

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“ESTUDIO PILOTO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE
RECUPERACIÓN SECUNDARIA POR INYECCIÓN DE AGUA A
LA ARENA U_i DEL CAMPO PARAHUACU EN EL POZO
PARAHUACU 21”**

PROYECTO INTEGRADOR

Previo la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEOS

Presentado por:

**RAISA PIERINA BUSTOS OÑA
PATRICIO JAVIER LASSO JAIGUA**

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2020

DEDICATORIA

Dedico la presente a mi madre Glenda Oña y a mi padre Rhay Bustos, que con mucho cariño, esfuerzo y dedicación me han apoyado y sacado adelante.

A mi abuela Dora Robinzón, quien siempre me ha brindado sabias palabras de superación.

Y a mi abuela Olivia Vera, que sin estar en el plano terrenal cuida de toda mi familia.

Raisa Pierina Bustos Oña

DEDICATORIA

El presente proyecto lo dedico a toda mi toda mi familia. En especial a mi abuelo, Rodrigo Jaigua, quien ha sido el pilar fundamental para la enseñanza de valores en la familia.

Patricio Javier Lasso Jaigua

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, agradezco a Dios por permitirme gozar de una gran familia, amigos e institución universitaria.

A mis padres y a mi hermana que son pilar fundamental en mi vida.

A mis tías Ivonne, Mirtha, María, Sara y a mi prima Ivonne por apoyarme siempre.

A Sheila, Karen y Gema por brindarme palabras de aliento en los días difíciles.

Y especial agradecimiento a mi compañero tesista y gran amigo Patricio Lasso, por cursar conmigo este último semestre universitario.

Raisa Pierina Bustos Oña

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a mi madre Elena Jaigua y a mi maravillosa hermana María José Lasso, quienes me han apoyado incondicionalmente a lo largo de toda mi carrera.

Agradezco también a mi padre, Patricio Lasso, quien me enseñó de forma particular y con la siguiente frase el sentido de responsabilidad: “Incluso un mal ejemplo puede ser el mejor de los ejemplos de cómo no hacer las cosas”

Además, un sincero agradecimiento a mi amiga y compañera, Raisa Bustos, por aceptar el reto de realizar la presente tesis.

Patricio Javier Lasso Jaigua

AGRADECIMIENTOS

Se expresa gran gratitud a todas aquellas personas que brindaron su tiempo sin interés alguno, más que el compartir sus conocimientos, en especial a los MSc. Andrés Guzmán, MSc. Víctor Fernández, MSc. Fernando Sagnay y MSc. Danilo Arcentales.

Asimismo, nuestro más sentido agradecimiento a Petroamazonas EP por facilitarnos los recursos necesarios para llevar a cabo el presente proyecto.

Y a la Escuela Superior Politécnica del Litoral por el excelente nivel de educación impartida a lo largo de toda nuestra carrera universitaria.

Raisa Bustos y Patricio Lasso

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *Raisa Pierina Bustos Oña* y *Patricio Javier Lasso Jaigua* damos nuestro consentimiento para que la ESPOC realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

Raisa Pierina Bustos Oña

Patricio Javier Lasso Jaigua

EVALUADORES

.....
MSc. Fernando Sagnay

PROFESOR DE LA MATERIA

.....
MSc. Andrés Guzmán

PROFESOR TUTOR

RESUMEN

El presente trabajo sintetiza metodologías aplicadas para la predicción del comportamiento de los yacimientos bajo la influencia de la inyección de agua. El campo Parahuacu posee más de 50 años de vida en producción, por lo cual sus yacimientos se han ido depletando, específicamente la producción del yacimiento “U” Inferior. El objetivo del proyecto se enfoca en el desarrollo de un estudio piloto de inyección de agua a la arena “U” Inferior en el campo Parahuacu como solución para el incremento de la producción de petróleo. Se aplicó la metodología de Dykstra-Parsons donde se propone la inyección de 1 500 BAPD a través del pozo PRHA-021, con la finalidad de desplazar al petróleo remanente hacia los pozos PRH-002, PRHA-020, PRHA-024 y PRHA-040. Posteriormente, se utilizó el método de Buckley-Leverett para determinar el tiempo de ruptura del frente de agua. Luego, mediante el software MBAL se estimó el comportamiento de la presión de reservorio en los pozos productores del arreglo. Con la implementación del proyecto se registró una producción inicial alrededor de 1 300 BPPD y una producción acumulada de petróleo de 3.14 MMSTB. El factor de recobro local adicional se valora en 12 %, además el análisis económico muestra que al primer año de la implementación del proyecto se recupera la inversión, y al cuarto año la utilidad acumulada es de \$5,158,577.75 lo cual representa un VAN de \$3,809,481.27 y un TIR de 169%. Los resultados obtenidos son favorables, demostrando que el proyecto es potencialmente viable y económicamente rentable.

Palabras clave: Inyección de agua, campo Parahuacu, Dykstra-Parsons, caudal de inyección, factor de recobro

ABSTRACT

This work synthesizes applied methodologies for predicting the behavior of reservoirs under the influence of waterflooding. The Parahuacu field has more than 50 years of life in production, which is why its reservoirs have been depleted, specifically the production of the Lower “U” sand. The objective of the project is focused on the development of a pilot study of waterflooding to the lower “U” sand in the Parahuacu field as a solution for increasing oil production. The Dykstra-Parsons methodology was applied where the injection of 1 500 BWPD through the PRHA-021 well is proposed, in order to displace the remaining oil towards the PRH-002, PRHA-020, PRHA-024 and PRHA-040. Subsequently, the Buckley-Leverett method was used to determine the breakthrough time of the waterfront. Throughout the MBAL software the behavior of the reservoir pressure in the producing well patterns was estimated. With the implementation of the project, an initial production of around 1 300 BOPD and a cumulative oil production of 3.14 MMSTB was recorded. The additional local recovery factor is valued at 12%. In addition, the economic analysis shows that the investment is recovered in the first year of project implementation, and in the fourth year the accumulated profit is \$ 5,158,577.75 which represents a NPV of \$ 3,809,481.27 and a IRR of 169%. The results obtained are favorable, showing that the project is potentially and technically viable, also it is economically profitable.

Keywords: Waterflooding, Parahuacu field, Dykstra-Parsons, injection rate, recovery factor

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	I
ABSTRACT	II
ABREVIATURA	V
SIMBOLOGÍA.....	VII
ÍNDICE DE FIGURAS	VIII
ÍNDICE DE TABLAS.....	IX
CAPÍTULO 1.....	1
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.....	2
1.1.1 Ubicación.	2
1.1.2 Petrofísica	2
1.1.3 Comportamiento de producción	3
1.1.4 Estado de los pozos.....	5
1.1.5 Arreglo propuesto.....	5
1.2 JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA	9
1.3 OBJETIVOS	10
1.3.1 Objetivo General	10
1.3.2 Objetivos Específicos.....	10
1.4 MARCO TEÓRICO.....	10
1.4.1 Fundamentos teóricos en procesos de inyección de agua	10
1.4.2 Métodos de predicción por estratificación del reservorio	13
1.4.3 Software MBAL	14
1.4.4 Evaluación económica del proyecto.....	15
1.4.5 Evaluación técnica de casos de estudio	16
CAPÍTULO 2.....	17
2. METODOLOGÍA.....	17
2.1 Método de Dykstra-Parsons.....	17

2.2	Análisis técnico-económico	20
2.3	Método de Buckley-Leverett.....	24
2.4	Procedimiento de ingreso de los datos al software MBAL	26
CAPÍTULO 3.....		29
3.	RESULTADOS Y ANÁLISIS.....	29
3.1	Resultados con Dykstra-Parsons	29
3.2	Análisis técnico- económico	34
3.3	Resultados con Buckley-Leverett.....	37
3.4	Comportamiento de la presión de reservorio con MBAL	40
CAPÍTULO 4.....		43
4.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	43
BIBLIOGRAFÍA.....		45
ANEXOS.....		47

ABREVIATURA

Asec	Área seccional
BAPD	Barriles de agua por día
BPA	Barriles de petróleo anual
BPPD	Barriles de petróleo por día
BSW	Contenido de agua y sedimentos
CAP	Contacto agua petróleo
Eabt	Eficiencia de barrido areal a la ruptura
FR	Factor de recobro
fw	Flujo fraccional de agua
fwbt	Flujo fraccional de agua en la ruptura
h	Espesor de la arena
I	Monto inicial
i	Tasa de descuento
Iw	Caudal de agua inyectada
Kefec	Permeabilidad efectiva
Ko	Permeabilidad del petróleo
Kr	Permeabilidad relativa
Kro	Permeabilidad relativa del petróleo
Krw	Permeabilidad relativa del agua
Kw	Permeabilidad del agua
LKO	Low know oil
M	Relación de movilidad
N	Períodos flujo neto de caja
Np	Petróleo acumulado
Pb	Presión de burbuja
POES	Petróleo original en sitio
Pr	Presión del reservorio
qo	Caudal de petróleo
Qs	Flujo neto de caja
Rs	Relación de solubilidad
So	Saturación de petróleo

Soi	Saturación de petróleo inicial
Sor	Saturación residual del petróleo
Sw	Saturación de agua
Swbt	Saturación de agua a la ruptura
Swi	Saturación de agua inicial
Swir	Saturación de agua irreductible
Swp	Saturación de agua promedio
t	Tiempo
TIR	Tasa interna de retorno
V	Variación de la permeabilidad
VAN	Valor actual neto
Wf	Volumen de agua para reemplazar el espacio de gas
Wi	Volumen de agua de inyección
Wo	Volumen de agua para reemplazar el petróleo producido
WOR	Relación agua-petróleo
Wp	Agua producida acumulada

SIMBOLOGÍA

°API	Gravedad API
μ_o	Viscosidad del petróleo
μ_w	Viscosidad del agua
CV	Cobertura vertical
V_P	Volumen poroso
β_o	Factor volumétrico del petróleo
β_w	Factor volumétrico del agua
ϕ	Porosidad
cP	Centipoise
bbl	Barril de yacimiento
bbl/STB	Barril de yacimiento por barril estándar en superficie
STB	Barril estándar en superficie

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Ubicación del Campo Parahuacu	2
Figura 1.2 Historia de Producción campo Parahuacu	3
Figura 1.3 Arreglo de pozos	6
Figura 1.4 Curva de flujo fraccional con tangente dibujada para encontrar S_{wbt}	12
Figura 2.1 Hoja log-probabilística	18
Figura 2.2 Parámetros del sistema en MBAL	27
Figura 2.3 Modelo de tanques en MBAL	27
Figura 2.4 Production and constraints en MBAL	28
Figura 3.1 Curvas de permeabilidades relativas.....	29
Figura 3.2 Curva de flujo fraccional	30
Figura 3.3 Gráfica de coeficiente de variación de permeabilidad	31
Figura 3.4 Comportamiento de la presión de reservorio del PRH-002	41
Figura 3.5 Comportamiento de la presión de reservorio del PRHA-020.....	41
Figura 3.6 Comportamiento de la presión de reservorio del PRHA-024.....	42
Figura 3.7 Comportamiento de la presión de reservorio del PRHA-040.....	42

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Petrofísica del campo Parahuacu	3
Tabla 1.2 Datos de espesor, producción del campo Parahuacu por arena	4
Tabla 1.3 Factor de recobro actual por yacimiento.....	4
Tabla 1.4 Reservas probadas, probables y posibles del campo Parahuacu	4
Tabla 1.5 Estado de los pozos del campo Parahuacu.....	5
Tabla 1.6 Distancia entre pozo inyector al productor.....	6
Tabla 1.7 Parámetros de los pozos	6
Tabla 1.8 Resumen de datos obtenidos del registro eléctrico del todos los pozos que intervienen en el arreglo	7
Tabla 1.9 Propiedades promedio de los fluidos de los pozos que intervienen en el arreglo	8
Tabla 2.1 Costos de reacondicionamiento	21
Tabla 2.2 Costos de los equipos de la planta de tratamiento	21
Tabla 2.3 Inversión total del proyecto piloto	22
Tabla 2.4 Costos de inyección.....	23
Tabla 3.1 Perfil de permeabilidad relativa de la arena “U” Inferior campo Parahuacu...29	
Tabla 3.2 Cálculo de porcentaje mayor que	30
Tabla 3.3 WOR vs Cv.....	31
Tabla 3.4 $M@bt$, E_a , N y V_p	32
Tabla 3.5 N_p , petróleo remanente y presión actual estimada.....	32
Tabla 3.6 Resultados con Dysktra-Parsons ($I_w=900$ STB/D)	32
Tabla 3.7 Resultados con Dysktra-Parsons ($I_w=1\ 200$ STB/D)	33
Tabla 3.8 Resultados con Dysktra-Parsons ($I_w=1\ 500$ STB/D)	33
Tabla 3.9 Resultados de producción anual ($I_w=900$ STB/D	34
Tabla 3.10 Flujo de caja ($I_w=900$ STB/D).....	35

Tabla 3.11 Indicadores financieros (lw=900 STB/D)	35
Tabla 3.12 Resultados de producción anual (lw=1 200 STB/D)	35
Tabla 3.13 Flujo de caja (lw=1 200 STB/D).....	36
Tabla 3.14 Indicadores financieros (lw=1 200 STB/D)	36
Tabla 3.15 Resultados de producción anual (lw=1 500 STB/D)	36
Tabla 3.16 Flujo de caja (lw=1 500 STB/D).....	36
Tabla 3.17 Indicadores financieros (lw=1 500 STB/D)	37
Tabla 3.18 Np del área de estudio.....	37
Tabla 3.19 Factor de recobro en el área de estudio	37
Tabla 3.20 Parámetros de saturación y flujo fraccional por pozo del campo Parahuacu	37
Tabla 3.21 Áreas seccionales por pozo del campo Parahuacu.....	38
Tabla 3.22 Cálculo del caudal de inyección por pozo del campo Parahuacu.....	38
Tabla 3.23 Resultados etapa inicial y en la ruptura del pozo PRH-002.....	38
Tabla 3.24 Resultados etapa inicial y en la ruptura del pozo PRHA-020	39
Tabla 3.25 Resultados etapa inicial y en la ruptura del pozo PRHA-024	39
Tabla 3.26 Resultados etapa inicial y en la ruptura del pozo PRHA-040	39
Tabla 3.27 Parámetros de saturación y flujo fraccional por pozo luego de la ruptura del campo Parahuacu	40
Tabla 3.28 Resultados luego de la ruptura de los pozos.....	40

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

La inyección de agua es un procedimiento secundario de recobro, utilizado para desplazar el petróleo remanente de la formación y/o para preservar la presión del yacimiento, es el método dominante entre los de inyección de fluidos y es, sin lugar a duda el método que está mejorando la recuperación de crudo en campos maduros.

El campo Parahuacu, perteneciente al Bloque 57, fue descubierto por el consorcio Texaco-Gulf con la perforación del pozo Parahuacu 1, que arrancó el 4 de octubre y fue completado el 17 de noviembre de 1968, alcanzando la profundidad de 10 173 pies. Dio una producción de 448 BPPD de 31° API del reservorio "T". Actualmente el campo Parahuacu consta de 19 pozos productores y 11 pozos cerrados.

Al poseer el campo Parahuacu más de 50 años de vida en producción, sus yacimientos se han ido depletando, específicamente la presión del yacimiento "U" Inferior ha declinado a través de los años, la presión del reservorio a diciembre del 2019 es de 1 801 psi, aún por encima de los 1 485 psi indicativos de presión de punto de burbuja.

La arena "U" Inferior posee un POES de 106 715 357 BBL y una producción acumulada hasta el 31 de diciembre del 2019 de 6 997 399 BBL de petróleo, lo que indica un factor de recobro de solamente el 6.6%.

El presente trabajo se desarrolla con el fin de verificar la factibilidad de realizar un proyecto piloto de inyección de agua en la arena "U" Inferior en el campo Parahuacu en el pozo PRHA-021, aplicando métodos de predicción de inyección de agua y finalmente un análisis económico.

El proyecto piloto comprende la implementación de una inyección de agua a través del pozo PRHA-021 en un arreglo de 5 pozos que permita barrer y recuperar el petróleo remanente de la arena "U" Inferior hacia los pozos PRH-002, PRHA-020, PRHA-040 y PRHA-024 dentro de un área de aproximadamente 473 acres, y un espesor promedio de 12.05 pies.

1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

1.1.1 Ubicación.

El campo Parahuacu está ubicado en la provincia de Sucumbíos y pertenece al Bloque 57, específicamente se encuentra en la Cuenca Oriente del Ecuador al norte-este del campo Guanta-Dureno como se observa en la figura 1.1.

Las coordenadas UTM y geográficas de ubicación del campo son:

UTM:

Latitud: 10001000 – 10024000 N

Longitud: 304000 – 320000 W

GEOGRÁFICAS:

Latitud: 00° 07' 00" – 00° 01' 00" N

Longitud: 76° 43' 00" – 76° 38' 00" W

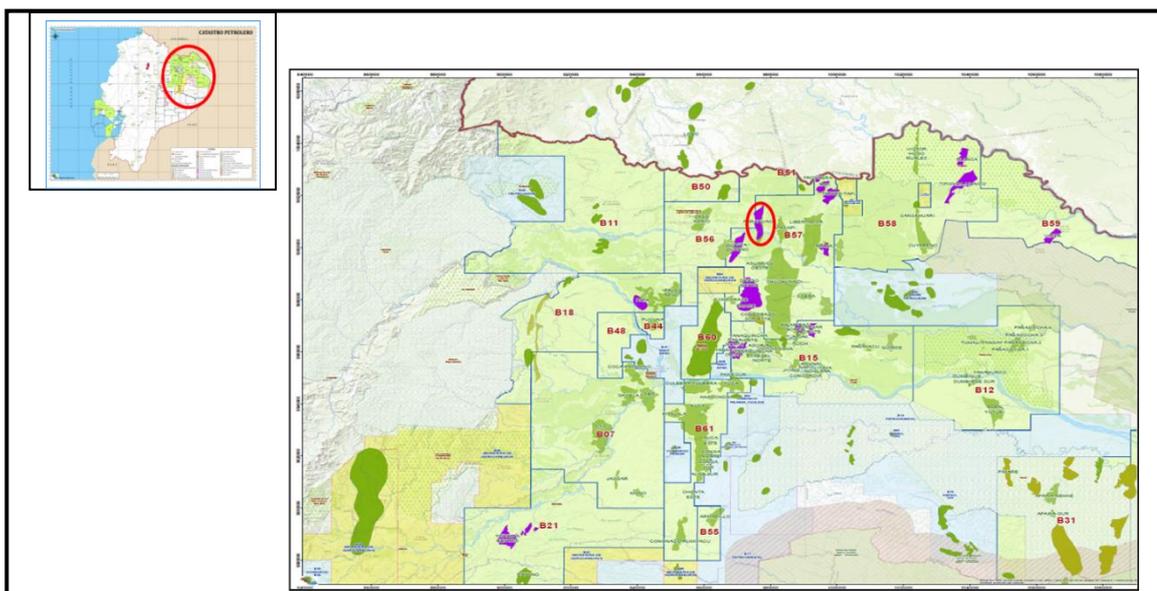


Figura 1.1 Ubicación del Campo Parahuacu [Petroamazonas EP, 2017]

1.1.2 Petrofísica

En la tabla 1.1 se presentan las propiedades petrofísicas de roca y fluidos del campo Parahuacu.

Tabla 1.1 Petrofísica del campo Parahuacu [Petroamazonas EP, 2017]

Yacimiento	k (mD)	ϕ (%)	Grados API	Bo (bbl/STB)	Relación de solubilidad (SCF/STB)	Viscosidad (cP)
Basal Tena	186	14.93	20.3	1.124	160	20.4
“U” Inferior	180	12.68	32.3	1.206	310	1.31
“T” Superior	200	11.90	31.7	1.301	160	0.75
“T” Inferior	247	13.95	32.7	1.301	260	1.7

1.1.3 Comportamiento de producción

El Campo Parahuacu inició producción el 2 de diciembre de 1978 de los yacimientos “U”, “T” y Basal Tena.

La producción del campo Parahuacu comienza con una baja producción de agua y ésta va aumentando al pasar de los años. En el año 2009 la producción diaria de petróleo llega a su punto más alto con cerca de 4 000 BPPD. Por otra parte, la producción de agua llegó a su punto más alto en el año 2015 con una tasa diaria cercana a 2 500 BAPD. Estos datos se pueden observar en la figura 1.2.

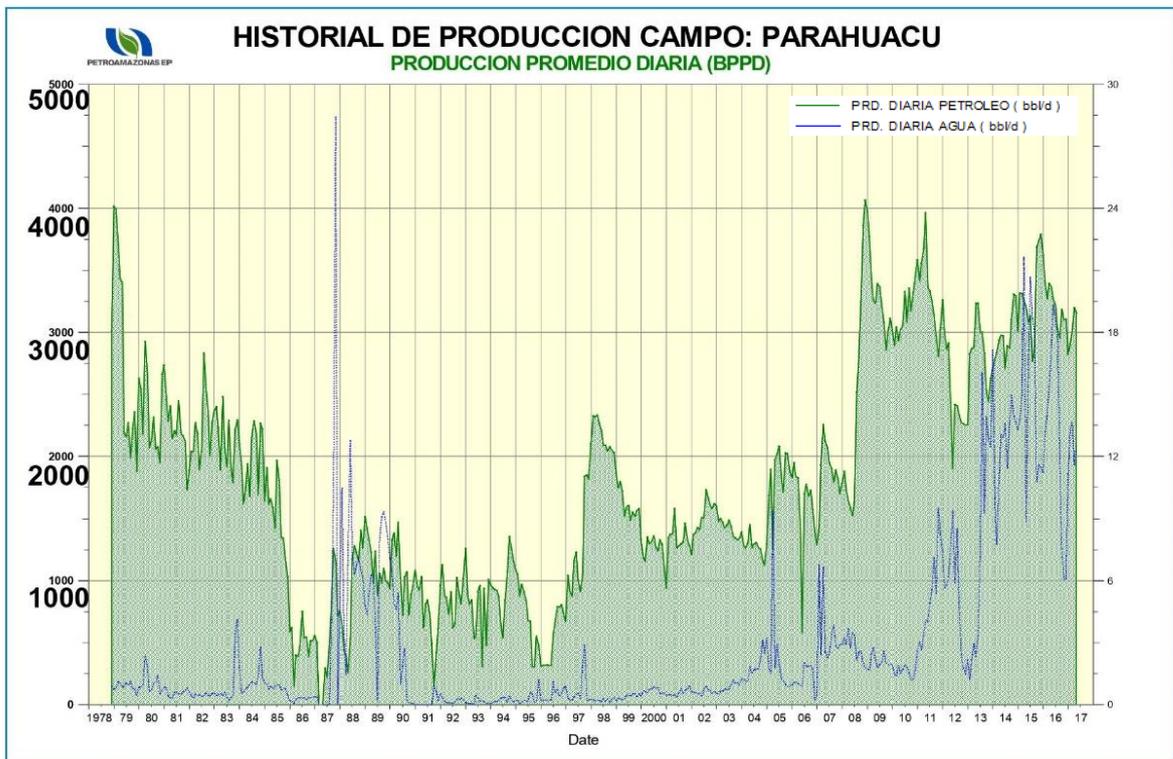


Figura 1.2 Historia de Producción campo Parahuacu [Petroamazonas EP, 2017]

La producción acumulada hasta el 31 de diciembre del año 2019 es de 28.4 MMSTB, siendo la arena “T” Inferior la que mayor aportó con un acumulado de 17.8 MMSTB de petróleo. Dichos valores se encuentran en la tabla 1.2.

Tabla 1.2 Datos de espesor, producción del campo Parahuacu por arena [Petroamazonas EP, 2019]

Yacimiento	Espesor neto (pies)	Pr actual (psi)	Pb (psi)	POES (STB)	Acumulado petróleo (STB)	FR a la recuperación final del yacimiento (%)
Basal Tena	9	1 987	820	55 751 398	1 863 564	7
“U” Inferior	18	1 801	1 485	106 715 357	6 997 399	13
“T” Superior	8	1 344	1 086	34 439 015	1 686 527	6
“T” Inferior	18	1 490	1 050	132 627 657	17 840 129	17

La tabla 1.3 presenta los factores de recobro del campo Parahuacu hasta el 31 de diciembre del 2019.

Tabla 1.3 Factor de recobro actual por yacimiento [Petroamazonas EP, 2019]

Yacimiento	FR (%)
Basal Tena	3.3
“U” Inferior	6.6
“T” Superior	4.9
“T” Inferior	13.5

En la tabla 1.4 se muestran las reservas probadas, probables y posibles del campo Parahuacu hasta el 31 de diciembre del 2019.

Tabla 1.4 Reservas probadas, probables y posibles del campo Parahuacu [Petroamazonas EP, 2019]

Campo	Reservorio	Reservas Probadas (STB)	Reservas Probables (STB)	Reservas Posibles (STB)
Parahuacu	Basal Tena	531 432	1 364 987	306 818
	“U” Inferior	3 737 802	2 036 727	662 374
	“T” Superior	40 837	261 008	
	“T” Inferior	2 620 327	1 330 822	699 193

1.1.4 Estado de los pozos

El campo Parahuacu tiene 30 pozos perforados, entre los cuales están los pozos PRHA-021 y PRHA-022 que se encuentran cerrados. Los pozos PRH-002, PRHA-040, PRHA-024 y PRHA-020 están produciendo mediante levantamiento artificial. La tabla 1.5 muestra los pozos perforados del campo Parahuacu hasta el mes de marzo de 2020.

Tabla 1.5 Estado de los pozos del campo Parahuacu [Petroamazonas EP, 2020]

ESTACIÓN PARAHUACU					
POZO	ESTADO	MÉTODO	POZO	ESTADO	MÉTODO
PRH-001	CP	NF-310	PRHC-015	PPH	JET-10I
PRH-002	PPH	JET-9H	PRHC-016	CP	PPH
PRHA-003	ABANDONAMIENTO DEFINITIVO		PRHB-017	PPH	JET-11J
PRHA-003B	CP	1 TUBO	PRHB-018	WO SUSP	H675
PRH-004	CP	1 TUBO	PRHA-020	PPS	TD-460 AR
PRH-005	CP	1 TUBO - 1PESCADO	PRHA-021	CP	4 TUBOS
PRHB-006	PPH	JET 9H	PRHC-022	CP	PPH
PRHB-007	PPH	JET 11J	PRHG-023	PPS	NHV (790-1000)H
PRHC-008	PPH	JET 9H	PRHA-024	PPH	JET-10I
PRH-009	CP	1 TUBO	PRHG-025	PPS	HAL-400
PRH-010	PPS	TD-1000 Q PLUS	PRHG-026	PPS	NHV(790-1000)
PRH-011	PPH	JET-8G	PRHG-027	PPS	NH(1600-2300)
PRH-012	PPS	TD-1000 AR	PRHG-028	PPS	NH(790-1000)
PRH-013	PPH	JET-10I	PRHC-030	CPPS	TD-675
PRHA-014	PPS	NHV380	PRHA-040	PPS	TD-675 Q PLUS
ESTADO DE POZOS					
ESTACIÓN	PRODUCIENDO	CERRADOS	ABANDONADOS	W.O. SUSPENDIDO	TOTAL
PARAHUACU	19	9	1	1	30

Donde CP hace referencia a pozo cerrado, PPS a bombeo electrosumergible y PPH a bombeo hidráulico

1.1.5 Arreglo propuesto

Para el presente proyecto se hace énfasis en un arreglo irregular de 5 pozos invertido, siendo considerado el PRHA-021 como pozo inyector teniendo influencia sobre los pozos productores PRHA-020, PRH-002, PRHA-040 y PRHA-024, como se observa en la figura 1.3. La extensión areal del arreglo propuesto es de aproximadamente 473 acres y un espesor promedio de 12.05 pies.

La distancia estimada con respecto al pozo inyector hacia los pozos productores se indica en la tabla 1.6, y la profundidad a la arena “U” Inferior en la tabla 1.7.

Tabla 1.6 Distancia entre pozo inyector al productor [Petroamazonas EP, 2020]

Pozo	Distancia (ft)
PRH-002	3 039.80
PRHA-020	2 144.69
PRHA-024	1 162.11
PRHA-040	1 605.15

Tabla 1.7 Parámetros de los pozos [Petroamazonas EP, 2020]

TVDS (ft)					
	PRHA-024	PRHA-040	PRHA-020	PRHA-021	PRH-002
TOPE	8 530	8 538	8 500	8 537.5	8 496
BASE	8 548	8 554	8 522	8 554	8 522

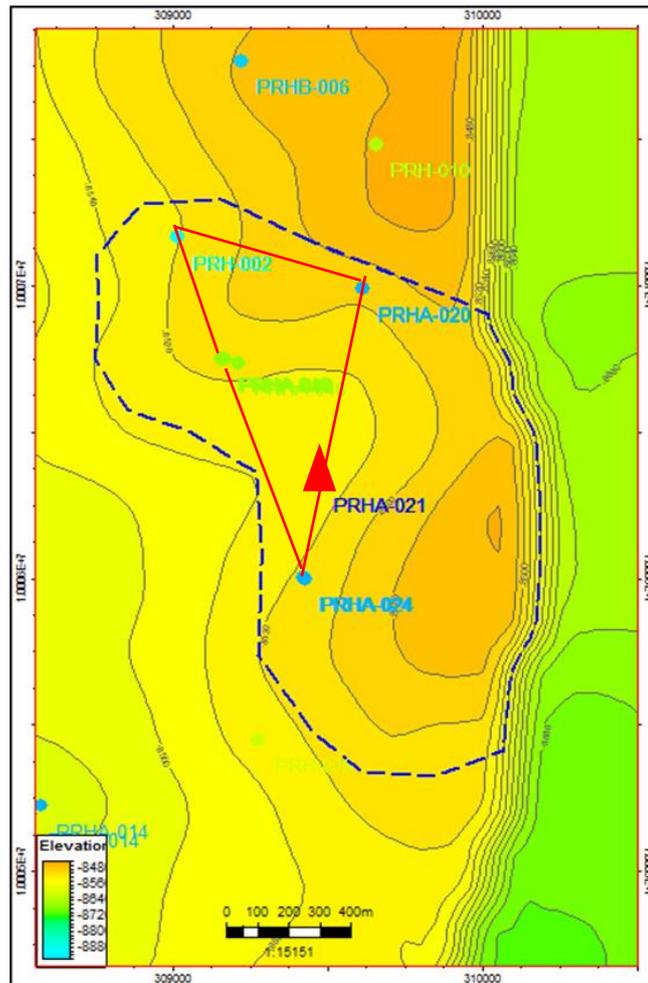


Figura 1.3 Arreglo de pozos [Petroamazonas EP, 2019]

1.1.5.1 Pozo PRHA-021 (A proponer como Inyector en este proyecto)

El pozo PRHA-021 fue perforado el 1 de febrero del 2013 y completado el 1 de marzo del 2013. La perforación se realizó en tipo “S”, orientado a recuperar la producción del reservorio “U” Inferior de la Formación Napo.

El registro eléctrico realizado en la arena “U” Inferior se presenta en el Anexo 1. El 11 de marzo del 2013 se obtuvo la primera producción que fue de 616 STB/D de fluido con un 60% de BSW, y un crudo de 31.4° API, días posteriores se obtuvieron las mejores producciones de petróleo cuando el BSW se redujo al 1%. Paulatinamente el BSW siguió su incremento hasta alcanzar el 100% a finales del año 2014, por lo que, en febrero del 2015 se realizó un cambio de zona y se perforó la arena “T” Inferior, las producciones presentaban un BSW mayor al 70%, debido a esto, nuevamente se realizó un cambio de zona más repunzonamiento en enero del 2017, el pozo se mantuvo en producción hasta el mes de marzo del 2017, cuando fue cerrado debido al alto corte de agua.

En enero del 2018 se empezó la realización de un pulling de la bomba BES, para dejar al pozo PRHA-021 completado con 4 tubos de 3-1/2” al 31 de febrero del 2018, como se aprecia en el Anexo 2, permaneciendo cerrado hasta la presente fecha. (Petroamazonas EP, 2020).

1.1.5.2 Propiedades de la roca

Tabla 1.8 Resumen de datos obtenidos del registro eléctrico del todos los pozos que intervienen en el arreglo

Pozo	Reservorio	Espesor (pies)	Porosidad (%)	Permeabilidad absoluta (mD)	Swi (%)	Soi (%)
PRH-002	“U” Inferior	20	18	130	25	75
PRHA-020	“U” Inferior	9.5	12.9	220	24.4	75.6
PRHA-021	“U” Inferior	20.75	15.3	650	25.5	74.5
PRHA-024	“U” Inferior	4	12.2	667.5	46.2	53.8
PRHA-040	“U” Inferior	6	12.4	190	33.9	66.1

1.1.5.3 Propiedades de los fluidos

Las propiedades promedio de los fluidos que se utilizan en el cálculo de los métodos de inyección de agua, son los que se muestran en la tabla 1.7.

Tabla 1.9 Propiedades promedio de los fluidos de los pozos que intervienen en el arreglo [Petroamazonas EP, 2019]

Swir (%)	Sor (%)	Swi (%)	Soi (%)	uo (cP)	uw (cP)	Bo (bbl/STB)	Bw (bbl/STB)
17.6	22	31	69	1.34	0.3	1.04	1.07

1.2 JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

De forma general se conoce que, el agotamiento de la presión del reservorio ocurre debido a la producción continua durante un período de tiempo, por ello es de gran importancia contar con métodos de recuperación secundaria que permitan gestionar la presión del reservorio y alargar la vida productiva de los pozos sobre todo en campos maduros.

El agua es el fluido de inyección más usado para energizar los reservorios de petróleo. A pesar de las variaciones del precio del petróleo, la utilización del agua ha continuado debido a su gran disponibilidad, costo relativamente bajo y facilidad de manejo. Décadas de experiencias e investigación de aplicación de campo han arrojado un conocimiento práctico del tema y un sólido enfoque teórico.

En Latinoamérica uno de los países que más proyectos de recuperación secundaria desarrolla es Colombia, donde el proceso de inyección de agua se ha aplicado en 19 campos petroleros a nivel comercial. Los procesos implementaron patrones normales e invertidos de 4, 5, 7 y 9 puntos, estos fueron diseñados principalmente para el mantenimiento de la presión y el barrido del crudo remanente y contribuyeron a obtener un factor de recuperación incremental de petróleo entre 1% y 9 %.

En las últimas décadas la energía natural del yacimiento “U” Inferior ha disminuido debido a la producción de fluido, siendo su presión inicial de reservorio, 3 639 psi; presión de burbuja, 1 485 psi; y, presión referencial de reservorio al 31 de diciembre del 2019 de 1 801 psi. No obstante, se observa que la presión referencial de reservorio se encuentra por encima del punto de burbuja. El reservorio “U” Inferior ha producido hasta la fecha mencionada, 6.99 MMSTB lo cual significa un factor de recobro del 6.6%.

En el tiempo actual el campo Parahuacu basa su producción de hidrocarburos únicamente por métodos de recuperación primaria, por lo que, resulta relevante el análisis de un proyecto piloto de inyección de agua en la arena “U” Inferior aplicado en el pozo PRHA-021, a fin de establecer los parámetros necesarios para el diseño de un proyecto generalizado por parte de la empresa interesada.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo General

Elaborar un estudio piloto para la implementación de recuperación secundaria por inyección de agua a la arena “U” Inferior en el pozo Parahuacu 21 del campo Parahuacu.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Describir el área de estudio y tipo de método predictivo a utilizar en el estudio piloto.
- Realizar las predicciones de la producción por el método de Dykstra-Parsons y analizar los resultados.
- Determinar el tiempo de ruptura del frente de agua en los pozos productores mediante el método de Buckley-Leverett.
- Estimar el comportamiento de la presión de reservorio de los pozos del arreglo influenciados por la inyección de agua.
- Analizar la factibilidad técnico-económica de la recuperación secundaria por inyección de agua en el campo Parahuacu.

1.4 MARCO TEÓRICO

1.4.1 Fundamentos teóricos en procesos de inyección de agua

Al estudiar el rendimiento los procedimientos de inyección de agua, estamos interesados en estimar la eficiencia del desplazamiento del petróleo, la tasa de producción de petróleo y el volumen de agua que debe manejarse por volumen de petróleo una vez que comience la producción de agua. En 1941, Leverett expuso el concepto de flujo fraccional de agua, f_w , en función de la saturación de agua para explicar el comportamiento de inundación de una porción de reservorio que tiene propiedades uniformes. Luego de varias simplificaciones, efectos no gravitacionales y presión capilar despreciados, y para el desplazamiento en un sistema horizontal, obtuvo lo siguiente:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{K_{ro} \mu_w}{K_{rw} \mu_o}} \quad (1.1)$$

En 1942, Buckley y Leverett, usando conceptos de balances de materiales, propusieron la ecuación de avance frontal:

$$L = \frac{w_i}{A\phi} \left(\frac{df_w}{dS_w} \right) \quad (1.2)$$

Indicaron que la ecuación 1.2 puede utilizarse para estimar la distribución de saturación que existe durante los procesos de inyección de agua. La saturación de agua promedio en el frente puede entenderse como la suma de la saturación de agua inicial y el aumento de la saturación de agua provocada por la inyección, utilizando las ecuaciones 1.2 y 1.3.

$$\bar{S}_{wbt} = S_{wi} + \frac{w_i}{A\phi L} \quad (1.3)$$

Welge planteó varias ecuaciones para calcular la recuperación de petróleo por una inyección de gas o agua:

$$\bar{S}_{wbt} - S_{wi} = \frac{1}{\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_{wbt}}} \quad (1.4)$$

$$Q_i = \frac{1}{\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_{wbt}}} \quad (1.5)$$

$$Q_i = \frac{(S_{w(avg)} - S_{wbt})}{1 - f_{S_{wbt}}} \quad (1.6)$$

Utilizando estas ecuaciones, demostró que una tangente a la curva de flujo fraccional proporciona los valores de S_{wbt} y f_{wbt} que representan la saturación de agua y el frente de agua a la ruptura en el pozo productor respectivamente; y que el punto en el que la tangente se cruza con $f_w = 1.0$ corresponde a la saturación de agua promedio del sistema (figura. 1.4). Los recíprocos de las pendientes, ecuación 1.5, proporcionan las cantidades de agua inyectadas para las producciones respectivas calculadas a partir de la saturación de agua promedio. Bajo inyección continua de agua después del avance, las ecuaciones desarrolladas por Welge son importantes cuando se calcula el petróleo acumulado desplazado. (Soto, Pérez, Soto, & Montiel, 2009)

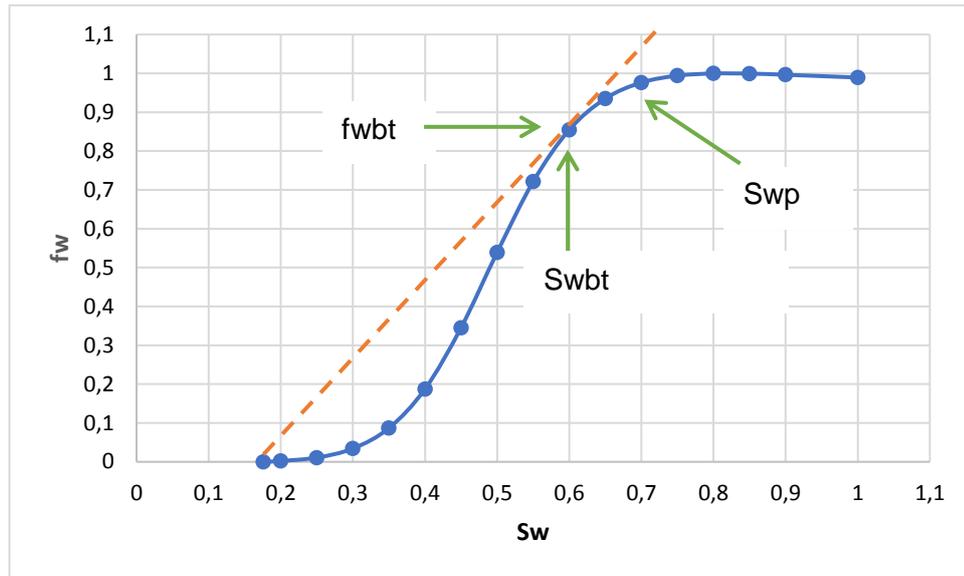


Figura 1.4 Curva de flujo fraccional con tangente dibujada para encontrar S_{wbt}

La permeabilidad relativa es una medida directa de la habilidad del sistema poroso para conducir un fluido, cuando uno o más están presentes. Estas propiedades son efecto de la geometría de los poros, humectabilidad, distribución de fluido, y saturación. (Ayala , 2018)

La permeabilidad relativa depende de la saturación de fluido, debido a que la permeabilidad efectiva es una función de la saturación. Se puede utilizar como permeabilidad base, la permeabilidad efectiva al petróleo medida a una saturación irreducible de agua. (Rivera, 2015)

$$K_r = \frac{K_{efec}}{(K_o)_{S_{wir}}} \quad (1.7)$$

Probablemente esta propiedad sea la más importante que afecte el comportamiento de inyección de agua.

Para hallar el valor de las permeabilidades relativas existen un sin número de correlaciones y fórmulas empíricas, dependiendo de los datos que se dispone. En el presente estudio, debido a que no se cuenta con análisis de núcleos de la arena "U" inferior para determinar las curvas de permeabilidades relativas, se utiliza la correlación de Charles Robert Smith (1966), que partir de consideraciones petrofísicas deriva relaciones generalizadas para determinar la permeabilidad

relativa de la fase mojante y no mojante en un sistema mojado por agua en un proceso de imbibición.

Las correlaciones son:

$$K_{rw} = S_W^4 \left(\frac{S_W - S_{Wir}}{1 - S_{Wir}} \right)^{1/2} \quad (1.8)$$

$$K_{ro} = \left[1 - \frac{S_W - S_{Wir}}{1 - S_{Wir} - S_{or}} \right]^2 \quad (1.9)$$

El petróleo no posee la capacidad de desplazarse fuera de los poros de la roca, es debido al empuje de otro fluido, tal como el gas o agua, que logra salir a superficie y ser recuperado. Este proceso, mediante el cual un fluido pasa a ocupar el lugar de otro en un medio poroso, se conoce como desplazamiento. Generalmente los fluidos desplazantes son el agua y el gas, y el desplazado es el petróleo. (Paris de Ferrer, 2001)

Se clasifican dos tipos de desplazamientos: pistón sin fugas, cuando en la zona invadida la saturación del fluido desplazante es máxima y la del petróleo es la residual; pistón con fugas, cuando la saturación del petróleo es máxima delante del frente de agua, y detrás del frente se trasladan cantidades variables del petróleo junto con el fluido desplazante.

Otro aspecto importante para pronosticar el desempeño de cualquier proyecto de inyección de agua es la determinación de la eficiencia de barrido, que indica la porción de petróleo que logra ser desplazado, en función de la cantidad de agua inyectada, relación de movilidad, geometría del arreglo y heterogeneidad. Se hace énfasis en la eficiencia de barrido vertical y areal debido que son fundamentos aplicados en los métodos de predicción por estratificación del reservorio a usar en el presente estudio. La eficiencia de barrido vertical o cobertura vertical, C_v , corresponde a la fracción del área vertical contactada por el agua, por otro lado, la eficiencia de barrido areal, E_A , corresponde a la fracción del área horizontal del arreglo contactada por el agua. (Ahmed, 2018)

1.4.2 Métodos de predicción por estratificación del reservorio

La predicción del rendimiento del reservorio durante el proceso de desplazamiento del agua es un procedimiento de rutina para reservorios homogéneos pero

complicados en reservorios heterogéneos. Se han sugerido varios métodos para predecir el rendimiento de inyección de agua de reservorios estratificados, del que se puede destacar Dykstra-Parsons (DP).

Dykstra y Parsons propusieron una solución rigurosa para la velocidad frontal en las capas aisladas que depende de la ubicación del frente de desplazamiento. En este modelo, se supone un desplazamiento similar a un pistón, que ignora los efectos de la gravedad y la presión capilar. (Wang, Hou, Tang, Song, & You, 2018) El método semi-empírico correlaciona las variables: V , variación de la permeabilidad vertical; Sw_i , saturación de agua inicial; M , relación de movilidad; y FR , recuperación fraccional de petróleo. DP todavía se usa de manera rutinaria para la predicción y el análisis del rendimiento de la inyección de agua, la selección del patrón de inyección y el cálculo del factor de recuperación. (Muradov et al., 2018)

En la implementación de la inyección de agua, los arreglos de pozos han sido parte crítica, puesto que implica la planificación con espaciados proporcionales o no entre los pozos inyectoros y productores. En un sentido real el pozo inyector y el productor son tomados como puntos, en el cual el primero afecta a la producción del segundo. (Smith & Cobb, 1997)

Como se mencionó con anterioridad, el tipo de arreglo usado para este proyecto es uno de 5 pozos invertido, formado por cuatro pozos productores y un pozo de inyección.

1.4.3 Software MBAL

El software MBAL contiene una serie de herramientas tales como: Material Balance, Reservoir Allocation, Monte Carlo, Decline Curve Analysis, 1D Model, Multi Layer y Tight Reservoir Modelling, que facilitan la estimación y análisis de los fluidos contenidos en los yacimientos adimensionales, logrando usar dichas herramientas independientemente o en combinación para la obtención de los objetivos de ingeniería de yacimientos.

En el presente proyecto se usan las herramientas Material Balance y Decline Curve Analysis. La herramienta Material Balance permite representar el fluido contenido

en el yacimiento a través de ciertas especificaciones sobre modelo de tanque, PVT, producción histórica y modelo composicional o petróleo negro. Así mismo con Decline Curve Analysis es posible analizar la declinación de la producción, especificando parámetros de fluidos, modelo de tanque y producciones históricas de los pozos. (Petroleum Experts Ltd, 2020)

1.4.4 Evaluación económica del proyecto

La evaluación financiera del proyecto es parte fundamental de la iniciación y planificación, para evaluar su viabilidad y los controles necesarios que deban instaurarse para asegurar su rentabilidad. De igual forma esta evaluación debe ser actualizada durante el seguimiento y control para poder generar alertas y planes de acción. Finalmente, con el cierre del proyecto, es la evaluación financiera de los resultados quien determina su éxito o fracaso. (León, 2017)

Distintos aspectos serán analizados y plasmados como lo describe Moix en su libro “Evaluación de proyectos petroleros”. El flujo de caja de un proyecto se obtiene restando la cantidad de dinero que ingresa y egresa en el negocio, en un periodo de tiempo específico. Los ingresos están compuestos por las entradas líquidas que son generadas por un proyecto. Los egresos se componen por las salidas líquidas de dinero que son necesarias para la ejecución y operación del proyecto. El periodo de tiempo establecido durante el cual se calcularán los flujos de caja del proyecto, e incluye el periodo de inversión y operación, es conocido como horizonte económico. La tasa de descuento está íntimamente relacionada con el riesgo de cada negocio y por supuesto, por el deseo de ganancia de cada inversionista. Existen indicadores financieros, los cuales permiten interpretar mediante fórmulas los resultados de la evaluación económica, entre estos se tiene al valor actual neto (VAN), que ofrece información del monto de dinero a valor presente que rinde un negocio después de recuperar la inversión (Moix, 2014); la tasa interna de retorno (TIR) es otro criterio utilizado para la toma de decisiones sobre los proyectos de inversión y financiamiento, y se define como la tasa de descuento que iguala el valor presente de los ingresos del proyecto con el valor presente de los egresos. (Mete, 2014)

1.4.5 Evaluación técnica de casos de estudio

Uno de los objetivos de la inyección de agua es aumentar y mantener la presión en un yacimiento con el fin de incrementar la producción de petróleo. Es así como, Phade y Gupta (2008) usaron el modelo simplificado de Dykstra-Parsons por su viabilidad geológica, tras determinar alta diferencia de los parámetros de eficiencia vertical y areal en el yacimiento. Con su implementación consiguieron: mantener la presión del reservorio 150 psi por encima de la presión del punto de burbuja y una tasa de producción de 13 000 BPPD con una tasa de inyección de 15 000 BAPD, finalmente la recuperación estimada de petróleo fue de 52%, y a su vez, el análisis económico mostró que el período de pago de los gastos de capital iniciales fue en 212 días. Por lo tanto, se concluyó que el estudio fue exitoso. (Phade, 2008)

Kharghoria, Garcia, AlRasheedi, Al-Rabah y Sanwoolu (2018) realizaron una evaluación del rendimiento de inyección de agua en un campo heterogéneo de petróleo pesado en el norte de Kuwait, mediante la implementación de tres métodos de evaluación heterogénea, entre ellos el de Dykstra-Parsons. Resultando en un factor de recuperación incremental de petróleo de aproximadamente 22%. Además, la presión del reservorio no se recuperó a la presión inicial. (Kharghoria, y otros, 2018)

CAPÍTULO 2

Como parte del trabajo se desarrollaron tres metodologías en las que se evidencian los escenarios de la predicción del comportamiento de la inyección de agua y producción de petróleo. El principal método utilizado para el desarrollo del proyecto piloto fue el de Dykstra-Parsons, del cual se realizó el análisis técnico económico. Con la finalidad de constatar el momento de la ruptura del frente de agua en los pozos productores se utilizó la metodología de Buckley-Leverett, además, se hizo uso del software MBAL para la predicción del caso base con la herramienta Decline Curve Analysis y para estimar el comportamiento de la presión de reservorio.

2. METODOLOGÍA

2.1 Método de Dykstra-Parsons

Dykstra y Parsons desarrollaron un método de predicción del comportamiento de inyección de agua en sistemas estratificados, el cual combina resultados de laboratorio y estudios teóricos.

El método está sujeto a varias asunciones y limitaciones, las mismas que pueden afectar la exactitud de la inyección de agua, entre estos tenemos:

- 1) El modelo considera que no existe flujo entre capas.
- 2) Desplazamiento tipo pistón perfecto.
- 3) Flujo lineal.
- 4) Flujo en estado continuo.
- 5) Las propiedades de roca fluido son las mismas para todas las capas, excepto para la permeabilidad absoluta.
- 6) El llenado de gas ocurre previamente en respuesta a la inundación.
- 7) Las correlaciones de recuperación de petróleo se basan en pruebas de laboratorio usando núcleos de la arena California. (Valencia, 2012)

Procedimiento

1. Se determinó la variación de permeabilidad de Dykstra-Parsons. Este procedimiento requiere que las permeabilidades sean reordenadas en orden decreciente y que el porcentaje mayor que, sea calculado para cada valor. Estos

datos se graficaron en la figura 2.1 y usando la ecuación 2.1 se calculó el coeficiente de la variación de la permeabilidad.

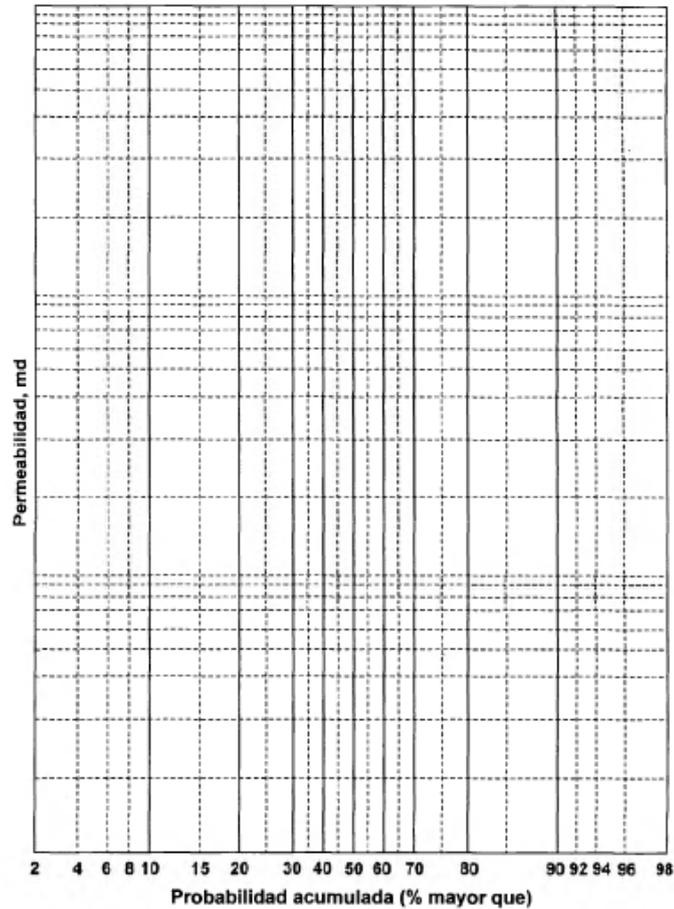


Figura 2.1 Hoja log-probabilística [Valencia, 2012]

$$V = \frac{(K_{50} - K_{84.1})}{K_{50}} \quad (2.1)$$

2. Se obtuvo también la relación de movilidad, definida por la ecuación 2.2:

$$M = \frac{K_{rw}\mu_o}{K_{ro}\mu_w} \quad (2.2)$$

El método de Dykstra-Parsons asume el desplazamiento tipo pistón, en consecuencia, K_{ro} fue tomada a la saturación de agua inicial y K_{rw} fue tomada a la saturación residual de petróleo detrás del frente.

3. El barrido vertical (cobertura) C_v se pudo obtener a partir de los cuadros de Dykstra-Parsons como función del WOR que se encuentran en el Anexo 3.
4. Previo al cálculo de la eficiencia de barrido areal se obtuvo la movilidad a la ruptura, mediante la ecuación 2.3.

$$M_{@bt} = \frac{K_{rw@Sp}\mu_o}{K_{ro@Swi}\mu_w} \quad (2.3)$$

5. Se asumió en este proyecto que la eficiencia promedio del barrido areal es igual a la eficiencia del barrido en la ruptura, obtenida mediante la ecuación 2.4; esto puede ser un poco pesimista, pero, cuando se combina con los cálculos optimistas de Dykstra-Parsons los cuales resultan de asumir un desplazamiento tipo pistón para el petróleo, originando una predicción razonable de la recuperación del petróleo. (Smith y Cobb, 1997)

$$E_{abt} = \frac{1}{1 + a} \quad (2.4)$$

Donde:

$$a = [-0.2062 \ln(M - 0.0712) - 0.511]f_w + 0.3048 \ln(M + 0.123) + 0.4394 \quad (2.5)$$

6. Se aplicó la ecuación 2.6 para el cálculo del petróleo original en sitio.

$$POES = \frac{7758 A h \phi S_{oi}}{\beta_{oi}} \quad (2.6)$$

7. La producción de petróleo acumulado se calculó en función de cada valor de Cv.

$$V_p = \frac{N \beta_o}{1 - S_{wi}} \quad (2.7)$$

entonces,

$$N_p = \frac{V_p (S_{oi} - S_{or}) E_{as} C_v}{\beta_o} \quad (2.8)$$

8. Se representó gráficamente los valores de recuperación acumulada de petróleo como función de la relación agua-petróleo (WOR).
9. El agua necesaria para reemplazar el espacio de gas (W_f), se lo obtuvo mediante:

$$W_f = V_p(1 - S_o - S_{wi}) \quad (2.9)$$

En el presente proyecto al encontrarse el yacimiento subsaturado no existe capa de gas inicial y por tanto W_f se lo asumió como cero.

10. El agua requerida para reemplazar el petróleo producido W_o se calculó de acuerdo con la ecuación 2.10.

$$W_o = N_p \beta_o \quad (2.10)$$

11. El agua requerida para remplazar el agua producida está definida por la ecuación 2.11 y es obtenida gráficamente integrando el área bajo la curva WOR-N_p.

$$W_p = \int (WOR) d N_p \quad (2.11)$$

12. La inyección acumulada de agua en cualquier tiempo se calculó de acuerdo con la relación.

$$W_i = \frac{W_f + W_o + (W_p \beta_w)}{\beta_w} \quad (2.12)$$

13. El rendimiento de la inyección de agua se puede tabular en función del tiempo, para lo cual se calculó mediante la siguiente ecuación:

$$t = \frac{W_i}{I_w} \quad (2.13)$$

14. Se obtuvo el caudal de petróleo producido con la ecuación 2.14.

$$q_o = \frac{\Delta N_p}{\Delta t} \quad (2.14)$$

15. Finalmente, se calculó el factor de recobro utilizando la ecuación 2.15.

$$FR = \frac{N_p}{POES} \quad (2.15)$$

2.2 Análisis técnico-económico

El campo Parahuacu cuenta con 27 pozos que tienen intervalos productores en la arena “U” Inferior tal como se observa en el mapa estructural del Anexo 4, de los cuales 9 se encuentran cerrados, como se detalla en la tabla 1 del Capítulo 1, con potencial para convertirse en pozos inyectores. Uno de estos es el PRHA-021, el cual se localiza estratégicamente dentro de un posible arreglo de 5 pozos conformado por PRH-002, PRHA-020, PRHA-024 y PRHA-040, dichos pozos presentan reservas en la arena “U” Inferior.

De los mencionados, los pozos PRH-002 y PRHA-020 actualmente producen de “U” Inferior, los cuales mediante un método de recuperación secundaria podrían incrementar su producción, PRHA-024 produce de Basal Tena y PRHA-040 de “T” Inferior, con producciones alrededor de 50 barriles al día, por lo que un cambio de intervalo productor

a la arena “U” Inferior, energizada por la inyección de agua podría significar una recuperación significativa de petróleo.

En la realización del proyecto piloto el punto primordial que determina la viabilidad es su evaluación económica y la generación de utilidades que cubran los costos asumidos y lo convierta en una inversión rentable. A través de los indicadores financieros VAN y TIR se verificó la viabilidad del proyecto, por lo cual se hizo uso de los datos obtenidos con el método de predicción Dykstra-Parsons.

Costo de conversión del pozo PRHA-021 de productor a inyector

Para la adecuación del pozo PRHA-021, se utilizó como referencia los costos definidos en el “Proyecto de inyección de agua de formación para incrementar el factor de recuperación en un campo X de la Amazonía ecuatoriana” (Córdova, 2016).

Primero se establecieron los costos de los servicios requeridos en el reacondicionamiento del pozo propuesto como inyector, estimándose que la operación de reacondicionamiento durará alrededor de 30 días.

Tabla 2.1 Costos de reacondicionamiento

SERVICIO	COSTO (USD)
Workover	300 000
Completación	250 000
Pruebas de inyección	40 000
Registros eléctricos	35 000
Estudios de simulación	25 000
TOTAL	650 000

Costos del equipo de instalación del sistema de inyección

Como segundo aspecto se reconoció que el campo Parahuacu no cuenta con una planta de tratamiento e inyección de agua necesaria para el reacondicionamiento y bombeo del agua que se inyectará en el reservorio “U” Inferior. En la tabla 2.2 se detallan los costos de los equipos que conforman la planta de tratamiento.

Tabla 2.2 Costos de los equipos de la planta de tratamiento

PARÁMETROS PRINCIPALES	PRECIO (USD)
Tanques de almacenamiento de agua	400 000

Sistemas de agua de formación	260 000
Software para simulación	46 000
Sistemas automáticos para químicos	10 000
Protección interior tubería	9 000
Transmisores de nivel de tanques	7 000
Bomba de inyección de alta presión	250 000
Conversión de tubería de producción a inyección	35 000
Bombas booster de transferencia	45 000
Sistema de variadores y transformadores	25 000
Sistemas de control	45 000
TOTAL	1 132 000

Costo de mantenimiento de la planta de tratamiento e inyección de agua

El costo mensual del mantenimiento de la planta se estimó en \$25 000, el cual involucra el mantenimiento de equipos, tanques y conexiones, uso de tratamiento químico, consumo de energía eléctrica y el pago al personal (operadores, electricistas, mecánicos, entre otros).

Inversión del proyecto

La inversión total del proyecto comprende la suma de las inversiones antes detalladas, indicada en la tabla 2.3.

Tabla 2.3 Inversión total del proyecto piloto

OPERACIÓN	COSTOS (USD)
Adecuación a pozo inyector	650 000
Instalación	1 132 000
Inversión Total	1 782 000

Ingresos del proyecto

Los ingresos generados en el proyecto provienen de la venta de los barriles de petróleo producidos y del precio actual del barril en el mercado internacional. Para el año 2021 se estima el precio del petróleo WTI en un promedio de \$35 por barril, y este será el precio referencial para usar en el presente estudio. Además, el límite económico del proyecto se establece para un corte de agua en superficie igual a 90%, como cifra conservadora.

Costos de producción

Los costos de producción son aquellos que se derivan de la extracción de cada barril de petróleo, normalmente las empresas operadoras gastan entre \$12 y \$20 por barril, para este proyecto se tomó como precio referencial \$15 por barril.

Costos de inyección

Los costos de inyección son aquellos que se derivan del tratamiento e inyección de cada barril de agua tratada. En la tabla 2.4 se detallan los costos asociados al tratamiento y manejo de agua, se tomó como precio referencia \$0.80 por barril de agua inyectado.

Tabla 2.4 Costos de inyección

OPERACIÓN	COSTOS (USD)
Separación	0.12
Eliminación de trazas de crudo	0.17
Tratamiento	0.11
Bombeo	0.21
Inyección	0.06
Extracción del agua	0.13
Total	0.80

Una vez establecidos los ingresos y gastos del proyecto se procedió a calcular los indicadores financieros, como se establece a continuación.

1. El flujo de caja fue calculado haciendo uso de la ecuación 2.16, determinándose anualmente dentro del período establecido.

$$\text{Flujo de caja} = \text{Ingresos}_{(\text{venta de petróleo})} - \text{Costos operativos} \quad (2.16)$$

Para el flujo de caja se tomó en cuenta la inversión total del proyecto, así como una tasa de descuento anual fija de 10%.

2. Se calculó el Valor Actual Neto (VAN). La inversión requerida inicial debe considerarse con signo negativo desde el periodo cero usando la ecuación 2.17.

$$VAN = -I + \sum_{s=1}^n \frac{Q_s}{(1+i)^s} \quad (2.17)$$

3. Finalmente, se procedió a obtener la Tasa Interna de Retorno (TIR), mediante la siguiente ecuación.

$$0 = -I + \frac{Q_1}{(1+i^1)} + \frac{Q_2}{(1+i^2)} + \frac{Q_3}{(1+i^3)} + \dots + \frac{Q_s}{(1+i^n)} \quad (2.18)$$

2.3 Método de Buckley-Leverett

En primera instancia se determinaron distintos parámetros como buzamiento entre los pozos, capacidad de flujo para un caudal de inyección de agua de 1 500 barriles diarios, área seccional, permeabilidad al petróleo y posteriormente se aplicó la metodología de Buckley- Leverett a cada pozo como se muestra a continuación:

1. Se elaboró la curva de flujo fraccional en base a sus propiedades de roca y fluido, puesto que existe ángulo de buzamiento con respecto al pozo inyector, se utilizó la siguiente ecuación:

$$f_w = \frac{1 - 0,488 \frac{K_{ro} A}{\mu_o q_t} \Delta \gamma \text{sen}(\alpha)}{1 + \frac{K_{ro} \mu_w}{K_{rw} \mu_o}} \quad (2.19)$$

2. Durante la etapa inicial es indispensable construir una recta que pase por el punto de saturación inicial de agua y por el punto máximo de la pendiente. Estos puntos determinaron la pendiente de la recta $\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{S_{wx}}$ utilizando la siguiente ecuación:

$$\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{S_{wx}} = \frac{1 - f_w b t}{S_{wp} - S_{wb} t} \quad (2.20)$$

3. Contando con los datos de las áreas seccionales para cada pozo, se calculó el tiempo que tarda el frente de agua en inundar el yacimiento hasta llegar al punto de ruptura, despejando la ecuación 2.21.

$$X_{S_{wx}} = \frac{q_t t}{A_{sec} \phi} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{S_{wx}} \quad (2.21)$$

Se obtuvo la ecuación para calcular el intervalo de tiempo de inyección.

$$t = \frac{A_{sec} \phi X_{S_{wx}}}{5.615 q_t} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{S_{wx}} \quad (2.22)$$

4. Luego se procedió a calcular la producción de petróleo acumulada hasta el momento de la ruptura mediante la ecuación 2.23.

$$N_p = \frac{AsecL\phi(S_{wp} - S_{wi})}{\beta_o \frac{5.615 ft^3}{1 bbl}} \quad (2.23)$$

5. Seguido se calculó el volumen de agua inyectada hasta el momento en que se produce la ruptura del frente de agua utilizando la ecuación 2.24.

$$W_i = \frac{AsecL\phi}{5.615 \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_{wx}}} \quad (2.24)$$

6. A continuación, se obtuvo la eficiencia de desplazamiento utilizando la ecuación 2.25, ya que es un indicador claro de la capacidad de desplazar el petróleo existente en el yacimiento mediante la inyección de agua.

$$E_D = \frac{(S_{wp} - S_{wi})}{(1 - S_{wi})} \quad (2.25)$$

Después de la etapa inicial y de ruptura del frente de agua en los pozos productores, aún existen zonas del yacimiento que todavía no han sido drenadas, por tal motivo, el proyecto de recuperación secundaria podría continuar. Luego de la etapa de ruptura la producción de agua incrementa continuamente, y el análisis se realizó en base a un punto de la curva de flujo fraccional para cada pozo debido al límite económico.

7. En un procedimiento similar a la etapa inicial, se pudo determinar la saturación después de la ruptura mediante la ecuación 2.26:

$$\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_{wx2}} = \frac{1 - f_{wb}t_2}{S_{wp2} - S_{wb}t_2} \quad (2.26)$$

8. Se prosiguió con el cálculo del tiempo de inyección que le toma llegar a la nueva saturación promedio del yacimiento con la siguiente ecuación:

$$t_2 = \frac{Asec \phi X_{S_{wx}}}{5.615 qt \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_{wx2}}} \quad (2.27)$$

9. Con la ecuación 2.28 se calculó la producción adicional de petróleo que se recupera hasta que el yacimiento alcance la condición de saturación determinada.

$$\Delta Np = \frac{AsecL\phi(Swp2 - Swbt1)}{\beta_o \frac{5.615 ft^3}{1 bbl}} \quad (2.28)$$

10. Para obtener la producción acumulada total de petróleo en un tiempo posterior a la ruptura se sumó el Np determinado hasta la ruptura con el ΔNp adicional resultante del paso anterior.

$$Np_{total} = Np_{ruptura} + \Delta Np \quad (2.29)$$

11. Con la ecuación 2.30 se calculó la producción acumulada de agua que se tiene durante la inyección de agua hasta que alcance la nueva condición de saturación.

$$Wp = \frac{AsecL\phi(Swp2 - Swi)}{\beta_w \frac{5.615 ft^3}{1 bbl}} \quad (2.30)$$

12. Posteriormente se calculó el volumen de agua que se inyectó al yacimiento hasta que alcanzara la condición de saturación determinada:

$$Wi = t_2 Iw \quad (2.31)$$

13. La relación agua-petróleo (WOR) se calculó mediante la ecuación 2.32.

$$WOR = \frac{\beta_o f_{wb} t_2}{1 - f_{wb} t_2} \quad (2.32)$$

14. La eficiencia de desplazamiento bajo las condiciones de saturación se obtuvo utilizando la siguiente ecuación:

$$E_D = \frac{Swp2 - Swi}{1 - Swi} \quad (2.33)$$

2.4 Procedimiento de ingreso de los datos al software MBAL

Utilizando la herramienta Material Balance.

1. En la sección de opciones, se definió al petróleo como fluido de reservorio para modelo con múltiples tanques conectados y modelo simple de PVT; además la predicción histórica se especificó por tanque, mostrado en la figura 2.2.

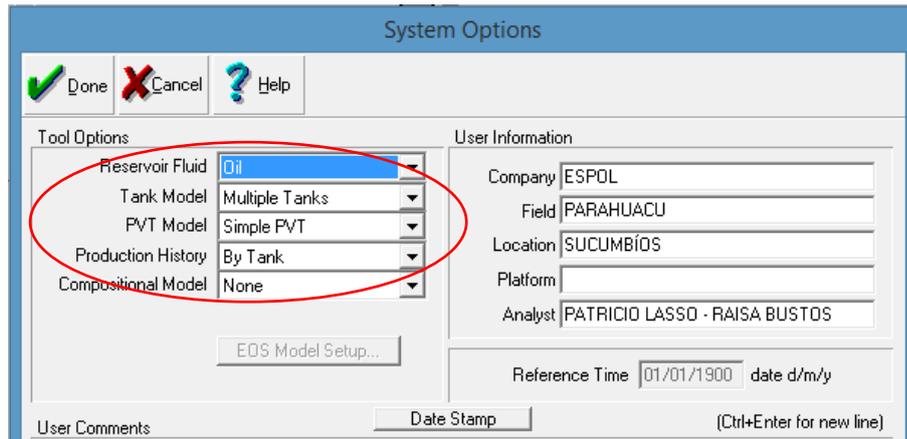


Figura 2.2 Parámetros del sistema en MBAL

2. Se procedió a ingresar parámetros: GOR, gravedad de petróleo, gravedad del gas y salinidad de agua, en la sección PVT Data.
3. Posteriormente, se añadieron parámetros de cada pozo como tanque con su respectiva producción histórica de la arena “U” Inferior y valores de permeabilidades relativas.
4. Se incluyeron valores de transmisibilidades entre los tanques indicando su comunicación y facilidad de flujo de los fluidos, dichos valores se ajustaron con el objetivo de representar correctamente la producción de los pozos en el área. Se tomó en cuenta la producción del PRHA-21 para un correcto ajuste.

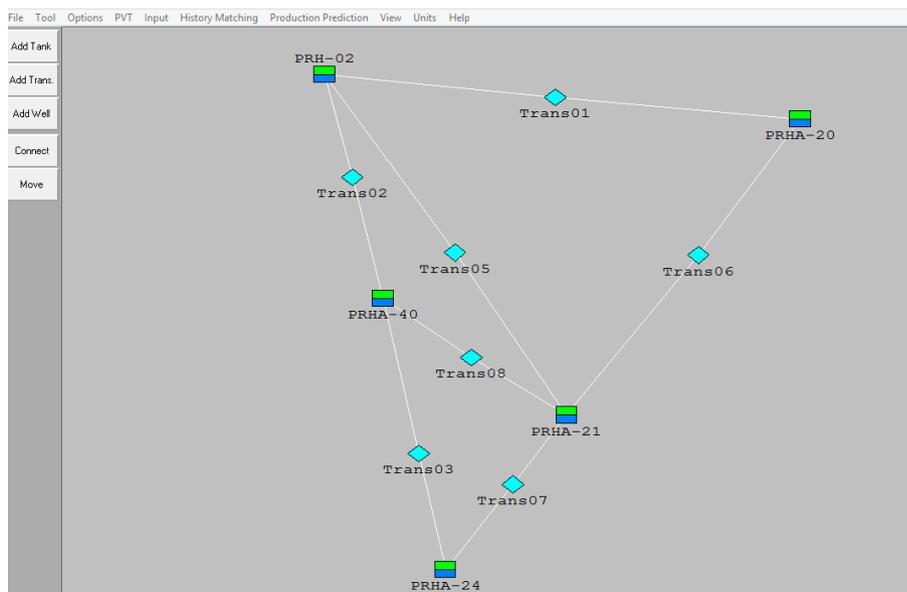


Figura 2.3 Modelo de tanques en MBAL

5. En configuración de predicción se determinaron los parámetros del perfil del programa de producción sin pozos con inyección de agua, comenzando desde el final del histórico de la producción hasta una fecha establecida en el estudio.
6. Finalmente, para realizar la predicción se establecieron los resultados del método de Dykstra-Parsons y la distribución obtenida mediante capacidad de flujo como límites, figura 2.4. Con la predicción se espera obtener la presión promedio del reservorio en estudio posterior a la inyección de agua, observándose en la gráfica de presión de tanque vs tiempo.

	Time	Avg Oil Rate	Max Liquid Rate	Max Water Rate	Max Gas Rate	Water Void Replac.	Avg Water Inj Rate	Water Salin.	Water Recycling
	date d/m/y	STB/day	STB/day	STB/day	MMscf/day	percent	STB/day	ppm	percent
1	01/09/2020	727.27	2000	1200	20	120	727.27	2000	
2	28/12/2020	678.448	2000	1200	20	120	727.27	2000	
3	06/02/2021	620.558	2000	1200	20	120	727.27	2000	
4	01/05/2021	494.084	2000	1200	20	120	727.27	2000	
5	23/08/2021	368.807	2000	1200	20	120	727.27	2000	
6	24/02/2022	244.711	2000	1200	20	120	727.27	2000	
7	29/04/2023	121.781	2000	1200	20	120	727.27	2000	
8	01/05/2024	66.2847	2000	1200	20	120	727.27	2000	
9	18/05/2026	28.0022	2000	1200	20	120	727.27	2000	
10									
11									
12									
13									
14									

Figura 2.4 Production and constraints en MBAL

CAPÍTULO 3

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

3.1 Resultados con Dykstra-Parsons

Para la implementación del proyecto de inyección de agua se determinó un espesor neto de 12.05 pies del arreglo de los pozos PRHA-021, PRH-002, PRHA-020, PRHA-040 y PRHA-024 a través de los registros eléctricos de cada uno, ubicados en el Anexo 1. Además, los valores saturación de agua y permeabilidades relativas ubicados en la tabla 3.1 y graficadas en la figura 3.1, se calcularon mediante las ecuaciones de correlación de Smith (1.8) y (1.9) con los valores promedios de la petrofísica de la arena de la tabla 1.7, puesto que no se cuenta con análisis de núcleos en el campo Parahuacu.

Tabla 3.1 Perfil de permeabilidad relativa de la arena “U” Inferior campo Parahuacu

Sw	kro	krw	fw
0.176	1	0	0
0.2	0.92210868	0.00027306	0.00132096
0.25	0.76997719	0.00117061	0.00674495
0.3	0.63155125	0.00314219	0.0217401
0.35	0.50683084	0.00689578	0.05729037
0.4	0.39581597	0.01334751	0.13090542
0.5	0.21490286	0.03919123	0.44890631
0.55	0.14500461	0.06164856	0.65505333
0.6	0.08881189	0.09296604	0.82380697
0.65	0.04632472	0.13538763	0.92884681
0.7	0.01754309	0.19146712	0.97989936
0.78	0	0.31690805	1

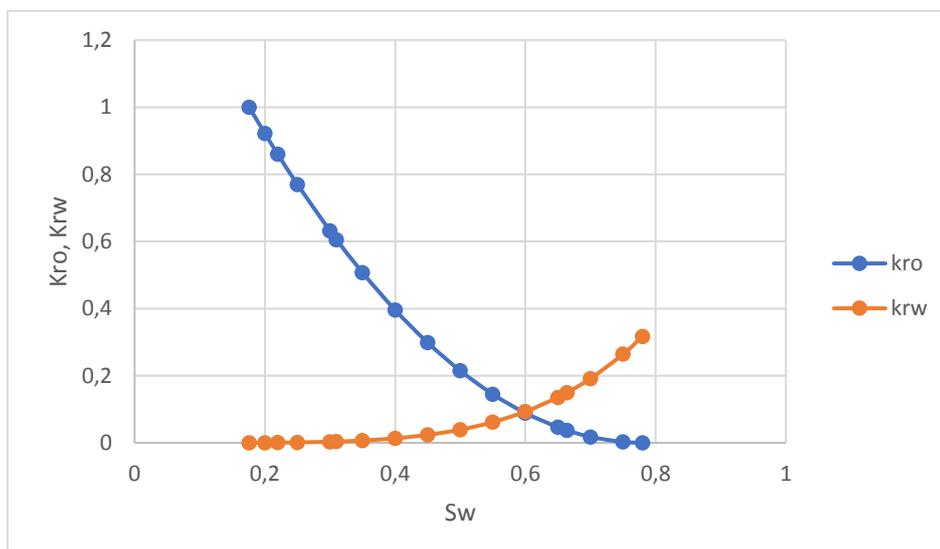


Figura 3.1 Curvas de permeabilidades relativas

Obtenidos los valores de permeabilidad relativa mediante la correlación, se calculó el flujo fraccional a cada valor de saturación de agua y se graficó la curva de flujo fraccional que se muestra en la figura 3.2.

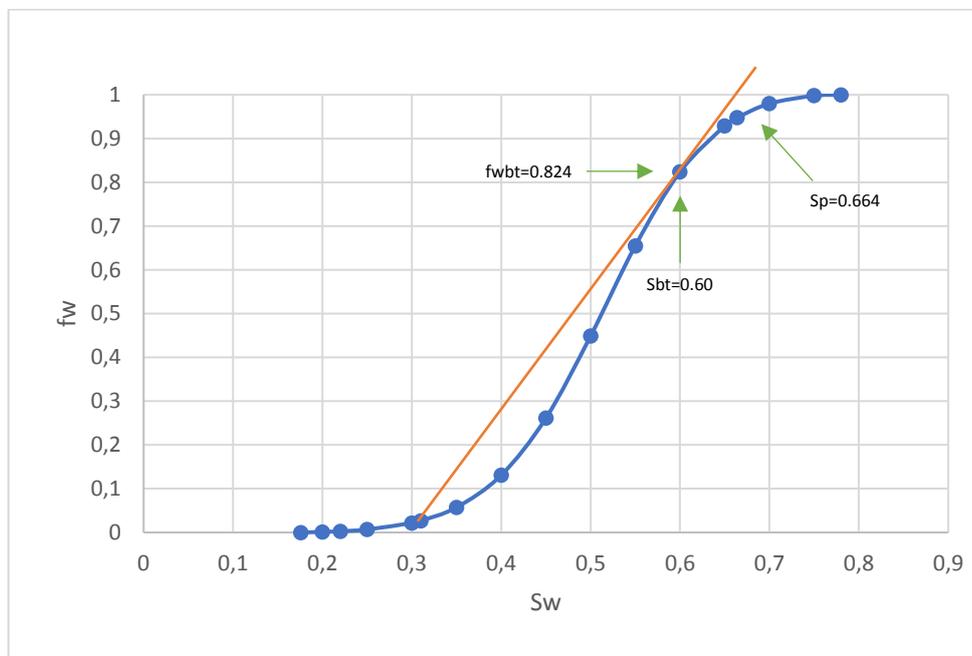


Figura 3.2 Curva de flujo fraccional

Se identificaron dos capas separadas hidráulicamente en la región de la arena “U” Inferior de cada pozo, luego se realizó un promedio por capa entre los pozos productores con el inyector, dando un total de ocho capas que permitieron brindar una mejor predicción mediante el método de Dykstra-Parsons. Para dicha arena no se ha establecido un contacto agua petróleo (CAP), definiéndose el límite del petróleo por el Low Know Oil (LKO) a una profundidad de -8 797 pies del pozo PRHD-025, como se aprecia en el Anexo 4, por lo que no existe impedimento en utilizar las ocho capas. Dichos valores se encuentran en la tabla 3.2 junto con el cálculo del porcentaje mayor que, además se graficaron en la figura 3.3.

Tabla 3.2 Cálculo de porcentaje mayor que

Capa i	K (mD)	% mayor que $\left(\frac{i-1}{n}\right) 100$
1	625.00	0
2	610.00	12.5
3	555.00	25
4	490.00	37.5

5	350.00	50
6	245.00	62.5
7	225.00	75
8	207.50	87.5

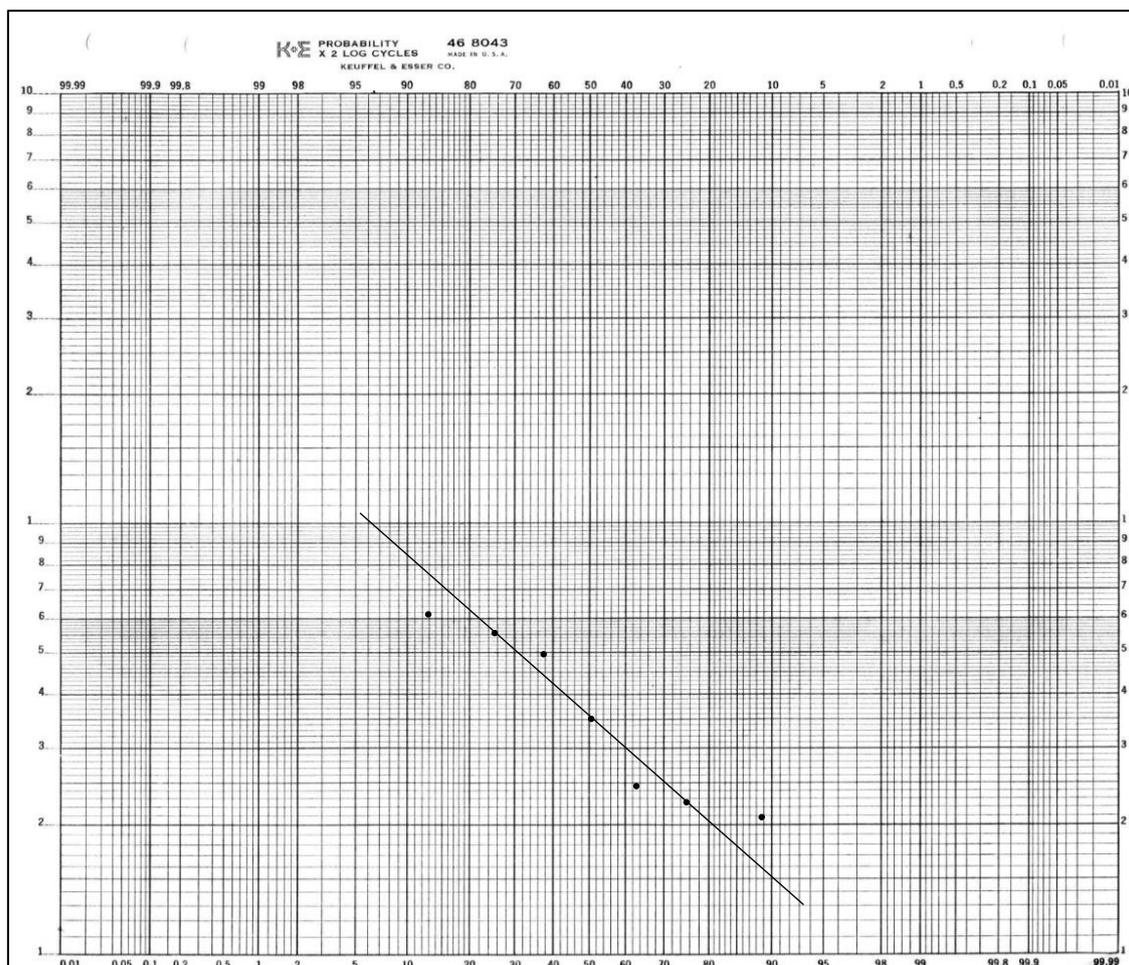


Figura 3.3 Gráfica de coeficiente de variación de permeabilidad

El valor del coeficiente de variación de permeabilidad usando la ecuación 2.1 y la figura 3.3 fue de 0.486, lo que indica un grado medio de heterogeneidad del reservorio. Mediante la ecuación 2.2 se determinó un valor de 2.34 para la movilidad del reservorio, aproximándolo a 2 para hacer uso de las gráficas de Dykstra-Parsons, posteriormente se obtuvieron los valores de la tabla 3.3 que indican la cobertura vertical.

Tabla 3.3 WOR vs Cv

WOR	Cv
0.1	0.23

0.2	0.3
0.5	0.42
1	0.54
2	0.67
5	0.82
10	0.89
25	0.95
50	0.97
100	0.98

Utilizando el conjunto de ecuaciones desde la 2.3 a 2.7 se obtuvieron los siguientes resultados.

Tabla 3.4 M@bt, Ea, N y Vp

M@bt	Ea	N (STB)	Vp (BBL)
1.10352030	0.930089122	4 142 365.452	6 243 565.32

La producción acumulada de petróleo del área delimitada para el arreglo hasta septiembre del 2020, el petróleo remanente en sitio y la presión actual estimada se evidencian en la tabla 3.5.

Tabla 3.5 Np, petróleo remanente y presión actual estimada

Np (STB)	Petróleo remanente (STB)	Presión actual estimada (psi)
2 514 230.80	1 628 134.65	1 781

Con los resultados obtenidos de las tablas 3.3 y 3.4 se estimaron valores de petróleo recuperado, agua producida, caudal de petróleo, tiempo estimado y factor de recobro al petróleo remanente en sitio para tres caudales de agua inyectada propuestos: 900, 1 200 y 1 500 STB/D.

Tabla 3.6 Resultados con Dyskra-Parsons (Iw=900 STB/D)

WOR	Cv	Np (STB)	Wp (STB)	Wo (BBL)	Wi (STB)	t (años)	Qo (STB/D)	FR (%)	Corte de agua (%)
0.1	0.23	165 329.9	16 533.0	171 943.1	177 227.5	0.54	839.58	10.2	8.5
0.2	0.3	215 647.7	26 596.6	224 273.7	236 198.1	0.72	767.94	13.2	15.6
0.5	0.42	301 906.8	69 726.1	313 983.1	363 168.3	1.11	611.43	18.5	31.2
1	0.54	388 165.9	155 985.2	403 692.6	533 268.0	1.62	456.40	23.8	46.7
2	0.67	481 613.3	342 879.9	500 877.8	810 990.0	2.47	302.83	29.6	62.3

5	0.82	589 437.2	881 999.2	613 014.6	1 454 910.1	4.43	150.70	36.2	77.9
10	0.89	639 755.0	1 385 177.3	665 345.2	2 006 995.2	6.11	82.03	39.3	85.0
25	0.95	682 884.5	2 463 416.0	710 199.9	3 127 154.2	9.52	34.65	41.9	89.9
50	0.97	697 261.0	3 182 241.8	725 151.5	3 859 953.4	11.75	17.66	42.8	91.6
100	0.98	704 449.3	3 901 067.6	732 627.2	4 585 765.9	13.96	8.91	43.3	92.5

Tabla 3.7 Resultados con Dysktra-Parsons (lw=1 200 STB/D)

WOR	Cv	Np (STB)	Wp (STB)	Wo (BBL)	Wi (STB)	t (años)	Qo (STB/D)	FR (%)	Corte de agua (%)
0.1	0.23	165 329.9	16 533.0	171 943.1	177 227.5	0.40	1119.44	10.2	8.5
0.2	0.3	215 647.7	26 596.6	224 273.7	236 198.1	0.54	1023.92	13.2	15.6
0.5	0.42	301 906.8	69 726.1	313 983.1	363 168.3	0.83	815.24	18.5	31.2
1	0.54	388 165.9	155 985.2	403 692.6	533 268.0	1.22	608.53	23.8	46.7
2	0.67	481 613.3	342 879.9	500 877.8	810 990.0	1.85	403.77	29.6	62.3
5	0.82	589 437.2	881 999.2	613 014.6	1 454 910.1	3.32	200.94	36.2	77.9
10	0.89	639 755.0	1 385 177.3	665 345.2	2 006 995.2	4.58	109.37	39.3	85.0
25	0.95	682 884.5	2 463 416.0	710 199.9	3 127 154.2	7.14	46.20	41.9	89.9
50	0.97	697 261.0	3 182 241.8	725 151.5	3 859 953.4	8.81	23.54	42.8	91.6
100	0.98	704 449.3	3 901 067.6	732 627.2	4 585 765.9	10.47	11.88	43.3	92.5

Tabla 3.8 Resultados con Dysktra-Parsons (lw=1 500 STB/D)

WOR	Cv	Np (STB)	Wp (STB)	Wo (BBL)	Wi (STB)	t (años)	Qo (STB/D)	FR (%)	Corte de agua (%)
0.1	0.23	165 329.9	16 533.0	171 943.1	177 227.5	0.32	1 399.30	10.2	8.5
0.2	0.3	215 647.7	26 596.6	224 273.7	236 198.1	0.43	1 279.90	13.2	15.6
0.5	0.42	301 906.8	69 726.1	313 983.1	363 168.3	0.66	1 019.05	18.5	31.2
1	0.54	388 165.9	155 985.2	403 692.6	533 268.0	0.97	760.66	23.8	46.7
2	0.67	481 613.3	342 879.9	500 877.8	810 990.0	1.48	504.72	29.6	62.3
5	0.82	589 437.2	881 999.2	613 014.6	1 454 910.1	2.66	251.17	36.2	77.9
10	0.89	639 755.0	1 385 177.3	665 345.2	2 006 995.2	3.67	136.71	39.3	85.0
25	0.95	682 884.5	2 463 416.0	710 199.9	3 127 154.2	5.71	57.75	41.9	89.9
50	0.97	697 261.0	3 182 241.8	725 151.5	3 859 953.4	7.05	29.43	42.8	91.6
100	0.98	704 449.3	3 901 067.6	732 627.2	4 585 765.9	8.38	14.86	43.3	92.5

En el Anexo 5 se graficó la curva Np vs WOR que muestra el comportamiento de la producción acumulada de petróleo como función de la relación agua-petróleo.

Los resultados obtenidos con el método de Dykstra-Parsons de las tablas 3.6, 3.7 y 3.8 reflejan que, a una mayor tasa de inyección de agua, el petróleo acumulado es recuperado en menor tiempo.

Posterior a los cálculos y estudio previo, se realizó una predicción de la producción de petróleo hasta el año 2030 utilizando la herramienta Decline Curve Analysis del software MBAL, con los datos de producción histórica de la arena “U” Inferior de los pozos que intervienen en el arreglo. La declinación presentó una tendencia exponencial, como se puede apreciar en el Anexo 6. Dicha curva se utilizó para constatar el comportamiento de la producción de petróleo a lo largo de los años sin aplicar un proyecto de recuperación secundaria.

En el Anexo 7 se aprecia un contraste de las curvas de declinación de producción de petróleo afectadas por los distintos caudales de inyección propuestos y el obtenido con la predicción (caso base), donde se observa un incremento importante en la tasa diaria de petróleo producido durante los primeros años de la inyección de agua.

3.2 Análisis técnico- económico

Como se mencionó con anterioridad, el punto primordial que determina la viabilidad del proyecto piloto es la evaluación económica y la generación de utilidades que cubran los costos reconocidos.

A partir de las tablas 3.6, 3.7 y 3.8 se realizó la proyección económica anual del proyecto hasta el límite económico definido previamente de 90% de corte de agua.

Tabla 3.9 Resultados de producción anual (Iw=900 STB/D)

Año	Producción sin inyección (BPA)	Producción con inyección (BPA)	Producción extra (BPA)
0			0
1	49 048.0	185 467.8	136 419.8
2	35 805.0	138 059.0	102 254.0
3	26 137.0	102 768.8	76 631.8
4	19 126.0	76 499.3	57 373.3
5	13 917.0	56 944.7	43 027.7
6	10 159.0	42 388.7	32 229.7
7	7 417.0	31 553.4	24 136.4
8	5 426.0	23 487.8	18 061.8

9	3 949.0	17 483.9	13 534.9
10	2 883.0	13 014.7	10 131.7

Tabla 3.10 Flujo de caja (lw=900 STB/D)

Año	Inversión (USD)	Costo de producción (USD)	Costo de inyección (USD)	Costo de mantenimiento (USD)	Ingresos (USD)	Utilidad (USD)	Utilidad acumulada (USD)
0	-1 782 000				0	-1 782 000.00	-1 782 000.00
1		2 046 297.48	262 800	300 000	4 774 694.11	2 165 596.64	383 596.64
2		1 533 810.67	262 800	300 000	3 578 891.56	1 482 280.89	1 865 877.53
3		1 149 476.46	262 800	300 000	2 682 111.73	969 835.28	2 835 712.81
4		860 599.34	262 800	300 000	2 008 065.13	584 665.79	3 420 378.60
5		645 416.21	262 800	300 000	1 505 971.16	297 754.95	3 718 133.54
6		483 445.27	262 800	300 000	1 128 038.96	81 793.69	3 799 927.23
7		362 046.05	262 800	300 000	844 774.12	-80 071.93	3 719 855.30
8		270 927.11	262 800	300 000	632 163.26	-201 563.85	3 518 291.45
9		203 023.76	262 800	300 000	473 722.11	-292 101.65	3 226 189.80
10		151 975.88	262 800	300 000	354 610.40	-360 165.49	2 866 024.31

Tabla 3.11 Indicadores financieros (lw=900 STB/D)

VAN	TIR
\$2,518,898.86	88%

Tabla 3.12 Resultados de producción anual (lw=1 200 STB/D)

Año	Producción sin inyección (BPA)	Producción con inyección (BPA)	Producción extra (BPA)
0			0
1	49 048.0	236 167.1	187 119.1
2	35 805.0	159 285.7	123 480.7
3	26 137.0	107 432.2	81 295.2
4	19 126.0	72 458.9	53 332.9
5	13 917.0	48 870.8	34 953.8
6	10 159.0	32 961.5	22 802.5
7	7 417.0	22 231.3	14 814.3
8	5 426.0	14 994.1	9 568.1

Tabla 3.13 Flujo de caja (lw=1 200 STB/D)

Año	Inversión (USD)	Costo de producción (USD)	Costo de inyección (USD)	Costo de mantenimiento (USD)	Ingresos (USD)	Utilidad (USD)	Utilidad acumulada (USD)
0	-1 782 000				0	-1 782 000.00	-1 782 000.00
1		2 806 786.57	350 400	300 000	6 549 168.67	3091982.10	1 309 982.10
2		1 852 210.93	350 400	300 000	4 321 825.51	1819214.58	3 129 196.68
3		1 219 427.48	350 400	300 000	2 845 330.78	975503.30	4 104 699.98
4		799 993.63	350 400	300 000	1 866 651.81	416258.18	4 520 958.16
5		524 306.67	350 400	300 000	1 223 382.22	48675.56	4 569 633.71
6		342 037.21	350 400	300 000	798 086.82	-194350.39	4 375 283.33
7		222 213.97	350 400	300 000	518 499.27	-354114.70	4 021 168.62
8		143 522.14	350 400	300 000	334 884.99	-459037.15	3 562 131.47

Tabla 3.14 Indicadores financieros (lw=1 200 STB/D)

VAN	TIR
\$3,254,381.49	130%

Tabla 3.15 Resultados de producción anual (lw=1 500 STB/D)

Año	Producción sin inyección (BPA)	Producción con inyección (BPA)	Producción extra (BPA)
0			0
1	49 048.0	282 240.5	233 192.5
2	35 805.0	172 541.8	136 736.8
3	26 137.0	105 479.8	79 342.8
4	19 126.0	64 482.9	45 356.9
5	13 917.0	39 420.2	25 503.2
6	10 159.0	24 098.7	13 939.7

Tabla 3.16 Flujo de caja (lw=1 500 STB/D)

Año	Inversión (USD)	Costo de producción (USD)	Costo de inyección (USD)	Costo de mantenimiento (USD)	Ingresos (USD)	Utilidad (USD)	Utilidad acumulada (USD)
0	-1 782 000				0	-1 782 000.00	-1 782 000.00
1		3 497 886.89	438 000	300 000	8 161 736.08	3 925 849.19	2 143 849.19
2		2 051 051.67	438 000	300 000	4 785 787.24	1 996 735.57	4 140 584.75
3		1 190 141.90	438 000	300 000	2 776 997.76	848 855.86	4 989 440.62
4		680 352.85	438 000	300 000	1 587 489.98	169 137.13	5 158 577.75

5		382 548.61	438 000	300 000	892 613.41	-227 935.19	4 930 642.56
6		209 096.04	438 000	300 000	487 890.77	-459 205.28	4 471 437.28

Tabla 3.17 Indicadores financieros (Iw=1 500 STB/D)

VAN	TIR
\$3,809,481.27	169%

Finalmente analizados los parámetros técnicos y económicos, se pudo realizar la siguiente observación respecto a los resultados obtenidos de Np y factor de recobro en el área de estudio del campo Parahuacu, mostrados en las tablas 3.18 y 3.19, para un caudal de inyección de 1 500 STB/D durante los primeros 4 años.

Tabla 3.18 Np del área de estudio

Np actual (STB)	Np caso base (STB)	Np con secundaria (STB)	Np incremental (STB)
2 514 230.80	2 644 346.80	3 138 975.69	494 628.89

Tabla 3.19 Factor de recobro en el área de estudio

FR actual (%)	FR caso base (%)	FR con secundaria (%)	FR incremental (%)
60.7	63.8	75.8	12

3.3 Resultados con Buckley-Leverett

Adicionalmente, analizando el método de Buckley-Leverett y la construcción de las curvas de flujo fraccional para cada pozo que se aprecian en el Anexo 8, se obtuvieron los siguientes parámetros.

Tabla 3.20 Parámetros de saturación y flujo fraccional por pozo del campo Parahuacu

Parámetros	POZOS			
	PRH-002	PRHA-020	PRHA-024	PRHA-040
Swbt	0.62	0.62	0.54	0.59
Swp	0.67	0.67	0.63	0.66
fwbt	0.87	0.87	0.61	0.8
$\left(\frac{\partial fw}{\partial Sw}\right)_{Swx}$	2.60	2.60	4.33	2.86

Los datos de áreas seccionales son los plasmados en la tabla 3.21.

Tabla 3.21 Áreas seccionales por pozo del campo Parahuacu.

Pozo	Áreas seccionales (ft ²)
PRHA-024	1 217.43213
PRHA-040	2 037.69143
PRHA-020	5 040.60675
PRH-002	8 663.2016

Antes de proceder a realizar los cálculos de la inyección se obtuvo el caudal de agua que debe recibir cada pozo productor, para lo cual se determinó un promedio de permeabilidad de las 2 capas apreciables en los registros entre cada pozo productor e inyector.

Utilizando la definición de capacidad de flujo se realizó una distribución porcentual del caudal de agua inyectado (1 500 STB/D) que se propagó directamente desde el pozo inyector hacia cada uno de los pozos productores.

Tabla 3.22 Cálculo del caudal de inyección por pozo del campo Parahuacu.

Pozo	K (mD) Capa 1	K (mD) Capa 2	K (mD) Promedio	$\sum Kh$	% Kh	Iw (STB/D)
PRHA-020	245	625	435	16087.5	0.25687646	385.31
PRHA-024	207.5	610	408.75		0.1016317	152.45
PRHA-040	350	490	420		0.15664336	234.97
PRH-002	225	555	390		0.48484848	727.27

Con esta información se presenta a continuación los resultados de W_i , N_p , eficiencia de desplazamiento y tiempo para cada pozo antes y al momento de la ruptura.

Tabla 3.23 Resultados etapa inicial y en la ruptura del pozo PRH-002

X (pies)	W_i (bbl)	N_p (STB)	W_p STB	ED	T (días)	T (años)
0.00	0.00	0.00	0.00	0.56	0.00	0.00
150.00	16 022.09	16 823.19	0.00	0.56	20.59	0.06
300.00	32 044.17	33 646.38	0.00	0.56	41.18	0.11
450.00	48 066.26	50 469.57	0.00	0.56	61.77	0.17
600.00	64 088.35	67 292.76	0.00	0.56	82.36	0.23
750.00	80 110.43	84 115.96	0.00	0.56	102.95	0.28
900.00	96 132.52	100 939.15	0.00	0.56	123.53	0.34
3039.80	324 692.57	340 927.20	0.00	0.56	417.25	1.14

Tabla 3.24 Resultados etapa inicial y en la ruptura del pozo PRHA-020

X (pies)	Wi (bbl)	Np (STB)	Wp (STB)	ED	T (días)	T (años)
0.00	0.00	0.00	0.00	0.56	0.00	0.00
150.00	6 680.99	7 115.26	0.00	0.56	16.20	0.04
300.00	13 361.99	14 230.52	0.00	0.56	32.41	0.09
450.00	20 042.98	21 345.78	0.00	0.56	48.61	0.13
600.00	26 723.98	28 461.04	0.00	0.56	64.82	0.18
750.00	33 404.97	35 576.29	0.00	0.56	81.02	0.22
900.00	40 085.97	42 691.55	0.00	0.56	97.23	0.27
2 144.69	95 524.19	101 733.26	0.00	0.56	231.69	0.63

Tabla 3.25 Resultados etapa inicial y en la ruptura del pozo PRHA-024

X (pies)	Wi (bbl)	Np (STB)	Wp (STB)	ED	T (días)	T (años)
0.00	0.00	0.00	0.00	0.31	0.00	0.00
150.00	878.11	614.68	0.00	0.31	5.38	0.01
300.00	1 756.22	1 229.36	0.00	0.31	10.77	0.03
450.00	2 634.34	1 844.04	0.00	0.31	16.15	0.04
600.00	3 512.45	2 458.71	0.00	0.31	21.53	0.06
750.00	4 390.56	3 073.39	0.00	0.31	26.92	0.07
900.00	5 268.67	3 688.07	0.00	0.31	32.30	0.09
1 162.11	6 803.07	4 762.15	0.00	0.31	41.71	0.11

Tabla 3.26 Resultados etapa inicial y en la ruptura del pozo PRHA-040

X (pies)	Wi (bbl)	Np (STB)	Wp (STB)	ED	T (días)	T (años)
0.00	0.00	0.00	0.00	0.49	0.00	0.00
150.00	2 362.49	2 083.40	0.00	0.49	9.40	0.03
300.00	4 724.98	4 166.81	0.00	0.49	18.79	0.05
450.00	7 087.46	6 250.21	0.00	0.49	28.19	0.08
600.00	9 449.95	8 333.61	0.00	0.49	37.59	0.10
750.00	11 812.44	10 417.02	0.00	0.49	46.98	0.13
900.00	14 174.93	12 500.42	0.00	0.49	56.38	0.15
1 605.15	25 281.00	22 294.51	0.00	0.49	100.56	0.28

Posterior a la ruptura se tomó como parámetro de análisis al límite económico del proyecto, que representa en términos de flujo fraccional un valor aproximado de 0.98.

Así bien, se realizaron los cálculos en base al punto mencionado y siguiendo el procedimiento descrito en la metodología.

A continuación, se muestran los parámetros obtenidos al nuevo punto.

Tabla 3.27 Parámetros de saturación y flujo fraccional por pozo luego de la ruptura del campo Parahuacu

Parámetros	POZOS			
	PRH-002	PRHA-020	PRHA-024	PRHA-040
Swbt2	0.70	0.70	0.70	0.70
Swp2	0.725	0.73	0.725	0.73
fwbt2	0.98	0.98	0.98	0.98
$\left(\frac{\partial fw}{\partial Sw}\right)_{Swx2}$	0.80	0.67	0.8	0.67

Se expone a continuación los resultados de Wi, Np, Wp, eficiencia de desplazamiento, tiempo de inyección y RAP para cada pozo luego de la ruptura.

Tabla 3.28 Resultados luego de la ruptura de los pozos

POZO	Wi (bbl)	ΔNp (STB)	$\Delta Np+Np$ (STB)	Wp (STB)	ED	T (días)	T (años)	RAP
PRH-002	1 055 250.86	85 231.80	426 159.00	374761.99	0.633	1356.05	3.72	50.96
PRHA-020	372 544.35	26 269.15	128 002.42	112 807.82	0.64	903.61	2.48	50.96
PRHA-024	36 849.94	5 244.03	10 006.18	7 246.01	0.49	225.91	0.62	50.96
PRHA-040	108 347.15	9 723.46	32 017.97	26 394.85	0.59	430.95	1.18	50.96

Complementario al procedimiento, se realizó una comparación gráfica del comportamiento de la producción mediante el método Buckley-Leverett con la producción del caso base hasta el año 2030, presente en el Anexo 9.

3.4 Comportamiento de la presión de reservorio con MBAL

Tomando como referencia los resultados obtenidos con Dykstra-Parsons para el caudal de inyección de 1 500 STB/D, se estimó el comportamiento de la presión del reservorio para cada pozo productor del arreglo influenciado por la inyección de agua.

De acuerdo con la predicción realizada los pozos registran un incremento de la presión del reservorio, como se aprecia en la figura 3.4 existe un aumento de la presión de 1 781 psi a 1 834.3 psi en el pozo PRH-002 y de 1 781 psi a 1 791.9 en el pozo PRHA-020, figura 3.5; los pozos PRHA-024 y PRHA-040 evidencian un incremento a 1 814.02 psi y 1 813.45 psi, respectivamente. Se menciona que los valores de las presiones presentadas corresponden a la fecha de 16 de octubre del 2026

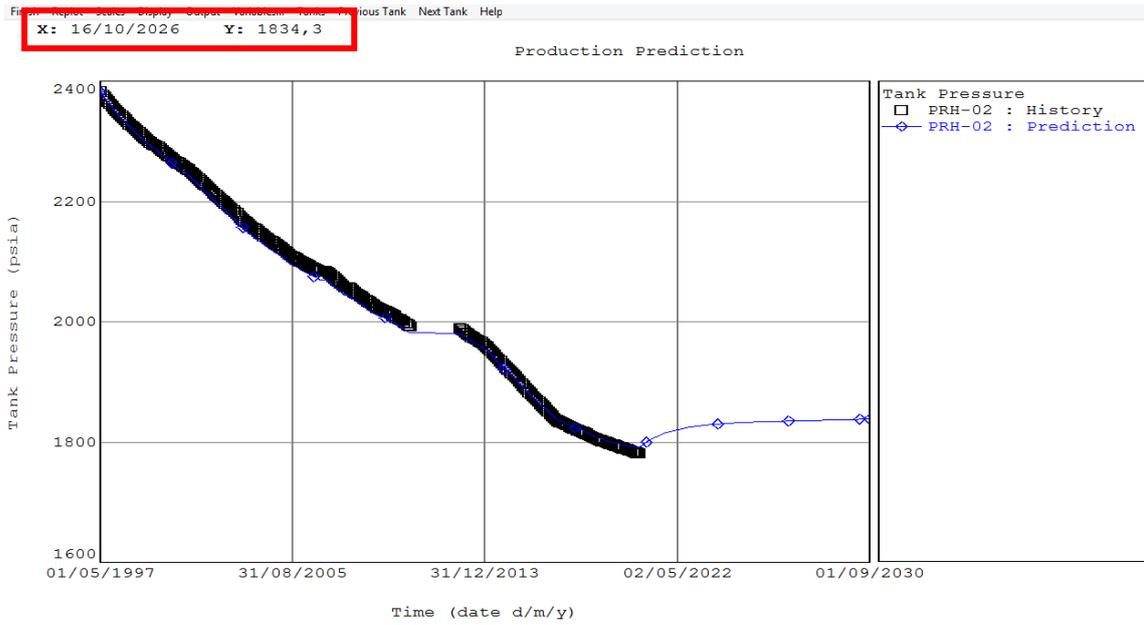


Figura 3.4 Comportamiento de la presión de reservorio del PRH-002

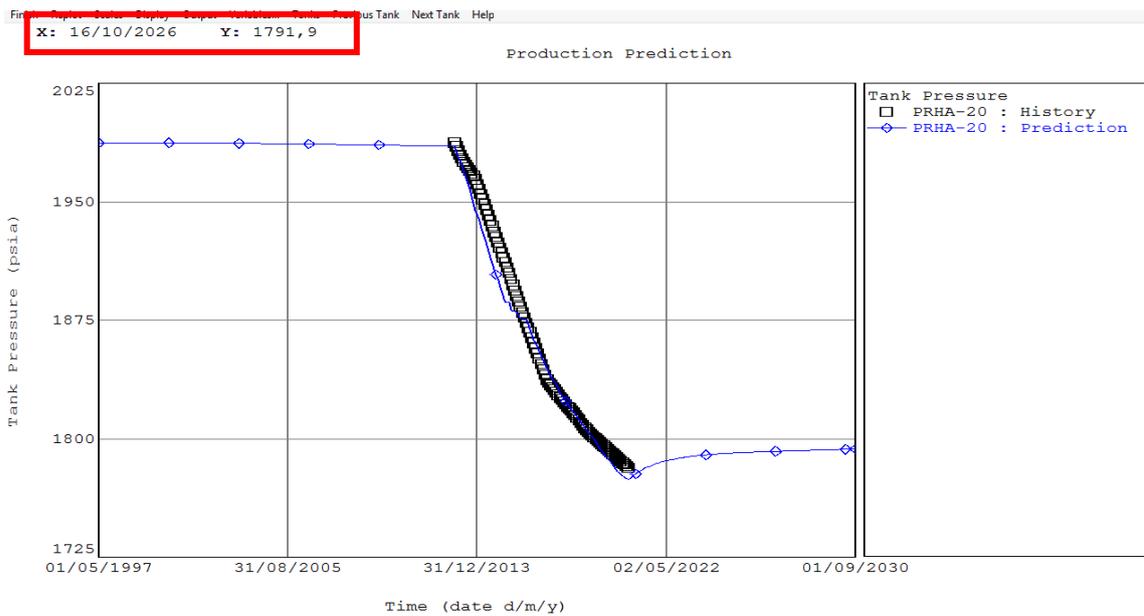


Figura 3.5 Comportamiento de la presión de reservorio del PRHA-020

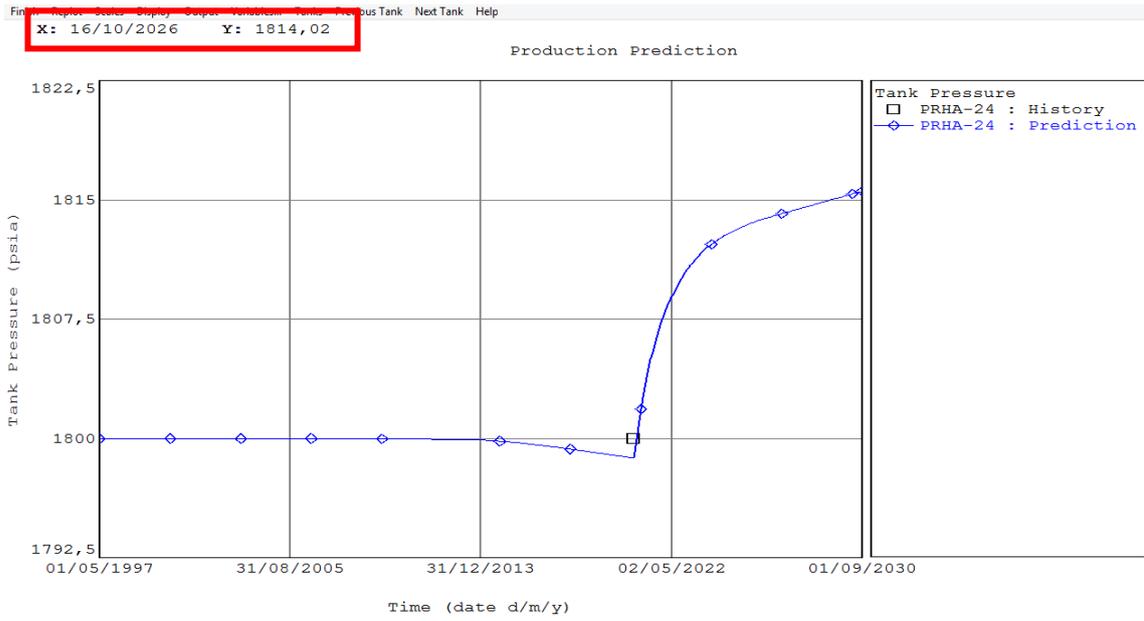


Figura 3.6 Comportamiento de la presión de reservorio del PRHA-024

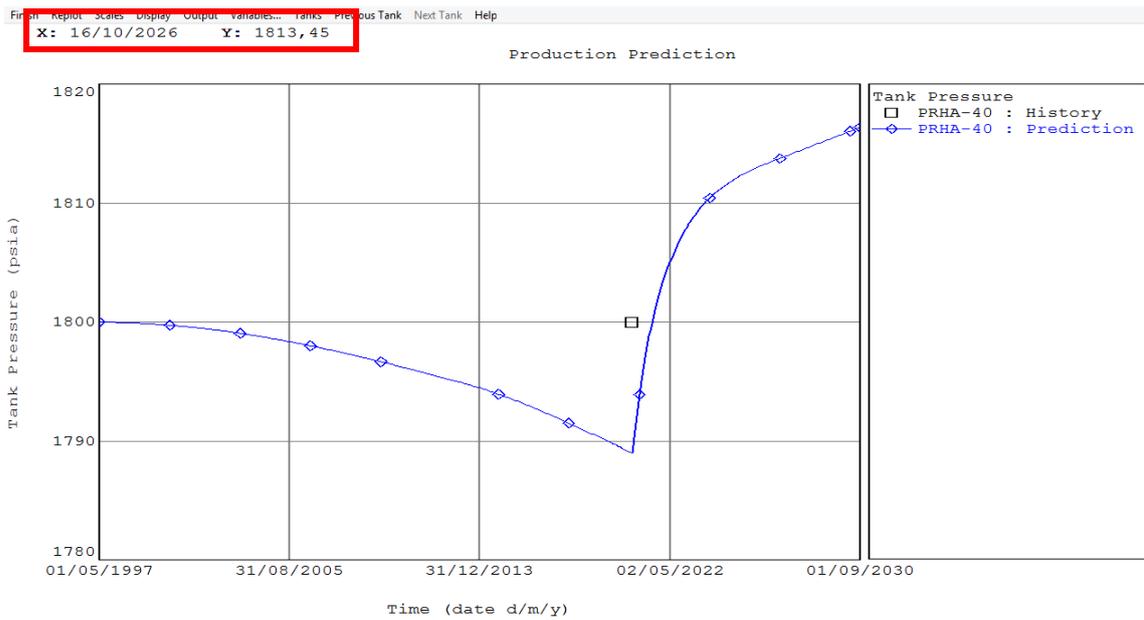


Figura 3.7 Comportamiento de la presión de reservorio del PRHA-040

CAPÍTULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

- Se evidencia una mejora del rendimiento de la producción de los pozos que intervienen en el arreglo, apreciado por los resultados de factor de recobro y valores de producción acumulada a cuatro años de la intervención en el área obtenidos con el método de Dykstra-Parsons.
- Los resultados arrojados por Dykstra-Parsons para el caudal de inyección de agua de 1 500 STB/D, tomado como el valor principal de análisis en el estudio, son positivos durante los primeros años de la implementación del proyecto, pero presentan una tendencia acelerada de la declinación de producción.
- Por otro lado, el análisis económico brinda resultados favorables para el proyecto piloto de inyección de agua, pues su inversión inicial de \$1,782,000 es recuperada en el primer año. Agregando el hecho de que, para el cuarto año la utilidad acumulada será de \$5,158,577.75. Por lo tanto, los resultados obtenidos durante el desarrollo del estudio piloto demuestran que el proyecto es potencialmente viable y económicamente rentable.
- Los tiempos de ruptura obtenidos con la metodología de Buckley-Leverett son de carácter referencial puesto que pueden variar debido a factores estratigráficos, sin embargo, brindan una noción del orden en el que sucederá la invasión del agua de inyección a cada pozo productor.
- La curva de declinación de producción construida con los resultados de Buckley-Leverett muestra una tendencia más optimista que la obtenida con DP, pero debido a las limitaciones que presenta dicho método en el que se idealiza las condiciones del yacimiento como homogéneas, no fue sujeta a un análisis económico.
- El comportamiento de las presiones del reservorio simulado con el software MBAL durante la inyección de agua muestran un ligero incremento, desde la presión estimada actual de 1 781 psi a la obtenida a octubre del 2026 de 1 814.75 psi, demostrando que la inyección de agua logra gestionar y cambiar la

tendencia que presentaba originalmente las presiones de reservorio a continuar disminuyendo.

Recomendaciones

- Debido a las limitaciones que presentan los modelos analíticos, se recomienda realizar el estudio de recuperación secundaria mediante un modelo de simulación numérica, que permitirá modelar el yacimiento “U” Inferior del campo Parahuacu en base a su heterogeneidad, cambio de saturaciones, cambio de presiones, y así, cotejar de manera efectiva la producción de los pozos.
- Plantear un nuevo desarrollo del análisis económico, tomando en cuenta el constante cambio del precio del barril de petróleo, costos de producción e inyección de agua.
- El presente trabajo no se enfocó en determinar las fuentes para el abastecimiento de agua requerida en la inyección, por lo que, se recomienda realizar un estudio que determine las fuentes principales, un análisis de las propiedades fisicoquímicas y costos adicionales para su tratamiento.
- Si se considera la implementación del presente proyecto, verificar la veracidad de los datos petrofísicos utilizados y la posibilidad de obtener núcleos de la arena de interés; si no es el caso, se pueden utilizar núcleos de pozos vecinos o campos cercanos.

BIBLIOGRAFÍA

- Ahmed, T. (2018). *Reservoir Engineering*. Gulf Professional Publishing.
- Ayala, N. (2018). *Estudio de prefactibilidad de implementación de recuperación secundaria por inyección de agua a la arena T inferior en el pozo Parahuacu 22D del campo Parahuacu*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Córdova, D. (2016). *Proyecto de inyección de agua de formación para incrementar el factor de recuperación en un campo X de la Amazonía ecuatoriana*. Quito: Universidad Tecnológica Equinoccial.
- Kharghoria, A., Garcia, J., AlRasheedi, K., Al-Rabah, A., Sanwoolu, A., & Husain, H. (2018). *Assessment of Waterflood Performance in a Heterogeneous Heavy Oil Field*. Society of Petroleum Engineers.
- León, J. (2017). *Evaluación de proyectos de desarrollo de campos petroleros utilizado en opciones reales*. Retrieved from Biblioteca Digital CESA: https://repository.cesa.edu.co/bitstream/handle/10726/1716/MFC_00628.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Mete, M. (2014). Valor Actual Neto y Tasa Interna de Retorno: Su utilidad como herramientas para el análisis y evaluación de proyectos de inversión. *Fides Et Ratio*, 7: (67-85).
- Moix, R. (2014). *Evaluación Económica de Proyectos Petroleros*. Bogotá: HIPERGRAPH.
- Paris de Ferrer, M. (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*. Maracaibo: Astro Data S.A.
- Petroleum Experts Ltd. (2020). *Petroleum Experts*. Retrieved from MBAL: Analytical reservoir engineering toolkit: <https://www.petex.com/products/ipm-suite/mbal/>
- Phade, A. (2008). *Reservoir Pressure Management Using Waterflooding: A Case Study*. Society of Petroleum Engineers.
- Rivera, L. (2015). *Apuntes de Recuperación Secundaria y Mejorada*. México D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Smith, J. T., & Cobb, W. M. (1997). *Waterflooding*. Dallas: Midwest Office of the Petroleum Technology Transfer Council.

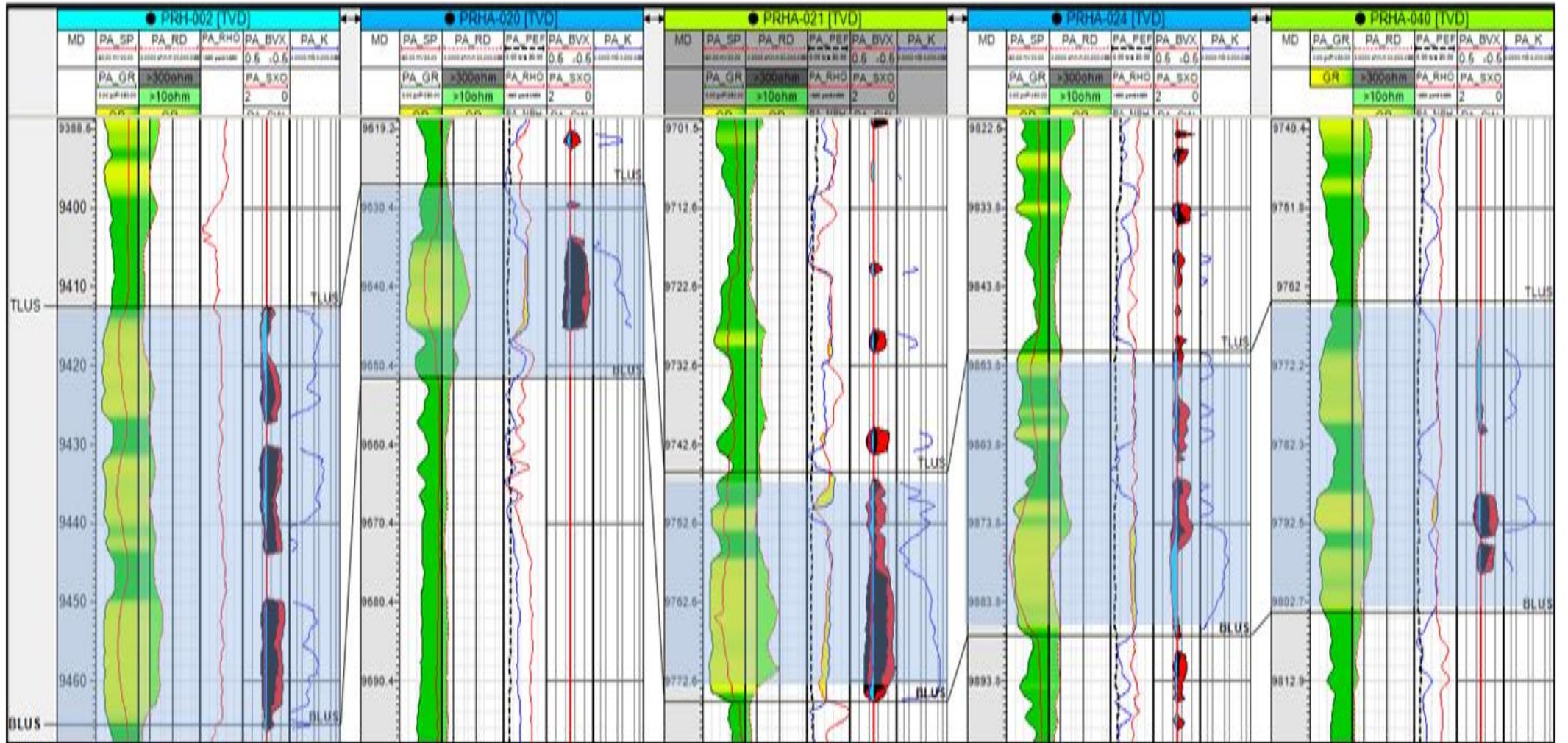
Soto, R., Pérez, O., Soto, D., & Montiel, E. (2009). *A New Approach to Improve Waterflood Predictions After Breakthrough: Field Case, Maracaibo Lake, Venezuela*. Cartagena: Society of Petroleum Engineer.

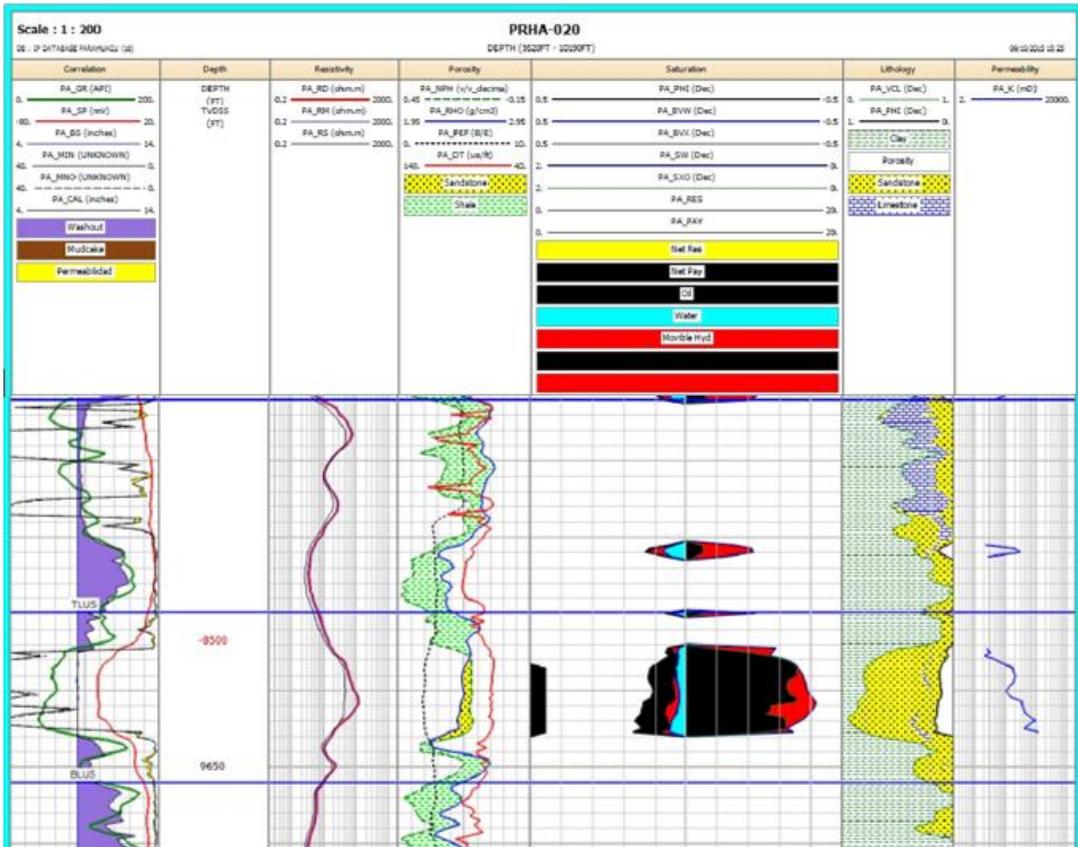
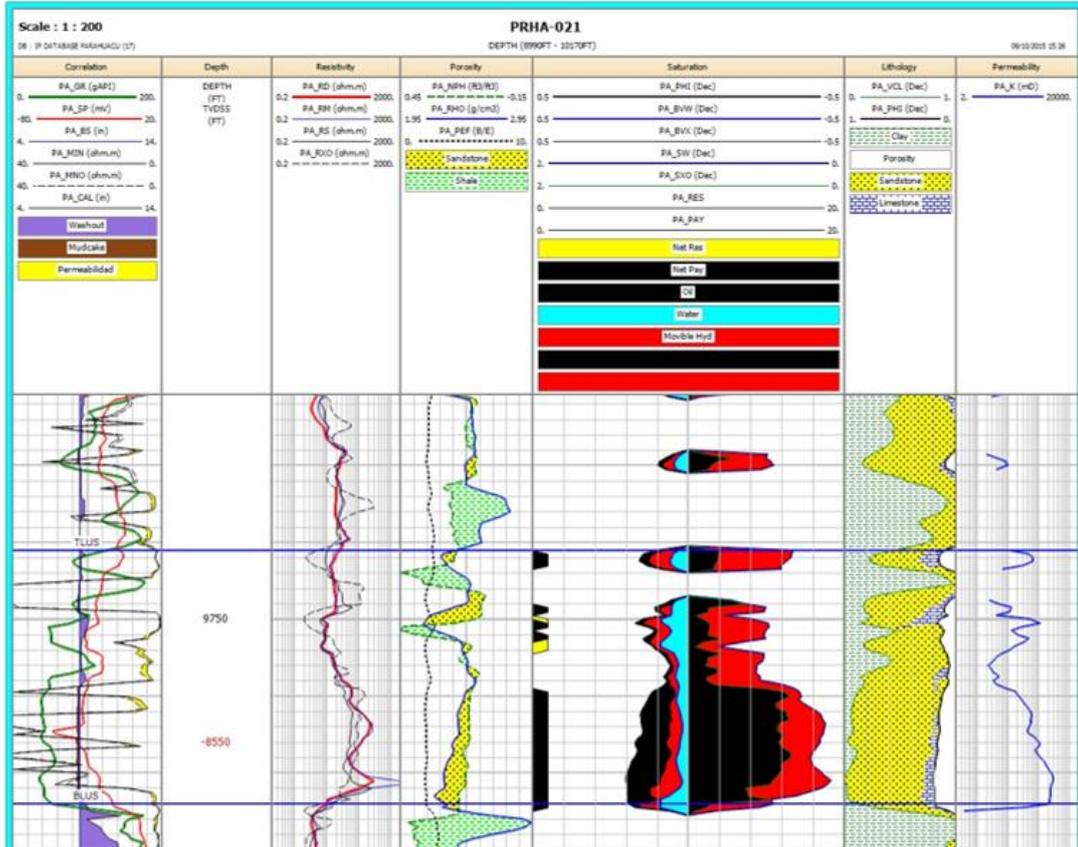
Valencia, R. (2012). *Recuperación secundaria por inyección de agua*. Quito: Escuela Superior Politécnica Nacional.

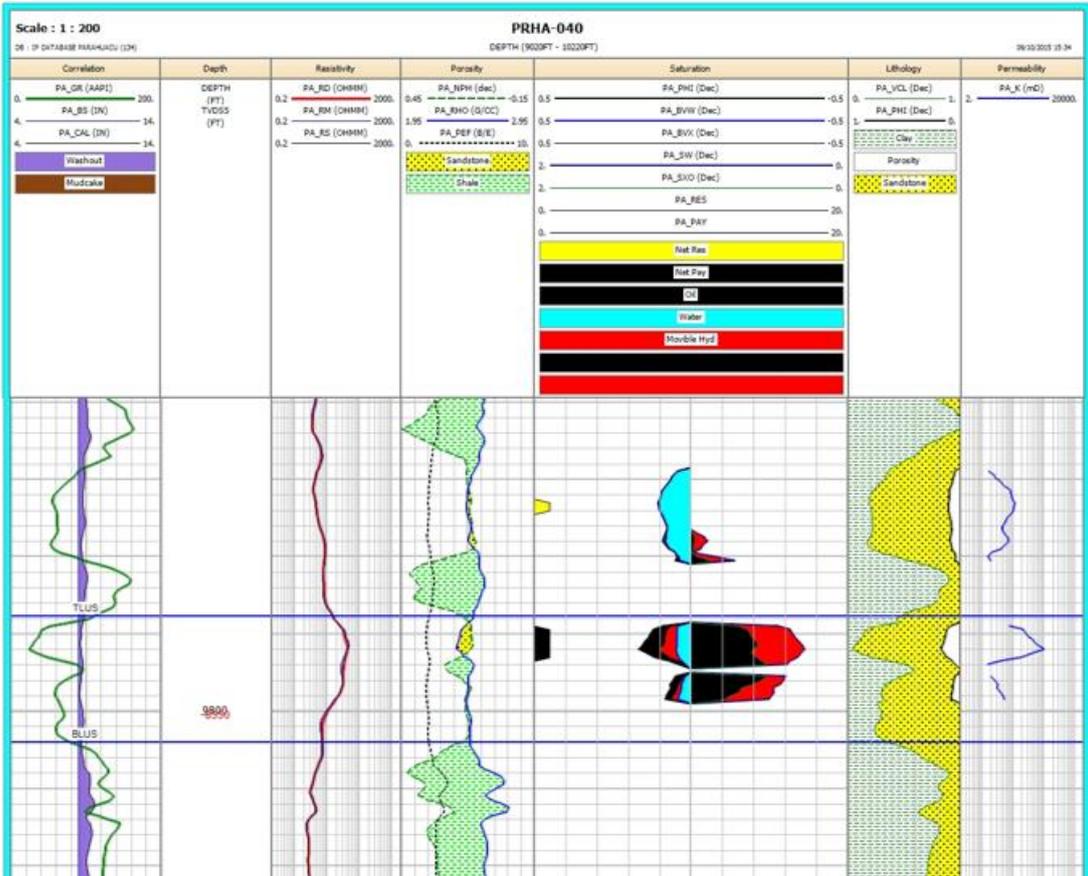
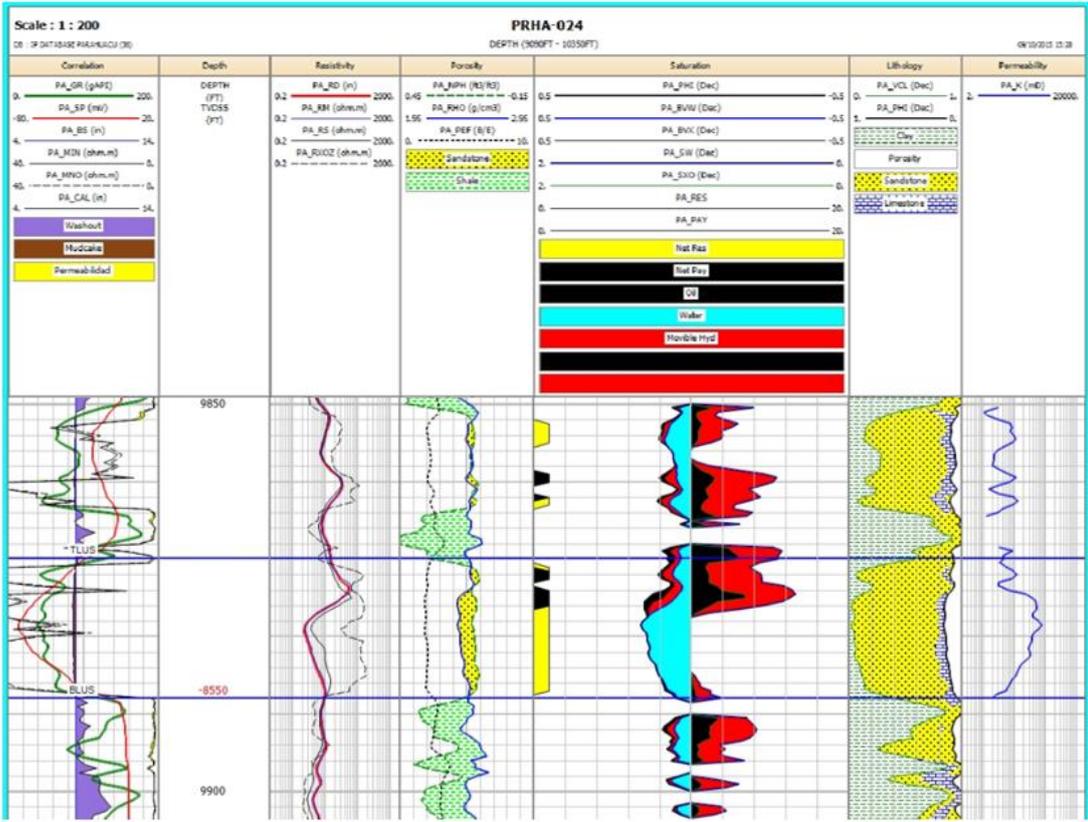
Wang, Y., Hou, J., Tang, Y., Song, Z., & You, Z. (2018). Application of modified Dykstra-Parsons method to natural bottom-water. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 10.

ANEXOS

ANEXO N°1
REGISTROS ELÉCTRICOS DE PRH-002, PRHA-021,
PRHA-020, PRHA-024 Y PRHA-040







ANEXO N°2
DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO PRHA-021



DIAGRAMA DEL POZO

Código:	2504
Revisión:	
Fecha:	06-Feb-18
Elaborado por:	ING. JAIRO BOLAÑOS
Revisado por:	ASISTENTE DE PERFORACIÓN
Aprobado por:	JEFE DE PERFORACIÓN

Distribución: Intranet

EQUIPO	FECHA	COMPLETACION	POZO	WO	ARENA
E&A 12	03-Feb-18	PUNTA LIBRE	TIPO "S"	4	U inf

RTE: 898.60 PIES
 GLÉ: 862.00 PIES
 MR: 36.60 PIES

11" x 3 1/2" x 5M PSI
 CABEZAL ELECTRICO
 MUTIBOWL

PRHA - 021

W.O - 04

FECHA DE PERFORACION: 01-Mar-13

FECHA DE COMPLETACION: 09-Mar-13

W.O N° 01 14-Sep-14

W.O N° 02 11-Mar-15

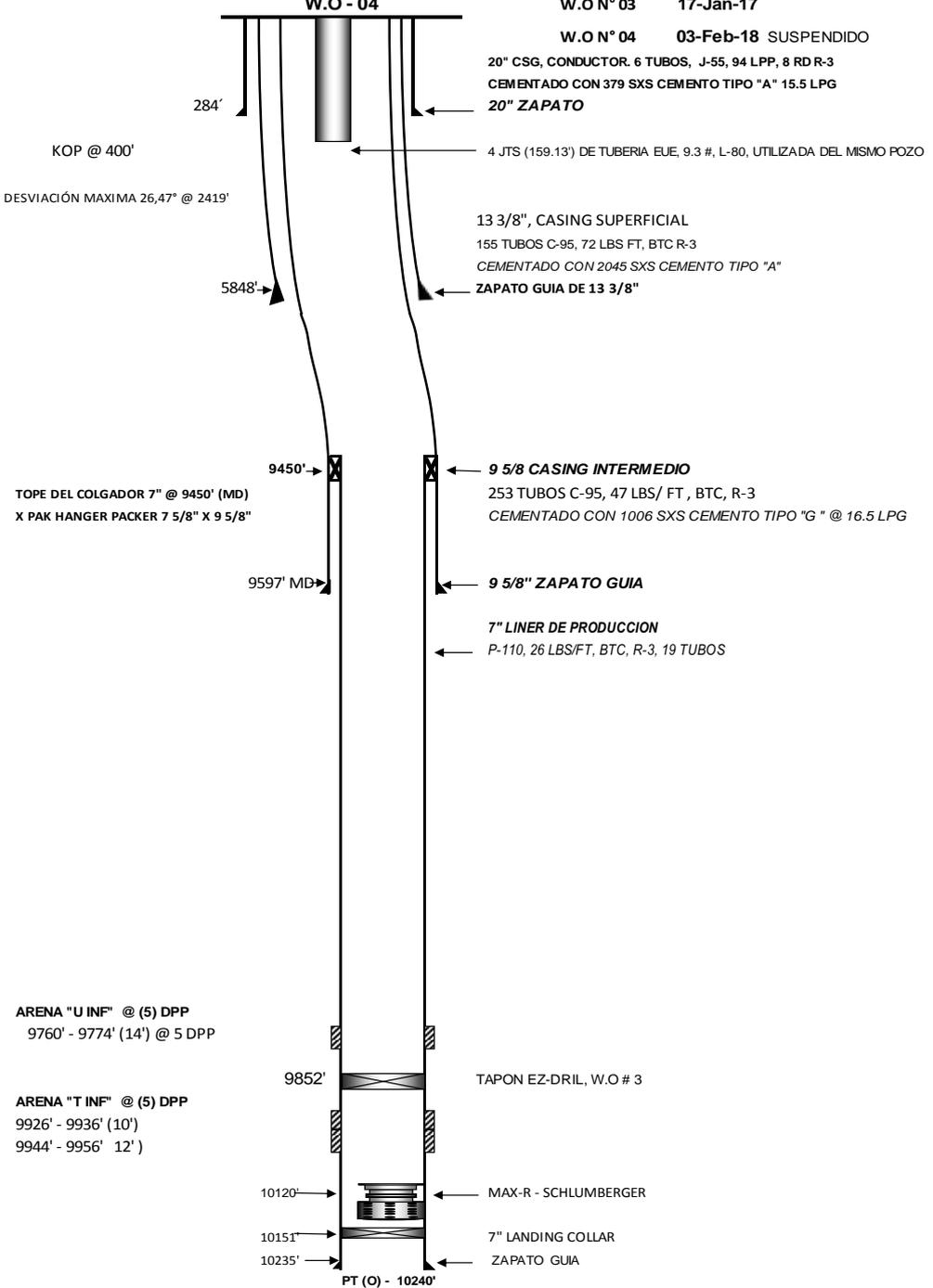
W.O N° 03 17-Jan-17

W.O N° 04 03-Feb-18 SUSPENDIDO

20" CSG, CONDUCTOR. 6 TUBOS, J-55, 94 LPP, 8 RDR-3
 CEMENTADO CON 379 SXS CEMENTO TIPO "A" 15.5 LPG
 20" ZAPATO

4 JTS (159.13') DE TUBERIA EJE, 9.3 #, L-80, UTILIZADA DEL MISMO POZO

13 3/8", CASING SUPERFICIAL
 155 TUBOS C-95, 72 LBS FT, BTC R-3
 CEMENTADO CON 2045 SXS CEMENTO TIPO "A"
 ZAPATO GUIA DE 13 3/8"



TOPE DEL COLGADOR 7" @ 9450' (MD)
 X PAK HANGER PACKER 7 5/8" X 9 5/8"

ARENA "U INF" @ (5) DPP
 9760' - 9774' (14') @ 5 DPP

ARENA "T INF" @ (5) DPP
 9926' - 9936' (10')
 9944' - 9956' (12')

9 5/8" CASING INTERMEDIO
 253 TUBOS C-95, 47 LBS/ FT, BTC, R-3
 CEMENTADO CON 1006 SXS CEMENTO TIPO "G" @ 16.5 LPG

9 5/8" ZAPATO GUIA

7" LINER DE PRODUCCION
 P-110, 26 LBS/FT, BTC, R-3, 19 TUBOS

TAPON EZ-DRIL, W.O # 3

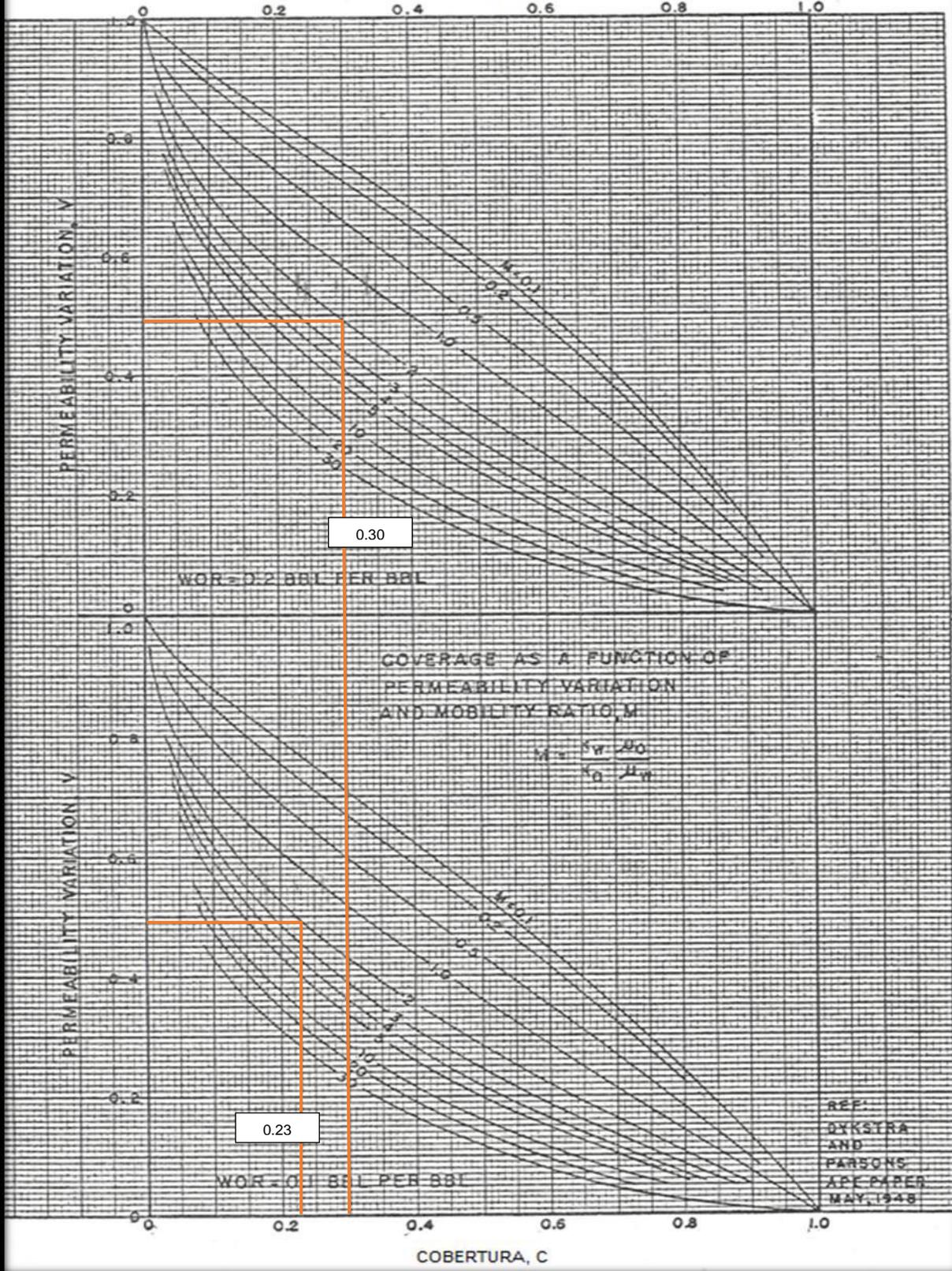
MAX-R - SCHLUMBERGER

7" LANDING COLLAR

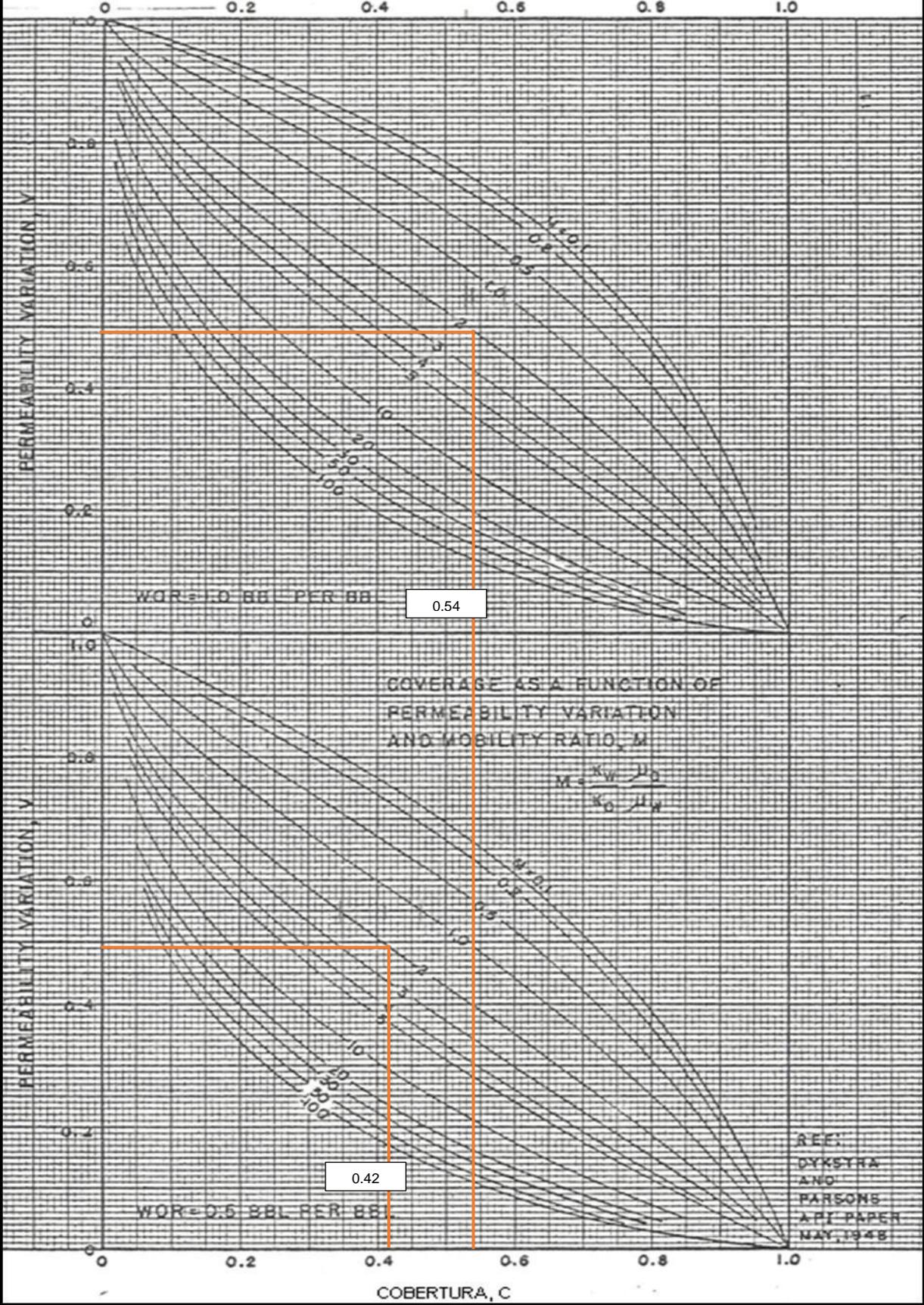
ZAPATO GUIA

ANEXO N°3
GRÁFICOS DE DYKSTRA-PARSONS

PREDICCIÓN DE RECUPERACION DE PETROLEO POR INUNDACION DE AGUA



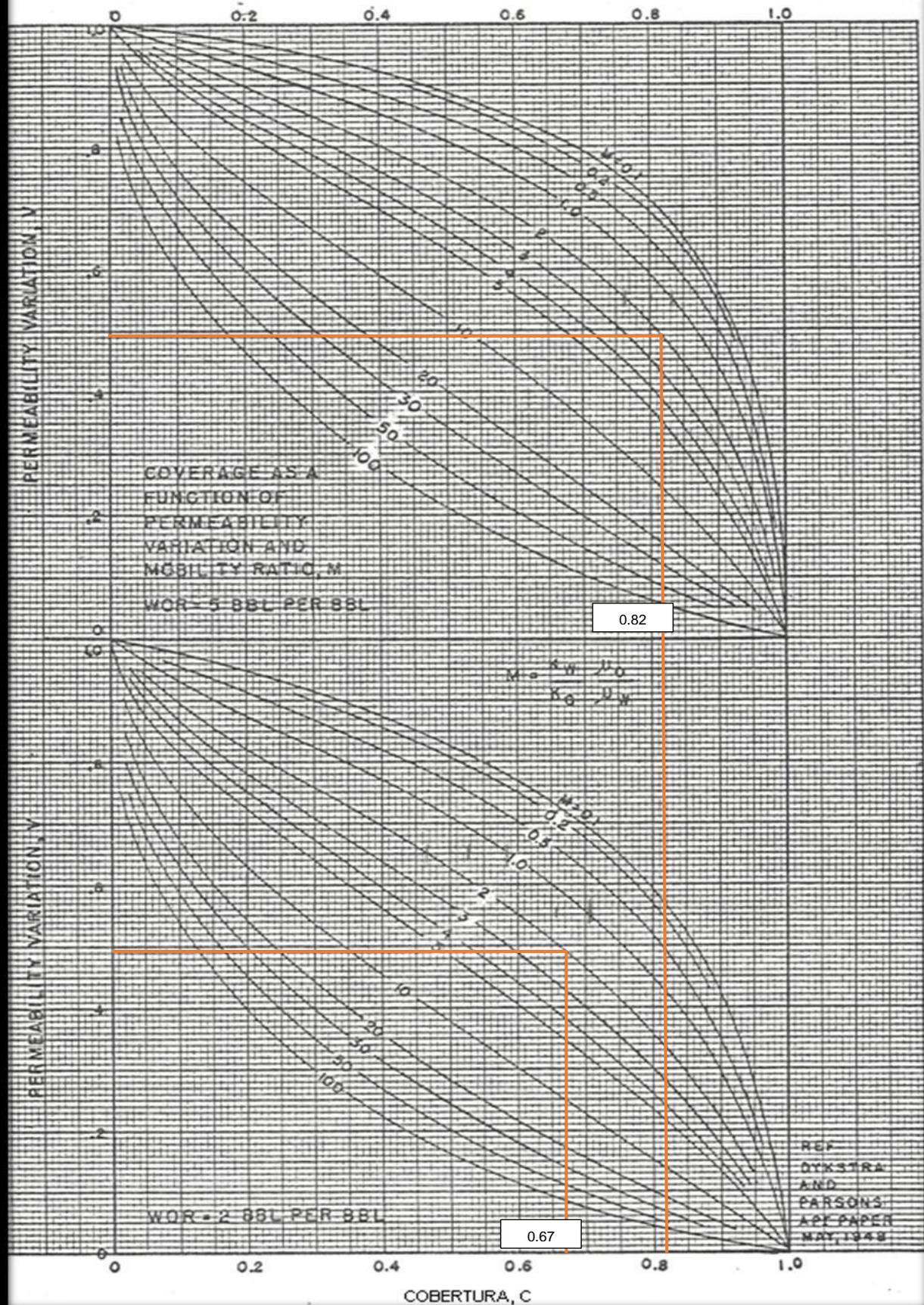
PREDICCIÓN DE RECUPERACION DE PETROLEO POR INUNDACION DE AGUA



0.54

0.42

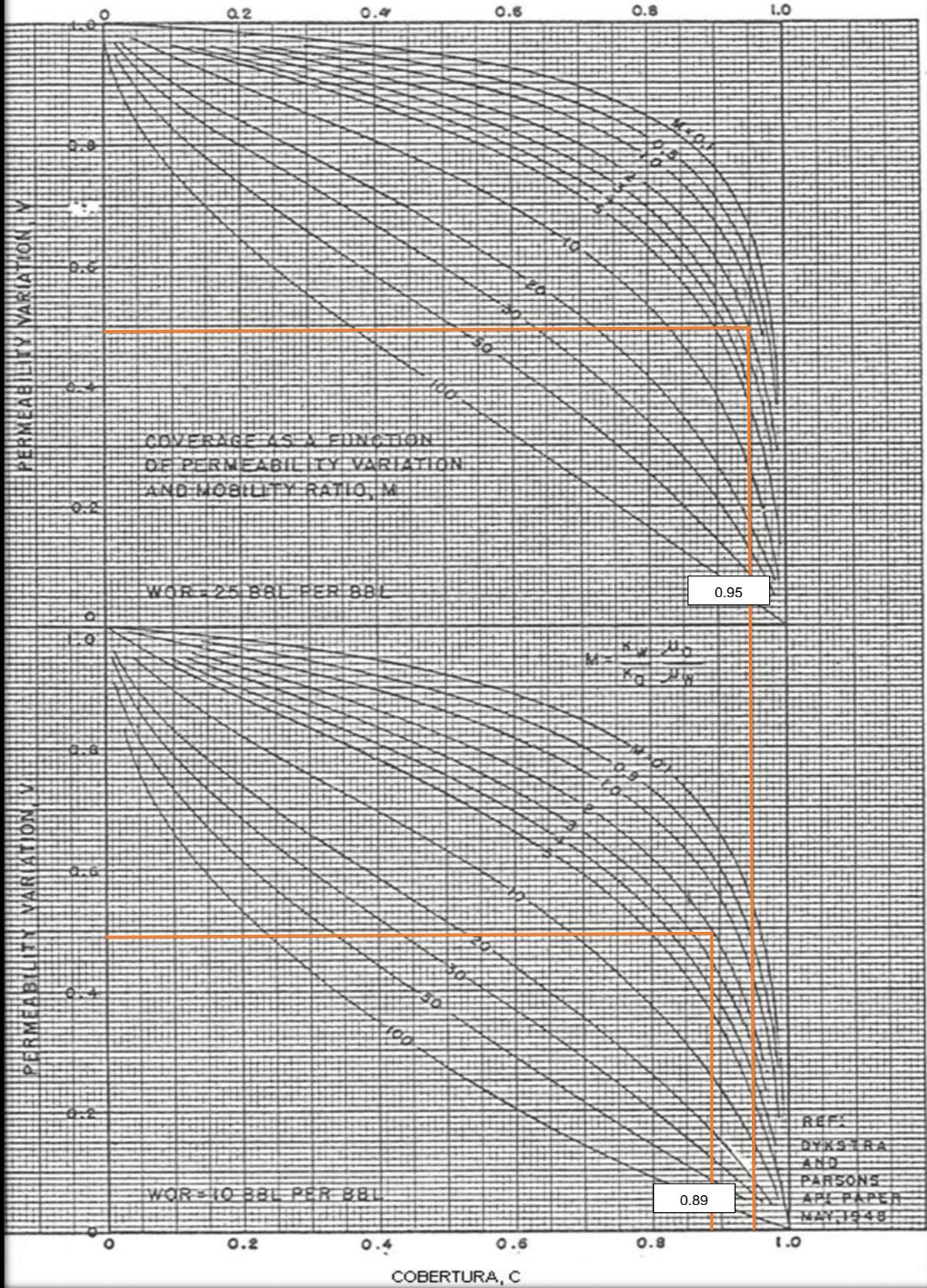
PREDICCIÓN DE RECUPERACIÓN DE PETROLEO POR INUNDACIÓN DE AGUA



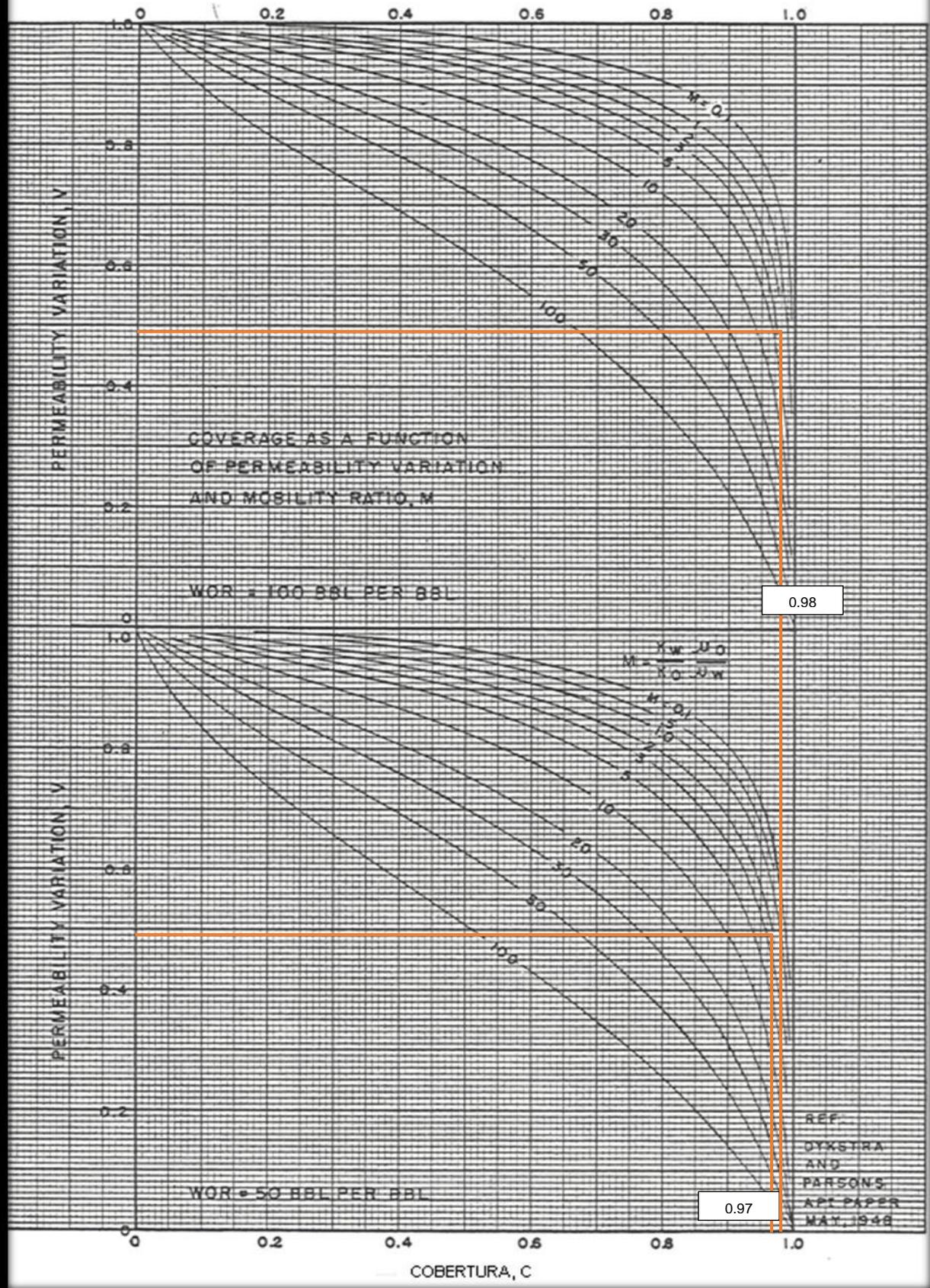
0.82

0.67

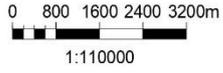
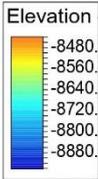
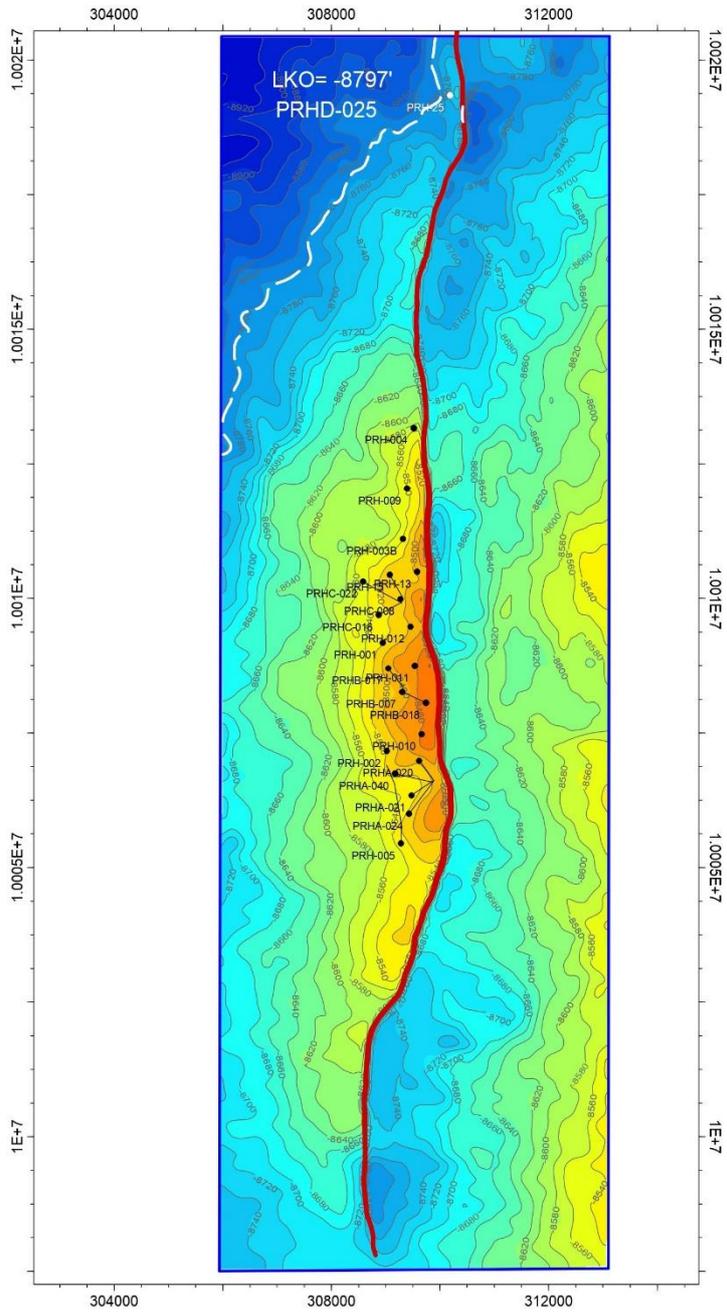
PREDICCIÓN DE RECUPERACIÓN DE PETROLEO POR INUNDACIÓN DE AGUA



PREDICCIÓN DE RECUPERACIÓN DE PETROLEO POR INUNDACIÓN DE AGUA



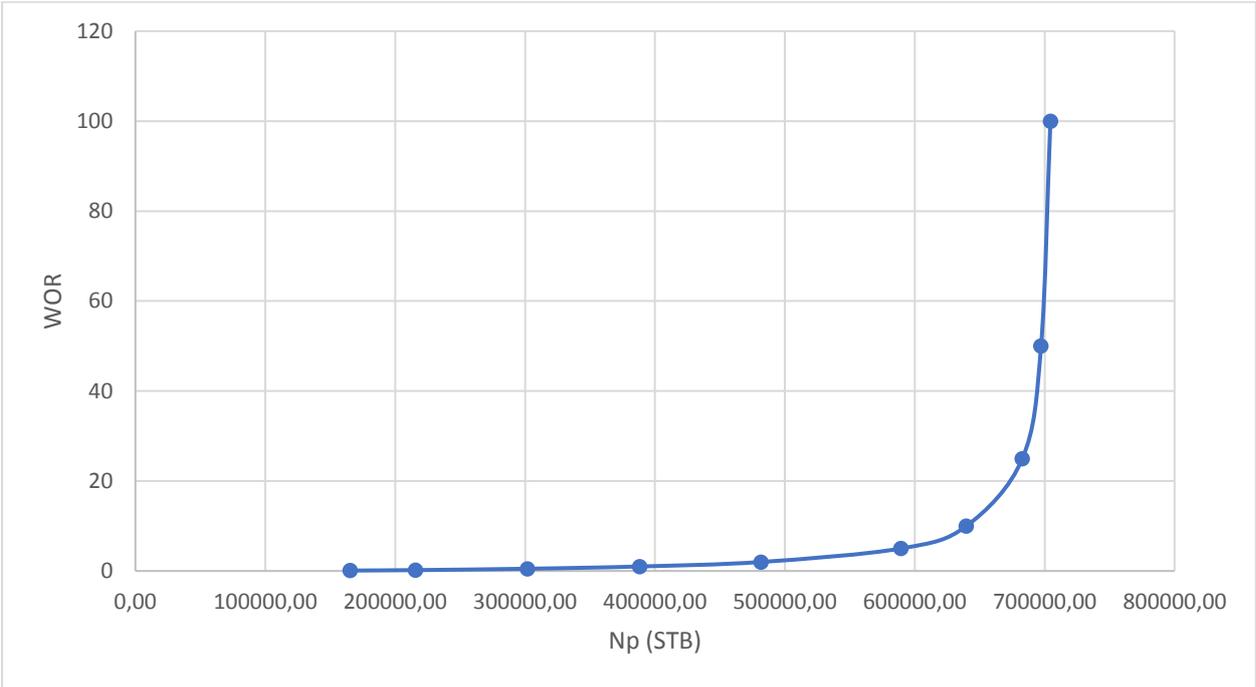
ANEXO N°4
MAPA ESTRUCTURAL ARENA U Inferior



ACTIVO:		
BLOQUE 57		
CAMPO PARAHUACU		
MAPA ESTRUCTURAL EN PROFUNDIDAD		
TOPE ARENISCA U INFERIOR		
IC:20'		
ACTIVO:	ESCALA:	FECHA:
LAGO AGRIO	1:110000	30-SEPT-2018
DATUM H:	DATUM V:	PROYECCION:
PSAD - 1956	NMCM	UTM - 18S

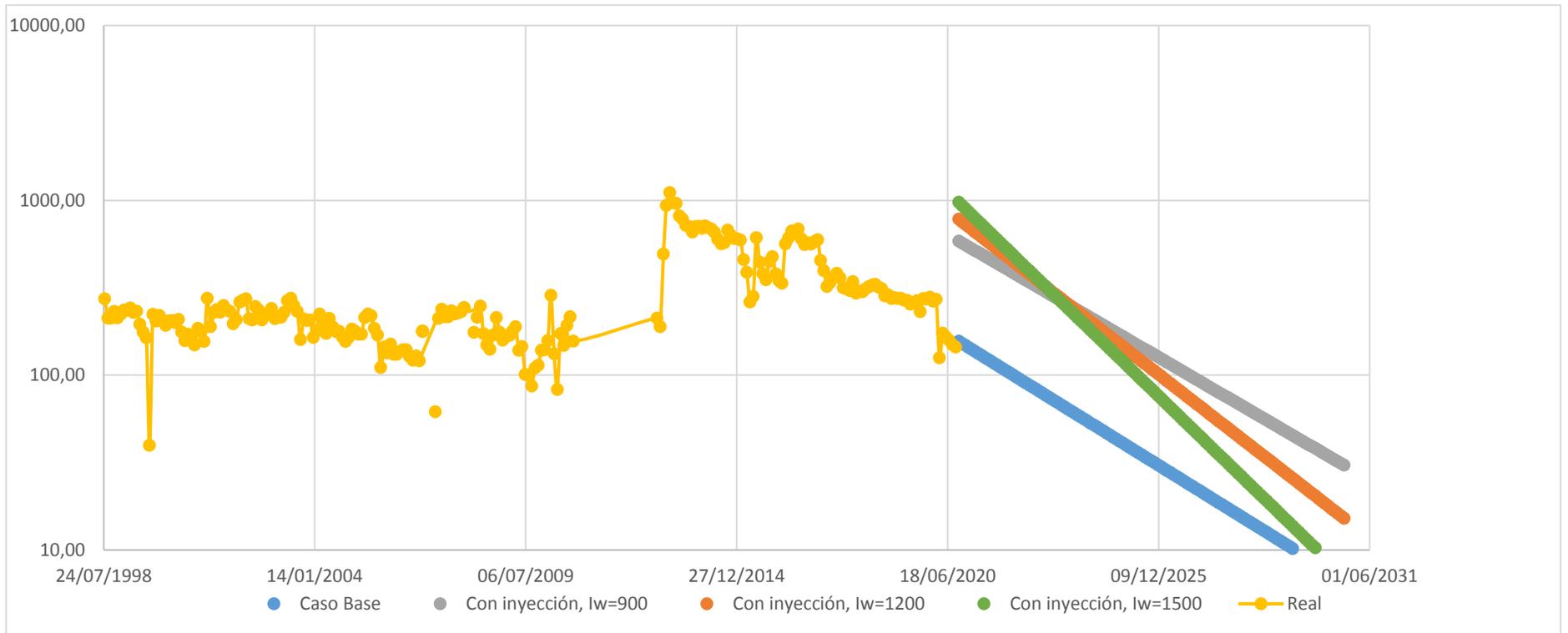


ANEXO N°5
CURVA NP VS WOR



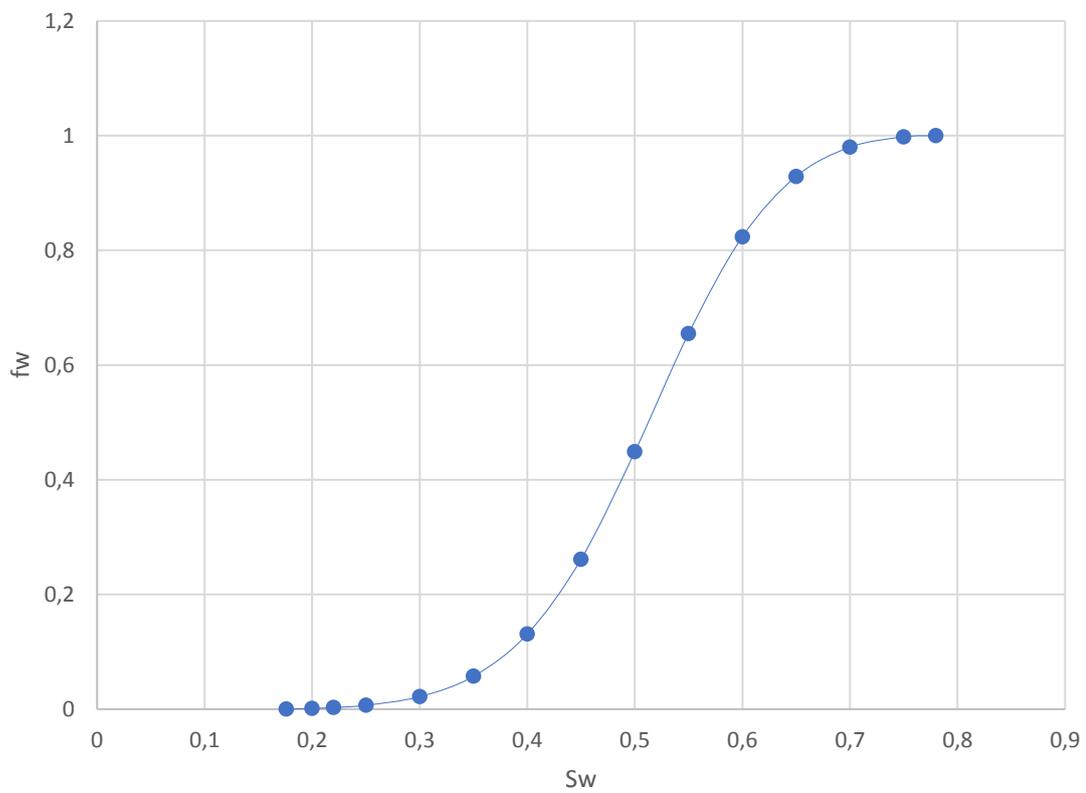
ANEXO N°6
CURVA DE DECLINACIÓN CON MBAL

ANEXO N°7
CURVA DE DECLINACIÓN A DIFERENTES CAUDALES DE
INYECCIÓN

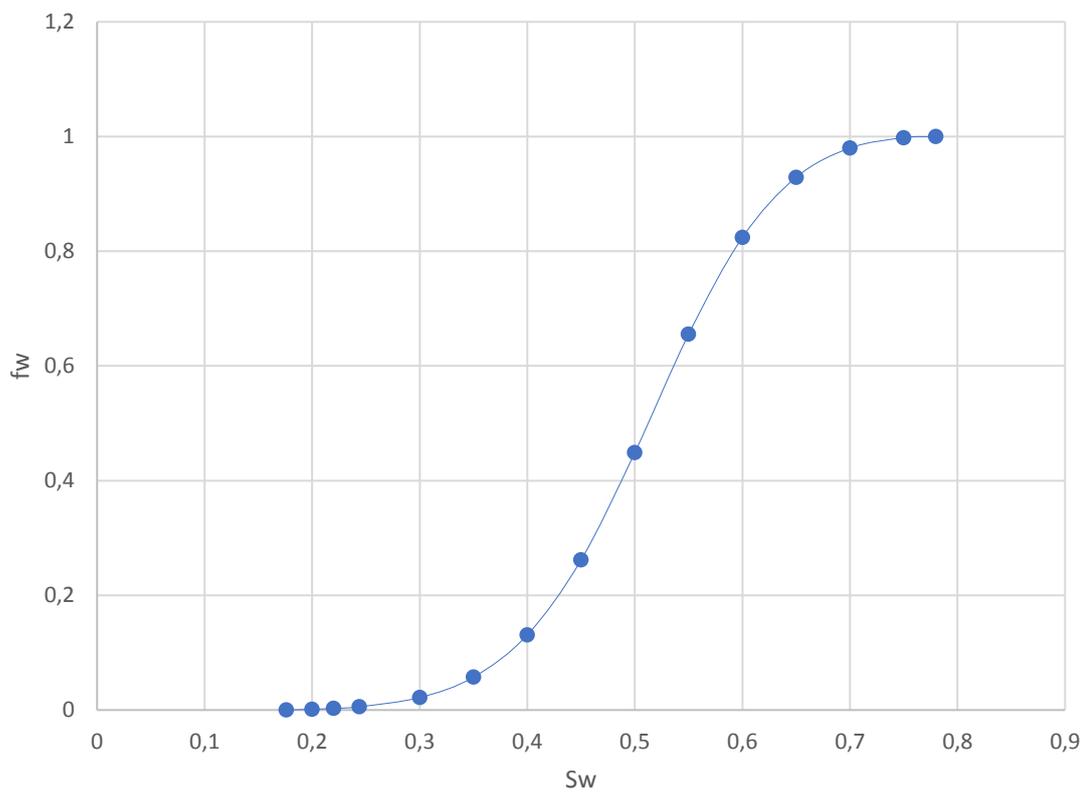


ANEXO N°8
CURVAS DE FLUJO FRACCIONAL POR POZO

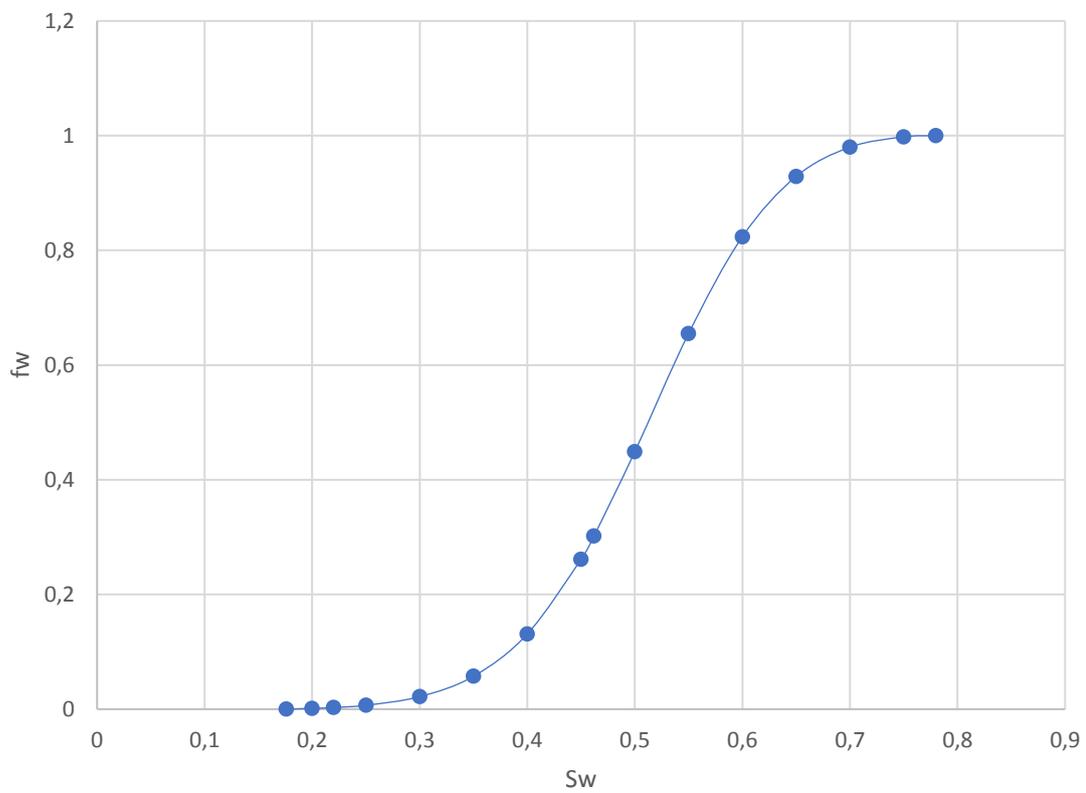
PRH-002



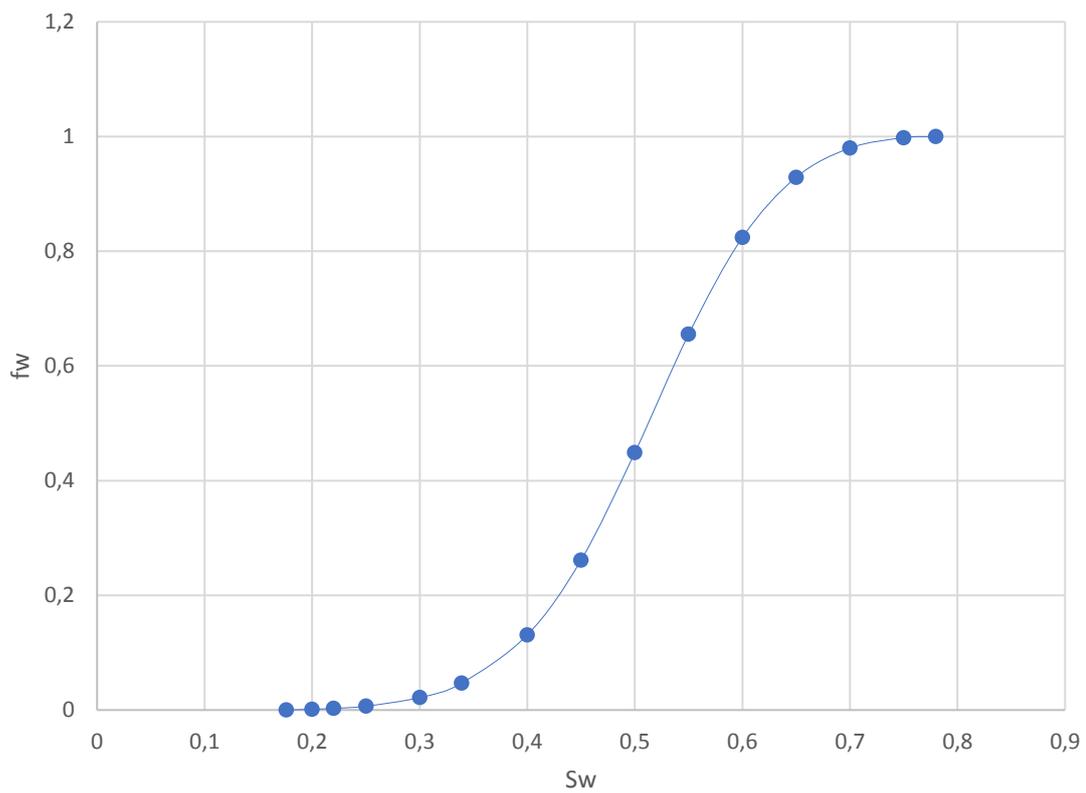
PRHA-020



PRHA-024



PRHA-040



ANEXO N°9
COMPARACIÓN BUCKLEY-LEVERETT CON CASO BASE

