



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

**TITULO DEL TRABAJO DE TITULACIÓN
PROYECTO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA POR
INYECCIÓN DE AGUA AL RESERVORIO T SECTOR SUR DEL
CAMPO SACHA**

AUTORES:

Delgado Ortega Byron Adrián

Vega Lesano Garry Jhonatan

**TRABAJO DE TITULACIÓN
Previo a la obtención del grado académico en
MAGISTER EN INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

TUTOR

Chuchuca Aguilar, Fidel Vladimir MSc.

Santa Elena, Ecuador

Año 2022



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENINSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

**Ing. Rolando Calero Mendoza, Ph.D
DIRECTOR DEL INSTITUTO DE
POSTGRADO**

MARJORIE
ALEXANDRA
CORONEL SUAREZ

Firmado digitalmente
por MARJORIE
ALEXANDRA CORONEL
SUAREZ

**Ing. Marjorie Coronel Suarez, Mgti
COORDINADORA DEL
PROGRAMA DE MAESTRÍA EN
PETRÓLEO**

ROMEL
ANGEL
ERAZO BONE

Firmado digitalmente
por ROMEL ANGEL
ERAZO BONE
Fecha: 2022.04.08
13:55:32 -05'00'

**Ing. Romel Erazo Bone, Msc.
DOCENTE
ESPECIALISTA**



Firmado electrónicamente por:
**FIDEL VLADIMIR
CHUCHUCA
AGUILAR**

**Ing. Fidel Chuchuca Aguilar, Msc.
TUTOR**

**Abg. Victor Coronel Ortiz, Mgtr.
SECRETARIO GENERAL
UPSE**



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo de titulación **PROYECTO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA POR INYECCIÓN DE AGUA AL RESERVORIO T SECTOR SUR DEL** fue realizado en su totalidad por el **Ing. Byron Adrián Delgado Ortega** y el **Ingeniero Garry Jhonatan Vega Lesano**, como requerimiento para la obtención del título de Magister en Ingeniería en Petróleo.

TUTOR

Ing. Fidel Chuchuca Aguilar MSc.

Santa Elena, a los 08 días del mes de abril de año 2022



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD**

Yo, BYRON ADRIÁN DELGADO ORTEGA

DECLARO QUE:

El trabajo de Titulación, **PROYECTO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA POR INYECCIÓN DE AGUA AL RESERVORIO T SECTOR SUR DEL CAMPO SACHA** previo a la obtención del título en Magister en Ingeniería en Petróleo, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

Santa Elena, a los 08 días del mes de abril de año 2022

EL AUTOR



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD**

Yo, Garry Jhonatan Vega Lesano

DECLARO QUE:

El trabajo de Titulación, **PROYECTO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA POR INYECCIÓN DE AGUA AL RESERVORIO T SECTOR SUR DEL CAMPO SACHA** previo a la obtención del título en Magister en Ingeniería en Petróleo, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

Santa Elena, a los 08 días del mes de abril de año 2022

EL AUTOR



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

Certificación de Antiplagio

Certifico que después de revisar el documento final del trabajo de titulación denominado **PROYECTO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA POR INYECCIÓN DE AGUA AL RESERVORIO T SECTOR SUR DEL CAMPO SACHA**, presentado por los estudiantes **BYRON ADRIÁN DELGADO ORTEGA Y GARRY JHONATAN VEGA LESANO**, fue enviado al Sistema Anti plagio URKUND, presentando un porcentaje de similitud correspondiente al **02%**, por lo que se aprueba el trabajo para que continúe con el proceso de titulación.

URKUND

Document	Garry_Urkund.docx (D128573011)
Submitted	2022-02-22 09:47 (-05:00)
Submitted by	fchuchuca@upse.edu.ec
Receiver	fchuchuca.upse@analysis.orkund.com

2% of this approx. 16 pages long document consists of text present in 4 sources.

TUTOR

Ing. Fidel Chuchuca Aguilar MSc.



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO
AUTORIZACIÓN**

Yo, BYRON ADRIÁN DELGADO ORTEGA

Autorizo a la Universidad Estatal Península de Santa Elena a la publicación en la biblioteca de la institución del Trabajo de Titulación **PROYECTO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA POR INYECCIÓN DE AGUA AL RESERVORIO T SECTOR SUR DEL CAMPO SACHA** cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

Santa Elena, a los 08 días del mes de abril de año 2022

EL AUTOR



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO
AUTORIZACIÓN**

Yo, Garry Jhonatan Vega Lesano

Autorizo a la Universidad Estatal Península de Santa Elena a la publicación en la biblioteca de la institución del Trabajo de Titulación **PROYECTO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA POR INYECCIÓN DE AGUA AL RESERVORIO T SECTOR SUR DEL CAMPO SACHA** cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

Santa Elena, a los 08 días del mes de abril de año 2022

EL AUTOR



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

AGRADECIMIENTO

Un agradecimiento muy especial a EP Petroecuador por haber nos dado la oportunidad de ser parte de la Maestría en Petróleos en la Universidad Estatal Península de Santa Elena.

Nuestro agradecimiento a la universidad Estatal Península de Santa Elena por habernos abierto sus puertas de la enseñanza durante este periodo que duro la maestría en petróleos.

Al ingeniero Fidel Chuchuca por haber sido nuestro tutor y nuestro guía en la elaboración de este proyecto.

Byron Delgado, Garry Vega

DEDICATORIA

El presente trabajo lo dedicamos principalmente a Dios, por ser el inspirador y darnos la fuerza para continuar en este proceso de obtener uno de nuestros anhelos más deseados.

A nuestras esposas e hijos, por haber estado siempre junto a nosotros en esta etapa de nuestras vidas.

A todas las personas que nos han apoyado y han hecho que el trabajo se realice con éxito, en especial a aquellos que nos abrieron las puertas y compartieron sus conocimientos.

Byron Delgado, Garry Vega

ÍNDICE GENERAL

Contenido

TITULO DEL TRABAJO DE TITULACIÓN	I
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN.....	II
CERTIFICACIÓN	III
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD	IV
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD	V
Certificación de Antiplagio.....	VI
AUTORIZACIÓN.....	VII
AUTORIZACIÓN.....	VIII
AGRADECIMIENTO	IX
DEDICATORIA	X
ÍNDICE GENERAL	XI
Índice de Tablas	XIII
Índice de Figuras.....	XIII
Resumen	XVI
Abstract	XVII
INTRODUCCIÓN	18
CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL.....	26
1.1. Revisión de literatura	26
1.2. Desarrollo teórico y conceptual	28
1.2.1 Análisis de la producción histórica del reservorio Napo T	28
1.2.2 Análisis de la inyección de agua en el campo Sacha.....	30

1.2.3	Análisis del comportamiento de la presión del Reservorio Napo T del campo Sacha 31	
1.2.4	Estimaciones preliminares de reservas del reservorio Napo T	37
CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA.....		42
2.1.	Contexto de la investigación	42
2.2.	Diseño y alcance de la investigación	42
2.3.	Tipo y métodos de investigación.....	43
2.4.	Población y muestra.....	43
2.5.	Técnicas e instrumentos de recolección de datos	43
2.6.	Procesamiento de la evaluación: Validez y confiabilidad de los instrumentos aplicados para el levantamiento de información.....	44
CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN		45
3.1	Construcción del modelo dinámico	45
3.1.1	<i>Grid</i> de simulación.....	45
3.1.2	Modelo Estratigráfico del Campo Sacha	45
3.1.3	Inicialización del modelo	47
3.1.4	Petróleo original en sitio (POES)	49
3.1.5	Ajuste histórico	49
3.1.5.1	Principales parámetros de ajuste.....	49
3.1.5.2	Ajustes a nivel de reservorio	50
3.1.5.3	Ajustes a nivel de pozo.....	51
CONCLUSIONES		61
RECOMENDACIONES		62
Referencias.....		63
Anexo 1: Análisis de compatibilidad con la Arenisca Napo T		65
Anexo 2: Streamlines de cada escenario.....		68

Índice de Tablas

Tabla 1. Incremento de reservas, reservorio Napo T	37
Tabla 2. <i>Incremento de reservas, evaluadas mediante curva de declinación para el reservorio Napo T</i>	38
Tabla 3. <i>Producción de petróleo acumulada (N_p) para el reservorio Napo T hasta el 2050 (simulado)</i>	40
Tabla 4. <i>Factor de recobro (FR) para cada caso analizado, reservorio Napo T</i>	40
Tabla 5. <i>Reservas remanentes para cada caso simulado, reservorio Napo T</i>	41
Tabla 6. Condiciones de equilibrio Reservorio Napo T	47
Tabla 7. Contacto Agua – Petróleo (WOC) Reservorio Napo T	48
Tabla 8. Resumen de Escenarios simulados	58

Índice de Figuras

Figura 1. Historial de Producción Campo Sacha	21
Figura 2. Historial de Producción Campo Sacha Reservorio Napo T	22
Figura 3. Modelo Balance de Materiales Reservorio Napo T	23
Figura 4. Comportamiento de Presión vs Acumulado Yacimiento T	23
Figura 5. <i>Zona de estudio en el Campo Sacha</i>	24
Figura 6. <i>Columna litoestratigráfica del Campo Sacha</i>	27
Figura 7. <i>Producción de fluidos del Campo Sacha</i>	28
Figura 8. <i>Producción diaria del Reservorio T del Campo Sacha</i>	29

Figura 9. <i>Producción acumulada del Reservorio T del Campo Sacha</i>	29
Figura 10. <i>Historial de presiones Reservorio Napo T del Campo Sacha</i>	31
Figura 11. <i>Historial de presiones Reservorio Napo T del Campo Sacha</i>	32
Figura 12. <i>Historial de presiones (sin zonas re-presurizadas) del Reservorio Napo T del Campo Sacha</i>	33
Figura 13. <i>Mapa Isobárico del Reservorio Napo T del Campo Sacha a diciembre de 2012</i>	34
Figura 14. <i>Comportamiento de la presión respecto a la producción Napo T del Campo Sacha</i>	35
Figura 15. <i>Comportamiento de la presión respecto a la producción Napo T, Sector 2, Campo Sacha</i>	36
Figura 16. <i>Comportamiento de la presión respecto a la producción Napo T, Sector 3, Campo Sacha</i>	36
Figura 17. <i>Comportamiento de la presión respecto a la producción Napo T, Sector 4, Campo Sacha</i>	37
Figura 18. <i>Curva base de producción vs. plan de desarrollo de reservas, reservorio Napo T</i>	38
Figura 19. <i>Curva de declinación para el horizonte 2013-2050, reservorio Napo T</i>	39
Figura 20. <i>Producción del campo Sacha 2013-2050 por reservorio, Caso 3.</i>	41
Figura 21. <i>Grid del Modelo 2022</i>	45
Figura 22. <i>Caracterización del Reservorio Napo T</i>	46
Figura 23. <i>Correlación estratigráfica de pozos tipo Reservorio Napo T, Campo Sacha</i>	46
Figura 24. <i>Conexiones de acuíferos Reservorio Napo T</i>	48
Figura 25. <i>Cambio en el coeficiente de Corey en la curva K_{rw} de la roca tipo Sand.</i> .	49
Figura 26. <i>Ajuste Histórico Reservorio Napo T</i>	50
Figura 27. <i>Ajuste a nivel del pozo S-384D</i>	51

Figura 28. <i>Ajuste a nivel del pozo S-410</i>	52
Figura 29. <i>Ajuste a nivel del pozo S-420D</i>	52
Figura 30. <i>Ajuste a nivel del pozo S-427H</i>	53
Figura 31. <i>Ajuste a nivel del pozo S-549H</i>	53
Figura 32. <i>Zona propuesta como área de inyección</i>	54
Figura 33. <i>Escenario 1</i>	55
Figura 34. <i>Escenario 2</i>	56
Figura 35. <i>Escenario 3</i>	57
Figura 36. <i>Escenario 4</i>	58

Resumen

El presente trabajo de investigación tiene como objetivo diseñar un proyecto piloto para recuperación secundaria de petróleo, mediante inyección de agua en el reservorio T del campo Sacha del oriente ecuatoriano. Para tal fin, se procedió a recolectar información de campo para el análisis base de la situación actual del yacimiento, filtrarla, validarla y posteriormente cargarla en la librería del software para realizar los análisis de los escenarios a un horizonte de 15 años de producción en condiciones dinámicas. Se tomaron en consideración un escenario pesimista el cual proporcionó una recuperación de 253 MMBN, uno promedio el cual dio una recuperación de 259.15 MMBN y uno optimista con 260.96 MMBN. Según los resultados, se puede concluir que por las actuales condiciones del precio del crudo ecuatoriano en el mercado internacional es factible realizar un proyecto piloto de inyección de agua para recuperación secundaria en el reservorio Napo T del campo Sacha.

Palabras claves: Recuperación secundaria, producción incremental, reservas remanentes, petróleo original en sitio.

Abstract

The objective of this research work is to design a pilot project for secondary recovery through water injection in the T reservoir of the Sacha field in eastern Ecuador. For this purpose, we proceeded to collect information for the base analysis of the current situation of the deposit, filter it, validate it and later load it into the software library to carry out the analysis of the scenarios over a horizon of 15 years of production in dynamic conditions. A pessimistic scenario was taken into consideration which provided a recovery of 253 MMSTB, an average one which gave a recovery of 259.15 MMSTB and an optimistic one with 260.96 MMSTB. These results allow us to conclude that given the current conditions of the price of Ecuadorian crude oil in the international market, it is feasible to carry out a pilot water injection project for secondary recovery in the Napo T reservoir of the Sacha field.

Keywords: waterflooding, incremental production, remaining reserves, original oil in place.

INTRODUCCIÓN

La producción de petróleo es el recurso energético y económico más importante del Ecuador, siendo el campo Sacha el segundo campo con mayor producción de petróleo del país, en el primer semestre de 2019 registra una producción promedio de 69.510 BPPD (Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2019), la misma que proviene de los yacimientos: Basal Tena, Napo U y Napo T, Hollín Inferior y Hollín Superior (Landázuri, 2015).

A la fecha se han perforado 438 pozos de los cuales 241 pozos se encuentran en producción. La producción comercial de campo se inició el 06 de julio de 1972 con el pozo exploratorio Sacha-01, luego del cual su principal desarrollo se enfocó en el reservorio Hollín; sin embargo desde la década de 1980 fue necesario ir desarrollando los reservorios estratigráficos de Napo U, los mismos que se caracterizan por no tener un soporte de presión, por lo cual la recuperación para estos reservorios es básicamente por expansión de roca y fluido lo cual lleva a factores de recobro bajos (Casco, 2013).

Según Jiménez (2009) y Freire (2015), el reservorio T aporta a la producción del campo con 18.300 BPPD que representa 26,7% de la producción del campo Sacha, tiene un acumulado al 31 de diciembre de 2019 de 153×10^6 barriles que representa el 18% de factor de recobro de este nivel productivo, las reservas 3P bordean los 112×10^6 barriles y se estima un volumen de petróleo original en sitio de 867×10^6 barriles. La presión original de este reservorio fue de 4.180 psi la misma que ha declinado hasta valores de 800 psi.

Por otro lado, se han llevado a cabo cinco proyectos de recuperación secundaria en Sacha, parte del programa aplicado por Petroamazonas EP de forma masiva desde el 2017 en varios de sus campos a fin de mantener presión en los yacimientos y desplazar así el hidrocarburo hacia los pozos productores (Petroamazonas EP, 2019).

Considerando que existe un plan de desarrollo para los próximos años con la incorporación de 106 pozos adicionales y la importancia de la producción del campo para el Ecuador, es necesario implementar mecanismos que permitan optimizar la recuperación de crudo, es por ello que el presente estudio está direccionado a elaborar un proyecto piloto de recuperación secundaria por inyección de agua en el reservorio T

inferior en sector sur del campo Sacha, el cual permitirá evaluar varios escenarios de inyección en donde se pueda determinar el factor de recobro de petróleo económicamente rentable para Petroamazonas EP.

Los resultados obtenidos con el modelado numérico de yacimientos muestran que es factible implementar un proyecto piloto de recuperación secundaria mediante inyección de agua en el yacimiento seleccionado en esta investigación, lo cual representa un punto de partida para futuros estudios que permitan implementar en campo esta metodología para incrementar la producción del campo Sacha.

Planteamiento de la investigación

A lo largo de los años, la inyección de agua ha sido el método de recuperación secundaria de hidrocarburos más utilizado después de la energía natural primaria del yacimiento (Craft & Hawkins, 1991). La inyección de agua básicamente consiste en bombear agua a través de un pozo inyector al yacimiento de interés. Luego, el agua se infiltra a través de los espacios porosos y arrastra el petróleo hacia otro conjunto de pozos conocidos como productores. Como resultado, hay un incremento en la producción total de petróleo del yacimiento. Sin embargo, el porcentaje de agua en los fluidos producidos aumenta constantemente. En promedio, este proceso puede conducir a la recuperación de alrededor de un tercio del petróleo original en sitio (POES), dejando atrás alrededor de dos tercios restantes (Meshioye, Mackay, & Chukuwezi, 2010).

Según Craig (Craig, 1971), la amplia acogida de la inyección de agua se debe principalmente a su disponibilidad, movilidad, eficiencia de desplazamiento y facilidad de inyección. En algún momento durante las operaciones de inundación de agua, se vuelve antieconómico continuar con estas operaciones porque el costo de remover y eliminar el agua excede los ingresos netos generados por la producción de petróleo (Lake, Schmidt, & Venuto, 1992).

Thomas et al. (1989) señalaron que al determinar la idoneidad de un reservorio candidato para la inundación de agua, se deben considerar las siguientes características del reservorio: geometría del yacimiento, propiedades de los fluidos, profundidad del yacimiento, litología y propiedades de la roca, saturación de fluidos, uniformidad del

yacimiento y continuidad del espesor productivo, y los mecanismos primarios de empuje del yacimiento.

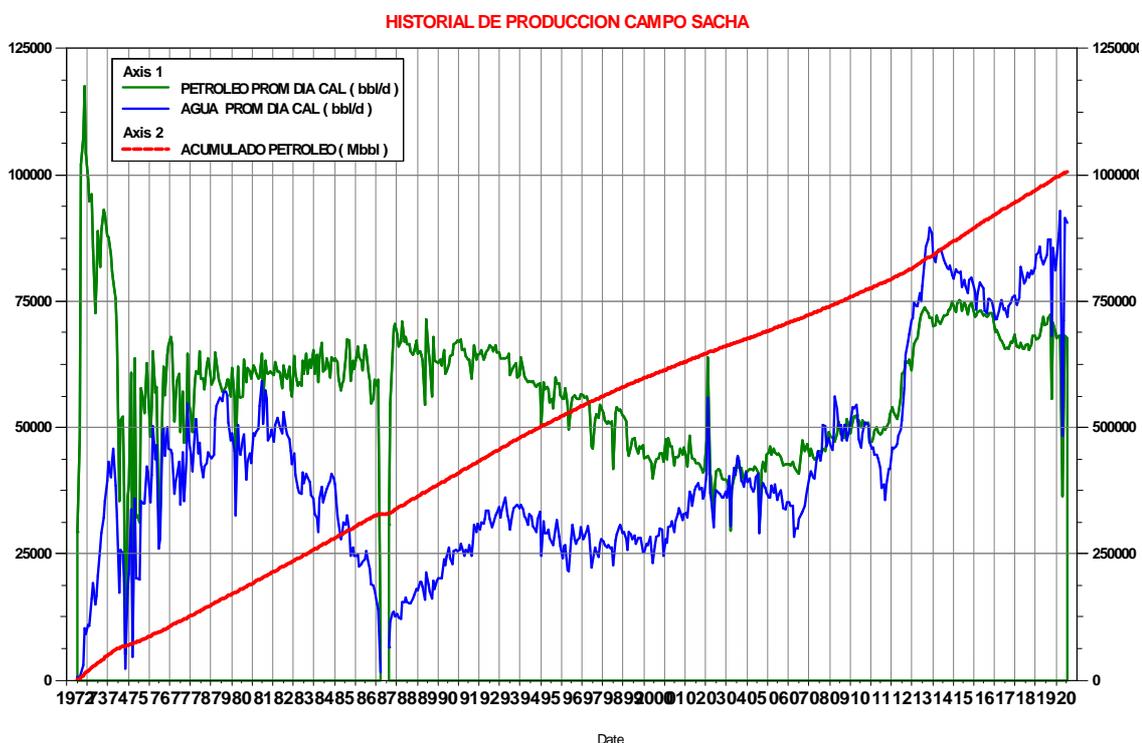
El campo Sacha ubicado en el Bloque 60 es un campo maduro que inició su producción comercial en julio de 1972, el cual tiene una producción acumulada de 1.0×10^9 barriles de petróleo, con un estimado de petróleo original en sitio (POES) de más de 5.0×10^9 barriles de petróleo y reservas remantes en el orden de 376.8×10^6 barriles de petróleo. El punto más alto de producción promedio fue en noviembre de 1972 donde alcanzó un valor de 117591 barriles de petróleo por día (BPPD), a partir de este pico la producción ha declinado por pérdida de energía natural e incremento del corte de agua en los yacimientos Basal Tena, Napo U y Napo T, Hollín Inferior y Hollín Superior como se aprecia en la Fig. 1 (Petroamazonas EP, 2019).

Geológicamente se encuentra ubicado al Oeste del eje axial de la cuenca sedimentaria cretácica Napo, incluido en el corredor Sacha-Shushufindi. La estructura se encuentra en el lado levantado de la falla de tendencia general Noroeste-Suroeste, conectándose con el Sur con la cuenca Marañón y al Norte con la cuenca Putumayo, la misma que se encuentra ubicada al Este del cinturón Andino (Romero & Gómez, 2010).

El yacimiento T es uno de los principales reservorios del campo Sacha, el cual ha sido sobreexplotado en los últimos diez años, principalmente por la perforación agresiva de 167 pozos en el periodo 2012-2015, lo que ha provocado una declinación pronunciada de la presión de este yacimiento hasta niveles cercanos al punto de burbuja, lo cual representa una menor recuperación de petróleo. Este reservorio ha alcanzado un pico de producción promedio de 18.671 BPPD en septiembre de 2019, como se puede ver en la Fig. 2.

Según los registros de Petroamazonas EP, la presión inicial del reservorio T fue de 4.180 psi referida a -8.756 pies de profundidad vertical corregida (TVDSS, por sus siglas en inglés) correspondiente a un gradiente de poro normal de 0,433 psi/pie. La presión inicial fue estimada a partir de los pozos Sacha-03 (4.092 psi, febrero de 1969), Sacha-04 (4.087 psi, enero de 1970) y Sacha-07 (4.259 psi, abril de 1978).

Figura 1. Historial de Producción Campo Sacha



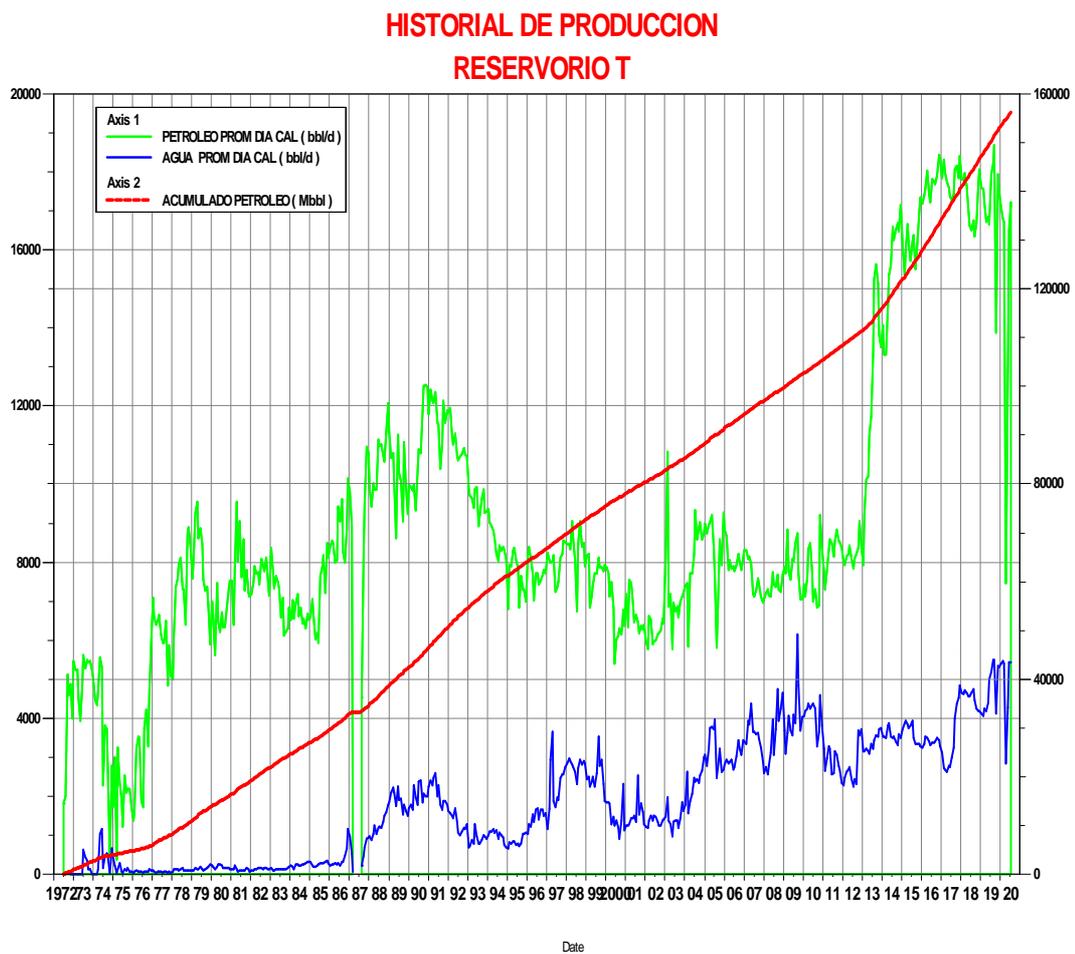
Fuente: OFM Petroamazonas EP, 2019

En los mismos registros de información empresariales de Petroamazonas EP se anota que el principal mecanismo de producción del reservorio T es por expansión de roca y fluidos y hacia el Norte y Centro-Este empuje parcial de acuífero limitado; evidenciado por el incremento de corte de agua en los pozos perforados hacia los extremos del campo, por lo que la energía del reservorio ha ido disminuyendo en el tiempo. Un modelo de los mecanismos de empuje en base a índices de comportamiento por balance de materiales se puede apreciar en la Fig. 3 donde están diferenciados los mismos en tonalidades de colores.

La presión de reservorio actual ha sido registrada en varias zonas del campo mediante pruebas de restauración de presión en varias zonas del campo, las mismas que muestran presiones de hasta 800 psi, lo que representa una reducción de aproximadamente el 80%

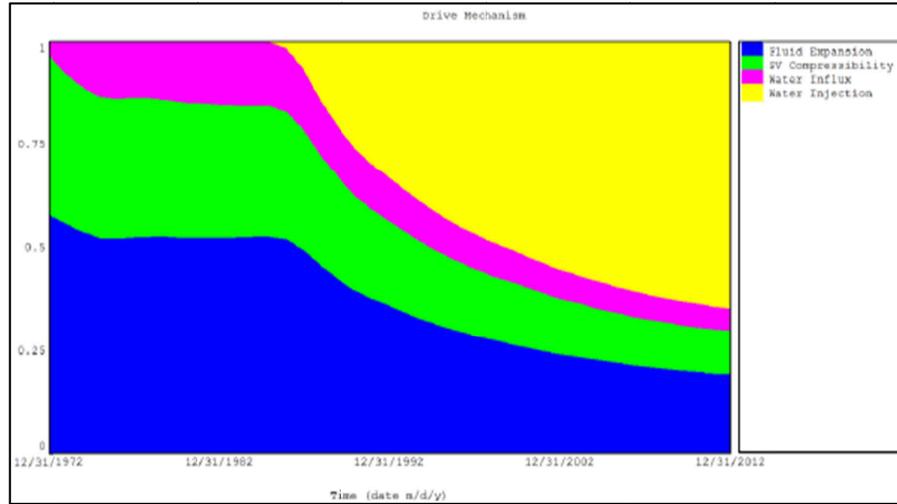
de la presión original, indicando que por la heterogeneidad del reservorio T y la dimensión del campo, la inyección de agua implementada en 1986 en el reservorio T inferior no es suficiente para mantener la presión. En la Fig. 4 se puede observar el comportamiento de la presión con la producción acumulada del yacimiento T.

Figura 2. *Historial de Producción Campo Sacha Reservorio Napo T*



Fuente: OFM Petroamazonas EP, 2019

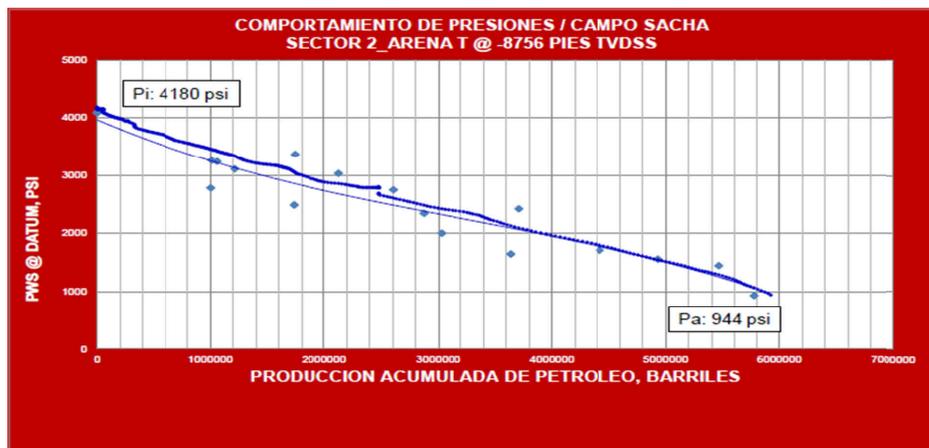
Figura 3. Modelo Balance de Materiales Reservorio Napo T



Fuente: OFM Petroamazonas EP, 2019

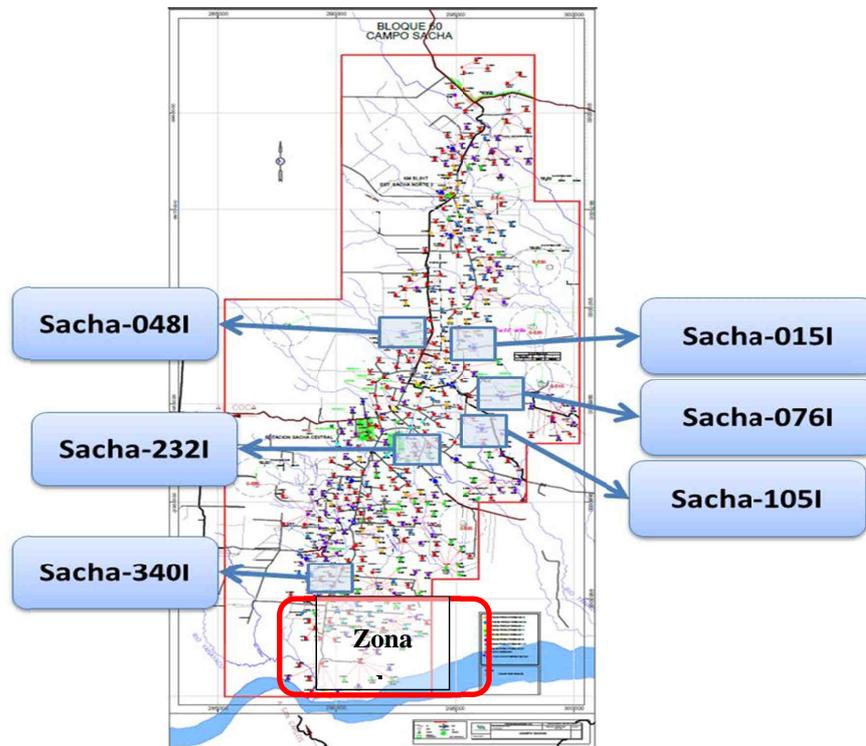
El proceso de recuperación secundaria implementado arrancó con 4 pozos inyectoros de agua ubicados en la zona central del reservorio (Sacha-048I, Sacha-076I, Sacha-105I y Sacha-5I), sin embargo, a la fecha existen 3 pozos que presentan problemas mecánicos, los pozos Sacha-5I, Sacha-048I y Sacha-105I los mismos que en la actualidad se encuentran cerrados. En la Fig. 5 se observa la zona de estudio.

Figura 4. Comportamiento de Presión vs Acumulado Yacimiento T



Fuente: OFM Petroamazonas EP, 2019

Figura 5. Zona de estudio en el Campo Sacha



Fuente: OFM Petroamazonas EP, 2019

Formulación del problema de investigación

¿Es posible realizar el diseño de un piloto de recuperación secundaria por inyección de agua en el reservorio T sector Sur del campo Sacha mediante simulación numérica de yacimientos?

Objetivo General:

Diseñar un proyecto piloto de recuperación secundaria por inyección de agua en el reservorio T Inferior sector Sur del campo Sacha mediante simulación numérica de yacimientos.

Objetivos Específicos:

- Construir el modelo dinámico del reservorio T inferior en la zona de estudio mediante software especializado.

- Determinar los escenarios de los modelos propuestos mediante el cálculo de las sensibilidades en los arreglos y caudales de inyección.
- Estimar los costos de implementación del mejor modelo de recuperación secundaria y su viabilidad económica.

Planteamiento hipotético

Hipótesis nula: Se puede diseñar un proyecto piloto de recuperación secundaria por inyección de agua en el reservorio T Inferior sector Sur del campo Sacha mediante simulación numérica de yacimientos.

Hipótesis alternativa: No es posible diseñar un proyecto piloto de recuperación secundaria por inyección de agua en el reservorio T Inferior sector Sur del campo Sacha mediante simulación numérica de yacimientos.

CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL

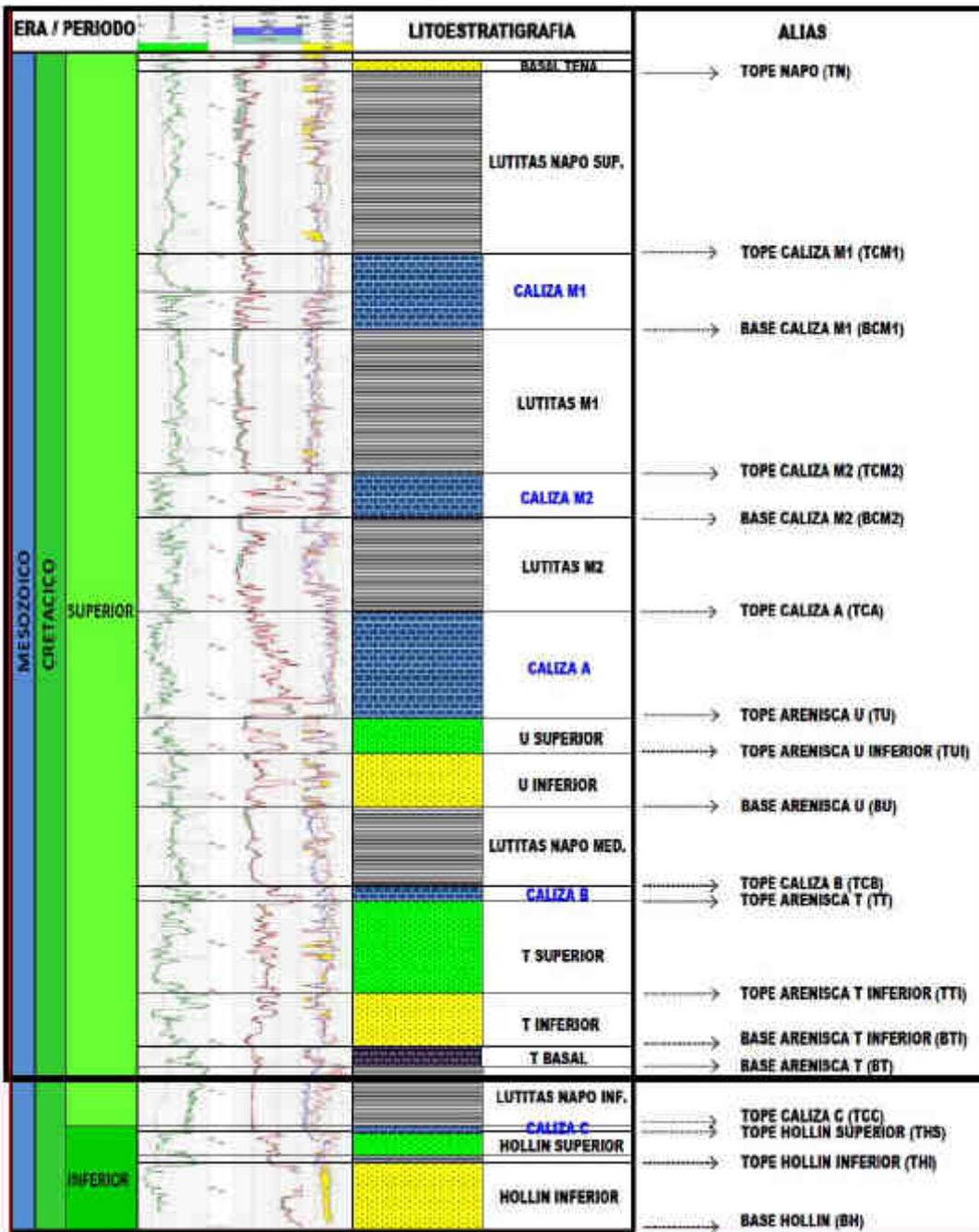
1.1. Revisión de literatura

El Campo Sacha se localiza en el flanco occidental del corredor Sacha-Shushufindi y su estructura geológica comprende un anticlinal con orientación NNE-SSO de bajo relieve el cual se encuentra atravesado en su flanco oeste por fallas inversas y de cizalla que atraviesan la estructura en sentido ENE–OSO. Presenta dimensiones de 4 km de ancho al norte, aproximadamente 10 km al centro-sur y una extensión estimada de 33 km (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2004).

La columna estratigráfica representativa del campo Sacha el cual se muestra en la Fig. 6 está compuesta por rocas marinas del Cretáceo Superior, de rocas de ambiente transicional del Paleoceno y por rocas continentales del Eoceno a Mioceno. La columna estratigráfica generalizada de las formaciones Hollín y Napo, del Campo Sacha está representada por una sección vertical de aproximadamente 1100 pies de espesor compuestos por sedimentos silicoclásticos/carbonatados del Cretácico, provistos de varias secuencias sedimentarias de tercer orden de ambientes de plataforma, plataforma carbonatada, marinos someros y de transición. Los reservorios productores Hollín, T y U se depositaron en ambientes estuarinos dominados por marea (PAM EP, IFEA y IERD, 2014).

En específico, el reservorio T está compuesto por los miembros T superior y T inferior. El Miembro T Inferior o también denominado Principal (descrito como Albiano tardío por Jaillard, 1997) se encuentra conformado por una arenisca de grano fino a medio y que localmente también presenta areniscas de grano grueso a conglomeráticas. Su ambiente deposicional pertenece a canales de marea, deltas y bancos de marea, valles incisos, canales fluviales. El Miembro T Superior (descrito como Albiano tardío por Jaillard, 1997) está compuesto por bancos de areniscas glauconíticas intercaladas con lutitas las mismas que fueron depositadas en un ambiente de plataforma marina abierta, estuarino, en canales de marea y bancos marinos glauconíticos (Jaillard, 1997).

Figura 6. Columna litoestratigráfica del Campo Sacha



Fuente: Rio Napo CEM, 2013

1.2. Desarrollo teórico y conceptual

1.2.1 Análisis de la producción histórica del reservorio Napo T

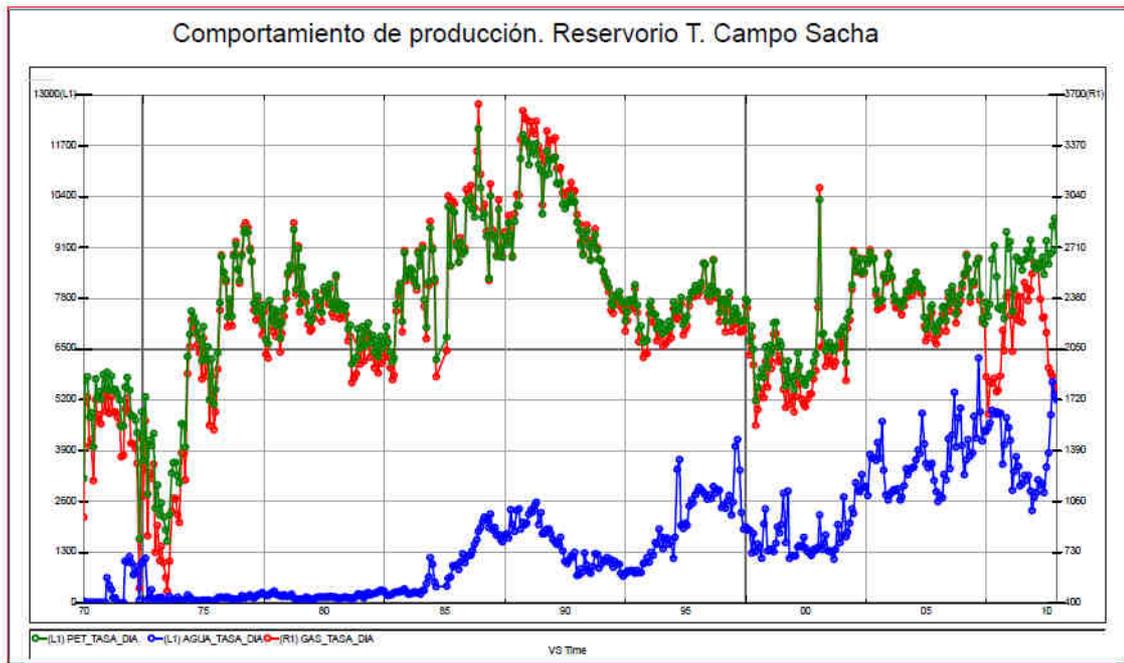
La producción acumulada de fluidos de todo el campo para diciembre de 2012 fue de 814.35 MMBN (millones de barriles normales) de petróleo, 891.57 MMPC (millones de pies cúbicos) de gas y 505.87 MMBN de agua, distribuida entre los reservorios Hollín, Napo U, Napo T y Basal Tena. El principal reservorio productor del Campo Sacha es Hollín, con el 58% de la producción acumulada de petróleo, el reservorio Napo U con 26% y los reservorios Napo T y Basal Tena con un 13% y 3% de la producción de petróleo acumulada, respectivamente. La Fig. 7 representa los fluidos producidos del campo Sacha, la Fig. 8 corresponde a la producción diaria y la Fig. 9 corresponde a la producción acumulada de fluidos del Reservorio T comprendido el periodo de producción inicial hasta diciembre de 2012.

Figura 7. Producción de fluidos del Campo Sacha

Reservorio	# Completaciones	Np, Barriles	Gp, Pies cúbicos	Wp, Barriles
H	112	246754542	2060851	203398656
HI	134	100978012	1516121	144917638
HS	118	124708576	1664665	90368830
Hollín	364	472441130	5241637	438685123
T	33	38191071	11447208	8390453
TI	72	66439294	19595454	12673716
TS	8	2515895	709726	362081
Arenisca T	113	107146261	31752388	21426250
U	34	17842012	4008699	4894515
UI	153	196154576	45711171	35009129
US	3	102478	21750	21212
Arenisca U	190	214099066	49741619	39924856
BT	34	20664998	2421747	5833061
Basal Tena	34	20664998	2421747	5833061
Total Sacha	701	814351454	89157391	505869290

Fuente: Rio Napo CEM, 2013

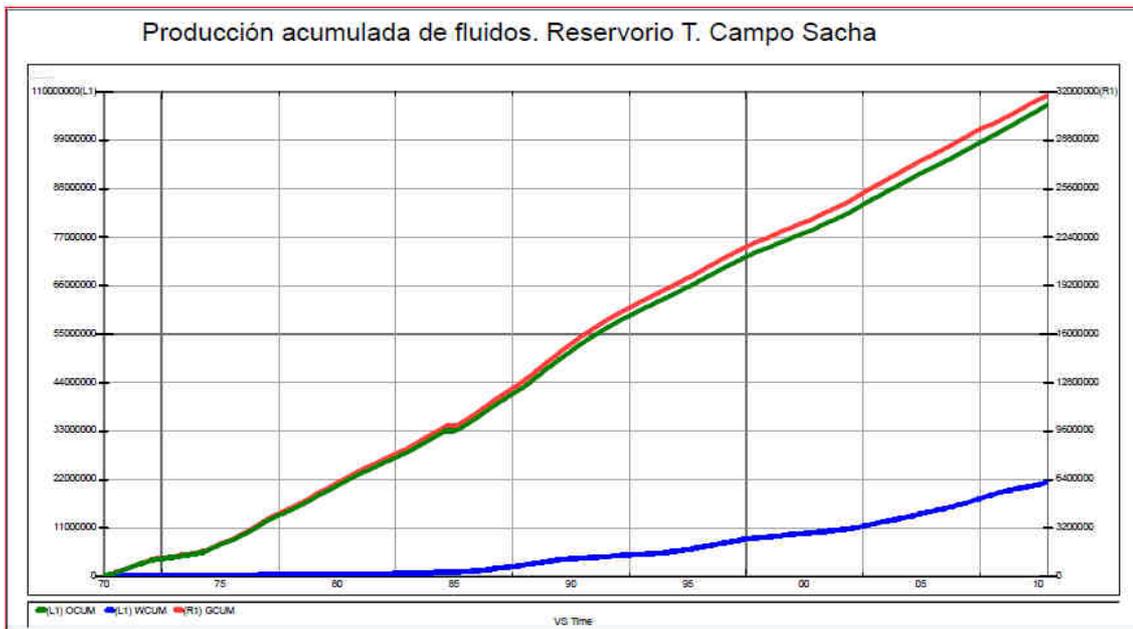
Figura 8. Producción diaria del Reservorio T del Campo Sacha



Fuente: Rio Napo CEM, 2013

Nota: la curva verde es petróleo, azul agua y roja gas.

Figura 9. Producción acumulada del Reservorio T del Campo Sacha



Fuente: Rio Napo CEM, 2013

Nota: la curva verde es petróleo, azul agua y roja gas.

1.2.2 Análisis de la inyección de agua en el campo Sacha

En septiembre de 1986 inició la inyección de agua en los reservorios Napo U y Napo T. Los pozos inyectoros S-76I (INY-03), S-48I (INY-01), S-105I (INY-04) y S-05I (INY-05), inyectaron simultáneamente en los reservorios Napo U y Napo T, mientras que los pozos S-15I (INY-02) y S-90I (INY-06) han inyectado solo en el reservorio Napo U. En diciembre de 2012 se reportan los siguientes volúmenes acumulados de inyección: 96.92 MMBN de agua (Napo T) y 140.71 MMBN de agua (Napo U), y los pozos S-48I y S-15I cerrados actualmente.

Los datos de inyección del agua tienen una alta incertidumbre debido al método de medición utilizado y a la escasa documentación histórica. Se tienen datos de medición de del caudal total inyectado y de presiones en cabeza para cada pozo y no para cada reservorio como indican las buenas prácticas de ingeniería de recuperación secundaria. La historia de inyección en el periodo 1986-2009 fue reconstruida en estudios previos, utilizando la información de las pruebas *Fall Off* y la definición de índice de inyectividad a partir de Análisis Nodal.

Los seis pozos inyectoros del campo se encuentran ubicados flanco Este del sector central del campo. El comportamiento de presiones y los resultados del balance de materiales permiten concluir que la inyección de agua desaceleró la declinación de la presión y también ha contribuido notablemente en la recuperación de petróleo crudo. Sin embargo, se desconocen los criterios de ubicación de los pozos inyectoros y se tiene alta incertidumbre en cuanto a la trayectoria del agua inyectada, pues no se tiene un adecuado control y seguimiento de esta mediante técnicas de trazado de la corriente de inyección.

La inexistencia de trazadores condujo a hacer uso de diferentes herramientas con el fin de entender y estimar la dirección de avance del frente de invasión de agua en los reservorios Napo U y Napo T. Se realizaron mapas de producción acumulada de agua en cada reservorio en periodos de 5 años (1980, 1985, 1990, 1995, 2000, 2005 y 2012) en combinación con los datos de presiones estáticas, salinidad de agua y respuesta de los registros eléctricos de pozos.

En análisis integral de esta información, permitió inferir que, en el Reservorio Napo T, tanto en la zona Norte de inyección (SAC-48I, SAC-76I) como en la zona Sur (SAC-5I)

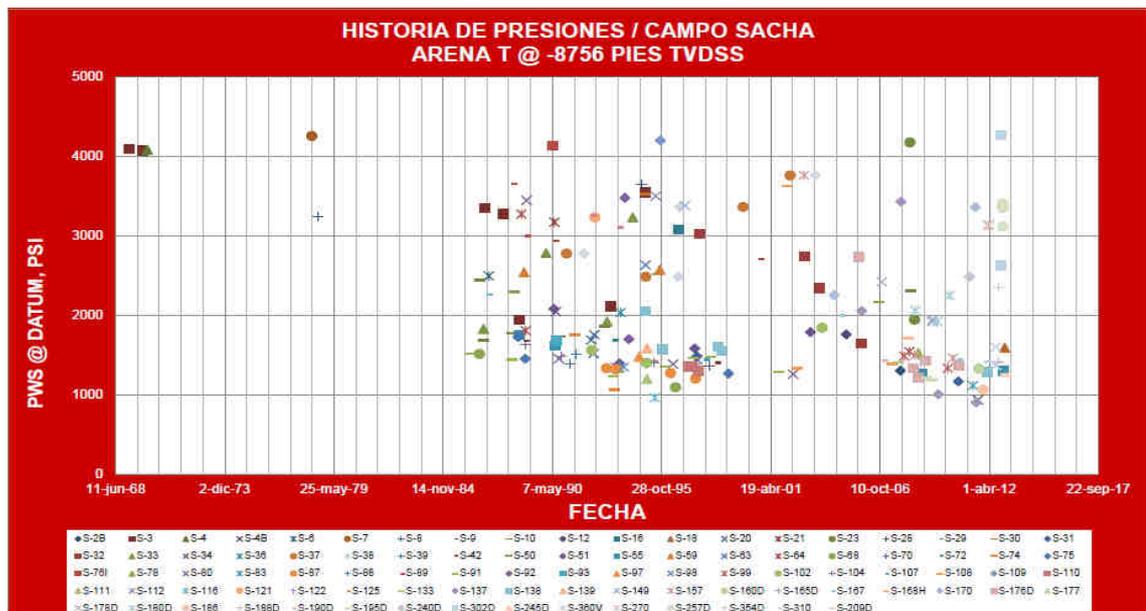
el agua ha seguido una dirección preferencial NE-SO, con mayores volúmenes inyectados en la zona Norte, y con regiones intermedias no barridas en la zona Sur. Los datos de salinidades en el campo son escasos, pero los registros de los pozos perforados post-inyección en la zona Norte (SAC-250D, SAC-249D, SAC-251D y SAC-206D) evidencian la irrupción de agua en forma de *viscous fingering* o dedos viscosos.

1.2.3 Análisis del comportamiento de la presión del Reservorio Napo T del campo Sacha

El Campo Sacha cuenta con 1061 pruebas de restauración de presión y 31 pruebas de formación tipo RFT y MDT.

El Reservorio Napo T inició su producción en el Campo Sacha en julio de 1972, con una presión inicial de 4180 psi referida a -8756 pies TVDSS, correspondiente a un gradiente de poros normal de 0.433 psi/pies (Fig. 10). La presión inicial fue estimada con los pozos SAC-03 (4092 psi a febrero de 1969), SAC-04 (4087 psi a enero de 1970) y SAC-07 (4259 psi a abril de 1978). Durante el proceso de captura de datos de presión no se localizaron las pruebas iniciales del pozo descubridor SAC-01, a las cuales se hace referencia en estudios previos.

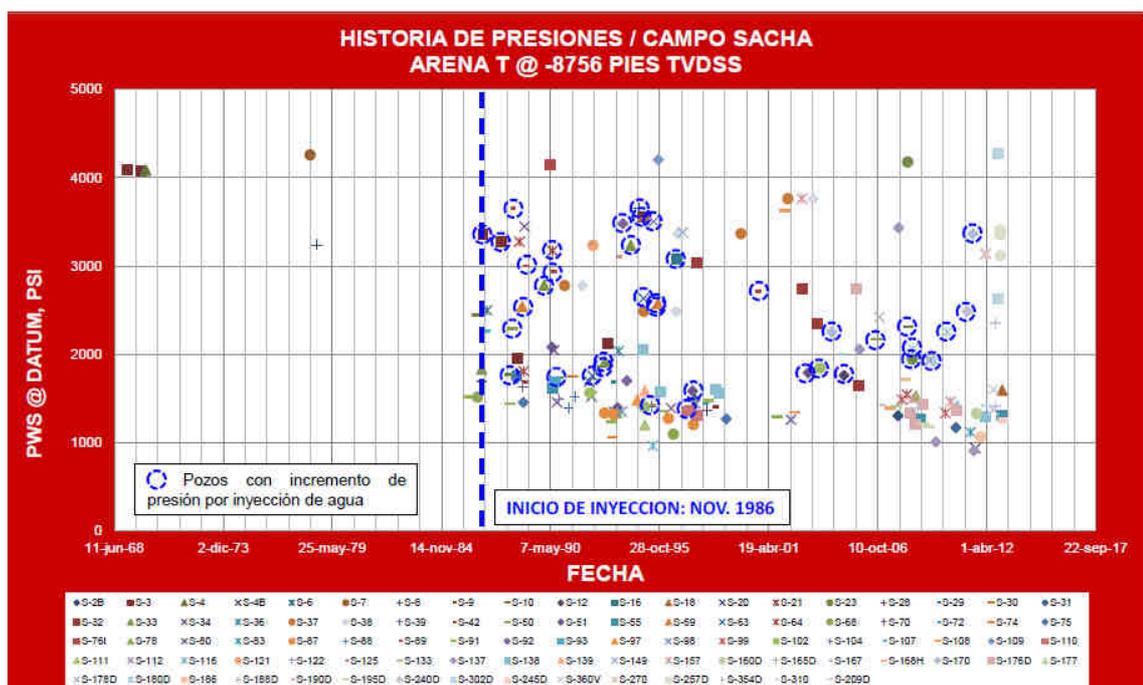
Figura 10. Historial de presiones Reservorio Napo T del Campo Sacha



Fuente: Rio Napo CEM, 2013

La presión del reservorio Napo T ha declinado de forma diferente en todo el campo, incluso se han encontrado presiones iniciales en pozos ubicados en diferentes sectores. Intentando explicar este comportamiento de presión, se extrajeron de los datos, las presiones de aquellos pozos localizados cerca de los pozos inyectoros y cuya presión es muy superior al de la zona o muestran un incremento de presión (re-presurización) y que pueden ser atribuidos al efecto irregular de la inyección de agua (Fig 11). Estos pozos son: SAC-3, SAC-8, SAC-10, SAC-12, SAC-16, SAC-20, SAC-21, SAC-23, SAC-30, SAC-33, SAC-42, SAC-50, SAC-51, SAC-59, SAC-63, SAC-74, SAC-78, SAC-89, SAC-92, SAC-102, SAC-112, SAC-170, SAC-180D y SAC-240D. La Fig. 12 muestra la ubicación de estos pozos, y además pretende resumir la relación entre la producción de agua y el comportamiento de presión de cada pozo.

Figura 11. Historial de presiones Reservorio Napo T del Campo Sacha



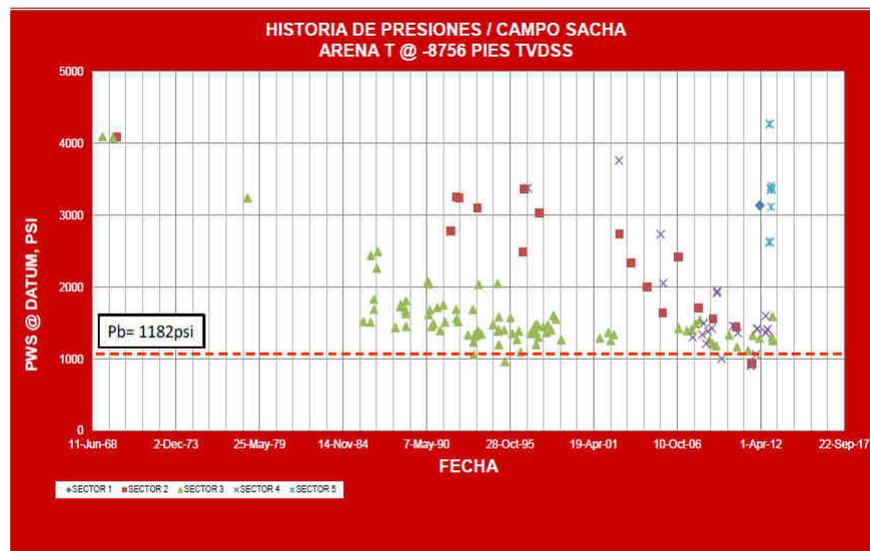
Fuente: Rio Napo CEM, 2013

Se puede observar que las principales regiones de presión convergen a las condiciones indicadas en el periodo 2012-2013, siendo indicativo de: (a) sectores separados estratigráficamente, con barreras laterales y cierta transmisibilidad ó (b) influencia del acuífero a los mismos niveles de presión.

El mapa isobárico de este reservorio se elaboró a partir de los datos de presión del año 2012 y con las presiones extrapoladas a las condiciones actuales en cada sector (Fig. 13). El límite que separa los sectores 1 y 2, está representado por una barrera estratigráfica ubicada cerca del pozo SAC-129; sin embargo, debe existir transmisibilidad entre el sector 1 y otra región, puesto que en el pozo SAC-270 no se registró presión original (3139 psi), sin tener producción asociada.

Con respecto al límite entre el sector 2 y 3 posiblemente se trata de una barrera estratigráfica representada en el pozo SAC-65B. Se destaca la falla transcurrente dirección NE-SO sobre el mismo pozo.

Figura 12. *Historial de presiones (sin zonas re-presurizadas) del Reservorio Napo T del Campo Sacha*

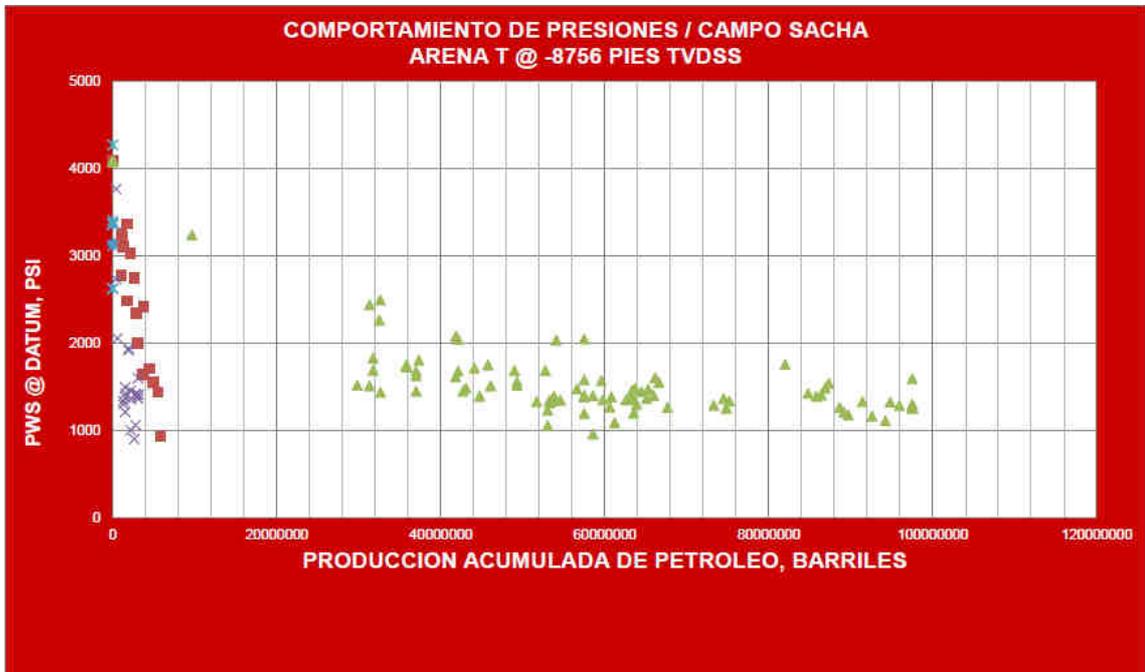


Fuente: Rio Napo CEM, 2013

El límite entre los sectores 3 y 4 está dado por un cambio de facies, y posiblemente el sector 4, que se caracteriza por facies más arcillosas (validado con la escasa producción) representa una barrera de baja transmisibilidad entre los sectores 3 y 5.

En el Sector 5, se tienen dos pozos con medidas de presión (SAC-257 y SAC-302), y reportan tanto presiones originales como declinadas. En el pozo SAC-302, en la base de la unidad T Inferior se registró 4270 psi y en T Superior 2623 psi. Del mismo modo, en el pozo SAC-257 se registró 3368 psi en la capa T Inferior. A partir de correlaciones

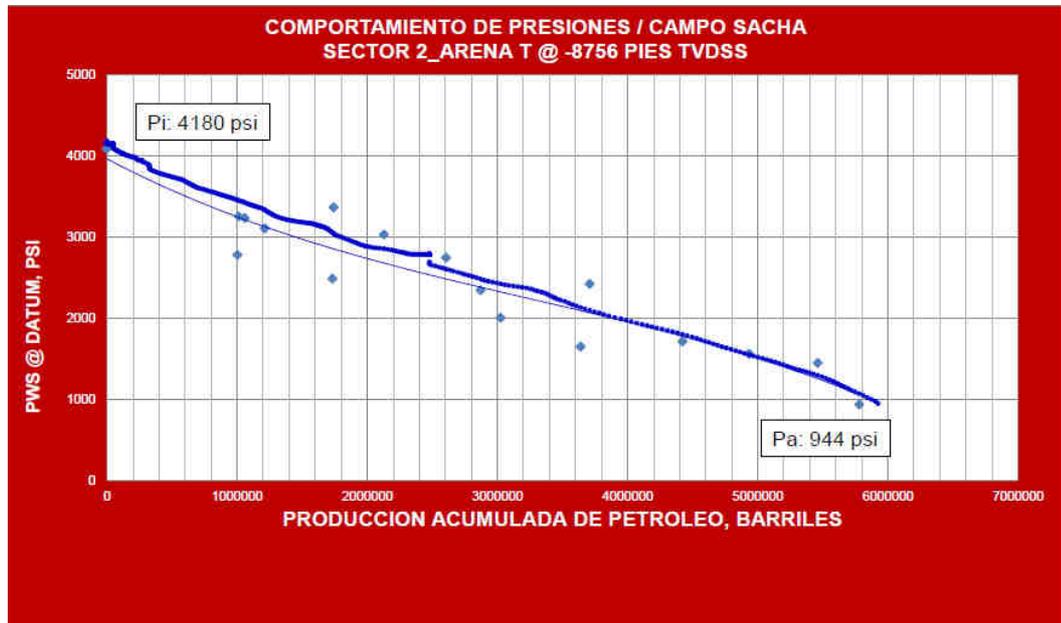
Figura 14. Comportamiento de la presión respecto a la producción Napo T del Campo Sacha



Fuente: Rio Napo CEM, 2013

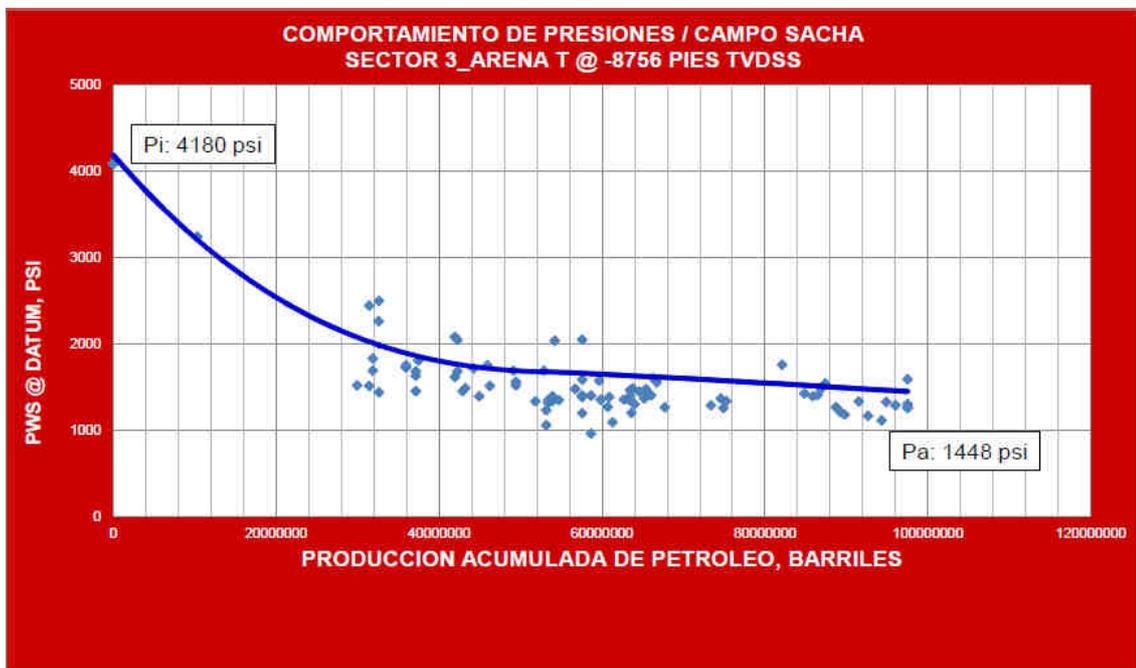
En general, la caída de presión en los diferentes sectores del Reservorio Napo T además de mostrar que el principal mecanismo de empuje no compensa la caída de presión generada por la producción, indica que existen diferentes niveles de drenaje o agotamiento en el reservorio, relacionada directamente con la continuidad lateral de las facies arenosas. De la Fig. 15 a la 17 se muestran el comportamiento de presión respecto a la producción acumulada de los 3 sectores principales (2, 3 y 4), así como la tendencia asignada para cada sector, presiones iniciales y actuales. Los gradientes de poros actuales en cada sector son: 0.325 pis/pies (Sector 1); 0.098 psi/pies (Sector 2); 0.15 psi/pies (Sector 3); 0.124 psi/pies (Sector 4).

Figura 15. Comportamiento de la presión respecto a la producción Napo T, Sector 2, Campo Sacha



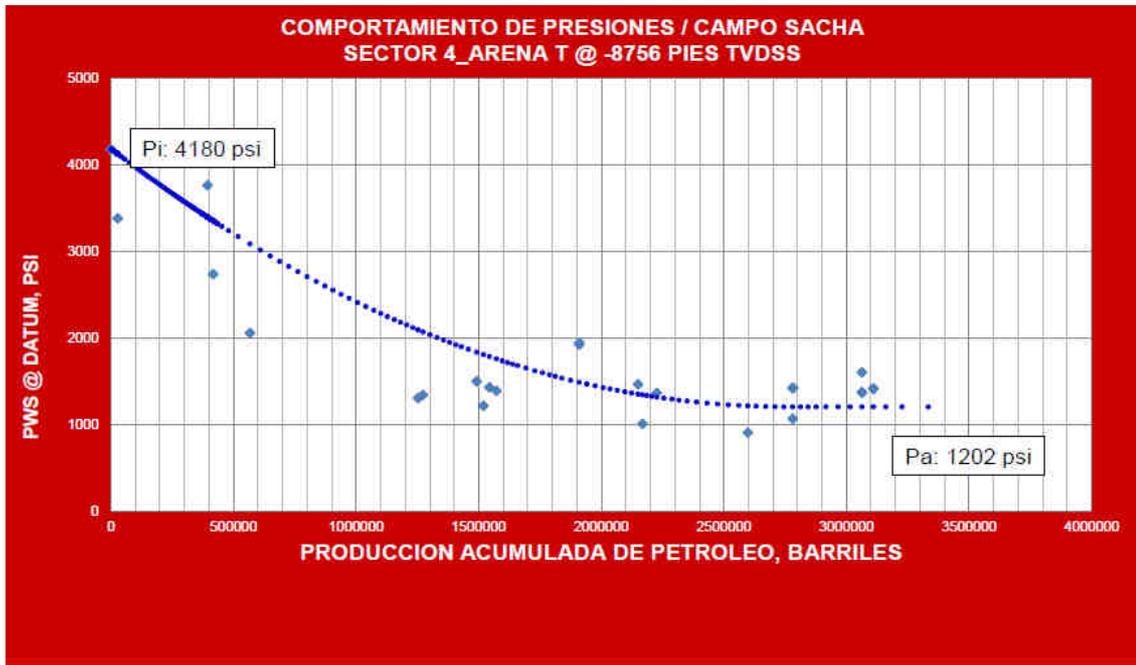
Fuente: Rio Napo CEM, 2013

Figura 16. Comportamiento de la presión respecto a la producción Napo T, Sector 3, Campo Sacha



Fuente: Rio Napo CEM, 2013

Figura 17. Comportamiento de la presión respecto a la producción Napo T, Sector 4, Campo Sacha



Fuente: Rio Napo CEM, 2013

1.2.4 Estimaciones preliminares de reservas del reservorio Napo T

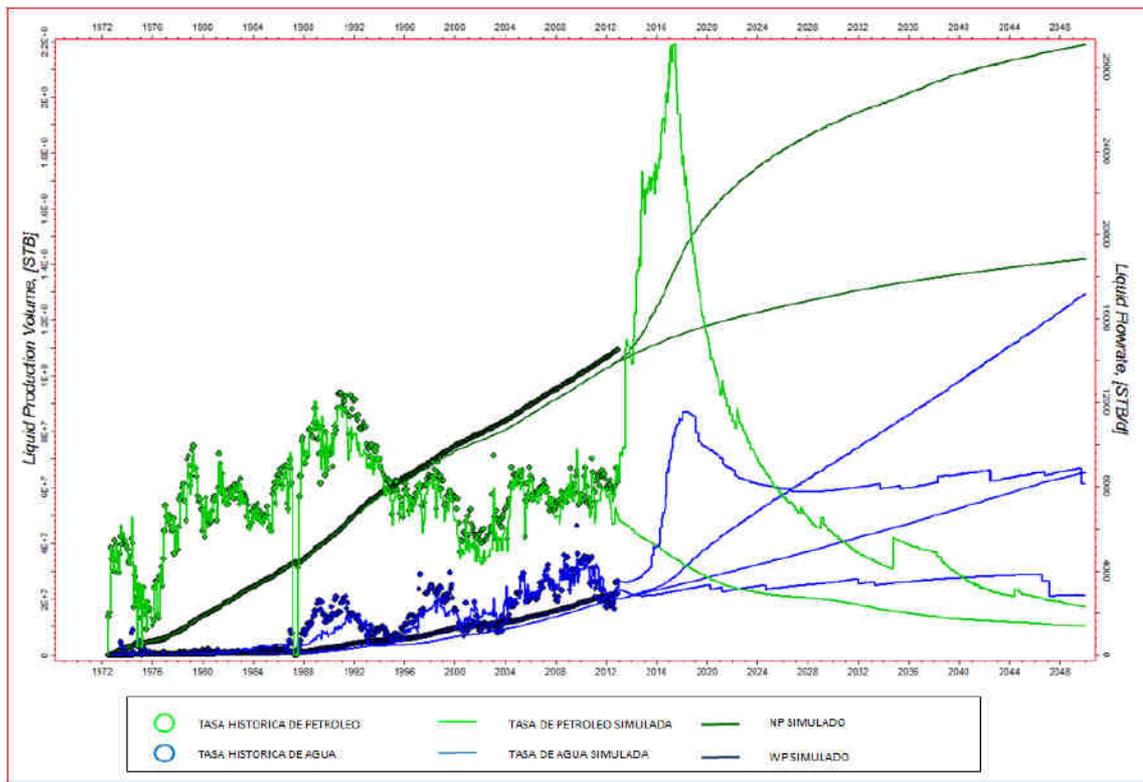
Las estimaciones preliminares de reservas para el reservorio T, las cuales contemplan un plan de perforación y reacondicionamiento de pozos, se comparan con la curva base de producción como se observa en la Fig. 18. Se puede notar que existe un incremento en las reservas de 77.2 MMBN, lo que equivale a 114.2 MMBN de reservas remanentes como se aprecia en la Tabla 1.

Tabla 1. Incremento de reservas, reservorio Napo T

Incremento de reservas, MMBN	Reservas remanentes, MMBN
77.2	114.2

Fuente: Rio Napo CEM, 2013

Figura 18. Curva base de producción vs. plan de desarrollo de reservas, reservorio Napo T



Fuente: Rio Napo CEM, 2013

Con las tasas de producción estimadas mediante simulación se procedió a construir la curva de declinación en donde se consideró un horizonte de planificación 2013-2050. Como se puede observar en la Fig. 19, este método permite estimar un ligero incremento en las reservas remanentes para las condiciones de evaluación, lo cual significa que las reservas remanentes calculadas por declinación ascienden a 120 MMBN mejorando el anterior escenario evaluado. Las reservas calculadas se aprecian en la Tabla 2.

Tabla 2. Incremento de reservas, evaluadas mediante curva de declinación para el reservorio Napo T

Reservas remanentes, MMBN	Diferencia, MMBN
120	5.9

Fuente: Rio Napo CEM, 2013

Figura 19. Curva de declinación para el horizonte 2013-2050, reservorio Napo T



Fuente: Rio Napo CEM, 2013

Para la estimación de las reservas del reservorio T, se procedió en su momento a tomar en consideración los siguientes casos:

- Caso 1: Caso Base (producción pura con declinación natural del reservorio)
- Caso 2: Caso Base + Actividad 2013 (producción y limpieza de instalaciones internas de los pozos)
- Caso 3: Caso Base + Actividad 2013 + Plan de Perforación y Reacondicionamiento

A partir de esto se calculó el factor de recobro y se estableció una comparación con el factor de recobro oficial definido por CEM Rio Napo el cual se presenta en la Tabla 3. A pesar de que existe una mayor recuperación de petróleo en todos los casos simulados se evidencia una disminución en el factor de recobro final al compararlo con el factor de

recobro oficial. Esto se debe principalmente a que existe un incremento significativo en el POES obtenido a través de simulación como se muestra en la Tabla 4. En la Fig. 20 se observa la estimación de la distribución de la producción para el horizonte 2013-2050 para los reservorios en producción en el campo Sacha a modo de comparación.

Tabla 3. *Producción de petróleo acumulada (Np) para el reservorio Napo T hasta el 2050 (simulado)*

Actual	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Np (dic 2012)	Np (dic 2050)	Np (dic 2050)	Np (dic 2050)
MMBN	MMBN	MMBN	MMBN
107.2	144.1	167	221.6

Fuente: Rio Napo CEM, 2013

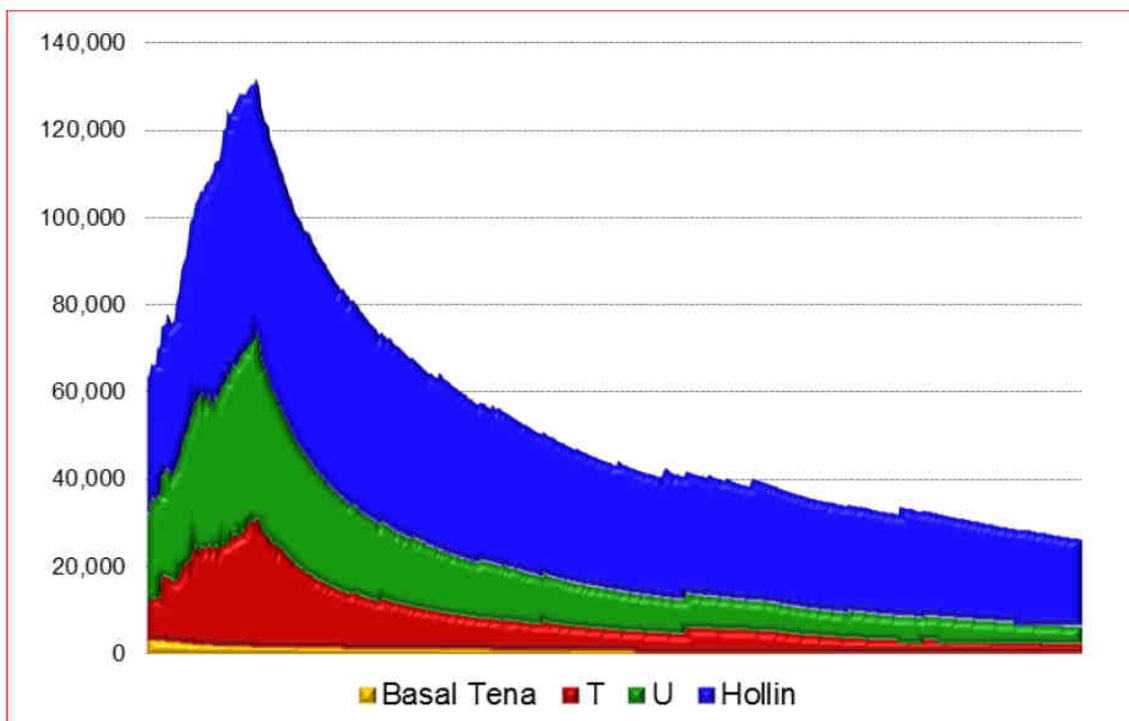
Tabla 4. *Factor de recobro (FR) para cada caso analizado, reservorio Napo T*

	Actual	Caso 1	Caso 2	Caso 3
POES (MMBN)	483.3	825		
FR (%)	38.3	17.5	20.2	26.8

Fuente: Rio Napo CEM, 2013

Finalmente, en la Tabla 5 se resumen las reservas remanentes estimadas para los 3 casos simulados mediante curvas de declinación.

Figura 20. Producción del campo Sacha 2013-2050 por reservorio, Caso 3.



Fuente: Rio Napo CEM, 2013

Tabla 5. Reservas remanentes para cada caso simulado, reservorio Napo T

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Curva declinación
Reservas Remanentes (MMBN)	36.9	59.8	114.2	12.01
FR (%)	17.5	20.2	26.8	27.6

Fuente: Rio Napo CEM, 2013

CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA

2.1. Contexto de la investigación

El estudio se realizó en el Campo Sacha y se tomó el Reservorio Napo T como objeto de análisis. Este campo se encuentra en la provincia de Orellana, en el oriente ecuatoriano.

Se tomaron los datos de producción desde el periodo de descubrimiento del campo en manos de CEPE y Petroproducción hasta que el activo fue transferido a la empresa de economía mixta Operaciones Rio Napo, posteriormente bajo la administración de Petroamazonas EP y actualmente a EP Petroecuador.

2.2. Diseño y alcance de la investigación

La investigación es de tipo exploratorio y correlacional. Para lo cual se ha tomado la base de datos de los archivos históricos de geología, geofísica, petrofísica, sedimentología, presiones, perfiles de pozos, análisis e interpretaciones de reservorios en la etapa de producción inicial y media del campo, planes de explotación y reservas y modelo económico.

Se ha tomado también el historial de producción del campo, donde se ha filtrado la información correspondiente al reservorio Napo T y con ellos el historial de inyección de agua llevado a cabo como un plan de mantenimiento de presiones y de recuperación secundaria, con lo cual se hace una reinterpretación de la información obtenida para luego de procesar estos datos cargarlos en la librería del programa PETREL® para la simulación numérica del yacimiento en condiciones dinámicas de inyección de agua y producción de petróleo, donde se analizaron varios escenarios en los cuales se han obtenido resultados que corresponden a condiciones estimadas de producción a condiciones actuales del reservorio Napo T.

Junto con esto, también se han estimado el rendimiento económico que se podría obtener con el comportamiento del reservorio durante esta etapa de producción bajo inyección de agua. Este último análisis se realizó con hoja de cálculo una vez que se obtuvieron los resultados de los escenarios simulados.

2.3. Tipo y métodos de investigación

El tipo de investigación correspondiente a esta investigación es Cuantitativo, ya que permite obtener resultados de tipo numéricos y que permite verificar la calidad de la información procesada a través de métodos evaluativos o de validación.

El método de investigación implementado es de tipo Histórico y Analítico. Esto debido a que se utiliza base de datos de producción en periodos de explotación del reservorio.

2.4. Población y muestra

Población de estudio: Campo Sacha.

Muestra: la muestra corresponde a la zona Sur del Campo Sacha, la misma que fue tomada a partir de los datos del archivo del historial de producción del Reservorio Napo T, que incluyen información de etapas de exploración, producción y proceso de recuperación secundaria por inyección de agua, donde esta se encuentra atada a los pozos de producción e inyectores de agua para recuperación secundaria. Se han tomado del universo de 167 pozos productores y 4 pozos inyectores una muestra correspondiente a 40 pozos productores y 4 inyectores convertidos (pozos productores convertidos a inyectores) y 1 pozo inyector actual, los mismos que corresponden al área de estudio.

Protocolo: para el manejo de la información existen las autorizaciones respectivas para el manejo apropiado de la data y los resultados derivados de este trabajo de investigación.

2.5. Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Técnicas Cuantitativa para la recolección de datos.

Instrumentos aplicados: filtrado de información a partir de base de datos.

Herramienta implementada: software de análisis de reservorios PETREL®, de estación de trabajo TOW/CS® y base de datos de pozos OpenWells® y para análisis financiero hoja de cálculo en Excel.

2.6. Procesamiento de la evaluación: Validez y confiabilidad de los instrumentos aplicados para el levantamiento de información.

La técnica implementada para validar los instrumentos de levantamiento de información es el ajuste de datos históricos de producción e inyección llevados a cabo en el campo Sacha. La aplicación de modelos matemáticos para la predicción de la producción de un yacimiento de petróleo tipo negro, donde el software de aplicación fué cargado en su librería con la información histórica de producción y a partir de la caracterización de los reservorios (modelamiento estático) se procede a estimar el comportamiento de la producción a futuro con los datos base (modelamiento dinámico). El ajuste se logra validando las etapas iniciales de producción (datos reales) con datos bajo un esquema de producción pura (explotación del reservorio sin inyección de agua), inyección en etapa intermedia y estimaciones de inyección en arreglos de pozos en zonas no barridas dentro del área de estudio asignada para este proyecto de investigación.

Para esto se estimaron tres escenarios: uno pesimista, uno promedio y otro optimista. Estos escenarios contemplan parte del proyecto piloto de inyección bajo las condiciones actuales que representan condiciones económicas, operaciones y ambientales, los mismos que pueden variar en el futuro dependiendo de los factores externos antes mencionados.

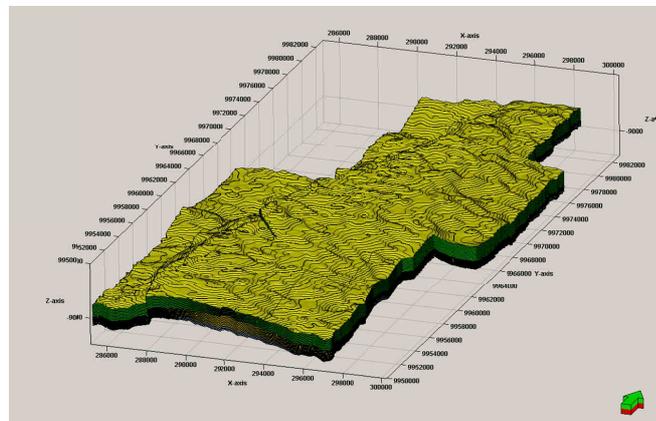
CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1 Construcción del modelo dinámico

3.1.1 *Grid* de simulación

El área de estudio contempla un área de aproximadamente 501 kilómetros cuadrados y la malla de simulación construida tiene por dimensiones $213 \times 461 \times 35$ con un total de 3'436.755 celdas para tal fin.

Figura 21. *Grid del Modelo 2022*



Elaborado por: Autores

3.1.2 Modelo Estratigráfico del Campo Sacha

En la elaboración del modelo estratigráfico se utilizó las interpretaciones sedimentológicas, registros litológicos y eléctricos de los pozos del Campo Sacha en el reservorio Napo T, de la cual se diferenciaron tres zonas: Basal T, T Inferior y T Superior. A continuación, en la Fig. 22 se puede apreciar una caracterización completa del reservorio Napo T.

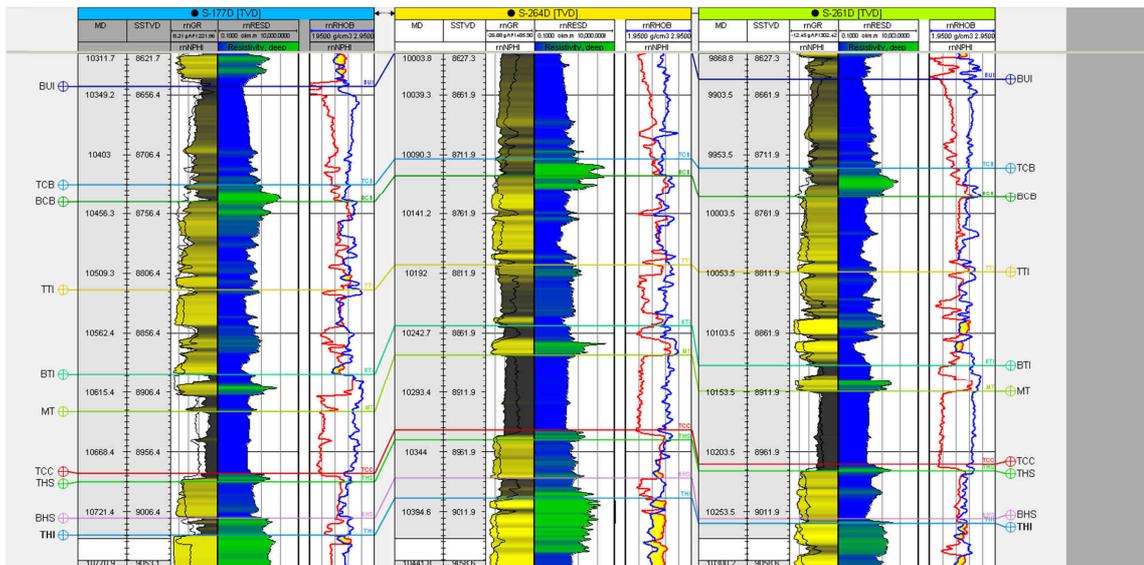
En la Fig. 23 se puede apreciar una correlación estratigráfica de pozos en el reservorio Napo T, donde se tienen los topes y bases de cada estrato que constituye el reservorio completo.

Figura 22. Caracterización del Reservorio Napo T



Fuente: Rio Napo CEM, 2014

Figura 23. Correlación estratigráfica de pozos tipo Reservorio Napo T, Campo Sacha



Elaborado por: Autores

En el modelo de simulación numérica se consideraron las unidades estratigráficas Napo T inferior y Napo T superior. La unidad Basal T no se tomó en consideración por no tener un buen desarrollo prospectivo. Los mecanismos de producción principales

tomados en consideración son la expansión de la roca y fluidos y un pequeño aporte del acuífero.

El modelo de simulación contempló la historia de producción desde Julio de 1972 hasta noviembre del 2021. Los datos de producción y eventos fueron tomados de la base de datos TOW/CS® y OpenWells® respectivamente. Una vez recopilada la información de producción y eventos por pozo se verificó la correspondencia de estos con los datos reales y la interrelación entre base de datos. Posteriormente esta base de datos fue transformada a formato PETREL® y cargada en la plataforma del proyecto. La producción histórica que fue cargada corresponde a la producción del campo hasta noviembre del 2021, esto es: 176.4 MMBN de petróleo crudo, 52.6 MMPCN de gas, y 34.9 MMBN de agua. El número de pozos incorporados a la plataforma del proyecto corresponde a 167 productores y 4 inyectores. Actualmente se encuentran activos 60 pozos productores y 1 pozo inyector.

3.1.3 Inicialización del modelo

En la inicialización del modelo de la arenisca Napo T, se utilizó la información de producción, presiones, PVT, permeabilidades relativas y eventos. La Tabla 6 muestra las condiciones de equilibrio usadas para el reservorio.

Tabla 6. Condiciones de equilibrio Reservorio Napo T

PROPIEDAD	VALOR
Presión Inicial (psi)	4100
Datum, pies (TVDSS)	-8756

Elaborado por: Autores

El reservorio fue dividido en dos zonas, cada una con un contacto agua - petróleo diferente como se muestra en la Tabla 7.

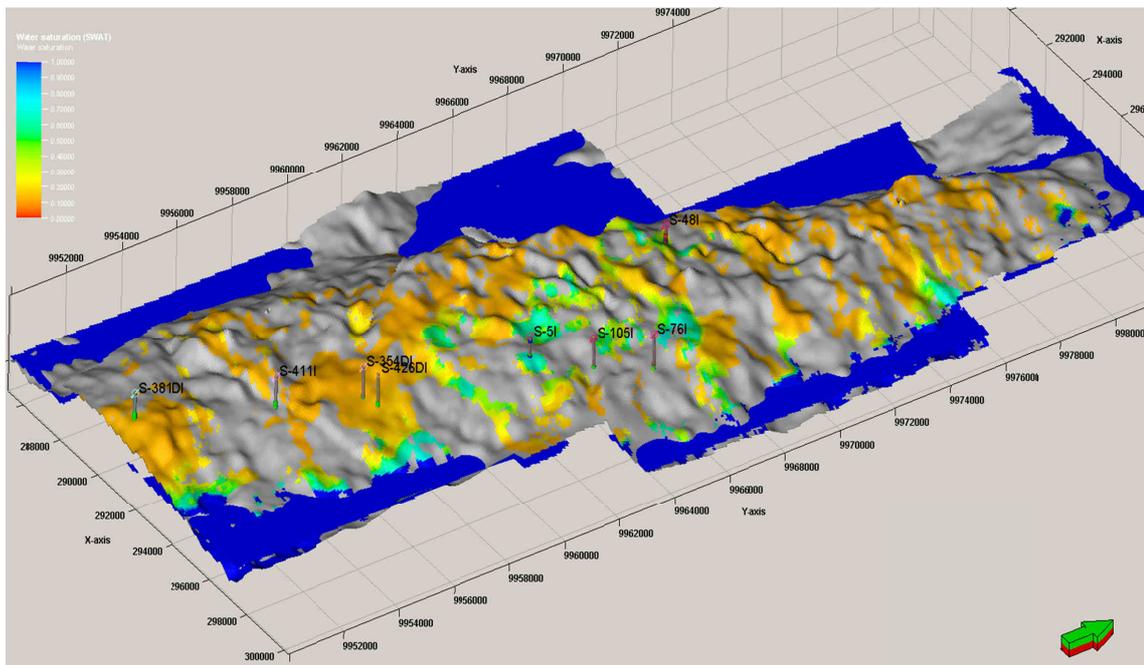
Tabla 7. Contacto Agua – Petróleo (WOC) Reservorio Napo T

REGIÓN	WOC (ft) TVDDSS
Zona 1	-8930
Zona 2	-8979

Elaborado por: Autores

Se ha considerado que el mecanismo de producción principal del reservorio Napo T es la expansión de la roca y los fluidos en un 86% más un pequeño aporte del acuífero de 14%. El modelamiento del acuífero aplicado fue de tipo numérico, como se muestra en la Fig. 24, donde se ha considerado un empuje lateral.

Figura 24. Conexiones de acuíferos Reservorio Napo T



Elaborado por: Autores

3.1.4 Petróleo original en sitio (POES)

Durante la inicialización del modelo de simulación se cuantificó el volumen en sitio del reservorio Napo T obteniéndose $N = 1180$ MMBN.

3.1.5 Ajuste histórico

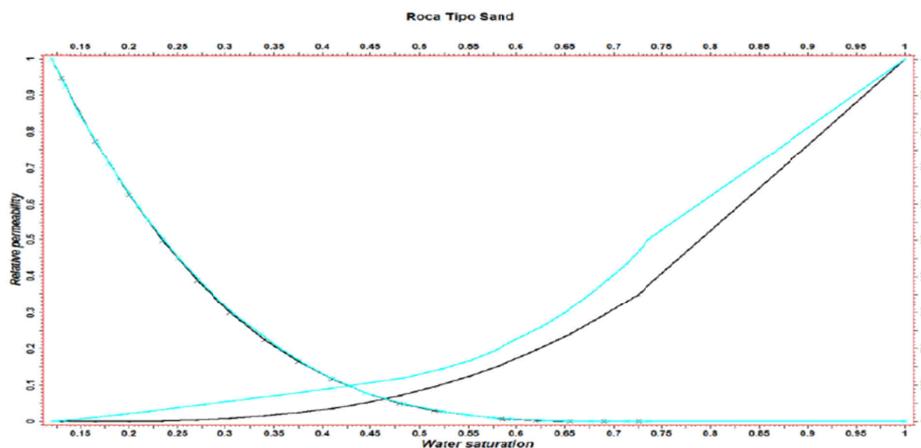
Para el ajuste histórico se realizó el cotejo del modelo a nivel de pozos productores e inyectores. Los pozos productores fueron controlados por tasa de líquido (caudal en producción) y un límite de presión de fondo; en cuanto a los pozos inyectores fueron controlados por la presión de fondo observada y el caudal de inyección (agua inyectada en el modelo).

3.1.5.1 Principales parámetros de ajuste

El ajuste histórico se basó principalmente en los siguientes puntos:

- Modificación en los coeficientes de Corey en las curvas de permeabilidades relativas al agua, de manera de representar los tiempos de irrupción de agua correspondientes con la historia de producción. En la Fig. 25 se muestra el cambio en la curva de permeabilidad relativa al agua K_{rw} con la roca tipo Sand (arenisca en el modelo de PETREL®).

Figura 25. Cambio en el coeficiente de Corey en la curva K_{rw} de la roca tipo Sand.



Elaborado por: Autores

- Ajustes efectuados en el modelo de facies, en este caso se dio mayor continuidad a las facies y disminución en los canales de depósito principalmente en la facies con mayor proporción en el modelo (facies Sand), de manera de describir el comportamiento de producción y presión.
- De los núcleos para el reservorio T, se obtuvo una correlación de permeabilidad para las diferentes facies del modelo, que ajusta con el modelo del pozo durante el ajuste histórico. La correlación se muestra a continuación:

$$Y = 89723 (\phi)^{3.123} \quad \text{Tipo de roca Sand y Shoreface.}$$

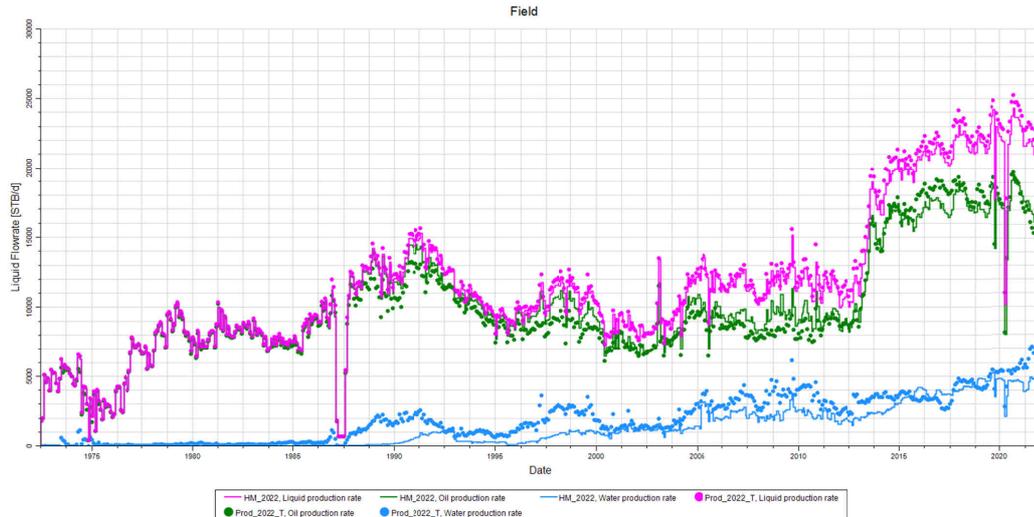
$$Y = 3000000(\phi)^{5.7873} \quad \text{Tipo de roca Sandflat.}$$

Para representar la anisotropía vertical entre capas, la relación de permeabilidad vertical/horizontal escogida fue de $K_z/K_x = 0.15$.

3.1.5.2 Ajustes a nivel de reservorio

El ajuste histórico para el reservorio Napo T se muestra en la Fig. 26, en el mismo se observa un buen ajuste de producción de líquidos (petróleo y agua) y solamente petróleo.

Figura 26. *Ajuste Histórico Reservorio Napo T*

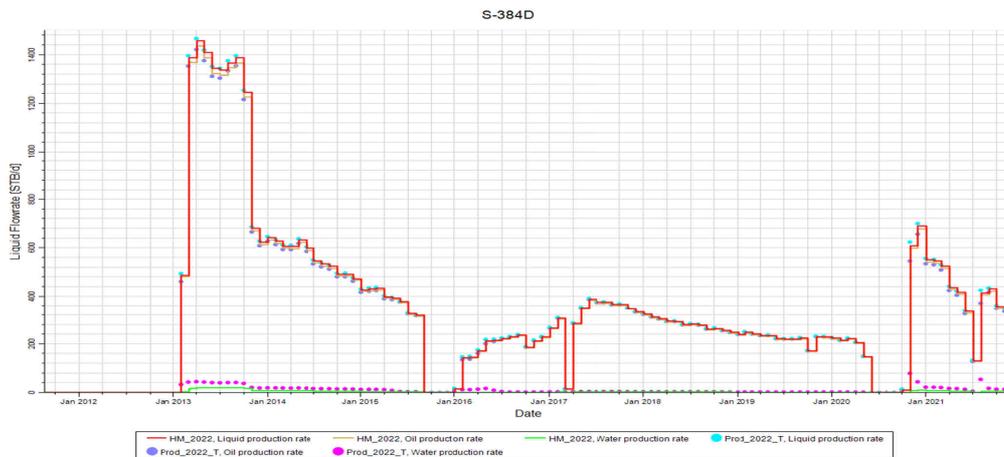


Elaborado por: Autores

3.1.5.3 Ajustes a nivel de pozo

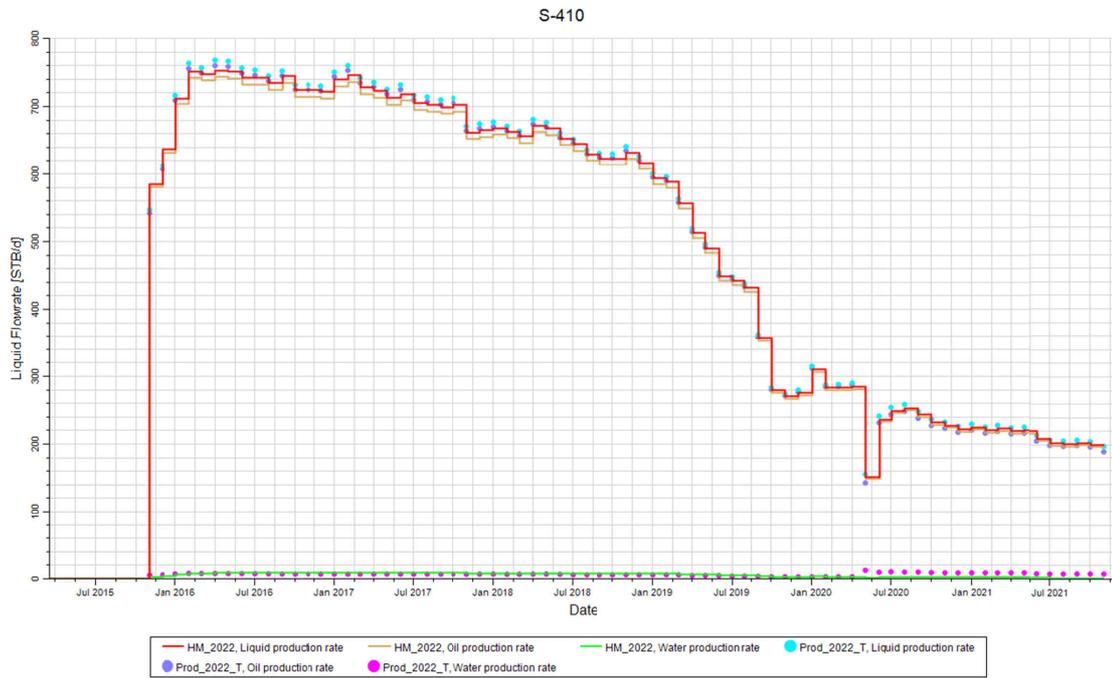
A nivel de pozo se logró un buen ajuste de la producción de petróleo y agua. El 95% cumplen con la tasa de líquido histórica mostrando un buen ajuste en el modelo de simulación. A manera de ejemplo se muestra el ajuste de pozos de algunos pozos representativos del reservorio Napo T en las Figs. 27 a 31.

Figura 27. Ajuste a nivel del pozo S-384D



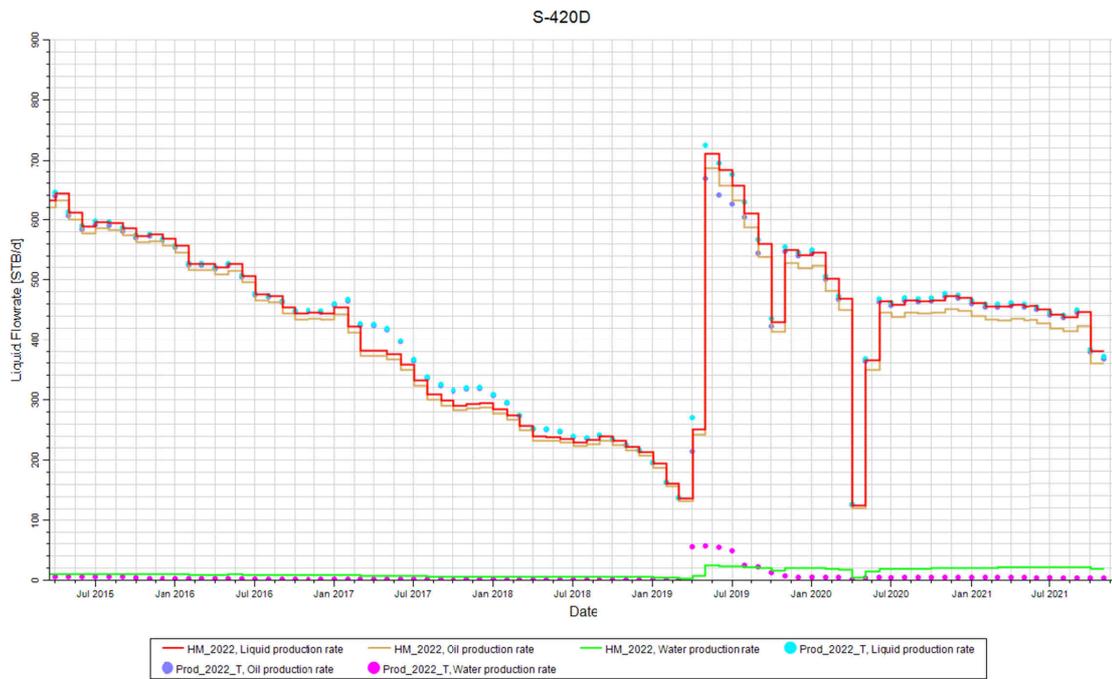
Elaborado por: Autores

Figura 28. Ajuste a nivel del pozo S-410



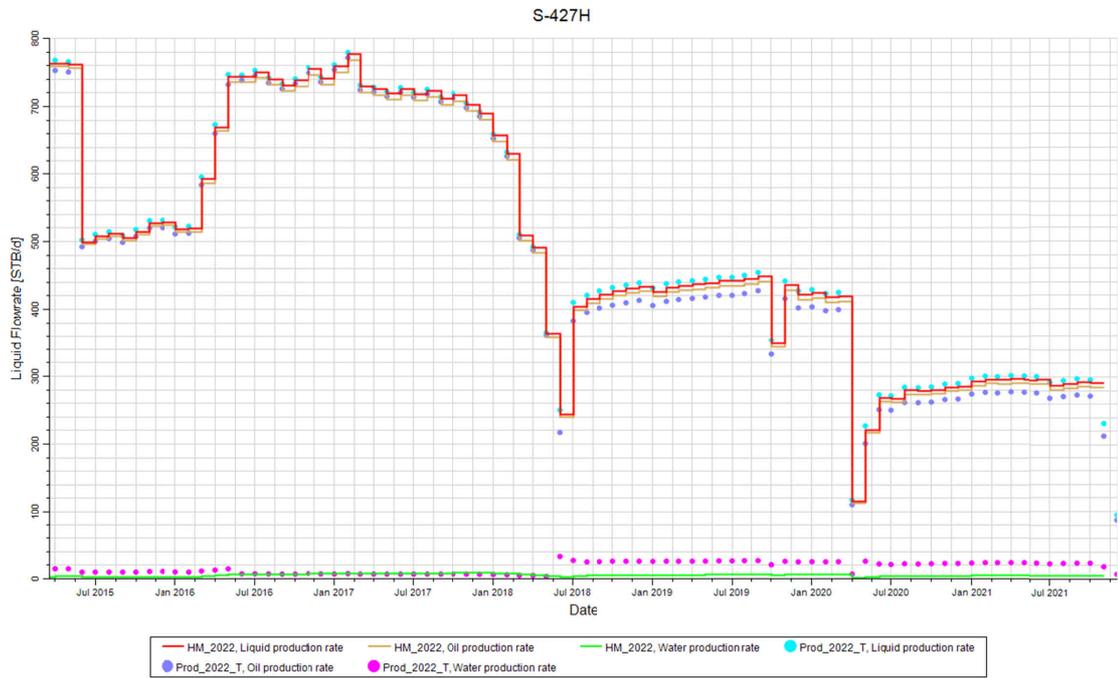
Elaborado por: Autores

Figura 29. Ajuste a nivel del pozo S-420D



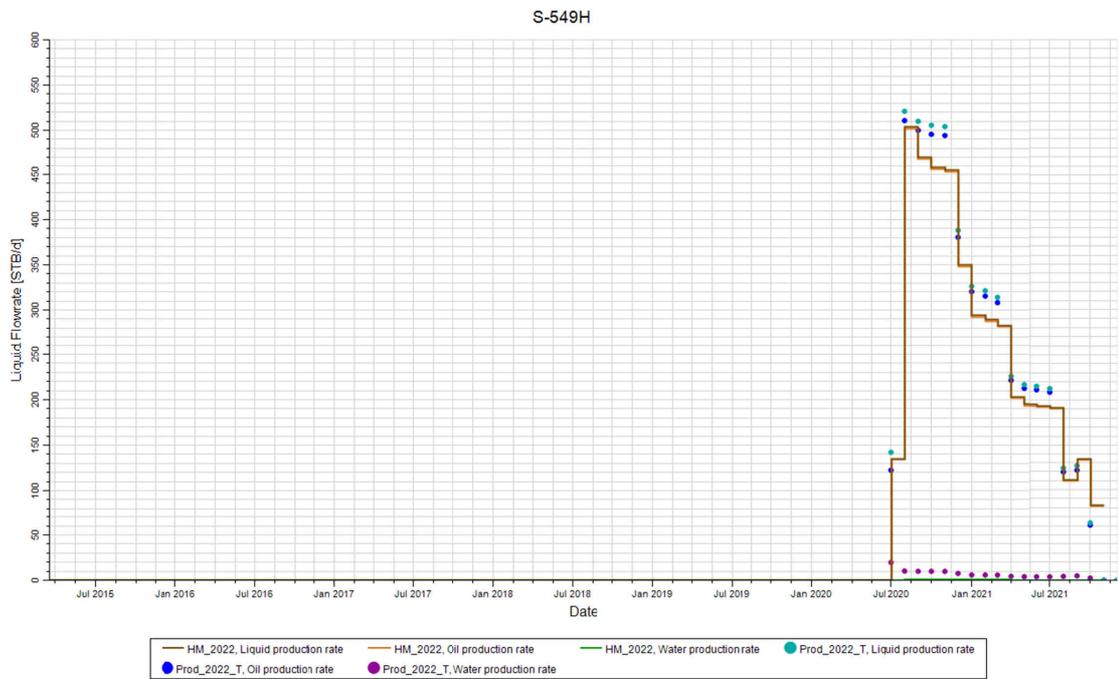
Elaborado por: Autores

Figura 30. Ajuste a nivel del pozo S-427H



Elaborado por: Autores

Figura 31. Ajuste a nivel del pozo S-549H



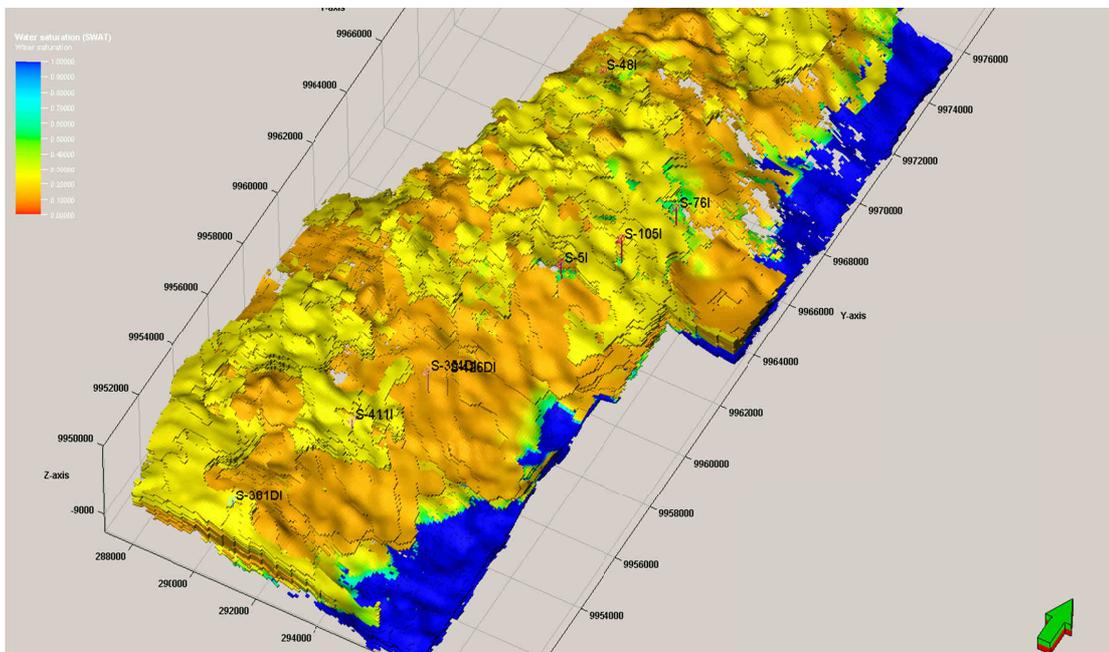
Elaborado por: Autores

3.2 Escenarios de predicción simulados

Para la construcción de los escenarios de inyección en la zona Sur del Campo Sacha, se realizó una selección de candidatos a inyectores de agua de pozos existentes en el campo, que a la fecha se encuentran cerrados o con bajo aporte con la finalidad en primer lugar de optimizar costos. Los pozos seleccionados para la conversión a inyectores son: S-381I, S-411I, S-354I, S-426I. El criterio para la selección de estos pozos candidatos se basó adicionalmente en el modelo de inyección lateral de agua en la sección sur, área correspondiente a zona de estudio, donde se consideró un frente de intrusión uniforme hasta llegar a la ruptura en la zona de los pozos productores locales, es decir la técnica aquí implementada es similar a un *avance frontal*.

Con esta consideración, en la Fig. 32 se presenta la ubicación de los candidatos de conversión a inyectores.

Figura 32. Zona propuesta como área de inyección



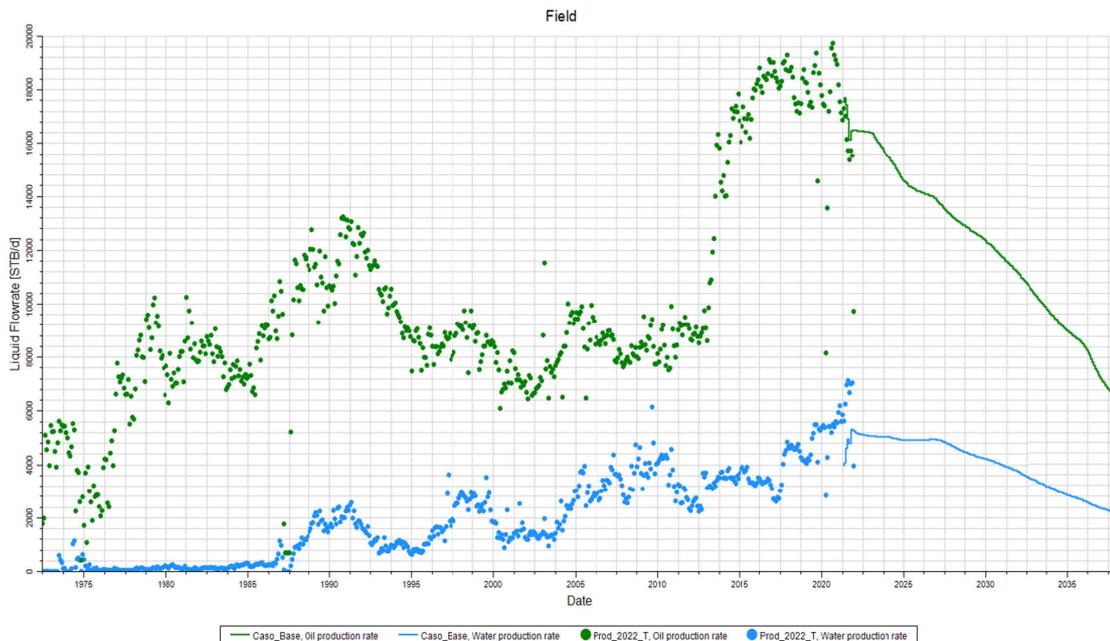
Elaborado por: Autores

Los escenarios analizados para un periodo de 15 años son los siguientes:

- Escenario 1: Proyecto Base proyectado hasta 2037

El objetivo de este escenario es evaluar el comportamiento de producción considerando las condiciones actuales del reservorio sin cambio alguno, tomando en cuenta el ajuste de todos los pozos en producción hasta noviembre de 2021. La producción inicial de este escenario fue de 16524 BPPD. Se observa en la Fig. 33 que la producción de petróleo mantiene una tendencia de declinación concordante con el histórico del campo. La producción de agua hasta cerca del año 2027 se mantiene constante y luego presenta una tendencia a declinar gradualmente. La producción acumulada de petróleo (N_p) hasta diciembre de 2037 en este escenario fué de 253 MMBN.

Figura 33. *Escenario 1*

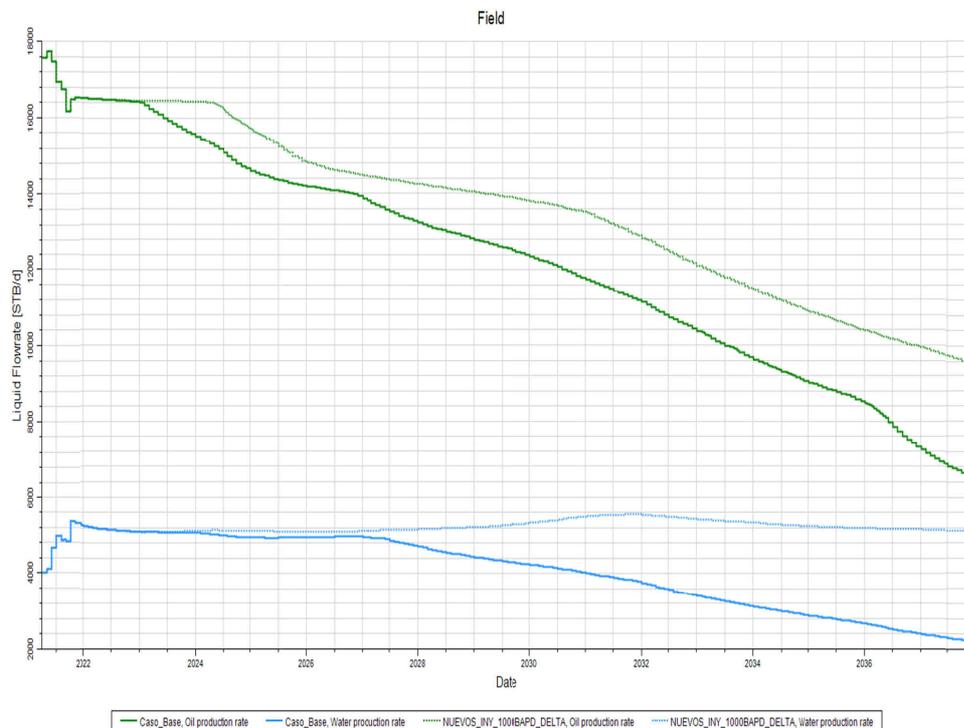


Elaborado por: Autores

- Escenario 2: Conversión de 4 pozos con un caudal de inyección de 1000 BAPD (barriles de agua por día)

Para este caso se tomaron en cuenta los pozos inyectores propuestos para la zona Sur del Campo Sacha en el Reservorio Napo T, se realizó la simulación hasta el año 2037 considerando un caudal de inyección de 1000 BAPD. Lo resaltable de este escenario es que el comportamiento de la producción de petróleo en este caso muestra una respuesta satisfactoria al modelo simulado a partir del año 2023 y la declinatoria se presenta a partir de mayo del 2024, además la producción de agua no muestra incremento sino hasta el año 2027. La producción acumulada de petróleo (Np) obtenida por simulación en este escenario hasta 31 de diciembre de 2037 fué de 260.96 MMBN. La curva de comportamiento de la producción en este escenario se muestra en la Fig. 34.

Figura 34. Escenario 2

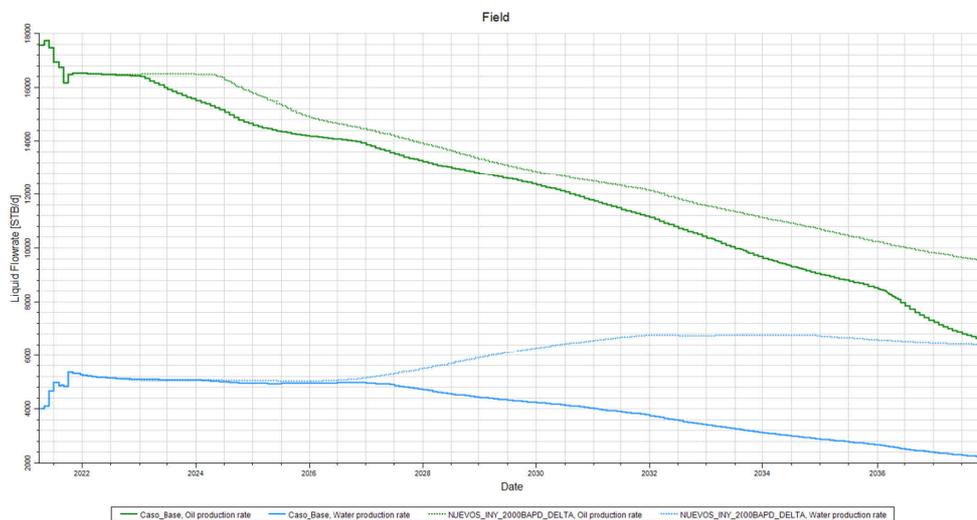


Elaborado por: Autores

- Escenario 3: Conversión de 4 pozos con un caudal de inyección de 2000 BAPD

Este caso es una variación del Escenario 2 considerando un caudal de inyección de 2000 BAPD. El comportamiento de la producción también presenta cambios positivos a inicios del 2023, el cual se mantiene constante sin declinar hasta mayo del 2024. La producción de agua no muestra incremento sino hasta el año 2027, el cual es un poco mayor al presentado en el escenario anterior. La producción acumulada (N_p) obtenida por simulación en este escenario fué de 259.1 MMBN a 31 de diciembre de 2037. La curva de comportamiento de la producción en este escenario se muestra en la Fig. 35.

Figura 35. Escenario 3



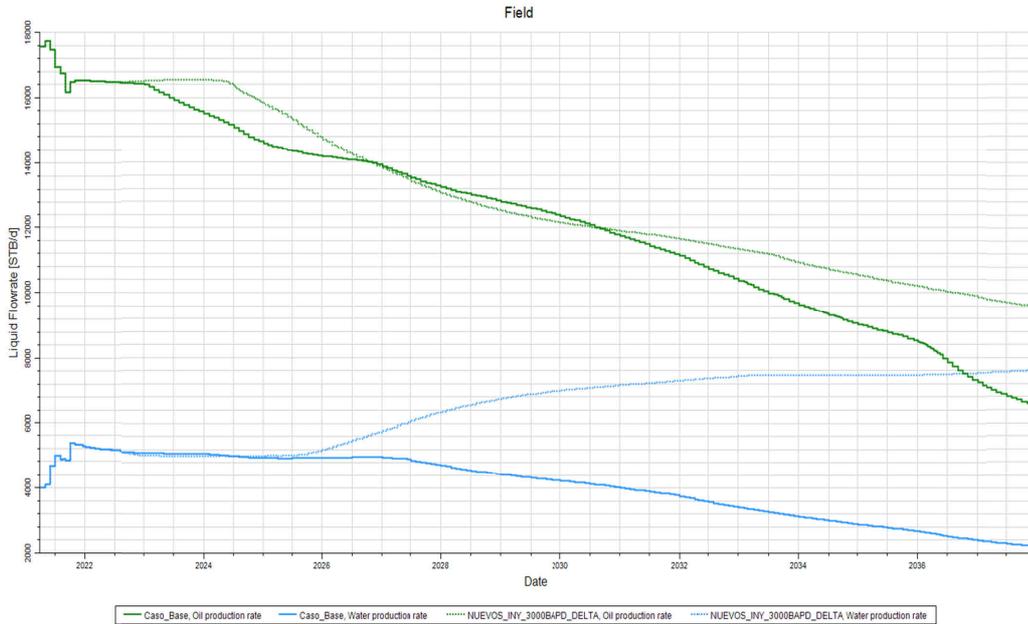
Elaborado por: Autores

- Escenario 4: Conversión de 4 pozos con un caudal de inyección de 3000 BAPD

Similar al Escenario 2. En este escenario se considera un caudal de inyección de 3000 BAPD y similarmente muestra una respuesta positiva a inicios del año 2023 donde la producción de petróleo se mantiene constante sin declinar hasta mayo del 2024, luego se observa una declinación pronunciada debido, muy probablemente, al efecto de llenado mas rápido del frente intrusivo del agua, el cual acelera la ruptura y deja detrás de sí un volumen de petróleo sin barrerse de forma efectiva. La producción cae a niveles de la curva base en octubre de. Por su parte, la producción de agua muestra un incremento

significativo desde agosto 2025. La producción acumulada (N_p) obtenida por la simulación en este escenario fue de 257.4 MMBN a 31 de diciembre de 2037. La Fig. 36 muestra lo anteriormente descrito.

Figura 36. Escenario 4



Elaborado por: Autores

Un resumen de los escenarios expuestos anteriormente se puede visualizar en la Tabla 8.

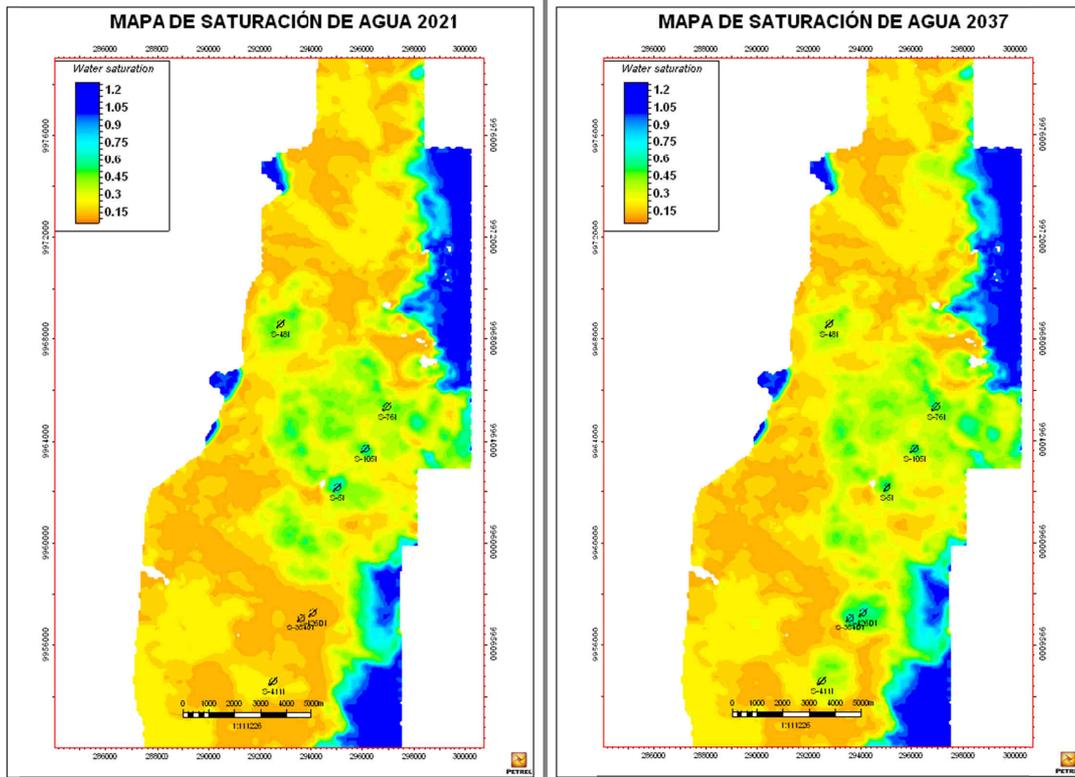
Tabla 8. Resumen de Escenarios simulados

Escenarios	N_p , MMBN Dic 2037	ΔN_p , MMBN Dic 2037	Factor de recobro, $Fr = N/N_p$ (%)
1 (Base)	253	-	21.44
2	260.96	7.96	22.12
3	259.15	6.15	21.96
4	257.43	4.43	21.82

Elaborado por: Autores

En la Fig. 37 se presenta la comparación del Escenario Base y el Escenario 2 el cual dio los mejores resultados de recuperación de petróleo en la simulación.

Figura 37. Comparación de Escenario base y Escenario 2 (mejor caso)



Elaborado por: Autores

3.3 Estimación de los costos de implementación de los escenarios de predicción simulados

Se ha tomado para este análisis económico el mejor escenario de recuperación de petróleo. Dado esto, se toma las siguientes asunciones:

1. Precio promedio de cada barril exportado de USD 67.98 dólares en el período del proyecto, tomando como base las estimaciones publicadas en el *Annual Energy Outlook 2021* (U. S. Energy Information Administration, 2021).
2. El costo de producción por barril de petróleo se lo estimó en USD 6.76.
3. Perfil de producción estimado del reservorio.

Según lo anteriormente descrito, se han tomado en consideración las siguientes inversiones para desarrollar el mejor escenario de producción, las cuales se presentan en la Tabla 9.

Tabla 9. Inversiones estimadas para el Escenario 2

ACTIVIDAD	UNIDAD EA	COSTO USD	TOTAL USD
Conversión de pozo productor a inyector	4	400,000.00	1,600,000
Conversión de pozo productor a reinyector	2	400,000.00	800,000
Facilidades de Superficie (Bombas HPS)	2	700,000.00	1,400,000
Facilidades de Superficie (Líneas de alta presión) Km	34.6	400,000.00	13,840,000
Facilidades de Superficie (Válvulas, contadores de flujo)	3	90,000.00	270,000
TOTAL, INVERSIÓN			17,910,000

Elaborado por: Autores

Los indicadores financieros generales correspondientes al proyecto son los presentados en la Tabla 10, a continuación

Tabla 10. Indicadores financieros del proyecto

Indicador financiero	Valor
Tasa de descuento	10.69% (EA)
TIR	60.3% (EA)
VAN	USD 169,580,658.3

Elaborado por: Autores

Como se aprecia la tasa interna de retorno del proyecto es mayor que la tasa de descuento del crédito de inversión, adicional a esto el valor presente neto es de USD 169.58 MM, por lo tanto, el proyecto es viable financieramente.

CONCLUSIONES

- Los resultados obtenidos luego en la generación del modelo de simulación son bastante satisfactorios, obteniéndose un buen ajuste histórico de fluido, petróleo y agua.
- La arena T del campo Sacha presenta una fuerte declinación de presión producto de la producción acumulada a la fecha, por lo cual es necesario la implementación de proyectos de recuperación secundaria para mantenimiento de presión.
- En el presente proyecto se ha determinado que existe la viabilidad técnico-económica para la implementación de un piloto de recuperación secundaria por inyección de agua en el Reservorio Napo T correspondiente a la zona Sur del Campo Sacha.
- Luego de la evaluación se determina que la implementación de un piloto con 15 años de duración con la conversión de 4 pozos inyectoros, en el mejor escenario de inyección de 1000 BAPD se obtendría una recuperación final de 260.96 MMBN con un factor de recobro de 22.12%, con una inversión de 17.91 MM.
- La recuperación adicional o incremental de reservas en relación al escenario 1 (caso base) se estimó en 7.96 MMBN hasta diciembre de 2037.
- El pico de producción incremental se estimó en 1180 bppd y el tiempo de irrupción del agua se estimó a los 11 meses en el escenario de 1000 BAPD. Se concluye que el aumento de la inyección de agua en los escenarios 3 y 4 generaba menos incremental producto de la irrupción más acelerada del agua.
- Del análisis económico se desprende que el proyecto en valor presente neto genera USD 169.58 MM con una tasa interna de retorno de 60.3% a partir de una tasa de descuento de 10.69%, esto con un precio de venta estimado de USD 67.98 por barril promedio planteado por la EIA a partir del año 2021 y un costo de producción estimado de Petroecuador para el campo Sacha de USD 6.76 por barril.

RECOMENDACIONES

- Considerando la rentabilidad económica del proyecto es factible la implementación de proyectos de Recuperación Secundaria para inyección de Agua en el campo Sacha con la conversión de los 4 pozos inyectoros.
- La conversión de pozos cerrados que ya no tienen buenas perspectivas de producción, a inyectoros de agua permite optimizar recursos en beneficio para la empresa y el estado Ecuatoriano.
- Una vez implementado el proyecto es necesario el monitoreo constante de los pozos vecinos de caudales de producción, presiones a través de los sensores instalados en las completaciones de los equipos eléctricos sumergibles a tiempo real, además del bsw, salinidades. Esto permitirá el ajuste futuro de la respuesta del modelo de simulación con el comportamiento real en campo.
- Es necesario realizar un barrido de tomas de presión en puntos estratégicos del campo para realizar un mejor ajuste del comportamiento productivo. Esto permitirá mejorar la respuesta predictiva de los modelos de simulación.
- En los pozos nuevos a perforarse se recomienda la toma de registros especiales como resonancias magnéticas e imágenes etc., que permitan mejorar el entendimiento y la caracterización de la arena T en el campo Sacha.
- Se debe considerar en función de los resultados luego de la implementación del proyecto de recuperación secundaria la realización de trabajos de reacondicionamiento así como la perforación de nuevos pozos, para mejorar la eficiencia de la recuperación de petróleo en la zona de influencia del proyecto.
- Continuar con el desarrollo de estudios que permitan mejorar el factor de recobro del campo Sacha, como son proyectos de masificación de inyección de agua en otros reservorios así como la visualización y caracterización de posibles proyectos de recuperación mejorada de petróleo.
- Adquirir base de datos de otros proyectos pilotos de recuperación secundaria para comparación, análisis y retroalimentación.
- Evaluar las características fisicoquímicas del agua de producción y de fuentes alternas para tomarlas en consideración como posibles fuentes futuras de agua de inyección en caso de implementarse otros planes de recuperación secundaria en el campo Sacha o alrededores.

Referencias

- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2004). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*. Quito: IFEA, IRD, Petroecuador.
- Casco, E. (2013). *Modelado Integral de Análisis Nodal Subsuelo–Superficie-Económico de los Pozos de la Estación Sur del Campo Sacha*. Quito: Universidad Central del Ecuador.
- Craft, B., & Hawkins, M. (1991). *Applied petroleum reservoir engineering*. Englewood Cliffs: Prentice Hall PTR.
- Craig, F. (1971). *The reservoir engineering aspects of waterflooding*. New York: Society of Petroleum Engineers.
- Freire, V. H. (2015). *Determinación y análisis de parámetros petrofísicos mediante perfiles eléctricos en la formación Hollín del campo Sacha para determinar las reservas totales de petróleo*. Quito, Pichincha, Ecuador: Universidad Tecnológica Equinoccial.
- Jaillard, E. (1997). *Síntesis Estratigráfica y Sedimentológica del Cretáceo y Paleógeno de la Cuenca Oriental del Ecuador*. Quito: Orstom-Petroproducción.
- Jiménez, C. (2009). *Optimización en los procesos en las facilidades de producción del campo Sacha, Estación Sacha Central*. Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
- Lake, L., Schmidt, R., & Venuto, P. (1992). *A niche for enhanced oil recovery in the 1990s*. Petroleum Engineer International.
- Landázuri, S. (2015). *Diagnóstico y Optimización del Sistema de Reinyección de Agua de Formación en el Campo Sacha*. Quito: Universidad Central del Ecuador.
- Meshioye, O., Mackay, E., & Chukuwezi, M. (2010). Optimization of waterflooding using smart well technology. *34th annual SPE international conference and exhibition*. Calabar, Nigeria: SPE.
- Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables. (2019). *Estadística Hidrocarburífera: Primer semestre de 2019*. Estadístico, Quito. Obtenido de

<https://www.recursoyenergia.gob.ec/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=567&force=0>

PAM EP, IFEA y IERD. (2014). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo* (3ra ed., Vol. 144). (P. Baby, M. Rivadeneira, & R. Barragán, Edits.) Quito, Pichincha, Ecuador: Petroamazonas EP; Instituto Francés de Estudios Andinos, IFEA; Institut de Recherche pour le Développement, IERD.

Petroamazonas EP. (2019). Obtenido de

<https://www.petroamazonas.gob.ec/?p=134#:~:text=Petroamazonas%20EP%20es%20una%20empresa,exploraci%C3%B3n%20y%20producci%C3%B3n%20de%20hidrocarburos.&text=Es%20la%20empresa%20p%C3%ABlica%20ecuato%20riana,y%20tres%20en%20el%20Litoral>.

Petroamazonas EP. (17 de abril de 2019). Obtenido de www.petroamazonas.gob.ec:

<https://www.petroamazonas.gob.ec/?p=10166#:~:text=diarios%20de%20petr%C3%B3leo-,La%20producci%C3%B3n%20del%20campo%20Sacha%2C%20operado%20por%20Petroamazonas%2C%20supera%20los,mil%20barriles%20diarios%20de%20petr%C3%B3leo&text=La%20producci%C3%B3n%20petro>

Romero, J., & Gómez, F. (2010). *Estudio de los efectos de la inyección de agua en los yacimientos "U" y "T" de la formación Napo, campo Sacha*. Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.

Thomas, C. E., Mahoney, C. F., & Winter, G. W. (1989). *Petroleum Engineering Handbook*. Dallas: Society of Petroleum Engineers.

U. S. Energy Information Administration. (2021). *Annual Energy Outlook 2021*. Washington: EIA. Retrieved from <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>

Anexo 1: Análisis de compatibilidad con la Arenisca Napo T

Análisis Físico Químico del Agua de Formación Ti y W.T Estación Sacha-198						ACUERDO MINISTERIAL 097-A		
CATIONES	UNIDADES	Sacha-176TI		MINI. EST. 198		TABLA: Criterios de calidad de agua para consumo humano	TABLA: Criterios de calidad de agua para consumo humano y doméstico	TABLA: Parámetros de los niveles de calidad de agua para riego
		VALORES	Meq/l	VALORES	Meq/l	(mg/l)	(mg/l)	Meq/l
Na+	(mg/l)*	994	43.22	3047	132			3.0 - 9.0
Mg ²⁺	(mg/l)	312.0		28.8				
Ca ²⁺	(mg/l)	3120		416				
Ba ²⁺	(mg/l)	2		3		1.0	0.7	
Total Fe	(mg/l)	22.3		4.4		1.0	0.3	
ANIONES						(mg/l)	(mg/l)	Meq/l
Cl ⁻	(mg/l)	7850	221.1	5400	152			4.0 - 10.0
SO ₄ ²⁻	(mg/l)	20	<1	8	<1	25	250	
Bicarbonatos	(mg/l HCO ₃)	207.4	-	210	-			1.5 - 8.5
TDS (Medido)	(mg/l)*	12580		9400				
PH Condiciones Normales	(---)	12.579		6.56				
CO ₂ Gas	(%)	5		1				
CO ₂ Agua	(mg/l)	400		130				
H ₂ S Gas	(ppm)	12		90				
H ₂ S Agua	(mg/l)	0.2		1				
Gas/Día	(MSCFPD)	-		-				
Oil/Día	(BOPD)	-		-				
Agua/Día	(BWPD)	-		-				
Arena Productora		TI		-				
Densidad API	*API	-		-				
Temperatura de Motor	(°F)			-				
Temperatura de Fondo	(°F)			122				
Temperatura de Intake	(°F)	224.8						
Temperatura de Cabeza	(°F)	100		118				
Presión de Fondo	(PSIA)			50				
Presión de Intake	(PSIA)	480						
Presión de Cabeza	(PSIA)	60		60				
Indice de Saturación de Fondo	SI	0.43		0.52				
Potencial de depositación Fondo	PTB	18.94		12.2				
Indice de Saturación Cabeza	SI	-0.03		0.49				
Potencial de Depositación Cabeza	PTB	0		11.9				
Tendencia Incrustante Fondo	(---)	LEVE		LEVE				
Tendencia Incrustante Cabeza	(---)	NSP		LEVE				

- PVT sachá 105 Validación

Arena T (PVT-T-SA105)

Chequeo de las condiciones de recombinación

Prueba consistente.

Para las muestras tomadas en el separador, se debe cumplir que las condiciones de presión y temperatura de recombinación en el laboratorio sean iguales a las del separador.

Temp. Yac.: °F
 Temp. Prueba: °F $f. = (\text{Temp. Yac.} - \text{Temp. Pba}) / \text{Temp. Yac.} =$

OK. PRUEBA CONSISTENTE

Prueba de densidad

Densidad del petróleo saturado a Pb y T de la prueba de liberación diferencial: 0.7462 gr/cc.

Densidad recombinada a partir de las pruebas de separadores: 0.7447 gr/cc.

Porcentaje de diferencia entre las densidades: 0.20%.

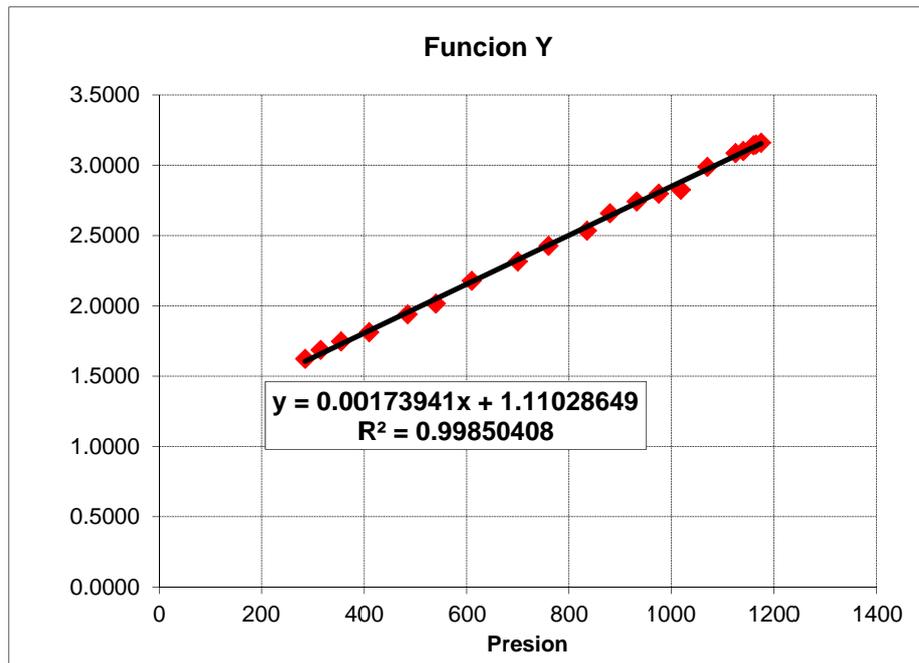
Resultado de la prueba: Consistente.

Prueba de balance de materiales

Presión (lpc)	Rs prueba (PCN/BN)	Rs calculada (PCN/BN)	Diferencia (%)
200	93	92	0.99
400	146	165	11.36
600	190	187	1.44
800	232	215	7.92
1000	269	242	11.01
1180	303	302	0.43

Resultado de la prueba: Inconsistente.

Prueba de la linealidad de la función Y



Resultado de la prueba: Consistente.

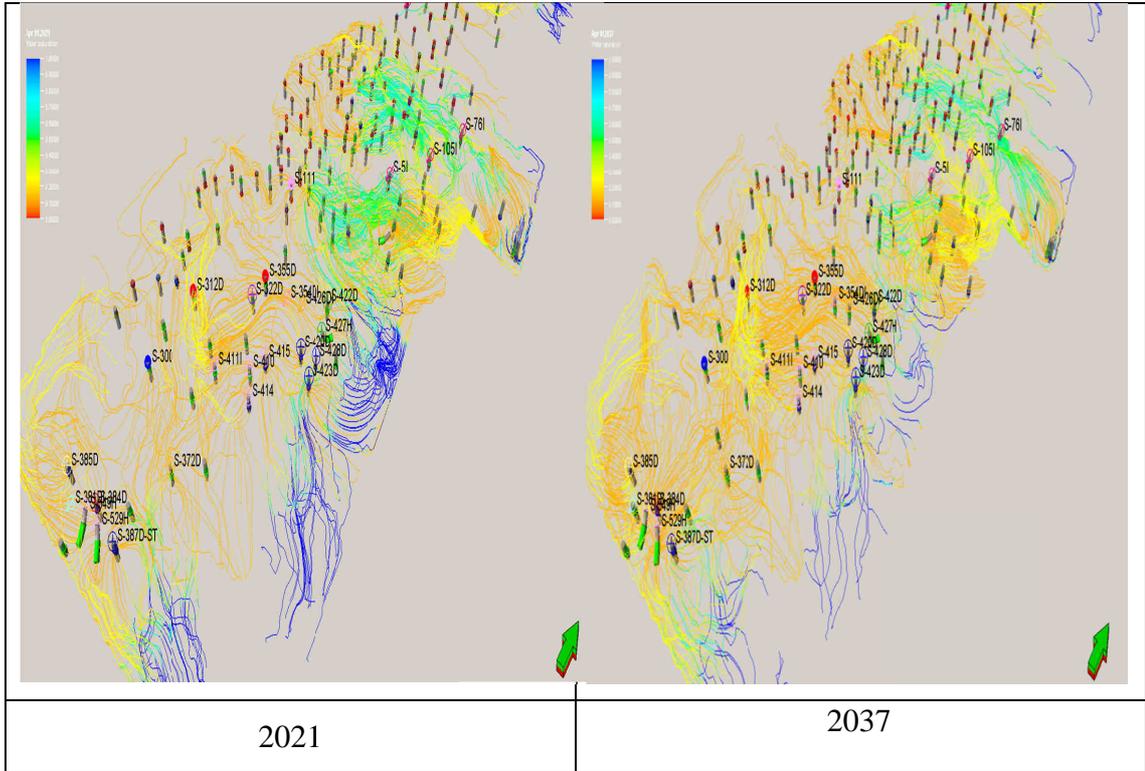
Prueba de desigualdad

Presión (lpc)	$\Delta\text{Bod}/\Delta\text{P}$	$\text{Bg}\Delta\text{Rsd}/\Delta\text{P}$	Condición
1000	0.0001511	0.0005569	Cumple
800	0.0000925	0.0006878	Cumple
600	0.0001080	0.0010559	Cumple
400	0.0001255	0.0016777	Cumple
200	0.0002705	0.0040089	Cumple
0	0.0003925	0.1081485	Cumple

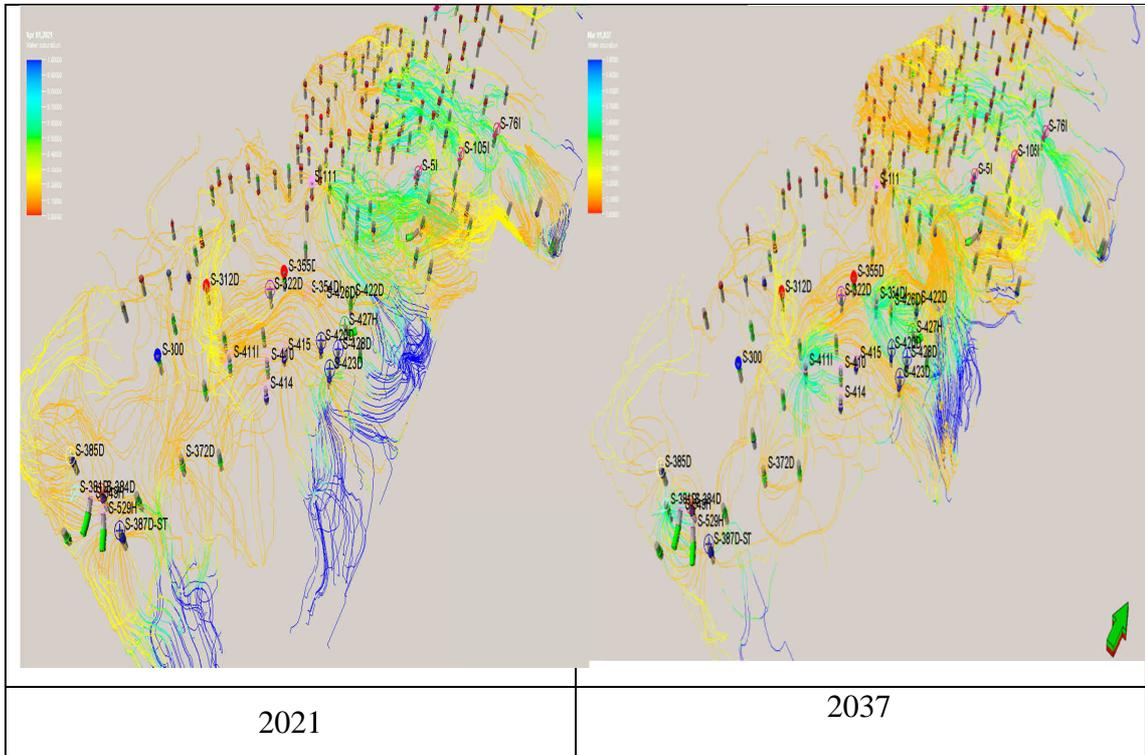
Resultado de la prueba: Consistente.

Anexo 2: Streamlines de cada escenario

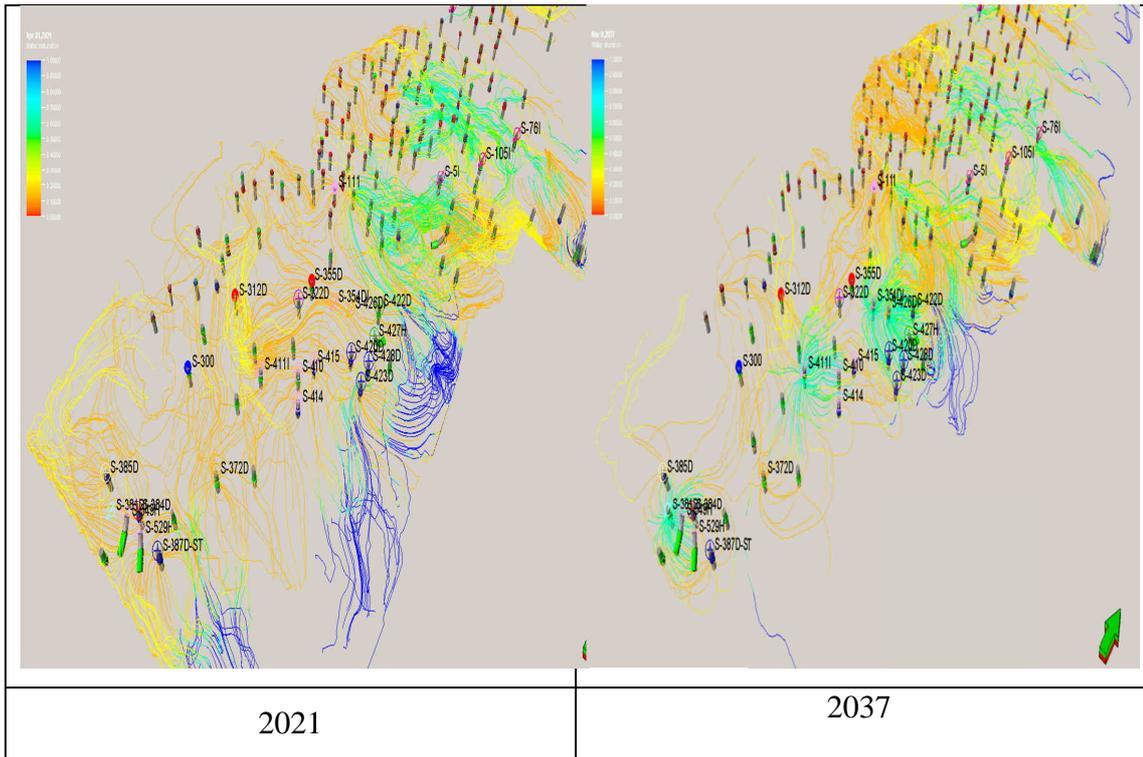
Escenario Base



Escenario 2



Escenario 3



Escenario 4

