

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

**EVALUACIÓN DE LA RECUPERACIÓN SECUNDARIA POR
INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO OSO ARENA T UTILIZANDO
DIFERENTES MÉTODOS DE PREDICCIÓN.**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO EN PETRÓLEOS**

OPCIÓN: ESTUDIO TÉCNICO - EXPERIMENTAL

CRISTHIAN VINICIO HERRERA ROBAYO
hcrsthian93@gmail.com

DIRECTOR:
ING. RAÚL ARMANDO VALENCIA TAPIA, MSc
raul.valencia@epn.edu.ec

QUITO, NOVIEMBRE 2018

DECLARACIÓN

Yo, Cristhian Vinicio Herrera Robayo, 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 normatividad institucional vigente.

CRISTHIAN VINICIO HERRERA ROBAYO

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Cristhian Herrera, bajo mi supervisión.

Ing. RAÚL VALENCIA. MSc

DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

A Dios por permitirme disfrutar cada momento de mi vida y compartirlo con personas valiosas como son mi familia y amigos.

A mis padres por darme la vida y con su ejemplo de trabajo, perseverancia y sacrificio me impulsan con la realización de mis sueños.

A mi Familia por siempre brindarme esas palabras de apoyo y motivación.

A Petroamazonas EP por su ayuda con la realización del tema de titulación, en especial a los ingenieros Camilo Torres, Melina Estrada y demás ingenieros del bloque 7 que durante la realización del trabajo me brindaban su apoyo.

A mi tutor Msc. Raúl Valencia gracias por su paciencia, dedicación, motivación, criterio y aliento, que me ayudado con la culminación del trabajo y ha sido un privilegio poder contar con su guía y ayuda.

A todas las personas de la Escuela Politécnica Nacional, por su atención y amabilidad en toda mi vida como alumno de la carrera de Ingeniería en Petróleos.

A las personas que, de una manera u otra, han sido claves en mi vida estudiantil, mis amigos del alma, Nicolai, Víctor, Rodrigo, Freddy, Katty, Gaby, Mónica, Isabel, Gina y Danny. Gracias.

A todas las personas que desinteresadamente me brindaron su apoyo y confianza.

Mil gracias a todos

CRISTHIAN HERRERA

DEDICATORIA

Con todo el cariño del mundo a mis padres, Nelly y Ramiro quienes que con su trabajo y perseverancia siempre están en constante apoyo con nuestra familia, y me regalaron gran parte de sus vidas, espero pagarles pronto.

A mis hermanos David y Alejandro que en los momentos duros y difíciles de la vida siempre me han aconsejado para poder superarlos.

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTOS	IV
DEDICATORIA	V
CONTENIDO	VI
RESUMEN	XVIII
PRESENTACIÓN.....	XIX
CAPÍTULO 1	1
DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO OSO Y MARCO TEÓRICO	1
1.1 ANTECEDENTES DEL CAMPO OSO.....	1
1.2 UBICACIÓN DEL CAMPO OSO.....	3
1.3 GEOLOGÍA REGIONAL DEL CAMPO OSO	4
1.4 ESTRUCTURA DEL CAMPO OSO	4
1.5 ESTRATIGRAFÍA Y LITOLOGÍA DEL CAMPO OSO	5
1.5.1 CUATERNARIO.....	7
1.5.2 FORMACIÓN CHALCANA.....	7
1.5.3 FORMACIÓN ORTEGUAZA.....	7
1.5.4 FORMACIÓN TIYUYACU	7
1.5.4.1 Conglomerado Superior Tiyuyacu	7
1.5.4.2 Conglomerado Intermedio Tiyuyacu	7
1.5.4.3 Conglomerado Inferior Tiyuyacu.....	8
1.5.5 FORMACIÓN TENA	8
1.5.6 ARENISCA BASAL TENA.....	8
1.5.7 FORMACIÓN NAPO.....	8
1.5.7.1 Caliza “M-1”.....	8
1.5.7.2 Caliza “M-2”	8
1.5.7.3 Caliza “A”	9

1.5.7.4 Arenisca “U”	9
1.5.7.5 Arenisca “U” Superior	9
1.5.7.6 Arenisca “U” Principal	9
1.5.8 LUTITA NAPO MEDIA	9
1.5.8.1 Caliza “B”	10
1.5.8.2 Arenisca “T”	10
1.5.8.3 Arenisca “T” Superior	10
1.5.8.4 Arenisca “T” Principal	10
1.5.9 LUTITA NAPO INFERIOR	10
1.5.10 FORMACIÓN HOLLÍN	10
1.5.10.1 Arenisca Hollín Superior	11
1.5.10.2 Arenisca Hollín Principal	11
1.6 PROPIEDADES DE LAS ROCAS Y LOS FLUIDOS	11
1.6.1 FUERZAS CAPILARES	11
1.6.1.1 Tensión superficial e interfacial	11
1.6.2 HUMECTABILIDAD	12
1.6.3 PRESIÓN CAPILAR	14
1.6.4 FUERZAS CAPILARES SATURACIÓN DE AGUA CONNATA, S_{WC}	15
1.6.5 PERMEABILIDAD, K	16
1.6.5.1 Absoluta o específica	16
1.6.5.2 Efectiva	16
1.6.5.3 Relativa	16
1.6.6 MOVILIDAD, λ	16
1.6.6.1 Razón de movilidad, M	17
1.6.7 DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS INMISCIBLES	18
1.6.8 MECANISMO DE DESPLAZAMIENTO PARA AGUA, PETRÓLEO Y GAS	18
1.6.8.1 Condiciones iniciales	18
1.6.8.2 La invasión a un determinado tiempo	19
1.6.8.3 Llone	20
1.6.8.4 Ruptura.....	20
1.6.8.5 Posterior a la ruptura.	21

1.7 DESCRIPCIÓN DEL TRATAMIENTO DEL AGUA DE FORMACIÓN ANTES DE LA INYECCIÓN	22
CAPITULO 2	25
METODOLOGÍA	25
2.1 EL MÉTODO BUCKLEY-LEVERETT	25
2.2 MÉTODO DE STILES	26
2.3 MÉTODO DE DYKSTRA-PARSONS	27
2.4 APLICACIÓN DEL MÉTODO BUCKLEY – LEVERETT	28
2.4.1 PREDICCIÓN ANTES DE LA RUPTURA	29
2.4.2 ANÁLISIS AL PUNTO DE RUPTURA.....	31
2.4.3 ANÁLISIS DESPUÉS DE LA RUPTURA	33
2.5 APLICACIÓN DEL MÉTODO STILES.....	36
2.6 APLICACIÓN DEL MÉTODO DYKSTRA-PARSONS.....	41
2.6.1 CONSIDERACIONES TEÓRICAS.....	41
2.6.2 LA INTRUSIÓN O RECUPERACIÓN FRACCIONAL, C	44
2.6.3 LA IRRUPCIÓN EN m DE LOS n ESTRATOS.....	46
2.6.4 RELACIÓN AGUA - PETRÓLEO (WOR).....	47
2.6.5 EN LA RUPTURA.....	48
2.6.6 CÁLCULO DEL COEFICIENTE DE VARIACIÓN DE LA PERMEABILIDAD	49
2.6.7 LA EXTENSIÓN DEL TRABAJO DE DYKSTRA-PARSONS POR CARL E. JOHNSON JR	52
CAPITULO 3	55
RESULTADOS Y ANÁLISIS	55
3.1 DATOS BÁSICOS DEL YACIMIENTO DE LA ARENISCA T DEL CAMPO OSO.	55
3.2 ARREGLO DE POZOS	56
3.2.1 ESQUEMA DEL POZO INYECTOR Y POZOS DE PRODUCCIÓN CERCANOS	58

3.3	CÁLCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL DE PETRÓLEO EN SITIO (OOIP).....	63
3.4	CÁLCULO DE LA RELACIÓN DE MOVILIDAD FINAL (M)	63
3.5	CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA.	63
3.6	DESARROLLO DEL MODELO PREDICTIVO SEGÚN BUCKLEY-LEVERETT	64
3.6.1	PREDICCIÓN ANTES DE LA RUPTURA POR EL MÉTODO DE BUCKLEY Y LEVERETT.....	64
3.6.2	ANÁLISIS AL PUNTO DE LA RUPTURA POR EL MÉTODO DE BUCKLEY Y LEVERETT.....	67
3.6.3	ANÁLISIS DESPUÉS DE LA RUPTURA POR EL MÉTODO DE BUCKLEY Y LEVERETT.....	69
3.6.4	COMPARACIÓN DE LOS DATOS REALES CON LA PREDICCIONES OBTENIDAS CON EL MÉTODO DE BUCKLEY Y LEVERETT.....	72
3.7	DESARROLLO DEL MODELO PREDICTIVO SEGÚN STILES.	74
3.7.1	COMPARACIÓN DE LOS DATOS REALES CON LA PREDICCIONES OBTENIDAS CON EL MÉTODO DE STILES.....	77
3.8	DESARROLLO DEL MODELO PREDICTIVO SEGÚN DYKSTRA – PARSONS.....	78
3.8.1	COMPARACIÓN DE LOS DATOS REALES CON LA PREDICCIONES OBTENIDAS CON EL MÉTODO DE DYKSTRA – PARSONS	80
3.9	COMENTARIOS FINALES.....	82
	CAPITULO 4.....	84
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	84
4.1	CONCLUSIONES	84
4.2	RECOMENDACIONES.	85
	BIBLIOGRAFÍA	86
	GLOSARIO	88
	ANEXOS.....	90

LISTA DE TABLAS

Nº	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Producción campo Oso por Yacimiento	2
1.2	Número de pozos de campo Oso	2
1.3	Análisis físico - químico del agua a inyectarse en el pozo iny	24
2.1	Tabla para estimar puntos "% mayor que" en el método de Dykstra y Parsons	50
3.1	Propiedades del yacimiento de la Arenisca T del Campo Oso	55
3.2	Comparación de patrones de inyección de agua	57
3.3	Comparación de patrones de inyección de agua	59
3.4	Área afectada por la inyección a los pozos X-1, X-2 Y X-3	63
3.5	Petróleo original en sitio del área de inyección.	63
3.6	Valores de Saturación, relación de permeabilidades relativas, flujo fraccional y su derivada	66
3.7	Tiempo de ruptura de agua estimado para cada pozo	67
3.8	Cantidad de agua inyectada hasta el momento de la ruptura para cada pozo	68
3.9	Cantidad de petróleo recuperado hasta el momento de la ruptura para cada pozo	68
3.10	Relación agua-petróleo (WOR) al momento de la ruptura para cada pozo.	69
3.11	Tabla de resultados después de la ruptura para el pozo X-1	70
3.12	Tabla de resultados después de la ruptura para el pozo X-2	70
3.13	Tabla de resultados después de la ruptura para el pozo X-3	70
3.14	Parámetros obtenidos mediante el método de Stiles en el pozo X-1	74
3.15	Parámetros obtenidos mediante el método de Stiles en el pozo X-2	74

Nº	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
3.16	Parámetros obtenidos mediante el método de Stiles en el pozo X-3	75
3.17	Saturación de petróleo remanente en los pozos analizados	75
3.18	Resultados obtenidos mediante el método de Stiles en el pozo X-1	76
3.19	Resultados obtenidos mediante el método de Stiles en el pozo X-2	76
3.20	Resultados obtenidos mediante el método de Stiles en el pozo X-3	76
3.21	Factor de recuperación al momento de la irrupción para cada estrato (Cj) en los diferentes pozos	78
3.22	Petróleo producido por cada capa al momento de la irrupción de cada estrato en el pozo X-1	79
3.23	Petróleo producido por cada capa al momento de la irrupción de cada estrato en el pozo X-2	79
3.24	Petróleo producido por cada capa al momento de la irrupción de cada estrato en el pozo X-3	79
3.25	Relación agua petróleo (WOR) para cada estrato al momento de la irrupción en el pozo X-1	79
3.26	Relación agua petróleo (WOR) para cada estrato al momento de la irrupción en el pozo X-2	80
3.27	Relación agua petróleo (WOR) para cada estrato al momento de la irrupción en el pozo X-3	80
3.28	Propiedades del campo Oso	82
3.29	Resultados antes de iniciar la inyección.	82
3.30	Resultados obtenidos en los métodos BUCKEY-LEVERETT, STILES, DYSKTRA PARSON	82
3.31	Comparación de datos reales con los resultados obtenidos en los métodos.	83

LISTA DE FIGURAS

Nº	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Ubicación del campo Oso	3
1.2	Mapa estructural del campo Oso arena T Principal	5
1.3	Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca Oriente del Ecuador	6
1.4	Vista microscópica de un sistema roca fluido	12
1.5	Fuerzas interfaciales entre dos fluidos y humectabilidad en sistemas roca-sólidos	13
1.6	Distribución esquemática de los fluidos a un cierto tiempo durante la inyección	19
1.7	Distribución esquemática de los fluidos en el momento de la ruptura	21
1.8	Distribución esquemática de los fluidos en el momento del abandono	22
1.9	Esquema del proceso de tratamiento del agua de inyección	23
2.1	Acomodo descendente de los estratos de acuerdo a su permeabilidad absoluta según Stiles	36
2.2	Esquema que muestra el arreglo para el método de Stiles	37
2.3	Diagrama de condiciones del método Dykstra-Parsons	41
2.4	Esquema de la intrusión del agua en los estratos según Dykstra y Parsons	43
2.5	Dos estratos mostrando el avance de los frentes a un tiempo	44
2.6	Situación de irrupción en primer estrato, método de Dykstra y Parsons	45
2.7	La intrusión fraccional cuando irrumpen m de los n estratos	46
2.8	Diagrama para calcular la relación agua-aceite mediante el método de Dykstra y Parsons en un sistema de dos estratos durante un desplazamiento de petróleo por agua	48
3.1	Diferentes tipos de arreglos de pozos	56
3.2	Modelo Lineal de Inyección	58

Nº	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
3.3	Mapa base del área de estudio donde se muestra la ubicación del pozo inyector (iny-1) y los pozos productores (x-1, x-2 y x-3).	59
3.4	Esquema del área a barrer entre el pozo inyector y un pozo productor	59
3.5	Correlación entre el pozo INY-1 y X-1	60
3.6	Correlación entre el pozo INY-1 y X-2	61
3.7	Correlación entre el pozo INY-1 y X-3	62
3.8	Permeabilidades relativas del agua y el petróleo	64
3.9	Permeabilidad relativa k_{ro}/k_{rw} frente a la saturación de agua	65
3.10	Curva de flujo fraccional y su tangente	66
3.11	Derivada del flujo fraccional	67
3.12	Petróleo producido versus tiempo en el pozo X-1	71
3.13	Petróleo producido versus tiempo en el pozo X-2	71
3.14	Petróleo producido versus tiempo en el pozo X-3	71
3.15	Comparación del Petróleo producido versus tiempo en los pozos de estudio	72
3.16	Comparación del acumulado de petróleo real y predicho en el pozo X-1	72
3.17	Comparación del acumulado de petróleo real y predicho en el pozo X-2	73
3.18	Comparación del acumulado de petróleo real y predicho en el pozo X-3	73
3.19	Comparación del acumulado de petróleo real y predicho en el pozo X-1 usando el método de Stiles	77
3.20	Comparación del acumulado de petróleo real y predicho en el pozo X-3 usando el método de Stiles	77
3.21	Comparación de la predicción teórica de Petróleo producido versus tiempo en los pozos X-1 y X-3	78
3.22	Comparación del acumulado de petróleo versus tiempo para datos reales y predichos en el pozo x-1 usando el método de dykstra – parsons.	80

N°	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
3.23	Comparación del acumulado de petróleo versus WOR para datos reales y predichos en el pozo X-3 usando el método de Dykstra – Parsons	81
3.24	Comparación del acumulado de petróleo versus tiempo predicho teóricamente usando el método de Dykstra – Parsons para los pozos X-1 y X-3	81

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
API	American Petroleum Institute	
(df_w/dS_w)	Derivada del flujo fraccional con respecto a S_w	
$(df_w/dS_w)_f$	Derivada del flujo fraccional con respecto a S_w en el frente antes de la irrupción	
A	Área transversal	ft ²
B_o	factor de volumen de formación de petróleo	By/Bn
B_w	factor de volumen de formación del agua	By/Bn
C_j	Capacidad de la parte de la formación invadida completamente (las que ya se han invadido)	FRACCIÓN
C_t	Capacidad total de la formación (Sumatoria de todas las capacidades de flujo de las capas)	FRACCIÓN
E_D	Eficiencia de desplazamiento	FRACCIÓN
f_w	Corte de agua de producción	FRACCIÓN
f_{w2}	Flujo fraccional después de la ruptura.	FRACCIÓN
g	Constante de gravedad	ft/s ²
h	Espesor	Ft
h_i	Espesor del estrato i.	Ft
i_w	Tasa de inyección de agua por día	BAPD
k_{rg}	Permeabilidad relativa del gas	FRACCIÓN
k_{ro}	Permeabilidad relativa del petróleo	FRACCIÓN
k_{rw}	Permeabilidad relativa del agua	FRACCIÓN
k_i	Permeabilidad absoluta del estrato i.	Md
k_{ih_i}	Capacidad de flujo del estrato i.	md.ft
K_{roBT}	Permeabilidad relativa del petróleo para la saturación del agua al punto de ruptura.	FRACCIÓN
K_{rwBT}	Permeabilidad relativa del agua para la saturación del agua al punto de ruptura	FRACCIÓN
L	Distancia entre los pozos inyector y productor.	Ft
M	Razón de Movilidad	

Nº	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
μ_g	Viscosidad del gas	Cp
μ_o	Viscosidad del petróleo	Cp
μ_w	Viscosidad del agua	Cp
N_p	Producción acumulada de petróleo	Bbl
ϕ	Porosidad	FRACCIÓN
P_c	Presión Capilar	Bls
P_V	Volumen poroso	FRACCIÓN
Q_i	Volumen de agua inyectada en los poros	Bls
Q_o	Tasa de flujo de petróleo	Bls
Q_w	Tasa de flujo de agua	Bls
ρ_m	Presión de la fase mojante	PSI
ρ_{nm}	Presión de la fase no mojante	PSI
ρ_o	Densidad del petróleo	gr/cc
ρ_w	Densidad del agua	gr/cc
S_{opp}	Saturación de petróleo después del comportamiento primario	FRACCIÓN
S_{or}	Saturación de petróleo residual después de la ruptura.	FRACCIÓN
S_w	Saturación de Agua	FRACCIÓN
S_{w2}	Saturación de agua después de la ruptura	FRACCIÓN
S_{wBT}	Saturación de agua promedio a la ruptura.	FRACCIÓN
S_{wi}	Saturación de Agua Inicial	FRACCIÓN
t_{BT}	Tiempo al que ocurre la irrupción de agua.	Días
TIF	Tensión Interfacial	FRACCIÓN
W_i	Volumen de agua inyectada, igual al volumen de petróleo desplazado antes de la ruptura.	Bbl
$WOR@_c.y.$	Relación agua - petróleo a condiciones de yacimiento	
$WOR_{s,e}$	La relación agua-petróleo después de la ruptura	
W_p	Producción acumulada de agua	Bls

Nº	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
θ_c	Ángulo de contacto petróleo-roca-agua	Grados
λ_g	Movilidad del gas	cp^{-1}
λ_o	Movilidad del petróleo	cp^{-1}
λ_w	Movilidad del agua	cp^{-1}
σ_{os}	Energía Interfacial entre la roca y el petróleo	dinas/cm
σ_{os}	Energía Interfacial entre la roca y el petróleo	dinas/cm
σ_{ow}	Tensión Interfacial entre el petróleo y el agua	dinas/cm
σ_{ws}	Energía Interfacial entre la roca y el agua	dinas/cm
ϕ_m	Porosidad del estrato actual	FRACCIÓN
ϕ_n	Porosidad de los n estratos	FRACCIÓN
m	Valor del estrato de estudio	FRACCIÓN
n	Valor del numero de estratos	FRACCIÓN
OOIP	Volumen original de petróleo en sitio	Bls

RESUMEN

La inyección de agua ha sido utilizada desde el siglo XIX como un método de recobro secundario y por lo cual en los años 50 se desarrollaron teorías analíticas para predecir el impacto en la producción de petróleo que tienen los procesos de inyección de agua y en esta tesis se utilizan tres de estos métodos como lo son el de Buckley – Leverett, Stiles y Dykstra – Parsons para analizar la influencia en la producción de petróleo en pozos cercanos a un pozo inyector de agua en el yacimiento Arenisca T del campo Oso.

En el capítulo 1 se presenta las generalidades del campo Oso, su geología y un marco teórico para la comprensión del área de estudio y de las teorías que son la base de los métodos aplicados en el presente trabajo de titulación.

En el capítulo 2 se presenta la metodología aplicada en este trabajo de titulación comenzando con las suposiciones en que se basa cada método y seguidamente se muestran las ecuaciones necesarias para realizar los diferentes cálculos para la predicción en cada método.

En el capítulo 3 se muestran los resultados y su análisis, para el método de Buckley – Leverett se aplica para yacimientos homogéneos por lo que el análisis de la interacción entre el pozo inyector y los pozos productores se consideró un yacimiento homogéneo y en cambio los métodos de Stiles y Dykstra – Parsons se aplican para yacimientos estratificados por lo que valiéndose de la correlación geológica y de las permeabilidades se estimaron la cantidad de estratos significativos entre el pozo inyector y el pozo producto después de analizar los tres métodos se concluyó que el método Buckley – Leverett es el mejor, se ajusta con los datos reales, mientras que en los métodos de Stiles y Dykstra – Parsons existe una sobrestimación del acumulado teórico de petróleo producido con respecto a los datos reales en los pozos aunque esto puede cambiar ya que el periodo de inyección no es suficiente (menor de un año) para que se observe la ruptura de agua en los pozos analizados.

Palabras clave: Recuperación secundaria en yacimientos, Inyección de Agua, Campo Oso, Arenisca T, Método Buckley – Leverett.

PRESENTACIÓN

El presente trabajo de titulación surge con la necesidad generada por Petroamazonas EP de obtener alternativas para predecir la influencia real del proceso de inyección de agua en el yacimiento Arenisca T, en la producción de petróleo de los pozos cercanos al pozo inyector mediante métodos analíticos con el fin de optimizar el proceso de inyección y recuperación secundaria de petróleo en dicho yacimiento.

Para lograr el cometido se utilizó la información petrofísica de un pozo inyector que por razones de confidencialidad de la información se lo designara como INY-1 y los datos petrofísicos y de producción de tres pozos cercanos al pozo inyector que llamaremos X-1, X-2 y X-3, se analizaron con los métodos analíticos de Buckley – Leverett, Stiles y Dykstra – Parsons utilizando como herramientas hojas de cálculo.

El primer método utilizado es de Buckley – Leverett que se aplica para yacimientos homogéneos por lo cual la área de interacción entre el pozo inyector y los diferentes pozos productores se consideró como un yacimiento homogéneo, por otra parte para los métodos de Stiles y Dykstra – Parsons en función de la correlación geológica y de las permeabilidades se dividió en estratos, la zona de interacción entre el pozo inyector y los diferentes pozos productores analizados ya que estos dos últimos dos métodos se aplican para yacimientos estratificados.

En base a la comparación de los datos reales con los datos predichos por los diferentes métodos se tiene que el mejor ajuste se tiene con el método de Buckley – Leverett ya que los métodos de Stiles y Dykstra – Parsons sobreestiman teóricamente los valores acumulados de petróleo producido en cada pozo.

En el análisis de los métodos de predicción da como resultado que el pozo X-3 es el que mejor se ajusta a las predicciones tanto en yacimientos homogéneos como heterogéneos obteniendo al tiempo de estudio de 272 días un acumulado de petróleo predicho de 18500 BPPD para Buckley and Leverett, 22000 BPPD para Stiles y 22000 BPPD para Dysktra Parson similares a la producción real de 19126 BPPD por lo que se concluye que el método de Buckley and Leverett es el más apropiado para este pozo, estos datos pueden variar ya que el periodo es menos de un año de inyección para que se observe la ruptura de agua en los pozos analizados.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO OSO Y MARCO TEÓRICO

1.1 ANTECEDENTES DEL CAMPO OSO

El Bloque 7 fue descubierto por Texaco en 1970, luego la BRITISH PETROLEUM DEVELOPMENT LIMITED, (B.P.) suscribió en diciembre de 1985, un contrato de prestación de servicios con CEPE, la que actualmente es PETROECUADOR. En agosto de 1990, el Ministerio de Energía y Minas autorizó a B.P. la transferencia del 100% de sus derechos y obligaciones que poseía en el Bloque 7 a ORYX ECUADOR ENERGY COMPANY. A mediados de 1993 se determinó que el Bloque 7 era compartido entre Petroecuador y Oryx, teniendo Petroecuador el mayor porcentaje de participación (54%) (Grefa Arroba, 2013).

En el año 2000 se firmó un contratado de participación con PERENCO, BURLINGTON Y PREUSSAG ENERGIE INTERNATIONAL (Lomas & Calderón, 2015).

En el año 2003, las empresas Perenco Ecuador Limited y Burlington Resources Oriente Limited perforaron el pozo Oso-3, el cual confirmó la existencia de hidrocarburos en las Areniscas Napo U y T, y descubrió hidrocarburos en la Formación Hollín (Petroamazonas EP, 2014). Finalmente, en julio del 2009 el Bloque 7 es entregado para la administración de PETROAMAZONAS EP (Lomas & Calderón, 2015).

Las condiciones de producción del Campo Oso se muestran en la Tabla 1.1:

TABLA 1.1
PRODUCCIÓN CAMPO OSO POR YACIMIENTO.

CAMPO OSO								
YACIMIENTO	PETRÓLEO BLS	AGUA BLS	GAS MPC	CORTE DE AGUA %	GOR MPC/BLS	CUM OIL MBLS	CUM AGUA MBLS	CUM GAS MMPS
HOLLÍN	10044,8	134542,8	185,4	84	19-21	63450	335046	1195
NAPO U	1193,33	1081,99	120,66	11	97	3469	1028	351
NAPO T	2279,37	3905,54	184,31	-	188	7029	2392	637
BASAL TENA	67,68	0,69	4,48	-	27	135	2	4

Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)

Elaborado por Cristhian Herrera

A continuación, un detalle de los pozos del campo Oso en la tabla 1.2:

TABLA 1.2
NÚMERO DE POZOS DE CAMPO OSO.

CAMPO OSO				
POZOS				
POZOS PERFORADOS	PRODUCTORES		INYECTORES	RE-INYECTORES
	ACTIVOS	APAGADOS		
149	101	39	1	9

Fuente: Petroamazonas, EP

Elaborado por Cristhian Herrera

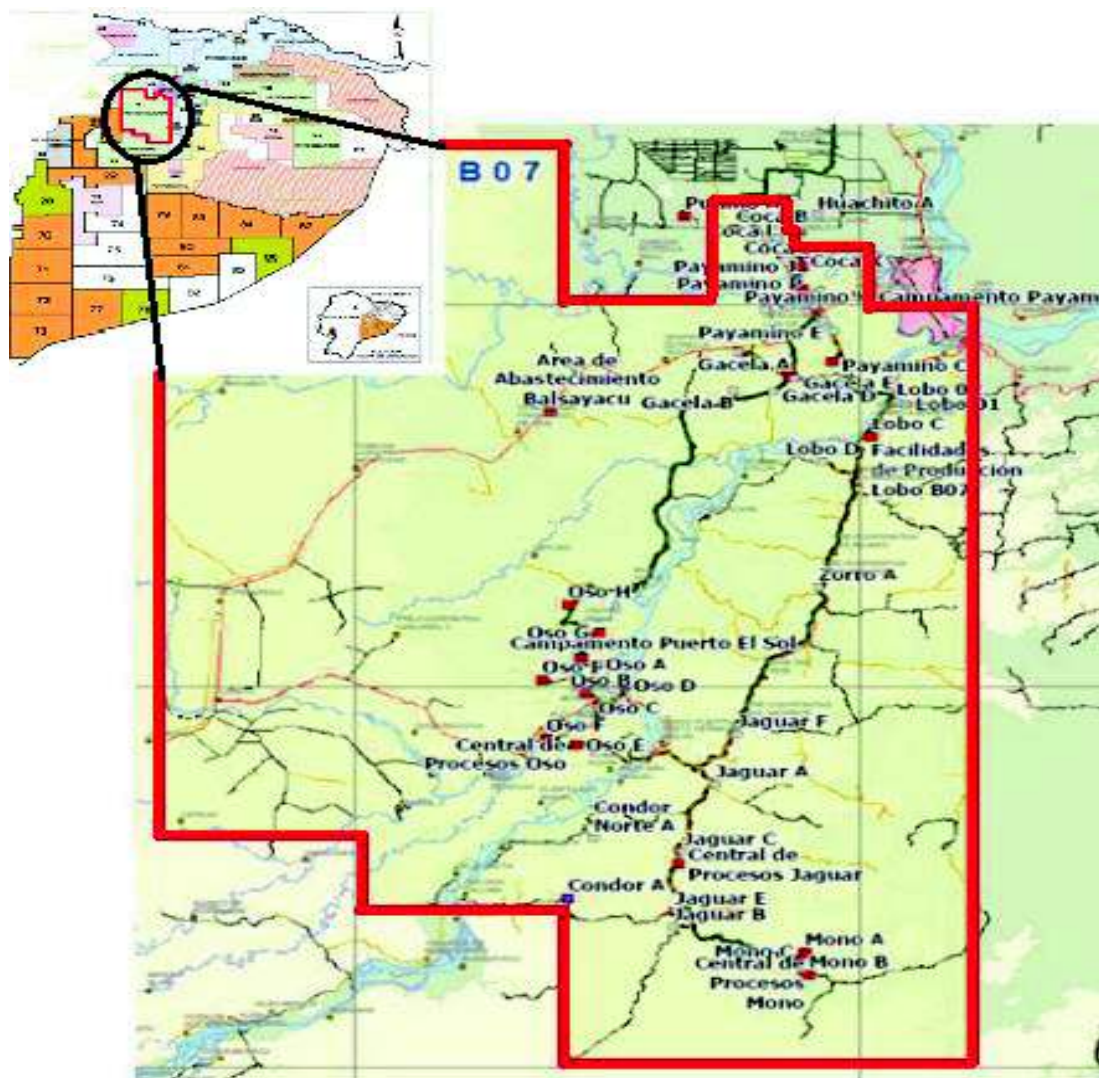
El volumen de reservas probadas remanentes de petróleo al 31 de diciembre 2013 fue de 39.14 MMBN, compuesta de 35.49 MMBN de Hollín, 2.10 MMBN de Napo T y 1.51 MMBN de Napo U (Petroamazonas EP, 2014).

1.2 UBICACIÓN DEL CAMPO OSO

El Campo Oso operado actualmente por PETROAMAZONAS EP, se encuentra ubicado dentro del Bloque 7 a 50 km al sur de la ciudad del Coca (Lomas & Calderón, 2015).

En la Figura 1.1, se presenta un mapa con los bloques petroleros del Ecuador y a su costado derecho el Bloque 7 y el campo Oso ampliado para una mejor visualización (Lomas & Calderón, 2015).

FIGURA 1.1. UBICACIÓN DEL CAMPO OSO



Fuente: (Cadena & Criollo)
Modificado por Cristhian Herrera

1.3 GEOLOGÍA REGIONAL DEL CAMPO OSO

El Bloque 7 está localizado en la parte centro-occidental de la Cuenca Oriente del Ecuador, cerca de la transición entre la planicie selvática de la Amazonia y la zona Subandina con presencia de fallas y levantamientos tectónicos. Actualmente la cuenca Oriente es de tipo (tras-arco) "Foreland" desarrollada por acción del levantamiento Andino (Petroamazonas EP, 2016).

Hasta febrero del 2016, el Campo OSO cuenta con una base de datos que incluye, además de las líneas sísmicas 2D que permitieron el descubrimiento del campo, un volumen sísmico 3D interpretado a todos los horizontes característicos, así como un total de 148 pozos a la fecha (Petroamazonas EP, 2016).

Los principales reservorios hidrocarburíferos en el Campo OSO, se localizan dentro de las formaciones Hollín, Napo y Tena y estos son (Petroamazonas EP, 2016):

Principales: Hollín Principal.

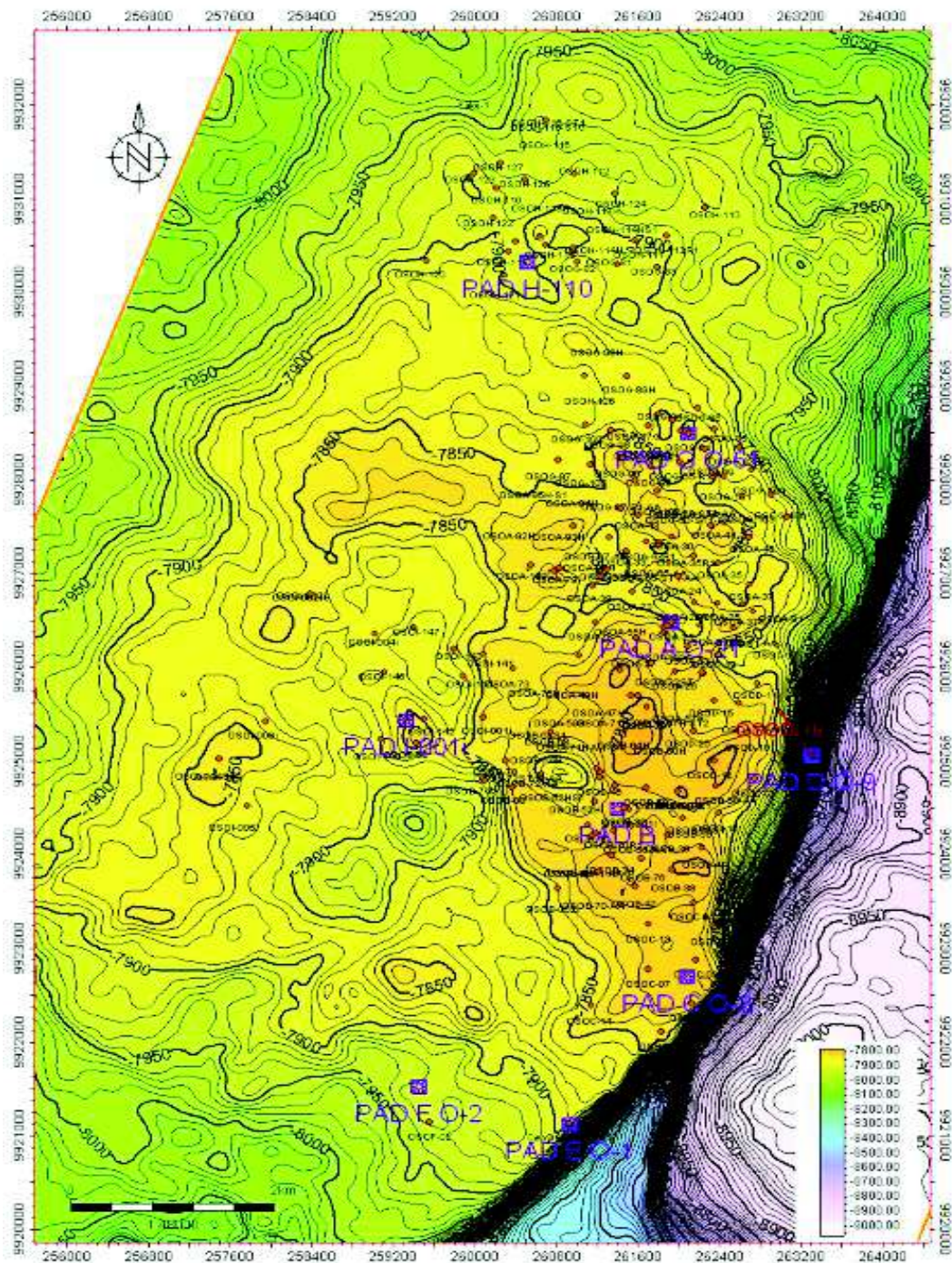
Secundarios: Basal Tena, Napo U, Napo T.

1.4 ESTRUCTURA DEL CAMPO OSO

Los Campos más importantes del Bloque 7 y las estructuras productoras corresponden a un tipo de trampas estructurales falladas de bajo relieve, es así que se ha identificado que la estructura del Campo Oso es un anticlinal asimétrico elongado de relieve sutil con orientación norte-sur, producido por un levantamiento del basamento (Cabezas Salinas & Gavilanes Carrasco, 2013).

Los seis descubrimientos realizados se hallan en un ciclo sobre las fallas de los anticlinales de la cuenca, los cuales tienen una dirección noroeste-sureste, en algunos casos los campos se cierran contra fallas subverticales inversas, reactivadas en el cretácico como en el terciario, para el caso del Campo Oso del análisis estructural se ha determinado que el cierre al final del cretáceo está restringido y controlado por la falla inversa de alto ángulo formadas por fuerzas compresionales debido que desarrolla una zona de plegamiento compresional andina (Figura 1.2) (Cabezas Salinas & Gavilanes Carrasco, 2013).

FIGURA 1.2 MAPA ESTRUCTURAL DEL CAMPO OSO ARENA T PRINCIPAL.

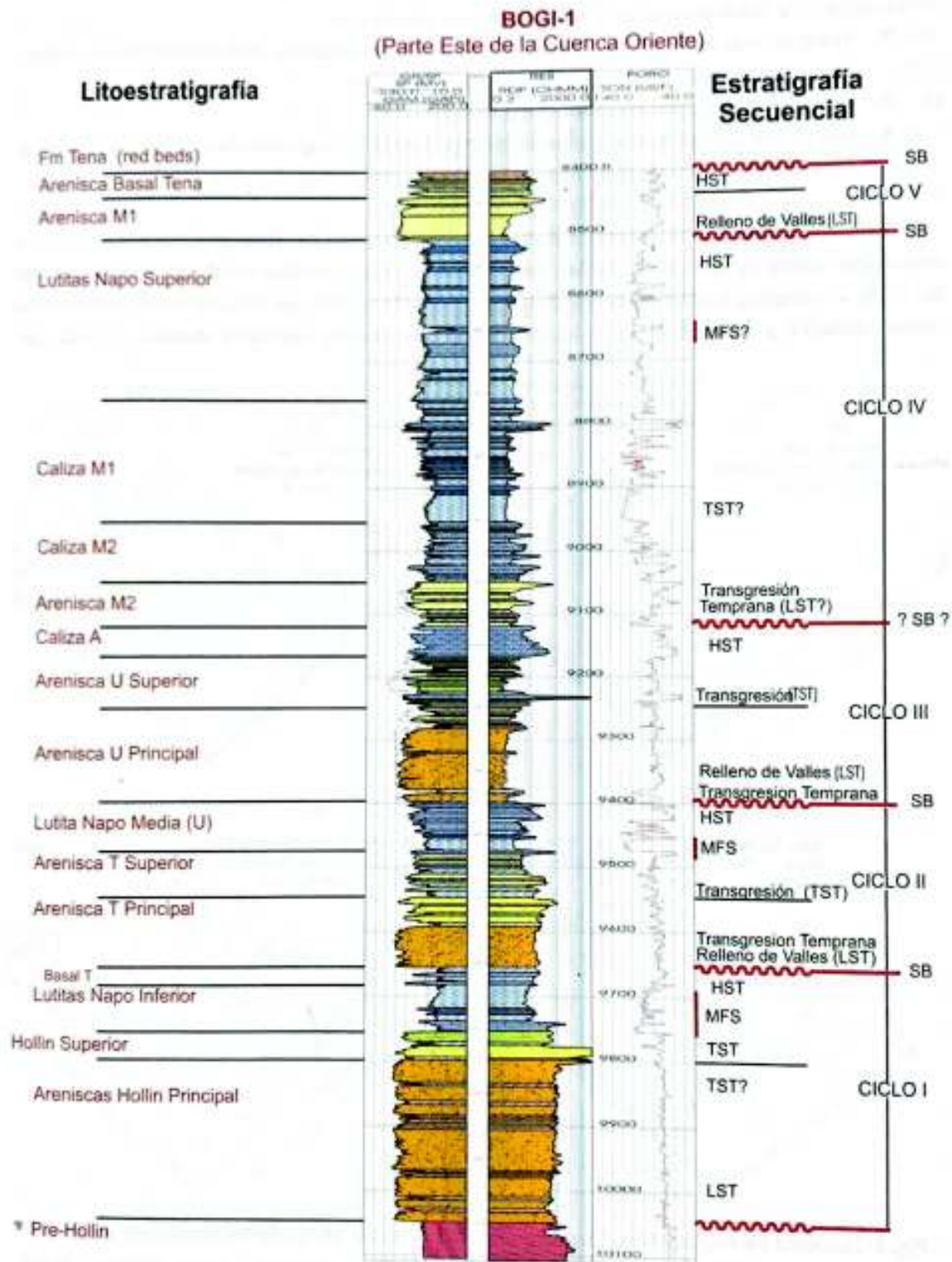


Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)

1.5 ESTRATIGRAFÍA Y LITOLOGÍA DEL CAMPO OSO

La estratigrafía del campo Oso es la típica para la Cuenca Oriente del Ecuador la cual se muestra en la figura 1.3.

FIGURA 1.3 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA GENERALIZADA DE LA CUENCA ORIENTE DEL ECUADOR.



Fuente: (Lomas & Calderón, 2015)

En cuanto a la litología del campo Oso se describe a continuación:

1.5.1 CUATERNARIO.

En la parte superior se caracteriza por una secuencia comprendida por conglomerados y areniscas con intercalaciones de capas de arcillolitas; en la parte media hacia la base presenta arcillolitas intercaladas con areniscas, limolitas, capas de anhidrita y esporádicamente niveles de carbón. (Lomas & Calderón, 2015).

1.5.2 FORMACIÓN CHALCANA.

Constituida principalmente de arcillolitas con intercalaciones de limolita, carbón y anhidrita en el tope. Hacia la parte media posee arcillolita, arenisca, limolita y anhidrita. En la base presenta arcillolita con intercalaciones de limolita y arenisca (Lomas & Calderón, 2015).

1.5.3 FORMACIÓN ORTEGUAZA.

Principalmente está comprendida de lutitas con intercalaciones de limolita y arenisca (Lomas & Calderón, 2015).

1.5.4 FORMACIÓN TIYUYACU

Está comprendida por arcillolitas intercaladas con finos lentes de arenisca y limolita en toda la formación. Además, se conforma por cuerpos de conglomerado siendo éstos cuarzosos, en tanto que, el conglomerado basal está constituido por chert (Lomas & Calderón, 2015).

1.5.4.1 Conglomerado Superior Tiyuyacu

Esta secuencia está comprendida por un conglomerado cuarzoso (Lomas & Calderón, 2015).

1.5.4.2 Conglomerado Intermedio Tiyuyacu

Está comprendida por conglomerado intercalado con finos lentes de limolita en toda la formación (Lomas & Calderón, 2015).

1.5.4.3 Conglomerado Inferior Tiyuyacu

Está comprendido por un potente conglomerado de chert con intercalaciones de arcillolita (Lomas & Calderón, 2015).

1.5.5 FORMACIÓN TENA

Compuesta principalmente por arcillolitas y finos lentes de caliza, arenisca y limolita en toda la formación. En la base se presenta el miembro correspondiente a la arenisca Basal Tena (Lomas & Calderón, 2015).

1.5.6 ARENISCA BASAL TENA

Constituido principalmente por arenisca gris clara, blanca, hialina, translúcida a transparente, friable, grano fino a muy fino, cuarzosa, subredondeada, moderada selección, matriz argilácea, cemento ligeramente calcáreo, pobre porosidad visible. Manifestación de hidrocarburo en forma de trazas (Lomas & Calderón, 2015).

1.5.7 FORMACIÓN NAPO.

Constituida principalmente por lutitas con intercalaciones de areniscas y calizas. En la Formación Napo se hallan los reservorios correspondientes a Arenisca “U” y Arenisca “T” (Lomas & Calderón, 2015).

1.5.7.1 Caliza “M-1”

Está constituida por caliza con intercalaciones de lutita. Hacia el tope encontramos la caliza crema moteada con gris claro, suave a moderadamente dura, corte irregular a blocoso, porosidad no visible, ocasionalmente con inclusiones de micro pirita. Presenta trazas de hidrocarburo. Hacia la base la caliza presenta inclusiones de micro pirita sin presencia de hidrocarburo (Lomas & Calderón, 2015).

1.5.7.2 Caliza “M-2”

Está constituida por un cuerpo de caliza suave, de corte irregular y porosidad no visible con intercalaciones de lutita moderadamente dura a suave, laminar con textura cerosa a terrosa (Lomas & Calderón, 2015).

1.5.7.3 Caliza “A”

Hacia el tope está constituida por un cuerpo masivo de caliza con intercalaciones de lutita. Sin manifestación de hidrocarburo (Lomas & Calderón, 2015).

1.5.7.4 Arenisca “U”

Está constituida por areniscas, con intercalaciones de lutita. En el presente campo se la ha dividido en dos submiembros de acuerdo con las características del reservorio (Lomas & Calderón, 2015).

1.5.7.5 Arenisca “U” Superior

Constituida por arenisca con finas intercalaciones de lutita. La arenisca se caracteriza por un color café claro, grano fino a muy fino, cuarzosa, subangular a subredondeada, moderada selección, en parte matriz caolinítica, en parte cemento calcáreo, porosidad no visible, con inclusiones de glauconita. Pobre manifestación de hidrocarburo. La lutita posee una textura cerosa a terrosa, sin reacción calcárea (Lomas & Calderón, 2015).

1.5.7.6 Arenisca “U” Principal

Constituida, de manera general, principalmente por una arenisca blanca, cuarzosa, de grano fino a medio, subangular a subredondeada, moderadamente clasificada, con una porosidad de regular a buena y pobre manifestación de hidrocarburo (Lomas & Calderón, 2015).

1.5.8 LUTITA NAPO MEDIA

Está constituida principalmente por lutita de corte físil y textura cerosa con intercalaciones de caliza de corte blocoso, porosidad no visible y sin manifestación de hidrocarburo hacia el tope (Lomas & Calderón, 2015).

1.5.8.1 Caliza “B”

Está constituida principalmente por caliza suave a moderadamente dura, de corte irregular, porosidad no visible, en partes con inclusiones de micro pirita. Sin manifestación de hidrocarburo (Lomas & Calderón, 2015).

1.5.8.2 Arenisca “T”

Está constituida principalmente de arenisca con intercalaciones de lutita y caliza. De acuerdo con características del reservorio, la Arenisca “T” se la ha dividido en dos submiembros (Lomas & Calderón, 2015).

1.5.8.3 Arenisca “T” Superior

Está constituido principalmente de arenisca transparente a translúcida, friable, moderadamente consolidada con intercalaciones de lutita de corte astillosa y textura cerosa y hacia la base con caliza suave a moderadamente dura (Lomas & Calderón, 2015).

1.5.8.4 Arenisca “T” Principal

Está constituido principalmente por arenisca, con intercalaciones de lutita (Lomas & Calderón, 2015).

1.5.9 LUTITA NAPO INFERIOR

Este Miembro está constituido principalmente por lutita gris, gris claro, suave a moderadamente dura, físil, laminar, textura terrosa a cerosa, sin reacción calcárea con intercalaciones de caliza hacia el tope. La caliza tiene corte blocoso a irregular, porosidad no visible, con inclusiones de glauconita. Sin manifestación de hidrocarburo (Lomas & Calderón, 2015).

1.5.10 FORMACIÓN HOLLÍN

La Formación Hollín se encuentra constituida por dos miembros de acuerdo con las características del reservorio (Lomas & Calderón, 2015).

1.5.10.1 Arenisca Hollín Superior

Está compuesta principalmente por arenisca de grano medio a fino, cuarzosa, subredondeada a subangular, buena selección, matriz no visible, cemento no visible, buena porosidad visible. Pobre manifestación de hidrocarburos con intercalaciones de lutita hacia el tope. La lutita presenta un color café suave a moderadamente dura, blocosa, planar, textura terrosa a cerosa, sin manifestación calcárea (Lomas & Calderón, 2015).

1.5.10.2 Arenisca Hollín Principal

Está compuesta principalmente por arenisca hialina, transparente, suelta, grano medio a fino, cuarzosa, subredondeada a subangular, moderada selección, con intercalaciones de lutita hacia el tope (Lomas & Calderón, 2015).

1.6 PROPIEDADES DE LAS ROCAS Y LOS FLUIDOS

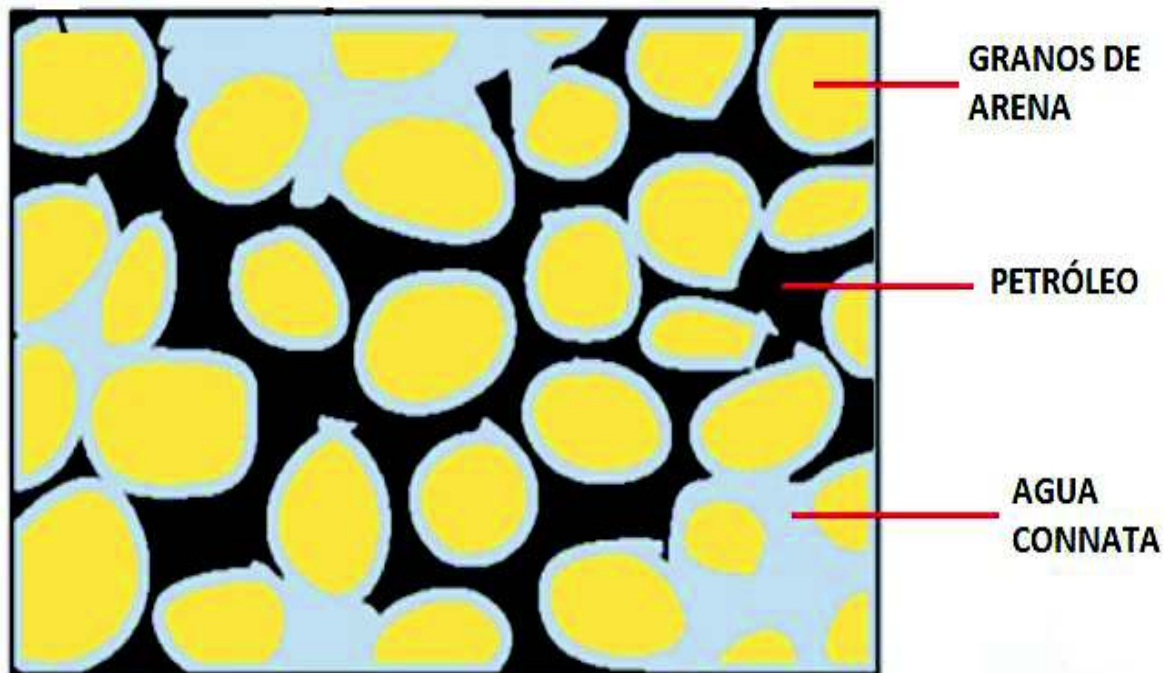
Para predecir el comportamiento de los fluidos en el yacimiento, es de vital importancia estudiar las propiedades de los mismos, así como de las rocas donde estos se almacenan. Esto lo podemos lograr mediante pruebas de laboratorio de ser posible, o caso contrario usando ecuaciones de estado mediante cartas o correlaciones que se tengan a disposición (Cabrera Mármol, Cabrera Ochoa, & Delgado Chancay, 2012).

1.6.1 FUERZAS CAPILARES

1.6.1.1 Tensión superficial e interfacial

Es la energía de superficie relacionada con las interfaces dos fluidos inmiscibles que coexisten en un medio poroso. Esta energía influye en su saturación, distribución y desplazamiento. En la Figura 1.4, el agua y el petróleo coexisten en el yacimiento a pesar de que éste no haya sido invadido con agua (Paris de Ferrer, 2001).

FIGURA 1.4 VISTA MICROSCÓPICA DE UN SISTEMA ROCA FLUIDO.



Fuente: (Cabrera Mármol, Cabrera Ochoa, & Delgado Chancay, 2012)
Modificado por: Cristhian Herrera

La tensión superficial σ actúa como una membrana tensa en la superficie libre del líquido cuya fuerza tiende a bajar las moléculas de éste y a mantenerlas dentro del mismo. Si la superficie es entre dos líquidos inmiscibles, se denomina tensión Interfacial (TIF) y depende de la naturaleza y complejidad del líquido. Es importante el estudio de esta propiedad ya que puede influir en la saturación, distribución y desplazamiento del fluido en el medio (Cabrera Mármol, Cabrera Ochoa, & Delgado Chancay, 2012).

1.6.2 HUMECTABILIDAD

Es la tendencia de un fluido a adherirse sobre una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles (Cabrera Mármol, Cabrera Ochoa, & Delgado Chancay, 2012).

La humectabilidad de la roca controla la posición de los fluidos de acuerdo a su habilidad relativa para fluir, la fase mojante debido a su atracción con la roca y puesto que está alojada en los capilares más pequeños está en una posición

desfavorable para fluir, por lo tanto la humectabilidad afecta a la presión capilar y a las permeabilidades (Cabrera Mármol, Cabrera Ochoa, & Delgado Chancay, 2012).

Una medida de la humectabilidad es el ángulo de contacto, θ_c , relacionado con las energías de superficie según la siguiente ecuación (Cabrera Mármol, Cabrera Ochoa, & Delgado Chancay, 2012):

$$A_t = \sigma_{os} - \sigma_{ws} = \sigma_{ow} \cos \theta_c \quad (1-1)$$

donde:

A_t = Tensión de adhesión

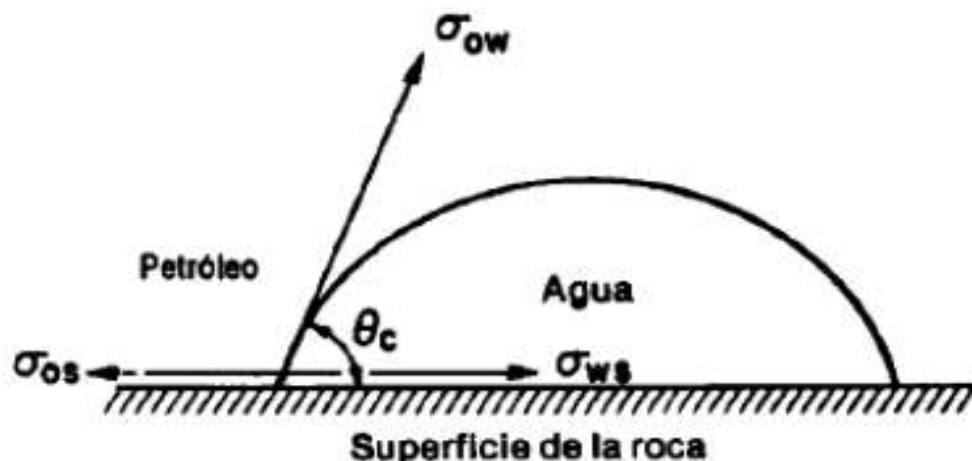
σ_{os} = energía Interfacial entre la roca y el petróleo, dinas/cm.

σ_{ws} = energía Interfacial entre la roca y el agua, dinas/cm.

σ_{ow} = tensión Interfacial entre el petróleo y el agua, dinas/cm

θ_c = ángulo de contacto petróleo-roca-agua, grados.

FIGURA 1.5 FUERZAS INTERFACIALES ENTRE DOS FLUIDOS Y HUMECTABILIDAD EN SISTEMAS ROCA-SÓLIDOS.



Fuente: (Paris de Ferrer, 2001)

La ecuación 1-1 representa el balance de fuerzas que actúa en el punto de contacto de los dos fluidos con la superficie sólida. Éste genera una tensión de adhesión (A_t)

como se muestra en la figura 1.5 (Cabrera Mármol, Cabrera Ochoa, & Delgado Chancay, 2012).

El ángulo de contacto se usa como medida cualitativa de la humectabilidad, de la siguiente manera (Cabrera Mármol, Cabrera Ochoa, & Delgado Chancay, 2012):

Si A_t es positiva, indica que el líquido más denso (agua) moja preferencialmente la roca y $\theta_c < 90^\circ$. Además, $\sigma_{ws} < \sigma_{os}$.

Si A_t es negativa, indica que el líquido menos denso moja preferencialmente la roca y $\theta_c > 90^\circ$. Además, $\sigma_{os} < \sigma_{ws}$.

Si A_t es cero, indica que ambas fases tienen igual afinidad por la roca y $\theta_c = 90^\circ$.

Factores que pueden ser afectados por la humectabilidad (Paris de Ferrer, 2001):

- La localización y la saturación de agua residual.
- La distribución de los fluidos en el yacimiento, es decir, la localización del petróleo y del agua en el espacio poroso.
- El valor y la localización del petróleo residual.
- El mecanismo de desplazamiento.

1.6.3 PRESIÓN CAPILAR

Debido a que las interfaces están en tensión, existe una diferencia de presión a lo largo de esta interfase. Una de estas interfaces moja preferiblemente a la roca. Si se toma positiva entonces se calcula restando la presión de la fase no mojante menos la presión de la fase mojante, es decir (Cabrera Mármol, Cabrera Ochoa, & Delgado Chancay, 2012):

$$P_C = P_{nm} - P_m \quad (1-2)$$

Donde:

P_C = presión capilar, psi

P_m = presión en la fase mojante, psi

P_{mn} = presión en la fase no mojante, psi

Así, para un sistema agua-petróleo se tiene (Cabrera Mármol, Cabrera Ochoa, & Delgado Chancay, 2012):

$$P_C = P_o - P_w = (\rho_w - \rho_o)gh = \frac{2\sigma_{ow} \cos \theta_C}{r} \quad (1-3)$$

Donde:

ρ_w = densidad del agua

ρ_o = densidad del Petróleo

g = aceleración debido a la gravedad

h = altura de la elevación del agua en el capilar sobre el nivel del recipiente

r = radio del tubo capilar

Como podemos observar, la presión capilar se relaciona con la tensión Interfacial entre los fluidos, con la humectabilidad de éstos y con el tamaño del capilar, r (Cabrera Mármol, Cabrera Ochoa, & Delgado Chancay, 2012).

1.6.4 FUERZAS CAPILARES SATURACIÓN DE AGUA CONNATA, S_{wc} .

Es la saturación de agua inicial en cualquier punto en el reservorio. La saturación de agua connata alcanza un valor de saturación de agua irreducible sólo sobre la zona de transición. En la zona de transición el agua connata es móvil. Generalmente se considera inmóvil; sin embargo, al inyectar agua a un yacimiento, la primera que se produce tiene composición diferente a la inyectada, lo que indica que el agua connata es desplazada por la inyectada (Cabrera Mármol, Cabrera Ochoa, & Delgado Chancay, 2012).

1.6.5 PERMEABILIDAD, K

La permeabilidad es la capacidad que tiene el medio poroso para permitir el flujo de fluidos (Escobar, 2010).

1.6.5.1 Absoluta o específica

Es aquella permeabilidad que se mide cuando un fluido satura 100 % el espacio poroso. Normalmente, el fluido de prueba es aire o agua (Escobar, 2010).

1.6.5.2 Efectiva

Es la medida de la permeabilidad a un fluido que se encuentra en presencia de otro u otros fluidos que saturan el medio poroso. La permeabilidad efectiva es función de la saturación de fluidos, siempre las permeabilidades relativas son menores que la permeabilidad absoluta (Escobar, 2010).

1.6.5.3 Relativa

Es la relación existente entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. Esta medida es muy importante en ingeniería de yacimientos, ya que da una medida de la forma como un fluido se desplaza en el medio poroso (Escobar, 2010).

1.6.6 MOVILIDAD, λ

Es la relación que existe entre la permeabilidad efectiva y la viscosidad de un fluido (Escobar, 2010).

$$\lambda_o = \frac{\kappa_o}{\mu_o}, \lambda_w = \frac{\kappa_w}{\mu_w}, \lambda_g = \frac{\kappa_g}{\mu_g} \quad (1-4)$$

Donde:

λ = movilidad

K = permeabilidad

μ = viscosidad

Son las movilidades del petróleo, agua y gas respectivamente.

1.6.6.1 Razón de movilidad, M

Se define como la movilidad λ_D de la fase desplazante: agua o gas, dividida por la movilidad λ_d del fluido desplazado: petróleo (Cabrera Mármol, Cabrera Ochoa, & Delgado Chancay, 2012).

En inyección de agua:
$$M_{D,d} = M_{w,o} = \frac{\kappa_w/\mu_w}{\kappa_o/\mu_o} \quad (1-5)$$

En inyección de gas:
$$M_{D,d} = M_{g,o} = \frac{\kappa_g/\mu_g}{\kappa_o/\mu_o} \quad (1-6)$$

Donde:

M = razón de movilidad, con dos subíndices que indican la fase desplazante y la fase desplazada

- La permeabilidad efectiva a la fase desplazante se evalúa a la saturación promedio de dicha fase en la zona del yacimiento invadida, esto es, detrás del frente de invasión (Cabrera Mármol, Cabrera Ochoa, & Delgado Chancay, 2012).
- La permeabilidad efectiva a la fase desplazada se evalúa a la saturación de dicha fase en la zona delante del frente de invasión (Cabrera Mármol, Cabrera Ochoa, & Delgado Chancay, 2012).

Luego de diversos estudios y pruebas realizadas se ha tomado la convención de denominar razón de movilidad favorable la que es menor de la unidad, y no favorable la que es mayor. (Cabrera Mármol, Cabrera Ochoa, & Delgado Chancay, 2012).

1.6.7 DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS INMISCIBLES

Cuando se inyecta agua o gas en los yacimientos de petróleo, ocurren desplazamientos inmiscibles. Para que exista el desplazamiento es necesario que el fluido desplazante disponga de más energía que el desplazado. A medida que se inyecta el primero, se va formando un frente de separación y se comienzan a distinguir dos zonas en el yacimiento: una no invadida, donde se va formando un banco de petróleo debido al petróleo que es desplazado hacia adelante. Detrás de ese banco se tiene la zona invadida, formada por el fluido inyectado y el petróleo remanente (Cabrera Mármol, Cabrera Ochoa, & Delgado Chancay, 2012).

1.6.8 MECANISMO DE DESPLAZAMIENTO PARA AGUA, PETRÓLEO Y GAS

El desplazamiento de un fluido por otro es un proceso de flujo no continuo, ya que las saturaciones de los fluidos cambian con el tiempo. Esto causa cambios en las permeabilidades relativas, en las presiones y en las viscosidades de las fases. El mecanismo de desplazamiento de una inyección de agua se puede presentar en cinco etapas (Paris de Ferrer, 2001).

- Condiciones iniciales (antes de la inyección)
- La invasión
- Llame
- La ruptura del agua
- Posterior a la ruptura

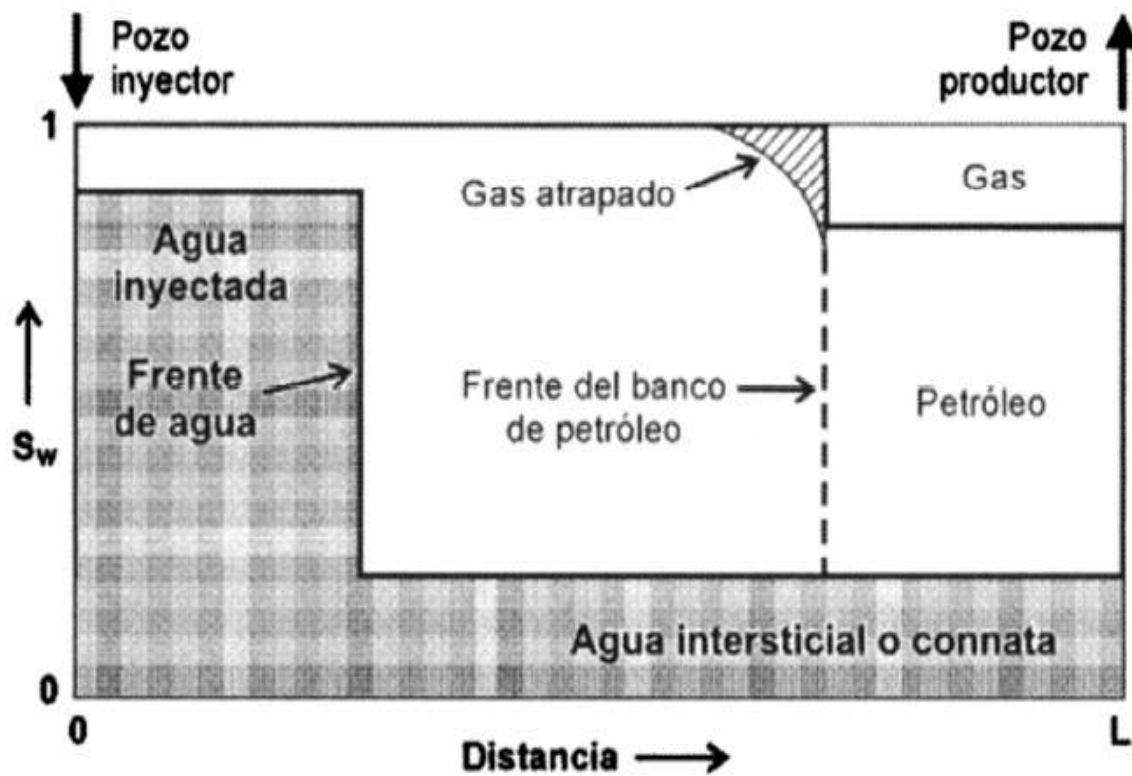
1.6.8.1 Condiciones iniciales

Al tratarse de un yacimiento que ha sido producido por agotamiento natural durante la primera fase de su producción, la presión actual del mismo será menor que la presión de burbuja del petróleo original en el yacimiento, por lo cual existirá una fase de gas presente la cual de acuerdo con las suposiciones será uniforme a través del yacimiento (Paris de Ferrer, 2001).

1.6.8.2 La invasión a un determinado tiempo

El comienzo de la inyección de agua está acompañado por un aumento de la presión en el yacimiento, que es mayor alrededor de los pozos inyectoros y declina hacia los pozos productores. A medida que continúa la inyección de agua, parte del petróleo se desplaza hacia adelante para formar un banco de petróleo. Éste empuja con efectividad el gas altamente móvil hacia adelante, aunque bajo ciertas condiciones parte del gas puede ser atrapado por dicho banco, ocupando un espacio que de otra manera contendría petróleo residual. Detrás del banco de petróleo se forma el banco de agua, donde únicamente están presentes el agua inyectada y el petróleo residual. La figura 1.6 muestra la distribución de los fluidos en el yacimiento durante el proceso de inyección de agua (Paris de Ferrer, 2001).

FIGURA 1.6. DISTRIBUCIÓN ESQUEMÁTICA DE LOS FLUIDOS A UN CIERTO TIEMPO DURANTE LA INYECCIÓN.



Fuente: (Paris de Ferrer, 2001)

1.6.8.3 Llone

Todo el gas, excepto el atrapado, se desplaza de la porción inundada del yacimiento antes de que se produzca el petróleo. A esto se le denomina "llone" y para lograrlo, la acumulación de agua inyectada debe ser igual al volumen del espacio ocupado por el gas móvil en el yacimiento (Paris de Ferrer, 2001).

Durante este periodo, parte del gas se re disuelve con el petróleo que va contactando, mientras que el remanente fluye hacia los pozos productores. El llone puede representarse por un frente de petróleo que viaja más rápido que el frente de agua y detrás del cual, la saturación de gas se encuentra en su valor residual. La llegada del frente de petróleo a los pozos productores marca el final del período de llone (Paris de Ferrer, 2001).

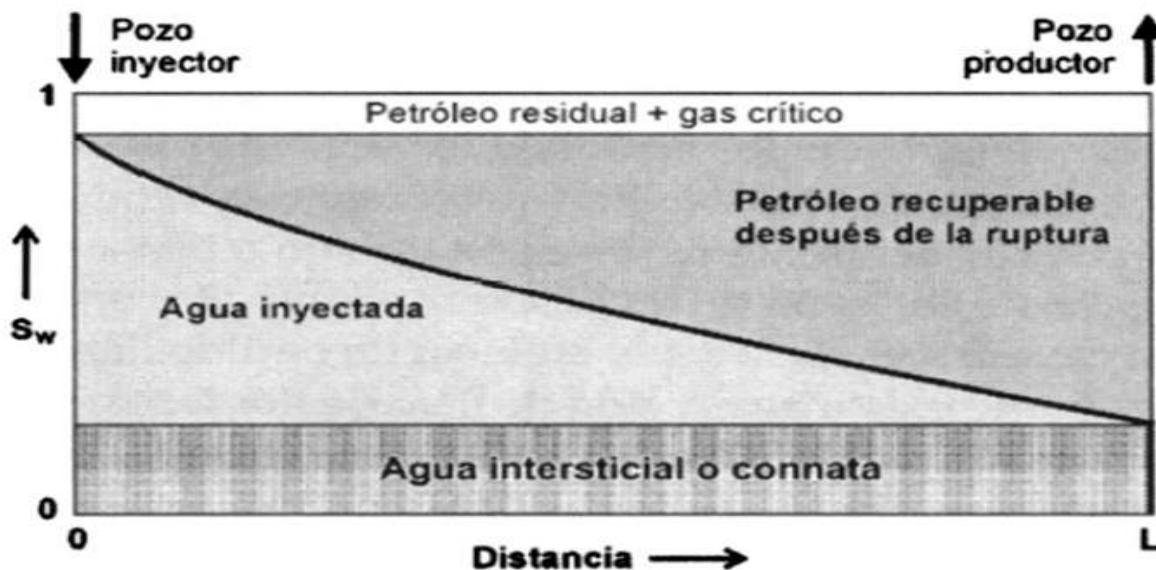
Detrás del frente de agua, la saturación de petróleo se va reduciendo progresivamente a medida que el petróleo va siendo desplazado por la corriente de agua, hasta que, finalmente, se alcanza la saturación de petróleo residual (Paris de Ferrer, 2001).

1.6.8.4 Ruptura

Cuando se alcanza el llone, el avance del frente continúa, pero la tasa de producción de petróleo aumenta y eventualmente es igual a la tasa de inyección de agua (en términos de volúmenes de yacimiento). Si la saturación de agua inicial de la formación es menor que la requerida para fluir, la producción del petróleo durante esta fase estará libre de agua. El comienzo de una producción significativa de agua es el signo de que se ha producido la ruptura del frente de agua en el pozo (Cabrera Mármol, Cabrera Ochoa, & Delgado Chancay, 2012).

La figura 1.7 muestra las saturaciones de los fluidos en el momento en que se alcanza la ruptura (Cabrera Mármol, Cabrera Ochoa, & Delgado Chancay, 2012).

FIGURA 1.7. DISTRIBUCIÓN ESQUEMÁTICA DE LOS FLUIDOS EN EL MOMENTO DE LA RUPTURA.



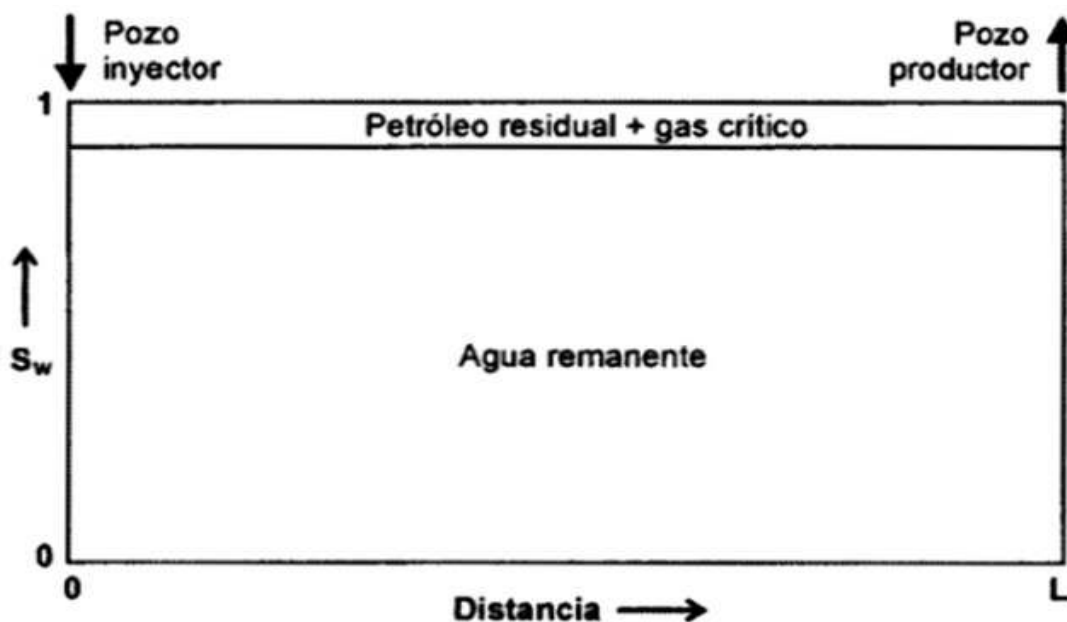
Fuente: (Cabrera Mármod, Cabrera Ochoa, & Delgado Chancay, 2012)

1.6.8.5 Posterior a la ruptura.

Durante esta etapa, la producción de agua aumenta a expensas de la producción de petróleo. El recobro gradual del petróleo detrás del frente se obtiene solamente con la circulación de grandes volúmenes de agua. Durante esta fase final de inyección, el área barrida aumentará y esto puede proveer suficiente producción de petróleo para justificar la continuación de la inyección. El proceso finalizará cuando no sea económico. Finalmente, al llegar la etapa de agotamiento de la inyección de agua, la porción inundada del yacimiento contendrá únicamente petróleo residual y agua (Cabrera Mármod, Cabrera Ochoa, & Delgado Chancay, 2012).

La figura 1.8 muestra la distribución final de saturación de los fluidos después que concluye la inyección de agua (Cabrera Mármod, Cabrera Ochoa, & Delgado Chancay, 2012).

FIGURA 1.8 DISTRIBUCIÓN ESQUEMÁTICA DE LOS FLUIDOS EN EL MOMENTO DEL ABANDONO.



Fuente: (Cabrera Mármol, Cabrera Ochoa, & Delgado Chancay, 2012)

1.7 DESCRIPCIÓN DEL TRATAMIENTO DEL AGUA DE FORMACIÓN ANTES DE LA INYECCIÓN

El tratamiento de agua para la inyección consistirá en un tren de procesos físico químicos de acondicionamiento del agua de producción del campo Oso, basado en tiempos de residencia, agitación mecánica, fuerzas centrífugas, filtración y adición de químicos.

El conjunto de procesos mencionados permitirá una calidad de agua adecuada para los fines de inyección de agua para el pozo en mención. En promedio actualmente el agua del campo Oso presenta valores del orden de 55 ppm de sólidos suspendidos totales y un máximo de 45 ppm de petróleo.

Los procesos físicos se complementarán con la incorporación de químicos en distintos puntos de inyección, tales como: Demulsificante, inhibidores de corrosión, Biocida, Antiescala, Clarificadores entre otros, que ayudarán a reducir el contenido de hidrocarburos y sólidos en suspensión a través de toda la planta de tratamiento.

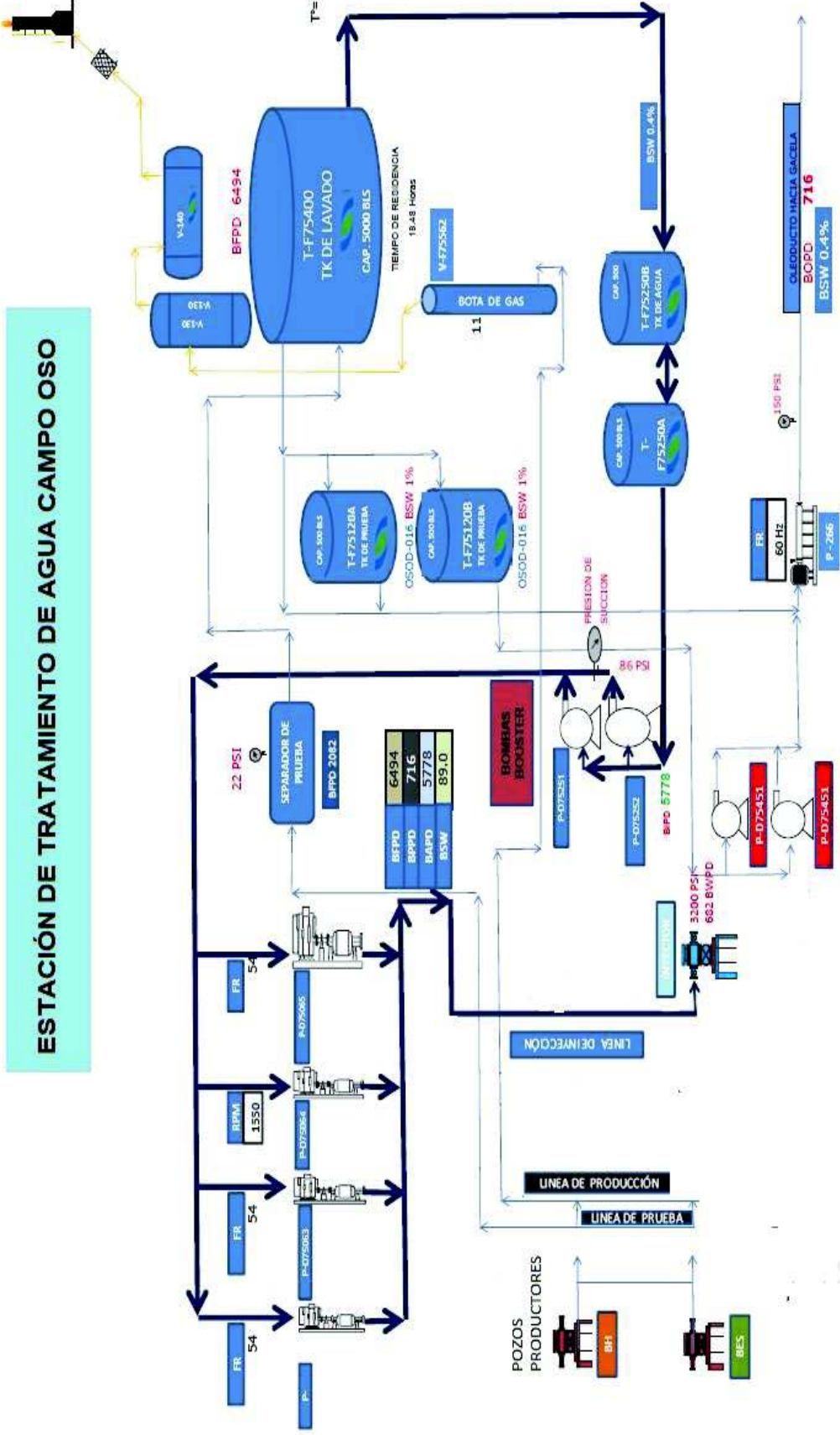
El proceso de inyección consiste en:

- Tanque de Lavado
- Tanques de Agua
- Bomba Booster de Inyección
- Bomba de Inyección
- Cabezales de inyección

El agua de formación desde el Tanque de Lavado T- F75400 es direccionada hacia los tanques de agua T-F75250A y T- F75250B, los mismos que se encuentran comunicados entre sí; y desde aquí por medio de las bombas booster (P-F75251/2) con una presión aproximada de 86 psig se envía a la succión de las 4 bombas de alta presión que se encuentran en paralelo y las cuales entregan fluido motriz a los pozos productores de bombeo hidráulico y a su vez al pozo inyector.

En la figura 1.9 se muestra el esquema del proceso de tratamiento del agua de inyección

FIGURA 1.9 ESQUEMA DEL PROCESO DE TRATAMIENTO DEL AGUA DE INYECCIÓN.



Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)

TABLA 1.3
ANÁLISIS FÍSICO - QUÍMICO DEL AGUA A INYECTARSE EN EL POZO INY.

ANÁLISIS FÍSICO-QUÍMICO		
POZOS DE PRODUCCION		
Fecha :	UNIDADES	
Responsable		Luis Titoaña
Pozo :		
Campo :		OSO
Na ⁺	(mg/l)*	85
Mg ²⁺	(mg/l)	14
Ca ²⁺	(mg/l)	32
Ba ²⁺	(mg/l)	2
Hierro total	(mg/l)	1,16
Cl ⁻	(mg/l)	100
SO ₄ ²⁻	(mg/l)	8
Bicarbonatos	(mg/l HCO ₃)	220
Acidos carboxilicos	(mg/l)	44
TDS (Calculado)	(mg/l)*	482
TDS (Medido)	(mg/l)*	247
pH medido	---	7,24
CO ₂ Agua	(mg/l)	160
H ₂ S Agua	(mg/l)	0,1
Aceite en agua	(ppm)	10
Oxígeno disuelto	(ppb)	10
Residual de inhibidor de escala	(ppm)	
BAPD	(BAPD)	6847
Temperatura de Horizontal	(°F)	165
Temperatura de cabeza	(°F)	160
Presión de Horizontal	(psia)	2950
Presión de cabeza	(psia)	2900
Indice de saturacion CaCO ₃ HPS	SI	-0,14
Potencial de depositación CaCO ₃ HPS	PTB	0,00
Indice de saturacion CaCO ₃ cabeza	SI	-0,17
Potencial de depositación CaCO ₃ cabeza	PTB	0,00
Tendencia Incrustante fondo	-----	Unlikely Problem
Tendencia Incrustante cabeza	-----	Unlikely Problem
Indice de saturacion BaSO ₄ HPS	SI	0,10
Potencial de depositación BaSO ₄ HPS	PTB	0,35
Indice de saturacion BaSO ₄ cabeza	SI	0,11
Potencial de depositación BaSO ₄ cabeza	PTB	0,35
Tendencia Incrustante fondo	-----	Problem Unlikely
Tendencia Incrustante cabeza	-----	Problem Unlikely

Resultados Scale SoftPitzer Version 12.1

Condiciones		Valores calculados en las condiciones dadas - cantidad de escala en lb/1000 lbs					
Temp	Press	Calcite, CaCO ₃			Barite, BaSO ₄		
F	psi	IS	Amount	Probabilidad	IS	Amount	Probabilidad
165	2950	-0,14	0,00	Unlikely Problem	0,10	0,35	Problem Unlikely
160	2900	-0,17	0,00	Unlikely Problem	0,11	0,35	Problem Unlikely

Observaciones y comentarios:

- 1.- Analisis de la probabilidad de formación de escala para las siguientes especies:
Para la CALCITA y BARITA es IMPROBABLE los IS < 0
- 2.- La cantidad de ESCALA a formarse expresada en PTB bajo las condiciones dadas , es nula.
- 3.- Tratamiento químico aplicado: 5CW14336, inyectado desde el pozo OSOD-020.

Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)

CAPITULO 2

METODOLOGÍA

2.1 EL MÉTODO BUCKLEY-LEVERETT

El método Buckley-Leverett se fundamenta en la teoría de desplazamiento y permite estimar el comportamiento de un desplazamiento lineal cuando se inyecta agua o gas a una tasa constante en un yacimiento, este método estimará el volumen de petróleo desplazado a cualquier tiempo, la tasa de producción de petróleo y el volumen de agua que se tiene que inyectar por cada volumen de petróleo producido (Loayza Aguilar, Cusme Vera, Zavala Amaya, & Gallegos Orta, 2017).

Las suposiciones para desarrollar el método son (Loayza Aguilar, Cusme Vera, Zavala Amaya, & Gallegos Orta, 2017):

- El flujo es lineal, pero puede modificarse con facilidad para flujo radial, por lo que no constituye una limitación fuerte.
- Formación homogénea, o sea k y Φ son uniformes.
- Desplazamiento tipo pistón con fugas.
- Los fluidos son inmiscibles, es decir, que existe presión capilar.
- Sólo pueden existir dos fluidos circulando al mismo tiempo por un determinado punto, así que deben aplicarse los conceptos de permeabilidades relativas a dos fases.
- La presión de desplazamiento debe estar por encima del punto de burbujeo (no existe gas libre), en caso de que se utilice agua para desplazar petróleo.

- La tasa de inyección y el área perpendicular al flujo se consideran constantes.
- Flujo continuo o estacionario.
- La presión y temperatura deben permanecer constantes para que existan condiciones de equilibrio.

2.2 MÉTODO DE STILES

Este método, incluye básicamente la consideración de diferentes posiciones del frente de invasión en las capas lineales, llenas de líquido, con diferentes permeabilidades, estando cada capa aislada de las demás. Stiles supone que el volumen de agua inyectada en cada capa depende únicamente del valor de (kh) de esa capa. Esto equivale a suponer una relación de movilidad unitaria. El método de Stiles supone un desplazamiento de petróleo tipo pistón, por lo que después de la surgencia de agua en una capa, solamente se produce agua de esa capa. Suposiciones planteadas por Stiles son (Rivera Chávez, 2015):

- 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 (kh) 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.

2.3 MÉTODO DE DYKSTRA-PARSONS

Herman Dykstra y Richard L. Parsons en 1950 desarrollaron uno de los métodos más utilizados en la predicción del comportamiento de inyección de agua. Combinan consideraciones teóricas con resultados experimentales, toman en cuenta la influencia de la variación vertical de la permeabilidad. En el método se considera al yacimiento estratificado y la recuperación de aceite se calcula en función de la razón de movilidades y la variación vertical de permeabilidad en el sistema. Este método se basa en las suposiciones siguientes (Rivera Chávez, 2015):

- No hay flujo cruzado entre las capas.
- Formación estratificada horizontalmente de pozo a pozo.
- El desplazamiento es tipo pistón sin fugas

- El flujo se considera continuo, es decir, sin interrupciones (estado estable)
- Todos los estratos tienen los mismos valores de permeabilidad relativa al aceite y al agua, aun cuando pueden considerarse variables sin ninguna dificultad.
- Los fluidos son incompresibles.
- La caída de presión a través de cada estrato es la misma.
- La razón de movilidad en cada estrato es igual a uno (los fluidos se mueven igual)
- La saturación de gas en el aceite se considera nula.

2.4 APLICACIÓN DEL MÉTODO BUCKLEY – LEVERETT

El método Buckley- Leverett ocurre en tres etapas durante el desplazamiento de petróleo por agua.

- Antes de la ruptura
- En el momento de la ruptura.
- Después de la ruptura.

Esta teoría se aplica a un sistema lineal, como es el caso cuando ocurre un empuje natural de agua, una inyección periférica de agua o una expansión de la capa de gas; pero esto no es lo que sucede en muchos de los arreglos de pozos existentes en las operaciones de recuperación secundaria que no podrían simularse en una sola dimensión. La teoría de desplazamiento, además de suponer flujo lineal y continuo de dos fases, también supone la formación homogénea, con una saturación de agua connata constante a lo largo del yacimiento; igualmente se consideran constantes la tasa de inyección y el área perpendicular al flujo. Por último, supone que, para que existan condiciones de equilibrio, la presión y temperatura del yacimiento también deben permanecer constantes.

La formulación matemática de la teoría desarrollada originalmente por Leverett, permite determinar la saturación de la fase desplazante en el frente de invasión en el sistema lineal.

2.4.1 PREDICCIÓN ANTES DE LA RUPTURA

Para analizar la predicción antes de la ruptura hay que trazar la relación de permeabilidad relativa k_{ro}/k_{rw} frente a la saturación de agua en una escala semilogarítmica. La permeabilidad relativa frente a la curva S_w se puede describir matemáticamente como (Norman, 2018):

$$\frac{K_{ro}}{K_{rw}} = ae^{bS_w} \quad (2-1)$$

Donde:

k_{ro} = permeabilidad relativa al petróleo.

k_{rw} = permeabilidad relativa al agua.

S_w = saturación de agua en los pozos de producción.

De la ecuación 2-1 se obtendrá las constantes a y b . Luego se supone varios valores de S_w y se calcula la curva de flujo fraccional en sus derivadas usando la siguiente ecuación (Norman, 2018):

$$f_w = \frac{1}{1 + \left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right) ae^{bS_w}} \quad (2-2)$$

Donde:

f_w = es el corte de agua de la producción.

μ_w = viscosidad del agua.

μ_o = viscosidad del petróleo.

Diferenciando la ecuación 2.2 con respecto a S_w dan la pendiente de la curva de flujo fraccional:

$$\left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_{S_w} = -\frac{\left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right) a e^{b S_w}}{\left[1 + \left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right) a e^{b S_w}\right]^2} \quad (2-3)$$

Donde:

$\left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_{S_w}$ = pendiente de la curva de flujo fraccional.

Luego se grafica f_w y (df_w/dS_w) vs S_w . Y por último se calcula el volumen poroso (PV) y el petróleo in-situ (OOIP) mediante las ecuaciones 2-4 y 2-5 respectivamente (Cabrera Mármol, Cabrera Ochoa, & Delgado Chancay, 2012) .

$$PV = \frac{\phi A h}{5,615} \quad (2-4)$$

Donde:

PV = volumen poroso.

ϕ = porosidad.

A = área de la sección transversal.

h = espesor de la formación.

$$OOIP = 7758 * A * h * \phi * (1 - S_{wi}) \quad (2-5)$$

Donde:

OOIP = petróleo original in situ.

S_{wi} = saturación inicial del agua.

2.4.2 ANÁLISIS AL PUNTO DE RUPTURA

Para determinar el tiempo hasta la ruptura, siempre y cuando el volumen de inyección sea constante se emplea la ecuación 2-6 (Rivera Chávez, 2015):

$$t_{BT} = \frac{LA\phi}{5,615qi\left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_{S_{wBT}}} \quad (2-6)$$

Donde:

t_{BT} = tiempo al que ocurre la irrupción de agua.

L = distancia entre los pozos inyector y productor.

A = área transversal.

ϕ = porosidad.

S_{wBT} = Saturación de agua promedio a la ruptura.

Para el cálculo de la cantidad de agua inyectada hasta el momento de la ruptura se utiliza la ecuación 2-7 (Cabrera Mármol, Cabrera Ochoa, & Delgado Chancay, 2012):

$$W_{iBT} = i_w * t_{BT} \quad (2-7)$$

Donde:

W_{iBT} = agua inyectada en el momento de la ruptura, bls.

t_{BT} = tiempo al que ocurre la irrupción de agua, día.

i_w = tasa de inyección de agua por día, bls/día.

Para las condiciones de ruptura es posible aproximar la recuperación de petróleo como igual al volumen de agua inyectado, debido al efecto de llenado en un sistema considerado lineal, es decir, que (Rivera Chávez, 2015):

$$N_p = W_i = \frac{LA\phi}{\left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_f} \quad (2-8)$$

Donde:

N_p = recuperación de petróleo antes de la ruptura, bls.

L = distancia entre los pozos inyector y productor, ft.

A = área transversal, acres.

ϕ = porosidad.

W_i = volumen de agua inyectada, igual al volumen de petróleo desplazado antes de la ruptura.

$(df_w/dS_w)_f$ = derivada del flujo fraccional con respecto a S_w en el frente antes de la irrupción.

Para calcular el petróleo producido al momento de la ruptura se utiliza la ecuación 2-9 (Cabrera Mármol, Cabrera Ochoa, & Delgado Chancay, 2012):

$$N_{pBT} = \frac{W_{iBT}}{B_o} \quad (2-9)$$

Donde:

N_{pBT} = recuperación de petróleo en el momento de la ruptura.

La relación agua-petróleo (WOR) al momento de la ruptura puede ser calculado mediante la ecuación 2-10 (Cabrera Mármol, Cabrera Ochoa, & Delgado Chancay, 2012):

$$WORS = \frac{B_o f_w}{B_w(1-f_w)} \quad (2-10)$$

Donde:

WORS = relación agua petróleo al momento de la ruptura.

f_w = es el corte de agua de la producción.

B_o = factor volumétrico del petróleo.

B_w = factor volumétrico del agua.

2.4.3 ANÁLISIS DESPUÉS DE LA RUPTURA

Los análisis que realizamos después de la ruptura son primero la movilidad M que es calculada mediante la ecuación 2-11 (Norman, 2018).

$$M = \frac{K_{rw_{BT}} * \mu_o}{K_{ro_{BT}} * \mu_w} \quad (2-11)$$

Donde:

M = razón de movilidad

$K_{rw_{BT}}$ = permeabilidad relativa del agua para la saturación del agua al punto de ruptura.

$K_{ro_{BT}}$ = permeabilidad relativa del petróleo para la saturación del agua al punto de ruptura.

μ_o = viscosidad del petróleo.

μ_w = viscosidad del agua.

Seguidamente se calcula la eficiencia areal en función de la movilidad según lo propuesto por Willhite (Cabrera Mármol, Cabrera Ochoa, & Delgado Chancay, 2012):

$$E_{ABT} = 0,54602036 + \frac{0,03170817}{M} + \frac{0,30222997}{e^M} - 0,00509693M \quad (2-12)$$

Donde:

E_{ABT} = eficiencia areal en el punto de ruptura.

Otros parámetros que se calcula son:

- Sw promedio después de la ruptura (S_{wp}) (Cabrera Mármol, Cabrera Ochoa, & Delgado Chancay, 2012):

$$S_{wp} = S_{w2} + \frac{1-f_{w2}}{\left(\frac{df_w}{dS_w}\right)} \quad (2-13)$$

Donde:

S_{wp} = saturación de agua después de la ruptura.

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

(df_w/dS_w) = derivada del flujo fraccional con respecto a S_w después de la ruptura.

- Eficiencia de desplazamiento E_D (Cabrera Mármol, Cabrera Ochoa, & Delgado Chancay, 2012):

$$E_D = \frac{S_{wp} - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \quad (2-14)$$

Donde:

E_D = eficiencia de desplazamiento.

S_{wi} = saturación inicial de agua.

- Producción acumulada de petróleo la cual se obtiene mediante la ecuación 2-15 (Norman, 2018):

$$N_p = OOIP * E_D * E_A \quad (2-15)$$

- Volumen de agua inyectada en los poros (Norman, 2018):

$$Q_i = \frac{1}{\left(\frac{df_{w2}}{dS_w}\right)} \quad (2-16)$$

Donde:

Q_i = volumen de agua inyectada.

(df_{w2}/dS_w) = derivada del flujo fraccional con respecto a S_w después de la ruptura.

- Inyección acumulada de agua la cual es calculada mediante la ecuación 2-17 (Cabrera Mármol, Cabrera Ochoa, & Delgado Chancay, 2012):

$$W_{inj} = PV * Q_i \quad (2-17)$$

Donde:

W_{inj} = acumulado de agua inyectada.

- Tiempo t al inyectar W_{inj} (Cabrera Mármol, Cabrera Ochoa, & Delgado Chancay, 2012):

$$t = \frac{W_{inj}}{i_w} \quad (2-18)$$

Donde:

t = tiempo al inyectar el acumulado de agua.

- Producción acumulada de agua (Norman, 2018):

$$W_p = \frac{W_{inj} - (S_{wp} - S_{wi})(PV) * E_A * E_D}{B_w} \quad (2-19)$$

Donde:

W_p = producción acumulada de agua.

- La relación agua-petróleo después de la ruptura ($WOR_{s,e}$) se define como:

$$WOR_{s,e} = \frac{\beta_o}{B_w \left(\frac{1}{f_{w2}-1} \right)} \quad (2-20)$$

Donde:

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

- Tasa de flujo de petróleo (Q_o) (Cabrera Mármol, Cabrera Ochoa, & Delgado Chancay, 2012):

$$Q_o = \frac{i_w}{B_o + (B_w * WOR_{s,e})} \quad (2-21)$$

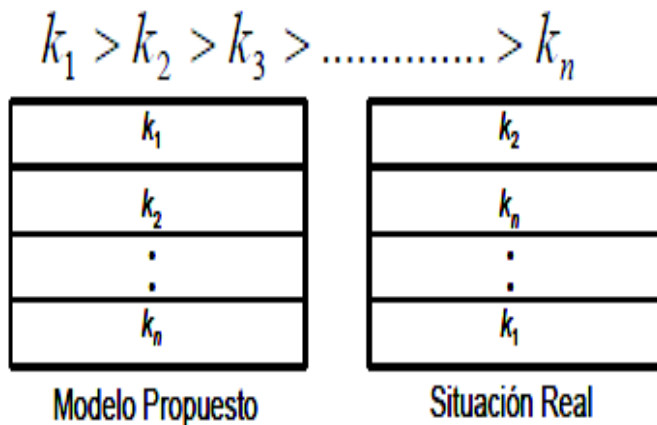
- Tasa de flujo de agua (Q_w) (Cabrera Mármol, Cabrera Ochoa, & Delgado Chancay, 2012):

$$Q_w = Q_o * WOR_{s,e} \quad (2-22)$$

2.5 APLICACIÓN DEL MÉTODO STILES.

Para la aplicación del método de Stiles lo primero a realizar es ordenar los estratos en orden descendente de permeabilidad para obtener la siguiente distribución como se muestra en la figura 2.1 (Norman, 2018):

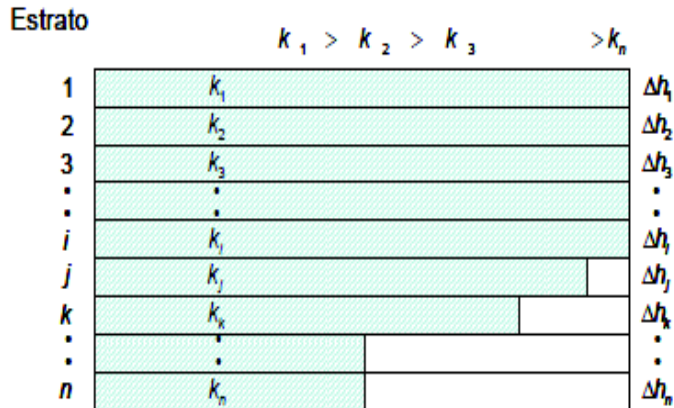
FIGURA 2.1 ACOMODO DESCENDENTE DE LOS ESTRATOS DE ACUERDO CON SU PERMEABILIDAD ABSOLUTA SEGÚN STILES.



Fuente: (Rivera Chávez, 2015)

Para calcular la recuperación de petróleo el sistema a considerar es el mostrado en la figura 2.2:

FIGURA 2.2 ESQUEMA QUE MUESTRA EL ARREGLO PARA EL MÉTODO DE STILES.



Fuente: (Rivera Chávez, 2015)

El volumen total de petróleo desplazable es (Rivera Chávez, 2015):

$$LA\phi h_t(1 - S_{wi} - S_{or}) = (VP)(S_{wf}) \quad (2-23)$$

Donde

S_{wf} = saturación del frente.

La recuperación de petróleo es función del cambio de saturaciones y la capacidad de almacenamiento del yacimiento. Y entonces el volumen de petróleo desplazable en la i-ésima capa es el cambio de saturación que sufre la capa por su capacidad de almacenamiento. Extrapolando es entendible que: la recuperación fraccional en la capa "k" será considerada en función de la posición del frente y el avance de las capas anteriores que han sido invadidas, es decir (Rivera Chávez, 2015):

En palabras simples sería (Norman, 2018):

$$R = \left(\begin{array}{c} \text{Aceite proveniente de la} \\ \text{region completamente} \\ \text{invadida} \end{array} \right) + \left(\begin{array}{c} \text{Aceite proveniente de la} \\ \text{región parcialmente} \\ \text{invadida} \end{array} \right) \quad (2-24)$$

Definiendo (Rivera Chávez, 2015):

$$C_t = \sum_{i=1}^n K_i h_i \quad (2-25)$$

$$C_j = \sum_{i=1}^j K_i h_i \quad (2-26)$$

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 .

La ecuación que permite calcular la recuperación de petróleo al invadirse el estrato “ j ” es la siguiente (Rivera Chávez, 2015):

$$R = \frac{\sum_{i=1}^j h_i}{h_t} + \frac{(C_t - C_j)}{K_j h_t} = \frac{(\sum_{i=1}^j h_i) * K_j + [C_t - C_j]}{K_j h_t} \quad (2-27)$$

Donde:

R = recuperación de petróleo al invadirse el estrato j .

C_j = capacidad de flujo acumulada hasta el “jota-ésimo” estrato.

h_t = espesor total.

C_t = capacidad de flujo total.

k_j = permeabilidad absoluta del “jota-ésimo” estrato.

La razón de movilidades entre el fluido desplazante y el desplazado en condiciones estándar es (Rivera Chávez, 2015):

$$M@c. s. = M' = \frac{\lambda_D}{\lambda_d} = \frac{K_{rw} \mu_o}{K_{ro} \mu_w} \beta_o \quad (2-28)$$

$$M@c. y. = \frac{\lambda_D}{\lambda_d} = \frac{K_{rw} \mu_o}{K_{ro} \mu_w} \quad (2-29)$$

Donde:

$M@c.s.$ = M' = razón de movilidad a condiciones estándar.

$M@c.y.$ = razón de movilidad a condiciones de yacimiento.

entonces, el flujo fraccional es (Rivera Chávez, 2015):

$$f_{w@c.y.} = \frac{MC_j}{MC_j + (C_t - C_j)} \quad (2-30)$$

$$f_{w@c.s.} = \frac{M' C_j}{M' C_j + (C_t - C_j)} \quad (2-31)$$

Donde:

$f_{w@c.y.}$ = flujo fraccional a condiciones de yacimientos.

$f_{w@c.s.}$ = flujo fraccional a condiciones de estándar.

Para el cálculo de la relación agua-petróleo se usa la ecuación 2-32 (Rivera Chávez, 2015):

$$WOR = \frac{M' C_j}{(C_t - C_j)} \left(\frac{1}{\beta_w} \right) \quad (2-32)$$

La producción de petróleo se puede estimar mediante (Rivera Chávez, 2015):

$$Q_o = \frac{(1 - f_w) Q_T}{\beta_o} \quad (2-33)$$

Donde

$Q_T = Q_{wi}$ = Volumen de agua inyectado.

La saturación de petróleo remanente después del comportamiento primario (Rivera Chávez, 2015):

$$S_{opp} = \left(1 - \frac{N_p}{N}\right) \left(\frac{\beta_o}{\beta_{oi}}\right) (1 - s_{wi}) \quad (2-34)$$

El petróleo recuperable se puede estimar con la siguiente fórmula (Rivera Chávez, 2015):

$$N_{pr} = \frac{Ah\phi(S_{opp} - S_{or})E_v}{\beta_o} \quad (2-35)$$

Donde

A = área horizontal a barrer (Longitud x ancho del yacimiento).

h = espesor de la zona productora.

S_{or} = saturación de petróleo residual después de la ruptura.

El tiempo de llenado se determina como (Rivera Chávez, 2015):

$$t_T = \sum_n^1 \frac{\Delta N_p}{Q_o} + t_\mu \quad (2-36)$$

Dónde (Rivera Chávez, 2015):

$$t_\mu = \frac{Ah\phi S_g}{Q_{wi}} \quad (2-37)$$

Finalmente, la saturación de gas es (Rivera Chávez, 2015):

$$S_g = (1 - S_{wi} + S_{opp}) \quad (2-38)$$

Donde

S_{wi} = saturación de agua inicial al comienzo del proyecto de inyección.

S_{opp} = saturación de petróleo después del comportamiento primario.

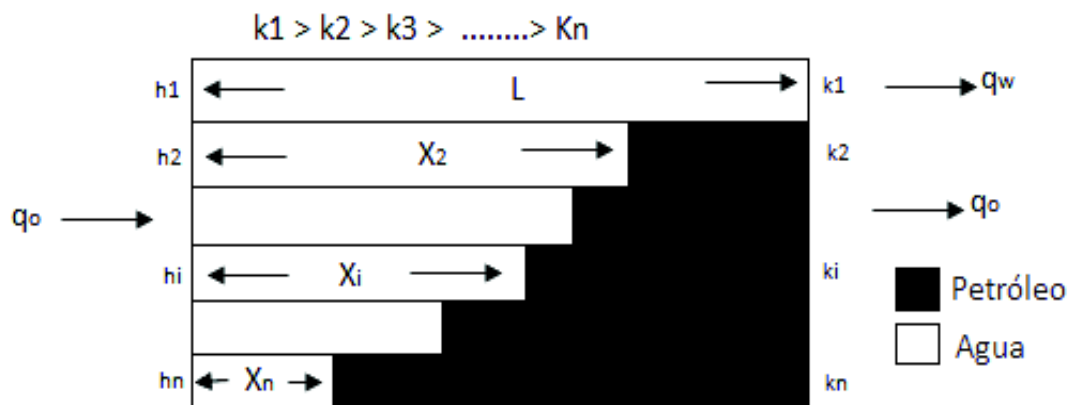
Las ecuaciones mostradas, son las ecuaciones que ayudarán a predecir el comportamiento de este tipo de yacimientos en donde se comienza a cuantificar la heterogeneidad de los mismos asumiendo que el yacimiento se encuentra constituido de n estratos y que cada uno tiene diferente permeabilidad absoluta (Rivera Chávez, 2015).

2.6 APLICACIÓN DEL MÉTODO DYKSTRA-PARSONS

2.6.1 CONSIDERACIONES TEÓRICAS

Se considera un sistema estratificado como se muestra en la Figura 2.3, en donde se aprecian los estratos acomodados de acuerdo a su permeabilidad (Rivera Chávez, 2015).

FIGURA 2.3 DIAGRAMA DE CONDICIONES DEL MÉTODO DYKSTRA-PARSONS.



Fuente: (Rivera Chávez, 2015)

Las ecuaciones básicas de este método de predicción son (Rivera Chávez, 2015):

- Posición adimensional del frente de invasión x_i / L .
- Recuperación fraccional, por estrato C (La cantidad de agua que invade el estrato en un tiempo determinado).
- Relación Agua-petróleo, WOR.

El volumen de flujo antes de la ruptura a través de un sistema lineal con petróleo y agua se estima mediante (Rivera Chávez, 2015):

$$q_o = \frac{k\Delta p}{\frac{\mu_w}{k_{rw}}x_1 + \frac{\mu_o}{k_{ro}}(L-x_1)} \quad (2-39)$$

Donde

L = longitud entre el pozo inyector y productor.

x_1 = distancia recorrida por el frente del estrato.

De la definición de relación de movilidades, se tiene (Rivera Chávez, 2015):

$$M_{w,o} = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{\frac{k_{rw}}{\mu_w}}{\frac{k_{ro}}{\mu_o}} = \frac{k_{rw}\mu_o}{k_{ro}\mu_w} \quad (2-40)$$

Donde:

$M_{w,o}$ = relación de movilidades de agua desplazando aceite.

Para calcular la posición del frente de invasión en cada estrato a un determinado tiempo, se aplica la Ley de Darcy para flujo lineal, se considera que las permeabilidades relativas son iguales y constantes para las capas, lo cual implica que las variaciones de saturación en cada estrato son iguales, es decir (Rivera Chávez, 2015):

$$k_w = k_{w1} = k_{rw2}; k_{ro1} = k_{ro2} = k_{ro} ; \Delta S_{w1} = \Delta S_{w2} = \Delta S_w \quad (2-41)$$

La Figura 2.4 muestra un sistema de dos estratos, irrupción en el estrato 1 y el frente del estrato 2 a una distancia x_2 del pozo inyector (Rivera Chávez, 2015).

En la Figura 2.4 se muestra la invasión parcial de cada estrato, y es lo que ocurrirá en todos los estratos (Rivera Chávez, 2015):

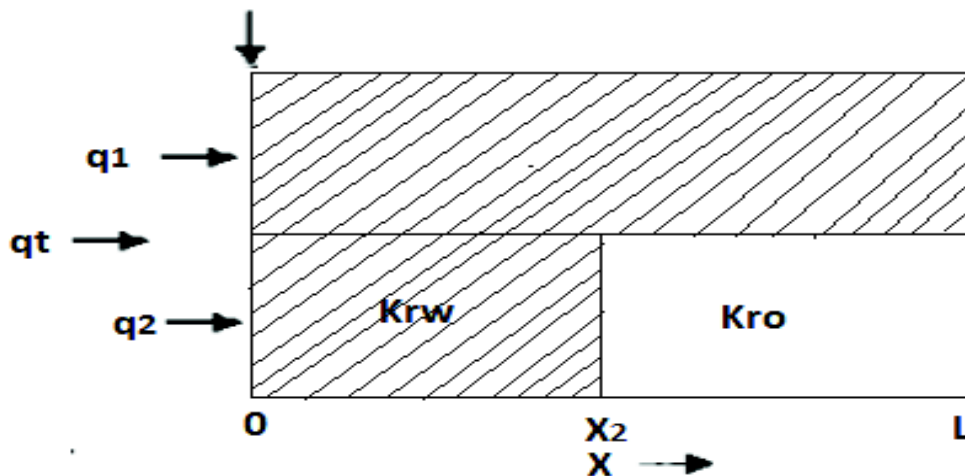
$$\frac{x_2}{L} = \frac{-M_{w,0} \pm \sqrt{M_{w,0}^2 + \frac{k_2 \phi_1}{k_1 \phi_2} (1 - M_{w,0}^2)}}{(1 - M_{w,0})} \quad (2-42)$$

Donde

$M_{w,0}$ = relación de movilidades de agua desplazando aceite.

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

FIGURA 2.4 ESQUEMA DE LA INTRUSIÓN DEL AGUA EN LOS ESTRATOS SEGÚN DYKSTRA Y PARSONS.



Fuente: (Rivera Chávez, 2015)

Cuando los estratos tenga n las mismas propiedades, $K_1 = K_2$ y $\phi_1 = \phi_2$, x_2/L debe de ser 1 y esto sólo es posible cuando la raíz es positiva., por lo tanto, la ecuación general para calcular la posición del frente de invasión teniendo n estratos y ruptura en m de ellos es (Rivera Chávez, 2015):

$$\frac{x_i}{L} = - \frac{M_{w,o} + \sqrt{M_{w,o}^2 + \frac{k_i \phi_m}{k_m \phi_i} (1 - M_{w,o}^2)}}{(1 - M_{w,o})} \quad (2-43)$$

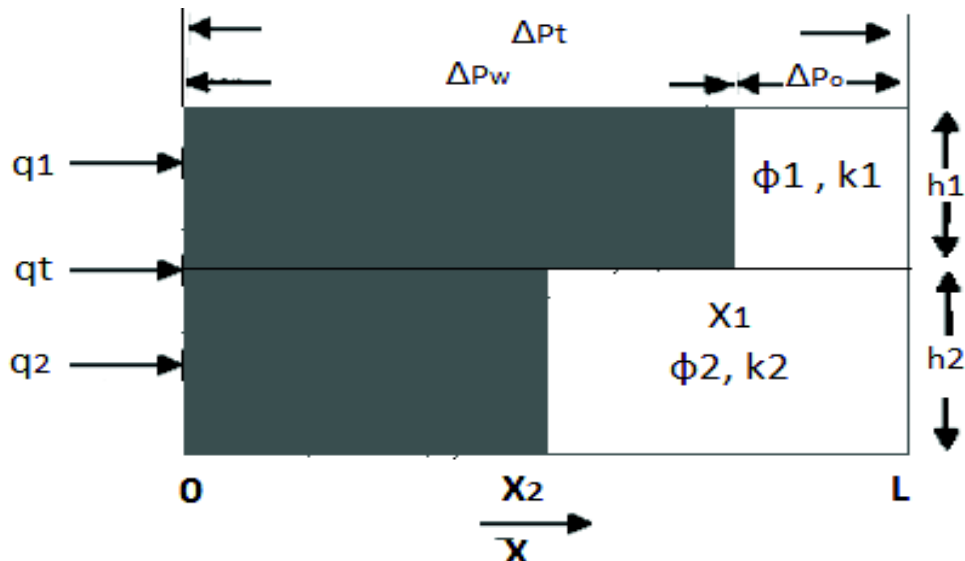
2.6.2 LA INTRUSIÓN O RECUPERACIÓN FRACCIONAL, C

Para plantear la determinación de la intrusión fraccional, C, se debe observar la Figura 2.5 en donde se muestran dos estratos en los que se está inyectando agua y la posición de los frentes de invasión a determinado tiempo (Rivera Chávez, 2015).

La intrusión fraccional a un tiempo t, relaciona el área vertical invadida con el área vertical total, esto es (Rivera Chávez, 2015):

$$C = \frac{\text{Área vertical invadida}}{\text{Área vertical total}} = \frac{A_{\text{Invadida}}}{A_{\text{Invadida}} + A_{\text{No invadida}}} \quad (2-44)$$

FIGURA 2. 5 DOS ESTRATOS MOSTRANDO EL AVANCE DE LOS FRENTES A UN TIEMPO.



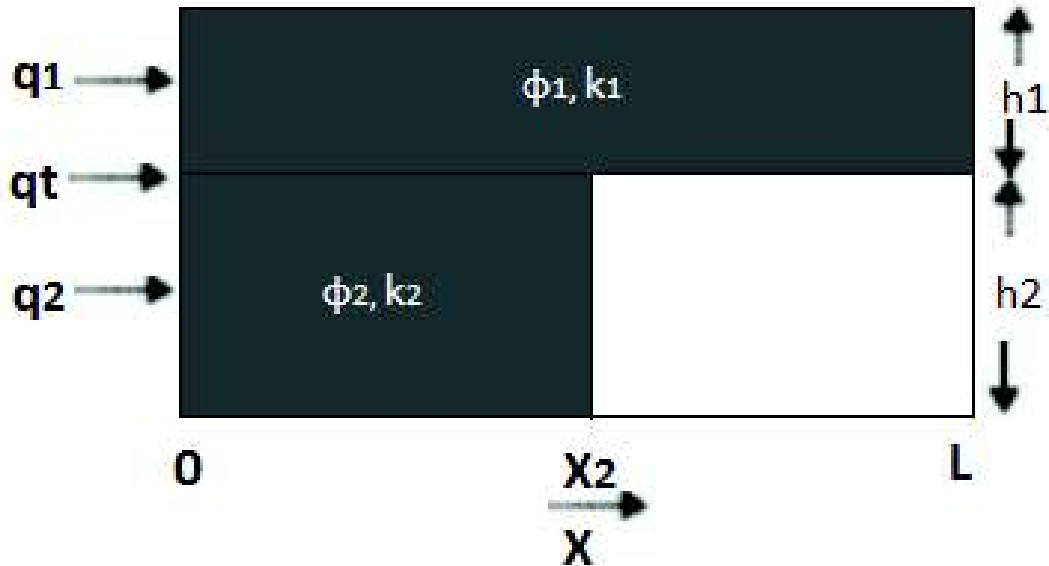
Fuente: (Rivera Chávez, 2015)

La ecuación de intrusión fraccional varía de acuerdo con:

- Irrupción en el primer estrato.
- Irrupción en m de n estratos.

Al llegar a la ruptura en el primer estrato, se tiene la situación siguiente (Rivera Chávez, 2015):

FIGURA 2. 6 SITUACIÓN DE IRRUPCIÓN EN PRIMER ESTRATO, MÉTODO DE DYKSTRA Y PARSONS.



Fuente: (Rivera Chávez, 2015)

La ecuación de intrusión fraccional en el caso mostrado en la Figura 2.6 es (Rivera Chávez, 2015):

$$C = \frac{Lh_1 + x_2h_2}{L(h_1 + h_2)} = \frac{h_1 + \left(\frac{x_2}{L}\right)h_2}{h_1 + h_2} \quad (2-45)$$

Y el avance del estrato dos en relación con la longitud total es (Rivera Chávez, 2015):

$$\frac{x_2}{L} = \frac{-M_{w,0} \pm \sqrt{M_{w,0}^2 + \frac{k_2\phi_1}{k_1\phi_2}(1 - M_{w,0}^2)}}{(1 - M_{w,0}^2)} \quad (2-46)$$

Al considerar espesores iguales, es decir, $h_1 = h_2$ la ecuación se reduce a (Rivera Chávez, 2015):

$$C = \frac{1 + \frac{x_2}{L}}{2} \quad (2-47)$$

Al tener n estratos y cuando se produce la irrupción en el primero de ellos, la intrusión fraccional es (Rivera Chávez, 2015):

$$C = \frac{h_1 + \sum_{i=2}^n h_i \frac{x_i}{L}}{\sum_{i=1}^n h_i} \quad (2-48)$$

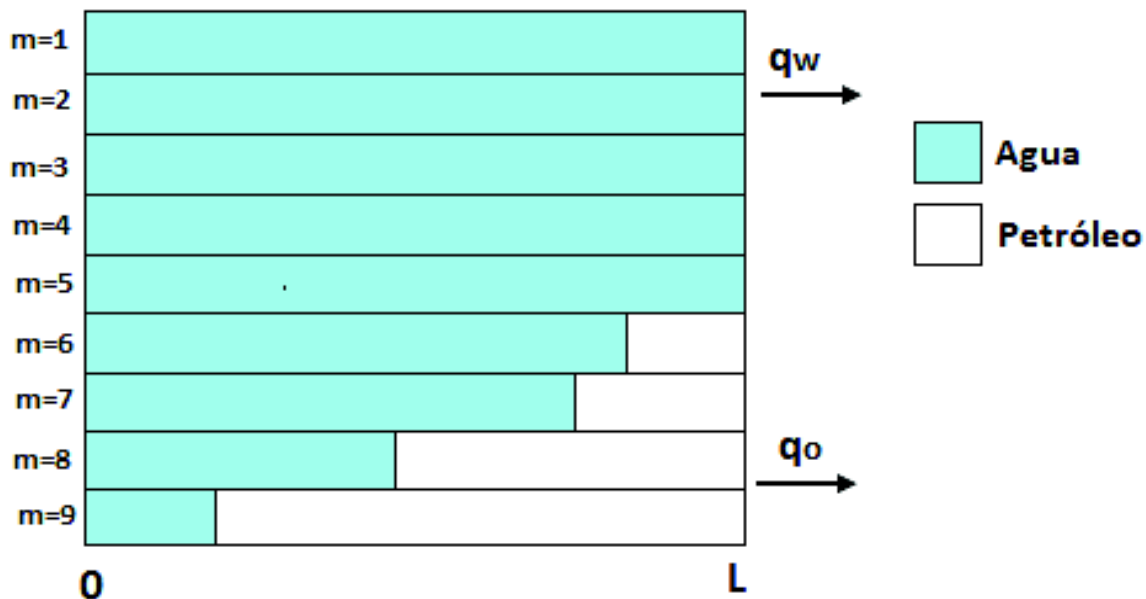
Si consideramos los espesores de estratos iguales, se puede simplificar a (Rivera Chávez, 2015):

$$C = \frac{1 + \sum_{i=2}^n \frac{x_i}{L}}{n} \quad (2-49)$$

2.6.3 LA IRRUPCIÓN EN m DE LOS n ESTRATOS

En la Figura 2.7 se observa la ruptura en más de un estrato, en m de los n , lo que modifica los cálculos para determinar la intrusión fraccional de cada estrato.

FIGURA 2.7 LA INTRUSIÓN FRACCIONAL CUANDO IRRUMPEN m DE LOS n ESTRATOS.



Fuente: (Rivera Chávez, 2015)

La ecuación de la irrupción fraccional del sistema mostrado en la Figura 2.7 es (Rivera Chávez, 2015):

$$C = \frac{\sum_{i=1}^m h_i + \sum_{i=m+1}^n h_i \frac{x_i}{L}}{\sum_{i=1}^n h_i} \quad (2-50)$$

La distancia de avance en los frentes en este caso se calcula por la expresión (Rivera Chávez, 2015):

$$\frac{x_i}{L} = \frac{-M_{w,o} + \sqrt{M_{w,o}^2 + \frac{k_i \phi_m}{k_m \phi_i} (1 - M_{w,o}^2)}}{(1 - M_{w,o})} \quad (2-51)$$

Donde:

m = último estrato donde ha ocurrido la irrupción de agua.

Al considerar espesores iguales, y que ha ocurrido la irrupción en m de n estratos se tiene (Rivera Chávez, 2015):

$$C = \frac{m + \sum_{i=m+1}^n \frac{x_i}{L}}{n} \quad (2-52)$$

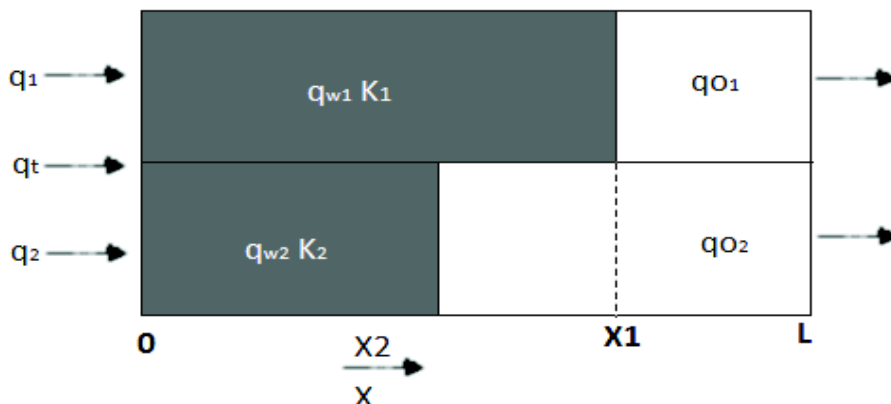
Si se sustituye la x_i / L , que es la posición adimensional del estrato i se llega finalmente a (Rivera Chávez, 2015):

$$C = \frac{m}{n} - \frac{(n-m)M_{w,o}}{n(1-M_{w,o})} + \frac{1}{n(1-M_{w,o})} \sum_{i=m+1}^n \sqrt{M_{w,o}^2 + \frac{k_i \phi_m}{k_m \phi_i} (1 - M_{w,o}^2)} \quad (2-53)$$

2.6.4 RELACIÓN AGUA - PETRÓLEO (WOR)

Para calcular la WOR con el método de Dykstra & Parsons se debe tener en cuenta que, al ordenar los estratos en orden decreciente de permeabilidad absoluta, se tiene la ruptura de los primeros estratos antes, por lo tanto, no habrá WOR hasta que irrumpa el primer estrato. En la Figura 2.8 se observa el planteamiento inicial de un yacimiento de dos estratos (Rivera Chávez, 2015).

FIGURA 2.8 DIAGRAMA PARA CALCULAR LA RELACIÓN AGUA-ACEITE MEDIANTE EL MÉTODO DE DYKSTRA Y PARSONS EN UN SISTEMA DE DOS ESTRATOS DURANTE UN DESPLAZAMIENTO DE PETRÓLEO POR AGUA.



Fuente: (Rivera Chávez, 2015)

2.6.5 EN LA RUPTURA

Si se ha producido la ruptura en el estrato 1, dicho estrato sólo produce agua y el estrato 2 sólo petróleo. Si una formación está formada por n estratos y se ha producido la ruptura en el primero (Rivera Chávez, 2015):

$$WOR@c. y. = \frac{k_1 A_1}{\sum_{i=2}^n \frac{k_i A_i}{\sqrt{M_{w,o}^2 + \frac{k_i \phi_i}{k_1 \phi_1} (1 - M_{w,o}^2)}}} \quad (2-54)$$

Si se ha producido la irrupción en m de n estratos (Rivera Chávez, 2015):

$$WOR@c. y. = \frac{\sum_{i=1}^m k_i A_i}{\sum_{j=m+1}^n \frac{k_j A_j}{\sqrt{M_{w,o}^2 + \frac{k_j \phi_j}{k_m \phi_j} (1 - M_{w,o}^2)}}} \quad (2-55)$$

Si se considera a todos los estratos con iguales dimensiones, las áreas son iguales y la ecuación es (Rivera Chávez, 2015):

$$WOR@c.y. = \frac{\sum_{i=j}^n k_i}{\sum_{i=m+1}^n \left[\frac{k_j}{\sqrt{M_{w,o}^2 + \frac{k_j \phi_m}{k_m \phi_j} (1 - M_{w,o}^2)}} \right]} \quad (2-56)$$

A condiciones de superficie habría que multiplicar por el factor de volumen del petróleo y dividirlo entre el factor de volumen del agua, quedando (Rivera Chávez, 2015):

$$WOR@c.s = \frac{\sum_{i=j}^n k_i}{\sum_{i=m+1}^n \left[\frac{k_j}{\sqrt{M_{w,o}^2 + \frac{k_j \phi_m}{k_m \phi_j} (1 - M_{w,o}^2)}} \right]} * \frac{\beta_o}{\beta_w} \quad (2-57)$$

2.6.6 CÁLCULO DEL COEFICIENTE DE VARIACIÓN DE LA PERMEABILIDAD

Se realiza mediante la siguiente ecuación (Rivera Chávez, 2015):

$$V = \frac{\sigma}{k} = \frac{\text{Desviación estándar}}{\text{Media aritmética de permeabilidad}} \quad (2-58)$$

Se calcula por el siguiente procedimiento (Rivera Chávez, 2015):

- Dividir el yacimiento en capas de igual espesor y diferentes permeabilidades absolutas.
- Ordenar las capas en orden decreciente de permeabilidad.
- Calcular en porcentaje el número total de permeabilidades que son "mayor que" cada permeabilidad en particular.
- Representar en un papel de probabilidades (log (k) Vs "% mayor que").

- Determinar la línea de tendencia a través de los puntos.
- Calcular las permeabilidades correspondientes al 50% y al 84.1% de las muestras.

Se calcula V por la ecuación (Rivera Chávez, 2015):

$$V = \frac{k_{50\%} - k_{84.1\%}}{k_{50\%}} \quad (2-59)$$

En la tabla 2.1 se resumen los cálculos para la determinación de los puntos a graficar para obtener el coeficiente V (Rivera Chávez, 2015):

TABLA 2.1
TABLA PARA ESTIMAR PUNTOS "% MAYOR QUE" EN EL MÉTODO DE
DYKSTRA Y PARSONS.

Capa	K	"% mayor que"
1	K ₁	(0/n)100=(0/n)%
2	K ₂	(1/n)100=(1/n)%
3	K ₃	(2/n)100=(2/n)%
i	K _i	(((1-i)/n)/n)100=[(i-1)/n]%
n	K _n	(((n-i)/n)/n)100=[(n-1)/n]%

Fuente: (Rivera Chávez, 2015)

En el anexo 1 se muestra la hoja especial de probabilidad para determinar el coeficiente de variación de Dykstra-Parsons.

Dykstra y Parsons relacionaron las ecuaciones de intrusión fraccional, WOR y el concepto V que desarrollaron en unos gráficos (Anexo 2, 3, 4 y 5) que muestran la

relación del coeficiente de variación V en función de la intrusión fraccional y la relación de movilidades a WOR (1, 5, 25 y 100) (Rivera Chávez, 2015).

Dykstra y Parsons combinaron la ecuación que relaciona WOR con la intrusión fraccional (C) utilizando el coeficiente de variación de la permeabilidad (V) y la relación de movilidades M . Con estos valores elaboraron el gráfico: $R(1 - S_w WOR^{-0.2})$ Vs $\text{Log}(1 - C)$ (Rivera Chávez, 2015).

El anexo 6 muestra el gráfico del módulo de recuperación que determinaron Dykstra y Parsons.

Entonces los pasos a seguir para la predicción mediante el método de Dykstra y Parsons son (Rivera Chávez, 2015):

- Calcular el coeficiente de variación de permeabilidad V .
- Calcular la razón de Movilidades M .
- Determinar la eficiencia de barrido areal E_A .
- Calcular el volumen teórico de petróleo a recuperar:

$$N_p = \frac{V_p(S_{oi} - S_{or})E_A}{\beta_o} \quad (2-60)$$

- Calcular la intrusión fraccional C , para valores de WOR (1, 5, 25 y 100).
- Calcular el petróleo producido para cada valor de C a partir de la ecuación:

$$(N_p - C)N_{pr} \quad (2-61)$$

- Representar gráficamente (WOR vs N_p) para calcular por integración gráfica el agua producida, W_p
- Calcular el agua inyectada.

- Si existe gas, la ecuación es:

$$W_i = (W_p + N_p)(B_o + W_n) \quad (2-62)$$

- Como no se considera gas, la ecuación es:

$$W_i = W_p + (N_p B_o) \quad (2-63)$$

- La cantidad de agua necesaria para que ocurra el llene se denota por W_n y se calcula como:

$$W_n = VP(S_{gi} - S_{gc}) \quad (2-64)$$

Para realizar la predicción mediante los datos experimentales obtenidos por Dykstra y Parsons; el procedimiento es similar al anterior sólo que el petróleo recuperado se obtiene multiplicando el petróleo en la zona invadida por el valor de R obtenido para cada C correspondiente a determinada RGA (Rivera Chávez, 2015).

$$N_p = \frac{(VP)(S_{oi})(E_A)(R)}{\beta_o} \quad (2-65)$$

Dykstra y Parsons relacionaron las ecuaciones de intrusión fraccional, WOR y el concepto V que desarrollaron en unos gráficos de los anexos (7, 8, 9 y 10) que muestran la relación del coeficiente de variación V en función de la intrusión fraccional y la relación de movilidades a WOR (1, 5, 25 y 100) (Rivera Chávez, 2015).

2.6.7 LA EXTENSIÓN DEL TRABAJO DE DYKSTRA-PARSONS POR CARL E. JOHNSON JR

Herman Dykstra y Richard L. Parsons desarrollaron su método en 1950 y es ampliamente usado. Su método es semi-empírico y correlaciona cuatro variables fundamentales (Johnson, 1956):

- Coeficiente de la variación vertical de la permeabilidad (V)
- La relación de movilidades "M" ó " α "
- La saturación inicial de agua S_{wi}
- La recuperación fraccional (Factor de recuperación) R.

Todos dados a una relación agua-aceite dada (WOR). La correlación puede ser aplicada para todas las formaciones con una saturación inicial de 45% o más (Rivera Chávez, 2015).

La relación entre las cuatro variables del método de Dykstra y Parsons a una WOR dada puede ser representada mediante la gráfica de (V Vs M) (Rivera Chávez, 2015).

$$R(1 - S_w * WOR^{-0,2}) \quad (2-66)$$

Donde:

R = recuperación fraccional.

V = coeficiente de la variación de la permeabilidad

S_w = saturación de agua.

M = relación de movilidades.

WOR = relación agua-petróleo.

El método consiste en unas gráficas de la relación agua-aceite que se tiene en superficie, donde en el eje de las ordenadas se tiene el coeficiente de variación de la permeabilidad (V) y en las abscisas la relación de movilidades. Las Figuras mostrada en los anexos 7, 8, 9 y 10 muestran las curvas para diferente WOR.

El procedimiento es sencillo (Rivera Chávez, 2015):

- Determinar el coeficiente de variación (V) y la razón de movilidades (M).
- Si el WOR al que se quiere determinar la recuperación no coincide con las gráficas, se obtienen los valores extremos de WOR y R en las gráficas, se interpola y obtiene el valor de R buscado.
- Se sustituye el valor en la ecuación:

$$N_p = \frac{A_{yac} h \phi S_{oi}(R)}{\beta_o} B_o \quad (2-67)$$

CAPITULO 3

RESULTADOS Y ANÁLISIS

3.1 DATOS BÁSICOS DEL YACIMIENTO DE LA ARENISCA T DEL CAMPO OSO.

En la tabla 3.1 se muestran las propiedades del yacimiento de la Arenisca T del Campo Oso.

TABLA 3.1
PROPIEDADES DEL YACIMIENTO DE LA ARENISCA T DEL CAMPO OSO.

TABLA DE DATOS
PROPIEDADES DE LA ROCA
Porosidad, %
Permeabilidad, md
Saturación de agua connata, %
Espesor promedio, pies
Profundidad promedio de la zona de pago, pies
Saturación de petróleo después de la inyección
PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS
Temperatura del reservorio, °F
Presión inicial del reservorio, @x pies, psi
Presión de saturación del crudo, psi
Relación gas en solución- petróleo, scf/bbl
Factor volumétrico de la formación
Viscosidad al punto de burbuja, Cp
API
Mecanismo de empuje primario
Razón de Movilidad
Viscosidad del petróleo
Viscosidad del agua
Factor volumétrico del agua

Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)

Realizado por: Cristhian Herrera

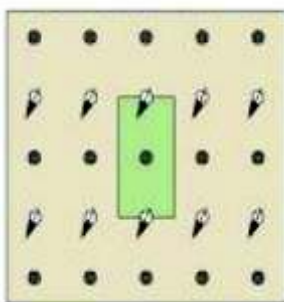
3.2 ARREGLO DE POZOS

En los campos en los cuales se está implementando métodos de recuperación secundaria, se tiene un espaciamiento de pozos irregular. Actualmente se tiene mayor importancia a los arreglos apropiados de los pozos en su espaciamiento y perforaciones, para obtener mayor recuperación de petróleo (Satter, Iqbal, & Buchwalter, 2007a).

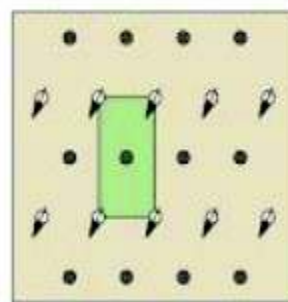
La figura 3.1 detalla los principales arreglos que se utilizan para la implementación de recuperación secundaria.

FIGURA 3.1 DIFERENTES TIPOS DE ARREGLOS DE POZOS

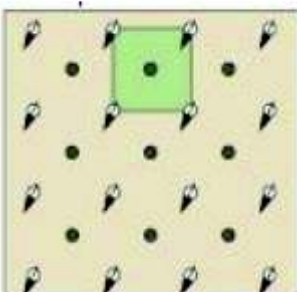
Drenaje en línea recta



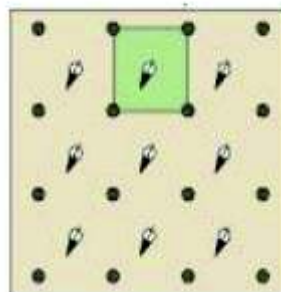
Drenaje en línea alternada



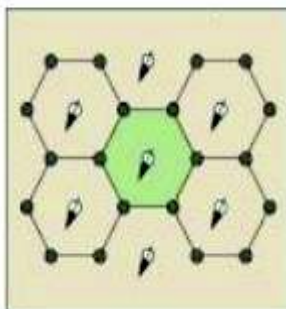
Drenaje regular de 5 puntos



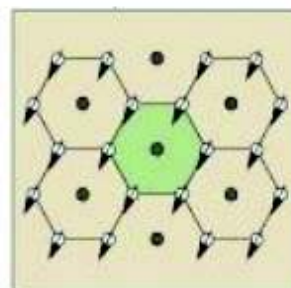
Drenaje invertido de 5 puntos



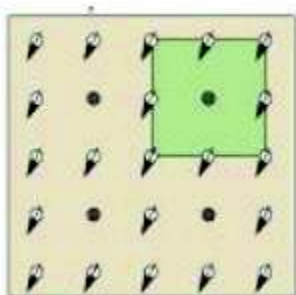
Drenaje invertido de 7 puntos



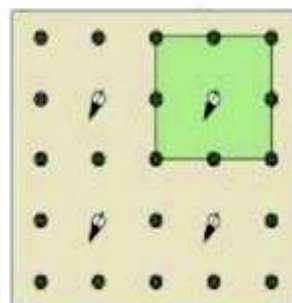
Drenaje regular de 7 puntos



Drenaje regular de 9 puntos



Drenaje invertido de 9 puntos



- Pozo productor
- ☞ Pozo inyector
- Celda unitaria

Fuente: (Glosario Schlumberger, 2017).

En patrones regulares, los pozos productores están ubicados en la parte central, rodeado de inyectores, en patrones invertidos los inyectores se encuentran en medio del patrón, y los productores hacia las esquinas. En proyecto de inyección de agua, el patrón inyector / productor y el espaciamiento de pozos pueden cambiar en el tiempo que dure el proyecto, con el objeto de mejorar la recuperación de petróleo.

TABLA 3.2
COMPARACIÓN DE PATRONES DE INYECCIÓN DE AGUA

Patrón	P/I Regular	P/I Invertido	d/a	EA %	Geometría
Drenaje en línea recta	1		1	56	Rectángulo
Drenaje en línea alternada	1		1	78	
Drenaje 5 puntos	1	1	0,5	72	Cuadrado
Drenaje 7 puntos	1/2	2	0,866		Triángulo Equilátero
Drenaje 9 puntos	1/3	3	0,5	80	Cuadrado

Fuente: (Satter, Iqbal, & Buchwalter, 2007).

Donde

P: número de pozos productores.

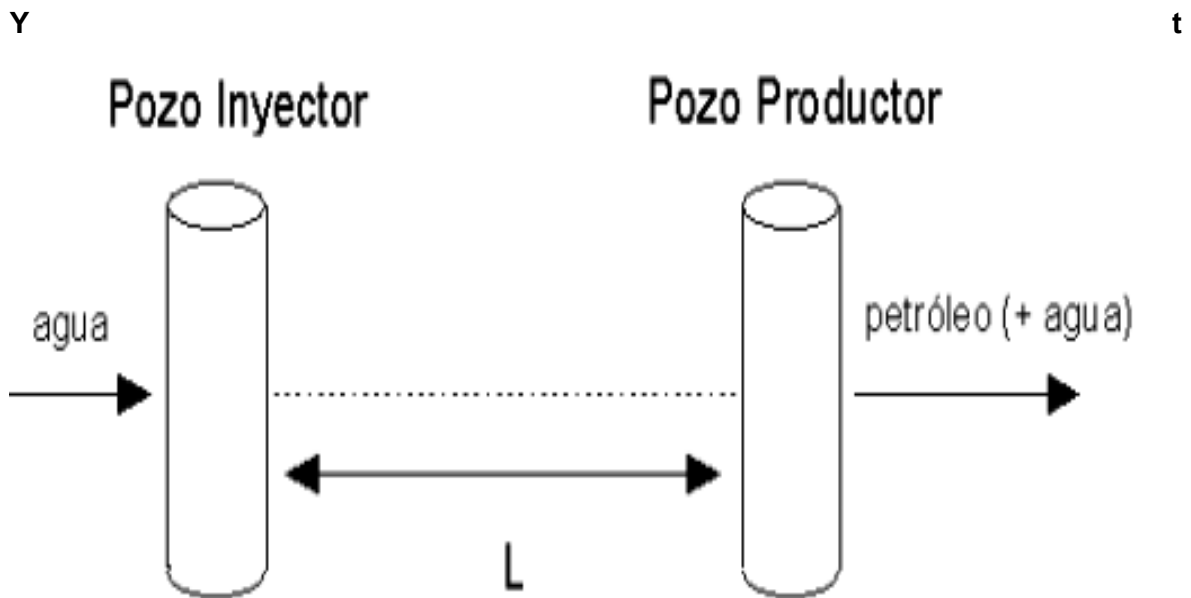
I: número de pozos inyectores.

d: distancia desde un inyector a la línea que conecta los dos pozos productores.

a: distancia entre pozos en línea en patrones regulares.

EA : eficiencia de barrido areal de para una relación de movilidad agua/aceite ($M = 1$). Considera una formación homogénea.

FIGURA 3.2 MODELO LINEAL DE INYECCIÓN



Fuente: (Coral, 2012)

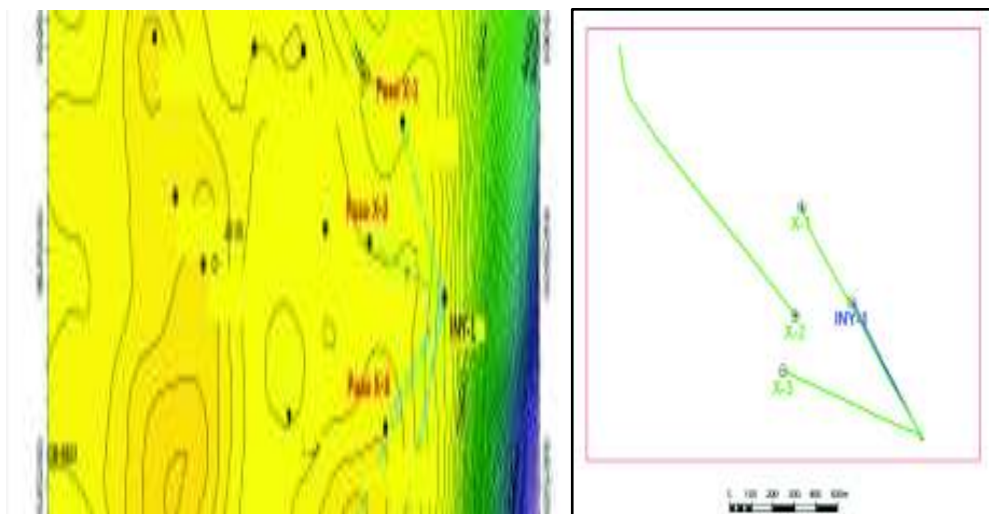
El área de estudio posee un pozo inyector y tres pozos productores a los que llamamos X1, X2 y X3.

3.2.1 ESQUEMA DEL POZO INYECTOR Y POZOS DE PRODUCCIÓN CERCANOS

En este proyecto se tiene la información de INY-1 que es el pozo inyector en el yacimiento arenisca T y de los pozos X-1, X-2 y X-3 que son los pozos más cercanos al pozo inyector, en la figura 3.3 se muestra el mapa con la ubicación del pozo inyector y los pozos productores analizados

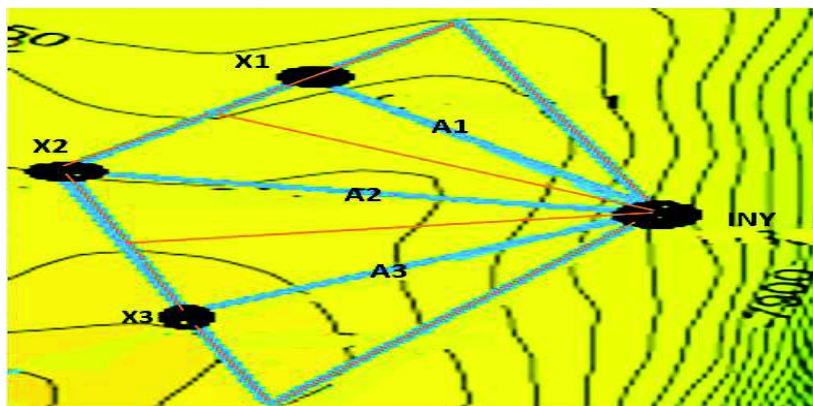
Como se realizará el análisis por cada pozo productor mencionado el área a barrer entre el pozo inyector y los pozos productores será como se muestra en la figura 3.4.

FIGURA 3.3 MAPA BASE DEL ÁREA DE ESTUDIO DONDE SE MUESTRA LA UBICACIÓN DEL POZO INYECTOR (INY-1) Y LOS POZOS PRODUCTORES (X-1, X-2 Y X-3).



Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)
Realizado por: Cristhian Herrera

FIGURA 3.4 ESQUEMA DEL ÁREA A BARRER ENTRE EL POZO INYECTOR Y LOS POZOS PRODUCTORES.



Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)
Realizado por: Cristhian Herrera

En la tabla 3.3 se muestra el área de estudio que se obtuvo por geometría, ley de cosenos para calcular el valor del área a barrer.

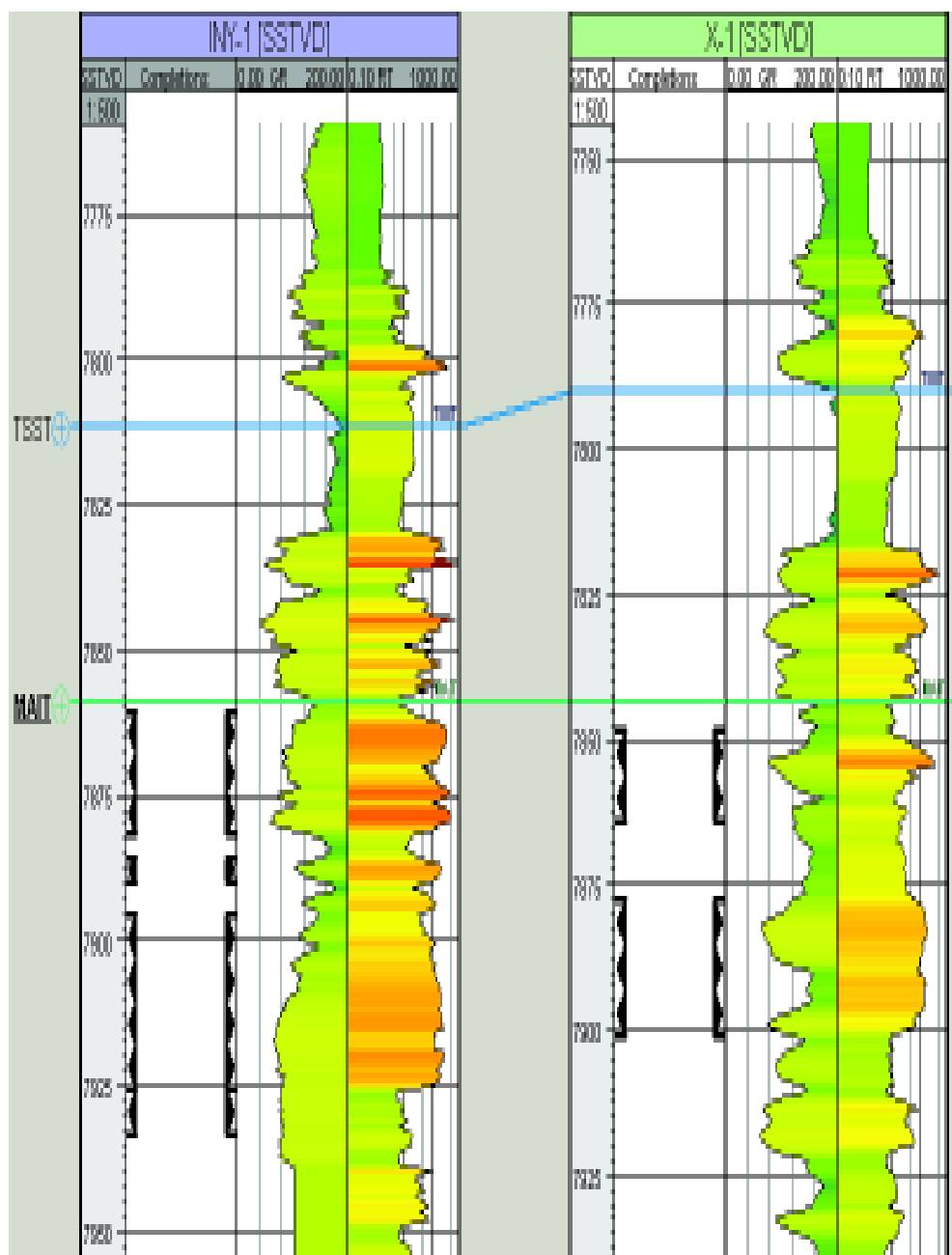
**TABLA 3.3
ÁREA DE INYECCIÓN.**

	A1	A2	A3
metros cuadrados	50897,72	56473,85	62049,98
Acres	12,58	13,95	15,33

Realizado por: Cristhian Herrera

A continuación se analizara como es el esquema de inyección para cada pozo productor comenzando por el pozo X-1 que como se puede observar en la correlación mostrada en la figura 3.5 los mismos intervalos donde se está inyectando agua en el pozo INY-1 es donde se está produciendo en el pozo X-1 y se tiene un espesor promedio de los intervalos de 31 pies y la tasa de agua diaria que se inyecta es de 218 BPD y la distancia entre ambos pozos es de 1240 pies.

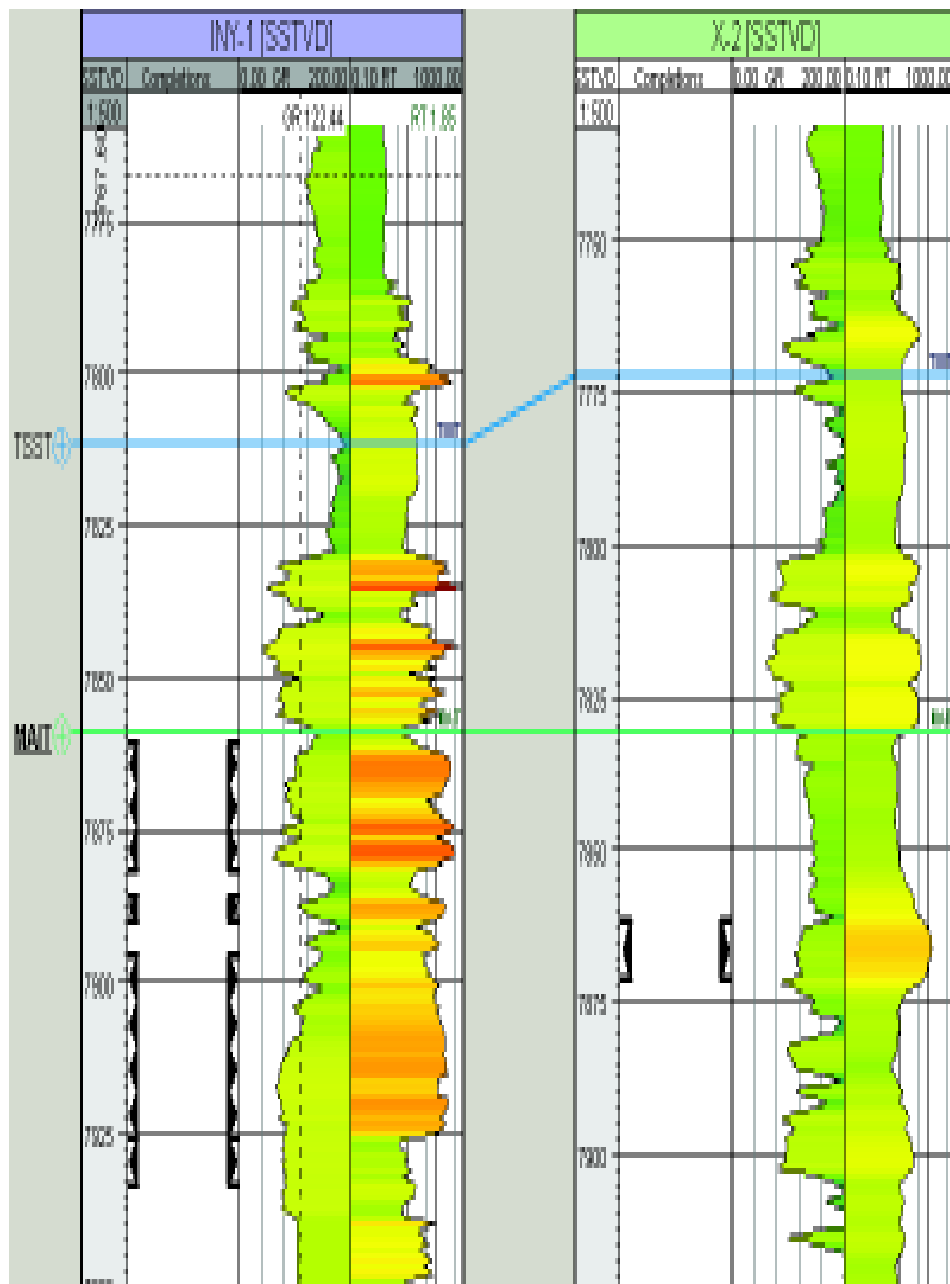
FIGURA 3.5 CORRELACIÓN ENTRE EL POZO INY-1 Y X-1.



Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)
Realizado por: Cristhian Herrera

Para el pozo X-2 como se muestra en la correlación de la figura 3.6 solo el tercer intervalo donde se está inyectando agua en el pozo INY-1 es donde se está produciendo en el pozo X-2 por lo cual se tiene un espesor promedio del intervalo es de 12 pies y la tasa de agua diaria que se inyecta se calculó 235 BPD y la distancia entre ambos pozos es de 1378 pies.

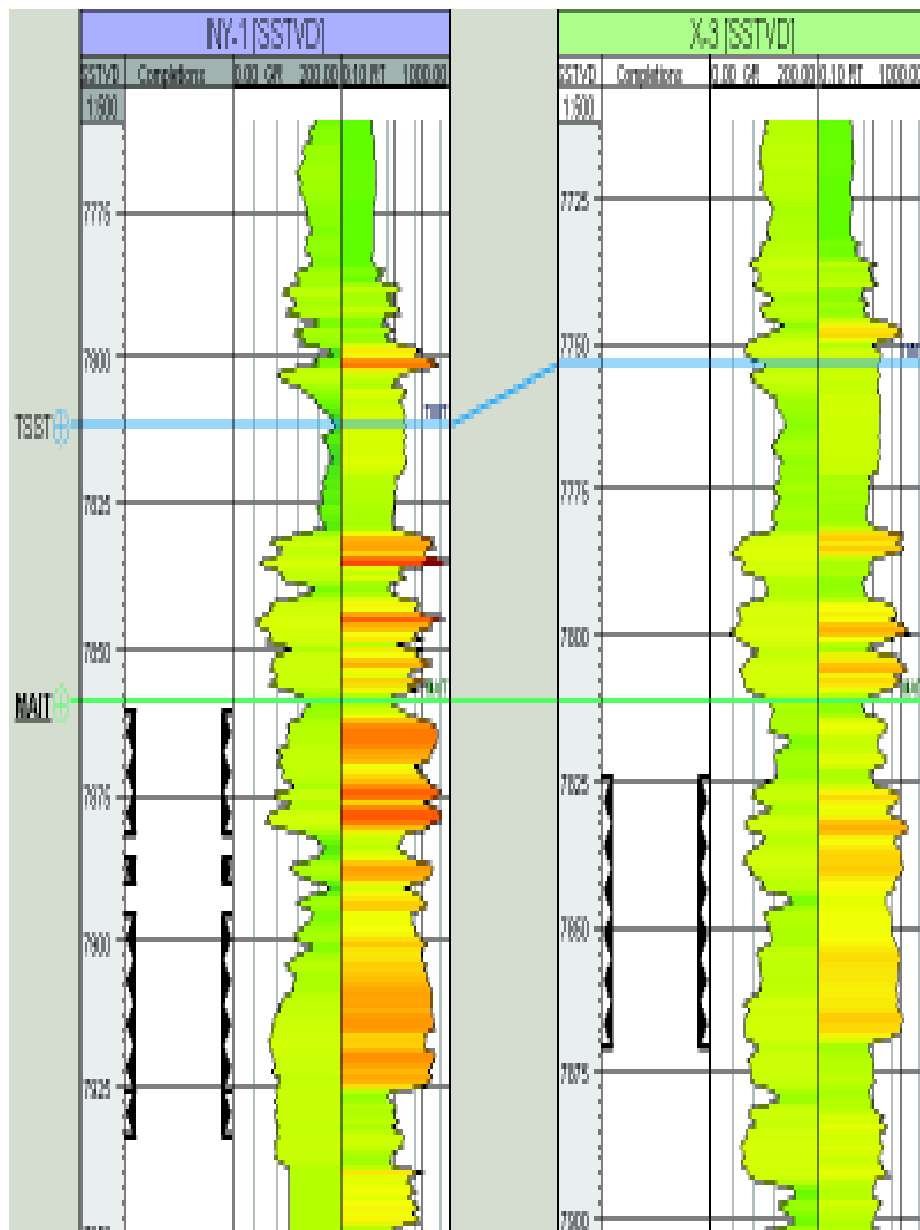
FIGURA 3.6 CORRELACIÓN ENTRE EL POZO INY-1 Y X-2.



Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)
Realizado por: Cristhian Herrera

Y por último en el pozo X-3 que como se puede observar en la correlación mostrada en la figura 3.7 los mismos intervalos donde se está inyectando agua en el pozo INY-1 es donde se está produciendo en el pozo X-3 y se tiene un espesor promedio de los intervalos de 36 pies y la tasa de agua diaria que se inyecta es de 245 barriles de agua por día y la distancia entre ambos pozos es de 1293 pies.

FIGURA 3.7 CORRELACIÓN ENTRE EL POZO INY-1 Y X-3.



Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)

Realizado por: Cristhian Herrera

Por cálculos geométricos en la tabla 3.4 se muestra el área afectada por la inyección por el pozo INY-1 a los pozos productores X-1, X-2 y X-3.

TABLA 3.4
ÁREA AFECTADA POR LA INYECCIÓN A LOS POZOS X-1, X-2 Y X-3.

POZO	Angulo del área de inyección	% de influencia de la inyección
X-1	186,99	51,94
X-2	123,69	34,36
X-3	180,00	50

Realizado por: Cristhian Herrera

3.3 CÁLCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL DE PETRÓLEO EN SITIO (OOIP)

Se procedió a calcular el volumen original de petróleo en sitio (OOIP) para los pozos X-1, X-2 y X-3 mediante la ecuación 2-5 dando como resultado para el pozo X-1 se tiene 387169,625 de barriles de volumen original de petróleo en sitio, para el pozo X-2 se tiene 166291,446 barriles de volumen original de petróleo en sitio y por ultimo para pozo X-3 tenemos 548132,337 de volumen original de petróleo en sitio, En la tabla 3.5 se muestra los resultados.

TABLA 3.5
PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO DEL ÁREA DE INYECCIÓN.

OOIP X1 (Bls)	OOIP X2 (Bls)	OOIP X3 (Bls)
387169,625	166291,446	548132,337

Realizado por: Cristhian Herrera

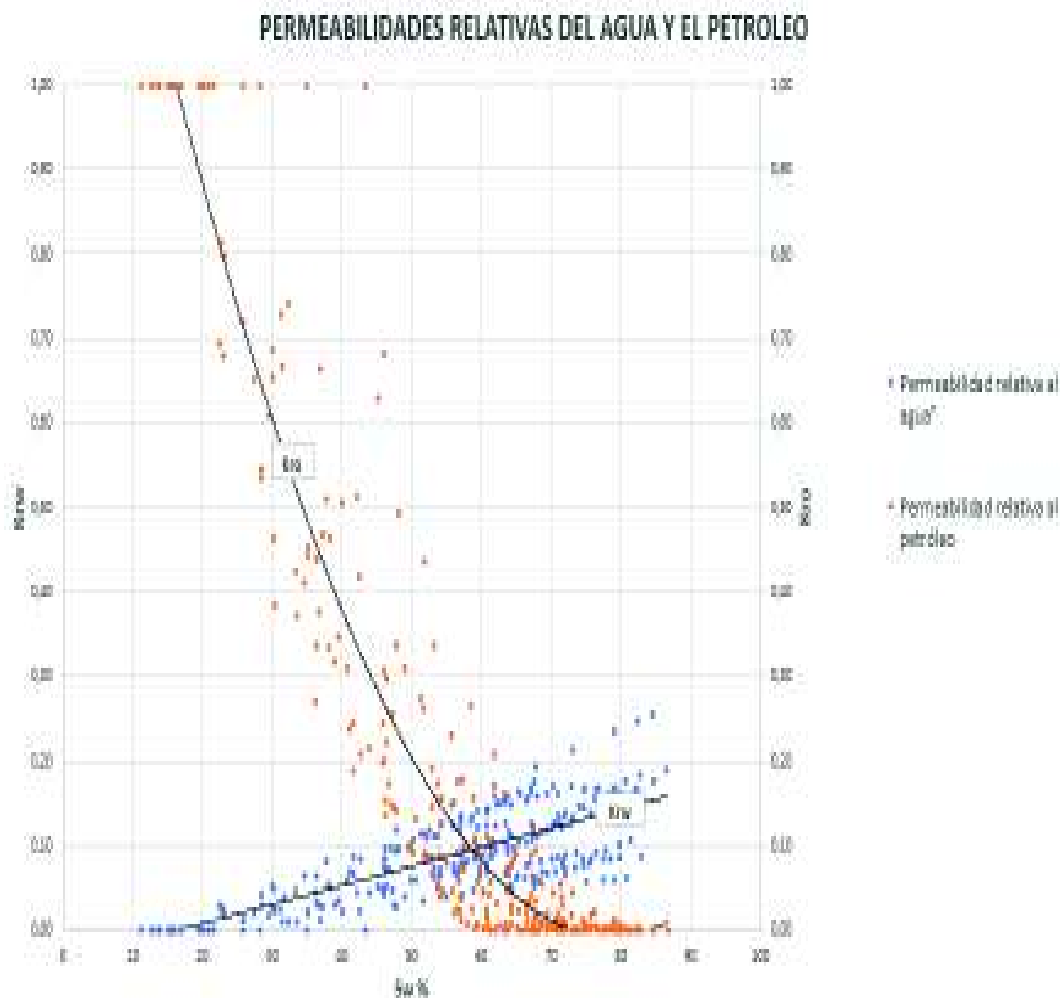
3.4 CÁLCULO DE LA RELACIÓN DE MOVILIDAD FINAL (M)

Mediante la ecuación 2-11 se calculó la relación de movilidad (M) dando resultado 3,65 debido al alto valor es un desplazamiento inestable. La recuperación de petróleo es poca y es necesario inyectar grandes volúmenes de agua.

3.5 CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA.

A partir de las permeabilidades relativas obtenidas mediante análisis de laboratorio a diferentes muestras de petróleo del yacimiento de la arenisca T se realizó los gráficos de permeabilidad relativa al agua y permeabilidad relativa al petróleo que son mostrados en la figura 3.8.

FIGURA 3.8 PERMEABILIDADES RELATIVAS DEL AGUA Y EL PETRÓLEO.



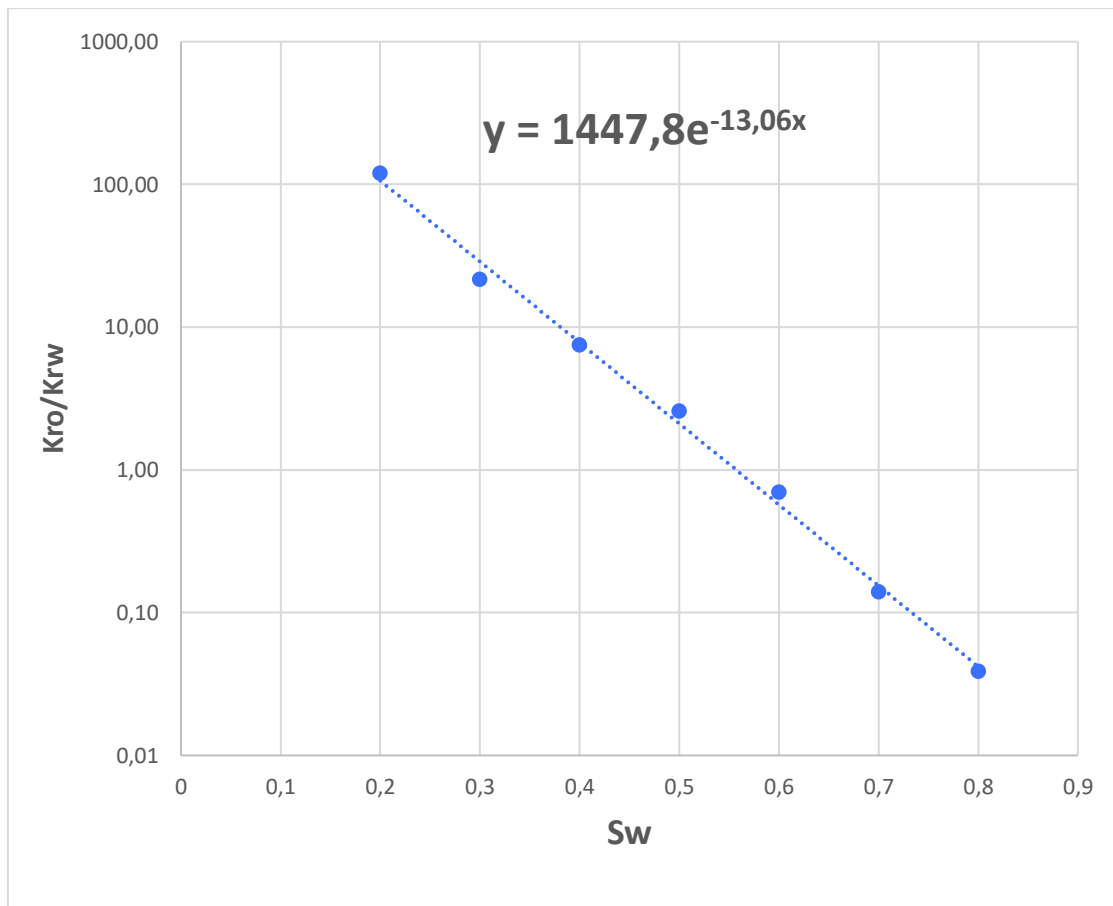
Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)
Realizado por: Cristhian Herrera

3.6 DESARROLLO DEL MODELO PREDICTIVO SEGÚN BUCKLEY-LEVERETT

3.6.1 PREDICCIÓN ANTES DE LA RUPTURA POR EL MÉTODO DE BUCKLEY Y LEVERETT.

Se realizó el gráfico de la relación de permeabilidad relativa k_{ro}/k_{rw} frente a la saturación de agua en una escala semilogarítmica como se muestra en la figura 3.9.

FIGURA 3.9 PERMEABILIDAD RELATIVA k_{ro}/k_{rw} FRENTE A LA SATURACIÓN DE AGUA.

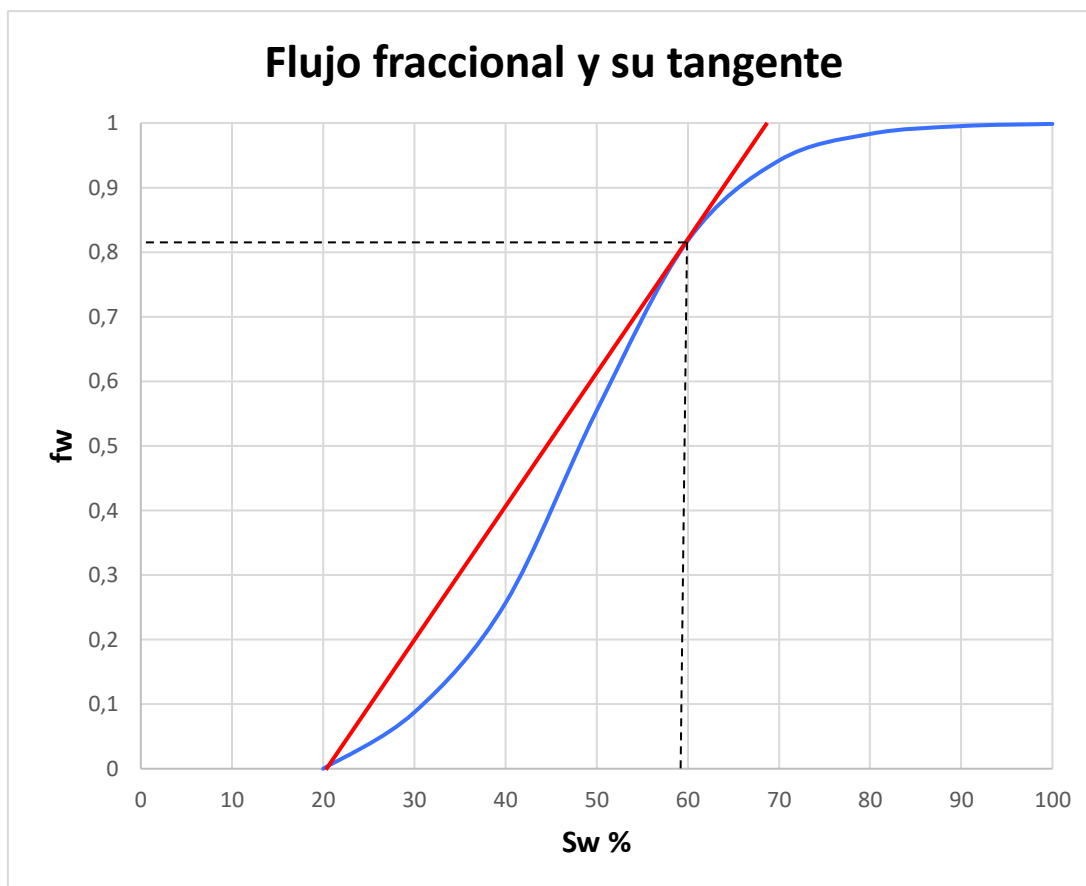


Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)
Realizado por: Cristhian Herrera

Se puede observar que la ecuación mostrada en la figura 3.7 tiene la misma forma que la ecuación 2-1 por lo cual se tiene que el valor de $a = 1447,8$ y $b = -13,06$ por lo cual seguidamente mediante la ecuación 2-2 se supone varios valores de S_w y se calcula la curva de flujo fraccional como se muestra en la figura 3.8 de la cual podemos deducir que la saturación al momento de la ruptura es de 0,6 aproximadamente la saturación promedio de agua después de la ruptura es de 0,68 y se calculó también la derivada del flujo fraccional con respecto a la saturación de agua utilizando la ecuación 2-3 y se muestra en la figura 3.11.

En la tabla 3.6 se muestra la tabla con los datos del flujo fraccional y la derivada del flujo fraccional respecto a la saturación utilizada para la elaboración de las figuras 3.10 y 3.11.

FIGURA 3.10 CURVA DE FLUJO FRACCIONAL Y SU TANGENTE.



Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)

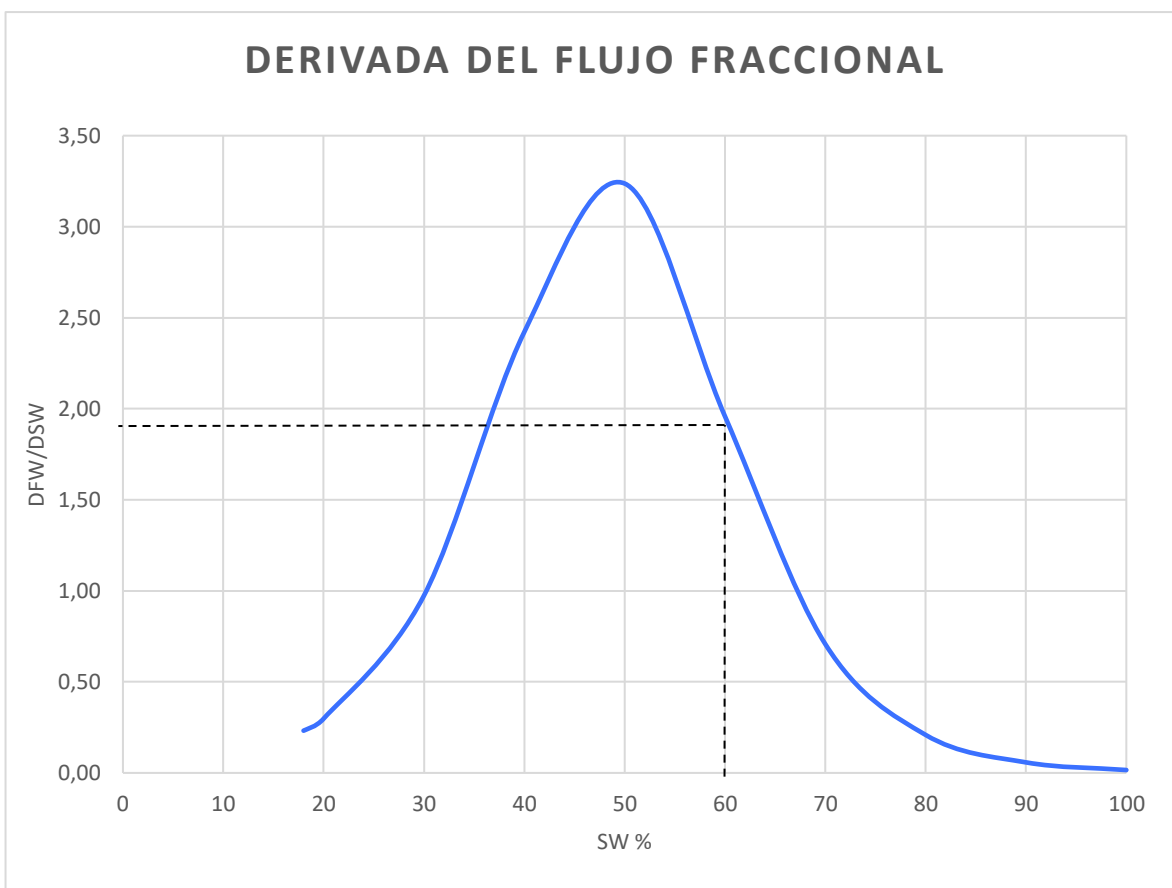
Realizado por: Cristhian Herrera

TABLA 3.6
VALORES DE SATURACIÓN, RELACIÓN DE PERMEABILIDADES RELATIVAS, FLUJO FRACCIONAL Y SU DERIVADA.

Sw %	Kro /Krw	Fw	(dfw/dSw)
18,00	1,00	0,00	0,23
20,00	119,37	0,01	0,30
30,00	21,56	0,08	0,97
40,00	7,50	0,25	2,42
50,00	2,56	0,55	3,24
60,00	0,70	0,82	1,96
70,00	0,14	0,94	0,71
80,00	0,04	0,98	0,21
90,00	0,00	1,00	0,06
100,00	0,00	1,00	0,02

Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)

Realizado por: Cristhian Herrera

FIGURA 3.11 DERIVADA DEL FLUJO FRACCIONAL.

Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)

Realizado por: Cristhian Herrera

3.6.2 ANÁLISIS AL PUNTO DE LA RUPTURA POR EL MÉTODO DE BUCKLEY Y LEVERETT.

Lo primero a calcular es el tiempo al cual sucederá la ruptura de agua para cada pozo por lo cual usando la ecuación 2-6 se calculó dicho tiempo cuyos resultados son mostrados en la tabla 3.7.

TABLA 3.7
TIEMPO DE RUPTURA DE AGUA ESTIMADO PARA CADA POZO.

POZO	TIEMPO DE RUPTURA (DÍAS)
X-1	1133,44
X-2	451,45
X-3	1427,57

Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)

Realizado por: Cristhian Herrera

Luego se calculó de la cantidad de agua inyectada hasta el momento de la ruptura para cada pozo para lo cual se utilizó la ecuación 2-7, los resultados obtenidos son mostrados en la tabla 3.8.

TABLA 3.8
CANTIDAD DE AGUA INYECTADA HASTA EL MOMENTO DE LA RUPTURA PARA CADA POZO.

POZO	W_{iBT} (BARRILES)
X-1	247090,92
X-2	106089,764
X-3	349753,998

Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)

Realizado por: Cristhian Herrera

Lo siguiente a calcular fue la cantidad de petróleo recuperado al momento de la ruptura la cual se obtuvo mediante la ecuación 2-9 y los resultados son mostrados en la tabla 3.9.

TABLA 3.9
CANTIDAD DE PETRÓLEO RECUPERADO HASTA EL MOMENTO DE LA RUPTURA PARA CADA POZO.

POZO	N_{pBT} (BARRILES)
X-1	59189,40
X-2	25413,27
X-3	83781,82

Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)

Realizado por: Cristhian Herrera

Y lo último se calculó al momento de la ruptura del agua fue la relación agua-petróleo (WOR) mediante la ecuación 2-10 y los resultados obtenidos para los pozos estudiados se muestran en la tabla 3.10.

TABLA 3.10
RELACIÓN AGUA-PETRÓLEO (WOR) AL MOMENTO DE LA RUPTURA PARA CADA POZO.

POZO	WOR _{s,e}
X-1	5,15
X-2	5,15
X-3	5,15

Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)

Realizado por: Cristhian Herrera

3.6.3 ANÁLISIS DESPUÉS DE LA RUPTURA POR EL MÉTODO DE BUCKLEY Y LEVERETT.

Para después de la ruptura se calculó en cada uno de los pozos la eficiencia areal (EA_{BT}) según la ecuación 2-12 dando un resultado de 0,544, otros parámetros que se calcularon fueron la saturación de agua promedio después de la ruptura (S_{wp}) según la ecuación 2-13, la eficiencia de desplazamiento (Ed) según la ecuación 2-14, la producción acumulada de petróleo (N_p) mediante la ecuación 2-15, el volumen de agua inyectada en los poros (Q_i) mediante la ecuación 2-16, la inyección acumulada de agua (W_{inj}) la cual es calculada mediante la ecuación 2-17, el tiempo (t) que lleva inyectar cierta cantidad de agua se calculó con la ecuación 2-18, la producción acumulada de agua (W_p) se calculó mediante la ecuación 2-19, la relación agua-petróleo (WORs) después de la ruptura se calculó mediante la ecuación 2-20, la tasa de flujo de petróleo (Q_o) se calculó mediante la ecuación 2-21 y por último la tasa de flujo de agua (Q_w) se calculó mediante la ecuación 2-22, los resultados obtenidos para los anteriores cálculos se muestran en la tabla 3.11 para el pozo X-1, en la tabla 3.12 para el pozo X-2 y la tabla 3.13 para el pozo X-3.

Las figuras de la predicción de producción acumulada de petróleo a lo largo del proceso de inyección se muestran en las figuras 3.12 para el pozo X-1, la figura 3.13 para el pozo X-2 y 3.12 para el pozo X-3 y también se muestra en la figura 3.14 la comparación del petróleo acumulado para los tres pozos estudiados.

TABLA 3.11
TABLA DE RESULTADOS DESPUÉS DE LA RUPTURA PARA EL POZO X-1.

%Sw	fw	(dfw/dSw)	swp	Ed	Np (bls)	Qi	Wini (bls)	t (días)	wp (bls)	WOR	Qo (bls)	Qw (bls)
60,00	0,82	1,96	0,69	0,32	59189,40	0,51	247090,92	1133,44	232538,08	5,15	34,53	177,95
70,00	0,94	0,71	0,78	0,51	95429,23	1,41	684110,35	3138,12	648843,82	19,02	10,39	197,65
80,00	0,98	0,21	0,88	0,73	135466,32	4,79	2318115,15	10633,56	2249541,44	70,23	3,07	215,50
90,00	1,00	0,06	0,98	0,95	176532,10	17,26	8355480,46	38327,89	8241376,51	259,23	0,00	0,12
100,00	1,00	0,02	1,08	1,00	186101,48	63,32	30643208,24	140565,18	30496658,20	956,92	0,10	99,80

Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)

Realizado por: Cristhian Herrera

TABLA 3.12
TABLA DE RESULTADOS DESPUÉS DE LA RUPTURA PARA EL POZO X-2.

%Sw	fw	(dfw/dSw)	swp	Ed	Np (bls)	Qi	Wini (bls)	t (días)	wp (bls)	WOR	Qo (bls)	Qw (bls)
60,00	0,82	1,96	0,69	0,32	25413,27	0,51	106089,76	451,45	99841,43	5,15	37,22	191,82
70,00	0,94	0,71	0,78	0,51	40973,03	1,41	293726,32	1249,90	278584,45	19,02	11,20	213,06
80,00	0,98	0,21	0,88	0,73	58163,17	4,79	995294,73	4235,30	965852,25	70,23	3,31	232,30
90,00	1,00	0,06	0,98	0,95	75794,97	17,26	3587468,75	15265,82	3538477,63	259,23	0,00	0,29
100,00	1,00	0,02	1,08	1,00	79903,63	63,32	13156819,95	55986,47	13093897,93	956,92	0,17	159,67

Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)

Realizado por: Cristhian Herrera

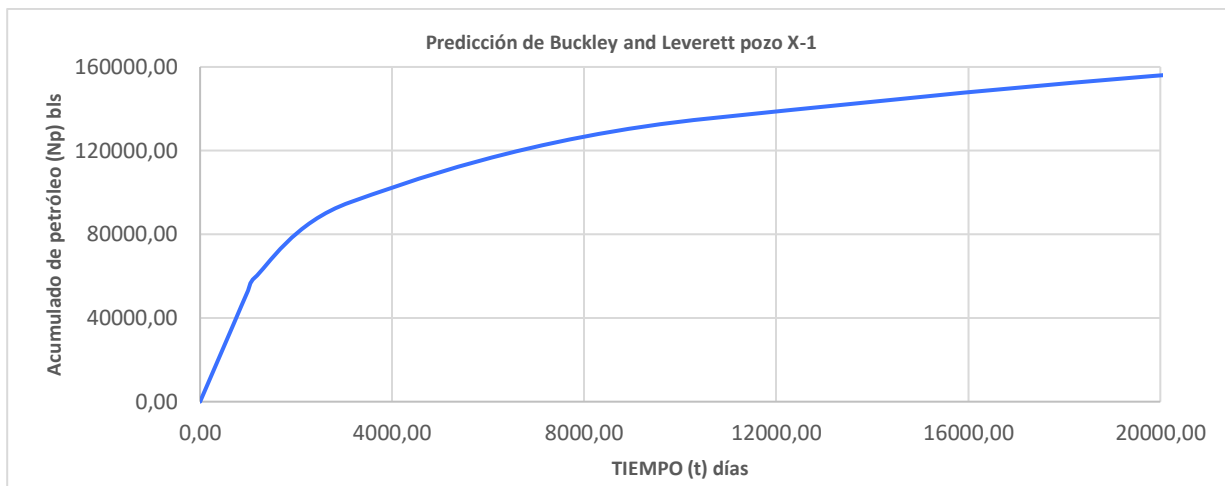
TABLA 3.13
TABLA DE RESULTADOS DESPUÉS DE LA RUPTURA PARA EL POZO X-3.

%Sw	fw	(dfw/dSw)	swp	Ed	Np (bls)	Qi	Wini (bls)	t (días)	wp (bls)	WOR	Qo (bls)	Qw (bls)
60,00	0,82	1,96	0,69	0,32	83781,82	0,51	349754,00	1427,57	329154,64	5,15	38,80	199,99
70,00	0,94	0,71	0,78	0,51	135078,84	1,41	968349,35	3952,45	918430,03	19,02	11,68	222,13
80,00	0,98	0,21	0,88	0,73	191750,82	4,79	3281261,98	13392,91	3184196,78	70,23	3,45	242,18
90,00	1,00	0,06	0,98	0,95	249878,90	17,26	11827074,40	48273,77	11665561,74	259,23	0,00	0,09
100,00	1,00	0,02	1,08	1,00	263424,24	63,32	43375064,47	177041,08	43167624,79	956,92	0,10	98,32

Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)

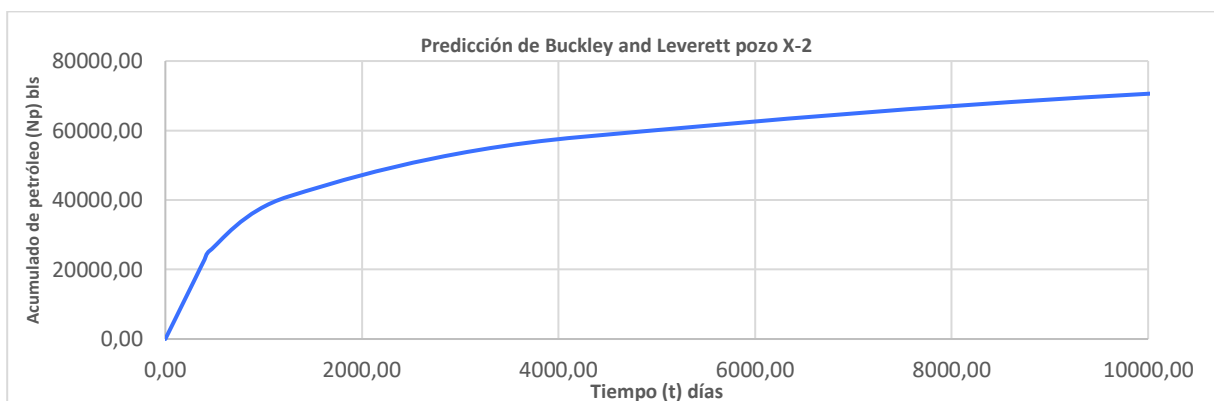
Realizado por: Cristhian Herrera

FIGURA 3.12 PETRÓLEO PRODUCIDO VERSUS TIEMPO EN EL POZO X-1.



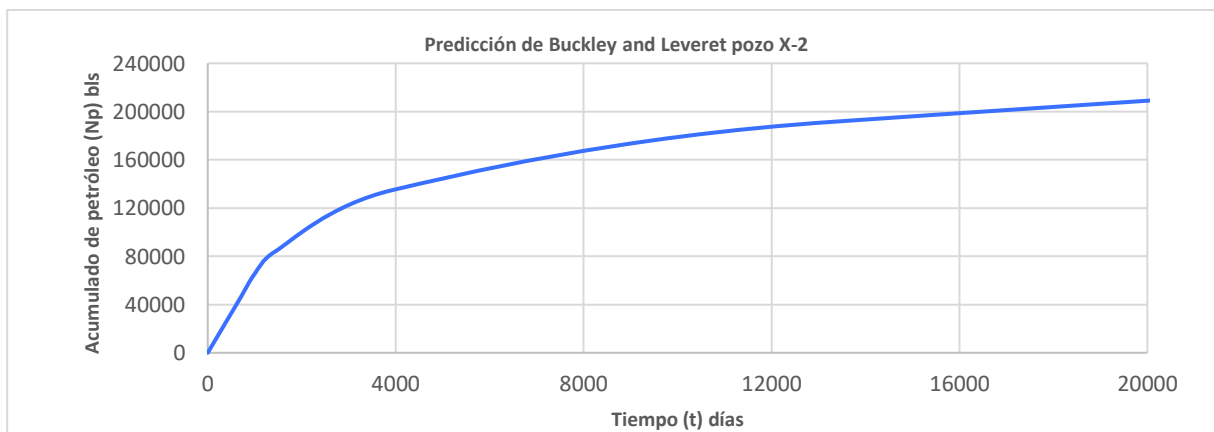
Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)
Realizado por: Cristhian Herrera

FIGURA 3.13 PETRÓLEO PRODUCIDO VERSUS TIEMPO EN EL POZO X-2.



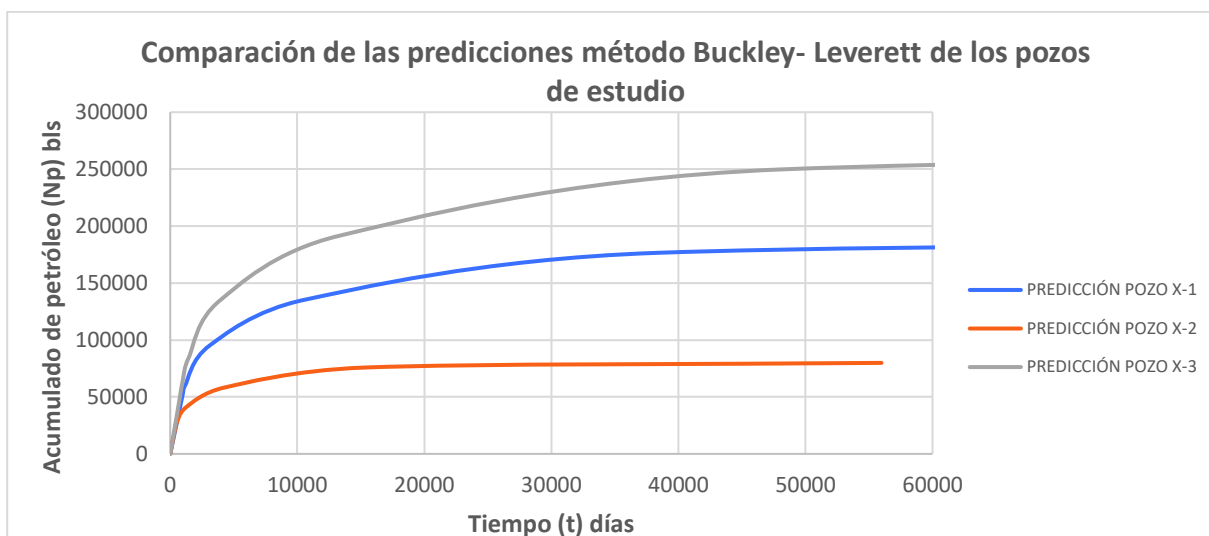
Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)
Realizado por: Cristhian Herrera

FIGURA 3.14 PETRÓLEO PRODUCIDO VERSUS TIEMPO EN EL POZO X-3.



Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)
Realizado por: Cristhian Herrera

FIGURA 3.15 COMPARACIÓN DEL PETRÓLEO PRODUCIDO VERSUS TIEMPO EN LOS POZOS DE ESTUDIO.



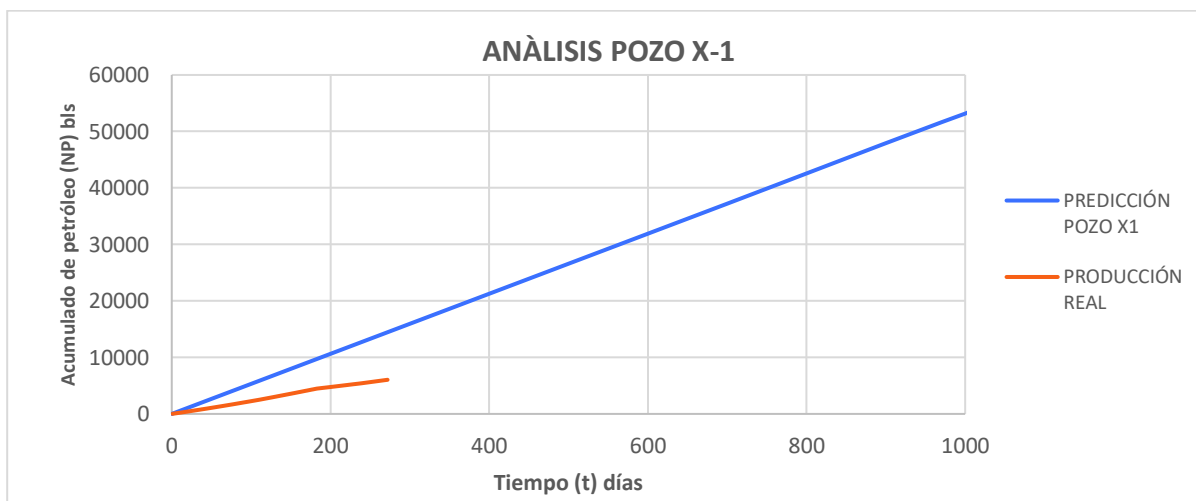
Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)

Realizado por: Cristhian Herrera

3.6.4 COMPARACIÓN DE LOS DATOS REALES CON LA PREDICCIÓNES OBTENIDAS CON EL MÉTODO DE BUCKLEY Y LEVERETT.

Se procedió a comparar para los diferentes pozos estudiados la variable acumulado de petróleo tanto la predicha por el método de Buckley y Leverett con los valores reales, en la figura 3.16 se muestra la comparación para el pozo X-1, en la figura 3.17 se muestra la comparación para el pozo X-2 y por último en la figura 3.18 se muestra la comparación para el pozo X-3.

FIGURA 3.16 COMPARACIÓN DEL ACUMULADO DE PETRÓLEO REAL Y PREDICHO EN EL POZO X-1.



Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)

Realizado por: Cristhian Herrera

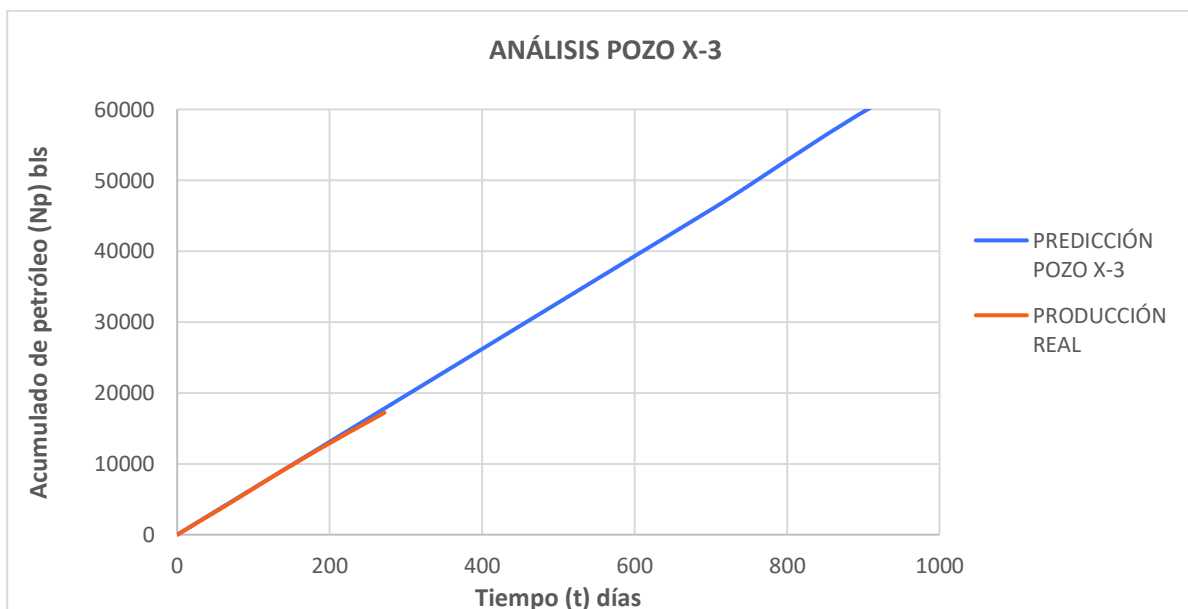
FIGURA 3.17 COMPARACIÓN DEL ACUMULADO DE PETRÓLEO REAL Y PREDICHO EN EL POZO X-2.



Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)

Realizado por: Cristhian Herrera

FIGURA 3.18 COMPARACIÓN DEL ACUMULADO DE PETRÓLEO REAL Y PREDICHO EN EL POZO X-3.



Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)

Realizado por: Cristhian Herrera

3.7 DESARROLLO DEL MODELO PREDICTIVO SEGÚN STILES.

Para la aplicación del método de Stiles lo primero a realizar es ordenar los estratos en orden descendente de permeabilidad, para el caso del pozo X-1, tiene 3 estratos de 12 pies, 7 pies y 12 pies de espesor y 30 mD, 150 mD y 200 mD respectivamente de permeabilidad, para el pozo X-2 se tiene un solo estrato de 12 pies y 90 mD de permeabilidad y el pozo X-3 tiene 4 estratos de 12 pies, 5 pies, 12 pies y 7 pies de espesor y 30 mD, 90 mD, 150 mD y 200 mD respectivamente de permeabilidad.

Los siguientes parámetros por calcular son: capacidad total de la formación (Ct) y capacidad de la parte de la formación invadida completamente (Cj) mediante las ecuaciones 2-25 y 2-26 respectivamente. Luego la ecuación que permitió calcular la recuperación de petróleo al invadirse el estrato "j" es la 2-27 y el flujo fraccional a condiciones de superficie se calculó mediante la ecuación 2-31, los resultados para el pozo X-1 se muestran en la tabla 3.14, para el pozo X-2 en la tabla 3.15 y para el pozo X-3 en la tabla 3.16.

TABLA 3.14
PARÁMETROS OBTENIDOS MEDIANTE EL MÉTODO DE STILES EN EL POZO X-1.

Estrato	h	Espesor acumulado	Permeabilidad Decreciente	kihi	Capacidad Acumulada	Recobro	fw@cs
h4	7	7	200	1400	1400	0,57	0,73
h2	12	19	150	1800	3200	0,69	0,97
h1	12	31	30	360	3560	1,00	1,00

Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)

Realizado por: Cristhian Herrera

TABLA 3.15
PARÁMETROS OBTENIDOS MEDIANTE EL MÉTODO DE STILES EN EL POZO X-2.

Estrato	h	Espesor acumulado	Permeabilidad Decreciente	kihi	Capacidad Acumulada	Recobro	fw@cs
h2	12	12	150	1800	1800	1,00	1,00

Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)

Realizado por: Cristhian Herrera

TABLA 3.16
PARÁMETROS OBTENIDOS MEDIANTE EL MÉTODO DE STILES EN EL POZO X-3.

Estrato	h	Espesor acumulado	Permeabilidad Decreciente	kihi	Capacidad Acumulada	Recobro	fw@cs
h4	7	7	200	1400	1400	0,56	0,69
h3	12	19	150	1800	3200	0,68	0,94
h2	5	24	90	450	3650	0,78	0,98
h1	12	36	30	360	4010	1,00	1,00

Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)

Realizado por: Cristhian Herrera

Los siguientes parámetros que se calcularon fueron la saturación de petróleo remanente después del comportamiento primario (Sopp) mediante la ecuación 2-34 este resultado se muestra en la tabla 3.17, la producción de petróleo (Qo) mediante la ecuación 2-33, el petróleo recuperable (Npr) se estimó con la ecuación 2-35 y el tiempo de llenado se determinó con la ecuación 2-36, los resultados obtenidos de estos parámetros es mostrado en la tabla 3.18 para el pozo X-1, tabla 3.19 para el pozo X-2 y tabla 3.20 para el pozo X-3.

TABLA 3.17
SATURACIÓN DE PETRÓLEO REMANENTE EN LOS POZOS ANALIZADOS.

POZO	SATURACIÓN DE PETRÓLEO REMANENTE
X-1	0,92
X-2	0,90
X-3	0,60

Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)

Realizado por: Cristhian Herrera

TABLA 3.18
RESULTADOS OBTENIDOS MEDIANTE EL MÉTODO DE STILES EN EL POZO X-1.

ESTRATO	RECOBRO	Np	ΔNp	CAPACIDAD ACUMULADA	fw@c.s	fw@c.s	fw@c.s	qo@c.s.	Δt	t	wi	wi/Np
h3	0,57	58189,27	58189,27	1400,00	0,70	0,00	0,00	187,93	309,63	532,87	116166,45	2,00
h2	0,69	69957,89	11768,62	3200,00	0,97	0,70	0,70	56,03	210,04	742,91	161954,56	2,32
h1	1,00	101340,86	101340,86	3560,00	1,00	0,97	0,97	5,65	17948,28	18691,19	4074680,30	40,21

Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)

Realizado por: Cristhian Herrera

TABLA 3.19
RESULTADOS OBTENIDOS MEDIANTE EL MÉTODO DE STILES EN EL POZO X-2.

ESTRATO	RECOBRO	Np	ΔNp	CAPACIDAD ACUMULADA	fw@c.s	fw@c.s	fw@c.s	qo@c.s.	Δt	t	wi	wi/Np
h1	1,00	42380,89	42380,89	2400,00	1,00	0,00	0,00	202,59	209,20	281,11	66059,70	1,56

Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)

Realizado por: Cristhian Herrera

TABLA 3.20
RESULTADOS OBTENIDOS MEDIANTE EL MÉTODO DE STILES EN EL POZO X-3.

ESTRATO	RECOBRO	Np	ΔNp	CAPACIDAD ACUMULADA	fw@c.s	fw@c.s	fw@c.s	qo@c.s.	Δt	t	wi	wi/Np
h4	0,56	82992,16	82992,16	1400,00	0,66	0,00	0,00	211,21	392,94	1003,79	245928,71	2,96
h3	0,68	100997,94	18005,78	3200,00	0,93	0,66	0,66	71,64	251,34	1255,13	307506,44	3,04
h2	0,78	115899,27	115899,27	3650,00	0,97	0,93	0,93	13,76	8422,45	9677,57	2371005,73	20,46
h1	1,00	149013,35	149013,35	4010,00	1,00	0,97	0,97	5,58	26686,10	35359,89	8663171,89	58,14

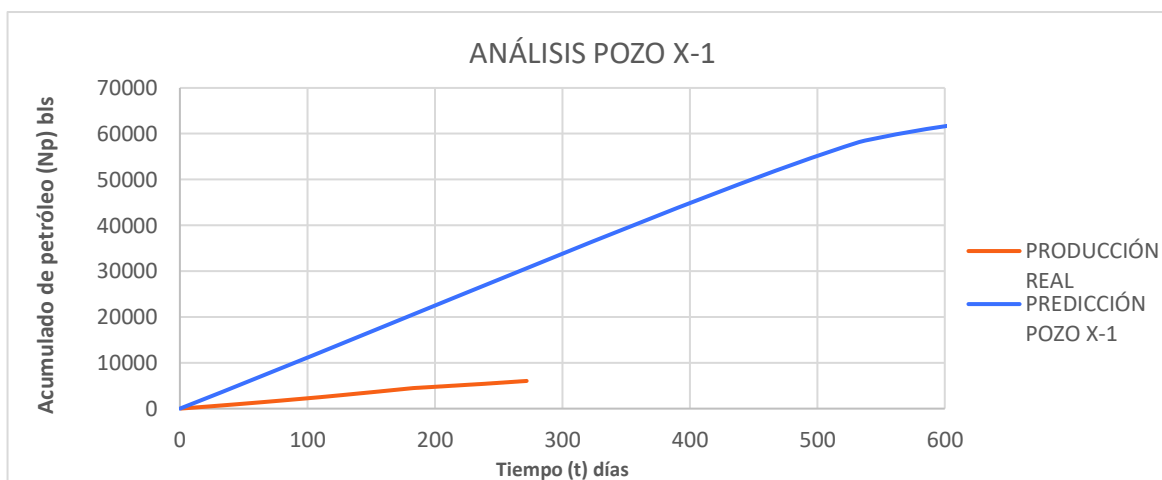
Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)

Realizado por: Cristhian Herrera

3.7.1 COMPARACIÓN DE LOS DATOS REALES CON LA PREDICIONES OBTENIDAS CON EL MÉTODO DE STILES

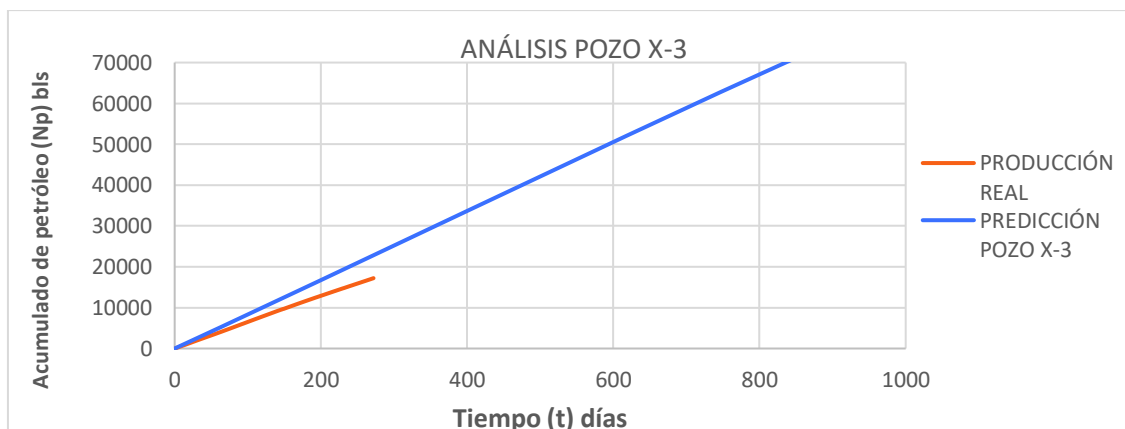
Se procedió a comparar para los pozos X-1 y X-3 estudiados la variable acumulado de petróleo tanto la predicha por el método de Stiles con los valores reales, en la figura 3.19 se muestra la comparación para el pozo X-1 y en la figura 3.20 se muestra la comparación para el pozo X-3, el pozo X-2 no se analizó al estar formado por solo un estrato y por último en la figura 3.21 se muestra la comparación de la predicción teórica para los pozos X-1 y X-3.

FIGURA 3.19 COMPARACIÓN DEL ACUMULADO DE PETRÓLEO REAL Y PREDICHO EN EL POZO X-1 USANDO EL MÉTODO DE STILES.



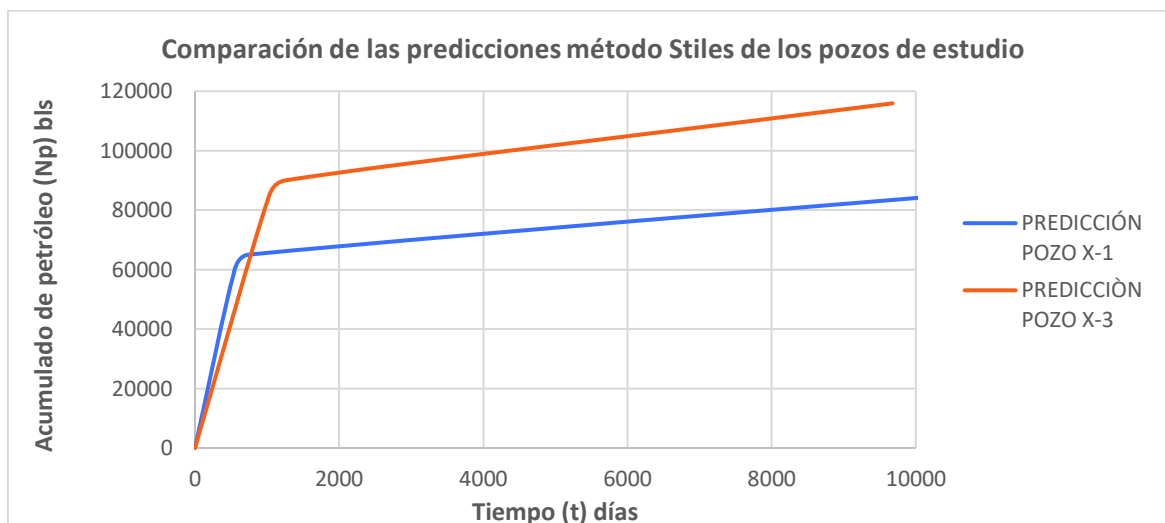
Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)
Realizado por: Cristhian Herrera

FIGURA 3.20 COMPARACIÓN DEL ACUMULADO DE PETRÓLEO REAL Y PREDICHO EN EL POZO X-3 USANDO EL MÉTODO DE STILES.



Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)
Realizado por: Cristhian Herrera

FIGURA 3.21 COMPARACIÓN DE LA PREDICCIÓN TEÓRICA DE PETRÓLEO PRODUCIDO VERSUS TIEMPO EN LOS POZOS X-1 Y X-3.



Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)

Realizado por: Cristhian Herrera

3.8 DESARROLLO DEL MODELO PREDICTIVO SEGÚN DYKSTRA – PARSONS

El primer paso en el método de Dykstra – Parsons al igual que el método de Stiles es ordenar los estratos en forma decreciente según la permeabilidad, el siguiente parámetro que se calculó el factor de recuperación al momento de la irrupción para cada estrato (C_j) el cual es mostrado en la tabla 3.21.

TABLA 3.21 FACTOR DE RECUPERACIÓN AL MOMENTO DE LA IRRUPCIÓN PARA CADA ESTRATO (C_j) EN LOS DIFERENTES POZOS.

Capa	1	2	3	4
X-1	0,64	0,82	1,00	
X-2	1			
X-3	0,56	0,68	0,78	1,00

Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)

Realizado por: Cristhian Herrera

El siguiente parámetro por calcular es el petróleo producido por cada capa al momento de la irrupción de cada estrato (N_{pj}) para lo cual se utilizó la ecuación 2-61, los resultados obtenidos para el pozo X-1 se muestra en la tabla 3.22, para el pozo X-2 en la tabla 3.23 y por último en la tabla 3.24 para el pozo X-3.

TABLA 3.22
PETRÓLEO PRODUCIDO POR CADA CAPA AL MOMENTO DE LA IRRUPCIÓN
DE CADA ESTRATO EN EL POZO X-1.

Capa	1	2	3
Npi	60939,61	77740,85	95298,70

Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)

Realizado por: Cristhian Herrera

TABLA 3.23c
PETRÓLEO PRODUCIDO POR CADA CAPA AL MOMENTO DE LA IRRUPCIÓN
DE CADA ESTRATO EN EL POZO X-2.

Capa	1
Npi	44798,457

Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)

Realizado por: Cristhian Herrera

TABLA 3.24
PETRÓLEO PRODUCIDO POR CADA CAPA AL MOMENTO DE LA IRRUPCIÓN
DE CADA ESTRATO EN EL POZO X-3.

Capa	1	2	3	4
Npi	82976,70	100757,42	115574,68	148172,67

Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)

Realizado por: Cristhian Herrera

Y por último se calculó la relación agua petróleo (WOR) para cada estrato al momento de la irrupción mediante la ecuación 2-57, los resultados son mostrados en las tablas 3.25, 3.26 y 3.27 respectivamente para los pozos X-1, X-2 y X-3.

TABLA 3.25
RELACIÓN AGUA PETRÓLEO (WOR) PARA CADA ESTRATO AL MOMENTO
DE LA IRRUPCIÓN EN EL POZO X-1.

Capa	1	2	3
WOR	2,77991203	44,37801437	

Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)

Realizado por: Cristhian Herrera

TABLA 3.26
RELACIÓN AGUA PETRÓLEO (WOR) PARA CADA ESTRATO AL MOMENTO DE LA IRRUPCIÓN EN EL POZO X-2.

Capa	1
WOR	INF

Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)

Realizado por: Cristhian Herrera

TABLA 3.27
RELACIÓN AGUA PETRÓLEO (WOR) PARA CADA ESTRATO AL MOMENTO DE LA IRRUPCIÓN EN EL POZO X-3.

Capa	1	2	3	4
WOR	2,00	8,77	51,40	

Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)

Realizado por: Cristhian Herrera

3.8.1 COMPARACIÓN DE LOS DATOS REALES CON LA PREDICIONES OBTENIDAS CON EL MÉTODO DE DYKSTRA – PARSONS

Se procedió a comparar para los pozos X-1 y X-3 estudiados la variable acumulado de petróleo tanto la predicha por el método de Dykstra - Parsons con los valores reales, en la figura 3.22 se muestra la comparación para el pozo X-1 y en la figura 3.23 se muestra la comparación para el pozo X-3, el pozo X-2 no se analizó al estar formado por solo un estrato y por último en la figura 3.24 se muestra la comparación de la predicción teórica para los pozos X-1 y X-3.

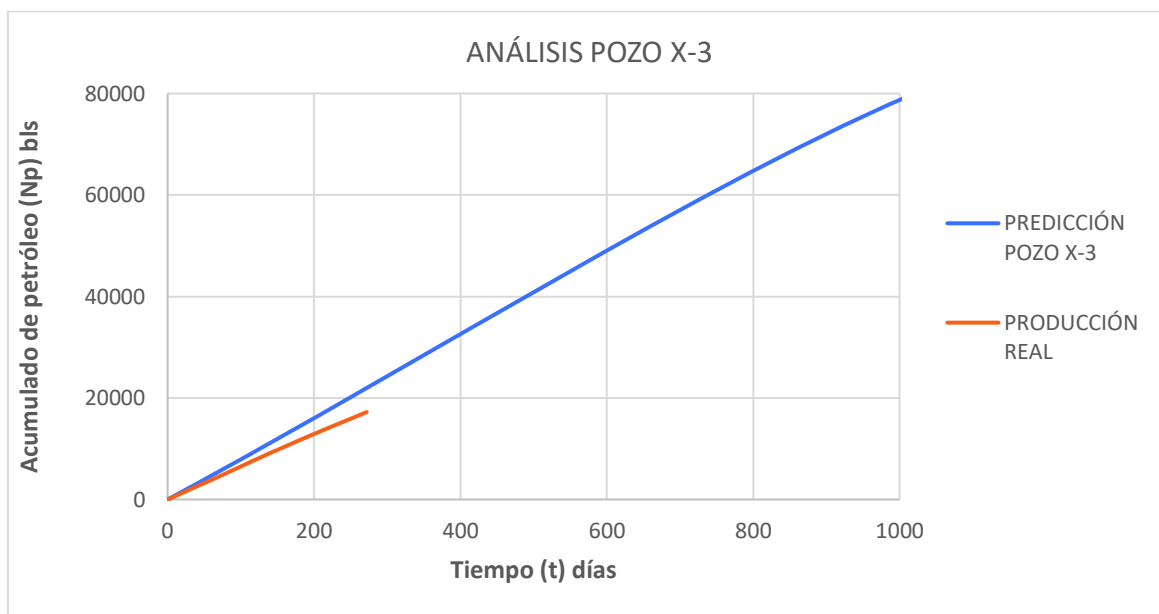
FIGURA 3.22 COMPARACIÓN DEL ACUMULADO DE PETRÓLEO VERSUS TIEMPO PARA DATOS REALES Y PREDICHOS EN EL POZO X-1 USANDO EL MÉTODO DE DYKSTRA – PARSONS.



Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)

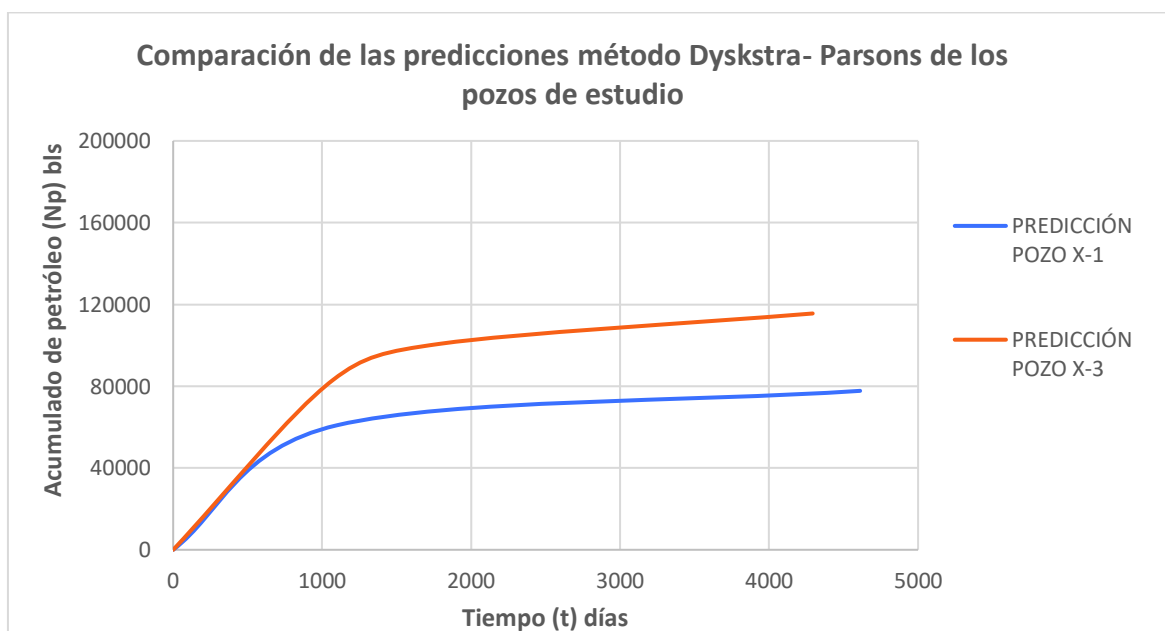
Realizado por: Cristhian Herrera

FIGURA 3.23 COMPARACIÓN DEL ACUMULADO DE PETRÓLEO VERSUS WOR PARA DATOS REALES Y PREDICHOS EN EL POZO X-3 USANDO EL MÉTODO DE DYKSTRA – PARSONS.



Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)
Realizado por: Cristhian Herrera.

FIGURA 3.14. COMPARACIÓN DEL ACUMULADO DE PETRÓLEO VERSUS TIEMPO PREDICHO TEÓRICAMENTE USANDO EL MÉTODO DE DYKSTRA – PARSONS PARA LOS POZOS X-1 Y X-3.



Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)
Realizado por: Cristhian Herrera.

3.9 COMENTARIOS FINALES

En las tablas 3.28, 3.29, 3.30 y 3.31 se muestran los resultados del proyecto.

TABLA 3.28
TABLA DE PROPIEDADES DEL CAMPO OSO.

CAMPO OSO	RESERVORIO	Porosidad (%)	Sw (%)	Boi (By/Bn)	API	Permeabilidad (md)	Viscosidad (Cp)	Temperatura (°F)
	Arenisca T	16	20	1,16	25	250-400	3	200

Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)

Realizado por: Cristhian Herrera.

TABLA 3.29
RESULTADOS ANTES DE INICIAR LA INYECCIÓN.

POZO	POES	Factor de recuperación máxima del Campo Oso	RESERVAS	ACUMULADO DE PETRÓLEO ANTES DE LA INYECCIÓN	RESERVAS REMANENTE	FR PRIMARIO
X1	387169,62	30%	116150,89	15582,00	100568,89	38,60
X2	166291,45	30%	49887,43	5496,00	44391,43	
X3	548132,34	30%	164439,70	106500,00	57939,70	

Realizado por: Cristhian Herrera.

TABLA 3.30
RESULTADOS OBTENIDOS EN LOS MÉTODOS BUCKEY-LEVERETT, STILES, DYSKTRA PARSON.

METODO	POZO	TIEMPO DE RUPTURA	WOR al tiempo de la ruptura	Sw al momento de la ruptura	Wi	Np al momento de la ruptura	POES DE LOS POZOS DE ESTUDIO	Factor de recobro secundario	Observaciones
		días		%	bls	bls	BLS	%	
BUCKLEY AND LEVERETT	X1	1133,44	5,15	60	247090,92	59189,3964	1101593,41	15,29	El método de Buckley and Leverett en los pozos X1,X2, X3 tienen tiempos de ruptura de 1133, 451 y 1427 días y un petróleo acumulado de 59189, 25413 y 83782 bls, lo que da como resultado al momento de la ruptura un factor de recobro secundario de 15,29%.
	X2	451,45	5,15	60	106089,764	25413,2735			
	X3	1427,57	5,15	60	349753,998	83781,82			
STILES	X1	532,87361	5,21	68	116166,45	58189,2697	935301,96	15,09	El método de Stiles en los pozos X1 y X3 tienen tiempos de ruptura de 533 y 1004 días y un petróleo acumulado de 58189 y 82992 bls, lo que da como resultado al momento de la ruptura un factor de recobro secundario de 15,09%
	X3	1003,79063	5,21	70	245928,705	82992,16			
DYSKTRA PARSON	X1	1101,36099	3	69	240096,696	60939,6083	935301,96	15,39	El método de Dysktra Parson en los pozos X1 y X3 tienen tiempos de ruptura de 1101 y 1071 días y un petróleo acumulado de 60940 y 82977 bls, lo que da como resultado al momento de la ruptura un factor de recobro secundario de 15,39%
	X3	1070,93831	1,53	69	464602,259	82976,6954			

Realizado por: Cristhian Herrera.

TABLA 3.31
COMPARACIÓN DE DATOS REALES CON LOS RESULTADOS OBTENIDOS
EN LOS MÉTODOS.

POZO	TIEMPO DE ESTUDIO	DATOS REALES	DATOS REALES AFECTADO POR LA INYECCIÓN	PREDICCIÓN BUCKLEY AND LEVERETT	PREDICCIÓN STILES	PREDICCIÓN N DYSTRA PARSON	observaciones
	días	bls	bls	bls	bls	bls	
X1	272	11614,64	6032,92935	14000	30000	19000	El método de Buckey and Leverett es el que mejor se ajusta al pozo productor X1
X2	272	15917,65	5469,12383	16000			El método de Buckey and Leverett es el que mejor se ajusta al pozo productor X2
X3	272	38252,29	19126,145	18500	22000	22000	El método de Buckey and Leverett es el que mejor se ajusta al pozo productor X3 ya que los resultados obtenidos son similares a los reales

Realizado por: Cristhian Herrera.

- Después analizar los métodos de predicción Buckley and Leverett, Stiles y Dysktra Parson y comparar con los datos reales del campo Oso se concluye que el primer método Buckley and Leverett es el que mejor se ajusta a los datos del campo al pozo X-3 ya que los otros métodos teóricamente los resultados se alejan de la realidad.
- En el estudio realizado el pozo X-3 es el que mejor se ajusta a las predicciones realizadas tanto en los métodos homogéneos como Buckey and Leverett y heterogéneos como Stiles y Dysktra Parson por la razón de sus propiedades y su historial de producción.

CAPITULO 4.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

- Por los antecedentes del campo Oso la implementación de la inyección de agua en la arenisca T incrementará el 15% del factor de recobro secundario en los métodos de estudio Buckley and Leverett, Stiles y Dysktra Parson de la energía del yacimiento y la recuperación de las reservas remanentes en el área de influencia de los pozos afectados por el pozo INY-1
- El método Buckley and Leverett es un método de yacimientos homogéneos, en la evaluación de inyección de agua implementada al campo oso arenisca T, los resultados predichos de acumulado de petróleo en un tiempo de 272 días en los pozos X1 y X2 es de 14000 y 16000 BPPD es diferente a los reales de 6033 y 5469 BPPD por lo que se concluye que las propiedades petrofísicas y las capas sedimentarias no son uniformes y la localización de los pozos son factores importantes al momento de realizar recuperación secundaria.
- El método Stiles es un método de yacimientos heterogéneos, en la evaluación de inyección de agua implementada al campo oso arenisca T, los resultados predichos de acumulado de petróleo en un tiempo de 272 días en los pozos X1 es de 19000 es diferente a la producción real de 6033 BPPD lo que se concluye que este método no es recomendable aplicar a este pozo.
- El pozo X3 es el que mejor se ajusta a las predicciones realizadas en los métodos de Buckley and Leverett, Stiles y Dysktra Parson dando como resultados de acumulado de petróleo en un tiempo de 272 días de 18500, 22000 y 20000 BPPD similares a la producción real de 19126 BPPD por lo que se concluye que el método de Buckley and Leverett es el más apropiado para este pozo, se constata que es un reservorio homogéneo.

- El método de Buckley and Leverett para el pozo X3 dan siguientes resultados, un tiempo de ruptura de 1427 días, una saturación de agua de 60%, acumulado de agua inyectada (W_i) 349753 BAPD, recuperación de petróleo de 83781BPPD y unas eficiencias de desplazamiento de 0,32 y arial de 0,54.
- El período de inyección de agua es muy corto (menos de un año), por lo cual no se observa que exista ruptura de agua en los pozos analizados Pozo X-1, X-2, X-3 que tienen tiempos de ruptura de 1133, 451 y 1427 días respectivamente, debido a esto los resultados obtenidos en este proyecto pueden variar significativamente cuando se tenga mayor tiempo de inyección de agua.

4.2 RECOMENDACIONES.

- Se recomienda realizar un estudio del agua inyectada al pozo INY-1, para optimizar el factor de recobro secundario.
- Se recomienda utilizar programas de simulación numérica de inyección de agua para tener resultados más aproximados a la realidad del yacimiento y obtener datos confiables, con la finalidad de validar los resultados de métodos utilizados en este estudio tales como Buckley – Leverett, Stiles o Dykstra – Parsons.
- Se recomienda realizar un análisis geológico de litología y estratigrafía para verificar la homogeneidad de la arenisca T.
- Se recomienda continuar realizando un monitoreo de las propiedades y producción de fluido del pozo X3 para futuros estudios del pozo.
- Para complementar este estudio se recomienda que el periodo de inyección de agua sea de al menos el tiempo de ruptura de agua de los pozos, para validar los resultados del proyecto.

BIBLIOGRAFÍA

1. Cabrera Mármol, J. N., Cabrera Ochoa, F. E., & Delgado Chancay, J. P. (2012). Análisis y Propuestas de Mejora de Proyectos de Inyección de Agua Ejecutados en Reservorios de Diversas Características. Guayaquil. Escuela Superior Politécnica Del Litoral.
2. Coral, L. (2012). Estudio Para Proyecto Piloto De Recuperación Secundaria De Petróleo Por Inyección De Agua: Aplicación Al Yacimiento U Inferior En El Pozo Parahuacu-03B. Buenos Aires. Universidad de Buenos Aires.
3. Grefa Arroba, J. D. (2013). Elaboración del programa de fluidos de perforación necesario para perforar el pozo horizontal "OSO Z" en el wellpad A del campo Oso de Petroamazonas - Bloque 7. Quito: Universidad Tecnológica Equinoccial.
4. Lalama Galán, Á. E. (1998). Método combinado computarizado para predecir el comportamiento de un yacimiento sometido a inyección de agua. Guayaquil. Escuela Superior Politécnica Del Litoral.
5. Loayza Aguilar, J., Cusme Vera, J., Zavala Amaya, J., & Gallegos Orta, R. (16 de Diciembre de 2017). Análisis y cálculos detallados del trabajo de inyección de agua en el campo Little Creek por C. Cronquist e inyección periférica de agua en el campo SAFBEU por R. Denham, para ser usado como material didáctico en los cursos de recobro secundario de petróleo. Recuperado el 16 de Diciembre de 2017,

<https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/.../Articulo%20de%20Tesis%20%281%29.pdf>
6. Cabezas Salinas, A. S., & Gavilanes Carrasco, Á. A. (2013). Optimización de producción en pozos horizontales del campo Oso, Bloque 7, aplicando la tecnología ICD'S (Dispositivos de Control de Influjo), Octubre 2012. Quito: Universidad Central del Ecuador.

7. Johnson, C. E. (1956). Prediction of Oil Recovery by Waterflood - A Simplified Graphical Treatment of the Dykstra-Parsons Method. Journal of Petroleum Technology, 55-56.
8. Lomas, C., & Calderón, W. (2015). Determinación de la hidráulica óptima de perforación de pozos direccionales para el campo Oso. Quito: Escuela Politecnica Nacional.
9. Norman, C. (05 de Febrero de 2018). Classic Waterflooding Predictive Models. Recuperado el 05 de Febrero de 2018, de Classic Waterflooding Predictive Models:
http://oilproduction.net/files/teorias_clasicas_recuperacion_secundaria.pdf
10. Petroamazonas EP. (2014). Reforma al Plan de Desarrollo Campo Oso. Areniscas: basal Tena, Napo "U", Napo "T" y Hollin. Quito: Petroamazonas EP.
11. Petroamazonas EP. (2016). Estudio técnico para reinyección de agua de formación en la formación Hollín en el pozo Oso B-78, Bloque 7 , campo Oso. Quito: Petroamazonas EP.
12. Rivera Chávez, L. E. (2015), Apuntes de Recuperación Secundaria y Mejorada. Ciudad de Mexico: Universidad Nacional Autonoma de Mexico.

GLOSARIO

Recuperación secundaria. - Técnicas de extracción adicional de petróleo después de la recuperación primaria. Esta incluye inyección de agua, o gas con el propósito en parte de mantener la presión del yacimiento.

Subandina. - Se aplica a la región situada a menor altura que la andina o que se allá cercana.

Antepaís. - Región relativamente estable que bordea una cadena plegada y hacia la cual vergen las estructuras de esta última, al menos en la región en que se da el contacto entre ambas.

Cuenca de antepaís (Foreland basin). - Cuenca sedimentaria subsidente localizada entre el frente de una cordillera plegada y el cratón adyacente, originada con posterioridad a la formación de la cadena orogénica. Algunos autores utilizan este término con un sentido más amplio incluyendo, además, la cuenca remanente.

Arenisca. - Roca sedimentaria compuesta por partículas de tamaño arena, cementadas o consolidadas.

Falla. - Superficie de ruptura de las capas geológicas a lo largo de la cual ha habido movimiento diferencial

Petróleo. - Mezcla de carburos de hidrógeno que existe en fase líquida en los yacimientos y permanece así en condiciones originales de presión y temperatura. Puede incluir pequeñas cantidades de sustancias que no son carburos de hidrógeno

Permeabilidad relativa. - Es la capacidad que presenta un fluido, como agua, gas o aceite, para fluir a través de una roca, cuando ésta se encuentra saturada con dos o más fluidos. El valor de la permeabilidad en una roca saturada con dos o más fluidos es distinto al valor de la permeabilidad de la misma roca saturada con un solo fluido.

Porosidad. - Relación entre el volumen de poros existentes en una roca con respecto al volumen total de la misma. Es una medida de la capacidad de almacenamiento de la roca.

Pozo de inyección. - Pozo que se utiliza para inyectar agua, aire o gas a un estrato con el fin de aumentar la presión de otros pozos en el yacimiento.

Presión capilar. - Fuerza por unidad de área, resultado de fuerzas superficiales a la interfase entre dos fluidos.

Reservas. - El volumen de Hidrocarburos en el subsuelo, calculado a una fecha dada a condiciones atmosféricas, que se estima será producido técnica y económicamente, bajo el régimen fiscal aplicable, con cualquiera de los métodos y sistemas de Extracción aplicables a la fecha de evaluación.

Reserva original. - Es el volumen de hidrocarburos a condiciones atmosféricas, que se espera recuperar económicamente con los métodos y sistemas de explotación aplicables a una fecha específica. También se puede decir que es la fracción del recurso que podrá obtenerse al final de la explotación del yacimiento