

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y  
PETRÓLEOS**

**EVALUACIÓN DE RESULTADOS DEL PROYECTO DE INYECCIÓN  
DE AGUA IMPLEMENTADA EN LA ARENISCA U INFERIOR,  
CAMPO AUCA SUR - BLOQUE 61**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE  
INGENIERO EN PETRÓLEOS  
OPCIÓN: TRABAJO TÉCNICO-EXPERIMENTAL**

**RICARDO DAVID VEGA MORILLO**

ricardo.vega@epn.edu.ec

**DIRECTOR: Ing. RAÚL ARMANDO VALENCIA TAPIA, MSc.**

raul.valencia@epn.edu.ec

**Quito, febrero 2020**

## DECLARACIÓN

Yo Ricardo David Vega Morillo, declaro bajo juramento 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.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

---

Ricardo David Vega Morillo

## CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Ricardo David Vega Morillo, bajo mi supervisión.

---

Ing. Raúl Valencia Tapia, MSc.  
Director del Trabajo de Titulación

## **DEDICATORIA**

Con el amor más grande del mundo dedico este trabajo a mi padre, mi madre y mi hermano, Roberto, Norma y Andrés.

## AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, quiero empezar agradeciendo el incondicional apoyo entregado por mi padre, Roberto, mi madre, Norma y mi hermano, Andrés, seres queridos que dan el indispensable empuje para superar los obstáculos y disfrutar las recompensas que provee la vida.

Gracias al cariño y preocupación de mis tíos, Guillermo y Nancy, que han motivado distintas etapas superadas.

Karina, persona que ha propiciado muchas de las acciones que hoy me enorgullecen decir que es gracias a ella.

Mis familiares que entregaron su grano de arena para la persona que hoy soy

Mis amigos, de quienes llevo sus nombres siempre en mi mente y representan una fuerza sin la cual es difícil caminar.

Mi tutor, Raúl, por su amplia disposición, por siempre tener el tiempo para uno de sus muchas estudiantes y el gran apoyo dispuesto a prestar.

Los profesores de Ingeniería en Petróleos, por su disposición a transmitir sus conocimientos.

A la Escuela Politécnica Nacional y la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Finalmente, gracias al pueblo de Ecuador, porque por él, muchos jóvenes tenemos una educación de calidad, la cual aprovechare para actuar de manera recíproca y entregar más de lo que hoy se me dio.

## CONTENIDO

DECLARACIÓN .....	ii
CERTIFICACIÓN .....	iii
DEDICATORIA .....	iv
AGRADECIMIENTOS .....	v
CONTENIDO .....	vi
LISTA DE TABLAS .....	ix
LISTA DE FIGURAS .....	x
SIMBOLOGÍA .....	xiii
RESUMEN .....	xv
PRESENTACIÓN.....	xvi
CAPÍTULO 1 .....	1
INTRODUCCIÓN .....	1
CAPÍTULO 2.....	4
MARCO TEÓRICO .....	4
2.1. MÉTODOS DE RECUPERACIÓN CONVENCIONALES.....	4
2.1.1. RECUPERACIÓN PRIMARIA .....	4
2.1.2. RECUPERACIÓN SECUNDARIA.....	4
2.1.3. TIPOS DE INYECCIÓN .....	5
2.1.3.1. Inyección periférica .....	5
2.1.3.2. Inyección en arreglos.....	6
2.2. PROPIEDADES DE LAS ROCAS Y FLUIDOS.....	7
2.2.1. CURVAS DE PERMEABILIDAD Y END POINTS DE NAPO U INFERIOR .....	7
2.2.3. RELACIÓN DE MOVILIDAD .....	9
2.3. DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS INMISCIBLES .....	9
2.3.1 MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO (GAS, PETRÓLEOS Y AGUA)...9	
2.3.1.1. Condiciones iniciales .....	10
2.3.1.2. Invasión .....	10
2.3.1.3. Llame.....	11
2.3.1.4. La ruptura .....	11
2.3.1.5. Post ruptura .....	11
2.4. MECANISMO DE EMPUJE.....	11
2.5. COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN .....	12

2.6. GEOLOGÍA REGIONAL.....	13
2.6.1. SÍNTESIS GEOLOGÍA REGIONAL.....	13
2.6.2. ESTRUCTURA .....	14
2.6.3. ROCAS RESERVORIO .....	16
2.7. GEOLOGÍA DE LA FORMACIÓN RECEPTORA - BLOQUE 61 (FORMACIÓN NAPO).....	16
2.8. ANÁLISIS DE CALIDAD DE AGUA DE FORMACIÓN RECEPTORA Y PRODUCTORA .....	17
2.8.1. CALIDAD DE AGUA DE FORMACIÓN RECEPTORA NAPO U INFERIOR .....	17
2.8.2. CALIDAD DE AGUA DE la FORMACIÓN PRODUCTORA HOLLÍN INFERIOR .....	17
2.9. EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO.....	20
2.10. EFICIENCIA DE BARRIDO AREAL .....	21
2.11. EFICIENCIA DE BARRIDO VERTICAL.....	22
2.12. ANÁLISIS DE HETEROGENEIDAD VERTICAL.....	22
2.13. METODOLOGÍA .....	22
2.13.1. MÉTODO DE BUCKLEY–LEVERETT .....	22
2.13.1.2. Etapa anterior a la ruptura o surgencia .....	23
2.13.1.3. Etapa en el instante de la ruptura .....	25
2.13.1.4. Etapa posterior a la ruptura o surgencia.....	27
2.13.2. MÉTODO DE STILES .....	29
2.13.2.1. Aplicación .....	30
2.13.3 MÉTODO DE DYKSTRA PARSONS .....	33
2.13.3.1 Aplicación .....	34
2.13.3.2 Recuperación fraccional (C).....	36
2.13.3.3. Relación agua petróleo (WOR) en la ruptura .....	39
2.13.3.4. Coeficiente de variación de la permeabilidad .....	40
2.13.4. VOIDAGE REPLACEMENT RATIO (VRR) .....	41
CAPÍTULO 3.....	43
RESULTADO Y DISCUSIÓN .....	43
3.1. DATOS DEL YACIMINETO DE LA ARENISCA U INFERIOR DEL CAMPO AUCA SUR .....	43
3.2. UBICACIÓN DE POZOS PRODUCTORES E INYECTOR.....	45
3.3. CORRELACIÓN ENTRE POZOS PRODUCTORES E INYECTOR.....	47
3.4. CÁLCULO DEL PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES).....	47

3.5. MODELO DE BUCKLER Y LEVERETT .....	49
3.5.1. ETAPA ANTERIOR A LA RUPTURA .....	49
3.5.1.1 Razón de movilidad .....	51
3.5.3. ANÁLISIS AL PUNTO DE RUPTURA .....	52
3.5.4. ANÁLISIS TRAS LA RUPTURA .....	55
3.7. RESULTADOS MÉTODO DE STILES. ....	62
3.8. RESULTADOS MÉTODO DE DYSKTRA PARSON .....	73
3.8.1. COEFICIENTE DE VARIACIÓN DE LA PERMEABILIDAD .....	84
3.9. RELACIÓN VRR PARA LAS ZONAS DE INFLUENCIA DE LOS POZOS INYECTORES EN LA ARENISCA U INFERIOR .....	86
3.10. DISCUSIÓN .....	87
4.1. CONCLUSIONES .....	90
4.2. RECOMENDACIONES .....	91
BIBLIOGRAFÍA .....	93
GLOSARIO .....	96
ANEXOS .....	97



## LISTA DE TABLAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
2. 1	RESERVORIOS DEL CAMPO AUCA SUR .....	16
3. 1	PROPIEDADES DE LA ARENISCA U INFERIOR DEL CAMPO AUCA SUR ..	43
3. 2	DATOS DE SATURACIÓN Y PERMEABILIDADES RELATIVA .....	44
3. 3	DATOS DE ESPESORES CON SUS PERMEABILIDAD.....	44
3. 4	ÁREA DE INYECCIÓN Y ESPESOR DE CADA POZO .....	47
3. 5	POES DE LOS YACIMEINTOS DE LOS POZOS PRODUCTORES.....	49
3. 6	VALORES PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA CURVA $d_{FW}$ VS $SW$ .....	49
3. 7	VALORES USADOS PARA LAS GRÁFICAS PRESENTADAS .....	51
3. 8	RESULTADOS PARA LA ETAPA EN LA RUPTURA.....	54
3. 9	RESULTADOS OBTENIDOS TRAS LA RUPTURA PARA EL POZO PX-1 .....	56
3. 10	RESULTADOS OBTENIDOS TRAS LA RUPTURA PARA EL POZO PX-2... ..	56
3. 11	RESULTADOS OBTENIDOS TRAS LA RUPTURA PARA EL POZO PX-3... ..	57
3. 12	RESULTADOS OBTENIDOS TRAS LA RUPTURA PARA EL POZO PX-4... ..	57
3. 13	PARÁMETROS SEGÚN EL MÉTODO DE STILES PARA EL POZO PX-1 ... ..	63
3. 14	PARÁMETROS SEGÚN EL MÉTODO DE STILES PARA EL POZO PX-2 ... ..	63
3. 15	PARÁMETROS SEGÚN EL MÉTODO DE STILES PARA EL POZO PX-3 ... ..	64
3. 16	PARÁMETROS SEGÚN EL MÉTODO DE STILES PARA EL POZO PX-4 ... ..	64
3. 17	POES, PRODUCCIÓN POR EXPLOTACIÓN PRIMARIA ( $N_p$ ) Y SATURACIÓN DE PETRÓLEO REMANENTE .....	65
3. 18	PARÁMETROS SEGÚN EL MÉTODO DE STILES PARA EL POZO PX-1 ... ..	67
3. 19	PARÁMETROS SEGÚN EL MÉTODO DE STILES PARA EL POZO PX-2 ... ..	67
3. 20	PARÁMETROS SEGÚN EL MÉTODO DE STILES PARA EL POZO PX-3 ... ..	68
3. 21	PARÁMETROS SEGÚN EL MÉTODO DE STILES PARA EL POZO PX-4 ... ..	68
3. 22	ORDEN DE MAYOR A MENOR SEGÚN LA PERMEABILIDAD PARA CADA POZO .....	73
3. 23	RESULTADOS DE RELACIÓN DE PERMEABILIDADES .....	74
3. 24	RESULTADOS DE LA RAÍZ DEL NUMERADOR .....	75
3. 25	PARÁMETROS SEGÚN EL MÉTODO DE DYSKTRA PARSON, POZO PX-1.....	78
3. 26	PARÁMETROS SEGÚN EL MÉTODO DE DYSKTRA PARSON, POZO PX-2.....	78
3. 27	PARÁMETROS SEGÚN EL MÉTODO DE DYSKTRA PARSON, POZO PX-3.....	79
3. 28	PARÁMETROS SEGÚN EL MÉTODO DE DYSKTRA PARSON, POZO PX-4.....	79
3. 29	VALORES DE LOG (K) Y “% MAYOR QUE” .....	84
3. 30	RESULTADOS DE K AL 50%, K AL 84.1% Y V, PARA CADA POZO .....	86
3. 31	RESULTADOS DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y TIEMPO DE RUPTURA .....	88
3. 32	COMPARACIÓN DE DATOS REALES CON RESULTADOS OBTENIDOS EN LOS MÉTODOS.....	89

## LISTA DE FIGURAS

No.	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1. 1	UBICACIÓN DEL CAMPO AUCA.....	2
2. 1	INYECCIÓN PERIFÉRICA.....	5
2. 2	ARREGLOS DE POZOS.....	6
2. 3	CURVAS DE PERMEALIDAD RELATIVA – NAPO U INFERIOR .....	8
2. 4	END POINTS.....	8
2. 5	DISTRIBUCIÓN ESQUEMÁTICA DE LOS FLUIDOS A CIERTO TIEMPO DE LA INYECCIÓN .....	10
2. 6	DISTRIBUCIÓN ESQUEMÁTICA DE LOS FLUIDOS EN LA RUPTURA .....	12
2. 7	DISTRIBUCIÓN ESQUEMÁTICA DE LOS FLUIDOS EN LA POST RUPTURA .....	12
2. 8	TIPOS DE EMPUJE EN EL CAMPO AUCA SUR .....	13
2. 9	HISTORIA DE PRESIÓN VS TIEMPO ARENA UI DEL CAMPO AUCA SUR..	14
2. 10	ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO AUCA SUR.....	15
2. 11	SECUENCIA ESTRATIGRÁFICA GENREALIZADA DE LOS YACIMIENTOS DE LA CUENCA ORIENTE DE ECUADOR .....	18
2. 12	EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO.....	20
2. 13	CÁLCULO DE EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO.....	21
2. 14	EFICIENCIA DE BARRIDO ÁREAL .....	21
2. 15	EFICIENCIA DE BARRIDO VERTICAL.....	22
2. 16	DISTRIBUCION VERTICAL DEL TIPO DE ROCA .....	23
2. 17	GRÁFICA $K_{RW}/K_{RO}$ VS SATURACIÓN DE AGUA .....	25
2. 18	EFECTO DE LA RAZÓN DE MOVILIDAD Y LOS VOLUMENES DE FLUIDOS INYECTADOS SOBRE LA EFICIENCIA AREAL PARA UN ARREGLO EN LINEA DIRECTA .....	26
2. 19	ARREGLO DESCENDENTE DE LOS ESTRATOS DE ACUERDO A SU PERMEABILIDAD ABSOLUTA SEGÚN STILES.....	30
2. 20	ESQUEMA DE ARREGLOS DE LOS ESTRATOS SEGÚN STILES.....	31
2. 21	ARREGLO DE ESTRATOS SEGÚN EL MÉTODO DE DYSKTRA-PARSONS .....	34
2. 22	INVASIÓN EN LOS ESTRATOS SEGÚN EL MÉTODO DE DYSTRA-PARSONS .....	35
2. 23	AVANCE EN LOS ESTRATOS EN UN TIEMPO DETERMINADO SEGÚN EL MÉTODO DE DYSTRA-PARSONS.....	36
2. 24	MOMENTO DE RUPTURA DEL PRIMER ESTRATO SEGÚN EL MÉTODO DE DYSTRA-PARSONS.....	37
2. 25	RUPTURA EN “M” DE LOS “N” ESTRATOS SEGÚN EL MÉTODO DE DYSTRA-PARSONS.....	38
2. 26	RELACIÓN AGUA-PETRÓLEO EN EL DESPLAZAMIENTO DE PETRÓLEO POR AGUA SEGÚN EL MÉTODO DE DYSTRA-PARSONS .....	39
3. 1	CURVAS PERMEABILIDAD RELATIVA RECOPIADAS – NAPO U INFERIOR.....	45
3. 2	ESQUEMA DE POZOS PRODUCTORES VS POZO INYECTOR Y ÁREA.....	46

3. 3 REGISTROS ELÉCTRICOS, CORRELACIÓN ESTRUCTURAL YACIMIENTO U .....	48
3. 4 RELACIÓN DE PERMEABILIDAD RELATIVA FRENTE A LA SATURACIÓN DE AGUA.....	50
3. 5 GRÁFICA DE FLUJO FRACCIONAL .....	52
3. 6 DERIVADA DEL FLUJO FRACCIONAL.....	53
3. 7 EFECTO DE LA RAZÓN DE MOVILIDAD Y LOS VOLÚMENES DE FLUIDOS INYECTADOS SOBRE LA EFICIENCIA AREAL, PARA UN ARREGLO EN LÍNEA DIRECTA .....	54
3. 8 PRODUCCIÓN ACUMULADA ESTIMADA DE PETRÓLEO VS TIEMPO POZO PX-1.....	58
3. 9 COMPARACIÓN DE PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO VS TIEMPO POZO PX-1.....	58
3. 10 PRODUCCIÓN ACUMULADA ESTIMADA DE PETRÓLEO VS TIEMPO, POZO PX-2.....	59
3. 11 COMPARACIÓN DE PRODUCCIÓN ACUMULADA ESTIMADA DE PETRÓLEO VS TIEMPO POZO PX-2 .....	59
3. 12 PRODUCCIÓN ACUMULADA ESTIMADA DE PETRÓLEO VS TIEMPO POZO PX-3.....	60
3. 13 COMPARACIÓN DE PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO VS TIEMPO PX-3 .....	60
3. 14 PRODUCCIÓN ESTIMADA ACUMULADA DE PETRÓLEO VS TIEMPO POZO PX-4.....	61
3. 15 COMPARACIÓN DE PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO VS TIEMPO PX-4 .....	61
3. 16 PRODUCCIÓN ESTIMADA ACUMULADA DE PETRÓLEO VS TIEMPO PX-1.....	69
3. 17 COMPARACIÓN DE PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO VS TIEMPO POZO PX-1.....	69
3. 18 PRODUCCIÓN ESTIMADA ACUMULADA DE PETRÓLEO VS TIEMPO PX-2.....	70
3. 19 COMPARACIÓN DE PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO VS TIEMPO POZO PX-2.....	70
3. 20 PRODUCCIÓN ESTIMADA ACUMULADA DE PETRÓLEO VS TIEMPO PX-3.....	71
3. 21 PRODUCCIÓN ESTIMADA ACUMULADA DE PETRÓLEO VS TIEMPO PX-3.....	71
3. 22 PRODUCCIÓN ESTIMADA ACUMULADA DE PETRÓLEO VS TIEMPO PX-4.....	72
3. 23 COMPARACIÓN DE PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO VS TIEMPO POZO PX-4.....	72
3. 24 PRODUCCIÓN ESTIMADA ACUMULADA DE PETRÓLEO VS TIEMPO PX-1.....	80
3. 25 COMPARACIÓN DE PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO VS TIEMPO POZO PX-1.....	80

3. 26 PRODUCCIÓN ESTIMADA ACUMULADA DE PETRÓLEO VS TIEMPO PX-2.....	81
3. 27 COMPARACIÓN DE PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO VS TIEMPO POZO PX-2.....	81
3. 28 PRODUCCIÓN ESTIMADA ACUMULADA DE PETRÓLEO VS TIEMPO PX-3.....	82
3. 29 COMPARACIÓN DE PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO VS TIEMPO POZO PX-3.....	82
3. 30 PRODUCCIÓN ESTIMADA ACUMULADA DE PETRÓLEO VS TIEMPO PX-4.....	83
3. 31 COMPARACIÓN DE PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO VS TIEMPO POZO PX-4.....	83
3. 32 GRÁFICA DE PROBABILIDAD, LOG (K) VS “% MAYOR QUE” .....	85

## SIMBOLOGÍA

A	Área del yacimiento	$L^2$
°API	Gravedad específica en grados API	
BAIPD	Barriles de agua inyectada por día	$L^3/t$
BAPD	Barriles de agua por día	$L^3/t$
BFPD	Barriles de fluido por día	$L^3/t$
BN	Barriles normales o fiscales	$L^3$
BPPD	Barriles de petróleo por día	$L^3/t$
BLS	Barriles	$L^3$
$\beta_o$	Factor volumétrico del petróleo	
$\beta_w$	Factor volumétrico del agua	
$\beta_g$	Factor volumétrico del gas	
BSW	Porcentaje de agua y sedimentos	
CAP	Contacto agua/petróleo	
Easbt	Eficiencia de barrido areal a la ruptura	
Ev	Eficiencia de barrido vertical	
ED	Eficiencia de desplazamiento	
ft	Pies	L
FR	Factor de recobro	
fw	Flujo fraccional de agua	
GOR	Relación gas petróleo producido	
ho	Espesor neto saturado de petróleo	L
k	Permeabilidad absoluta	$L^2$
ko	Permeabilidad efectiva al petróleo	$L^2$
kw	Permeabilidad efectiva al agua	$L^2$
kro	Permeabilidad relativa al petróleo	$L^2$
krw	Permeabilidad relativa al agua	$L^2$
m	Metro	L
M	Razón de movilidad	
mD	Milidarcys	$L^2$

MD	Profundidad medida	L
MMBLS	Millones de barriles normales	L <sup>3</sup>
Np	Producción de petróleo acumulado	L <sup>3</sup>
Pb	Presión de burbuja	M/Lt <sup>2</sup>
Pc	Presión capilar	M/Lt <sup>2</sup>
Pi	Presión inicial del yacimiento	M/Lt <sup>2</sup>
POES	Petróleo original en sitio	L <sup>3</sup>
ppm	Partes por millón	
psi	Libras fuerza por pulgada cuadrada	M/Lt <sup>2</sup>
PVT	Presión, Volumen y Temperatura	
Pwf	Presión de fondo fluuyente	M/Lt <sup>2</sup>
qo	Caudal de petróleo	L <sup>3</sup> /t
qw	Caudal de agua	L <sup>3</sup> /t
qt	Caudal total de flujo	L <sup>3</sup> /t
qi	Caudal de agua inyectada	L <sup>3</sup> /t
RAP	Relación agua petróleo	
Rs	Relación de solubilidad	
Swc	Saturación de agua connata	
Swf	Saturación de agua en el frente	
Swpbt	Saturación promedia de agua por detrás del frente de inyección	
t	Tiempo	t
TVD	Profundidad vertical verdadera	L
μo	Viscosidad del petróleo	M/Lt
μw	Viscosidad del agua	M/Lt
Wi	Volumen de agua inyectada	L <sup>3</sup>
Wp	Volumen de agua acumulada	L <sup>3</sup>
θ	Porosidad	
γo	Gravedad específica del petróleo	
θc	Ángulo de contacto	

## RESUMEN

El presente trabajo de titulación segmentado en cuatro capítulos presenta un estudio analítico del reservorio de la arenisca U Inferior del campo Auca Sur al implementar un proyecto piloto de recuperación secundaria (inyección de agua). Esto por causa del acercamiento a la presión de burbuja y la baja producción de petróleo reportada por reservorio.

En el capítulo uno se presenta el marco teórico, donde se describen las bases teóricas de recuperación primaria y secundaria, profundizando en la recuperación por inyección de agua. También se describe de forma general el campo Auca Sur, atendiendo a su ubicación, geología, estratigrafía, propiedades petrofísicas e historial de producción.

En el capítulo dos, se expone la metodología usada, la cual consiste en el uso de los modelos de Buckley - Leverett, Stiles y Dysktra – Parson, los cuales presentan las restricciones pertinentes para cada método utilizado y la manera de llevar a cabo cada cálculo propuesto en los modelos.

El capítulo tres concierne a la presentación de los resultados y análisis de los métodos utilizados en este trabajo, comparándolos cada uno con los resultados obtenidos en la realidad.

En el capítulo cuatro se presentan las conclusiones a las que se llega tras el análisis de los resultados al hacer uso de los métodos de Buckley - Leverett, Stiles y Dysktra – Parson y se concluye con las recomendaciones pertinentes para el proyecto o futuros proyectos que cuenten con características similares al campo Auca Sur.

## PRESENTACIÓN

Debido a que en la segunda etapa de explotación de un yacimiento (recuperación por inyección de agua) es uno de los métodos más usuales en la industria, causado porque en la recuperación primaria se tiene una vida limitada y el agua se vuelve un producto significativo de la producción. Entonces, con una cantidad representable de agua de formación, la mejor opción para su uso es el de ser inyectada con la finalidad de ayudar al desplazamiento de petróleo e incrementar el factor de recobro.

En este trabajo, el campo AUCA SUR, BLOQUE 61 será el sujeto de análisis. Dicho campo ha presentado una considerable caída de presión, ya que pasó de una presión de reservorio de 3800 psia a alrededor de un rango de 1100-1200 psia, acercándose a la presión de burbuja estimada en 942 psia, esto desde su explotación en 1980 al 2017.

Para dicho proyecto se perforó un nuevo pozo, IX-1, que tiene el objetivo de inyectar agua a los pozos cercanos, PX-1, PX-2, PX-3 y PX-4, los cuales serán analizados con los modelos analíticos de Buckley - Leverett, Stiles y Dysktra - Parson.

También se presentan las curvas de producción acumulada en las que se comparan con datos reales. Concluyendo que el modelo de Stiles es el más indicado para la aplicación de este yacimiento y de esta manera tener una predicción futura más acertada.



# CAPÍTULO 1

## INTRODUCCIÓN

En la primera etapa explotación de un yacimiento, recuperación primaria (a flujo natural), llegará el momento en el cual la tasa de productividad no pueda ser sustentada, ya que la presión tiende a declinar con el pasar del tiempo. Por esta razón, el reservorio necesita de un apoyo energético adicional, el cual, por lo normal se logra al pasar a la segunda etapa de la explotación petrolera, recuperación secundaria (inyección de agua) (Espín et. al., 2014).

Este método es uno de los más usuales en la industria, esto debido a que, al aumentar la vida productiva del pozo, la relación de agua-petróleo crece, y el agua se vuelve un producto significativo de la producción de hidrocarburo, esto dependiendo del tipo de levantamiento y el método de separación de fases utilizado. (Paris, 2001).

En el presente trabajo, la Arenisca U Inferior del campo AUCA SUR, BLOQUE 61, será el sujeto de análisis, ya que se lo utilizó para un plan piloto de inyección de agua. Dicho campo está ubicado aproximadamente a 41 km al este de la ciudad de Francisco de Orellana (Coca) en la Provincia de Orellana en la parte centro occidental de la cuenca oriente. Limita al norte con el Campo Auca, al sur con el campo Chonta Este y al este con Hormiguero (Petroamazonas EP, 2018) mostrado en la figura 1.1.

Dicho campo ha presentado los siguientes factores para ser candidato a la inyección de agua;

1. Depletación de presión (acuífero limitado).
2. Aumento de producción de agua.
3. Incrementar factor de recuperación.
4. Extender la vida del yacimiento.
5. Petróleo remanente a contactar.

En la zona mencionada se observó una considerable caída de presión de entre 2600 – 2700 psia. Por otro lado, con pruebas PVT, se constató que el yacimiento se está acercando a la presión de burbuja.

**FIGURA 1. 1 UBICACIÓN DEL CAMPO AUCA**



FUENTE: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019

ELABORADO: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019

En este proyecto de inyección se perforó un nuevo pozo, IX-1, que tiene el objetivo de inyectar agua a los pozos cercanos, PX-1, PX-2, PX-3 y PX-4, los cuales serán analizados con los modelos analíticos de Buckley - Leverett, Stiles y Dysktra - Parson. El agua destinada a la inyección proviene de la arenisca Hollín Inferior del pozo PWX-1, el cual abastece de agua destinada a la inyección al pozo IX-1, de esta manera se consigue evitar la utilización de agua de cuerpos hídricos superficiales temporalmente (Petroamazonas EP, 2018).

La evaluación se la realizará empleando datos del Campo Auca Sur – Bloque 61 proporcionados por la AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL

HIDROCARBURÍFERO (ARCH), los cuales serán sujeto de comparación con los resultados obtenidos en este trabajo de titulación.

El procedimiento definido para alcanzar los objetivos del presente trabajo son el análisis de registros (de producción e inyección, calidad del agua de inyección, permeabilidades, petrofísicos, geológicos, etc.) y métodos matemáticos (Bucket – Leverett, Siles y Dykstra - Parson) los cuales evalúan la efectividad de inyección y por lo tanto interpretarán el comportamiento de la inyección para detectar problemas en el mismo y de esta manera constatar si se llegó o no a cumplir con los objetivos planteados en el proyecto de recuperación secundaria.

Los puntos clave para este trabajo son:

Objetivo general:

- Evaluar los resultados del proyecto de inyección de agua implementada en la Arenisca U Inferior

Objetivos específicos:

- Determinar la eficiencia del barrido.
- Determinar las reservas recuperables mediante la inyección.
- Generar gráficas de diagnóstico y control de los patrones de inyección.
- Comparar los resultados arrojados por el proyecto piloto con los resultados de este estudio.

Alcance:

- El universo de estudio comprende el Campo Auca Sur – Bloque 61. La Arena U Inferior.

## **CAPÍTULO 2**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **2.1. MÉTODOS DE RECUPERACIÓN CONVENCIONALES**

Los métodos convencionales consideran la producción de hidrocarburo mediante la energía propia del yacimiento (a flujo natural o levantamiento artificial) o al hacer uso de proporcionar una energía externa al yacimiento por medio de la inyección de fluidos propios del reservorio (agua o gas) (Contreras, 2010).

##### **2.1.1. RECUPERACIÓN PRIMARIA**

En la recuperación primaria se encuentra la producción a causa de la energía que presenta el yacimiento. En esta etapa el desplazamiento de los fluidos a la cara del pozo se rige por los mecanismos de empuje que tenga el yacimiento (Banda, 2012).

El fin de esta etapa se da cuando la producción no puede ser sustentada con la energía propia del yacimiento. Esta recuperación llega a valores de un máximo del 40 % del recobro, todo dependiendo de las características de la roca y el fluido (Satter & Thakur, 1994).

##### **2.1.2. RECUPERACIÓN SECUNDARIA**

Con la recuperación secundaria lo que se busca es restituir o mantener la energía en el yacimiento con el objetivo de agregar movilidad a los fluidos presente por medio de la inyección de fluidos que poseen cualidades semejantes a los del reservorio, de tal manera que dichos fluidos no alteren las propiedades físico – químicas de los fluidos presentes en el reservorio. Por esta razón, los fluidos inyectados suelen tratarse de los propios del reservorio; agua y gas. Lo usual es inyectar el gas en la zona del casquete de gas, mientras que el agua penetra en la zona productora con la finalidad de hacer un barrido en el yacimiento. La recuperación secundaria llega a un incremento del factor de recobro del 6 al 20 %, esta cifra puede aumentar si las características (geológicas, roca y fluido) del

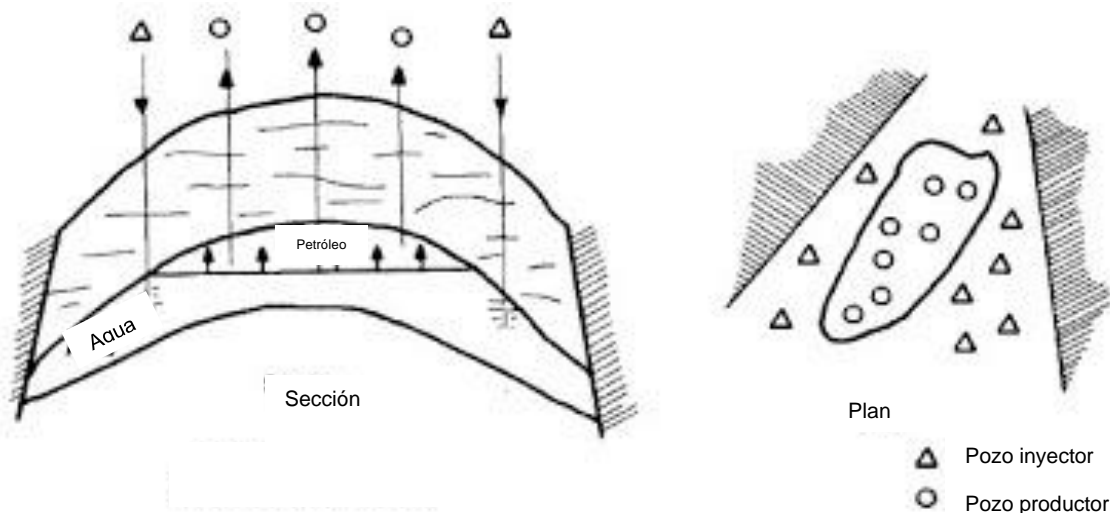
campo son muy propicias. La recuperación secundaria llega a su fin cuando en la producción empieza a darse una cantidad significativa de agua y deja de ser rentable la producción del pozo (Banda, 2012).

### 2.1.3. TIPOS DE INYECCIÓN

#### 2.1.3.1. Inyección periférica

En este tipo de inyección, el agua inyectada se centra en la frontera del yacimiento, como lo ilustra la figura 2.1, en donde se puede encontrar el acuífero, cerca del contacto agua – petróleo. Este tipo de inyección es ventajosa utilizarla cuando; las propiedades del reservorio son desconocidas y los pozos inyectores (productores convertidos a inyectores) están ubicados en el acuífero o cerca de él (Satter & Thakur, 1994).

**FIGURA 2. 1 INYECCIÓN PERIFERICA**



FUENTE: Satter & Thakur, 1994

ELABORADO: Satter & Thakur, 1994

Este método proporciona buenos resultados al retrasar la producción de agua hasta su última fila de pozos productores, abaratando los costos en las facilidades de superficie en cuestión de separación de agua – petróleo.

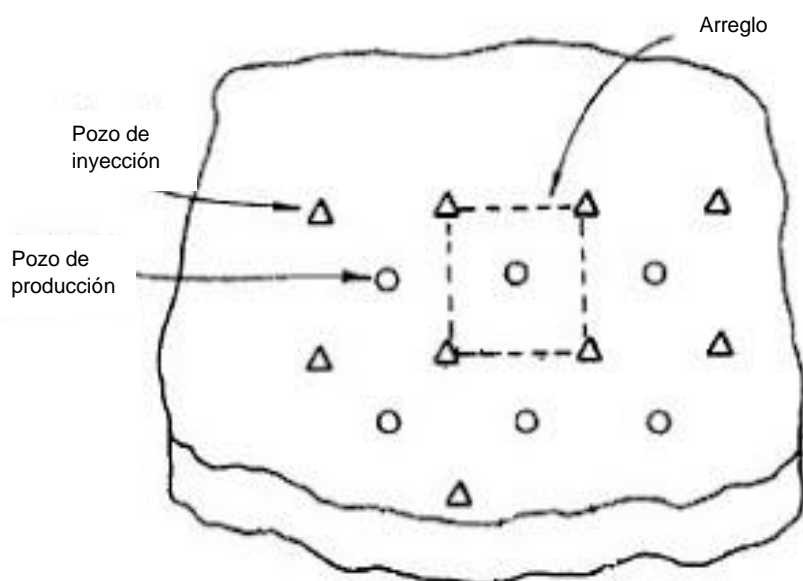
Por otro lado, según Satter & Thakur (1994), los inconvenientes que presenta son varios;

- No toda el agua desplazará el petróleo.
- Dar un seguimiento detallado del frente de avance de invasión se ve complicado debido a que la inyección es periférica, el agua puede encontrar inconvenientes con la comunicación del centro del yacimiento.
- El desplazamiento e invasión del agua es un proceso de extensa duración, lo que conlleva una recuperación a largo plazo.

### 2.1.3.2. Inyección en arreglos

En esta inyección, el agua es inyectada donde el crudo se encuentra, consiguiendo que los fluidos del yacimiento sean desplazados con una mayor eficiencia a los pozos productores, la disposición se la aprecia en la figura 2.2. Además, se caracteriza porque en la distribución de sus pozos inyectoros y productores crean figuras geométricas. La selección de dichas figuras o arreglos dependen de la porosidad, permeabilidad, continuidad de la arena, cantidad y ubicación de los pozos existentes y de la estructura y fronteras del reservorio. También, los arreglos mencionados con anterioridad se logran convirtiendo los pozos productores a inyectoros o perforando nuevos entre pozo y pozo (Cabrera et. al., 2012).

**FIGURA 2. 2 ARREGLOS DE POZOS**



FUENTE: Satter & Thakur, 1994

ELABORADO: Satter & Thakur, 1994

Según Cabrera et. al. (2012), en esta inyección se favorece aspectos como

- El alto volumen de crudo recuperado en un corto lapso
- El inmediato aumento de las presiones.
- Las altas eficiencias de barrido areal.
- El seguimiento del frente de invasión y factor de recobro.

Mientras que, por lo contrario, es desfavorecido en cuestión de (comparado con la inyección periférica);

- El seguimiento y control de la inyección demanda de una mayor atención.
- La destinación de recursos humanos crece.
- Debe existir un buen conocimiento de las propiedades del yacimiento.
- Los pozos destinados a la inyección, su número es elevado.

## **2.2. PROPIEDADES DE LAS ROCAS Y FLUIDOS**

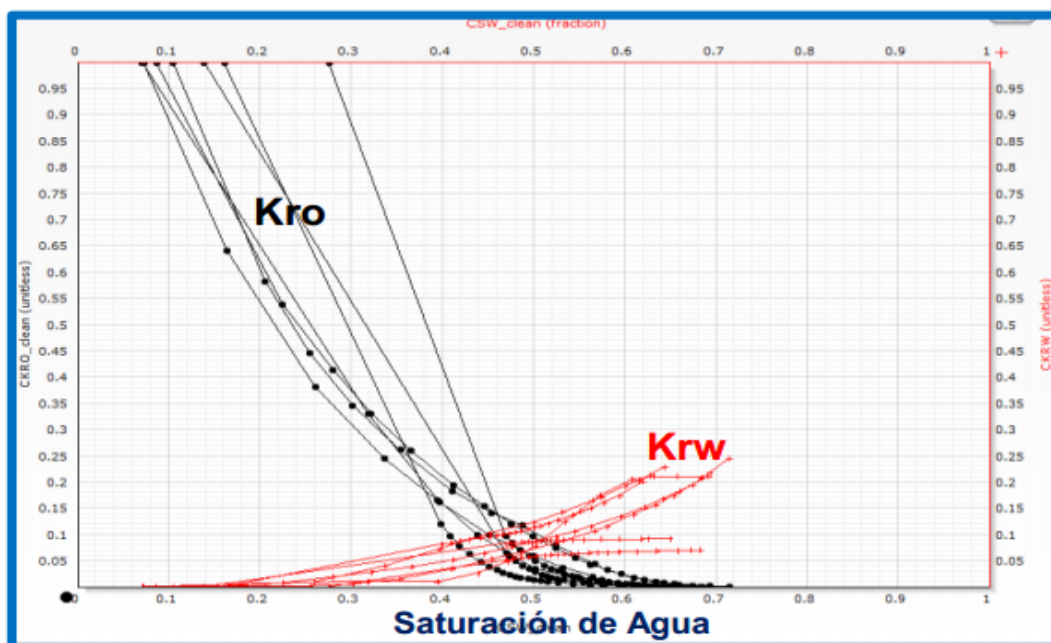
“El conocimiento de las propiedades de facies, sedimentos y rocas, permiten saber la forma en que el agua puede ser confinada en una formación la cual debe poseer un volumen de poros (porosidad), fracturas y otras cavidades naturales existentes en las rocas del subsuelo, que estando interconectados son aptas para contener y transmitir fluidos (permeabilidad).” (Núñez, 2010).

### **2.2.1. CURVAS DE PERMEABILIDAD Y END POINTS DE NAPO U INFERIOR**

Las curvas de permeabilidad relativa pertenecientes a Napo – UI presentadas en la figura 2.3 es apreciable que son mojables preferentemente al agua, sus valores, además de un valor bajo de permeabilidad relativa de agua ( $k_{rw}$ ) a una saturación residual de petróleo.

Por otro lado, los end points mostrados en la figura 2.4 sugieren la existencia de una moderada a alta saturación de petróleo residual y bajas a moderadas saturaciones de agua irreductible.

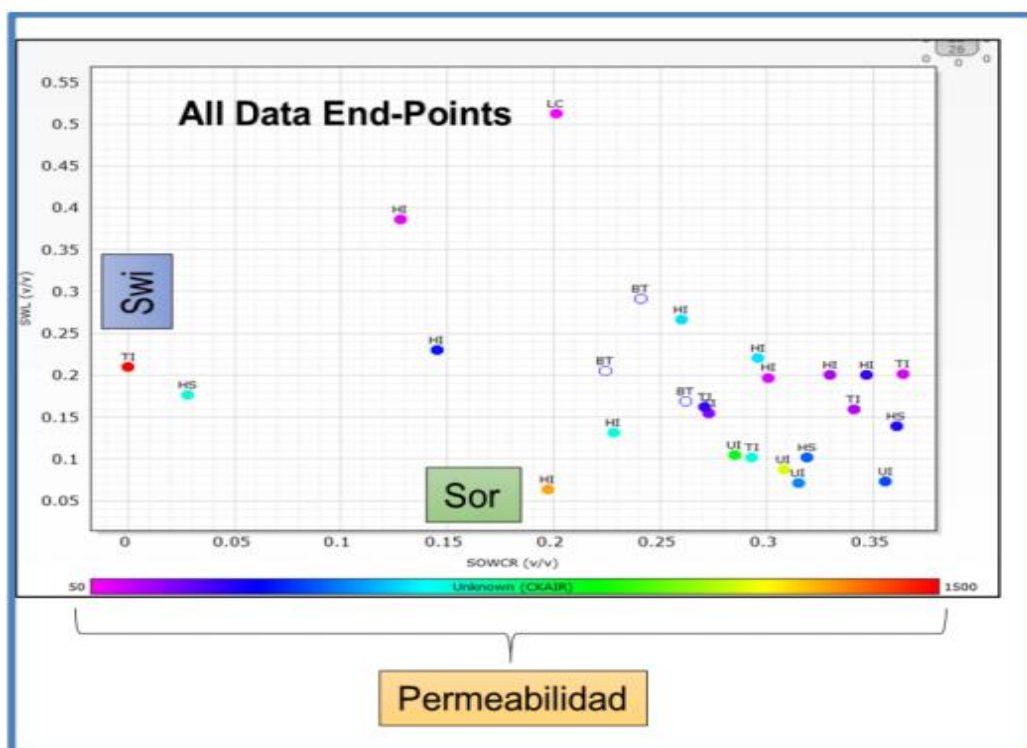
FIGURA 2. 3 CURVAS DE PERMEALIDAD RELATIVA – NAPO U INFERIOR



FUENTE: Petroamazonas EP, 2018.

ELABORADO: Petroamazonas EP, 2018.

FIGURA 2. 4 END POINTS



FUENTE: Petroamazonas EP, 2018.

ELABORADO: Petroamazonas EP, 2018.



### 2.2.3. RELACIÓN DE MOVILIDAD

Su definición es una relación de la movilidad de la fase desplazante (agua o gas) entre la movilidad de la fase desplazada (petróleo) (Banda, 2012):

Al inyectar agua:

$$M = \frac{(k_{rw})_{SwpBT} \mu_o}{(k_{ro})_{Swc} \mu_w} \quad (2.2)$$

Donde:

$(k_{rw})_{SwpBT}$  = permeabilidad relativa al agua detrás del frente de desplazamiento, en la zona invadida donde  $Sw = SwpBT$ .

$(k_{ro})_{Swc}$  = permeabilidad relativa al petróleo en el banco de petróleo, es decir, delante del frente de desplazamiento donde  $Sw = Swc$ .

## 2.3. DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS INMISCIBLES

Este tipo de desplazamiento se da cuando el yacimiento está siendo sujeto de inyección de agua o gas (fluido desplazante). Con la inyección del fluido desplazante se forma un frente de desplazamiento o de separación que consiste en una especie de barrera con la cual se pueden distinguir a ambos fluidos, el desplazante (agua o gas) y el desplazado (petróleo). Con el fluido desplazante está la zona invadida, la cual está formada, además del fluido inyectado, el petróleo remanente. Y, por otro lado, con el fluido desplazado se tiene la zona no invadida la cual consta del petróleo desplazado (Contreras, 2010).

### 2.3.1 MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO (GAS, PETRÓLEOS Y AGUA)

Las permeabilidades relativas, las presiones y viscosidades del petróleo son propiedades no constantes, esto es causado por la variación de las saturaciones de los fluidos, lo que convierte el desplazamiento de un fluido por otro en un proceso de flujo no continuo (Paris de Ferrer, 2001). Esto es representable por las etapas:

- Condiciones iniciales (anteriores a la inyección).
- La invasión.
- Llone.
- La ruptura de agua.

- Condiciones post ruptura.

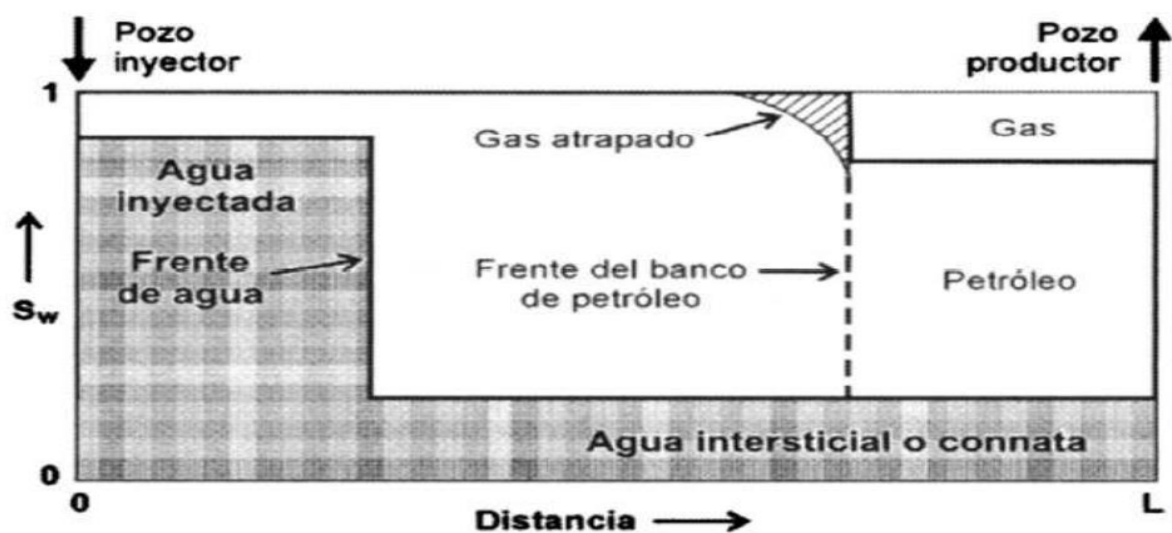
### 2.3.1.1. Condiciones iniciales

Se asume un yacimiento homogéneo en el cual el desplazamiento de fluidos se da de manera horizontal y su producción fue por agotamiento natural en la recuperación primaria. Lo común será encontrar una presión de yacimiento menor que la de burbuja, lo cual da origen a una fase gaseosa que, de acuerdo con la suposición, será uniforme, así como la del agua y petróleo (Paris de Ferrer, 2001), pero para el caso del yacimiento Auca Sur se tiene que la presión está por encima de la de burbuja.

### 2.3.1.2. Invasión

Con el comienzo de la inyección viene un aumento en la presión del yacimiento, siendo mayor alrededor de los pozos inyectoros y disminuyendo en los productores. Esto hace que el petróleo desplazado forme un banco de petróleo con el gas atrapado, como lo ilustra la figura 2.5. (Paris de Ferrer, 2001).

**FIGURA 2. 5 DISTRIBUCIÓN ESQUEMÁTICA DE LOS FLUIDOS A CIERTO TIEMPO DE LA INYECCIÓN**



FUENTE: Paris de Ferrer, 2001

ELABORADO: Paris de Ferrer, 2001.

### **2.3.1.3. Llene**

Consiste en el gas que es desplazado por la porción inundada del yacimiento antes de la producción de petróleo. En este proceso existe una porción de gas que se vuelve a combinar con el petróleo en contacto, esto hace que la saturación de gas detrás del frente del petróleo sea su valor residual. El final de dicho llene es marcada cuando el petróleo llega a los pozos productores (Paris de Ferrer, 2001).

### **2.3.1.4. La ruptura**

Con la inyección, la producción de petróleo aumenta hasta llegar a ser igual a la tasa de inyección de agua, esto se aprecia en la figura 2.6. Esto continuará hasta que la tasa de producción de agua se vuelva significativa, lo cual es una señal del comienzo de la ruptura del frente de agua en el pozo (Donaldson, Chilingarian, & Yen. 1985).

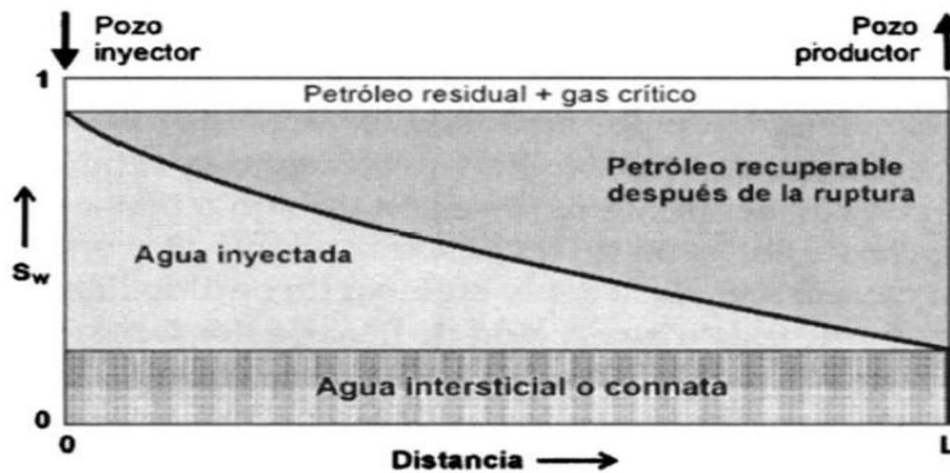
### **2.3.1.5. Post ruptura**

En esta etapa la producción de agua es un elemento muy considerable en el desarrollo del yacimiento, como es mostrado en la figura 2.7. En dicho periodo, el final de la inyección sólo es justificable su continuación debido a que el área barrida aumentará. Este proceso finalizará cuando la rentabilidad ya no sea considerable (Paris de Ferrer, 2001).

## **2.4. MECANISMO DE EMPUJE**

Este campo, el AUCA SUR y sobre todo el yacimiento UI se ha observado que el principal mecanismo de empuje es el de compresión de roca y expansión de fluido, como es apreciable en la figura 2.8. Además de una contribución de energía por gas en solución, esto desencadena en un pobre soporte de presión, lo que conlleva a una fuerte disminución de una presión de reservorio de 3800 psia a alrededor de un rango de 1100-1200 psia, esto desde su explotación en 1980 al 2017 (Petroamazonas EP, 2018).

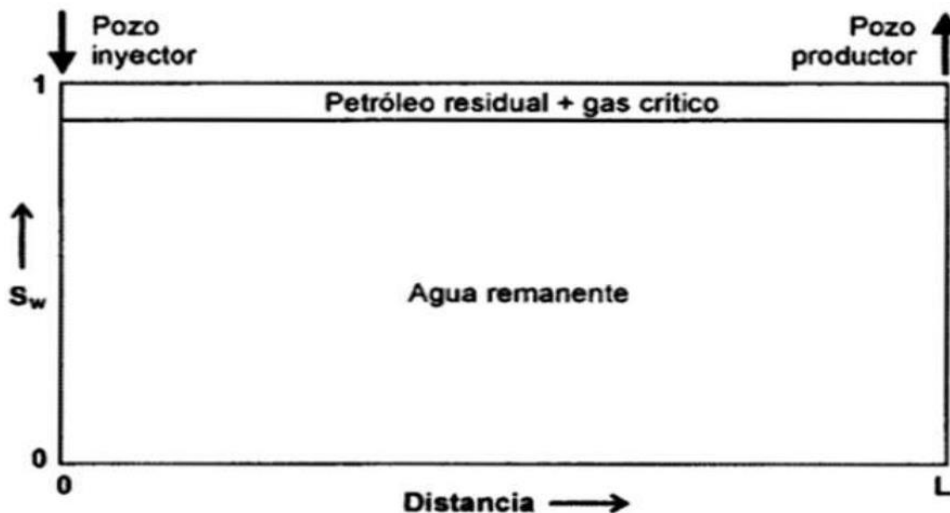
**FIGURA 2. 6 DISTRIBUCIÓN ESQUEMÁTICA DE LOS FLUIDOS EN LA RUPTURA**



FUENTE: Paris de Ferrer, 2001.

ELABORADO: Paris de Ferrer, 2001.

**FIGURA 2. 7 DISTRIBUCIÓN ESQUEMÁTICA DE LOS FLUIDOS EN LA POST RUPTURA**



FUENTE: Paris de Ferrer, 2001

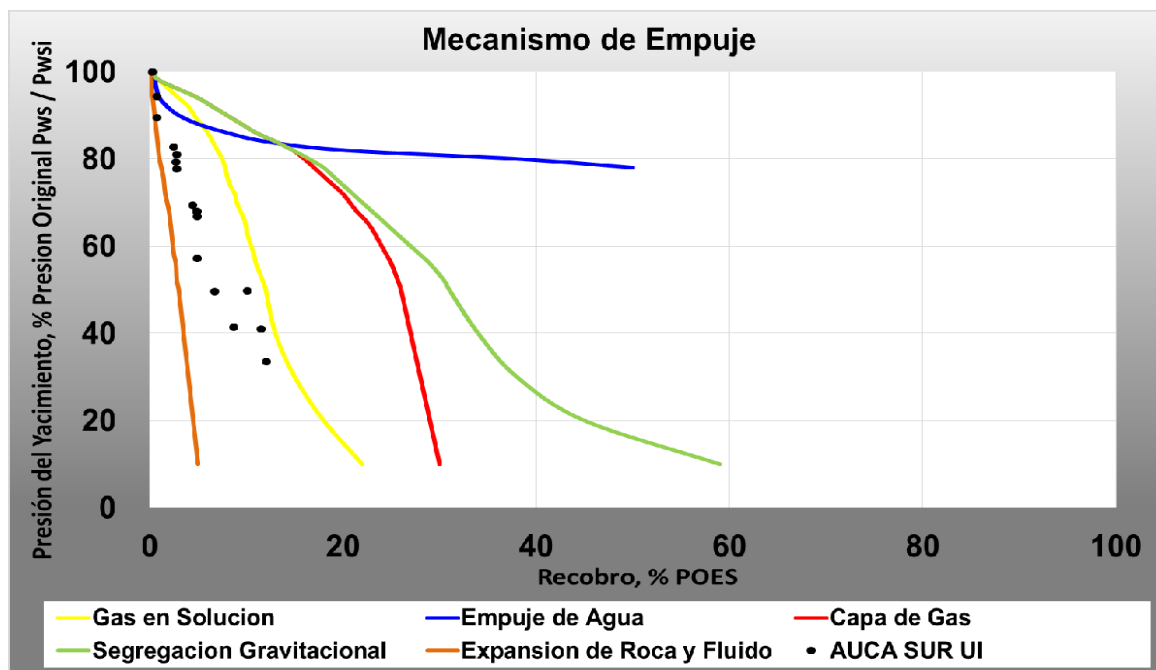
ELABORADO: Paris de Ferrer, 2001.

## 2.5. COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN

Analizando los patrones de presiones de la figura 2.9 en la arenisca UI del campo AUCA SUR, se llega a la conclusión de que ha disminuido en un aproximado de un 66% de la presión original de yacimiento (3.800 psia). Por otro lado, con pruebas PVT, se constató que el yacimiento se está acercando a la presión de burbuja, la

cual se encuentra estimada en 942 psia. Este dato se basa en las pruebas PVT de un pozo representativo.

**FIGURA 2. 8 TIPOS DE EMPUJE EN EL CAMPO AUCA SUR**



FUENTE: Petroamazonas EP, 2018

ELABORADO: Petroamazonas EP, 2018

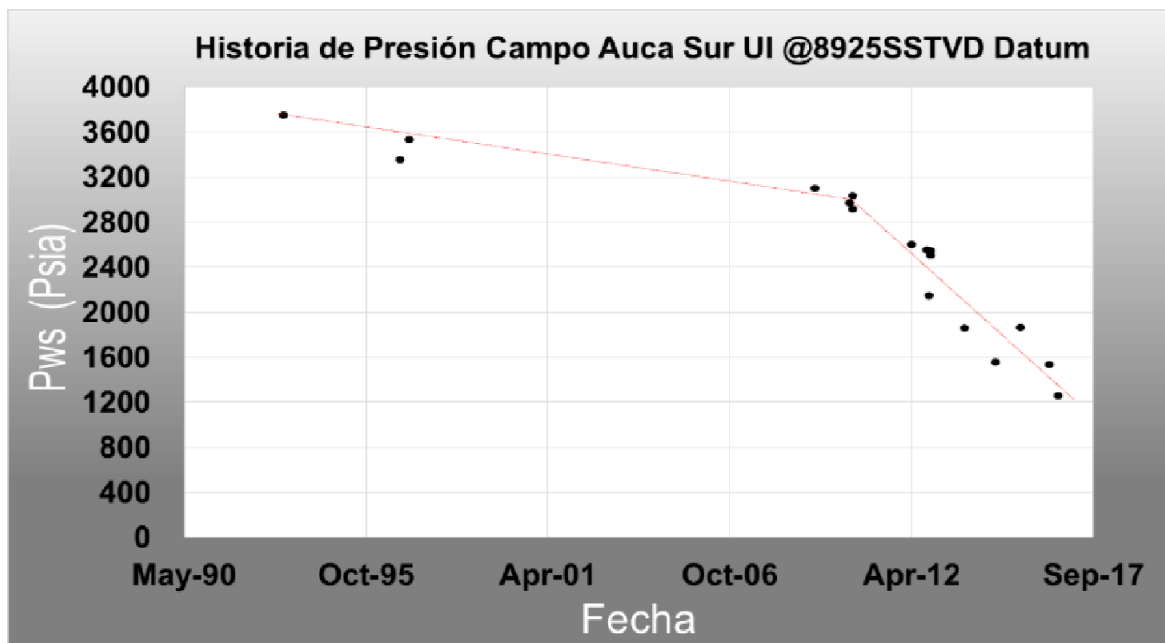
## 2.6. GEOLOGÍA REGIONAL

### 2.6.1. SÍNTESIS GEOLOGÍA REGIONAL

Una síntesis geológica regional explica que la Cuenca del Oriente Ecuatoriano presenta una secuencia sedimentaria y volcánica, de edades del Paleozoico al Cuaternario, con una potencia que oscila entre los 8.000 a 12.000 metros, que descansan sobre un substrato precámbrico; el detalle de las secuencias se muestra en la Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca Oriente de la figura 2.10.

El área del Campo AUCA SUR forma parte de la Cuenca Amazónica, desarrollada entre el Cratón Guayano - brasileño al este y el arco volcánico andino al oeste, en el que se desarrolló un extenso ambiente sedimentario tectónico. La cuenca que se extiende desde Venezuela al norte, hasta Bolivia al sur (Baby, et. a., 2004).

**FIGURA 2. 9 HISTORIA DE PRESIÓN VS TIEMPO ARENA UI DEL CAMPO AUCA SUR**



FUENTE: Petroamazonas EP, 2018

ELABORADO: Petroamazonas EP, 2018

Los principales reservorios hidrocarbúferos en el Campo AUCA SUR se localizan dentro de las formaciones Napo Tena y Hollín y se muestran en la Tabla 2.1.

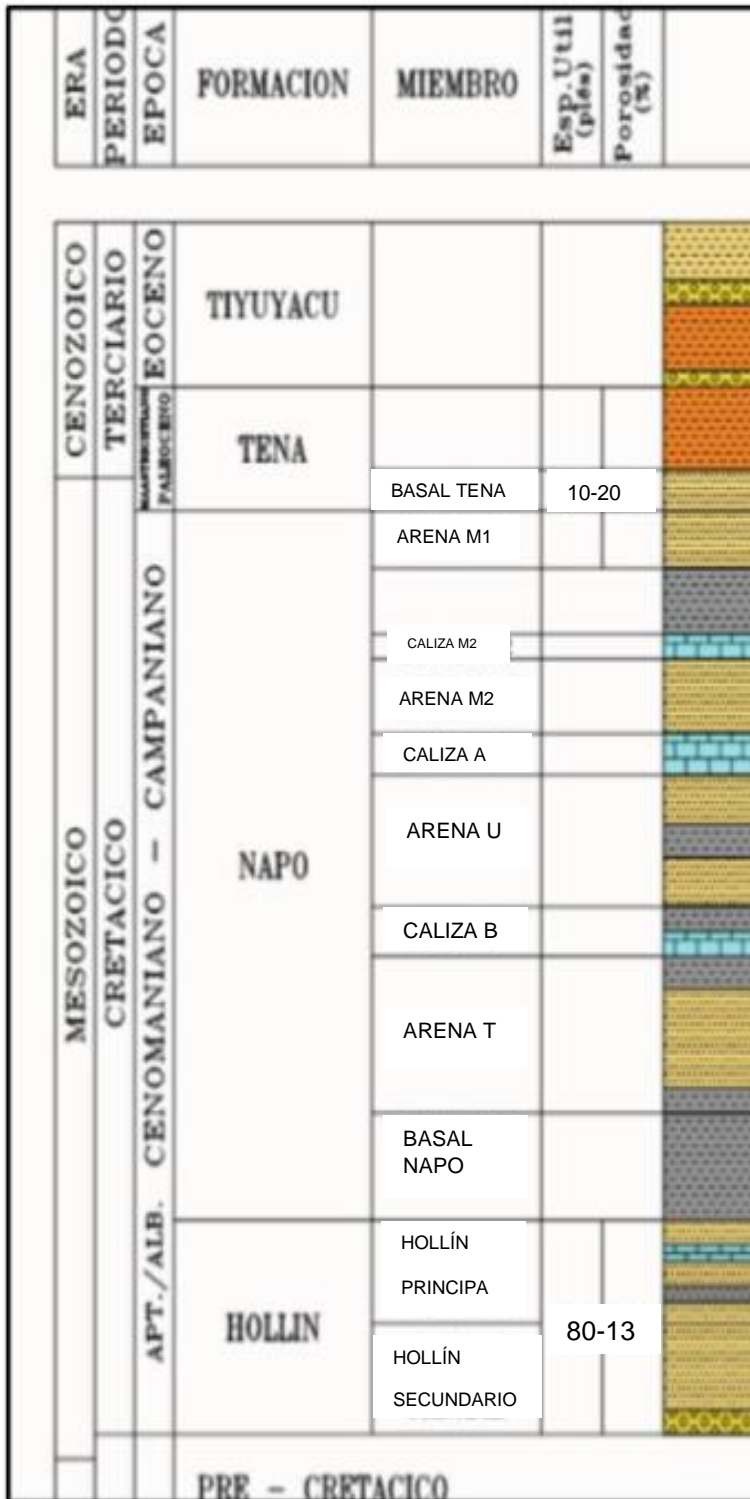
### 2.6.2. ESTRUCTURA

La estructura Auca Sur tiene una orientación Norte – Sur, formando parte de la mayoría de las estructuras productivas y no productivas de la Cuenca Oriente, luego de la inversión tectónica con orientación Andina.

La estructura Auca Sur está compuesta por un alto estructural limitado por una falla inversa al oeste. El espesor de arenisca “U” Inferior varía entre 30 y 40 pies (9,14 - 12,19 metros). Sobre la base de la formación sedimentaria de los depósitos Tena, se define una edad Paleoceno – Maastrichtiana.

La estructura Auca – Auca Sur constituye un anticlinal asimétrico, con una orientación estructural general de dirección Norte - Sur. Esta estructura ha sido detectada inicialmente mediante la interpretación de la sísmica 2D y posteriormente por la 3D.

FIGURA 2. 10 ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO AUCA SUR



FUENTE: Petroamazonas EP, 2018.

ELABORADO: Petroamazonas EP, 2018

**TABLA 2. 1 RESERVORIOS DEL CAMPO AUCA SUR**

<b>FORMACIÓN</b>	<b>MIEMBRO</b>	<b>RESERVORIO</b>
TENA	BASAL TENA	SECUNDARIO
NAPO	U INFERIOR	PRINCIPAL
	T INFERIOR	SECUNDARIO
HOLLÍN	HOLLÍN SUPERIOR	SECUNDARIO
	HOLLÍN INFERIOR	SECUNDARIO

FUENTE: Petroamazonas EP, 2018

ELABORADO: Petroamazonas EP, 2018

### **2.6.3. ROCAS RESERVORIO**

Las principales rocas reservorio, involucran las facies arenosas presentes en las formaciones Hollín, Napo y Tena.

La arenisca “U”, está compuesta por dos miembros: Inferior y Superior. La composición de estas areniscas es principalmente cuarzosa de grano fino a medio, de regular a buena selección. El cemento es silíceo o calcáreo y la matriz arcillosa, con presencia de glauconita en el miembro superior (Baby, et. a., 2004).

## **2.7. GEOLOGÍA DE LA FORMACIÓN RECEPTORA - BLOQUE 61 (FORMACIÓN NAPO)**

La Arenisca U Inferior presenta un ambiente de depósito estuarino influenciado por mareas. Que presenta una arenisca cuarzosa, crema a crema blanca, café claro a café oscuro, semitransparente a subtranslúcida, grano fino a medio, subredondeada a subangular, friable a moderadamente consolidada, regular clasificación, en parte matriz caolinítica, en parte cemento calcáreo. En la figura 2.11 se aprecia la disposición general de la secuencia general estratigráfica de la Cuenca Oriente y localizar el lugar la Arenisca UI.



## **2.8. ANÁLISIS DE CALIDAD DE AGUA DE FORMACIÓN RECEPTORA Y PRODUCTORA**

### **2.8.1. CALIDAD DE AGUA DE FORMACIÓN RECEPTORA NAPO U INFERIOR**

Este proyecto cuenta con disponibilidad de análisis fisicoquímicos del laboratorio acreditado para pozos del campo AUCA SUR. Toma como referencia los resultados de análisis fisicoquímicos realizados en cuatro pozos representativos en la arenisca U Inferior. Estos demuestran que el agua de formación contiene sólidos suspendidos totales de alrededor de 50.800 ppm, dando cumplimiento al numeral c.4 del artículo 29 del RAOHE D.E 1215 (sólidos totales disueltos mayor a 5.000 ppm).

### **2.8.2. CALIDAD DE AGUA DE LA FORMACIÓN PRODUCTORA HOLLÍN INFERIOR**

Con base en el Art. 61 de RAOHE D.E 1215, que establece lo siguiente:

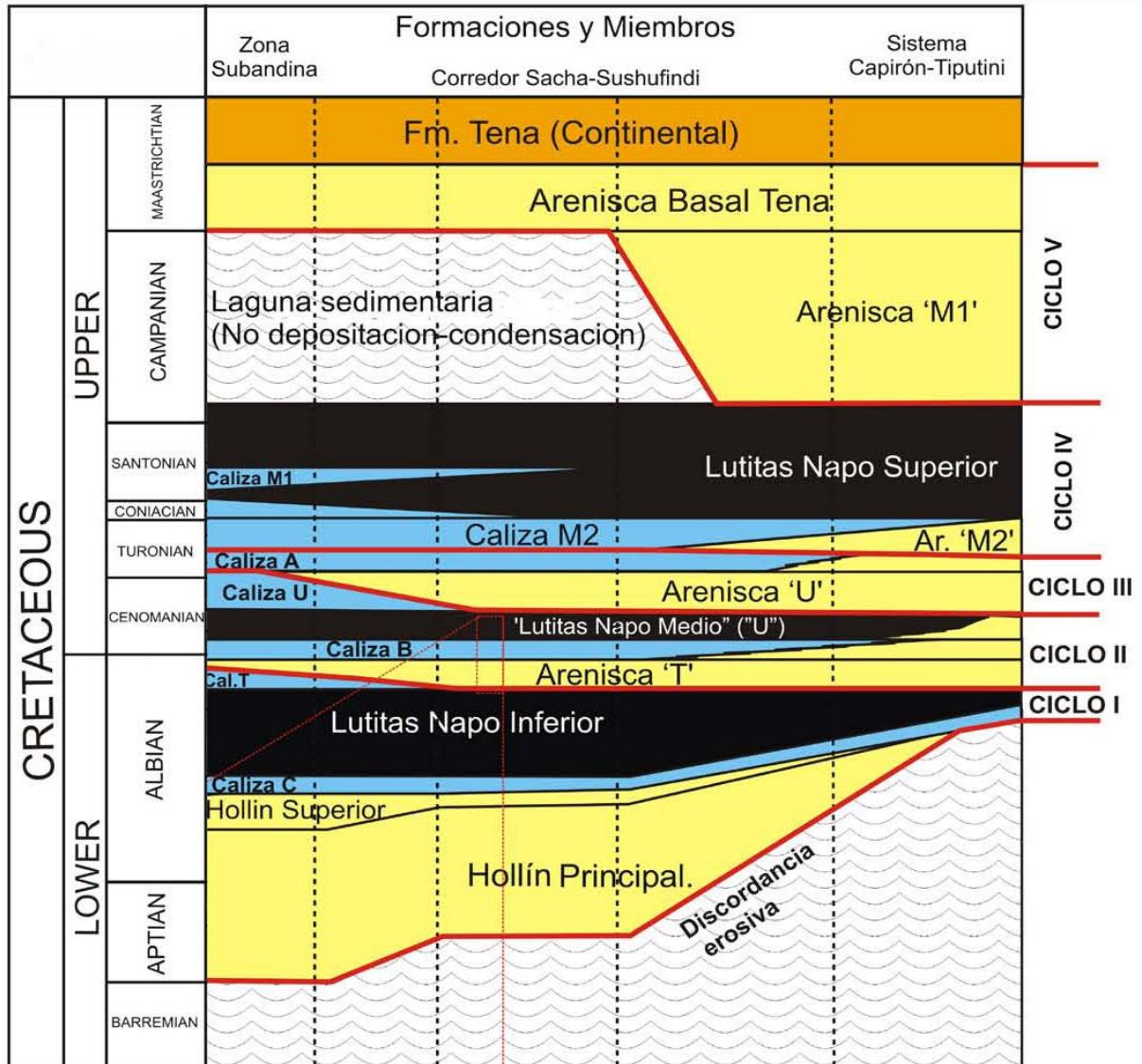
“Recuperación mejorada. - Previo a la puesta en marcha de un proyecto de recuperación mejorada se deberá especificar el origen y fuente de agua o fluido a inyectar, indicando su capacidad de abastecimiento a corto, mediano y largo plazo, y los efectos ambientales y sociales de este tipo de proyecto. De manera preferente se utilizará el agua tratada de los procesos de producción en lugar de la proveniente de fuentes naturales, así como el gas natural producido en el área” (Ministerio de Minas y Petróleos, 2010).

Para el cumplimiento del artículo previamente expuesto, la fuente de agua a ser tratada e inyectada fue provista por la producción del agua de Hollín Inferior del pozo PX-1WDW y PX-2WDW, para abastecer de agua al pozo inyector IX-1 (Petroamazonas EP, 2018).

El pozo PX-1WDW, durante las operaciones de completación fue probado en la arenisca Hollín Superior mostrando alta producción de agua, por tal motivo el pozo quedó inactivo. El pozo produjo agua de la arenisca Hollín Inferior para el proyecto de inyección y fue completado con un sistema de levantamiento artificial BES. De

esta manera se direcciona el fluido a superficie sin afectar cuerpos hídricos superficiales (Petroamazonas EP, 2018).

**FIGURA 2. 11 SECUENCIA ESTRATIGRÁFICA GENREALIZADA DE LOS YACIMIENTOS DE LA CUENCA ORIENTE DE ECUADOR**



FUENTE: Baby, et. a., 2004.

ELABORADO: Baby, et. a., 2004.

El pozo PX-2WDW debido a que a comienzos del 2018 el pozo se encontraba inactivo, por causa de una baja aportación de hidrocarburos. El pozo se lo puso a producir agua de la arenisca Hollín Inferior, para el proyecto de inyección y fue completado con un sistema de levantamiento artificial BES. De esta manera se

direccionó el fluido a superficie sin afectar cuerpos hídricos superficiales (Petroamazonas EP, 2018).

La arenisca Hollín Inferior es productora de hidrocarburos en los campos Auca Sur, Auca y campos contiguos ubicados hacia el sur y norte del Bloque 61. En el campo Auca Sur, los estudios de subsuelo indican que, si bien se trata de la misma formación geológica, en esta zona la arenisca Hollín Inferior se encuentra saturada mayormente de agua con cierto porcentaje de hidrocarburos, razón por la cual no se considera apta para el consumo humano. El agua de la arenisca Hollín Inferior presentó las mismas características del agua asociada a la producción. En los análisis de laboratorio realizados por Petroamazonas EP se analizaron muestras de agua de la formación Hollín Inferior obtenidas de pozos ubicados en diferentes partes del Bloque 61, especialmente del campo vecino, mostrando características fisicoquímicas muy similares (Petroamazonas EP, 2018).

El análisis de compatibilidad realizado por Petroamazonas EP, entre el agua de la arenisca receptora U Inferior y el agua a inyectar de Hollín Inferior. Se tomaron muestras de agua de pozos de campos del bloque 61 en la arenisca Hollín Inferior y de la arenisca U Inferior en pozos representativos. El reporte de dicho análisis concluye que existe compatibilidad entre las aguas de las diferentes areniscas (Hollín Inferior y U Inferior) (Petroamazonas EP, 2018).

En base al análisis de compatibilidad antes mencionado, se observó una compatibilidad de agua hasta una mezcla del 40%, bajo una filtración de 0.45  $\mu\text{m}$ . Esto significa que no reportó problemas de taponamiento ya que se inyectó 100% agua de Hollín Inferior.

En cuanto al tratamiento requerido para el agua antes de inyectar, el agua producida de la formación Hollín Inferior tiene parámetros por debajo de los requeridos (20 a 30 ppm para sólidos suspendidos totales y concentración de petróleo menor a 20). Por lo tanto, se inyecta el agua con la incorporación de algunos químicos en el punto de inyección (cabeza de pozo INYECTOR IX-1), tales como: inhibidores de corrosión, biocidas y antiescalantes, que ayudan a mantener una operación estable del sistema y evitar el proceso de corrosión en los pozos inyectoros (Petroamazonas EP, 2018).

Desde el punto de vista del pozo productor de agua, la tubería de producción se dispone de un capilar que permite la inyección de químicos como inhibidores de corrosión y biocidas para controlar y evitar el proceso de corrosión en este pozo (Petroamazonas EP, 2018).

El tratamiento de agua para la inyección consistió en un tren de procesos fisicoquímicos de acondicionamiento del agua producida de la formación Hollín, basado en tiempos de residencia, filtración y adición de químicos (Petroamazonas EP, 2018).

## 2.9. EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO

Está definida como la fracción de petróleo desplazado de la roca reservorio contactado por el barrido con el fluido desplazante. La figura 2. 12 muestra un esquema de dicha eficiencia (Lake, 1989).

**FIGURA 2. 12 EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO**



FUENTE: Larry Lake, 1989.

ELABORADO: Larry Lake, 1989.

Esta eficiencia de desplazamiento cuantifica la eficiencia con la cual el petróleo puede ser desplazado de un volumen determinado de roca por agua o gas. Puede ser determinado por el volumen de petróleo disponible a ser desplazado por agua, dividido para el volumen de petróleo en sitio. Solamente depende de la saturación inicial de agua y la saturación residual de petróleo, esto se ilustra en la figura 2.13. La eficiencia de desplazamiento después del barrido únicamente puede ser mejorada disminuyendo la saturación de petróleo residual, normalmente se lo consigue con métodos de recuperación mejorada como inyección de fluidos miscibles, surfactantes, polímeros, etc (Lake, 1989).

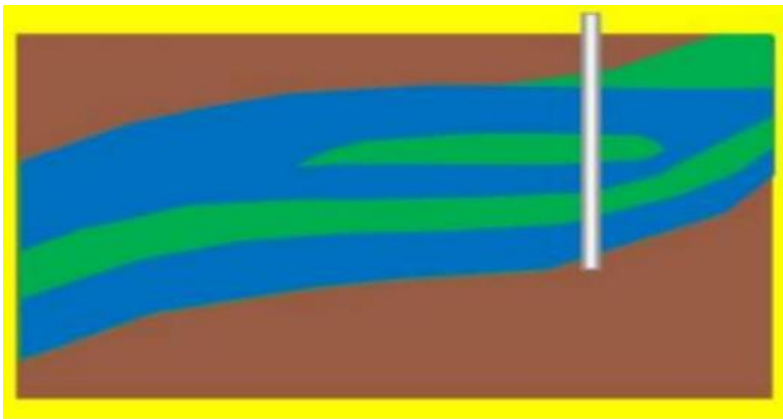


## 2.11. EFICIENCIA DE BARRIDO VERTICAL

Se define como la fracción de sección vertical de yacimiento que ha sido barrida por el agua.

Mide la eficiencia con la cual el petróleo puede ser desplazado en una corte vertical frontal por el agua como se observa en la figura 2.15. Esta eficiencia depende de la distribución vertical de la permeabilidad, segregación gravitacional, relación de movilidad, ambiente de depositación.

### FIGURA 2. 15 EFICIENCIA DE BARRIDO VERTICAL



FUENTE: Larry Lake, 1989.

ELABORADO: Larry Lake, 1989.

## 2.12. ANÁLISIS DE HETEROGENEIDAD VERTICAL

En la figura 2.16, puede apreciarse la distribución vertical del RQI (Reservoir Quality Index), por sus siglas en inglés, la cual es simplemente la relación entre la permeabilidad y la porosidad,  $k/\theta$ , para el área de Auca Sur. De acuerdo con los resultados obtenidos por Petroamazonas EP, se concluye que existen unas altas probabilidades que el agua inyectada se segregue dentro del reservorio.

## 2.13 METODOLOGÍA

### 2.13.1. MÉTODO DE BUCKLEY–LEVERETT

Las consideraciones tomadas por dicho modelo (Buckley y Leverett, 1942):

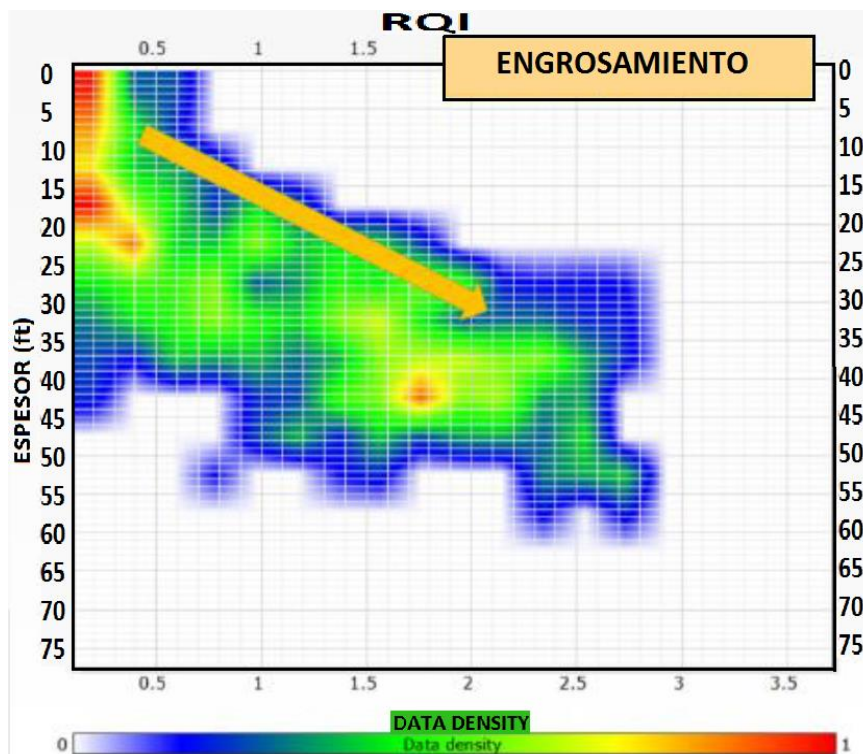
- No fluirán más de dos fluidos (aceite y agua).

- Fluidos son incompresibles e inmiscibles.
- El flujo será lineal.
- El yacimiento será homogéneo.
- Desplazamiento es de tipo pistón con fugas.
- Los fluidos cambiarán su saturación conforme el frente de invasión avanza.

Y, además, considera tres etapas;

- Anterior a la ruptura.
- En el instante de la ruptura.
- Posterior a la ruptura.

**FIGURA 2. 16 DISTRIBUCION VERTICAL DEL TIPO DE ROCA**



FUENTE: Petroamazonas EP, 2018.

ELABORADO: Petroamazonas EP, 2018

### 2.13.1.2. Etapa anterior a la ruptura o surgencia

La teoría de avance frontal está fundamentada en que asume al flujo fraccional como función de la saturación del agua y de la posición. Así, al despreciar los

cambios de los efectos capilares y que el desplazamiento se da en un plano horizontal, se tiene (Buckley y Leverett, 1942):

$$f_w = \frac{1}{\left[1 + a e^{-b S_w} \left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right)\right]^2} \quad (2.3)$$

Donde:

$f_w$  = corte de agua de la producción.

$\mu_w$  = viscosidad agua.

$\mu_o$  = viscosidad petróleo.

$K_w$  = permeabilidad agua.

$K_o$  = permeabilidad petróleo.

Al diferenciar la ecuación 2.3 se obtiene la ecuación 2.4, que representa la pendiente de la curva de flujo fraccional (Buckley y Leverett, 1942):

$$\frac{\partial f_w}{\partial S_w} = \frac{a b \left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right) e^{-b S_w}}{\left(1 + a e^{-b S_w} \frac{\mu_w}{\mu_o}\right)^2} \quad (2.4)$$

Para obtener el valor de  $b$  y  $a$ , se debe operara las permeabilidades relativas de forma que  $k_{ro}/k_{rw}$ . Con los valores de  $k_{ro}/k_{rw}$  y  $S_w$  se puede trazar una gráfica usando una escala semilogarítmica como la mostrada en la figura 2.18 y trazar la línea de tendencia para de esta manera obtener la ecuación que presenta los valores de  $b$  y  $a$  ilustrados en la ecuación 2.5. Esto se logra al hacer uso del programa Excel, el cual arroja la ecuación 2.5. que representa la recta, graficada como lo ilustra la figura 2.18.

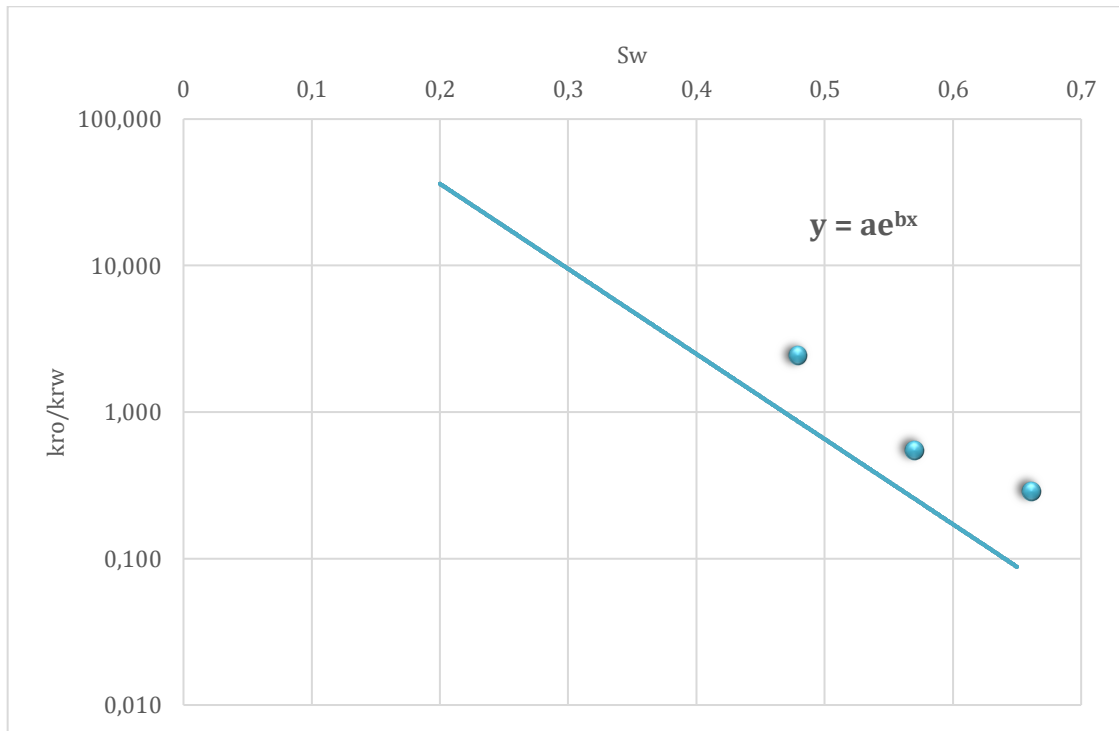
$$y = a e^{bx} \quad (2.5)$$

Seguidamente, se grafica la curva de flujo fraccional ( $f_w$  vs  $S_w$ ) con la finalidad de establecer el punto de ruptura.

Para la cantidad de petróleo recuperado, se estable la condición de que, lo que se inyecta, se produce. Esto por razón del efecto de llenado de un sistema lineal, por lo tanto (Buckley y Leverett, 1942):



**FIGURA 2. 17 GRÁFICA  $K_{rw}/K_{ro}$  VS SATURACIÓN DE AGUA**



REALIZADO POR: Ricardo Vega

### 2.13.1.3. Etapa en el instante de la ruptura

Para reconocer el tiempo que llevó al pozo producir agua o el instante de la ruptura, se utiliza la ecuación 2.7 ecuación (Contreras, 2010):

$$t_{BT} = \frac{W_{inyBT}}{q_i} \quad (2.6)$$

Donde:

$t_{BT}$  = tiempo de ruptura.

$L$  = distancia entre pozo productor e inyector.

$A$  = área transversal.

$\phi$  = porosidad.

$q_i$  = caudal de inyección [BAIPD].

Donde cantidad de agua inyectada hasta el instante de la ruptura se calcula con la ecuación 2.7 (Contreras, 2010):

$$W_{inyBT} = E_{ABT} (S_{wPBT} - S_{wr}) V_P \quad (2.7)$$

Donde:

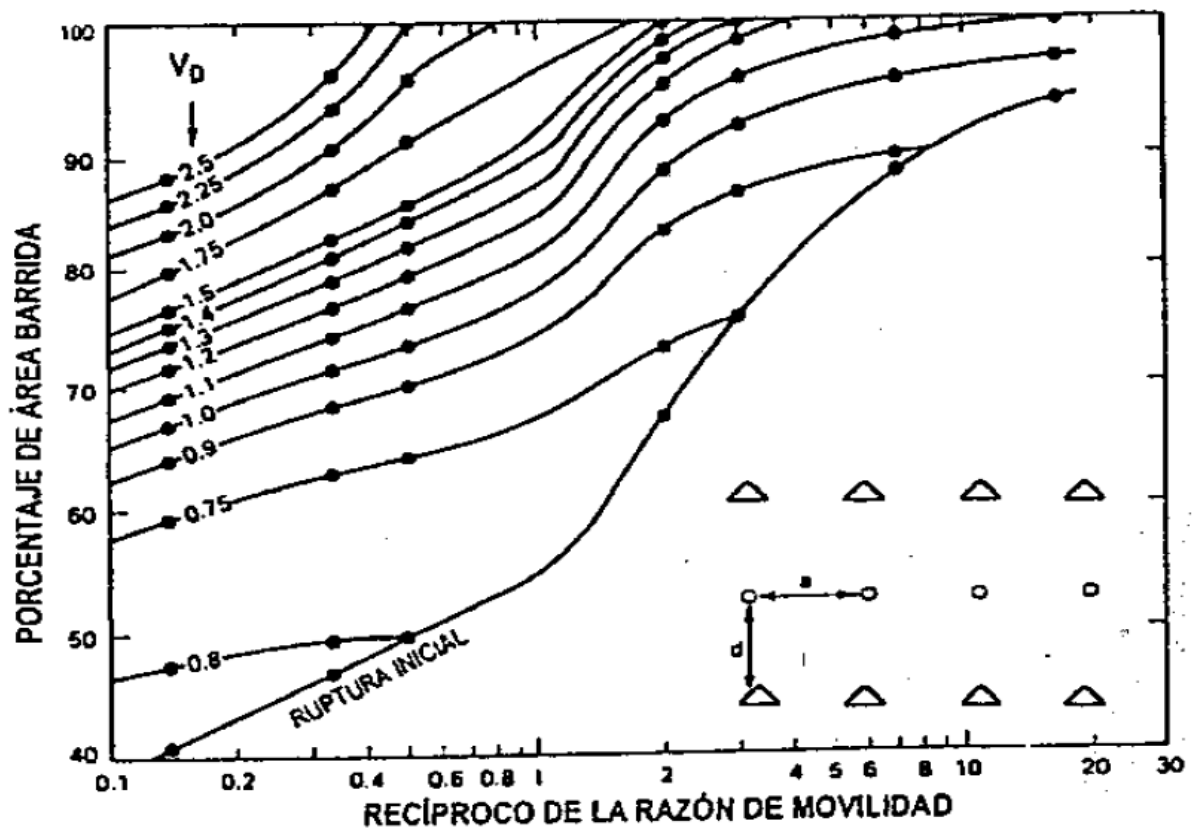
$W_{IBT}$  = agua inyectada hasta el instante de la ruptura [BLS].

VP = volumen poral

EABT = eficiencia areal en el punto de ruptura.

Para la eficiencia areal se tiene un arreglo en línea recta y se utiliza la figura 2.19, en la cual se entra con el valor de  $1/M$  hasta topar la línea de ruptura inicial.

**FIGURA 2. 18 EFECTO DE LA RAZÓN DE MOVILIDAD Y LOS VOLUMENES DE FLUIDOS INYECTADOS SOBRE LA EFICIENCIA AREAL PARA UN ARREGLO EN LINEA DIRECTA**



FUENTE: Paris de Ferrer, 2001

ELABORADO: Paris de Ferrer, 2001

Para la recuperación de petróleo cuando se alcanza el punto de ruptura, se utiliza la ecuación (Contreras, 2010):

$$N_{PBT} = \frac{E_{ABT} (S_{WPBT} - S_{WC}) V_P}{\beta_O} \quad (2.8)$$

Donde:

$N_{pBT}$  = recuperación de petróleo al instante de la ruptura.

$S_{wBT}$  = saturación de agua al punto de ruptura.

$S_{wc}$  = saturación de agua connata.

$V_p$  = volumen poral

Para la relación agua petróleo (WOR) en el instante de la ruptura se tiene (Contreras, 2010):

$$WOR_{BT} = \frac{\beta_O f_w}{\beta_w (1-f_w)} \quad (2.9)$$

Donde:

$WOR_{BT}$  = relación agua-petróleo.

$\beta_o$  = factor volumétrico del petróleo.

$\beta_w$  = factor volumétrico del agua.

$f_w$  = corte de agua de producción.

#### 2.13.1.4. Etapa posterior a la ruptura o surgencia

Saturación de agua promedio posterior a la ruptura

$$S_{wp} = S_{w2} + \frac{1-f_{w2}}{\left(\frac{\partial f_w}{\partial s_w}\right)} \quad (2.10)$$

Donde:

$S_{wp}$  = saturación de agua posterior a la ruptura.

$f_{w2}$  = flujo fraccional después de la ruptura.

$S_{w2}$  = saturación después de la ruptura.

Eficiencia de desplazamiento:

$$E_D = \frac{S_{wp} - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \quad (2.11)$$

La acumulación de producción de petróleo:

$$N_P = \frac{VP (S_{wp} - S_{wi}) E_D}{\beta_o} \quad (2.12)$$

Donde:

$E_A$  = eficiencia areal.

El volumen inyectado en los poros de agua:

$$Q_i = \frac{1}{\left(\frac{\partial f_{w2}}{\partial S_w}\right)} \quad (2.13)$$

Donde:

$(\partial f_{w2}/\partial S_w)$  = valores de laderivada del flujo fraccional después de la ruptura.

La inyección acumulada de agua:

$$W_{iny} = VP Q_i \quad (2.14)$$

Donde:

PV = volumen poral.

Tiempo requerido para la inyección acumulada de agua (Cabrera, et. al., 2012):

$$t = \frac{W_{iny}}{q_i} \quad (2.15)$$

La producción acumulada de agua:

$$W_P = \frac{W_{iny} - (S_{wp} - S_{wi}) PV E_A E_D}{\beta_w} \quad (2.16)$$

La relación de agua-petróleo:

$$WOR_{s,e} = \frac{f_w}{1 - f_w} \quad (2.17)$$

Donde:

$WOR_{s,e}$  = relación agua – petróleo después de la ruptura

La rata de flujo de petróleo:

$$Q_o = \frac{i_w}{\beta_o + (\beta_w + WOR_{s,e})} \quad (2.18)$$

La rata de flujo de agua:

$$Q_w = Q_o WOR_{s,e} \quad (2.19)$$

### 2.13.2. MÉTODO DE STILES

Este método fue planteado para casos en los que el yacimiento sea estratificado, donde no exista comunicación entre estratos y la permeabilidad absoluta tiene variación vertical.

Para dicho método, se asume una serie de capas de espesores  $h_1, h_2, \dots, h_n$ , y permeabilidades  $k_1, k_2, \dots, k_n$ . Las capas se colocan en orden decreciente, lo que hace que la invasión del agua comience por la capa 1 y siga de manera ordenada (Rivera, 2015).

Suposiciones que considerar.

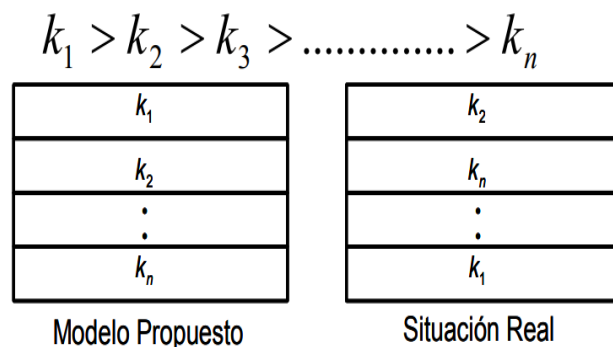
- “El yacimiento se representa mediante una serie de estratos sin comunicación entre ellos.
- El comportamiento del yacimiento es igual a la sumatoria del comportamiento de las capas.
- El desplazamiento en cada capa es del tipo pistón sin fugas.
- Los efectos gravitacionales son despreciables.
- No existe saturación de gas residual (ni en el banco de aceite ni detrás del frente). Esto implica que, el gas originalmente libre fue disuelto completamente en el aceite.
- Los ritmos de producción de aceite y de inyección de agua son proporcionales a la permeabilidad absoluta de cada capa y, por tanto, a la movilidad del fluido que es producido.
- La eficiencia de barrido de cualquier capa no cambia después de la irrupción del agua inyectada.

- Se tiene un sistema lineal en donde con la excepción de la permeabilidad, todas las capas presentan las mismas propiedades tanto de la roca como del sistema roca-fluidos.
- La posición del frente de desplazamiento en una capa es proporcional a la permeabilidad de esa capa.
- El flujo fraccional de agua en un instante dado depende de la capacidad de flujo total del yacimiento que ha experimentado irrupción del agua inyectada.
- A partir del momento de irrupción en una capa determinada la producción que se obtiene de ella es solo agua.
- Todas las capas poseen igual espesor, aunque puede aplicarse a capas con diferentes espesores.”

### 2.13.2.1. Aplicación

Los estratos, deben colocarse según su permeabilidad, ilustrado en las figuras 2.19 y 2.20 (Rivera, 2015):

**FIGURA 2. 19 ARREGLO DESCENDENTE DE LOS ESTRATOS DE ACUERDO A SU PERMEABILIDAD ABSOLUTA SEGÚN STILES**

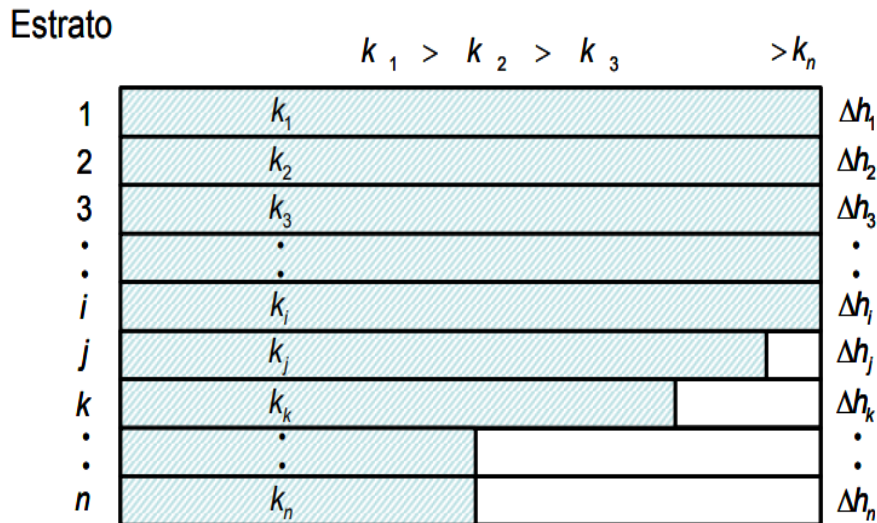


FUENTE: Rivera, 2015

ELABORADO: Rivera, 2015

Para la recuperación de petróleo, se sabe que es función de la variación de saturación y la capacidad de almacenamiento del yacimiento, por lo tanto, la recuperación fraccional de la capa “k” dependerá de la posición del frente y el avance de las capas anteriores que han sido invadidas (Pérez García, 2013).;

**FIGURA 2. 20 ESQUEMA DE ARREGLOS DE LOS ESTRATOS SEGÚN STILES**



FUENTE: Rivera, 2015

ELABORADO: Rivera, 2015

Definiendo:

$$C_t = \sum_{i=1}^j k_i h_i \quad (2.20)$$

$$C_j = \sum_{i=1}^n k_i h_i \quad (2.21)$$

Donde;

$C_t$  = Capacidad total de la formación (Sumatoria de todas las capacidades de flujo de las capas).

$C_j$  = Capacidad de la parte de la formación invadida completamente (las que ya se han invadido).

$K_i$  = Permeabilidad absoluta del estrato  $i$ .

$h_i$  = Espesor del estrato  $i$ .

$K_i h_i$  = Capacidad de flujo del estrato  $i$ .

Para el estrato  $j$ , cuando este es invadido la ecuación que permite calcular la recuperación de petróleo es la siguiente (Arche, 1957):

$$R = \frac{\sum_{i=1}^j h_i}{h_t} + \frac{C_t + C_j}{k_j h_t} \quad (2.22)$$

Ordenando los términos se tiene:

$$R = \frac{(\sum_{i=1}^j h_i K_j) + (C_t - C_j)}{k_j h_t} \quad (2.23)$$

Donde:

R = recuperación de petróleo.

C<sub>j</sub> = Capacidad de flujo acumulada hasta el "j-ésimo" estrato.

h<sub>t</sub> = Espesor total.

C<sub>t</sub> = Capacidad de flujo total.

k<sub>j</sub> = Permeabilidad absoluta del "j-ésimo" estrato.

La relación de movilidades entre el fluido desplazante y el desplazado en condiciones estándar (Arche, 1957):

$$M @ c. s. = M' = \frac{\lambda_D}{\lambda_d} = \frac{k_{rw} \mu_o}{k_{ro} \mu_w} \beta_o \quad (2.24)$$

$$M @ c. y. = M = \frac{\lambda_D}{\lambda_d} = \frac{k_{rw} \mu_o}{k_{ro} \mu_w} \quad (2.25)$$

Por lo tanto, el flujo fraccional (Arche, 1957):

$$f_w @ c. y. = \frac{M C_j}{M C_j + (C_t - C_j)} \quad (2.26)$$

$$f_w @ c. s. = \frac{M' C_j}{M' C_j + (C_t - C_j)} \quad (2.27)$$

Cálculo de la relación agua-petróleo (Rivera, L., 2015):

$$WOR = \frac{M' C_j}{(C_t - C_j)} \left( \frac{1}{\beta_w} \right) \quad (2.28)$$

Para la producción de petróleo (Rivera, L., 2015):

$$Q_0 = \frac{(1 - f_w) q_i}{\beta_o} \quad (2.29)$$

Donde:



$q_i$  = caudal de agua inyectada.

Saturación de petróleo remanente luego de la explotación primaria (Rivera, L., 2015):

$$S_{opp} = \left(1 - \frac{N_p}{N}\right) \left(\frac{\beta_o}{\beta_{oi}}\right) (1 - s_{wi}) \quad (2.30)$$

Donde:

$N_p$  = petróleo recuperado en la explotación primaria.

$N$  = POES

Petróleo recuperable (Rivera, L., 2015):

$$N_p' = \frac{A h \theta (s_{opp} - s_{or}) E_v}{\beta_o} \quad (2.31)$$

El petróleo a recuperar se calcula con la ecuación

$$N_{PP} = N_p' R_1 \quad (2.32)$$

El tiempo de llene (Rivera, L., 2015):

$$t_T = \sum_1^n \frac{\Delta N_p}{Q_o} + t_\mu \quad (2.33)$$

Donde (Rivera, L., 2015);

$$t_\mu = \frac{A h \theta S_a}{q_i} \quad (2.34)$$

$$S_g = 1 - (S_{wi} + S_{opp}) \quad (2.35)$$

Para la cantidad de agua inyectada se tiene:

$$W_i = t_T q_i \quad (2.36)$$

### 2.13.3 MÉTODO DE DYKSTRA PARSONS

Este método es el resultado de varias consideraciones teóricas combinadas con resultados experimentales, en donde todos los datos fueron correlacionados

El método considera un yacimiento estratificado, la recuperación de petróleo es función de la movilidad y la variación vertical de la permeabilidad (Paris de Ferrer, 2001).

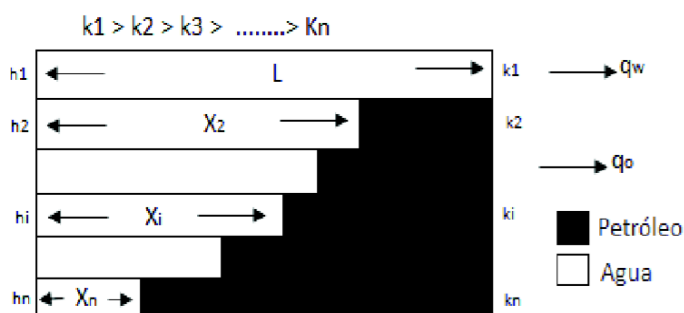
Las suposiciones son:

El método considera cuatro variables; la relación de movilidades, la saturación inicial del agua, la recuperación fraccional de aceite a una relación agua - petróleo dada. Esta correlación ha sido constatada por el resultado de experimentos obtenidos de más de 200 pruebas de desplazamiento en más de 40 muestras de núcleo en algunos campos de California (Cruz, 2016).

### 2.13.3.1 Aplicación

El primer paso es ordenar los estratos según su permeabilidad, de mayor a menor como lo ilustra la figura 2.21:

**FIGURA 2. 21 ARREGLO DE ESTRATOS SEGÚN EL MÉTODO DE DYSKTRAPARSONS**



FUENTE: Rivera, 2015

ELABORADO: Rivera, 2015

Para el caso de la movilidad (Bommer, 1978):

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{\frac{k_{rw}}{\mu_w}}{\frac{k_{ro}}{\mu_o}} = \frac{k_{rw} \mu_o}{k_{ro} \mu_w} \quad (2.36)$$

Para el caso del frente de invasión, respecto a su posición a un tiempo determinado, se utiliza la Ley de Darcy para flujo lineal, en donde se asume que las

permeabilidades relativas son igual y constantes para cada capa, lo que conlleva a saturaciones iguales en cada estrato (Bommer, 1978):

$$k_w = k_{rw2}; k_{ro} = k_{ro2} \quad (2.37)$$

$$\Delta s_{w1} = \Delta s_{w2} = \Delta s_w \quad (2.38)$$

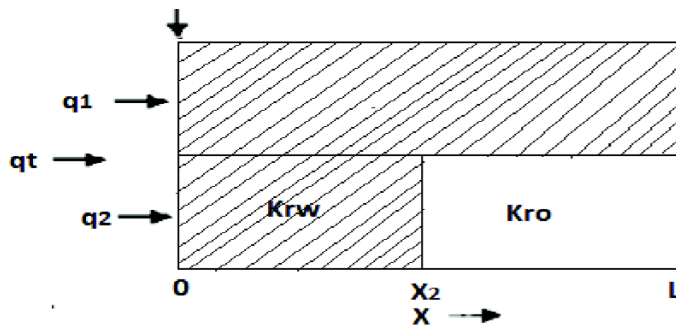
En la figura 2.22 se esquematiza dos estratos de la invasión parcial en cada estrato y esto ocurrirá en todos los estratos. El estrato 1 totalmente invadido con un caudal 1 ( $q_1$ ), mientras que en el estrato 2 con un caudal 2 ( $q_2$ ), el frente se encuentra a una distancia  $x_2$  del pozo inyector.

$$\frac{x_2}{L} = \frac{-M_{w,0} \pm \sqrt{M_{w,0}^2 + \frac{k_2 \theta_1}{k_1 \theta_2} (1 - M_{w,0}^2)}}{1 - M_{w,0}} \quad (2.39)$$

Donde:

$x_2/L$  = avance del frente de invasión en el estrato 2 en relación con la longitud total.

**FIGURA 2. 22 INVASIÓN EN LOS ESTRATOS SEGÚN EL MÉTODO DE DYSTRA-PARSONS**



FUENTE: Rivera, 2015

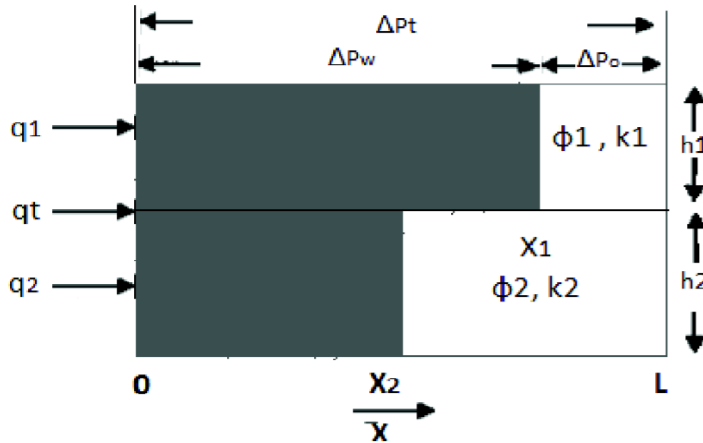
ELABORADO: Rivera, 2015

Para el cálculo de la posición del frente de invasión al tener "n" estratos y la ruptura en "m" de ellos, se asume que  $k_1 = k_2$  y  $\theta_1 = \theta_2$  entonces  $x_2/L = 1$ ;

$$\frac{x_1}{L} = - \frac{M_{w,0} + \sqrt{M_{w,0}^2 + \frac{k_i \theta_m}{k_m \theta_i} (1 - M_{w,0}^2)}}{1 - M_{w,0}} \quad (2.40)$$

### 2.13.3.2 Recuperación fraccional (C)

**FIGURA 2. 23 AVANCE EN LOS ESTRATOS EN UN TIEMPO DETERMINADO SEGÚN EL MÉTODO DE DYSTRA-PARSONS**



Fuente: Rivera, 2015

ELABORADO: Rivera, 2015

En la figura 2.23 se observa dos estratos a los cuales se les está inyectando agua y de esta manera se muestra el frente de invasión a un determinado tiempo  $t$ , por lo tanto, existe una relación entre el área vertical invadida y el área vertical total;

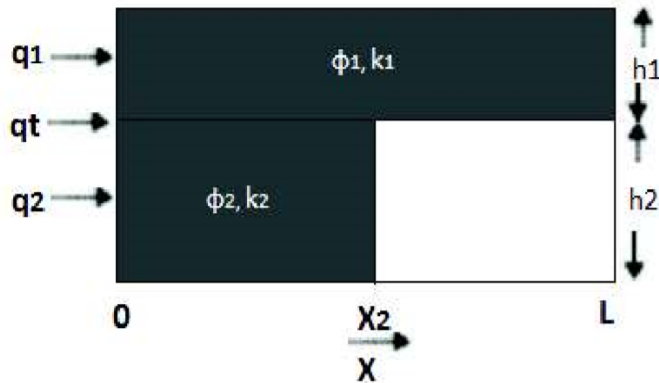
$$C = \frac{\text{área vertical invadida}}{\text{área vertical total}} = \frac{A_{\text{invadida}}}{A_{\text{invadida}} + A_{\text{no invadida}}} \quad (2.41)$$

Esta ecuación varía con respecto a;

- Irrupción del primer estrato.
- Irrupción en "m" de "n" estratos.

Con la llegada de la ruptura en el primer estrato como se observa en la figura 2.24, se tiene que;

**FIGURA 2. 24 MOMENTO DE RUPTURA DEL PRIMER ESTRATO SEGÚN EL MÉTODO DE DYSTRA-PARSONS**



Fuente: Rivera, 2015

ELABORADO: Rivera, 2015

Para la ecuación recuperación fraccional (El-Khabtib, 2012):

$$C = \frac{L h_1 + x_2 h_2}{L(h_1 + h_2)} = \frac{h_1 + \left(\frac{x_2}{L}\right) h_2}{h_1 + h_2} \quad (2.42)$$

Y mientras que para el avance del estrato 2 con la longitud total:

$$\frac{x_2}{L} = - \frac{M \pm \sqrt{M^2 + \frac{k_2}{k_1} (1 - M^2)}}{1 - M^2} \quad (2.43)$$

Ahora, considerando iguales espesores ( $h_1 = h_2$ ):

$$C = \frac{1 + \frac{x_2}{L}}{2} \quad (2.44)$$

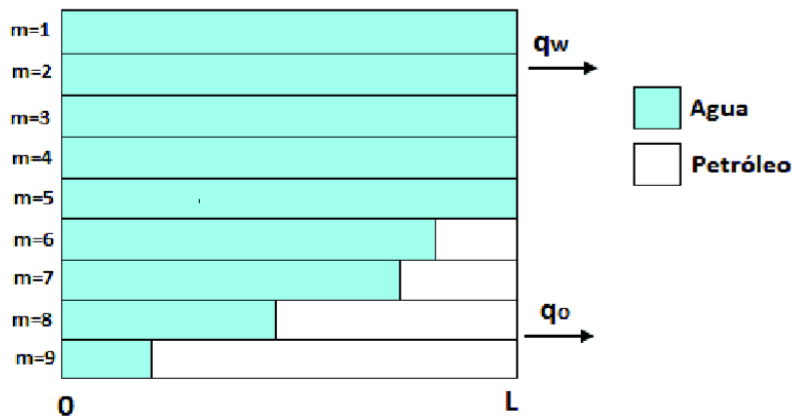
Teniendo “n” estratos y produciendo la irrupción en el primero:

$$C = \frac{h_1 + \sum_{i=1}^n h_1 \cdot \frac{x_i}{L}}{\sum_{i=1}^n h_i} \quad (2.45)$$

Considerando nuevamente el mismo espesor en los estratos:

$$C = \frac{1 + \sum_{i=2}^n \frac{x_i}{L}}{n} \quad (2.46)$$

**FIGURA 2. 25 RUPTURA EN “M” DE LOS “N” ESTRATOS SEGÚN EL MÉTODO DE DYSTRA-PARSONS**



Fuente: Rivera, 2015

ELABORADO: Rivera, 2015

En la figura 2.25 se observa que la ruptura llegó a varios estratos, con lo cual la ecuación de irrupción fraccional es;

$$C = \frac{\sum_{i=1}^m h_i + \sum_{i=m}^n h_i \cdot \frac{x_i}{L}}{\sum_{i=1}^n h_i} \quad (2.47)$$

Para la distancia del avance de los frentes en dicho caso:

$$\frac{x_i}{L} = - \frac{M + \sqrt{M^2 + \frac{k_i}{k_m} (1 - M^2)}}{1 - M} \quad (2.48)$$

Considerando igualdad en los estratos y que además la irrupción ha llegado a “m” de los “n” estratos;

$$C = \frac{m + \sum_{i=m+1}^n \frac{x_i}{L}}{n} \quad (2.51)$$

Donde:

m = ultimo estrato donde ha ocurrido la ruptura

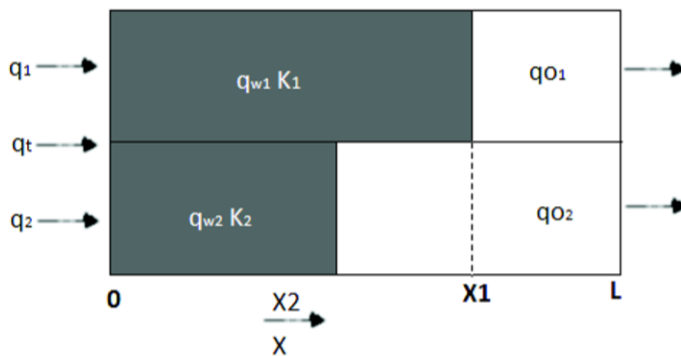
Sustituyendo la posición adimensional del estrato i,  $x_i/L$ ;

$$C = \frac{m}{n} - \frac{(n-m)M}{n(1-M)} + \frac{1}{n(1-M_{w,o})} \sum_{i=m+1}^n \sqrt{M^2 + \frac{k_i}{k_m} (1 - M^2)} \quad (2.49)$$

### 2.13.3.3. Relación agua petróleo (WOR) en la ruptura

Debido a que los estratos son ordenados de forma decreciente en base a su permeabilidad absoluta, la ruptura tiene lugar comenzando por los primeros estratos. Teniendo como antecedente lo anterior no es posible hablar de WOR hasta el momento de la irrupción en el primer estrato.

**FIGURA 2. 26 RELACIÓN AGUA-PETRÓLEO EN EL DESPLAZAMIENTO DE PETRÓLEO POR AGUA SEGÚN EL MÉTODO DE DYSTRA-PARSONS**



Fuente: Rivera, 2015

ELABORADO: Rivera, 2015

En la figura 2.26 se tiene un esquema de dos estratos en donde se inyecta un caudal  $q_t$  y en el que se produce la ruptura en el primero estrato que tienen un caudal  $q_1$  y que además está produciendo solamente agua. Por otro lado, el segundo estrato está produciendo solamente petróleo y tiene un caudal  $q_2$ . Así pues, en una formación de “n” estratos en la cual la ruptura ya ha llegado al primer estrato (El-Khabtib, 2012):

$$\text{WOR@c. y.} = \frac{\sum_{i=j}^n k_i}{\sum_{j=m+1}^n \frac{k_j}{\sqrt{M^2 + \frac{k_j}{k_m} (1-M^2)}}} \frac{\beta_o}{\beta_w} \quad (2.50)$$

Llegado a este punto, se debe proceder con el cálculo de petróleo recuperado

Llegado a este punto, se debe proceder con el cálculo de petróleo recuperado

$$N_p = \frac{VP (s_{oi} - s_{or}) E_A E_D C}{\beta_o} \quad (2.51)$$

Para calcular la cantidad de agua inyectada se tiene:

$$W_i = W_p + N_p B_o \quad (2.52)$$

$$W_p = \frac{(N_i - N_{i-1}) (WOR_i + WOR_{i-1})}{2} \quad (2.53)$$

Finalmente, para el tiempo se tiene:

$$t = \frac{W_i}{q_i} \quad (2.54)$$

#### 2.13.3.4. Coeficiente de variación de la permeabilidad

Consiste en una medida estática de la no uniformidad de un conjunto de datos. Lo general es aplicarlo a la permeabilidad, pero también es válido para ser aplicado a otras propiedades de la roca.

La información de permeabilidad presenta una distribución log-normal. Esto significa que los procesos geológicos que crearon la permeabilidad en una roca yacimiento aparecieron para dejar permeabilidades distribuidas alrededor de un promedio geométrico.

Se lo calcula por medio de la ecuación 2.51. Su valor es un indicador de cuantitativo del grado de heterogeneidad del reservorio en el cual un valor de  $V = 0$  es un indicio de un sistema homogéneo.

$$V = \frac{k_{50\%} - k_{84.1\%}}{k_{50\%}} \quad (2.55)$$

De la ecuación 2.55 se puede apreciar que, si todas las permeabilidades son iguales, el numerador de la ecuación es cero, y  $V$  también es igual a cero. Este podría ser el caso de un sistema completamente homogéneo. El procedimiento para seguir (Valencia, 2012):

1. Ordenar las capas en orden decreciente de permeabilidad.



2. Calcular en porcentaje el número total de permeabilidades que son "mayor que" cada permeabilidad en particular. Con la ecuación

$$\frac{i-1}{n} 100\% \quad (2.56)$$

Donde:

$i$  = número de estrato

$n$  = número de estratos totales

3. Representar en un papel de probabilidades ( $\log(k)$  Vs "% mayor que"  $i$ ).

4. Determinar la línea de tendencia a través de los puntos, determinar  $k$  a la probabilidad de 84.1% y 50%

5. Calcular  $V$  con la ecuación 2.51

#### 2.13.4. VOIDAGE REPLACEMENT RATIO (VRR)

Voidage Replacement Ratio o en español, Relación de Reemplazo Volumétrico es la relación existente entre los barriles de fluido inyectado entre los barriles de fluidos producidos. El fin de este análisis es el de identificar las zonas las cuales necesitan más o menos agua de inyección en un campo para alcanzar o mantener los objetivos VRR (Temizel et al., 2016). Para este caso de inyección de agua, el VRR se expresa de la siguiente manera:

$$VRR = \frac{\beta_w i_w}{\beta_o q_o + \beta_w q_w + q_o (GOR - Rs)\beta_g} \quad (2.57)$$

Donde:

$\beta_w$  = Factor volumétrico del agua, (Bl/BN).

$i_w$  = Caudal de agua inyectada, (BAIPD).

$\beta_o$  = Factor volumétrico del petróleo, (BL/BN).

$q_o$  = Caudal de petróleo producido, (BN/día).

$q_w$  = Caudal de agua producida, (BN/día).

GOR = Relación gas petróleo, (PCS/BN).

Rs = Relación de solubilidad, (PCS/BN).

$\beta_g$  = Factor volumétrico del gas, (BL/PCS).

Es posible calcular el VRR de manera instantánea utilizando fluidos inyectados y producidos en un tiempo determinado, lo común es diario o mensual, o de forma acumulativa usando los fluidos acumulados inyectados y producidos. Para el periodo de un mes si el VRR instantáneo dado es igual o mayor que 1, significará que la presión del reservorio se mantiene o aumenta durante dicho mes, por otro lado, si el resultado es menor que 1, indica que la presión del reservorio disminuye durante el mes. La mayoría de las autoridades reguladoras exigen que el valor del VRR esté cerca de 1 (Temizel et al., 2016).

## CAPÍTULO 3

### RESULTADO Y DISCUSIÓN

#### 3.1. DATOS DEL YACIMIENTO DE LA ARENISCA U INFERIOR DEL CAMPO AUCA SUR

Las siguientes tablas muestran datos del yacimiento de la arenisca U Inferior del campo Auca Sur; tabla 3.1 muestra los datos básicos, la tabla 3.2 muestra los valores de saturación y permeabilidades relativas normalizadas provenientes del gráfico de permeabilidades relativas versus la saturación de agua presentados en la figura 3.1 y por último en la tabla 3.3 se muestra la disposición de las capas con sus respectivas permeabilidades para cada pozo.

**TABLA 3. 1 PROPIEDADES DE LA ARENISCA U INFERIOR DEL CAMPO AUCA SUR**

PROPIEDADES	
Pi (psia)	4141
T (°F)	229
Swi (%)	16
Sor (%)	27,6
$\theta$ (%)	16
k (mD)	780
$\mu_o$ (cp)	2.5
$\mu_w$ (cp)	0,3
$\beta_o$ (BL/BN)	1.08
$\beta_{oi}$ (BL/BN)	1.0342
$\beta_w$ (BL/BN)	1.0009

FUENTE: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019

ELABORADO: Ricardo Vega

**TABLA 3. 2 DATOS DE SATURACIÓN Y PERMEABILIDADES RELATIVA**

<b>Sw</b>	<b>krw</b>	<b>Kro</b>
0	0	1
10	0	1
15	0	0,75
20	0,02	0,58
25	0,035	0,45
30	0,040	0,36
35	0,048	0,27
40	0,052	0,18
45	0,060	0,13
50	0,072	0,07
55	0,110	0,03
60	0,130	0,02
65	0,160	0,009
70	0,190	0

FUENTE: Petroamazonas EP, 2018

ELABORADO: Ricardo Vega

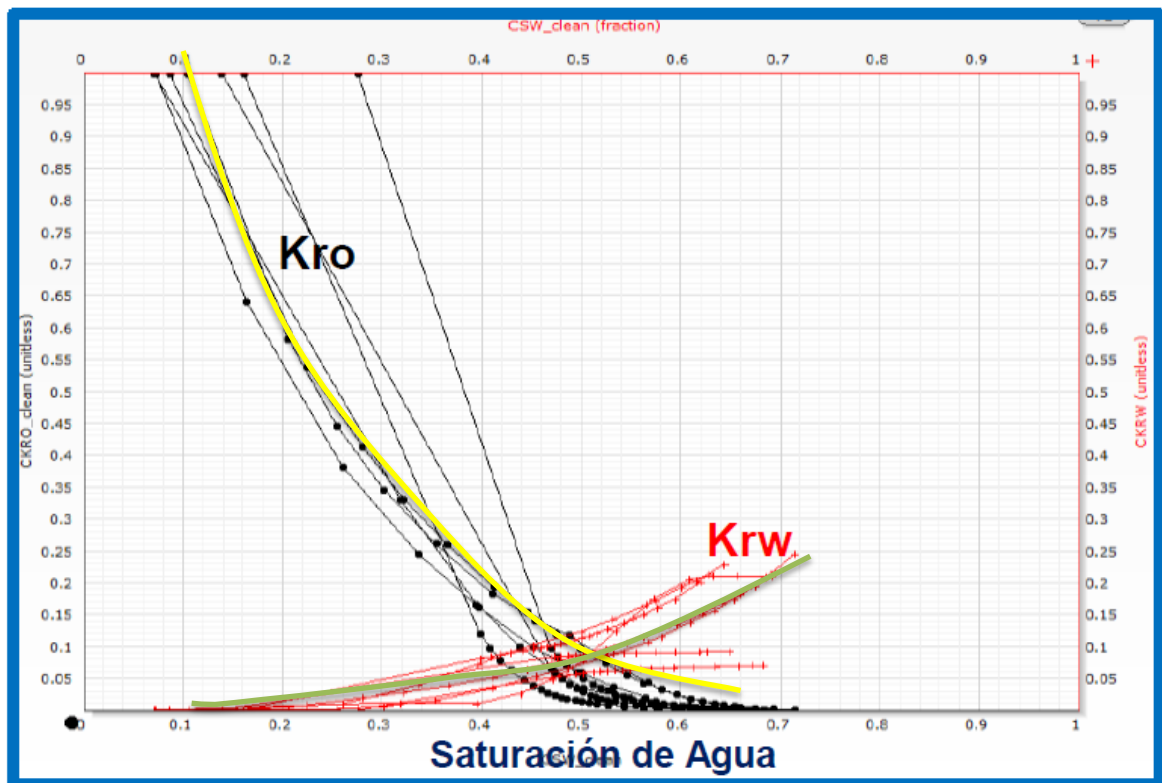
**TABLA 3. 3 DATOS DE ESPESORES CON SUS PERMEABILIDAD.**

<b>POZO PX-1</b>		<b>POZO PX-2</b>		<b>POZO PX-3</b>		<b>POZO PX-4</b>	
<b>Espesor [ft]</b>	<b>k [mD]</b>	<b>Espesor [ft]</b>	<b>k [mD]</b>	<b>Espesor [ft]</b>	<b>k [mD]</b>	<b>Espesor [ft]</b>	<b>k [mD]</b>
15	78	8	271	5	235	8	76
7	100	3	256	6	341	7	327
4	192	6	125	3	352	8	433
3	260	5	94	8	84	6	271
5	295	4	84	12	153	13	123
4	424						

FUENTE: Petroamazonas EP, 2018.

ELABORADO: Ricardo Vega

**FIGURA 3. 1 CURVAS PERMEABILIDAD RELATIVA RECOPIADAS – NAPO U INFERIOR**



FUENTE: Petroamazonas EP, 2018.  
ELABORADO: Ricardo Vega

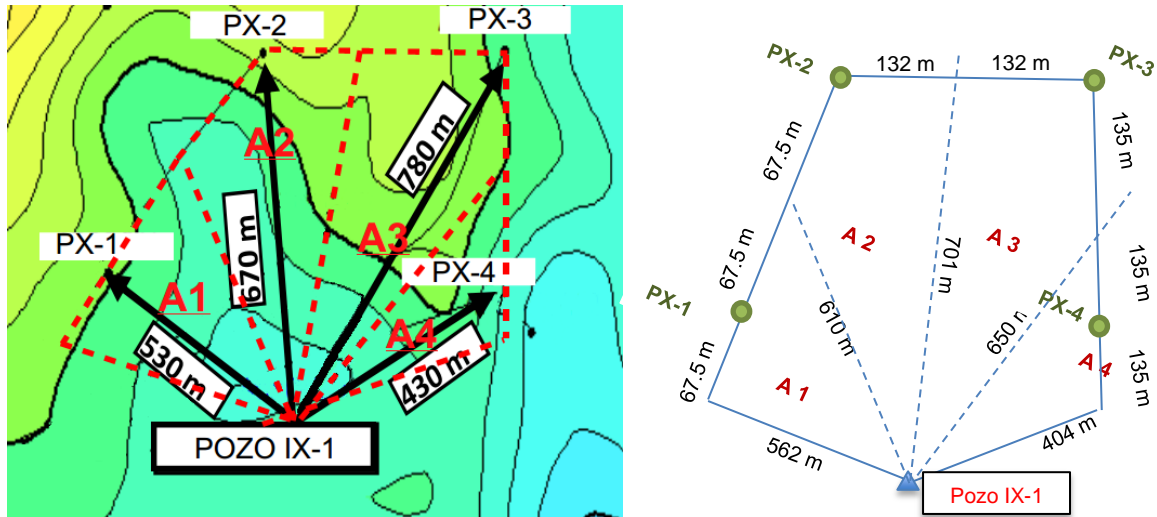
### 3.2. UBICACIÓN DE POZOS PRODUCTORES E INYECTOR

La elección de los pozos para el proyecto de inyección es una de las decisiones más importantes al diseñar un proyecto de inyección de agua. Para tener un buen volumen contactado se deben cumplir con los siguientes criterios:

- Proveer suficiente capacidad de inyección para lograr el caudal de producción esperado.
- Maximizar la recuperación de petróleo con mínima producción de agua.
- Ser compatible con el arreglo de pozos existentes y requerir un mínimo de pozos nuevos.
- Permitir que el tiempo de fill-up se de en un plazo razonable.

Para este proyecto se seleccionó el área presentado por la figura 3.2.

**FIGURA 3. 2 ESQUEMA DE POZOS PRODUCTORES VS POZO INYECTOR Y ÁREA**



FUENTE: Petroamazonas EP, 2018  
ELABORADO: Ricardo Vega

Se considerarse un arreglo en línea directa. Para el cálculo de las áreas expuesto en la tabla 3.4 se usaron coordenadas UTM presentadas en el Anexo 1 y la fórmula de Herón, presentada en las ecuaciones 3.1 y 3.2. Mientras que para el espesor se obtuvo de registros eléctricos de la figura 3.3.

$$\text{Área} = \sqrt{sp(sp - a)(sp - b)(sp - c)} \quad (3.1)$$

$$sp = \frac{a+b+c}{2} \quad (3.2)$$

Donde:

sp = semiperímetro

a, b, c = lados del triángulo

Se presenta el ejemplo de cálculo para el área A1:

$$sp = \frac{562 + 135 + 610}{2} = 653,5 \text{ m}$$

$$\begin{aligned} \text{Área A1} &= \sqrt{653,5 (653,5 - 562)(653,5 - 135)(653,5 - 610)} = 36724,20 \text{ m}^2 \\ &= 397379,25 \text{ ft}^2 \end{aligned}$$

**TABLA 3. 4 ÁREA DE INYECCIÓN Y ESPESOR DE CADA POZO**

	PX - 1	PX - 2	PX - 3	PX - 4
<b>Área (ft)</b>	397379,25	580581,5	562165,4	306708,16
<b>Espesor (ft)</b>	38	26	42	42

ELABORADO: Ricardo Vega

El caudal de inyección del pozo inyector IX-1 es de 4000 BAPD, la zona de disparo del pozo tiene un ángulo de 180° en el cual cada área tiene su rata de inyección y de esta manera se tiene que para A1 (entre el pozo IX-1 y PX1) es de 475 BAPD, para A2 (entre el pozo IX-1 y PX-2) es 490 BAPD, para A3 (entre el pozo IX-1 y PX-3) es 510 BAPD y para A4 (entre el pozo IX-1 y PX-4) es 285 BAPD, los resultados se muestran en la tabla 3.5.

### **3.3. CORRELACIÓN ENTRE POZOS PRODUCTORES E INYECTOR**

En esta sección se muestra en la figura 3.3. el intervalo de inyección, la arena UI correlacionando al usar registros eléctricos. De esta manera es apreciable que en el intervalo donde el agua es inyectada, es la misma donde los pozos de estudio producen.

### **3.4. CÁLCULO DEL PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES)**

Para dicha tarea se utilizó la ecuación 3.3 y se obtuvieron los resultados mostrados en la tabla 3.5. Utilizando los valores de la tabla 3.4 y 3.1.

Se muestra el ejemplo de cálculo para el área A1.

$$POES = \frac{A h \theta (1-S_{wi})}{\beta_{oi}} \quad (3.3)$$

A = Área del yacimiento.

h = Espesor neto saturado de petróleo.

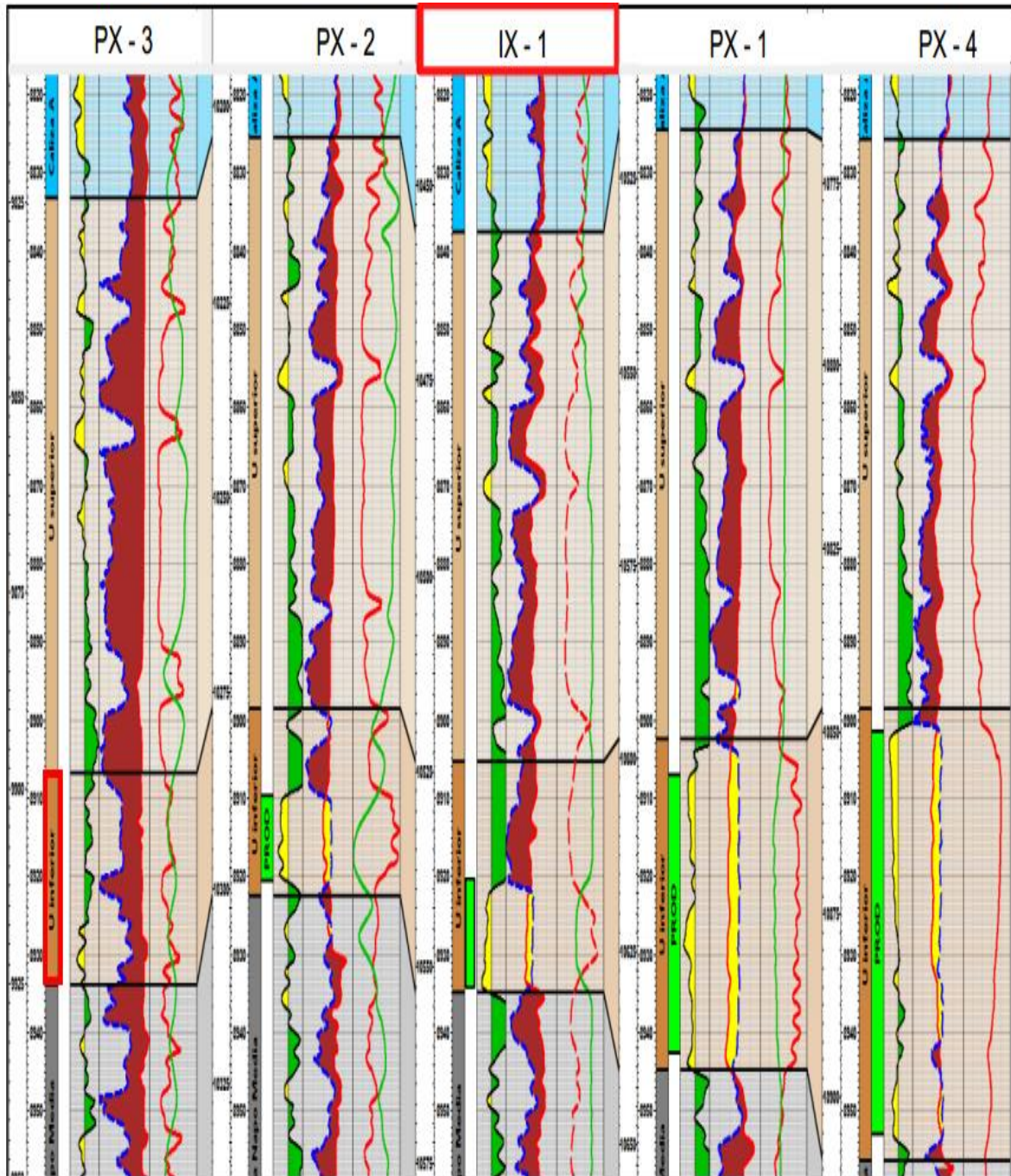
$\theta$  = Porosidad efectiva, (fracción).

$S_{wi}$  = Saturación de agua inicial, (fracción).

$\beta_{oi}$  = Factor volumétrico inicial del petróleo, (BL/BN).

$$POES = \frac{397379,25(ft^2) \cdot 38(ft) \cdot 0,16 \cdot (1 - 0,16)}{5,615(ft^3/BLS) \cdot 1,0342} = 349489,20 \text{ BL}$$

**FIGURA 3. 3 REGISTROS ELÉCTRICOS, CORRELACIÓN ESTRUCTURAL YACIMIENTO U**



FUENTE: Petroamazonas EP, 2018.  
ELABORADO: Ricardo Vega



**TABLA 3. 5 POES DE LOS YACIMIENTOS DE LOS POZOS PRODUCTORES**

	A1	A2	A3	A4
<b>POES [BL]</b>	349489,20	349366,71	442372,37	255548,19
<b>qi [BAPD]</b>	475	490	510	285

ELABORADO: Ricardo Vega

### 3.5. MODELO DE BUCKLER Y LEVERETT

#### 3.5.1. ETAPA ANTERIOR A LA RUPTURA

Con ayuda de una escala semilogarítmica se obtuvo el gráfico que representa la relación de permeabilidad relativa [ $k_{ro}/k_{rw}$ ] frente a la saturación de agua [ $s_w$ ], ilustrado en la figura 3.4, usando los valores presentados en la tabla 3.6.

**TABLA 3. 6 VALORES PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA CURVA  $d_{fw}$  vs  $s_w$** 

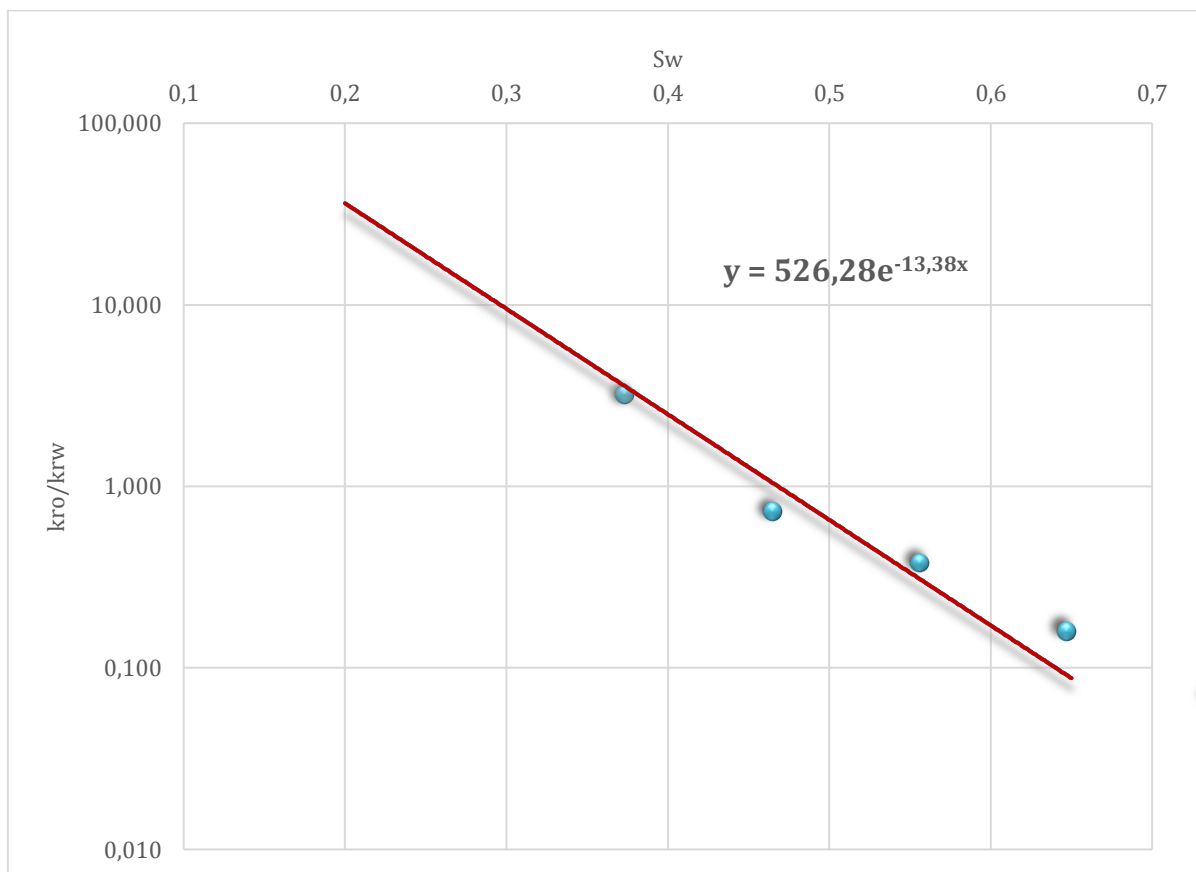
<b>Sw [%]</b>	<b><math>k_{rw}</math></b>	<b><math>k_{ro}</math></b>	<b><math>K_{ro}/k_{rw}</math></b>
0	0	1	
10	0	1	
15	0	0,75	
20	0,02	0,58	29,000
25	0,035	0,45	12,857
30	0,040	0,36	9,000
35	0,048	0,27	5,625
40	0,052	0,18	3,462
45	0,060	0,13	2,167
50	0,072	0,07	0,972
55	0,110	0,03	0,273
60	0,130	0,02	0,154
65	0,160	0,009	0,056
70	0,190	0	0

ELABORADO: Ricardo Vega

La ecuación que se muestra en la gráfica de la figura 3.4 tiene la forma de la ecuación 2.5, con lo cual se pudo concluir que los valores de a y b son 526,28 y

13,38 respectivamente, los cuales son utilizados en la ecuación 2.3 y 2.4 usando los valores de la tabla 3.1 y 3.2 para la obtención del flujo fraccional y su derivada, respectivamente, y así graficarla respecto a la saturación de agua como lo muestran las figuras 3.5 y 3.6. Los valores del flujo fraccional y de la derivada del flujo fraccional se presentan en la tabla 3.7.

**FIGURA 3. 4 RELACIÓN DE PERMEABILIDAD RELATIVA FRENTE A LA SATURACIÓN DE AGUA.**



ELABORADO: Ricardo Vega

Se presenta un el ejemplo de cálculo para cuando Sw = 50 %:

$$f_{w@Sw=50} = \frac{1}{\left[1 + 526,28 e^{-13,38(0,50)} \left(\frac{0,3}{2,5}\right)^2\right]} = 0,860$$

$$\left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_{@Sw=50} = \frac{526,28 \cdot 13,38 \left(\frac{0,3}{2,5}\right) e^{-13,38 \cdot 0,50}}{\left(1 + 536,28 e^{-13,38(0,50)} \frac{0,3}{2,5}\right)^2} = 0,903$$

De la gráfica de flujo fraccional presentado en la figura 3.5 se concluye que el punto de ruptura es de  $Sw_{BT} = 0.34$  y el promedio de saturación de agua después de la ruptura es de  $Sw_{pBT} = 0.46$ .

**TABLA 3. 7 VALORES USADOS PARA LAS GRÁFICAS PRESENTADAS**

Sw (%)	fw	dfw/dSw
0	0	
10	0	
15	0	
20	0,035	2,034
25	0,096	2,861
30	0,218	3,331
35	0,398	3,115
40	0,592	2,372
45	0,752	1,542
50	0,860	0,903
55	0,924	0,497
60	0,960	0,265
65	0,979	0,138
70	1	0
80	1	

FUENTE: Petroamazonas EP, 2018

ELABORADO: Ricardo Vega

### 3.5.1.1 Razón de movilidad

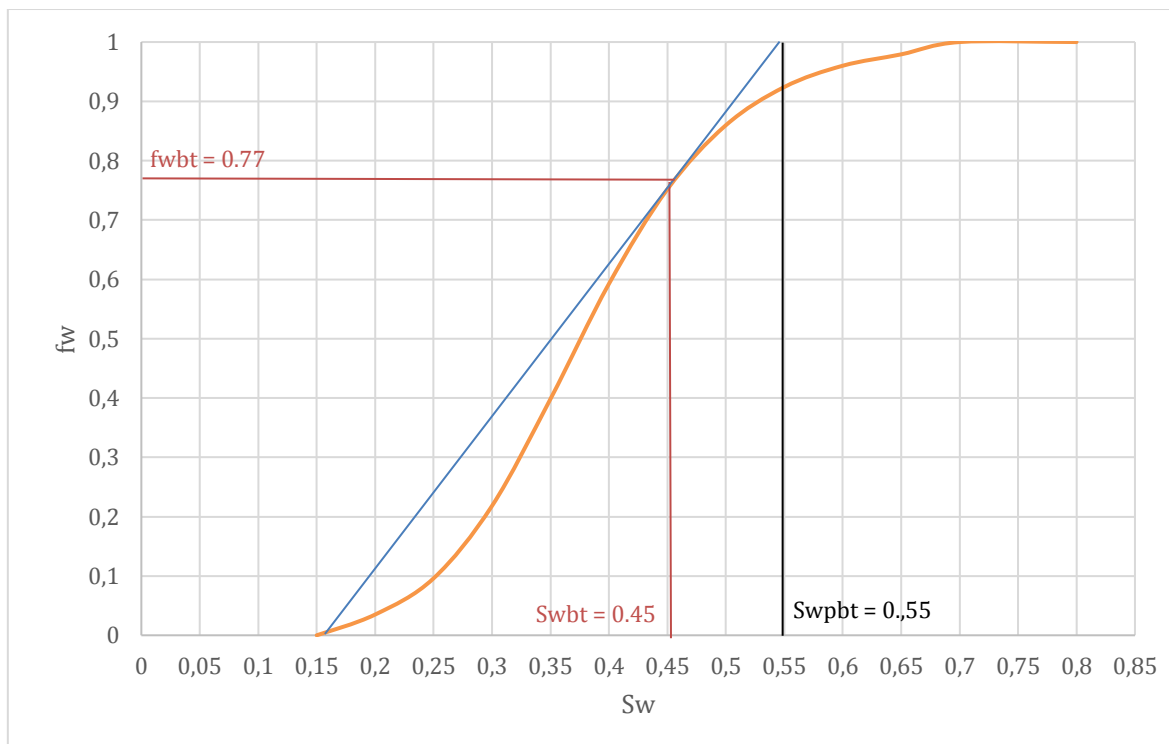
Mediante la ecuación 2.2 se procedió al cálculo de la movilidad usando los datos expuestos en la tabla 3.1 en cuanto a viscosidades y usando  $k_{ro} = 0,716$  en el banco del petróleo, donde  $Sw = Sw_c = 0,16$ , mientras que la  $k_{rw} = 0,118$  detrás del frente de desplazamiento, donde  $Sw = Sw_{pbt} = 0,46$ , valores obtenidos de la tabla 3.6 al recurrir a la interpolación, obteniendo como resultado una movilidad de 1,37,

lo que da un indicio de que la recuperación de petróleo es inestable, lo que arroja como consecuencia que el agua inyectada se mueva más rápido que el petróleo, la irrupción será temprana y que además será necesario inyectar grandes volúmenes de agua.

Cálculo de la movilidad usando la ecuación 2.2:

$$M = \frac{0,118 (2,5)}{0,716 (0,3)} = 1,37$$

**FIGURA 3. 5 GRÁFICA DE FLUJO FRACCIONAL**



ELABORADO: Ricardo Vega

### 3.5.3. ANÁLISIS AL PUNTO DE RUPTURA

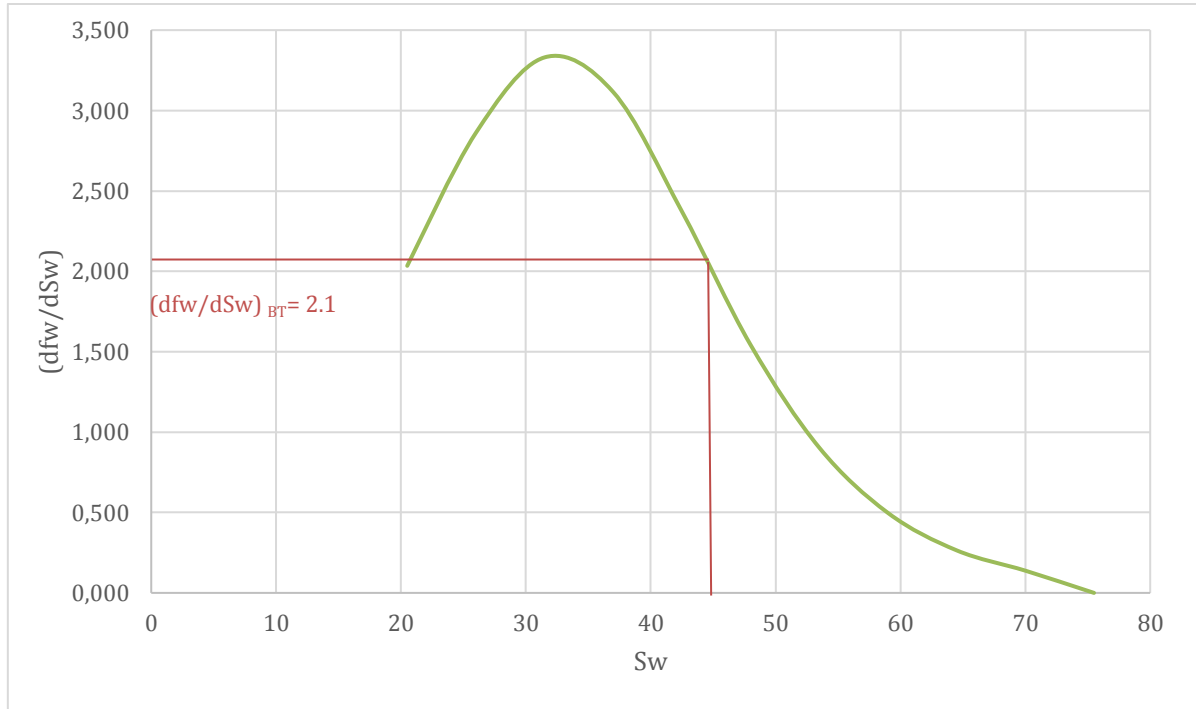
Los siguientes cálculos están enfocados para el área A1 hasta el momento de la ruptura y los resultados para todas las áreas se encuentran en la tabla 3.8.

1. Se calcula el volumen poral de la siguiente manera con la ecuación 3.4.

$$VP = A \varphi h \quad (3.4)$$

$$V_P = \frac{397379,25(ft^2) 0,16 38(ft)}{5,615 \left(\frac{ft^3}{BLS}\right)} = 430287,77 \text{ BL}$$

**FIGURA 3. 6 DERIVADA DEL FLUJO FRACCIONAL**



ELABORADO: Ricardo Vega

2. Se hace uso de la ecuación 2.7 para el agua inyectada a la ruptura.

$$W_{inyBT} = E_{ABT}(S_{WPBT} - S_{wr})V_P = 0,53 * (0,45 - 0,16) * 430287,77 = 66135,23 \text{ BLS}$$

Para la Eficiencia areal en el momento de la ruptura para un arreglo lineal de pozos, se acude a la figura 3.7, en la cual se ingresa con el valor de  $1/M = 0,73$  y obteniendo al momento de la ruptura.

$$E_{ASBT} = 0,53$$

3. Para encontrar el volumen de petróleo producido se acude a la ecuación 2.9.

$$N_{PBT} = \frac{E_{ABT}(S_{WPBT} - S_{wi})V_P}{\beta_O} = \frac{0,54 (0,45 - 0,16) 430287,77}{1,08} = 63948,20 \text{ BL}$$

4. Para el cálculo del tiempo de ruptura se utiliza la ecuación 2.7.

$$t_{BT} = \frac{W_{inyBT}}{q_i} = \frac{66135,23}{475} = 139,23 \text{ días}$$

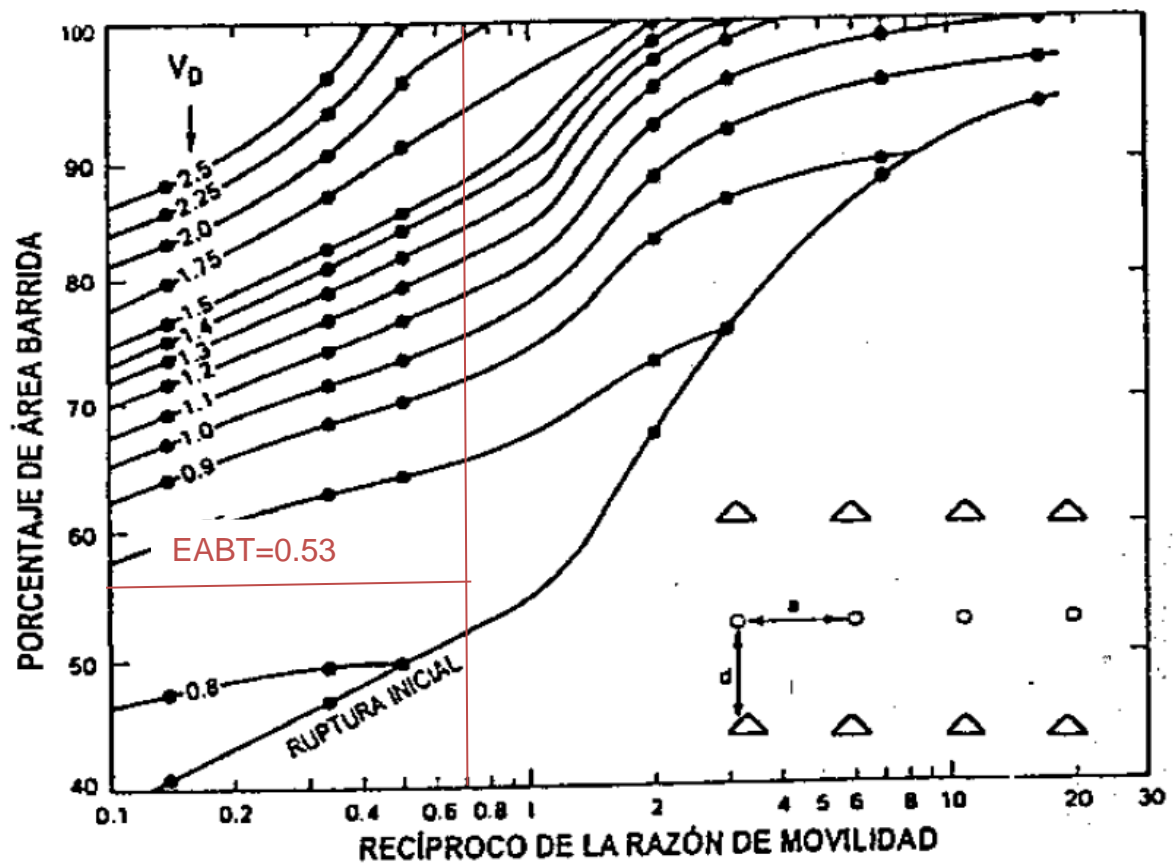
La tabla 3.8 muestra los valores para todas las áreas de los cálculos anteriores.

**TABLA 3. 8 RESULTADOS PARA LA ETAPA EN LA RUPTURA**

ÁREA	A1	A2	A3	A4
VP [BL]	430287,77	430136,96	544644,65	314628,5
Wi <sub>BT</sub> [BL]	66135,23	67359,45	85291,35	48358,40
Np <sub>BT</sub> [BL]	63948,20	65131,93	82470,85	46759,23
t <sub>BT</sub> [días]	139,23	132,92	161,71	164,06

ELABORADO: Ricardo Vega

**FIGURA 3. 7 EFECTO DE LA RAZÓN DE MOVILIDAD Y LOS VOLÚMENES DE FLUIDOS INYECTADOS SOBRE LA EFICIENCIA AREAL, PARA UN ARREGLO EN LÍNEA DIRECTA**



FUENTE: Paris de Ferrer, 2001

ELABORADO: Paris de Ferrer, 2001

### 3.5.4. ANÁLISIS TRAS LA RUPTURA

Para este apartado se realizaron los cálculos posteriores a la ruptura con la saturación de agua del 45 %, los cuales se detallan a continuación y los resultados se muestran en las tablas 3.9, 3.10, 3.11 y 3.12 para cada pozo.

1. Saturación de agua promedia ( $S_{wp}$ , ecuación 2.10).

$$S_{wp} = S_{w2} + \frac{1 - f_{w2}}{\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)} = 0,45 + \frac{1 - 0,75}{1,54} = 0,61$$

2. Eficiencia de desplazamiento ( $E_D$ , ecuación 2.11).

$$E_D = \frac{S_{wp} - S_{wi}}{1 - S_{wi}} = \frac{0,61 - 0,16}{1 - 0,16} = 0,54$$

3. Producción acumulada de petróleo ( $N_p$ , ecuación 2.12).

$$N_p = \frac{VP (S_{wp} - S_{wi}) E_D}{\beta_o} = \frac{430287,77 (0,61 - 0,16) 0,54}{1,08} = 100716,35 \text{ BL}$$

4. Volumen inyectado en los poros de agua ( $Q_i$ , ecuación 2.13).

$$Q_i = \frac{1}{\left(\frac{\partial f_{w2}}{\partial S_w}\right)} = \frac{1}{1,54} = 0,65$$

5. Volumen de agua inyectada ( $W_{iny}$ , ecuación 2.14).

$$W_{iny} = PV Q_i = 430287,77 (0,65) = 279041,09 \text{ BL}$$

6. Tiempo requerido para la inyección acumulada de agua ( $t$ , ecuación 2.15).

$$t = \frac{W_{iny}}{q_i} = \frac{279041,09}{475} = 587,45 \text{ días}$$

7. La producción acumulada de agua ( $W_p$ , ecuación 2.16).

$$\begin{aligned} W_p &= \frac{W_{iny} - (S_{wp} - S_{wi}) PV E_D}{\beta_w} \\ &= \frac{279041,09 - (0,61 - 0,16) (430287,77) (0,54)}{1,0009} = 174729,97 \text{ BL} \end{aligned}$$

8. La relación de agua-petróleo ( $WOR_{s,e}$ , ecuación 2.17).

$$WOR_{s,e} = \frac{f_w}{1 - f_w} = \frac{0,75}{1 - 0,75} = 3,03$$

Las figuras 3.8, 3.10, 3.12 y 3.14 muestran el petróleo acumulado en el tiempo y las figuras 3.9, 3.11, 3.13 y 3.15 comparan con los datos reales, el petróleo acumulado obtenido en este proyecto para cada pozo.

**TABLA 3. 9 RESULTADOS OBTENIDOS TRAS LA RUPTURA PARA EL POZO PX-1**

Sw %	Swp	ED	Np [BL]	Qi	Winj [BL]	t [días]	Wp [BL]	WOR
45	0,61	0,54	100716,36	0,65	279041,09	587,45	174729,97	3,03
50	0,66	0,59	121532,09	1,11	476419,45	1002,99	350429,59	6,13
55	0,70	0,65	145762,89	2,01	865220,80	1821,52	713858,90	12,19
60	0,75	0,70	173011,27	3,78	1626045,16	3423,25	1445873,46	24,02
65	0,80	0,76	203046,43	7,23	3112298,95	6552,21	2899814,50	47,14

REALIZADO POR: Ricardo Vega

**TABLA 3. 10 RESULTADOS OBTENIDOS TRAS LA RUPTURA PARA EL POZO PX-2**

Sw%	Swp	ED	Np [BL]	Qi	Winj [BLS]	t [días]	Wp [BL]	WOR
45	0,61	0,54	100681,06	0,65	278943,30	569,27	174668,73	3,03
50	0,66	0,59	121489,50	1,11	476252,47	971,94	350306,77	6,13
55	0,70	0,65	145711,80	2,01	864917,56	1765,14	864174,37	12,19
60	0,75	0,70	172950,63	3,78	1625475,27	3317,30	1624078,5	24,02
65	0,80	0,76	202975,27	7,23	3111208,16	6349,40	3108534,8	47,14

REALIZADO POR: Ricardo Vega



**TABLA 3. 11 RESULTADOS OBTENIDOS TRAS LA RUPTURA PARA EL POZO PX-3**

<b>Sw %</b>	<b>Swp</b>	<b>ED</b>	<b>Np [BLS]</b>	<b>Qi</b>	<b>Winj [BL]</b>	<b>t [días]</b>	<b>Wp [BL]</b>	<b>WORs</b>
45	0,61	0,54	127483,57	0,65	353201,39	692,55	221167,67	3,03
50	0,66	0,59	153831,47	1,11	603036,67	1182,42	443562,69	6,13
55	0,70	0,65	184502,05	2,01	1095169,12	2147,39	903580,02	12,19
60	0,75	0,70	218992,19	3,78	2058196,54	4035,68	1830140,9	24,02
65	0,80	0,76	257009,75	7,23	3939449,59	7724,41	3670493,4	47,14

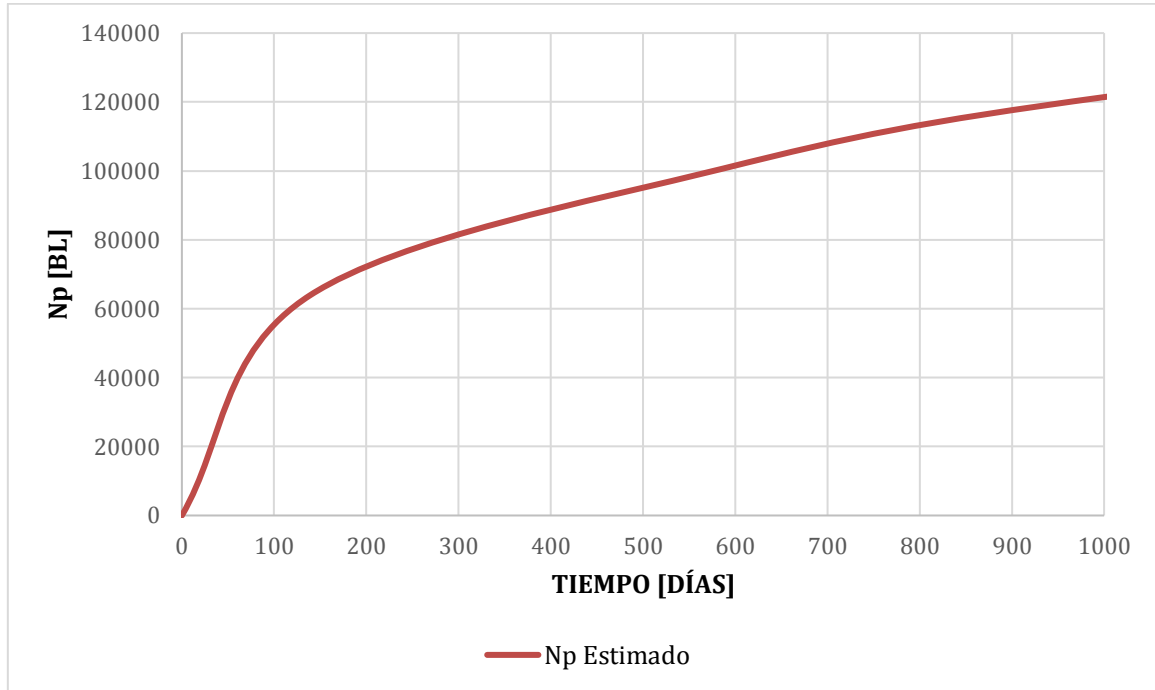
REALIZADO POR: Ricardo Vega

**TABLA 3. 12 RESULTADOS OBTENIDOS TRAS LA RUPTURA PARA EL POZO PX-4**

<b>Sw %</b>	<b>Swp</b>	<b>ED</b>	<b>Np [BL]</b>	<b>Qi</b>	<b>Winj [BL]</b>	<b>t [días]</b>	<b>Wp [BL]</b>	<b>WOR</b>
45	0,61	0,54	73644,28	0,65	204036,20	715,92	127763,40	3,03
50	0,66	0,59	88864,85	1,11	348360,21	1222,32	256235,81	6,13
55	0,70	0,65	106582,52	2,01	632653,63	2219,84	521977,09	12,19
60	0,75	0,70	126506,67	3,78	1188972,09	4171,83	1057229,67	24,02
65	0,80	0,76	148468,53	7,23	2275728,05	7985,01	2120358,39	47,14

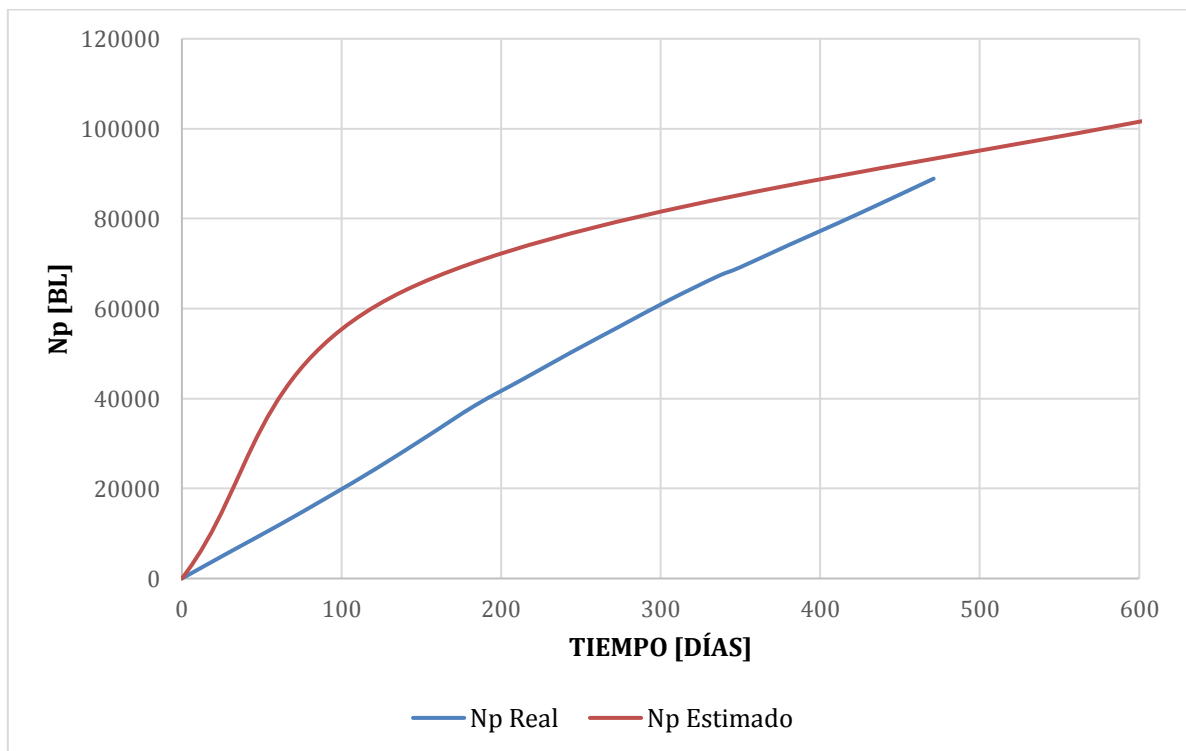
REALIZADO POR: Ricardo Vega

**FIGURA 3. 8 PRODUCCIÓN ACUMULADA ESTIMADA DE PETRÓLEO VS TIEMPO POZO PX-1**



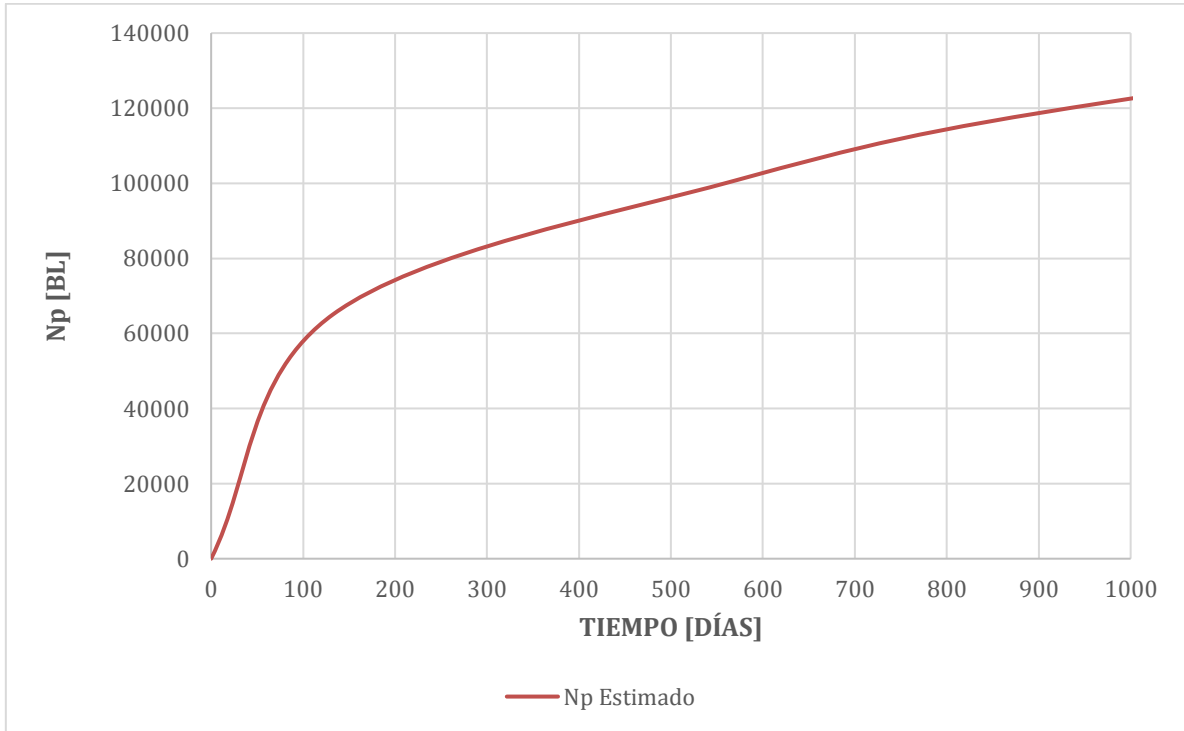
REALIZADO POR: Ricardo Vega

**FIGURA 3. 9 COMPARACIÓN DE PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO VS TIEMPO POZO PX-1**



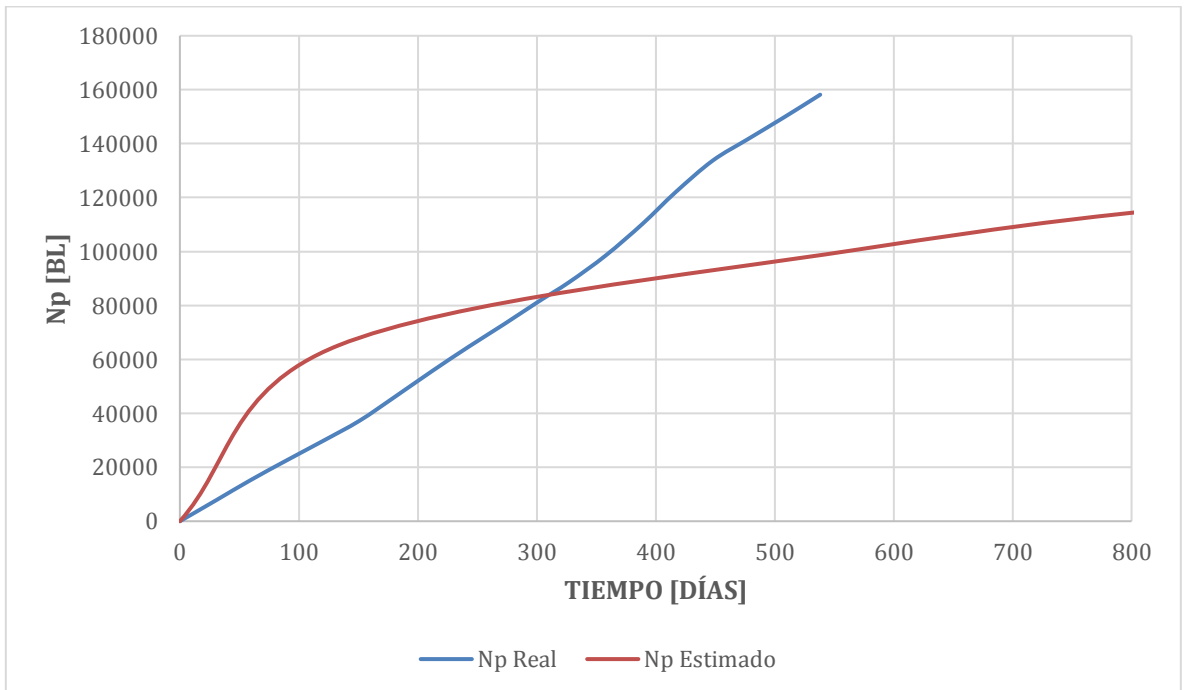
REALIZADO POR: Ricardo Vega

**FIGURA 3. 10 PRODUCCIÓN ACUMULADA ESTIMADA DE PETRÓLEO VS TIEMPO, POZO PX-2**



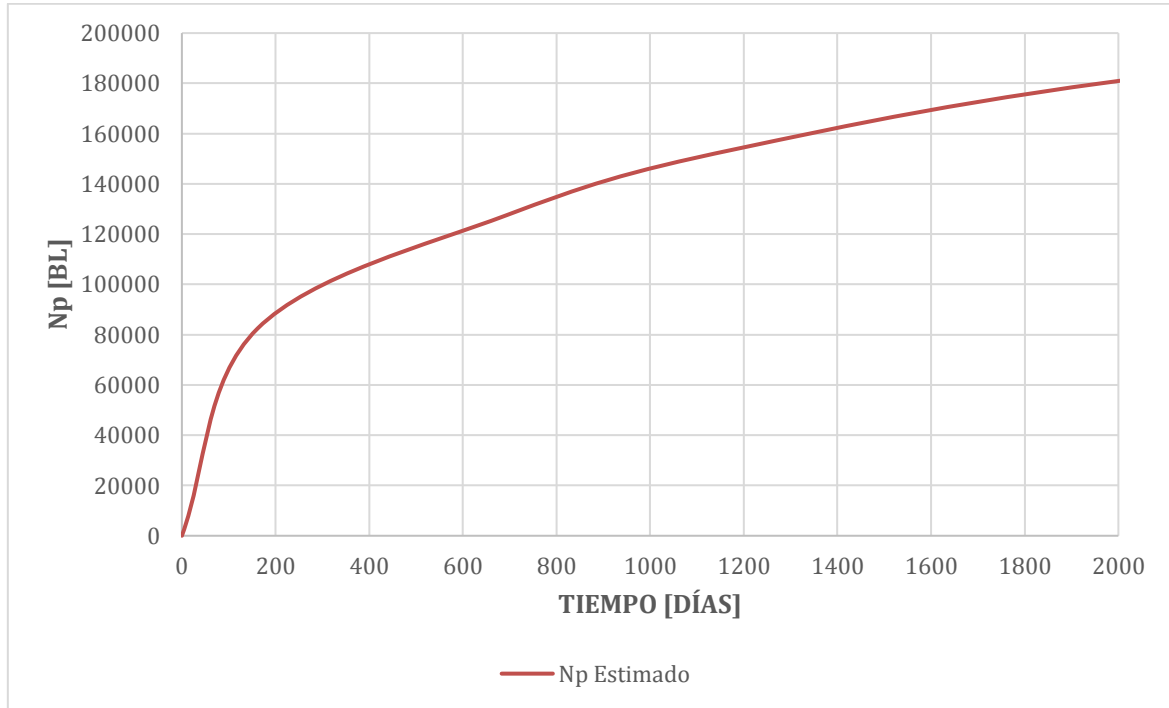
REALIZADO POR: Ricardo Vega

**FIGURA 3. 11 COMPARACIÓN DE PRODUCCIÓN ACUMULADA ESTIMADA DE PETRÓLEO VS TIEMPO POZO PX-2**



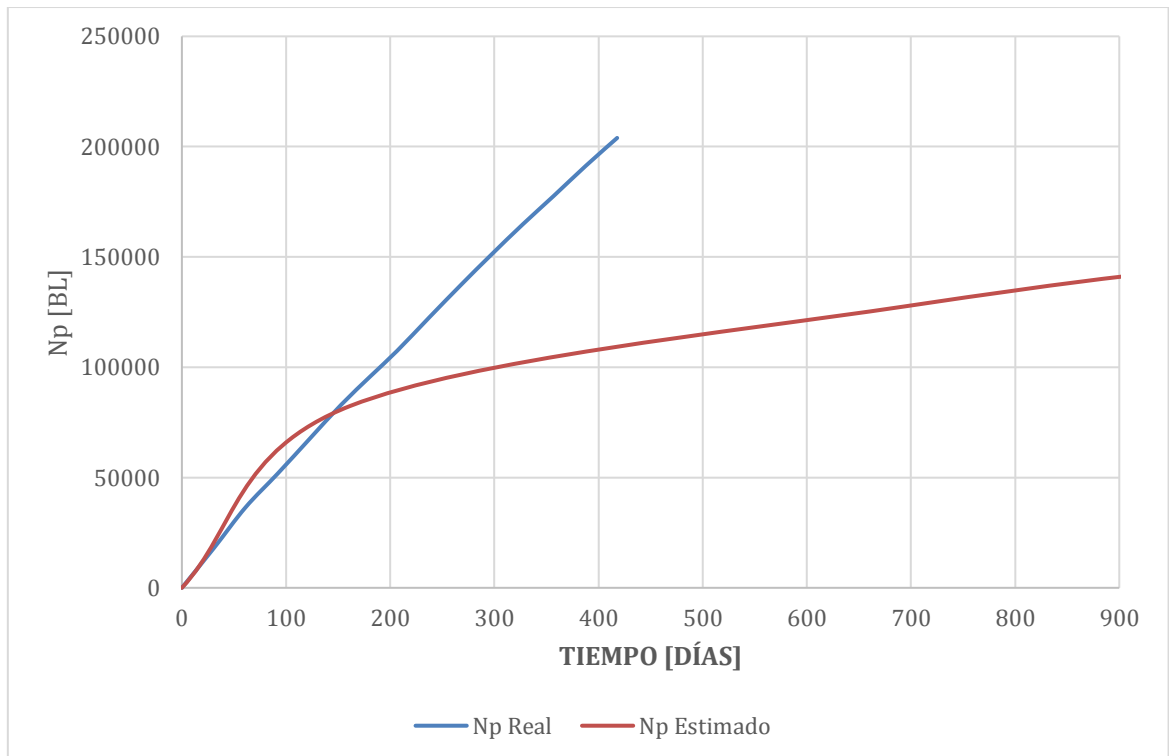
REALIZADO POR: Ricardo Vega

**FIGURA 3. 12 PRODUCCIÓN ACUMULADA ESTIMADA DE PETRÓLEO VS TIEMPO POZO PX-3**



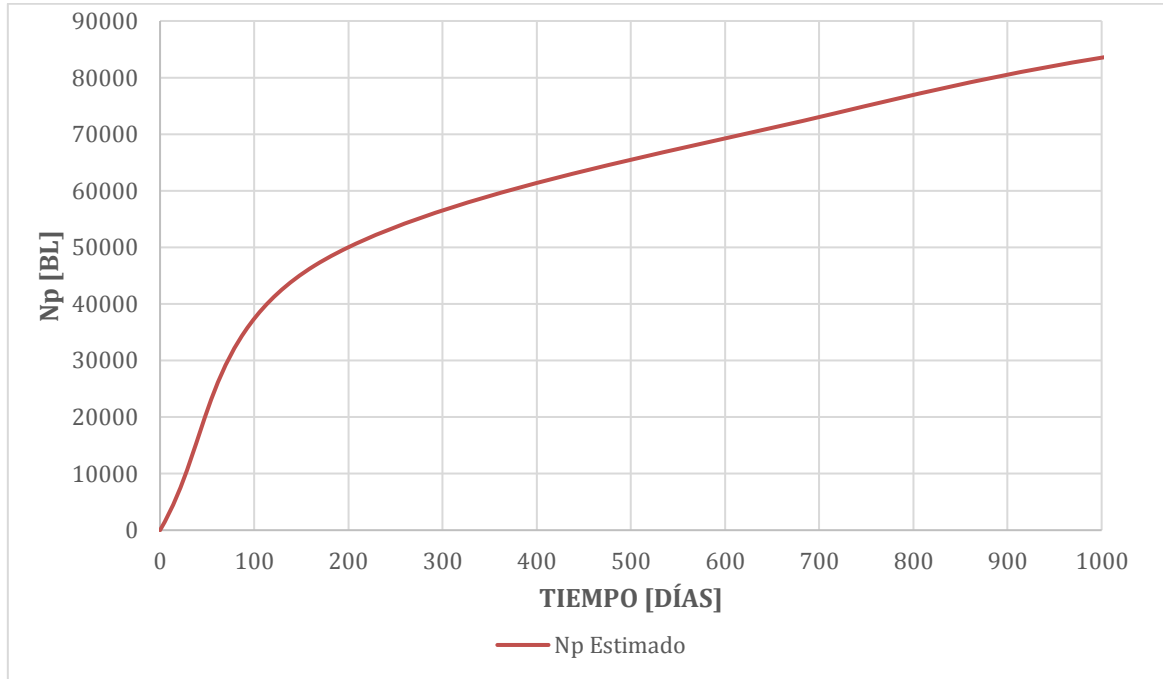
REALIZADO POR: Ricardo Vega

**FIGURA 3. 13 COMPARACIÓN DE PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO VS TIEMPO PX-3**



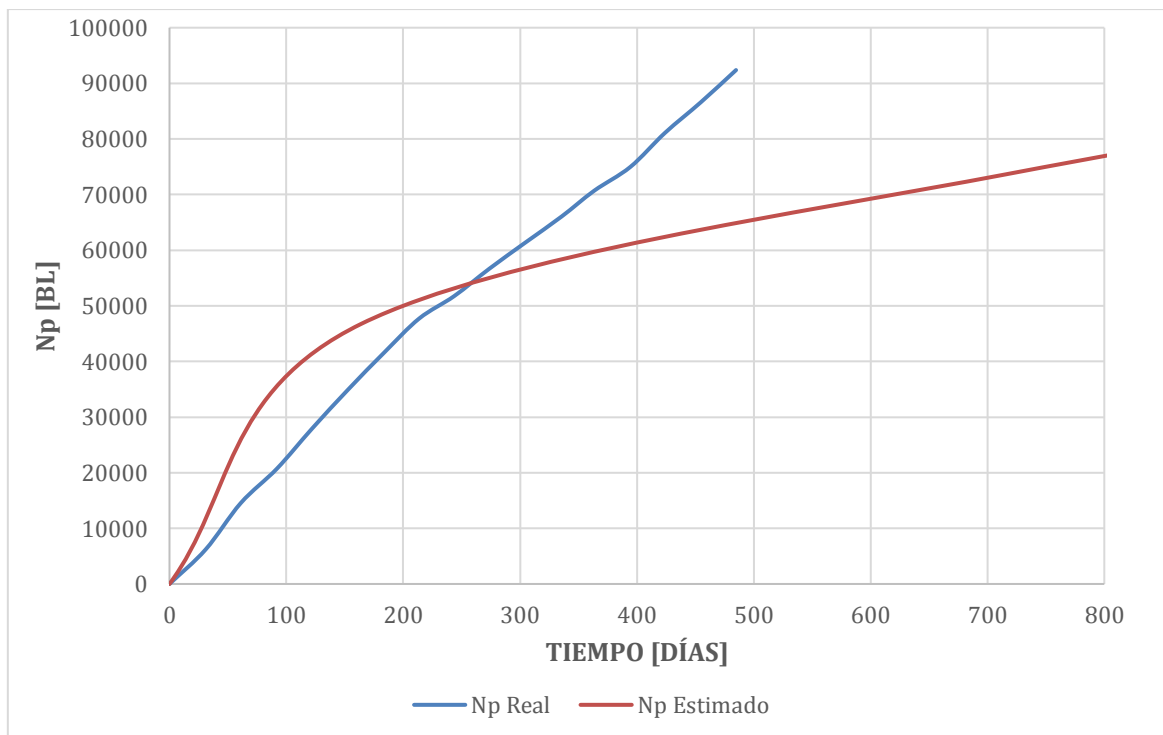
REALIZADO POR: Ricardo Vega

**FIGURA 3. 14 PRODUCCIÓN ESTIMADA ACUMULADA DE PETRÓLEO VS TIEMPO POZO PX-4**



REALIZADO POR: Ricardo Vega

**FIGURA 3. 15 COMPARACIÓN DE PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO VS TIEMPO PX-4**



REALIZADO POR: Ricardo Vega

### 3.7. RESULTADOS MÉTODO DE STILES.

Se empieza ordenando las capas de mayor a menor de la tabla 3.3 según la permeabilidad. Se continua con la acumulación de los espesores de cada capa y finalmente se multiplica el espesor de cada capa por su permeabilidad, estos resultados son expuestos en las tablas 3.13, 3.14, 3.15 y 3.16 para cada pozo.

1. Se encuentra  $C_j$ , con la ecuación 2.21 para cada capa hasta llegar a la última, la cual es  $C_t$  y se la calcula con la ecuación 2.20:

$$C_1 = \sum_{i=1}^n k_i h_i = 424 (4) = 1696$$

$$C_2 = \sum_{i=2}^n k_i h_i = 424 (4) + 295 (5) = 1475$$

$$C_t = \sum_{i=1}^j k_i h_i = 424 * 4 + 295 * 5 + 260 * 3 + 192 * 4 + 100 * 7 + 78 * 15 = 6589$$

2. Se continúa con la recuperación de petróleo al hacer uso de la ecuación 2.23.

$$R_1 = \frac{(\sum_1^1 h_1 K_1) + (C_t - C_1)}{k_1 h_t} = \frac{4 424 + (6589 - 1696)}{424 * 38} = 0,41$$

$$R_2 = \frac{(\sum_2^1 h_2 K_2) + (C_t - C_2)}{k_2 h_t} = \frac{9 295 + (6589 - 3171)}{295 * 38} = 0,54$$

3. Con la ecuación 2.24 y 2.25 se encuentran las movilidades en condiciones de estándar y yacimiento, respectivamente usando  $k_{ro} = 0,716$  en el banco del petróleo, donde  $S_w = S_{wi} = 0,16$ , mientras que la  $k_{rw} = 0,118$  detrás del frente de desplazamiento, donde  $S_w = S_{wpbt} = 0,45$ , valores obtenidos de la tabla 3.6 al recurrir a la interpolación y de la gráfica de flujo fraccional de la figura 3.5:

$$M' = \frac{\lambda_D}{\lambda_d} = \frac{k_{rw} \mu_o}{k_{ro} \mu_w} \beta_o = \frac{0,118 (2,5)}{0,716 (0,3)} 1,08 = 1,48$$

$$M = \frac{\lambda_D}{\lambda_d} = \frac{k_{rw} \mu_o}{k_{ro} \mu_w} = \frac{0,118 (2,5)}{0,716 (0,3)} = 1,37$$

4. Y para el flujo fraccional se utiliza la ecuación 2.30, a condiciones estándar:

$$f_w = \frac{M' C_j}{M' C_j + (C_t - C_j)} = f_{w1} = \frac{1,48(1696)}{1,48 * 1696 + (6589 - 1696)} = 0,34$$

Los resultados de los cálculos planteados se muestran en las tablas 3.13, 3.14, 3.15 y 3.16 para los pozos PX-1, PX-2, PX-3 y PX-4, respectivamente.

**TABLA 3. 13 PARÁMETROS SEGÚN EL MÉTODO DE STILES PARA EL POZO PX-1**

kj decreciente	hj	h acumulativo	Kj*hj	capacidad acumulativa cj	R fracc.	fw
424	4	4,00	1696,00	1696,00	0,41	0,58
295	5	9,00	1475,00	3171,00	0,54	0,74
260	3	12,00	780,00	3951,00	0,58	0,87
192	4	16,00	768,00	4719,00	0,68	0,95
100	7	23,00	700,00	5419,00	0,91	1,00
78	15	38,00	1170,00	6589,00	1,00	0,58

REALIZADO POR: Ricardo Vega

**TABLA 3. 14 PARÁMETROS SEGÚN EL MÉTODO DE STILES PARA EL POZO PX-2**

kj decreciente	hj	h acumulativo	Kj*hj	capacidad acumulativa cj	REC fracc.	fw
271	8,00	8,00	2168,00	2168,00	0,64	0,21
256	3,00	11,00	768,00	2936,00	0,66	0,56
125	6,00	17,00	750,00	3686,00	0,90	0,72
94	5,00	22,00	470,00	4156,00	0,98	0,93
84	4,00	26,00	336,00	4492,00	1,00	1,00

REALIZADO POR: Ricardo Vega

**TABLA 3. 15 PARÁMETROS SEGÚN EL MÉTODO DE STILES PARA EL POZO PX-3**

<b>kj decreciente</b>	<b>hj</b>	<b>h acumulativo</b>	<b>Kj*hj</b>	<b>capacidad acumulativa cj</b>	<b>REC fracc.</b>	<b>fw</b>
352	3,00	3,00	1056	1056,00	0,57	0,20
341	6,00	9,00	2046	3102,00	0,58	0,53
235	5,00	14,00	1175	4277,00	0,73	0,69
153	12,00	26,00	1836	6113,00	0,89	0,92
84	8,00	34,00	672	6785,00	1,00	1,00

REALIZADO POR: Ricardo Vega

**TABLA 3. 16 PARÁMETROS SEGÚN EL MÉTODO DE STILES PARA EL POZO PX-4**

<b>kj decreciente</b>	<b>hj</b>	<b>h acumulativo</b>	<b>Kj*hj</b>	<b>capacidad acumulativa cj</b>	<b>REC fracc.</b>	<b>fw</b>
433	8,00	8,00	3469,60	3469,60	0,53	0,46
327	7,00	15,00	2294,60	5764,20	0,64	0,69
271	6,00	21,00	1626,00	7390,20	0,69	0,83
123	13,00	34,00	1606,02	8996,22	0,93	0,96
76	8,00	42,00	608,00	9604,22	1,00	1,00

REALIZADO POR: Ricardo Vega

5. Continuando con los cálculos, se hace uso de la ecuación 2.30 para la obtención de la saturación de petróleo remanente después de la producción primaria. Se muestra el ejemplo de cálculo para el pozo PX-1 y los resultados son expuestos en la tabla 3.17 para todos los pozos.



$$S_{opp} = \left(1 - \frac{N_p}{N}\right) \left(\frac{\beta_o}{\beta_{oi}}\right) (1 - s_{wi}) = \left(1 - \frac{104000}{349489,20}\right) \left(\frac{1,08}{1,0342}\right) * (1 - 0,16) = 0,616$$

Donde:

$$N = POES = \frac{Ah\theta(1 - S_{wi})}{\beta_{oi}} = \frac{382330(ft^2) * 38(ft) * 0,16 * (1 - 0,16)}{1,0342 * 5,615 \left(\frac{ft^3}{BL}\right)}$$

$$= 349489,20 BL$$

$$N_p = 104000 BL \text{ (producción por explotación primaria, Anexo 1)}$$

**TABLA 3. 17 POES, PRODUCCIÓN POR EXPLOTACIÓN PRIMARIA (Np) Y SATURACIÓN DE PETRÓLEO REMANENTE**

	A1	A2	A3	A4
<b>POES [BL]</b>	336252,88	349366,71	442372,37	255548,19
<b>N<sub>p</sub> [BL]</b>	104000	104000	105000	105000
<b>S<sub>opp</sub></b>	0,616	0,616	0,697	0,568

REALIZADO POR: Ricardo Vega

6. El petróleo recuperable se calcula usando la ecuación 2.31 (La eficiencia volumétrica de  $E_v = 0,671$  fue determinada por la Petroamazonas EP).

$$N_p' = \frac{Ah\theta(S_{opp} - S_{or})E_v}{\beta_o}$$

$$= \frac{306708,16(ft^2) * 38(ft) * 0,16 * (0,616 - 0,276) * 0,671}{1,08 * 5,615 \left(\frac{ft^3}{BL}\right)}$$

$$= 90940,18 BL$$

7. El petróleo a recuperar se calcula con la ecuación 3.32

$$N_{PP1} = N_{p1}' * R_1 = 90940,18 * 0,41 = 37213,02 BL$$

8. El flujo fraccional a condiciones de yacimiento con la ecuación 2.27 se obtiene (tener en cuenta que en la capa 1 cuando se alcanza la ruptura se obtendrá un flujo fraccional de agua de cero. Por lo tanto, para el cálculo de  $f_w @$  c.y. =  $f'w$ , antes de la ruptura por la capa 2, se toma  $C_j = C_1$  y así sucesivamente):

$$f_w' = \frac{MC_j}{MC_j + (C_t - C_j)} = f_{w1}' = 0$$

$$f_{w2}' = \frac{1,23 * 1696}{1,23 * 1696 + (6589 - 1696)} = 0,32$$

9. Para la producción de petróleo se usa la ecuación 2.29:

$$Q_{o1} = \frac{(1 - f_{w1}')q_i}{\beta_o} = \frac{(1 - 0) * 475}{1,08} = 439,81 \text{ BL}$$

10. Para el tiempo de ruptura e incluyendo el tiempo acumulativo se usan las ecuaciones 2.33 y 2.34, respectivamente, y se obtiene:

$$t_\mu = \frac{Ah\theta S_g}{q_i} = \frac{306708,16(ft^2) * 38(ft) * 0,16 * 0,223}{475 * 5,615 \left(\frac{ft^3}{BL}\right)} = 202,76 \text{ días}$$

Para la saturación de gas se acude a la ecuación 2.35:

$$S_g = 1 - (S_{wi} + S_{opp}) = 1 - (0,16 + 0,616) = 0,224$$

$$t_{T1} = \sum_n^1 \frac{\Delta N_p}{Q_o} + t_\mu = \frac{37213,02 - 0}{439,81} + 202,76 = 287,38 \text{ días}$$

$$t_{T2} = \frac{45997,46 - 34722,12}{1584,12} + 202,76 = 327,93 \text{ días}$$

11. Y finalmente, para la cantidad de agua inyectada se procede con la ecuación 2.35:

$$W_i = t_T q_i$$

$$W_{i1} = 327,93 * 475 = 136503,46 \text{ BL}$$

Los resultados desde el paso número 6 son expuestos en las tablas 3.18, 3.19, 3.20 y 3.21 para los pozos PX-1, PX-2, PX-3 y PX-4.

Por otro lado, las figuras 3.16, 3.18, 3.20 y 3.22 muestran el petróleo acumulado en el tiempo y las figuras 3.17, 3.19, 3.21 y 3.23 comparan con los datos reales con el petróleo acumulado obtenido en este proyecto para cada pozo.

**TABLA 3. 18 PARÁMETROS SEGÚN EL MÉTODO DE STILES PARA EL POZO PX-1**

Capa #	Np [BL]	fw'	qo @ c.s.	t [Días]	Wi [BL]
1	37213,02	0,00	439,81	287,38	136503,46
2	49297,24	0,32	297,97	327,93	155767,11
3	53032,20	0,56	193,40	347,24	164940,38
4	61637,19	0,67	143,87	407,05	193349,64
5	83094,21	0,78	98,49	624,92	296836,88
6	90996,54	0,86	59,75	757,18	359658,92

REALIZADO POR: Ricardo Vega

**TABLA 3. 19 PARÁMETROS SEGÚN EL MÉTODO DE STILES PARA EL POZO PX-2**

Capa #	Np [BL]	fw'	qo @ c.s.	t [Días]	Wi [BL]
1	57976,62	0,00	453,70	324,35	158933,76
2	59734,14	0,56	198,89	333,19	163263,72
3	82014,05	0,72	126,33	509,55	249681,02
4	89451,79	0,86	62,32	628,91	308165,17
5	90940,18	0,94	25,22	687,92	337078,89

REALIZADO POR: Ricardo Vega

**TABLA 3. 20 PARÁMETROS SEGÚN EL MÉTODO DE STILES PARA EL POZO PX-3**

Capa #	Np [BL]	fw'	qo @ c.s.	t [Días]	Wi [BL]
1	61862,24	0,00	472,22	318,30	162334,17
2	63547,21	0,20	376,83	322,77	164614,61
3	79182,43	0,54	218,95	394,18	201033,03
4	97539,38	0,70	141,30	524,10	267291,22
5	109118,25	0,93	35,00	854,95	436025,79

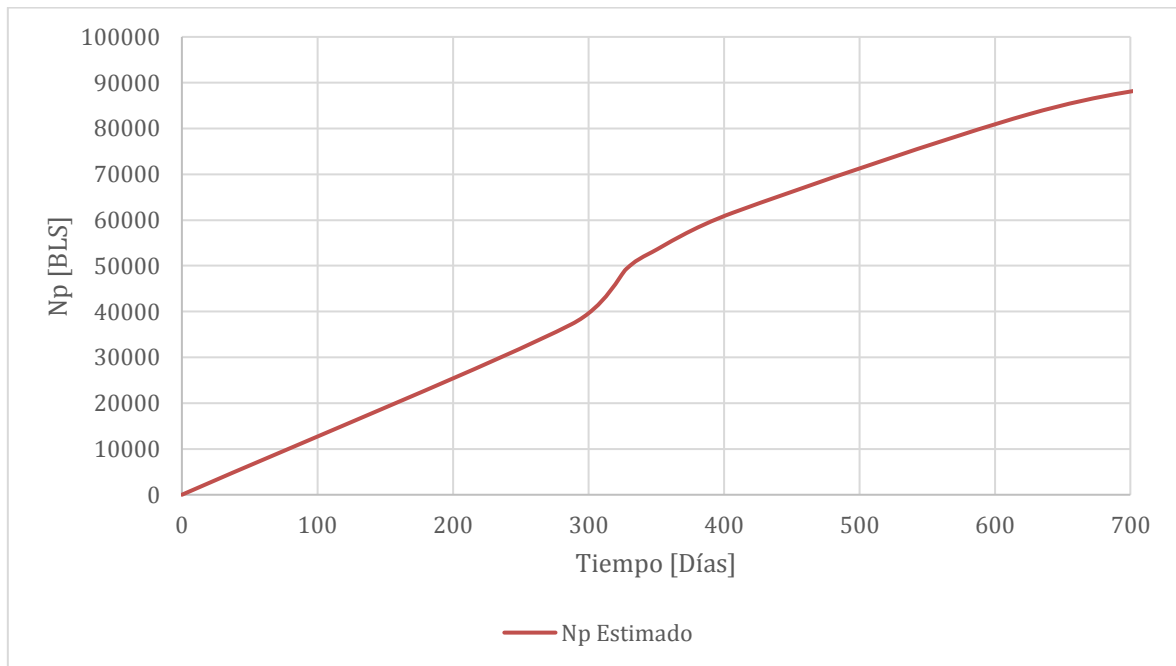
REALIZADO POR: Ricardo Vega

**TABLA 3. 21 PARÁMETROS SEGÚN EL MÉTODO DE STILES PARA EL POZO PX-4**

Capa #	Np [BL]	fw'	qo @ c.s.	t [Días]	Wi [BL]
1	52374,49	0,00	263,89	548,45	156309,65
2	63182,16	0,44	148,52	621,22	177048,36
3	68989,15	0,67	86,19	688,59	196248,99
4	92052,69	0,82	47,26	1176,64	335343,42
5	99333,65	0,95	12,38	1764,91	502999,45

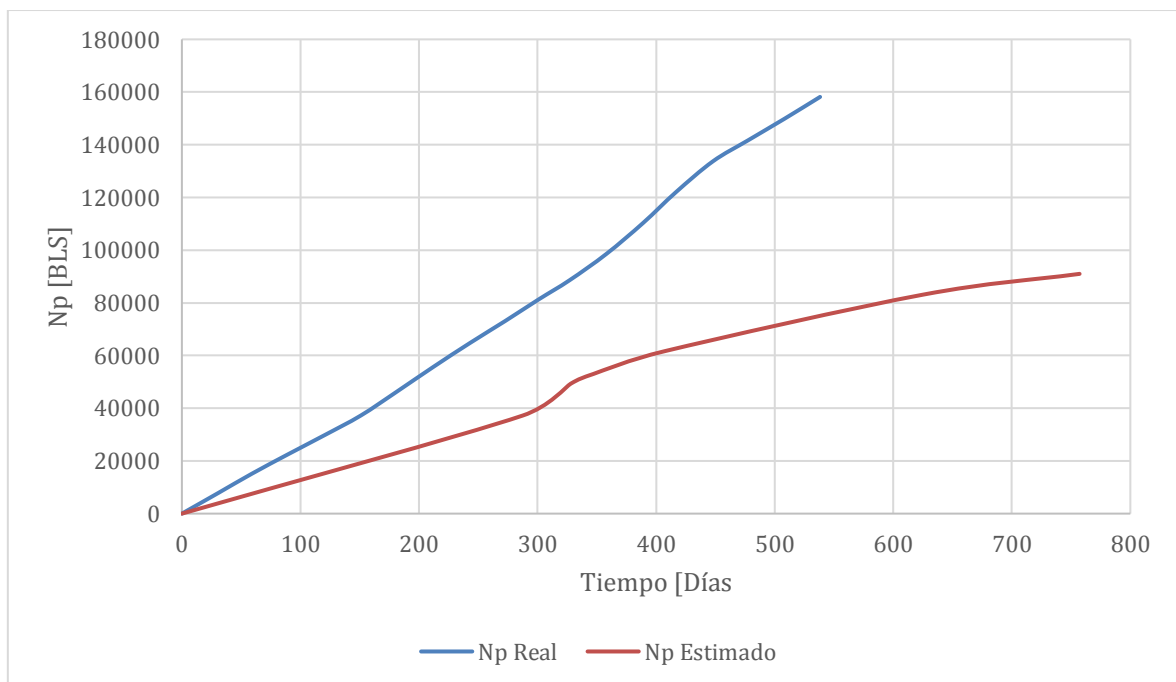
REALIZADO POR: Ricardo Vega

**FIGURA 3. 16 PRODUCCIÓN ESTIMADA ACUMULADA DE PETRÓLEO VS TIEMPO PX-1**



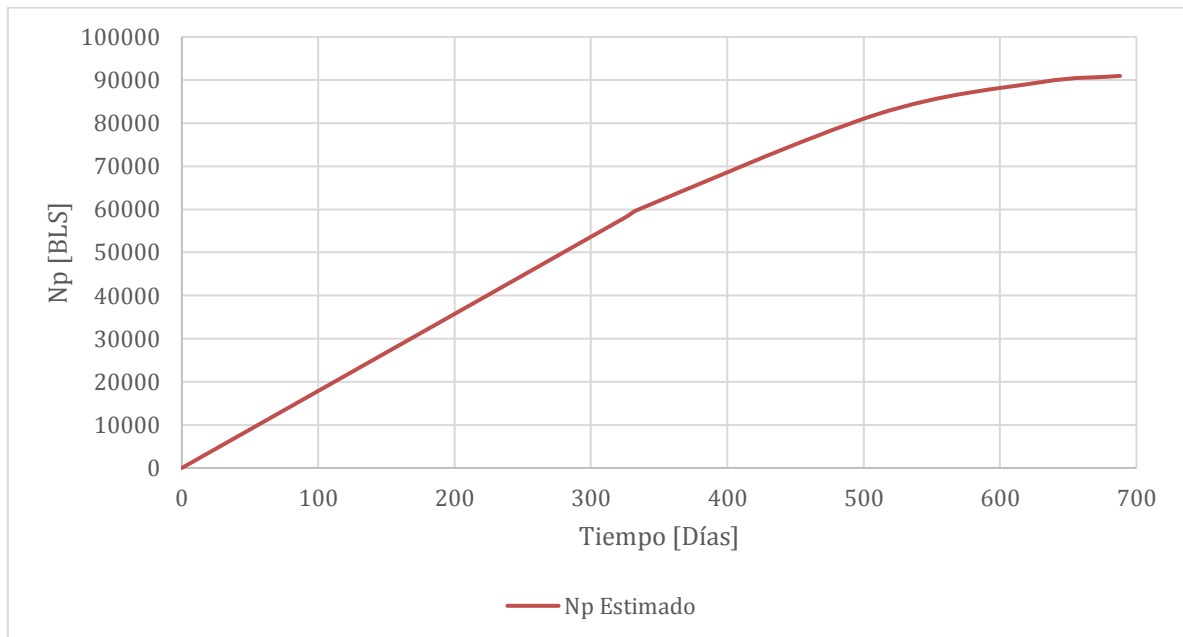
REALIZADO POR: Ricardo Vega

**FIGURA 3. 17 COMPARACIÓN DE PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO VS TIEMPO POZO PX-1**



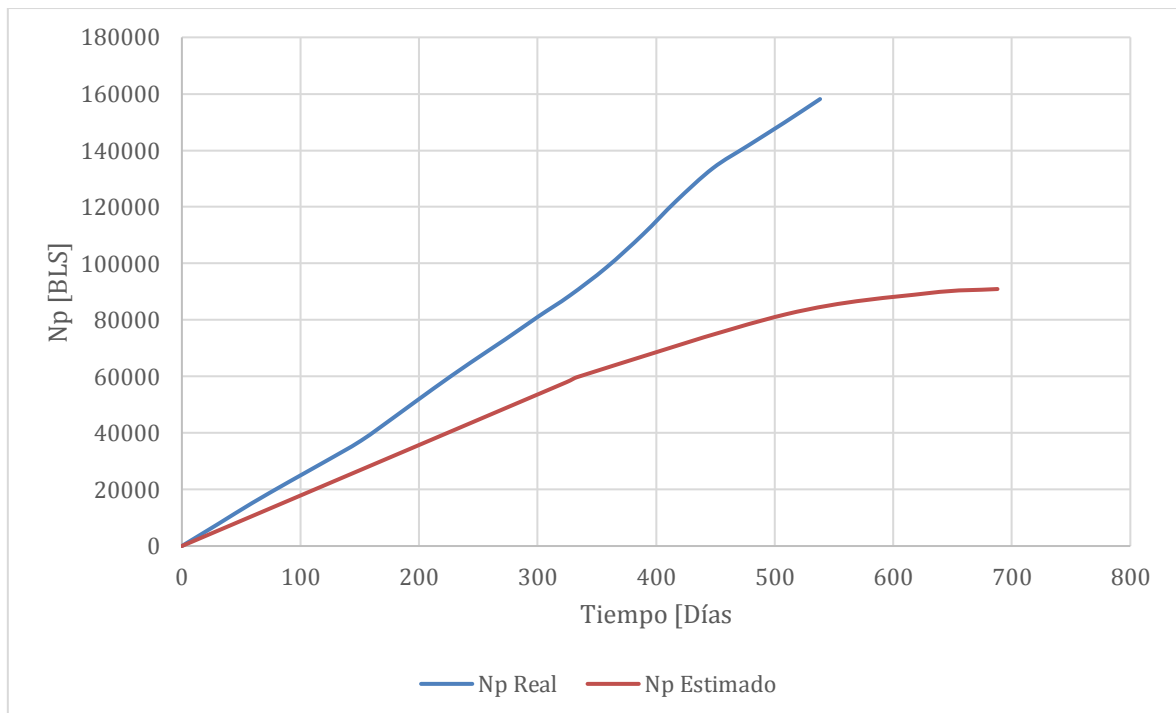
REALIZADO POR: Ricardo Vega

**FIGURA 3. 18 PRODUCCIÓN ESTIMADA ACUMULADA DE PETRÓLEO VS TIEMPO PX-2**



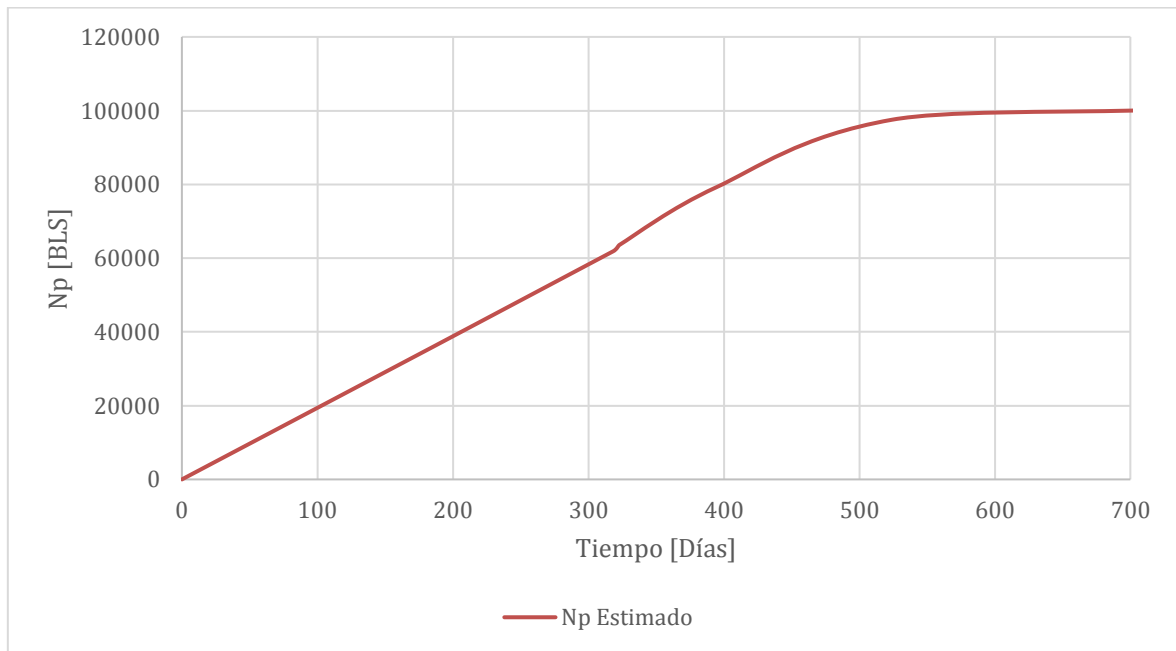
REALIZADO POR: Ricardo Vega

**FIGURA 3. 19 COMPARACIÓN DE PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO VS TIEMPO POZO PX-2**



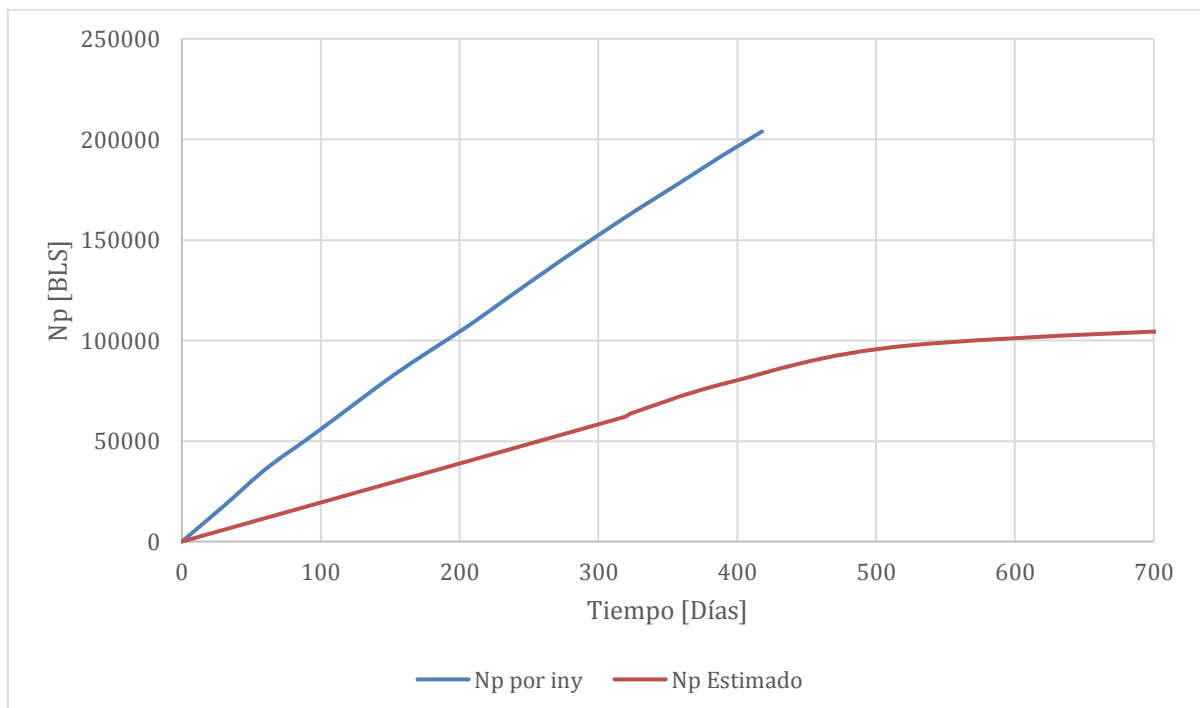
REALIZADO POR: Ricardo Vega

**FIGURA 3. 20 PRODUCCIÓN ESTIMADA ACUMULADA DE PETRÓLEO VS TIEMPO PX-3**



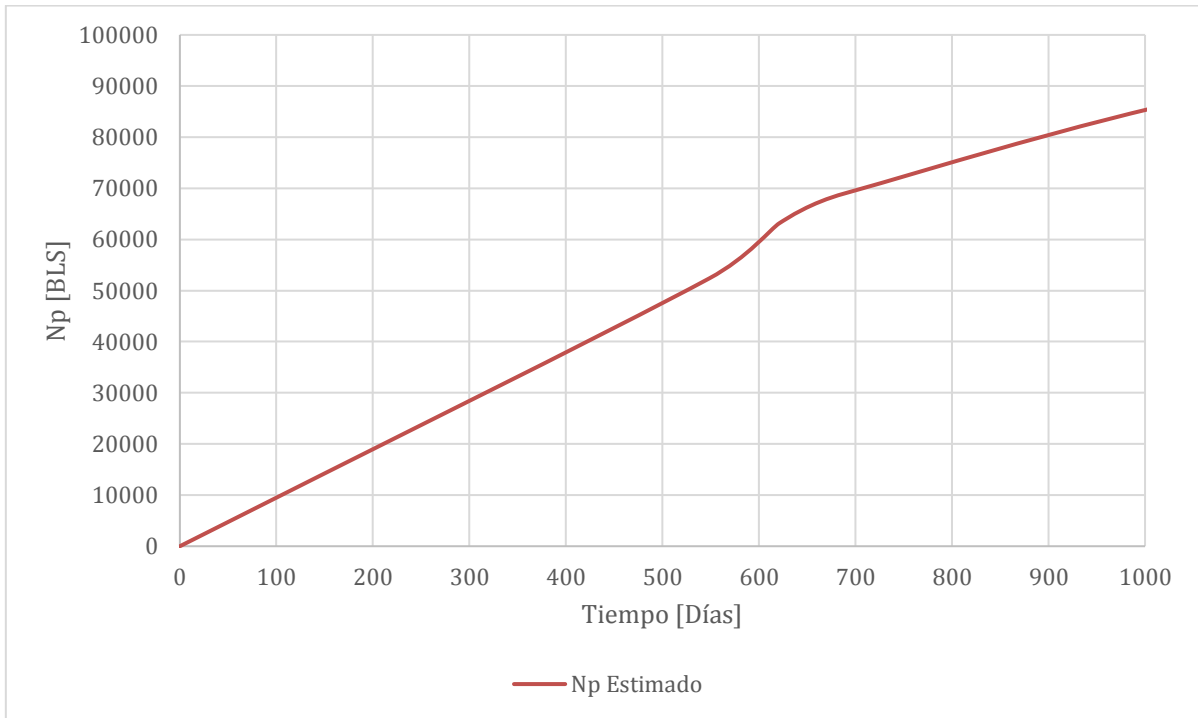
REALIZADO POR: Ricardo Vega

**FIGURA 3. 21 PRODUCCIÓN ESTIMADA ACUMULADA DE PETRÓLEO VS TIEMPO PX-3**



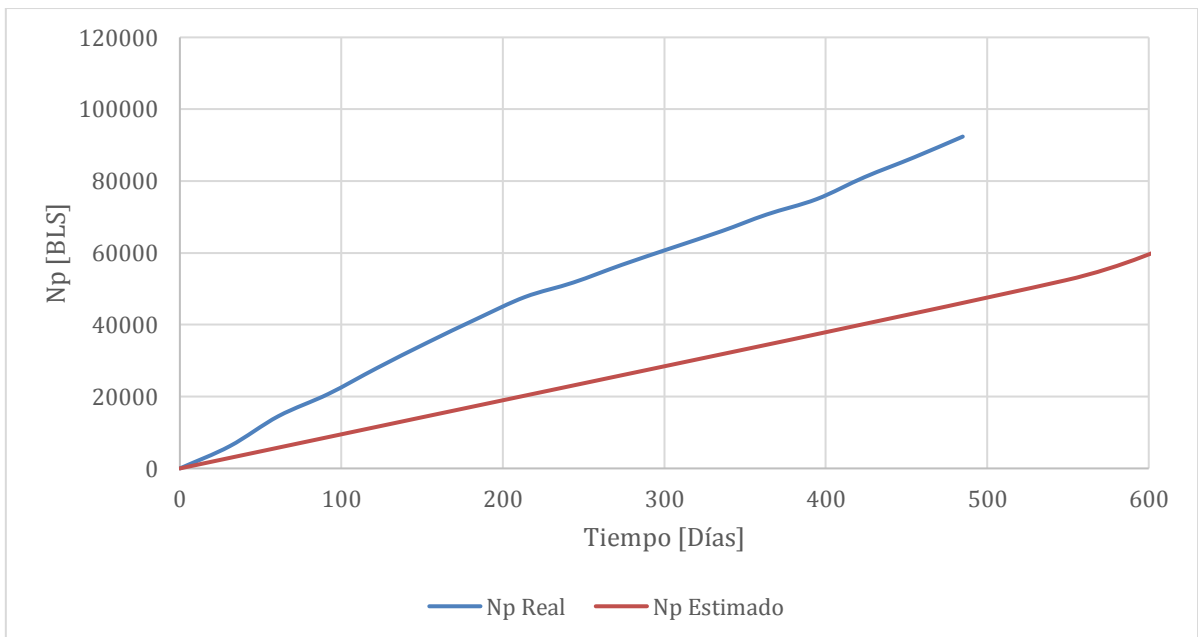
REALIZADO POR: Ricardo Vega

**FIGURA 3. 22 PRODUCCIÓN ESTIMADA ACUMULADA DE PETRÓLEO VS TIEMPO PX-4**



REALIZADO POR: Ricardo Vega

**FIGURA 3. 23 COMPARACIÓN DE PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO VS TIEMPO POZO PX-4**



REALIZADO POR: Ricardo Vega



### 3.8. RESULTADOS MÉTODO DE DYSKTRA PARSON

1. Se empieza ordenando los estratos de mayor a menor en función a su permeabilidad los datos de la tabla 3.3, como lo indica la tabla 3.22.

**TABLA 3. 22 ORDEN DE MAYOR A MENOR SEGÙN LA PERMEABILIDAD PARA CADA POZO**

# Capa	POZO PX-1	POZO PX-2	POZO PX-3	POZO PX-4
1	424	271	434	352
2	295	256	328	341
3	260	125	271	235
4	192	94	124	153
5	100	84	76	84
6	78			

REALIZADO POR: Ricardo Vega

2. Se continúa con el cálculo de C con la ecuación 2.49 fragmentándola para hacer más sencilla su operación.

- Cálculo de la relación de permeabilidades  $k_j/k_i$ . Los resultados se muestran en la tabla 3.23:

Para  $i = 1$ :

$$\frac{k_2}{k_1} = \frac{295}{424} = 0,69$$

$$\frac{k_3}{k_1} = \frac{260}{424} = 0,61$$

$$\frac{k_4}{k_1} = \frac{192}{424} = 0,45$$

$$\frac{k_5}{k_1} = \frac{100}{424} = 0,23$$

$$\frac{k_6}{k_1} = \frac{78}{424} = 0,18$$

TABLA 3. 23 RESULTADOS DE RELACIÓN DE PERMEABILIDADES

		i=1	i=2	i=3	i=4	i=5	i=6
<b>POZO PX-1</b>	k2/ki	0,696					
	k3/ki	0,613	0,881				
	k4/ ki	0,453	0,651	0,738			
	k5/ ki	0,236	0,339	0,385	0,521		
	k6/ ki	0,184	0,264	0,300	0,406	0,708	0
<b>POZO PX-2</b>	k2/ki	0,945					
	k3/ki	0,461	0,488				
	k4/ ki	0,347	0,367	0,752			
	k5/ ki	0,310	0,328	0,672	0,894	0	
<b>POZO PX-3</b>	k2/ki	0,756					
	k3/ki	0,625	0,827				
	k4/ ki	0,285	0,377	0,456			
	k5/ ki	0,175	0,232	0,280	0,615	0	
<b>POZO PX-4</b>	k2/ki	0,969					
	k3/ki	0,668	0,689				
	k4/ ki	0,435	0,449	0,651			
	k5/ ki	0,239	0,246	0,357	0,594	0	

REALIZADO POR: Ricardo Vega

- Cálculo de la raíz del numerador. Los resultados se muestran en la tabla 3.24:

$$\sqrt{M^2 + \frac{k_j}{k_i}(1 - M^2)}$$

Para i = 1

$$\sqrt{2,17^2 + 0,69(1 - 2,17^2)} = 1,45$$

$$\sqrt{2,17^2 + 0,61(1 - 2,17^2)} = 1,56$$

$$\sqrt{2,17^2 + 0,45(1 - 2,17^2)} = 1,74$$

$$\sqrt{2,17^2 + 0,23 (1 - 2,17^2)} = 1,95$$

$$\sqrt{2,17^2 + 0,18 (1 - 2,17^2)} = 2,00$$

**TABLA 3. 24 RESULTADOS DE LA RAÍZ DEL NUMERADOR**

		i=1	i=2	i=3	i=4	i=5	i=6
<b>POZO PX-1</b>	k2/ki	1,459					
	k3/ki	1,560	1,200				
	k4/ ki	1,741	1,515	1,404			
	k5/ ki	1,958	1,858	1,812	1,666		
	k6/ ki	2,007	1,931	1,896	1,789	1,348	0
	Suma Total	8,724	6,504	5,112	3,456	1,348	0,000
<b>POZO PX-2</b>	k2/ki	1,022					
	k3/ki	1,199	1,190				
	k4/ ki	1,237	1,230	1,096			
	k5/ ki	1,249	1,243	1,125	1,042	0	
	Suma Tota	4,707	3,663	2,221	1,042	0	
<b>POZO PX-3</b>	k2/ki	1,061					
	k3/ki	1,093	1,044				
	k4/ ki	1,171	1,150	1,132			
	k5/ ki	1,195	1,182	1,171	1,095	0	
	Suma Tota	4,519	3,376	2,304	1,095	0,000	
<b>POZO PX-4</b>	k2/ki	0,991					
	k3/ki	0,899	0,906				
	k4/ ki	0,822	0,827	0,894			
	k5/ ki	0,750	0,753	0,794	0,861	0	
	Suma Tota	3,462	2,486	1,688	0,861	0,000	

REALIZADO POR: Ricardo Vega

- Finalmente se calcula C con todos los valores requeridos, los resultados son expuestos en la tabla 3.25, 3.26, 3.27 y 3.28 para cada pozo:

Para i = 1

$$C = \frac{6 (2,17) - 1 - 8,72}{6 (2,17 - 1)} = 0,47$$

3. Ahora se procede a calcular el Np recuperable con la ecuación 2.51

$$N_p = \frac{VP (s_{oi} - s_{or}) E_A E_D C}{\beta_o}$$

Donde:

$$E_D = \frac{S_{oi} - S_{or}}{S_{oi}} = \frac{0,84 - 0,276}{0,84} = 0,68$$

$$VP = A * \varphi * h * = \frac{397379(ft^2) 0,16 38(ft)}{5,615 \left( \frac{ft^3}{BLS} \right)} = 430287,77BL$$

3. Ahora se procede a calcular la predicción de Np con la ecuación 2.51

$$N_p = \frac{VP (s_{oi} - s_{or}) E_A E_D C}{\beta_o}$$

Donde:

$$E_D = \frac{S_{oi} - S_{or}}{S_{oi}} = \frac{0,84 - 0,276}{0,84} = 0,68$$

$$VP = A * \varphi * h * = \frac{397379(ft^2) 0,16 38(ft)}{5,615 \left( \frac{ft^3}{BLS} \right)} = 430287,77BL$$

Para la eficiencia areal se tiene que varía de estrato en estrato y con la cantidad de agua inyectada durante el tiempo, pero al suponer flujo lineal estos efectos son ignorados, por lo tanto, Dykstra y Parson suponen que la eficiencia areal promedio será igual a la eficiencia areal a la ruptura obtenida ya en la figura 3.7;

$$E_A = E_{ABT} = 0,54$$

Finalmente:

$$N_p = \frac{430287,77 * (0,84 - 0,276) * 0,53 * 0,68 * 0,469}{1,08} = 38017,73 BL$$

4. Para hallar el WOR se acude a la ecuación 2.50, la cual es desfragmentada para obtener facilidad de cálculo.

- Cálculo del cociente de la ecuación del WOR:

Para  $i = 1$

$$\frac{295}{0,696} + \frac{260}{0,613} + \frac{192}{0,453} + \frac{100}{0,236} + \frac{78}{0,184} = 2120$$

- Sumatoria de permeabilidades por el factor volumétrico

Para  $i = 1$

$$\sum k_1 (\beta_o / \beta_w) = 424 (1,08/1,0009) = 457,508$$

- Cálculo del WOR

$$WOR_1 = \frac{457,508}{2120} = 0,216$$

Hay que señalar que para la última capa el WOR llegará a niveles infinitos y para efectos de tener resultados se establecen valores que permitan obtener resultados para poder hacer la predicción.

5. Para el caso de  $W_i$  se procede con la ecuación 2.52 y 2.53.

$$W_i = W_p + N_p B_o$$

$$W_p = \frac{(N_i - N_{i-1}) (WOR_i + WOR_{i-1})}{2}$$

Para  $i = 1$

$$W_p = \frac{(38735,05 - 0) (0,216 + 0)}{2} = 4102,22 \text{ BL}$$

$$W_i = 4102,22 + 38017,73 * 1,08 = 45161,37 \text{ BL}$$

6. Finalmente para el cálculo del tiempo se lo obtiene con ecuación 2.54.

Para  $i = 1$

$$t = \frac{W_i}{q_i} = \frac{459796,17}{475} = 95,08 \text{ días}$$

Las tablas 3.25, 3.26, 3.27 y 3.28 muestran los resultados para cada pozo de los cálculos realizados anteriormente.

**TABLA 3. 25 PARÁMETROS SEGÚN EL MÉTODO DE DYSKTRA PARSON, POZO PX-1**

Capa	C	Np [BL]	Wi [BL]	t [días]	WOR
1	0,469	38017,72979	45161,37	153,27	0,2
2	0,643	52101,32526	62418,91	227,96	0,7
3	0,699	56623,18943	65701,58	298,00	1,4
4	0,793	64187,93348	86891,31	620,20	3,3
5	0,950	76974,29715	191847,87	3720,46	13,7
6	1,000	80983,98326	4124644,15	5048,85	2000

REALIZADO POR: Ricardo Vega

**TABLA 3. 26 PARÁMETROS SEGÚN EL MÉTODO DE DYSKTRA PARSON, POZO PX-2**

Capa	C	Np [BL]	Wi [BL]	t [días]	WOR
1	0,59	48769,13	59248,57	120,92	0,27
2	0,62	50867,09	59996,11	122,44	0,74
3	0,87	71931,84	115124,08	234,95	2,81
4	0,98	80467,29	135460,60	276,45	8,56
5	1,00	82483,06	400078,13	816,49	300,00

REALIZADO POR: Ricardo Vega

**TABLA 3. 27 PARÁMETROS SEGÚN EL MÉTODO DE DYSKTRA PARSON, POZO PX-3**

Capa	C	Np [BL]	Wi [BL]	t [días]	WOR
1	0,552	56611,657	66911,820	216,769	131,200
2	0,676	69259,435	83253,915	312,511	163,243
3	0,738	75667,118	92723,699	401,448	181,811
4	0,918	94102,499	222036,027	4123,754	435,365
5	1,000	102506,965	996374,102	4427,719	1953,675

REALIZADO POR: Ricardo Vega

Las figuras 3.22, 3.24, 3.26 y 3.28 muestran el petróleo acumulado en el tiempo y las figuras 3.23, 3.25, 3.27 y 3.29 comparan con los datos reales el petróleo acumulado obtenido en este proyecto para cada pozo.

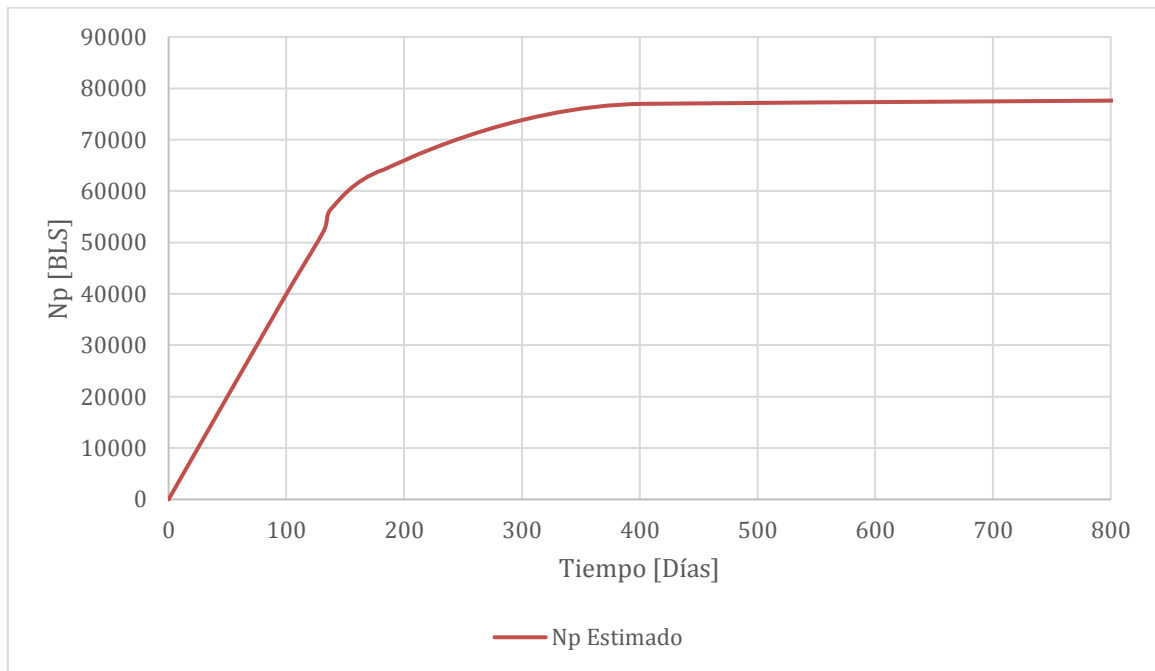
**TABLA 3. 28 PARÁMETROS SEGÚN EL MÉTODO DE DYSKTRA PARSON, POZO PX-4**

Capa	C	Np [BL]	Wi [BL]	t [días]	WOR
1	0,691	36312,659	42098,085	147,713	0,250
2	0,704	37029,341	42721,296	149,899	0,937
3	0,821	43153,541	54776,693	192,199	2,377
4	0,920	48365,254	76714,341	269,173	7,868
5	1,000	52576,115	281482,181	987,657	100

REALIZADO POR: Ricardo Vega

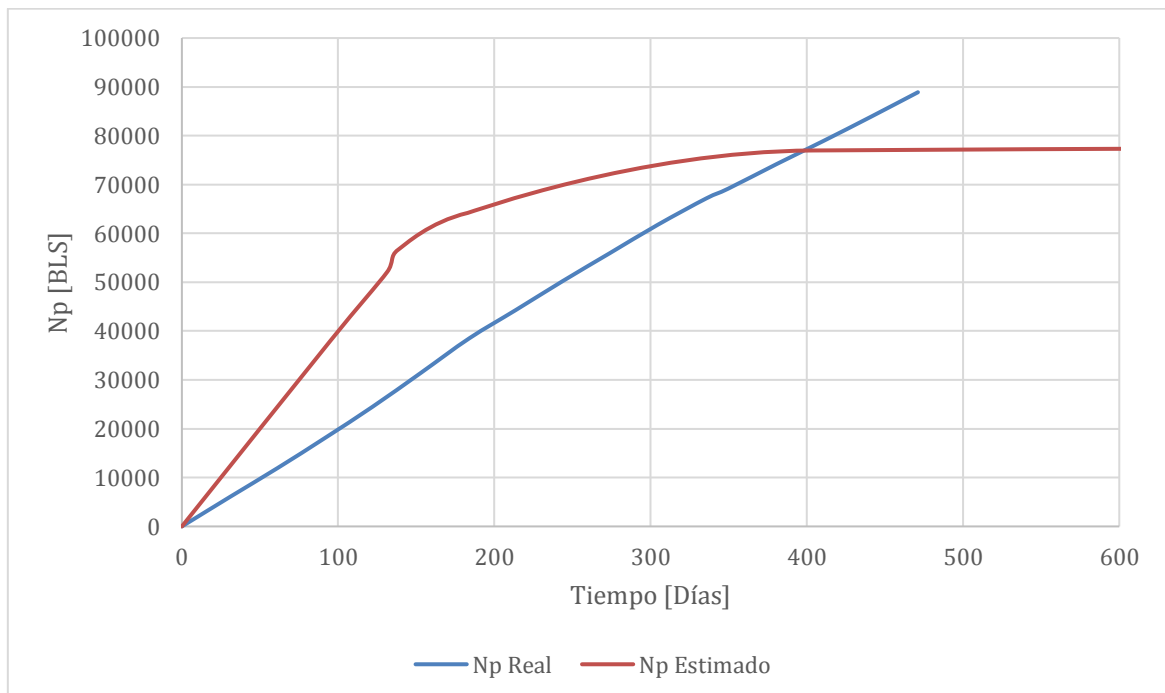
Las figuras 3.22, 3.24, 3.26 y 3.28 muestran el petróleo acumulado en el tiempo y las figuras 3.23, 3.25, 3.27 y 3.29 comparan con los datos reales el petróleo acumulado obtenido en este proyecto para cada pozo.

**FIGURA 3. 24 PRODUCCIÓN ESTIMADA ACUMULADA DE PETRÓLEO VS TIEMPO PX-1**



REALIZADO POR: Ricardo Vega

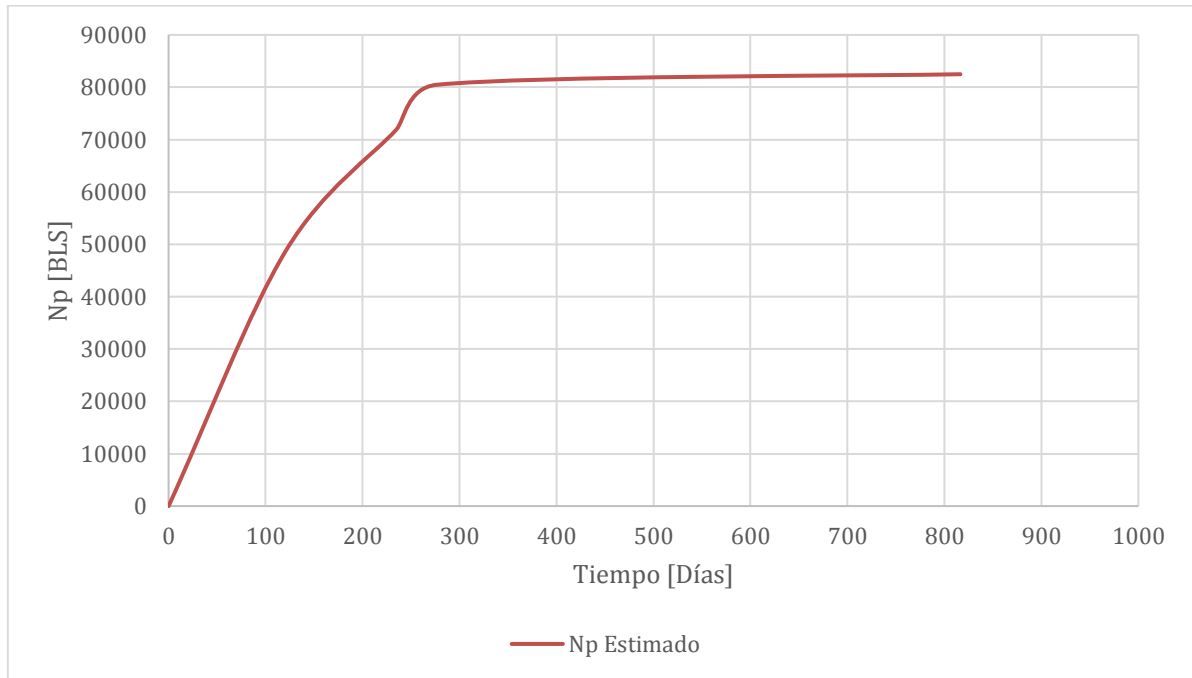
**FIGURA 3. 25 COMPARACIÓN DE PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO VS TIEMPO POZO PX-1**



REALIZADO POR: Ricardo Vega

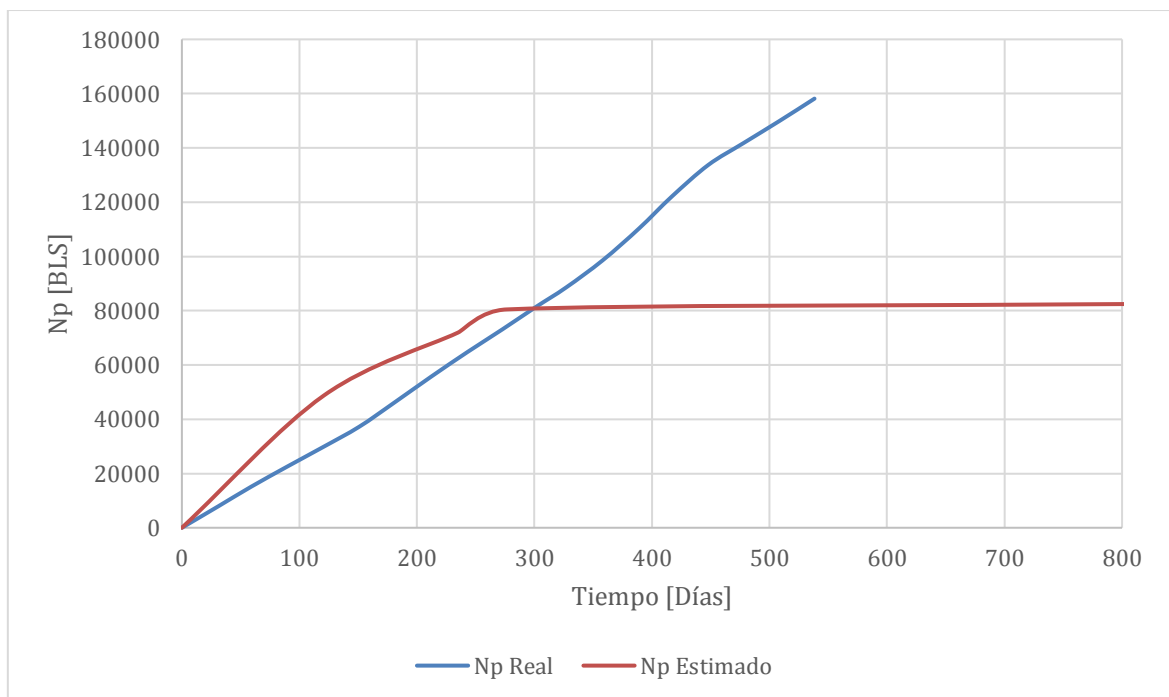


**FIGURA 3. 26 PRODUCCIÓN ESTIMADA ACUMULADA DE PETRÓLEO VS TIEMPO PX-2**



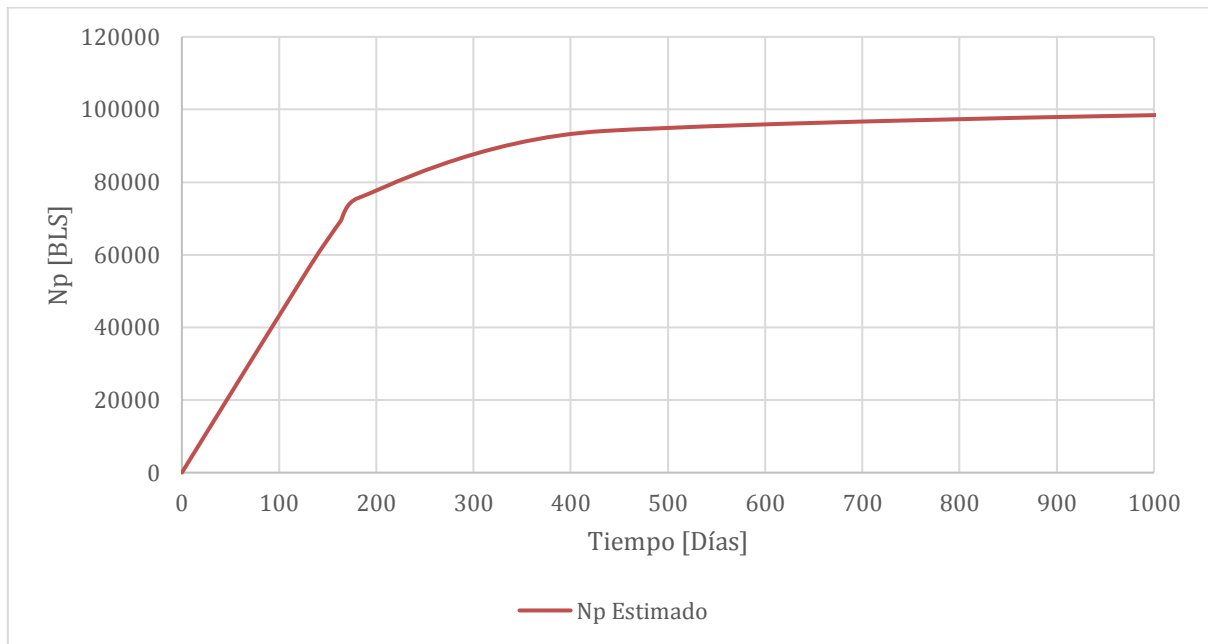
REALIZADO POR: Ricardo Vega

**FIGURA 3. 27 COMPARACIÓN DE PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO VS TIEMPO POZO PX-2**



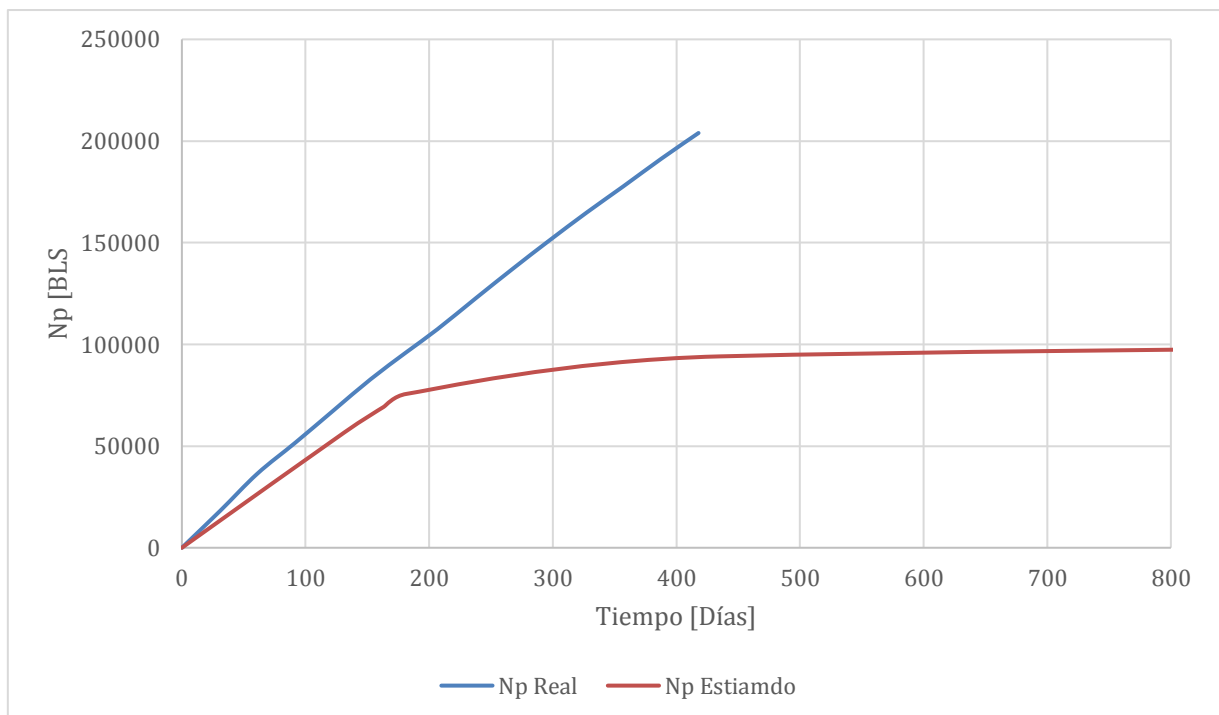
REALIZADO POR: Ricardo Vega

**FIGURA 3. 28 PRODUCCIÓN ESTIMADA ACUMULADA DE PETRÓLEO VS TIEMPO PX-3**



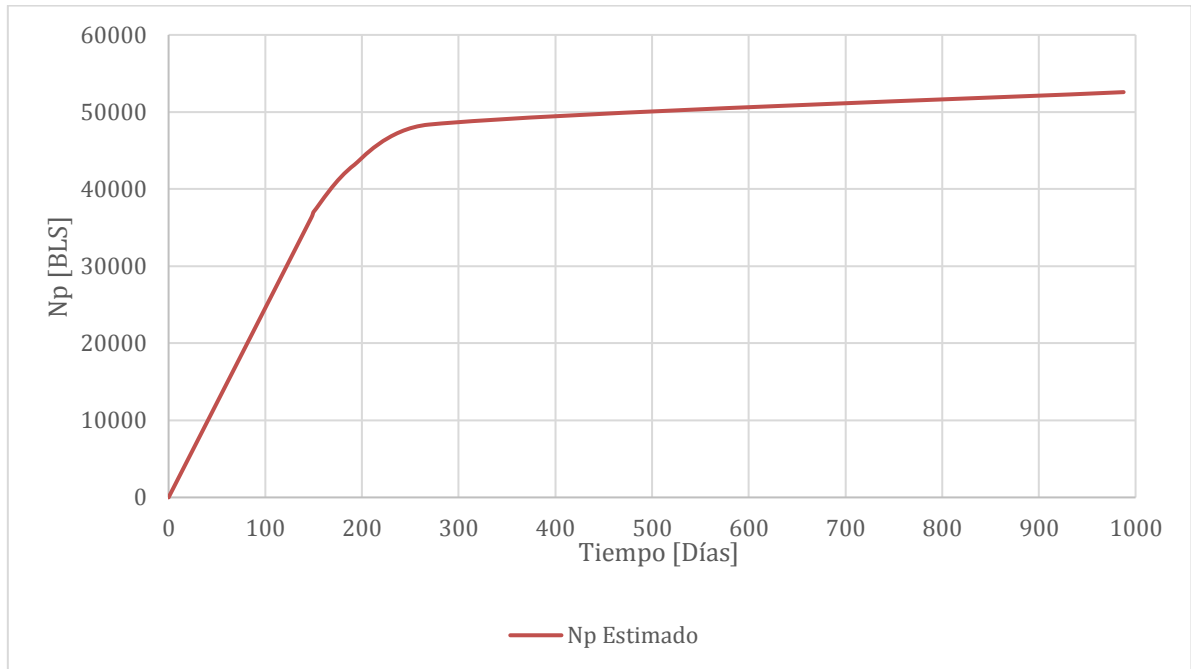
REALIZADO POR: Ricardo Vega

**FIGURA 3. 29 COMPARACIÓN DE PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO VS TIEMPO POZO PX-3**



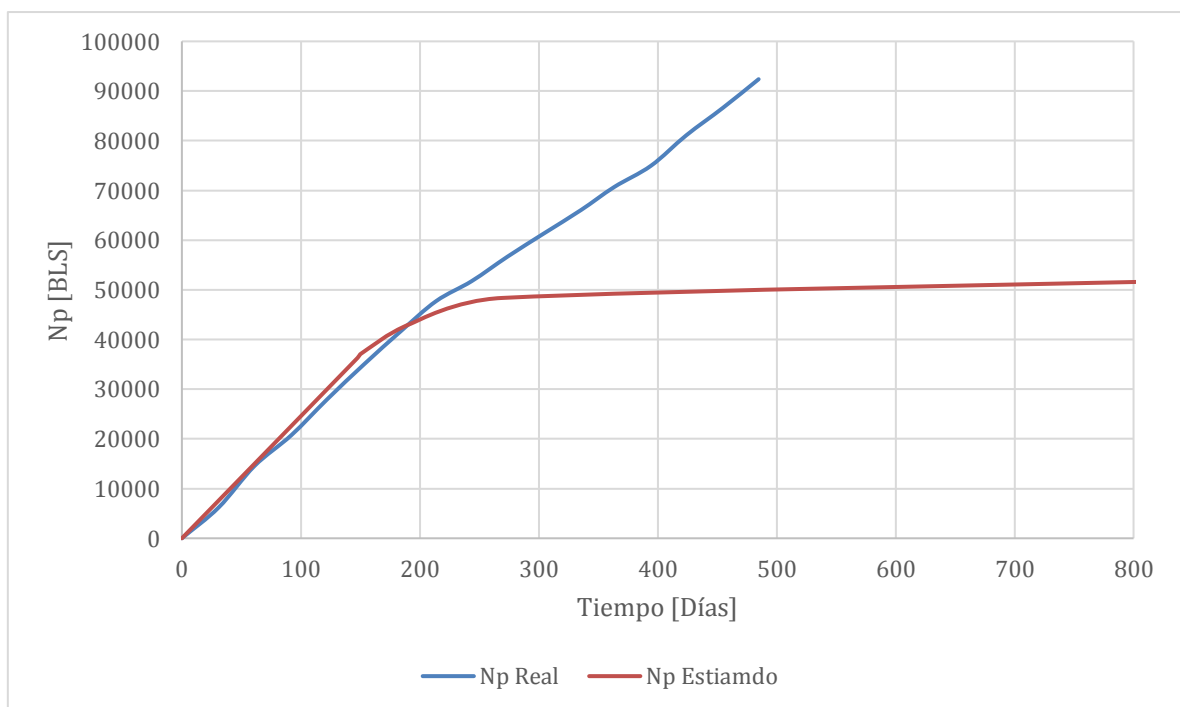
REALIZADO POR: Ricardo Vega

**FIGURA 3. 30 PRODUCCIÓN ESTIMADA ACUMULADA DE PETRÓLEO VS TIEMPO PX-4**



REALIZADO POR: Ricardo Vega

**FIGURA 3. 31 COMPARACIÓN DE PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO VS TIEMPO POZO PX-4**



REALIZADO POR: Ricardo Vega

### 3.8.1. COEFICIENTE DE VARIACIÓN DE LA PERMEABILIDAD

Se calcula este parámetro con el objetivo de hallar la homogeneidad o heterogeneidad para cada pozo.

Se procede a ejemplificar el cálculo para el pozo PX-1 y los resultados se presentan en la tabla 3.29 para todos los pozos.

1. Se comienza a ordenar las capas en forma decreciente de permeabilidad como lo mostrado en la tabla 3.22.

2. Calcular en porcentaje el número total de permeabilidades que son "mayor que" cada permeabilidad en particular con la ecuación 2.56. Los valores se presentan en la tabla 3.29.

Ejemplo de para  $i = 1$

$$\frac{(i - 1)}{n} * 100\% = \frac{(1 - 1)}{n} * 100\% = 0 \%$$

$$\log(k) = \log(424) = 2,627$$

**TABLA 3. 29 VALORES DE LOG (K) Y “% MAYOR QUE”**

CAPA #	POZO PX-1		POZO PX-2		POZO PX-3		POZO PX-4	
	mayor que	log (k)	mayor que	log (k)	mayor que	log (k)	mayor que	log (k)
1	0,0	2,627	0,0	2,433	0,0	2,637	0,0	2,547
2	16,7	2,470	20,0	2,408	20,0	2,516	20,0	2,533
3	33,3	2,415	40,0	2,097	40,0	2,433	40,0	2,371
4	50,0	2,283	60,0	1,973	60,0	2,092	60,0	2,185
5	66,7	2,000	80,0	1,924	80,0	1,881	80,0	1,924
6	83,3	1,892						

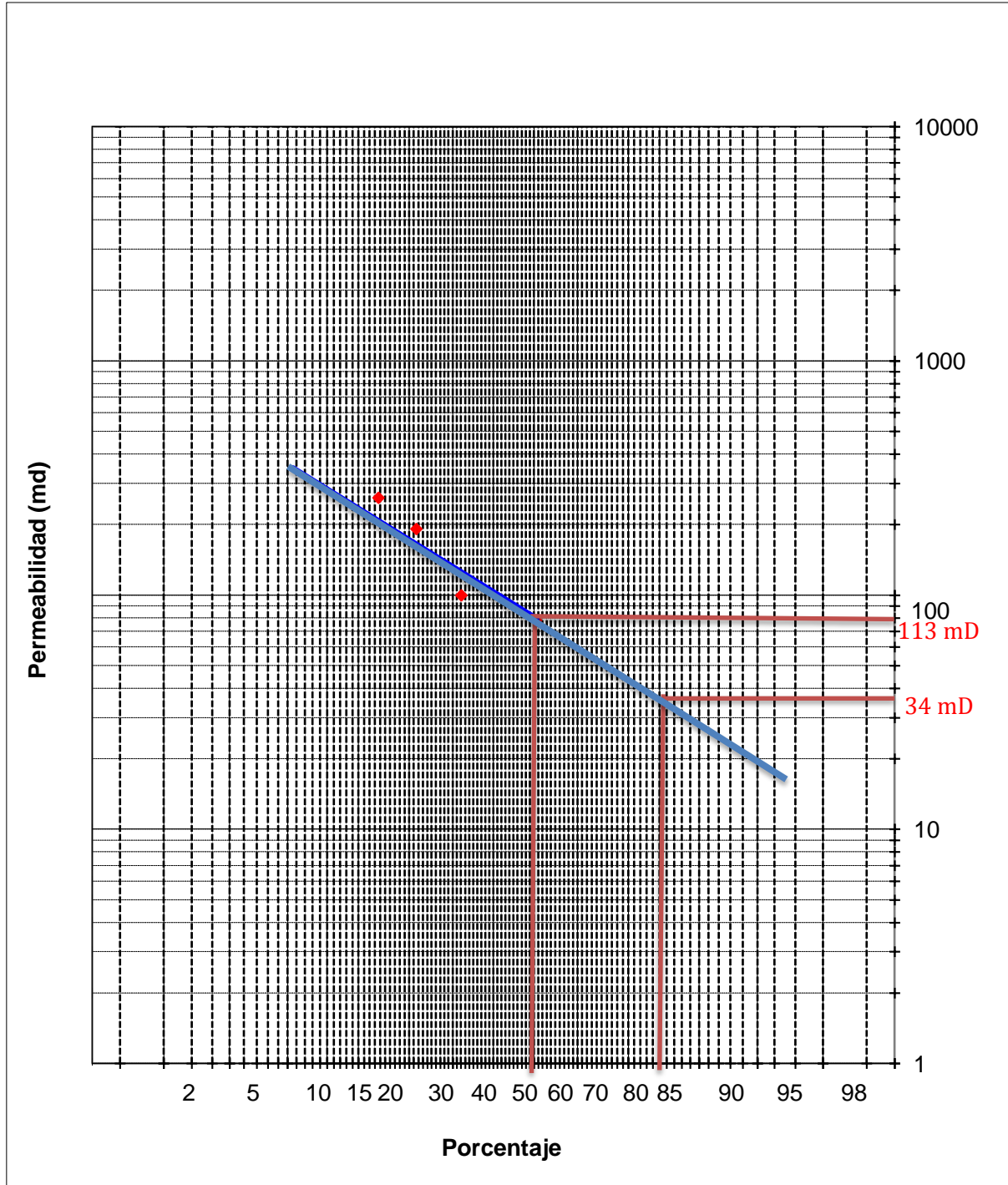
REALIZADO POR: Ricardo Vega

3. Representar en un papel de probabilidades (log (k) Vs "% mayor que" i), como lo ilustra la figura 3.32.

4. Determinar la línea de tendencia a través de los puntos, determinar k a la probabilidad de 84.1% y 50%, como lo ilustra la figura 3.32.

Obteniendo 39 mD a 84.1% y 102 mD a 50%.

**FIGURA 3. 32 GRÁFICA DE PROBABILIDAD, LOG (K) VS “% MAYOR QUE”**



REALIZADO POR: Ricardo Vega

5.. Calcular V con la ecuación 2.55.

$$V = \frac{k_{50\%} - k_{84.1\%}}{k_{50\%}} = \frac{113 - 34}{113} = 0,70$$

**TABLA 3. 30 RESULTADOS DE K AL 50%, K AL 84.1% Y V, PARA CADA POZO**

POZO	k al 50%	L al 84.1%	V
PX-1	113	34	0,70
PX-2	142	84	0,69
PX-3	133	66	0,50
PX-4	143	64	0,55

REALIZADO POR: Ricardo Vega

### **3.9. RELACIÓN VRR PARA LAS ZONAS DE INFLUENCIA DE LOS POZOS INYECTORES EN LA ARENISCA U INFERIOR**

Se realizaron gráficas de los pozos estudiados de la producción de fluidos y VRR, las cuales se presentan en el Anexo 4, utilizando la ecuación 2.57 usando los datos de caudal de los anexos 2.

Para el caso del pozo PX-1, es apreciable que la tasa de producción de petróleo tiene un comportamiento similar al comportamiento del VRR, el cual tiene un valor por encima de 1, lo cual ayuda a aumentar la producción en los primeros 7 meses y posteriormente empieza una leve declinación de la producción.

En el caso del pozo PX-2 el valor del VRR está por encima de 1 en los primeros 5 meses, dando un incremento en la producción de petróleo hasta posteriormente llegar a los valores de 0,8 y 0,7, donde la producción tiene una ligera declinación. (exceptuando a los meses 13, 14 y 15, donde se aprecia un incremento de la producción).

Para el pozo PX-3, se tiene valores por encima de 1 los primeros 3 meses, lo cual indica un aumento de producción de petróleo hasta llegar al mes 4 donde el VRR baja entre 0,4 y 0,6, donde la producción tiene una notable declinación.

Por último, para el pozo PX-4, el VRR con valor por encima de 1 en sus primeros 6 meses da un ligero aumento de producción de petróleo. Seguidamente, el VRR tiene valores entre 0,8 y 0,6 teniendo una declinación de producción (exceptuando los meses 13, 14 y 15 donde la producción tiene un aumento y se mantiene hasta el mes 16).

### **3.10. DISCUSIÓN**

Se tiene que las gráficas de producción acumulada real ( $N_p$ ) no llega a la zona de estabilización como lo hacen las gráficas de  $N_p$  Estimado presentadas por este trabajo. Esto se puede evidenciar en las gráficas de producción de cada pozo del Anexo 3, donde se aprecia que la producción de petróleo no declina de manera notable a partir del efecto provocado por la inyección señalado por el punto "A", haciendo que la producción de petróleo acumulado se mantenga con una pendiente de un bajo valor para los pozos PX-1 y PX-3, mientras que para los pozos PX-2 y PX-4 la pendiente es casi nula. Este fenómeno es posible debido a que todos los pozos nombrados en este trabajo cuentan con una completación BES (Anexo 2) y se lo logra aumentando su frecuencia. Además, se sabe que la ruptura se ha alcanzado debido a que las gráficas y valores de producción de agua de los Anexos 2 y 3, así lo demuestran.

Por otro lado, se puede evidenciar que un modelo destinado a yacimientos homogéneos, como lo es el de Buckley & Leverett, da un resultado de producción acumulada alejado de los valores reales hasta el momento de la ruptura de los pozos PX-1 y PX-2. Con lo cual es posible inferir que no se trata de un yacimiento homogéneo, sustentado por los valores del coeficiente de variación de permeabilidad para dichos pozos.

Con respecto a los métodos de Stiles y Dykstra, las curvas de producción acumulada en general presentan una buena compatibilidad hasta llegar al momento de la ruptura, en donde se observa el fenómeno antes mencionado, una separación

abrupta de las curvas, donde la curva de producción real no llega a la etapa de estabilización presentadas en las figuras 3.17, 3.19, 3.21, 3.23, 3.25, 3.27, 3.29 y 3.31 como lo hacen las curvas de estimadas. Con esto se evidencia que la metodología de Stiles y Dykstra se ajustan con una buena calidad a los resultados reales y son una buena guía a la hora de proporcionar predicciones para este tipo de proyectos en el Campo Auca Sur. Además, con los valores de variación de permeabilidad se evidencia que se trata de un reservorio heterogéneo, ya que cuando  $V = 0$  se trata de un reservorio homogéneo en su totalidad, valores que difiere por los presentados en la tabla 3.30.

Las tablas 3.31 y 3.32 muestran los resultados obtenidos por este trabajo y los comparan con los reales, de esta manera se concluye que para los datos del campo del pozo PX-4, el mejor ajustado es el método de Dykstra, también es el pozo que mejor resultados aporta en relación a métodos destinados para métodos heterogéneos, ya que Stiles también arroja buena proximidad a los resultados reales.

**TABLA 3. 31 RESULTADOS DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y TIEMPO DE RUPTURA**

	<b>Pozo</b>	<b>Tiempo de ruptura [días]</b>	<b>Np [BL]</b>
<b>B&amp;L</b>	PX-1	140	64000
	PX-2	133	65100
	PX-3	162	82400
	PX-4	164	46700
<b>Stiles</b>	PX-1	203	37300
	PX-2	196	38500
	PX-3	187	70500
	PX-4	150	32500
<b>Dykstra</b>	PX-1	156	51200
	PX-2	212	64500
	PX-3	185	78500
	PX-4	146	39500
<b>Real</b>	PX-1	153	38000
	PX-2	165	40800
	PX-3	175	65200
	PX-4	140	35000

REALIZADO POR: Ricardo Vega



Este proyecto de recuperación secundaria de inyección de agua muestra los beneficios de este recurso, que además de alejar la presión de burbuja del yacimiento mostrado en por la falta de presencia de gas del Anexo 2, logró incrementar su producción de forma considerable y permitió aumentar el caudal de producción que, aunque con esto también conllevó al aumento del caudal de agua producida, consiguió alargar la vida del pozo de manera positiva y no prevista. Esto conlleva a un nuevo enfoque en el desarrollo del campo Auca con la implementación de nuevos proyectos de inyección de agua.

**TABLA 3. 32 COMPARACIÓN DE DATOS REALES CON RESULTADOS OBTENIDOS EN LOS MÉTODOS**

Pozo	Tiempo de estudio [días]	Np [BL]			
		Real	B&L	Stiles	Dykstra
PX-1	153	38000	65000	27700	57200
PX-2	165	40800	67500	40000	57100
PX-3	175	90000	85700	87300	72000
PX-4	140	35000	43600	32700	35300

REALIZADO POR: Ricardo Vega

## CAPÍTULO 4

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 4.1. CONCLUSIONES

- Debido a que para el aumento del caudal de producción de los pozos de estudio de este trabajo se incrementa la frecuencia de la BES, el análisis sólo puede llevarse a cabo hasta el momento de la ruptura por causa de que los métodos usados en este trabajo no contemplan un aumento de caudal de producción de los pozos, esto sustentado por el por los caudales de inyección y los patrones de producción expuestos en los anexos.
- El análisis VRR muestra valores ligeramente por encima de 1, lo cual conlleva a un aumento de producción de petróleo, y valores de entre 0,5 y 0,8, dando un mantenimiento y una pequeña declinación de la producción.
- En el modelo de Buckley & Leverett, la divergencia entre las curvas de producción acumulada y el tiempo de los pozos PX-1 y PX-2 es causada porque el coeficiente de variación de permeabilidad revela que serían mejor adaptados a modelos que asumen propiedades heterogéneas de los reservorios, las propiedades petrofísicas y las capas sedimentarias no son uniformes, lo cual también explica la diferencia de la producción acumulada estimada y de la producción acumulada real. Además, los datos del pozo PX-1 no están correctamente fiscalizados ya que con ninguno de los métodos usados en este trabajo se ajustan y los resultados VRR tienen un comportamiento anormal.
- Los modelos de Dysktra-Parson y Stiles orientados a reservorios heterogéneos es el que mejor ajustado está a los datos reales, evidenciado en las figuras y tablas presentadas en el capítulo anterior, esto enmarcado a la producción acumulada hasta la ruptura, ya que los pozos aumentan su

caudal de producción subiendo la frecuencia de su bomba electrosumergible (BES). De esta manera, los modelos mencionados se convierten en buenos indicadores para la estimación de producción futura en el campo Auca Sur.

- La selección de la Arenisca U como objetivo de inyección, ofrece un paquete de lutitas, como se logra vislumbrar en la figura 3.3. que asegura el aislamiento de la arenisca receptora y descartando cualquier posibilidad de comunicación con otros reservorios presentes en la Cueva Oriente y logrando una menor disipación del fluido de inyección.
- La curva de producción acumulada real ( $N_p$ ) no llega a la etapa de estabilización por causa de que la empresa encargada de los pozos de estudio quiere mantener la producción de petróleo aumentando la frecuencia de la BES, esto apoyado en los patrones de inyección del pozo IX-1 del anexo 5 y que en la zona de los pozos no existe ningún otro tipo de proyecto. Lo cual permite que el análisis para este trabajo se dé solamente hasta el momento de la ruptura.

## **4.2. RECOMENDACIONES**

- Hacer uso de simuladores numéricos de inyección de agua para que la obtención de los resultados se acerque de mejor manera a lo que serán obtenidos en la práctica.
- Tener un seguimiento de los valores de inyección de agua y producción de agua y petróleo de los pozos de estudio con el objetivo de tener un monitoreo continuo de su comportamiento y de esta manera obtener comparaciones futuras con el presente estudio.
- Construir una planta de tratamiento de agua que sea capaz y logísticamente apta de abastecer y tratar el agua extraída de la arena Hollín, destinada a los nuevos proyectos de inyección para el campo Auca, esto debido a que los excelentes resultados obtenidas por este proyecto dan el impulso para

que dicho campo sea explotado con el uso de recuperación secundaria por medio de inyección de agua.

- Determinar las características del yacimiento para escoger el método de predicción que más se ajusten a sus propiedades heterogéneas o homogéneas, según sea el caso.
- Para un análisis más exacto utilizar pozos los cuales produzcan con la energía proveniente del yacimiento y de la inyección de agua para poder corroborar los datos reales con los obtenidos por el estudio.

## BIBLIOGRAFÍA

Arche, P (octubre, 1957) Inclusion of Radial Flow in Use of Permeability Distribution In Waterflood Calculations. USA, Texas, Society of Petroleum Engineers Of AIME. Recuperado de: <https://eureka.slb.com:2059/conference-paper/SPE-935-G?sort=&start=0&q=use+of+permeability+distribution+ion+waterflood+calculation&fromSearchResults=true&rows=10#>

Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2004). La Cuenca Oriente: Geología Y Petróleo. Lima: Institut français d'études andines. Recuperado de: <https://books.openedition.org/ifea/2971>

Banda, O. (2012). Análisis Para Determinar El Uso De Modificadores De Permeabilidad Relativa En La Formación Napo De La Cuenca Oriente Del Ecuador. Quito, Ecuador, Universidad Tecnológica Equinoccial. Recuperado de: <http://repositorio.ute.edu.ec/xmlui/handle/123456789/5214>

Benjamin, S. (2016). Las Transformaciones De Lorentz. Centro de Investigación y Estudios Avanzados del IPN Obtenido de: [https://www.academia.edu/6800300/Tema\\_7.\\_Las\\_transformaciones\\_de\\_Lorentz](https://www.academia.edu/6800300/Tema_7._Las_transformaciones_de_Lorentz)

Bommer, P. (1978). Prediction of Secondary Recovery Results In Stratified Reservoirs. USA, New México. Recuperado de: <https://eureka.slb.com:2063/10.2118/7702-MS>

Buckley, S., & Leverett, M. (December de 1942). Mechanism of Fluid Displacement in Sands. USA, New York: Society of Petroleum Engineers. SPE-942107-G

Cabrera, J., Cabrera, F., & Delgado, J. (2012). Análisis Y Propuesta De Mejora De Proyectos De Inyección De Agua Ejecutados En Reservorios De Diversas Características. Guayaquil, Ecuador. Escuela Superior Politécnica del Litoral. Recuperado de: <http://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/20893>

Contreras, R. (junio, 2010) Evaluación del Proceso de Recuperación Secundaria por Inyección de Agua en el Yacimiento B-6-X.29. Maracaibo, Venezuela. Universidad de Zulia. Recuperado de: [http://repositorio.ute.edu.ec/bitstream/123456789/16816/1/68098\\_1.pdf](http://repositorio.ute.edu.ec/bitstream/123456789/16816/1/68098_1.pdf)

Craff, B. & Hawkinns, M (1968). Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos. Editorial Tecnos, S. A. Madrid, España.

Cruz, E. (enero, 2016). Mecanismos De Empuje En Un Yacimiento. México. Universidad de Olmecasity of Southern California. Recuperado de: <https://books.google.com.ec/books?hl=es&lr=&id=LZI9KMXIRkkC&oi=fnd&pg=PP1&dq=ENHANCED+OIL+RECOVERY,+I:+FUNDAMENTALS+AND+ANALYSES&ots=PW2bNCG7P2&sig=3U2oZ8fGfGkyTy6qLz98WOKUicM#v=onepage&q=ENHANCED%20OIL%20RECOVERY%2C%20I%3A%20FUNDAMENTALS%20AND%20ANALYSES&f=false>

Donaldson, E., Chilingarian, G. & Yen, T. (1985). Enhanced Oil Recovery, I: Fundamentals and Analyses. U.S.A. Recuperado de: [http://oilcraft.io/books/Donaldson%20Chilingarian%20%E2%80%93%20Enhanced%20Oil%20Recovery%20I.%20Fundamentals%20and%20Analyses%20\(1985\).pdf](http://oilcraft.io/books/Donaldson%20Chilingarian%20%E2%80%93%20Enhanced%20Oil%20Recovery%20I.%20Fundamentals%20and%20Analyses%20(1985).pdf)

El-Khabtib, N. (marzo, 2012). The Moodification of th Dystra-Parsons Method for Inclined Stratified Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. Recuperado de: <https://eureka.slb.com:2063/10.2118/126344-PA>

Espín, E. & Barragán, J. (mayo, 2014), EVALUACIÓN DE RESULTADOS DE LA INYECCIÓN DE AGUA. CASO: CAMPO MAURO DÁVALOS CORDERO (MDC), ARENA “U” INFERIOR Y “T” INFERIOR. Universidad Central de Ecuador. Recuperado el 13 de junio de 2018 de: <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/2510>

Jhnsn, C. (noviembre, 1956). Prediction of Oil Recovery by Waterflood - A Simplified Graphical Treatment of the Dykstra-Parsons Method. USA, California. Society of Petroleum Engineers. Recuperado de: <https://eureka.slb.com:2063/10.2118/733-G>

Lake, L. (1989). Enhanced oil recovery. USA, Texas: Universidad de Texas. Recuperado de: <https://es.scribd.com/document/347633777/Enhanced-Oil-Recovery-Larry-W-Lake-pdf>

Ministerio de Minas y Petróleos (2010). Reglamento Ambiental de Actividades Hidrocarburíferas. Recuperado de: <http://www.ambiente.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2012/09/RAOHE-DECRETO-EJECUTIVO-1215.pdf>

NÚÑEZ LÓPEZ, M. S. (2010). Evaluación Técnica y Económica de un Plan Piloto para el Mejoramiento de la Recuperación de Petróleo mediante el Método de Inyección de Agua en un Campo del Oriente Ecuatoriano. Quito. Recuperado de: <http://www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/25000/12992/1/T-UCE-0012-62-2017.pdf>

Paris de Ferrer, M. (2001). Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Recuperado de: <https://es.scribd.com/document/128429433/Fundamentos-de-Ingenieria-de-Yacimientos-Magdalena-Paris-de-Ferrer>

Petroamazonas EP, (enero, 2018). Estudio Técnico para Inyección de Agua para Recuperación Secundaria a la Arenisca U Inferior, Campo Auca Sur -Bloque 61.

Pérez, G. (2013). Recuperación Secundaria y Mejorada. Ciudad de México: Facultad de Ingeniería, UNAM. Recuperado de: [https://www.academia.edu/29833770/Apuntes\\_de\\_Recuperaci%C3%B3n\\_Secundaria\\_y\\_Mejorada\\_UNAM](https://www.academia.edu/29833770/Apuntes_de_Recuperaci%C3%B3n_Secundaria_y_Mejorada_UNAM)

Pirson, S., (1965). Oil Reservoir engineering, USA, Texas: Universidad de Texas. Recuperado de: <http://www.ing.unp.edu.ar/asignaturas/reservorios/Ingenier%C3%ADa%20de%20yacimientos%20petrol%C3%ADferos.pdf>

Rivera, L. (2015). Apuntes de Recuperación Secundaria y Mejorada. México, México DF. Universidad Nacional Autónoma De México. Recuperado de: [https://www.academia.edu/29833770/Apuntes\\_de\\_Recuperaci%C3%B3n\\_Secundaria\\_y\\_Mejorada\\_UNAM](https://www.academia.edu/29833770/Apuntes_de_Recuperaci%C3%B3n_Secundaria_y_Mejorada_UNAM)

Satter, A., & Thakur, G. (1994). Integrated Petroleum Reservoir Management: A Team Approach. USA. Recuperado de: <https://epdf.pub/queue/integrated-petroleum-reservoir-management-a-team-approach.html>.

Valencia, R. (enero, 2012), Recuperación Secundaria Por Inyección De Agua. Ecuador, Quito: Escuela Politécnica Nacional.

## GLOSARIO

**Porosidad:** se define como la relación existente entre el volumen de poros de la roca y el volumen total de la misma. Consiste en la capacidad de almacenamiento de la roca

**Permeabilidad:** característica de una roca cuando está saturada de un fluido, que consiste en la capacidad que tiene para dejar fluir un fluido dentro de la misma.

**Permeabilidad relativa:** se presenta cuando la roca se encuentra saturada de dos o más fluidos y consiste en la capacidad de dejar fluir a dichos fluidos.

**Viscosidad:** consiste en la resistencia presentada por un fluido a fluir

**Arenisca:** roca sedimentaria la cual está formada por pequeños granos de arena compactados.

**Sistema de Bombeo Electrosumergible (BES):** consiste en un sistema de levantamiento artificial, el cual levanta el fluido del yacimiento a la superficie mediante la acción rotacional de una bomba centrífuga de múltiples etapas sumergidas en el pozo y accionada por energía eléctrica proporcionada desde la superficie. Maneja altos cortes de agua generados por las operaciones de mantenimiento de la presión y recuperación secundaria.

**Estratos:** masa de sedimentos extendida generalmente de forma horizontal y separada de otras capas paralelas, la cual tiene una uniformidad distinguible



**ANEXOS**

**ANEXO 1**  
**DATOS DE LOS POZOS PX-1, PX2-, PX- Y PX-4**

**DATOS BÁSICOS DE LOS POZOS PX-1, PX-2, PX-3 Y PX-4**

<b>POZO</b>	<b>Y (UTM)</b>	<b>X (UTM)</b>	<b>Yacimiento</b>	<b>Producción primaria (BL)</b>
PX-1	9911220	290650	U Inferior	104000
PX-2	9911320	290740	U Inferior	104000
PX-3	9911385	290995	U Inferior	105000
PX-4	9911125	291070	U Inferior	105000

FUENTE: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019

REALIZADO POR: Ricardo Vega

**ANEXO 2**  
**PRODUCCIÓN DE AGUA Y PETRÓLEO DESDE EL AÑO 2017**  
**HASTA JUNIO DEL 2019, PARA LOS POZOS PX-1, PX2-, PX- Y**  
**PX-4**

### DATOS DEL POZO PX-1

AÑO 2017	BPPD	GOR (MPCD/BPPD)	% BSW	API	Estado del pozo	Método de Producción	Días de Producción	BPPM	BAPM
ENERO	182	84,01	9	21	PP	BE	31	5769,804	556,65
FEBRERO	182	84,01	9	21	PP	BE	28	5192,281	504
MARZO	182	83,9	9	21	PP	BE	31	5745,963	558
ABRIL	141,96	84,04	9	21	PP	BE	30	5288,098	504,36
MAYO	141,96	84,04	9	21	PP	BE	30,792	4534,072	432,315
JUNIO	141,96	92,28	9	21	PP	BE	29,792	4415,308	418,275
JULIO	141,96	84,04	9	21	PP	BE	31	4593,059	433,89
AGOSTO	142,87	83,99	9	21	PP	BE	31	4577,921	435,78
SEPTIEMBRE	143,78	107,39	9	21	PP	BE	29,896	4492,766	425,029
OCTUBRE	143,78	84,02	9	21	PP	BE	31	4636,329	440,19
NOVIEMBRE	142,87	83,99	9	21	PP	BE	29,792	4523,446	424,913
DICIEMBRE	90,9	84,05	10	21	PP	BE	23	3173,065	395,34

AÑO 2018	BPPD	GOR (MPCD/BPPD)	% BSW	API	Estado del pozo	Método de Producción	Días de Producción	BPPM	BAPM
ENERO	96,6	83,95	8	21	PP	BE	31	3141,791	281,9
FEBRERO	109,48	84,03	8	21	PP	BE	27,958	3098,812	250,677
MARZO	184	84,02	8	21	PP	BE	31	6085,742	503,68
ABRIL	191,36	83,98	8	21	PP	BE	30	5818,257	487,68
MAYO	200,56	84,01	8	21	PP	BE	31	6288,556	531,44
JUNIO	201,48	83,98	8	21	PP	BE	30	6300,508	524,88
JULIO	229,68	83,99	12	21	PP	BE	31	6956,181	700,86
AGOSTO	226,18	84	14	21	PP	BE	31	7074,367	1060,1
SEPTIEMBRE	198,44	84,01	18	21	PP	BE	29,708	5777,705	1298,801
OCTUBRE	196,56	83,99	22	21	PP	BE	29,958	5910,969	1531,94
NOVIEMBRE	193,04	84,02	24	21	PP	BE	30	5694,462	1682,16
DICIEMBRE	187,92	84,03	28	21	PP	BE	31	5865,954	2160,32

FUENTE: Agencia de Regulación y Control Hidrocarbúrfico, 2019  
 REALIZADO POR: Ricardo Vega

AÑO	BPPD	GOR (MPCD/BPPD)	% BSW	API	Estado del pozo	Método de Producción	Días de Producción	BPPM	BAPM
2019									
ENERO	173,6	83,99	38	21	PP	BE	30,958	5383,316	3207,01
FEBRERO	160,58	84,01	38	21	PP	BE	14	1988,606	1436,03
MARZO	159,96	84,02	38	21	PP	BE	30,958	5031,498	3054,503
ABRIL	155	84	38	21	PP	BE	29,708	4690,061	2870,805
MAYO	161,4	84,01	40	21	PP	BE	30,833	5025,783	3103,077
JUNIO	166,2	84	40	21	PP	BE	30	5003,625	3267,6

FUENTE: Agencia de Regulación y Control Hidrocarbúfero, 2019

REALIZADO POR: Ricardo Vega

## DATOS DEL POZO PX-2

AÑO 2017	BPPD	GOR (MPCD/BPPD)	% BSW	API	Estado del pozo	Método de Producción	Días de Producción	BPPM	BAPM
FEBRERO	468,35	84	5	17,3	PP	BE	25	10899,8	1236
MARZO	425,7	84	10	17,3	PP	BE	31	14315,19	964,1
ABRIL	397,32	84,01	16	17,3	PP	BE	30	13011,53	1646,04
MAYO	397,32	84,01	16	17,3	PP	BE	30,792	12690,04	2330,314
JUNIO	368	83,99	20	17,3	PP	BE	29,792	11629,1	2642,913
JULIO	365,6	84	20	17,3	PP	BE	31	11885,76	2838,2
AGOSTO	365,6	84	20	17,3	PP	BE	31	11775,04	2833,4
SEPTIEMBRE	316,8	84	28	17,3	PP	BE	29,896	10105,23	3555,967
OCTUBRE	316,8	84	28	17,3	CTM	BE	6	1986,908	739,2
NOVIEMBRE	174,72	84,02	36	17,3	CTM	BE	14,667	2957,324	1469,315
DICIEMBRE	225,76	83,98	32	17,3	PP	BE	12	2441,491	1673,64

AÑO 2018	BPPD	GOR (MPCD/BPPD)	% BSW	API	Estado del pozo	Método de Producción	Días de Producción	BPPM	BAPM
ENERO	245,48	84	32	17,3	PP	BE	31	7913,44	3504,96
FEBRERO	227,2	84,02	36	17,3	PP	BE	27,958	7213,517	3346
MARZO	223,2	84,01	40	17,3	PP	BE	31	7491,312	4486,28
ABRIL	228	83,99	40	17,3	PP	BE	30	7072,238	4544
MAYO	248,4	84,02	40	17,3	PP	BE	31	7548,864	4893,2
JUNIO	285,6	84	40	17,3	PP	BE	30	8947,574	5714,8
JULIO	313,5	83,99	34	17,3	PP	BE	31	9456,888	5526,7
AGOSTO	289,92	83,99	36	17,3	PP	BE	31	9109,258	4991,38
SEPTIEMBRE	290,56	84,01	36	17,3	PP	BE	29,708	8340,845	4853,025
OCTUBRE	293,12	83,28	36	17,3	PP	BE	28,417	8242,99	4661,34
NOVIEMBRE	304,8	83,99	40	17,3	PP	BE	26	7256,611	5070,36
DICIEMBRE	343,8	84	40	17,3	PP	BE	31	9980,315	6595,2

FUENTE: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburo, 2019  
 REALIZADO POR: Ricardo Vega

AÑO	BPPD	GOR (MPCD/BPPD)	% BSW	API	Estado del pozo	Método de Producción	Días de Producción	BPPM	BAPM
2019	1881,7	504,02	240	103,8			180,208	59580,65	37359,36
ENERO	414,4	84	30	17,3	PP	BE	30,958	11746,12	6632,667
FEBRERO	388,74	83,99	34	17,3	PP	BE	27,792	11730,62	4977,158
MARZO	269,36	84,01	44	17,3	PP	BE	30,958	11618,4	6623,396
ABRIL	265,44	84,01	44	17,3	PP	BE	29,667	7989,839	6269,414
MAYO	269,36	84,01	44	17,3	PP	BE	30,833	8209,129	6478,927
JUNIO	274,4	84	44	17,3	PP	BE	30	8286,54	6377,8

FUENTE: Agencia de Regulación y Control Hidrocarbúrico, 2019

REALIZADO POR: Ricardo Vega



**DATOS DEL POZO PX-3**

AÑO 2017	BPPD	GOR (MPCD/BPPD)	% BSW	API	Estado del pozo	Método de Producción	Días de Producción	BPPM	BAPM
ABRIL	491,96	84,01	2	17,4	PP	BE	5	1950,859	329,04
MAYO	490	84	2	17,4	PP	BE	30,792	15647,03	307,853
JUNIO	441	83,99	2	17,4	PP	BE	29,792	14174,12	277,088
JULIO	441	83,99	2	17,4	PP	BE	31	14312,77	279
AGOSTO	366,52	84,01	2	17,4	PP	BE	31	12615,24	247,72
SEPTIEMBRE	367,5	84	2	17,4	PP	BE	29,896	11458,32	223,681
OCTUBRE	366,52	84,01	2	17,4	PP	BE	31	11858,31	232,32
NOVIEMBRE	366,52	84,01	2	17,4	PP	BE	29,792	11496,7	222,841
DICIEMBRE	366,52	84,01	2	17,4	PP	BE	31	12066,25	231,88

AÑO 2018	BPPD	GOR (MPCD/BPPD)	% BSW	API	Estado del pozo	Método de Producción	Días de Producción	BPPM	BAPM
ENERO	302,64	83,99	3	17,4	PP	BE	31	10511,21	275,12
FEBRERO	218,5	83,98	5	17,4	PP	BE	27,958	7515,236	258,913
MARZO	266,95	83,99	5	17,4	PP	BE	31	7268,549	364,15
ABRIL	418	84	5	17,4	PP	BE	20	6979,927	859,16
MAYO	586,15	84,01	5	17,4	PP	BE	31	15485,8	793,55
JUNIO	608	84	5	17,4	PP	BE	30	18718,56	943,8
JULIO	495,9	84,01	10	17,4	PP	BE	31	18257,84	1904,7
AGOSTO	513,9	84	10	17,4	PP	BE	31	15963,68	1762,5
SEPTIEMBRE	510,4	83,99	12	17,4	PP	BE	29,708	14869,98	1951,113
OCTUBRE	460	84	20	17,4	PP	BE	29	14048,85	2690,31
NOVIEMBRE	449,6	84,01	20	17,4	PP	BE	25	9556,878	2886,26
DICIEMBRE	491,04	84,01	28	17,4	PP	BE	31	14791,64	5637,92

FUENTE: Agencia de Regulación y Control Hidrocarbúrico, 2019  
REALIZADO POR: Ricardo Vega

AÑO	BPPD	GOR (MPCD/BPPD)	% BSW	API	Estado del pozo	Método de Producción	Días de Producción	BPPM	BAPM
2019									
ENERO	484,4	84	30	17,4	PP	BE	30,958	15344,85	6255,37
FEBRERO	469,88	84	32	17,4	PP	BE	27,792	13361,53	6100,64
MARZO	455,4	83,99	34	17,4	PP	BE	30,958	14244,3	7268,208
ABRIL	433,92	84	36	17,4	PP	BE	29,667	13401,05	7060,84
MAYO	442,65	83,99	35	17,4	PP	BE	30,833	13486,01	7347,947
JUNIO	420	84	44	17,4	PP	BE	30	11980,02	9221,08

FUENTE: Agencia de Regulación y Control Hidrocarbúrico, 2019

REALIZADO POR: Ricardo Vega

### DATOS DEL POZO PX-4

AÑO 2017	BPPD	GOR (MPCD/BPPD)	% BSW	API	Estado del pozo	Método de Producción	Días de Producción	BPPM	BAPM
ENERO	258,5	83,98	50	16,8	CTM	BE	0	0	0
FEBRERO	270	84	40	16,8	PP	BE	24	6219,015	4680
MARZO	270	84	40	16,8	PP	BE	30,292	8327,827	5452,5
ABRIL	225,12	84	44	17,2	PP	BE	25,708	6196,456	4392,53
MAYO	225,12	84	44	17,2	PP	BE	30,792	7190,127	5446,43
JUNIO	227,36	84,01	44	17,2	PP	BE	29,792	7046,123	5302,843
JULIO	188,16	84,02	44	17,2	PP	BE	31	6681,964	5014,24
AGOSTO	188,16	84,02	44	17,2	PP	BE	31	6060,15	4583,04
SEPTIEMBRE	152,5	84	50	17,2	PP	BE	23,896	4033,261	3987,345
OCTUBRE	151,5	84,03	50	17,2	PP	BE	31	4911,63	4715
NOVIEMBRE	150	84	50	17,2	PP	BE	29,75	4728,084	4490,876
DICIEMBRE	140	84	50	17,2	PP	BE	31	4672,657	4400

AÑO 2018	BPPD	GOR (MPCD/BPPD)	% BSW	API	Estado del pozo	Método de Producción	Días de Producción	BPPM	BAPM
ENERO	140,4	83,97	48	17,2	PP	BE	31	4618,816	4152,8
FEBRERO	214,24	84,02	48	17,2	PP	BE	27,958	4285,941	3680,54
MARZO	175,1	84,01	66	17,2	PP	BE	31	6118,141	9115,5
ABRIL	178,16	84,03	66	17,2	PP	BE	30	5531,894	10349,46
MAYO	179,18	83,99	66	17,2	PP	BE	31	5759,384	10864,26
JUNIO	181,9	84	66	17,2	PP	BE	30	5597,771	10410,18
JULIO	181,9	84	66	17,2	PP	BE	31	5789,373	10946,1
AGOSTO	181,56	83,99	66	17,2	PP	BE	31	5648,73	10894,62
SEPTIEMBRE	165,58	84,01	66	17,2	PP	BE	29,708	4859,542	9764,7
OCTUBRE	165,92	79,07	66	17,2	PP	BE	29,958	4848,437	9745,513
NOVIEMBRE	201,9	84	70	17,2	PP	BE	30	5175,824	11465,88
DICIEMBRE	228,81	84	71	17,2	PP	BE	31	6865,552	16531,39

FUENTE: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

REALIZADO POR: Ricardo Vega

AÑO 2019	BPPD	GOR (MPCD/BPPD)	% BSW	API	Estado del pozo	Método de Producción	Días de Producción	BPPM	BAPM
ENERO	484,4	84	30	17,4	PP	BE	30,958	15344,85	6255,37
FEBRERO	469,88	84	32	17,4	PP	BE	27,792	13361,53	6100,64
MARZO	455,4	83,99	34	17,4	PP	BE	30,958	14244,3	7268,208
ABRIL	433,92	84	36	17,4	PP	BE	29,667	13401,05	7060,84
MAYO	442,65	83,99	35	17,4	PP	BE	30,833	13486,01	7347,947
JUNIO	420	84	44	17,4	PP	BE	30	11980,02	9221,08

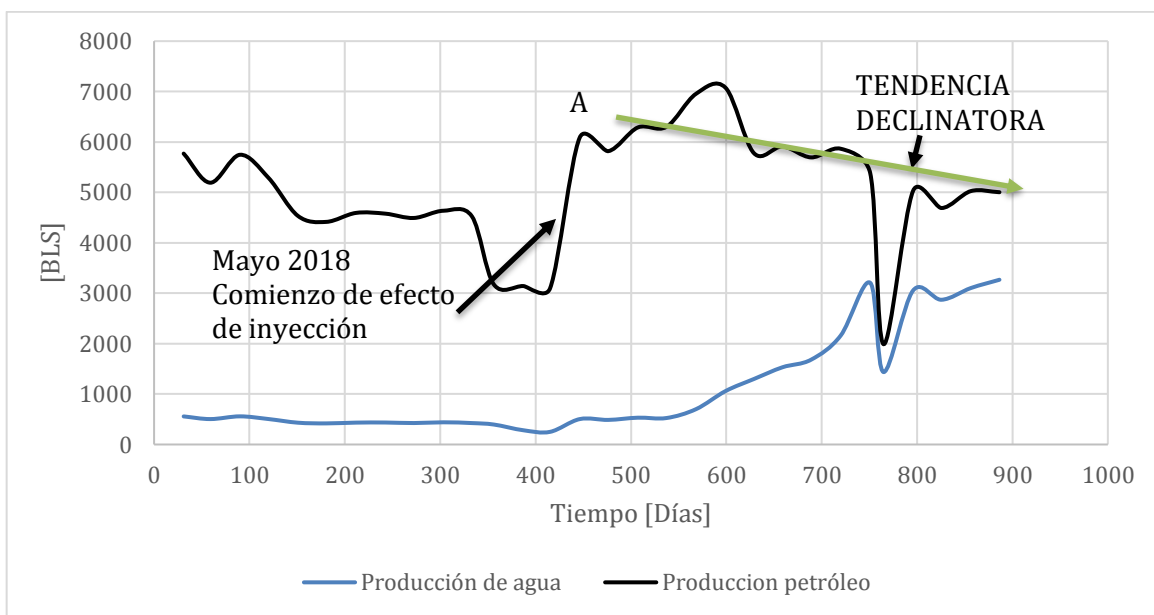
FUENTE: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

REALIZADO POR: Ricardo Vega

**ANEXO 3**  
**GRÁFICAS DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y AGUA,**  
**CAMPO AUCA SUR**

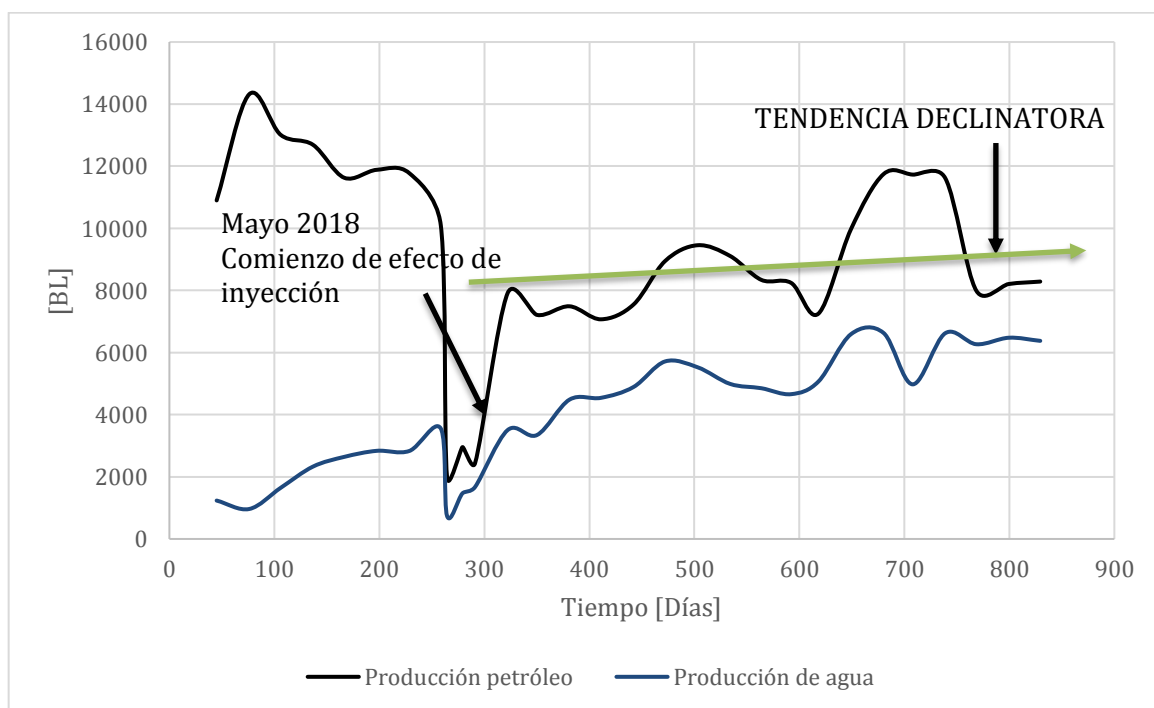
Las siguientes graficas fuera realizadas a partir de los datos del anexo 2 y presenta la producción de petróleo y agua a partir de enero del año 2017 hasta junio del 2019.

### GRÁFICA POZO PX-1



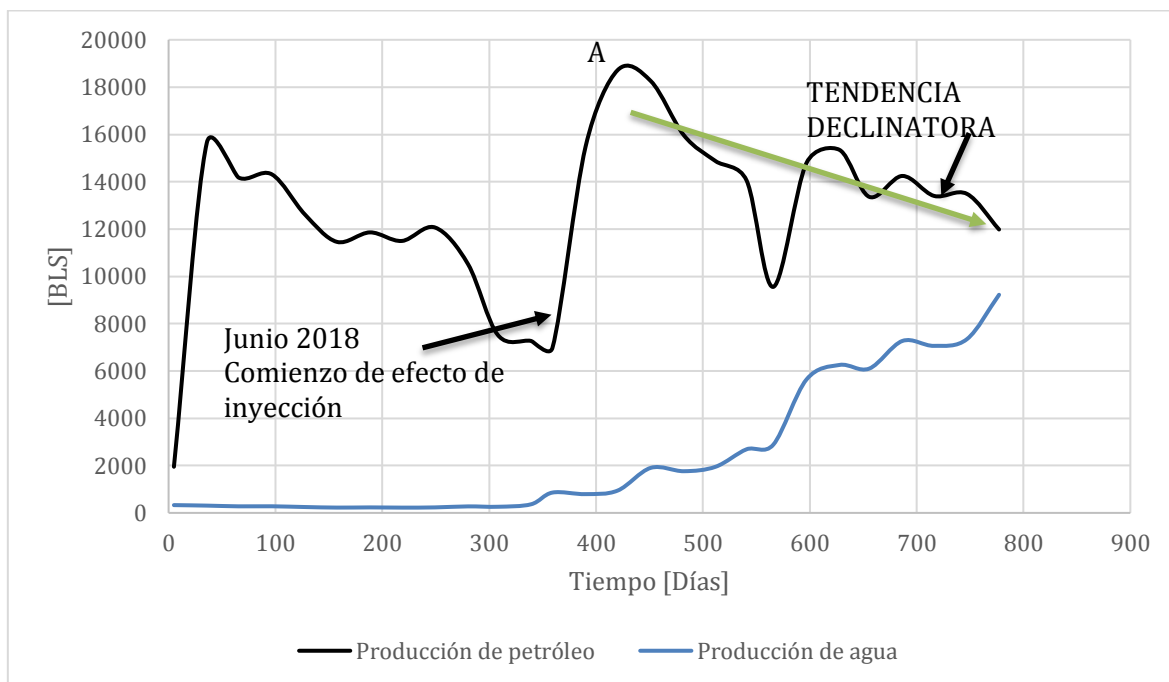
REALIZADO POR: Ricardo Vega

### GRÁFICA POZO PX-2



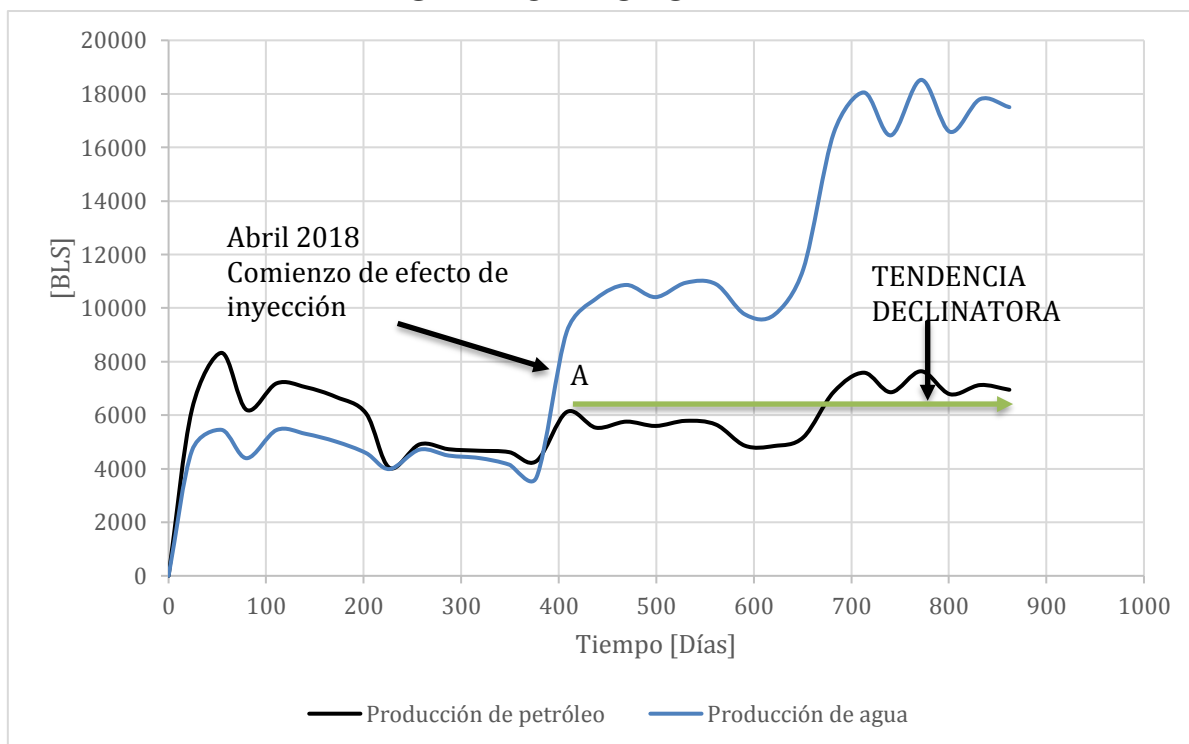
REALIZADO POR: Ricardo Vega

### GRÁFICA POZO PX-3



REALIZADO POR: Ricardo Vega

### GRÁFICA POZO PX-4

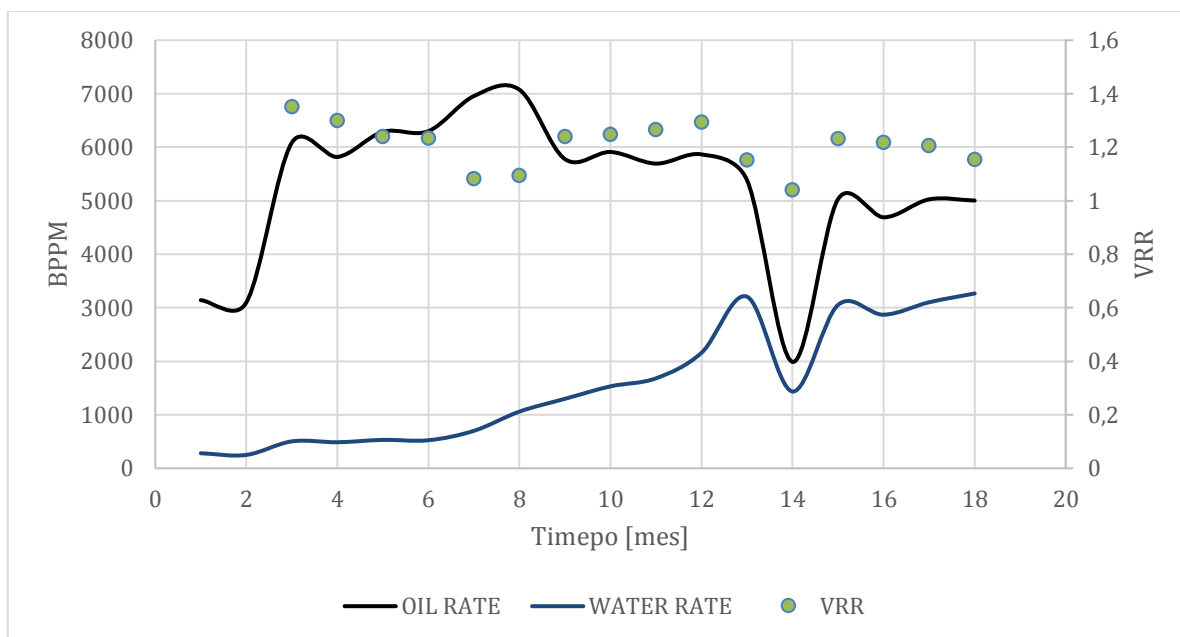


REALIZADO POR: Ricardo Vega

**ANEXO 4**  
**RELACIÓN VRR DE INFLUENCIA DEL POZO INYECTOR IX-1**  
**PARA LOS POZOS PRODUCTORES EN LA ARENISCA UI**



### VRR PARA EL POZO PX-1



FUENTE: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019

REALIZADO POR: Ricardo Vega

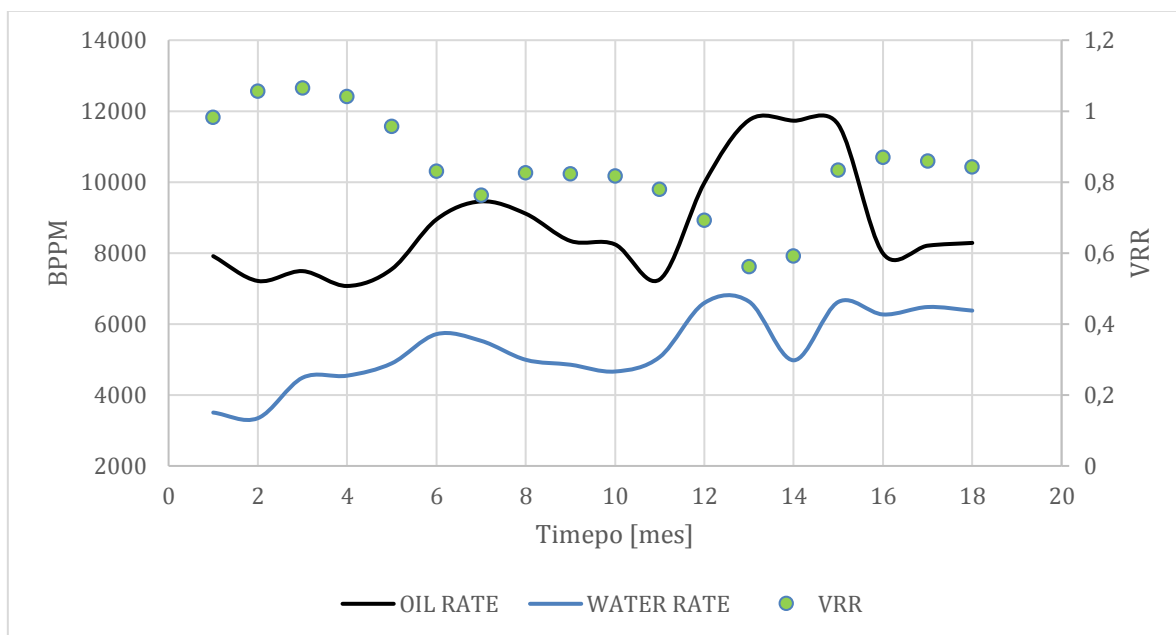
#### TABLA DE VALORES DE LA GRÁFICA POZO PX-1

MES	VRR	BPPM	BAPM
1	1,29	3141,791	281,9
2	1,28	3098,812	250,67
3	1,35	6085,742	503,68
4	1,30	5818,257	487,68
5	1,24	6288,556	531,44
6	1,23	6300,508	524,88
7	1,08	6956,181	700,86
8	1,09	7074,367	1060,1
9	1,24	5777,705	1298,80
10	1,25	5910,969	1531,94
11	1,27	5694,462	1682,16
12	1,29	5865,954	2160,32
13	1,15	5383,316	3207,01
14	1,04	1988,606	1436,03
15	1,23	5031,498	3054,503
16	1,22	4690,061	2870,805
17	1,20	5025,783	3103,077
18	1,15	5003,625	3267,6

FUENTE: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019

REALIZADO POR: Ricardo Vega

### VRR PARA EL POZO PX-2



FUENTE: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019

REALIZADO POR: Ricardo Vega

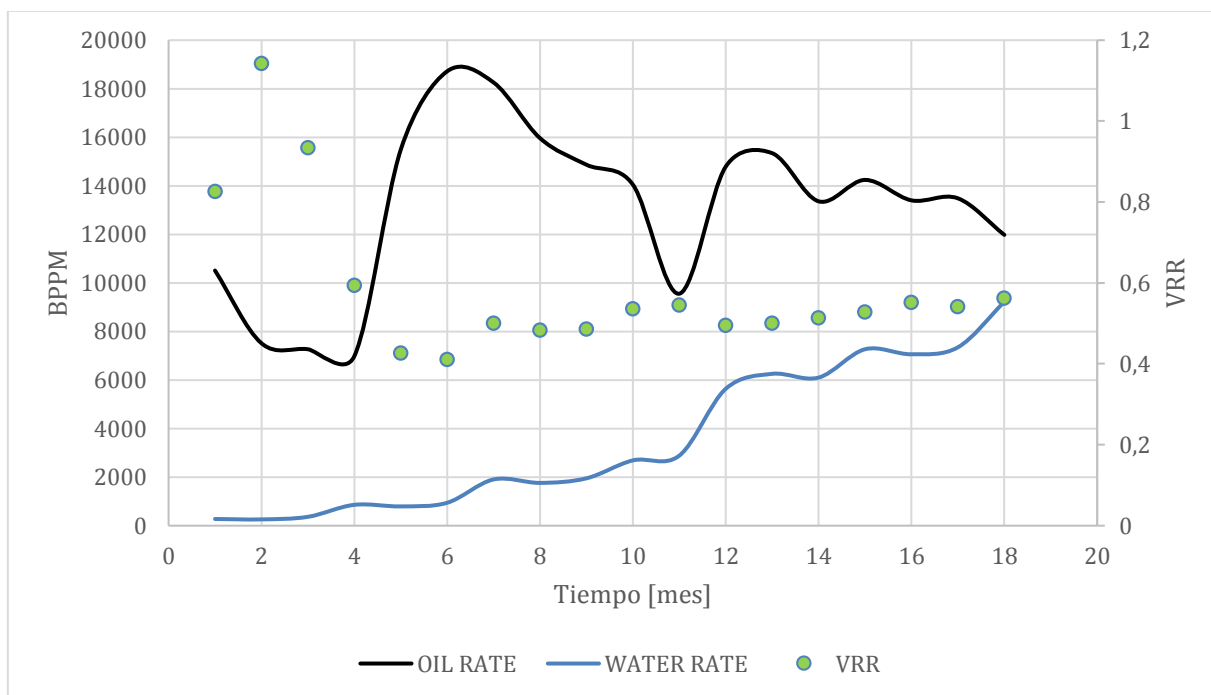
#### TABLA DE VALORES DE LA GRÁFICA POZO PX-2

MES	VRR	BPPM	BAPM
1	0,98	7913,44	3504,96
2	1,05	7213,52	3346,00
3	1,06	7491,31	4486,28
4	1,04	7072,24	4544,00
5	0,96	7548,86	4893,20
6	0,83	8947,57	5714,80
7	0,76	9456,89	5526,70
8	0,82	9109,26	4991,38
9	0,82	8340,85	4853,03
10	0,82	8242,99	4661,34
11	0,78	7256,61	5070,36
12	0,69	9980,32	6595,20
13	0,56	11746,12	6632,67
14	0,59	11730,62	4977,16
15	0,83	11618,40	6623,40
16	0,87	7989,84	6269,41
17	0,86	8209,13	6478,93
18	0,84	8286,54	6377,80

FUENTE: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019

REALIZADO POR: Ricardo Vega

### VRR PARA EL POZO PX-3



FUENTE: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019

REALIZADO POR: Ricardo Vega

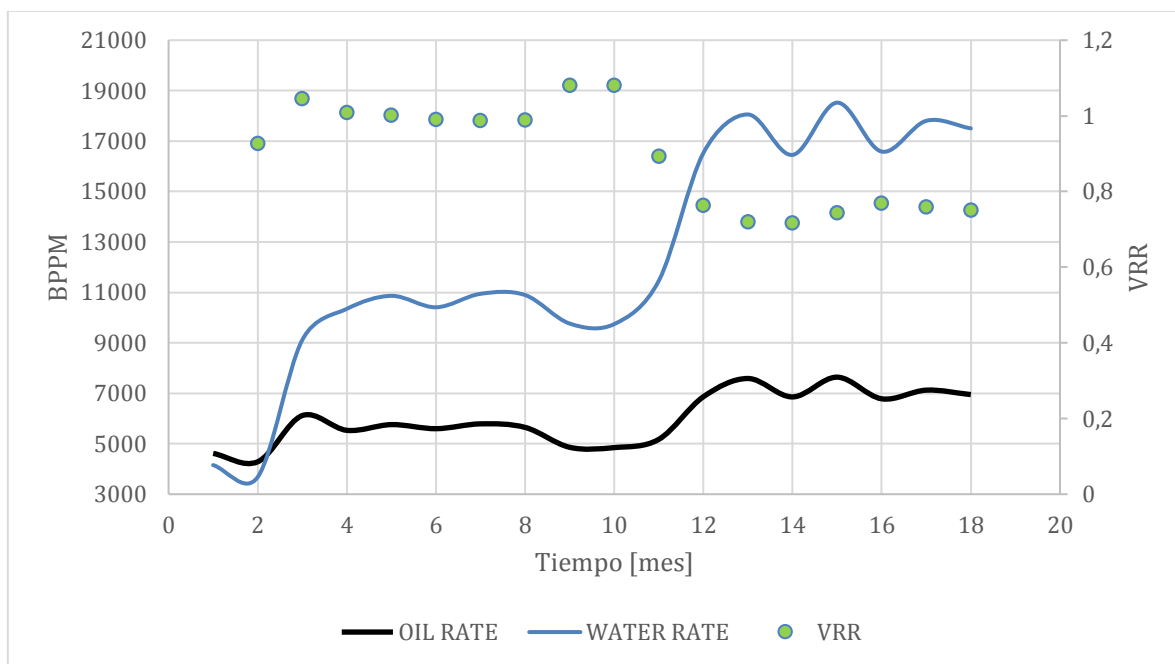
**TABLA DE VALORES DE LA GRÁFICA POZO PX-3**

MES	VRR	BPPM	BAPM
1	2,57	10511,21	275,12
2	2,27	7515,24	258,91
3	0,93	7268,55	364,15
4	0,59	6979,93	859,16
5	0,43	15485,80	793,55
6	0,41	18718,56	943,80
7	0,50	18257,84	1904,70
8	0,48	15963,68	1762,50
9	0,49	14869,98	1951,11
10	0,53	14048,85	2690,31
11	0,54	9556,88	2886,26
12	0,49	14791,64	5637,92
13	0,50	15344,85	6255,37
14	0,51	13361,53	6100,64
15	0,53	14244,30	7268,21
16	0,55	13401,05	7060,84
17	0,54	13486,01	7347,95
18	0,56	11980,02	9221,08

FUENTE: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019

REALIZADO POR: Ricardo Vega

### VRR PARA EL POZO PX-4



FUENTE: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019

REALIZADO POR: Ricardo Vega

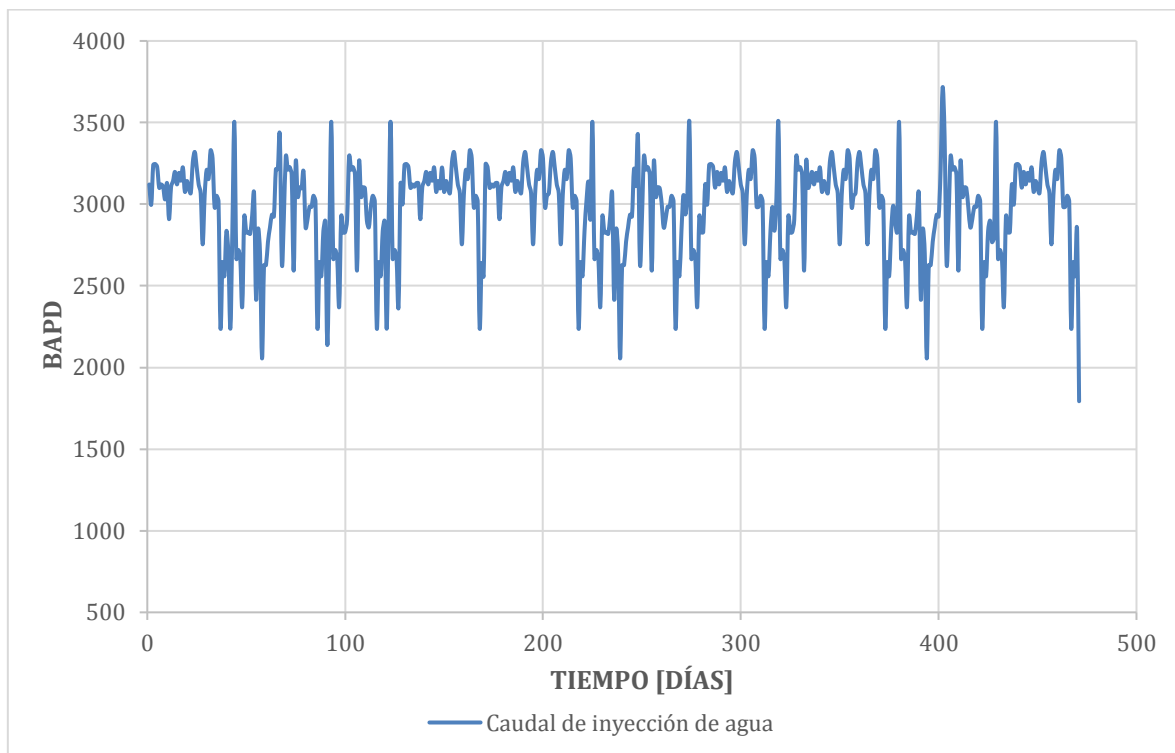
#### TABLA DE VALORES DE LA GRÁFICA POZO PX-4

MES	VRR	BPPM	BAPM
1	1,38	4618,82	4152,80
2	0,93	4285,94	3680,54
3	1,04	6118,14	9115,50
4	1,01	5531,89	10349,46
5	1,00	5759,38	10864,26
6	0,99	5597,77	10410,18
7	0,99	5789,37	10946,10
8	0,99	5648,73	10894,62
9	1,08	4859,54	9764,70
10	1,08	4848,44	9745,51
11	0,89	5175,82	11465,88
12	0,76	6865,55	16531,39
13	0,72	7587,10	18055,18
14	0,72	6857,40	16452,30
15	0,74	7640,03	18524,43
16	0,77	6782,27	16583,12
17	0,76	7125,62	17803,56
18	0,75	6948,92	17503,20

FUENTE: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019

REALIZADO POR: Ricardo Vega

**ANEXO 5**  
**CAUDAL DE INYECCION EN EL POZO IX-1**

**CAUDAL DE INYECCION EN EL POZO IX-1**

FUENTE: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019

REALIZADO POR: Ricardo Vega

El promedio de inyección para este pozo inyector es de 3000 BAPD.