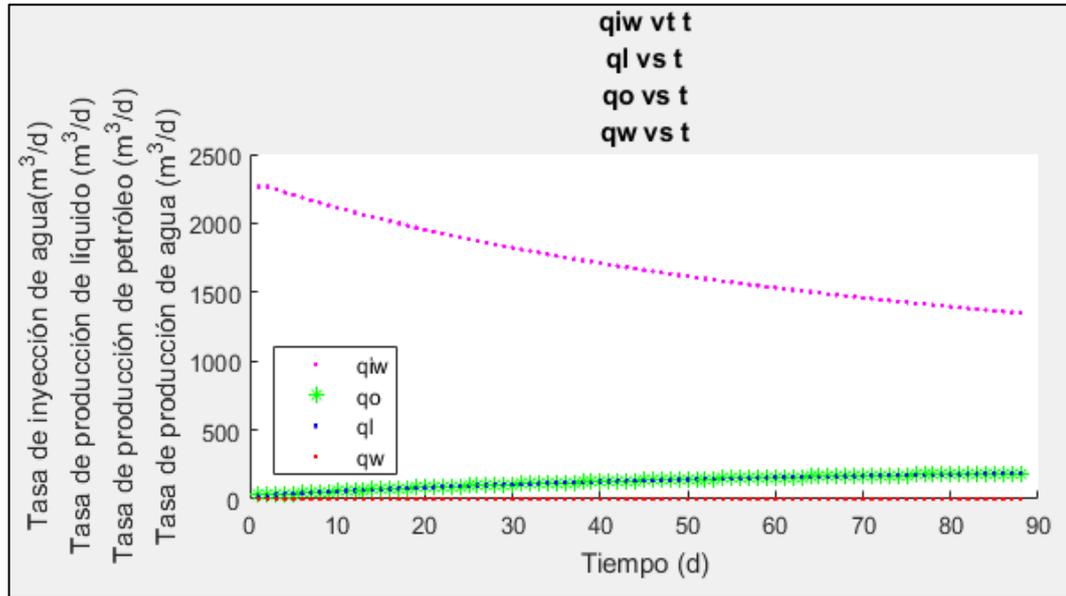
Con la técnica dumpflooding, a los 87 días que significa un poco menos de 3 meses, se predice una caída constante de la presión en la zona de agua y un incremento de presión en la zona de petróleo, las curvas demuestran que existe un aporte de energía desde una zona de agua con suficiente presión inicial hacia una zona de petróleo depletada.

La presión inicial en la zona de agua antes de aplicar la técnica dumpflooding fue 29.64 MPa equivalente a 4300 PSI y al transcurso de 87 días la presión en la zona de agua es 29 MPa equivalente a 4206 PSI.

La presión inicial en la zona de petróleo antes de aplicar la técnica dumpflooding fue 6.2 MPa equivalente a 900 PSI y al transcurso de 87 días la presión en la zona de petróleo es 13.5 MPa equivalente a 1958 PSI.

Gráfica 5 Comportamiento de Tasas de inyección y producción antes de la ruptura de agua, Denisse

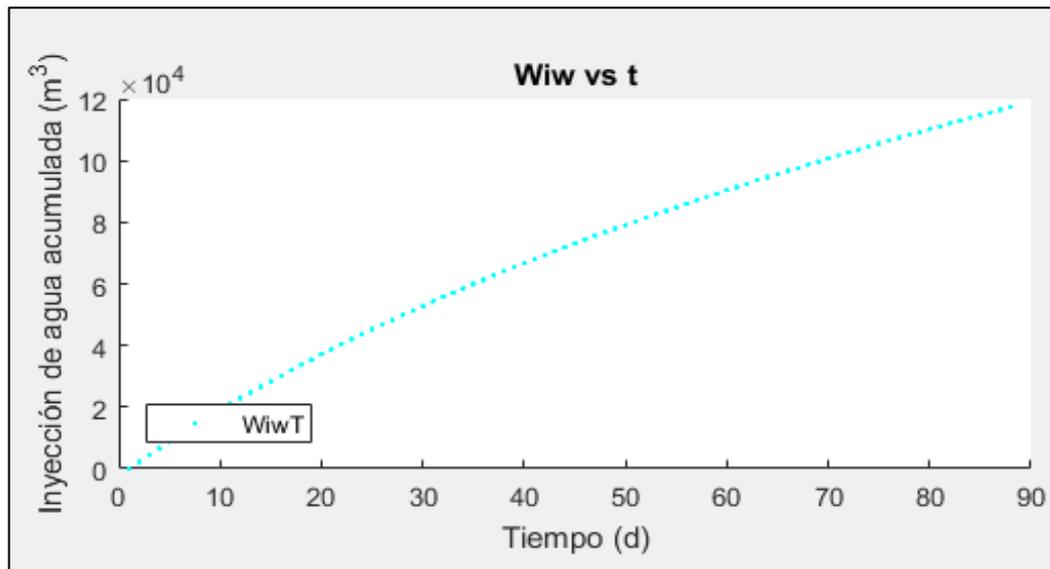
Tomalá



El caudal de inyección de agua máximo es  $2265 \text{ m}^3/d$  que equivale a 14156 Bls/d, la disminución del caudal de inyección corresponde a la pérdida de energía constante en la zona de agua. El barrido de líquido existe en una sola fase por lo que el caudal de producción de líquido es igual al caudal del petróleo; y el caudal de producción de agua y la producción de agua acumulada es cero.

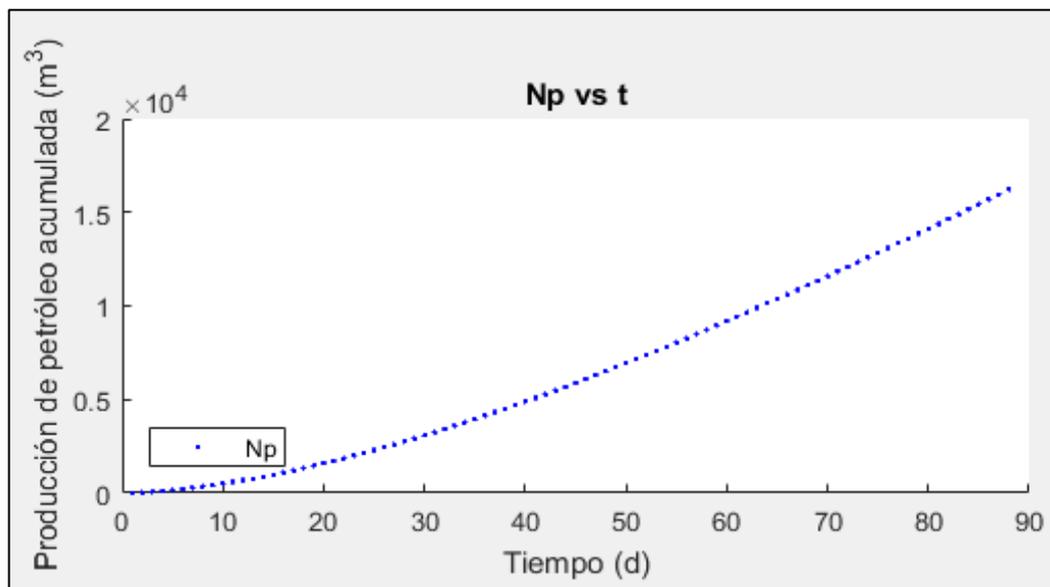
A los 87 días, la tasa de producción de petróleo es  $186.48 \text{ m}^3/d$  que equivale a 1165.5 Bls/d con una tasa de inyección de agua de  $1349 \text{ m}^3/d$  que equivale a 8431 Bls/d.

Gráfica 6 Comportamiento de la Inyección de agua acumulada antes de la ruptura de agua, Denisse Tomalá



La inyección de agua acumulada a los 87 días es 117373 m<sup>3</sup> equivalente a 733581Bls.

Gráfica 7 Comportamiento de la Producción de petróleo acumulada antes de la ruptura de agua, Denisse Tomalá

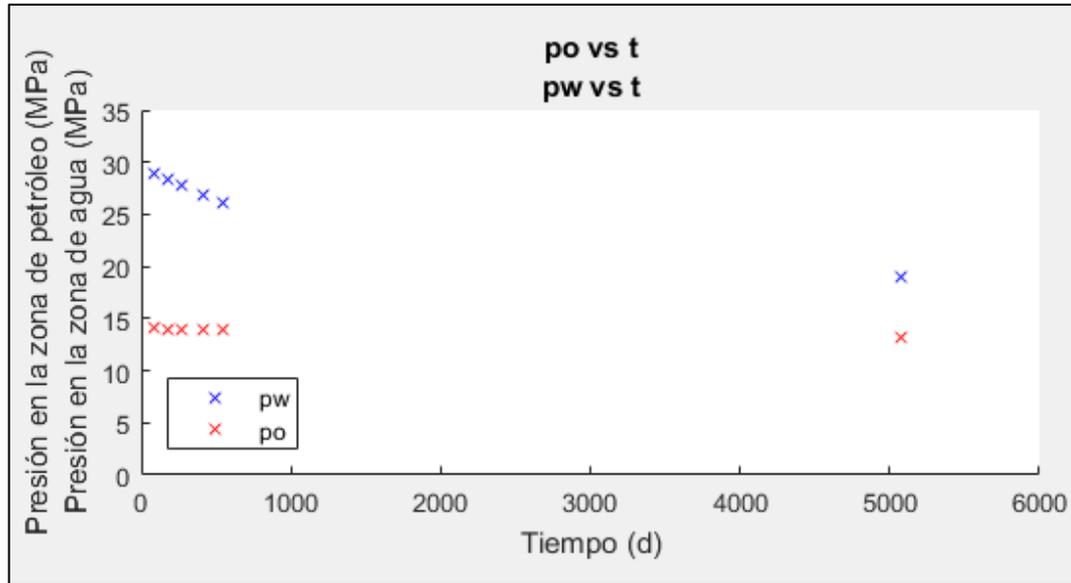


La producción de petróleo acumulada es 16223 m<sup>3</sup> equivalente a 101393 Bls, al tiempo de 87 días.

## 4.2.1 Después de la ruptura de agua

Gráfica 8 Comportamiento de Presiones en la zona agua-petróleo después de la ruptura, Denisse

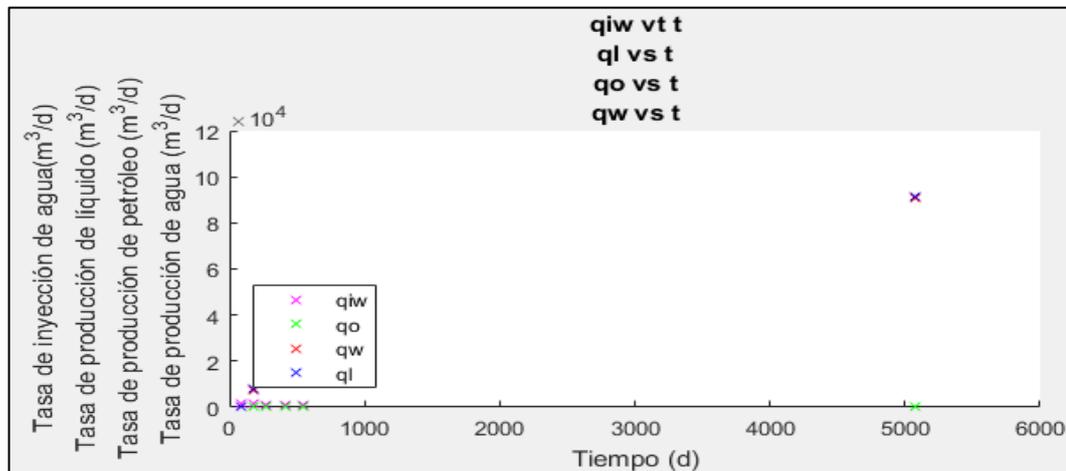
Tomalá



Después de los 87 días inicia la producción de líquido en 2 fases, agua y petróleo. Podemos predecir una caída diferencial de presión en la zona de agua y una caída diferencial de presión en la zona de petróleo, a pesar de que la presión de petróleo ha disminuido considerablemente debido a la disminución de la tasa de inyección de agua aun la técnica dumpflooding sigue en marcha porque la presión en la zona de petróleo aun es mayor que la presión de fondo fluyente del reservorio.

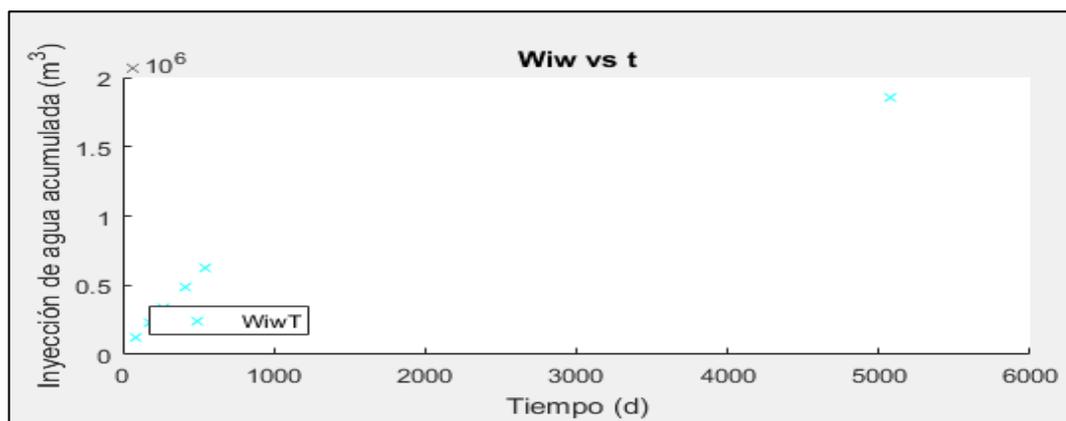
Al transcurrir 5076 días que significan un poco menos de 14 años, la presión en la zona de agua disminuye hasta 18.95 MPa equivalente a 2748 PSI y la presión en la zona de petróleo es 12 MPa equivalente a 1740 PSI.

Gráfica 9 Comportamiento de Tasas de inyección y producción en la zona de petróleo después de la ruptura, Denisse Tomalá



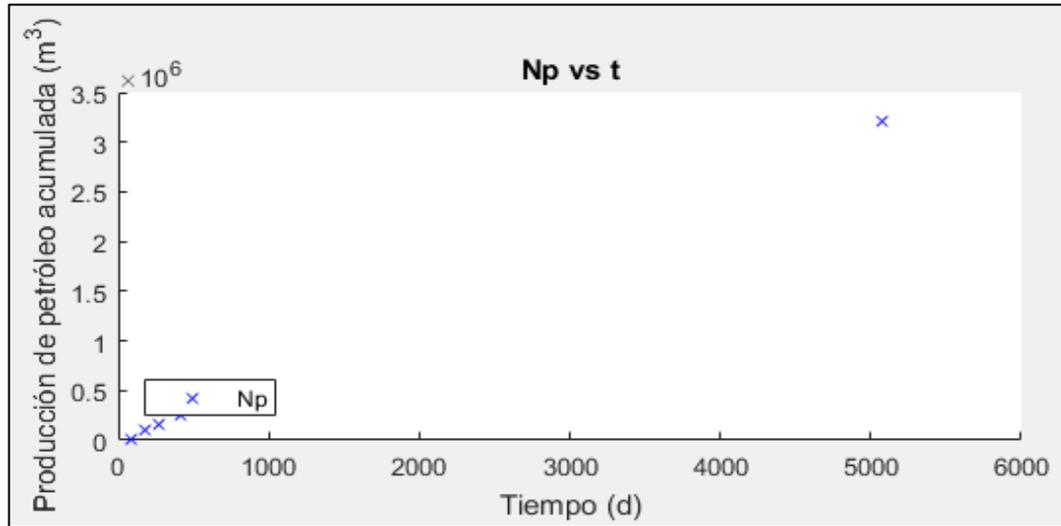
A los 5076 días, la tasa de inyección de agua es  $367 m^3/d$  y equivale a 2293.7 Bls/d, la tasa de producción de líquido es  $91570 m^3/d$  y equivale a 572312.5 Bls/d, la tasa de producción de petróleo es  $633 m^3/d$  y equivale a 3956.25 Bls/d; y la tasa de producción de agua es  $90937 m^3/d$  y equivale a 568356 Bls/d.

Gráfica 10 Comportamiento de la Inyección de agua acumulada, después de la ruptura, Denisse Tomalá



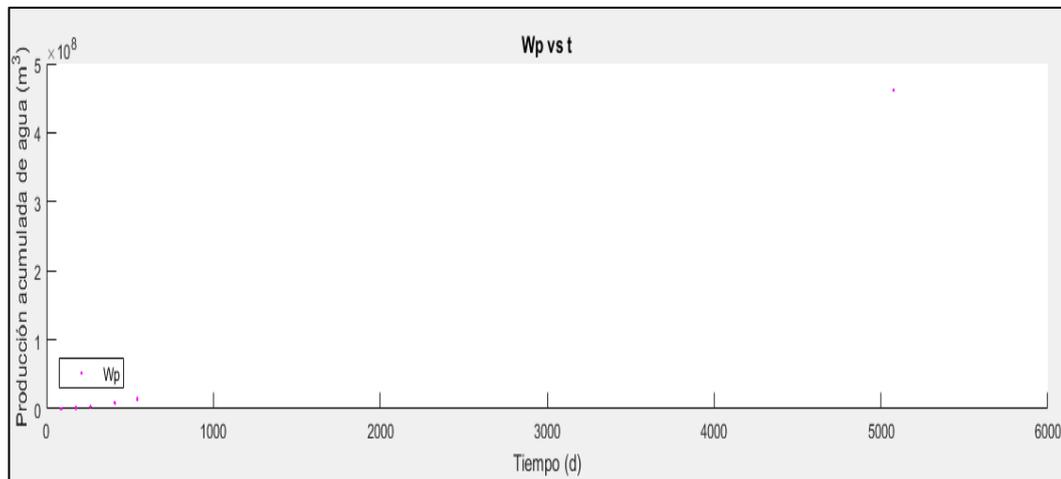
La inyección de agua acumulada es  $1860800 m^3$  y equivale a 11630000 Bls al transcurso de 5076 días.

Gráfica 11 Comportamiento de la Producción de petróleo acumulada después de la ruptura, Denisse Tomalá



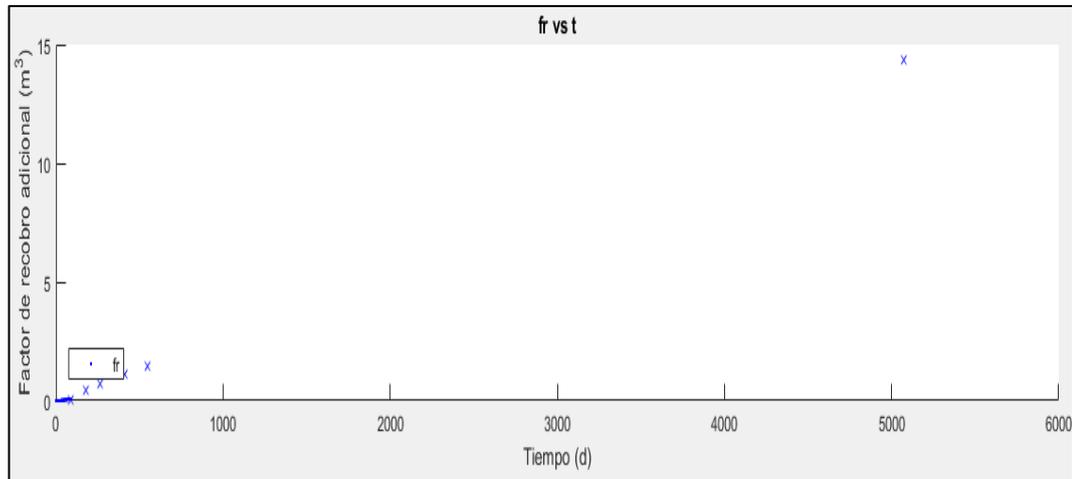
La producción de petróleo acumulada es 3213233  $m^3$  y equivale a 20082706 BIs al transcurso de 5076 días.

Gráfica 12 Comportamiento de la Producción de agua acumulada después de la ruptura, Denisse Tomalá



La producción de agua acumulada es 461560000  $m^3$  a los 5076 días, después de implementar la técnica dumpflooding.

Gráfica 13 Factor de recobro en el tiempo de Dumpflooding, Denisse Tomalá



El factor de recobro adicional es 14.34% en 5076 días que representan 14 años de producción de petróleo del Campo Auca en la formación Basal Tena con la técnica dumpflooding.

# **CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

## **5.1 CONCLUSIONES**

La técnica dumpflooding se convierte en una solución técnica para la recuperación secundaria con inyección de agua que consiste en producir e inyectar agua simultáneamente en un mismo pozo desde una zona de agua con presión mayor a la zona del reservorio agotada.

Mediante la investigación analítica de datos petrofísicos y datos PVT en el Activo Auca, se logró determinar los datos entrada para el modelo dumpflooding que corresponden específicamente al campo Culebra-Yulebra.

Las tasas de inyección varían con el tiempo debido a cambios de presión en la zona de agua. Las tasas de inyección disminuyen si la presión de la zona de origen del agua subterránea disminuye.

De acuerdo con el análisis de resultados, se estima que la recuperación secundaria con inyección de agua por dumpflooding incrementa el factor de recobro al 14%, mientras que la inyección de agua pozo a pozo incrementa el factor de recobro al 8%-10%.

La completación dumpflooding reduce gastos adicionales por facilidades de superficie, tratamiento del agua e implementación de pozos productores de agua, en comparación con la inyección de agua pozo a pozo.

## **5.2 RECOMENDACIONES**

El programa dumpflooding, resuelve estimaciones de producción mediante un método de predicción, esto conlleva a la necesidad de una simulación de yacimientos que permita establecer de una forma más cercana a la realidad del rendimiento de zonas agua-petróleo con modelo sedimentológico, modelo de fluidos, modelo de presión, modelo de producción, modelo roca-fluido y análisis químico de compatibilidad de fluidos

Las completaciones inteligentes pueden integrar válvulas de fondo de pozo que actúan como una restricción al flujo proveniente de la zona de origen, para controlar la presión de inyección y la tasa de inyección.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- A.J. Villaroel, M. D. (s.f.). *Methodology of feasibility study on pilot test for dumpflood completion system*.
- C.A Davies, O. O. (1972). *The theory and practice of monitoring and controlling dumpfloods*. Tripoli, Libia: AIME.
- Company, K. O. (2001). *Umm Gudair Dumpflood, the applicability of dumpflood to enhance sweep and maintain reservoir pressure*. Jakarta, Indonesia: SPE.
- Cualchi, B. M. (2019). *Selección de pozos candidatos para un proyecto de recuperación secundaria en Basal Tena en la parte central del Campo Auca*. Quito.
- Develop, P. E. (2015). Development mechanisms and influencing factors of dumpflooding. *ScienceDirect*, 691-696.
- Edith Sofía Palomino Pazmiño, C. C. (2018). *Estrategias de desarrollo del Yacimiento Basal Tena en el campo Yulebra mediante recuperación secundaria*. Guayaquil.
- Rodríguez, M. G. (2012). *Estudio para incrementar la producción en los pozos con sistema de bombeo hidráulico tipo jet en el Campo Auca*. Quito.
- Ronald Neptali Huilcapi Santillán, Y. G. (2018). *Análisis volumétrico del yacimiento Basal Tena mediante el balance de materia para el desarrollo del plan piloto de waterflooding en el campo Culebra-Yulebra*. Guayaquil.
- Silvia Piñeros, A. A. (2019). *Rejuvenecimiento del Campo Auca mediante recuperación secundaria*. Quito, Ecuador.
- Torres, M. C. (2015). *Evaluación de alternativas para la explotación de la arenisca Napo U inferior del Campo Culebra-Yulebra mediante simulación numérica*. Quito.