

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

ANÁLISIS TÉCNICO DE LA RECUPERACIÓN SECUNDARIA EN RESERVORIOS DE CRUDO PESADO (BASAL TENA) DEL CAMPO ATACAPI.

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

OPCIÓN: ESTUDIO DE CASO

KATHERINE NICOLE MORA LEBRETON

kathe_mora50@hotmail.com

DIRECTOR: ING. RAÚL VALENCIA, MSC.

raul.valencia@epn.edu.ec

Quito, Noviembre 2019

DECLARACIÓN

Yo, Katherine Nicole Mora Lebreton, 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.

La Escuela Politécnica Nacional puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Katherine Nicole Mora Lebreton

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Katherine Nicole Mora Lebreton bajo mi supervisión.

Ing. Raúl Valencia, Msc.

DIRECTOR

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por darme la vida, guiarme y permitirme llegar a esta etapa, además a la Virgen Dolorosa por su cuidado y protección durante toda la vida.

A mis papis por su amor incondicional, apoyo en cada momento y por ser una guía y motivación para lograr cada objetivo propuesto. A toda la familia por siempre estar al pendiente de mí y por su disposición a ayudar.

Al ingeniero Raúl Valencia por su apoyo y dirección en este trabajo, así como a la Escuela Politécnica Nacional y sus profesores por todos los conocimientos impartidos a lo largo de la carrera.

A los ingenieros Carolina Gualavisí y Pablo Cisneros por su tiempo, dedicación y enseñanzas durante todo este proyecto.

Al BIPE por permitirme desarrollar este tema del trabajo de titulación.

A cada una de las personas que fui conociendo a lo largo de la carrera, que se convirtieron en alguien especial, por la confianza, paciencia y amor a cada momento, pero sobre todo que, con una palabra de aliento, o un simple gesto me brindaron su apoyo y me ayudaron a seguir adelante.

Katherine Mora

DEDICATORIA

A mis papis porque por ellos soy quien soy y por ustedes he conseguido esto.

Y a cada persona que formó y forma parte de mi vida y quiso verme crecer.

Katherine Mora

CONTENIDO

DECLARACIÓN.....	II
CERTIFICACIÓN.....	III
AGRADECIMIENTOS.....	IV
DEDICATORIA	V
ABREVIATURAS	XV
RESUMEN	XVI
ABSTRACT	XVII
CAPÍTULO I.....	1
INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Planteamiento del problema	1
1.2 Objetivos	2
1.2.1 Objetivo General	2
1.2.2 Objetivos Específicos.....	2
1.3 Alcance	3
1.4 Descripción del campo Atacapi	3
1.4.1 Antecedentes	3
1.4.2 Ubicación	3
1.4.3 Geología.....	4
1.4.4 Campos maduros	6
1.4.5 Crudo pesado	8
1.4.6 Análisis petrofísico	9
1.4.7 Análisis PVT	10
1.4.8 Estado actual del campo	12
CAPÍTULO II	14

MARCO TEÓRICO	14
2.1 Introducción	14
2.2 Propiedades de roca	14
2.2.1 Permeabilidad	14
2.2.2 Saturación	17
2.2.3 Porosidad	18
2.2.4 Humectabilidad	18
2.2.5 Tensión interfacial o superficial	19
2.2.6 Presión capilar	19
2.3 Propiedades de fluido	19
2.4 Simulación numérica	20
2.4.1 Balance de materiales	20
2.5 Inyección de agua	21
2.5.1 Consideraciones para la inyección de agua	21
2.5.2 Mecanismos de desplazamiento de fluidos inmiscibles	24
2.5.3 Etapas de desplazamiento	25
2.5.4 Modelos de desplazamiento	28
2.5.5 Ecuación de flujo fraccional	29
2.5.6 Teoría de avance frontal	31
2.5.7 Eficiencia de desplazamiento	34
2.6 Eficiencia areal de barrido	35
2.6.1 Eficiencia areal de barrido a la ruptura	37
2.6.2 Eficiencia areal de barrido después de la ruptura	37
2.7 Análisis de declinación de la producción	37
2.7.1 Declinación Exponencial	38

2.7.2	Declinación Hiperbólica.....	38
2.7.3	Declinación Armónica	38
CAPÍTULO III		39
DESCRIPCIÓN Y ANÁLISIS DEL CASO		39
3.1	Antecedentes	39
3.1.1	Atacapi-26D	39
3.1.2	Atacapi-29	40
3.2	Mecanismo primario de producción	46
3.3	Reservas remanentes	47
3.4	Volumen poroso	48
3.4.1	POES	49
3.4.2	Factor de Recobro	50
3.5	Generación del Modelo.....	51
3.5.1	Propiedades PVT	51
3.5.2	Balance de materiales	55
3.5.3	Alocación de pozos.....	55
3.5.4	Análisis unidimensional	57
3.5.5	Ajuste histórico	58
3.5.6	Flujo fraccional.....	62
3.6	Predicciones.....	64
3.6.1	Caso Base.....	65
3.6.2	Caso uno (pérdida de inyección)	68
3.6.3	Caso dos	71
3.6.4	Caso tres	74
3.7	Líneas de flujo.....	84

3.7.1 Caso base	84
3.7.2 Caso uno (pérdida de inyección)	86
3.7.3 Caso dos	86
3.7.4 Caso tres	88
3.7.5 Relación de movilidad	91
3.8 Tiempo de ruptura	92
3.9 Análisis de salinidad	93
CAPÍTULO IV	94
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	94
4.1 Conclusiones	94
4.2 Recomendaciones	95
CAPÍTULO V	96
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	96
ANEXOS	100

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Ubicación campo Atacapi.	4
Figura 2: Columna estratigráfica de la Cuenca Oriente.	5
Figura 3: Perfil eléctrico BT pozo Atacapi-29.	6
Figura 4: Representación de un campo maduro.	7
Figura 5: Histórico de producción del campo Atacapi.	8
Figura 6: Gráfica de permeabilidades relativas.	16
Figura 7: Representación de la humectabilidad.	18
Figura 8: Representación de eficiencias areal, vertical y de desplazamiento.	25
Figura 9: Distribución de fluidos en condiciones iniciales.	26
Figura 10: Distribución de fluidos durante la invasión.	26
Figura 11: Distribución de los fluidos durante la ruptura.	27
Figura 12: Distribución de fluidos posterior a la ruptura.	28
Figura 13: Modelo de desplazamiento tipo pistón.	28
Figura 14: Modelo de desplazamiento tipo pistón con fugas.	29
Figura 15: Curva de flujo fraccional.	31
Figura 16: Determinación de la saturación de agua a partir de la curva de flujo fraccional. Fuente: (Cobb & Smith, 1997).	33
Figura 17: Determinación de la saturación de agua promedio gráficamente a través de la curva de flujo fraccional.	34
Figura 18: Ubicación del frente de invasión en tiempos sucesivos para un arreglo de 5 pozos.	36
Figura 19: Eficiencia de barrido areal en la ruptura en un arreglo de 5 pozos.	37
Figura 20: Registro eléctrico BT pozo Atacapi-26D.	39
Figura 21: Histórico de producción pozo Atacapi-26D.	40
Figura 22: Registro eléctrico BT pozo Atacapi-29.	41
Figura 23: Registro eléctrico Ts y Ti pozo Atacapi-29.	41
Figura 24: Registro eléctrico Us y Ui pozo Atacapi-29.	42
Figura 25: B'UP arenisca T (9696-9700 pies).	43
Figura 26: Derivada del B'UP.	44
Figura 27: B'UP arenisca T (9696-9700 y 9646-9660 pies).	44

Figura 28: Derivada de B'UP.	45
Figura 29: Histórico de producción pozo Atacapi-29.	45
Figura 30: Mecanismo de producción Basal Tena.	46
Figura 31: Acumulada de petróleo Basal Tena Atacapi Norte.	47
Figura 32: Curva de declinación Atacapi-26D.....	48
Figura 33: Mapa de la zona de influencia de la inyección.	49
Figura 34: Ingreso de datos PVT.	52
Figura 35: Correlaciones para Pb, Rs y Bo.	52
Figura 36: Correlaciones para viscosidad del petróleo.	53
Figura 37: Rs mediante correlación.....	53
Figura 38: Factor volumétrico según correlación.	54
Figura 39: Viscosidad del petróleo según correlación.	54
Figura 40: Datos del reservorio con ajuste al POES calculado.	55
Figura 41: Alocaciones de los pozos con sus fechas respectivas.....	56
Figura 42: Representación esquemática de la malla de inyección.	57
Figura 43: Curvas de permeabilidades relativas.	58
Figura 44: Nuevos exponentes y permeabilidades relativas.	59
Figura 45: Diagrama de energía Basal Tena.	59
Figura 46: Ajuste del POES mediante método gráfico.	60
Figura 47: Ajuste POES mediante método analítico.....	61
Figura 48: Ajuste de producción histórica con el simulador.	62
Figura 49: Curva de flujo fraccional Basal Tena.....	63
Figura 50: Representación flujo fraccional Basal Tena.....	64
Figura 51: Configuración de las predicciones.	65
Figura 52: Pronóstico de producción caso base.	66
Figura 53: Pronóstico de inyección y declinación de presión caso base.	67
Figura 54: Pronóstico de producción con pérdida de inyección.	69
Figura 55: Comportamiento de la presión con pérdida de inyección.	70
Figura 56: Pronóstico de producción caso dos.....	72
Figura 57: Predicción de la inyección y presión de yacimiento caso dos.	73
Figura 58: Predicciones de producción dos pozos inyectoras y tres productores. .	75

Figura 59: Comportamiento de la inyección y presión con dos pozos inyectoros y tres productores.	76
Figura 60: Comparativa de acumulada de producción.....	78
Figura 61: Mapa de zona de influencia caso tres.....	79
Figura 62: Comparativa de presiones en diferentes escenarios.....	80
Figura 63: Comparación de la inyección de agua.	81
Figura 64: Comparación de la producción de petróleo en los distintos escenarios.	82
Figura 65: Comparación de producción de líquido en los diferentes casos.	83
Figura 66: Representación esquemática líneas de flujo caso base.	84
Figura 67: Eficiencia de barrido caso base.	85
Figura 68: Producción y acumulada caso base.....	85
Figura 69: Líneas de flujo caso dos.....	87
Figura 70: Eficiencia de barrido y factor de recobro caso dos.	87
Figura 71: Tasa de petróleo por pozo y acumulada caso dos.	88
Figura 72: Líneas de flujo caso tres.....	89
Figura 73: Eficiencia de barrido y factor de recobro caso tres.	89
Figura 74: Producción de petróleo por pozo y acumulado de producción caso tres.	90
Figura 75: Salinidad malla Atacapi.	93

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Coordenadas UTM campo Atacapi.	3
Tabla 2: Clasificación del crudo según gravedad API.	9
Tabla 3: Muestras obtenidas.....	9
Tabla 4: Muestras obtenidas para Basal Tena.	10
Tabla 5: PVT Basal Tena.	10
Tabla 6: PVT U Superior.....	11
Tabla 7: PVT U Inferior.	11
Tabla 8: PVT T Inferior.....	12
Tabla 9: Estado de pozos Atacapi.	12
Tabla 10. Valores comunes de permeabilidades relativas en arenas y carbonatos.	16
Tabla 11: Mecanismos de producción.....	24
Tabla 12: Petrofísica Atacapi-26D.	40
Tabla 13: Petrofísica Atacapi-29.	43
Tabla 14: Volúmenes de roca y poroso para en la zona de influencia.	48
Tabla 15: Factor de recobro actual.	50
Tabla 16: Datos de permeabilidades y saturaciones de núcleos cercanos.	57
Tabla 17: Factor de recobro ajustado.	62
Tabla 18: Exponentes y end points correspondientes a Basal Tena Atacapi.....	63
Tabla 19: Factor de recobro caso base.	68
Tabla 20: Factor de recobro con pérdida de inyección.	71
Tabla 21: Factor de recobro caso dos.....	74
Tabla 22: Factor de recobro caso tres.	77
Tabla 23: Comparación incremental factor de recobro.	77
Tabla 24: Tiempos de ruptura.....	92

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1: Correlación Estratigráfica Basal Tena en el norte de Atacapi, a través de los pozos Atacapi-29, Atacapi-26D y Atacapi-33 donde no se observan discontinuidades estructurales (tipos de roca).....	101
Anexo 2: Cálculos predicciones caso base.....	102
Anexo 3: Cálculos predicciones caso uno.....	103
Anexo 4: Cálculos predicciones caso dos.....	106
Anexo 5: Cálculos predicciones caso tres.....	107
Anexo 6: Cálculos líneas de flujo y eficiencias de barrido caso base.....	109
Anexo 7: Cálculos líneas de flujo y eficiencias de barrido caso dos-malla inyección.....	111
Anexo 8: Cálculos líneas de flujo y eficiencias de barrido caso dos-Atacapi-26D.....	112
Anexo 9: Cálculos líneas de flujo y eficiencias de barrido caso dos-PN.....	113
Anexo 10: Cálculos líneas de flujo y eficiencias de barrido caso tres-malla de inyección.....	114
Anexo 11: Cálculos líneas de flujo y eficiencias de barrido caso tres-Atacapi-26D.....	115
Anexo 12: Cálculos líneas de flujo y eficiencias de barrido caso tres-PN.....	116
Anexo 13: Cálculos líneas de flujo y eficiencias de barrido caso tres-PN2.....	117

ABREVIATURAS

baipd:	Barriles de agua inyectada por día
bfpd:	Barriles de fluido por día
BIPE:	Banco de Información Petrolera del Ecuador
Bo:	Factor volumétrico de petróleo
bppd:	Barriles de petróleo por día
BSW:	<i>Basic sediment and water</i>
BT:	Basal Tena
B'UP:	<i>Build Up</i>
C1:	Caso 1
C2:	Caso 2
C3:	Caso 3
EBM:	Ecuación de balance de materiales
EUR:	<i>Estimated Ultimated Recovery</i>
FR:	Factor de recobro
GOR:	<i>Gas Oil Ratio</i>
HS:	Hollín Superior
M:	Relación de movilidad
MBAL:	<i>Material Balance</i>
PB:	Presión de burbuja
PPM CL ⁻ :	Parte por millón de cloruros
PN:	Pozo nuevo
POES:	Petróleo original en sitio
PVT:	Presión, volumen y temperatura
RS:	Relación de solubilidad
Ui:	U Inferior
Us:	U Superior
Ti:	T Inferior
Ts:	T Superior
WF:	<i>Waterflooding</i>
WO:	<i>Workover</i>

RESUMEN

El presente trabajo se desarrolló con el objetivo de analizar el impacto que ha tenido en la producción de la arenisca Basal Tena en la zona norte del campo Atacapi debido a la implementación del proyecto de inyección de agua con fines de recuperación secundaria.

El campo Atacapi es considerado un campo maduro, es decir que ya superó su pico de producción, razón por la cual es necesario, la implementación de mecanismos de extracción que permitan elevar el factor de recobro; así se implementó el proyecto de recuperación secundaria en marzo del 2015 y está conformado por un pozo productor y un pozo inyector.

Con la ayuda del software "MBAL" de Petroleum Experts, se realizó el balance de materiales y se representó las líneas de flujo con diferentes casos de inyección y producción. Además, con un análisis de presiones, corte de agua y salinidades se comprobó la conexión del reservorio Basal Tena entre los pozos Atacapi-29 y Atacapi-26D.

Se eligió como la mejor alternativa para el incremento de la producción el caso en cual se obtiene un mayor factor de recobro y por ende un mayor acumulado de petróleo, comprobando así que la inyección de agua es efectiva para este reservorio.

Palabras clave: Balance de materiales, campo maduro, factor de recobro, inyección de agua, líneas de flujo.

ABSTRACT

The present work was developed with the objective of analyzing the impact that the production has had on the Basal Tena sandstone formation in the northern Atacapi field due to the waterflooding project implemented for secondary recovery.

Atacapi is considered a mature field because it already exceeded its production peak, this is the main reason for seeking a new drive mechanisms in order to raise the recovery factor, therefore, in March 2015 a waterflooding project was implemented and it currently has a producing well and an injector well.

With Petroleum Experts' software, MBAL, the material balance was made, and streamlines were represented with different injection and production cases. In addition to that, with pressure, water cut and salinity analysis, the continuity of Basal Tena between Atacapi-26D and Atacapi-29 was proved.

The best alternative for production increase was the one with greater recovery factor and consequently a greater cumulative oil, proving the effectivity of water injection in this reservoir.

Keywords: Material balance, mature field, recovery factor, streamlines, waterflooding

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Planteamiento del problema

El campo Atacapi está ubicado en la Cuenca Oriente del Ecuador, dentro del play conocido como Sacha-Shushufindi, donde se ubican los principales campos petroleros del país. El campo ha producido por más de treinta años, alcanzando un acumulado cerca de 50 MMbbls (Febrero 2019). Es considerado un campo maduro, que de acuerdo con Hull (2012) debería haber llegado a su pico de extracción por mecanismos de producción primarios, por ende, el recobro de petróleo del campo empieza a declinar.

El campo arrancó su explotación en 1979, con alrededor de 4000 barriles de petróleo por día (bppd) provenientes de los yacimientos “T” y “U”. La densidad del crudo de estos yacimientos varía entre 32 y 23° API, respectivamente (Baby et al., 2004). Sin embargo, haciendo una discriminación de la producción a la fecha, la arenisca T ha acumulado cerca de 15 Mbbls, U Inferior (Ui) 29.5 Mbbls y U Superior (Us) 3.7 Mbbls.

La arenisca Basal Tena (BT) presenta poco desarrollo en el campo Atacapi, alcanzado un acumulado de 2.3 Mbbls, que representa apenas el 4.6% del total recuperado del campo; este desarrollo es más fuertemente evidenciado en la zona norte del campo. Se ha comprobado a lo largo de la Cuenca Oriente, que BT presenta una estratigrafía compleja, que varía de un campo a otro, esto debido al proceso de depositación que tuvo la formación. A partir de análisis geoquímicos, que se han realizado con muestras obtenidas de diferentes campos petroleros del Ecuador, se determinó que los hidrocarburos originados por la roca madre de Basal Tena, son de características diferentes de la roca de la cual se derivaron los hidrocarburos producidos de las formaciones Hollín y Napo (Gaibor, Vallejo, Castillo, & Pila, 2017). Por lo mencionado, se puede hacer referencia que el crudo proveniente de Basal Tena es pesado, encontrándose su gravedad entre 10 y 22.3 °API (Awadh & Al-Mimar, 2013)

El desarrollo de BT se manifiesta a través del pozo Atacapi-26D, del cual se evidencia crudo con densidad de 20.9° API y viscosidad de 9.63 cp, ratificándose como crudo pesado. Este

pozo acumuló 0.9 MMbbls por recuperación primaria, con un porcentaje de agua (% *BSW*) menor al 2%. El reservorio presenta una declinación exponencial, que le permitió recuperar el 3% del Petróleo Original en Sitio (POES); con esto se confirmó que el mecanismo de producción es por expansión de fluidos como se menciona en (Glover, n.d.). Bajo esta premisa, se implementó un proyecto de recuperación secundaria con inyección de agua (*Waterflooding, WF*), desde el año 2015 hasta la actualidad, permitiendo realizar un barrido de petróleo remanente y mantener e incrementar la presión; dicho proyecto, consiste en un pozo inyector y un pozo productor. La inyección de agua es el proceso más extensamente conocido con el objetivo de recuperación secundaria (Willhite, 1986).

De manera general, se conoce que el 70% de las reservas mundiales de crudo son recursos convencionales, de esto, el 25% corresponde a crudo pesado, mientras que el 45% restante pertenece a crudo extrapesado y bitumen (Peñuela, 2017). Considerando que, en la zona de implementación del proyecto de recuperación secundaria, no existe un estudio en el cual se evalúe el impacto técnico de la producción, se propone este trabajo, para el análisis de los resultados que este arreglo (malla) de WF, ha tenido desde su implementación hasta la actualidad.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo General

Evaluar la producción de los pozos productores de Basal Tena en Atacapi, por la implementación de recuperación secundaria.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Estimar el Petróleo Original en Sitio y las reservas remanentes antes de la inyección de agua.
- Realizar un ajuste con la producción histórica del campo.
- Analizar los pozos que presentan impacto en la producción, mediante presiones, salinidades, caudales.
- Elaborar predicciones acerca del comportamiento del reservorio.

1.3 Alcance

El presente trabajo se enfocará en el estudio de la eficiencia de la recuperación secundaria en la parte norte del campo Atacapi, donde existe desarrollo del reservorio Basal Tena.

1.4 Descripción del campo Atacapi

1.4.1 Antecedentes

El campo Atacapi, fue descubierto por la compañía Texaco en 1968, con la perforación del pozo exploratorio Atacapi-1, donde se descubrió potencial hidrocarburífero de las areniscas U y T de la formación Napo. De manera oficial, el pozo entró en producción en 1979, estabilizándose cerca de los 4000 bppd, con crudos en un rango de 29 y 34° API. La presión inicial fue de 3800 psi para el reservorio U Inferior y 3500 psi para la arena U superior, mientras que para la formación T se encontró una presión inicial de 3600 psi. (Baby et al., 2004)

1.4.2 Ubicación

El campo Atacapi pertenece a la Cuenca Oriente del Ecuador, está ubicado en la provincia de Sucumbíos en el cantón Lago Agrio, al sureste del campo que lleva el mismo nombre. El campo se encuentra limitado al norte por la frontera con Colombia, al sur con el campo Aguarico, al oeste con el campo Parahuacu y al este con el campo Libertador (Padilla & Giaccaglia, 2019) como se muestra en la Figura 1. Geológicamente, Atacapi forma parte del play estructural conocido como Sacha-Shushufindi. Sus coordenadas UTM se muestran en la Tabla 1.

Tabla 1: Coordenadas UTM campo Atacapi.

Latitud (m)	Longitud (m)
10019558	336693
9965244	291509

Fuente: (BIPE, 2018).

Elaborado por: Mora, 2019.

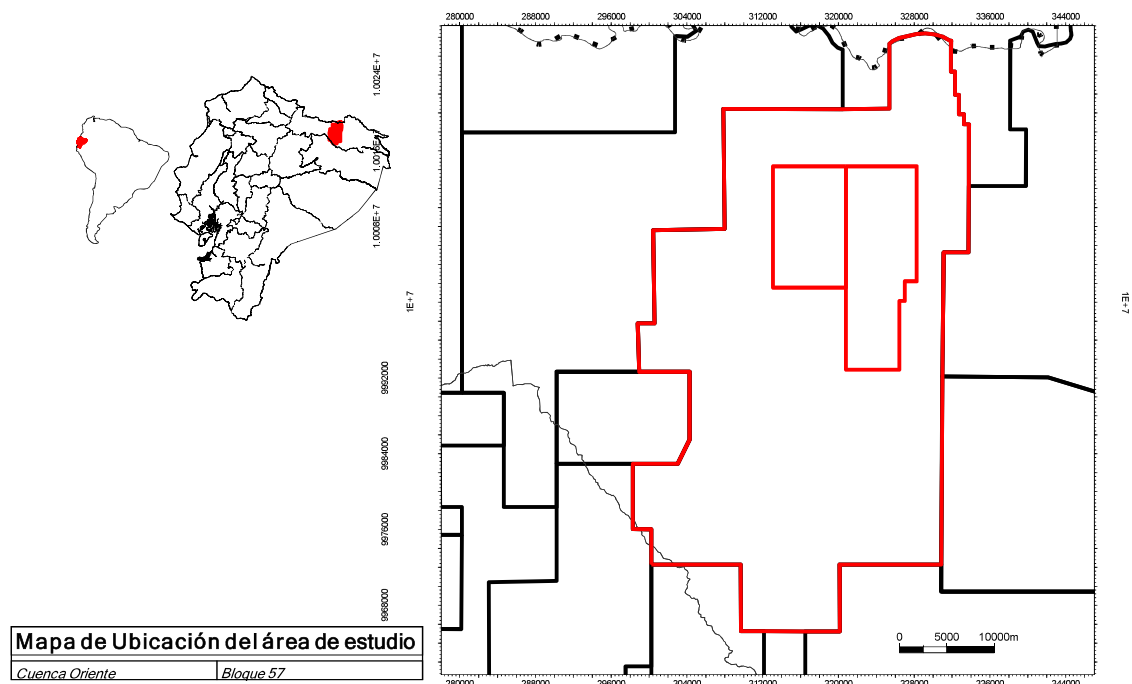


Figura 1: Ubicación campo Atacapi.

Fuente: (BIPE, 2018).

1.4.3 Geología

Estructural

Estructuralmente, el campo está conformado por la estructura asimétrica Atacapi, de aproximadamente 17 km de longitud y 2 km de ancho. Hacia el norte se caracteriza por tener un cierre contra falla, mientras que hacia el este es limitado por una falla que desaparece hacia el sur del campo. Esta estructura tiene una dirección Norte-Sur, y parece tener incidencia solamente en los reservorios de la Formación Napo (Baby et al., 2004).

Litología

De manera general, la Cuenca Oriente tuvo un desarrollo como se presenta en la Figura 2, en donde se identifican tres etapas de inversión tectónica, luego de la depositación de la Caliza A (Baby et al., 2004).

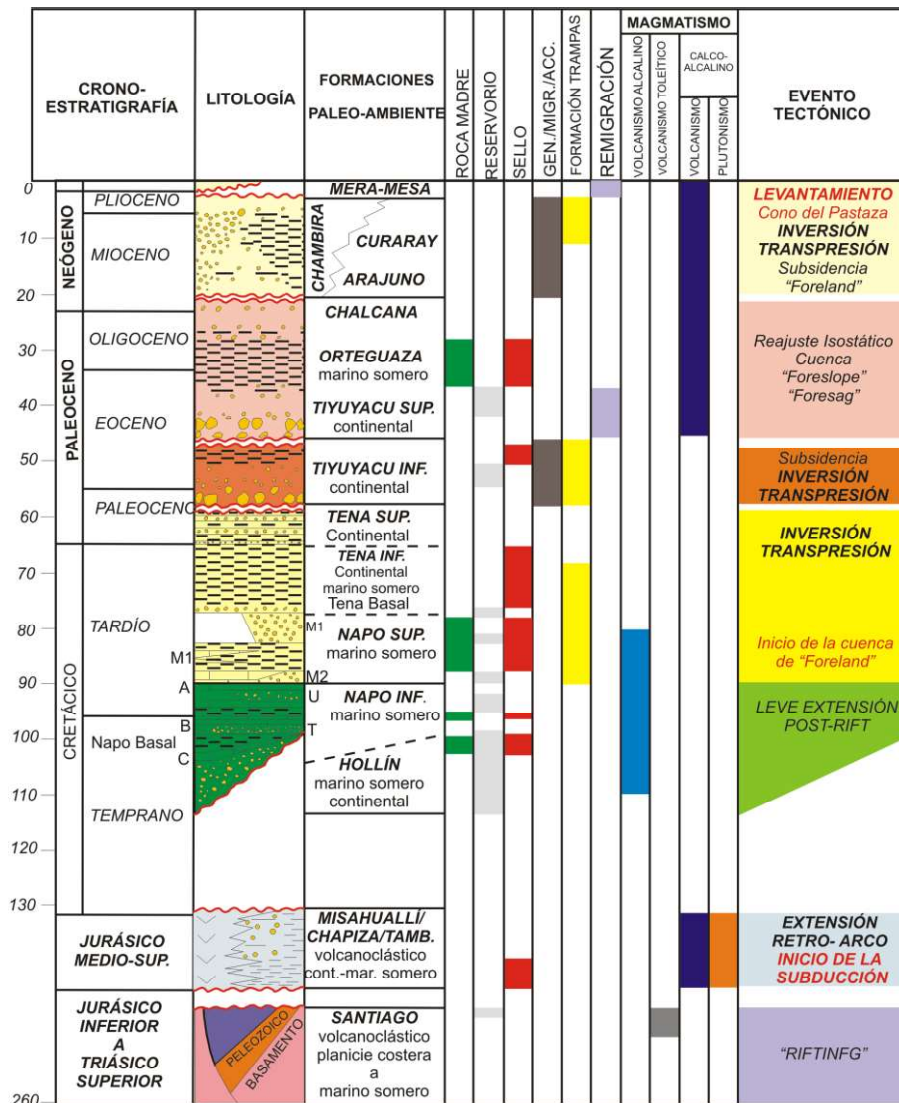


Figura 2: Columna estratigráfica de la Cuenca Oriente.

Fuente: (Baby et al., 2004)

- U Superior:** La arenisca Us tiene un espesor de pago promedio de 13 pies. La arenisca no es masiva excepto hacia el Norte del campo, donde se ubica el pozo Atacapi-10D. El Atacapi-29 muestra buenas condiciones en cuanto al desarrollo de arena. Hacia el sur se registra un cambio de facies, en la zona donde se ubica el Atacapi-26D y el Atacapi-09, pues el espesor de la roca disminuye. La arenisca U superior es de grano fino, con matriz en parte caolinítica y en otras glauconítica (en especial en el techo). La porosidad de la capa es baja (12% como máximo), con una saturación de agua relativamente alta debido al contenido de finos.

- **Basal Tena:** A lo largo de la Cuenca Oriente, se ha comprobado que BT presenta una estratigrafía compleja, variando de un campo a otro, debido al proceso de depositación que tuvo la formación. En función de análisis geoquímicos que se han realizado con muestras obtenidas de varios campos petroleros del país, se determinó que los hidrocarburos originados por la roca madre de BT, son de características diferentes a los hidrocarburos originados en las formaciones Hollín y Napo (Gaibor et al., 2017).

Las fallas responsables de las estructuras cretácicas no generan barreras o límites en el reservorio. Los límites de BT más bien están vinculados a la depositación y a la tectónica de los primeros pulsos del levantamiento andino.

Desde el punto de vista de la mineralogía, la arenisca es de tipo cuarzoso, de grano fino a medio, con poca matriz y porosidad visible. Microscópicamente se observa un reservorio de buenas características, y su respuesta en los perfiles eléctricos lo confirma (Figura 3).

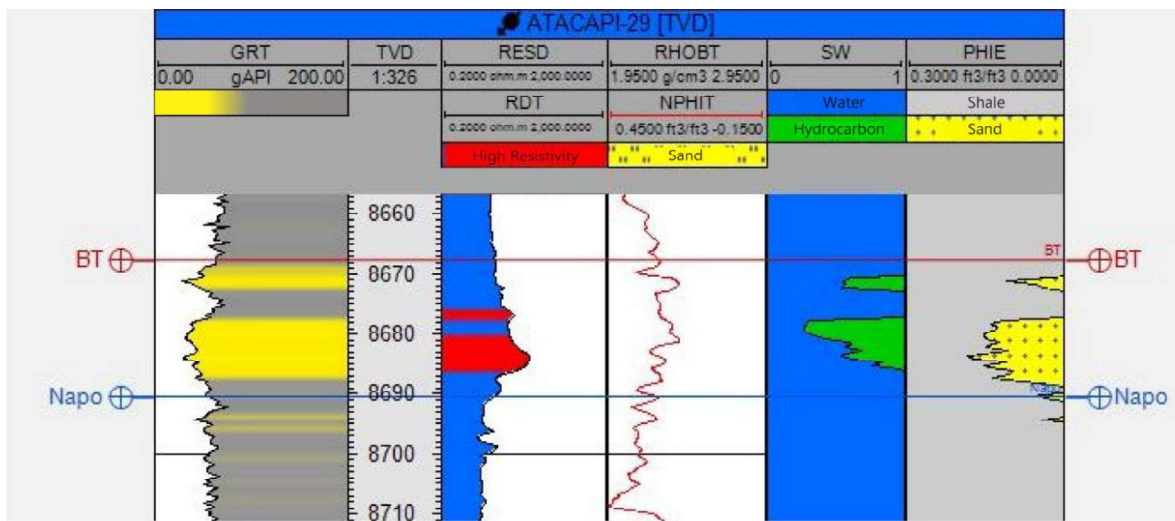


Figura 3: Perfil eléctrico BT pozo Atacapi-29.

Fuente: (BIPE, 2018).

1.4.4 Campos maduros

Definición

Al momento de hablar de campos maduros, existen varios autores que han desarrollado su propio concepto en función de la experiencia que cada uno de ellos ha tenido y no únicamente dependiendo de los años que tiene el campo. Considerando un concepto general, un campo maduro es aquel que ha llegado a su pico de producción y está

declinando (Figura 4), toda esta producción se ha dado a través de métodos primarios de producción (Halliburton, 2012)



Figura 4: Representación de un campo maduro.

Fuente: (Chebil, 2015).

Características

Por lo general, los campos maduros presentan parámetros en común que los caracterizan, pero esto no se cumple siempre, ya que existen campos que pueden ser considerados como jóvenes y a pesar de eso, presentar problemas típicos de los campos maduros. Las características más representativas de los campos maduros según Hull (2012) y Villanueva (2013) son:

- El campo debe estar en producción entre 10 y 40 años.
- La producción actual es menos al 25% del pico máximo que tuvo el campo.
- El corte de agua del campo es elevado comparándolo con la producción de crudo.
- Parte de la producción, es atribuida a técnicas de recuperación secundaria o mejorada.
- Presenta una marcada declinación en la producción.
- Presión del yacimiento baja.
- Alto costo de operaciones.

Considerando estas características, es necesario detallar algunas de ellas mediante las cuales se le considera al campo Atacapi como campo maduro:

- Atacapi ha producido por 40 años.
- El porcentaje de agua es de 90.4 %, valor sumamente alto ya que la producción de petróleo es de 1494 bppd, versus 15556 bfpd producido (Figura 5).
- Para Atacapi, el máximo valor de producción se dio en febrero del 2005 con 10601 bppd, actualmente produce 1494 bppd, que representa el 14.1% de la producción máxima.
- En el campo, existen tres proyectos en los cuales se inyecta agua con objetivos de recuperación secundaria.
- Posterior al 2005 (pico de producción), se puede observar un notable decremento de la producción del campo.
- A partir del 2015, se puede observar un incremento de la producción que se puede atribuir al impacto de la recuperación secundaria.

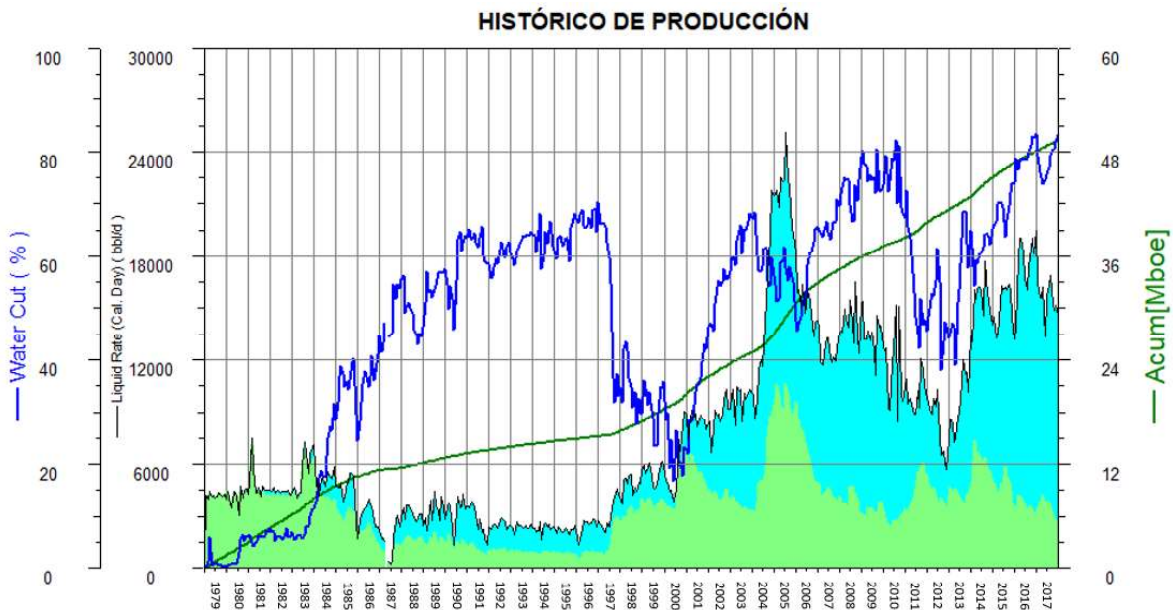


Figura 5: Histórico de producción del campo Atacapi.

Fuente: (BIPE, 2018).

Elaborado por: Mora, 2019.

1.4.5 Crudo pesado

El crudo pesado, muchas veces se originó como crudo mediano o liviano (ya que la roca madre no produce crudo pesado), que migró hacia las formaciones más someras, perdiendo las fracciones más ligeras de hidrocarburo. Existen casos en que bacterias degradan a los hidrocarburos livianos, produciendo metano e hidrocarburo pesado y

extrapesado. Este proceso se conoce como biodegradación. Como resultado, el hidrocarburo incrementa en densidad, viscosidad y acidez (Martínez & Morales, 2011).

Existen varios criterios mediante los cuales se puede clasificar el crudo, en este estudio se considerará la clasificación según la gravedad API.

Tabla 2: Clasificación del crudo según gravedad API.

Tipo de Crudo	Gravedad API
Livianos	> 31.1
Medianos	22.3-31.1
Pesados	10 – 22.3
Extrapesados	< 10

Fuente: (Awadh & Al-Mimar, 2013)

Elaborado por: Mora, 2019.

A nivel mundial, el 70% de las reservas de crudo son de reservorios no convencionales, de esto 45% pertenece a crudo extrapesado y 25% a crudo pesado, es por esta razón que en la actualidad, en Ecuador se busca la implementación de mecanismos que permitan la recuperación de estas reservas, ya que la economía del país es dependiente del sector petrolero (Peñuela, 2017).

1.4.6 Análisis petrofísico

En el campo Atacapi, en el año 2010, se realizó una toma de muestras a diferentes profundidades de la formación U, presentando los resultados de este análisis en la Tabla 3.

Tabla 3: Muestras obtenidas.

Pozo	# de muestra	Profundidad (pies)	Permeabilidad al aire (md)	Porosidad (%)	Densidad de grano (g/cc)
Atacapi-9	10 A	9384-9385	4660	22.8	2.64
	10 B	9384-9385	3940	23.4	2.64
	11	9387.6-9388	2480	21.5	2.64
	12	9396.7-9398.7	567	16.9	2.64

Fuente: (BIPE, 2018).

Elaborado por: Mora, 2019.

No obstante, para la formación Basal Tena la toma de muestras se realizó en las zonas cercanas de Shushuqui y Pichincha, donde se obtuvieron los resultados presentados en la Tabla 4. Dado que, Shushuqui está más próximo a Atacapi que Pichincha, para los cálculos pertinentes de Basal Tena, se consideran estos datos cercanos (Shushuqui)

Tabla 4: Muestras obtenidas para Basal Tena.

Pozo	# de muestra	Profundidad (pies)	Permeabilidad al aire (md)	Porosidad (%)	Densidad de grano (g/cc)
Shushuqui-11	11 A	8438-8439	258.36	16.83	2.64
	11 B	8447-8448	261.15	17.61	2.64
Pichincha-11	19	8308-8308.25	883.83	18.97	2.65
	20	8309-8309.33	1396.3	21.17	2.64

Fuente: (BIPE, 2018).
Elaborado por: Mora, 2019.

1.4.7 Análisis PVT

A lo largo de la producción del campo Atacapi se han realizado varios análisis PVT de las diferentes formaciones de interés y estos resultados son presentados por formaciones en las Tabla 5, Tabla 6, Tabla 7 y Tabla 8:

- **Basal Tena:** la muestra fue tomada el 20 de abril del 2014 del pozo Atacapi-26D, de donde además se conoció que la presión de reservorio era de 5251 psia.

Tabla 5: PVT Basal Tena.

Intervalo (pies)	Tr (°F)	° API	GOR (SCF/STB)	Pb (psia)	Boi (bbl/STB)	Cob E-6 (1/psia)	Uo (cp)
8960-8980	216	21.1	102.7	604	1.094	7.02	9.63

Fuente: (BIPE, 2018).
Elaborado por: Mora, 2019.

- **U Superior:** tomado del pozo Atacapi-3 el 31 de enero de 1980, es el único análisis PVT para la arenisca.

Tabla 6: PVT U Superior.

Intervalo (pies)	Tr (°F)	° API	GOR (SCF/STB)	Pb (psia)	Boi (bbl/STB)	Cob E-6 (1/psia)	Uo (cp)
9303-9322	208	30.2	442	1308	1.248	11.67	0.88

Fuente: (BIPE, 2018).
Elaborado por: Mora, 2019.

- **U Inferior:** a pesar de tener valores de viscosidades u factor volumétrico similares, los valores de la presión de burbuja tienen una gran variación.

Tabla 7: PVT U Inferior.

Pozo	Fecha muestra	Intervalo (pies)	Tr (°F)	° API	GOR (SCF/STB)
Atacapi-1	23-07-1982	9372-9410	208	32	232
Atacapi-4	10-06-1980	9338-9348 y 9356-9384	209	28.5	420

Tabla 7: Continuación

Pozo	Pb (psia)	Boi (bbl/STB)	Cob E-6 (1/psia)	Uo (cp)
Atacapi-1	750	1.2397	-	1.22
Atacapi-4	1482	1.222	11.06	1.25

Fuente: (BIPE, 2018).
Elaborado por: Mora, 2019.

- **T Inferior:** se pueden tomar los datos de presión de burbuja como referencia, a pesar de la variación que existe entre los dos pozos.

Tabla 8: PVT T Inferior.

Pozo	Fecha muestro	Intervalo (pies)	Tr (°F)	° API	GOR (SCF/STB)
Atacapi-4	1-09-1980	9520-9540	205	31.4	355
Atacapi-7	1-6-1998	9552-9570	238	32.4	453

Tabla 8: Continuación

Pozo	Pb (psia)	Boi (bbl/STB)	Cob E-6 (1/psia)	Uo (cp)
Atacapi-4	1312	1.2501	11.4	1.57
Atacapi-7	1100	1.4765	17.554	1.04

Fuente: (BIPE, 2018).

Elaborado por: Mora, 2019.

1.4.8 Estado actual del campo

Atacapi está conformado por 37 pozos, de los cuales 16 son productores, 5 están en espera de *Workover* (WO), 4 inyectores, 2 re-inyectores activos, 2 re-inyectores inactivos, 7 cerrados y 1 abandonado. En la Tabla 9, se detalla el estado de cada pozo.

Tabla 9: Estado de pozos Atacapi.

Pozo	Estado
Atacapi-1	Cerrado
Atacapi Inyector-1	Re-inyector inactivo
Atacapi-1RE	Cerrado
Atacapi-2	Espera de WO
Atacapi-RW2D	Re-inyector
Atacapi-3	Re-inyector inactivo
Atacapi-4	Re-inyector
Atacapi-5	Cerrado
Atacapi-6	Abandonado
Atacapi-7	Espera de WO
Atacapi-8	Productor
Atacapi-9	Productor

Tabla 9: Continuación

Pozo	Estado
Atacapi-10D	Espera de WO
Atacapi-11D	Cerrado
Atacapi-11BD	Productor
Atacapi-12D	Inyector
Atacapi-13	Inyector
Atacapi-14	Productor
Atacapi-15	Productor
Atacapi-16	Cerrado
Atacapi-17	Productor
Atacapi-18	Productor
Atacapi-19D	Espera de WO
Atacapi-20D	Productor
Atacapi-21D	Inyector (próximo a inyectar)
Atacapi-22D	Productor
Atacapi-23	Productor
Atacapi-24D	Productor
Atacapi-25D	Espera de WO
Atacapi-26D	Productor
Atacapi-27	Cerrado
Atacapi-28	Cerrado
Atacapi-29	Inyector
Atacapi-30	Productor
Atacapi-31	Productor
Atacapi-32	Productor
Atacapi-33	Productor

Fuente: (BIPE, 2018).

Elaborado por: Mora, 2019.

Para este campo, los reservorios que presentan desarrollo, en orden de mayor a menor potencial son las areniscas U Inferior, U Superior, T Inferior, T Superior, Basal Tena y Hollín. Considerando esta condición, actualmente hay 9 pozos productores de Ui, 5 de Us, 2 de Ti, 2 de BT. Además, existen 3 pozos con producción en conjunto, correspondientes a las areniscas Ui+Ti, HS+Ti y BT+Ti (BIPE, 2018).

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Introducción

En un campo petrolero luego de haber agotado la producción primaria del mismo, es necesario la implementación de técnicas que permitan continuar con la producción de hidrocarburos, dentro de este contexto se enmarca la recuperación secundaria. Esta es ampliamente conocida y caracterizada por la inyección de fluidos desde un pozo hacia otro, con el objetivo de generar un arrastre del crudo remanente y sobre todo tener un mantenimiento de la presión en el reservorio.

La inyección de agua con fines de recuperación secundaria es el proceso más utilizado mundialmente, no obstante, hay algunos factores que deben ser considerados antes de la implementación del mismo. Dentro de estos factores están tanto las propiedades y características del reservorio, así como la disponibilidad del agua previamente tratada para la inyección (Willhite, 1986).

2.2 Propiedades de roca

Son parámetros que cuantifican el comportamiento de la roca, que dependen de la composición mineralógica de la roca, tamaño del grano y forma de la misma. Para obtener estos datos, se realizan análisis de núcleos, de los cuales, se obtienen parámetros petrofísicos relacionados con el sistema roca-fluido (Benavente, 2004).

2.2.1 Permeabilidad

Es una propiedad petrofísica que hace referencia a la capacidad que tiene una roca para permitir el paso de fluidos a través de sus poros interconectados.

Por lo general, es medida en el laboratorio en muestras de núcleos que fueron tomados de la formación, para ajustar los cálculos hechos a partir de registros eléctricos (Rojas, 2011). Cuando el medio está saturado 100% por un fluido, se lo conoce como permeabilidad absoluta (k) (Paris, 2009). Existen dos tipos de permeabilidades que son:

- **Permeabilidad Efectiva:** Cuando el medio poroso se encuentra saturado por dos o más fluidos, es necesario la determinación de la capacidad que tiene la roca de permitir el paso de cada una de estos, a través de sus poros. Tiene una relación directamente proporcional con la saturación de la fase. Se debe tener en cuenta que la suma de estas permeabilidades siempre será menor o igual a la permeabilidad absoluta.

- Permeabilidad Relativa:** La permeabilidad relativa (k_r), es la relación entre la permeabilidad efectiva de un fluido, a una determinada saturación, con respecto a la permeabilidad absoluta del mismo fluido, a la saturación total. Es decir, es la capacidad que tienen dos fluidos inmiscibles de desplazarse, en un medio poroso. El método para determinar estos valores de permeabilidades es a través de correlaciones o mediciones de laboratorio. Estas correlaciones, dependen de la cantidad de fases que componen el sistema, y por lo general son ecuaciones analíticas utilizadas en un simulador. Así para dos fases en un sistema petróleo-agua se tiene:

$$k_{ro} = (k_{ro})_{Swirr} \left[\frac{1 - S_{or} - S_w}{1 - S_{or} - S_{wirr}} \right]^{Exo}$$

Ecuación 1: Permeabilidad relativa del petróleo.

Fuente: (National Petroleum Council, 1984).

$$k_{rw} = (k_{rw})_{Sor} \left[\frac{1 - S_w - S_{wirr}}{1 - S_{or} - S_{wirr}} \right]^{Exw}$$

Ecuación 2: Permeabilidad relativa del agua.

Fuente: (National Petroleum Council, 1984).

Donde:

k_{ro} = Permeabilidad relativa del petróleo.

k_{rw} = Permeabilidad relativa del agua.

$(k_{ro})_{Swirr}$ = Permeabilidad relativa del petróleo a la saturación irreductible de agua.

$(k_{rw})_{Sor}$ = Permeabilidad relativa del agua a la saturación residual de petróleo.

S_{or} = Saturación residual de petróleo.

S_w = Saturación de agua.

S_{wirr} = Saturación irreductible de agua.

Exo = Exponente para la permeabilidad relativa al aceite.

Exw = Exponente para la permeabilidad relativa al agua

Estos puntos pueden ser representados de manera esquemática, al graficar las permeabilidades relativas de las dos fases en función de la saturación del fluido mojante (Figura 6).

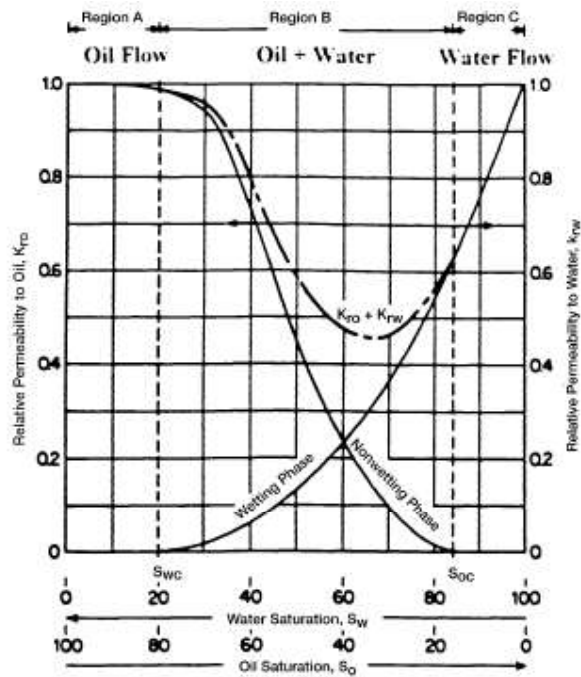


Figura 6: Gráfica de permeabilidades relativas.

Fuente: (Ahmed, 2006).

Los valores de $(k_{ro})_{Swirr}$ y $(k_{rw})_{Sor}$, también son conocidos como *endpoints*, hacen referencia a los máximos valores de permeabilidades relativas de petróleo y agua, respectivamente. En la Tabla 10, se presentan los valores que comúnmente tienen los términos de las ecuaciones de permeabilidades relativas para dos diferentes tipos de rocas.

Tabla 10. Valores comunes de permeabilidades relativas en arenas y carbonatos.

Parámetro	Arenas	Carbonatos
$(k_{rw})_{Sor}$	0.8	0.4
$(k_{ro})_{Swirr}$	0.2	0.3
<i>Exo</i>	2	2
<i>Exw</i>	2	2
S_{or} (%)	25	37

Fuente: (Valencia, 2012).

Elaborado por: Mora, 2019.

La representación de permeabilidades relativas en un simulador involucra una alta complejidad en el proceso, por lo que se han desarrollado correlaciones empíricas que permiten conocer estas permeabilidades a partir de otros parámetros conocidos (Lomeland et al., 2005). Una de estas correlaciones es la de Corey, que se basa principalmente en las saturaciones de petróleo y agua como se observa en la Ecuación 3 y Ecuación 4.

$$k_{ro}(S_w) = (1 - S_{wirr})^{N_o}$$

Ecuación 3: Permeabilidad relativa del petróleo

Fuente: (PERM Inc, 2012)

$$k_{rw}(S_w) = k_{rw}^o S_{wirr}^{N_w}$$

Ecuación 4: Permeabilidad relativa del agua.

Fuente: (PERM Inc, 2012)

Donde:

$k_{ro}(S_w)$ = Permeabilidad relativa del petróleo.

S_{wirr} = Saturación irreductible de agua.

$k_{rw}(S_w)$ = Permeabilidad relativa del agua.

N_o y N_w = Parámetros empíricos obtenidos de parámetros medidos.

k_{rw}^o = *End point* de la permeabilidad relativa del agua.

Los parámetros N_o y N_w pueden ser además obtenidos utilizando un simulador de fluidos de núcleos que se ajuste a las pruebas de laboratorio, por lo general, mediante el ajuste del histórico de producción. En algunos casos se puede considerar que estos parámetros sean igual a dos (Lomeland et al., 2005)

2.2.2 Saturación

En un yacimiento de hidrocarburos no existe únicamente un fluido contenido en la roca, por lo que es necesario realizar una diferencia de la cantidad de cada fluido que ocupa el mismo. Así, la saturación es la fracción que un determinado fluido ocupa en el volumen poroso. Las principales saturaciones para tomar en cuenta son:

- **Saturación de agua connata (Swc):** Es la cantidad de agua que está en los poros de la roca durante la formación de la misma. El agua puede presentar características

diferentes a las del agua de formación. Se considera que debido a la fuerza capilar presente esta cantidad de agua no migró al yacimiento (Rojas, 2011).

- **Saturación irreductible de agua (Swirr):** Representa el valor más bajo de saturación de agua, que puede llegar a tener una muestra de roca luego de haber existido un desplazamiento del agua por gas o petróleo (Rojas, 2011).
- **Saturación residual de petróleo (Sor):** Es la fracción de petróleo que queda en la roca luego de haber existido un proceso de desplazamiento del mismo, es decir que esta cantidad de petróleo no podrá ser extraída a menos que el valor de la saturación sea mayor que Sor. En las curvas de permeabilidad relativa, este punto representa el final de la curva de permeabilidad relativa del petróleo (Paris, 2009).

2.2.3 Porosidad

Es una relación que determina la capacidad que tienen los espacios libres de la roca para almacenar un fluido. Esto puede ser determinado en laboratorio con muestras de núcleos obtenidas de la formación o a través de registros eléctricos (Bidner, 2001).

Tomando en cuenta la clasificación de la porosidad en función de la comunicación que tienen los poros, esta puede ser efectiva cuando la roca tiene poros interconectados entre sí, que permiten el movimiento de fluidos (Paris, 2009); o porosidad no efectiva donde no existe movimiento de fluidos debido a la carencia de comunicación entre poros (Rojas, 2011).

2.2.4 Humectabilidad

Es la tendencia preferencial que tiene un fluido para adherirse a una superficie en presencia de otros fluidos inmiscibles (Valencia, 2012). Como se observa en la Figura 7, la humectabilidad es medida en función del ángulo de contacto existente entre el líquido y la superficie sólida.

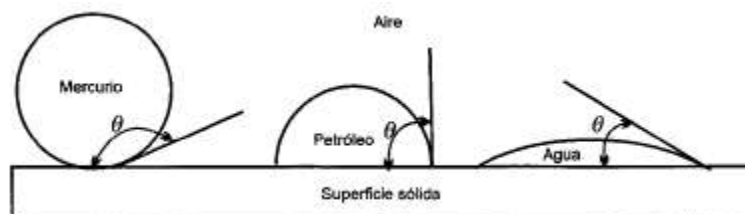


Figura 7: Representación de la humectabilidad.

Fuente: (Paris, 2009).

2.2.5 Tensión interfacial o superficial

Hace referencia a las fuerzas moleculares existentes en la interface de dos fluidos inmiscibles en contacto, cuando los dos fluidos son líquidos se habla de tensión interfacial, mientras que si son líquido y gas es tensión superficial (Paris, 2009).

2.2.6 Presión capilar

Es el resultado de la discontinuidad de presión existente entre dos fluidos inmiscibles que están en contacto, por lo general depende del tamaño y geometría de poros y de las características humectantes del sistema.

2.3 Propiedades de fluido

Son las características propias de los fluidos que se encuentran en el yacimiento. Se obtienen a partir de estudios PVT realizados en el laboratorio sobre muestras de núcleos que fueron extraídos de la formación. Estas propiedades serán función de la concentración de los componentes que contenga el hidrocarburo (Paris, 2009), y las más influyentes en la recuperación secundaria son:

- **Factor volumétrico:** Relación entre el volumen de fluido a las condiciones de temperatura y presión de yacimiento, y el volumen del mismo fluido a condiciones normales (Craft & Hawkins, 1991).
- **Viscosidad:** Hace referencia a la resistencia que puede presentar el petróleo para desplazarse, se puede considerar como una característica que controla el flujo del mismo. Depende principalmente de la temperatura y presión de la formación y de la densidad del petróleo (Paris, 2009).
- **Relación de Movilidad:** Es la relación entre la movilidad de la fase desplazante con la movilidad de la fase desplazada, como se observa en la Ecuación 5.

$$M = \frac{\lambda_{Desplazante}}{\lambda_{Desplazada}} = \frac{(k/\mu)_{Desplazante}}{(k/\mu)_{Desplazada}}$$

Ecuación 5: Relación de Movilidad.

Fuente: (Valencia, 2012).

Donde:

M = Relación de movilidad.

λ = Movilidad.

k = Permeabilidad.

μ = Viscosidad.

En inyección de agua la relación de movilidad puede ser expresada en función de la definición dada por la SPE, que a su vez está en términos de la permeabilidad relativa de los fluidos (Valencia, 2012), como se presenta en la Ecuación 6.

$$M = \frac{k_w/u_w}{k_o/u_o} = \frac{k_w\mu_o}{k_o\mu_w} = \frac{k_{rw}\mu_o}{k_{ro}\mu_w}$$

Ecuación 6: Relación de movilidad en función de permeabilidades relativas.

Fuente: (Valencia, 2012).

Con la relación de movilidad, se puede conocer fácilmente que fluido se mueve con mayor facilidad, ya que si $M < 1$ el crudo se desplaza con mayor facilidad que el agua, si $M > 1$ el agua es mucho más móvil que el petróleo, y si $M = 1$ los dos fluidos tienen la misma movilidad (Paris, 2001).

2.4 Simulación numérica

Es una herramienta muy utilizada para la toma de decisiones en un campo petrolero. La simulación integra toda la información de roca, fluido, geología y en general toda la información disponible para la construcción de un modelo que más se ajuste a la realidad, y de esta manera lograr obtener el pronóstico del comportamiento del yacimiento. Con el uso de la simulación, se puede realizar variaciones en las condiciones de operación y así obtener diferentes resultados. La simulación es un conjunto de ecuaciones del flujo de fluidos con el principio de conservación de masa y energía. Debido a la complejidad del proceso es necesario un programa de cómputo que permita la solución de todas estas ecuaciones (Sepulveda & Escobar, 2006).

En este caso, el software escogido para el análisis es "*Material Balance (MBAL)*", disponible en la plataforma de *Petroleum Experts*, que permite realizar el análisis de yacimientos durante la vida de un campo, desde el inicio donde los datos son limitados o inclusive en un campo maduro. A partir de datos PVT y el acumulado de la producción, se puede calcular el POES y el mecanismo de producción de la formación de interés (Petroleum Experts, 2014).

2.4.1 Balance de materiales

El balance de materiales hace referencia a un equilibrio volumétrico entre la cantidad de fluido original existente en el reservorio y lo remanente en el mismo, después de haber existido un determinado tiempo de producción (Paris, 2009). Mediante la Ecuación de

Balance de Materiales (EBM) se puede estimar el POES, realizar predicciones acerca del comportamiento del yacimiento y la predicción del recobro de petróleo por mecanismos primarios de producción. En 1941 se presentó la EBM por Schilthuis de manera volumétrica (Ecuación 7).

$$\text{Volumen inicial} = \text{Volumen remanente} + \text{volumen removido}$$

Ecuación 7: Balance de materiales.

Fuente: (Ahmed, 2006).

2.5 Inyección de agua

Por lo general un yacimiento petrolero se explota por varias etapas de producción: la primaria en donde se produce a flujo natural o con la ayuda de algún mecanismo de levantamiento artificial, siendo su producción atribuida únicamente a los mecanismos primarios de producción. A medida que el campo continúa produciendo, la presión va declinando, causando pérdida de producción, por lo que es necesario desarrollar y perfeccionar técnicas de producción que permitan alargar dicha producción (Craft & Hawkins, 1991). En este contexto se ha implementado la inyección de agua con fines de recuperación secundaria, es decir el agua inyectada genera una zona de barrido hacia el petróleo, con lo que se barre el petróleo remanente y además se crea un mantenimiento en la presión de la formación (Willhite, 1986). El éxito de este método se ha dado ya que el costo de su implementación no es tan elevado comparado con otras técnicas de recuperación secundaria conocidas. Además, otra ventaja de instaurar un proyecto de *WF* es la disponibilidad de agua con la que se cuenta y la eficiencia de desplazamiento de ésta, frente a la zona de petróleo (Craft & Hawkins, 1991). Una última etapa de producción es la recuperación terciaria en la cual se utiliza la inyección de químicos o métodos térmicos para la producción de las reservas remanentes de hidrocarburo.

2.5.1 Consideraciones para la inyección de agua

A pesar de las ventajas que tiene la inyección de agua, es importante realizar un análisis previo para determinar si el reservorio es apto para *waterflooding*, por lo que hay que considerar los siguientes factores (Ahmed, 2006):

- **Geometría del reservorio**

Hace referencia a que la geometría areal del reservorio afecta la localización de los pozos y de ser el caso determina el método de explotación por inyección; además

con un análisis previo de la eficiencia del reservorio se conoce si este cuenta o no con un acuífero natural que genere un empuje de agua y por lo tanto no es necesario la implementación de inyección de agua.

- **Profundidad del reservorio**

Al hablar de la profundidad del reservorio, se debe analizar de manera técnica y económica. Si el reservorio es muy profundo, la presión máxima de inyección incrementa, además el costo de extracción de petróleo también aumenta. Por otro lado, si el reservorio es somero, se deberá restringir la presión de inyección debido a que, el agua tiende a expandirse a lo largo de las fracturas y evitar la zona matriz del reservorio.

- **Propiedades del fluido**

Como ya se ha mencionado anteriormente, las propiedades de los fluidos proporcionan información sobre los posibles futuros efectos de la implementación de inyección de agua. La viscosidad del crudo es el factor más importante para determinar el éxito de la inyección, ya que afecta la relación de movilidad, es decir que influencia la eficiencia de barrido.

- **Saturación de fluidos**

La saturación de petróleo es el criterio principal para determinar el éxito de la inyección de agua, ya que mientras mayor sea la saturación de petróleo al inicio de la inyección, incrementa la movilidad de crudo y por ende el factor de recobro es mayor.

- **Litología y propiedades de la roca**

Las propiedades más influyentes son la porosidad, permeabilidad, contenido de arcilla y espesor neto. Se debe analizar la posibilidad que la porosidad de una zona no tenga la suficiente permeabilidad para permitir el barrido de petróleo, además la existencia de arcilla puede provocar un hinchamiento de ésta al estar en contacto con el agua, lo que obstruye los poros. Así Thomas et al., (1989) generó una relación entre estos factores y la presión de inyección teniendo:

$$p_i \propto \frac{i_w}{hk}$$

Ecuación 8: Relación de la presión de inyección con las propiedades de la roca.

Fuente: (Ahmed, 2006).

Donde:

p_i = Presión de inyección.

i_w = Tasa de inyección.

k = Permeabilidad absoluta.

h = Espesor neto.

De esta manera, para obtener la tasa deseada de inyección en cualquier espesor de reservorio, la presión de inyección puede exceder la presión de fractura de la formación.

- **Uniformidad del reservorio y continuidad de pago**

Con la uniformidad del reservorio se puede conocer si están presentes zonas de alta permeabilidad, ya que existe menor cantidad de petróleo remanente y el factor de recobro es menor; así mismo la alta permeabilidad causa una rápida canalización del agua e incrementa la relación agua-petróleo.

Para poder garantizar el éxito en un proyecto de inyección debe existir continuidad en la zona de pago, es decir que haya una conexión de la formación entre el pozo inyector y el pozo productor, ya que si a lo largo del reservorio existe anisotropía causada por una fractura o por condiciones depositacionales se debe analizar previamente para poder estimar la posible orientación que tiene la inyección.

- **Mecanismos primarios de producción**

Los mecanismos de producción primarios son todas las fuentes de energía naturales que tiene un reservorio para permitir la producción de petróleo. Estos mecanismos son comparados en la Tabla 11.

Si en el reservorio no existe la presencia de un acuífero, la producción por lo general se debe a la expansión de roca y fluido, y en otros casos por segregación gravitacional. En estos casos, la caída de presión se da abruptamente por lo que es necesario la implementación de fuentes de energía que permitan continuar con la producción de petróleo remanente. Estas fuentes de energía son el influjo de agua a través de un acuífero o con la inyección de agua a través de pozos inyectores para generar así un mecanismo de empuje hidráulico complementado con drenaje gravitacional (Craft & Hawkins, 1991).

Tabla 11: Mecanismos de producción.

Tipo de mecanismo	Presión de yacimiento	GOR	Factor de recobro
Expansión de roca y fluido	Declina de manera rápida y continua	Se mantiene constante en un valor bajo	3-7 %
Drenaje gravitacional	Declina rápida y continuamente	En formaciones poco inclinadas bajo y alto en formaciones inclinadas	<80 %
Gas en solución	Declina rápidamente	Inicialmente bajo y luego incrementa a su máximo valor y cae	5-30 %
Empuje por capa de gas	Declina lenta y continuamente en función del tamaño de la capa de gas	Incrementa continuamente	20-40 %
Empuje hidráulico	Permanece alta	Permanece bajo	35-75 %

Fuente: (Ahmed, 2006).

Elaborado por: Mora, 2019.

2.5.2 Mecanismos de desplazamiento de fluidos inmiscibles

En las rocas reservorio se cuenta con más de un fluido, lo que altera la capacidad de la roca para transmitir fluidos, en este contexto es necesario entender el mecanismo mediante el cual un fluido es desplazado dentro del reservorio por la inyección de otro fluido inmiscible (Willhite, 1986). Es así que en la inyección de agua, esta desplaza al petróleo y ocupa los poros vacíos, siendo el agua el fluido desplazante y el petróleo el fluido desplazado (Paris, 2001).

El entendimiento de esto es esencial para estimar la cantidad de hidrocarburo que es desplazado desde la roca que ha sido contactada con agua, así mediante la Ecuación 9, se puede conocer el recobro de petróleo debido a la inyección de agua.

$$N_p = N E_{AS} E_{VS} E_D$$

Ecuación 9: Recobro de petróleo debido a la inyección de agua.

Fuente: (Valencia, 2012).

Donde:

N_p = Recuperación de petróleo.

N = Petróleo original en sitio.

E_{AS} = Eficiencia areal de barrido.

E_{VS} = Eficiencia vertical de barrido.

E_D = Eficiencia de desplazamiento.

La eficiencia vertical de barrido hace referencia a la fracción contactada por el agua en la sección vertical, mientras que la eficiencia areal está relacionada con la fracción del área del reservorio contactada. Existen muchos factores que afectan estas eficiencias como son las propiedades petrofísicas, espaciamiento del pozo y heterogeneidad del reservorio; pero cuando se habla de un sistema lineal, se debe asumir que $E_{AS} = E_{VS} = 1$.

Por otro lado, la eficiencia de desplazamiento representa la fracción del POES que es desplazada por el área que fue contactada por agua. De manera gráfica, estas eficiencias se observan en la Figura 8.

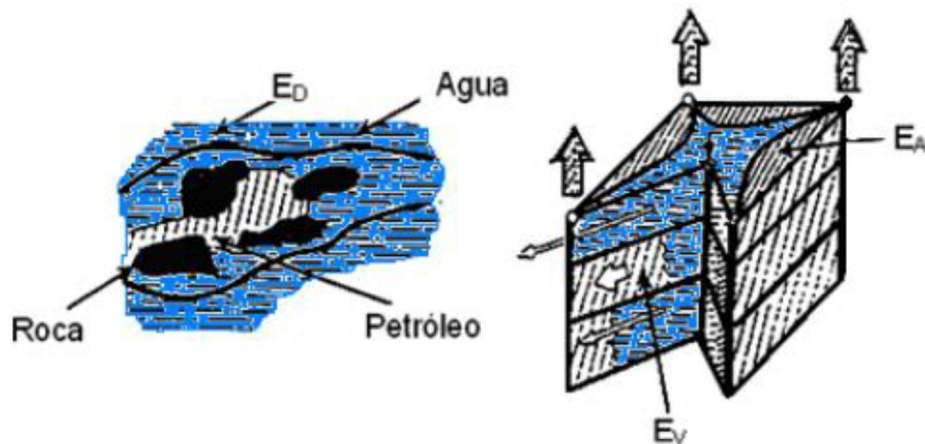


Figura 8: Representación de eficiencias areal, vertical y de desplazamiento.

Fuente: (Valencia, 2012).

2.5.3 Etapas de desplazamiento

Debido a que las saturaciones de los fluidos varían con el tiempo, también se producen cambios en otras propiedades como las permeabilidades relativas, presiones y viscosidades de cada fase. Por lo que se considera el desplazamiento como un proceso de flujo no continuo. Para el desplazamiento se pueden considerar cuatro etapas que son (Paris, 2001):

- **Condiciones iniciales:** Se consideran saturaciones constantes en el yacimiento y que éste ha tenido producción por primaria hasta llegar a una depleción. Actualmente la presión de reservorio es menor que la presión de burbuja, razón por

la cual existe la presencia de una fase de gas que puede ser asumida como uniforme a lo largo del yacimiento (Figura 9).

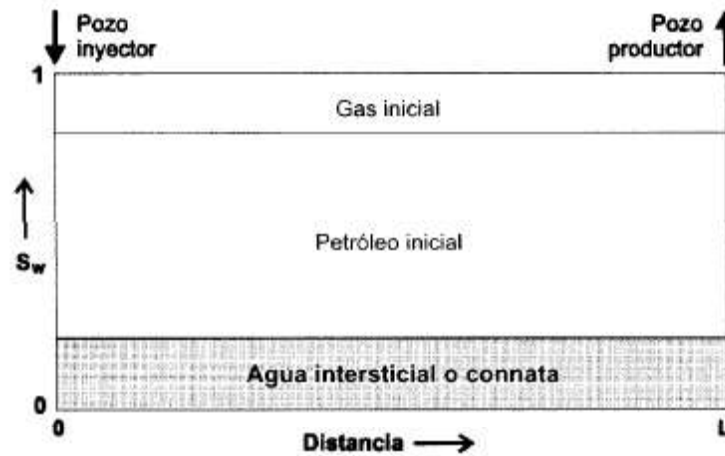


Figura 9: Distribución de fluidos en condiciones iniciales.

Fuente: (Paris, 2001).

- **Invasión:** A medida que se inyecta agua en el reservorio se crea un banco de fluido, para este caso en la parte delantera está el banco de petróleo y atrás el de agua que además contiene petróleo residual y en algunos casos partículas de gas que quedan atrapadas en esta zona (Figura 10).

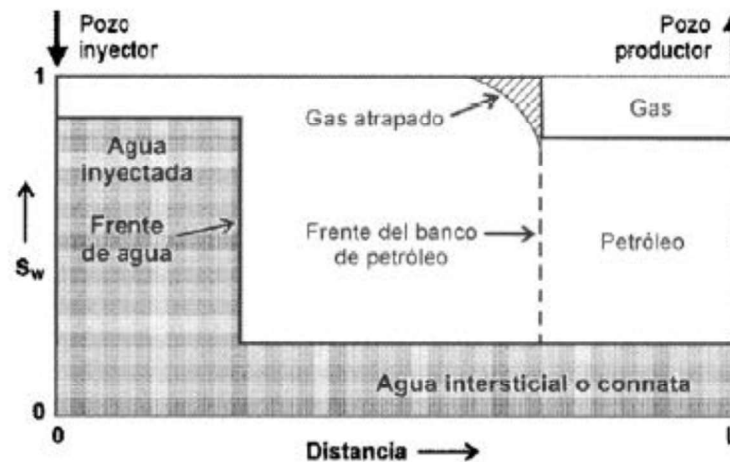


Figura 10: Distribución de fluidos durante la invasión.

Fuente: (Paris, 2001).

Dentro de esta etapa se produce además el llenado, que consiste en el desplazamiento de gas (a excepción del atrapado) antes de la producción de

petróleo. Puede ser representado como un banco de petróleo que se mueve más rápido que el frente de agua. El fin del llenado se da cuando el petróleo llega a los pozos productores, se debe tomar en cuenta que detrás del banco de agua, existe una saturación de petróleo que se va reduciendo hasta llegar a la saturación residual.

- **Ruptura:** Después de haberse producido el llenado, el banco de petróleo sigue avanzando hacia el pozo productor, por lo que en algún momento la producción llega a ser igual que la tasa de inyección. Se confirma la ruptura cuando la producción de agua es significativa. Gráficamente se representa por medio de la Figura 11.

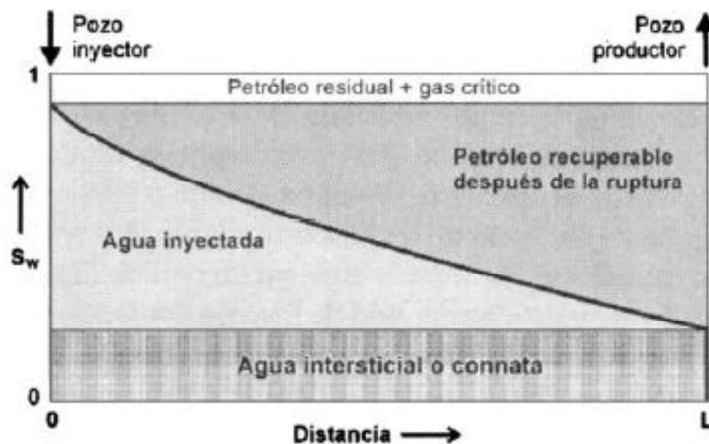


Figura 11: Distribución de los fluidos durante la ruptura.

Fuente: (Paris, 2001).

- **Posterior a la ruptura:** Es la última fase de la inyección, aquí la producción de agua empieza a incrementar, mientras que para poder recuperar petróleo es necesario la inyección de grandes cantidades de agua, sin embargo, debido al tamaño que tiene la zona barrida (Figura 12) se continúa con la inyección hasta llegar a un límite económico.

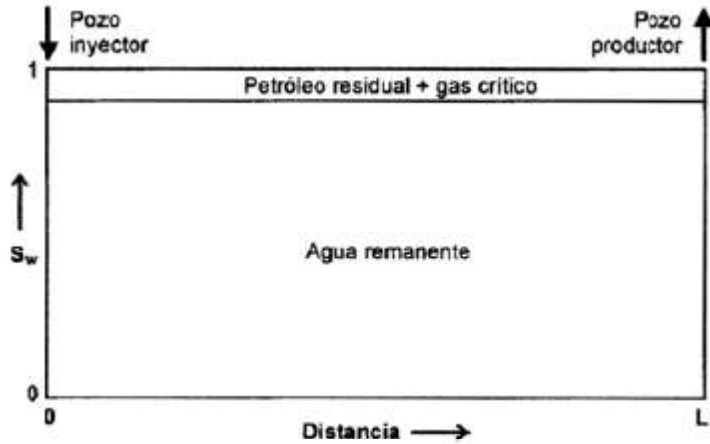


Figura 12: Distribución de fluidos posterior a la ruptura.

Fuente: (Paris, 2001).

2.5.4 Modelos de desplazamiento

Durante el desplazamiento de petróleo por efectos del agua inyectada, se pueden determinar dos fases. La primera que es la fase inicial en la cual la producción no contiene fluido desplazante, es decir que no existe agua en la producción; y la fase subordinada o también llamada después de la ruptura, en esta etapa ya existe producción de agua juntamente con hidrocarburo. Con el fin de entender de manera clara el desplazamiento generado por la inyección de agua, se puede considerar dos modelos (Paris, 2001):

- **Pistón:** Para este modelo se asume que únicamente se mueve petróleo delante del frente o zona invadida, mientras que detrás del frente se mueve agua, es decir que el petróleo remanente en la zona invadida no tiene movilidad (saturación de petróleo residual). La ruptura ocurre cuando el agua llega a los pozos productores. De manera gráfica se puede observar este modelo en la Figura 13.



Figura 13: Modelo de desplazamiento tipo pistón.

Fuente: (Paris, 2001).

- Pistón con fugas:** Se puede considerar que este modelo es más realista, ya que se asume que delante del frente se mueve petróleo y en la zona invadida agua y petróleo (Figura 14), es decir que en esta zona la saturación de petróleo es mayor que la residual. Es por esto que, cuando el agua llega a los pozos productores, la cantidad de petróleo que se produce es variable.



Figura 14: Modelo de desplazamiento tipo pistón con fugas.

Fuente: (Paris, 2001).

2.5.5 Ecuación de flujo fraccional

Se atribuye a Leverett la implementación de esta ecuación, donde se considera un modelo tipo pistón con fugas con petróleo como fluido desplazado y agua como fluido desplazante (Paris, 2001), además es necesario considerar que las saturaciones de los fluidos están uniformemente distribuidas con respecto al espesor en cualquier punto del desplazamiento lineal (Dake, 2010).

Con esta ecuación se determina que la fracción de fluido desplazante, agua en este caso, es una relación entre el caudal de fluido con el caudal total (Ecuación 10).

$$f_w = \frac{q_w}{q_t} = \frac{q_w}{q_w + q_o}$$

Ecuación 10: Flujo fraccional.

Fuente: (Willhite, 1986).

Donde:

f_w = Flujo fraccional de agua.

q_w = Caudal de agua en bbl/día.

q_t = Caudal total en bbl/día.

q_o = Caudal de petróleo en bbl/día.

Al tratarse de flujo inmiscible de dos fluidos es necesario aplicar la ley de Darcy generalizada para cada uno de los fluidos existentes, y en función de esta se obtuvo la ecuación de flujo fraccional en unidades de campo (Ecuación 11).

$$f_w = \frac{1 + 0.001127 \frac{k_o A}{\mu_o q_t} \left[\frac{\partial p_c}{\partial x} - 0.00694(\rho_w - \rho_o) \text{sen} \alpha \right]}{1 + \frac{\mu_w k_o}{\mu_o k_w}}$$

Ecuación 11: Ecuación de flujo fraccional.

Fuente: (Valencia, 2012)

Donde:

A = Área de la sección transversal del yacimiento en pies².

k_o, k_w = Permeabilidades efectivas del petróleo y agua en mD.

$\frac{\partial p_c}{\partial x}$ = Diferencial de presión de las fases ($p_o - p_w$) a una distancia x , en psia.

μ_o, μ_w = Viscosidades de petróleo y agua en cp.

ρ_o, ρ_w = Densidad del petróleo y agua a condiciones de reservorio en lb/pie³.

q_t = Caudal total de fluido en bbl/día.

α = Ángulo medido entre la horizontal y la dirección de flujo en sentido antihorario, en grados.

La Ecuación 11 puede ser simplificada en función de las fuerzas que predominan la inyección de agua, obteniendo la Ecuación 12 que es más ampliamente usada del flujo fraccional, si se considera un sistema horizontal.

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w k_o}{\mu_o k_w}}$$

Ecuación 12: Flujo fraccional de un sistema horizontal.

Fuente: (Paris, 2001).

La ecuación de flujo fraccional es utilizada para calcular la fracción del flujo total de agua o petróleo en cualquier punto del reservorio cuando se conozca la saturación de agua en ese

punto (Dake, 2010). Esta ecuación relaciona todos los factores que influyen en la eficiencia de desplazamiento del agua como las viscosidades, densidades, permeabilidades, saturaciones, tasa de flujo, entre otras.

Al mantener constante el caudal total, y si las propiedades del fluido se pueden asumir como constantes, entonces es necesario considerar que el flujo fraccional es únicamente dependiente de la saturación.

Si se cuenta con suficiente información del reservorio, la fracción de agua fluyendo se puede calcular como una función de la saturación de agua, esto a su vez puede ser graficado como f_w vs S_w (Figura 15), formando así la curva de flujo fraccional que resulta de gran utilidad para la predicción y análisis del comportamiento del reservorio durante la inyección.

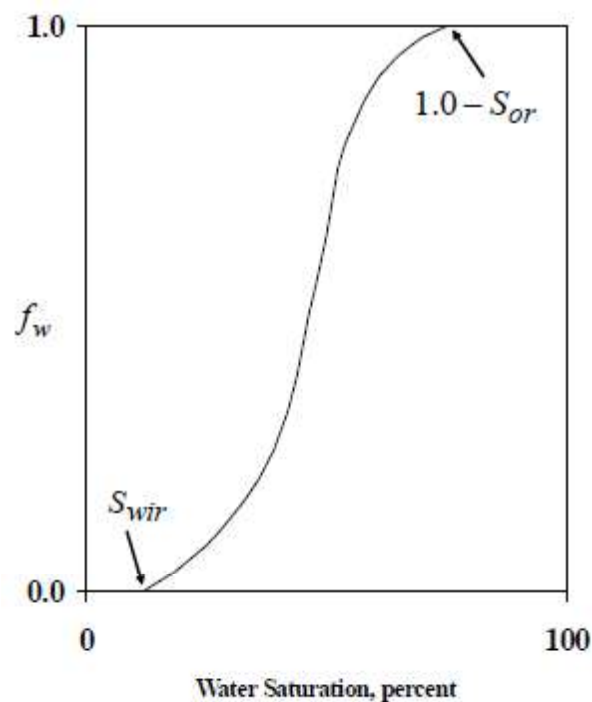


Figura 15: Curva de flujo fraccional.

Fuente: (Cobb & Smith, 1997).

2.3.6 Teoría de avance frontal

Como ya se mencionó, con la ecuación de flujo fraccional se conoce la fracción de un fluido fluyendo en cualquier punto del reservorio, sin embargo, para realizar un análisis completo de la inyección es necesario el conocimiento de la distribución de las saturaciones en el tiempo (Cobb & Smith, 1997).

En 1942, se presentó la teoría de Buckley y Leverett para el flujo de dos fluidos inmiscibles en una misma dirección, está basada en el principio de conservación de masa y considerando un modelo de pistón con fugas. Mediante esta ecuación es posible conocer las saturaciones de agua y petróleo a una determinada distancia a lo largo del yacimiento en un tiempo particular, teniendo así la siguiente ecuación:

$$x = \frac{5.615q_t t}{\phi A} \frac{df_w}{dS_w} = \frac{5.615W_i}{\phi A} \frac{df_w}{dS_w}$$

Ecuación 13: Ecuación de avance frontal.

Fuente: (Cobb & Smith, 1997).

Donde:

x = Distancia recorrida por una saturación S_w en un determinado tiempo t , en pies.

q_t = Caudal de inyección en bbl/día.

t = Tiempo de interés en días.

$\frac{df_w}{dS_w}$ = Pendiente de la curva de flujo fraccional a la saturación de agua de interés.

W_i = Agua inyectada acumulada en el tiempo t , en barriles a condiciones de reservorio.

Welge continuó con todos los trabajos desarrollados por Buckley y Leverett para obtener ecuaciones mediante las cuales se puede obtener la saturación promedio de la fase desplazante y la eficiencia de desplazamiento (Paris, 2001). Si bien es cierto que con la metodología empleada por Welge se simplifica el proceso gráfico, es necesario que la saturación de agua inicial sea uniforme, con esto se concluyó que conforme el agua se desplaza en el yacimiento, la saturación de agua al inicio del frente de agua (S_{wf}) y la saturación de agua promedio detrás del frente ($\overline{S_w}$) permanecen constantes hasta, e incluso, el punto de ruptura o *breakthrough* (Cobb & Smith, 1997).

Es así que se desarrolló una solución gráfica, en la cual se demostró que si se traza una línea tangente a la curva de flujo fraccional (Figura 16) desde el punto $(f_w/S_{wi}, S_{wi})$ se obtiene un punto tangente igual a $(f_w/S_{wf}, S_{wf})$.

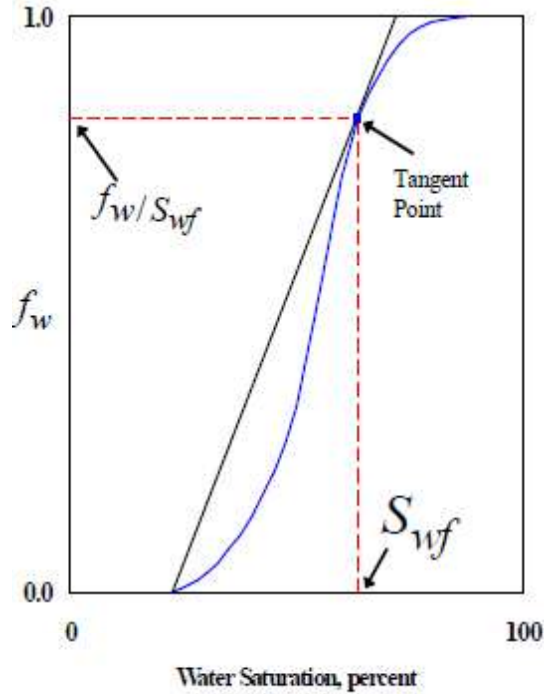


Figura 16: Determinación de la saturación de agua a partir de la curva de flujo fraccional.
Fuente: (Cobb & Smith, 1997).

En los casos donde la saturación de agua inicial es mayor que la saturación de agua irreductible, la línea tangente no se origina al inicio de la curva de flujo fraccional, ya que esta siempre debe ser trazada desde la saturación de agua inicial.

La saturación S_{wf} es constante desde el inicio de la inyección hasta llegar a la ruptura, en este punto empieza a incrementar hasta llegar a su punto máximo S_{wm} , que es igual a $1 - S_{or}$.

Es importante conocer también la saturación de agua promedio \bar{S}_w , que se puede calcular mediante la Ecuación 14, para lo cual todos los datos requeridos se pueden obtener de la curva de flujo fraccional,

$$\bar{S}_w = S_{wf} + \frac{1 - f_{wf}}{\left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_f}$$

Ecuación 14: Saturación de agua promedio.

Fuente: (Cobb & Smith, 1997).

Donde:

\bar{S}_w = Saturación de agua promedio.

S_{wf} = Saturación de agua en el frente.

f_{wf} = Flujo fraccional en el punto de tangencia.

$\left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_f$ = Pendiente de la curva de flujo fraccional en el frente.

También se desarrolló un método gráfico para obtener esta saturación promedio, el cual consiste en extender la tangente de la curva de flujo fraccional hasta $f_w = 1$, como se puede observar en la Figura 17.

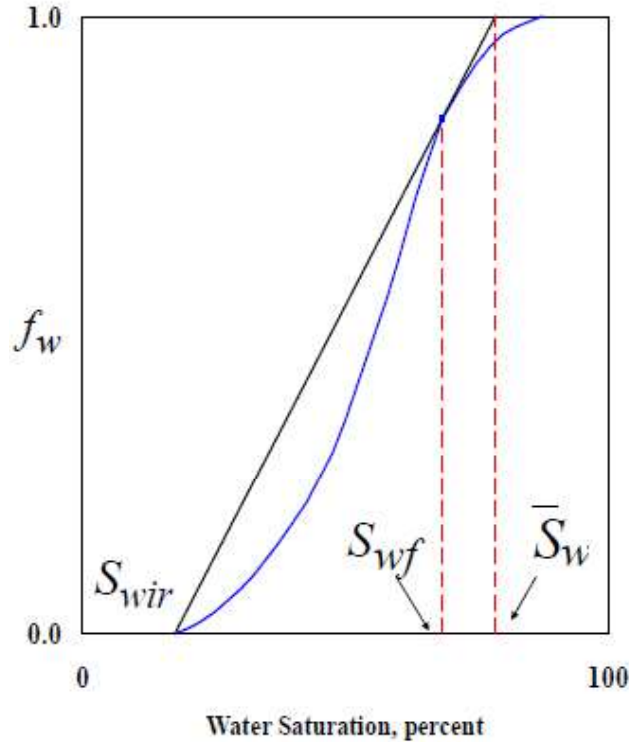


Figura 17: Determinación de la saturación de agua promedio gráficamente a través de la curva de flujo fraccional.

Fuente: (Cobb & Smith, 1997).

2.5.7 Eficiencia de desplazamiento

Como se ha visto que la saturación de agua permanece constante hasta el *breakthrough*, después de este punto la saturación es denominada como \bar{S}_{wbt} , esto quiere decir que la saturación de agua en la zona de barrido incrementa en la cantidad $(\bar{S}_{wbt} - S_{wc})$, y como resultado de la inyección de agua la saturación de petróleo va disminuyendo en la misma cantidad. Este resultado del decremento de saturación es una medida de la eficiencia del desplazamiento (Cobb & Smith, 1997).

Así, la eficiencia de desplazamiento se puede expresar como:

$$E_D = \frac{\text{Variación de la saturación de petróleo en la zona barrida}}{\text{Saturación de petróleo al inicio de la inyección}} = \frac{\Delta S_o}{S_o}$$

Ecuación 15: Eficiencia de desplazamiento en función de la saturación.

Fuente: (Paris, 2001).

El cambio de saturación de petróleo puede ser expresado en términos de la variación de la saturación, quedando la Ecuación 15 expresada como:

$$E_{Dbt} = \frac{(1 - S_{wi}) - (1 - \bar{S}_{wbt})}{1 - S_{wi}} = \frac{\bar{S}_{wbt} - S_{wi}}{1 - S_{wi}}$$

Ecuación 16: Eficiencia de desplazamiento en términos de las saturaciones.

Fuente: (Paris, 2001).

Donde:

E_{Dbt} = Eficiencia de desplazamiento al momento de la ruptura.

S_{wi} = Saturación de agua inicial.

\bar{S}_{wbt} = Saturación de agua al momento de la ruptura.

2.6 Eficiencia areal de barrido

Anteriormente, en la Ecuación 9 se mencionó la relación directa que existe entre la cantidad de petróleo desplazado por WF con la eficiencia areal y además como la teoría de avance frontal puede ser utilizada para estimar la eficiencia de desplazamiento. No obstante, es necesario considerar los factores que afectan directamente a la eficiencia areal de barrido (Cobb & Smith, 1997).

La eficiencia areal de barrido se expresa mediante la Ecuación 17, es decir la fracción de área horizontal en la cual ha ocurrido la recuperación secundaria.

$$E_{AS} = \frac{\text{área horizontal invadida}}{\text{área horizontal total invadible}}$$

Ecuación 17: Eficiencia areal de barrido.

Fuente (Paris, 2001).

En la Figura 18 se representa la localización del frente de invasión de un cuadrante en un arreglo de 5 pozos durante varios tiempos de la inyección, así la eficiencia areal puede ser a cualquier tiempo definida como la relación entre el área de barrido con el área total (Cobb & Smith, 1997).

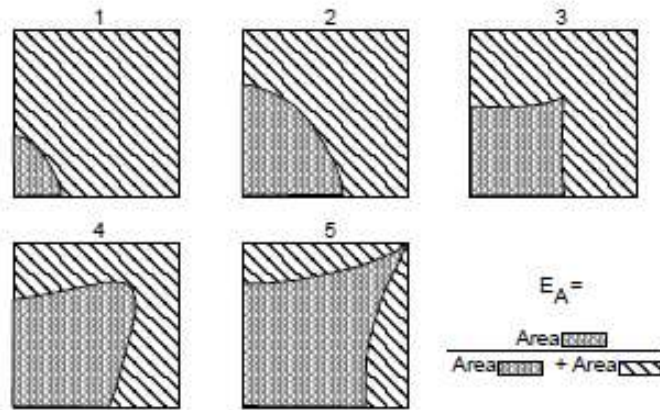


Figura 18: Ubicación del frente de invasión en tiempos sucesivos para un arreglo de 5 pozos.

Fuente: (Cobb & Smith, 1997).

Algunos de los factores que afectan a la eficiencia areal son incontrolables, ya que son condiciones que se dan en la naturaleza, tales como las propiedades de la roca y del sistema roca-fluido influyendo en el volumen de roca invadida y la dirección y velocidad del movimiento de fluidos; sin embargo, existen otras condiciones que pueden ser modificadas como (Paris, 2001):

- **Geometría de los pozos inyectores y productores:** Hace referencia a la ubicación areal que hay entre los pozos de inyección y de producción.
- **Relación de movilidad:** Como se observa en la
- Figura 19, mientras la relación de movilidad aumenta, la eficiencia areal disminuye.
- **Volumen de fluido inyectado:** Existe una relación directa entre la eficiencia areal y el volumen inyectado, es por esta razón que es necesario diferenciar la eficiencia areal al momento de la ruptura y después de la ruptura, relacionándola con un volumen determinado de fluido inyectado.

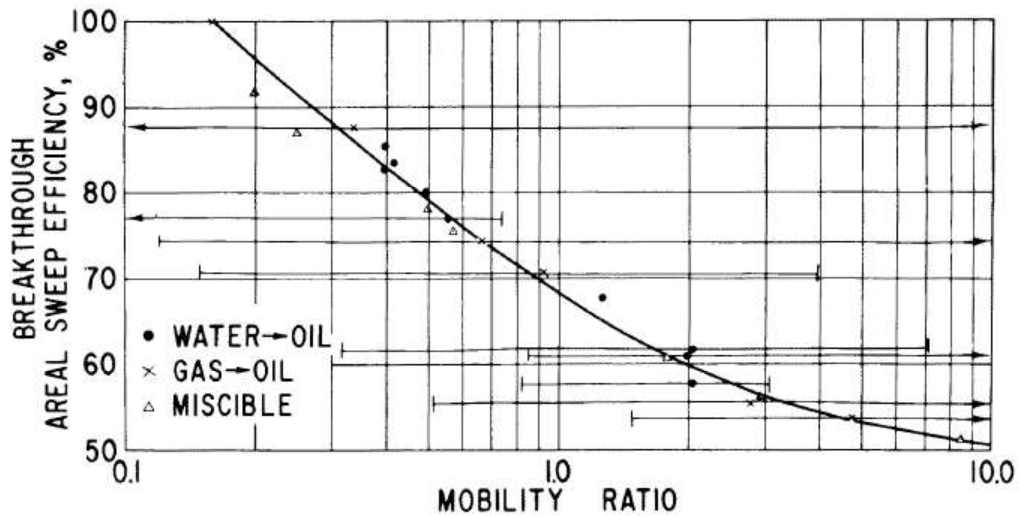


Figura 19: Eficiencia de barrido areal en la ruptura en un arreglo de 5 pozos.

Fuente: (Willhite, 1986).

2.6.1 Eficiencia areal de barrido a la ruptura

Comúnmente, la eficiencia areal de barrido se representa mediante una gráfica E_{AS} vs $\log M$ (Figura 19) para un determinado arreglo que puede ser aislado, desarrollado, normal o invertido (Cobb & Smith, 1997).

2.6.2 Eficiencia areal de barrido después de la ruptura

Si la inyección de agua continua después de la ruptura, la eficiencia areal en un arreglo determinado incrementa hasta alcanzar el 100%. Así mismo, la relación agua-petróleo aumenta de manera rápida, pero esto puede resultar desfavorable económicamente, ya que no se puede instaurar un proyecto de inyección por largo tiempo a pesar de no conseguir una cobertura areal completa. Al depender la eficiencia areal de la cantidad de agua inyectada, es necesario conocer la relación entre estas dos variables al momento de planificar el proyecto de inyección (Cobb & Smith, 1997).

2.7 Análisis de declinación de la producción

Es una técnica empírica en la cual se realiza una extrapolación basada en el histórico de producción de un pozo. El propósito del análisis de declinación es la predicción de futuras tasas de producción y determinar las reservas finales recuperables, EUR (*Estimated Ultimate Recovery*), por sus siglas en inglés. Por lo general, estos análisis se los realiza en gráficas de la tasa de producción en función del tiempo o la producción versus el acumulado

de producción (IHS Inc., 2014). La declinación está dada por la Ecuación 18 de declinación relativa.

$$\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} = -bq^d$$

Ecuación 18: Declinación relativa.

Fuente: (Arps, 1945).

Donde:

q = Caudal de producción, en bbl/día.

dq/dt = Variación del caudal en el tiempo.

b y d = Constantes empíricas basadas en datos de producción.

2.7.1 Declinación Exponencial

En este caso d tiene un valor de cero y se caracteriza porque la caída en la tasa de producción por unidad de tiempo es proporcional a la tasa de producción. Esta declinación se da de manera más rápida que en las otras declinaciones, por lo que se utiliza comúnmente para la estimación de las reservas mínimas probadas (Arps, 1945).

2.7.2 Declinación Hiperbólica

Esta declinación es la más común y se da cuando $0 < d < 1$, y se la reconoce porque las tasas de pérdida muestran un comportamiento constante en el tiempo, así las primeras diferencias entre las pérdidas se las puede considerar como constantes (Arps, 1945).

2.7.2.1 Declinación armónica modificada

En algunos casos, la declinación hiperbólica para largos periodos de tiempo da como resultado estimaciones poco certeras de reservas, por lo que para evitar este problema es necesario considerar algunos puntos de la declinación en el tiempo como declinación exponencial (IHS Inc., 2014).

2.7.3 Declinación Armónica

Se considera que esta declinación es un caso especial de la declinación hiperbólica, donde d tiene un valor de uno y es esperado cuando se tiene producción por segregación gravitacional, en este caso no se puede cuantificar el valor de EUR a menos que se establezca una tasa de abandono, ya que la curva termina en asíntota (Arps, 1945).

CAPÍTULO III

DESCRIPCIÓN Y ANÁLISIS DEL CASO

3.1 Antecedentes

En la zona Norte del campo Atacapi, la arenisca Basal Tena se evidencia en los pozos Atacapi-26D, Atacapi-29, Atacapi-33 y Atacapi-10D. El acumulado de petróleo es 2.08 MMbbls, provenientes principalmente del Atacapi-26D. Para esta zona la presión original de reservorio era de 5251 psi, sin embargo, BT es un reservorio que carece de un soporte de presión, por lo que fue afectado por una rápida depleción y como consecuencia una pérdida de producción considerable. En este contexto, fue necesario la implementación de un acuífero artificial, mediante la inyección de agua, que genere un mantenimiento de presión y permita la extracción de reservas remanentes de petróleo. Este estudio se focaliza únicamente en dos pozos que son Atacapi-26D y Atacapi-29, como productor e inyector respectivamente, para analizar el impacto que ha tenido la producción desde la implementación de *waterflooding* y establecer diferentes posibles escenarios de optimización de la producción.

3.1.1 Atacapi-26D

El pozo Atacapi-26D fue perforado y completado en enero del 2014, dónde se adquirió e interpretó el perfil eléctrico, los datos petrofísicos de la arenisca Basal Tena se muestran en la Figura 20, y los resultados de este análisis en los reservorios existentes se resumen en la Tabla 12.

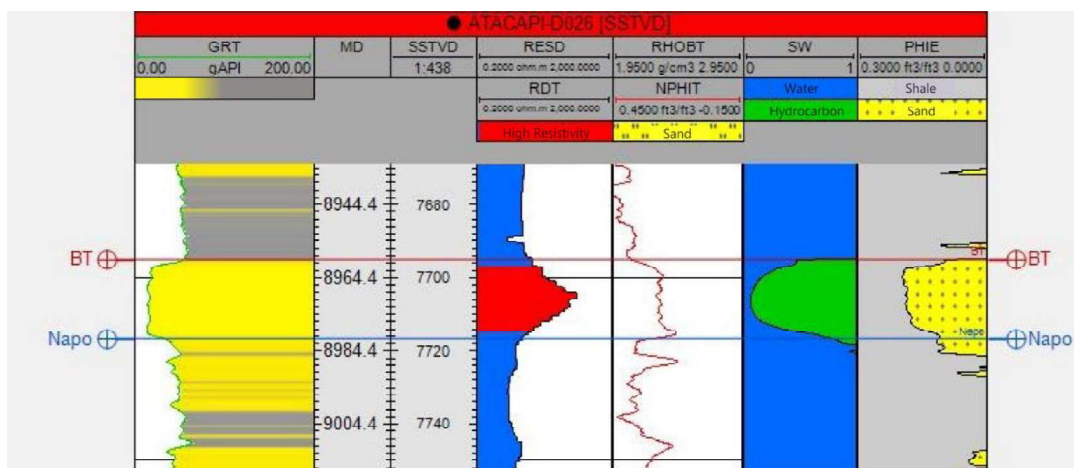


Figura 20: Registro eléctrico BT pozo Atacapi-26D.

Fuente: (BIPE, 2018).

Tabla 12: Petrofísica Atacapi-26D.

Arenisca	Porosidad (fracción)	Saturación de agua (fracción)
Basal Tena	0.17	0.1
U Superior	0.11	0.33
U Inferior	0.13	0.1
T Superior	0.08	0.52
T Inferior	0.15	0.2

Fuente: (BIPE, 2018).

Elaborado por: Mora, 2019.

Con el análisis completo del pozo y considerando el espesor de la capa, se decidió dejar al pozo como productor de la arenisca Basal Tena, con una producción inicial en enero del 2014 de 3011.3 bfpd, 2981.1 bppd y 1% BSW, alcanzando así su pico de producción, en un año el pozo alcanzó 773.9 bfpd, 766.1 bppd y 1% BSW, mostrando una fuerte declinación (Figura 21).

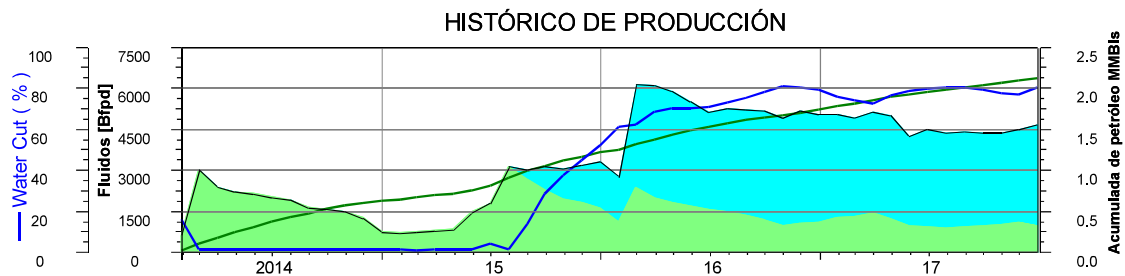


Figura 21: Histórico de producción pozo Atacapi-26D.

Fuente: (BIPE, 2018).

Elaborado por: Mora, 2019.

3.1.2 Atacapi-29

El pozo Atacapi-29 fue perforado en el 2014, los análisis petrofísicos se aprecian en la Figura 22, Figura 23 y Figura 24 que muestran los potenciales reservorios de interés del pozo.

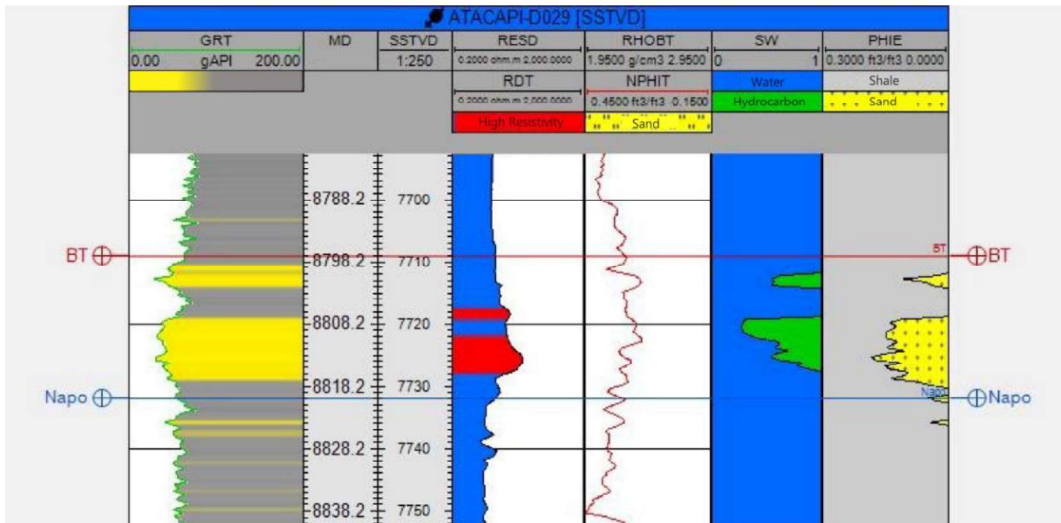


Figura 22: Registro eléctrico BT pozo Atacapi-29.
Fuente: (BIPE, 2018).

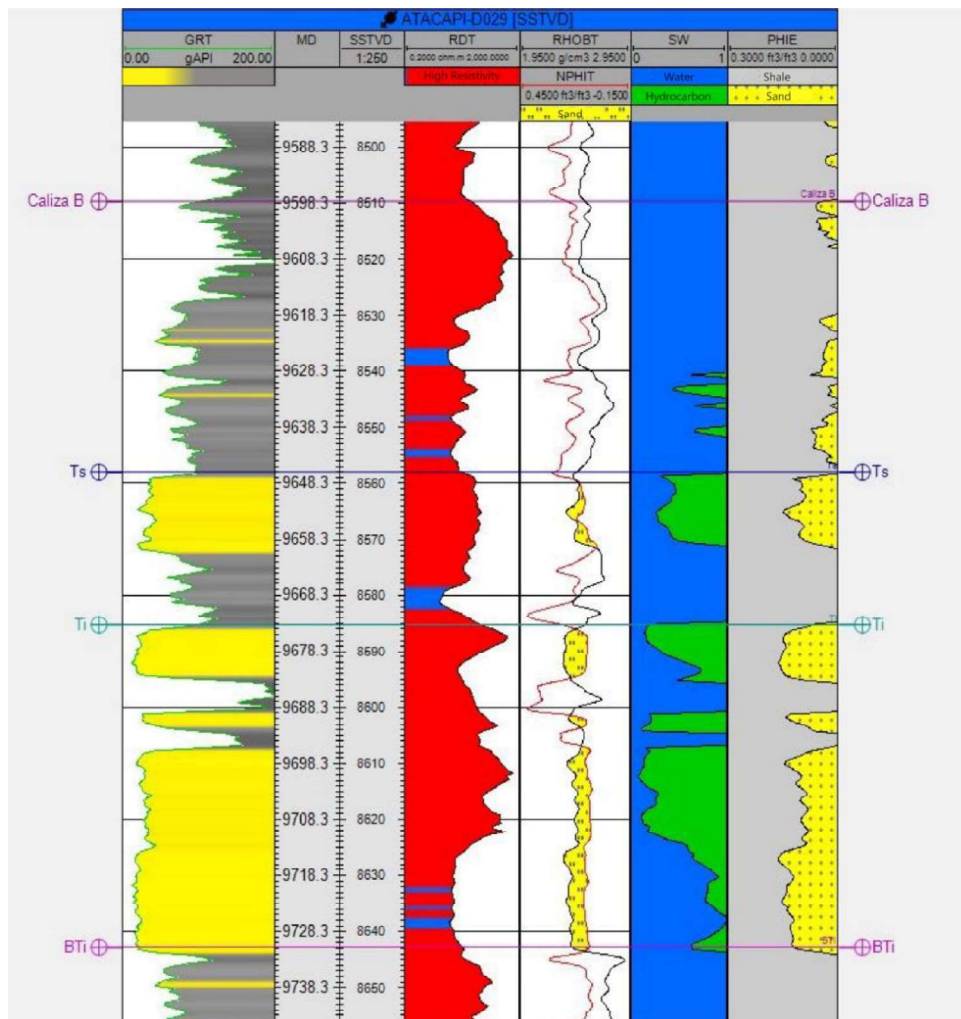


Figura 23: Registro eléctrico Ts y Ti pozo Atacapi-29.
Fuente: (BIPE, 2018).

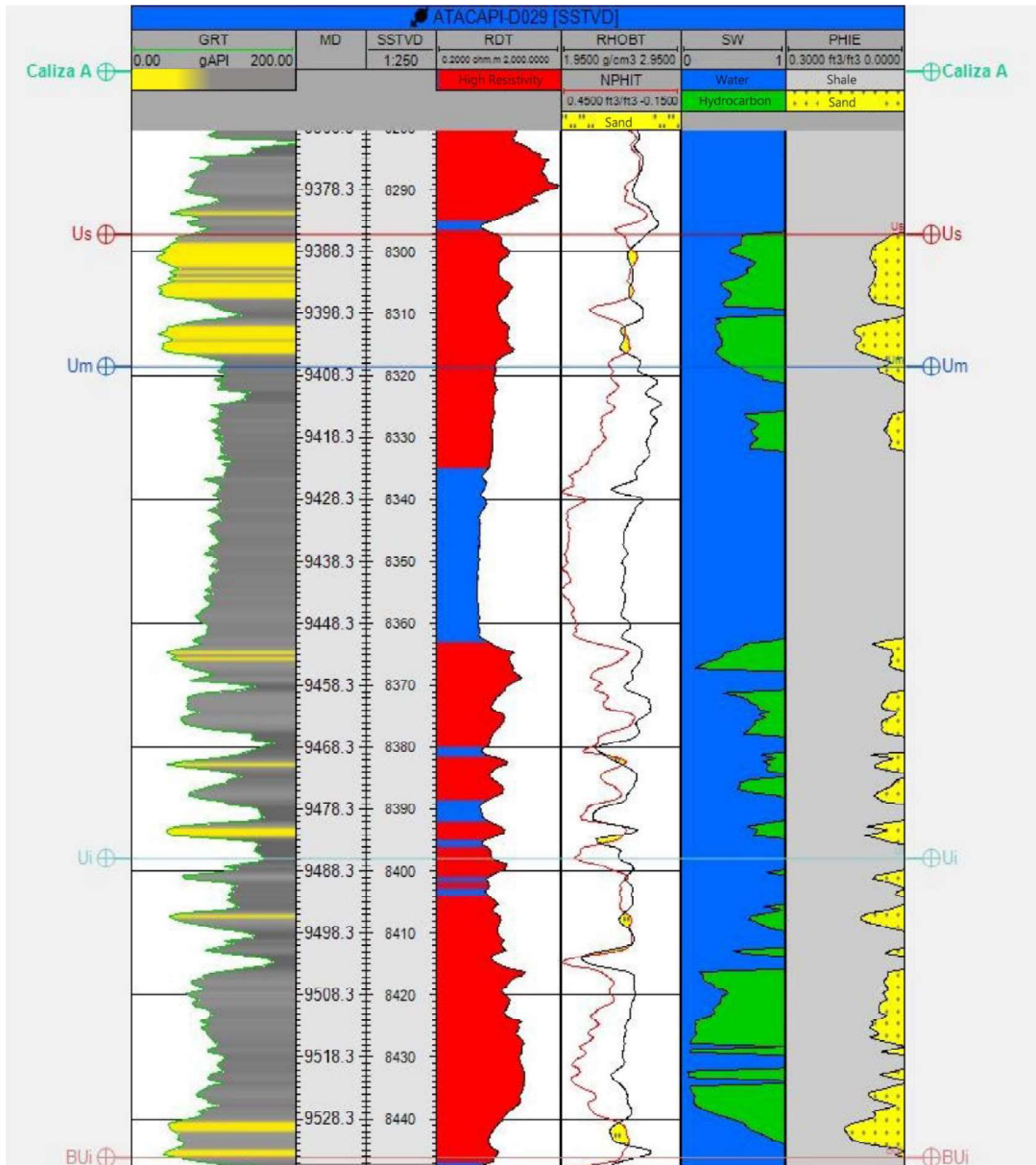


Figura 24: Registro eléctrico Us y Ui pozo Atacapi-29.

Fuente: (BIPE, 2018).

Como se puede observar en la figura Figura 24, U Superior tiene 2 cuerpos de arenisca desarrollados con buena saturación de hidrocarburo, mientras que en U Inferior se presentan varias intercalaciones de cuerpos. Los perfiles eléctricos no exhiben buenas características, sin embargo, existe presencia de hidrocarburo.

En la Tabla 13 se detalla la porosidad y saturación de cada uno de los yacimientos desarrollados en este pozo.

Tabla 13: Petrofísica Atacapi-29.

Arenisca	Porosidad (fracción)	Saturación de agua (fracción)
Basal Tena	0.12	0.36
U Superior	0.10	0.45
U Inferior	0.12	0.60
T Superior	0.12	0.08
T Inferior	0.13	0.15

Fuente: (BIPE, 2018).
Elaborador por: Mora, 2019.

Durante la completación del pozo, en mayo del 2014, se consideró como objetivos principales punzar las areniscas Basal Tena el intervalo 8800-8815 pies y T en los intervalos de 9696-9700 pies y se evaluó por un lapso de 30 horas, posteriormente se punzó los intervalos 9646-9660 pies y se evaluó por 17 horas en conjunto con los intervalos previamente punzados. Además, se realizó un registro de presión en cada uno de los intervalos de T obteniendo:

- Intervalo: 9696-9700 pies: Cierre de 20,65 horas, con una presión de reservorio de 3555 psi y una presión de fondo fluente de 1974 psi.

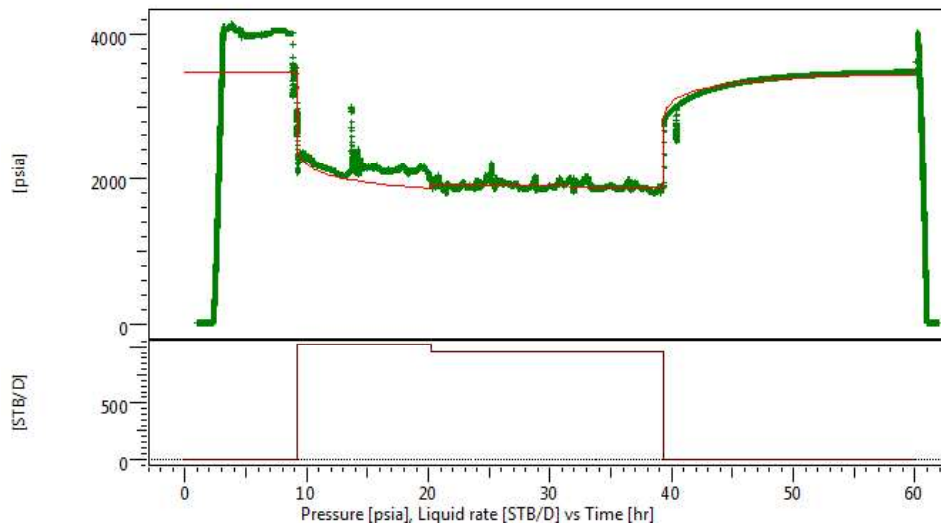


Figura 25: B'UP arenisca T (9696-9700 pies).

Fuente: (BIPE, 2018).

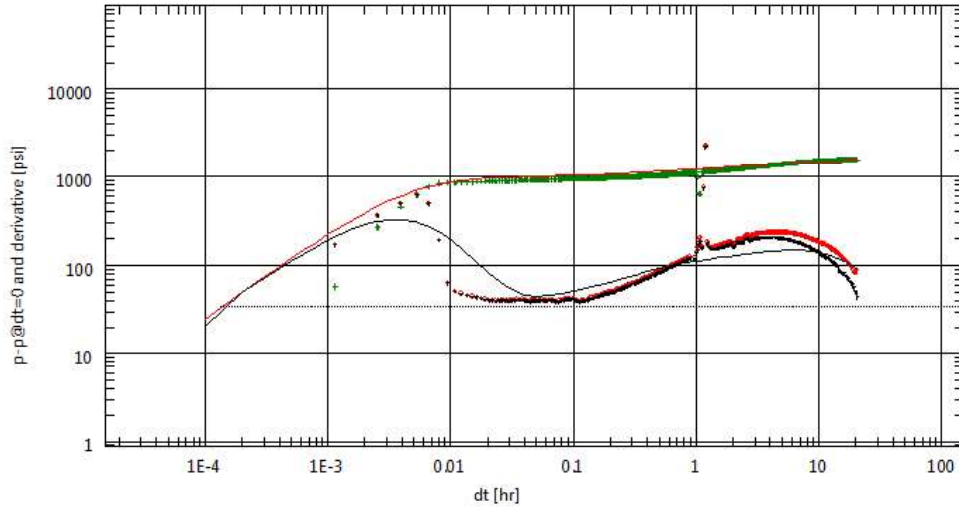


Figura 26: Derivada del B'UP.

Fuente: (BIPE, 2018).

- Intervalos: 9696-9700 y 9646-9660 pies: Cierre de 12.53 horas, presión de reservorio de 3439 psi y presión de fondo fluyente de 2021 psi.

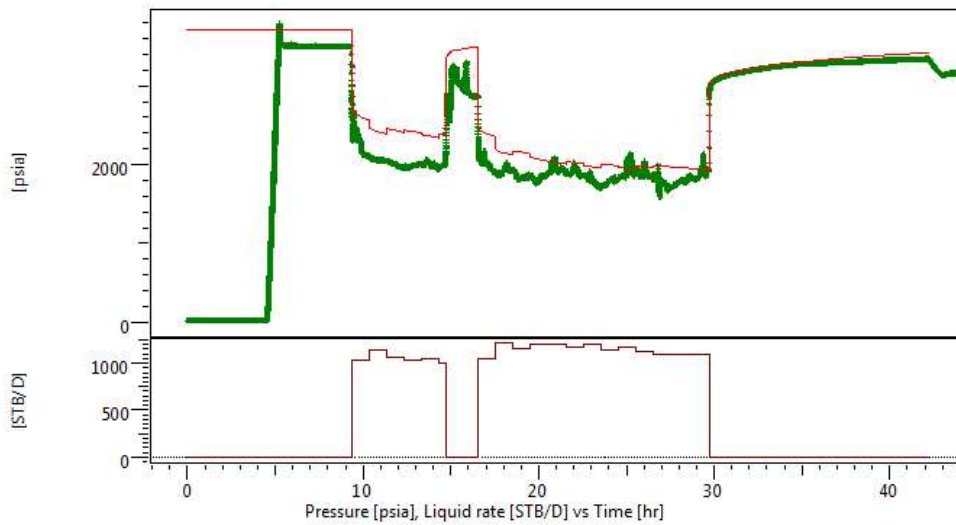


Figura 27: B'UP arenisca T (9696-9700 y 9646-9660 pies).

Fuente: (BIPE, 2018).

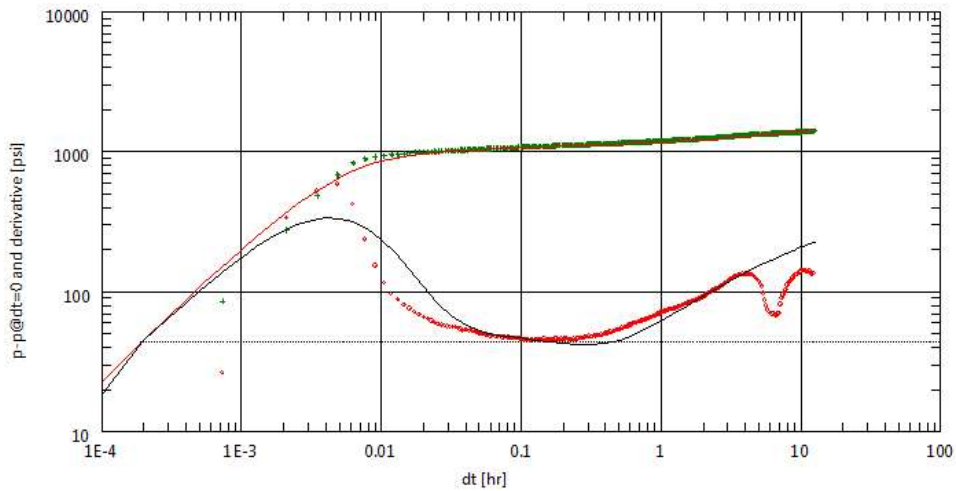


Figura 28: Derivada de B'UP.

Fuente: (BIPE, 2018).

Como se puede observar, los valores de presiones registrados en los dos intervalos son muy próximos entre sí, por lo que no se puede evidenciar la presencia de una arenisca superior.

Con este análisis realizado, se decidió dejar la arenisca T en producción, con 933 bfpd, 560 bppd, 40% BSW. Sin embargo, la producción del pozo declinó de manera rápida, llegando a valores promedio de 580 bfpd, 250 bppd y 57% BSW, por este motivo, en julio del 2014 se realizó la primera intervención del pozo en la cual se fracturó la arenisca T, observándose así un incremento de la producción a 1632 bfpd, 408 bppd y 75% BSW.

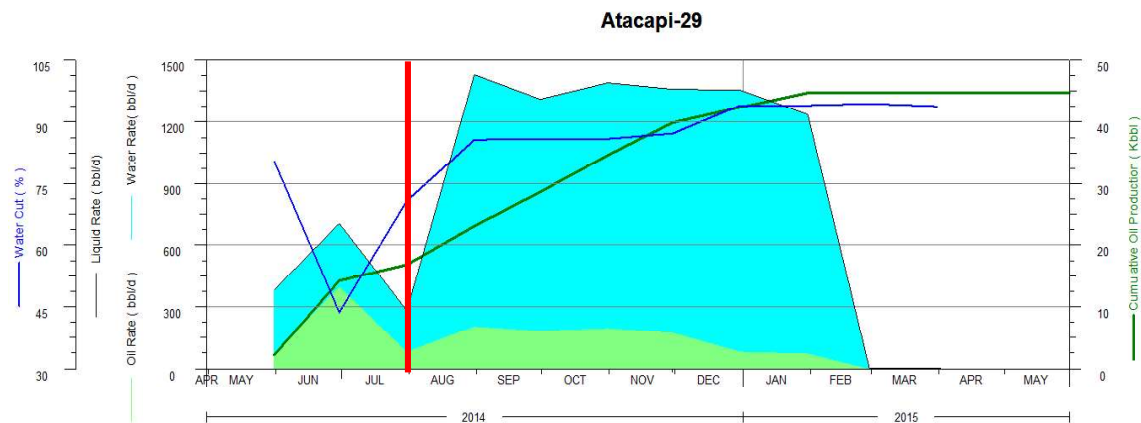


Figura 29: Histórico de producción pozo Atacapi-29.

Fuente: (BIPE, 2018).

Elaborado por: Mora, 2019.

Para diciembre del 2014, el pozo producía 1336 bfpd, 80 bppd y 94 % BSW, el pozo es convertido a inyector de las areniscas U Superior y Basal Tena.

3.2 Mecanismo primario de producción

La declinación que presenta Basal Tena en la zona norte de Atacapi es por expansión de roca y fluido alcanzando niveles críticos de presión en una etapa temprana. En Basal Tena no existe un acuífero fuerte o activo, y esto se comprueba con el porcentaje nulo de agua en la producción antes de la inyección, es decir la producción obtenida hasta marzo del 2015 (Figura 21). Bajo estos antecedentes se recurre a una fuente de energía adicional que permita continuar con la producción de los hidrocarburos remanentes.

En la Figura 30 se presenta el gráfico de mecanismo de producción, en el cual el eje "Y" es la relación de la presión de reservorio frente a la presión original, en función del factor de recobro calculado, y como se puede observar en la línea azul se representa el mecanismo de producción de la arenisca BT, comprobando así que mayoritariamente corresponde a expansión de roca y fluido el cual tiene un factor de recobro aproximado del 5%.

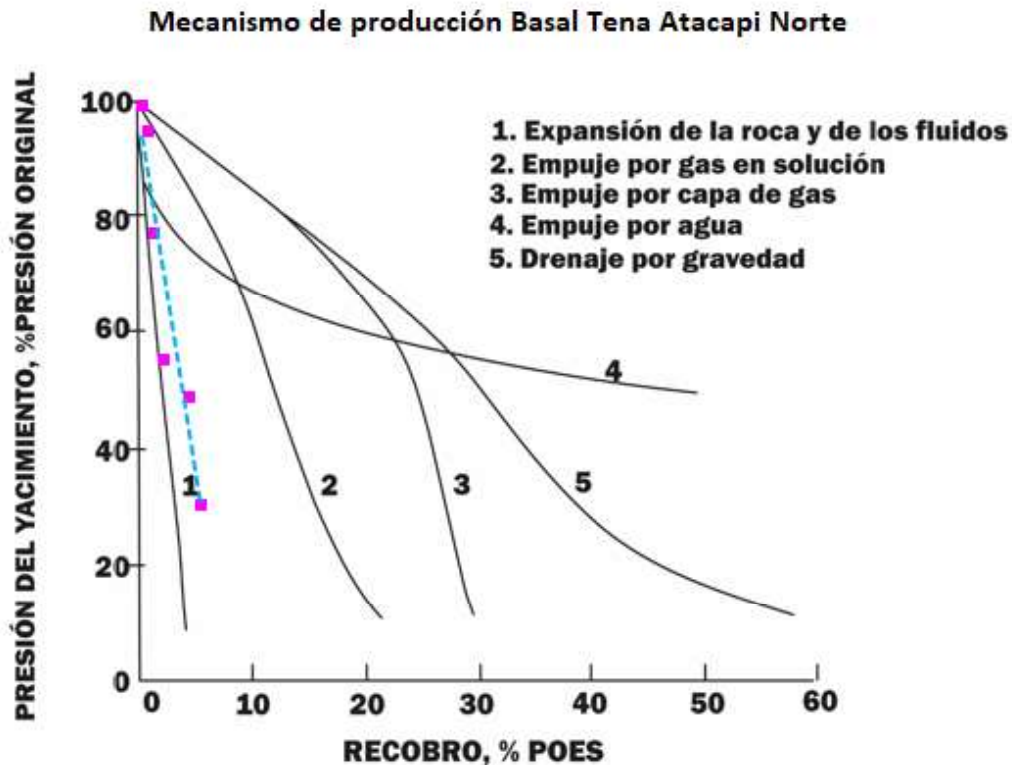


Figura 30: Mecanismo de producción Basal Tena.

Fuente: (Paris, 2009).

Modificado por: Mora, 2019.

En la Figura 31 se encuentra el acumulado de petróleo para Basal Tena en la zona de Atacapi Norte, donde se puede apreciar que hasta junio del 2015, la curva llega a 0.8 MMbbls (por recuperación primaria), y el acumulado de primaria y secundaria que alcanzó los 2.08 MMbbls.

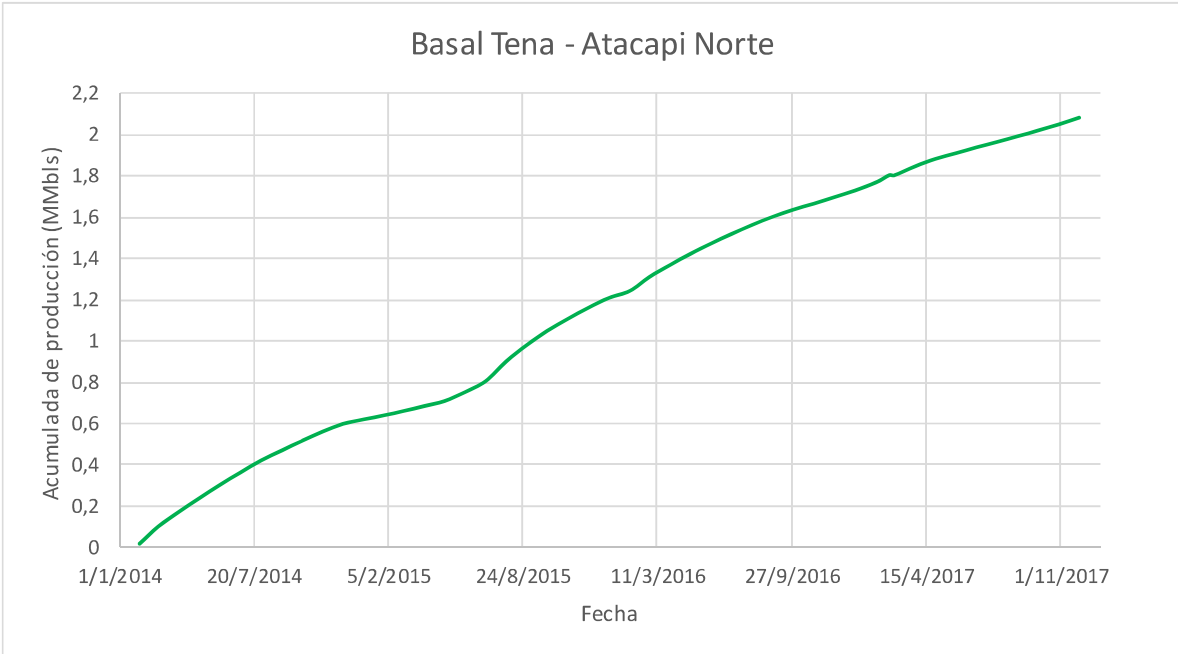


Figura 31: Acumulada de petróleo Basal Tena Atacapi Norte.

Fuente: (BIPE, 2018).

Elaborado por: Mora, 2019.

3.3 Reservas remanentes

Para el cálculo de las reservas remanentes de Basal Tena se utilizó el método de ajuste de historia y declinación hiperbólica, esto debido a que existe un acuífero artificial implementado, obteniendo 275 Mbbls presentados en la Figura 32.

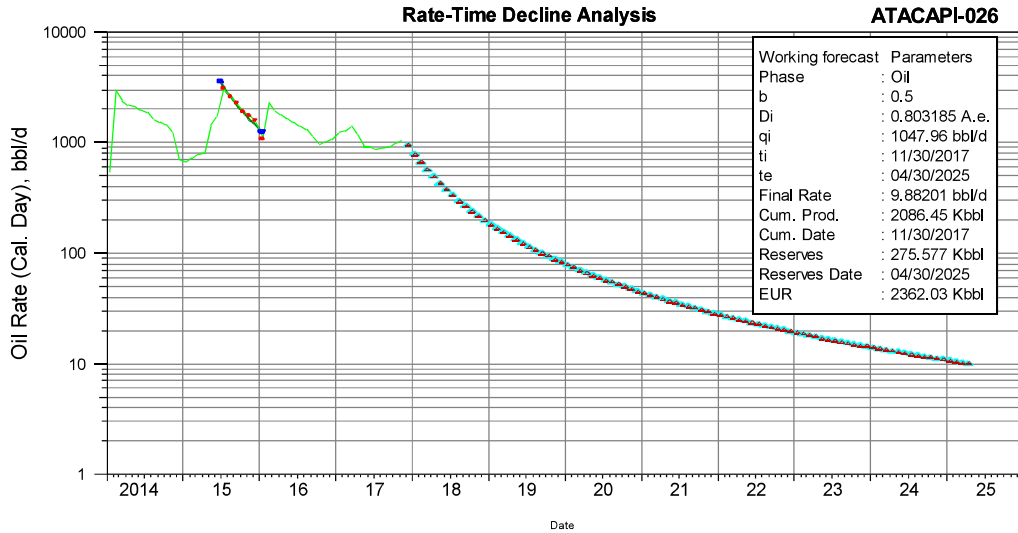


Figura 32: Curva de declinación Atacapi-26D.

Fuente: (BIPE, 2018).

Elaborado por: Mora, 2019.

3.4 Volumen poroso

Se estimó el área de influencia de la inyección a través del Atacapi-29, que se puede ver reflejada en la Figura 33. Además, en la Tabla 14 se presenta los volúmenes poroso y de roca calculados para la zona de inyección.

Tabla 14: Volúmenes de roca y poroso para en la zona de influencia.

Zona	Volumen total (MMbbls)	Volumen poroso (MMbbls)
Atacapi Norte-Basal Tena	15.78	7.54

Fuente: (BIPE, 2018).

Elaborado por: Mora, 2019.

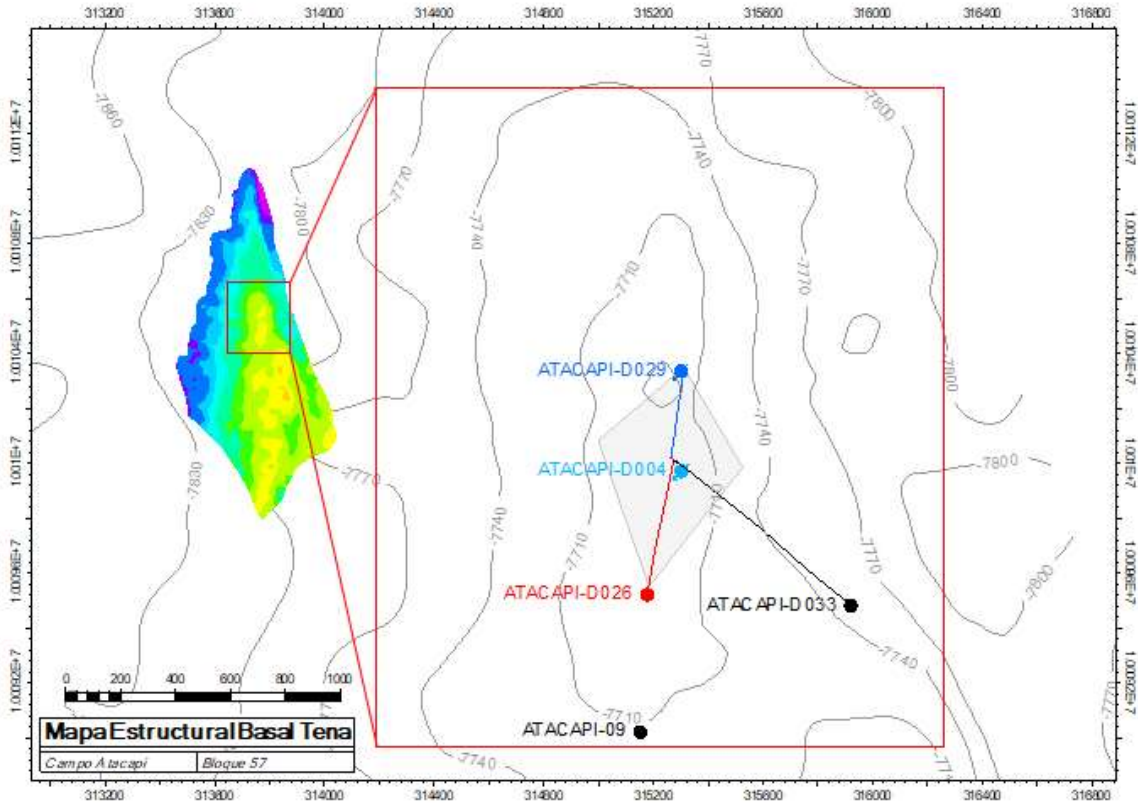


Figura 33: Mapa de la zona de influencia de la inyección.

Fuente: (BIPE, 2018)

Modificado por: Mora, 2019.

3.4.1 POES

Existen varias maneras de determinar el petróleo original en sitio (POES) existente en el yacimiento, pero la Ecuación 19 es más ampliamente conocida para este cálculo.

$$N = \frac{7758 \cdot A \cdot h \cdot \phi \cdot (1 - S_w)}{\beta_{oi}}$$

Ecuación 19: Petróleo original en sitio.

Fuente: (Craft & Hawkins, 1991).

Donde:

N = Petróleo original en sitio en bls.

A = Área de la formación en acres

h = Espesor neto de la formación, en pies.

ϕ = Porosidad, en fracción.

S_w = Saturación de agua connata, en fracción.

β_{oi} = Factor volumétrico inicial, en bls/STB.

En función de las propiedades petrofísicas de BT y la ecuación anteriormente descrita, se determina el POES de la zona de influencia de la inyección de agua:

$$N = \frac{7758 \times 896 \times 16 \times 0.17 \times (1 - 0.1)}{1.078} = 15785212.68 \text{ bls}$$

3.4.2 Factor de Recobro

En la Tabla 15 se presenta el valor del factor de recobro actual, obtenido en función del POES y la producción acumulada del campo, mediante la Ecuación 20.

$$FR = \frac{N_p}{N}$$

Ecuación 20: Factor de recobro.

Fuente: (Craft & Hawkins, 1991).

Donde:

FR = Factor de recobro en fracción.

N_p = Petróleo producido en bls.

N = Petróleo original en sitio en bls.

Tabla 15: Factor de recobro actual.

POES (MMbls)	Producción Acumulada (MMbls)	FR %
15.78	2.26	14.3

Elaborado por: Mora, 2019.

El factor de recobro incrementa con la inyección de agua a través de la re-presurización del reservorio y con el barrido de reservas remanentes.

3.5 Generación del Modelo

Para representar las condiciones de reservorio y realizar el balance de materiales de Basal Tena en la zona Norte de Atacapi, se utilizó el software *MBAL* de *Petroleum Experts*, que es una herramienta práctica a la hora de realizar predicciones. Se resumen los pasos para realizar el ajuste de este modelo:

- Definición de trabajo, por tanque o ajuste por pozo.
- Validación de datos PVT.
- Validación de datos de roca.
- Alocación de producción.
- Ajuste histórico (3 métodos).
- Estimación nuevo POES.
- Elaboración y ajuste de curva de flujo fraccional.
- Definición de condiciones para elaborar predicciones.

3.5.1 Propiedades PVT

Para poder empezar con la construcción del modelo, es necesario definir el tipo de modelo que se utilizará, para este caso el ajuste se realizará mediante pozos y utilizando un modelo de *Black Oil*. Los datos se ingresaron como lo muestra la Figura 34.

Posterior a esto, es necesario la selección de las correlaciones que mejor se acoplan a las propiedades que previamente fueron ingresadas, para ser utilizadas en el ajuste histórico. Para esto, se eligió las correlaciones que presentan una menor desviación (Figura 35 y Figura 36), siendo *Al-Marhoun* para P_b , R_s y B_o ; y *De Ghetto Modified (heavy oil)* para la viscosidad del petróleo.

Una vez escogidas dichas correlaciones, se grafica cada una de las propiedades como se observa en la Figura 37, Figura 38 y Figura 39, respectivamente.

Oil - Black Oil: Data Input

Done
 Cancel
 Help
 Match
 Table
 Import
 Export
 Calc
 Match Param.

Input Parameters

Formation GOR: 102.7 scf/STB
 Oil gravity: 21.1 API
 Gas gravity: 1.03 sp. gravity
 Water salinity: 45000 ppm
 Mole percent H₂S: 0.005 percent
 Mole percent CO₂: 0 percent
 Mole percent N₂: 0 percent

Separator

Single-Stage

Correlations

Pb,R_s,Bo

Al-Marhoun

Oil Viscosity

De Ghetto modified (heavy oil)

Use Tables

 Controlled Miscibility

Figura 34: Ingreso de datos PVT.

Elaborado por: Mora, 2019.

Oil - Black Oil: Correlations - Oil

Done
 Cancel
 Help
 Reset
 Plot

Pb,R_s,Bo Uo,U_g,Bg

Bubble Point	Glaso	Standing	Lasater	Vazquez-Beggs	Petrosky	Al-Marhoun	De Ghetto
Parameter 1	0.917233	0.951303	1.01977	0.933036	2.21247	0.994913	0.934478
Parameter 2	-61.3653	-33.3795	11.7648	-47.8371	219.026	-3.1797	-46.652
Std Dev.	1.53477e-11	8.29914e-12	5.87915e-7	1.19371e-11	5.47971e-11	1.58897e-7	1.15961e-11

Solution GOR	Glaso	Standing	Lasater	Vazquez-Beggs	Petrosky	Al-Marhoun	De Ghetto
Parameter 1	1.28522	1.1885	0.9763	1.19576	2.2036	1.02332	1.20128
Parameter 2	-8.98323	-5.67802	-1.81583	-2.23453	-243.736	-0.90277	-1.45121
Std Dev.	5.73866e-7	3.20261e-7	2.18953e-7	2.20486e-7	1.16641e-10	2.55807e-7	2.04435e-7

Oil FVF	Glaso	Standing	Lasater	Vazquez-Beggs	Petrosky	Al-Marhoun	De Ghetto
Parameter 1	1.2756	0.845581	0.845581	1.11192	1.13233	0.56146	1.11192
Parameter 2	-0.281881	0.158249	0.158249	-0.111917	-0.146088	0.469126	-0.111917
Parameter 3	1	1	1	1	1	1	1
Parameter 4	0	0	0	0	0	0	0
Std Dev.	3.37033e-6	3.39945e-7	3.39946e-7	7.71892e-7	1.08744e-6	1.26262e-7	7.71895e-7

Pb,R_s,Bo Correlation: Al-Marhoun

Figura 35: Correlaciones para Pb, R_s y Bo.

Elaborado por: Mora, 2019.

Oil - Black Oil: Correlations - Viscosities, Bg

Done Cancel Help Reset Plot

Pb, Rs, Bo Uo, Ug, Bg

Oil Viscosity	Beal et al	Beggs et al	Petrosky et al	Egbogah et al	Bergman-Sutton	De Ghetto et al	De Ghetto Mod
Parameter 1	1.52153	2.30055	1.39316	0.77488	0.948333	1.21189	0.74512
Parameter 2	2.45824	3.47791	2.11951	-3.94338	-0.55489	1.43316	-5.00671
Std Dev.	1.22844e-7	1.738e-7	1.05917e-7	1.97061e-7	2.77292e-8	7.16188e-8	2.50198e-7

Gas FVF

Parameter 1

Parameter 2

Std Dev.

Gas Viscosity

Parameter 1

Parameter 2

Std Dev.

Oil Viscosity Correlation

Figura 36: Correlaciones para viscosidad del petróleo.

Elaborado por: Mora, 2019.

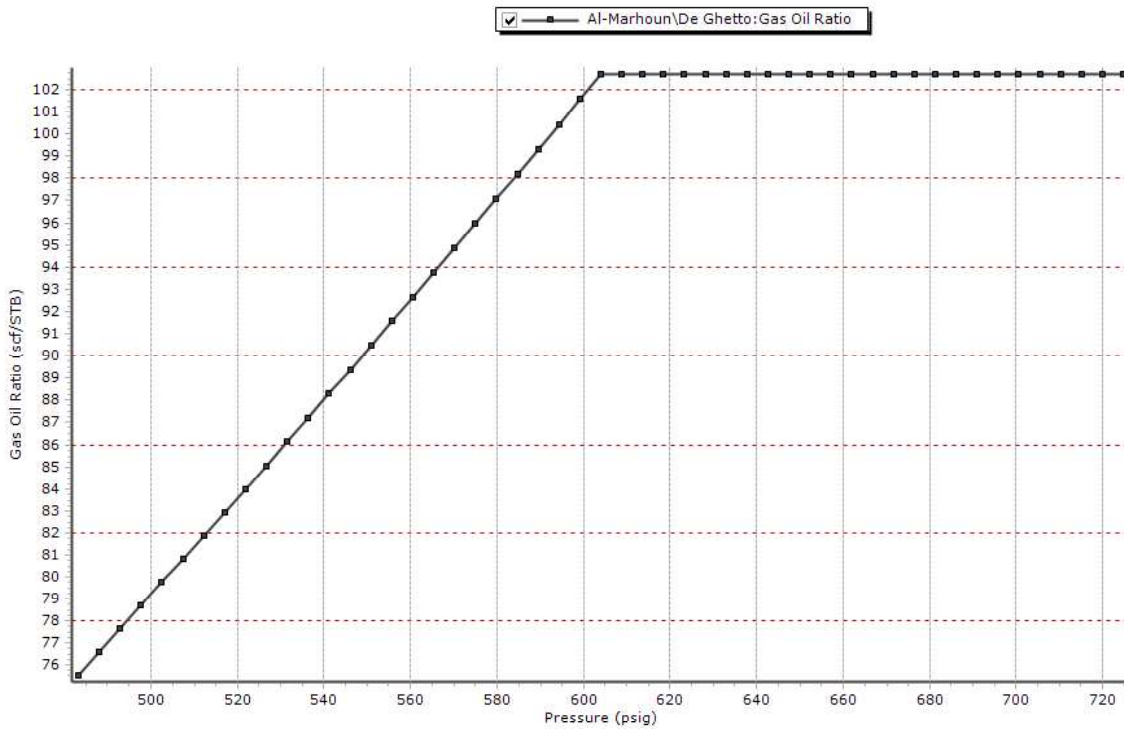


Figura 37: Rs mediante correlación.

Elaborado por: Mora, 2019.

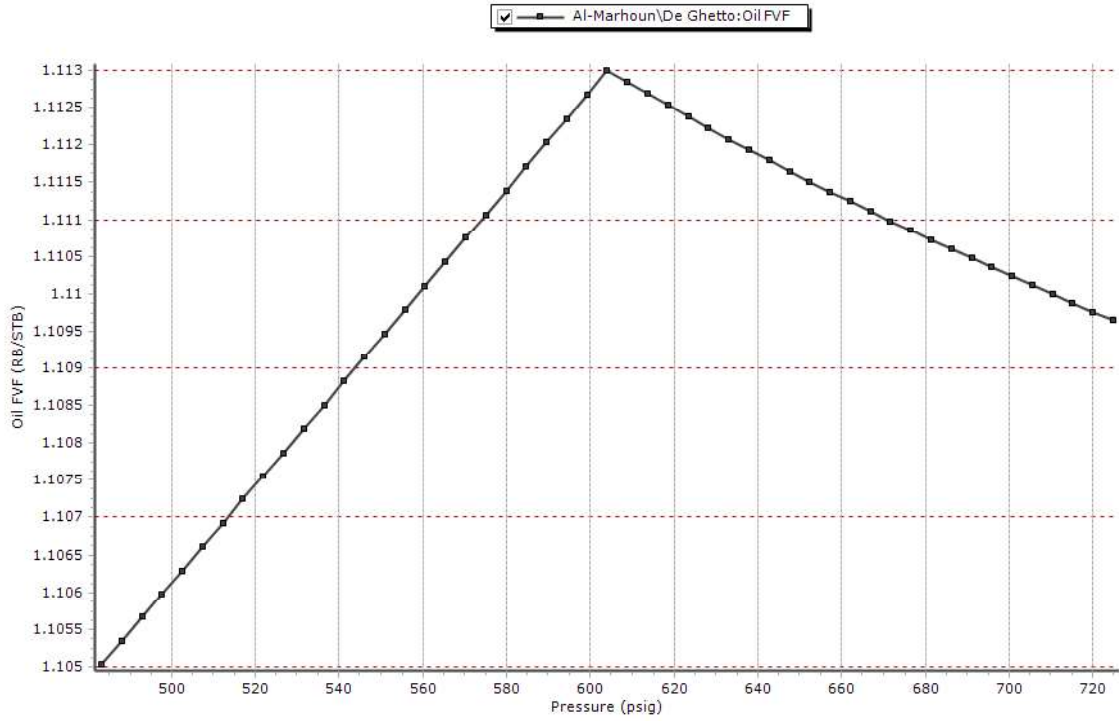


Figura 38: Factor volumétrico según correlación.

Elaborado por: Mora, 2019.

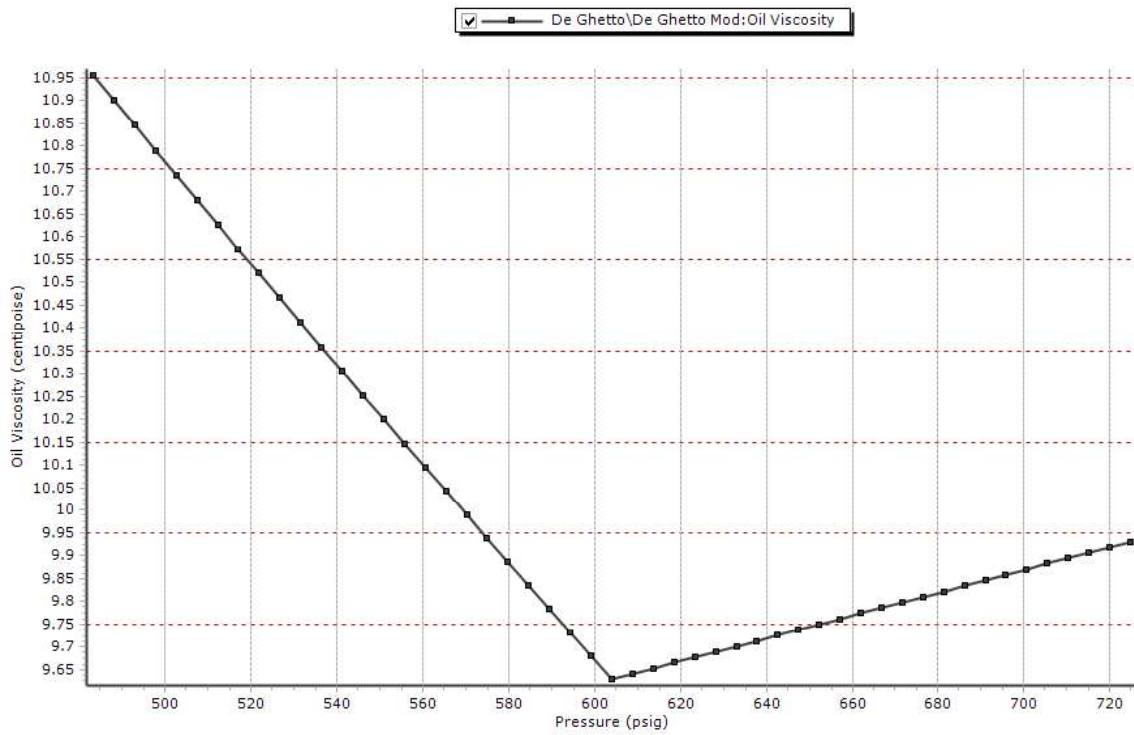


Figura 39: Viscosidad del petróleo según correlación.

Elaborado por: Mora, 2019.

3.5.2 Balance de materiales

A partir del valor del POES previamente calculado, es necesario, a través del balance de materiales, ajustar este valor para que posteriormente se pueda realizar el ajuste o *match* del histórico de producción al modelo. Con esto, el nuevo valor del POES con el que se trabajará para cálculos posteriores fue de 15.03 MMbbls (Figura 40).

The screenshot shows a software interface titled "Tank Input Data - Tank Parameters". It features a toolbar with "Done", "Cancel", "Help", and "Import" buttons. Below the toolbar are several tabs: "Tank Parameters", "Water Influx", "Rock Compress.", "Rock Compaction", "Pore Volume vs Depth", "Relative Permeability", "Well Production Allocation", and "Production History". The "Tank Parameters" tab is selected, displaying a form with the following fields and values:

Tank Type	Oil
Name	Basal Tena
Temperature	216 deg F
Initial Pressure	5251 psig
Porosity	0.17 fraction
Connate Water Saturation	0.1 fraction
Water Compressibility	Use Corr 1/psi
Gas Cap (downhole ratio)	0
Original Oil In Place	15.03 MMSTB
Start of Production	31/01/2014 date d/m/y

On the right side of the form, there are several unchecked checkboxes: "Monitor Contacts", "Gas Coning", "Water Coning", "Use Fractional Flow Table (instead of rel perms)", and "Enter Gas Cap as Surface Volume". A "Calculate Pb..." button is located at the bottom right of the form area. At the bottom of the dialog, there are navigation buttons: "<< Prior", "Next >>", and "Validate".

Figura 40: Datos del reservorio con ajuste al POES calculado.

Elaborado por: Mora, 2019.

3.5.3 Alocación de pozos

Después de haber realizado el mejor ajuste entre las correlaciones, fue necesario definir el aporte de cada pozo al reservorio (alocación), para lo cual se consideró que el pozo Atacapi-26D desde el inicio de su producción hasta la fecha ha drenado únicamente de Basal Tena, razón por la cual su alocación corresponde al 100%; sin embargo, como se mencionó en párrafos anteriores cuando se convirtió el pozo Atacapi-29 de productor a inyector, fue con el fin de direccionar la inyección a las areniscas Basal Tena y U Superior, por esta razón

cuando comenzó la inyección del pozo (marzo del 2015) su aporte en Basal Tena fue únicamente del 70%. En enero del 2018 se empezó a evidenciar pérdida de inyección en el pozo, por lo que se consideró a partir de esta fecha una asignación del 100%, esto ya que se comprobó que en la arenisca U Superior no existía un mantenimiento de la presión de reservorio, por lo que se constató que el pozo únicamente inyectaba a la arenisca BT. Todo esto fue ingresado (Figura 41) correspondiendo a las fechas en las cuales se presentaron los diferentes eventos. Así, esquemáticamente el modelo de inyección queda planteado como se presenta en la Figura 42.

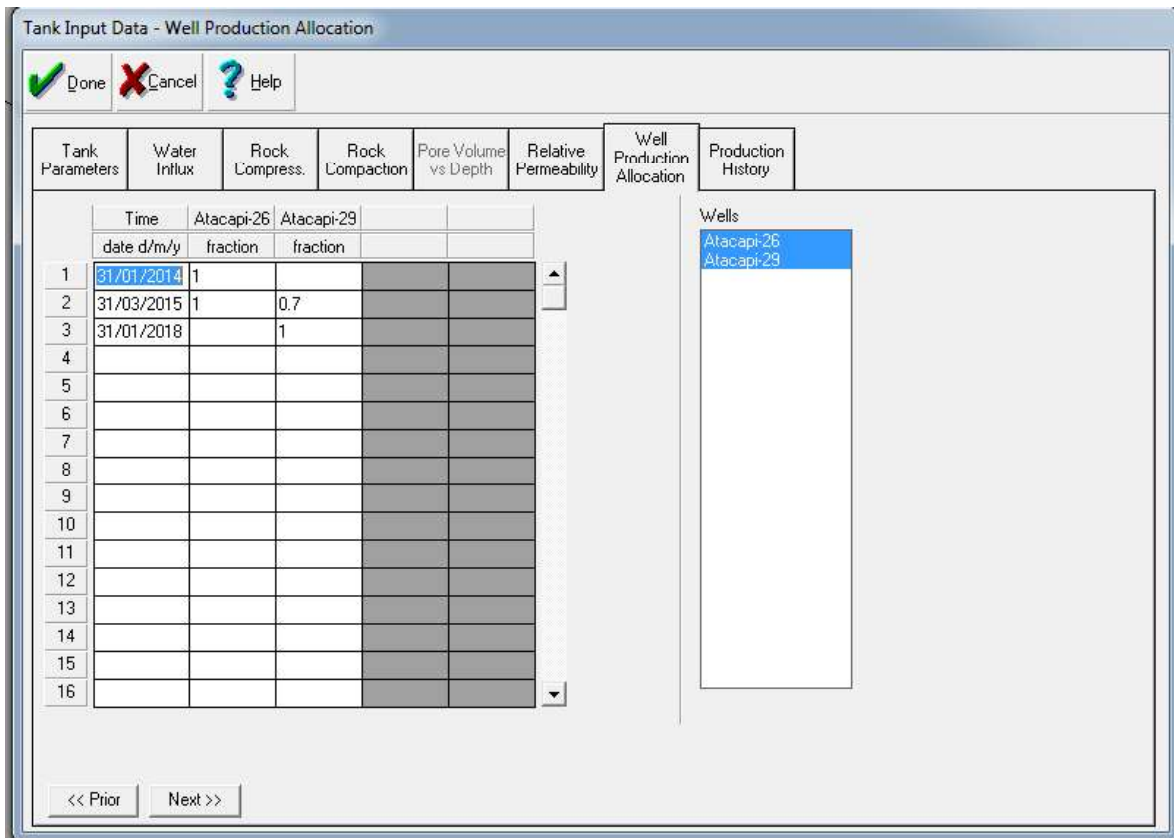


Figura 41: Alocaciones de los pozos con sus fechas respectivas.

Elaborado por: Mora, 2019.

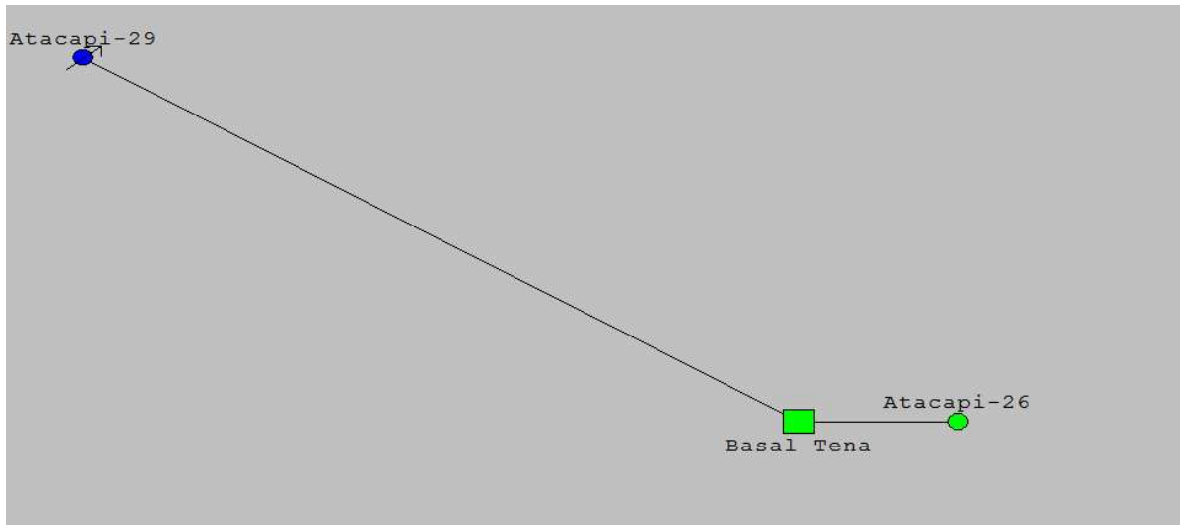


Figura 42: Representación esquemática de la malla de inyección.

Elaborado por: Mora, 2019.

3.5.4 Análisis unidimensional

Como se mencionó en párrafos anteriores, con la teoría de Buckley y Leverett se puede realizar una predicción del comportamiento del desplazamiento de dos fluidos inmiscibles en una misma dirección; para esto fue necesario definir las curvas de permeabilidad relativa (Craft & Hawkins, 1991). Para el caso de Basal Tena no se cuenta con estudios de núcleos que permitan obtener los valores de permeabilidad relativa, no obstante, se consideraron los datos de la Tabla 16, obtenidos de núcleos de Basal Tena de una zona cercana, como valores iniciales para las curvas de permeabilidad relativa que se representan en la Figura 43.

Tabla 16: Datos de permeabilidades y saturaciones de núcleos cercanos.

Formación	S_{wirr} (frac)	S_{or} (frac)	$(k_{ro})_{Swirr}$ (frac)	$(k_{rw})_{Sor}$ (frac)
Basal Tena	0.1	0.17	1	0.25

Fuente: (BIPE, 2018).

Elaborado por: Mora, 2019.

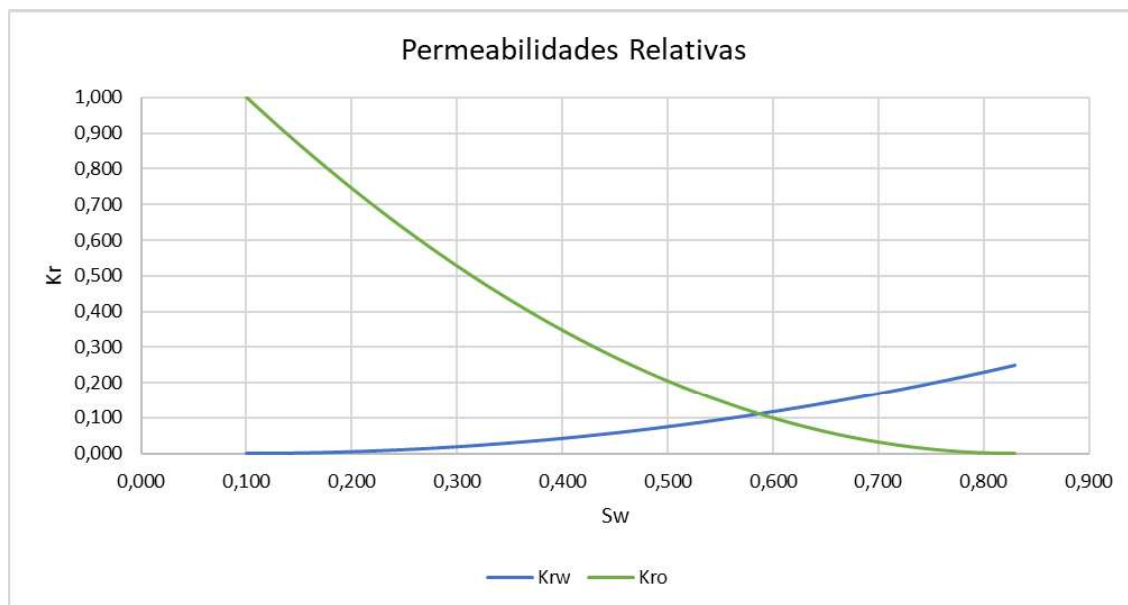


Figura 43: Curvas de permeabilidades relativas.

Elaborado por: Mora, 2019.

Mediante las correlaciones de Corey y los datos utilizados anteriormente, se realizó una nueva estimación de permeabilidades relativas, exponentes y *end points* para el estudio como se puede observar en la Figura 44.

3.5.5 Ajuste histórico

Para poder continuar con el modelo fue necesario realizar un ajuste del POES en función del histórico que fue ingresado, para lo cual se generaron tres diferentes análisis en los cuales se realizaron regresiones y se obtuvo el valor más ajustado, teniendo así:

- **Diagrama de energía:** Mediante este gráfico se analizó los mecanismos de producción presentes en historia productiva del campo. Como se puede observar en la Figura 45, existe de manera mayoritaria una expansión de roca y en una pequeña proporción la expansión de fluidos, sin embargo, cuando se empezó la inyección (2015) se puede ver reflejado este soporte de energía en el reservorio.

Tank Input Data - Relative Permeabilities

Done Cancel Help Plot Copy Calc

Tank Parameters Water Influx Rock Compress. Rock Compaction Pore Volume vs Depth **Relative Permeability** Well Production Allocation Production History

Rel Perm. from: Corey Functions Water Sweep Eff. 100 percent
 Hysteresis: No Gas Sweep Eff. 100 percent
 Modified: No

	Residual Saturation	End Point	Exponent
	fraction	fraction	
K _{rw}	0.1	0.782114	2.83213
K _{ro}	0.19	0.0105766	0.01002
K _{rg}	n	n	n

Normalise End Points

WARNING : Enter saturations relative to total system

<< Prior Next >>

Figura 44: Nuevos exponentes y permeabilidades relativas.

Elaborado por: Mora, 2019.

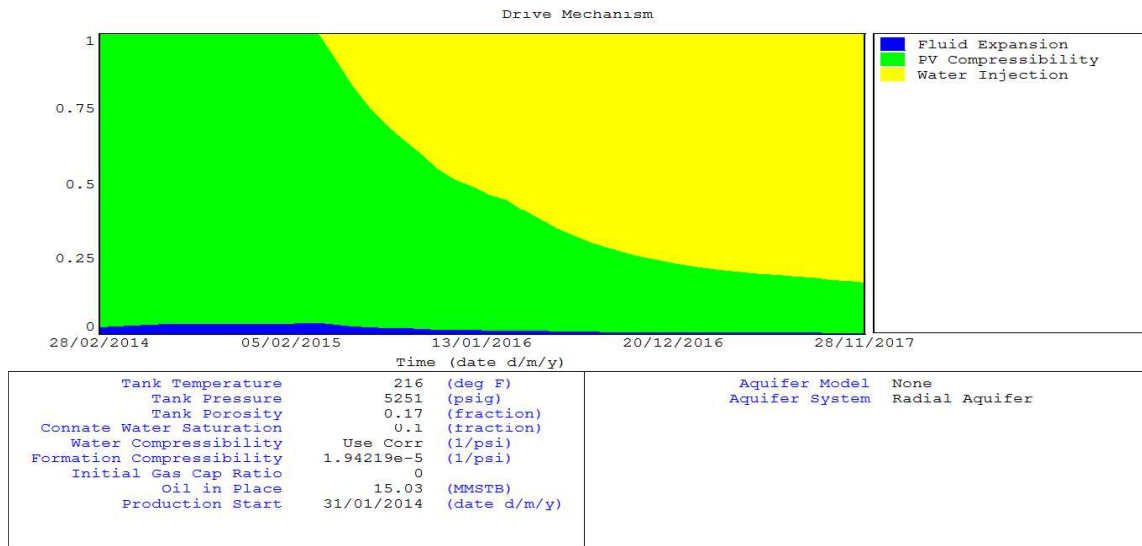


Figura 45: Diagrama de energía Basal Tena.

Elaborado por: Mora, 2019.

- **Método gráfico:** En este método se utiliza la ecuación de balance materiales, donde matemáticamente se relaciona los mecanismos de producción con la extracción de fluido, para lo cual se emplea la Ecuación 21.

$$F = N \cdot E_t + W_e$$

Ecuación 21: Ecuación de balance de materiales, método de Campbell.

Fuente: (Paris, 2001).

Donde:

F = Volumen de fluidos a nivel de reservorio, en RBls.

N = Volumen de fluido producido en bls

E_t = Expansión de roca y fluido, en bls.

W_e = Inyección de agua, en bls.

En la Figura 46 se graficó $(F - W_e) vs E_t$, obteniendo así N que es representada por la pendiente de la curva.

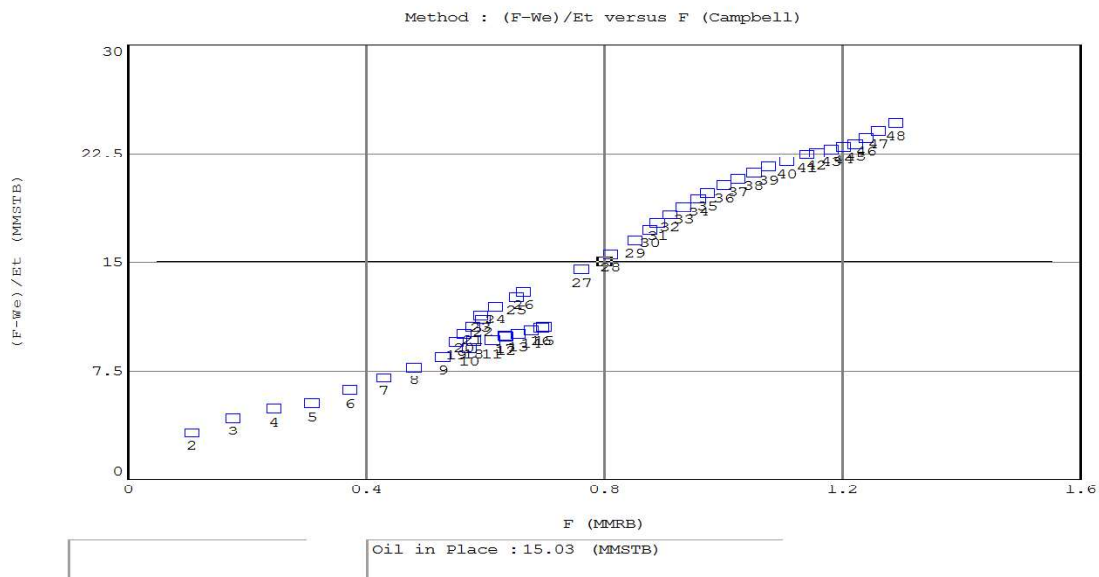


Figura 46: Ajuste del POES mediante método gráfico.

Elaborado por: Mora, 2019.

- **Método analítico:** Este método utilizó una regresión no lineal para estimar los parámetros no conocidos. En función de la presión del reservorio calculó la tasa de

producción de fluido primario, y la tasa de inyección y producción de fluidos secundarios en base al histórico de producción previamente cargado. En la Figura 47 se presenta la producción de petróleo calculada en función de la presión del reservorio.

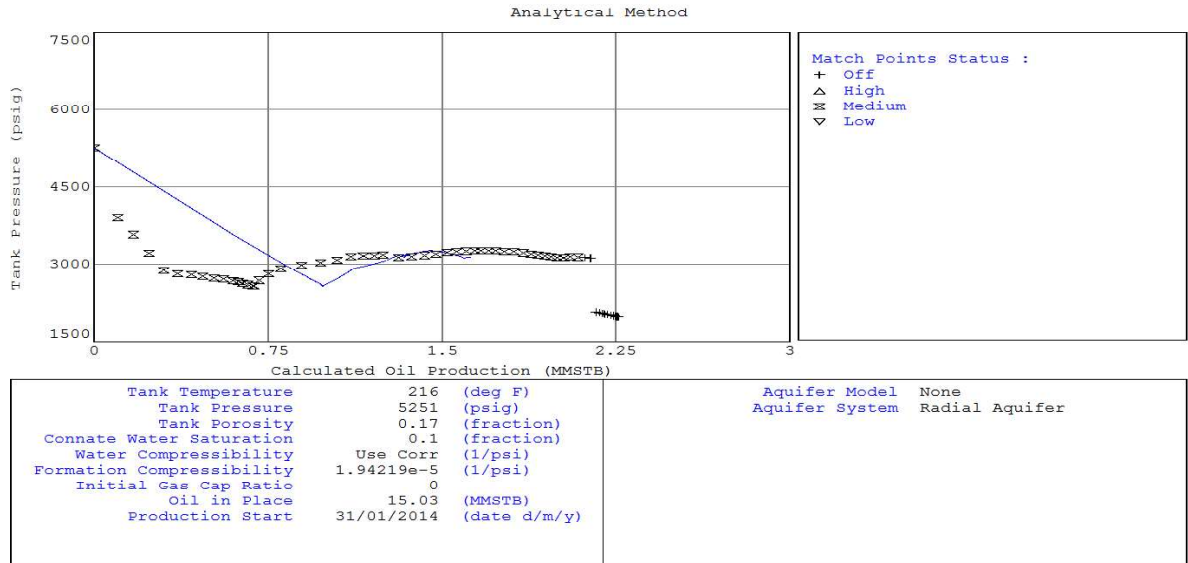


Figura 47: Ajuste POES mediante método analítico.

Elaborado por: Mora, 2019.

Como se ha mencionado, para el desarrollo del modelo fue necesario cargar al programa los datos históricos de inyección y producción existentes, aunque al trabajar con todos los datos no se obtuvo un correcto ajuste en el diagrama de energía ya que no representaba la realidad del reservorio, y además el método analítico presentó una inversión en la curva, demostrando errores en los datos ingresados.

Por esta razón, se revisó los datos previamente cargados y se decidió no considerar los datos de producción e inyección a partir de diciembre del 2017, tomando en cuenta la irregularidad con la cual se inyectó durante el 2018. Así, en la Figura 48 se presenta la comparación de la producción histórica con la producción obtenida del simulador, comprobando así el correcto ajuste histórico del campo. Con este resultado y a través del balance de materiales, se calculó el volumen de POES que se utilizó en las siguientes etapas de la simulación. En la Tabla 17 se presenta el valor del POES y el factor de recobro ajustado a las nuevas condiciones de petróleo recuperado.

Tabla 17: Factor de recobro ajustado.

POES (MMbbls)	Producción Acumulada (MMbbls)	FR %
15.03	2.09	13.9

Elaborado por: Mora, 2019.

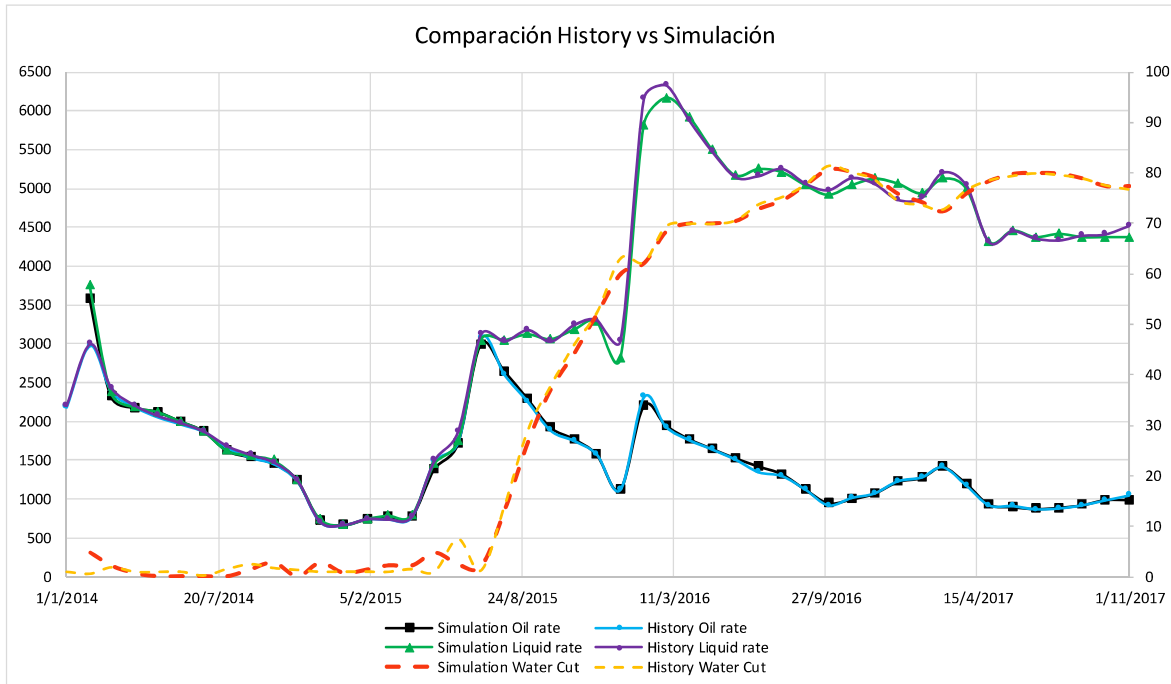


Figura 48: Ajuste de producción histórica con el simulador.

Elaborado por: Mora, 2019.

3.5.6 Flujo fraccional

Con estos nuevos valores obtenidos, se procedió a generar la curva de flujo fraccional que mediante regresiones propias de *MBAL* se ajustó la mayor cantidad de puntos a la curva, obteniendo así la Figura 49, que sirvió de base para continuar con el modelamiento. Además, en la Tabla 18 se presentan los nuevos valores de *end points* y exponentes correspondientes a Basal Tena, comprobando así la validez del ajuste realizado previamente con la correlación de Corey para permeabilidades relativas.

Tabla 18: Exponentes y *end points* correspondientes a Basal Tena Atacapi.

Formación	S_{wirr} (frac)	S_{or} (frac)	$(k_{ro})_{Swirr}$ (frac)	$(k_{rw})_{Sor}$ (frac)	Exponente del petróleo	Exponente del agua
Basal Tena	0.1	0.19	0.01057	0.7821	0.01002	2.832

Elaborado por: Mora, 2019.

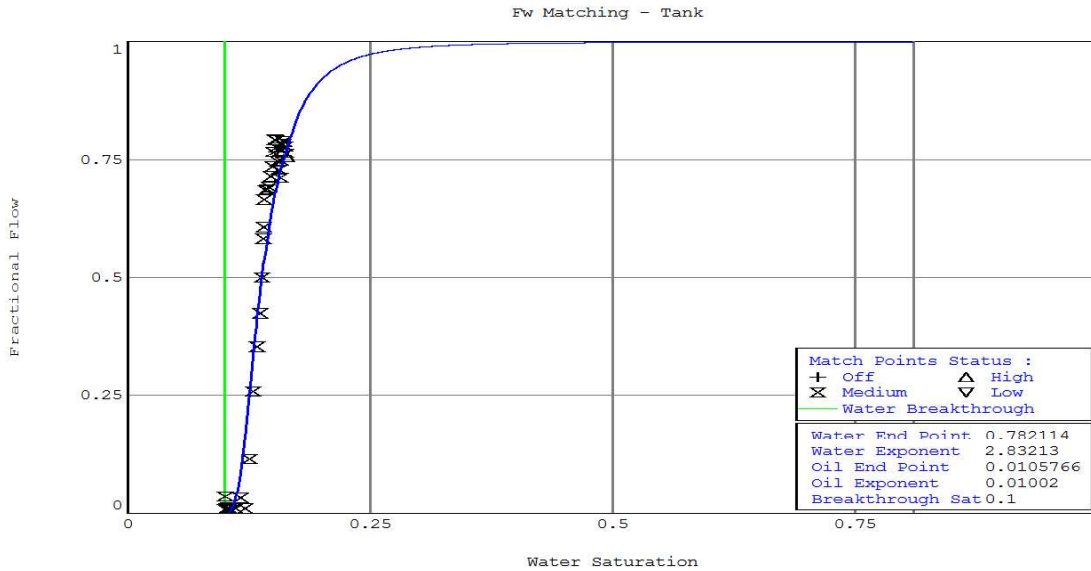


Figura 49: Curva de flujo fraccional Basal Tena.

Elaborado por: Mora, 2019.

Con el objetivo de obtener más información de la curva de flujo fraccional, se la representó nuevamente en la Figura 50, así en este caso evaluado se tiene:

- La saturación del agua en el pozo productor al momento de la ruptura es de 0.12 (punto de tangencia).
- La eficiencia de desplazamiento en el breakthrough es de apenas 2.22%, es decir que la mayor parte de la eficiencia de barrido ocurre después de la ruptura.
- La saturación media de agua entre el pozo inyector y el frente de desplazamiento es de 0.15, es decir que en la zona inundada aún quedan reservas de petróleo remanente.

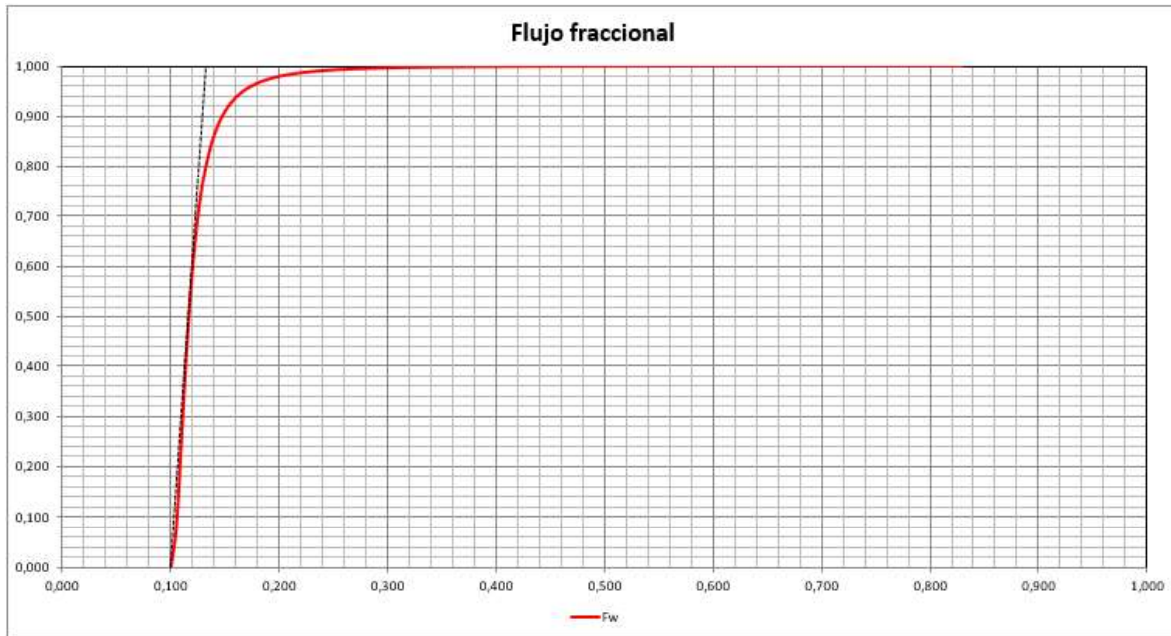


Figura 50: Representación flujo fraccional Basal Tena

Elaborado por: Mora, 2019.

3.6 Predicciones

En esta sección se eligió que la predicción sea en función del histórico de producción que fue ajustado previamente, además se consideró algunas condiciones como son la inyección de agua, reciclaje y producción de agua y llenado de poros vacíos por agua como se puede observar en la Figura 51; adicionalmente se utilizó el modelo de flujo fraccional previamente ajustado y la predicción se la realizará hasta febrero del 2030.

Primero se generó un caso base que fue tomado como inicial únicamente en función del histórico de producción, y a partir de esto se desarrollaron diferentes escenarios para una posible futura optimización.

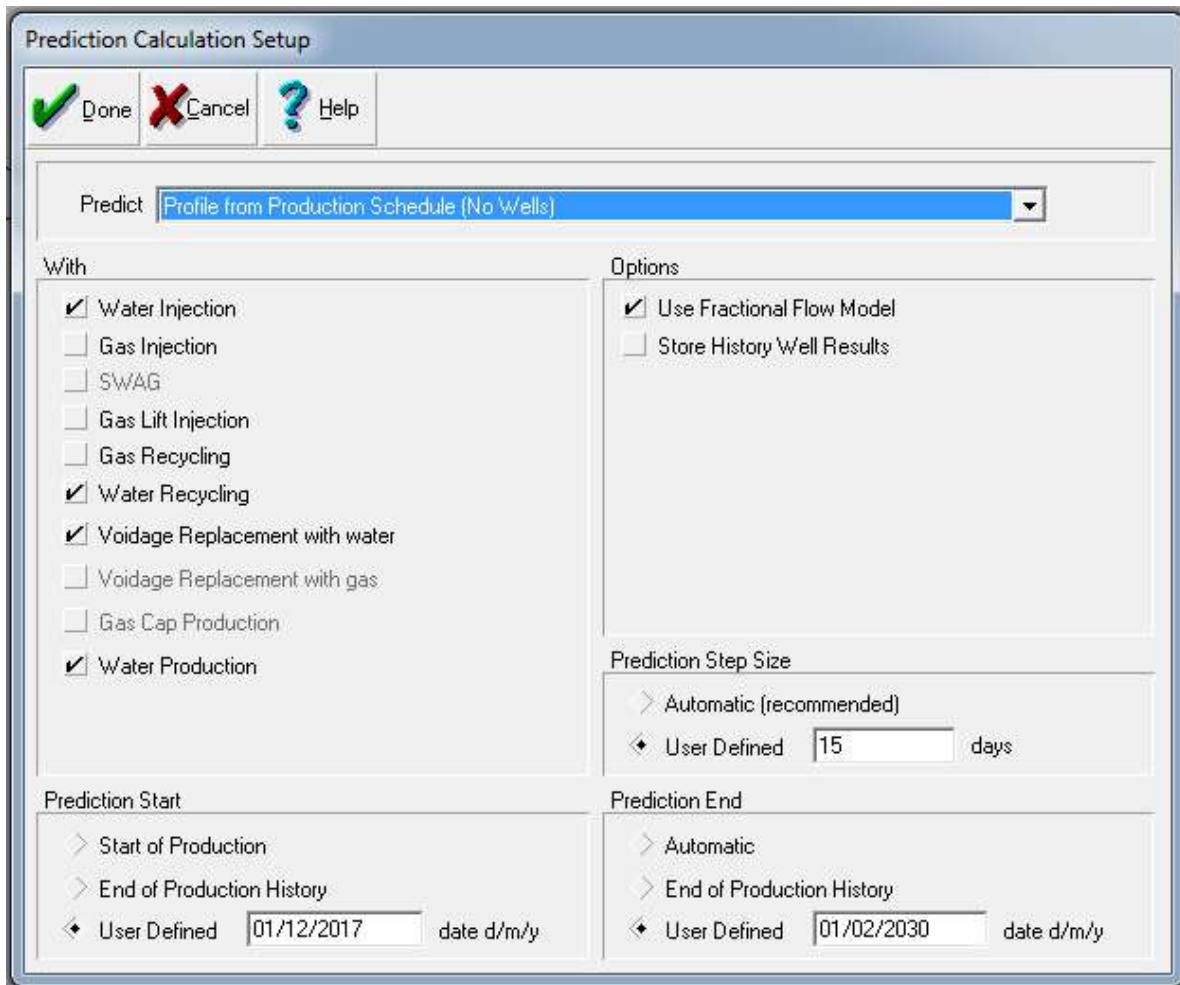


Figura 51: Configuración de las predicciones.

Elaborado por: Mora, 2019.

3.6.1 Caso Base

A este caso también se lo llama continuidad de operaciones o *do nothing*, es decir que no se realizó ningún cambio en el pozo inyector ni en el productor, así la inyección se mantuvo alrededor de 3800 baipd, mientras que la producción continuó con 4000 bfpd y 900 bppd, y declina de manera natural. Así, el pronóstico se presenta en la Figura 52 y Figura 53.

En base a los resultados se tiene:

- La producción de fluidos tiende a ser constante debido a que la inyección de agua es estable, mientras que el corte de agua incrementa hasta llegar al 95% teniendo así una producción de 153 bppd.

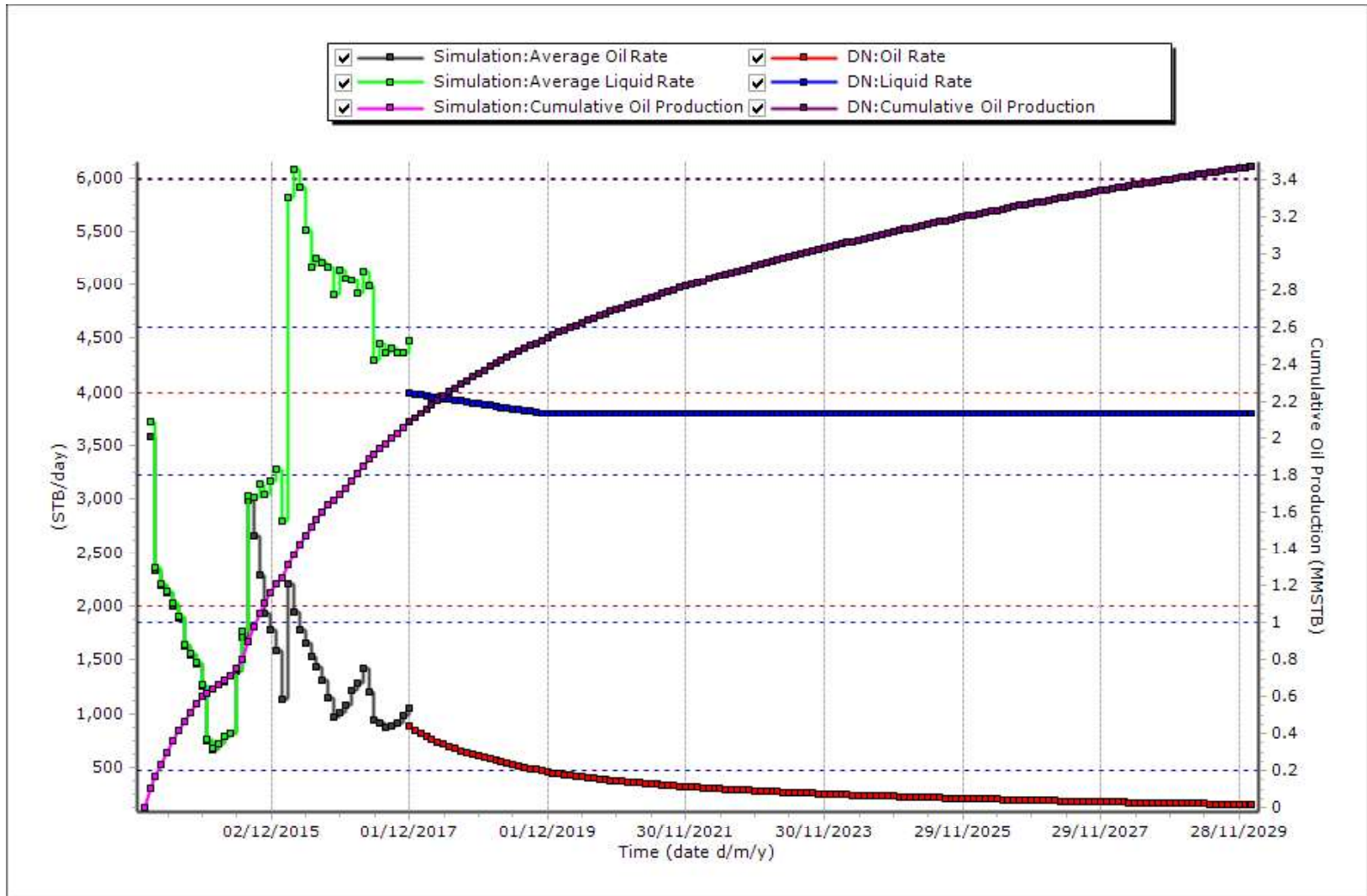


Figura 52: Pronóstico de producción caso base.

Elaborado por: Mora, 2019.

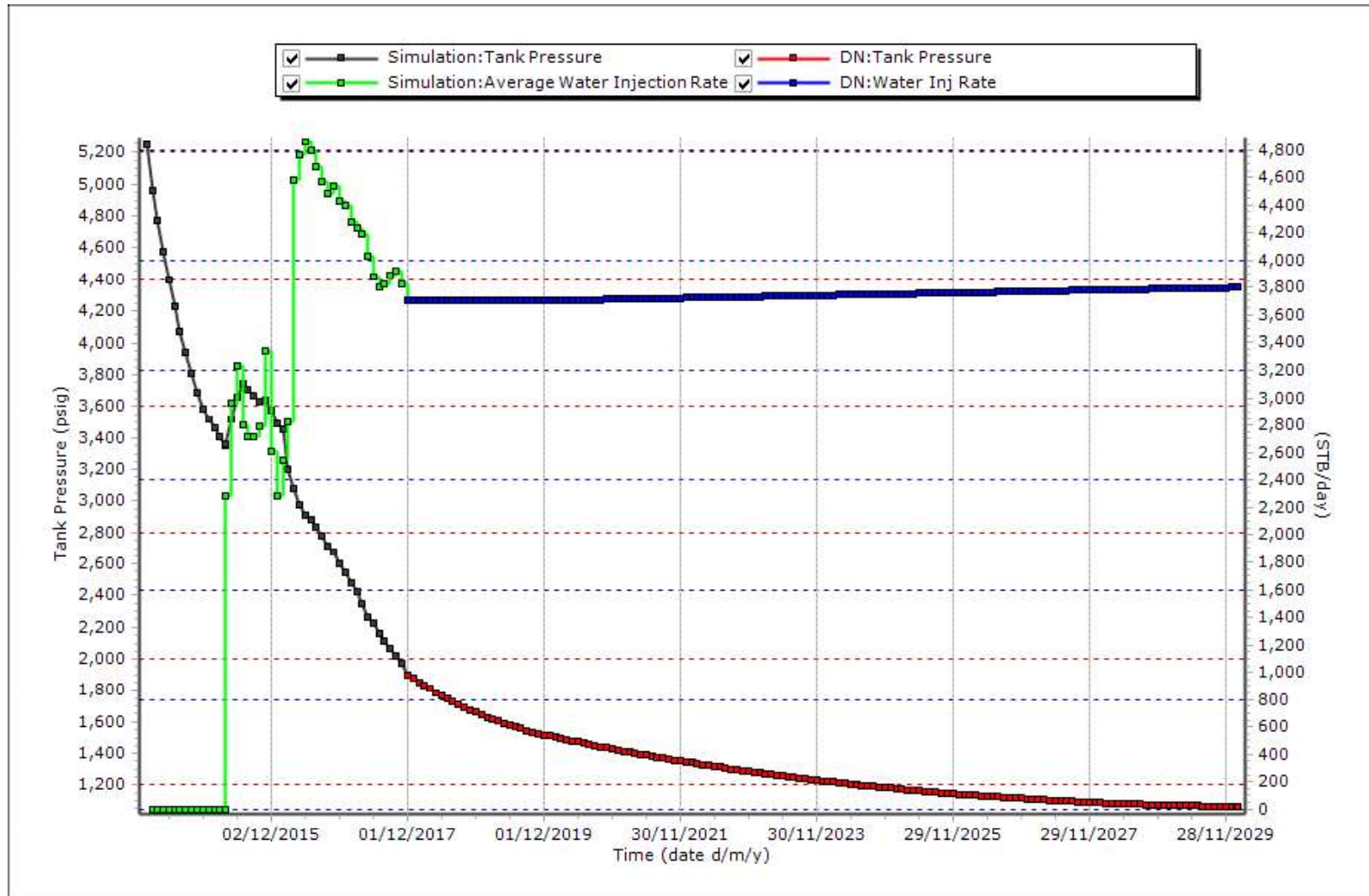


Figura 53: Pronóstico de inyección y declinación de presión caso base.

Elaborado por: Mora, 2019.

- La inyección de agua contribuye a mantener la presión, si bien es cierto que no se recupera los altos valores de presión del inicio de la producción, se evita que la depleción se dé abruptamente, ya que para el final de la predicción la presión llega a 1063 psi.
- Con estas condiciones, el acumulado de petróleo es de 3.45 MMbbls, alcanzando así el factor de recobro detallado en la Tabla 19.

Tabla 19: Factor de recobro caso base.

POES (MMbbls)	Producción Acumulada (MMbbls)	FR %
15.03	3.45	22.9

Elaborado por: Mora, 2019.

A pesar de haber llegado a la ruptura en el proyecto de inyección, aún se puede continuar con la extracción de petróleo, no obstante, el reservorio continuará con la depleción. Es por esta razón que las posibilidades de optimización tal y como se encuentra el arreglo se ven reducidas, así para poder incrementar el factor de recobro será necesario considerar la posible futura implementación de nuevos pozos inyectoros o productores.

En este contexto se analizan diferentes casos para determinar el mejor escenario para la optimización de la producción.

3.6.2 Caso uno (pérdida de inyección)

En este caso se trata de ajustar el modelo con las pérdidas de inyección que ha tenido el Atacapi-29, por lo cual se ha visto afectado la producción del pozo Atacapi-26D, es decir que para este caso no se varió el número de pozos, presentando los resultados en las Figura 54 y Figura 55.

Como resultado de las predicciones se tiene:

- La pérdida de inyección es evidenciable ya que la tasa de inyección pasa de 3704 bai pd hasta 300 bai pd en un año, manteniéndose este valor como constante hasta el 2030.

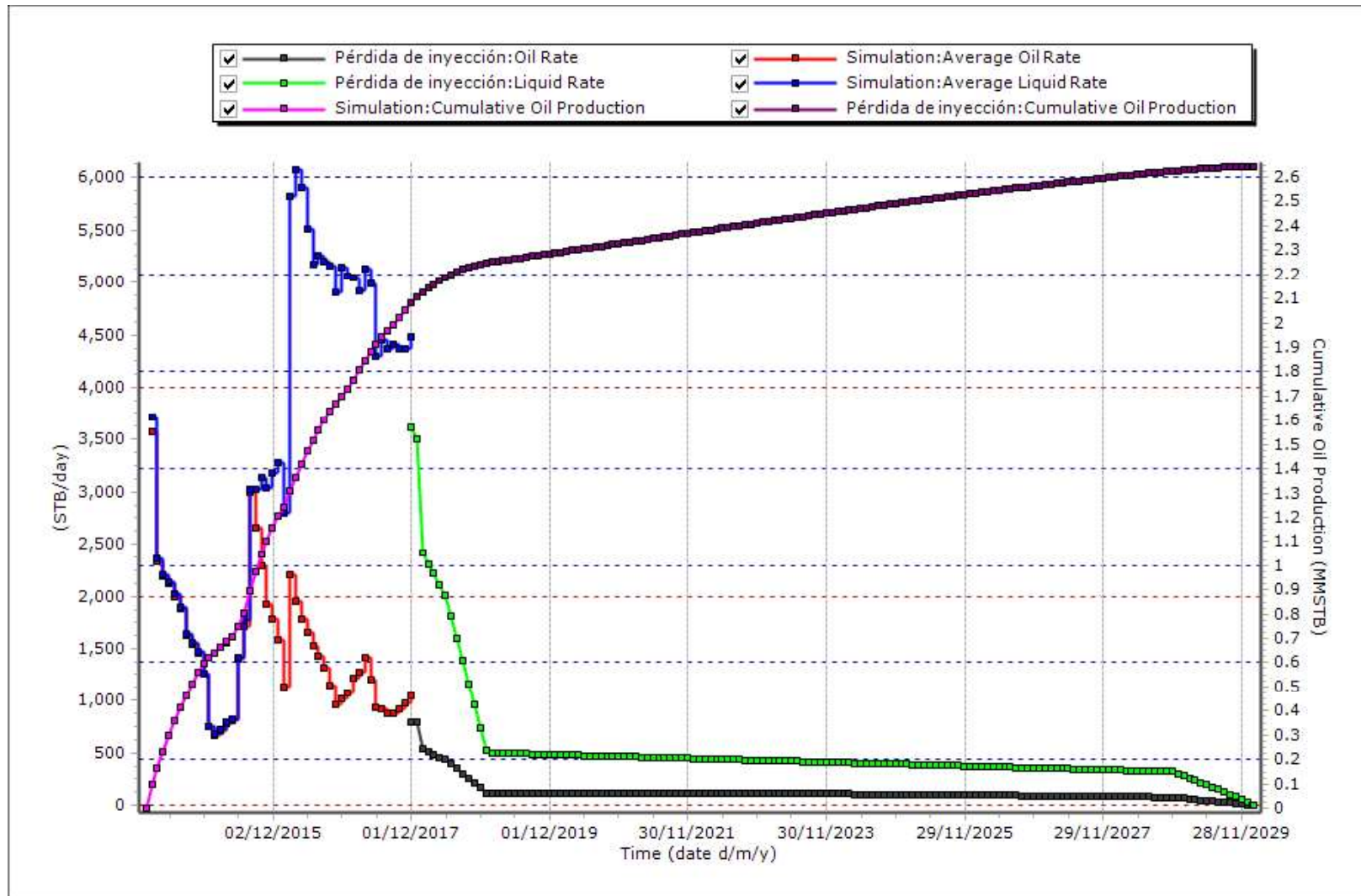


Figura 54: Pronóstico de producción con pérdida de inyección.

Elaborado por: Mora, 2019.

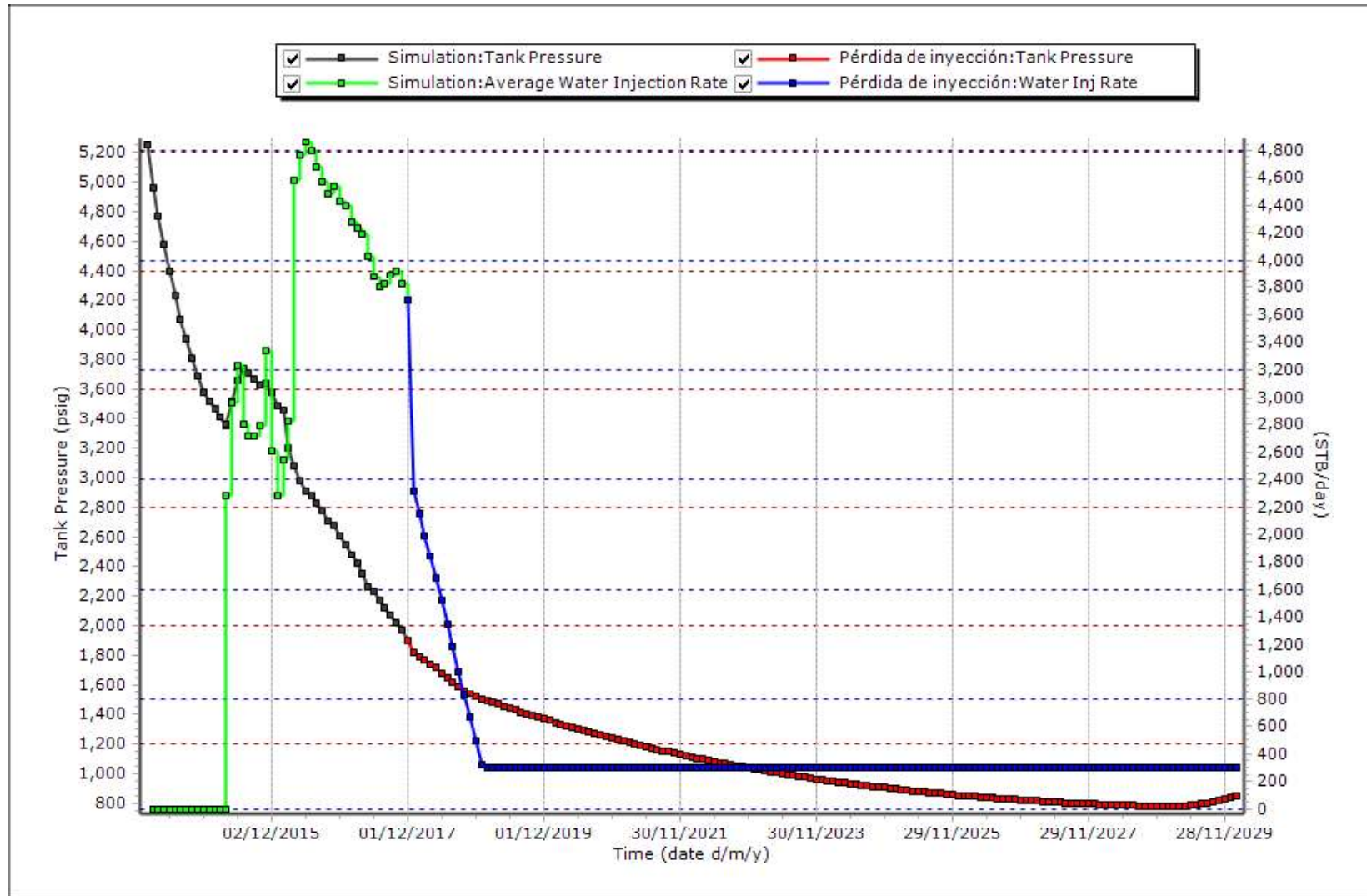


Figura 55: Comportamiento de la presión con pérdida de inyección.

Elaborado por: Mora, 2019.

- A medida que la inyección va declinando la producción de fluidos cae de 3625 bfpd a un valor casi constante de 340 bfpd, con un corte de agua de 50.3%, por lo que la producción de petróleo llega a 171 bppd.
- Como existe pérdida de la inyección, no se logra mantener la presión por lo que esta continúa con su declinación llegando a 844 psi.
- Considerando la pérdida de inyección que presenta el pozo Atacapi-29, el acumulado de petróleo del pozo Atacapi-26D es de 2.6 MMbbls de donde se obtiene el factor de recobro detallado en la Tabla 20.

Tabla 20: Factor de recobro con pérdida de inyección.

POES (MMbbls)	Producción Acumulada (MMbbls)	FR %
15.03	2.6	17.3

Elaborado por: Mora, 2019.

3.6.3 Caso dos

Para este escenario se considera que al modelo existente se añadió un pozo inyector y un productor, como se observa en la Figura 61, obteniendo las predicciones de las Figura 56 y Figura 57.

En función de la producción se tiene:

- Como se añadió otro pozo inyector, el agua inyectada llegará hasta un pico máximo de 6980 baipd, es decir que el nuevo pozo inyector tiene una rata promedio de 3000 baipd.
- La producción de fluidos aumenta con el nuevo pozo productor, así se llega a producir 6800 bfpd, con un corte de agua que alcanza el 92% teniendo una producción de 540 bppd.
- Se observa que gracias a la inyección de agua la presión tiende a mantenerse, es decir que la declinación no es tan pronunciada en los primeros años de la inyección con dos pozos, sin embargo, como respuesta natural del reservorio, cuando la inyección cae la presión también lo hace hasta llegar a 510 psi.
- Con estas condiciones, la acumulada de petróleo es de 4.46 MMbbls, con un factor de recobro de 29.7% como se detalla en la Tabla 21.

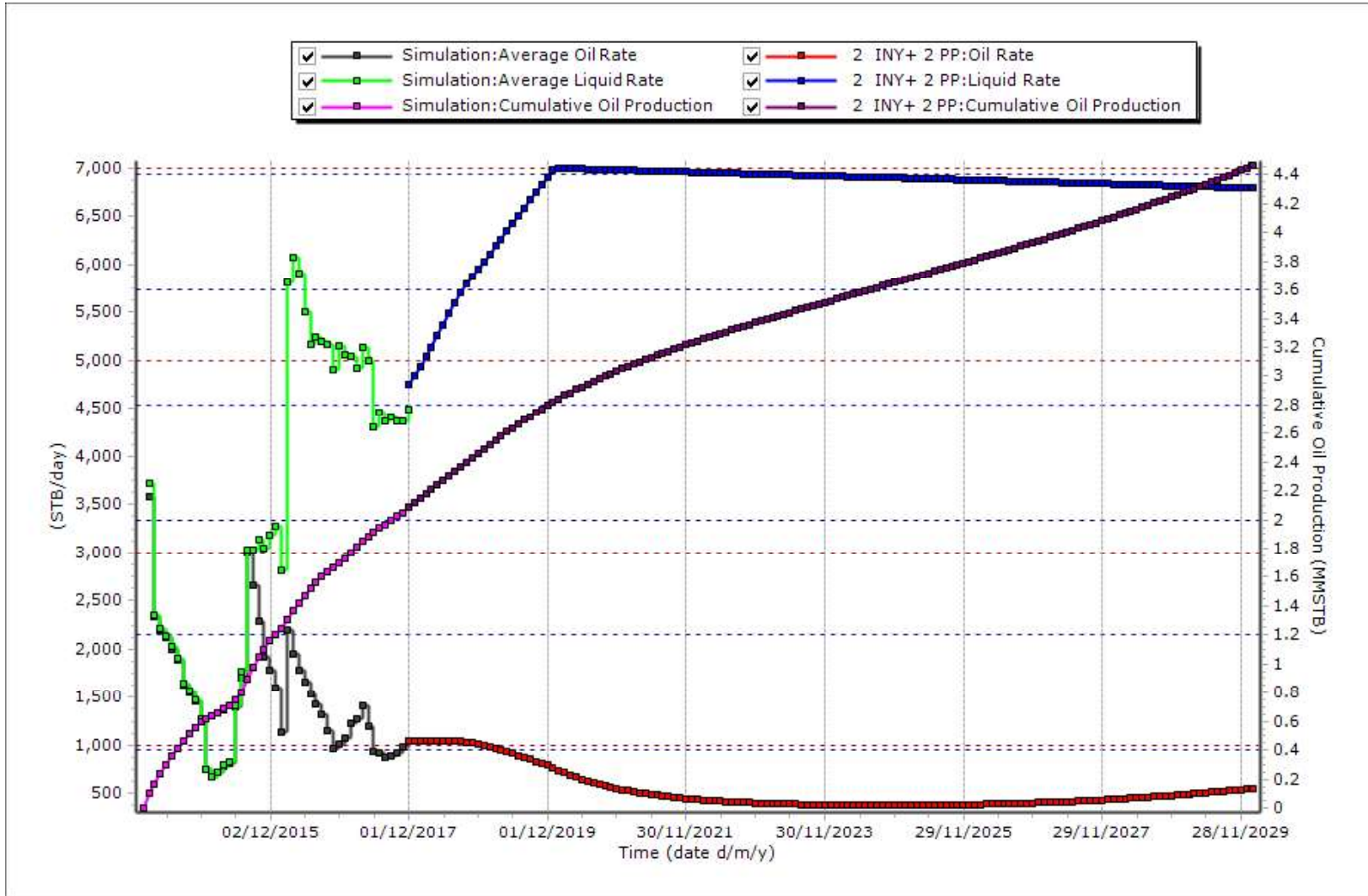


Figura 56: Pronóstico de producción caso dos.

Elaborado por: Mora, 2019.

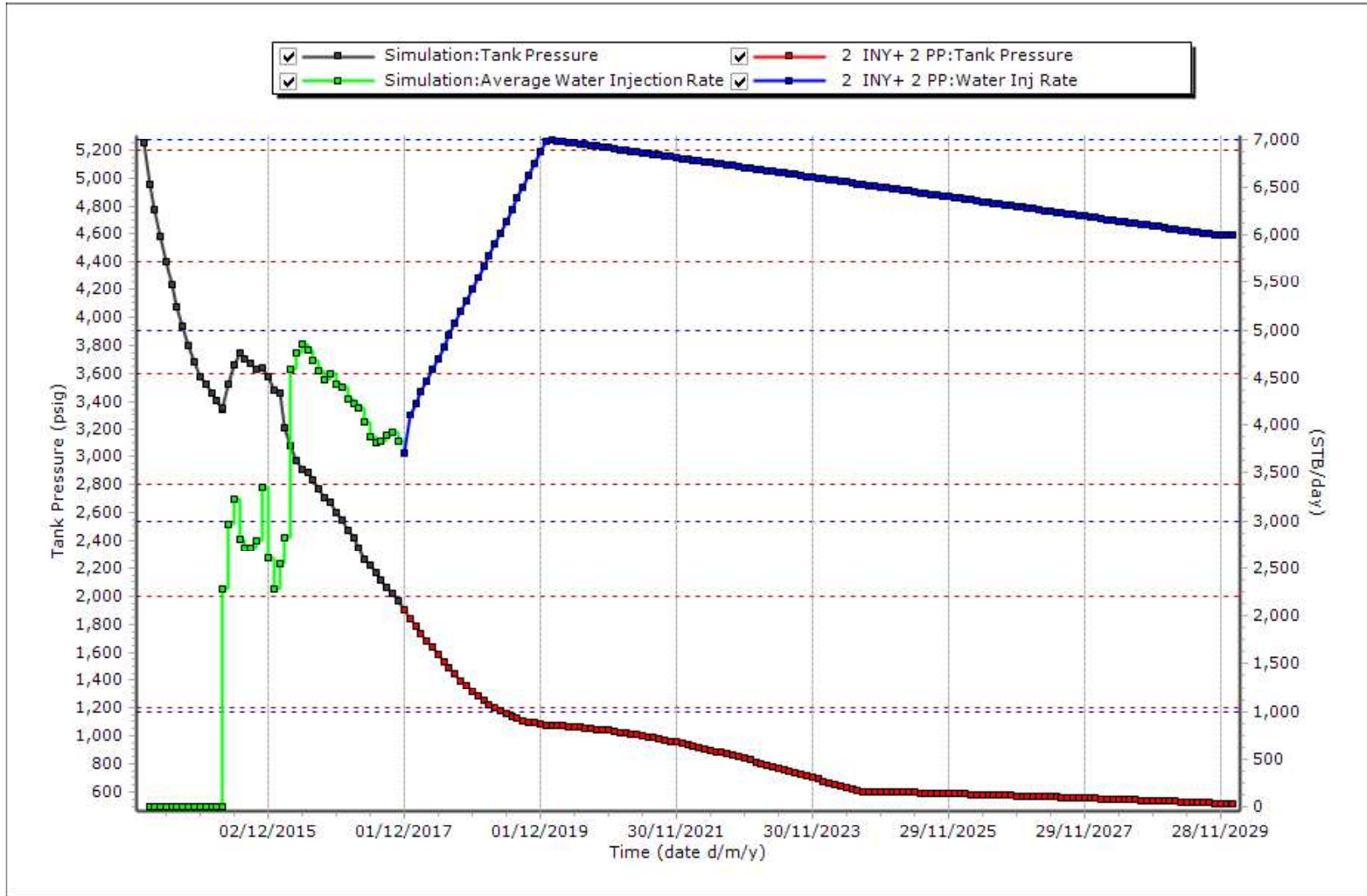


Figura 57: Predicción de la inyección y presión de yacimiento caso dos.

Elaborado por: Mora, 2019.

Tabla 21: Factor de recobro caso dos.

POES (MMbbls)	Producción Acumulada (MMbbls)	FR %
15.03	4.46	29.7

Elaborado por: Mora, 2019.

3.6.4 Caso tres

Se decidió que para este caso se añadirá un pozo inyector y dos pozos productores adicionales al modelo existente (Figura 61), es decir el modelo en total estuvo formado por dos pozos inyectores y tres pozos productores, de los cuales se obtienen las predicciones de las Figura 58 y Figura 59.

Con los resultados se tiene:

- Con los pozos añadidos, la inyección incrementó 1400 baipd y llega a su pico cercano a los 7000 baipd, el cual se mantiene aproximadamente por tres años, pero a partir de este tiempo la inyección declina hasta alcanzar los 6000 baipd.
- La producción de fluidos entre los tres pozos incrementará hasta un valor máximo que alcanzará los 8000 bfpd, no obstante, esta producción declinará llegando a 6800 bfpd. A pesar de esto, la producción de petróleo tiene un comportamiento inestable, ya que, aunque la inyección aumente, la tasa de petróleo disminuirá hasta 500 bppd en los primeros años de la modificación del arreglo de secundaria, para posteriormente llegar hasta 780 bppd, es decir que en el tiempo de la predicción únicamente se alcanzará el 88.5 % de corte de agua.
- La inyección de agua ayuda a que la declinación de presión sea un poco más leve que la esperada, aunque en el tiempo que la inyección se mantiene constante la presión continúa declinando, así la presión llegará a 435 psi.
- Dado a que la producción de petróleo incrementa, el acumulado de este caso es de 5.57 MMbbls mientras que el factor de recobro es de 37.1% (Tabla 22).

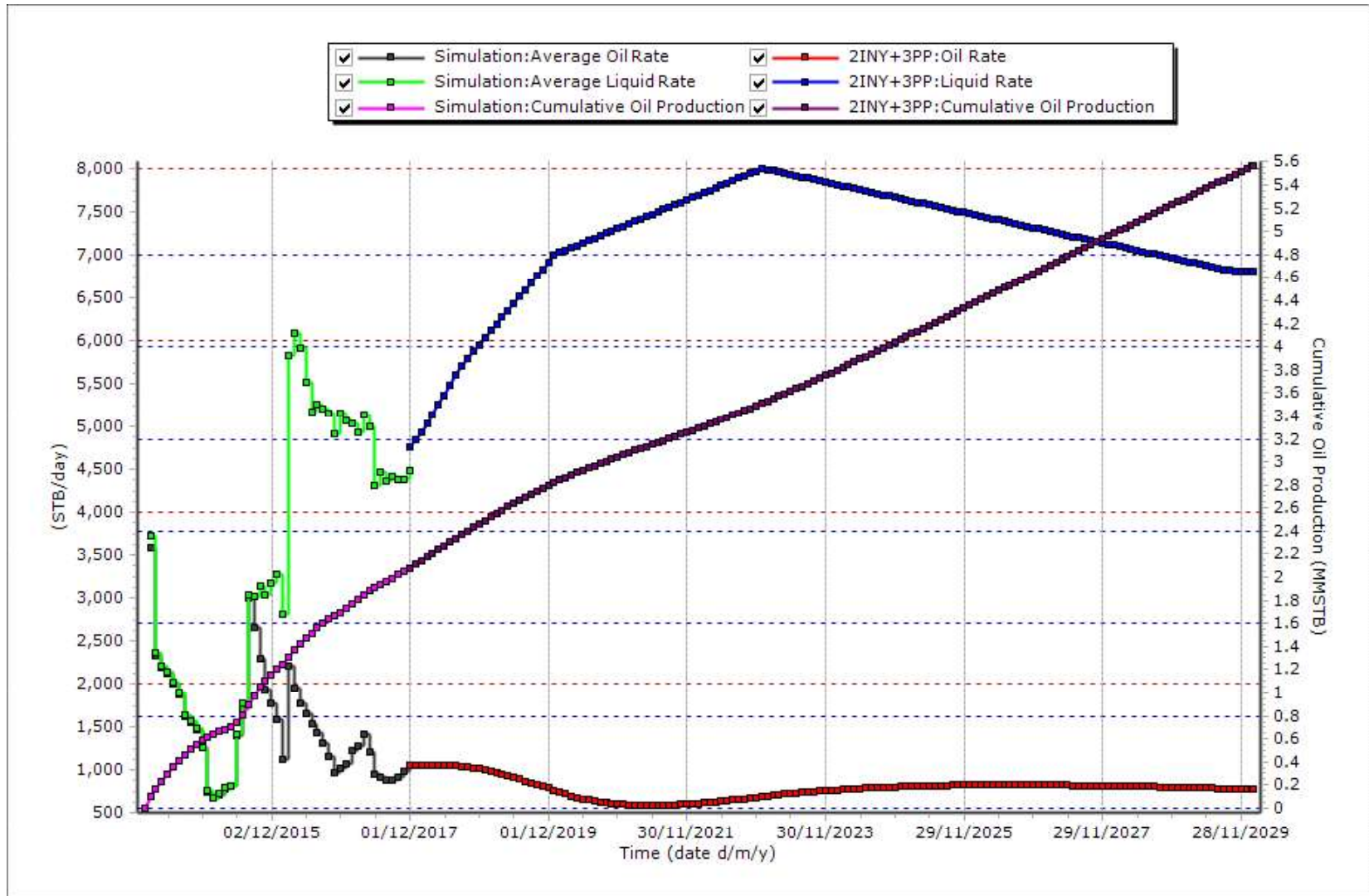


Figura 58: Predicciones de producción dos pozos inyector y tres productores.

Elaborado por: Mora, 2019.

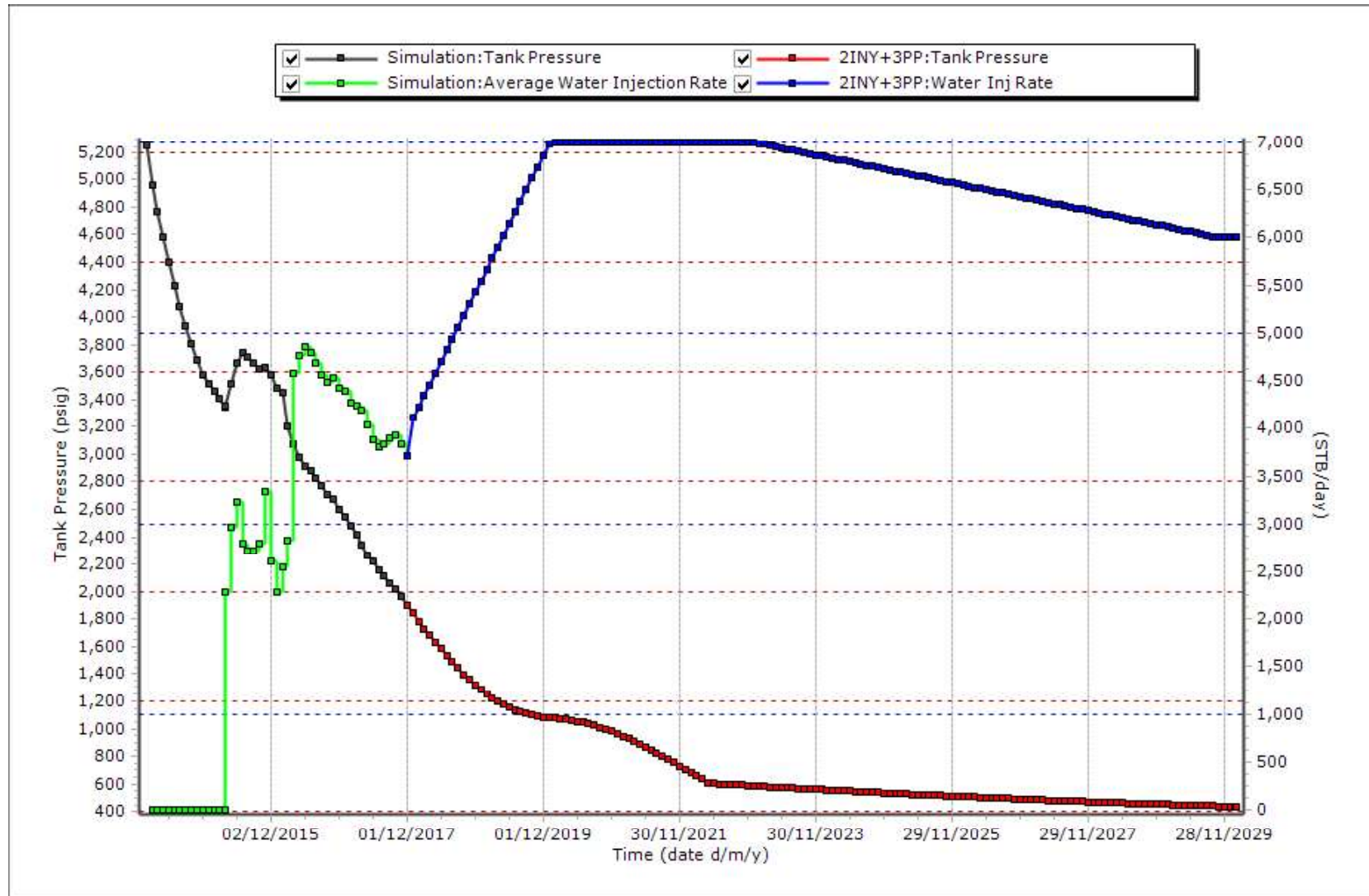


Figura 59: Comportamiento de la inyección y presión con dos pozos inyectoros y tres productores.

Elaborado por: Mora, 2019.

Tabla 22: Factor de recobro caso tres.

POES (MMbbls)	Producción Acumulada (MMbbls)	FR %
15.03	5.57	37.1

Elaborado por: Mora, 2019.

Con las simulaciones realizadas se pueden realizar gráficos comparativos mediante los cuales se puede determinar cuál es el mejor caso para lograr una optimización de la malla de recuperación secundaria. En la Figura 60 se puede observar que el caso de dos pozos inyectoros y tres productores (caso tres) acumulará mayor cantidad de petróleo. Es importante aclarar que antes de la inyección el acumulado era de 0.8 MMbbls, por lo que en la Tabla 23 se determina el factor de recobro incremental en cada escenario por recuperación secundaria.

Tabla 23: Comparación incremental factor de recobro.

Caso	FR ajustado con histórico de producción (%)	FR por primaria (%)	FR 2030 (%)	FR incremental RS (%)
Caso Base	13.9	5.32	22.9	17.58
C1	13.9	5.32	17.3	11.98
C2	13.9	5.32	29.7	24.38
C3	13.9	5.32	37.1	31.78

Elaborado por: Mora, 2019.

Uno de los objetivos de la recuperación secundaria además de incrementar la recuperación de petróleo, es el mantenimiento de la presión en el reservorio, por lo que en la Figura 62 se observa que con el caso base se mantendría la presión más elevada, no obstante, para poder conservar esas condiciones sería necesario que en el reservorio se mantenga la inyección y producción constante, por lo que a este caso se le podría considerar como ideal.

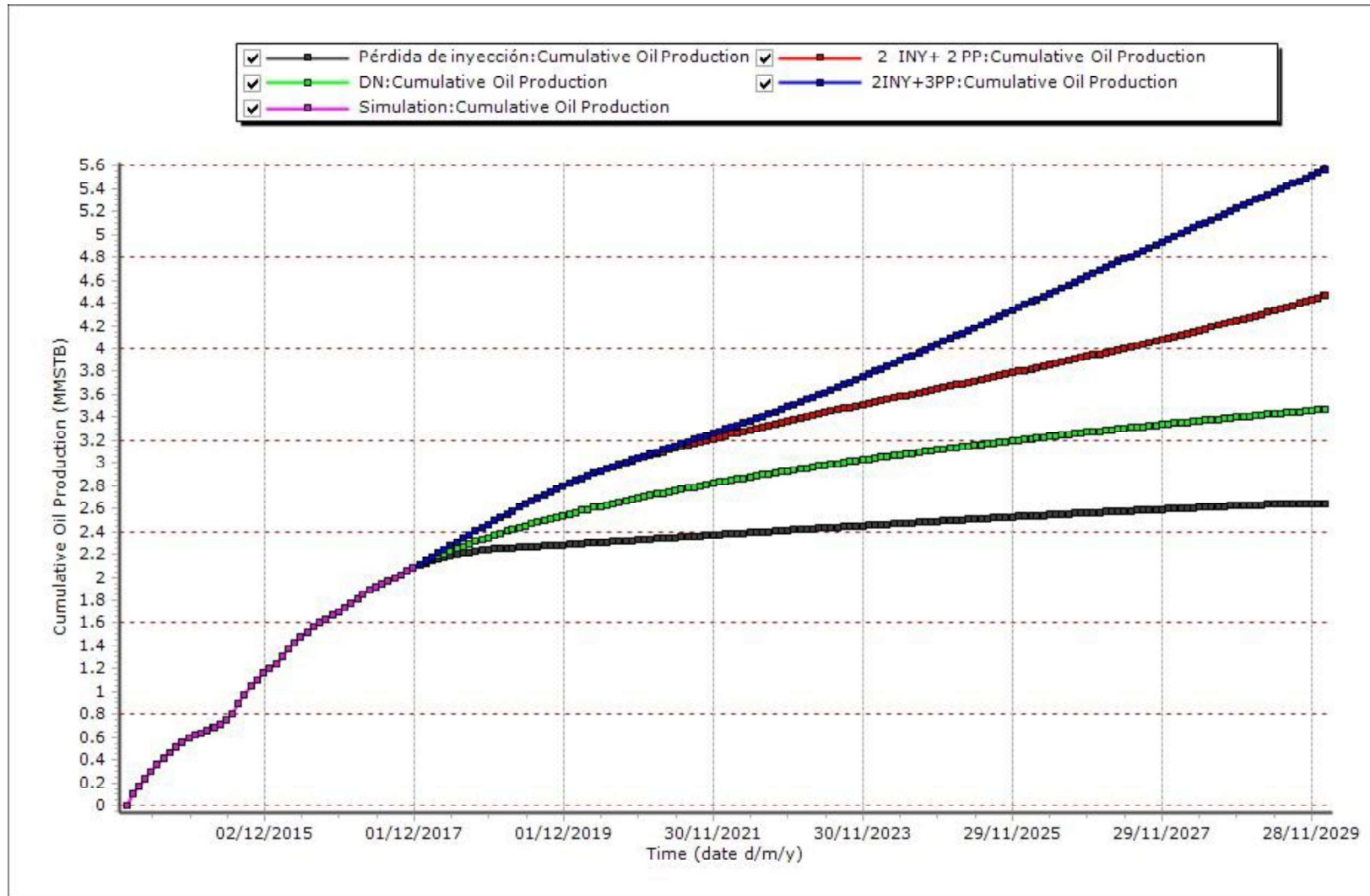


Figura 60: Comparativa de acumulada de producción.

Elaborado por: Mora, 2019.

En el caso de dos pozos inyectoros y tres productores se observa que la presión en el 2030 es la menor, sin embargo, esta declinación es natural debido a que se tiene mayor número de pozos productores que inyectoros, es decir que debido a la mayor tasa de producción que se tendrá se produce la declinación de la presión. Así considerando este caso, el área de la zona de influencia que se tendrá con este arreglo de secundaria se presenta en la Figura 61.

En las Figura 63, Figura 64 y Figura 65 se presenta la respuesta de la inyección de agua, producción de petróleo y producción de líquido respectivamente como comparación de los diferentes escenarios planteados.

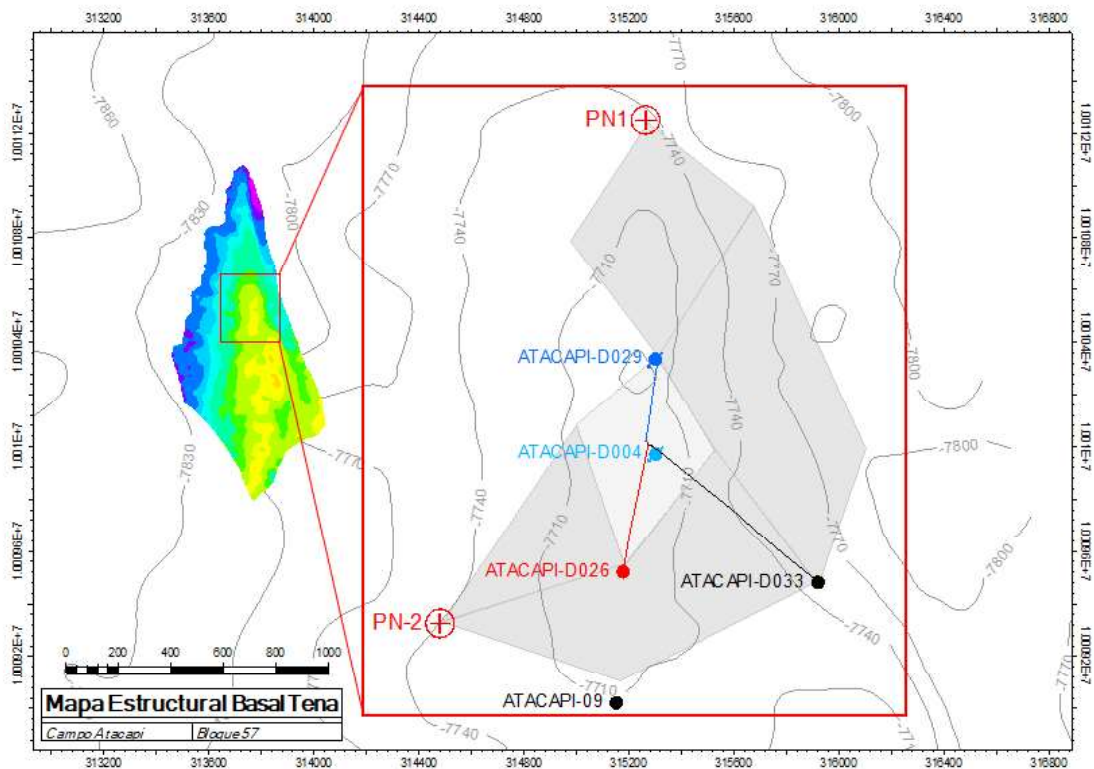


Figura 61: Mapa de zona de influencia caso tres.

Fuente: (BIPE, 2018).

Modificado por: Mora, 2019.

Con estos resultados se puede determinar que, para obtener una mejora de la producción del modelo de recuperación secundaria existente, lo más conveniente sería la adición de un pozo inyector y de dos pozos productores, ya que con este escenario se logra el mayor incremento del factor de recobro y además la declinación de la presión no se da de manera abrupta lo que permite continuar con una producción económicamente rentable de petróleo a un corte de agua más bajo que en los otros escenarios.

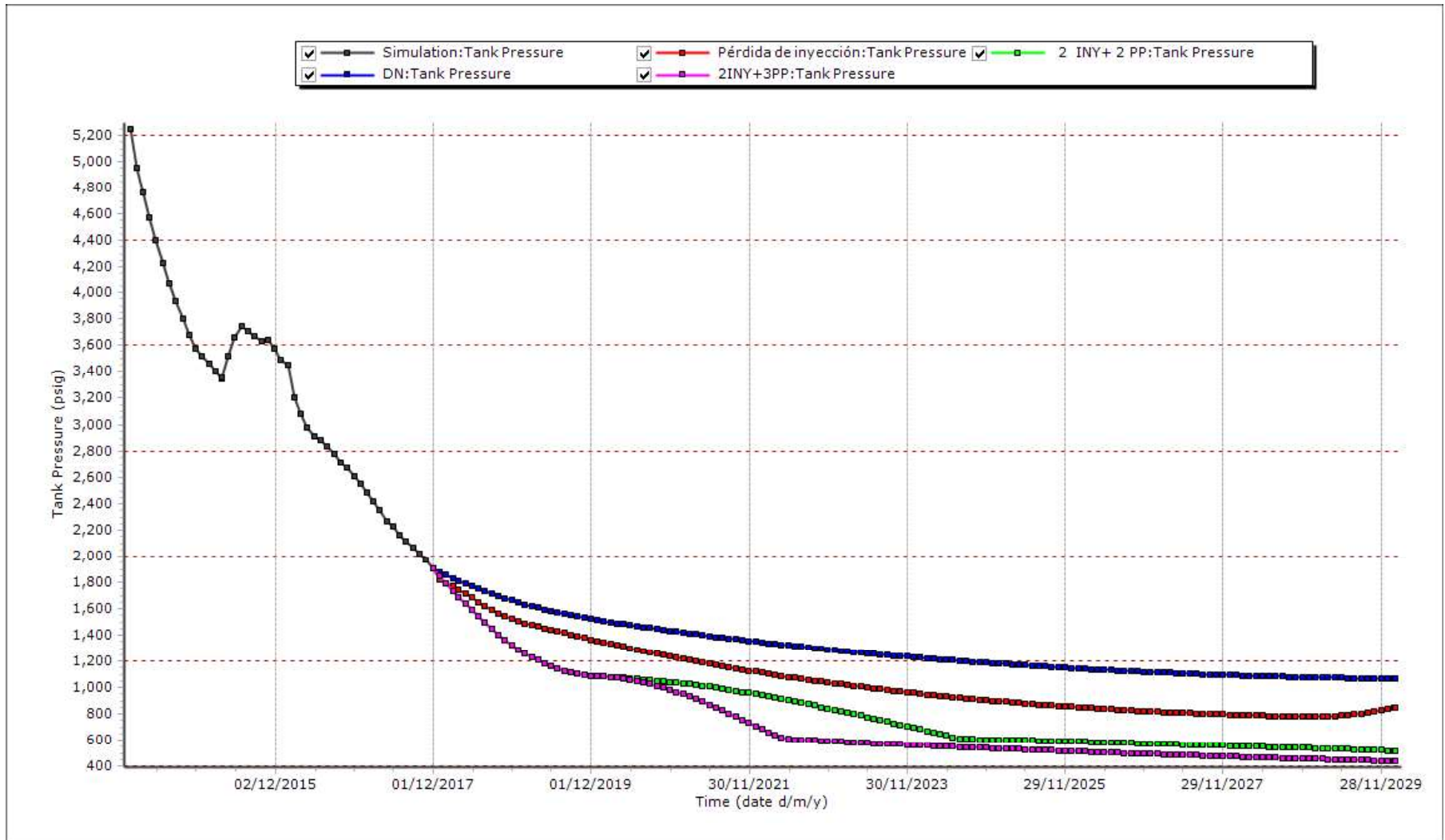


Figura 62: Comparativa de presiones en diferentes escenarios.

Elaborado por: Mora, 2019.

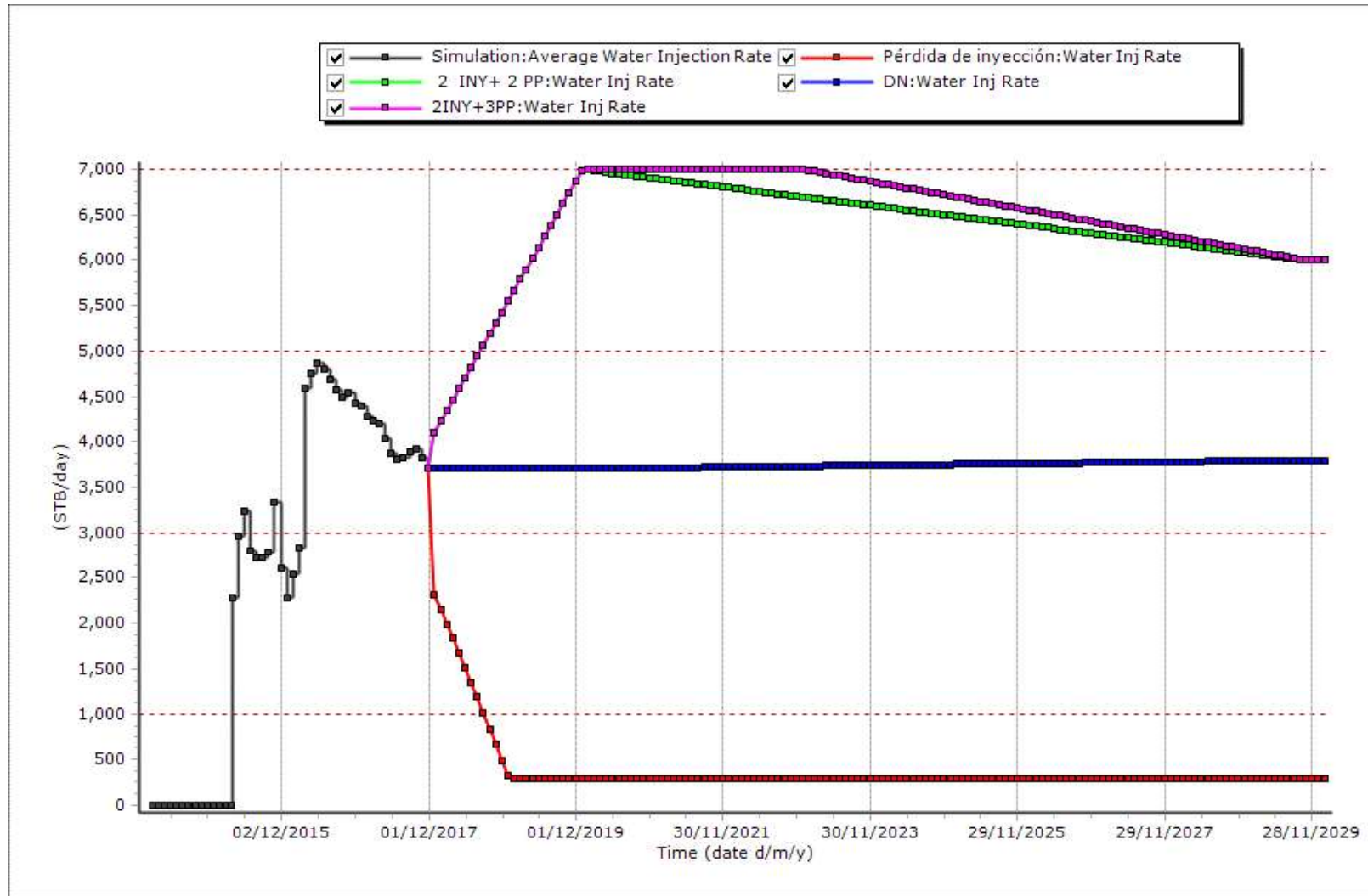


Figura 63: Comparación de la inyección de agua.

Elaborado por: Mora, 2019.

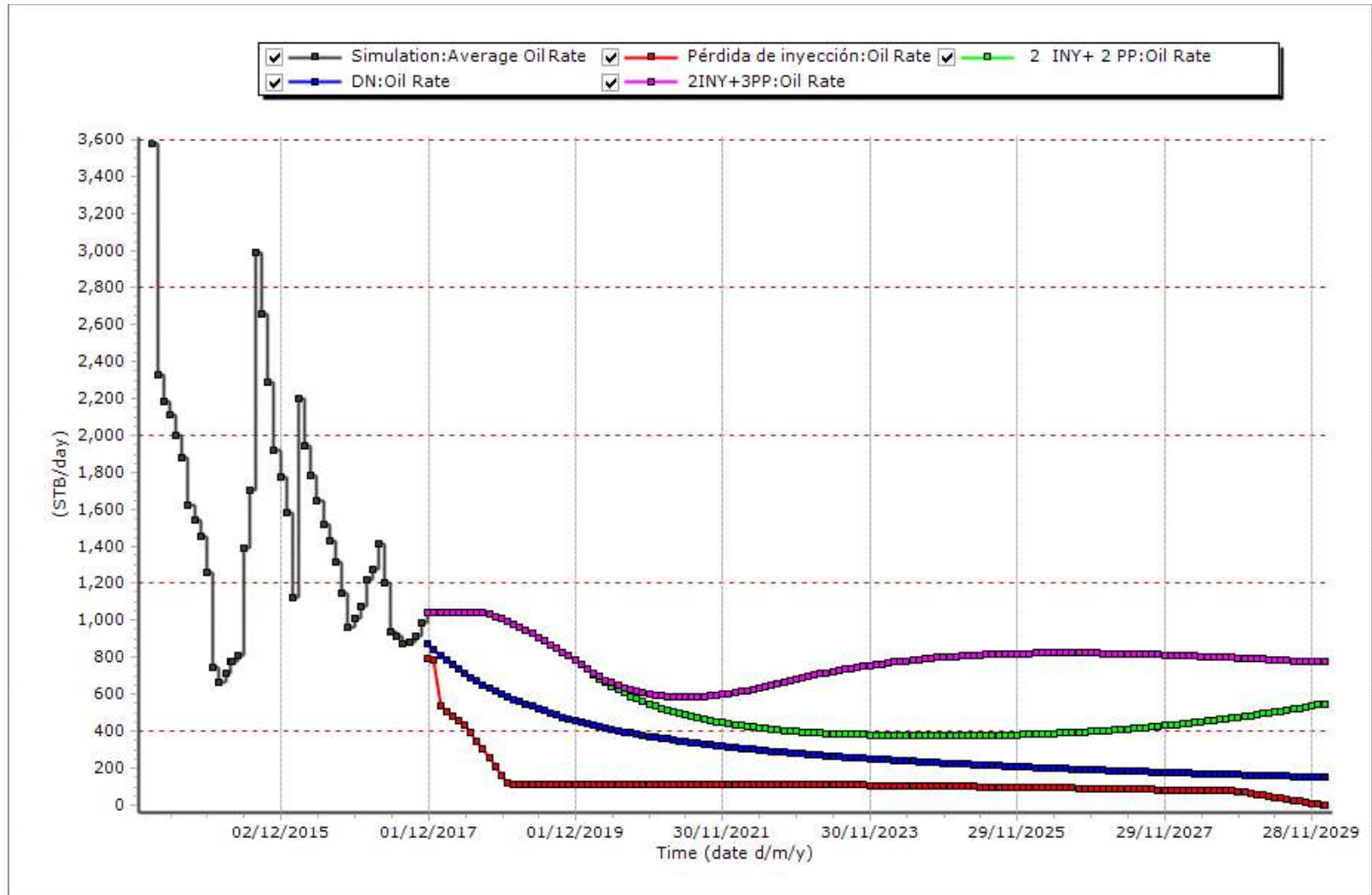


Figura 64: Comparación de la producción de petróleo en los distintos escenarios.

Elaborado por: Mora, 2019.

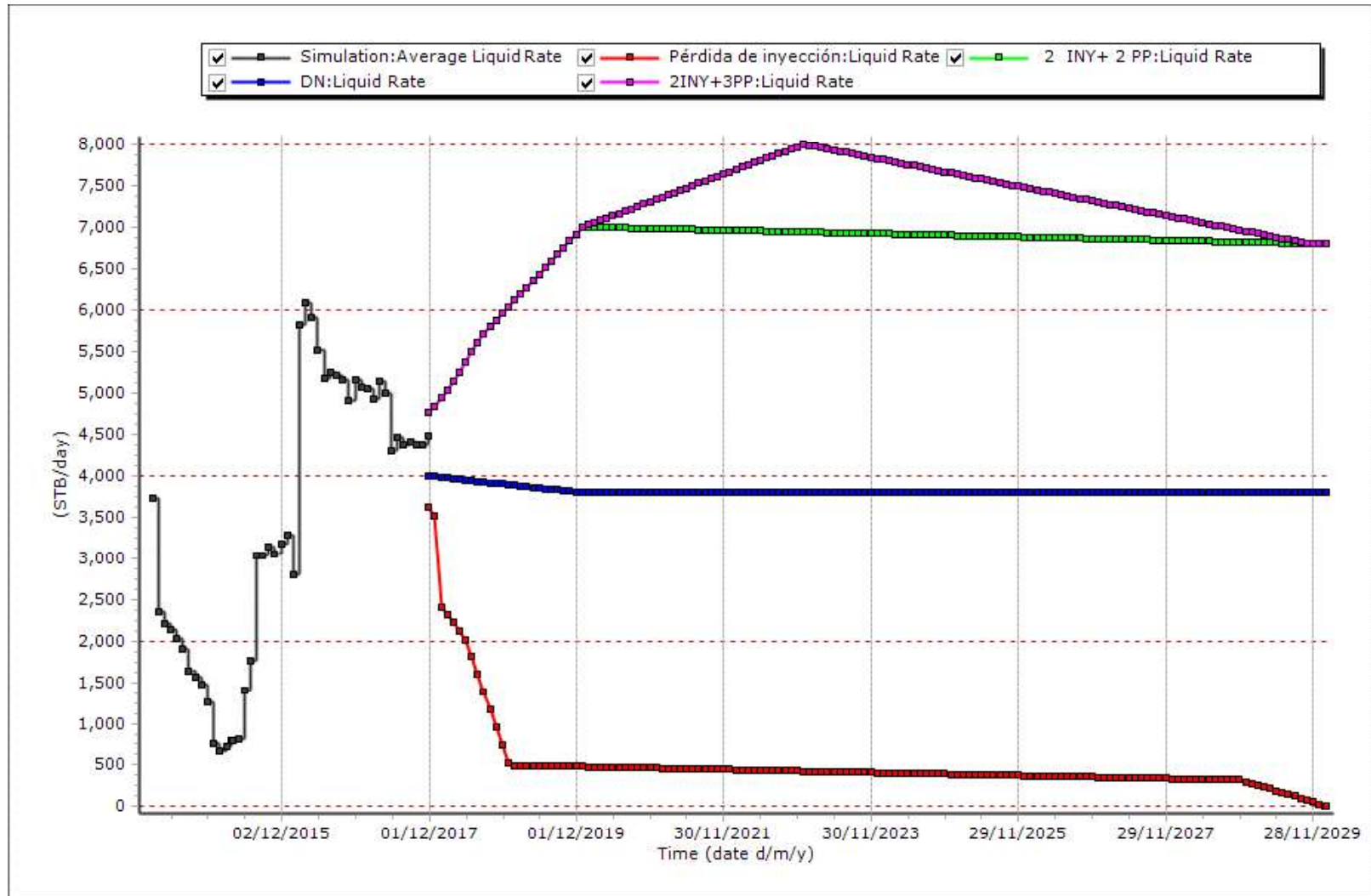


Figura 65: Comparación de producción de líquido en los diferentes casos.

Elaborado por: Mora, 2019.

3.7 Líneas de flujo

La simulación de las líneas de flujo permite tener una idea de la trayectoria que tomará el agua inyectada, además se podrá estimar el tiempo de ruptura y la eficiencia de barrido de la inyección. Dado que ya se cuenta con el ajuste histórico y resultados de la simulación entonces los modelos de líneas de flujo simulados deben cumplir con el recobro de petróleo estimado.

3.7.1 Caso base

Al igual que en las predicciones realizadas, se consideró que únicamente existe un pozo inyector y un productor y las respectivas tasas de inyección y producción se ajustaron al histórico de producción, quedando así el modelo como se presenta en la Figura 66. Además, en las Figura 67 y Figura 68 se puede observar las eficiencias de barrido, factor de recobro y producción y acumulada de la malla existente.

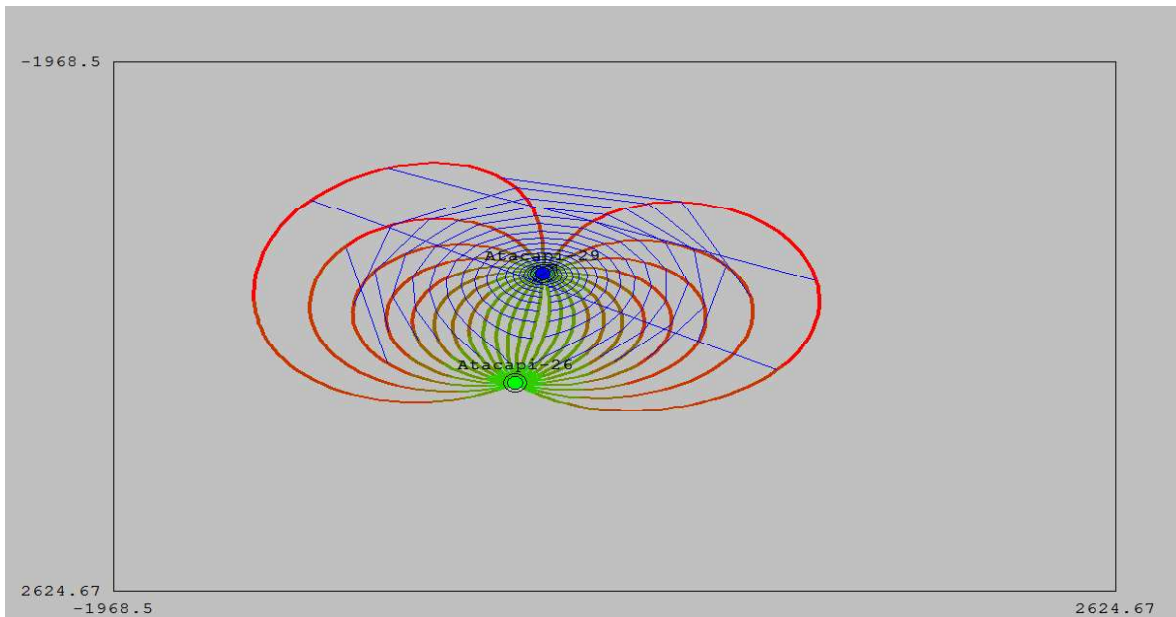


Figura 66: Representación esquemática líneas de flujo caso base.

Elaborado por: Mora, 2019.

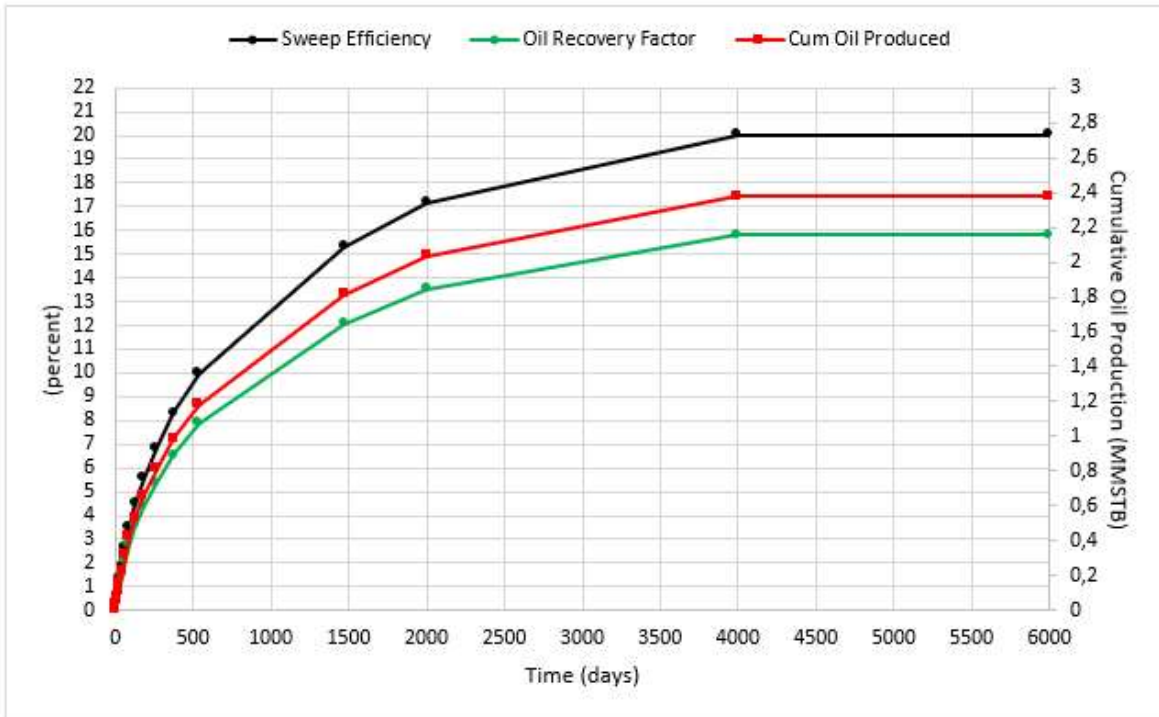


Figura 67: Eficiencia de barrido caso base.

Elaborado por: Mora, 2019.

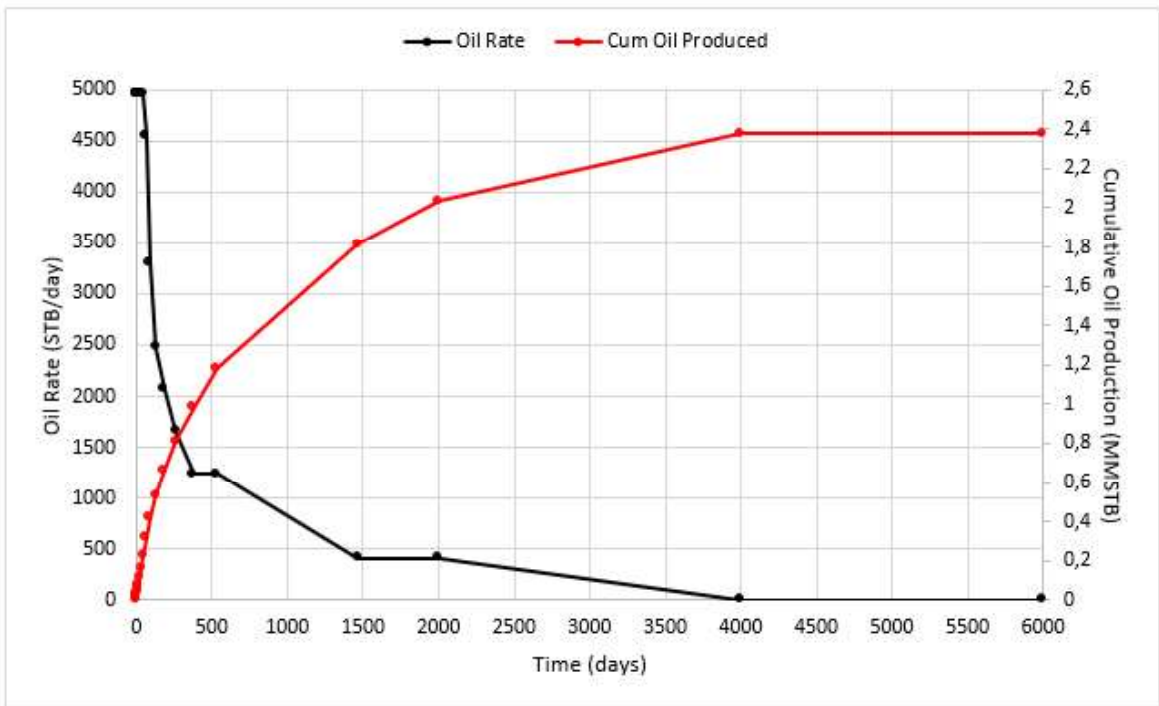


Figura 68: Producción y acumulada caso base.

Elaborado por: Mora, 2019.

En función de los resultados se tiene:

- Al ser el Atacapi-26D el único productor de la malla, se puede observar la gran influencia por parte del Atacapi-29, pero considerando el flujo de agua se podría considerar la necesidad de adicionar otro pozo productor para barrer de mejor manera las reservas remanentes.
- Manteniendo las condiciones de inyección del ajuste histórico, la eficiencia de barrido va incrementando hasta alcanzar un valor constante aproximadamente a los 11 años de inyección del 20%.
- Si bien es cierto que la producción de petróleo durante los primeros meses de inyección es alta, el corte de agua empieza a incrementar hasta llegar al 100% alrededor de los 11 años de iniciado el proyecto, acumulando así 2.4 MMbbls.

3.7.2 Caso uno (pérdida de inyección)

Como se comprobó en la sección 3.6.2 que los resultados no fueron favorables, y tomando en consideración las tasas variables de la inyección, no se puede representar correctamente este caso mediante las líneas de flujo.

3.7.3 Caso dos

Para este escenario, se consideró la adición de un pozo inyector y un productor, como se representa en la Figura 69, donde se observa que, de acuerdo con las condiciones del campo, el pozo Atacapi-33 podría convertirse en inyector y para productor se necesitaría un pozo nuevo. Las Figura 70 y Figura 71 representan respectivamente las eficiencias de barrido, factor de recobro y producción de petróleo por pozo.

Con los resultados se tiene:

- La inyección del Atacapi-33 se ve reflejada en el pozo Atacapi-26D mayoritariamente, y en pequeñas cantidades en el pozo nuevo (PN), sin embargo, el PN tendrá una mayor influencia de secundaria por parte del Atacapi-29, pero esto no deja de afectar la respuesta en el Atacapi-26D.
- Los pozos únicamente mantienen una eficiencia de desplazamiento constante sobre el Atacapi-26D durante los primeros meses de la inyección, a partir de esto, la eficiencia del Atacapi-29 empieza a declinar hasta alcanzar 23%, mientras que la del Atacapi-33 incrementa hasta 76.9%.

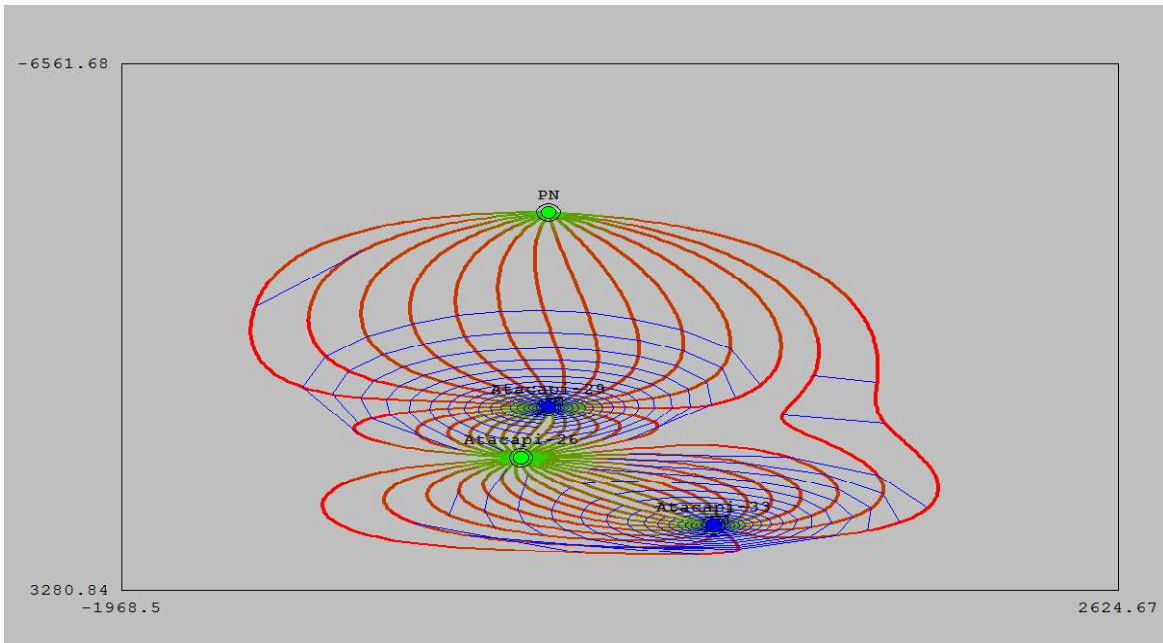


Figura 69: Líneas de flujo caso dos.

Elaborado por: Mora, 2019.

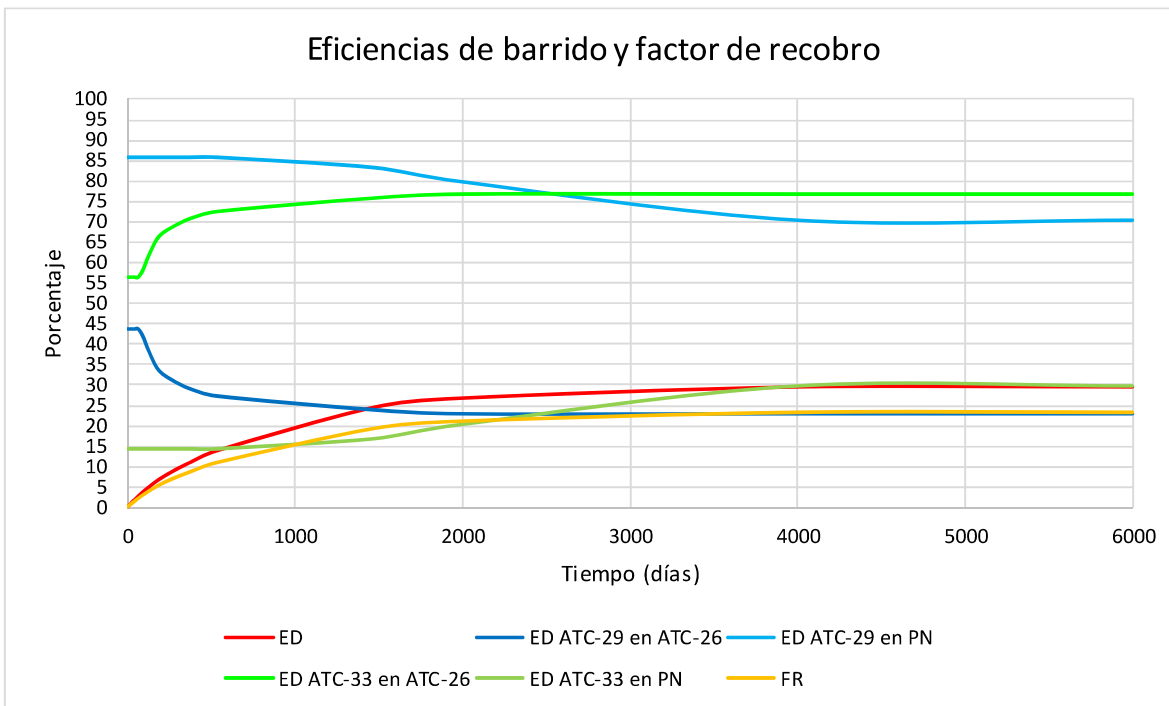


Figura 70: Eficiencia de barrido y factor de recobro caso dos.

Elaborado por: Mora, 2019.

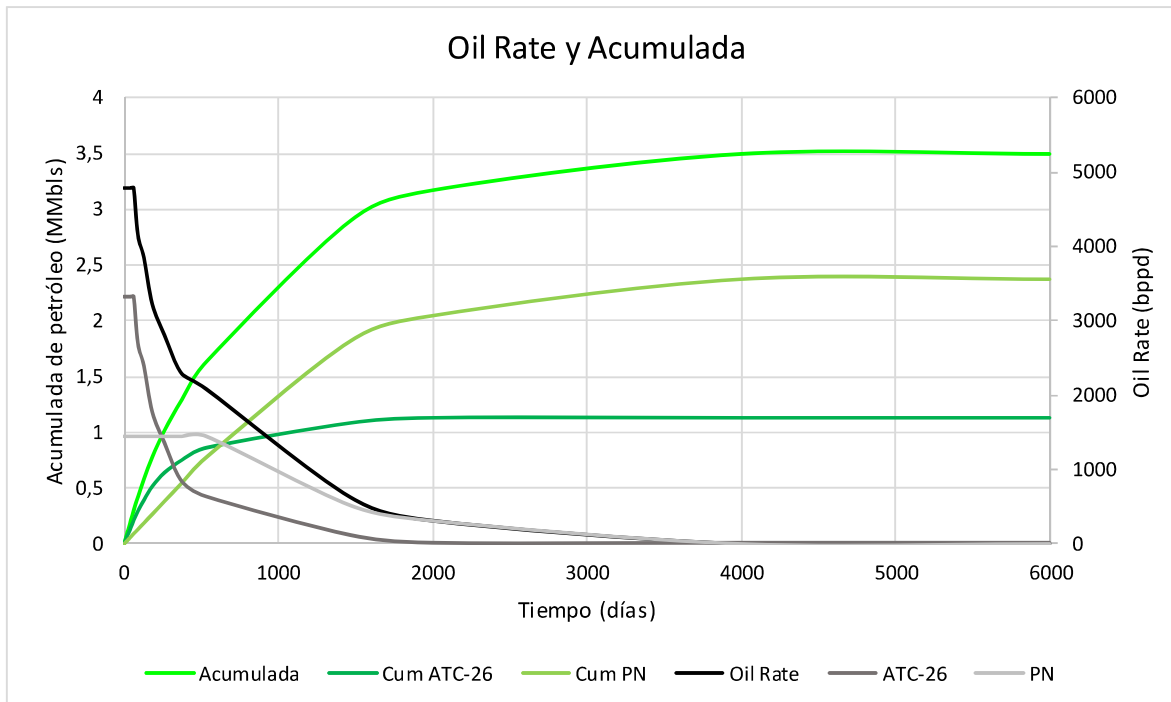


Figura 71: Tasa de petróleo por pozo y acumulada caso dos.

Elaborado por: Mora, 2019.

- Cuando se produce la variación de eficiencias, empieza la declinación de la producción en el Atacapi-26D alcanzando en menos de 5 años el 100% de corte de agua, acumulando así 1.1 MMbbls.
- Como se mencionó anteriormente, el Atacapi-33 casi no tiene incidencia en el PN, razón por la cual la eficiencia se mantiene constante durante los dos primeros años de inyección aproximadamente, y a partir de esta fecha incrementa hasta alcanzar el 30%, por otro lado, el Atacapi-29 tiene una tendencia a mantenerse constante, ya que su declinación no es muy pronunciada, esto se evidencia porque al inicio de la inyección la eficiencia es alrededor del 85% y de ahí disminuye hasta 70%.
- La producción del PN tiene una mayor incidencia en la malla, ya que este pozo llega a acumular 2.4 MMbbls, y aproximadamente a los 11 años de la inyección alcanza el 100% del corte de agua.

3.7.4 Caso tres

En este caso se consideró que al modelo existente se añadirá un pozo inyector y dos productores, al igual que el caso anterior, se plantea la conversión del Atacapi-33, mientras que a los pozos nuevos se los llama PN y PN2, de manera gráfica las líneas de flujo de este

escenario se observan en la Figura 72. Por otro lado, se presentan las eficiencias de barrido y las tasas de producción en las Figura 73 y Figura 74 respectivamente.

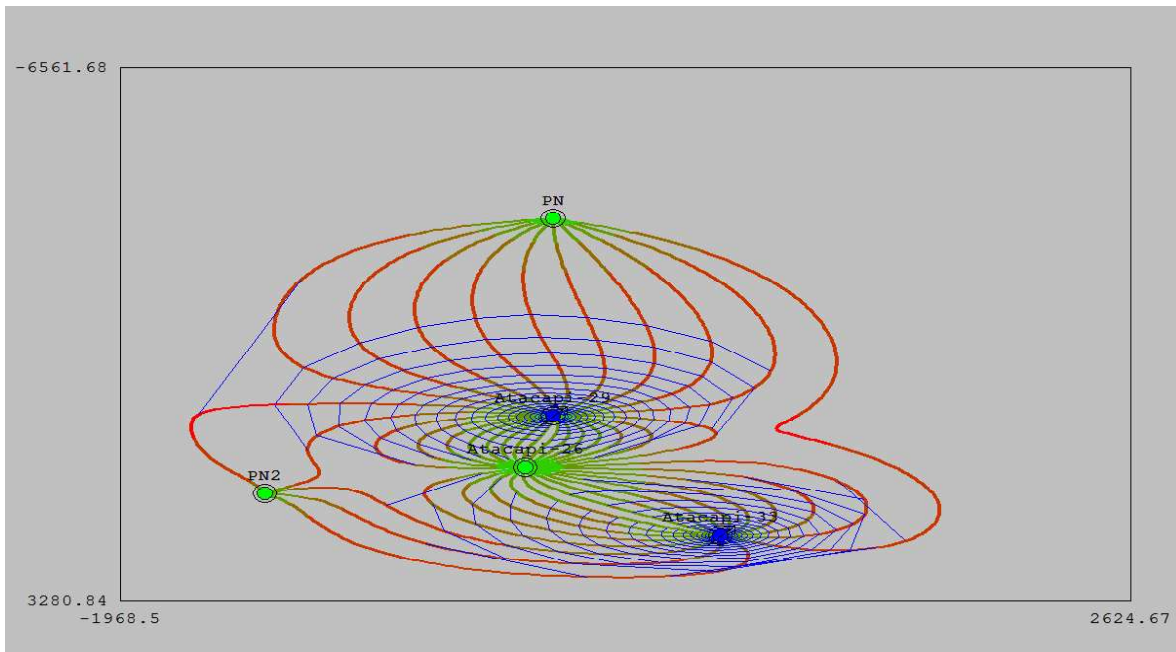


Figura 72: Líneas de flujo caso tres.

Elaborado por: Mora, 2019.

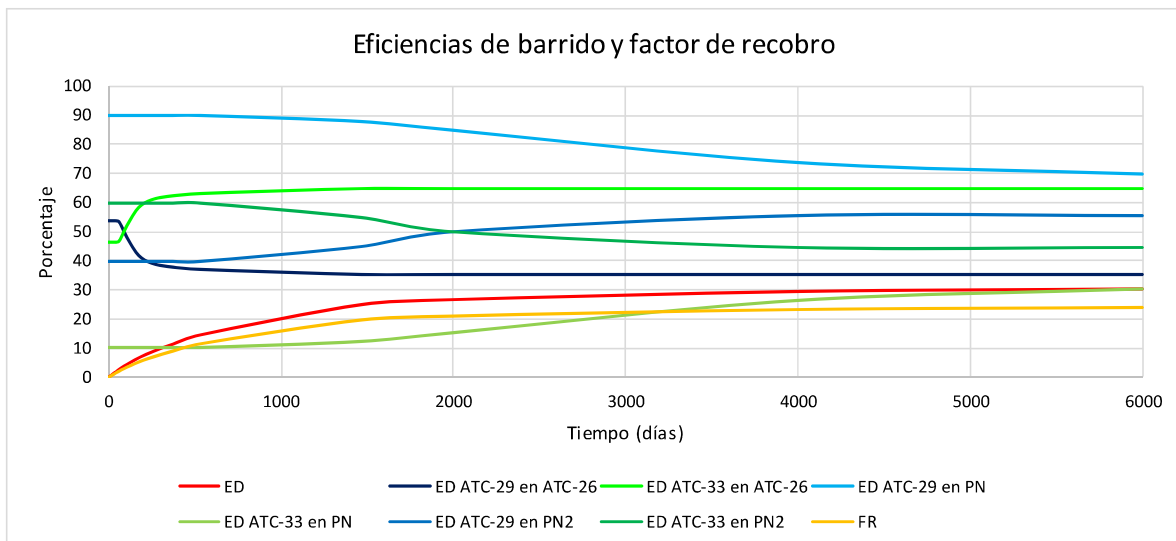


Figura 73: Eficiencia de barrido y factor de recobro caso tres.

Elaborado por: Mora, 2019.

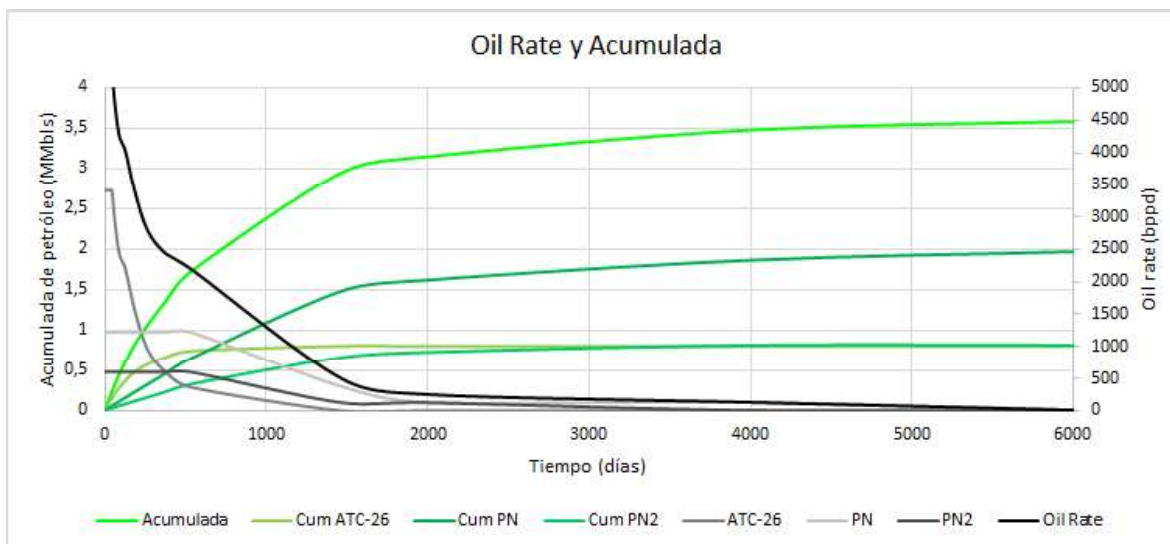


Figura 74: Producción de petróleo por pozo y acumulado de producción caso tres.

Elaborado por: Mora, 2019.

En función de la simulación se tiene:

- Debido a la distancia existente entre pozos, la incidencia de secundaria del Atacapi-29 se da principalmente en el Atacapi-26D y en el PN, no obstante, el PN2 también tiene una respuesta, pero en menor proporción.
- Por otra parte, el Atacapi-33 en su mayoría influenciará la producción del Atacapi-26D, en menor cantidad al PN2 y es casi nula la respuesta que verá el PN.
- De manera general, la eficiencia de barrido de la malla va incrementando con la inyección hasta llegar a un valor de 30%.
- La eficiencia de barrido sobre el Atacapi-26D tiene un comportamiento variable, ya que mientras el Atacapi-29 va declinando hasta alcanzar el 35%, el Atacapi-33 va incrementando hasta 65%. A inicios de la inyección, donde las dos curvas se cruzan empieza la declinación más pronunciada en la producción y a pesar de la inyección, a los 4 años ya alcanza el 100% de corte de agua, razón por la cual llega a un acumulado de producción de 0.8 MMbbls.
- La eficiencia de desplazamiento sobre el PN evidentemente disminuye por parte del Atacapi-29, por parte del Atacapi-33 incrementa hasta 30%. Por otro lado, la producción del pozo se mantiene constante alrededor del primer año y medio de inyección, a partir de esta fecha la tasa de petróleo declina hasta alcanzar en 11 años el 90% del corte de agua en la producción. Este pozo llega a acumular 1.96 MMbbls

- La influencia de la secundaria que se refleja en el PN2 es cambiante durante los primeros años de inyección, debido a que la eficiencia de barrido del Atacapi-29 va aumentando hasta alcanzar un valor estable de 55%, mientras que el Atacapi-33 va disminuyendo hasta mantenerse constante en 45%. Al ser el pozo más alejado de la malla, tiene poca producción en comparación con los otros productores, ya que al inicio del proyecto produce 600 bppd, pero declina hasta el 100% de corte de agua antes de cumplir los 11 años de inyección, así el pozo acumula 0.8 MMbbls.

3.7.5 Relación de movilidad

A partir de la información obtenida de núcleos y PVT, y con la Ecuación 6 se calcula la relación de movilidad teniendo:

$$M = \frac{k_{rw}\mu_o}{k_{ro}\mu_w} = \frac{0.25 * 9.63}{1 * 0.4} = 6.018$$

A pesar de M ser mayor que 1, aún se puede considerar como una relación de movilidad relativamente buena para el proyecto de recuperación secundaria, ya que con el arreglo actual de inyección se ha comprobado que sí existe barrido de petróleo.

Anteriormente se catalogó el crudo de BT como pesado, en función de su gravedad API, que además puede ser sustentado con el valor de M, pero en este caso, esto es una consecuencia de la viscosidad del petróleo.

Como consecuencia del cálculo realizado se sabe que el agua tendrá mayor facilidad de movilidad que el petróleo, lo que se puede ver reflejado en las eficiencias de barrido presentadas anteriormente, ya que, en el caso idóneo de inyección, a pesar de tener un mayor factor de recobro y mayor acumulada de petróleo, la eficiencia de barrido de la malla es en promedio del 30%, lo que podría además demostrar que existe un volumen de hidrocarburo que se está pasando por alto.

Con los resultados obtenidos del proyecto de inyección hasta la fecha, se puede evidenciar que no es necesario la adición de agentes de control de movilidad en los primeros años de la inyección, no obstante, no se debe descartar esta posibilidad para un futuro en el caso de que las condiciones del proyecto de WF lo requieran.

3.8 Tiempo de ruptura

En función de la Ecuación 22 se calculó los tiempos de ruptura para los diferentes casos analizados.

$$t_f = \frac{\phi * A * L * Q_{tf}}{5.615 * q_t}$$

Ecuación 22: Tiempo de ruptura.

Fuente: (Valencia, 2012).

Siendo:

$$Q_{tf} = \left[\frac{df_w}{dS_w} \right]_f^{-1} = \bar{S}_{wf} - S_{wi}$$

Ecuación 23: Volumen acumulado de agua inyectado hasta la ruptura.

Fuente: (Valencia, 2012)

Donde:

t_f = Tiempo de ruptura, en días

ϕ = Porosidad, en fracción.

A = Área de la sección transversal, en pies².

L = Distancia entre pozos inyectores y productores, en pies.

Q_{tf} = Volumen acumulado de agua inyectado hasta la ruptura.

q_t = Tasa de inyección, en bls.

\bar{S}_{wf} = Saturación de agua en la ruptura, en fracción. Obtenida de la curva de flujo fraccional.

S_{wi} = Saturación de agua inicial, en fracción.

En la Tabla 24 se presenta el resultado resumido de los tiempos de ruptura.

Tabla 24: Tiempos de ruptura.

Caso	q_t (bls)	t_f (días)		
		Atacapi-26D	PN	PN2
Caso base	5456.8	633.3	-	-
C1	-	-	-	-
C2	5261.9	706.5	971.5	-
C3	5749.1	57.9	961.9	809.7

Elaborado por: Mora, 2019

3.9 Análisis de salinidad

La salinidad del agua de formación se obtiene analizando el contenido de cloruros en partes por millón (ppm Cl⁻), y es medida a través de pruebas de laboratorio. En este caso, como Basal Tena originalmente producía sin agua no existían datos de agua de formación hasta la instauración del proyecto de recuperación secundaria, sin embargo, para los cálculos realizados en *MBAL* fue necesario la utilización de una salinidad de 45000 ppmCl⁻.

En la Figura 75 se puede realizar una comparación entre la salinidad del Atacapi-26D y de la planta Atacapi (equivalente al Atacapi-29). Como se puede observar, la salinidad del Atacapi-26D tiende a mantenerse estable cerca de los 65000 ppmCl⁻, mientras que, a inicios de la inyección, el agua inyectada tenía una salinidad promedio de 60000 ppmCl⁻, pero fue disminuyendo hasta alcanzar en promedio 50000 ppmCl⁻. La salinidad del Atacapi-29 empieza su declinación cuando el agua irrumpe el Atacapi-26D (alta salinidad), creando así también una ligera tendencia declinatoria en el Atacapi-26D.

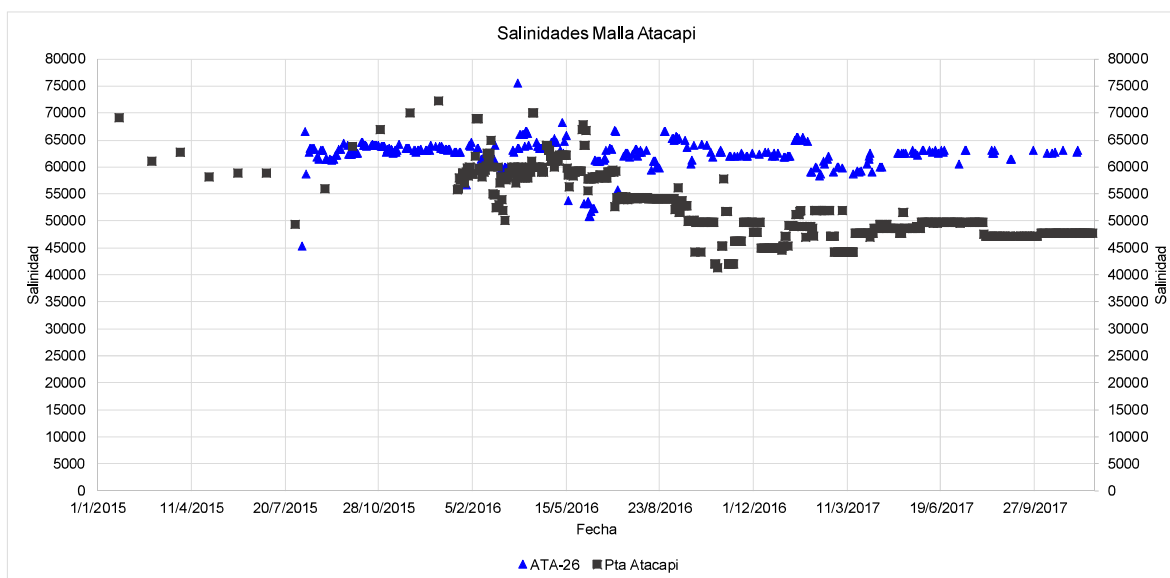


Figura 75: Salinidad malla Atacapi.

Elaborado por: Mora, 2019.

CAPÍTULO IV

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

- A pesar del poco desarrollo de la arenisca Basal Tena en Atacapi, los resultados obtenidos con la recuperación secundaria son exitosos, ya que hasta noviembre del 2017 se obtuvo un acumulado de 2.08 MMbbls.
- El caso tres de los análisis de simulación es el más favorable para la mejora del área de estudio, pues obtendrá un acumulado de producción al 2030 de 5.6 MMbbls y con un factor de recobro de 37.1%.
- Debido a la variación de los resultados obtenidos del simulador para permeabilidades relativas con los ingresados inicialmente, no se puede considerar esos datos de núcleos como representativos para Basal Tena de Atacapi norte.
- Después de haber alcanzado la ruptura, la producción de petróleo continúa en un porcentaje representativo, comprobando así que el barrido de agua aún contribuye a la extracción de reservas remanentes.
- El POES estimado a partir de geología y características petrofísicas fue de 15.78 MMbbls siendo concordante con el balance de materiales realizado donde se obtuvo un POES de 15.03 MMbbls.
- El mecanismo de producción primario dominante en Basal Tena es de expansión de roca y fluido, con lo que se recupera únicamente 0.8 MMbbls de reservas, por lo que la implementación de recuperación secundaria permite incrementar significativamente el factor de recobro.
- El mejor mantenimiento de presión se logra con el caso base, sin embargo, no es el caso en el cual se obtiene el mayor porcentaje de recobro debido a la falta de pozos productores.
- Tener tres pozos productores (caso tres) favorece a que el reservorio no se acuatice de manera rápida, ya que para el 2030 el corte de agua llega a 88.5 %, siendo el valor más bajo en comparación de los otros casos.
- Se verificó que el factor planteado de la alocación del Atacapi-29 sí corresponde al 70%, ya que así se puede realizar de manera correcta el ajuste histórico, comprobando que cuando se convirtió dicho pozo, parte de la inyección iba a Us

- Mediante el análisis de salinidades se comprueba que la irrupción de agua se da a los 633 días de la inyección, ya que en este punto las salinidades de pozo inyector y productor empiezan su declinación.
- A excepción del caso de pérdida de inyección, en todos los casos el Atacapi-26D es el pozo productor más favorecido por la recuperación secundaria, esto se debe a la ubicación en la cual se desarrolla la malla.
- A pesar de tener una alta relación de movilidad y siendo el crudo de BT catalogado como pesado (debido a su gravedad API de 21.1), la inyección de agua permite la movilidad de las reservas de petróleo remanente.

4.2 Recomendaciones

- Completar la malla de inyección con la conversión del Atacapi-33 y la implementación de dos pozos productores en su debido momento.
- Continuar con el monitoreo de los pozos existentes e iniciar el monitoreo de los pozos nuevos.
- Dar un mantenimiento adecuado a los pozos inyectores para evitar la pérdida de inyección por posible escalamiento o taponamiento de estos.
- Continuar con el efectivo tratamiento de agua para la inyección para evitar incompatibilidad de fluidos en el reservorio.
- Verificar las instalaciones de superficie para el correcto manejo de fluidos.

CAPÍTULO V

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Ahmed, T. (2006). *Reservoir engineering handbook* (3rd ed). Amsterdam: Elsevier, GPP.
- Arps, J. J. (1945). Analysis of Decline Curves. *Transactions of the AIME*, 160(01), 228–247. <https://doi.org/10.2118/945228-G>
- Awadh, S. M., & Al-Mimar, H. (2013). *Statistical Analysis of the Relations between API, Specific Gravity and Sulfur Content in the Universal Crude Oil*. 4(5), 7.
- Baby, P., ed., Rivadeneira, M., ed., Barragan, R., & ed. (2004). *La cuenca oriente: Geología y petróleo*. 296.
- Benavente, D. (2004). *ESTUDIO DE PROPIEDADES FÍSICAS DE LAS ROCAS*. 8.
- Bidner, M. (2001). *Propiedades de la Roca y los Fluidos en Reservorios de Petróleo* (Editorial Universitaria de Buenos Aires). Buenos Aires.
- Chebil, P. (2015, October 22). Una propuesta para reconfigurar el upstream local de hidrocarburos. Retrieved from Petrolnews.net website: <https://www.petrolnews.net/noticia.php?ID=bfeeb23eea563716ceedeb0561c97129&r=26511>
- Cobb, W., & Smith, J. (1997). *Waterflooding*. William M. Cobb & Associates, Inc.
- Craft, B., & Hawkins, M. (1991). *Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos* (Englewood Cliffs: Preteience-Hall).

- Dake, L. P. (2010). *Fundamentals of reservoir engineering* (Repr. with new cover, 9. impr). Amsterdam: Elsevier.
- Gaibor, J., Vallejo, C., Castillo, R., & Pila, P. (2017). *CARACTERIZACION GEOLOGICA DE LA ARENISCA BASAL TENA EN LA PARTE OCCIDENTAL DE LA CUENCA ORIENTE*. 5.
- Glover, P. (n.d.). *Reservoir Drives*.
- Halliburton. (2012). About Mature Fields. Retrieved from Mature Fields website:
<https://www.halliburton.com/en-US/ps/solutions/mature-fields/about-mature-fields.html>
- Hull, R. (2012, April 26). What is a Mature Field. Retrieved from Halliburton website: <https://halliburtonblog.com/what-is-a-mature-field/>
- IHS Inc. (2014). Traditional Decline Analysis Theory. Retrieved from Fekete Harmony website:
http://www.fekete.com/SAN/WebHelp/FeketeHarmony/Harmony_WebHelp/Content/HTML_Files/Reference_Material/Analysis_Method_Theory/Traditional_Decline_Theory.htm
- Lomeland, F., Ebeltoft, E., Thomas, W. H., Asa, S., & Software, P. (2005). *A New Versatile Relative Permeability Correlation*. 12.
- Martínez, J. C., & Morales, R. (2011). *PRODUCCIÓN EN FRÍO DE CRUDOS PESADOS CON ARENAS (CHOPS)*. Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F:
- National Petroleum Council. (1984). *Enhanced Oil Recovery* (p. 292). Washington, D.C.

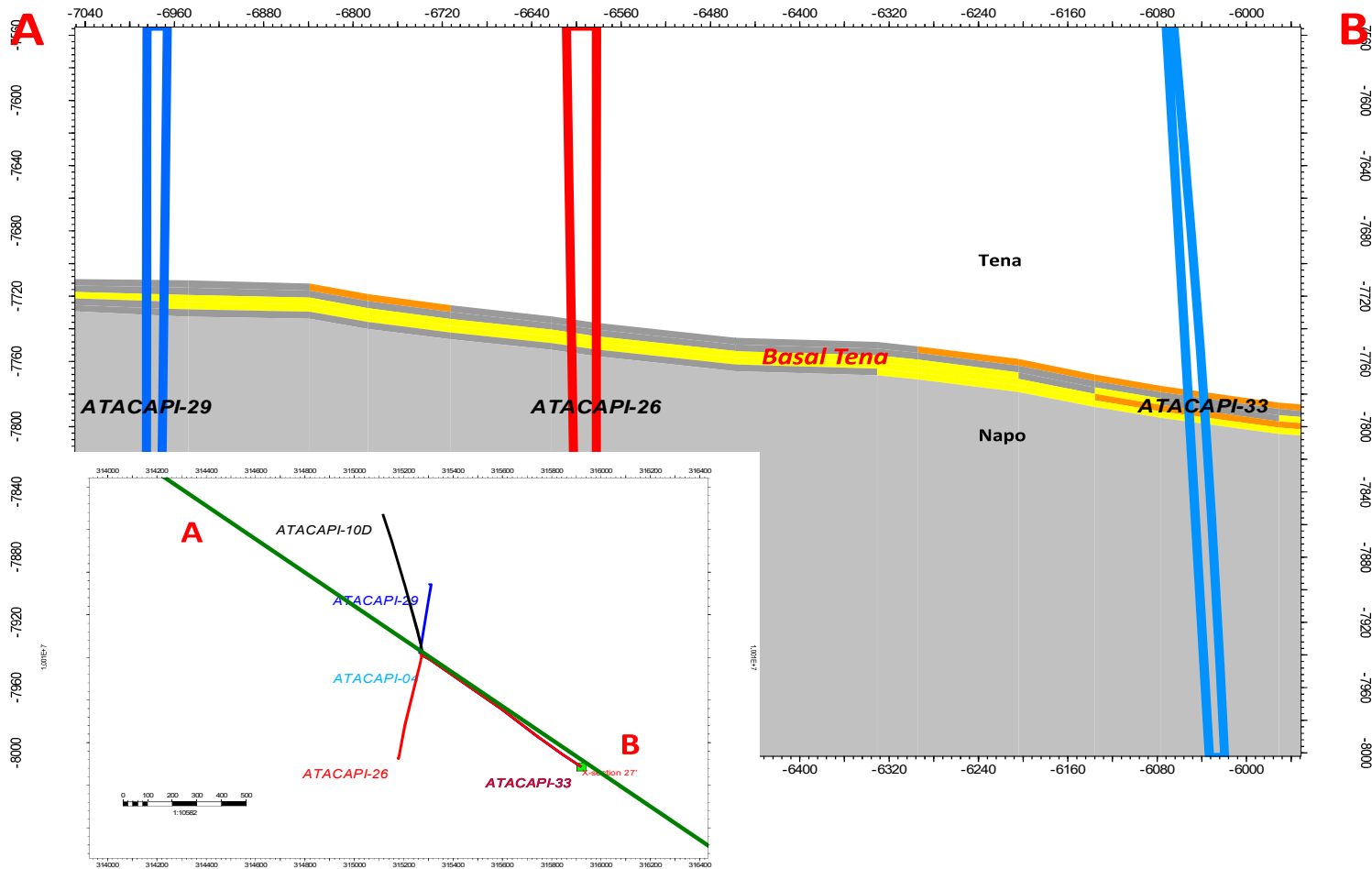
- Padilla, W., & Giaccaglia, F. (2019). *Diseñando el futuro de un campo maduro. Caso Libertador*. Presented at the TECNOLOGÍAS ALTERNATIVAS. FUTURO PETROLERO PETROAMAZONAS 2019.
- Paris, M. (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos* (Segunda Edición). Maracaibo, Venezuela: Ediciones Astro Data S.A.
- Paris, M. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Maracaibo, Venezuela: Ediciones Astro Data S.A.
- Peñuela, J. H. (2017). *Crudos pesados: La realidad del sector hidrocarburos de Colombia*. (184), 3.
- PERM Inc. (2012). Empirical Correlations of Relative Permeability. "Fundamentals of Fluid Flow in Porous Media. Retrieved from Fundamentals of Fluid Flow in Porous Media website: <http://perminc.com/resources/fundamentals-of-fluid-flow-in-porous-media/chapter-2-the-porous-medium/relative-permeability/empirical-correlations-relative-permeability/>
- Petroleum Experts. (2014). MBAL. Retrieved from Analytical Reservoir Engineering Toolkit website: <http://www.petex.com/products/ipm-suite/mbal/>
- Rojas, C. (2011). *Modelamiento geoestadístico de los depósitos fluviales de la Zona C- Formación Mugrosa en el área la Cira-Este del Campo La Cira*. Universidad Nacional de Colombia, Bogotá, Colombia.
- Secretaría de Hidrocarburos (BIPE). (2018). *Información Procesada Atacapi, Banco de Información Petrolera del Ecuador (BIPE)*. Secretaría de Hidrocarburos.

- Sepulveda, J. A., & Escobar, F. H. (2006). *Simulación de Yacimientos: Principios, Conceptos y Construcción de Mallas*.
- Thomas, C. E., Mahoney, C. F., & Winter, G. W. (1989). *Petroleum Engineering Handbook*. Dallas: Society of Petroleum Engineers.
- Valencia, R. (2012). *Recuperación Secundaria por Inyección de Agua*.
- Villanueva, D. (2013). *PROCESO PARA LA REACTIVACIÓN DE CAMPOS MADUROS*. UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO, México.
- Willhite, P. (1986). *Waterflooding* (Vol. 3). Richardson, TX: SPE TEXTBOOK SERIES.

ANEXOS

Anexo 1: Correlación Estratigráfica Basal Tena en el norte de Atacapi, a través de los pozos Atacapi-29, Atacapi-26D y Atacapi-33 donde no se observan discontinuidades estructurales (tipos de roca).

101



Referencia: (BIPE, 2018).

Anexo 3: Cálculos predicciones caso uno.

Time	Task Pressure	Oil Recover Factor	Oil Rate	Gas Rate	Water Rate	Liquid Rate	Water Inj Rate	Av.G. Rate	Av.G. Rate	Av.Water Rate	Av.Liq. Rate	Av.Water Inj Rate	Gas Saturation	Oil Saturation	Water Saturation	Oil FVF	Gas FVF	Water FVF	Oil Viscosity	Gas Viscosity	Water Viscosity	Oil Density	Gas Density	Oil Rel. Perm.	Water Rel. Perm.	Water Cut	Solution GOR	Cum GOR	GLR	Water Compress	Formation Compress	Cum Oil Produced	Cum Gas Produced	Cum Wat. Produced	Cum Wat. Injected	Downhole Pore Volume	Reservoir Volume	Reservoir Injection	Voidage Balance	Unsaturated Voidage
28/11/2021	1812.34	15.8563	785.1790	0.0165659	2828.35	5222.51	3706.95	14922.05	0.122572	1590.14	3621.15	2627.56	0.02001070	0.822291	0.164665	1.000781	0.036055	1.03735	12.8599	0.0204775	0.151462	0.137610	0.132650	0.0200265	56.7795	102.27	82.6857	35.7372	3.195E-01	1.94E-02	1.08840	1172.50	1.78831	1.67070	11.0968	1.61633	1.12202	7.15555	20.5486	
28/12/2021	1812.34	14.0057	789.8230	0.0111448	2712.46	5302.20	2313.11	783.800	0.081274	2798.88	3592.72	2386.89	0.01318696	0.832256	0.164287	1.00940	0.0732	1.03764	12.6396	0.0197538	0.151462	0.136605	0.150200	0.0200355	77.9042	102.27	82.9118	22.6924	3.19E-01	1.94E-02	1.10822	1474.96	2.82228	3.81203	17.0654	0.63620	0.47117	0.21900	30.7226	
28/12/2021	1785.42	14.1480	535.1940	0.0549645	1875.4	2156.95	2816.00	6063.05	0.0203472	1831.05	4826.55	2270.55	0.00342748	0.818105	0.164862	1.00599	0.0704	1.03773	12.5725	0.0195881	0.151462	0.135855	0.150720	0.0200320	0.008871	77.4754	102.27	83.0813	23.1337	3.19E-01	1.94E-02	1.21644	1766.67	2.88496	17.0559	0.47775	0.41018	0.27662	30.2250	
28/12/2021	1763.95	14.2567	504.1390	0.0573511	1803.81	2307.95	1992.72	527.740	0.0541048	1857.76	2384.93	2115.89	0.00328896	0.818777	0.165434	1.00968	0.0755	1.03780	12.5191	0.0195673	0.151462	0.135130	0.150720	0.0200320	0.008879	77.8955	102.27	83.2310	22.702	3.19E-01	1.94E-02	1.24278	1736.34	2.94255	13.8209	17.0482	0.43660	0.38219	0.26028	31.1888
28/12/2021	1812.34	14.7001	348.3970	0.0357804	1252.07	1600.47	1180.37	382.2480	0.0919152	1376.95	1758.18	1396.54	0.00646395	0.830098	0.166239	1.0034	0.0808	1.03830	12.1412	0.0191858	0.151462	0.134688	0.150720	0.0200320	0.008935	77.1233	102.27	83.5628	22.3750	3.19E-01	1.94E-02	1.15672	1707.77	2.92929	3.93924	17.0401	0.37766	0.30195	0.26655	31.3183
28/12/2021	1711.68	14.4470	454.9130	0.0467495	1657.67	2112.58	1680.13	473.080	0.048561	1716.48	2189.57	1803.31	0.003408	0.830408	0.166094	1.00389	0.0701	1.03797	12.3889	0.0189577	0.151462	0.134040	0.150720	0.0200320	0.009004	78.3936	102.27	83.8474	22.1888	3.19E-02	1.94E-02	1.21738	181.283	3.04580	3.98885	17.0297	0.40090	0.32866	0.27488	32.0043
28/12/2021	1679.55	14.5729	413.790	0.0448450	1579.47	2021.25	1521.19	448.486	0.046622	1638.26	2107.65	1640.4	0.0034061	0.830287	0.166226	1.00393	0.0709	1.03808	12.3089	0.0184839	0.151462	0.133840	0.150720	0.0200320	0.009006	78.4703	102.27	83.9805	22.1100	3.19E-01	1.94E-02	1.21847	182.668	3.04948	4.02816	17.0183	0.36976	0.28841	0.28921	32.3953
28/12/2021	1645.76	14.7001	390.1620	0.040275	1418.59	1810.75	1348.6	423.030	0.0434455	1537.47	1965.79	1465.77	0.00337799	0.830218	0.166242	1.00419	0.0819	1.03820	12.2198	0.0183029	0.151462	0.133690	0.150720	0.0200320	0.009011	78.4122	102.27	83.7599	22.1604	3.19E-01	1.94E-02	1.21978	184.015	3.05874	4.08372	17.0255	0.35884	0.29599	0.2924	32.7764
28/12/2021	1612.23	14.7001	348.3970	0.0357804	1252.07	1600.47	1180.37	382.2480	0.0919152	1376.95	1758.18	1396.54	0.00646395	0.830098	0.166239	1.0034	0.0808	1.03830	12.1412	0.0191858	0.151462	0.134688	0.150720	0.0200320	0.008935	77.1233	102.27	83.5628	22.3750	3.19E-01	1.94E-02	1.15672	1707.77	2.92929	3.93924	17.0401	0.37766	0.30195	0.26655	31.3183
28/12/2021	1582.00	14.7001	348.3970	0.0357804	1252.07	1600.47	1180.37	382.2480	0.0919152	1376.95	1758.18	1396.54	0.00646395	0.830098	0.166239	1.0034	0.0808	1.03830	12.1412	0.0191858	0.151462	0.134688	0.150720	0.0200320	0.008935	77.1233	102.27	83.5628	22.3750	3.19E-01	1.94E-02	1.15672	1707.77	2.92929	3.93924	17.0401	0.37766	0.30195	0.26655	31.3183
28/12/2021	1557.15	14.8206	256.5420	0.0263649	909.35	1165.89	832.71	291.170	0.0299509	1037.66	1328.86	963.08	0.00382263	0.829906	0.166181	1.00674	0.0848	1.03848	12.0004	0.0178027	0.151462	0.133057	0.150720	0.0200320	0.009078	78.0661	102.27	83.8941	22.5050	3.19E-01	1.94E-02	1.22889	187.190	3.25356	4.08208	16.9748	0.24315	0.17408	0.28927	33.6645
28/12/2021	1535.32	14.8786	211.4000	0.0221598	744.2080	956.607	664	245.280	0.021908	868.0320	1132.81	750.66	0.00369823	0.829683	0.166127	1.00712	0.0889	1.03856	11.9497	0.0176472	0.151462	0.132802	0.150720	0.0200320	0.009057	77.9862	102.27	84.0022	22.6268	3.19E-01	1.94E-02	1.23754	197.940	3.27961	4.12174	16.9748	0.19743	0.13919	0.29002	33.8745
28/12/2021	1515.91	14.9108	164.2580	0.0186893	570.000	738.318	491	199.640	0.020037	701.6390	931.265	621.03	0.00395266	0.829906	0.166051	1.0082	0.0902	1.03862	11.9013	0.0175108	0.151462	0.132552	0.150720	0.0200320	0.009028	77.8487	102.27	84.0622	22.7494	3.19E-01	1.94E-02	1.24244	188.581	3.30365	4.23099	16.9601	0.16510	0.11273	0.29283	34.0504
28/12/2021	1500.19	14.9508	140.1180	0.0142133	499.880	520.037	322.43	150.700	0.0156884	532.8880	685.748	448.60	0.0043009	0.830569	0.166109	1.00914	0.0914	1.03876	11.8622	0.0174014	0.151462	0.132300	0.150720	0.0200320	0.008992	77.7367	102.27	84.1342	22.8779	3.19E-01	1.94E-02	1.24740	190.052	3.31735	4.24445	16.9546	0.12518	0.078481	0.29409	34.2102
28/12/2021	1486.59	14.9725	112.2380	0.0115266	386.430	486.666	200	112.810	0.0115859	390.510	503.27	302.89	0.00490261	0.830103	0.165947	1.0098	0.0924	1.03872	11.8283	0.0173078	0.151462	0.132050	0.150720	0.0200320	0.008988	77.6595	102.27	84.1630	22.9187	3.19E-01	1.94E-02	1.25252	189.413	3.32945	4.25384	16.9497	0.09223	0.054761	0.29746	34.2790
28/12/2021	1474.12	14.9957	112.5490	0.0115588	384.5860	497.135	200	112.310	0.0115348	385.9680	498.284	300	0.00490610	0.830106	0.165947	1.00984	0.0924	1.03876	11.7999	0.0172163	0.151462	0.131800	0.150720	0.0200320	0.008986	77.5866	102.27	84.1902	22.9490	3.19E-01	1.94E-02	1.25740	189.768	3.34142	4.26314	16.9490	0.09111	0.054493	0.29707	34.3700
28/12/2021	1461.25	15.0177	112.8190	0.0115885	382.9390	496.752	200	112.610	0.0115658	384.1720	496.789	300	0.00491383	0.830221	0.165941	1.00113	0.0944	1.03880	11.7652	0.0171351	0.151462	0.131550	0.150720	0.0200320	0.008988	77.5110	102.27	84.2175	22.9811	3.19E-01	1.94E-02	1.26236	190.052	3.35171	4.27154	16.9407	0.08204	0.048999	0.30234	34.4651
28/12/2021	1448.17	15.0410	113.1050	0.0116161	381.1150	494.221	200	112.820	0.0115944	382.4770	495.369	300	0.00492630	0.830279	0.165537	1.00100	0.09584	1.03884	11.7326	0.0170478	0.151462	0.131300	0.150720	0.0200320	0.008988	77.4316	102.27	84.2461	23.0148	3.19E-01	1.94E-02	1.26726	190.452	3.36243	4.28084	16.9361	0.09080	0.044247	0.30555	34.5624
28/12/2021	1435.67	15.0636	113.3710	0.0116430	380.6790	492.739	200	113.170	0.0116229	380.6790	492.739	300	0.0049311	0.830331	0.165458	1.00108	0.09684	1.03889	11.7015	0.0169647	0.151462	0.131050	0.150720	0.0200320	0.008990	77.3505	102.27	84.2733	23.0532	3.19E-01	1.94E-02	1.27216	190.800	3.37405	4.28984	16.9316	0.08870	0.042499	0.31011	34.6554
28/12/2021	1422.92	15.0869	113.6310	0.0116699	377.5770	491.208	200	113.470	0.0116499	378.9200	492.566	300	0.00497888	0.830383	0.165339	1.00136	0.09975	1.03893	11.6697	0.0168807	0.151462	0.130802	0.150720	0.0200320	0.008952	77.2605	102.27	84.3024	23.0636	3.19E-01	1.94E-02	1.27705	191.161	3.38720	4.29914	16.9271	0.09027	0.042521	0.30602	34.7532
28/12/2021	1410.74	15.1098	113.8690	0.0116961	375.7440	489.726	200	113.6910	0.0116761	377.1460	490.837	300	0.00494259	0.830429	0.165245	1.00143	0.09985	1.03897	11.6394	0.0168012	0.151462	0.130555	0.150720	0.0200320	0.008976	77.1813	102.27	84.3300	23.0881	3.19E-01	1.94E-02	1.28195	191.512	3.39850	4.30814	16.9238	0.09010	0.042590	0.30460	34.8466
28/12/2021	1398.31	15.1331	114.1020	0.0117183	374.0290	488.195	200	113.9280	0.0117004	375.4130	489.343	300	0.00497406	0.830475	0.165152</																									

Time	Tank Pressure	Oil Recover Factor	Oil Rate	Gas Rate	Water Rate	Liquid Rate	Water Inj Rate	Avg.Oil Rate	Avg.Gas Rate	Avg.Water Rate	Avg.Liq Rate	Avg.Water Inj Rate	Gas Saturation	Oil Saturation	Water Saturation	Water FVF	Oil Viscosity	Gas Viscosity	Water Viscosity	Oil Density	Gas Density	Oil Perm.	Rel. Perm.	Water Perm.	Water Cut	Solution GOR	Cum GOR	GLR	Water Compress.	Formation Compress.	Cum Oil Produced	Cum Gas Produced	Cum Water Injected	Dow Volume	Reservoir Voidage	Injection	Voidage Balance	Unsaturation
28/11/2023	599.78	16.341	0.11239	302.640	411.484	300	0.07007307	0.82934	0.16345	10.552	1.0484	10.406	0.0104354	0.315462	53.6663	4.97538	0.013288	0.000850	74.1173	102.7	85.682	27.304	3.81E-01	1.94E-00	2.45201	21.003	(3.3383)	(88334)	16.767	(0.0759)	(0.043325)	(0.1264	39.4112					
28/12/2023	554.567	16.359	0.10940	300.940	410.002	300	0.0700790	0.82967	0.16374	10.559	1.0592	10.4048	0.0103032	0.315462	53.6672	4.97442	0.013288	0.000850	73.9975	102.7	85.790	27.3104	3.81E-01	1.94E-00	2.45229	21.040	(3.9408)	(89204)	16.768	(0.0742)	(0.042807)	(0.1267	39.4104					
28/12/2023	549.676	16.358	0.10960	301.116	408.471	300	0.0701297	0.82997	0.16394	10.567	1.0604	10.4050	0.0102489	0.315462	53.6694	4.97403	0.013288	0.000850	73.7905	102.7	85.788	27.3183	3.81E-01	1.94E-00	2.45286	21.077	(3.9821)	(89724)	16.768	(0.0735)	(0.043493)	(0.1269	39.4109					
28/12/2023	543.07	16.368	0.11126	296.670	406.948	300	0.0701571	0.83025	0.16371	10.574	1.0615	10.4051	0.0101471	0.315462	53.6556	4.8785	0.013287	0.000850	73.9441	102.7	85.755	27.3148	3.81E-01	1.94E-00	2.45229	21.133	(3.9590)	(89204)	16.768	(0.0743)	(0.04335)	(0.1268	39.6551					
28/12/2023	538.78	16.406	0.11084	297.570	405.508	300	0.0701584	0.82976	0.16359	10.581	1.0625	10.4053	0.0100437	0.315462	53.6522	4.84177	0.013287	0.000850	73.9803	102.7	85.777	27.3281	3.81E-01	1.94E-00	2.45171	21.145	(3.9815)	(89204)	16.751	(0.0740)	(0.043806)	(0.1271	39.7884					
28/12/2023	533.542	16.423	0.11047	297.410	403.976	300	0.0702038	0.82918	0.16355	10.588	1.0635	10.4055	0.0099408	0.315462	53.6487	4.81832	0.013287	0.000850	73.9963	102.7	85.800	27.3300	3.81E-01	1.94E-00	2.44881	21.178	(3.9973)	(89204)	16.733	(0.0740)	(0.04373)	(0.1277	39.8008					
28/12/2023	528.609	16.463	0.110996	295.800	402.494	300	0.0702007	0.82917	0.16352	10.595	1.0646	10.4057	0.0098448	0.315462	53.6463	4.79805	0.013287	0.000850	73.9866	102.7	85.822	27.3299	3.81E-01	1.94E-00	2.44713	21.129	(3.9962)	(89204)	16.716	(0.0749)	(0.043581)	(0.1304	39.871					
28/12/2023	523.607	16.464	0.11088	295.120	401.12	300	0.0702485	0.82903	0.16321	10.602	1.0657	10.4058	0.0097485	0.315462	53.6419	4.78023	0.013287	0.000850	73.9805	102.7	85.846	27.3279	3.81E-01	1.94E-00	2.44705	21.210	(3.9954)	(89204)	16.748	(0.0740)	(0.043388)	(0.1371	39.9671					
28/12/2023	518.88	16.487	0.110938	293.210	399.481	300	0.0702951	0.82854	0.16362	10.609	1.0667	10.4060	0.0096442	0.315462	53.6386	4.76061	0.013287	0.000850	73.9941	102.7	85.864	27.3240	3.81E-01	1.94E-00	2.44725	21.278	(3.9942)	(89204)	16.741	(0.0740)	(0.043587)	(0.1401	40.046					
28/12/2023	514.05	16.505	0.110820	292.990	399.099	300	0.0703425	0.82838	0.16368	10.616	1.0678	10.4062	0.0095410	0.315462	53.6352	4.74303	0.013287	0.000850	73.9901	102.7	85.882	27.3181	3.81E-01	1.94E-00	2.44814	21.336	(3.9922)	(89204)	16.764	(0.0740)	(0.043404)	(0.1516	40.1242					
28/12/2023	509.25	16.524	0.110824	291.030	396.419	300	0.0704495	0.82812	0.16379	10.623	1.0688	10.4063	0.0094395	0.315462	53.6318	4.62613	0.013287	0.000850	73.9788	102.7	85.920	27.3102	3.81E-01	1.94E-00	2.44841	21.473	(3.9925)	(89204)	16.744	(0.0742)	(0.043413)	(0.1688	40.2027					
28/12/2023	504.48	16.554	0.110786	289.980	394.937	300	0.0705244	0.82812	0.16374	10.630	1.0698	10.4064	0.0093379	0.315462	53.6286	4.59474	0.013286	0.000850	73.9739	102.7	85.932	27.3004	3.81E-01	1.94E-00	2.44897	21.597	(3.9927)	(89204)	16.731	(0.0749)	(0.043501)	(0.1800	40.2789					
28/12/2023	500.312	16.570	0.110731	288.910	393.454	300	0.0705804	0.82808	0.16372	10.637	1.0709	10.4066	0.0092340	0.315462	53.6254	4.56713	0.013286	0.000850	73.9708	102.7	85.944	27.2889	3.81E-01	1.94E-00	2.44912	21.633	(3.9928)	(89204)	16.715	(0.0747)	(0.043428)	(0.1933	40.354					
28/12/2023	496.009	16.598	0.110685	287.810	391.924	300	0.0706255	0.82845	0.16383	10.643	1.0718	10.4067	0.0091273	0.315462	53.6221	4.54001	0.013286	0.000850	73.9618	102.7	85.957	27.2753	3.81E-01	1.94E-00	2.44935	21.642	(3.9924)	(89204)	16.700	(0.0740)	(0.043296)	(0.2147	40.431					
28/12/2023	491.652	16.613	0.110570	286.810	390.393	300	0.0706965	0.82839	0.16387	10.650	1.0728	10.4069	0.0090145	0.315462	53.6189	4.51289	0.013286	0.000850	73.9548	102.7	85.972	27.2601	3.81E-01	1.94E-00	2.44958	21.748	(3.9923)	(89204)	16.734	(0.0742)	(0.043404)	(0.2377	40.5039					
28/12/2023	487.384	16.638	0.110581	285.740	388.861	300	0.0707425	0.82831	0.16395	10.655	1.0738	10.4070	0.0089036	0.315462	53.6157	4.52837	0.013286	0.000850	73.9436	102.7	86.031	27.2426	3.81E-01	1.94E-00	2.44908	21.713	(3.9925)	(89204)	16.739	(0.0744)	(0.043451)	(0.2617	40.5885					
28/12/2023	483.07	16.658	0.110600	284.680	387.478	300	0.0707909	0.82829	0.16395	10.662	1.0747	10.4071	0.0087924	0.315462	53.6128	4.50785	0.013286	0.000850	73.9378	102.7	86.073	27.2238	3.81E-01	1.94E-00	2.44927	21.809	(3.9924)	(89204)	16.736	(0.0744)	(0.043085)	(0.2855	40.6682					
28/12/2023	478.876	16.679	0.110499	283.770	385.947	300	0.0707974	0.82801	0.16401	10.669	1.0756	10.4073	0.0086813	0.315462	53.6097	4.48064	0.013286	0.000850	73.9310	102.7	86.084	27.2042	3.81E-01	1.94E-00	2.44985	21.738	(3.9923)	(89204)	16.741	(0.0743)	(0.043464)	(0.3105	40.732					
28/12/2023	474.691	16.699	0.110448	282.750	384.465	300	0.0707994	0.82813	0.16407	10.675	1.0766	10.4074	0.0085704	0.315462	53.6066	4.45388	0.013286	0.000850	73.9250	102.7	86.097	27.1836	3.81E-01	1.94E-00	2.44991	21.690	(3.9924)	(89204)	16.727	(0.0743)	(0.043294)	(0.3314	40.8094					
28/12/2023	470.519	16.720	0.110391	281.740	382.934	300	0.0707950	0.82821	0.16407	10.681	1.0775	10.4075	0.0084597	0.315462	53.6036	4.42743	0.013286	0.000850	73.9186	102.7	86.095	27.1575	3.81E-01	1.94E-00	2.45006	21.673	(3.9924)	(89204)	16.713	(0.0749)	(0.043408)	(0.3540	40.8857					
28/12/2023	466.368	16.740	0.110370	280.750	381.452	300	0.0707270	0.82793	0.16416	10.687	1.0784	10.4077	0.0083485	0.315462	53.6007	4.40113	0.013286	0.000850	73.9123	102.7	86.109	27.1331	3.81E-01	1.94E-00	2.45029	21.684	(3.9924)	(89204)	16.700	(0.0740)	(0.043293)	(0.3773	40.9593					
28/12/2023	462.230	16.761	0.110328	280.510	379.921	300	0.0706431	0.82783	0.16419	10.693	1.0793	10.4078	0.0082371	0.315462	53.5974	4.37489	0.013286	0.000850	73.9058	102.7	86.125	27.107	3.81E-01	1.94E-00	2.45021	21.705	(3.9924)	(89204)	16.707	(0.0749)	(0.043461)	(0.4014	41.0303					
28/12/2023	458.102	16.781	0.110235	279.520	378.390	300	0.0705407	0.82774	0.16423	10.699	1.0801	10.4079	0.0081269	0.315462	53.5948	4.34824	0.013286	0.000850	73.9003	102.7	86.104	27.0738	3.81E-01	1.94E-00	2.45021	21.723	(3.9924)	(89204)	16.724	(0.0749)	(0.043467)	(0.4256	41.1133					
28/12/2023	453.978	16.803	0.110187	278.420	376.860	300	0.0704486	0.82768	0.16423	10.705	1.0811	10.4080	0.0080120	0.315462	53.5920	4.32654	0.013286	0.000850	73.8958	102.7	86.100	27.0423	3.81E-01	1.94E-00	2.45029	21.690	(3.9924)	(89204)	16.721	(0.0749)	(0.043594)	(0.4510	41.1880					
28/12/2023	449.858	16.824	0.110129	277.350	375.377	300	0.0703561	0.82751	0.16435	10.711	1.0820	10.4081	0.0078951	0.315462	53.5892	4.30426	0.013286	0.000850	73.8904	102.7	86.200	27.0097	3.81E-01	1.94E-00	2.45036	21.745	(3.9924)	(89204)	16.729	(0.0749)	(0.043451)	(0.4758	41.2578					
28/12/2023	445.740	16.848	0.110075	276.300	373.895	300	0.0702636	0.82756	0.16442	10.717	1.0828	10.4083	0.0077842	0.315462	53.5865	4.28268	0.013286	0.000850	73.8851	102.7	86.219	26.9748	3.81E-01	1.94E-00	2.45032	21.828	(3.9924)	(89204)	16.735	(0.0749)	(0.043293)	(0.4915	41.3288					
28/12/2023	441.624	16.869	0.110024	275.270	372.364	300	0.0701711	0.82756	0.16448	10.722	1.0837	10.4084	0.0076733	0.315462	53.5837	4.26127	0.013286	0.000850	73.8799	102.7	86.231	26.9389	3.81E-01	1.94E-00	2.45036	21.860	(3.9924)	(89204)	16.725	(0.0749)	(0.043521)	(0.5145	41.4039					
28/12/2023	437.508	16.891	0.109964	274.260	370.832	300	0.0700796	0.82756	0.16456	10.728	1.0845	10.4085	0.0075624	0.315462	53.5810	4.24009	0.013286	0.000850	73.8746	102.7	86.237	26.9004	3.81E-01	1.94E-00	2.45038	21.878	(3.9924)	(89204)	16.713	(0.0749)	(0.043507)	(0.5377	41.4777					
28/12/2023	433.392	16.913	0.109913	273.270	369.348	300</																																

Anexo 6: Cálculos líneas de flujo y eficiencias de barrido caso base.

Malla de Inyección															Atacapi-26				
Time	Oil Recovery Factor	Sweep Efficiency	Oil Rate	Water Rate	Water Inj Rate	Cum Oil Produced	Cum Wat. Produced	Cum Wat. Injected	Downhole Oil Rate	Downhole Water Rate	Downhole Water Inj Rate	Downhole Cum Oil	Downhole Cum Water	Downhole Cum Water Inj	Oil Rate	Water Cut	Breakthrough Time	Oil Swept by Atacapi-29	Water Swept by Atacapi-29
(days)	(percent)	(percent)	(STB/day)	(STB/day)	(STB/day)	(MMSTB)	(MMSTB)	(MMSTB)	(RB/day)	(RB/day)	(STB/day)	(MMRB)	(MMRB)	(MMRB)	(STB/day)	(percent)	(days)	(percent)	(percent)
0	0	0			5456,79	0	0	0			5600	0	0	0					
1,305	0,0430924	0,0546242	4963,32	0	5456,79	0,00647679	0	0,00712072	5600	0	5600	0,00730761	0	0,00730761	4963,32	0	633,263	100	0
1,859	0,0613903	0,0778187	4963,32	0	5456,79	0,00922696	0	0,0101443	5600	0	5600	0,0104106	0	0,0104106	4963,32	0	633,263	100	0
2,648	0,0874578	0,110862	4963,32	0	5456,79	0,0131449	0	0,0144518	5600	0	5600	0,0148311	0	0,0148311	4963,32	0	633,263	100	0
3,773	0,124595	0,157937	4963,32	0	5456,79	0,0187266	0	0,0205884	5600	0	5600	0,0211287	0	0,0211287	4963,32	0	633,263	100	0
5,375	0,1775	0,225	4963,32	0	5456,79	0,0266782	0	0,0293307	5600	0	5600	0,0301004	0	0,0301004	4963,32	0	633,263	100	0
7,657	0,25287	0,32054	4963,32	0	5456,79	0,0380064	0	0,0417851	5600	0	5600	0,0428817	0	0,0428817	4963,32	0	633,263	100	0
10,909	0,360245	0,456649	4963,32	0	5456,79	0,0541449	0	0,0595281	5600	0	5600	0,0610904	0	0,0610904	4963,32	0	633,263	100	0
15,541	0,513213	0,650552	4963,32	0	5456,79	0,077136	0	0,084805	5600	0	5600	0,0870307	0	0,0870307	4963,32	0	633,263	100	0
22,140	0,731134	0,926789	4963,32	0	5456,79	0,109889	0	0,120815	5600	0	5600	0,123986	0	0,123986	4963,32	0	633,263	100	0
31,542	1,042	1,3203	4963,32	0	5456,79	0,156551	0	0,172115	5600	0	5600	0,176632	0	0,176632	4963,32	0	633,263	100	0
44,935	1,484	1,8810	4963,32	0	5456,79	0,223025	0	0,245199	5600	0	5600	0,251634	0	0,251634	4963,32	0	633,263	100	0
64,015	2,113	2,6779	4549,71	454,732	5456,79	0,31752	0,000227	0,349316	5133,33	467	5600	0,358251	0,000233	0,358484	4549,71	9,087	633,263	100	100
91,197	2,792	3,5392	3308,88	1818,93	5456,79	0,419637	0,036285	0,497643	3733,33	1866,67	5600	0,473466	0,037237	0,510704	3308,88	35,472	633,263	100	100
129,92	3,544	4,4918	2481,66	2728,39	5456,79	0,532594	0,123406	0,708951	2800	2800	5600	0,600913	0,126645	0,727558	2481,66	52,368	633,263	100	100
185,09	4,398	5,5750	2068,05	3183,13	5456,79	0,661028	0,283242	1,00999	2333,33	3266,67	5600	0,745823	0,290676	1,0365	2068,05	60,617	633,263	100	100
263,68	5,391	6,8336	1654,44	3637,86	5456,79	0,810263	0,548029	1,43885	1866,67	3733,33	5600	0,914201	0,562412	1,4766	1654,44	68,739	633,263	100	100
375,65	6,551	8,3047	1240,83	4092,59	5456,79	0,984682	0,967239	2,04982	1400	4200	5600	1,11099	0,992624	2,1036	1240,83	76,735	633,263	100	100
535,15	7,868	9,9739	1240,83	4092,59	5456,79	1,1826	1,62004	2,92022	1400	4200	5600	1,33430	1,66256	2,9969	1240,83	76,735	633,263	100	100
1470	12,068	15,2969	413,61	5002,05	5456,79	1,8138	6,02740	8,02148	466,667	5133,33	5600	2,04641	6,18559	8,2320	413,61	92,363	633,263	100	100
2000	13,526	17,1457	413,61	5002,05	5456,79	2,0330	8,67849	10,91360	466,667	5133,33	5600	2,29374	8,90626	11,2	413,61	92,363	633,263	100	100
4000	15,807	20,0367	0	5456,79	5456,79	2,3758	19,21520	21,82710	0	5600	5600	2,68050	19,71950	22,4	0	100	633,263	100	100
6000	15,807	20,0367	0	5456,79	5456,79	2,3758	30,12880	32,74070	0	5600	5600	2,68050	30,91950	33,6	0	100	633,263	100	100

Anexo 7: Cálculos líneas de flujo y eficiencias de barrido caso dos-malla inyección.

Time	Oil Recovery Factor	Sweep Efficiency	Oil Rate	Water Rate	Water Inj Rate	Cum Oil Produced	Cum Wat. Produced	Cum Wat. Injected	Downhole Oil Rate	Downhole Water Rate	Downhole Water Inj Rate	Downhole Cumulative Oil	Downhole Cum Water	Downhole Cum Water Inj	Cum Wat. Injected
(days)	(percent)	(percent)	(STB/day)	(STB/day)	(STB/day)	(MMSTB)	(MMSTB)	(MMSTB)	(RB/day)	(RB/day)	(RB/day)	(MMRB)	(MMRB)	(MMRB)	(MMSTB)
0	0	0			5261,9	0	0	0			5400	0	0	0	0
1,305	0,04155	0,0526733	4786,06	0	5261,9	0,00625	0	0,006866	5400	0	5400	0,00704662	0	0,00704662	0,006866
1,859	0,05920	0,0750395	4786,06	0	5261,9	0,00890	0	0,009782	5400	0	5400	0,0100388	0	0,0100388	0,009782
2,648	0,08433	0,106903	4786,06	0	5261,9	0,01268	0	0,013936	5400	0	5400	0,0143014	0	0,0143014	0,013936
3,773	0,12015	0,152296	4786,06	0	5261,9	0,01806	0	0,019853	5400	0	5400	0,0203741	0	0,0203741	0,019853
5,375	0,17116	0,216964	4786,06	0	5261,9	0,02573	0	0,028283	5400	0	5400	0,0290254	0	0,0290254	0,028283
7,657	0,24384	0,309092	4786,06	0	5261,9	0,03665	0	0,040293	5400	0	5400	0,0413502	0	0,0413502	0,040293
10,909	0,34738	0,44034	4786,06	0	5261,9	0,05221	0	0,057402	5400	0	5400	0,0589086	0	0,0589086	0,057402
15,541	0,49488	0,627318	4786,06	0	5261,9	0,07438	0	0,081776	5400	0	5400	0,0839225	0	0,0839225	0,081776
22,140	0,70502	0,89369	4786,06	0	5261,9	0,10597	0	0,116500	5400	0	5400	0,119558	0	0,119558	0,116500
31,542	1,004	1,273	4786,06	0	5261,9	0,15096	0	0,165968	5400	0	5400	0,170324	0	0,170324	0,165968
44,935	1,431	1,814	4786,06	0	5261,9	0,21506	0	0,236442	5400	0	5400	0,242647	0	0,242647	0,236442
64,015	2,038	2,584	4786,06	0	5261,9	0,30638	0	0,336841	5400	0	5400	0,345681	0	0,345681	0,336841
91,197	2,847	3,609	4161,79	686	5261,9	0,42796	0,0093647	0,479870	4695,65	704	5400	0,482854	0,00961052	0,492464	0,479870
129,921	3,877	4,914	3849,66	1029,5	5261,9	0,58271	0,0429912	0,683631	4343,48	1056,52	5400	0,657454	0,0441195	0,701573	0,683631
185,089	5,235	6,636	3225,39	1715,84	5261,9	0,78684	0,108846	0,97392	3639,13	1760,87	5400	0,887778	0,111703	0,999481	0,97392
263,681	6,785	8,600	2809,21	2173,39	5261,9	1,01976	0,266317	1,38746	3169,57	2230,43	5400	1,15057	0,273306	1,42388	1,38746
375,646	8,614	10,919	2288,98	2745,34	5261,9	1,29468	0,553213	1,97661	2582,61	2817,39	5400	1,46076	0,567732	2,02849	1,97661
535,154	10,888	13,801	2080,9	2974,12	5261,9	1,63642	1,01682	2,81593	2347,83	3052,17	5400	1,84633	1,0435	2,88983	2,81593
1470	19,297	24,461	624,27	4575,57	5261,9	2,90037	4,54627	7,73499	704,348	4695,65	5400	3,27242	4,6656	7,93800	7,73499
2000	21,102	26,749	312,13	4918,73	5261,9	3,17159	7,03688	10,52380	352,174	5047,83	5400	3,57843	7,2216	10,8	10,5238
4000	23,272	29,500	0	5261,9	5261,9	3,49779	17,20210	21,04760	0	5400	5400	3,94648	17,6535	21,6	21,0476
6000	23,272	29,500	0	5261,9	5261,9	3,49779	27,72590	31,57140	0	5400	5400	3,94648	28,4535	32,4	31,5714

Anexo 8: Cálculos líneas de flujo y eficiencias de barrido caso dos-Atacapi-26D.

Time	Oil Rate	Water Rate	Water Cut	Cum Oil Produced	Cum Wat. Produced	Breakthrough Time	Downhole Oil Rate	Downhole Water Rate	Downhole Cum Oil	Downhole Cum Water	Oil Swept by Atacapi-29	Water Swept by Atacapi-29	Oil Swept by Atacapi-33	Water Swept by Atacapi-33
(days)	(STB/day)	(STB/day)	(percent)	(MMSTB)	(MMSTB)	(days)	(RB/day)	(RB/day)	(MMRB)	(MMRB)	(percent)	(percent)	(percent)	(percent)
0,000				0	0	706,482			0	0				
1,305	3329,43	0	0	0,0043447	0	706,482	3756,52	0	0,004902	0	43,75	0	56,25	0
1,859	3329,43	0	0	0,0061895	0	706,482	3756,52	0	0,006983	0	43,75	0	56,25	0
2,648	3329,43	0	0	0,0088177	0	706,482	3756,52	0	0,009949	0	43,75	0	56,25	0
3,773	3329,43	0	0	0,0125619	0	706,482	3756,52	0	0,014173	0	43,75	0	56,25	0
5,375	3329,43	0	0	0,017896	0	706,482	3756,52	0	0,020192	0	43,75	0	56,25	0
7,657	3329,43	0	0	0,025495	0	706,482	3756,52	0	0,028765	0	43,75	0	56,25	0
10,909	3329,43	0	0	0,0363208	0	706,482	3756,52	0	0,040980	0	43,75	0	56,25	0
15,541	3329,43	0	0	0,0517434	0	706,482	3756,52	0	0,058381	0	43,75	0	56,25	0
22,140	3329,43	0	0	0,0737146	0	706,482	3756,52	0	0,083171	0	43,75	0	56,25	0
31,542	3329,43	0	0	0,105015	0	706,482	3756,52	0	0,118486	0	43,75	0	56,25	0
44,935	3329,43	0	0	0,149607	0	706,482	3756,52	0	0,168798	0	43,75	0	56,25	0
64,015	3329,43	0	0	0,213134	0	706,482	3756,52	0	0,240474	0	43,75	0	56,25	0
91,197	2705,16	686,335	20,237	0,295117	0,009365	706,482	3052,17	704,348	0,332973	0,00961	42,127	100	57,874	0
129,921	2393,03	1029,5	30,080	0,39346	0,042991	706,482	2700	1056,52	0,443932	0,04412	38,160	100	61,840	0
185,089	1768,76	1715,84	49,241	0,517238	0,108846	706,482	1995,65	1760,87	0,583588	0,11170	33,797	95,75	66,203	4,251
263,681	1352,58	2173,39	61,640	0,635675	0,266317	706,482	1526,09	2230,43	0,717217	0,27331	31,359	76,27	68,641	23,734
375,646	832,36	2745,34	76,735	0,747503	0,553213	706,482	939,13	2817,39	0,84339	0,56773	29,144	65,45	70,856	34,553
535,154	624,27	2974,12	82,651	0,856895	1,01682	706,482	704,348	3052,17	0,966815	1,0435	27,361	58,94	72,639	41,065
1470	104,05	3546,06	97,150	1,078	4,19620	706,482	117,391	3639,13	1,21576	4,3063	24,001	49,33	75,999	50,674
2000	0	3660,45	100	1,124	6,08544	706,482	0	3756,52	1,26789	6,2452	23,014	47,96	76,986	52,040
4000	0	3660,45	100	1,124	13,40630	706,482	0	3756,52	1,26789	13,7582	23,014	45,66	76,986	54,339
6000	0	3660,45	100	1,124	20,72730	706,482	0	3756,52	1,26789	21,2712	23,014	44,99	76,986	55,014

Anexo 9: Cálculos líneas de flujo y eficiencias de barrido caso dos-PN.

Time	Oil Rate	Water Rate	Water Cut	Cum Oil Produced	Cum Wat. Produced	Breakthrough Time	Downhole Oil Rate	Downhole Water Rate	Downhole Cum Oil	Downhole Cum Water	Oil Swept by Atacapi-29	Water Swept by Atacapi-29	Oil Swept by Atacapi-33	Water Swept by Atacapi-33
(days)	(STB/day)	(STB/day)	(percent)	(MMSTB)	(MMSTB)	(days)	(RB/day)	(RB/day)	(MMRB)	(MMRB)	(percent)	(percent)	(percent)	(percent)
0,000				0	0	971,479			0	0				
1,305	1456,63	0	0	0,0019008	0	971,479	1643,48	0	0,0021446	0	85,7143	0	14,2857	0
1,859	1456,63	0	0	0,0027079	0	971,479	1643,48	0	0,0030553	0	85,7143	0	14,2857	0
2,648	1456,63	0	0	0,0038577	0	971,479	1643,48	0	0,0043526	0	85,7143	0	14,2857	0
3,773	1456,63	0	0	0,0054958	0	971,479	1643,48	0	0,0062008	0	85,7143	0	14,2857	0
5,375	1456,63	0	0	0,0078295	0	971,479	1643,48	0	0,0088338	0	85,7143	0	14,2857	0
7,657	1456,63	0	0	0,0111154	0	971,479	1643,48	0	0,0125849	0	85,7143	0	14,2857	0
10,909	1456,63	0	0	0,0158903	0	971,479	1643,48	0	0,0179287	0	85,7143	0	14,2857	0
15,541	1456,63	0	0	0,0226377	0	971,479	1643,48	0	0,0255416	0	85,7143	0	14,2857	0
22,140	1456,63	0	0	0,0322502	0	971,479	1643,48	0	0,0363871	0	85,7143	0	14,2857	0
31,542	1456,63	0	0	0,0459442	0	971,479	1643,48	0	0,0518378	0	85,7143	0	14,2857	0
44,935	1456,63	0	0	0,0654531	0	971,479	1643,48	0	0,0738492	0	85,7143	0	14,2857	0
64,015	1456,63	0	0	0,093246	0	971,479	1643,48	0	0,105207	0	85,7143	0	14,2857	0
91,197	1456,63	0	0	0,13284	0	971,479	1643,48	0	0,14988	0	85,7143	0	14,2857	0
129,921	1456,63	0	0	0,189246	0	971,479	1643,48	0	0,213522	0	85,7143	0	14,2857	0
185,089	1456,63	0	0	0,269606	0	971,479	1643,48	0	0,30419	0	85,7143	0	14,2857	0
263,681	1456,63	0	0	0,384085	0	971,479	1643,48	0	0,433354	0	85,7143	0	14,2857	0
375,646	1456,63	0	0	0,547176	0	971,479	1643,48	0	0,617366	0	85,7143	0	14,2857	0
535,154	1456,63	0	0	0,77952	0	971,479	1643,48	0	0,879514	0	85,7143	0	14,2857	0
1470	520,22	1029,5	66,431	1,8228	0,35007	971,479	586,957	1056,52	2,05666	0,359258	83,2189	100	16,7811	0
2000	312,13	1258,28	80,124	2,0479	0,951442	971,479	352,174	1291,3	2,31054	0,976412	79,6773	100	20,3227	0
4000	0	1601,45	100	2,3741	3,79571	971,479	0	1643,48	2,67859	3,89532	70,2307	96,3615	29,7693	3,639
6000	0	1601,45	100	2,3741	6,99860	971,479	0	1643,48	2,67859	7,18228	70,2307	91,4888	29,7693	8,511

Anexo 10: Cálculos líneas de flujo y eficiencias de barrido caso tres-malla de inyección.

Time	Oil Recovery Factor	Sweep Efficiency	Oil Rate	Water Rate	Water Inj Rate	Cum Oil Produced	Cum Wat. Produced	Cum Wat. Injected	Downhole Oil Rate	Downhole Water Rate	Downhole Water Inj Rate	Downhole Cum Oil	Downhole Cum Water	Downhole Cum Water Inj	Cum Wat. Injected
(days)	(percent)	(percent)	(STB/day)	(STB/day)	(STB/day)	(MMSTB)	(MMSTB)	(MMSTB)	(RB/day)	(RB/day)	(RB/day)	(MMRB)	(MMRB)	(MMRB)	(MMSTB)
0,000	0	0			5749,11	0	0	0			5900	0	0	0	0
1,30493	0,0454009	0,0575505	5229,21	0	5749,11	0,0068238	0	0,0075022	5900	0	5900	0,0076991	0	0,00769909	0,0075022
1,85903	0,0646791	0,0819875	5229,21	0	5749,11	0,0097213	0	0,0106878	5900	0	5900	0,0109683	0	0,0109683	0,0106878
2,64841	0,092143	0,116801	5229,21	0	5749,11	0,0138491	0	0,015226	5900	0	5900	0,0156256	0	0,0156256	0,015226
3,77299	0,131269	0,166398	5229,21	0	5749,11	0,0197298	0	0,0216914	5900	0	5900	0,0222606	0	0,0222606	0,0216914
5,37508	0,187009	0,237054	5229,21	0	5749,11	0,0281074	0	0,0309019	5900	0	5900	0,031713	0	0,031713	0,0309019
7,65745	0,266417	0,337711	5229,21	0	5749,11	0,0400424	0	0,0440236	5900	0	5900	0,045179	0	0,045179	0,0440236
10,90900	0,379544	0,481112	5229,21	0	5749,11	0,0570455	0	0,0627171	5900	0	5900	0,0643631	0	0,0643631	0,0627171
15,54120	0,540707	0,685403	5229,21	0	5749,11	0,0812682	0	0,0893481	5900	0	5900	0,0916931	0	0,0916931	0,0893481
22,14030	0,770302	0,976439	5229,21	0	5749,11	0,115776	0	0,127287	5900	0	5900	0,130628	0	0,130628	0,127287
31,54150	1,09739	1,39105	5229,21	0	5749,11	0,164937	0	0,181336	5900	0	5900	0,186095	0	0,186095	0,181336
44,93470	1,56336	1,98172	5229,21	0	5749,11	0,234973	0	0,258335	5900	0	5900	0,265115	0	0,265115	0,258335
64,01500	2,21456	2,80719	4742,77	534,801	5749,11	0,332849	0,002088	0,36803	5351,16	548,84	5900	0,375546	0,00214277	0,377688	0,36803
91,19710	3,02656	3,83649	4256,34	1069,6	5749,11	0,454892	0,0241836	0,524303	4802,33	1097,67	5900	0,513245	0,0248183	0,538063	0,524303
129,9210	4,09351	5,18896	4013,12	1337	5749,11	0,615255	0,0705053	0,746931	4527,91	1372,09	5900	0,694178	0,0723557	0,766534	0,746931
185,0890	5,48617	6,95430	3405,07	2005,5	5749,11	0,824572	0,157545	1,0641	3841,86	2058,14	5900	0,930345	0,16168	1,09203	1,06410
263,6810	7,07144	8,96380	2797,02	2674,01	5749,11	1,063	0,347425	1,5159	3155,81	2744,19	5900	1,19918	0,356543	1,55572	1,51593
375,6460	9,02893	11,44510	2432,19	3075,11	5749,11	1,357	0,667662	2,1596	2744,19	3155,81	5900	1,53113	0,685185	2,21631	2,15963
535,1540	11,51430	14,59560	2188,97	3342,51	5749,11	1,731	1,174	3,0767	2469,77	3430,23	5900	1,95260	1,20481	3,15741	3,07666
1470	19,69880	24,97040	486,44	5214,31	5749,11	2,961	5,196	8,4512	548,837	5351,16	5900	3,34053	5,33247	8,673	8,45120
2000	21,01540	26,63930	243,22	5481,71	5749,11	3,159	8,026	11,4982	274,419	5625,58	5900	3,56380	8,23620	11,8	11,49820
4000	23,21980	29,43350	121,61	5615,41	5749,11	3,490	19,160	22,9965	137,209	5762,79	5900	3,93761	19,66240	23,6	22,99650
6000	23,91490	30,31470	0	5749,11	5749,11	3,594	30,543	34,4947	0	5900	5900	4,05550	31,34450	35,4	34,49470

Anexo 11: Cálculos líneas de flujo y eficiencias de barrido caso tres-Atacapi-26D.

Time	Oil Rate	Water Rate	Water Cut	Cum Oil Produced	Cum Wat. Produced	Breakthrough Time	Downhole Oil Rate	Downhole Water Rate	Downhole Cum Oil	Downhole Cum Water	Oil Swept by Atacapi-29	Water Swept by Atacapi-29	Oil Swept by Atacapi-33	Water Swept by Atacapi-33
(days)	(STB/day)	(STB/day)	(percent)	(MMSTB)	(MMSTB)	(days)	(RB/day)	(RB/day)	(MMRB)	(MMRB)	(percent)	(percent)	(percent)	(percent)
0				0	0	57,983			0	0				
1,30493	3405,07	0	0	0,0044434	0	57,983	3841,86	0	0,00501336	0	53,57	0	46,429	0
1,85903	3405,07	0	0	0,0063301	0	57,983	3841,86	0	0,00714213	0	53,57	0	46,429	0
2,64841	3405,07	0	0	0,009018	0	57,983	3841,86	0	0,0101748	0	53,57	0	46,429	0
3,77299	3405,07	0	0	0,0128473	0	57,983	3841,86	0	0,0144953	0	53,57	0	46,429	0
5,37508	3405,07	0	0	0,0183025	0	57,983	3841,86	0	0,0206503	0	53,57	0	46,429	0
7,65745	3405,07	0	0	0,0260741	0	57,983	3841,86	0	0,0294189	0	53,57	0	46,429	0
10,90900	3405,07	0	0	0,0371459	0	57,983	3841,86	0	0,0419109	0	53,57	0	46,429	0
15,54120	3405,07	0	0	0,0529189	0	57,983	3841,86	0	0,0597071	0	53,57	0	46,429	0
22,14030	3405,07	0	0	0,0753892	0	57,983	3841,86	0	0,0850599	0	53,57	0	46,429	0
31,54150	3405,07	0	0	0,107401	0	57,983	3841,86	0	0,121178	0	53,57	0	46,429	0
44,93470	3405,07	0	0	0,153006	0	57,983	3841,86	0	0,172633	0	53,57	0	46,429	0
64,01500	2918,63	534,801	15,4861	0,216076	0,002088	57,983	3293,02	548,837	0,243794	0,00214277	53,16	100	46,837	0
91,19710	2432,19	1069,6	30,5444	0,288536	0,0241836	57,983	2744,19	1097,67	0,325548	0,0248183	50,03	100	49,968	0
129,921	2188,97	1337	37,9187	0,378261	0,0705053	57,983	2469,77	1372,09	0,426783	0,0723557	45,7	100	54,3	0
185,089	1580,92	2005,5	55,9193	0,486943	0,157545	57,983	1783,72	2058,14	0,549406	0,16168	41,275	95,356	58,725	4,644
263,681	972,877	2674,01	73,3231	0,581846	0,347425	57,983	1097,67	2744,19	0,656483	0,356543	38,864	80,652	61,137	19,348
375,646	608,048	3075,11	83,4911	0,671816	0,667662	57,983	686,047	3155,81	0,757994	0,685185	37,712	71,116	62,288	28,884
535,154	364,829	3342,51	90,1593	0,754403	1,174	57,983	411,628	3430,23	0,851175	1,20481	36,947	65,316	63,053	34,684
1470	0	3743,61	100	0,816513	4,605	57,983	0	3841,86	0,921253	4,72628	35,235	57,146	64,765	42,854
2000	0	3743,61	100	0,816513	6,590	57,983	0	3841,86	0,921253	6,76247	35,235	56,069	64,765	43,931
4000	0	3743,61	100	0,816513	14,077	57,983	0	3841,86	0,921253	14,44620	35,235	54,741	64,765	45,259
6000	0	3743,61	100	0,816513	21,564	57,983	0	3841,86	0,921253	22,12990	35,235	54,335	64,765	45,665

Anexo 12: Cálculos líneas de flujo y eficiencias de barrido caso tres-PN.

Time	Oil Rate	Water Rate	Water Cut	Cum Oil Produced	Cum Wat. Produced	Breakthrough Time	Downhole Oil Rate	Downhole Water Rate	Downhole Cum Oil	Downhole Cum Water	Oil Swept by Atacapi-29	Water Swept by Atacapi-29	Oil Swept by Atacapi-33	Water Swept by Atacapi-33
(days)	(STB/day)	(STB/day)	(percent)	(MMSTB)	(MMSTB)	(days)	(RB/day)	(RB/day)	(MMRB)	(MMRB)	(percent)	(percent)	(percent)	(percent)
0				0	0	961,944			0	0				
1,30493	1216,1	0	0	0,0015869	0	961,944	1372,09	0	0,0017905	0	90	0	10	0
1,85903	1216,1	0	0	0,0022608	0	961,944	1372,09	0	0,0025508	0	90	0	10	0
2,64841	1216,1	0	0	0,0032207	0	961,944	1372,09	0	0,0036339	0	90	0	10	0
3,77299	1216,1	0	0	0,0045883	0	961,944	1372,09	0	0,0051769	0	90	0	10	0
5,37508	1216,1	0	0	0,0065366	0	961,944	1372,09	0	0,0073751	0	90	0	10	0
7,65745	1216,1	0	0	0,0093122	0	961,944	1372,09	0	0,0105067	0	90	0	10	0
10,9090	1216,1	0	0	0,0132664	0	961,944	1372,09	0	0,0149682	0	90	0	10	0
15,5412	1216,1	0	0	0,0188996	0	961,944	1372,09	0	0,021324	0	90	0	10	0
22,1403	1216,1	0	0	0,0269247	0	961,944	1372,09	0	0,0303786	0	90	0	10	0
31,5415	1216,1	0	0	0,0383575	0	961,944	1372,09	0	0,0432779	0	90	0	10	0
44,9347	1216,1	0	0	0,0546449	0	961,944	1372,09	0	0,0616546	0	90	0	10	0
64,0150	1216,1	0	0	0,0778484	0	961,944	1372,09	0	0,0878345	0	90	0	10	0
91,1971	1216,1	0	0	0,110904	0	961,944	1372,09	0	0,125131	0	90	0	10	0
129,921	1216,1	0	0	0,157996	0	961,944	1372,09	0	0,178264	0	90	0	10	0
185,089	1216,1	0	0	0,225086	0	961,944	1372,09	0	0,253959	0	90	0	10	0
263,681	1216,1	0	0	0,320661	0	961,944	1372,09	0	0,361795	0	90	0	10	0
375,646	1216,1	0	0	0,456822	0	961,944	1372,09	0	0,515421	0	90	0	10	0
535,154	1216,1	0	0	0,650799	0	961,944	1372,09	0	0,734281	0	90	0	10	0
1470	364,83	935,902	71,952	1,48	0,334616	961,944	411,628	960,465	1,67358	0,343398	87,95	100	12,052	0
2000	121,61	1203,3	90,821	1,62	0,896533	961,944	137,209	1234,88	1,82412	0,920062	84,96	100	15,044	0
4000	121,61	1203,3	90,821	1,86	3,30314	961,944	137,209	1234,88	2,09854	338,983	73,85	100	26,153	0
6000	0	1337	100	1,96	5,86228	961,944	0	1372,09	2,21642	601,613	69,92	97,398	30,081	2,602

Anexo 13: Cálculos líneas de flujo y eficiencias de barrido caso tres-PN2.

Time	Oil Rate	Water Rate	Water Cut	Cum Oil Produced	Cum Wat. Produced	Breakthrough Time	Downhole Oil Rate	Downhole Water Rate	Downhole Cum Oil	Downhole Cum Water	Oil Swept by Atacapi-29	Water Swept by Atacapi-29	Oil Swept by Atacapi-33	Water Swept by Atacapi-33
(days)	(STB/day)	(STB/day)	(percent)	(MMSTB)	(MMSTB)	(days)	(RB/day)	(RB/day)	(MMRB)	(MMRB)	(percent)	(percent)	(percent)	(percent)
0				0	0	809,681			0	0				
1,30493	608,048	0	0	0,00079346	0	809,681	686,047	0	0,000895243	0	40	0	60	0
1,85903	608,048	0	0	0,00113038	0	809,681	686,047	0	0,00127538	0	40	0	60	0
2,64841	608,048	0	0	0,00161036	0	809,681	686,047	0	0,00181693	0	40	0	60	0
3,77299	608,048	0	0	0,00229416	0	809,681	686,047	0	0,00258845	0	40	0	60	0
5,37508	608,048	0	0	0,00326831	0	809,681	686,047	0	0,00368755	0	40	0	60	0
7,65745	608,048	0	0	0,0046561	0	809,681	686,047	0	0,00525337	0	40	0	60	0
10,9090	608,048	0	0	0,0066332	0	809,681	686,047	0	0,00748408	0	40	0	60	0
15,5412	608,048	0	0	0,0094498	0	809,681	686,047	0	0,010662	0	40	0	60	0
22,1403	608,048	0	0	0,0134624	0	809,681	686,047	0	0,0151893	0	40	0	60	0
31,5415	608,048	0	0	0,0191787	0	809,681	686,047	0	0,0216389	0	40	0	60	0
44,9347	608,048	0	0	0,0273225	0	809,681	686,047	0	0,0308273	0	40	0	60	0
64,0150	608,048	0	0	0,0389242	0	809,681	686,047	0	0,0439173	0	40	0	60	0
91,1971	608,048	0	0	0,0554522	0	809,681	686,047	0	0,0625655	0	40	0	60	0
129,921	608,048	0	0	0,0789982	0	809,681	686,047	0	0,0891318	0	40	0	60	0
185,089	608,048	0	0	0,112543	0	809,681	686,047	0	0,12698	0	40	0	60	0
263,681	608,048	0	0	0,160331	0	809,681	686,047	0	0,180897	0	40	0	60	0
375,646	608,048	0	0	0,228411	0	809,681	686,047	0	0,257711	0	40	0	60	0
535,154	608,048	0	0	0,325399	0	809,681	686,047	0	0,367141	0	40	0	60	0
1470	121,61	534,801	81,4736	0,660919	0,256069	809,681	137,209	548,837	0,745699	0,262789	45,0042	25,7998	55,00	74,2002
2000	121,61	534,801	81,4736	0,725372	0,539513	809,681	137,209	548,837	0,81842	0,553673	49,8909	25,3796	50,11	74,6204
4000	0	668,502	100	0,813469	1,77966	809,681	0	686,047	0,917818	1,82637	55,3176	32,3023	44,68	67,6977
6000	0	668,502	100	0,813469	3,11666	809,681	0	686,047	0,917818	3,19846	55,3176	35,6045	44,68	64,3955