



**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL**

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

**CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE RECUPERACIÓN  
SECUNDARIA POR INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO Y  
DE LA AMAZONÍA ECUATORIANA**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO  
DE INGENIERA DE PETRÓLEOS**

**BENÍTEZ PEÑAHERRERA DAYANA ESTEFANÍA**

**DIRECTOR: ING. RAMOS AGUIRRE FAUSTO RENÉ**

**Quito, mayo 2018**

© Universidad Tecnológica Equinoccial. 2018  
Reservados todos los derechos de reproducción

# FORMULARIO DE REGISTRO BIBLIOGRÁFICO

## PROYECTO DE TITULACIÓN

DATOS DE CONTACTO	
CÉDULA DE IDENTIDAD:	1723555213
APELLIDO Y NOMBRES:	Benítez Peñaherrera Dayana Estefanía
DIRECCIÓN:	Santa Anita 2. Calle El Canelo y Oe5T. Oe5-595
EMAIL:	dayaestef@hotmail.com
TELÉFONO FIJO:	2668942
TELÉFONO MOVIL:	(+593) 992561803

DATOS DE LA OBRA	
TITULO:	ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA POR INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO Y DE LA AMAZONÍA ECUATORIANA
AUTOR:	Benítez Peñaherrera Dayana Estefanía
FECHA DE ENTREGA DEL PROYECTO DE TITULACIÓN:	15 de mayo de 2018
DIRECTOR DEL PROYECTO DE TITULACIÓN:	Ing. Fausto René Ramos Aguirre
PROGRAMA	<b>PREGRADO</b> <input checked="" type="checkbox"/> <b>POSGRADO</b> <input type="checkbox"/>
TITULO POR EL QUE OPTA:	Ingeniera de Petróleos
RESUMEN:	Transcurre el tiempo y la cantidad de campos maduros va en aumento, se ha encontrado la solución a la perdida de presión o energía en los reservorios, estos son denominados métodos de recuperación secundaria. La recuperación secundaria en el campo Y tiene como objetivo incrementar la cantidad de petróleo a producir, aumentando la energía en el reservorio y por ende el factor de

recobro. El campo Y posee cuatro reservorios productores los cuales se ven afectados por la disminución de presión, es decir no tienen la energía suficiente como para seguir produciendo la cantidad inicial de barriles de petróleo. Este proyecto se enfoca en el reservorio U Inferior el cual aporta con más del 50% de producción total en el campo. Para ello se estableció un proceso de selección y delimitación del área futura a inyectar por medio del modelo de inyección periférica, donde el agua será inyectada desde los flancos del yacimiento hacia el centro de la estructura. En esta inyección intervinieron 4 pozos productores Y-A, Y-B, Y-C y Y-D, los cuales se verán afectados por la inyección de agua realizada en el pozo inyector Y-E. Las selecciones de los pozos se basaron en la continuidad de la arena productora U Inferior, delimitando así el área de inyección. El caudal de agua inyectada se estableció por medio de simulación de pruebas de presión evitando fracturar la formación. El análisis de inyección de agua se realizó por medio del método matemático de predicción de BUCKLEY & LEVERETT, el cual se basa en la teoría del desplazamiento de dos fluidos inmiscibles. Si se establece el proyecto, en la primera etapa de inyección se obtendrá una producción de 2 325 116.12 BLS de petróleo en un tiempo de 27 meses con un factor de recobro del 34%. En la etapa de ruptura el frente de agua llegará al pozo productor, empezando así la etapa post-ruptura o etapa subordinada, en la cual se podrá producir 1 333 522.48 en 94 meses

	<p>con un factor de recobro del 23%. La eficiencia de barrido tendrá contacto con un 68% del área del arreglo, mientras que la eficiencia de desplazamiento vertical tendrá contacto con el 82% con respecto al área vertical del reservorio. La movilidad de los fluidos dentro del espacio poroso será de 1.46, es decir el agua se mueve con mayor facilidad que el petróleo. La etapa inicial contará con una supuesta inversión de 15 505 720 USD para adecuar el sistema de inyección, obteniendo una tasa interna de retorno del 166% anual. La etapa subordinada contará con una supuesta inversión de 2 225 481 USD, la cual se recuperará al tercer mes. La etapa subordinada será rentable únicamente el primer año, estableciendo así la posible implementación del proyecto en toda la primera etapa y solo en el primer año de la etapa subordinada.</p>
<p><b>PALABRAS CLAVES:</b></p>	<p>Palabras clave: RECUPERACIÓN SECUNDARIA, INYECCIÓN DE AGUA, FACTOR DE RECOBRO, TASA INTERNA DE RETORNO.</p>
<p><b>ABSTRACT:</b></p>	<p>The time elapses and the amount of mature fields is increasing, the solution has been found to the loss of pressure or energy in the reservoirs, these are called methods of secondary recovery. The secondary recovery in Y field takes as a target to increase the quantity of oil to produce, increasing the energy in the reservoir and hence the recovery factor. The Y field has four production reservoirs which are affected by pressure reduction, this means that they do not have enough energy to continue producing. This project focuses in the</p>

reservoir U Inferior which reaches port with more than 50 % of total production in the field. For it there was established a process of selection and delimitation of the future area to be injected by means of the model of peripheral injection, where the water will be injected from the flanks of the deposit towards the center of the structure. In this injection intervened 4 producing wells Y-A, Y-B, Y-C and Y-D, which will be affected by the injection of water held in the well injector Y-E. The selections of the wells were based on the continuity of the sand producer or less, delimiting the area of injection. The water injection analysis was carried out using BUCKLEY & LEVERETT's mathematical prediction method, which is based on the displacement theory of two immiscible fluids. If the project is established, in the first stage of injection there will be obtained a production of 2 325 116.12 BLS of oil in a time of 27 months by a factor of recovery of 34 %. In the stage of break the water front will come to the producing well, beginning this way the stage post-break or subordinated stage, in which it will be possible produce 1 333 522.48 to him in 94 months with a factor of recovery of 23 %. The efficiency of sweep will have contact with 68 % of the area of the arrangement, whereas the efficiency of vertical displacement will have contact with 82 % with regard to the vertical area of the reservoir. The mobility of the fluids inside the porous space will be of 1.46, that is to say the water moves with major facility that the oil. The initial stage will possess a supposed investment of 15 505 720

	<p>USD to adapt the system of injection, obtaining a rate he hospitalizes of return per year of 166 %. The subordinated stage will possess a supposed investment of 2 225 481 USD, which will recover to the third month. The subordinated stage will be profitable only the first year, establishing this way the possible implementation of the project in the whole first stage and only in the first year of the subordinated stage.</p>
<p><b>KEYWORDS</b></p>	<p>Key Words: SECONDARY RECOVERY, WATER INJECTION, REGAIN FACTOR, INTERNAL RATE OF RETURN.</p>

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

f:  \_\_\_\_\_  
 BENÍTEZ PEÑAHERRERA DAYANA ESTEFANÍA

1723555213

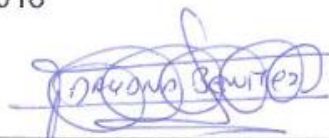
## DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **BENÍTEZ PEÑAHERRERA DAYANA ESTEFANÍA**, CI 1723555213 autor/a, del proyecto titulado: **ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA POR INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO Y DE LA AMAZONÍA ECUATORIANA** previo a la obtención del título de **INGENIERA DE PETRÓLEOS** en la Universidad Tecnológica Equinoccial.

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 graduación 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 Tecnológica Equinoccial a tener una copia del referido trabajo de graduación con el propósito de generar un Repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Quito, 15 de mayo del 2018

f.



**BENÍTEZ PEÑAHERRERA DAYANA ESTEFANÍA**

1723555213



## DECLARACIÓN

Yo **BENÍTEZ PEÑAHERRERA DAYANA ESTEFANÍA**, 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 este documento.

La Universidad Tecnológica Equinoccial 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.



**BENÍTEZ PEÑAHERRERA DAYANA ESTEFANÍA**

C.I. 172355213

## CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo que lleva por título "ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA POR INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO Y DE LA AMAZONÍA ECUATORIANA", que, para aspirar al título de **INGENIER DE PETRÓLEOS** fue desarrollado por **BENÍTEZ PEÑAHERRERA DAYANA ESTEFANÍA**, bajo mi dirección y supervisión, en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería e Industrias; y cumple con las condiciones requeridas por el reglamento de Trabajos de Titulación artículos 19, 27 y 28.



Ing. RAMOS AGUIRRE FAUSTO RENÉ

**DIRECTOR DEL TRABAJO**

C.I. 1705134102

## DEDICATORIA Y AGRADECIMIENTOS

Este trabajo de titulación se lo dedico primeramente a Dios, ya que me ha demostrado que sin el nada es posible y por estar en todo momento conmigo. También se lo dedico a mi tío Pablo al ser como mi padre y a mi abuelita Elena al ser como una madre para mí, ya que me han demostrado que no hay la necesidad de tener a mis padres conmigo para salir adelante, por todo su amor y depositar su confianza en mí. Finalmente, se lo dedico a mis hermosas primas Danielita y Desiré.

Agradezco a mis hermanas Karen y Jaasiel por estar en buenos y malos momentos, a mi hermano Ismael y mi sobrino Joseph que los amo mucho. Agradezco a Marielena y Edwin por todo el amor y sus consejos. Agradezco a mis tíos Diego, Marcela y Sandra por guiarme y demostrarme que nada es imposible.

Agradezco a mis verdaderos amigos de la UTE, a quienes los quiero con el corazón y han estado para mí en todo momento Brayan Encalada, Kevin Guevara, Gabriel Canelos, Alejandro Jaramillo, Juan Calahorrano, Andrés Espinosa y Geovana Garrido.

Agradezco a mi director de tesis el Ing. Fausto Ramos, quien me guió con paciencia, ganas y verdadera vocación en este largo trayecto.

# ÍNDICE DE CONTENIDOS

	<b>PÁGINA</b>
<b>RESUMEN</b>	1
<b>ABSTRACT</b>	2
<b>1. INTRODUCCIÓN</b>	3
1.1. OBJETIVOS	10
1.1.1. OBJETIVO GENERAL	10
1.1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	10
<b>2. METODOLOGÍA</b>	12
2.1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO	12
2.1.1. UBICACIÓN DEL CAMPO	12
2.1.2. ESTRUCTURA DEL CAMPO	13
2.1.3. ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO	14
2.2. MECANISMO DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO	14
2.3. PARÁMETROS PARA LLEVAR A CABO UN PROYECTO DE INYECCIÓN	15
2.3.1. PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL RESERVORIO U INFERIOR Y FÍSICOQUÍMICAS DE LOS FLUIDOS PRESENTES	15
2.3.2. ELECCIÓN DEL POZO INYECTOR	16
2.3.3. POZOS PRODUCTORES	16
2.3.4. DELIMITACIÓN DEL ÁREA DE INYECCIÓN	16
2.3.5. DETERMINACIÓN DEL POES, RESERVA REMANENTE Y FACTOR DE RECOBRO INICIAL DEL ÁREA A INYECTAR	17
2.3.6. CONDICIONES PARA CALCULAR UNA INYECCIÓN DE AGUA POR MEDIO DE LA TEORÍA DEL DESPLAZAMIENTO	18
2.3.7. DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS ACTUALES	18

	<b>PÁGINA</b>
2.3.8. DETERMINACIÓN DEL FLUJO FRACCIONAL (BUCKLEY & LEVERETT)	18
2.4. ETAPAS DE INYECCIÓN DE AGUA	20
2.4.1. PREDICCIÓN DE PRIMERA ETAPA	20
2.4.2. PREDICCIÓN DE ETAPA DE RUPTURA	23
2.4.3. PREDICCIÓN DE ETAPA SUBORDINADA	23
2.5. EFICIENCIA DEL DESPLAZAMIENTO DE ACUERDO A LA INYECCIÓN	26
2.5.1. CÁLCULO DE LA MOVILIDAD	26
2.5.2. EFICIENCIA DE BARRIDO AREAL	27
2.5.3. CÁLCULO DE LA EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO VERTICAL	27
2.6. FACILIDADES DE SUPERFICIE	28
2.7. COMPARACIÓN DE ANÁLISIS DE AGUAS FORMACIÓN	28
2.8. ANÁLISIS ECONÓMICO	29
2.8.1. FLUJO DE CAJA	29
2.8.2. VALOR ACTUAL NETO (VAN)	29
2.8.3. RENTABILIDAD DEL PROYECTO	29
2.8.4. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	29
2.8.5. INVERSIÓN DE COSTOS A APLICARSE EN LA RECUPERACIÓN SECUNDARIA	30
2.8.6. INGRESOS DEL PROYECTO	30
2.8.7. EGRESOS	30
2.8.8. DECLINACIÓN MENSUAL	31
<b>3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN</b>	<b>32</b>
3.1. DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN	32
3.2. DELIMITACIÓN DEL MODELO DE INYECCION	33

	<b>PÁGINA</b>
3.2.1. PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL RESERVORIO U INFERIOR Y FISICOQUÍMICAS DE LOS FLUIDOS PRESENTES	33
3.2.2. SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS	34
3.2.3. SELECCIÓN DEL POZO INYECTOR	35
3.2.4. POZOS PRODUCTORES	37
3.2.5. DELIMITACIÓN DEL ÁREA DE INYECCIÓN	37
3.2.6. DETERMINACIÓN DEL POES, RESERVAS REMANENTES Y FACTOR DE RECOBRO INICIAL DEL ÁREA A INYECTAR	39
3.2.7. DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS ACTUALES	39
3.2.8. DETERMINACIÓN DEL FLUJO FRACCIONAL (BUCKLEY & LEVERETT)	40
3.3. ETAPAS DE LA INYECCION DE AGUA	42
3.3.1. PREDICCIÓN DE PRIMERA ETAPA	42
3.3.2. ETAPA DE RUPTURA	43
3.3.3. PREDICCIÓN DE ETAPA SUBORDINADA O DE IRRUPCIÓN DE AGUA	44
3.4. EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO DE ACUERDO AL MODELO DE INYECCION	46
3.4.1. CÁLCULO DE LA MOVILIDAD	46
3.4.2. EFICIENCIA DE BARRIDO AREAL	47
3.4.3. EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO VERTICAL	48
3.5. FACILIDADES DE SUPERFICIE REQUERIDAS PARA EL SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA	49
3.6. COMPARACIÓN DE ANÁLISIS DE AGUAS DE FORMACIÓN	51
3.7. ANÁLISIS ECONÓMICO	52

	<b>PÁGINA</b>
3.7.1. INVERSIÓN	52
3.7.2. CONSIDERACIONES A REALIZAR EN EL ANÁLISIS ECÓNOMICO.	53
3.7.3. CORRIDA FINANCIERA	54
<b>4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>56</b>
4.1. CONCLUSIONES	56
4.2. RECOMENDACIONES	57
<b>5. BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>58</b>
<b>6. ANEXOS</b>	<b>60</b>

# ÍNDICE DE TABLAS

	<b>PÁGINA</b>
<b>Tabla 1.</b> Razones de movilidad.	8
<b>Tabla 2.</b> Rangos permitidos para implementar un proyecto de inyección de agua	9
<b>Tabla 3.</b> Requisitos del agua de inyección.	9
<b>Tabla 4.</b> Problemas que originan la inyección de un fluido de baja calidad	9
<b>Tabla 5.</b> Tratamientos para el agua de inyección.	10
<b>Tabla 6.</b> Parámetros petrofísicos y fisicoquímicos requeridos.	15
<b>Tabla 7.</b> Resultado de parámetros petrofísicos y análisis fisicoquímicos obtenidos del reservorio U Inferior.	33
<b>Tabla 8.</b> Estado actual de los pozos que poseen correlación estratigráfica de la arena U Inferior.	34
<b>Tabla 9.</b> Parámetros petrofísicos y fisicoquímicos de pozos candidatos a inyección.	36
<b>Tabla 10.</b> Coordenadas UTM de pozos que intervienen en la inyección.	37
<b>Tabla 11.</b> Distancias entre pozos y área de inyección.	38
<b>Tabla 12.</b> Resultado del POES, FR, Np y petróleo remanente.	39
<b>Tabla 13.</b> Resultados de parámetros actuales.	39
<b>Tabla 14.</b> Tabla de flujo fraccional.	40
<b>Tabla 15.</b> Tabla de resultados de la Swpbt, Swbt, fwbt, fwbt	43
<b>Tabla 16.</b> Resultados obtenidos de la inyección en la primera etapa	43
<b>Tabla 17.</b> Etapa de ruptura a través del tiempo	43
<b>Tabla 18.</b> Resultados obtenidos con las nuevas condiciones de saturación	44
<b>Tabla 19.</b> Resultado de saturaciones post-ruptura	45
<b>Tabla 20.</b> Resultado de la predicción de la etapa subordinada	45
<b>Tabla 21.</b> Tabla de permeabilidad relativa y movilidad.	46
<b>Tabla 22.</b> Resultados de permeabilidad relativa al agua y al petróleo.	47
<b>Tabla 23.</b> Selección de bombas para el sistema de inyección.	50
<b>Tabla 24.</b> Análisis de agua de formación del reservorio U Inferior	51
<b>Tabla 25.</b> Análisis de agua de formación del pozo Y-B	52



	<b>PÁGINA</b>
<b>Tabla 26.</b> Costos de inversión fijos y mensuales en un proyecto de inyección de agua.	53
<b>Tabla 27.</b> Consideraciones en el análisis económico.	53
<b>Tabla 28.</b> Corrida financiera de la primera etapa y del primer año de la etapa subordinada del proyecto de inyección de agua en el reservorio U Inferior.	54
<b>Tabla 29.</b> Resultado económico del proyecto de inyección de agua.	55

# ÍNDICE DE FIGURAS

	<b>PÁGINA</b>
<b>Figura 1.</b> Bloque 57 Libertador-Shushufindi	13
<b>Figura 2.</b> Mapa estructural Campo Libertador-Shushufindi.	13
<b>Figura 3.</b> Columna estratigráfica de la cuenca oriente.	14
<b>Figura 4.</b> Ubicación de pozos productores de arena U inferior.	16
<b>Figura 5.</b> Efecto de la razón de movilidad en la eficiencia areal para un arreglo de 5 pozos.	27
<b>Figura 6.</b> Diagrama para la determinación de la Eficiencia vertical.	28
<b>Figura 7.</b> Precio del crudo	30
<b>Figura 8.</b> Curvas de declinación diaria promedio de la producción del reservorio U Inferior del campo Y	32
<b>Figura 9.</b> Disminución de presión en el reservorio U Inferior	32
<b>Figura 10.</b> Mapa de correlaciones N-S y W-E.	34
<b>Figura 11.</b> Correlación Norte-Sur vista horizontal pozos Y- C, Y-A, Y-B, Y-D.	35
<b>Figura 12.</b> Correlación vista horizontal este-oeste entre pozo Y- D y Y-B.	35
<b>Figura 13.</b> Declinación de presión en el pozo Y-E.	36
<b>Figura 14.</b> Disminución de presión de los pozos Y-A, Y-B, Y-C y Y-D entre el periodo (2010-2016).	37
<b>Figura 15.</b> Área de inyección propuesta.	38
<b>Figura 16.</b> Curvas de permeabilidad relativa del agua y petróleo.	41
<b>Figura 17.</b> Curva de flujo fraccional	41
<b>Figura 18 .</b> Saturaciones en el frente de ruptura	42
<b>Figura 19.</b> Flujo fraccional post-ruptura	44
<b>Figura 20.</b> Curvas de permeabilidad relativa.	47
<b>Figura 21.</b> Efecto de la razón de movilidad en la eficiencia areal a la ruptura para un arreglo de cinco pozos	48
<b>Figura 22.</b> Diagrama para la determinación de la eficiencia vertical.	49
<b>Figura 23.</b> Esquema del sistema de inyección de agua de formación propuesto.	50

# ÍNDICE DE ANEXOS

	<b>PÁGINA</b>
<b>ANEXO 1. FACILIDADES DE SUPERFICIE DEL CAMPO Y</b>	60
<b>ANEXO 2. PRUEBA DE BUIL UP DEL POZO Y-E</b>	61
<b>ANEXO 3. CORRIDA FINANCIERA TOTAL DEL PROYECTO</b>	62

## RESUMEN

Transcurre el tiempo y la cantidad de campos maduros va en aumento, se ha encontrado la solución a la pérdida de presión o energía en los reservorios, estos son denominados métodos de recuperación secundaria. La recuperación secundaria en el campo Y tiene como objetivo incrementar la cantidad de petróleo a producir, aumentando la energía en el reservorio y por ende el factor de recobro. El campo Y posee cuatro reservorios productores los cuales se ven afectados por la disminución de presión, es decir no tienen la energía suficiente como para seguir produciendo la cantidad inicial de barriles de petróleo. Este proyecto se enfoca en el reservorio U Inferior el cual aporta con más del 50% de producción total en el campo. Para ello se estableció un proceso de selección y delimitación del área futura a inyectar por medio del modelo de inyección periférica, donde el agua será inyectada desde los flancos del yacimiento hacia el centro de la estructura. En esta inyección intervinieron 4 pozos productores Y-A, Y-B, Y-C y Y-D, los cuales se verán afectados por la inyección de agua realizada en el pozo inyector Y-E. Las selecciones de los pozos se basaron en la continuidad de la arena productora U Inferior, delimitando así el área de inyección. El análisis de inyección de agua se realizó por medio del método matemático de predicción de BUCKLEY & LEVERETT, el cual se basa en la teoría del desplazamiento de dos fluidos inmiscibles. Si se establece el proyecto, en la primera etapa de inyección se obtendrá una producción de 2 325 116.12 BLS de petróleo en un tiempo de 27 meses con un factor de recobro del 34%. En la etapa de ruptura el frente de agua llegará al pozo productor, empezando así la etapa post-ruptura o etapa subordinada, en la cual se podrá producir 1 333 522.48 en 94 meses con un factor de recobro del 23%. La eficiencia de barrido tendrá contacto con un 68% del área del arreglo, mientras que la eficiencia de desplazamiento vertical tendrá contacto con el 82% con respecto al área vertical del reservorio. La movilidad de los fluidos dentro del espacio poroso será de 1.46, es decir el agua se mueve con mayor facilidad que el petróleo. La etapa inicial contará con una supuesta inversión de 15 505 720 USD para adecuar el sistema de inyección, obteniendo una tasa interna de retorno del 166% anual. La etapa subordinada contará con una supuesta inversión de 2 225 481 USD, la cual se recuperará al tercer mes. La etapa subordinada será rentable únicamente el primer año, estableciendo así la posible implementación del proyecto en toda la primera etapa y solo en el primer año de la etapa subordinada.

Palabras clave: RECUPERACIÓN SECUNDARIA, INYECCIÓN DE AGUA, FACTOR DE RECOBRO, TASA INTERNA DE RETORNO.

## ABSTRACT

The time elapses and the amount of mature fields is increasing, the solution has been found to the loss of pressure or energy in the reservoirs, these are called methods of secondary recovery. The secondary recovery in Y field takes as a target to increase the quantity of oil to produce, increasing the energy in the reservoir and hence the recovery factor. The Y field has four production reservoirs which are affected by pressure reduction, this means that they do not have enough energy to continue producing. This project focuses in the reservoir U Inferior which reaches port with more than 50 % of total production in the field. For it there was established a process of selection and delimitation of the future area to be injected by means of the model of peripheral injection, where the water will be injected from the flanks of the deposit towards the center of the structure. In this injection intervened 4 producing wells Y-A, Y-B, Y-C and Y-D, which will be affected by the injection of water held in the well injector Y-E. The selections of the wells were based on the continuity of the sand producer or less, delimiting the area of injection. The water injection analysis was carried out using BUCKLEY & LEVERETT's mathematical prediction method, which is based on the displacement theory of two immiscible fluids. If the project is established, in the first stage of injection there will be obtained a production of 2 325 116.12 BLS of oil in a time of 27 months by a factor of recovery of 34 %. In the stage of break the water front will come to the producing well, beginning this way the stage post-break or subordinated stage, in which it will be possible produce 1 333 522.48 to him in 94 months with a factor of recovery of 23 %. The efficiency of sweep will have contact with 68 % of the area of the arrangement, whereas the efficiency of vertical displacement will have contact with 82 % with regard to the vertical area of the reservoir. The mobility of the fluids inside the porous space will be of 1.46, that is to say the water moves with major facility that the oil. The initial stage will possess a supposed investment of 15 505 720 USD to adapt the system of injection, obtaining a rate he hospitalizes of return per year of 166 %. The subordinated stage will possess a supposed investment of 2 225 481 USD, which will recover to the third month. The subordinated stage will be profitable only the first year, establishing this way the possible implementation of the project in the whole first stage and only in the first year of the subordinated stage.

Key Words: SECONDARY RECOVERY, WATER INJECTION, REGAIN FACTOR, INTERNAL RATE OF RETURN.

## **1 . INTRODUCCIÓN**

# 1. INTRODUCCIÓN

La producción de crudo al pasar de los años va decreciendo irremediablemente al igual que la presión del yacimiento, el cual brinda energía suficiente para que el crudo llegue a superficie. Esto ocurre en la etapa de producción o recuperación primaria, la cual dependiendo del mecanismo de producción en el yacimiento tendrá un factor de recobro alto o bajo. Los diferentes mecanismos de producción en un yacimiento pueden ser: expansión de roca y fluido, capa de gas, gas en solución, segregación gravitacional y empuje hidráulico. El factor de recobro máximo alcanzado en la recuperación de primaria es de un 40 %. Para incrementar la producción de crudo y la presión del reservorio es necesario recurrir a una recuperación secundaria, la cual puede ser por medio de la inyección de agua o de gas. La selección de la misma, dependerá del tipo de yacimiento que presenta el Campo. Actualmente la producción de crudo en la Amazonía ecuatoriana ha disminuido y la mayor parte de los campos son maduros.

La inyección de agua es adecuada para los yacimientos saturados, es decir este bajo la presión de burbuja, ya que estos luego de un determinado tiempo poseen fluido en una sola fase (liquida más gas en solución), esto facilita la producción de petróleo, teniendo una mayor eficacia en el barrido. A diferencia de un yacimiento subsaturado, ya que este luego de un determinado tiempo posee crudo en dos fases liquida y gaseosa, en este caso la eficacia de una inyección de agua será menos eficaz, ya que el agua deberá reemplazar todo el volumen ocupado por el gas, para empezar la fase de desplazamiento de fluidos inmiscibles.

La inyección de agua es una técnica que se utiliza con el objetivo de incrementar el factor de recobro, la producción de crudo y el número de reservas en un determinado Campo. Es una de las técnicas más utilizadas, porque es el único fluido con mayor energía existente en el mundo, se podría decir que posee una energía infinita, su volumen es abundante, tiene una buena eficiencia de desplazamiento y su costo es relativamente menor a otros métodos de recuperación. (Riofrío, 2014)

Para realizar un debido proyecto de inyección de agua es necesario tomar en cuenta algunos factores como: geometría del yacimiento, ya que por medio de su estructura y estratigrafía podemos identificar si el reservorio tiene continuidad, es decir si se mantiene esta estructura tanto el barrido areal como el barrido vertical serán altamente eficaces. La continuidad del reservorio tanto vertical como horizontal influyen mucho en una pobre o rica producción de crudo, una discontinuidad vertical es cuando el en estrato de la zona de interés existe la presencia de cuerpos formados por agua y gas.

Dentro de la litología existen tres factores que a pesar del tiempo pueden variar o causar problemas como son la porosidad, permeabilidad y contenido de arcilla. La profundidad del yacimiento es una magnitud indispensable para poder aplicar o no una inyección, es decir a mayor profundidad se deberá aplicar una mayor presión siempre y cuando tomando en cuenta que esta no sobrepase la presión de fractura de la formación, si esto llega a suceder quiere decir que la sobrepresión formó canales o fracturas por las cuales puede transitar el agua, reduciendo así su eficiencia. La porosidad es una propiedad petrofísica que nos indica el volumen de poros que posee la roca en porcentaje, un reservorio oscila entre el 10-35% de porosidad. La permeabilidad y su variación es un indicador que nos permite conocer que cantidad de agua debemos inyectar, es decir un yacimiento homogéneo tendrá una mayor eficiencia de barrido. Conocer la distribución de la saturación del petróleo antes de una inyección es de gran importancia, si dicho yacimiento tiene una alta saturación de petróleo luego de haber terminado su fase de recuperación primaria, su recobro inicial será también alto, en el momento que inicia la invasión, es decir tiene saturación de agua irreductible baja. Por último y no menos importantes otros de los factores indispensables para una inyección de agua son las propiedades de los fluidos como son la viscosidad que relacionada con la permeabilidad nos permiten conocer cuál será la movilidad de los fluidos en el yacimiento. (Ferrer, 2001).

Es necesario conocer a profundidad el comportamiento de los fluidos dentro de un yacimiento, propiedades petrofísicas de la roca, a su vez fuerzas y presiones que actúan en estos. La humectabilidad la definimos como la capacidad que tiene un fluido para adherirse o humedecer una superficie sólida, en este caso la roca reservorio, en la cual existen dos fluidos inmiscibles como lo son petróleo y agua; en donde un fluido será la fase mojante y el otro será la fase no mojante. La saturación se relaciona directamente con la humectabilidad, suponiendo que la fase no mojante es petróleo y la fase mojante es agua, determinamos que si existe una mayor saturación del fluido no mojante el recobro de petróleo será inicialmente grande. La presión capilar es la fuerza de succión que tiene una roca con el fluido mojante y a su vez es la fuerza que repele al fluido no mojante, en la inyección de agua la presión capilar se define como la diferencia entre la presión del fluido desplazado y el fluido desplazante. Cuando hay baja saturación de agua o fluido humectante y bajas permeabilidades la presión capilar aumenta. La permeabilidad relativa es la propiedad más importante dentro de una inyección de agua ya que se relaciona directamente con la saturación de fluidos que se mueven a través de un cuerpo poroso. La tensión interfacial se relaciona con la permeabilidad, es decir si aumenta la tensión interfacial la permeabilidad se reduce y viceversa. (Valencia, 2012).



El desplazamiento de fluidos inmiscibles dentro de un sistema de inyección de agua, se conforma por dos fluidos, un fluido desplazado que puede ser petróleo y gas, y el fluido desplazante que puede ser agua o petróleo. El fluido desplazante en este caso será el agua de inyección y el fluido desplazado será petróleo. El fluido desplazante debe poseer una energía mayor al fluido desplazado, para cumplir su objetivo de movilizar un fluido que inicialmente se encontraba en un espacio determinado. El desplazamiento se relaciona con la movilidad, la cual si es mayor a uno el fluido que más se desplaza es el agua, si es igual a cero los fluidos se desplazan por igual y si es menor a uno el fluido que más se desplace será el petróleo.

El desplazamiento de fluidos consta de dos fases; la fase inicial o antes de la ruptura la cual consiste en que la producción es únicamente de fluido desplazado y la fase post-ruptura o subordinada la cual consiste en la producción tanto del fluido desplazado como el desplazante. Existen dos modelos de desplazamiento en la inyección de agua. El desplazamiento tipo pistón sin fuga es un sistema ideal en el cual la movilidad del petróleo residual es cero y este queda detrás del frente del agua inyectada, el agua connata no es móvil y su presión de inyección es constante. El desplazamiento tipo pistón sin fugas es mucho más realista y en este se establece que el petróleo residual si tiene movilidad, el agua connata no tiene movilidad y cuando inicia la inyección se produce agua más el petróleo residual, estos se mueven detrás de la cara del frente de inyección. En algún punto la saturación del petróleo llega a ser la misma que la del petróleo residual. El desplazamiento tipo pistón consta de 3 etapas: etapa inicial en la cual existe mayor producción del fluido desplazado, etapa de ruptura en donde el fluido desplazante llega al pozo de producción. La etapa post-ruptura o subordinada donde se produce tanto fluido desplazado como fluido desplazado (Valencia, 2012).

La producción del fluido desplazado y desplazante en la inyección de agua, se da por medio de mecanismos de desplazamiento que consta de 5 etapas. La etapa inicial o antes de la inyección en donde establecemos que el yacimiento es homogéneo, el flujo de los fluidos es horizontal, la saturación a lo largo del desplazamiento no varía, su primera etapa de recuperación se produjo por flujo natural, la presión actual es menor a la presión de burbuja y su fase gaseosa es constante en cualquier punto. La etapa de invasión es cuando aumenta la presión en el yacimiento, será mayor en la zona inyectada y esta disminuirá continuamente en la zona de producción, el crudo desplazado por el agua se acumula formando un banco de petróleo que muchas veces puede tener la presencia de gas móvil atrapado en petróleo y detrás del frente de la inyección se desplaza el agua inyectada más el petróleo residual. Etapa de llene es cuando se desplaza todo el gas móvil y se queda atrapado el gas residual, parte del gas móvil se disuelve

con petróleo, se dice que se ha llegado esta etapa cuando el volumen de gas que ocupa un espacio poroso es igual a la cantidad de agua inyectada y esta llega a su fin cuando el fluido desplazante llega a los pozos productores, hasta que la saturación de petróleo quede igual que la saturación de petróleo residual. La etapa de ruptura se establece cuando la tasa de producción de petróleo es igual a la tasa de inyección de agua, la producción de petróleo será libre de agua si la saturación de agua no es la requerida para que se desplace es decir una saturación baja. Podemos identificar que el frente de agua se rompió cuando en la producción encontramos la presencia de los dos fluidos. La etapa post-ruptura o subordinada se identifica cuando en la producción de crudo está presente parte del fluido desplazante, en este caso agua, en este punto se puede identificar que el área barrida ha aumentado. Seguir inyectando agua para la producción de crudo depende si es económicamente rentable, caso contrario termina la etapa de inyección. (Ferrer, 2001).

El flujo de agua en el reservorio puede ser de dos formas; flujo disperso o flujo segregado. El flujo disperso se da cuando el agua y el petróleo a diferente saturación ocupa el mismo espacio poroso. Y no existe comunicación de presión entre arenas ni flujos cruzados. El flujo segregado es cuando el agua y el petróleo ocupan diferentes zonas en donde el flujo de petróleo es controlado por la permeabilidad relativa del petróleo a una saturación de agua connata y el flujo de agua es controlado por la permeabilidad relativa del agua una saturación de petróleo residual. Posee arenas limpias que poseen una buena comunicación, tiene barreras verticales y flujos cruzados. (Valencia, 2012)

La teoría del desplazamiento de dos fluidos inmiscibles se basa en la permeabilidad relativa, esta se aplica cuando tenemos un yacimiento con empuje natural de agua, una inyección de agua o una expansión de capa de gas. Esta teoría nos dice que la energía del fluido desplazante debe ser mayor a la del fluido desplazado para poder llevar el petróleo a producción. Este supone que el flujo dentro del yacimiento que es sometido a inyección es lineal, el fluido desplazado es petróleo y el fluido desplazante es agua, la formación es homogénea saturada con petróleo y agua connata, el desplazamiento es de tipo pistón con fugas, los fluidos que participan son inmiscibles, es decir su presión capilar es diferente de cero, flujo de inyección es continuo, se desplazan dos fases, la saturación de agua connata es constante, presión de desplazamiento mayor a la presión de burbuja, su caudal de inyección con respecto al área es perpendicular al flujo el cual es constante. La ecuación de la teoría del desplazamiento nos permite calcular la saturación de la fase desplazada en el frente de invasión, la saturación promedio de la fase desplazante y eficiencia del desplazamiento, relaciona la saturación del fluido desplazante en el extremo

de la salida del sistema y la cantidad de agua de inyección a este tiempo, y por ultimo determina la tasa de producción de petróleo y agua en cualquier punto del sistema. (Ferrer, 2001).

El flujo fraccional total es la suma del flujo fraccional del agua, petróleo y gas; este está en función de la saturación. Si el flujo fraccional de agua en cualquier punto es mínimo, este tendrá una mayor eficiencia tanto en el barrido como en la inyección. La ecuación del flujo fraccional es adecuada ya que incluye las fuerzas predominantes en el sistema como las fuerzas capilares relacionadas con el flujo fraccional, fuerzas gravitatorias relacionadas con el ángulo de buzamiento, y las fuerzas viscosas que son en función de la viscosidad de los fluidos y permeabilidad de la roca.

La curva del flujo fraccional es importante para predecir el comportamiento de un yacimiento que es sometido a una inyección de agua. Nos permite conocer que fracción del flujo total corresponde netamente al agua y depende de la saturación. Es decir, es la relación que existe entre el flujo fraccional del agua con la saturación de agua; si aumenta la saturación de esta, también aumenta su flujo fraccional. Depende también de la viscosidad de los fluidos, si tenemos una alta viscosidad de petróleo el flujo fraccional de agua será alto y si tenemos una alta viscosidad de agua por ende el flujo fraccional de la misma será bajo.

En una inyección de agua, existen varios factores que pueden disminuir la eficiencia de barrido e inyección. Muchos de ellos son propiedades físico-químicas de los fluidos como presión capilar, densidad y viscosidad; propiedades petrofísicas de la roca reservorio como permeabilidad y saturación del petróleo y agua; caudal total en el sistema, gradientes de presión y buzamiento perteneciente a la formación. La variación de la estructura de un reservorio afecta directamente sobre la eficiencia del desplazamiento y si queremos que sea la máxima, el flujo fraccional del agua en cualquier punto del sistema este debe ser el mínimo para obtener un mayor factor de recobro de petróleo. Si una roca es humectada por agua, su flujo fraccional de agua será bajo. El ángulo de buzamiento y la dirección de desplazamiento de una inyección en una formación influye de gran manera en la eficiencia, el ángulo de buzamiento será medido desde el eje de las X positivo hacia el eje de las Y en sentido anti horario. Determinando que si una inyección de agua se realiza buzamiento arriba es decir con un ángulo alto esta será altamente eficaz y eficiente, aumentando así el factor de recobro de petróleo; a diferencia de una inyección buzamiento abajo la cual solo generará el aumento del flujo fraccional del agua por efecto de la gravedad disminuyendo la eficiencia del desplazamiento. La presión capilar ideal en un sistema de inyección del reservorio es cero; si el gradiente de

presión tiene una gran magnitud el flujo fraccional de agua será alto. La movilidad de los fluidos interviene en gran escala con respecto al factor de recobro deseado; y será muy eficiente si la movilidad del petróleo es mayor que la del agua, se puede aumentar la viscosidad del agua y aumentar la del petróleo por varios métodos y procesos. Una buena movilidad de fluidos es esencial para obtener mayor eficacia en el desplazamiento, en este caso de petróleo. La movilidad obedece a una serie de razones expuestas a continuación.

**Tabla 1.** Razones de movilidad.

RAZONES DE MOVILIDAD	
MOVILIDAD =1	FLUIDO DESPLAZANTE Y FLUIDO DESPLAZADO SE MUEVEN POR IGUAL
MOVILIDAD <1	FLUIDO DESPLAZADO FLUYE MAS FACILMENTE
MOVILIDAD >1	FLUIDO DESPLAZANTE FLUYE MAS FACILMENTE

(Palma, 2014).

Una gran diferencia de densidades puede amentar la recuperación ascendente, pero reduce la recuperación descendente. Del caudal de inyección depende la eficiencia del barrido, una baja tasa de inyección se necesita cuando realizamos una inyección buzamiento arriba ya que produce un bajo flujo fraccional de agua. A diferencia de un buzamiento abajo, ya que se necesitará una mayor tasa de inyección reduciendo así la eficiencia al aumentar su flujo fraccional de agua. Inyectar agua como recuperación secundaria es altamente beneficioso al evitar gastos innecesarios y aumentar el factor de recobro, ya que el agua es el único fluido que posee energía infinita, bajo costo en el proyecto y gran volumen para implementar una inyección. El agua de inyección deberá cumplir con los rangos adecuados para ser inyectada, esto quiere decir que luego de ser tratada deberá tener características similares al agua de formación presente en el yacimiento a recuperar.

Para que la recuperación secundaria tenga una buena eficiencia, tanto las características de la roca como las propiedades de los fluidos deben estar dentro de los rangos permitidos para realizar una inyección de agua, si las propiedades son mayores a las dudosas la eficiencia de agua disminuirá como se muestran a continuación.

**Tabla 2.** Rangos permitidos para implementar un proyecto de inyección de agua.

RANGOS PERMITIDOS PARA INYECCION DE AGUA				
PROPIEDAD	DE	DESDE	HASTA	DUDOSO
SATURACIÓN	AGUA	0%	75%	>50%
	GAS	0%	70%	>25%
	PETRÓLEO	25%	100%	<35%
API	PETRÓLEO	15	EN ADELANTE	-
VISCOSIDAD	PETROLEO	0,2 cP	200 cP	< 30 cP
POROSIDAD	RESERVORIO	15%	EN ADELANTE	< 7%
PROFUNDIDAD	RESERVORIO	200 PIES	10 000 PIES	<200
TEMPERATURA	RESERVORIO	60 °F	300 °F	-
PRESION	RESERVORIO	-	10000 psi	-

(Barrionuevo, 2014)

La compatibilidad del agua de inyección y del agua de formación son la parte esencial para poner en pie un proyecto de inyección, por ello es importante el constante monitoreo de los fluidos a inyectar. Los requisitos que debe cumplir un agua de inyección se muestran a continuación.

**Tabla 3.** Requisitos del agua de inyección.

REQUISITOS PARA INYECTAR AGUA DE FORMACION	
pH	6-7
COLOR RESIDUAL	0.5-3 ppm
OXIGENO DISUELTO	< 90 ppb
TPH	< 1 ppm
SOLIDOS TOTALES DISUELTOS	SIMILAR AL AGUA DE FORMACION
DIAMETRO MÁX DE PARTICULAS	5 MICRONES
CONTENIDO BACTERIOLOGICO	< 10 000 COLONIAS
CONTENIDO BACTERIAS SULFORREDUCTORAS	< 100 COLONIAS/ml
TURBIDEZ	< 5 NTU

(Ramos, 2015).

Inyectar un fluido de baja calidad provoca daños tanto en el equipo de subsuelo como en la superficie.

**Tabla 4.** Problemas que originan la inyección de un fluido de baja calidad.

PROBLEMAS QUE ORIGINAN LA INYECCION DE UN FLUIDO DE BAJA CALIDAD	
CUANDO.....	INDICADOR
PRESION DE INYECCION	ELEVADA
EFICIENCIA DE BARRIDO	DISMINUCION
FACTOR DE RECOBRO	DISMINUCION
POZOS DE INYECCION	ALTA CORROSION
FORMACION	TAPONAMIENTO
INYECCIVIDAD	REDUCCION
REACONDICIONAMIENTO DE POZOS	INCREMENTO DE WORKOVERS

(Barrionuevo, 2014)

Para evitar creación y taponamiento por escala, corrosión en equipos de superficie y de subsuelo se recomienda el uso de demulsificante controladores de escala, inhibidores de corrosión, surfactantes, entre otros químicos a la salida de los separadores. Existen tratamientos para mejorar la calidad del agua de inyección como se muestran a continuación.

**Tabla 5.** Tratamientos para el agua de inyección.

TRATAMIENTOS PARA EL AGUA DE INYECCION	
TRTAMIENTO	FUNCION
FILTRACION	REOMVER SOLIDOS
QUIMICOS	EVITAR CORROSION, DEPOSITACION DE SALES METALICAS
TAPON DETERGENTE	REDUCIR CONTENIDO DE PETROLEO Y LIMPIAR CARA DE LA ARENA
AIREACION	ELIMINAR GASES CORROSIVOS
COLOR, AMINAS, FENOLES O COMPUESTOS AMONIACALES	REDUCIR BACTERIAS

(Ferrer, 2001).

Para evitar la presencia de oxígeno en el agua de inyección se recomienda el uso de gas blanqueting en todos los recipientes y químicos secuestrantes de oxígeno. Estos problemas son generados por la variabilidad del pH, temperatura y presencia de gases indeseables como el oxígeno, dióxido de carbono, H<sub>2</sub>S y de sólidos. Todo el proceso de tratamiento de agua e inyección de químicos debe ser monitoreada permanentemente para evitar problemas en la producción. Para conocer si la futura inyección de agua será efectiva, rentable y posible antes de efectuar una recuperación secundaria, se realizan simulaciones con el objetivo de evitar pérdidas de producción y económicas.

## 1.1. OBJETIVOS

### 1.1.1. OBJETIVO GENERAL

Proponer un proyecto viable y rentable de recuperación secundaria por inyección de agua en el Campo “Y” de la amazonia ecuatoriana, con el fin de aumentar la presión y energía del reservorio “U” inferior, el factor de recobro y la producción de petróleo.

### 1.1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar las características petrofísicas del reservorio y las propiedades físico químicas de los fluidos presentes en el mismo, mediante información secundaria.
- Analizar curvas de producción del Campo “Y”, para justificar una recuperación secundaria por inyección de agua.

- Proponer un arreglo de pozos (productores e inyector) para la implementación de inyección de agua.
- Realizar un análisis técnico económico para determinar la viabilidad del proyecto.

## **2 . METODOLOGÍA**



## **2. METODOLOGÍA**

El reservorio U Inferior del campo Y necesita energía para seguir produciendo en su nueva etapa, es decir una recuperación secundaria para aumentar el factor de recobro y producir el petróleo remanente.

Existen varios métodos para predecir el comportamiento de una futura o posible inyección de agua, ya sean gráficos-técnicos, propiamente gráficos y matemáticas-analíticas y graficas por medio de diferentes métodos gráficos técnicos como Screaming Enhanced Oil Recovery, OFM, entre otros softwares; gráficos por deducción como Welge y analíticos-matemáticos como el método de Craig Greffen & Morse y el método de Buckley & Leverett (Ferrer, 2001).

Este proyecto propuesto, se basa en el método de predicción de Buckley & Leverett, al ser ejecutado analíticamente por diversos cálculos matemáticos y gráficas realizadas en Excel en base al método de Welge. Este método se basa en la teoría del desplazamiento de dos fluidos inmiscibles, la cual tiene como objetivo desplazar un fluido de menor energía (desplazado) con un fluido de mayor energía (desplazante) (Valencia, 2012).

Para llevar a cabo el proyecto se establecen condiciones que obedecen a la anterior mencionada teoría del desplazamiento, en donde se establece las siguientes suposiciones:

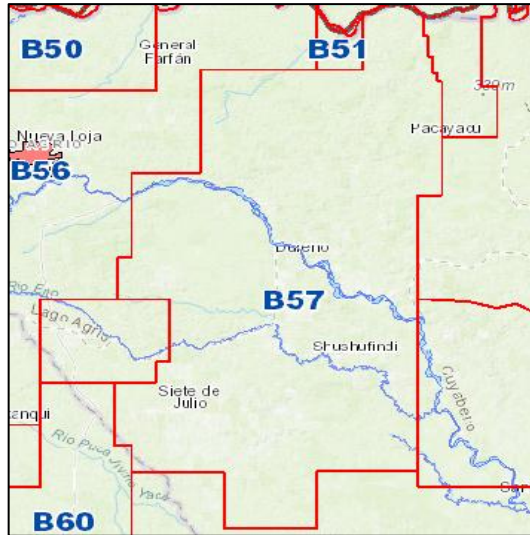
- La formación es homogénea y a través de ella fluyen los fluidos en dos fases con una presión y temperatura constante.
- El flujo de los fluidos que intervienen es lineal y continuo.
- Los fluidos son inmiscibles y fluyen a una presión mayor que la presión de burbuja.
- El caudal de inyección de agua permanece constante.

La realización de este trabajo de titulación fue posible por medio de la información obtenida por la SH SECRETARIA DE HIDROCARBUROS del campo SHUARA comprendida por los periodos 2010-2016.

### **2.1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO**

#### **2.1.1. UBICACIÓN DEL CAMPO**

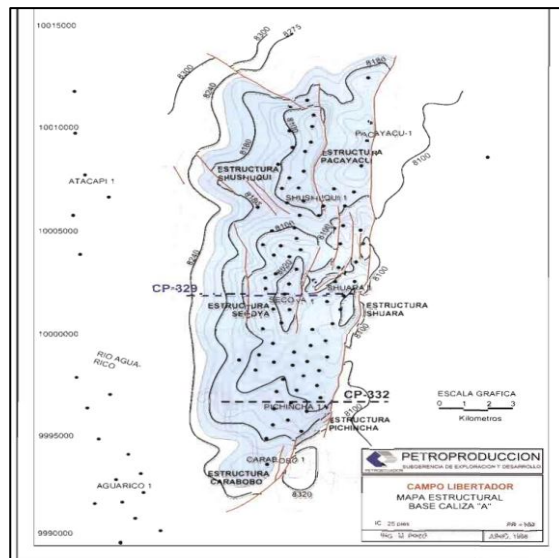
El Campo "Y" pertenece al Bloque 57 Libertador-Shushufindi, con su operadora PETROAMAZONAS EP. Se encuentra en la provincia de Sucumbíos, con 10118 hectáreas y sus coordenadas geográficas son 00°04" Sur, 00°06" Norte y longitud desde 76°33'00" hasta 76°36'40" Oeste.



**Figura 1.** Bloque 57 Libertador-Shushufindi (Petroamazonas EP., 2018)

### 2.1.2. ESTRUCTURA DEL CAMPO

La estructura del campo tiene forma de cajón conformada con cuatro subestructuras. En el eje oriental se encuentra la estructura Shuara con extensión de 12 km y su cierre estructural máximo de 200 pies.



**Figura 2.** Mapa estructural Campo Libertador-Shushufindi. (Baby, 2014)

El Campo “Y” fue perforado por primera vez en el año 1980 entre los meses febrero y marzo, su producción empezó en el año 1982 y su máxima producción fue alcanzada en agosto de 1992, a partir de ese año su producción empezó a declinar, necesitando un aporte de energía en el

yacimiento para que continúe así su producción. El yacimiento U ha sido el de mayor aporte en la producción con el 71%.

### 2.1.3. ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO

El Campo “Y” produce de diferentes reservorios como son Basal Tena, Hollín, Hollín Inferior, T, T Inferior, T Superior, U Inferior y U Superior. Las arenas UI y T están separadas por una formación de piedra caliza predominante (calizas B), mientras que UI está separada de U superior por una arena U media, que tiene un alto contenido de arcilla y una mala calidad de yacimiento. Este proyecto se basó en la arena que mayormente aporta la producción del Campo como lo es la arenisca “U” inferior.

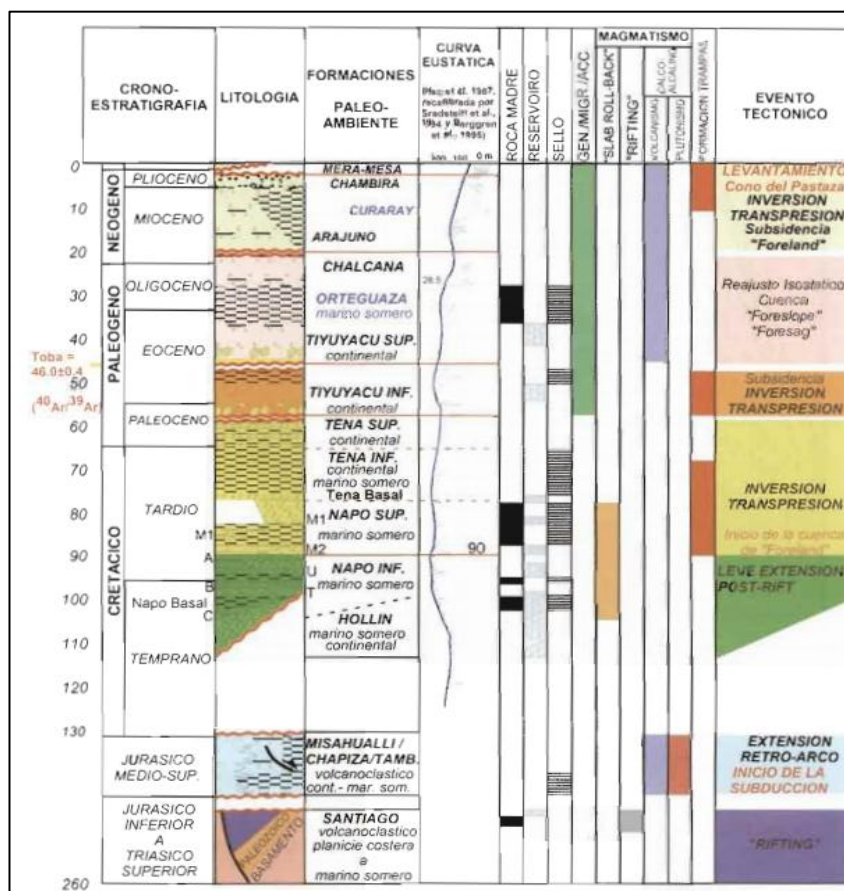


Figura 3. Columna estratigráfica de la cuenca oriente.

(Baby, 2014)

## 2.2. MECANISMO DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO

Es un yacimiento saturado ya que la presión inicial del mismo es mayor que la presión de burbuja. Su mecanismo de producción primario fue por empuje lateral hidráulico, es decir el agua se mueve desde el reservorio hacia los

lados, el cual al cabo de algunos años perdió fuerza reduciendo así la presión dentro del yacimiento.

## 2.3. PARÁMETROS PARA LLEVAR A CABO UN PROYECTO DE INYECCIÓN

Se justificó la inyección de agua en el campo Y del periodo anteriormente mencionado por medio de reportes de producción diarios en base a la realización de graficas de producción en Excel.

### 2.3.1. PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL RESERVORIO U INFERIOR Y FISICOQUÍMICAS DE LOS FLUIDOS PRESENTES

Se determinó las propiedades fisicoquímicas del fluido y propiedades de la roca para el reservorio y cada pozo por medio de informes y reportes, análisis PVT y workovers, en base a los rangos de inyección previamente mencionados.

Se seleccionó así los pozos que cumplen con los rangos de inyección de agua para proceder a la selección del pozo inyector y pozos productores. Las propiedades ya mencionadas son dadas por las siguientes unidades.

**Tabla 6.** Parámetros petrofísicos y fisicoquímicos requeridos.

PARÁMETROS PETROFÍSICOS DEL RESERVORIO		
PARÁMETROS	NOMENCLATURA	VALOR
POROSIDAD	$\phi$	%
PERMEABILIDAD	K	mD
FACTOR VOLUMETRICO DE PETROLEO	$\beta_o$	BY/BN
FACTOR VOLUMETRICO DEL AGUA	$\beta_w$	BY/BN
VISCOSIDAD DEL PETROLEO	$\mu_o$	cP
VISCOSIDAD DEL AGUA	$\mu_w$	cP
DENSIDAD DEL PETROLEO	$\rho_o$	lb/pie <sup>3</sup>
DENSIDAD DEL AGUA	$\rho_w$	lb/pie <sup>3</sup>
ESPESOR NETO DEL PETROLEO	$H_o$	pie
SATURACION DE AGUA IRREDUCTIBLE	$S_{wi}$	%
SATURACION DE PETROLEO RESIDUAL	$S_{or}$	%
SATURACION DE PETROLEO	$S_o$	%
PRESION DE FRACTURAMIENTO	PF	psi

(Ferrer, 2001).

### 2.3.2. ELECCIÓN DEL POZO INYECTOR

En el campo Y existen 14 pozos que tienen como reservorio productor la arena U Inferior, como lo son Y-C, Y-A, Y-E, Y-B, Y-D, Y-12, Y-3, Y-15 y Y-8. El pozo inyector se seleccionó de acuerdo a las características petrofísicas, continuidad en el reservorio, distancia entre pozos y las correlaciones existentes entre los pozos a producir.



**Figura 4.** Ubicación de pozos productores de arena U inferior.  
(Secretaría de Hidrocarburos, 2008).

### 2.3.3. POZOS PRODUCTORES

Se determinaron los pozos productores que poseen continuidad en la arena U Inferior y a su vez proximidad al futuro pozo inyector. Los pozos candidatos a productores cuentan con buenas características petrofísicas y fisicoquímicas para alcanzar un buen factor de recobro como producto de la inyección.

### 2.3.4. DELIMITACIÓN DEL ÁREA DE INYECCIÓN

Se obtuvo las coordenadas UTM de los pozos candidatos a inyector y productores, dadas por reportes de perforación de cada pozo; en donde “X” son coordenadas para el norte y “Y” son coordenadas para el este.

Por medio del GEOPORTAL de Petroamazonas EP, se estableció la distancia entre pozos, el área a inyectar entre los pozos candidatos se determinó en base a cálculos básicos de geometría.

### 2.3.5. DETERMINACIÓN DEL POES, RESERVA REMANENTE Y FACTOR DE RECOBRO INICIAL DEL ÁREA A INYECTAR

El POES Petróleo Original In Situ, reservas de petróleo y factor de recobro se determinaron con las siguientes ecuaciones por medio de las propiedades fisicoquímicas y petrofísicas del reservorio en el área a inyectar:

$$\text{POES} = \frac{7\,758 \cdot A \cdot h \cdot \phi \cdot S_o}{\beta_o} \quad [1]$$

Donde:

POES: Petróleo en sitio, BLS.

A: área a ser inyectada, acres.

H: espesor del reservorio, pies.

$\phi$  : porosidad efectiva promedio del reservorio, fracción.

$S_o$ : saturación de petróleo, fracción.

$\beta_o$ : factor volumétrico del petróleo, BY/BN.

$$\text{Petróleo Remanente} = \text{POES} - \text{Petróleo Producido} \quad [2]$$

Donde:

Petróleo Remanente: petróleo a recuperar, BLS.

Petróleo Producido: acumulado de petróleo ya producido, BLS.

$$\text{FR}_{\text{ARREGLO}} = \frac{\text{Petróleo producido}}{\text{POES}} \quad [3]$$

Donde:

$\text{FR}_{\text{ARREGLO}}$  : porcentaje de petróleo que ha sido producido con relación al volumen existente en el yacimiento, porcentaje.

El petróleo producido es la suma de los acumulados de producción de los futuros pozos productores.

### 2.3.6. CONDICIONES PARA CALCULAR UNA INYECCIÓN DE AGUA POR MEDIO DE LA TEORÍA DEL DESPLAZAMIENTO

Para simular matemáticamente la producción de petróleo remanente por inyección de agua, se realizó por medio de ecuaciones previamente ya establecidas por Buckley y Leverett, basadas en la teoría del desplazamiento en donde; en un sistema de flujo de fluidos inmiscibles uno debe ser el desplazado (petróleo) y otro el desplazante (agua). Para aplicar las ecuaciones se establecen las siguientes suposiciones:

1. El flujo es lineal, continuo o estacionario.
2. Formación homogénea y constante.
3. Desplazamiento tipo pistón con fugas.
4. Presión capilar  $\neq 0$ ; es decir interactúan fluidos inmiscibles.
5. Presión y temperatura constantes.
6. Fluyen solo dos fluidos.

### 2.3.7. DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS ACTUALES

Mientras se sigue produciendo petróleo las propiedades dentro del yacimiento cambian, la saturación de agua actual es diferente a la saturación de agua irreductible al comienzo de la producción. Para aplicar un proyecto de inyección de agua es necesario calcular la saturación de agua actual en base al petróleo remanente por medio de la ecuación:

$$\text{PETRÓLEO REMANENTE} = \frac{7758 \cdot A \cdot h \cdot \phi \cdot (1 - S_w \text{ actual})}{\beta_o}$$

$$(1 - S_w \text{ actual}) = \frac{\beta_o \cdot \text{PETRÓLEO REMANENTE}}{7758 \cdot A \cdot h \cdot \phi}$$

$$S_w \text{ actual} = 1 - \left( \frac{\beta_o \cdot \text{PETRÓLEO REMANENTE}}{7758 \cdot A \cdot h \cdot \phi} \right) \quad [4]$$

Con la saturación de agua actual se determinó el POES actual, petróleo remanente y el factor de recobro actual con las ecuaciones mencionadas anteriormente.

### 2.3.8. DETERMINACIÓN DEL FLUJO FRACCIONAL (BUCKLEY & LEVERETT)

Por medio del flujo fraccional se establece la fracción del fluido desplazante que es en este caso el agua, con respecto al fluido total en cualquier punto del reservorio. El flujo fraccional se calcula con la ecuación general cuando

se toma en cuenta la capilaridad y los buzamientos que existen cuando el yacimiento es heterogéneo con la siguiente ecuación.

$$f_w = \frac{\frac{0.001127 * k * k_{ro} * A}{\mu_o * q_t} * \left[ \frac{\partial P_c}{\partial X} - 0.00694 (\rho_w - \rho_o) \text{ sen } \alpha \right]}{1 + \frac{\mu_w * k_{ro}}{\mu_o * k_{rw}}} \quad [5]$$

Donde:

$f_w$ : Flujo fraccional de agua, fracción.

$q_t$ : Caudal total, BLS.

$k_{ro}$ : Permeabilidad efectiva del petróleo, fracción.

$\mu_o$ : Viscosidad del petróleo, cP.

A: Área de la sección transversal del reservorio a través del cual fluyen los fluidos, pies cuadrados.

$k_{rw}$ : Permeabilidad efectiva del agua, fracción.

$\mu_w$ : Viscosidad del agua, cP.

$\rho_w$ : Densidad del agua, gramos por centímetro cubico.

$\rho_o$ : Densidad del petróleo, gramos por centímetro cubico.

$\alpha$ : Ángulo de buzamiento, grados.

Este proyecto se basó en el método de desplazamiento de dos fluidos inmiscibles de BUCKLEY & LEVERETT, en base a suposiciones mencionadas anteriormente, despreciando efectos de capilaridad y estableciendo que el reservorio es homogéneo. El flujo fraccional se calculó con la siguiente ecuación simplificada:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w * k_{ro}}{\mu_o * k_{rw}}} \quad [6]$$

Donde:

$\mu_w$ : viscosidad del agua, cP.

$\mu_o$ : viscosidad del petróleo, cP.

$K_{ro}$ : permeabilidad relativa al petróleo, mD.

$K_{rw}$ : permeabilidad relativa al agua, mD.

Se usa las siguientes correlaciones para determinar las permeabilidades relativas al petróleo y agua a las diferentes saturaciones por medio de las ecuaciones:



$$k_{rw}=(k_{rw})^*S_{or}\left(\frac{S_w-S_{wir}}{1-S_{or}-S_{wir}}\right)^{EXW} \quad [7]$$

$$k_{ro}=(k_{ro})^*S_{wir}\left(\frac{S_o-S_{or}}{1-S_{or}-S_{wir}}\right)^{EXO} \quad [8]$$

Donde:

$(k_{rw})^*S_{or}$ : permeabilidad relativa al agua a la saturación de petróleo.

$(k_{ro})^*S_{wir}$ : permeabilidad relativa de petróleo a la saturación de agua

EXW: exponente de la permeabilidad relativa del agua.

EXO: exponente de la permeabilidad relativa al petróleo.

$S_{or}$ : saturación residual del petróleo en la inyección de agua, fracción.

$S_o$ : saturación de petróleo, fracción.

$S_w$ : saturación de agua, fracción.

$S_{wir}$ : saturación irreductible de agua, fracción.

## 2.4. ETAPAS DE INYECCIÓN DE AGUA

### 2.4.1. PREDICCIÓN DE PRIMERA ETAPA

Esta primera etapa comprende desde la inyección de agua hasta que llega el primer barril de agua inyectada al pozo productor, es decir el punto de ruptura. En esta etapa se estableció la cantidad de petróleo producido hasta la ruptura, el acumulado de agua inyectada, la eficiencia y tiempo de la inyección antes de la ruptura y por último el factor de recobro que se producirá por efecto de la inyección.

Se trazó una tangente desde el punto de la saturación de agua irreductible pasando por punto el máximo de la pendiente hasta llegar al límite del flujo fraccional, con el objetivo de establecer puntos clave para la realización de ecuaciones matemáticas de predicción de inyección de agua en esta primera etapa como la saturación de agua frente al barrido en el punto de ruptura ( $S_{wbt}$ ), saturación de agua promedio en el punto de ruptura ( $S_{wppbt}$ ) y el flujo fraccional del agua frente a la ruptura ( $f_{wbt}$ ).

En esta etapa por medio de distintas ecuaciones se obtuvo el tiempo que se produce petróleo hasta el punto de la ruptura, que cantidad de barriles de agua inyectada se necesita, el volumen de petróleo que se va a producir y el nuevo factor de recobro. Para ello se utilizó las siguientes ecuaciones:

Pendiente:

$$\frac{\partial f_w}{\partial S_w} = \frac{1-f_{wbt}}{S_{wpbt}-S_{wbt}} \quad [9]$$

Donde:

$f_{wbt}$ : flujo fraccional de agua al momento de la ruptura, fracción.

$S_{wbt}$ : saturación del agua al momento de la ruptura, fracción.

$S_{wpbt}$ : saturación de agua promedio en el frente de barrido al momento de la ruptura, fracción.

Se halló matemáticamente el punto de saturación de agua promedio en el frente del barrido al momento de la ruptura con la siguiente ecuación.

$$S_{wpbt} = S_{wbt} + \frac{1-f_{wbt}}{\frac{\partial f_w}{\partial S_w}} \quad [10]$$

Donde:

$S_{wpbt}$ : saturación promedio de agua en el frente de barrido al momento de la ruptura, fracción.

$f_{wbt}$ : flujo fraccional de agua al momento de la ruptura, fracción.

$S_{wbt}$ : saturación del agua al momento de la ruptura, fracción.

$\frac{\partial f_w}{\partial S_w}$ : pendiente de la curva de flujo fraccional.

El tiempo de inyección post ruptura se determinó con la siguiente ecuación:

$$t = \frac{A_{trans} * \phi * L}{q_t * \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)} \quad [11]$$

Donde:

$A_{trans}$ : área transversal, pies cuadrados.

$\phi$ : porosidad, fracción.

L: distancia recorrida por el frente de saturación, pies.

$q_t$ : caudal total de inyección, BAPD.

$\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)$ : pendiente de la curva de flujo fraccional.

t: tiempo de inyección, días.

El área transversal se la calculó aplicando la siguiente ecuación:

$$A_{\text{trans}} = \sqrt{A_{\text{total}} * h} \quad [12]$$

Donde:

$A_{\text{total}}$ : área del arreglo, pies cuadrados

$h$ : espesor, pies

Se utilizó la siguiente ecuación para hallar el volumen de petróleo producido hasta el fin de la primera etapa:

$$N_b = \frac{A_{\text{trans}} * L * \phi * (S_{\text{wpbt}} - S_{\text{w actual}})}{\beta_o * 5,615} \quad [13]$$

Donde:

$N_b$ : volumen adicional de petróleo, BLS.

$A_{\text{trans}}$ : área transversal, pies cuadrados.

$L$ : longitud, pies.

$\phi$ : porosidad, fracción.

$S_{\text{wpbt}}$ : saturación del agua al momento de la ruptura, fracción.

$S_{\text{w actual}}$ : saturación de agua actual, fracción.

$\beta_o$ : factor volumétrico de petróleo, BY/BN.

El volumen total de petróleo producido se calculó sumando el volumen acumulado producido antes de la inyección más el volumen obtenido en la primera etapa con la ecuación:

$$N_p = N_o + N_b \quad [14]$$

Seguidamente, se calculó el volumen total de agua inyectada con la ecuación:

$$W_{\text{iny } 1} = q_t * t \quad [15]$$

Donde:

$W_{\text{iny } 1}$ : volumen de agua inyectada primera etapa, BLS.

$q_t$ : caudal de inyección, BAPD.

$t$ : tiempo, días.

La eficiencia de desplazamiento del agua inyectada hacia el frente del banco de petróleo se determinó con la ecuación:

$$Ed = \frac{(S_{w\text{pbt } 1} - S_{w\text{ actual}})}{1 - S_{w\text{ actual}}} \quad [16]$$

Donde:

Ed: eficiencia de desplazamiento, fracción.

$S_{w\text{pbt } 1}$ : saturación promedio de agua en el frente de barrido en la ruptura, fracción.

$S_{w\text{ actual}}$ : saturación de agua irreductible actual, fracción.

Finalmente, se calculó el porcentaje de petróleo que será recuperado hasta el fin de la primera etapa de inyección con la ecuación:

$$FR_{\text{primera etapa}} = \frac{N_p}{\text{POES}_{\text{actual del arreglo}}} \quad [17]$$

Donde:

$FR_{\text{primera etapa}}$ : factor de recobro, fracción.

$N_p$ : volumen adicional de petróleo, BLS.

$\text{POES}_{\text{actual del arreglo}}$ : petróleo original en sitio arreglo, BLS.

#### **2.4.2. PREDICCIÓN DE ETAPA DE RUPTURA**

La etapa de ruptura inicia cuando el frente de agua inyectada llega al pozo productor, producto del mismo el agua inyectada empieza a salir conjuntamente con el crudo, empezando así la etapa subordinada hasta el posible punto en el que ya no es rentable seguir produciendo. En base a la distancia entre pozos se obtiene que cantidad de petróleo será producido, volumen de agua inyectada por sección y como esta va aumentando el factor de recobro en función del tiempo.

#### **2.4.3. PREDICCIÓN DE ETAPA SUBORDINADA**

En la etapa subordinada el agua inyectada llena por completo el reservorio y empieza a ser producida. En este punto el reservorio alcanza nuevas condiciones de saturación ( $S_{w\text{bt}}$ ), con la cual se debe determinar el nuevo POES para realizar los cálculos de predicción de la etapa subordinada.

Se calculó el nuevo POES con la saturación promedio de agua en el frente de barrido al momento de la ruptura con la siguiente ecuación.

$$POES_{\text{actual } 2} = \frac{7.758 \cdot A \cdot h \cdot \phi \cdot (1 - S_{\text{wbt } 1})}{\beta_o} \quad [18]$$

Donde:

$POES_{\text{actual } 2}$ : Petróleo en sitio luego de la primera etapa, BLS.

A: área a ser inyectada, acres.

H: espesor del reservorio U inferior, pies.

$\phi$ : porosidad efectiva promedio del reservorio, fracción.

$S_{\text{wbt } 1}$ : saturación del agua al momento de la ruptura, fracción.

$\beta_o$ : factor volumétrico del petróleo, BY/BN.

Para obtener los nuevos valores de saturación se procede a ampliar el gráfico de flujo fraccional. Obteniendo así gráficamente las nuevas saturaciones postruptura y se procedió a calcular los nuevos parámetros de producción.

La nueva pendiente se obtiene con la ecuación:

$$\frac{\partial f_w}{\partial S_w} = \frac{1 - f_{\text{wbt}2}}{S_{\text{wpbt}2} - S_{\text{wbt}2}} \quad [19]$$

Donde:

$f_{\text{wbt}2}$ : flujo fraccional de agua al momento de la ruptura, fracción.

$S_{\text{wbt}2}$ : saturación del agua al momento de la ruptura, fracción.

$S_{\text{wpbt}2}$ : saturación promedio de agua en el frente de barrido en la ruptura.

Se puede hallar matemáticamente el punto de saturación de agua promedio en el frente del barrido al momento de la ruptura 2 con la siguiente ecuación.

$$S_{\text{wpbt } 2} = S_{\text{wbt } 2} + \frac{1 - f_{\text{wbt } 2}}{\frac{\partial f_w}{\partial S_w}} \quad [20]$$

Donde:

$S_{\text{wpbt } 2}$ : saturación promedio de agua en el frente de barrido al momento de la ruptura, fracción.

$S_{\text{wbt } 2}$ : saturación del agua al momento de la ruptura, fracción.

$f_{\text{wbt } 2}$ : flujo fraccional de agua al momento de la ruptura.

$\frac{\partial f_w}{\partial S_w}$ : pendiente de la curva de flujo fraccional.

Con el resultado de la pendiente se calculó el tiempo de inyección desde la ruptura hasta el fin de la etapa subordinada con la ecuación:

$$t_2 = \frac{A_{trans} * \phi * L}{q_t * \left( \frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)} \quad [21]$$

Donde:

$A_{trans}$ : área transversal, pies cuadrados.

$\phi$ : porosidad, fracción

L: distancia recorrida por el frente de saturación, pies

$q_t$ : caudal total de inyección, BAPD.

$\left( \frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)$ : nueva pendiente de la curva de flujo fraccional.

$t_2$ : tiempo de inyección, días.

Se utiliza la siguiente ecuación para hallar el volumen de petróleo producido en la etapa subordinada.

$$N_s = \frac{A_{trans} * L * \phi * (S_{wpbt2} - S_{wbt1})}{\beta_o * 5,615} \quad [22]$$

Donde:

$N_s$ : volumen adicional de petróleo en la etapa subordinada, BLS.

$A_{trans}$ : área transversal, pies cuadrados.

L: longitud, pies.

$\phi$ : porosidad, fracción.

$S_{wpbt2}$ : saturación del agua al momento de la ruptura, fracción.

$S_{wbt1}$ : saturación del agua al momento de la ruptura, fracción.

$\beta_o$ : factor volumétrico de petróleo, BY/BN.

El volumen total de petróleo producido ( $N_{total}$ ) es igual a la suma de la producción acumulada de petróleo que se produjo hasta la ruptura más la etapa subordinada.

$$N_{total} = N_p + N_s \quad [23]$$

A continuación, se calculó el volumen total de agua producida hasta que el reservorio cumpla con las condiciones de saturación, el volumen de agua inyectada en la etapa subordinada y el volumen de agua inyectada total con las siguientes ecuaciones:

$$W_{S \text{ actual}} = \frac{A_{\text{trans}} * L * \phi (S_{\text{wpbt2}} - S_{\text{w actual}})}{5,615} \quad [24]$$

$$W_{\text{iny 2}} = t_2 * q_t \quad [25]$$

$$W_{\text{iny Total}} = W_{\text{iny 1}} + W_{\text{iny 2}} \quad [26]$$

La relación agua petróleo se obtuvo con la ecuación:

$$\text{RAP} = \frac{\beta_o * f_{\text{wbt2}}}{1 - f_{\text{wbt2}}} \quad [27]$$

La eficiencia de desplazamiento del agua inyectada en la etapa subordinada se calculó con la ecuación:

$$E_d = \frac{(S_{\text{wpbt2}} - S_{\text{w actual}})}{1 - S_{\text{w actual}}} \quad [28]$$

Finalmente se procedió a calcular el porcentaje de petróleo que será recuperado hasta el fin de la etapa subordinada con la ecuación:

$$\text{FR} = \frac{N_{\text{total}}}{\text{POES}_{\text{actual 2}}} \quad [29]$$

## 2.5. EFICIENCIA DEL DESPLAZAMIENTO DE ACUERDO A LA INYECCIÓN

### 2.5.1. CÁLCULO DE LA MOVILIDAD

Para hallar la permeabilidad relativa al petróleo, se trazó una recta perpendicular al eje de las X desde el punto de saturación de agua actual, hasta que este cruce la curva de permeabilidad de petróleo, ese será el punto de permeabilidad relativa al petróleo. Para hallar la permeabilidad relativa al agua, se traza una recta perpendicular al eje de las X desde el punto de saturación de agua al momento de la ruptura ( $S_{\text{wbt}}$ ), hasta que este cruce la curva de permeabilidad de petróleo, ese será el punto de permeabilidad relativa al agua. La movilidad de los fluidos en un medio poroso se obtiene por medio de la ecuación 30:

$$M = \frac{k_{\text{rw}} \cdot \mu_o}{k_{\text{ro}} \cdot \mu_w} \quad [30]$$

Donde:

$k_{\text{rw}}$ : permeabilidad relativa al agua.

$k_{\text{ro}}$ : permeabilidad relativa al petróleo.

$\mu_o$ : viscosidad del petróleo, cP.

$\mu_w$ : viscosidad del agua, cP.

La permeabilidad relativa al agua y la permeabilidad relativa al petróleo fueron obtenidos por medio de la gráfica de saturación de agua vs permeabilidad.

### 2.5.2. EFICIENCIA DE BARRIDO AREAL

Para determinar la eficiencia del barrido areal se utilizó el siguiente diagrama realizado experimentalmente de acuerdo al arreglo de numero de pozos seleccionados.

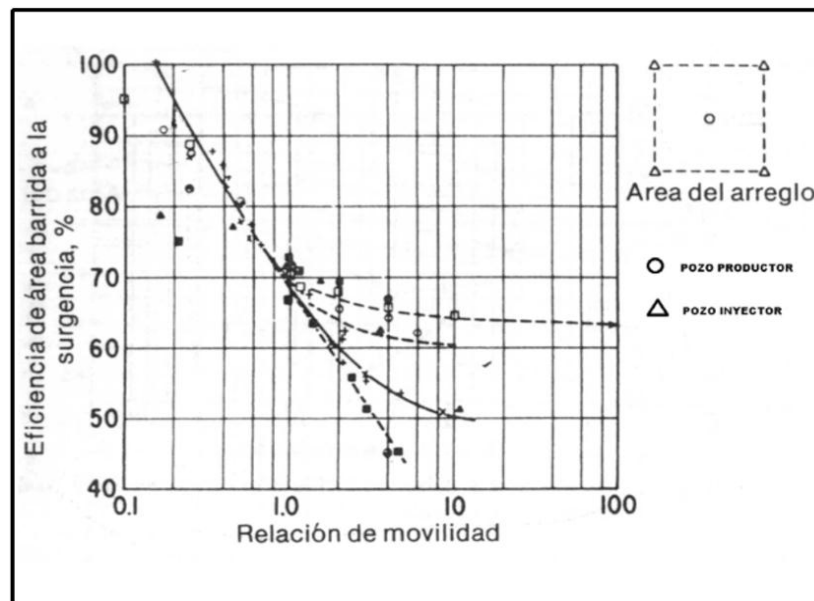


Figura 5. Efecto de la razón de movilidad en la eficiencia areal para un arreglo de 5 pozos. (Craig, 1982).

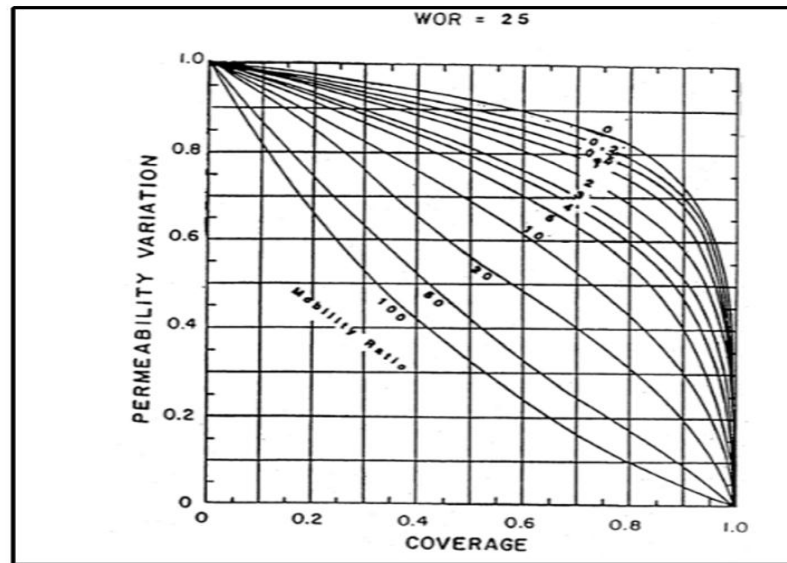
### 2.5.3. CÁLCULO DE LA EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO VERTICAL

Para obtener la eficiencia de desplazamiento vertical de inyección de agua se establecieron 2 parámetros en base a la teoría del desplazamiento de dos fluidos inmiscibles:

- 1) El reservorio se considera heterogéneo.
- 2) La variación de permeabilidad se basó en la propuesta de Dijkstra Parsons, la cual se puede hallar si se obtienen ciertos parámetros del reservorio, caso contrario se establece un valor general de variación de permeabilidad del reservorio de 0.7. El mencionado método gráfico se realizó con el valor general de 0.7.



Con los valores de movilidad y de variación de permeabilidad se estableció el porcentaje de eficiencia de desplazamiento vertical por medio de la figura 6.



**Figura 6.** Diagrama para la determinación de la Eficiencia vertical.  
(Craig, 1982).

## 2.6. FACILIDADES DE SUPERFICIE

La selección del sistema de inyección se estableció de acuerdo a la capacidad de producción de la estación del campo Y, la cual cuenta con dos separadores de 20 000 BLS cada uno, un separador de prueba de 10 000 BLS una batería de 5 múltiples que permiten el manejo de 25 pozos, un tanque de lavado con capacidad de 12 590 BLS, un tanque de techo cónico de surgencia de 18 130 BLS. Esta estación maneja alrededor fluido con api de 24° y un corte de agua de 85,73%. La tabla de facilidades de superficie del campo Y se muestra en el Anexo 1. Se estableció que el agua necesaria para la inyección vendrá de la producción diaria del Campo “Y”, ya que produce 9 650 BAPD. Para la implementación de inyección de agua es indispensable contar con el corazón del sistema que son las bombas, estas deberán manejar el volumen adecuado de inyección, las cuales fueron seleccionadas en base a las propiedades de los fluidos.

## 2.7. COMPARACIÓN DE ANÁLISIS DE AGUAS FORMACIÓN

Los análisis fisicoquímicos del futuro pozo inyector son comparados con los análisis del agua de formación de los pozos productores. Los cuales han sido previamente obtenidos por medio de pruebas de laboratorio. Este análisis tiene como objetivo conocer si las propiedades son apropiadas o adecuadas para realizar la inyección, es decir si es compatible con el agua

que va ser inyectada en base a los requisitos de agua de inyección ya mencionados.

## 2.8. ANÁLISIS ECONÓMICO

El análisis económico se realizó en base al volumen de agua y petróleo producido, CAPEX, OPEX, ingresos y egresos, por medio de las siguientes ecuaciones.

### 2.8.1. FLUJO DE CAJA

Se realizó en base los ingresos y egresos del proyecto con la siguiente ecuación:

$$\text{FLUJO DE CAJA} = \text{INGRESOS} - \text{EGRESOS} \quad [31]$$

### 2.8.2. VALOR ACTUAL NETO (VAN)

Se realizó estableciendo una tasa de descuento anual y mensual. Para este análisis se utilizó la siguiente ecuación.

$$\text{VAN} = -C_0 + \frac{C_1}{(1+i)} + \frac{C_2}{(1+i)^2} + \frac{C_3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{C_n}{(1+i)^n} \quad [32]$$

Donde:

Co: Capital inicial aportado para iniciar el proyecto

Cn: Diferencia entre cobros y pagos en el periodo n

i: Tasa de descuento

n: Número de años en los que se calcula la inversión.

### 2.8.3. RENTABILIDAD DEL PROYECTO

Se estableció la rentabilidad tomando en cuenta el VAN como indicador de la rentabilidad del proyecto, es decir si el VAN es mayor que cero el proyecto es rentable y posible, si el VAN es igual a cero el proyecto es equivalente y si el VAN es menor que cero el proyecto no cumple con las condiciones de rentabilidad.

### 2.8.4. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Se determinó el interés que gana el dinero a partir de cuándo el VAN llega a cero, es decir se determinó si el proyecto recuperó su inversión, si ha

ganado, si es posible y rentable. Este interés se obtuvo con la siguiente ecuación:

$$VAN = -Co + \frac{C1}{(1+i)} + \frac{C2}{(1+i)^2} + \frac{C3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{Cn}{(1+i)^n} = 0 \quad [33]$$

Donde:

Co: Capital inicial aportado para iniciar el proyecto.

Cn: Diferencia entre cobros y pagos en el periodo n.

n: Número de años en los que se calcula la inversión.

### 2.8.5. INVERSIÓN DE COSTOS A APLICARSE EN LA RECUPERACIÓN SECUNDARIA

Entre los costos de inversión se establecieron algunos detalles para llevar a cabo el proyecto de inyección de agua como la adecuación del pozo de productor a inyector, facilidades requeridas para un sistema de inyección, workovers a pozos productores en la etapa de ruptura, mano de obra, área de ingeniería, entre otros que se verán resumido en los resultados.

### 2.8.6. INGRESOS DEL PROYECTO

Los ingresos del proyecto se obtuvieron multiplicando el número de barriles de petróleo producido por mes por el precio del crudo que en este caso es del crudo Napo.



**Figura 7.** Precio del crudo  
(Petroamazonas EP, 2018).

### 2.8.7. EGRESOS

Los egresos se determinaron con los gastos de la producción de cada barril al ser producidos, gastos del área administrativa, de ingeniería y operacional como tratamiento de agua y crudo, control del sistema de inyección y mantenimiento de pozos. El costo por barril en los cálculos fue de 7.96 USD, esto es lo que le cuesta a Petroamazonas EP producir un barril de petróleo.

## 2.8.8. DECLINACIÓN MENSUAL

Se determinó la declinación mensual del reservorio por medio de las siguientes ecuaciones, ya que en la etapa subordinada se empieza a producir el agua inyectada y menor volumen de petróleo.

Ritmo de declinación anual:

$$da = 1 - \frac{q}{Q_0} \quad [34]$$

Donde:

da: ritmo de declinación anual, porcentaje por año.

Q<sub>0</sub>: producción máxima, BPPD.

q: producción mínima o actual, BPPD.

Ritmo de declinación mensual:

$$dm = 1 - \sqrt[12]{1 - da} \quad [35]$$

Donde:

dm: ritmo de declinación mensual, fracción por mes.

da: ritmo de declinación anual, fracción por año.

Ritmo de declinación continua anual

$$ba = -\ln(1 - da) \quad [36]$$

Donde:

ba: ritmo de declinación continua, fracción por año.

da: ritmo de declinación anual, fracción por año.

Ritmo de declinación continua mensual

$$bm = \frac{ba}{12} \quad [37]$$

Donde:

ba: ritmo de declinación continua, fracción por año.

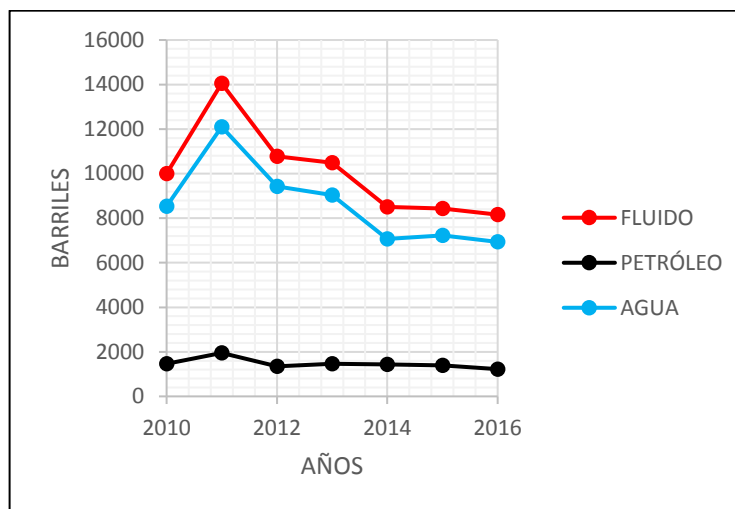
12: meses en un año.

### **3 . RESULTADOS Y DISCUSIÓN**

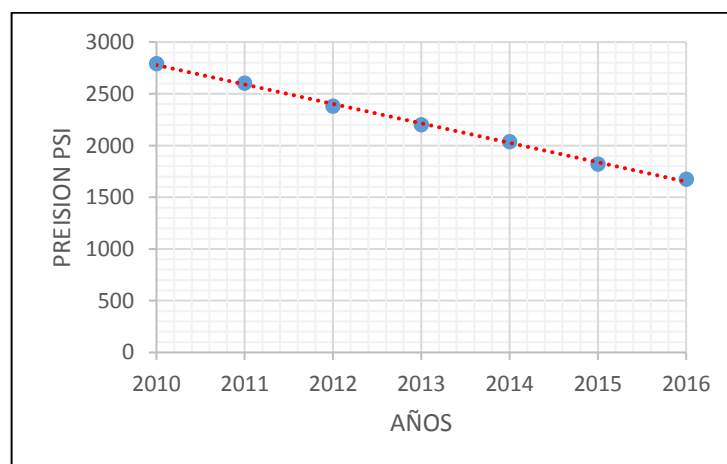
### 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

#### 3.1. DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

La producción primaria en el campo “Y”, empezó a declinar conjuntamente a la presión del yacimiento, esto quiere decir que el reservorio se está quedando sin la energía suficiente para llevar a superficie el volumen de petróleo que se obtuvo al inicio de la producción como se observa a continuación.



**Figura 8.** Curvas de declinación diaria promedio de la producción del reservorio U Inferior del campo Y



**Figura 9.** Disminución de presión en el reservorio U Inferior

Estos gráficos muestran la declinación de la producción en el reservorio U Inferior del campo Y, y justifica una implementación de recuperación secundaria, en este caso una inyección de agua. La producción anual de

fluido, agua y petróleo se encuentran marcadas de color rojo, azul y negro respectivamente. La disminución de presión aumenta mientras la producción continúa. La presión inicial del reservorio fue de 3 788 psi con una producción 2 940 BPPD del reservorio U Inferior y actualmente se encuentra cerca de los 1 635 psi con una producción de 1 032 BPPD del reservorio U Inferior.

## 3.2. DELIMITACIÓN DEL MODELO DE INYECCION

### 3.2.1. PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL RESERVORIO U INFERIOR Y FÍSICOQUÍMICAS DE LOS FLUIDOS PRESENTES

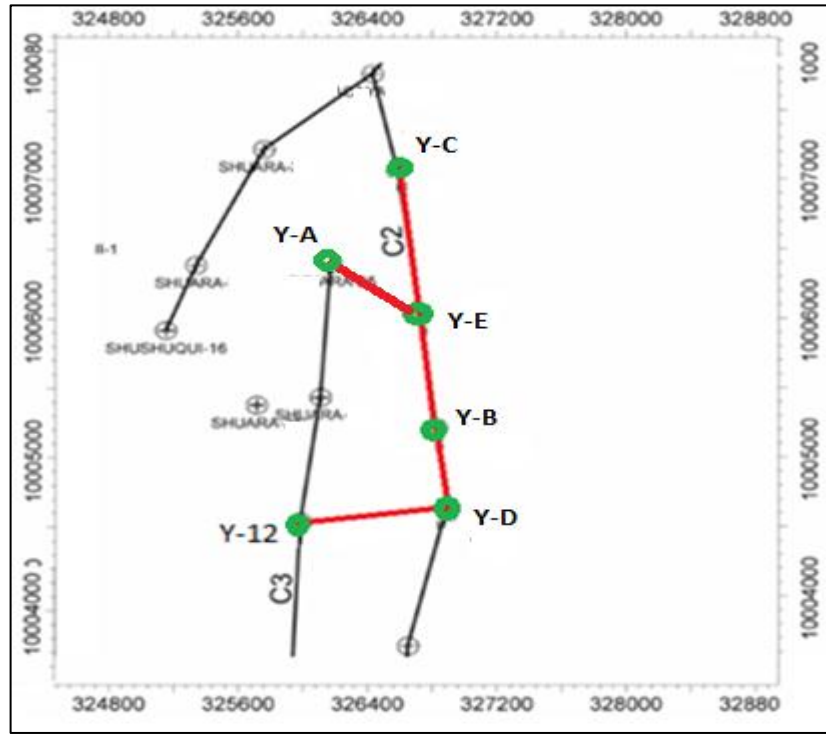
**Tabla 7.** Resultado de parámetros petrofísicos y análisis fisicoquímicos obtenidos del reservorio U Inferior.

PARÁMETROS PETROFÍSICOS DEL RESERVORIO U INFERIOR CAMPO Y			
PARÁMETROS PETROFÍSICOS DEL RESERVORIO U INFERIOR CAMPO SHUARA	NOMENCLATURA	VALOR	UNIDAD
POROSIDAD	$\phi$	%	17
PERMEABILIDAD	K	mD	592.2
FACTOR VOLUMETRICO DE PETROLEO	$\beta_o$	BY/BN	1.148
FACTOR VOLUMETRICO DEL AGUA	$\beta_w$	BY/BN	1.09
VISCOSIDAD DEL PETROLEO	$\mu_o$	cP	3.81
VISCOSIDAD DEL AGUA	$\mu_w$	cP	0.36
DENSIDAD DEL PETROLEO	$\rho_o$	lb/pie <sup>3</sup>	54.84
DENSIDAD DEL AGUA	$\rho_w$	lb/pie <sup>3</sup>	62.4
ESPESOR NETO DEL PETROLEO	$H_o$	pies	30
SATURACION DE AGUA IRREDUCTIBLE	$S_{wi}$	%	18
SATURACION DE PETROLEO	$S_o$	%	82
PRESION DE FRACTURAMIENTO	PF	psi	4870

El reservorio U inferior esta aproximadamente a 8 245 pies de TVD en el norte del campo e inclinado a 8 295 pies TVDS en el sur. Esta es perteneciente a la formación Napo, es cuarzosa, limpia y de grano decreciente. Posee buenos valores de porosidad y permeabilidad horizontal y vertical. Tiene un espesor promedio de 30 pies de arena neta, porosidad razonable que varía entre 8-26%, saturación de agua entre 10-50% y permeabilidad entre 69-326 mD. Su contenido promedio de azufre es bajo 1,01%, la viscosidad al punto de burbuja es de 1.253 cP y su API inicial varía entre 22-33 grados. Los rangos que posee este yacimiento están dentro de los parámetros para poder aplicar una recuperación secundaria por inyección de agua.

### 3.2.2. SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS

Los pozos que intervienen en la inyección poseen continuidad estratigráfica como se muestra en la siguiente figura:



**Figura 10.** Mapa de correlaciones N-S y W-E.  
(Secretaría de Hidrocarburos, 2010).

Esta figura muestra la correlación que existe entre 6 pozos productores del reservorio U Inferior en el campo Y, es decir la continuidad de la arena es requisito indispensable para realizar un proyecto de inyección de agua. Los pozos candidatos se encuentran en producción y su estado actual se presenta a continuación en la tabla 8.

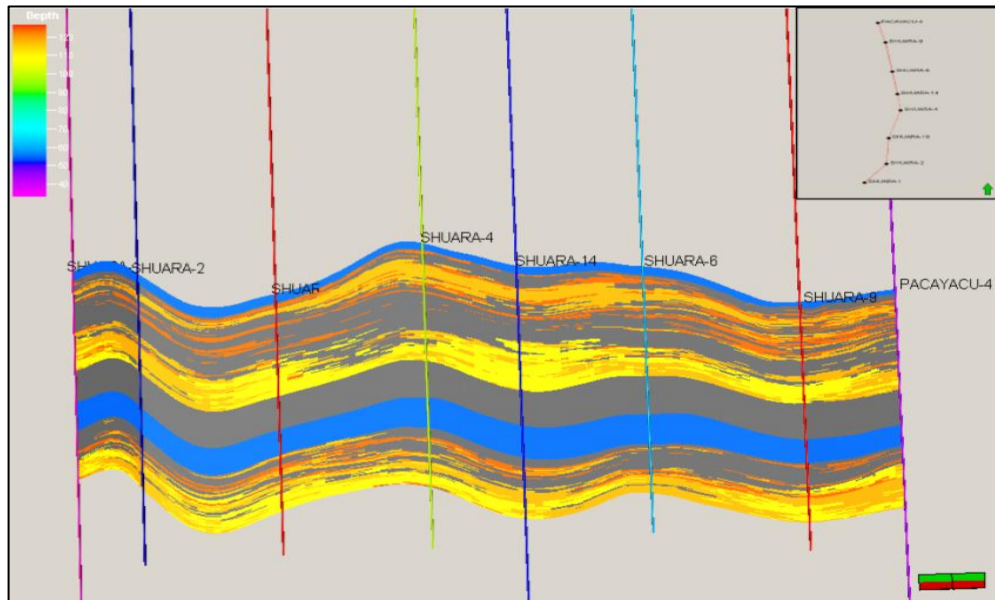
**Tabla 8.** Estado actual de los pozos que poseen correlación estratigráfica de la arena U Inferior.

ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS						
POZO	Y-A	Y-B	Y-C	Y-D	Y-E	Y-12
ESTADO	EN PRODUCCION	EN PRODUCCION	EN PRODUCCION	EN PRODUCCION	EN PRODUCCION	EN PRODUCCION
BLS INICIALES DE PETROLEO POR DIA	591	1011	1094	497	798	867
BLS DE PETROLEO ACTUAL POR DIA 2016	81	144	119	143	122	135
CORTE DE AGUA	94%	89%	88%	88%	90%	88%
API	25.4	26.7	27	29	27	28
PRESION ACTUAL DEL RESERVORIO U INFERIOR (psi)	1098	1804	1790	1850	1635.5	1815
BLS DE PETROLEO ACUMULADO @2016	211027	385609	332513	468621	349443	395581

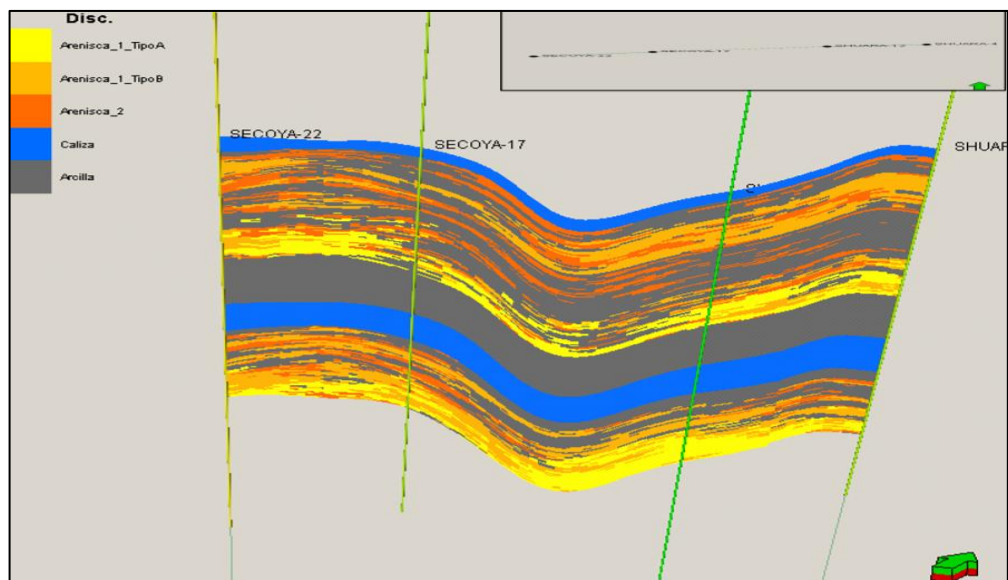


### 3.2.3. SELECCIÓN DEL POZO INYECTOR

Según las respectivas correlaciones estratigráficas y distancia entre pozos, se seleccionó el nuevo pozo inyector, el cual se encargará de elevar la presión en el yacimiento hacia el centro de la estructura desde el noroeste hacia el sureste.



**Figura 11.** Correlación Norte-Sur vista horizontal pozos Y- C, Y-A, Y-B, Y-D.  
(Secretaria de Hidrocarburos, 2010).



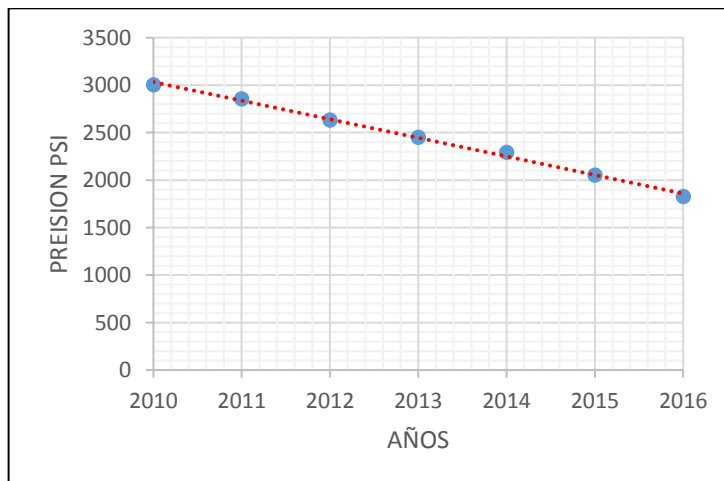
**Figura 12.** Correlación vista horizontal este-oeste entre pozo Y- D y Y-B.  
(Secretaria de Hidrocarburos, 2010).

Las figuras muestran la continuidad entre los pozos Y- A, Y-B, Y-C, Y-D, Y-E y Y-12, desde otra perspectiva en este caso horizontal, se observa que es un reservorio homogéneo sin ningún tipo de fallas. El candidato a pozo inyector es el Y-E, de acuerdo a los gráficos, correlaciones y buenas propiedades petrofísicas presentadas en la siguiente tabla:

**Tabla 9.** Parámetros petrofísicos y fisicoquímicos de pozos candidatos a inyección.

PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE LOS POZOS CANDIDATOS A INYECCION							
PARÁMETROS PETROFÍSICOS Y FISICOQUÍMICOS	VALOR	Y-A	Y-B	Y-C	Y-D	Y-E	Y-12
POROSIDAD	%	17.7	16.0	19.4	14.4	17.9	20.8
PERMEABILIDAD	mD	1254.5	1344.0	592.2	1668.0	1762.0	906.2
FACTOR VOLUMETRICO DE PETROLEO	BY/BN	1.13	1.09	1.11	1.10	1.15	1.06
FACTOR VOLUMETRICO DEL AGUA	BY/BN	1.09	1.02	1.05	1.01	1.09	1.07
VISCOSIDAD DEL PETROLEO	cP	1.1	1.1	1.1	1.3	1.4	1.8
VISCOSIDAD DEL AGUA	cP	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
DENSIDAD DEL PETROLEO	lb/pie <sup>3</sup>	54.0	54.8	54.7	54.2	54.8	54.1
DENSIDAD DEL AGUA	lb/pie <sup>3</sup>	62.4	62.4	62.4	62.4	62.4	62.4
ESPESOR NETO DEL PETROLEO	pies	20.0	17.0	23.0	10.0	27.0	23.0

En la tabla se muestra resaltadas las mejores propiedades entre los pozos, las cuales en su mayoría corresponden al pozo Y-E, el cual se localiza al noroeste de la estructura. Este pozo pasará de productor a inyector. La disminución de presión en el pozo Y-E se muestra en la figura 13.

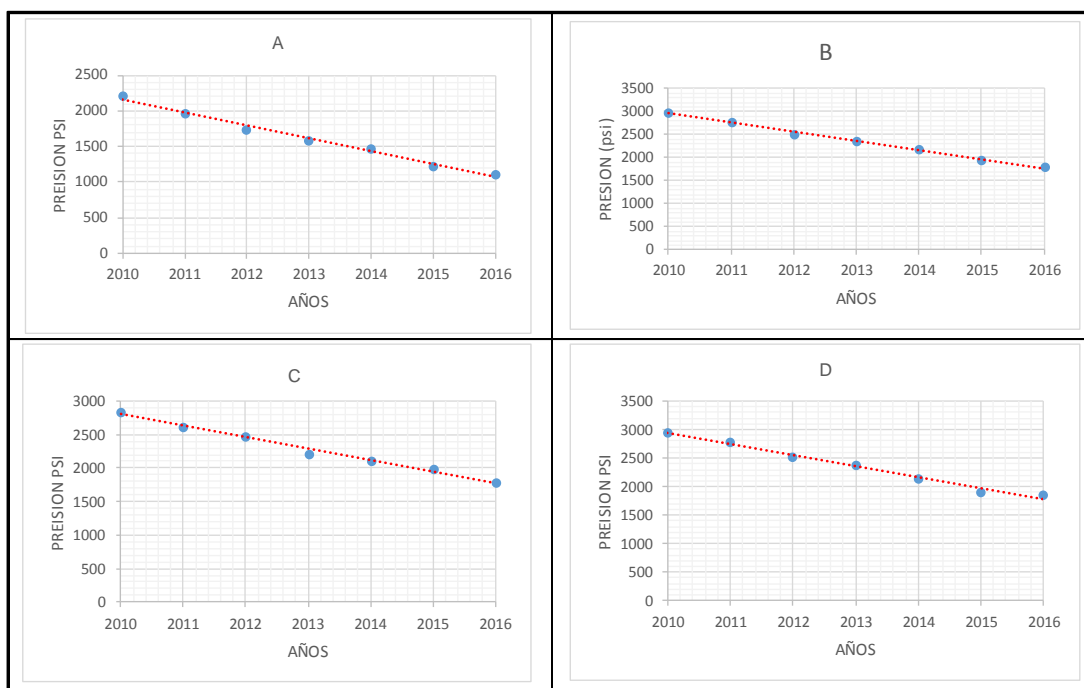


**Figura 13.** Declinación de presión en el pozo Y-E.

Esta figura justifica la disminución de energía en el reservorio U inferior del pozo Y-E, el cual pasará de productor a inyector. El caudal de inyección que necesitará el pozo inyector es de 3 000 BAPD, fue establecido por pruebas de presión (Build up) ya realizadas en el pozo Y-E, con el objetivo de no fracturar la formación a más de 4 780 psi. La prueba de Build up realizada se muestra en el anexo 2.

### 3.2.4. POZOS PRODUCTORES

Los pozos Y-A, Y-B, Y-C y Y-D fueron seleccionados al presentar buenas características tanto del fluido como del yacimiento y distancia permitida para una inyección de agua. El pozo Y-12 fue descartado al sobrepasar la distancia permitida hacia el pozo inyector. Los pozos seleccionados producen actualmente por medio gas lift. De acuerdo al estado actual y a la declinación de la producción de los pozos se pudo justificar una futura inyección de agua para los mismos. La disminución de presión en los pozos productores se muestra en la figura 14.



**Figura 14.** Disminución de presión de los pozos Y-A, Y-B, Y-C y Y-D entre el periodo (2010-2016).

### 3.2.5. DELIMITACIÓN DEL ÁREA DE INYECCIÓN

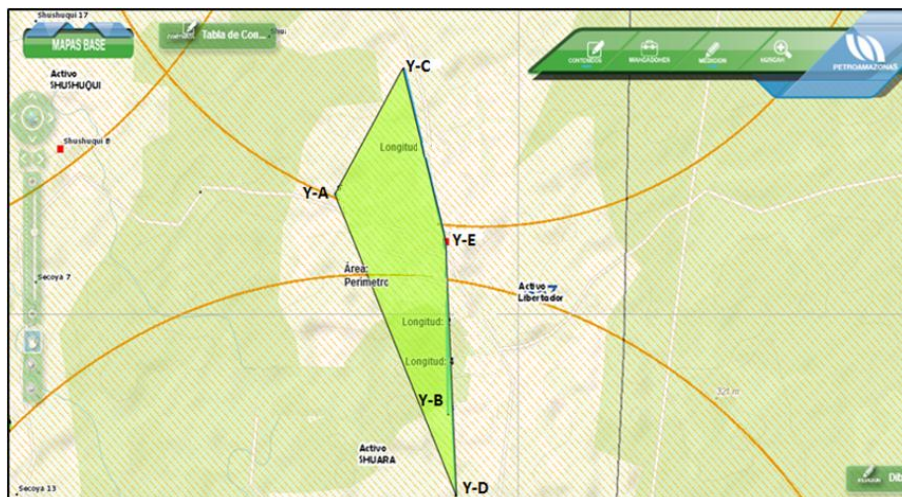
Se estableció el área de inyección entre los pozos seleccionados como productores con las coordenadas UTM de cada pozo.

**Tabla 10.** Coordenadas UTM de pozos que intervienen en la inyección.

COORDENADAS	POZO	X	Y
INYECTOR	Y-E	326723.52	10006019.48
PRODUCTOR	Y-A	326173.48	10006396.33
PRODUCTOR	Y-B	326828.66	10005211.75
PRODUCTOR	Y-C	326585.52	10007060.69
PRODUCTOR	Y-D	326891.20	10004633.90

(Secretaría de Hidrocarburos, 2009)

Se determinó la medición del área por medio de la herramienta GEOPORTAL de PETROAMAZONAS EP, en donde se obtuvo la distancia del polígono entre los 4 pozos productores y el área en acres para la inyección.



**Figura 15.** Área de inyección propuesta.  
(Petroamazonas EP, 2018)

En la tabla siguiente se muestran las distancias obtenidas por el Geoportal de Petroamazonas E.P.

**Tabla 11.** Distancias entre pozos y área de inyección.

DISTANCIA ENTRE POZOS				
DISTANCIA		AREA	LONGITUD PROMEDIO	
ENTRE POZOS		ACRES	PIES	
PRODUCTORES	Y-A y Y-C	293.57	2570.97	
	Y-C y Y-B		4038.40	
	Y-B y Y-D		1377.26	
	Y-A y Y-D		4733.78	
INYECTOR-PRODUCTOR	Y-E y Y-A		2294.79	
	Y-E y Y-B		2942.81	
	Y-E y Y-C		2034.05	
	Y-E y Y-D		2396.59	
			2417.06	

(Petroamazonas EP., 2018)

La distancia L es una medida promedio desde el pozo inyector Y-E hasta el centro del área de la estructura establecida. Cabe destacar que la distancia máxima que puede llegar una inyección de agua es de 3 000 pies de longitud y la distancia promedio calculada se basó en la longitud promedio desde el pozo inyector a cada pozo productor.

### 3.2.6. DETERMINACIÓN DEL POES, RESERVAS REMANENTES Y FACTOR DE RECOBRO INICIAL DEL ÁREA A INYECTAR

Los cálculos presentados en la siguiente tabla fueron determinados con las ecuaciones ya mencionadas con el área del arreglo de 293.57 acres cuando la saturación inicial de agua era de 0.18 como se muestra en la tabla siguiente:

**Tabla 12.** Resultado del POES, FR, Np y petróleo remanente.

RESULTADO POES, Np,FR Y PETROLEO REMANENTE		
POES ARREGLO	8296665.65	BLS
PETROLEO PRODUCIDO DEL ARREGLO	1397770.00	BLS
FR	17	%
PETROLEO REMANENTE	6898895.65	BLS

Los resultados muestran que para un área de 293.57 acres con una saturación inicial de 0.18 se obtiene un POES de 8 296 665.65 BLS, de los cuales ya fueron producidos 1 397 770.00 BLS hasta el 2016, quedando un remanente de petróleo de 6 898 895.65 BLS para poner en producción. Hasta el momento se obtuvo un factor de recobro del 17% de petróleo presente en el reservorio U Inferior.

### 3.2.7. DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS ACTUALES

Es necesario hallar el nuevo POES y la saturación de agua actual para continuar con los cálculos del proyecto de inyección. Los resultados se detallan en la tabla de a continuación.

**Tabla 13.** Resultados de parámetros actuales.

RESULTADOS DE PARÁMETROS ACTUALES		
Sw actual	32	%
POES NUEVA SATURACION ACTUAL	6898895.65	BLS
PETROLEO PRODUCIDO DEL ARREGLO	1397770.00	BLS
PETROLEO REMANENTE	5501125.65	BLS
FR NUEVO	20	%

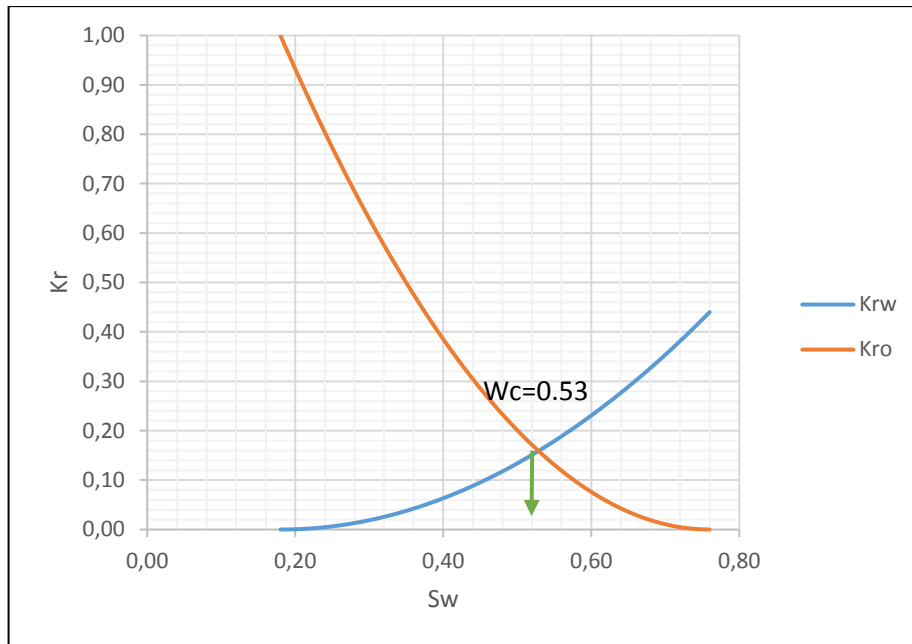
Los resultados muestran que para un área de 293.57 acres se tiene una saturación de agua actual de 0.32, con un POES de 6 898 895.65 BLS de los cuales ya fueron producidos 1 397 770.00 BLS hasta el 2016, quedando un remanente de petróleo de 5 501 125.65 BLS para poner a producir. Hasta el momento se obtiene un factor de recobro del 20% de petróleo en la primera etapa.

### 3.2.8. DETERMINACIÓN DEL FLUJO FRACCIONAL (BUCKLEY & LEVERETT)

La curva de flujo fraccional para el reservorio U Inferior del campo Y se realizó a diferentes saturaciones. Los resultados se muestran en la siguiente tabla y gráfica.

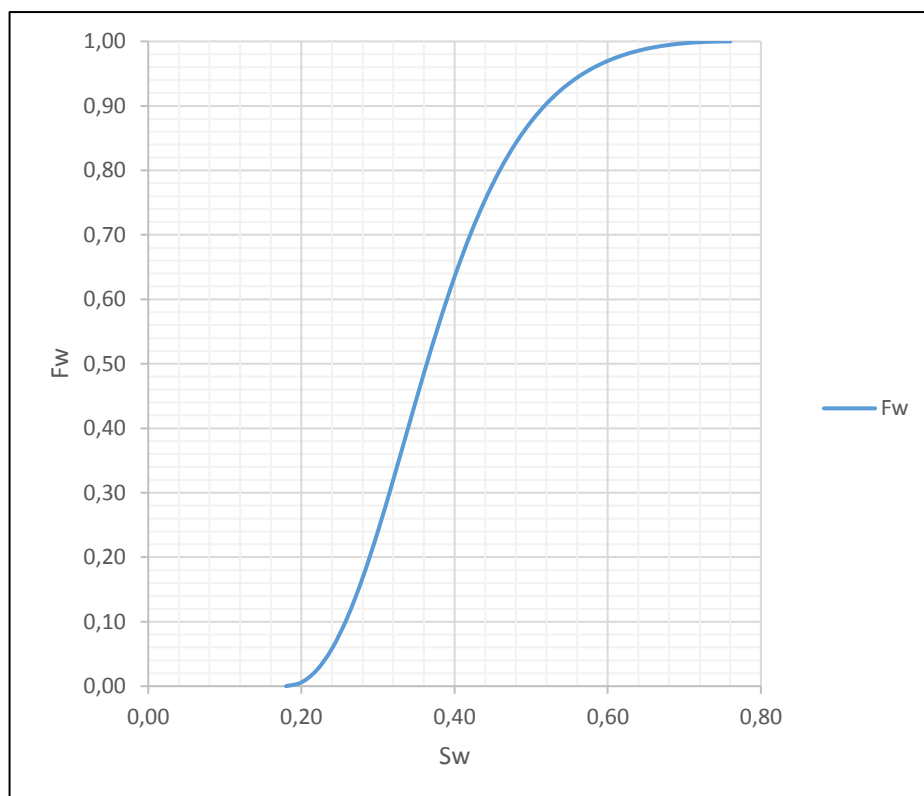
**Tabla 14.** Tabla de flujo fraccional.

Krw @Swi	Kro @ Swi	EXW	EXO
0.44	1	2	2
Sw	Krw	Kro	Fw
0.18	0.0000	1.0000	0.0000
0.20	0.0005	0.9322	0.0059
0.22	0.0021	0.8668	0.0249
0.24	0.0047	0.8038	0.0584
0.26	0.0084	0.7432	0.1065
0.28	0.0131	0.6849	0.1681
0.30	0.0188	0.6290	0.2406
0.32	0.0256	0.5755	0.3204
0.34	0.0335	0.5244	0.4033
0.36	0.0424	0.4756	0.4853
0.38	0.0523	0.4293	0.5633
0.40	0.0633	0.3853	0.6349
0.42	0.0753	0.3436	0.70
0.44	0.0884	0.3044	0.7545
0.46	0.1025	0.2675	0.8022
0.48	0.1177	0.2331	0.8424
0.50	0.1339	0.2010	0.8758
0.52	0.1512	0.1712	0.9033
0.54	0.1695	0.1439	0.9258
0.56	0.1889	0.1189	0.9439
0.58	0.2093	0.0963	0.9583
0.60	0.2307	0.0761	0.9698
0.62	0.2532	0.0583	0.9787
0.64	0.2768	0.0428	0.9856
0.66	0.3014	0.0297	0.9908
0.68	0.3270	0.0190	0.9945
0.70	0.3537	0.0107	0.9971
0.72	0.3814	0.0048	0.9988
0.74	0.4102	0.0012	0.9997
0.76	0.4400	0.0000	1.0000



**Figura 16.** Curvas de permeabilidad relativa del agua y petróleo.

Las curvas de permeabilidad relativa muestran el corte de agua presente en el reservorio U Inferior con un 53% y si el sistema prefiere ser mojado por agua o petróleo, en este caso el corte de agua es mayor que el 50%, es decir el sistema prefiere ser mojado por agua, la roca es hidrófila.



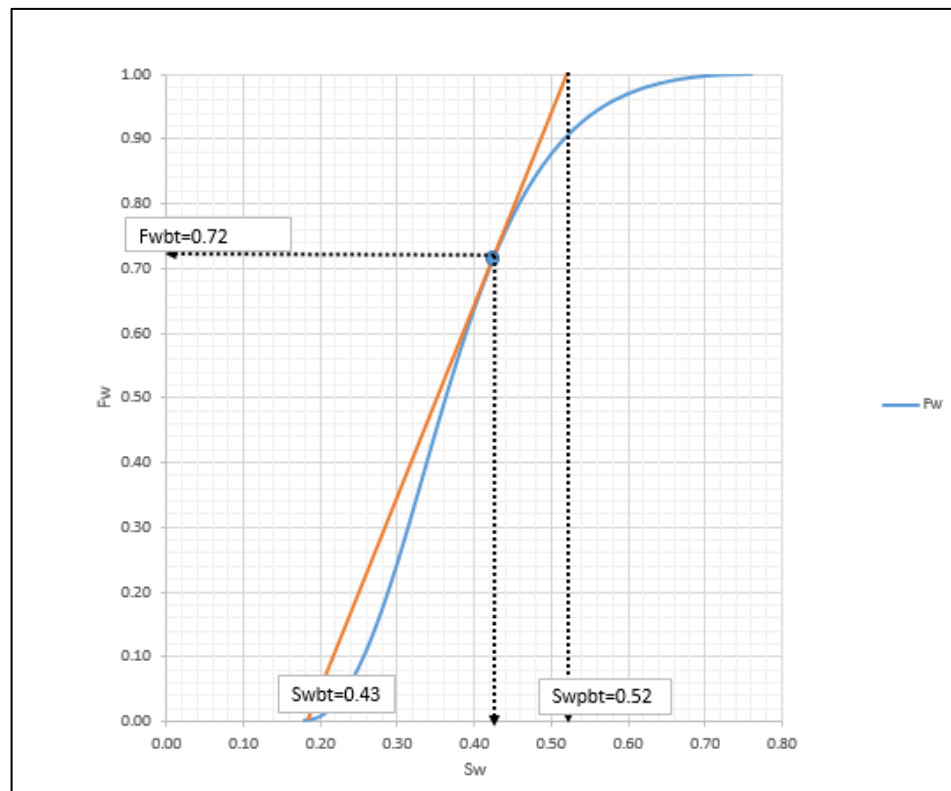
**Figura 17.** Curva de flujo fraccional

La figura de flujo fraccional se realizó con la tabla de saturación vs permeabilidad. A partir de este grafico se halló gráficamente la saturación de agua frente al punto de ruptura en la etapa de inyección.

### 3.3. ETAPAS DE LA INYECCION DE AGUA

#### 3.3.1. PREDICCIÓN DE PRIMERA ETAPA

Se obtuvo puntos importantes como la saturación de agua promedio en el frente de barrido al momento de la ruptura ( $S_{wpbt}$ ), saturación de agua en el momento de la ruptura ( $S_{wbt}$ ), el flujo fraccional de agua promedio en el frente del barrido al momento de la ruptura ( $f_{wpbt}$ ) y el flujo fracciona del agua al momento de la ruptura ( $f_{wbt}$ ).



**Figura 18.** Saturaciones en el frente de ruptura

Según el método gráfico se estableció que la irrupción de agua en el pozo se produce al tener una saturación de agua de 43%.

Los resultados se detallan en la siguiente tabla:



**Tabla 15.** Tabla de resultados de la Swpbt, Swbt, fwbpt, fwbpt

RESULTADOS	PROPIEDAD	VALOR
Saturación promedio de agua en el frente de barrido al momento de la ruptura	Swpbt	0.52
Saturación de agua en el reservorio al momento de la ruptura	Swbt	0.43
Flujo fraccional promedio de agua en el frente de barrido al momento de la ruptura	fwpbt	1.00
Fujo fraccional de agua al momento de la ruptura	fwbpt	0.72

Los resultados obtenidos son usados para ser reemplazados en el método matemático con ecuaciones ya mencionadas y obtener la pendiente, tiempo de inyección antes de la ruptura entre otros factores. A continuación, se describen los resultados obtenidos en la siguiente tabla:

**Tabla 16.** Resultados obtenidos de la inyección en la primera etapa

RESULTADO PRIMERA ETAPA						
PENDIENTE DE LA CURVA	DISTANCIA RECORRIDA AL FRENTE DE SATURACION	TIEMPO	PETROLEO PRODUCIDO	AGUA INYECTADA	EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO	FACTOR DE RECOBRO
$\frac{\partial f_w}{\partial S_w}$	L	TIEMPO	Np	Winy	Ed	FR
	pies	días	BLS	BLS	%	%
3.11	2417.06	841.1	2325116.12	2523434.85	41.5%	34%

En la primera etapa por efecto de la inyección de agua se producirán 2 325 116.12 BLS de petróleo en 2 años y 3 meses, es decir se ha logrado recuperar un 14% más de la producción con una eficiencia de desplazamiento del 41.5 %. El volumen de agua inyectada durante este periodo será de 2 523 434.85 BLS.

### 3.3.2. ETAPA DE RUPTURA

Al agua inyectada llega al pozo productor y a partir de este punto es producida conjuntamente con petróleo. Los resultados se muestran en la siguiente tabla.

**Tabla 17.** Etapa de ruptura a través del tiempo.

RESULTADO ETAPA DE RUPTURA						
PENDIENTE DE LA CURVA	DISTANCIA RECORRIDA AL FRENTE DE SATURACION	TIEMPO	PETROLEO PRODUCIDO	AGUA INYECTADA	EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO	FACTOR DE RECOBRO
$\frac{\partial f_w}{\partial S_w}$	L	TIEMPO	Np	Winy	Ed	FR
	pies	días	BLS	BLS	%	%
3.11	604.27	210.3	581279.03	630858.71	41.5%	8%
	1208.53	420.6	1162558.06	1261717.43		17%
	1812.80	630.9	1743837.09	1892576.14		25%
	2417.06	841.1	2325116.12	2523434.85		34%

Mientras la inyección avanza en una distancia  $L$  y en un tiempo  $t$ , la producción, el volumen de agua inyectada y la eficiencia de desplazamiento aumenta gradualmente llegando así al punto de ruptura o llene.

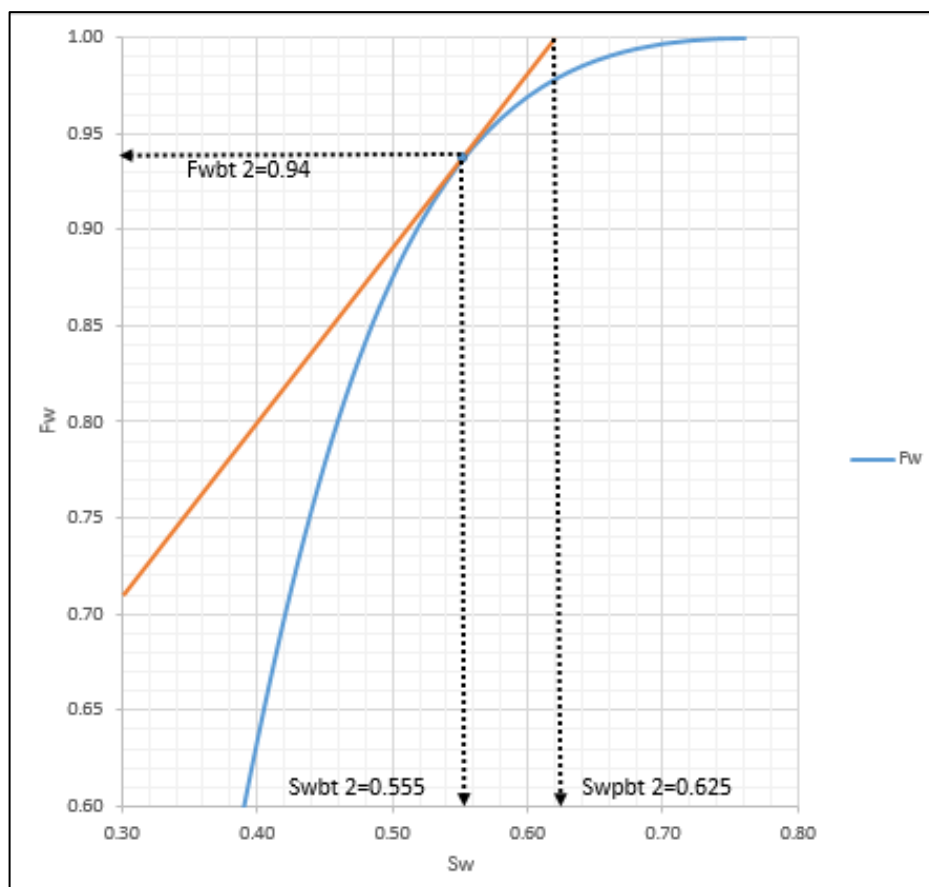
### 3.3.3. PREDICCIÓN DE ETAPA SUBORDINADA O DE IRRUPCIÓN DE AGUA

El agua inyectada es producida conjuntamente con el petróleo y cambia la saturación mientras esta continúa. Se obtuvo un nuevo POES con la saturación de agua al momento de la ruptura y así mismo el nuevo factor de recobro y petróleo residual. Los resultados se muestran en la siguiente tabla:

**Tabla 18.** Resultados obtenidos con las nuevas condiciones de saturación

RESULTADOS OBTENIDOS CON LA NUEVA CONDICION DE SATURACION $S_{wbt}$		
POES actual con la $S_{wpt}$	5767194.41	BLS
PETROLEO PRODUCIDO	3722886.12	BLS
PETROLEO REMANENTE	2044308.29	BLS

Se obtienen las nuevas saturaciones con el grafico del flujo fraccional como se muestran en la siguiente figura:



**Figura 19.** Flujo fraccional post-ruptura

Los resultados de las nuevas saturaciones luego del punto de ruptura se detallan a continuación en la tabla de resultados.

**Tabla 19.** Resultado de saturaciones post-ruptura

RESULTADOS	PROPIEDAD	VALOR
Saturación promedio de agua en el frente de barrido al momento de la ruptura	Swpbt 2	0.63
Saturación de agua en el reserorio al momento de la ruptura	Swbt 2	0.56
Flujo fraccional promedio de agua en el frente de barrido al momento de la ruptura	fwpbt 2	1.00
Fujo fraccional de agua al momento de la ruptura	fwbt 2	0.94

Luego de obtener las nuevas condiciones en el reservorio se procedió a calcular los parámetros anteriormente mencionados con las ecuaciones ya descritas. La predicción del proyecto de inyección durante la etapa subordinada es detallada en la siguiente tabla.

**Tabla 20.** Resultado de la predicción de la etapa subordinada.

RESULTADOS ETAPA SUBORDINADA		
PENDIENTE	0.91	-
AREA TRANSVERSAL	107280.56	pies <sup>2</sup>
TIEMPO	2862.23	días
	7.8	años
PETROLEO PRODUCIDO ETAPA SUBORDINADA	1333522.48	BLS
AGUA PRODUCIDA HASTA NUEVA CONDICION DE SATURACION	3205096.66	BLS
VOLUMEN DE AGUA INYECTADO EN ETAPA SUBORDINADA	8586688.04	BLS
VOLUMEN TOTAL DE AGUA INYECTADA	11110122.89	BLS
RELACION AGUA PETROLEO	16.79	-
EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO	54	%
PETROLEO PRODUCIDO HASTA EL FIN DE LA ETAPA SUBORDINADA	5056408.61	BLS
FACTOR DE RECOBRO	23	%
PETROLEO REMANENTE HASTA EL FIN DE ETAPA SUBORDINADA	3240257.04	BLS

El volumen de petróleo producido en la segunda etapa fue de 1 333 522.48 BLS de petróleo con una eficiencia de desplazamiento del 54% en un tiempo de 7 años con 8 meses, inyectando un volumen de agua de 8 586688.04 BLS.

El petróleo remanente al final de la etapa subordinada es de 3 240 257.04 BLS en el reservorio U inferior, con un factor de recobro del 23 % y una producción de un barril de petróleo por cada 16 barriles de agua producidos.

### 3.4. EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO DE ACUERDO AL MODELO DE INYECCION

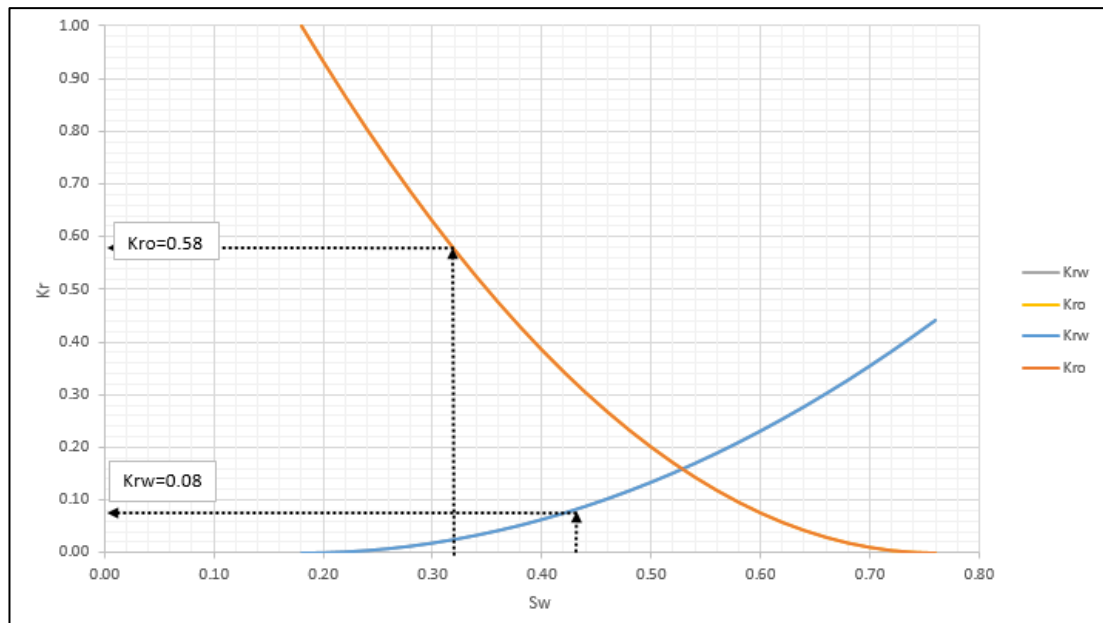
#### 3.4.1. CÁLCULO DE LA MOVILIDAD

La movilidad a diferentes saturaciones es expuesta en la siguiente tabla.

**Tabla 21.** Tabla de permeabilidad relativa y movilidad.

Sw	Krw	Kro	Fw	M
0.18	0.00	1.00	0.00	0.00
0.20	0.00	0.93	0.01	0.01
0.22	0.00	0.87	0.02	0.03
0.24	0.00	0.80	0.06	0.06
0.26	0.01	0.74	0.11	0.12
0.28	0.01	0.68	0.17	0.20
0.30	0.02	0.63	0.24	0.32
0.32	0.03	0.58	0.32	0.47
0.34	0.03	0.52	0.40	0.68
0.36	0.04	0.48	0.49	0.94
0.38	0.05	0.43	0.56	1.29
0.40	0.06	0.39	0.63	1.74
0.42	0.08	0.34	0.70	2.32
0.44	0.09	0.30	0.75	3.07
0.46	0.10	0.27	0.80	4.06
0.48	0.12	0.23	0.84	5.35
0.50	0.13	0.20	0.88	7.05
0.52	0.15	0.17	0.90	9.35
0.54	0.17	0.14	0.93	12.47
0.56	0.19	0.12	0.94	16.81
0.58	0.21	0.10	0.96	23.00
0.60	0.23	0.08	0.97	32.09
0.62	0.25	0.06	0.98	46.00
0.64	0.28	0.04	0.99	68.43
0.66	0.30	0.03	0.99	107.29
0.68	0.33	0.02	0.99	181.90
0.70	0.35	0.01	1.00	349.77
0.72	0.38	0.00	1.00	848.68
0.74	0.41	0.00	1.00	3650.83
0.76	0.44	0.00	1.00	-

Se obtuvo la permeabilidad relativa al petróleo y permeabilidad relativa al agua con la siguiente gráfica.



**Figura 20.** Curvas de permeabilidad relativa.

Los puntos de permeabilidad relativa al agua y petróleo son expuestos en la siguiente tabla de resultados.

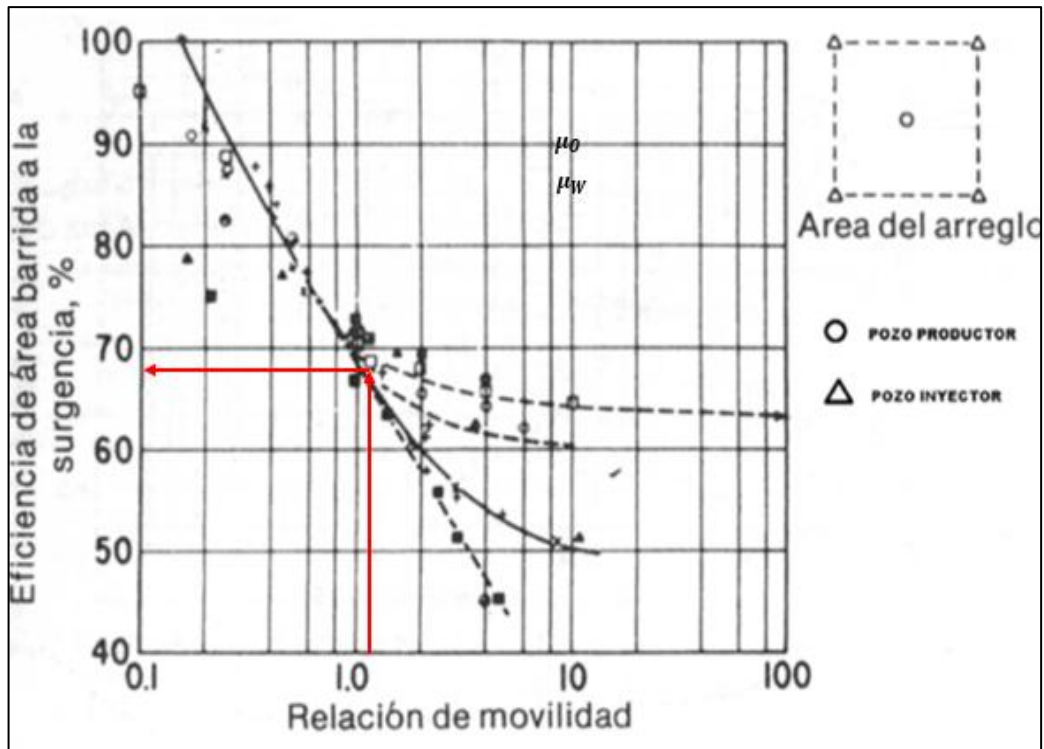
**Tabla 22.** Resultados de permeabilidad relativa al agua y al petróleo.

RESULTADOS DE PERMEABILIDAD RELATIVA AL AGUA Y AL PETROLEO		
PERMEABILIDAD RELATIVA AL AGUA	$k_{rw}$	8%
PERMEABILIDAD RELATIVA AL PETROLEO	$k_{ro}$	58%

Se calculó la movilidad con la ecuación anteriormente mencionada, la movilidad de los fluidos en el reservorio resultó ser de ( $M=1.46$ ); es decir el fluido desplazante (agua) fluye un poco mejor que el fluido desplazado (petróleo).

### 3.4.2. EFICIENCIA DE BARRIDO AREAL

Se determinó el barrido areal en relación a la movilidad con el diagrama presentado a continuación

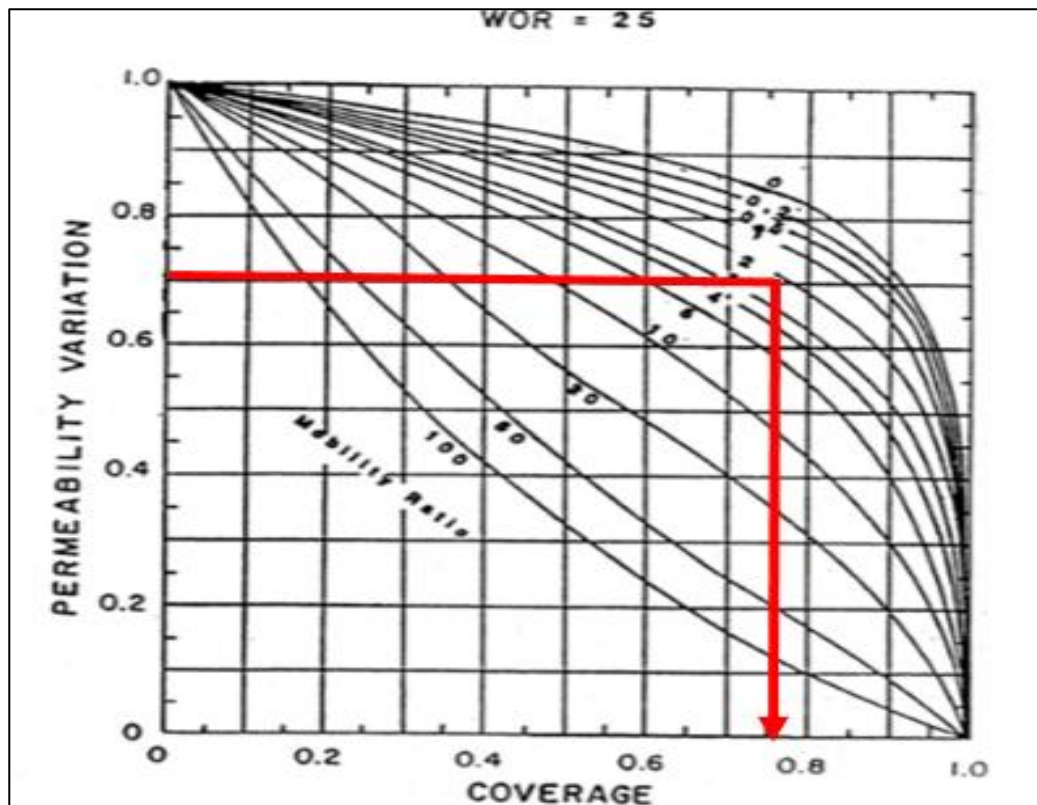


**Figura 21.** Efecto de la razón de movilidad en la eficiencia areal a la ruptura para un arreglo de cinco pozos

Ingresando por medio de la movilidad de 1.46 se obtuvo una eficiencia areal de desplazamiento del 68%. Esto quiere decir que el agua inyectada tuvo contacto con el 68 % del área del arreglo, cumpliendo con el objetivo de producir cierta cantidad de barriles de petróleo que no se pudieron obtener en la recuperación primaria. La eficiencia areal es mayor cuando la movilidad es menor a 1. (Palma, 2014)

### 3.4.3. EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO VERTICAL

La eficiencia vertical se obtuvo por medio del siguiente diagrama en el cual se ingresó con la variación general de permeabilidad de 0,7 hasta el valor de movilidad de 1.46, hasta obtener la eficiencia de desplazamiento vertical del 82%.



**Figura 22.** Diagrama para la determinación de la Eficiencia vertical.

Este resultado muestra que la eficiencia de desplazamiento del agua inyectada tuvo un contacto del 82% con respecto al área vertical del reservorio. Producto de una movilidad cercana a cero su eficiencia vertical es alta.

### 3.5. FACILIDADES DE SUPERFICIE REQUERIDAS PARA EL SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA

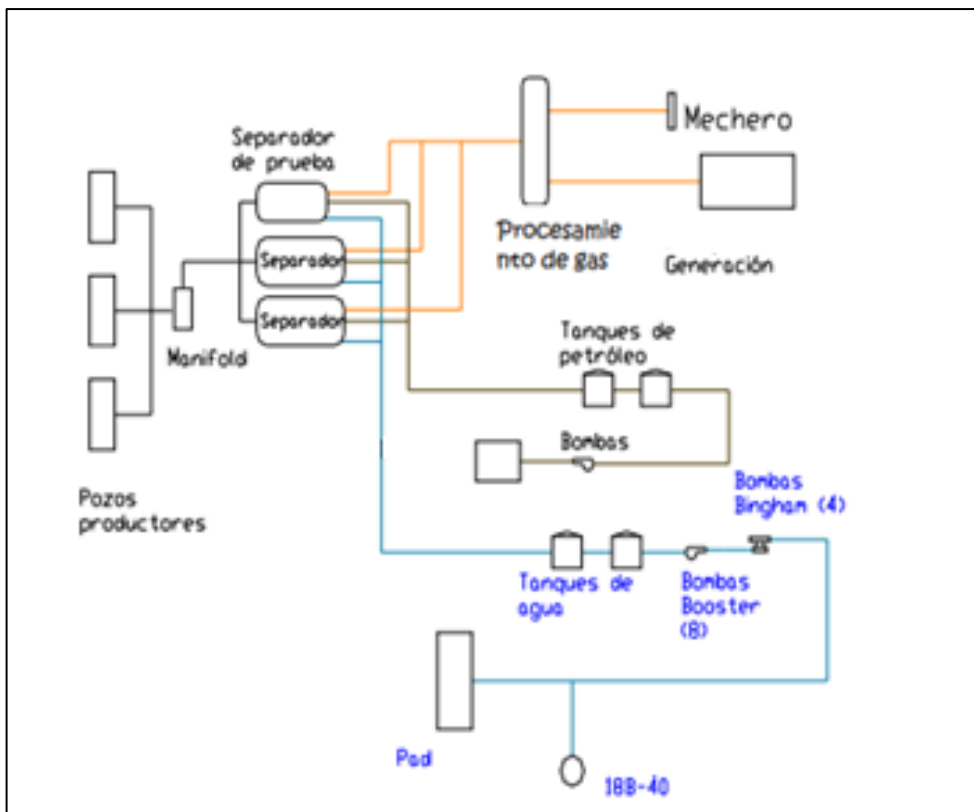
El sistema de inyección de agua en un proyecto tiene que ser el adecuado para proveer el volumen de agua necesaria y a su vez tener una gran capacidad de almacenamiento en la producción.

El campo Y cuenta con su propia estación la cual necesita ser adecuada con un sistema de inyección para obtener un resultado eficaz implementando un sistema de inyección de agua. Las bombas son el corazón del sistema para lo cual se realizó una estricta selección como se detalla en la siguiente tabla:

**Tabla 23.** Selección de bombas para el sistema de inyección.

SELECCIÓN DE BOMBA PARA INYECCION DE 3000 BAPD		
TIPO DE BOMBA	INYECCION DE AGUA (BINGHAM)	
NUMERO DE BOMBAS	2	UNIDADES
CAPACIDAD	40000	BPD
MOTOR	1500	HO
CAUDAL DE AGUA DE INYECCION	3000	BAPD
Presion Descarga	7500	psi
Densidad del agua de inyección	1.095	gr/cm <sup>3</sup>
	68.358	lb/pie <sup>3</sup>
MD POZO INYECTOR	8940	PIES
PRESION DE BOMBA DE INYECCION	562.50	psi
PRESION HIDROSTATICA DE W INYECCION	4238.77	psi
P TOTAL	4801.27	psi
PRESION DE FRACTURA	4870	psi

El sistema de inyección de agua será ejecutado como un sistema cerrado, es decir el agua de formación producida en el campo Y será tratada adecuadamente hasta alcanzar los parámetros necesarios para ser almacenada e inyectada en el pozo Y-E como se muestra a continuación.



**Figura 23.** Esquema del sistema de inyección de agua de formación propuesto. (Morales, 2006).



### 3.6. COMPARACIÓN DE ANÁLISIS DE AGUAS DE FORMACIÓN

Para llevar a cabo una inyección de agua es muy importante tratar el agua producida y dejarla con características similares al agua de formación presente en el reservorio. Para ello se comparó los análisis de agua de formación producida con los análisis de agua de un pozo productor ya realizados.

**Tabla 24.** Análisis de agua de formación del reservorio U Inferior

ANÁLISIS FISICO QUIMICO AGUA DE FORMACION DEL CAMPO Y		
pH	6.64	pH
SODIO	4721	mg/l
MAGNESIO	64	mg/l
CALCIO	304	mg/l
ESTRONCIO	1	mg/l
BARIO	1.05	mg/l
HIERRO	1	mg/l
CLORUROS	7.05	mg/l
SULFATOS	200	mg/l
BICARBONATOS	1.354	mg/ HCO <sub>3</sub>
ACIDO CARBOXILICOS	43	mg/ Hac
SOLIDOS DISUELTOS	13.74	mg/l
DENSIDAD	1.1	g/ml
CO <sub>2</sub>	336	g/ml
H <sub>2</sub> S	0	mg/l
ACEITE EN AGUA	41	ppm
OXIGENO DISUETO	90	ppb
RESIDUAL DE ESCALA	12	ppm
CONDUCTIVIDAD	105100	µs/cm
DUREZA TOTAL	5997	ppm CaCO <sub>3</sub>
DUREZA CALCICA	2410	ppm CaCO <sub>3</sub>
DUREZA MAGNESICA	3587	ppm CaCO <sub>3</sub>

(Secretaría de hidrocarburos, 2016).

El campo Y supera los 7 000 ppm-CL, la cual con un debido tratamiento esta podrá ser inyectada para la recuperación secundaria.

El análisis de agua de formación del pozo Y-B se muestra a continuación.

**Tabla 25.** Análisis de agua de formación del pozo Y-B

<b>ANÁLISIS DE AGUA DE FORMACION DEL POZO PRODUCTOR Y-B</b>		
<b>pH</b>	<b>6.12</b>	<b>pH</b>
<b>SODIO</b>	<b>4.67</b>	<b>mg/l</b>
<b>MAGNESIO</b>	<b>36</b>	<b>mg/l</b>
<b>CALCIO</b>	<b>224</b>	<b>mg/l</b>
<b>ESTRONCIO</b>		<b>mg/l</b>
<b>BARIO</b>	<b>1</b>	<b>mg/l</b>
<b>HIERRO</b>	<b>2.25</b>	<b>mg/l</b>
<b>CLORUROS</b>	<b>6.75</b>	<b>mg/l</b>
<b>SULFATOS</b>	<b>155</b>	<b>mg/l</b>
<b>BICARBONATOS</b>	<b>1.476</b>	<b>mg/ HCO3</b>
<b>ACIDO CARBOXILICOS</b>	<b>0</b>	<b>mg/ Hac</b>
<b>SOLIDOS DISUELTOS</b>	<b>13.22</b>	<b>mg/l</b>
<b>DENSIDAD</b>	<b>1</b>	<b>g/ml</b>
<b>CO2</b>	<b>178</b>	<b>g/ml</b>
<b>H2S</b>	<b>0</b>	<b>mg/l</b>
<b>ACEITE EN AGUA</b>	<b>42</b>	<b>ppm</b>
<b>OXIGENO DISUETO</b>	<b>90</b>	<b>ppb</b>
<b>RESIDUAL DE ESCALA</b>	<b>15</b>	<b>ppm</b>
<b>CONDUCTIVIDAD</b>	<b>137400</b>	<b>µs/cm</b>
<b>DUREZA TOTAL</b>	<b>6474</b>	<b>ppm CaCO3</b>
<b>DUREZA CALCICA</b>	<b>2850</b>	<b>ppm CaCO3</b>
<b>DUREZA MAGNESICA</b>	<b>3624</b>	<b>ppm CaCO3</b>

(Secretaría de hidrocarburos, 2016).

Al comparar los análisis de agua se establece que, un proyecto de inyección de agua en esta área sería positivo, al estar dentro de los rangos permitidos para inyectar agua y por presentar similares características entre el agua de formación del reservorio U Inferior y el agua del pozo productor Y-B.

### **3.7. ANÁLISIS ECONÓMICO**

#### **3.7.1. INVERSIÓN**

En este proyecto se tomó en cuenta que el pozo productor debe ser adecuado para pasar a ser un pozo inyector el cual se realiza por medio de un workover. Se necesitará la creación de una línea de flujo desde la estación de donde saldrá el agua de inyección hasta el pozo productor, la cual debe ser de un material resistente a prueba de corrosión. Aquí interviene cierto cuerpo de áreas de ingenieros incluyendo el de obra civil, entre otras. El costo aproximado se detalla en la tabla 26.

**Tabla 26.** Costos de inversión fijos y mensuales en un proyecto de inyección de agua.

COSTOS DE INVERSION ETAPA PRIMARIA			
CAPEX (COSTO DE INVERSION FIJA)	ADECUACION DE FACILIDADES DE SUPERFICIE	3 101 144.00	USD
	ADECUACION DE POZO PRODUCTOR A INYECTOR	3 411 258.40	USD
	MAQUINARIA HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	2 170 800.80	USD
	AREAS DE INGENIERIA A UTILIZAR	1 705 629.20	USD
	FLOW LINE	1 395 514.80	USD
	MONTAJE ELECTROMECÁNICO	1 085 400.40	USD
	DISEÑO CIVIL Y LOGISTICA	1 395 514.80	USD
TOTAL	14 265 262.40	USD	
OPEX (COSTOS MENSUALES )	PAGO DEL PERSONAL	700 000.00	USD
	MANO DE OBRA DIRECTA E INDIRECTA	20 000.00	USD
	COSTO DE TRATAMIENTO DE AGUA CON QUIMICOS	600 000.00	USD
	COSTOS DE ENERGIA 1,2 kw/BL	250 000.00	USD
TOTAL	1 570 000.00	USD	
COSTOS DE LA INVERSION DE LA ETAPA SUBORDINADA			
CAPEX (COSTO DE INVERSION FIJA)	MAQUINARIA HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	605400	USD
	AREAS DE INGENIERIA A UTILIZAR	509710	USD
	MONTAJE ELECTROMECÁNICO	364170	USD
	ADMINISTRACION DE AREA GERENCIAL Y DE SUPERVISION	165261	USD
	WORKOVER A POZOS QUE INTERVIENEN EN LA INYECCION	580940	USD
TOTAL	2225481	USD	
OPEX (COSTOS MENSUALES)	PAGO DEL PERSONAL	700 000.00	USD
	MANO DE OBRA DIRECTA E INDIRECTA	20 000.00	USD
	COSTO DE TRATAMIENTO DE AGUA CON QUIMICOS	1 200 000.00	USD
	COSTOS DE ENERGIA 1,2 kw/BL	250 000.00	USD
TOTAL	2 170 000.00	USD	

En este proyecto se estableció dos tipos de inversiones. La inversión fija, la cual solo se realiza una vez e inicialmente en el proyecto para cada etapa y los costos mensuales que son gastos operativos mensuales.

### 3.7.2. CONSIDERACIONES A REALIZAR EN EL ANÁLISIS ECÓNOMICO.

Se tomó en cuenta las consideraciones expuestas en la siguiente tabla.

**Tabla 27.** Consideraciones en el análisis económico.

CONSIDERACIONES				
TASA DE DESCUENTO ANUAL	12	%		
TASA DE DESCUENTO MENSUAL	1	%		
TIEMPO DE VIDA DEL PROYECTO	121	MESES	10.1	AÑOS
TIEMPO DEL PROYECTO EN PRIMERA ETAPA	27	MESES	2.3	AÑOS
TIEMPO DEL PROYECTO ETAPA SUBORDINADA	94	MESES	7.8	AÑOS
PRODUCCION PRIMERA ETAPA	UNIFORME, MANTENIMIENTO DE PRESION Y PRODUCCION			
PRODUCCION ETAPA SUBORDINADA	PRODUCCION DE FLUIDO DESPLAZADO + DESPLAZANTE, DECLINACION DE PRESION			

La tabla de consideraciones muestra el tiempo de vida del proyecto, 10 años aproximadamente, en el cual la producción será constante durante la primera etapa y la producción de la etapa subordinada depende de la declinación del reservorio, ya que la producción ya no será únicamente de petróleo sino también de agua de inyección. A partir de aquí se establece una supuesta declinación exponencial en base a criterios de producción, la cual es necesaria para la corrida financiera.

### 3.7.3. CORRIDA FINANCIERA

El proyecto de inyección de agua en función de la rentabilidad, producción y recuperación de la inversión se ve reflejado en la siguiente corrida financiera, la cual solo se enfoca en los meses rentables del proyecto.

La producción en la primera etapa es constante, a partir de la segunda etapa el reservorio tendrá una declinación de la producción del 4% mensual.

La tabla completa de la corrida financiera del proyecto es expuesta en el anexo 3.

**Tabla 28.** Corrida financiera de la primera etapa y del primer año de la etapa subordinada del proyecto de inyección de agua en el reservorio U Inferior.

CORRIDA FINANCIERA DEL PROYECTO									
VALOR DE CRUDO USD		52.05			COSTO DE OPORTUNIDAD ANUAL %			12%	
COSTO DEL BARRIL DE PRODUCCION USD		7.96			COSTO DE OPORTUNIDAD MENSUAL			1%	
ETAPA	TIEMPO	PRODUCCION DIARIA	PRODUCCION MENSUAL	INVERSION/COSTOS	INGRESO	EGRESO	FLUJO DE CAJA	FACTOR DE DESCUENTO	VALOR ACTUAL DE FLUJO DE CAJA
	MESES	BPPD	BPPM	USD	USD	USD	USD	%	USD
P R I M E R A  E T A P A	0			15505720			-15505720	1.00	-15505720.00
	1	2823.46	86115.41	1570000	4482307.19	685478.68	2226828.51	1.01	2204780.71
	2	2823.46	86115.41	1570000	4482307.19	685478.68	2226828.51	1.02	2182951.19
	3	2823.46	86115.41	1570000	4482307.19	685478.68	2226828.51	1.03	2161337.82
	4	2823.46	86115.41	1570000	4482307.19	685478.68	2226828.51	1.04	2139938.43
	5	2823.46	86115.41	1570000	4482307.19	685478.68	2226828.51	1.05	2118750.92
	6	2823.46	86115.41	1570000	4482307.19	685478.68	2226828.51	1.06	2097773.19
	7	2823.46	86115.41	1570000	4482307.19	685478.68	2226828.51	1.07	2077003.16
	8	2823.46	86115.41	1570000	4482307.19	685478.68	2226828.51	1.08	2056438.77
	9	2823.46	86115.41	1570000	4482307.19	685478.68	2226828.51	1.09	2036077.99
	10	2823.46	86115.41	1570000	4482307.19	685478.68	2226828.51	1.10	2015918.80
	11	2823.46	86115.41	1570000	4482307.19	685478.68	2226828.51	1.12	1995959.21
	12	2823.46	86115.41	1570000	4482307.19	685478.68	2226828.51	1.13	1976197.24
	13	2823.46	86115.41	1570000	4482307.19	685478.68	2226828.51	1.14	1956630.93
	14	2823.46	86115.41	1570000	4482307.19	685478.68	2226828.51	1.15	1937258.35
	15	2823.46	86115.41	1570000	4482307.19	685478.68	2226828.51	1.16	1918077.57
	16	2823.46	86115.41	1570000	4482307.19	685478.68	2226828.51	1.17	1899086.70
	17	2823.46	86115.41	1570000	4482307.19	685478.68	2226828.51	1.18	1880283.87
	18	2823.46	86115.41	1570000	4482307.19	685478.68	2226828.51	1.20	1861667.19
	19	2823.46	86115.41	1570000	4482307.19	685478.68	2226828.51	1.21	1843234.84
	20	2823.46	86115.41	1570000	4482307.19	685478.68	2226828.51	1.22	1824984.99
	21	2823.46	86115.41	1570000	4482307.19	685478.68	2226828.51	1.23	1806915.84
	22	2823.46	86115.41	1570000	4482307.19	685478.68	2226828.51	1.24	1789025.58
	23	2823.46	86115.41	1570000	4482307.19	685478.68	2226828.51	1.26	1771312.46
	24	2823.46	86115.41	1570000	4482307.19	685478.68	2226828.51	1.27	1753774.71
	25	2823.46	86115.41	1570000	4482307.19	685478.68	2226828.51	1.28	1736410.60
	26	2823.46	86115.41	1570000	4482307.19	685478.68	2226828.51	1.30	1719218.42
27	2823.46	86115.41	3795481	4482307.19	685478.68	1347.51	1.31	1030.04	
S U B O R D I N A D A	28	2712.75	82738.78	2170000	4306553.41	658600.68	1477952.74	1.32	1118567.20
	29	2606.38	79494.54	2170000	4137691.04	632776.57	1334914.47	1.33	1000307.67
	30	2504.18	76377.52	2170000	3975449.85	607965.05	1197484.80	1.35	888441.42
	31	2405.99	73382.71	2170000	3819570.23	584126.40	1065443.84	1.36	782650.69
	32	2311.65	70505.34	2170000	3669802.74	561222.48	938580.27	1.37	682633.28
	33	2221.01	67740.78	2170000	3525907.72	539216.63	816691.09	1.39	588101.77
	34	2133.92	65084.63	2170000	3387654.90	518073.64	699581.26	1.40	498782.79
	35	2050.25	62532.62	2170000	3254823.05	497759.68	587063.37	1.42	414416.37
	36	1969.86	60080.68	2170000	3127199.61	478242.25	478957.37	1.43	334755.25
	37	1892.62	57724.89	2170000	3004580.36	459490.10	375090.26	1.45	259564.30
	38	1818.41	55461.46	2170000	2886769.08	441473.24	275295.85	1.46	188619.88
	39	1747.11	53286.79	2170000	2773577.25	424162.82	179414.43	1.47	121709.30
	40	1678.60	51197.38	2170000	2664823.73	407531.16	87292.57	1.49	58630.33
	41	1612.78	49189.90	2170000	2560334.50	391551.63	-1217.14	1.50	-809.40

El análisis de la corrida financiera se detalla en la siguiente tabla.

**Tabla 29.** Resultado económico del proyecto de inyección de agua.

RESULTADO ECONÓMICO DEL PROYECTO DE INYECCION DE AGUA EN EL CAMPO Y				
PROYECTO	MESES	VAN	INVERSION	TIR
PRIMERA ETAPA	27	36 957 485.95 USD	14 265 262.40 USD	167%
ETAPA SUBORDINADA	13	5 236 013.84 USD	2 225 481.00 USD	-
	<b>94</b>	<b>NEGATIVO</b>		
PRIMERA ETAPA + 13 MESES DE ETAPA SUBORDINA	40	42 193 499.79 USD	16 490 743.40 USD	168%

La inversión realizada en la primera etapa resultó ser recuperable al quinceavo mes, con una tasa interna de retorno de 167% anual, de la cual se obtiene una ganancia de 36 957 485.95 USD.

La inversión realizada en la segunda etapa de 2 225 481 USD, resultó ser recuperable al segundo mes. En esta etapa serán rentables solo los 13 primeros meses es decir el primer año de producción con una ganancia neta de 5 236 013.84 USD, a partir del treceavo mes los flujos de caja son negativos.

Los primeros 40 meses del proyecto resultaron tener una ganancia neta de 42 193 499.79 USD con una TIR del 168%.

## **4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

## 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 4.1. CONCLUSIONES

- El análisis de las propiedades del reservorio U Inferior y de los pozos candidatos en el campo Y, estuvieron dentro de los valores permitidos para la realización de la predicción matemática por inyección de agua.
- El reservorio U inferior al ser homogéneo y poseer continuidad estratigráfica facilitó la ejecución del método de BUCKLEY & LEVERETT, el cual desprecia la capilaridad y el buzamiento presente en un reservorio, cumpliendo así el objetivo.
- Se seleccionó al pozo Y-E como inyector al poseer buenas características petrofísicas y continuidad en el reservorio U Inferior; y como productores los pozos Y-A, Y-B, Y-C y Y-D al poseer correlaciones estratigráficas en la arena U inferior con respecto al futuro pozo inyector.
- En las curvas de permeabilidad relativa se determinó por medio del corte de agua mayor al 50%, que el sistema prefiere ser mojado por agua y no por petróleo, es decir la roca es hidrófila.
- La saturación inicial de agua, es decir la saturación de agua connata se produjo en la etapa inicial de inyección. Las condiciones de saturación de agua en el reservorio cambian mientras la inyección de agua continúa.
- Las pruebas de BUILD UP o de rata múltiple en el pozo Y-E se realizaron en noviembre del 2016, obteniendo así el caudal de 3 000 BLS de agua que se pueden inyectar en el reservorio U Inferior por medio del pozo sin fracturar la formación.
- En la etapa primaria se produjo 2 523 434.12 BLS de petróleo con una eficiencia de desplazamiento de 41.5%, generando así un factor de recobro del 34 % con un valor actual neto de 36 957 485.95 USD y una tasa interna de retorno del 167 % en un tiempo de 27 meses. En la etapa subordinada se produjo 1 333 522 BLS de petróleo con una eficiencia de desplazamiento del 54 %, generando así un factor de recobro del 23% con un valor actual neto del primer año de 5 236 013.84 USD.

- El factor de recobro inicial fue de un 20%; al implementar la simulación matemática de una recuperación secundaria por inyección de agua aumentó un 14% en la primera etapa y un 9% más en la segunda.

## **4.2. RECOMENDACIONES**

- Dado los resultados técnicos y económicos se recomienda ejecutar el proyecto en la etapa inicial y en la etapa subordinada solamente por un año. Generando así una ganancia neta de 42 193 499.79 USD y una TIR del 168% anual.
- Es necesario realizar análisis fisicoquímicos del agua de formación del campo y de los pozos productores para evitar problemas de escala, taponamiento, hinchamiento de arcillas, entre otros que puedan afectar tanto a la producción como a los equipos en superficie y subsuelo.
- El campo Y produce un aproximado de 6 935 BLS de agua, si de los cuales 3 000 BLS serán inyectados para realizar una recuperación secundaria, los otros 3 935 BLS podrían ser tratados y reinyectados en los acuíferos cercanos, siempre y cuando estas posean características similares a las presentes en el yacimiento.



## **5 . BIBLIOGRAFIA**

## 5. BIBLIOGRAFÍA

- Barrionuevo, J. A. (2014). *Evaluación de resultados del proyecto de inyección de agua implementada en los campos Hormiguero-Nantu en el yacimiento "m1" y "u inferior". diciembre 2013*. Quito, Ecuador: Universidad Central de Ecuador. Facultad de Ingeniería en Geología, Minas, Petróleos y Ambiental. Carrera de ingeniería de petróleo.
- Craig, F. F. (1982). Aspectos de ingeniería de inyección de agua. . *Society of Petroleum Engineers*.
- Ferrer, M. P. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. En M. P. Ferrer, *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*. Maracaibo, Venezuela: Astro data S.A.
- Melo, V. (2014). *Levantamiento artificial*. Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
- Morales, E. J. (2006). *Optimización del sistema de inyección de agua de formación en campo Fanny 18-B*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Palma, J. (2014). *Métodos de predicción en yacimientos heterogéneos*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Patrice Baby, M. R. (2014). La cuenca oriente. *Geología y petróleo* (págs. 361-378). Quito-Ecuador.
- Petroamazonas EP. (18 de febrero de 2018). *Petroamazonas EP – Empresa hidrocarburífera del Ecuador*. Obtenido de <http://www.petroamazonas.gob.ec/>
- Petroamazonas EP. (25 de enero de 2018). *Geoportal público Petroamazonas EP – Empresa hidrocarburífera del Ecuador*. Obtenido de Geoportal público: <https://geoportal.petroamazonas.gob.ec/publico/>
- Ramos, F. (12 de NOVIEMBRE de 2015). Tratamiento de agua para reinyección. Quito, Ecuador.
- Riofrío, A. J. (abril de 2014). *Estudio técnico económico previo a la implementación de un proyecto de recuperación secundaria mediante inyección de agua en el campo Mauro Davalos Cordero, ubicado en el bloque 47 del oriente ecuatoriano*. Obtenido de <http://repositorio.ute.edu.ec/xmlui/handle/123456789/5233>.

- Secretaría de Hidrocarburos. (2008). *Modelamiento geoestadístico del campo libertador, cuenca oriente, ecuador. tomo III. Modelamiento Geoestadístico. Petroproducción, Edwin Pineda Carreño, Ingrid Liliana Sandoval Ortega*. Quito, Ecuador: Petroproducción.
- Secretaría de Hidrocarburos. (2009). *Informe topográfico. Petroproducción*. Quito, Ecuador: Petroproducción.
- Secretaría de Hidrocarburos. (2010). *Correlaciones geoestadísticas del campo Libertador. Petroproduccion*. Quito, Ecuador: Petroproduccion.
- Secretaría de Hidrocarburos. (2015). *Estaciones del bloque 47 Libertador-Shushufindi*. Quito, Ecuador: Petroproduccion filial de Petroecuador.
- Secretaría de hidrocarburos. (2016). *Estudio de los fluidos en superficie. Petroamazonas E.P.* Quito, Ecuador: Petroamazonas E.P.
- Secretaría de Hidrocarburos. (2016). *Pressure downhole build-up test*. Quito, Ecuador: Petroamazonas E.P.
- Secretaria de Hidrocarburos. (2016). *Propiedades petrofísicas campo Libertador. Petroamazonas E. P.* Quito, Ecuador: Petroamazonas.
- Secretaría de Hidrocarburos. (s.f.). *Reportes de produccion*. Quito, Ecuador: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera.
- Valencia, R. (2012). Recuperación Secundaria por inyección de agua. En R. Valencia, *Recuperación Secundaria por inyección de agua*. Pichincha, Ecuador: Escuela Politecnica Nacional.

## **6 . ANEXOS**

## 6. ANEXOS

### ANEXO 1. FACILIDADES DE SUPERFICIE DEL CAMPO Y

UBICACIÓN	ELEMENTO EQUIPO O COMPONENTE	DESCRIPCION GENERAL	ESTADO ACTUAL			
ÁREA DE COMPRESORES GAS LIFT	2 COMPRESORES AJAX SIZE 15 X 11 400 MWP COMPRESOR SULLAIR ELECT. COMPRESOR MECANICO LISTER 3 BOMBAS MAX MOTOR ELECTRICO 1/4 HP DESHIDRATADOR ELEC. 1028 LIBRS. ARANAUE ELECT. TANQUE DE AGUA 200 BLS. CON BOMBA DE 5 HP	COMPRESORES DE GAS  COMPRESORES DE AIRE COMPRESORES DE AIRE BOMBAS DE INYECCION DE QUÍMICO  DESHIDRATADOR DE GAS  SISTEMA DE LIMPIEZA DE COMPRESOR	O.K.  O. K. O.K. RSV  O. K.  F/S  O. K.			
	MINI ESTACIÓN SHUARA 09	01 TK. CON BOTA INCORP. 500 BL. 01 TK. . 750 BL. EMPERNADO 02 TK. DE COMBUSTIBLES. 01 BOMBA GARDEN DENVER MOD: FG-FXR 126 GLS/MIN. 01 BOMBA ELECTRICA CON MOTOR HP100 BOMBA DURCO 2K3X2 01 MOTOR CATERPILLAR 78HP. 01. BATERIA DE 5 POZOS - SEPARADOR DE PRODUCCION - SEPARADOR DE PRUEBA 1 COMPRESOR DE AIRE QUINSY 01BOMBA SUMIDERO CON COM BOMBA COOPRO-DURY 3HP	1 TK. ALMACENAMIENTO 1 TK. ALMACENAMIENTO 1 TK. DIESEL 10 BLS. TRANSF. CRUDO A EST. SHU          LLEGADA DE POZOS 15000 BLS 5000 BLS	REGULAR REGULAR REGULAR REGULAR       BUENO BUENO REGULAR REGULAR BUENO BUENO BUENO BUENO		
		SISTEMA CONTRA INCENDIO	- TANQUE EMPERNADO DE 3000 BARRILES - TK. DIESEL 6903 gls - 2 BOMBAS DETROIT A DIESEL. - TK 2300 BLS. HORIZONTAL.	TANQUE DE AGUA PARA SIST. CONTRA INCENDIO TANQUE COMBUSTIBLE BOMBAS DEL S.C.I. TANQUE DE ESPUMA SCI	O. K.  O.K. FUNCIONAN MANUALMENTE O. K.	
			TANQUES	- TK VERTICAL DE SURGENCIA DE 18130 BLS. - TK. EMPERNADO 5000 bls - TK. DE LA VADO 12590 BLS. - TK. DE REINYECCION 476,91 m <sup>3</sup> - BOMBA ELECTRICA DE 5 HP - BOMBA ELECTRICA DE 20 HP - 2 BOMBAS ELECTRICAS 150HP	TANQUE DE SURGENCIA TANQUE EMPERNADO TANQUE DE LA VADO TANQUE SOLDADO BOMBAS DE SUMIDERO DE RECIRCULACIÓN DE TRANSFERENCIA	MALESTADO O.K. O. K. O.K. O. K. O. K. O. K.
ÁREA DE SEPARADORES				- SEPARADOR DE PRODUCCION - SEPARADOR DE PRODUCCION - SEPARADOR DE PRUEBA - SEPARADOR DE PRUEBA - 5 BATERIAS DE 5 POZOS	20000 BLS 20000 BLS 5000 BLS 10000 BLS MANIFOLDS	O. K. REGULAR F/S O. K. REGULAR
		SISTEMAS DE CONTENSIÓN		EN TODOS LOS TKS EXISTEN MUROS DE CEMENTO	SURGENCIA LA VADO DIESEL.	MALESTADO O. K. O. K.

(Secretaría de Hidrocarburos, 2015).

## ANEXO 2. PRUEBA DE BUILD UP DEL POZO Y-E

Day	Time	Delta t	SLSR763			SLSR788		
			Pressure Psia	Delta P Psia	Temperature °F	Rate B/s	Delta P Psia	Temperature °F
/08/16	13:11:40		2000.00		233.28	2949.49		233.45
	13:19:40		2000.00		233.26	2950.31		233.44
	13:27:40		2000.00		233.26	2951.18		233.44
	13:35:40		2000.00		233.24	2951.99		233.43
	13:43:40		2000.00		233.24	2952.79		233.42
	13:51:40		2000.00		233.22	2953.57		233.41
	13:59:40		2100.00		233.22	2954.34		233.40
	14:07:40		2100.00		233.22	2955.13		233.39
	14:15:40		2200.00		233.20	2955.93		233.38
	14:23:40		2200.00		233.19	2956.69		233.38
	14:31:40		2200.00		233.19	2957.46		233.37
	14:39:40		2200.00		233.19	2958.22		233.37
	14:47:40		2200.00		233.17	2958.97		233.36
	14:55:40		2200.00		233.15	2959.72		233.35
	15:03:40		2200.00		233.15	2960.47		233.34
	15:11:40		2200.00		233.15	2961.23		233.34
	15:19:40		2200.00		233.13	2961.99		233.33
	15:27:40		2200.00		233.13	2962.69		233.32
	15:35:40		2200.00		233.11	2963.40		233.31
	15:43:40		2200.00		233.11	2964.14		233.30
	15:51:40		2200.00		233.11	2964.81		233.29
	15:59:40		2200.00		233.10	2965.52		233.29
	16:07:40		2200.00		233.10	2966.25		233.28
	16:15:40		2200.00		233.08	2966.96		233.27
	16:23:40		2200.00		233.08	2967.61		233.26
	16:31:40		2200.00		233.08	2968.29		233.26
	16:39:40		2200.00		233.06	2968.99		233.26
	16:47:40		2200.00		233.06	2969.68		233.26
	16:55:40		2200.00		233.04	3000.00		233.24

(Secretaría de Hidrocarburos, 2016).

### ANEXO 3. CORRIDA FINANCIERA TOTAL DEL PROYECTO DE INYECCIÓN DE AGUA

CORRIDA FINANCIERA DEL PROYECTO									
VALOR DE CRUDO USD			52,05		COSTO DE OPORTUNIDAD ANUAL %			12%	
COSTO DEL BARRIL DE PRODUCCION USD			7,96		COSTO DE OPORTUNIDAD MENSUAL			1%	
ETAPA	TIEMPO	PRODUCCION DIARIA	PRODUCCION MENSUAL	INVERSION/ COSTOS	INGRESO	EGRESO	FLUJO DE CAJA	FACTOR DE DESCUENTO	VALOR ACTUAL DE FLUJO DE CAJA
	MESES	BPPD	BPPM	USD	USD	USD	USD	%	USD
P R I M E R A  E T A P A	0			15505720			-15505720	1,00	-15505720,00
	1	2823,46	86115,41	1570000	4482307,19	685478,68	2226828,51	1,01	2204780,71
	2	2823,46	86115,41	1570000	4482307,19	685478,68	2226828,51	1,02	2182951,19
	3	2823,46	86115,41	1570000	4482307,19	685478,68	2226828,51	1,03	2161337,82
	4	2823,46	86115,41	1570000	4482307,19	685478,68	2226828,51	1,04	2139938,43
	5	2823,46	86115,41	1570000	4482307,19	685478,68	2226828,51	1,05	2118750,92
	6	2823,46	86115,41	1570000	4482307,19	685478,68	2226828,51	1,06	2097773,19
	7	2823,46	86115,41	1570000	4482307,19	685478,68	2226828,51	1,07	2077003,16
	8	2823,46	86115,41	1570000	4482307,19	685478,68	2226828,51	1,08	2056438,77
	9	2823,46	86115,41	1570000	4482307,19	685478,68	2226828,51	1,09	2036077,99
	10	2823,46	86115,41	1570000	4482307,19	685478,68	2226828,51	1,10	2015918,80
	11	2823,46	86115,41	1570000	4482307,19	685478,68	2226828,51	1,12	1995959,21
	12	2823,46	86115,41	1570000	4482307,19	685478,68	2226828,51	1,13	1976197,24
	13	2823,46	86115,41	1570000	4482307,19	685478,68	2226828,51	1,14	1956630,93
	14	2823,46	86115,41	1570000	4482307,19	685478,68	2226828,51	1,15	1937258,35
	15	2823,46	86115,41	1570000	4482307,19	685478,68	2226828,51	1,16	1918077,57
	16	2823,46	86115,41	1570000	4482307,19	685478,68	2226828,51	1,17	1899086,70
	17	2823,46	86115,41	1570000	4482307,19	685478,68	2226828,51	1,18	1880283,87
	18	2823,46	86115,41	1570000	4482307,19	685478,68	2226828,51	1,20	1861667,19
	19	2823,46	86115,41	1570000	4482307,19	685478,68	2226828,51	1,21	1843234,84
	20	2823,46	86115,41	1570000	4482307,19	685478,68	2226828,51	1,22	1824984,99
	21	2823,46	86115,41	1570000	4482307,19	685478,68	2226828,51	1,23	1806915,84
	22	2823,46	86115,41	1570000	4482307,19	685478,68	2226828,51	1,24	1789025,58
	23	2823,46	86115,41	1570000	4482307,19	685478,68	2226828,51	1,26	1771312,46
	24	2823,46	86115,41	1570000	4482307,19	685478,68	2226828,51	1,27	1753774,71
	25	2823,46	86115,41	1570000	4482307,19	685478,68	2226828,51	1,28	1736410,60
	26	2823,46	86115,41	1570000	4482307,19	685478,68	2226828,51	1,30	1719218,42
27	2823,46	86115,41	3795481	4482307,19	685478,68	1347,51	1,31	1030,04	
E T A P A  S U B O R D I N A D A	28	2712,75	82738,78	2170000	4306553,41	658600,68	1477952,74	1,32	1118567,20
	29	2606,38	79494,54	2170000	4137691,04	632776,57	1334914,47	1,33	1000307,67
	30	2504,18	76377,52	2170000	3975449,85	607965,05	1197484,80	1,35	888441,42
	31	2405,99	73382,71	2170000	3819570,23	584126,40	1065443,84	1,36	782650,69
	32	2311,65	70505,34	2170000	3669802,74	561222,48	938580,27	1,37	682633,28
	33	2221,01	67740,78	2170000	3525907,72	539216,63	816691,09	1,39	588101,77
	34	2133,92	65084,63	2170000	3387654,90	518073,64	699581,26	1,40	498782,79
	35	2050,25	62532,62	2170000	3254823,05	497759,68	587063,37	1,42	414416,37
	36	1969,86	60080,68	2170000	3127199,61	478242,25	478957,37	1,43	334755,25
	37	1892,62	57724,89	2170000	3004580,36	459490,10	375090,26	1,45	259564,30
	38	1818,41	55461,46	2170000	2886769,08	441473,24	275295,85	1,46	188619,88
	39	1747,11	53286,79	2170000	2773577,25	424162,82	179414,43	1,47	121709,30
	40	1678,60	51197,38	2170000	2664823,73	407531,16	87292,57	1,49	58630,33
	41	1612,78	49189,90	2170000	2560334,50	391551,63	-1217,14	1,50	-809,40
	45	1374,32	41916,87	2170000,00	2181773,14	333658,29	-321885,16	1,56	-205702,29
55	921,24	28097,72	2170000,00	1462486,27	223657,84	-931171,57	1,73	-538708,90	
65	617,52	18834,46	2170000,00	980333,86	149922,34	-1339588,47	1,91	-701587,92	
75	413,94	12625,12	2170000,00	657137,44	100495,95	-1613358,51	2,11	-764940,84	
85	277,47	8462,87	2170000,00	440492,40	67364,45	-1796872,05	2,33	-771259,24	
95	185,99	5672,83	2170000,00	295270,89	45155,74	-1919884,85	2,57	-746010,04	
105	124,68	3802,61	2170000,00	197925,99	30268,80	-2002342,80	2,84	-704359,19	
115	83,57	2548,97	2170000,00	132673,76	20289,78	-2057616,02	3,14	-655248,97	
121	65,74	2005,09	2170000,00	104364,88	15960,51	-2081595,63	3,33	-624467,93	