



UNIVERSIDAD UTE

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA E
INDUSTRIAS**

MAESTRÍA EN PETRÓLEOS

**EVALUACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS DEL
MODELO PREDICTIVO BASADO EN EL MÉTODO DE DAKE-
WELGE DE LOS POZOS AUCA-179 Y AUCA-176D
INFLUENCIADOS POR LA INYECCIÓN DE AGUA**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL GRADO DE MAGISTER EN
PETRÓLEOS, MENCIÓN EN PROCESOS DE PRODUCCIÓN E
INDUSTRIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS**

FERNANDO JOE NAVARRETE PATIÑO

DIRECTOR: VÍCTOR FERNANDO PINTO TOSCANO

Quito, octubre 2019

© Universidad UTE. 2019

Reservados todos los derechos de reproducción

FORMULARIO DE REGISTRO BIBLIOGRÁFICO TRABAJO DE TITULACIÓN

DATOS DE CONTACTO	
CÉDULA DE IDENTIDAD:	171913083-1
APELLIDO Y NOMBRES:	Navarrete Patiño Fernando Joe
DIRECCIÓN:	Avenida Machala N58-256 y avenida Vaca de Castro
EMAIL:	joejoeldu@hotmail.com
TELÉFONO FIJO:	022598552
TELÉFONO MÓVIL:	0987720613

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	Evaluación de los resultados obtenidos del modelo predictivo basado en el método de Dake-Welge de los pozos Auca-179 y Auca-176d influenciados por la inyección de agua
AUTOR O AUTORES:	Navarrete Patiño Fernando Joe
FECHA DE ENTREGA DEL PROYECTO DE TITULACIÓN:	Octubre de 2019
DIRECTOR DEL PROYECTO DE TITULACIÓN:	Víctor Fernando Pinto Toscano
PROGRAMA	PREGRADO <input type="checkbox"/> POSGRADO <input checked="" type="checkbox"/>
TÍTULO POR EL QUE OPTA:	Magister en Petróleos, Mención en Procesos de Producción e Industrialización de Hidrocarburos
RESUMEN: Mínimo 250 palabras	<p>La operadora Petroamazonas E.P. conjuntamente con el consorcio Shaya Ecuador S.A. implementan proyectos de recuperación secundaria mediante inyección de agua en el Bloque 61, el presente trabajo se desarrolló en el Campo Auca; en los pozos productores Auca-179, Auca-176D, el pozo inyector Auca-178 y la Arenisca productora U Inferior, por lo que fue necesario un modelo predictivo que simule los resultados del barrido de agua para recuperación de petróleo. Previo a la aplicación de los procesos de inyección de agua la operadora realizó una simulación a fin de demostrar que el proyecto puede ser positivo para la recuperación de crudo. Para que la</p>

	<p>ARCH pueda verificar la viabilidad del proyecto, no solo en resultados sino en proyecciones a futuro, se desarrolló un modelo predictivo basado en el método de Dake-Welge que verifica los resultados obtenidos y establece un escenario del comportamiento de la producción a futuro. Para el desarrollo del modelo se emplearon los datos petrofísicos de la Arenisca U Inferior del Campo Auca obteniendo información de producción para: el pozo Auca-176 cuyo barrido alcanzó su punto de ruptura a los 225 días de haber empezado el proceso de inyección, incrementando la producción de 183 bppd a 308 bppd con una eficiencia de desplazamiento del 11,27 %, recuperando 66 009 barriles de petróleo y para el pozo Auca-179 su barrido llega al punto de ruptura a los 296 días con un incremental de producción de 249 bppd a 335 bppd con 17,19 % de eficiencia de desplazamiento, recuperando 97 332 barriles de petróleo hasta la ruptura. Al evaluar el incremental de producción se verifica que el proyecto de inyección de agua en la Arenisca U Inferior es efectivo para el campo, para mejorar la eficiencia de desplazamiento es necesario la inyección de químicos o métodos de recuperación terciaria.</p>
<p>PALABRAS CLAVES:</p>	<p>Campo Auca, Recuperación Secundaria, Inyección de Agua.</p>
<p>ABSTRACT:</p>	<p>Petroamazonas E.P. jointly with the consortium Shaya Ecuador S.A. implement secondary recovery projects by water injection in the Block 61, this work was developed in the Auca Field; in the Auca-179 and Auca-176D producing wells, the Auca-178 injector well and the Lower U sandstone, so a predictive model that simulates the results of water sweeping for oil recovery was necessary. Prior to the application of the water injection processes, the operator carried out a simulation in order to demonstrate that the project can be positive for the</p>

	<p>recovery of oil. In order for the ARCH to verify the viability of the project, to evaluated results and future projections, a predictive model was developed based on the Dake-Welge method that verifies the results obtained and establishes a scenario of future production behavior. For the development of the model, the petrophysical data of the Lower U sandstone of the Auca Field was used, obtaining production information for: the Auca-176 well whose sweep reached its breaking point 225 days after the start of the injection process, increasing the production of 183 bppd at 308 bppd with a displacement efficiency of 11.27 %, recovering 66 009 barrels of oil and for the Auca-179 well its sweep reaches the breaking point at 296 days with an incremental production of 249 bppd at 335 bppd with 17.19 % displacement efficiency, recovering 97 332 barrels of oil until the break. When evaluating the incremental production, it is verified that the water injection project in the Lower U sandstone is effective for the field, to improve the efficiency of displacement it is necessary to inject chemical or EOR.</p>
KEYWORDS	Auca Field, Secondary Recovery, Water Injection.

Se autoriza la publicación de este Proyecto de Titulación en el Repositorio Digital de la Institución.



f: _____

NAVARRETE PATIÑO FERNANDO JOE

171913083-1

DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **NAVARRETE PATIÑO FERNANDO JOE**, CI 171913083-1 autor del trabajo de titulación: **Evaluación de los resultados obtenidos del modelo predictivo basado en el método de Dake-Welge de los pozos Auca-179 y Auca-176D influenciados por la inyección de agua**, previo a la obtención del título de **Magister en Petróleos, Mención en Procesos de Producción e Industrialización de Hidrocarburos** en la Universidad UTE.

1. Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las Instituciones de Educación Superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de titulación de grado para que sea integrado al Sistema Nacional de información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.
2. Autorizo a la BIBLIOTECA de la Universidad UTE a tener una copia del referido trabajo de titulación de grado con el propósito de generar un Repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Quito, 29 de octubre de 2019



f: _____

NAVARRETE PATIÑO FERNANDO JOE

171913083-1

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

En mi calidad de tutor, certifico que el presente trabajo de titulación que lleva por título **Evaluación de los resultados obtenidos del modelo predictivo basado en el método de Dake-Welge de los pozos Auca-179 y Auca-176D influenciados por la inyección de agua** para aspirar al título de **Magister en Petróleos, Mención en Procesos de Producción e Industrialización de Hidrocarburos** fue desarrollado por **NAVARRETE PATIÑO FERNANDO JOE**, bajo mi dirección y supervisión, en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería e Industrias; y que dicho trabajo cumple con las condiciones requeridas para ser sometido a las evaluaciones respectivas de acuerdo a la normativa interna de la Universidad UTE.



VÍCTOR FERNANDO PINTO TOSCANO

DIRECTOR DEL TRABAJO

C.I. 171310693-6

CARTA DE CONFORMIDAD DE LA INSTITUCIÓN/EMPRESA AUSPICIANTE

AGENCIA DE
REGULACIÓN Y CONTROL
HIDROCARBURÍFERO



Oficio Nro. ARCH-DAF-REH-2019-0017-OF

Quito, 04 de abril de 2019

Asunto: AUTORIZACIÓN TESIS DE MAESTRÍA AL ING. NAVARRETE PATIÑO FERNANDO JOE.

Señor Ingeniero
Fausto Rene Ramos Aguirre
Coordinador de la Carrera de Ingeniería de Petróleos
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL
En su Despacho

De mi consideración:

Por medio de la presente, queremos comunicar a su distinguida institución educativa nuestro compromiso de auspiciar el proyecto de investigación para culminar la Maestría en Petróleos del Ing. NAVARRETE PATIÑO FERNANDO JOE, titulado: "EVALUACIÓN DE RESULTADOS OBTENIDOS DEL MODELO PREDICTIVO BASADO EN EL MÉTODO DE DAKE - WELGE DE LOS POZOS AUCA 179 Y AUCA 176D INFLUENCIADOS POR LA INYECCIÓN DE AGUA", bajo las siguientes condiciones:

- Nuestra empresa se compromete a facilitar el desarrollo del proyecto y proveerá la información técnica necesaria.
- Los derechos de auditoría son de la Universidad UTE, sin embargo la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero - ARCH en su calidad de auspiciante y propietario del proyecto, tiene el derecho de realizar en el futuro las modificaciones y ampliaciones que considere convenientes.
- El proyecto se publicará, considerando que la información entregada será clasificada por la empresa y podrá ser divulgada solo con la autorización de la misma.
- Se autoriza utilizar datos técnicos, con las debidas restricciones.
- Se llevará seguimiento al trabajo efectuado, comprometiéndonos a entregar una carta de conformidad al finalizar el proyecto.
- Cabe indicar que no existe auspicio económico, los gastos que incurriere dentro o fuera de la institución para la recopilación de información y datos será de responsabilidad del Estudiante.

El estudiante deberá cumplir con los siguientes requisitos:

Ficha de datos de Tesista
Copia de la Cédula de Ciudadanía y papeleta de votación actualizada.

Con sentimientos de distinguida consideración.

Atentamente,



Ing. Lorena Maribel Huilca C.

COORDINADORA DE GESTIÓN DE TALENTO HUMANO, SUPLENTE

la



MAESTRÍA
PETRÓLEOS

Recibido
09 Abril del 2019


DECLARACIÓN JURAMENTADA DEL AUTOR

Yo, Fernando Joe Navarrete Patiño, portador(a) de la cédula de identidad N° 171913083-1, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría, que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en ese documento.

La Universidad UTE puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.



f: _____

NAVARRETE PATIÑO FERNANDO JOE

171913083-1

ÍNDICE DE CONTENIDOS

	PÁGINA
RESUMEN	1
ABSTRACT	2
1. INTRODUCCIÓN	3
2. METODOLOGÍA	12
2.1 DESARROLLO DEL MODELO PREDICTIVO PARA INYECCIÓN DE AGUA EN BASE A DAKE-WELGE	12
2.1.1 CÁLCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL DEL PETRÓLEO EN SITIO, PETRÓLEO Y SATURACIÓN DE AGUA ACTUAL EN EL YACIMIENTO:	12
2.1.2 CÁLCULO DE RELACIÓN DE MOVILIDAD (M):	13
2.1.3 CÁLCULO DE LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS	13
2.1.4 CÁLCULO DE LA RELACIÓN DE MOVILIDAD CON LA SATURACIÓN EN EL PUNTO DE RUPTURA (MS):	16
2.1.5 CÁLCULO DEL AGUA INYECTADA ACUMULADA	16
2.1.6 CÁLCULO DEL TIEMPO DE RUPTURA, T(BT).	18
2.1.7 CÁLCULO DEL PETRÓLEO PRODUCIDO HASTA EL PUNTO DE RUPTURA Y LUEGO DEL MISMO.	18
2.1.8 PERFIL DE PRODUCCIÓN BAJO CONDICIONES DE FLUJO DIFUSO	18
2.2 DATOS PETROFÍSICOS DE LA ARENISCA U INFERIOR	21
2.3 DATOS DE LOS POZOS PRODUCTORES AUCA-176D Y AUCA-179	21
2.4 ANÁLISIS FÍSICO-QUÍMICO DEL AGUA DE LA ARENISCA HOLLÍN INFERIOR INYECTADA DESDE EL POZO AUCA-178WIW	22
3 RESULTADOS Y DISCUSIÓN	23
3.1 PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES) Y PETRÓLEO REMANENTE EN EL YACIMIENTO	23
3.2 RELACIÓN DE MOVILIDAD (M)	23
3.3 PERMEABILIDADES RELATIVAS VERSUS SATURACIÓN DE AGUA	24
3.4 FLUJO FRACCIONAL DEL AGUA EN EL RESERVORIO DURANTE EL PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA	28
3.5 RELACIÓN DE MOVILIDADES CON SATURACIONES EN EL PUNTO DE RUPTURA (MS)	31
3.6 AGUA INYECTADA ACUMULADA AL PUNTO DE RUPTURA.	31

	PÁGINA
3.7 PETRÓLEO PRODUCIDO (NPD) HASTA EL TIEMPO DE RUPTURA. T(BT).	31
3.8 PERFIL DE PRODUCCIÓN BAJO CONDICIONES DE FLUJO DIFUSO DURANTE EL PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA	32
3.9 RESUMEN DE RESULTADOS PARA LOS POZOS PRODUCTORES AUCA-176D Y AUCA-179	37
4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	38
4.1 CONCLUSIONES	38
4.2 RECOMENDACIONES	39
BIBLIOGRAFÍA	40
ANEXOS	42

ÍNDICE DE TABLAS

	PÁGINA
Tabla 1 Coordenadas UTM y geográficas del campo Auca	4
Tabla 2 Producción del Campo Auca	5
Tabla 3 Producción de petróleo del pozo Auca-176D y pozo Auca-179	6
Tabla 4 Datos petrofísicos de la Arenisca U Inferior	21
Tabla 5 Datos de los pozos Auca-176D y Auca-179	21
Tabla 6 Análisis físico-químico del agua de Hollín Inferior en diferentes pozos que será inyectada	22
Tabla 7 POES de los pozos Auca-176D y Auca-179	23
Tabla 8 Relación de movilidad para los pozos Auca-176D y Auca-179	23
Tabla 9 Permeabilidades relativas del pozo Auca-176D	24
Tabla 10 Permeabilidades relativas del pozo Auca-179	26
Tabla 11 Flujo fraccional de los pozos Auca-176D y Auca-179	28
Tabla 12 Relación de movilidad en el punto de ruptura	31
Tabla 13 Agua inyectada acumulada en el punto de ruptura	31
Tabla 14 Petróleo producido acumulado en el punto de ruptura	31
Tabla 15 Perfil de producción del pozo Auca-176D	33
Tabla 16 Perfil de producción proyectado con la inyección de agua del pozo Auca-179	35
Tabla 17 Resumen de resultados para el pozo Auca-176D y pozo Auca-179	37

ÍNDICE DE FIGURAS

	PÁGINA
Figura 1 Ubicación del Bloque 61 y sus campos. (Secretaría de Hidrocarburos, 2019)	4
Figura 2 Historial de presión de la Arenisca U Inferior (PETROAMAZONAS E.P., 2018)	5
Figura 3 Historial de producción del pozo Auca-176D (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)	6
Figura 4 Historial de producción del pozo Auca-179 (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)	6
Figura 5 Perfil de saturación durante la inyección de agua en un yacimiento (Paris de Ferrer M. , 2001)	9
Figura 6 Flujo másico de agua a través de un elemento de volumen en un medio poroso lineal y unidimensional (Dake L. P., 1998)	9
Figura 7 Gráfica de flujo fraccional y su tangente. (Dake L. P., 1998)	10
Figura 8 Aplicación gráfica de la ecuación de Dake Welge. (Dake L. P., 2001)	11
Figura 9 Punto de ruptura (tangente) para determinar saturación en el frente y la saturación promedio	15
Figura 10 Gráfica para determinar del agua inyectada acumulada, Wid	17
Figura 11 Permeabilidades relativas vs Saturación de agua - Pozo Auca-176D	25
Figura 12 Permeabilidades relativas vs Saturación de agua - Pozo Auca-179	27
Figura 13 Flujo fraccional y punto de tangencia del pozo Auca-176D	29
Figura 14 Flujo fraccional y punto de tangencia del pozo Auca-179	30
Figura 15. Íconos de los programas adjuntos del modelo predictivo del pozo Auca-176D y del pozo Auca-179	42

ÍNDICE DE ANEXOS

	PÁGINA
ANEXOS	
PROGRAMAS DEL MODELO PREDICTIVO DEL POZO AUCA-176D Y DEL POZO AUCA-179	42

1 RESUMEN

La operadora Petroamazonas E.P. conjuntamente con el Consorcio Shaya Ecuador S.A. implementan proyectos de recuperación secundaria mediante inyección de agua en el Bloque 61, el presente trabajo se desarrolló en el Campo Auca; en los pozos productores Auca-179, Auca-176D, el pozo inyector Auca-178 y la Arenisca productora U Inferior, por lo que fue necesario un modelo predictivo que simule los resultados del barrido de agua para recuperación de petróleo. Previo a la aplicación de los procesos de inyección de agua la operadora realizó una simulación a fin de demostrar que el proyecto puede ser positivo para la recuperación de crudo. Para que la ARCH pueda verificar la viabilidad del proyecto, no solo en resultados sino en proyecciones a futuro, se desarrolló un modelo predictivo basado en el método de Dake-Welge que verifica los resultados obtenidos y establece un escenario del comportamiento de la producción a futuro. Para el desarrollo del modelo se emplearon los datos petrofísicos de la Arenisca U Inferior del Campo Auca obteniendo información de producción para: el pozo Auca-176 cuyo barrido alcanzó su punto de ruptura a los 225 días de haber empezado el proceso de inyección, incrementando la producción de 183 bppd a 308 bppd con una eficiencia de desplazamiento del 11,27 %, recuperando 66 009 barriles de petróleo y para el pozo Auca-179 su barrido llega al punto de ruptura a los 296 días con un incremental de producción de 249 bppd a 335 bppd con 17,19 % de eficiencia de desplazamiento, recuperando 97 332 barriles de petróleo hasta la ruptura. Al evaluar el incremental de producción se verifica que el proyecto de inyección de agua en la Arenisca U Inferior es efectivo para el campo, para mejorar la eficiencia de desplazamiento es necesario la inyección de químicos o métodos de recuperación terciaria.

Palabras clave: Campo Auca, Recuperación Secundaria, Inyección de Agua.

2 ABSTRACT

Petroamazonas E.P. jointly with the consortium Shaya Ecuador S.A. implement secondary recovery projects by water injection in the Block 61, this work was developed in the Auca Field; in the Auca-179 and Auca-176D producing wells, the Auca-178 injector well and the Lower U sandstone, so a predictive model that simulates the results of water sweeping for oil recovery was necessary. Prior to the application of the water injection processes, the operator carried out a simulation in order to demonstrate that the project can be positive for the recovery of oil. In order for the ARCH to verify the viability of the project, to evaluated results and future projections, a predictive model was developed based on the Dake-Welge method that verifies the results obtained and establishes a scenario of future production behavior. For the development of the model, the petrophysical data of the Lower U sandstone of the Auca Field was used, obtaining production information for: the Auca-176 well whose sweep reached its breaking point 225 days after the start of the injection process, increasing the production of 183 bppd at 308 bppd with a displacement efficiency of 11.27 %, recovering 66 009 barrels of oil and for the Auca-179 well its sweep reaches the breaking point at 296 days with an incremental production of 249 bppd at 335 bppd with 17.19 % displacement efficiency, recovering 97 332 barrels of oil until the break. When evaluating the incremental production, it is verified that the water injection project in the Lower U sandstone is effective for the field, to improve the efficiency of displacement it is necessary to inject chemical or EOR.

Keywords: Auca Field, Secondary Recovery, Water Injection.

1. INTRODUCCIÓN

1 INTRODUCCIÓN

La primera etapa de explotación de los hidrocarburos en un pozo se realiza a flujo natural o con un sistema de levantamiento artificial, es normal que la presión del yacimiento decline en esta etapa por lo que se aplica procesos de recuperación secundaria mediante inyección de fluidos inmiscibles con el objetivo de mantener la presión.

Para contrarrestar la caída de producción de un campo una opción es inyectar en el yacimiento un fluido externo como agua o gas a través de pozos inyectoros cercanos y en rocas que posean comunicación del hidrocarburo con pozos productores, cuyo objetivo es mantener la presión del reservorio y desplazar los hidrocarburos mediante su barrido hacia el pozo productor (Schlumberger, 2019).

Casos de inyección de agua como método de recobro de petróleo remanente en campos petroleros han demostrado resultados satisfactorios en mejoras de la eficiencia del recobro: Campo Gunton en Malasia, el Campo Ninian en el Mar del Norte y los proyectos de las segregaciones del Lago de Maracaibo en Venezuela, previo a la aplicación a los yacimientos se desarrolló modelos predictivos en base a Dake-Welge fundamentados en Buckley – Leverett (Paris de Ferrer, 1997).

Los yacimientos de carbonatos del oeste de Texas y yacimientos clásticos en el Mar del Norte muestran un incremento a las reservas anteriores a los proyectos de inyección de agua y reflejan en el factor de recobro, el Campo Valhall de Noruega se fracturaron los yacimientos con inyección de agua provocando fracturas de 150 pies e incrementando las tasas de inyección hasta 10 000 BAPD (Rojas, 1992), vale recalcar que se realizaron en primera instancia simulación en base a teorías preexistentes para su posterior aplicación en campo.

En los múltiples yacimientos en Prudoe-Bay, Alaska, zona compleja, se realizaron análisis globales del comportamiento utilizando simulación numérica de avance frontal de Buckley – Leverett y Dake Welge, de donde se deduce que mejor estrategia para la explotación es la inyección de agua. (Grinestaff, 2000)

El Campo Auca se ubica en la provincia de Orellana en la parte centro occidental de la Cuenca Oriente, limita al norte con el Campo Culebra-Yulebra, al sur con el Campo Auca Sur, al oeste con los campos Pitalala, Puma y, al este con los campos Boa, Anura y Auca Este, figura 1.

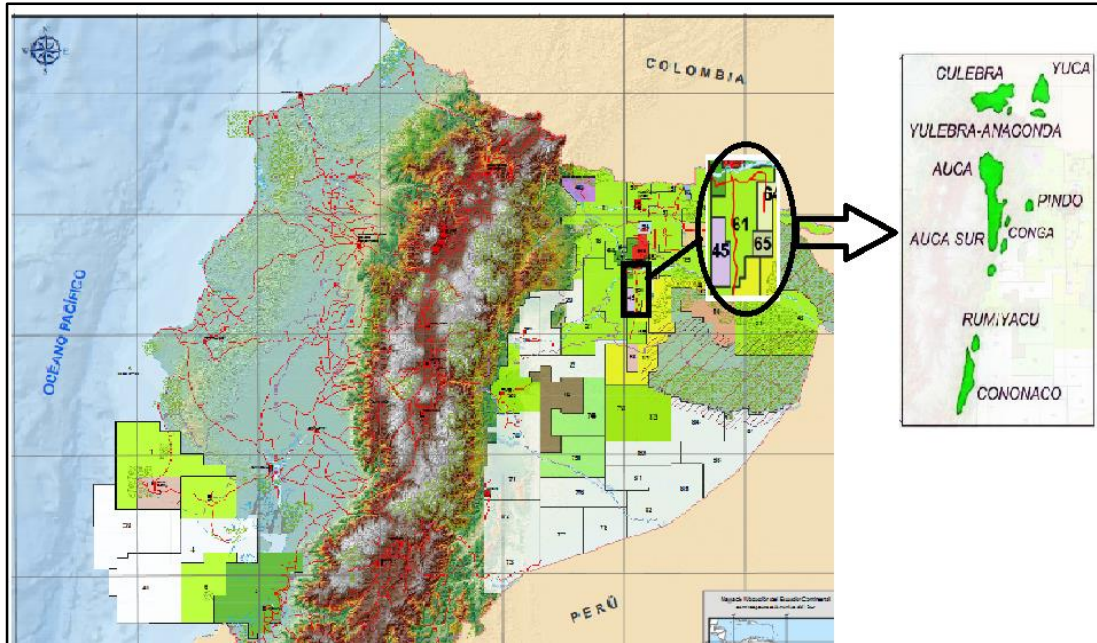


Figura 1 Ubicación del Bloque 61 y sus campos. (Secretaría de Hidrocarburos, 2019)

Las coordenadas geográficas y coordenadas UTM del bloque 61 se muestran en la tabla 1:

Tabla 1 Coordenadas UTM y geográficas del campo Auca

Coordenadas	Latitud	Longitud
UTM	Y min = 9 911 645 Y máx. = 99 366 256	X min = 288 964 X más = 29 500
GEOGRÁFICAS	0°34'S y 0°48'S	76°50'O y 76°54'O

(Secretaría de Hidrocarburos, 2019)

Las presiones en la zona norte en la Arenisca U Inferior han disminuido aproximadamente en 76% de la presión original del yacimiento que era 4 300 psia, como se observa en la figura 2:

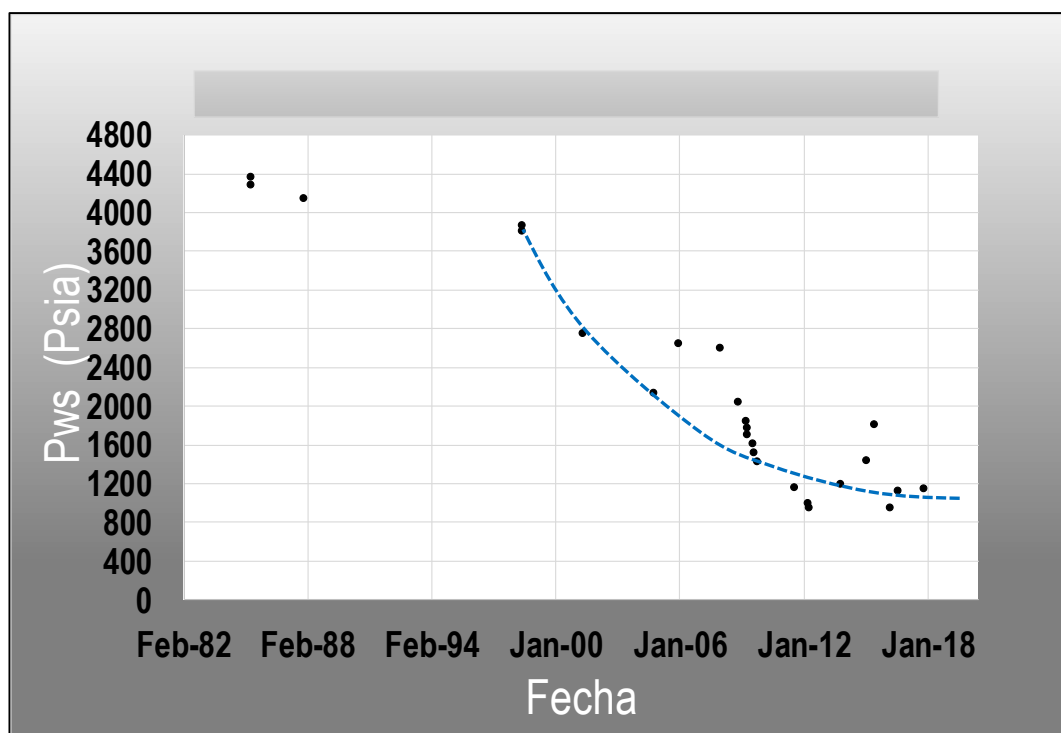


Figura 2 Historial de presión de la Arenisca U Inferior (PETROAMAZONAS E.P., 2018)

En la tabla 2 se cita la producción del Campo Auca.

Tabla 2 Producción del Campo Auca

AÑO	PRODUCCIÓN	
	VALOR	UNIDADES
1 975	6 752	BPPD
1 994	24 367	BPPD
2 013	36 240	BPPD
2 018	302 283	MBN

(PETROAMAZONAS E.P., 2018)

Los pozos involucrados en el estudio son:

El pozo AUCA-178DWIW, es pozo inyector en la Arenisca U Inferior que inició operación teniendo como fuente de agua al pozo AUCA-104D, tiene como objetivo dar soporte al área Noroeste del Campo Auca Zona Norte. La salinidad del agua de inyección es de 500 ppm de cloruros y de la formación es de alrededor de 65 000 ppm de cloruros. (Shaya Ecuador S.A., 2018). Este pozo tiene una inyección promedio de 3 160 BAPD con una presión de inyección promedio de 1100 psi. Influenciará a los pozos Auca-139, Auca-140, Auca-177, Auca-176D y Auca-179 siendo estos dos últimos los de primera línea. Se espera llegue un caudal de inyección de 1 000 barriles de agua al Auca-176D y de 800 barriles de agua al Auca-179. (Shaya Ecuador S.A., 2018)

Los pozos productores Auca-176d y Auca-179 cuya producción a través del tiempo se visualiza en la figura 3 y 4 además se muestran en la tabla 3 sus producciones actuales.

Tabla 3 Producción de petróleo del pozo Auca-176D y pozo Auca-179

POZO	PRODUCCIÓN (BPPD)	PRODUCCIÓN ACUMULADA MBIs
Auca 176D	183	194
Auca 179	249	186

(PETROAMAZONAS E.P., 2018)

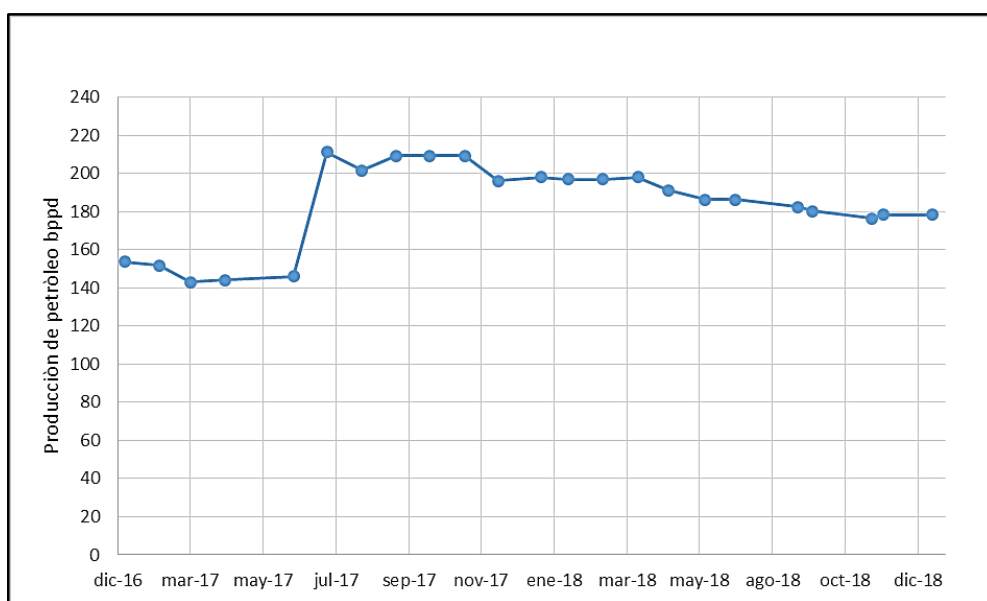


Figura 3 Historial de producción del pozo Auca-176D (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

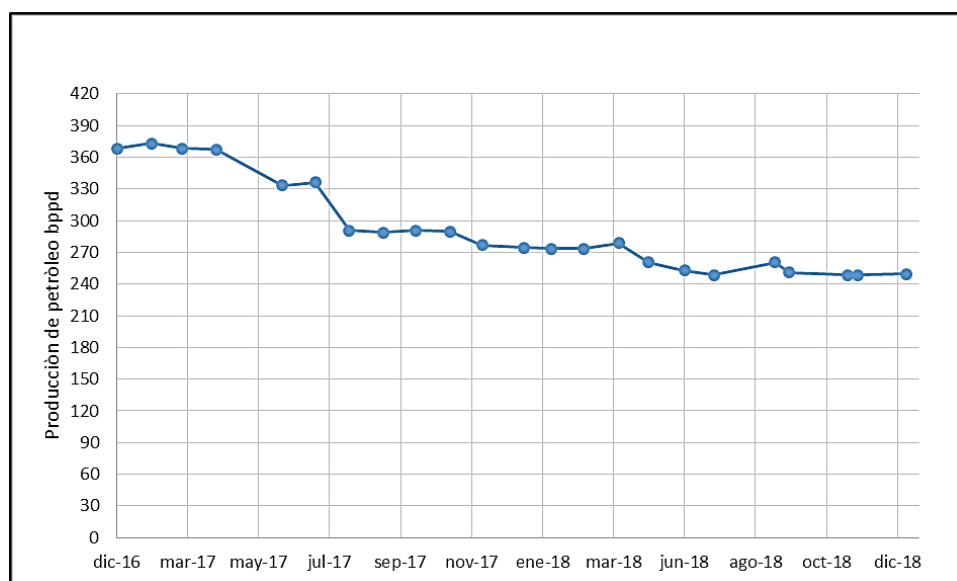


Figura 4 Historial de producción del pozo Auca-179 (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

En el Ecuador, los Campos Shushufindi y Auca emplean mecanismo de inyección de agua para mejorar el factor de recobro, simulados en softwares basados en el avance frontal y barrido de un yacimiento (Schlumberger, 2019), mismo que se fundamenta en las teorías de Buckley – Leverett y Dake Welge donde se establecen condiciones físicas como presión y temperatura constantes para que existan condiciones de equilibrio (Savioli & Fernández, 2007).

Para la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH) es importante verificar los planteamientos de proyectos emitidos por las operadoras, para regular y controlar los trabajos, operaciones y resultados obtenidos (Hidrocarburos, 2018) (Ecuador, 2017), por los sujetos de control u operadoras, la labor de la ARCH se ve afectada ya que las operadoras manejan softwares para simulaciones de los proyectos que la Agencia posee, como el OFM, por lo que es necesario validarlos con el desarrollo de un modelo predictivo en base a los mismos fundamentos teóricos que los softwares que emplean los sujetos de control.

En el caso de la producción del Campo Auca tiende a una declinación de producción, razón por la cual la operadora ha planteado aplicar metodologías para mantener la producción o en el mejor de los casos incrementarla, la acción planteada es la inyección de agua para realizar un barrido en la Arenisca U Inferior impactará de manera positiva a la operatividad, producción y economía de la operadora y del país.

En síntesis un modelo predictivo es una ayuda previa a la aplicación de un proyecto de inyección de agua obteniendo datos que simulen un panorama a futuro apegado a la realidad del campo o pozo.

La movilidad y razón de movilidad de los fluidos es el grado de dificultad que presentan los fluidos al desplazamiento. “La movilidad es la relación entre la permeabilidad efectiva y la viscosidad de un fluido determinado, y la razón de movilidad es la división de movilidad entre el fluido o la fase desplazante y el fluido o la fase desplazada”. (Paris de Ferrer M. , 2001)

Dake Welge reformuló el flujo de fluidos inmiscibles por un medio poroso propuesto por Buckley y Leverett del modelo de desplazamiento inmiscible en el que se consideran los siguientes criterios: (Dake L. P., 1998)

El flujo existente en los dos fluidos: es inyectada agua por el punto de entrada o pozo inyector, se recupera agua tanto inyectada como del reservorio a través del punto de salida o pozo productor.

El flujo es incompresible: lo que infiere que la cantidad de agua inyectada es igual al caudal final producido mismo que comprende caudal de petróleo y caudal agua.

El flujo es considerado unidimensional y lineal

Al comprenderse como un flujo no continuo las saturaciones existentes en el yacimiento a lo largo del tiempo cambian.

Se considera un medio homogéneo, es decir, se establecen valores promedios de porosidades y permeabilidades.

Los yacimientos que presentan caída de presión, características petrofísicas uniformes y que no tengan un fuerte empuje de agua son buenos candidatos para proyectos de inyección de agua.

El proceso se muestra en la figura 5. La recuperación secundaria mediante inyección de agua tiene cuatro etapas:

a) Comportamiento previo al llenado

El yacimiento presenta una declinación de presión por lo que es necesario inyectar agua, esta etapa inicia con la inyección de agua hasta el contacto de los bancos de petróleo alrededor de los pozos inyectoros. (Paris de Ferrer M. , 2001)

b) Comportamiento hasta el llenado

El periodo de llenado se da cuando el agua es inyectada al yacimiento, el volumen de petróleo en el reservorio es igual al volumen de agua inyectada, por efecto del pistón con fugas el frente de agua es posterior al frente del petróleo. Al momento que el petróleo, empujado por el agua inyectada, llega al pozo productor la etapa de llenado concluye. (Paris de Ferrer M. , 2001)

c) Comportamiento desde el llene a la ruptura

El caudal de petróleo aumenta hasta que eventualmente es igual al caudal de inyección de agua. El corte de agua se incrementará debido al aumento de producción de agua, indicando que se ha llegado al punto de ruptura en el frente, es decir que el agua inyectada llegó al pozo productor y se está recuperando conjuntamente con el petróleo. (Paris de Ferrer M. , 2001)

d) Comportamiento luego de la ruptura

Cuando el caudal de agua producida se incrementa y la producción de petróleo decreciente, el proceso de inyección se mantendrá mientras sea económicamente rentable, finalmente se llega a la etapa de agotamiento donde en el yacimiento solo quedará petróleo residual y agua. (Paris de Ferrer M. , 2001)

En la figura 5, se representa el comportamiento del banco de agua inyectado desde el pozo inyector a través del yacimiento y el perfil de su saturación.

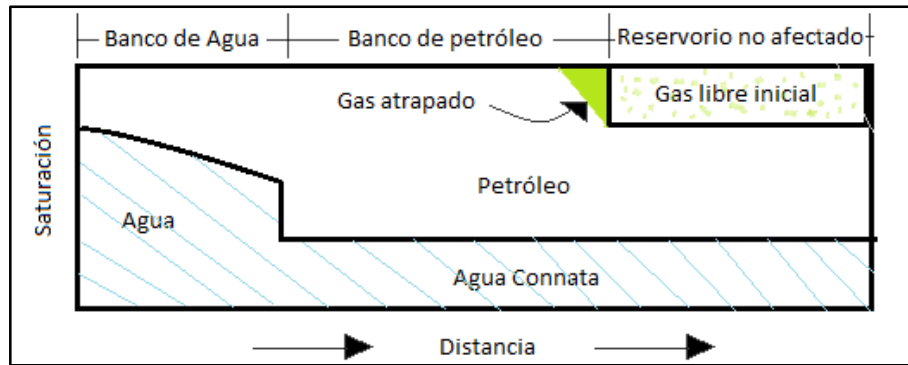


Figura 5 Perfil de saturación durante la inyección de agua en un yacimiento (Paris de Ferrer M. , 2001)

El flujo fraccional conocido como avance frontal (fw) se mide en la cara de la Arenisca del pozo productor y está en función de la saturación de agua y de la saturación de petróleo. Es base para el estudio del comportamiento de reservorios sometidos a inyección de agua.

En la inyección de agua las técnicas de simulación analítica o numérica son las que rigen el proceso en el desplazamiento en base a Buckley – Leverett, mismas que se derivan de las siguientes condiciones físicas:

- Fluidos inmiscibles: fluido desplazante y fluido desplazado inmiscibles.
- El desplazamiento es unidimensional y unidireccional, tipo pistón con fugas.
- Permeabilidades relativas.
- Presión constante. (Dake L. P., 2001)

Se considera como un sistema lineal con formación homogénea, empuje natural de agua, inyección desde la periferia de agua, presión y temperatura constantes para que existan condiciones de equilibrio. (Savioli & Fernández, 2007), flujo continuo y lineal, caudal de inyección y área perpendicular constantes

La ecuación de Buckley y Leverett describe el desplazamiento inmiscible y unidimensional por el medio poroso, graficado en la figura 6.

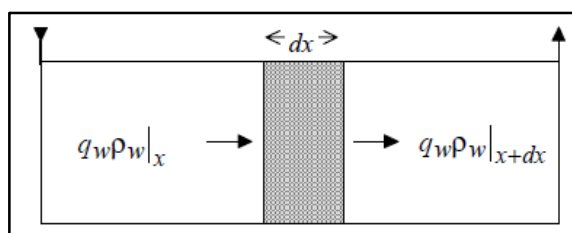


Figura 6 Flujo másico de agua a través de un elemento de volumen en un medio poroso lineal y unidimensional (Dake L. P., 1998)

$$v|_{S_w} = \left[\frac{dx}{dt} \right]_{S_w} = \frac{qt}{A \times \phi} \times \left[\frac{df_w}{dS_w} \right]_{S_w} \quad \text{Ecuación de Buckley. - Leverett}$$

La ecuación indica que la derivada del flujo fraccional es directamente proporcional a la velocidad de un plano de saturación de agua.

Estimación de agua en el frente de barrido del reservorio

Se muestra, en la figura 7, la tangente a la curva de flujo fraccional que tiene su punto inicial en el punto $S_{wc}, f_w = 0$ y pasa por el punto $(S_{wf}, f_w(S_{wf}))$ punto de ruptura. Al extrapolar la tangente cruza con la recta $f_w = 1$, en el punto $(\bar{S}_w, f_w = 1)$. Mediante este método se determina la saturación de agua en el frente de choque y el promedio de la saturación del agua luego de dicho frente. (Dake L. P., 2001)

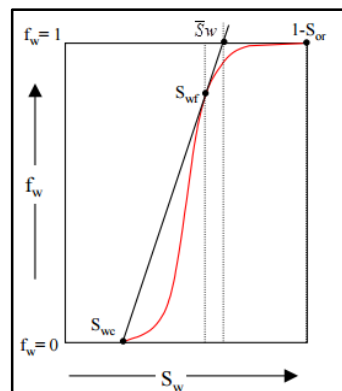


Figura 7 Gráfica de flujo fraccional y su tangente. (Dake L. P., 1998)

Mediante la ecuación de Dake-Welge se puede determinar la saturación promedio de agua, \bar{S}_w detrás del punto de ruptura. Al integrar la distribución de la saturación de agua en la distancia, $S_w(x)$.

$$\left[\frac{df_w}{dS_w} \right]_{S_{wf}} = \frac{(1 - f_w)|_{S_{wf}}}{\bar{S}_w - S_{wf}} \quad \text{Ecuación de Dake Welge}$$

La ecuación se aplica para encontrar la saturación de agua en el punto de ruptura ($S_{w(bt)}$), luego del punto y a la salida en el pozo. Posterior al punto de ruptura, en el pozo productor la saturación de agua y el flujo fraccional van en aumento.

Teniendo cada valor de $S_w > S_{w_{bt}}$ en la curva de flujo fraccional, es trazada la tangente cortando la horizontal $f_w = 1$ en el punto de saturación promedio de agua \bar{S}_w . Al aplicar la ecuación de Dake-Welge (figura 8), permite el cálculo del petróleo recuperable, agua producida, factor de recobro, etc. al inyectar de agua después del punto de ruptura. (Dake L. , 2001)

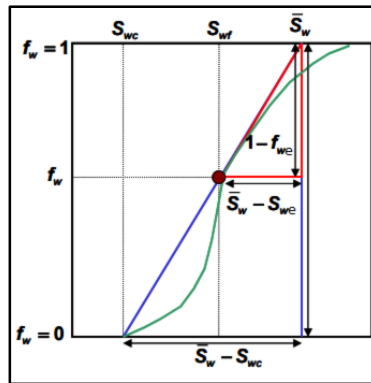


Figura 8 Aplicación gráfica de la ecuación de Dake Welge. (Dake L. P., 2001)

En base a la teoría enunciada, este trabajo buscó:

- Evaluar resultados del modelo predictivo basado en el método de Dake-Welge de los pozos Auca-179 y Auca-176D.

Para cumplir con dicho objetivo fue necesario:

- Determinar los factores que afectan la recuperación de petróleo por inyección de agua.
- Programar el modelo predictivo en base al método de Dake-Welge para la inyección de agua.
- Aplicar el modelo predictivo en base al método de Dake-Welge a los pozos Auca-179 y Auca-176D.

2. METODOLOGÍA

2. METODOLOGÍA

El desarrollo del modelo predictivo permite definir claramente los factores que afecten al proceso de inyección de agua, así mismo al ser desarrollado en bases teóricas de la ingeniería de yacimientos es aplicable a pozos que estén en proyectos de recuperación secundario a fin de evaluar los resultados obtenidos y verificar la viabilidad o no de un proyecto.

2.1 DESARROLLO DEL MODELO PREDICTIVO PARA INYECCIÓN DE AGUA EN BASE A DAKE-WELGE

Para programar el modelo predictivo en base al método de Dake-Welge, se debe realizar una serie de cálculos a fin de obtener la simulación matemática de la inyección de agua.

2.1.1 CÁLCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL DEL PETRÓLEO EN SITIO, PETRÓLEO Y SATURACIÓN DE AGUA ACTUAL EN EL YACIMIENTO:

Se calcula el volumen original de petróleo en sitio para los pozos Auca-179 y Auca-176D mediante la siguiente fórmula:

$$POES(bls) = \frac{A \times L \times e \times \phi \times (1 - Swc)}{Boi \times 5,615} \quad [1]$$

Dónde:

- POES = petróleo original en sitio (bn)
- A = amplitud del reservorio (pies)
- L = longitud del reservorio (pies)
- e = espesor del reservorio (pies)
- ϕ = porosidad (fracción)
- Swc = saturación de agua connata o irreducible (fracción)
- Boi = factor volumétrico inicial de petróleo (by/bn)

Teniendo en cuenta que los pozos han estado en producción por lo que el petróleo original en sitio ha variado, entonces se calcula el petróleo remanente:

$$Petróleo\ remanente = POES - Np \quad [2]$$

Dónde:

- Petróleo remanente = cantidad de petróleo remanente en el yacimiento (bn)

- N_p = Petróleo producido antes de la inyección (bn)

La saturación de agua antes del yacimiento se la calcula despejándola de la ecuación del petróleo original en sitio, tomando en cuenta que este valor es el petróleo remanente en el yacimiento:

$$S_{wc} = 1 - \frac{Boi \times 5,615 \times \text{Petróleo Remanente}}{A \times L \times e \times \phi \times (1 - S_{wc})} \quad [3]$$

2.1.2 CÁLCULO DE RELACIÓN DE MOVILIDAD (M):

El valor de la movilidad determinará si el desplazamiento es estable o inestable:

$$M = \frac{(krw^* / \mu_w)}{(kro^* / \mu_o)} \quad [4]$$

Dónde:

- M = movilidad
- krw^* = permeabilidad relativa del agua final (fracción)
- kro^* = permeabilidad relativa del petróleo final (fracción)
- μ_w = viscosidad del agua (cP)
- μ_o = viscosidad del petróleo (cP)

2.1.3 CÁLCULO DE LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS

Para calcular las permeabilidades relativas es necesario determinar los exponentes de Corey para el agua y el petróleo (Corey, 1954):

$$N_o = \frac{\log((1 - S_w - S_{or}) / (1 - S_{wc} - S_{or}))}{\log(kro)} \quad [5]$$

$$N_w = \frac{\log((S_w - S_{wc}) / (1 - S_{wc} - S_{or}))}{\log(krw)} \quad [6]$$

Dónde:

- N_o = Exponente de Corey para el petróleo
- N_w = Exponente de Corey para el agua
- S_w = Saturación de agua (fracción)
- S_{or} = Saturación de petróleo residual (fracción)
- S_{wc} = Saturación de agua connata o irreductible (fracción)
- kro = Permeabilidad relativa del petróleo (fracción)
- krw = permeabilidad relativa del agua (fracción)

Obteniendo los valores de Corey, se procede al cálculo de las permeabilidades relativas del petróleo y del agua:

$$k_{ro} = k_{ro}^* \times \left(\frac{1 - S_w - S_{or}}{1 - S_{wc} - S_{or}} \right)^{N_o} \quad [7]$$

$$k_{rw} = k_{rw}^* \times \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{or}} \right)^{N_w} \quad [8]$$

Con las permeabilidades calculadas se genera la gráfica de permeabilidades (k_{ro} y k_{rw}) versus saturación de agua (S_w), de acuerdo al punto de intersección de las permeabilidades se definirá la mojabilidad del yacimiento. Si el punto de intersección es:

- Mayor al 50% de S_w → el yacimiento es hidrófilo
- Igual al 50% de S_w → el yacimiento tiene mojabilidad mixta
- Menor al 50% de S_w → el yacimiento es oleófilo

Cálculo del flujo fraccional del agua en el reservorio

El flujo fraccional del agua en el reservorio para cada valor de saturación es calculado con la ecuación:

$$f_{we} = \frac{1}{1 + (\mu_w / \mu_o) \times (k_{ro} / k_{rw})} \quad [9]$$

Dónde:

- f_{we} = flujo fraccional del agua en el pozo

El flujo fraccional de agua en la superficie se calcula con la ecuación:

$$f_{ws} = \frac{1}{1 + \left(\frac{\beta_w}{\beta_o} \right) \times \left(\frac{1}{f_{we}} - 1 \right)} \quad [10]$$

Dónde:

- f_{ws} = flujo fraccional del agua en superficie

Con los valores calculados, es generada la gráfica de flujo fraccional (f_{we}) versus saturación del agua (S_w), es una curva tipo "S".

Se grafica la tangente a la curva de flujo fraccional para encontrar el punto de tangencia a la curva. La tangente inicia por el punto de saturación de agua irreducible (S_{wc}) y flujo fraccional cero (0), las coordenadas del punto de tangencia son la saturación de agua en el frente (S_{wf}) y el flujo fraccional en el punto de ruptura (f_w) y extrapolando la tangente hasta f_w igual a uno (1) resulta la saturación de agua promedio en el punto de ruptura, como se observa en la figura 6.

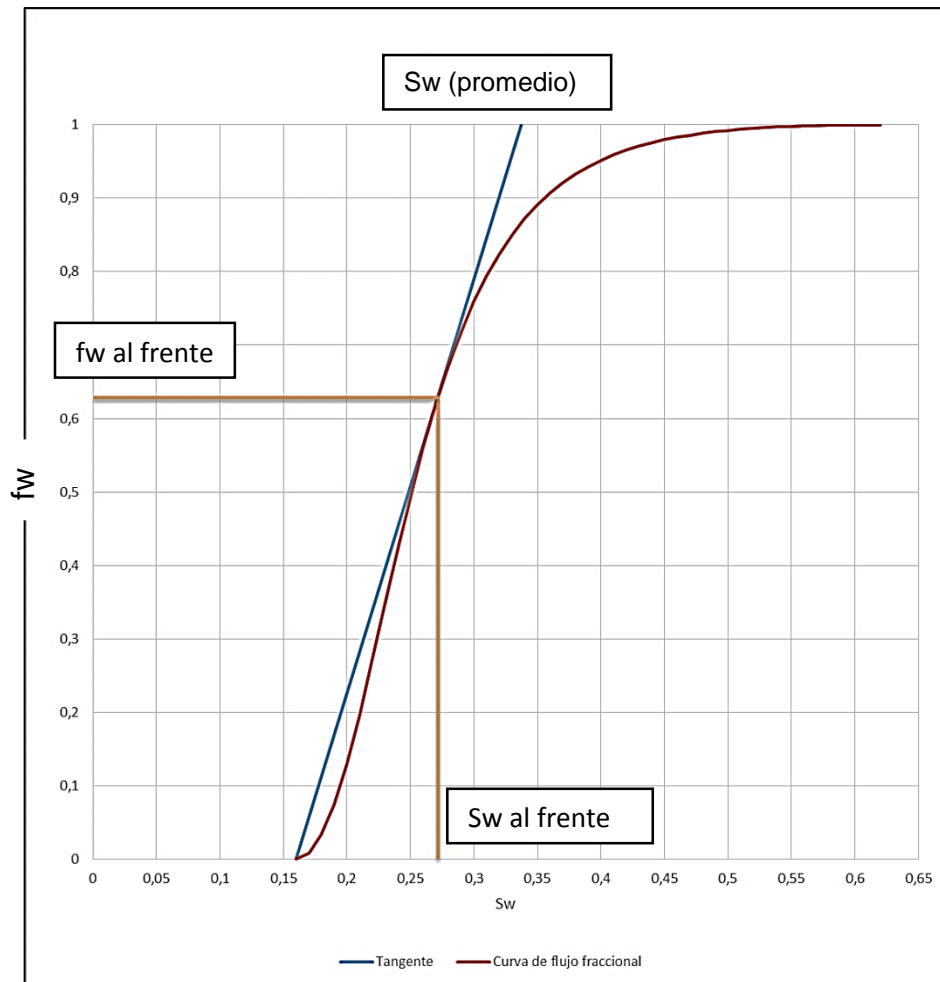


Figura 9 Punto de ruptura (tangente) para determinar saturación en el frente y la saturación promedio

2.1.4 CÁLCULO DE LA RELACIÓN DE MOVILIDAD CON LA SATURACIÓN EN EL PUNTO DE RUPTURA (MS):

Es el parámetro que determina la estabilidad del desplazamiento y se lo calcula mediante la ecuación 11:

$$Ms = \frac{\frac{kro(Swf)}{\mu_o} + \frac{krw(Swf)}{\mu_w}}{(kro^* / \mu_o)} \quad [11]$$

Dónde:

- Ms = Movilidad en el frente de ruptura
- Swf = Saturación del agua en el frente de ruptura

Entonces si Ms es menor a 1 provoca un desplazamiento estable y favorable para la inyección.

2.1.5 CÁLCULO DEL AGUA INYECTADA ACUMULADA

En primera instancia se calcula la cantidad acumulada de agua inyectada adimensional con la ecuación 12:

$$Wid = \frac{1}{\frac{\Delta fwe}{\Delta Swe}} \quad [12]$$

Dónde:

- Wid = Agua inyectada acumulada (adimensional)
- Δfwe = Variación del flujo fraccional entre dos saturaciones de agua consecutivas
- ΔSwe = Variación de saturación entre dos saturaciones de agua consecutivas

Existe otro método para calcular Wid, que es graficar $\Delta fwe / \Delta Swe$ con respecto a fwe en escala logarítmica como se muestra en la figura 7, donde al cortar con la curva de flujo fraccional se determina el punto que representa el agua inyectada acumulada hasta el punto de ruptura.

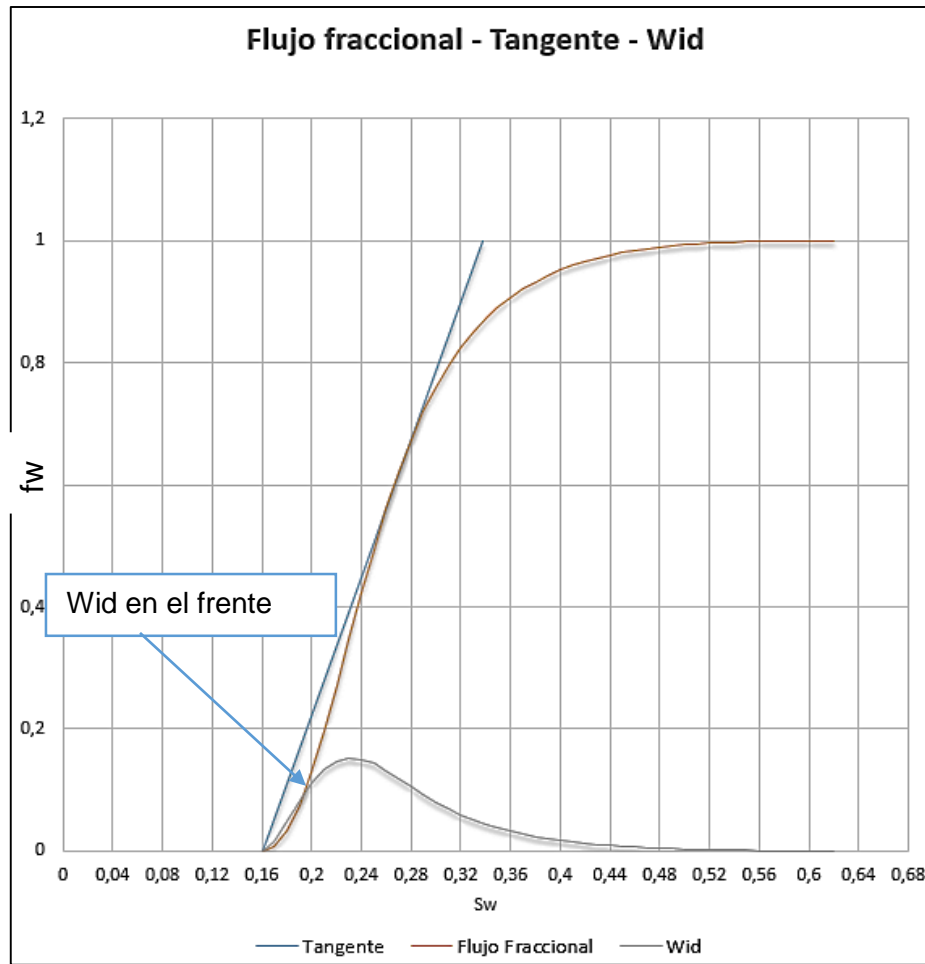


Figura 10 Gráfica para determinar del agua inyectada acumulada, Wid

Para calcular el volumen de agua inyectada en barriles se procede con la ecuación 13:

$$W_i = \frac{((L * A * e * \phi * Wid) / 5,615) * B_w}{B_o} \quad [13]$$

Dónde:

- W_i = Agua inyectada acumulada (bn)
- Δf_{we} = Variación del flujo fraccional entre dos saturaciones de agua consecutivas
- ΔS_{we} = Variación de saturación entre dos saturaciones de agua consecutivas
- B_o = factor volumétrico del petróleo (by/bn)
- B_w = factor volumétrico del petróleo (by/bn)

2.1.6 CÁLCULO DEL TIEMPO DE RUPTURA, T(BT).

Con el resultado del agua acumulada inyectada, W_{id} (adimensional), se procede al cálculo del tiempo que le tomará al agua inyectada hasta ser producida por el pozo productor, mediante la ecuación 14:

$$t(bt) = \frac{W_{id} \times e \times A \times L \times \phi}{q_i \times 5,615} \quad [14]$$

Dónde:

- $t(bt)$ = tiempo de ruptura (días)
- q_i = caudal de inyección (bpd)

2.1.7 CÁLCULO DEL PETRÓLEO PRODUCIDO HASTA EL PUNTO DE RUPTURA Y LUEGO DEL MISMO.

Se calcula el volumen producido acumulado hasta el punto de ruptura y luego de este punto con la ecuación 15, variando los valores de S_{we} , f_{we} y W_{id} con respecto a cada punto en el tiempo, el resultado está en unidades de volumen poroso (vp).

$$N_{pd} = (S_{we} - S_{wc}) + (1 - f_{we}) \times W_{id} \quad [15]$$

Dónde:

- N_{pd} = Producción acumulada de petróleo (vp)

Para obtener el volumen acumulado de petróleo en barriles se emplea la ecuación 16:

$$N_p = \frac{((L * A * e * \phi * W_{id}) / 5,615) * B_w}{B_o} \quad [16]$$

Dónde:

- N_p = Producción acumulada de petróleo (bn)

2.1.8 PERFIL DE PRODUCCIÓN BAJO CONDICIONES DE FLUJO DIFUSO

El perfil de producción para flujo difuso, es la representación del comportamiento de los pozos productores a través del tiempo desde el inicio de la inyección de agua, tomando en cuenta el punto de ruptura hasta el límite económicamente rentable.

Por lo que para cada punto en el tiempo se toman en cuenta las diferentes variables como el flujo fraccional, la saturación de agua, entre otras el perfil de producción esta mensualizado y consta de:

a) Caudal de petróleo (q_o)

Se calcula mediante la ecuación 17 el caudal de petróleo producido en cada instante del tiempo.

$$q_o = \frac{q_{wi}}{\beta_o + \left(\frac{\beta_w \times f_{ws}}{1 - f_{ws}}\right)} \quad [17]$$

Dónde:

- q_o = caudal de petróleo (bppd)
- f_{ws} = flujo fraccional a partir del punto de ruptura

b) Petróleo producido acumulado (oc)

$$oc = q_o + q_{oi} * t \quad [18]$$

Dónde:

- oc = Petróleo acumulado (bn)
- q_o = Caudal de petróleo acumulado anterior (bn)
- t = tiempo de producción (días)
- q_{oi} = caudal de petróleo en ese punto (bppd)

Con los resultados del petróleo producido diario y acumulado se obtiene el grafico de producción a través del tiempo.

d) Agua producida (W_r)

Se calcula el agua producida por día con la ecuación 19:

$$W_r = q_{wi} - q_o * B_o \quad [19]$$

Dónde:

- W_r = caudal de agua producida (bapd)
- q_{wi} = caudal de agua inyectada (bapd)
- q_{oi} = caudal de petróleo producido (bppd)

d) Agua producida acumulada (Wc)

El agua acumulada que se produce a diferentes puntos en el tiempo se calcula con la ecuación 20:

$$Wc = (Wr * t) + Wr \quad [20]$$

Dónde:

- Wc = agua producida acumulada (bn)

e) Factor de recobro

El factor de recobro es calculado mensualmente con la producción acumulada de petróleo hasta la fecha, mediante la ecuación 21:

$$FR = \frac{oc}{POES} * 100\% \quad [21]$$

Dónde:

- FR = Factor de recobro (%)

e) Cálculo de la relación agua petróleo (RAP)

Este valor es calculado empleando la ecuación 22:

$$RAP = Wr/qo \quad [22]$$

Dónde:

- RAP = relación agua-petróleo

f) Cálculo del corte de agua (Wcut)

El valor del corte de agua esté en fracción, decimal o porcentaje, es calculada mediante la ecuación 23:

$$Wcut = Wr/(qo + Wr) \quad [23]$$

Dónde:

- Wcut = corte de agua

Eficiencia de desplazamiento

$$E_D = \frac{S_{wbt} - S_{w Actual}}{1 - S_{w Actual}} * 100\% \quad [24]$$

Dónde:

- E_D = Eficiencia de desplazamiento en el punto de ruptura

2.2 DATOS PETROFÍSICOS DE LA ARENISCA U INFERIOR

El proyecto de inyección de agua para los pozos productores Auca-176D y Auca-179, se realiza en el yacimiento U Inferior, los datos PVT de dicha Arenisca y sus fluidos se muestra en la tabla 4:

Tabla 4 Datos petrofísicos de la Arenisca U Inferior

Propiedad	Símbolo	Valor	Unidades
Densidad del petróleo	ρ_o	0.946	gr/cm ³
Densidad del agua	ρ_w	1.03	gr/cm ³
Viscosidad del petróleo	μ_o	10.39	cP
Viscosidad del agua	μ_w	0.27	cP
Boi	Boi	1.133	by/bn
Bo	Bo	1.1335	by/bn
Bw	Bw	1	by/bn
Punto final kro	Kro*	0.7	Fracción
Punto final krw	Krw*	0.3	Fracción
Swc actual	Swc	0.37	Fracción
Sor	Sor	0.38	Fracción
Porosidad	\emptyset	0.177	Fracción
Permeabilidad	K	645	mD

(PETROAMAZONAS E.P., 2018)

2.3 DATOS DE LOS POZOS PRODUCTORES AUCA-176D Y AUCA-179

Los datos de los pozos productores Auca-176D y Auca-179, necesarios para el desarrollo del modelo predictivo, son citados en la tabla 5:

Tabla 5 Datos de los pozos Auca-176D y Auca-179

Propiedad	Símbolo	Auca-176D	Auca-179	Unidades
		Valor	Valor	
Espesor del reservorio	e	34	35	pies
Longitud del reservorio	L	1542	1476	pies
Amplitud del reservorio	A	428.5	629.5	pies
Caudal de inyección	qi	350	380	bapd

(PETROAMAZONAS E.P., 2018)

2.4 ANÁLISIS FÍSICO-QUÍMICO DEL AGUA DE LA ARENISCA HOLLÍN INFERIOR INYECTADA DESDE EL POZO AUCA-178WIW

Previo a la inyección la operadora realizó un análisis físico-químico del agua a inyectar de la Arenisca “Hollín Inferior”. Los resultados de los análisis se presentan en la tabla 6.

Tabla 6 Análisis físico-químico del agua de Hollín Inferior en diferentes pozos que será inyectada

Parametro	Expresado como	Unidad	Criterio de Calidad	ACAJ-154HI		ACAG-060HI		ACA-119HI	
				M-1481	M-1492	M-1482	M-1487	M-1480	M-1486
				19-Oct-16	21-Oct-16	19-Oct-16	20-Oct-16	19-Oct-16	20-Oct-16
Aceites y grasas	Sustancias solubles en Hexano	mg/l	0.3	21.8	94.2	10.4	14.06	34.8	19
Coliformes fecales	NMP	NMP/100ml	1000	<1.8	<1.8	<1.8	<1.8	<1.8	<1.8
Cadmio	Cd	mg/l	0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02
Cobre	Cu	mg/l	2	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1
Cromo Hexavalente	Cr+6	mg/l	0.05	<0,050	<0,050	<0,050	<0,050	<0,050	<0,050
Fluoruro	F	mg/l	1.5	3.25	4.51	3.19	3.08	5.89	4.79
Hierro total	Fe	mg/l	1	0.31	<0,20	0.31	0.37	0.91	0.98
Nitratos	NO3	mg/l	50	5.68	2.79	4.98	2.79	5.72	5.68
Nitritos	NO2	mg/l	0.2	<0,010	<0,010	<0,010	<0,010	<0,010	<0,010
Potencial Hidrógeno	pH	Unidades de pH	6-9	8.44	8.47	7.39	8.47	7.42	8.44
Plomo	Pb	mg/l	0.01	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1
Selenio	Se	mg/l	0.01	0.036	0.023	<0.010	<0.01	<0.010	<0.01
Sulfatos	SO4	mg/l	500	25.2	<5	28	23.6	9.6	8.8
Aluminio	Al	mg/l	5	<0,25	0.38	<0,25	<0,25	<0,25	<0,25
Boro	B	mg/l	0.75	<0,30	<0,30	<0,30	<0,30	<0,30	<0,30
Zinc	Zn	mg/l	2	<0,05	0.17	<0,05	<0,05	<0,05	<0,05
Huevos de parásitos			Ausencia	<1	<1	<1	<1	<1	<1
Níquel	Ni	mg/l	0.2	<0.05	<0.05	<0.05	<0.05	<0.05	<0.05
Sólidos disueltos totales	SDT	mg/l	3000	552	552	790	760	604	602

(Shaya Ecuador S.A., 2018)

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1 PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES) Y PETRÓLEO REMANENTE EN EL YACIMIENTO

El petróleo remanente en el pozo Auca-176D luego del periodo de producción y previo a ser influenciado por la inyección de agua es 393 804.36 bn de petróleo con una saturación de agua de 0.37 lo que indica un 25.2 % como factor de recobro como se observa en la tabla 7.

El petróleo remanente en el pozo Auca-179 luego del periodo de producción y previo a ser influenciado por la inyección de agua es 579 103.19 bn de petróleo con una saturación de agua de 0.36 lo que indica un 23.81 % como factor de recobro como se observa en la tabla 7.

Tabla 7 POES de los pozos Auca-176D y Auca-179

Propiedad	Auca-176D	Auca-179	Ecuación
	Valor	Valor	
POES (bn)	526 466.47	760 072.94	1
Petróleo remanente (bn)	393 804.36	579 103.19	2
Swc (inicial)	0.16	0.16	Dato inicial
Sw (antes de la inyección)	0.37	0.36	3
Factor de recobro inicial (%)	25.2	23.81	21

3.2 RELACIÓN DE MOVILIDAD (M)

Tabla 8 Relación de movilidad para los pozos Auca-176D y Auca-179

Propiedad	Auca-176D	Auca-179	Ecuación
	Valor	Valor	
Movilidad	16.49	16.49	4

De acuerdo con el resultado de la movilidad, para los pozos Auca-176D y Auca-179 (tabla 8), se espera que el flujo del agua inyectada se desplace más rápido que el flujo de petróleo, este fenómeno se debe a la diferencia entre las viscosidades de los fluidos ($\mu_o = 10.39$ cP y $\mu_w = 0.27$ cP), por lo que el punto de ruptura llegará en un periodo corto.

3.3 PERMEABILIDADES RELATIVAS VERSUS SATURACIÓN DE AGUA

Tabla 9 Permeabilidades relativas del pozo Auca-176D

	Auca-176D	
	Ecuación 7	Ecuación 8
Swe	Kro	Krw
0.37	0.7000	0.0000
0.38	0.6584	0.0005
0.39	0.6177	0.0019
0.40	0.5779	0.0043
0.41	0.5389	0.0077
0.42	0.5009	0.0120
0.43	0.4638	0.0173
0.44	0.4277	0.0235
0.45	0.3925	0.0307
0.46	0.3584	0.0389
0.47	0.3253	0.0480
0.48	0.2933	0.0581
0.49	0.2625	0.0691
0.50	0.2328	0.0811
0.51	0.2043	0.0941
0.52	0.1771	0.1080
0.53	0.1512	0.1229
0.54	0.1267	0.1387
0.55	0.1037	0.1555
0.56	0.0823	0.1733
0.57	0.0626	0.1920
0.58	0.0448	0.2117
0.59	0.0291	0.2323
0.60	0.0158	0.2539
0.61	0.0056	0.2765
0.62	0.0000	0.3000

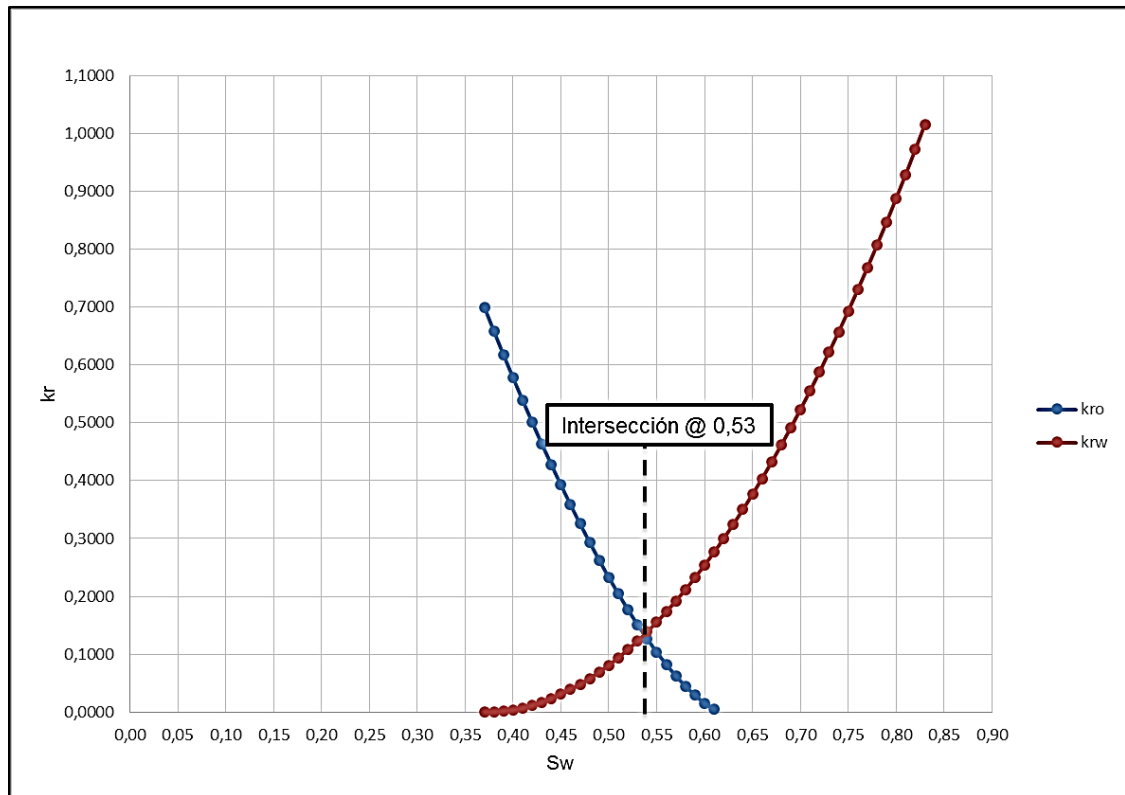


Figura 11 Permeabilidades relativas vs Saturación de agua - Pozo Auca-176D

Con las permeabilidades calculadas se desarrolla la gráfica de permeabilidades relativas, al señalar el punto de intersección de las curvas, 0,53, indica que yacimiento del pozo Auca-176D es hidrófilo, por lo que es un buen candidato para el barrido mediante inyección de agua.

Tabla 10 Permeabilidades relativas del pozo Auca-179

	Auca-179	
	Ecuación 7	Ecuación 8
Swe	Kro	Krw
0.36	0.7000	0.0000
0.37	0.6600	0.0004
0.38	0.6208	0.0018
0.39	0.5824	0.0040
0.40	0.5448	0.0071
0.41	0.5081	0.0111
0.42	0.4723	0.0160
0.43	0.4373	0.0217
0.44	0.4032	0.0284
0.45	0.3701	0.0359
0.46	0.3379	0.0444
0.47	0.3067	0.0537
0.48	0.2766	0.0639
0.49	0.2475	0.0750
0.50	0.2195	0.0870
0.52	0.1670	0.1136
0.53	0.1426	0.1283
0.54	0.1195	0.1438
0.55	0.0978	0.1602
0.56	0.0776	0.1775
0.57	0.0590	0.1957
0.58	0.0422	0.2148
0.59	0.0274	0.2348
0.60	0.0149	0.2556
0.61	0.0053	0.2774
0.62	0.0000	0.3000

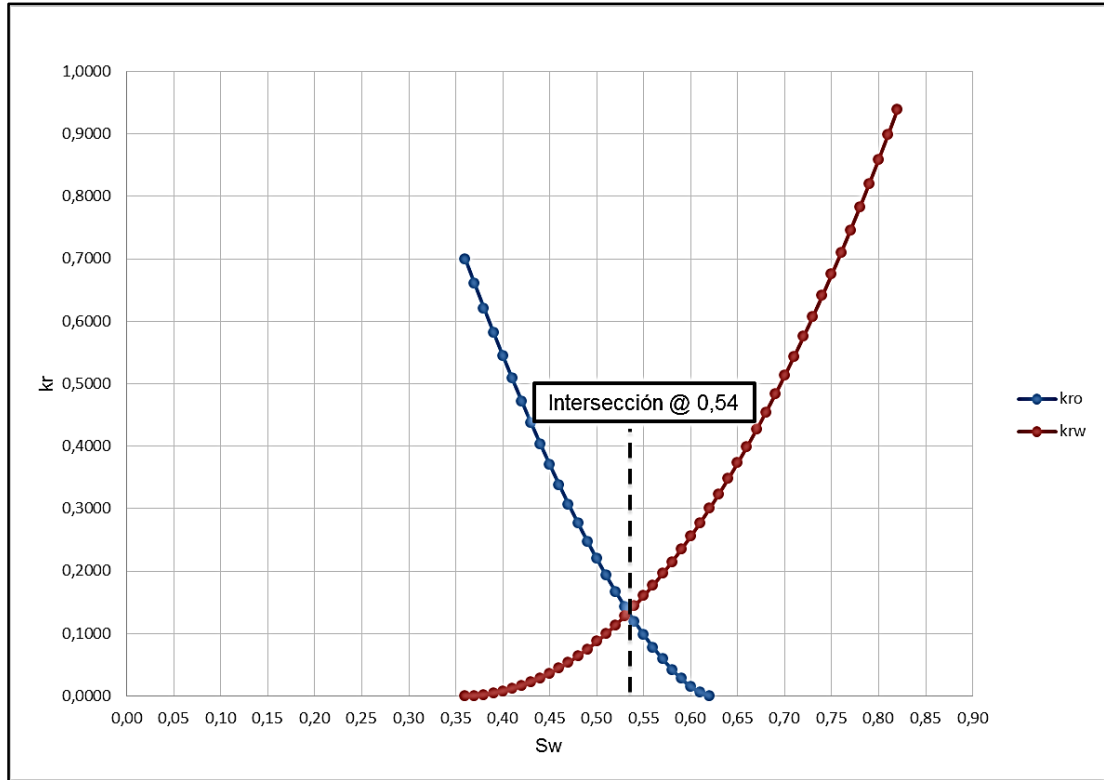


Figura 12 Permeabilidades relativas vs Saturación de agua - Pozo Auca-179

Con las permeabilidades calculadas para el pozo Auca-179 se desarrolla la gráfica de permeabilidades relativas, al ubicar el punto de intersección se determina el valor de 0,54, indicando que el yacimiento del pozo Auca-179 es hidrófilo, por lo que el pozo es un buen candidato para recuperación secundaria mediante inyección de agua.

3.4 FLUJO FRACCIONAL DEL AGUA EN EL RESERVORIO DURANTE EL PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA

Tabla 11 Flujo fraccional de los pozos Auca-176D y Auca-179

	Auca-176D	Auca-179
	Ecuación 9	Ecuación 9
Swe	fwe	fwe
0.36	0	0
0.39	0	0
0.42	0	0.5655
0.45	0.0307	0.7889
0.48	0.0581	0.8989
0.49	0.9102	0.9210
0.50	0.9306	0.9385
0.51	0.9466	0.9523
0.54	0.9768	0.9789
0.55	0.9830	0.9844
0.56	0.9878	0.9888
0.57	0.9916	0.9922
0.58	0.9945	0.9949
0.59	0.9968	1.0000
0.60	0.9984	-
0.61	0.9995	-
0.62	1.0000	-

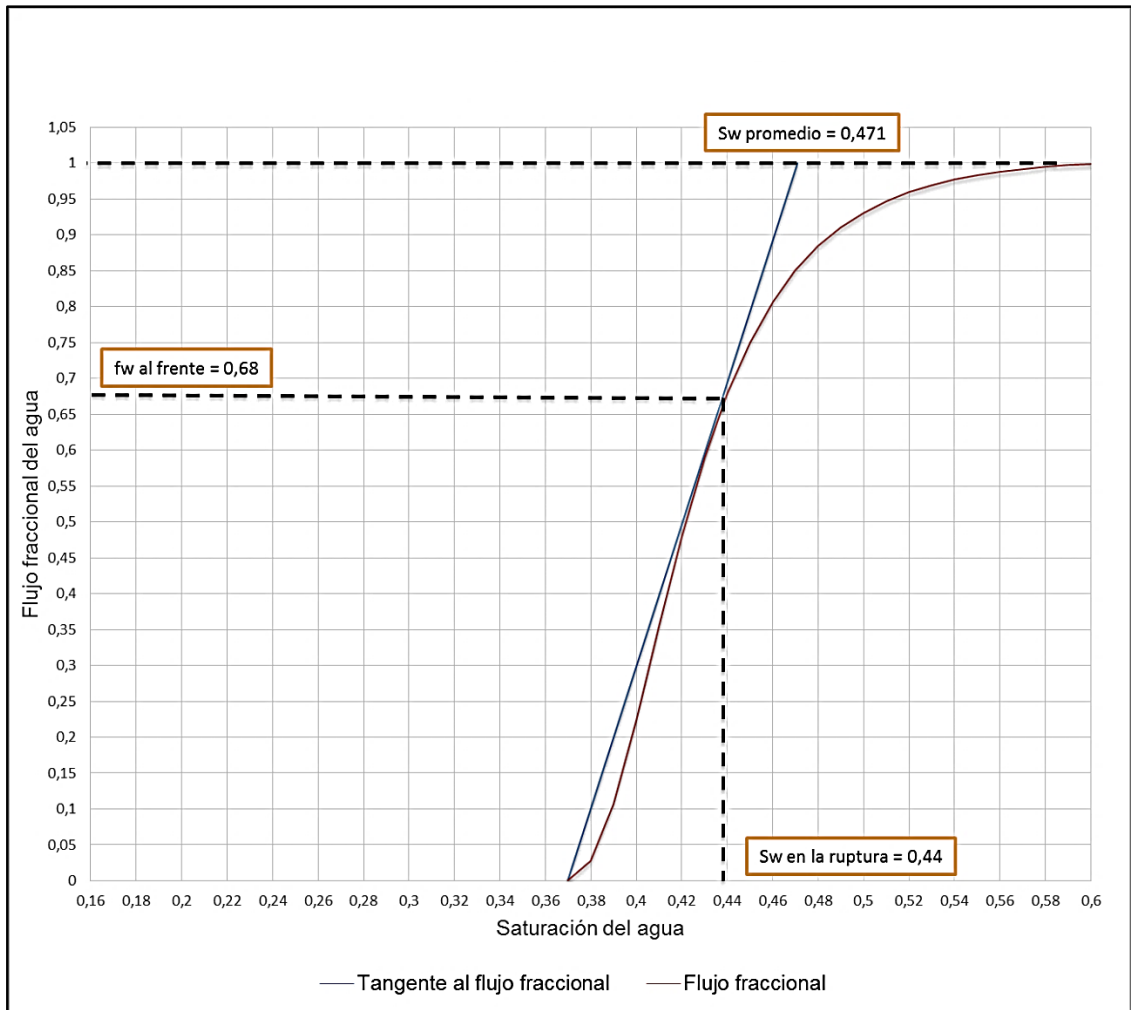


Figura 13 Flujo fraccional y punto de tangencia del pozo Auca-176D

Luego del cálculo de los valores flujo fraccional (fwe) (tabla 11), para cada saturación de agua (S_w) en el pozo Auca-176D, se procede a graficar la curva de flujo fraccional y su tangente (figura 13), que inicia en la S_{wc} , el punto de tangencia señala el punto de ruptura, obteniendo los valores de saturación en el punto de ruptura, $S_{w(bt)} = 0,44$, y al prolongar dicha tangente se encuentra la saturación promedio en el punto de ruptura, $S_{w(prom)} = 0,471$ en el pozo Auca-176D.

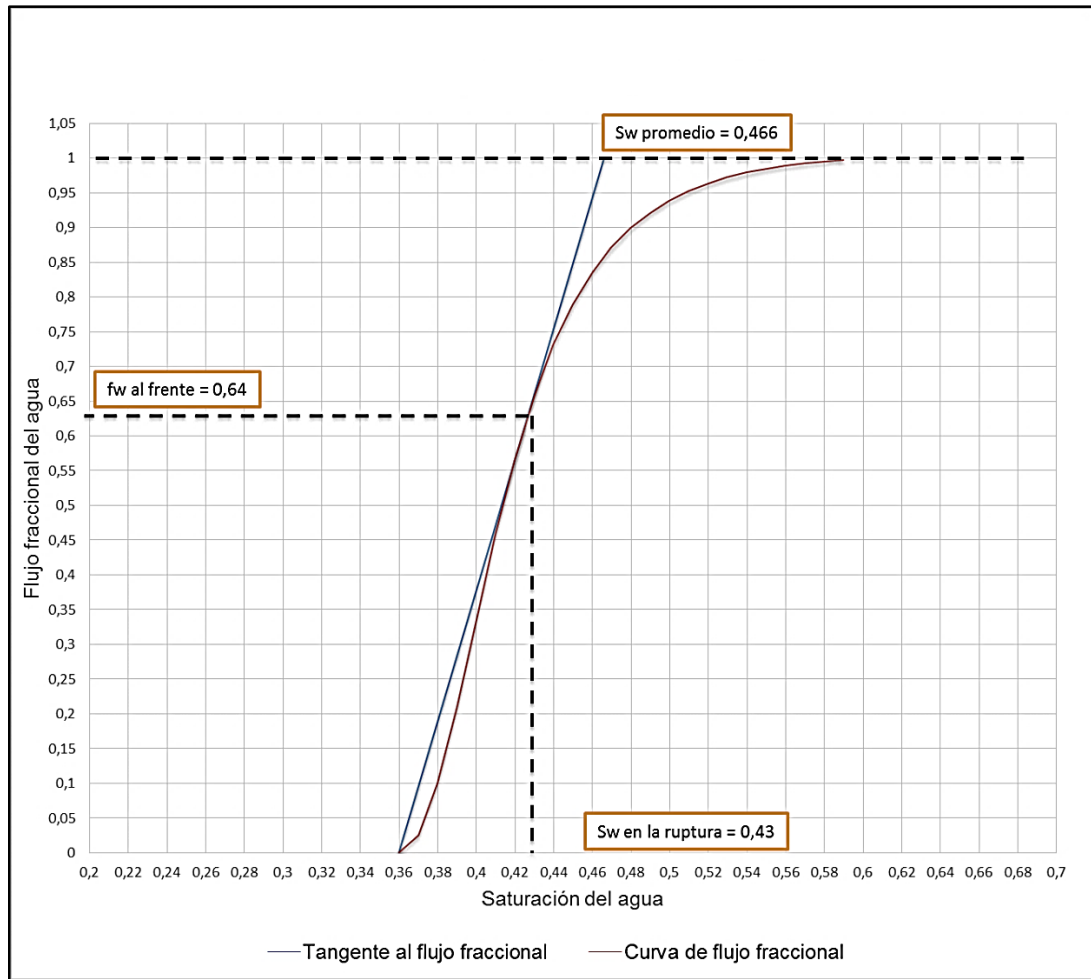


Figura 14 Flujo fraccional y punto de tangencia del pozo Auca-179

Luego del cálculo de los valores flujo fraccional (f_w) (tabla 11), para cada saturación de agua (S_w) en el pozo Auca-179, se procede a graficar la curva de flujo fraccional y su tangente (figura 14), que inicia en la S_{wc} , señala el punto de ruptura, obteniendo los valores de saturación en el punto de ruptura, $S_{w(bt)} = 0,43$, y al prolongar dicha tangente se encuentra saturación promedio en el punto de ruptura, $S_{w(prom)} = 0,466$ para el pozo Auca-179.

3.5 RELACIÓN DE MOVILIDADES CON SATURACIONES EN EL PUNTO DE RUPTURA (MS)

Tabla 12 Relación de movilidad en el punto de ruptura

Propiedad	Auca-176D	Auca-179	Ecuación
	Valor	Valor	
Movilidad con saturación en el punto de ruptura (Ms)	0.838	0.782	11

Como la Ms para el pozo Auca-176D y Auca-179 es menor a 1 entonces el desplazamiento es estable y favorable para la inyección en los dos pozos.

3.6 AGUA INYECTADA ACUMULADA AL PUNTO DE RUPTURA. WID-WI.

Tabla 13 Agua inyectada acumulada en el punto de ruptura

Propiedad	Auca-176D	Auca-179	Ecuación
	Valor	Valor	
Agua acumulada inyectada. Wid. (vp)	0.111	0.109	12
Agua acumulada inyectada. Wi. (bn)	78 680	98 577.7	13

El volumen de agua inyectada acumulada hasta el punto de ruptura para el pozo Auca-176D es de 78 680 bn y para el pozo Auca-179 es de 98 577.7 bn, cuyos valores son acordes a los esperados por el caudal de inyección diaria.

3.7 PETRÓLEO PRODUCIDO (NPD) HASTA EL TIEMPO DE RUPTURA. T(BT).

Tabla 14 Petróleo producido acumulado en el punto de ruptura

Propiedad	Auca-176D	Auca-179	Ecuación
	Valor	Valor	
Tiempo de ruptura (días)	224.8	295.72	12
Producción acumulada de petróleo (vp)	0.106	0.108	15
Producción acumulada de petróleo (bn)	66 008.64	97 332.35	16

El punto de ruptura para el pozo Auca-176D se alcanza a los 224.8 días de haber empezado la inyección de agua, recuperando 66 009 bn de petróleo lo que señala un volumen bajo de recuperación debido a que el tiempo hasta el punto de ruptura fue corto.

De similar manera se presenta en el pozo Auca-179 donde el tiempo de ruptura es de 295.7 días con una recuperación total de petróleo de 97 332.4 bn, este comportamiento se debe en gran parte a la gran diferencia entre las viscosidades de los fluidos en el reservorio (agua inyectada y petróleo).

3.8 PERFIL DE PRODUCCIÓN BAJO CONDICIONES DE FLUJO DIFUSO DURANTE EL PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA

La operadora PETROAMAZONAS E.P. y el Consorcio SHAYA ECUADOR, aseguran que su producción será rentable hasta los 20 bppd, por lo que la simulación se realizó hasta este volumen.

El perfil de producción fue desarrollado por mes, desde el inicio de inyección por el pozo inyector Auca-178 hasta el límite de producción (20 bppd) tanto para el pozo Auca-176D en la tabla 15 y Auca-179 en la tabla 16.

Tabla 15 Perfil de producción del pozo Auca-176D

Fecha	Días	Días acumulados	Caudal de Inyección (bapd)	Caudal de Inyección (bn)	Acumulado (bn)	Ecuación 17 y 18	Petróleo Acumulado (bn)	Ecuación 21	Ecuación 19 y 20	Agua Acumulada (bn)	Ecuación 22	Ecuación 23
						Producción de petróleo (bppd)		Factor de Recobro (%)	Producción de agua (bapd)		RAP	Corte de agua
ene-19	31	31	350	10 850	10 850	308.8	9 572.12	2.4	0	0	0	0
feb-19	28	59	350	9 800	20 650	308.8	18 217.91	4.6	0	0	0	0
mar-19	31	90	350	10 850	31 500	308.8	27 790.03	7.1	0	0	0	0
abr-19	30	120	350	10 500	42 000	308.8	37 053.37	9.4	0	0	0	0
may-19	31	151	350	10 850	52 850	308.8	46 625.50	11.8	0	0	0	0
jun-19	30	181	350	10 500	63 350	308.8	55 888.84	14.2	0	0	0	0
jul-19	31	212	350	10 850	74 200	308.8	65 460.96	16.6	0	0	0	0
ago-19	31	243	350	10 850	85 050	202.1	71 726.06	18.2	120.92	3748.51	0.60	0.3743
sep-19	30	273	350	10 500	95 550	98.4	74 678.06	19.0	238.46	10902.42	2.42	0.7079
oct-19	31	304	350	10 850	106 400	85.2	77 319.26	19.6	253.43	18758.62	2.97	0.7484
nov-19	30	334	350	10 500	116 900	75.8	79 593.26	20.2	264.08	26681.04	3.48	0.7770
dic-19	31	365	350	10 850	127 750	67.8	81 695.06	20.7	273.15	35148.65	4.03	0.8011
ene-20	31	396	350	10 850	138 600	61.9	83 613.96	21.2	279.84	43823.57	4.52	0.8189
feb-20	29	425	350	10 150	148 750	56.8	85 261.16	21.7	285.62	52106.47	5.03	0.8341
mar-20	31	456	350	10 850	159 600	52.3	86 882.46	22.1	290.72	61118.73	5.56	0.8475
abr-20	30	486	350	10 500	170 100	48.6	88 340.46	22.4	294.91	69966.09	6.07	0.8585
may-20	31	517	350	10 850	180 950	45.3	89 744.76	22.8	298.65	79224.31	6.59	0.8683
jun-20	30	547	350	10 500	191 450	42.5	91 019.76	23.1	301.83	88279.10	7.10	0.8766
jul-20	31	578	350	10 850	202 300	40.1	92 262.86	23.4	304.55	97720.05	7.59	0.8836
ago-20	31	609	350	10 850	213 150	38.1	93 443.96	23.7	306.81	10723.,27	8.05	0.8895

Continúa

Continuación de la tabla 15

sep-20	30	639	350	10 500	223 650	36.0	94 523.96	24.0	309.19	116507.09	8.59	0.8957
oct-20	31	670	350	10 850	234 500	33.8	95 571.76	24.3	311.69	126169.41	9.22	0.9022
nov-20	30	700	350	10 500	245 000	32.6	96 549.76	24.5	313.05	135560.85	9.60	0.9057
dic-20	31	731	350	10 850	255 850	31.0	97 510.76	24.8	314.86	145321.55	10.16	0.9104
ene-21	31	762	350	10 850	266 700	29.4	98 422.16	25.0	316.68	155138.48	10.77	0.9150
feb-21	28	790	350	9 800	276 500	28.8	99 228.56	25.2	317.36	164024.43	11.02	0.9168
mar-21	31	821	350	10 850	287 350	26.7	100 005.26	25.4	319.74	173936.23	11.98	0.9229
abr-21	30	851	350	10 500	297 850	26.6	100 854.26	25.6	319.85	183531.69	12.02	0.9232
may-21	31	882	350	10 850	308 700	24.8	101 623.06	25.8	321.89	193510.26	12.98	0.9285
jun-21	30	912	350	10 500	319 200	24.7	102 364.06	26.0	322.00	203170.34	13.04	0.9288
jul-21	31	943	350	10 850	330 050	23.0	103 077.06	26.2	323.93	213212.15	14.08	0.9337
ago-21	31	974	350	10 850	340 900	23.0	103 790.06	26.4	323.93	223253.97	14.08	0.9337
sep-21	30	1004	350	10 500	351 400	21.5	104 435.06	26.5	325.63	233022.86	15.15	0.9381
oct-21	31	1035	350	10 850	362 250	21.3	105 095.36	26.7	325.86	243124.41	15.30	0.9386
nov-21	30	1065	350	10 500	372 750	20.4	105 707.36	26.8	326.88	252930.71	16.02	0.9413

Tabla 16 Perfil de producción proyectado con la inyección de agua del pozo Auca-179

Fecha	Días	Días acumulados	Caudal de Inyección (bapd)	Caudal de Inyección (bn)	Acumulado (bn)	Ecuación 17 y 18	Ecuación 21	Ecuación 19 y 20	Ecuación 22	Ecuación 23		
						Producción de petróleo (bppd)	Petróleo Acumulado (bn)	Factor de Recobro (%)	Producción de agua (bapd)	Agua Acumulada (bn)	RAP	Corte de agua
ene-19	31	31	380	11 780	11 780	335.2	10 392.58	1.8	0	0	0	0
feb-19	28	59	380	10 640	22 420	335.2	19 779.44	3.4	0	0	0	0
mar-19	31	90	380	11 780	34 200	335.2	30 172.03	5.2	0	0	0	0
abr-19	30	120	380	11 400	45 600	335.2	40 229.38	6.9	0	0	0	0
may-19	31	151	380	11 780	57 380	335.2	50 621.97	8.7	0	0	0	0
jun-19	30	181	380	11 400	68 780	335.2	60 679.31	10.5	0	0	0	0
jul-19	31	212	380	11 780	80 560	335.2	71 071.90	12.3	0	0	0	0
ago-19	31	243	380	11 780	92 340	335.2	81 464.49	14.1	0	0	0	0
sep-19	30	273	380	11 400	103 740	335.2	91 521.84	15.8	0	0	0	0
oct-19	31	304	380	11 780	115 520	112.6	95 011.66	16.4	252.3962	7 824	2.2420	0.6916
nov-19	30	334	380	11 400	126 920	99.8	98 004.16	16.9	266.9334	15 832	2.6760	0.7280
dic-19	31	365	380	11 780	138 700	90.7	100 816.64	17.4	277.1632	24 424	3.0550	0.7534
ene-20	31	396	380	11 780	150 480	81.9	103 355.23	17.8	287.1777	33 327	3.5069	0.7781
mar-20	31	456	380	11 780	173 280	70.4	107 735.96	18.6	300.2073	51 161	4.2646	0.8101
abr-20	30	486	380	11 400	184 680	65.7	109 708.16	18.9	305.4837	60 326	4.6468	0.8229
may-20	31	517	380	11 780	196 460	61.8	111 622.41	19.3	310.0064	69 936	5.0203	0.8339
jun-20	30	547	380	11 400	207 860	57.8	113 355.21	19.6	314.5290	79 372	5.4454	0.8449
jul-20	31	578	380	11 780	219 640	54.3	115 039.75	19.7	318.4056	89 242	5.8595	0.8542
ago-20	31	609	380	11 780	231 420	51.7	116 641.83	20.1	321.4207	99 206	6.2194	0.8615
sep-20	30	639	380	11 400	242 820	49.6	118 129.53	20.4	323.7897	108 920	6.5293	0.8672
oct-20	31	670	380	11 780	254 600	46.4	119 566.69	20.6	327.4509	119 071	7.0632	0.8760
nov-20	30	700	380	11 400	266 000	44.7	120 906.19	20.9	329.3892	128 953	7.3771	0.8806

Continúa

Continuación de la tabla 16

dic-20	31	731	380	11 780	277 780	43.0	122 240.28	21.1	331.2198	139 221	7.6965	0.8850
ene-21	31	762	380	11 780	289 560	40.5	123 494.85	21.3	334.1273	149 579	8.2562	0.8920
feb-21	28	790	380	10 640	300 200	40.0	124 614.71	21.5	334.6657	158 949	8.3677	0.8933
mar-21	31	821	380	11 780	311 980	37.2	125 769.15	21.7	337.7885	169 421	9.0706	0.9007
abr-21	30	851	380	11 400	323 380	37.1	126 880.65	21.9	338.0038	179 561	9.1229	0.9012
may-21	31	882	380	11 780	335 160	34.5	127 949.68	22.1	340.9113	190 129	9.8858	0.9081
jun-21	30	912	380	11 400	346 560	34.5	128 984.23	22.3	340.9113	200 356	9.8858	0.9081
jul-21	31	943	380	11 780	358 340	32.2	129 982.59	22.4	343.4956	211 005	10.6659	0.9143
ago-21	31	974	380	11 780	370 120	32.0	130 975.05	22.6	343.7110	221 660	10.7359	0.9148
sep-21	30	1004	380	11 400	381 520	30.4	131 887.05	22.8	345.5416	232 026	11.3665	0.9191
oct-21	31	1035	380	11 780	393 300	29.7	132 808.84	22.9	346.2954	242 761	11.6461	0.9209
nov-21	30	1065	380	11 400	404 700	29.1	133 680.94	23.1	347.0492	253 173	11.9384	0.9227
dic-21	31	1096	380	11 780	416 480	27.6	134 534.99	23.2	348.7721	263 985	12.6596	0.9268
ene-22	31	1127	380	11 780	428 260	27.6	135 389.04	23.4	348.7721	274 797	12.6596	0.9268
feb-22	28	1155	380	10 640	438 900	26.2	136 123.20	23.5	350.2796	284 604	13.3593	0.9304
mar-22	31	1186	380	11 780	450 680	25.6	136 915.40	23.6	351.0334	295 486	13.7364	0.9321
abr-22	30	1216	380	11 400	462 080	25.6	137 682.05	23.8	351.0334	306 017	13.7364	0.9321
may-22	31	1247	380	11 780	473 860	23.9	138 424.19	23.9	352.8640	316 956	14.7395	0.9365
jun-22	30	1277	380	11 400	485 260	23.8	139 136.69	24.0	353.0794	327 549	14.8665	0.9370
jul-22	31	1308	380	11 780	497 040	23.8	139 872.94	24.2	353.0794	338 494	14.8665	0.9370
ago-22	31	1339	380	11 780	508 820	22.2	140 562.07	24.3	354.8023	349 493	15.9605	0.9410
sep-22	30	1369	380	11 400	520 220	22.0	141 223.27	24.4	355.0177	360 143	16.1079	0.9415
oct-22	31	1400	380	11 780	532 000	22.0	141 906.51	24.5	355.0177	371 149	16.1079	0.9415
nov-22	30	1430	380	11 400	543 400	20.9	142 533.51	24.6	356.3099	381 838	17.0483	0.9446
dic-22	31	1461	380	11 780	555 180	20.4	143 166.69	24.7	356.8483	392 901	17.4712	0.9459
ene-23	31	1492	380	11 780	566 960	20.4	143 799.86	24.8	356.8483	403 963	17.4712	0.9459
feb-23	28	1520	380	10 640	577 600	20.0	144 361.12	24.9	357.2790	413 967	17.8238	0.9469

El pozo Auca-176D recupera un total de 105 707.36 barriles de petróleo, obteniendo un factor de recobro del 26.8 %, llegando a su límite rentable de producción en noviembre de 2021.

El pozo Auca-179 recupera un total de 144 361.12 barriles de petróleo, lo que indica un factor de recobro del 24.9 %, cuya rentabilidad se estima hasta febrero de 2023.

3.9 RESUMEN DE RESULTADOS PARA LOS POZOS PRODUCTORES AUCA-176D Y AUCA-179

En la tabla 17 se citan los principales valores obtenidos durante la simulación para el pozo Auca-176D y el pozo Auca-179, se evidencia una baja eficiencia de desplazamiento en los dos casos, inferior al 20%, debido principalmente a la diferencia entre las viscosidades de los fluidos provocando que el punto de ruptura para los dos pozos se dé a corto tiempo, a los 225 días y 296 días respectivamente.

Tabla 17 Resumen de resultados para el pozo Auca-176D y pozo Auca-179

Propiedad	Auca-176D	Auca-179	Ecuación
	Valor	Valor	
Petróleo remanente (bn)	393 804.4	579 103.2	2
Sw (antes de la inyección)	0.37	0.36	3
Movilidad (antes de la inyección)	16.49	16.49	4
Movilidad en el punto de ruptura (Ms)	0.836	0.782	11
Tiempo de ruptura (días)	224.8	295.7	12
Sw (en el punto de ruptura)	0.42	0.47	
Agua acumulada inyectada hasta punto de ruptura. Wi. (bn)	78 680	98 577	13
Producción acumulada de petróleo hasta punto de ruptura (bn)	66 008.6	97 332.3	16
Eficiencia de desplazamiento en el punto de ruptura (%)	11.27	17.19	24

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

- Los factores que principalmente afectan la recuperación secundaria de petróleo mediante inyección de agua son: la geometría del yacimiento, la litología, la permeabilidad, la porosidad, la continuidad de las propiedades de la roca, la magnitud y distribución de las saturaciones de los fluidos, propiedades de los fluidos y permeabilidades relativas.
- El modelo predictivo fue programado en base al método de Dake-Welge en un libro de Microsoft Excel, mismo que fue aplicado a los pozos productores Auca-176D y Auca-179 obteniendo valores apegados a la realidad y al esperado comportamiento de los fluidos en la Arenisca productora U Inferior.
- Al aplicar el modelo predictivo en el pozo Auca-176D se determina que se alcanzará el punto de ruptura a los 225 días de haber empezado el proceso de inyección, con una eficiencia de desplazamiento del 11.27% recuperando 66 008.6 barriles de petróleo.
- El pozo Auca-176D al llegar a la producción de +/- 20 bppd, recupera un total de 105 707.36 barriles de petróleo lo que equivale a un factor de recobro del 26.8 %.
- El modelo predictivo se aplicó al pozo Auca-179, llegando al punto de ruptura a los 295.7 días desde el inicio del proceso de inyección con 17.19 % de eficiencia de desplazamiento, recuperando hasta este punto un total de 97 332.35 barriles de petróleo.
- Cuando el pozo Auca-179 alcanza una producción de +/- 20 bppd, acumula 144 361.1 barriles de petróleo lo que equivale a un 24.9 % de factor de recobro
- Al evaluar los resultados obtenidos en los pozos productores y teniendo en cuenta el incremento de producción; de 83 bppd a 308 bppd en el pozo Auca-176D y de 249 bppd a 335 bppd en el pozo Auca-179, se verifica que el proyecto es viable y beneficioso para la producción del campo.

- Aunque el factor recobro obtenido está dentro de los límites de los valores de la recuperación secundaria mediante inyección de agua, es bajo y el punto de ruptura se alcanza en corto plazo en los dos pozos, debido a la diferencia de viscosidades de los fluidos en el reservorio ($\mu_o = 10.39$ cP y $\mu_w = 0.27$ cP), provocando que el flujo de agua llegue más rápido a los pozos productores.

4.2 RECOMENDACIONES

- Mejorar el factor de recobro y prolongar el tiempo hasta el punto de ruptura mediante la inyección de químicos al yacimiento, mejoramiento del agua de inyección y/o la aplicación de métodos de recuperación terciaria.
- Aplicar el modelo predictivo a los siguientes pozos del campo Auca que se verán influenciados por los proyectos de inyección de agua, para tener un panorama de producción a futuro apegado a la realidad, validando de manera eficiente los proyectos presentados por la Operadora.
- Realizar los procesos necesarios para obtener datos petrofísicos actualizados de los reservorios donde se vaya a implementar proyectos de recuperación secundaria, para que al ingresarlos al modelo predictivo se obtenga valores reales y sustentados.
- Se recomienda a la operadora PETROAMAZONAS E.P. y al consorcio SHAYA ECUADOR, calcular el TIR y VAN como indicadores económicos para validar la ejecución de este y otros proyectos de inyección de agua en el Bloque 61.
- Automatizar el modelo predictivo en base a Dake-Welge con la guía necesaria para poder aplicar libremente dicho programa en cualquier pozo productor para obtener directamente los parámetros que brinden un escenario validado y apegado a la realidad.

BIBLIOGRAFÍA

BIBLIOGRAFÍA

- Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero. (2019). Programa SICOHI. *Programa SICOHI*.
- Carrillo Barandiaran, L. (2006). Ingeniería de Reservorios. *Capítulo V Desplazamiento Inmiscible*, 133. Perú.
- Cole, F. W. (1969). *Reservoir Engineering Manual*. Houston, Texas: Gulf Pub.
- Corey. (1954). The interrelation between Gas and Oil Permeabilities.
- D Beliveau, D. A. (6-9 de Octubre de 1991). Analysis of the Waterflood Response of a Naturally Fractured Reservoir, trabajo SPE 22946. *Reunión Técnica Anual de la SPE*. Dallas: SPE.
- Dake, L. (2001). *The practice of reservoir engineering*. DEVELOPMENTS IN PETROLEUM SCIENCE.
- Dake, L. P. (1998). *Fundamentals of Reservoir Engineering*. Amsterdam: Elsevier Science.
- Ecuador, A. c. (2 de mayo de 2017). Ley de hidrocarburos. *Ley de hidrocarburos*.
- Ferrer, J. (1997). *El Seguimiento a Proyectos de Inyección de Agua*. Maracaibo: MARAVEN, Gerencia de Ingeniería de petróleo.
- Ferrer, P. d. (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*. (Segunda edición ed.). Maracaibo, Venezuela.
- Grinestaff, C. D. (1-4 de Octubre de 2000). Waterflood Management: A Case Study of The Northwest Fault Block Area of Prudhoe Bay, Alaska, Using Streamline Simulation and Traditional Waterflood Analysis, trabajo SPE 63152. *Reunión Técnica Anual de la SPE*. Dallas, Texas.
- Hidrocarburos, M. d. (2 de febrero de 2018). Reglamento de operaciones hidrocarburíferas. Quito.
- Meltzer, B. (1974). Flooding for Tertiary Recovery after Successful Gas Injection for Secondary Recovery - Brookhaven, SPE 4602. *Reunión Técnica Anual de la SPE*. Vegas, Nevada: SPE.

- Paris de Ferrer, M. (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*. Maracaibo, Venezuela.: Segunda Edición.
- PETROAMAZONAS E.P. (2018). *Estudio técnico para inyección de agua para recuperación secundaria a la arenisca U Inferior, campo Auca Bloque 61*.
- PETROPRODUCCIÓN. (1996). *Análisis PVT: Pozo: Auca-08, Zona: Arenisca U*
- Rodríguez, R. (2007). *Ingeniería Básica de Yacimientos*. Anzoátegui, Venezuela.
- Rojas, G. (1992). Curso sobre Actualización en Ingeniería de Yacimientos, Módulo VI: Recuperación de Petróleo por Inyección de Agua/o Gas. CEPET, Edo. Anzoátegui.
- Savioli, G., & Fernández, E. (2007). *On the estimation of oil water displacement functions*.
- Schlumberger. (2019). *Oilfield Glossary en Español*. Obtenido de https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/secondary_recovery.aspx
- Schlumberger. (2019). *Schlumberger / Software*. Obtenido de OFM Well and Reservoir Analysis Software : <https://www.software.slb.com/products/ofm>
- Secretaría de Hidrocarburos. (2019). *Secretaría de Hidrocarburos*. Obtenido de Mapa de bloques petroleros: http://www.secretariahidrocarburos.gob.ec/wp-content/uploads/2015/09/Mapa-Bloques-Petroleros-actualizado-en-la-WEB-25_09_2015.pdf
- Shaya Ecuador S.A. (2018). *Estudio técnico para inyección de agua para recuperación secundaria a la arenisca U Inferior, campo Auca-Bloque 61*.

ANEXOS

ANEXOS

4.3 PROGRAMAS DEL MODELO PREDICTIVO DEL POZO AUCA-176D Y DEL POZO AUCA-179

Se anexan los modelos predictivos del pozo Auca-176D y del pozo Auca-179 como archivos adjuntos en formato Excel.



Figura 15. Íconos de los programas adjuntos del modelo predictivo del pozo Auca-176D y del pozo Auca-179