



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**“EVALUACIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO MEDIANTE LA
INYECCION DE SURFACTANTES Y DESPLAZAMIENTO DE
CRUDO EN LA ARENA “U” INFERIOR DEL CAMPO SACHA.”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORES:

LUIS ENRIQUE PARRALES MENACE

MANUEL GERMAN ZUÑIGA GORDILLO

TUTOR:

ING. SADI ARMANDO ITURRALDE KURE

LA LIBERTAD, ECUADOR

2024

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**“EVALUACIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO
MEDIANTE LA INYECCION DE SURFACTANTES Y
DESPLAZAMIENTO DE CRUDO EN LA ARENA “U”
INFERIOR DEL CAMPO SACHA.”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORES:

LUIS ENRIQUE PARRALES MENACE

MANUEL GERMAN ZUÑIGA GORDILLO

TUTOR:

ING. SADI ARMANDO ITURRALDE KURE

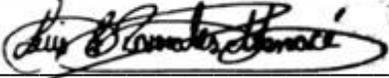
LA LIBERTAD – ECUADOR

2024

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Luis Enrique PARRALES Menacé, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado “Evaluación del factor de recobro mediante la inyección de surfactantes y desplazamiento de crudo en la arena “U” inferior del campo Sacha.”, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería en Petróleo, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente a mi autoría.

Por medio de la presente declaración cedo los derechos de autoría y propiedad intelectual correspondiente a este trabajo; a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.



Luis Enrique PARRALES Menacé

CI.: 2400111148

DECLARACIÓN DE AUTORIA

Yo, Manuel German Zúñiga Gordillo, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado “Evaluación del factor de recobro mediante la inyección de surfactantes y desplazamiento de crudo en la arena “U” inferior del campo Sacha.”, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería en Petróleo, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente a mi autoría.

Por medio de la presente declaración cedo los derechos de autoría y propiedad intelectual correspondiente a este trabajo; a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.



MANUEL ZUÑIGA
Manuel German Zúñiga Gordillo
C.I.: 0922255542

CERTIFICADO DEL TUTOR

Ing. Sadi Armando Iturralde Kure

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente denominado “Evaluación del factor de recobro mediante la inyección de surfactantes y desplazamiento de crudo en la arena “U” inferior del campo Sacha.”, previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleo elaborado por los Sr. Manuel German Zúñiga Gordillo y Luis Enrique Parrales Menacé, egresados de la Carrera de Ingeniería en Petróleo; de la Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.



Ing. Sadi Armando Iturralde Kure
DOCENTE TUTOR

CERTIFICADO DE GRAMATÓLOGIA

Ing. Flor Estefanía Rodríguez Balón, MSc.

Celular: 0963140641

Correo: flor.rodriguez@educacion.gob.ec

CERTIFICACIÓN GRAMATICAL Y ORTOGRÁFICA

Yo, FLOR ESTEFANÍA RODRÍGUEZ BALÓN, en mi calidad de INGENIERA EN SISTEMAS Y MASTER EN GESTIÓN EDUCATIVA, por medio de la presente tengo a bien indicar que he leído y corregido el trabajo de integración curricular previo a la obtención del título de ingeniero en petróleo, denominado "EVALUACION DEL FACTOR DE RECOBRO MEDIANTE LA INYECCION DE SURFACTANTE Y DESPLAZAMIENTO DE CRUDO EN LA ARENA "U" INFERIOR DEL CAMPO SACHA." de los estudiantes: MANUEL GERMAN ZÚÑIGA GORDILLO y LUIS ENRIQUE PARRALES MENACÉ.

Certifico que está redactado con el correcto manejo del lenguaje, claridad en las expresiones, coherencia en los conceptos e interpretaciones, adecuado empleo en la sinonimia. Además de haber sido escrito de acuerdo con las normas de ortografía y sintaxis vigentes.

Es cuanto puedo decir en honor a la verdad y autorizo a los interesados hacer uso del presente como estime conveniente.

Santa Elena, 17 de diciembre del 2023



Ing. Flor Estefanía Rodríguez Balón, MSc.

CI. 2400001976

INGENIERA EN SISTEMAS

MASTER EN GESTIÓN EDUCATIVA

Nº DE REGISTRO DE SENECYT 5582208965

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema “Evaluación del factor de recobro mediante la inyección de surfactantes y desplazamiento de crudo en la arena “U” inferior del campo Sacha.” Elaborado por los estudiantes Manuel German Zúñiga Gordillo y Luis Enrique Parrales Menacé, egresados de la Carrera de Ingeniería en Petróleo; de la Facultad Ciencias de la Ingeniería; me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio COMPILATE; luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con 7 % de la valoración permitida.

 CERTIFICADO DE ANÁLISIS
magister

EVALUACIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO MEDIANTE LA INYECCION DE SURFACTANTE Y DESPLAZAMIENTO DE CRUDO ARENA U INFERIO CAMPO SACHA



Nombre del documento: EVALUACIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO MEDIANTE LA INYECCION DE SURFACTANTE Y DESPLAZAMIENTO DE CRUDO ARENA U INFERIO CAMPO SACHA.docx ID del documento: 2f9dac58ad99a127ebe2669a8213a8a1ff035bc7 Tamaño del documento original: 71,52 kB	Depositante: SADI ARMANDO ITURRALDE KURE Fecha de depósito: 8/12/2023 Tipo de carga: interface fecha de fin de análisis: 8/12/2023	Número de palabras: 3073 Número de caracteres: 19.557
---	---	--



Ing. Sadi Armando Iturralde Kure
DOCENTE TUTOR

AGRADECIMIENTOS

*Primeramente, agradecemos a **Dios** por darnos la sabiduría y la fortaleza, quien estuvo presente en cada momento en el desarrollo de esta tesis.*

*A la **Universidad Estatal Península de Santa Elena** por la experiencia vivida en las aulas de clase, por permitirnos convertir en profesionales de tan prestigiosa carrera como lo es la Ingeniería.*

*A la **Ing. Marllelis Gutiérrez** y a nuestro Tutor de Tesis el **Ing. Sadi Armando Iturralde Kure** por habernos brindado la oportunidad de recurrir a su capacidad y conocimiento, y por guiarnos durante todo el desarrollo de la Tesis.*

DEDICATORIA

*Dedico este trabajo a **Dios** por nunca abandonarme en los momentos más difíciles de mi vida y de los de mi familia. Y por siempre llenarme de fortaleza en tiempos difíciles.*

*A **mis padres** por su paciencia y esfuerzo, me han permitido llegar a cumplir hoy un objetivo más, por su apoyo constante, durante todo mi proceso de formación profesional.*

*A **mis maestros** por la paciencia y la confianza que han depositado al transmitirme toda la información para formarme como un excelente profesional en el campo de la ingeniería.*

*A **toda mi familia** por su apoyo y cariño de manera incondicional.*

Luis Enrique Parrales Menacé

DEDICATORIA

*La presente Tesis está dedicada a **Dios** por no abandonarme y darme la sabiduría y paciencia para lograr terminarla.*

*A **mi madre Patricia Gordillo Santos**, sin su apoyo no lo habría logrado. Tu bendición diaria me protege y me lleva por el camino correcto. Su amor, su paciencia, su sacrificio me han permitido llegar a culminar un logro más en la vida, y a su esposo **Eduardo Barrera Moncada**, quien fue de gran ayuda para culminar la carrera.*

*A **mis hermanos Patricia, Prisilla, Andrés y a mis sobrinos**, quienes siempre han creído en mí, por su apoyo, por su motivación y por estar siempre dispuestos a ayudarme cuando los necesite.*

*A **mis maestros** de la carrera, por su constancia a la hora de enseñar, por no dejarme claudicar y estar siempre dispuestos a ayudarme.*

Manuel German Zúñiga Gordillo

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



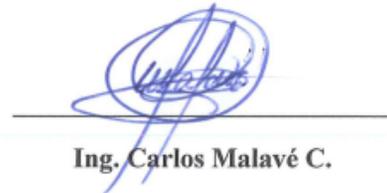
Ing. Marllelis Gutiérrez H.
DIRECTOR DE CARRERA



Ing. Sadi Iturralde Kure
DOCENTE TUTOR



Ing. Israel Yagual P.
DOCENTE ESPECIALISTA



Ing. Carlos Malavé C.
DOCENTE UIC



Ing. David Vega G.
SECRETARIO DE LA CARRERA

ÍNDICE GENERAL

DECLARACIÓN DE AUTORÍA	II
DECLARACIÓN DE AUTORIA	III
CERTIFICADO DEL TUTOR	IV
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA.....	V
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	VI
AGRADECIMIENTOS.....	VII
DEDICATORIA	VIII
DEDICATORIA	IX
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN.....	X
ÍNDICE GENERAL.....	XI
ÍNDICE DE FIGURAS	XV
ÍNDICE DE TABLAS	XVIII
INDICE DE ANEXOS	XX
RESUMEN	XXI
ABSTRACT	XXII
CAPÍTULO I	1
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. ANTECEDENTES	2
1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.3. OBJETIVOS.....	7

1.4. JUSTIFICACIÓN.....	7
1.5. HIPOTESIS.....	9
CAPÍTULO II	10
2. MARCO TEÓRICO	10
2.1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SACHA.....	10
2.1.1. Ubicación geográfica.....	10
2.1.2. Descripción geológica.....	11
2.1.3. Columna Estratigráfica.....	12
2.1.4. Principales reservorios del campo Sacha.....	13
2.1.5. Características de los Yacimientos en el campo Sacha.....	14
2.1.6. Datos PVT en los Yacimientos del Campo Sacha.....	15
2.2. Características y propiedades físicas de un yacimiento.....	16
2.3. Propiedades de los fluidos en Campos de petróleo.....	24
2.4. Producción del Campo Sacha.....	27
2.4.1. Estaciones de Producción del Campo Sacha.....	28
2.5. Desplazamiento de petróleo, método de Buckley y Leverett.....	29
2.5.1. Eficiencia al desplazamiento usando la ecuación de Buckley- Leverett.....	31
2.5.2. Ecuación de Flujo Fraccional.....	32
2.6. Arreglo de inyección.....	33
2.7. PROCESOS DE RECOBRO DE PETRÓLEO.....	34
2.7.1. RECUPERACIÓN PRIMARIA	34
2.7.2. RECUPERACIÓN SECUNDARIA.....	38
2.7.3. RECUPERACIÓN TERCIARIA O MEJORADA.....	43
2.7.4. MÉTODOS TÉRMICOS.....	44
2.7.5. MÉTODO QUÍMICO.....	46
2.7.6. Criterios de selección de Polímeros.....	51
2.7.7. INYECCIÓN DE ALCALINOS.....	51

2.7.8.	INYECCIÓN DE SURFACTANTES.....	54
2.7.9.	Tipos de surfactantes.....	55
2.7.10.	Composición de un Surfactante.....	57
2.7.11.	Parámetros de adsorción de Surfactantes.....	61
2.7.12.	Criterios de selección de Surfactantes.....	63
2.7.13.	Factores que afectan la adsorción de Surfactantes.....	63
CAPÍTULO III.....		64
3.	METODOLOGÍA.....	64
3.1.	ESTUDIOS IMPLEMENTADOS.....	64
3.1.1.	Muestra y población.....	64
3.2.	SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS DE PETRÓLEO.....	65
3.3.	Modelamiento de reservorio Arenisca U inferior del campo Sacha.....	65
3.4.	Generación/obtención de data a importar o ingresar en el modelado.....	66
3.4.1.	Mapa de tope y espesor (isópacos).....	66
3.4.3.	Parámetros Petrofísicos.....	69
3.4.4.	Parámetros generales de la arena.....	70
3.4.5.	Parámetros PVT de la arena a condiciones de reservorio.....	71
3.4.6.	Permeabilidades Relativas.....	72
3.5.	Ajustes iniciales de simulador.....	73
3.5.1.	Importar archivo de mapa.....	73
3.5.2.	Definición de área de estudio (mallado del modelo).....	74
3.6.	Definición de propiedades PVT de la arena U inferior.....	75
3.7.	Definición de permeabilidad relativa.....	77
3.8.	Validación del POES de la arena U inferior campo Sacha.....	78
3.9.	History Matching.....	80
3.10.	Modelamiento de la inyección de surfactante.....	86
CAPITULO IV.....		90

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	90
4.1. Análisis a.....	97
4.2. Análisis b.	100
CAPITULO V.....	117
5.1. CONCLUSIONES	117
5.2. RECOMENDACIONES.....	118
6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	120

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Ubicación geográfica del Bloque 60 - Campo Sacha, Oriente Ecuatoriano.....	10
Figura 2: Campo Sacha - mapa estructural.....	11
Figura 3: Columna estratigráfica de la Cuenca Oriente y sus sistemas petrolíferos.....	12
Figura 4: Campo Sacha: Sección sísmica SS-2[78-272] - Anticlinal Sacha profundo.	13
Figura 5: Grafica que demuestra los distintos tipos de porosidad.	16
Figura 6: Curvas para un sistema agua petróleo (permeabilidad relativa).....	23
Figura 7: Grafica de presión vs. profundidad.....	23
Figura 8: Tensión superficial que surge por las fuerzas de cohesión de las moléculas de los líquidos..	24
Figura 9: Ascenso capilar de la interfase agua-petróleo.	25
Figura 10: Equilibrio de las fuerzas de una interfase agua-petróleo-sólido.....	26
Figura 11: Estimación de producción del campo Sacha hasta el 2067.....	27
Figura 12: Curva de flujo fraccional al inyectar agua.	30
Figura 13: Curva de flujo fraccional ampliada.	30
Figura 14: Avance horizontal del frente de invasión en yacimientos horizontales.	32
Figura 15: Modelos de los diferentes arreglos de pozos de inyección.	34
Figura 16: Inyección de agua externa o periférica (Portal del petróleo, 2020)	40
Figura 17: Inyección de agua, en un arreglo de 5 pozos. (petroleo, 2020)	42
Figura 18: Estructura molecular de un surfactante. (Ortiz, s.f.)	57
Figura 19: Digitación de Tope de arena "U" inferior.....	67
Figura 20: Digitación Espesor de arena "U" inferior.	67

Figura 21: Digitación de Espesor de arena "U" inferior.....	69
Figura 22: Ajustes iniciales del simulador.....	73
Figura 23: Unidad de ingreso de archivos, para creación de mapas.....	74
Figura 24 : Comportamiento gráfico de las propiedades PVT de U inferior (generado por simulador)	77
Figura 25: Comportamiento de las permeabilidades relativas de U inferior.	78
Figura 26: Localización del área definida con respecto a la totalidad de la arena U inferior.....	79
Figura 27: Área de estudio influenciada por el inyector SCHAF-382.	80
Figura 28: Contraste de perfil de producción real con el simulador.....	81
Figura 29: Variación en las permeabilidades relativas	83
Figura 30: History match aplicado al grupo de pozos productores (de zona de interés).....	84
Figura 31: History match aplicado al pozo inyector.	85
Figura 32: Tipos de surfactantes aplicables para EOR químico (SP o ASP) a diferentes salinidades y temperaturas del yacimiento.....	86
Figura 33: Ubicación inyector SCHAF-382 y pozo productor más distante.	90
Figura 34: Influencia areal desde el pozo inyector (SCHAF-382) a cada pozo productor.	91
Figura 35: Planeación nuevo inyector propuesto.	96
Figura 36: Pronóstico de producción a una tasa de inyección de agua de 5000 bpd.	99
Figura 37: Pronóstico de producción a una tasa de inyección de agua de 6000 bpd.	99
Figura 38: Pronóstico de producción a una tasa de inyección de agua + surfactante de 5000 bpd.	100
Figura 39: Pronóstico de producción a una tasa de inyección de agua + surfactante de 6000 bpd.	100
Figura 40: Pronóstico de producción de petróleo del Plan1Iny a varias situaciones planteadas.....	103
Figura 41: Pronóstico de corte de agua % del Plan1Iny a varias situaciones planteadas.	104
Figura 42: Pronóstico de recobro de petróleo % del Plan1Iny a varias situaciones planteadas.	105
Figura 43: Pronóstico de la presión de reservorio del Plan1Iny a varias situaciones planteadas.	106
Figura 44: Pronóstico de volumen poroso % y su respectiva saturación promedio de petróleo del Plan1Iny a varias situaciones planteadas.	107

Figure 45: Cambios de saturación de agua tomados a diferentes tiempos a una tasa de inyección de agua de 5000 bpd del Plan1Iny.	109
Figura 46: Cambios de saturación de agua tomados a diferentes tiempos a una tasa de inyección de agua + surfactante de 5000 bpd del Plan1Iny.....	111
Figura 47: Cambios de saturación de agua tomados a diferentes tiempos a una tasa de inyección de agua de 6000 bpd del Plan1Iny.	113
Figura 48: Cambios de saturación de agua tomados a diferentes tiempos a una tasa de inyección de agua + surfactante de 6000 bpd del Plan1Iny.....	115

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Límites campo Sacha.	10
Tabla 2: principales reservorios del Campo Sacha.	13
Tabla 3: Arenas productoras.	14
Tabla 4: Datos PVT de los reservorios.	15
Tabla 5: Condición de la roca de acuerdo a su porosidad.	19
Tabla 6: Mecanismos de producción primaria.	37
Tabla 7: Ventajas y desventajas de los polímeros.	50
Tabla 8: Parámetros petrofísicos promedio de la arenisca U inferior.	70
Tabla 9: Parámetros generales de la arena U inferior del campo Sacha.	70
Tabla 10: . Propiedades PVT a condiciones de reservorio.	71
Tabla 11: Permeabilidades relativas de U inferior.	72
Tabla 12: Mallado del modelo.	74
Tabla 13: Permeabilidades relativas de U inferior.	75
Tabla 14: Cotejo del POES para ajustar el modelo de simulación.	79
Tabla 15: Permeabilidades relativas ajustadas para un correcto match.	82
Tabla 16: . Intervalos perforados para mejor ajuste de sensibilidad en el simulador.	83
Tabla 17: Propiedades del surfactante inyectado.	87
Tabla 18: Tensión interfacial a diferentes concentraciones de salinidad.	88
Tabla 19: Datos requeridos para cálculo de adsorción máxima y residual.	88
Tabla 20: Coeficientes de Isoterma de Langmuir.	89

Table 21: Adsorción de surfactante en función de la salinidad, cuando se utiliza 5000 ppm de concentración inicial.....	89
Tabla 22: Estimación del volumen poroso desde el pozo inyector SCHAF-382 a los productores.	92
Tabla 23: Tiempo de inyección para diferentes VP a una tasa de inyección de 5000 bpd desde el inyector SCHAF-382.....	93
Tabla 24: Tiempo de inyección para diferentes VP a varias tasas de inyección desde el inyector Planificación 1.	94
Tabla 25: Tiempo de inyección para diferentes VP a varias tasas de inyección desde el inyector Planificación 2.	94
Tabla 26: Tiempo de inyección para diferentes VP a varias tasas de inyección desde el inyector Planificación 3.	94
Tabla 27: Planteamiento para la ubicación y cronograma del nuevo inyector propuesto.	95
Tabla 28: Resumen de parámetros globales de producción estimados por simulador.	116

INDICE DE ANEXOS

ANEXO A. Información de pozos	131
ANEXO B. Algunas propiedades térmicas de fluido	133
ANEXO C. Ingreso datos de surfactante al simulador	134
ANEXO D. Otros resultados de simulación	138

“EVALUACIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO MEDIANTE LA INYECCION DE SURFACTANTES Y DESPLAZAMIENTO DE CRUDO EN LA ARENA “U” INFERIOR DEL CAMPO SACHA.”

Autores: *Zúñiga Gordillo Manuel German*

Parrales Menacé Luis Enrique

Tutor: *Iturralde Kure Sadi Armando*

RESUMEN

Este trabajo presenta el método de recuperación mejorada; el método químico, por inyección de surfactante, en el bloque 60 del campo Sacha, en la arena “U” inferior. Exponiendo las características geológicas del campo y probar diferentes tipos de ubicaciones y volúmenes con el simulador.

Mediante la herramienta grafica de Geogebra se hizo el planteamiento de posibles ubicaciones para un pozo inyector que permita una mejor eficiencia de parrido areal. Ubicamos nuestro de plan de inyección de surfactante en los pozos SCHAF-381, SCHAF-382, SCHAF 383H, SCHAF-386, SCHAF-519 ST; usando el pozo SCHAF-382 como pozo inyector. Con la implementación de un software petrolero más usado en la industria para el modelamiento de reservorios y creación de surfactantes.

Nuestro objetivo es validar a diferentes tasas de inyección y la mejor ubicación para poder definir la mejor opción. Los resultados obtenidos demostraron que la ubicación y la tasa de inyección tienen un efecto notorio en las tasas de producción del grupo de pozos.

Los resultados mostraron que hay un incremento en el factor de recobro de petróleo al inyectar agua con surfactante, también arrojó un incremento paulatino y no brusco en la presión del reservorio a comparación de la inyección de agua.

Palabras Clave: Producción, Inyector, Surfactante, Simulador, desplazamiento de petróleo.

“EVALUATION OF THE RECOVERY FACTOR THROUGH THE INJECTION OF SURFACTANTS AND DISPLACEMENT OF CRUDE OIL IN THE LOWER “U” SAND OF THE SACHA FIELD.”

Author's: *Zúñiga Gordillo Manuel German*
Parrales Menacé Luis Enrique

Tutor: *Iturralde Kure Sadi Armando*

ABSTRACT

This work presents the enhanced recovery method; the chemical method, by injection of surfactant, in block 60 of the Sacha field, in the lower “U” sand. Exposing the geological characteristics of the field and testing different types of locations and volumes with the simulator.

Using the Geogebra graphic tool, possible locations for an injection well were proposed that would allow for better areal starting efficiency. We locate our surfactant injection plan in the wells SCHAF-381, SCHAF-382, SCHAF 383H, SCHAF-386, SCHAF-519 ST; using the SCHAF-382 well as an injection well. With the implementation of the most used petroleum software in the industry for reservoir modeling and surfactant creation.

Our objective is to validate different injection rates and the best location in order to define the best option. The results obtained demonstrated that the location and injection rate have a noticeable effect on the production rates of the group of wells.

The results showed that there is an increase in the oil recovery factor when injecting water with surfactant, it also showed a gradual and non-abrupt increase in the reservoir pressure compared to water injection.

Keywords: Production, Injector, Surfactant, Simulator, oil displacement.

CAPÍTULO I

1. INTRODUCCIÓN.

El campo Sacha es uno de los campos petroleros más importantes de Ecuador, ubicado en la provincia de Orellana. En este campo, se ha aplicado la tecnología de inyección de vapor como método de recuperación mejorada de petróleo (EOR, por sus siglas en inglés). Esta tecnología ha sido utilizada para aumentar la producción de petróleo en campos maduros, donde la producción primaria y secundaria ya no es necesarias para extraer el petróleo del yacimiento (Barrera, 2021)

Por su parte, la selección de la tecnología EOR adecuada para un yacimiento específico depende de varios factores, como la geología del yacimiento, la viscosidad del petróleo, la permeabilidad de la roca y la disponibilidad de agua y energía. En general, las tecnologías EOR son una oportunidad para aumentar la recuperación de petróleo y prolongar la vida útil de los yacimientos de petróleo (Oryázun, 2021)

La recuperación mejorada de petróleo (EOR) es un proceso que implica el uso de varias técnicas para aumentar la cantidad de petróleo que se puede extraer de un yacimiento. Una de estas técnicas es la inyección de tensoactivos en el yacimiento. Los surfactantes son compuestos que pueden reducir la tensión superficial entre dos fluidos, como el aceite y el agua, y pueden ayudar a movilizar el aceite atrapado (Choque, 2019).

La inyección de surfactantes en las arenas en "U" inferiores de un campo petrolero puede mejorar la recuperación de petróleo al combinar varios mecanismos. El uso de surfactantes puede ayudar a reducir la tensión interfacial entre las fases de petróleo y agua, lo que puede conducir a un aumento en la cantidad de petróleo que se puede movilizar y producir desde el yacimiento (Muñoz et al., 2022).

1.1. ANTECEDENTES

De acuerdo con Bedón (2020) en: “Análisis del comportamiento de producción de petróleo basado en escenarios para los campos Sacha y Shushufindi” Se desarrollaron 12 modelos de proyección de extracción de petróleo para los campos gigantes de Ecuador (Shushufindi y Sacha) bajo el enfoque del modelo multi-ciclo de Hubbert (simétrico y asimétrico), y bajo el modelo propuesto por Robelius. Estos se realizaron basados en dos escenarios de recursos finalmente recuperables (URR). La primera toma en cuenta las reservas 2P, y el segundo considera además de las reservas 2P, las máximas reservas que se pueden recuperar por la aplicación de métodos de recuperación mejorada de acuerdo a la evidencia empírica de varios campos. Con estos resultados se analizó la tasa de declinación, reservas remanentes, producción acumulada, años de los picos alcanzados y su tasa de agotamiento. El campo Shushufindi bajo el enfoque de Hubbert multi ciclo puede alcanzar su segundo pico, previo a su declinación, entre los años 2016-2023 con una extracción aproximada entre 29 y 66 millones de barriles respectivamente; mientras que, el campo Sacha es probable que tenga su segundo pico entre los años 2015-2021, bajo el mismo enfoque, con una extracción aproximada entre 27 y 30 millones de barriles respectivamente

Según Fierro (2019) en el estudio titulado “Diseño de un plan piloto para la aplicación temprana de un método químico de recuperación mejorada de petróleo en el campo Pindo”, Esta investigación refleja el inicio de un flujo de trabajo para la determinación de la aplicabilidad de una técnica de recuperación mejorada de petróleo en un campo del oriente ecuatoriano. El proceso inicia con la reingeniería de los parámetros intrínsecos del reservorio, muchos de los cuales han ido cambiando por diversas circunstancias y por el efecto mismo de la producción. Una vez analizados, se ha procedido a actualizar los modelos computarizados tanto estático como dinámico del reservorio y a la par se llevó a cabo un análisis físico - químico y de calidad de fluidos a ser empleados como elementos de una técnica de recuperación mejorada. La selección de una unidad de flujo en el reservorio es primordial para que las pruebas piloto reflejen el comportamiento del reservorio en sí. La zona elegida en base a los análisis de mapas de continuidad y de depositación incluyó un pozo inyector y dos pozos productores que se

ajustan muy bien a un arreglo de barrido escalonado. El resultado más significativo del estudio recae en la necesidad de un diseño a medida de los fluidos y la técnica a ser implementada. Lo novedoso de este trabajo es el proceso estructurado de ingeniería necesario para diseñar una prueba piloto de implementación de un método de recuperación mejorada de petróleo, la cual seguramente aportará al ser una guía para futuros trabajos y análisis de implementación de técnicas nuevas de recuperación de reservas.

Según Gonzales y Pinilla (2009) en Evaluación de procesos de inyección continua de vapor de yacimientos estratificados mediante el análisis de la eficiencia térmica: aplicación campo Teca, señala que este estudio, se realizó haciendo uso de simulación numérica y modelos analíticos: en el caso de la simulación numérica, se contrastaron los resultados de un modelo con intercalaciones de arcilla y un modelo homogéneo, se analizaron los parámetros operacionales para establecer los mejores escenarios para implementación de un proyecto de inyección continua de vapor, incluyendo la posibilidad de que la inyección, se realice de forma selectiva. Finalmente se ha obtenido como resultado que la eficiencia térmica se ve afectada de gran manera por las intercalaciones de arcilla, haciendo que esta disminuya hasta de un 30%, un valor considerablemente alto que afectaría seriamente la viabilidad técnica y económica del proyecto, sin embargo, se ha podido observar que aplicando un esquema de inyección selectiva se podría aumentar la eficiencia del proceso, haciendo que este sea más factible de realizar.

1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

La Arena "U" Inferior del Campo Sacha es una formación de arenisca que se encuentra en el campo petrolero Sacha en Ecuador. Esta formación presenta acuíferos laterales y dos acuíferos en la Arena "U" Inferior. La Arena "U" Inferior es un reservorio de petróleo y se han realizado estudios técnicos y económicos para la perforación horizontal de pozos de producción de petróleo en esta formación. También se han realizado estudios para la implementación de un proyecto piloto de secundaria por inyección de agua en la Arena "U" Inferior debido a que la presión de yacimiento se está acercando al punto de burbuja. Los surfactantes más empleados en la Arena "U" Inferior del Campo Sacha son los sulfátanos de petróleo, los mismos que fueron empleados en un amplio intervalo de temperaturas a bajas salinidades (Ponce, 2013)

Es necesario mencionar que el problema de no realizar un correcto proceso de recuperación mejorada de petróleo por inyección de surfactantes en la arena “U” inferior de un campo petrolero es que las técnicas de recuperación primaria y secundaria juntas solo son capaces de recuperar alrededor del 20 al 40% del petróleo original en sitio (OOIP). La inyección de surfactantes es un método de recuperación mejorada de petróleo que puede aumentar la cantidad de petróleo recuperado. Sin embargo, la mayoría de las aplicaciones de este método a nivel de campo no son rentables debido a los altos costos de los surfactantes inyectados (Saavedra, 2020)

Surfactante o tensoactivos posee una actividad superficial, interfacial o descenso de la tensión, ocurre cuando la molécula posee propiedades equilibradas es decir que no sea demasiado hidrófila ni hidrófoba.

Los surfactantes se clasifican según su aplicación en jabones, detergentes, dispersantes, emulsionantes, espumantes, bactericida, inhibidores de corrosión, antiestáticos entre otros. Se lo clasifica según la estructura de su molécula o según la forma de disociación en el agua.

Los surfactantes no iónicos están en el segundo rango por orden de importancia con un poco menos del 40% del total. En solución acuosa no se ionizan porque poseen grupos hidrófilos del tipo alcohol, fenol, éter o amida. La alta proporción de estos surfactantes pueden tornarse relativamente hidrófilos gracias a la presencia de una cadena de polyester del tipo poli-óxido de etileno. El grupo hidrófobo es generalmente un radical alquilo o alquil benceno y a veces una estructura de origen natural como ácido graso, más cuando se requiere una baja toxicidad.

Los surfactantes catiónicos se disocian en solución acuosa en un catión orgánico anfílico y un anión del tipo halogenuro. Estos surfactantes en su mayoría son compuestos nitrogenados del tipo sal de amina grasa o de amonio cuaternario. Su fabricación es muy costosa por lo que no se lo utilizan salvo en un caso en particular como en el caso del uso de sus propiedades bactericidas o de su facilidad de adsorción sobre sustratos biológicos o inertes que poseen carga negativa. Esta propiedad hace que sean excelentes agentes antiestáticos, hidrofobantes, inhibidores de corrosión utilizados en productos industriales o doméstico.

La combinación dentro de una misma molécula de dos caracteres: aniónico y catiónico producen un surfactante llamado anfótero (aminoácidos, betaínas o los fosfolípidos) ciertos anfóteros son sensibles al pH, los de tipos catiónicos a pH ácido y de tipo aniónico a pH alto. Los anfóteros son en general tan caros como los catiónicos y su aplicación particular.

Los surfactantes poliméricos son producidos asociando estructuras polimerizadas de tipo hidrofílico o lipofílico en forma de bloques o injertos. Surfactantes son indispensables en procesos donde se involucran macromoléculas naturales como en la deshidratación de petróleo.

Por lo tanto, es importante realizar una evaluación conceptual de la inyección de polímeros y surfactantes en el yacimiento “U” inferior, tomando en cuenta factores importantes del mismo para determinar la viabilidad y rentabilidad de este método. Si no se realiza un correcto proceso de recuperación mejorada de petróleo por inyección de surfactantes en las arenas “U” inferior de un campo petrolero, se estaría perdiendo la oportunidad de recuperar una mayor cantidad de petróleo y, por lo tanto, se estaría reduciendo la producción y los ingresos del campo petrolero.

La inyección de surfactante es un método de recuperación mejorada de petróleo que ha demostrado ser muy efectivo en la industria petrolera. Los surfactantes son agentes tensoactivos que reducen la tensión superficial del líquido y mejoran la capacidad de flujo del petróleo. La inyección de surfactante puede aumentar significativamente el factor de recobro de petróleo en un campo petrolero, lo que significa que se puede recuperar más petróleo del yacimiento (Hernández et al., 2019).

La introducción de surfactantes al sistema agua-crudo reduce la energía libre del sistema, lo que permite que el petróleo fluya más fácilmente hacia los pozos de producción. Además, los surfactantes pueden ayudar a desplazar el petróleo atrapado en las rocas porosas y mejorar la eficiencia de la recuperación secundaria y terciaria.

Los surfactantes también pueden mejorar la eficiencia de la separación de emulsiones de agua en crudo pesado, lo que es importante para la producción de petróleo pesado. De igual manera, los surfactantes pueden ser utilizados en la industria petrolera para la formulación de lubricantes y pinturas, en la remediación de suelos y agua, y en la prevención de la corrosión (Gonzales y Pinilla, 2009).

La inyección de surfactante es un método importante para mejorar la recuperación de petróleo en un campo petrolero. Los surfactantes pueden mejorar la capacidad de flujo del petróleo, desplazar el petróleo atrapado en las rocas porosas y mejorar la eficiencia de la recuperación secundaria y terciaria. Además, los surfactantes pueden ser utilizados en diferentes aplicaciones en la industria petrolera.

Es importante mencionar que las arenas "U" inferior de un campo petrolero son una de las principales arenas productoras de crudo, con un promedio de 25° API. El tratamiento químico del petróleo crudo que se transporta a través del Oleoducto Norperuano incluye la inyección de surfactantes, entre otros procesos. Por su parte, la inyección de una solución acuosa alcalina conteniendo hidróxido de sodio, carbonato de sodio u otro compuesto similar es una técnica utilizada en el drenaje alcalino para la recuperación mejorada del petróleo (Bedón, 2020)

Destacando que los surfactantes son compuestos químicos que se utilizan para reducir la tensión interfacial entre dos fluidos inmiscibles, como el petróleo y el agua y también pueden actuar como alteradores de mojabilidad para los crudos pesados y extrapesados de la faja petrolífera, lo que puede mejorar la eficiencia de la recuperación del petróleo

Un estudio realizado en la Arena Productora U. Inferior del Campo Pindo analizó la tensión interfacial entre dos fluidos inmiscibles con el uso de cuatro surfactantes (catiónico, no iónico) (Barrera, 2021)

Es decir que la inyección de surfactantes y el desplazamiento del crudo en las arenas "U" inferior de un campo petrolero son procesos importantes en la industria petrolera que pueden mejorar la eficiencia de la recuperación del petróleo. La inyección de surfactantes y la técnica de drenaje alcalino son algunas de las técnicas utilizadas para este propósito.

1.3. OBJETIVOS

Objetivo general.

- Evaluar el factor de recobro mediante la inyección de surfactantes y desplazamiento del crudo en las arenas “U” inferior del campo Sacha.

Objetivos específicos.

- Describir el proceso de inyección de surfactantes en la arena “U” inferior, que pertenece a la formación Napo del campo Sacha.
- Determinar la interacción de los componentes principales que intervienen en los procesos de inyección de surfactantes.
- Establecer el proceso de inyección de surfactantes en un área prospectiva de la arena “U” Inferior, perteneciente a la formación Napo del Campo Sacha.

1.4. JUSTIFICACIÓN

La justificación del tema "Evaluación de recobro mediante la inyección de surfactante y desplazamiento del crudo en las arenas 'U' inferior del campo petrolero Sacha" se basa en la oportunidad de recuperar el petróleo atrapado en la arena "U inferior" del Campo Sacha.

Además, se ha identificado que la inyección de surfactantes es un método de recuperación mejorada (EOR) prometedor para incrementar la recuperación de petróleo en esta arena. La aplicación de surfactantes puede reducir la tensión interfacial entre el petróleo y el agua, lo que facilita el desplazamiento del petróleo hacia los pozos de producción. Por lo tanto, el factor de recobro mediante la inyección y desplazamiento de surfactantes en las arenas "U" inferior estudio de un campo petrolero es relevante para mejorar la eficiencia de la producción de petróleo y maximizar la recuperación de reservas.

La inyección de surfactantes en un yacimiento petrolífero puede mejorar significativamente el factor de recobro de petróleo, especialmente en yacimientos con petróleo pesado o viscoso. De igual manera, los surfactantes pueden ser utilizados en procesos de

recuperación mejorada de petróleo de tipo ASP (álcali-surfactante-polímero), que combina la inyección de surfactantes y álcalis para reducir la tensión interfacial y mejorar la movilidad del petróleo, y la inyección de polímeros para mejorar la eficiencia del desplazamiento. Estos compuestos tienen una estructura molecular que les permite interactuar con las moléculas de agua y petróleo al mismo tiempo, lo que reduce la tensión interfacial. Los surfactantes se pueden utilizar solos o en combinación con otros compuestos, como álcalis y polímeros, en procesos de recuperación mejorada de petróleo.

La selección de surfactantes es un factor crítico en la eficacia de la recuperación mejorada de petróleo, ya que diferentes tipos de surfactantes tienen diferentes propiedades y pueden ser más efectivos en diferentes condiciones de yacimiento. Por su parte la evaluación del proceso de recuperación mejorada de petróleo por inyección de surfactantes en las arenas “U” inferior, de la formación Napo ubicado en el campo Sacha se justifica por varias razones, entre las que constan

La inyección de surfactantes y polímeros es una técnica de recuperación mejorada que puede mejorar significativamente la producción de petróleo. Además, los surfactantes reducen la tensión superficial entre el petróleo y el agua, lo que facilita la movilización del petróleo hacia los pozos de producción. De igual manera, los polímeros aumentan la viscosidad del agua inyectada, lo que ayuda a empujar el petróleo hacia los pozos de producción (Hernández et al., 2019)

También es necesario mencionar que la inyección de surfactantes y polímeros puede aumentar significativamente la producción de petróleo. Por lo tanto, es importante evaluar el proceso de recuperación mejorada de petróleo por inyección de surfactantes en las arenas U inferior del campo Sacha para determinar su efectividad y rentabilidad.

Es decir que, la evaluación del proceso de recuperación mejorada de petróleo por inyección de surfactantes en las arenas “U” inferior de la formación Napo del campo Sacha se justifica debido al bajo rendimiento de técnicas de recuperación primaria y secundaria, el uso de surfactantes y polímeros, y el aumento potencial de la producción de petróleo.

1.5. HIPOTESIS

La aplicación de la tecnología de inyección de surfactantes en las arenas “U” inferior, de la formación Napo en el Campo Sacha ayudara a mejorar la recuperación de hidrocarburos de yacimientos de petróleo del campo Sacha.

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO

2.1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SACHA.

2.1.1. Ubicación geográfica.

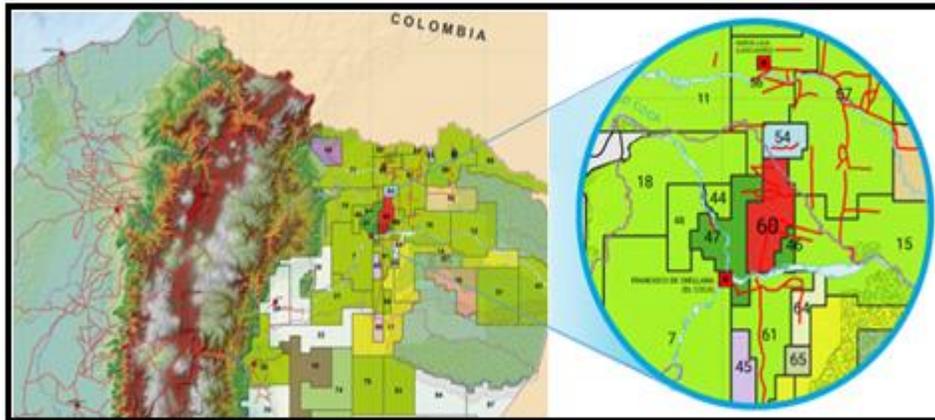


Figura 1: Ubicación geográfica del Bloque 60 - Campo Sacha, Oriente Ecuatoriano.

Campo Sacha, se ubica en el Bloque 60, localizado en la provincia Francisco de Orellana, Oriente ecuatoriano, dentro del cantón Joya de los Sachas a 300 km al noreste de Quito. Sus límites son:

Tabla 1: Límites campo Sacha.

NORTE	Estructuras Palo Rojo, Eno, Ron, Vista
SUR	Campos Culebra – Yulebra
ESTE	Campos Mauro Dávalos Cordero y Shushufindi-Aguarico
OESTE	Campos Pucuna, Praisó, Huachito

2.1.2. Descripción geológica.

Campo Sacha es una anticlinal cuyas coordenadas son Norte-noreste (NNE), sur-suroeste (SSO), y en su flanco Oeste es cortado por una falla Transpresional dextral, si la falla posee un movimiento de dirección hacia la derecha en combinación con un movimiento inverso se tendrá una falla vertical que suaviza su buzamiento con rumbo con a la superficie, dando forma a una flor positiva.

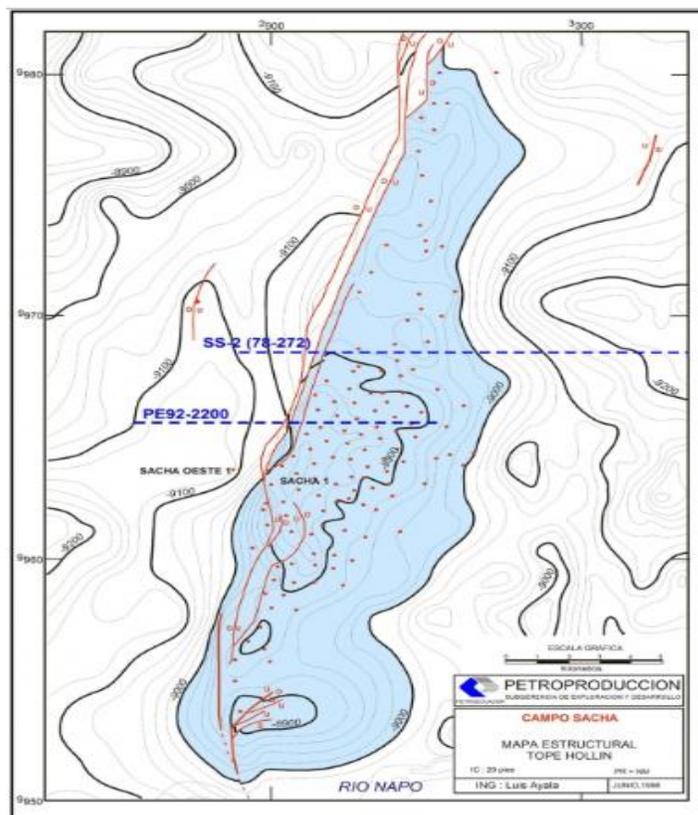


Figura 2: Campo Sacha - mapa estructural.

El campo Sacha se localiza en el flanco occidental del “play” central, el corredor Sacha-Shushufindi. Posee una anchura cuya dimensión es 4 km al norte y un promedio de 7 km al centro y sur, con una longitud alrededor de 33 km. Posee un área de 32167 acres, tiene un cierre vertical de aproximadamente de 240 pies a la culminación del área del Pozo Sacha 1 que es de caliza.

La estructura Sacha de compresión cretácica, se originó en la primera etapa de inversión tectónica (entre la edad del Turoniano terminal y el maastrichtiano).

2.1.3. Columna Estratigráfica.

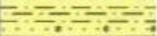
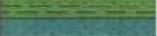
EDAD	FORMACIÓN	DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA		
Q	MESA		Terrazas de arcillas y arenisca tobáceas, Conglomerados	
TERCIARIO	CHAMBIRA		Arcillas, areniscas, conglomerados	CONTIN
	ARANJUNO		Conglomerados, arcillas en partes	
	CHALCANA		Arcillas, poca arenisca	MARINO
	ORTEGUASA		Lutitas pardas, poca arenisca	CONTINENT
	TIYUYACU		Arcillas rojas, verdes, violeta, areniscas gruesas y conglomerado	
CRETÁCICO	TENA		Arcilla roja y areniscas	MARINO
	M - 1		Arenisca blanca cuarzosa porosa, permeable	
	NAPO		"A" - Arenisca "U" - Caliza "B" - Arenisca "T" - Caliza	CONTINENTAL
	HOLLÍN		Arenisca cuarzosa blanca	
JURÁSICO	Misahulli		Flujos de lava, brechas, "Red Beds", arcillas, y arenisca, poco conglomerado	CONTINENTAL
	CHAPIZA		Calizas y esquistos (bituminosos), escasa arenisca	
PALEOZOICO	MACUMA		Caliza, lutita, dolomita, arenisca	MARINO
	PUMBUIZA		Lutita gris-negro	
P C	BASAMENTO		Esquisto, gneis, granito	

Figura 3: Columna estratigráfica de la Cuenca Oriente y sus sistemas petrolíferos.

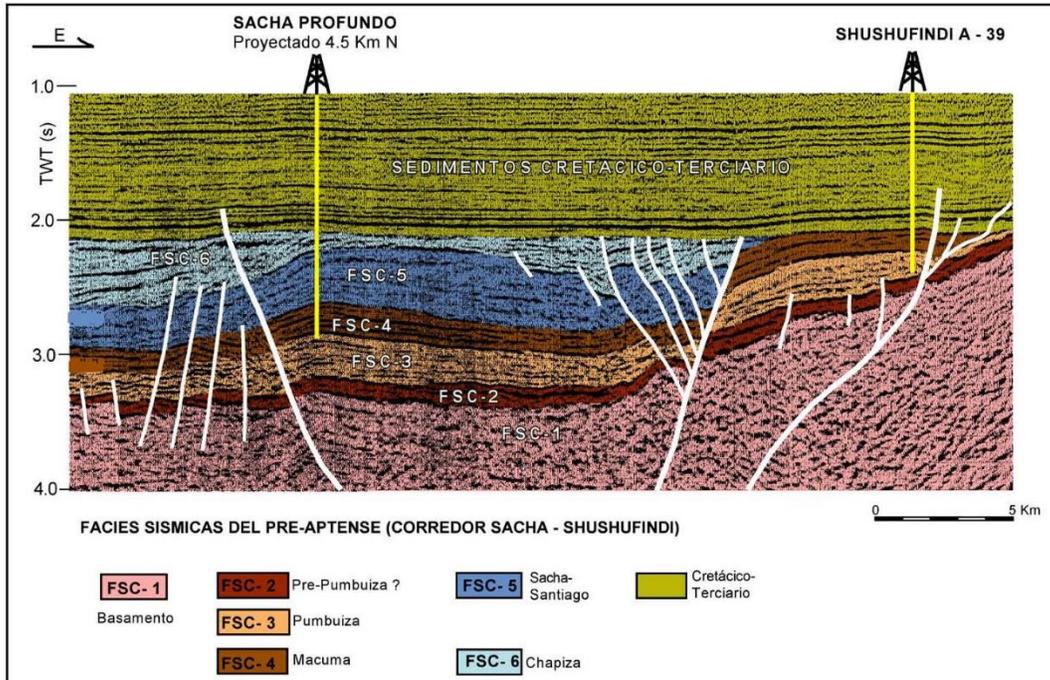


Figura 4: Campo Sacha: Sección sísmica SS-2[78-272] - Anticlinal Sacha profundo.

Bajo la estructura Sacha se desarrolló el anticlinal Sacha Profundo como se muestra en la figura 3 de edad Jurásica inferior a jurásico tardío medio, producto de esto se plegó los depósitos paleozoicos y triásicos- jurásicos.

2.1.4. Principales reservorios del campo Sacha.

Tabla 2: principales reservorios del Campo Sacha.

Reservorio	Profundidad (pies)
Hollín	8975
Napo "U"	8765
Napo "T"	8530
Basal Tena	7800

2.1.5. Características de los Yacimientos en el campo Sacha.

En el Campo Sacha existen tres formaciones identificadas en la columna estratigráficas, las cuales son la Formación Tena. Napo y Hollín. La arena productora de la formación Tena es la Basal Tena, las arenas productoras de la formación Napo son Napo “T” y Napo “U”, por ultimo las arenas productoras de la formación Hollín son Hollín principal y Hollín Superior.

Tabla 3: Arenas productoras.

Yacimiento	Litología	°API	Espesor
Yacimiento “U”	Arenisca cuarzosa, de grano fino a grano medio con alta saturación de Hidrocarburos, salinidad de 25000 a 45000 ppm	28.6	30 pies
Yacimiento “T”	Arenisca cuarzosa gis de grano fino , de cemento calcáreo con inclusiones de glauconita	27-28	100 pies
Hollín Superior	Arenisca cuarzosa – glauconítica, calcárea, de grano fino a grano medio con 14 % de porosidad promedio, posee inter estratificaciones de lutita, una saturación de agua del 35 %	27	12 a 15 pies
Hollín Inferior	Arenisca cuarzosa, consolidada, de grano medio, de la edad Cretácica inferior, porosidad del 15%, salinidad entre 500 a 1500 ppm, y una saturación de agua entre 20 y 40%.	29	45 a 55 pies
Basal Tena	Secuencias de grano fino a muy fino , con formación estratos lenticulares , con una porosidad del 18%, una saturación de agua de 31%, salinidad de 24000 a 36000 ppm.	25	4 pies

2.1.6. Datos PVT en los Yacimientos del Campo Sacha.

Las pruebas PVT permiten determinar las propiedades en el yacimiento de un fluido, ya sea petróleo, agua o gas, analizando su presión, temperatura y volumen, ya que estos son factores predominantes en el comportamiento volumétrico de los fluidos en el reservorio para su producción y extracción

Tabla 4: Datos PVT de los reservorios.

Reservorio	Temperatura (°F)	Presión inicial (Psi)	Presión de burbuja (Psi)	GOR (Pcn/Bn)
Basal Tena	181	3587	870	150
“U”	219	4054	1170	284
“T”	221	4146	1310	389
Hollín superior	225	4450	550	93
Hollín inferior	225	4450	61	93

Reservorio	°API	$C_{oi} (x10^{36} Psi^{-1})$	Boi (By/Bn)	μ_{oi} (cp)
Basal Tena	24.1	7	1.117	2.5
“U”	22.8	8.02	1.2302	1.8
“T”	30.3	9.02	1.3726	1.6
Hollín superior	27.3	9.2	1.1334	1.4
Hollín inferior	28	5.7	1.1021	3.7

2.2. Características y propiedades físicas de un yacimiento.

Podemos definir a los yacimientos como bloques fragmentados de roca permeable, muy complejos, con probabilidades de contener petróleo y gas. Los procesos de enterramiento, elevación, compactación y destrucción que se producen en la tierra cambian sus propiedades, por eso podemos considerar que los yacimientos petrolíferos son dinámicos. Existen una gran cantidad de factores que deben converger para que podamos explotar los yacimientos de petróleos. Podemos considerar las siguientes propiedades de un yacimiento.

- **Porosidad.**

La porosidad es el espacio disponible en la roca y que sirve como receptor de los fluidos presentes en ella, en consecuencia, la porosidad se define como la relación del espacio vacío en la roca con respecto al volumen total en ella.

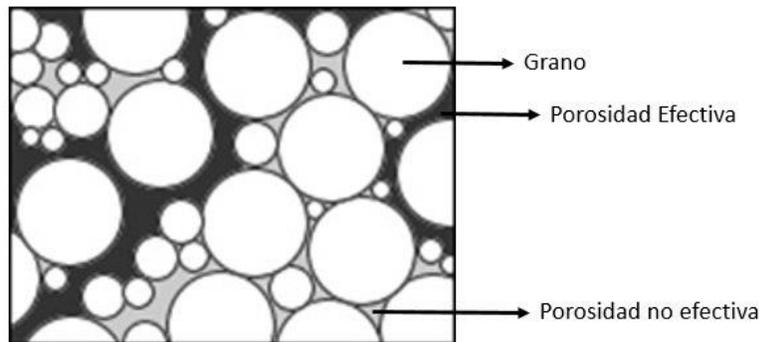


Figura 5: Grafica que demuestra los distintos tipos de porosidad.

$$\theta = \frac{v_p}{v_b}$$

Donde,

v_p = volumen de poros

v_b = volumen total del medio poroso (roca)

- **Porosidad efectiva.**

Considera solamente a los poros comunicados. Por lo tanto, la porosidad efectiva es la relación entre el volumen poroso correspondiente al volumen de los poros que se encuentran interconectados y el volumen total de la roca.

$$\theta = \frac{\text{volumen poroso interconectado}}{\text{volumen total de la roca}}$$

. La porosidad se la puede clasificar como primaria o secundaria.

I. Porosidad primaria.

Es el resultado de los procesos originales de formación del medio poroso, tales como la sedimentación, compactación y depositación. Por lo tanto, la porosidad primaria son los espacios vacíos dejados por los sedimentos después de su deposición original.

II. Porosidad secundaria.

Es el resultado de los procesos posteriores que experimentan el mismo medio poroso, como disolución del material calcáreo por corrientes submarinas, acidificación, fracturamiento, entre otros.

- **Porosidad no efectiva.**

Se la conoce como porosidad no efectiva al porcentaje de espacio vacío (poros) que no están comunicados entre sí, estos poros se encuentran aislados o cerrados, en consecuencia, el fluido no podrá fluir por esta zona.

$$\theta = \frac{\text{volumen poroso no interconectado}}{\text{volumen total de la roca}}$$

- **Factores que afectan la porosidad.**

Existen varios factores que afectan la porosidad de la roca, como se mencionan a continuación:

a) Tipo de empaquetamiento.

Se refiere a la forma geométrica de cómo se distribuyen los granos en la roca. El tipo de empaquetamiento es un factor que afecta la porosidad basado en la idealidad de la forma de los granos de la roca. El tipo de empaque de forma cubica representa la mayor porosidad que pueda alcanzar una formación rocosa, este tipo de formación puede alcanzar una porosidad de hasta un 47.6% con respecto a las otras formas como ortorrómbico, rombohedral.

b) Material cementante.

Se encarga de mantener unidos los granos de la roca, a mayor sea el volumen del material cementante mayor será la unión de los granos, por lo tanto, será más compacta la roca, en consecuencia, la formación de denomina como consolidada, poco consolidada y no consolidada. El material cementante más comunes son carbonato de calcio, sílice y arcilla.

c) Distribución de granos y geometría.

Según la distribución de los granos y el tamaño de los mismos, se definirá cuanta porosidad puede alcanzar el medio rocoso Los granos pueden tener forma angulosa o redondeada, también afecta la distribución y tamaño de estos granos. Si

la roca está constituida por granos pequeños y angulosos entonces la porosidad tiende a aumentar. Por otro lado, la porosidad se ve afectada negativamente cuando no hay granos de tamaños similares en la roca, sino que se distribuyen entre granos pequeños y granos grandes.

- **Condición de la roca con base en el porcentaje de porosidad.**

La porosidad es la capacidad que tiene una roca para almacenar fluido, se conoce como una porosidad buena o mala dependiendo el valor alcanzado. La tabla a continuación se muestra el porcentaje de porosidad necesaria para alcanzar el estatus de muy buena a muy pobre. Cuando el yacimiento posee una porosidad menor a 5% no se considera para ser explotado, porque no es rentable económicamente. (ennyta, 2018)

Tabla 5: Condición de la roca de acuerdo a su porosidad.

Condición de la roca	Porosidad - %
Muy buena	>20
Buena	15-20
Regular	10-15
Pobre	5-10
Muy pobre	<5

- **Saturación.**

La saturación de un fluido en un medio poroso es una medida de volumen de fluidos almacenado en el espacio poroso de la roca, a condiciones de presión y temperatura del yacimiento.

$$S_f = \frac{v_f}{v_p}$$

Donde,

v_f = volumen de fluidos, petróleo, agua o gas.

v_p = volumen poroso.

Depende de las condiciones que prevalecen, tenemos:

I. Saturación inicial.

Sera aquella a la cual es descubierto el yacimiento; en el caso del agua también se le denomina saturación del agua congénita y es el resultado de los medios acuosos donde se forman los hidrocarburos, dependiendo su valor el agua congénita podrá tener movimiento o no.

II. Saturación residual.

Es aquella que se tiene después de un periodo de explotación en una zona determinada, dependiendo el movimiento de los fluidos, los procesos a los cuales se está sometiendo el yacimiento y el tiempo, esta puede ser igual, menor o en casos excepcionales mayor que la saturación inicial.

III. Saturación crítica.

Será aquella a la que un fluido inicia su movimiento dentro del medio poroso.

En todos los yacimientos de hidrocarburos existe agua y saturación inicial puede variar comúnmente entre 10 y 30 %. En yacimientos con entrada de agua natural o artificial, puede alcanzar valores del 50% o más. En el caso del petróleo, la saturación residual es del orden del 40%. (Ovando, 2015)

- **Permeabilidad.**

La permeabilidad se refiere a la facilidad con la que los fluidos se desplazan a través del sistema poroso, es decir, cuantifica la capacidad de producción del yacimiento o de admisión en procesos de inyección para

recuperación mejorada de hidrocarburos bajo ciertas condiciones, como son: tamaño y forma de poros, concentración y conectividad de los sistemas porosos y las gargantas de poro, propiedades de los fluidos, presión ejercida sobre el fluido y concentración del fluido móvil. (Gobierno de Mexico, 2020)

En su forma más simple, la ley de Darcy, se aplica a una losa rectangular de roca, con la siguiente forma (Hirschfelt, 2008):

$$q = \frac{k A (P_1 - P_2)}{\mu L}$$

Donde,

q = Caudal en cm^3/seg

μ = Viscosidad del fluido en centipoise

k = Permeabilidad de la roca en Darcy

L = Largo de la roca en cm

A = Área de la sección transversal al flujo en cm^2

$(P_1 - P_2)$ = Diferencia de presión en atm

Existen tres tipos de permeabilidad:

I. Permeabilidad absoluta o específica.

Es la conductividad de una roca o material poroso cuando está saturado completamente por un solo fluido.

II. Permeabilidad efectiva.

Es la conductividad de una roca o material poroso a una fase cuando dos o más fases están presentes y también se mide en Darcy. Cuando dos o más fases están fluyendo simultáneamente en un medio poroso permeable, como por ejemplo en un proceso de desplazamiento, la permeabilidad efectiva a una fase dada es menor que la permeabilidad absoluta y es función de la saturación de la fase.

III. Permeabilidad relativa.

Es la razón entre la permeabilidad efectiva y una permeabilidad base. Se pueden utilizar tres bases diferentes, dependiendo del uso de los cálculos: (Ingeniería Petrolera, 2017)

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k}; k_{ro} = \frac{k_o}{(k)_{S_o=100}}; k_{ro} = \frac{k_o}{(k)_{S_o=1-S_{wc}}}$$

Donde,

S_{wc} = Es la saturación de agua connata.

S_o = Saturación de petróleo.

k_{ro} = Permeabilidad relativa del petróleo.

En la figura 6 se muestra un sistema agua petróleo, donde se representan las medidas realizadas en una muestra de roca de yacimiento que contenía petróleo (S_o) y agua irreductible (S_{wi}). Previo al desplazamiento de petróleo con agua (ciclo de drenaje), se determina la permeabilidad efectiva al crudo, cuyo valor es empleado como permeabilidad de referencia en los cálculos de las permeabilidades relativas al crudo, k_{ro} , y al agua k_{rw} . Las dos curvas de permeabilidad de referencia en los cálculos de las permeabilidades relativas se determinan simultáneamente a medida que la saturación de agua aumenta. (Madrid, 2012)

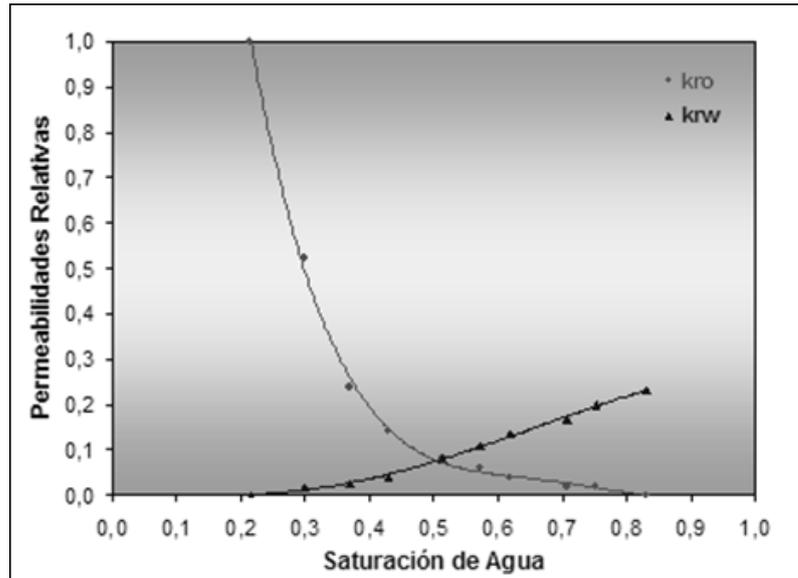


Figura 6: Curvas para un sistema agua petróleo (permeabilidad relativa).

- **Presión de yacimiento.**

La presión de los fluidos de los poros de un yacimiento, normalmente la presión hidrostática, o la presión ejercida por una columna de agua desde la profundidad de la formación hasta el nivel del mar. Dado que la presión de yacimiento cambia a medida que se producen de fluidos de un yacimiento, debería describirse como un valor medido en un momento específico, tal como la presión de yacimiento inicial. (Schlumberger, 2023)

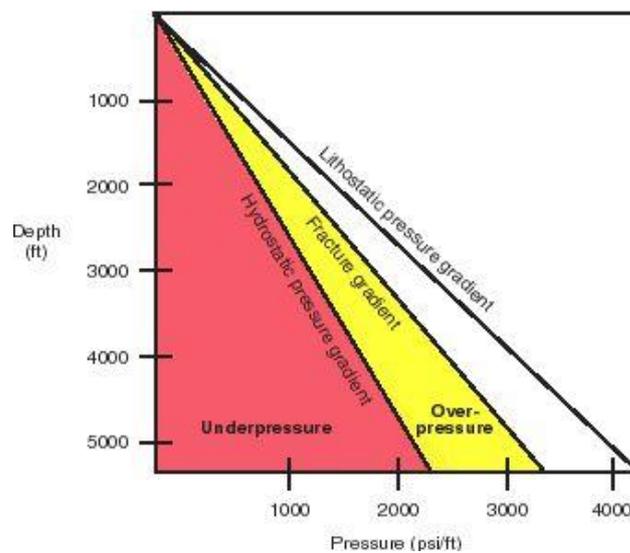


Figura 7: Grafica de presión vs. profundidad.

2.3. Propiedades de los fluidos en Campos de petróleo.

- **Tensión Superficial e Interfacial.**

Las tensiones superficiales o interfaciales resultan de la diferencia de atracción de las moléculas que se dan en superficie o en su interfase. La tensión superficial es la tendencia de contraerse que posee la superficie líquida expuesta a gases.

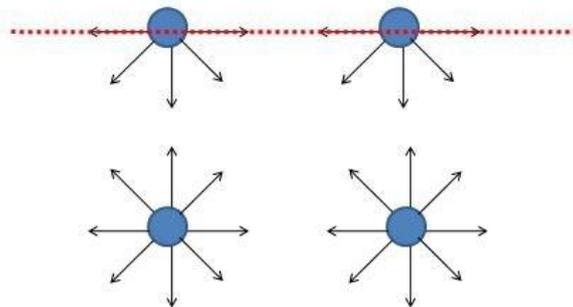


Figura 8: Tensión superficial que surge por las fuerzas de cohesión de las moléculas de los líquidos..

La tensión interfacial es una tendencia similar existente cuando dos líquidos inmiscibles se hallan en contacto. Cuando dos fases inmiscibles coexisten en un medio poroso, la energía de superficie relacionada con las interfaces de los fluidos influye en su saturación, distribución y desplazamiento.

Aun en el caso de que el agua presente en un yacimiento sea inmóvil, estas fuerzas influyen en la coexistencia entre el petróleo y el agua. Por otra parte, para que dos fluidos sean miscibles es necesario que las fuerzas interfaciales y superficiales se minimicen, permitiendo la formación de una fase homogénea a una presión y temperatura específica.

La tensión superficial de un líquido viene expresada por su correspondiente coeficiente de tensión interfacial σ , que representa el trabajo necesario para incrementar en una unidad la superficie libre del líquido o, en términos equivalentes, la fuerza tangencial por unidad de longitud. (Petroleo, 2020)

- **Presión capilar.**

Una de las propiedades petrofísicas de gran importancia en el estudio del flujo de fluidos a través de un medio poroso en los yacimientos petrolíferos es la presión capilar, la cual puede definirse como la diferencia de presión entre el fluido de la fase no mojante y la fase mojante. (Díaz, 2015)

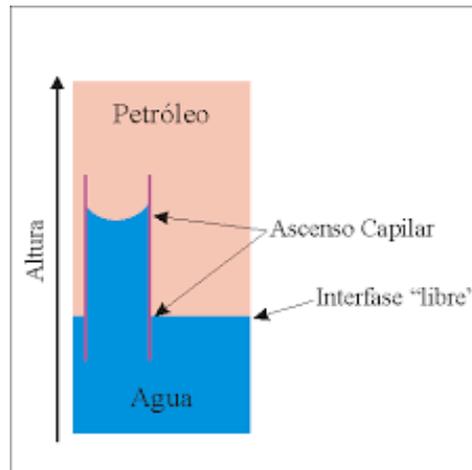


Figura 9: Ascenso capilar de la interfase agua-petróleo.

La presión capilar es la magnitud de la saturación de agua en un reservorio, para una altura determinada y está controlada por:

- La estructura porosa de la roca.
- La densidad de los fluidos.
- Las características de energía superficial. (Díaz, 2015)

Las fuerzas capilares en un yacimiento de petróleo son el resultado del efecto combinado de las tensiones superficial e interfacial de la roca y fluidos, el tamaño y geometría del poro, y la mojabilidad característica del sistema.

Toda superficie curva entre dos líquidos inmiscibles tiene una tendencia a contraerse en la menor área posible por unidad de volumen. Esto es cierto si los fluidos son aceite y agua, agua y gas o aceite y gas. (Díaz, 2015)

- **Mojabilidad**

La mojabilidad o humectabilidad es la habilidad de un fluido para adherirse preferencialmente a una superficie sólida como la roca de un yacimiento, en presencia de una segunda fase inmiscible. El ángulo de contacto nos proporciona una medida de humectabilidad, la cual se puede relacionar con las energías de superficie como sigue: (Petroleo, 2020)

$$AT = \sigma_{so} - \sigma_{sw} = \sigma_{wo} \cos \theta_{wo}$$

Donde,

AT = Tensión de adhesión.

σ_{so} = Energía interfacial entre el sólido y la fase fluida más ligera, dina /cm

σ_{sw} = Energía interfacial entre el sólido y la fase pesada, dina /cm

σ_{wo} = Energía interfacial entre los fluidos, dina/cm

θ_{wo} = Angulo de contacto petróleo – solido – agua

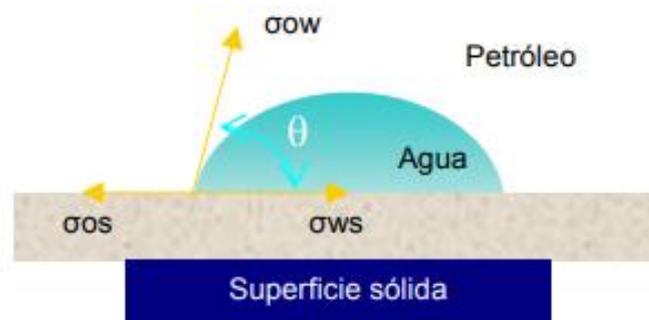


Figura 10: Equilibrio de las fuerzas de una interfase agua-petróleo-sólido.

En la imagen se muestra cómo actúa el balance de fuerzas en el punto de contacto de los fluidos con la superficie sólida, generando una tensión interfacial, AT . El ángulo de contacto se utiliza como una medida cualitativa de la humectabilidad.

Cuando $\theta < 90^\circ$, el fluido moja al sólido y se llama flujo mojante. Cuando $\theta > 90^\circ$, el fluido se denomina fluido no mojante. Una tensión de adhesión de cero indica que los fluidos tienen igual afinidad por la superficie. Sin embargo, un

ángulo de cero es obtenido en pocos casos (agua sobre vidrio), mientras que un ángulo de 180° es casi nunca alcanzado. (Petroleo, 2020)

2.4. Producción del Campo Sacha.

El campo petrolero convencional de Sacha recupero el 64,9% de sus reservas recuperables totales, y se espera que la producción máxima se produzca en 2025. Según supuestos económicos, la producción continuará hasta que el campo alcance su límite económico en 2067. El campo actualmente representa aproximadamente el 14% de la producción diaria del país. (Offshore Technology, 2023)

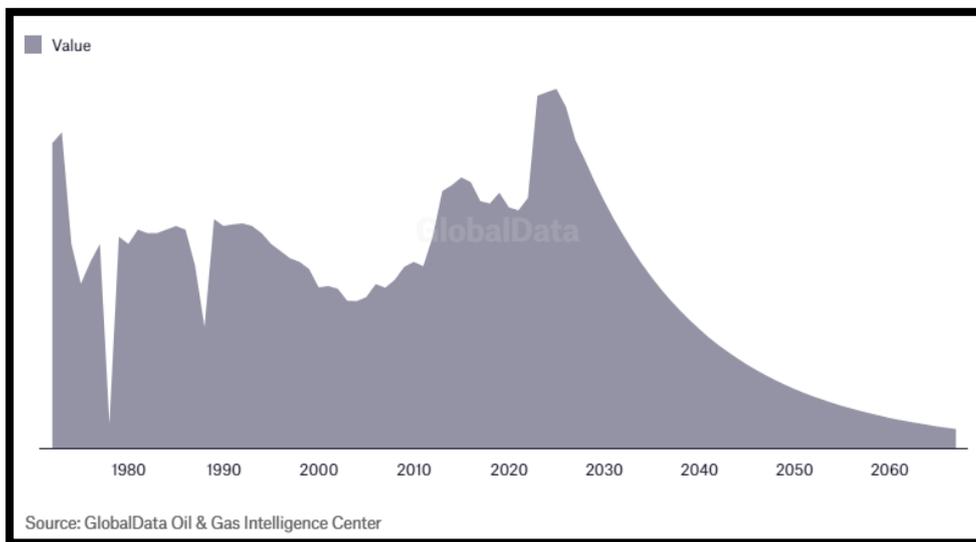


Figura 11: Estimación de producción del campo Sacha hasta el 2067.

El campo petrolero Sacha, ubicado en el bloque 60 (provincia amazónica de Orellana), alcanzó un pico de producción de 72606 barriles de petróleo por día (BPPD) el 14 de junio de 2023.

Así, el campo superó el último record de producción, que había alcanzado el 29 de diciembre de 2022, cuando tuvo una producción de 72000 BPPD.

Este campo se mantiene como el de mayor producción de Ecuador, seguido del campo Auca, que tiene una producción de 70508 BPPD, de Shushufindi, con 61500 BPPD y del campo ITT, con 55407 BPPD.

Su buena producción se debe al uso de técnicas como el fracturamiento hidráulico y estimulaciones matriciales, el pico de producción en Sacha fue posible gracias a la buena ubicación de los pozos y a la reactivación de otros que habían estado cerrados.

Sacha, conocido también como bloque 60, cuenta con 280 pozos de extracción activos, algunos de los cuales (cerrados o de bajo potencial) fueron sometidos a trabajos de acondicionamiento y de recuperación secundaria.

Este campo petrolero es operado por la estatal Petroecuador, tiene más de 50 años en producción y posee un tipo de petróleo cuya calidad se ubica en 24.9° API. (Primicias, 2023)

2.4.1. Estaciones de Producción del Campo Sacha.

El Campo Sacha está conformada por cuatro estaciones: Estación Sacha Norte 1, Estación Sacha Norte 2, Estación Sacha Central, Estación Sacha Sur. (Romero, 2013)

- **Estación Sacha Norte 1**

La función de esta estación es receptor y tratar el crudo producido por los diferentes pozos productores para luego ser enviado a la estación Sacha Central, el agua de producción llega a esta estación, el gas producido en la etapa de separación es direccionado hacia los mecheros.

- **Estación Sacha Norte 2**

Su función es de tratar y receptor el crudo producido por los diferentes pozos y direccionar el gas producido hacia los mecheros en la etapa de separación. Cuenta con los equipos respectivos tales como separadores de producción, desinfectadores, tanques de lavado.

- **Estación Sacha Central**

Esta estación trata y recepta la producción de los diferentes pozos de esta misma estación y de las estaciones Sacha Norte 1 y Sacha Sur. El agua de producción producida es conducida a la estación de producción Sacha Sur, el

gas producido en la etapa de separación, a más de quemar en los mecheros, el sistema Power Oil usa un porcentaje de producción para este sistema.

- **Estación Sur**

La estación Sacha Sur posee instalaciones de superficie como lo son los separadores de prueba instrumentados y de producción, un área de bomba, área de contadores ACT (automatic custody transfer). Esta estación recibe y trata la producción de los diferentes pozos. el agua de formación producida por esta estación, y la que es enviada desde la estación central es recibida por las instalaciones de esta estación, el gas producido en la etapa de separación es quemado en los mecheros, y utiliza un porcentaje de producción para el sistema Power Oil.

2.5. Desplazamiento de petróleo, método de Buckley y Leverett.

Buckley y Leverett consideran que ocurren tres etapas durante el desplazamiento de petróleo por agua o gas:

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

Para obtener la saturación del frente de invasión y la saturación promedio de agua, antes y después de la ruptura, se requiere construir la curva de flujo fraccional en función de la saturación de agua, tal como se muestra en la figura 13. (Ingeniería Petrolera, 2013)

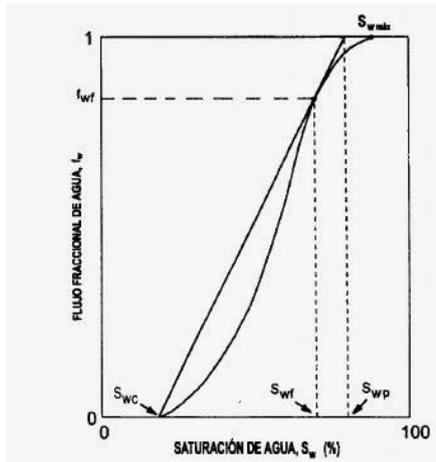


Figura 12: Curva de flujo fraccional al inyectar agua.

Si la saturación de agua inicial es mayor que la saturación de agua irreductible, la tangente a la curva se traza a partir del punto donde la saturación de agua inicial, S_w , corta la curva de flujo fraccional. Para predecir el comportamiento después de la ruptura, se recomienda ampliar la curva de flujo fraccional en la fase subordinada, como se muestra en la figura 14. Entonces se selecciona una saturación de S_{w2} mayor que la saturación de agua del frente, pero menor que la saturación de agua máxima. Luego se traza la tangente a la curva de flujo fraccional. (Ingeniería Petrolera, 2013)

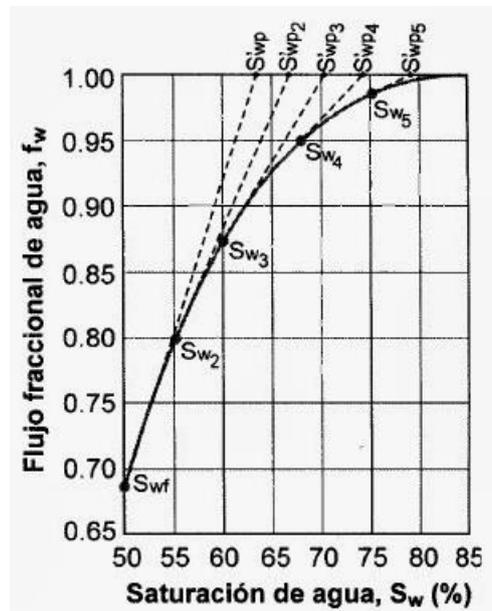


Figura 13: Curva de flujo fraccional ampliada.

2.5.1. Eficiencia al desplazamiento usando la ecuación de Buckley- Leverett.

Se define la eficiencia al desplazamiento de petróleo por un agente desplazante, agua o gas, por:

$$E_D = \frac{\text{volumen de petroleo desplazado}}{\text{volumen de petroleo contactado por agua o gas.}}$$
$$E_D = 1 - \frac{S_o^m}{S_{o,IN}} = \frac{1 - S_{wc} - S_o^m}{1 - S_{wc}}$$

Donde,

S_o^m = Saturación de petróleo promedio en el medio poroso, variable en el tiempo.

$S_{o,IN}$ = Saturación de petróleo promedio inicial $1 - S_{wc}$

La eficiencia al desplazamiento teórica variaría entre 0 y 1. El valor 1 correspondería a la saturación nula del petróleo en el medio poroso. En la práctica, aun barriendo el reservorio por largo tiempo, queda una saturación de petróleo atrapada. Por eso , la eficiencia está limitada por la saturación residual de petróleo $S_o^m = S_{or}$, para E_D máximo.

La eficiencia al desplazamiento está influenciada por:

- Las condiciones iniciales
- El agente desplazante
- El volumen de agente inyectado

Las propiedades de la roca, de los fluidos y la interacción roca-fluido.

Durante el barrido de un reservorio, la eficiencia al desplazamiento coincidirá con la eficiencia en la recuperación, E_R , si hipotéticamente el fluido inyectado contactara todo el petróleo del reservorio. (OilProduction.net)

$$E_D = E_R = \frac{N_P}{N}$$

2.5.2. Ecuación de Flujo Fraccional.

Se define el flujo fraccional de agua como:

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

Como los fluidos se consideran incomprensibles, el caudal total es igual a la suma de los caudales de agua y de petróleo, a su vez igual al caudal inyectado. (OilProduction.net)

$$q_t = q_o + q_w = q_{IN}$$

- **Ecuación simplificada del flujo fraccional de agua.**

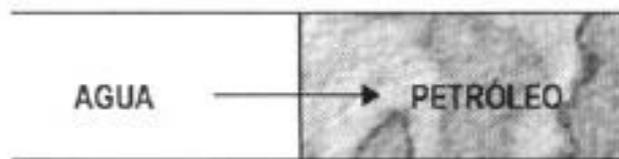


Figura 14: Avance horizontal del frente de invasión en yacimientos horizontales.

En este caso, donde hay un avance horizontal agua-petróleo, y el ángulo es 0, en un yacimiento de tipo horizontal, considerando que los efectos capilares son muy pequeños. la formula simplificada del flujo fraccional seria. (Ingenieria Petrolera, 2013)

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro} \mu_w}{k_{rw} \mu_o}}$$

Donde,

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

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

μ_w = Viscosidad del agua (cp).

μ_o = Viscosidad de petróleo (cp).

2.6. Arreglo de inyección.

El arreglo de inyección para un campo individual o parte de un campo se basa en la ubicación de los pozos existentes, el tamaño y la forma del yacimiento, el costo de los nuevos pozos y el aumento de la recuperación asociado con varios arreglos de inyección. El arreglo de inundación se puede alterar durante la vida útil de un campo para cambiar la dirección del flujo en un yacimiento con la intención de entrar en contacto con el petróleo no barrido. Es común reducir el tamaño del patrón mediante perforación de relleno, lo que mejora la recuperación de petróleo al aumentar la continuidad del yacimiento entre los inyectores y los productores.

Los arreglos de inyección más comunes son de línea directa, línea escalonada, dos puntos, tres puntos, cuatro puntos, cinco puntos, siete puntos y nueve puntos. Normalmente, los arreglos de dos y tres puntos se utilizan con fines de prueba piloto. Los arreglos se denominan normales o regulares cuando incluyen solo un pozo de producción por patrón. Los arreglos se describen como invertidos cuando incluyen solo un pozo de inyección por patrón (Energy Glossary, 2023).

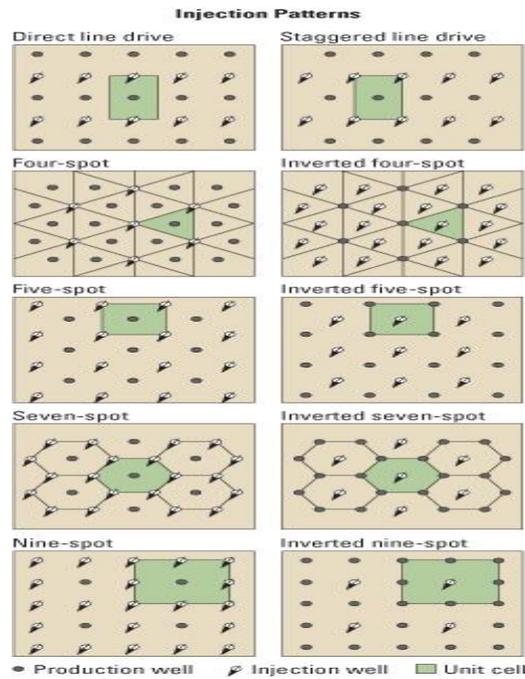


Figura 15: Modelos de los diferentes arreglos de pozos de inyección.

2.7. PROCESOS DE RECOBRO DE PETRÓLEO.

2.7.1. RECUPERACIÓN PRIMARIA

Cuando se confirma la existencia de hidrocarburos a través de pozos exploratorios en un yacimiento o campo, es necesario obtener una cantidad de información y se realizan varios estudios a la formación productora, con el fin de evaluar el potencial petrolero del nuevo descubrimiento y conocer sus características iniciales.

La primera etapa de la producción de hidrocarburos, en la cual la energía del yacimiento natural, tales como la del drenaje por gas, drenaje por agua o el drenaje gravitacional, desplaza los hidrocarburos del yacimiento hacia el pozo y hacia la superficie. Inicialmente, la presión del yacimiento es considerablemente más elevada que la presión del fondo del pozo dentro de él. Esta elevada presión diferencial natural empuja los hidrocarburos hacia el pozo y hacia la superficie. A medida que la presión del yacimiento disminuye debido a la producción así mismo disminuye la presión diferencial.

Para reducir la presión del fondo del pozo o incrementar la presión diferencial para aumentar la producción de hidrocarburos, es necesario implementar un sistema de levantamiento artificial: ((Schulmberger, 2023)

- Bomba de varilla
- Bomba eléctrica sumergible
- Instalación de levantamiento artificial por gas

A través de la perforación de pozos delimitadores se puede conocer su tamaño y el volumen original in situ.

La recuperación del petróleo se obtiene mediante el proceso de desplazamiento o mecanismo de producción. El cambio de presión obliga al petróleo a fluir hacia los pozos, pero ese movimiento se verifica solamente si otro material llena el espacio desocupado por el petróleo y se mantiene, el dicho espacio la presión requerida para continuar el movimiento de los fluidos. De cierta manera, el petróleo no fluye del yacimiento, sino que es expulsado mediante un mecanismo de producción, siendo los principales el gas y el agua. (Schlumberger, 2021)

La etapa de recuperación primaria llega a su límite cuando la presión del yacimiento es tan baja que los índices de producción no son económicos, o cuando las proporciones de gas o agua en la corriente de producción son demasiado elevadas. Durante la recuperación primaria, se produce solo un pequeño porcentaje de los hidrocarburos inicialmente el 10% para los yacimientos de petróleo.

Los cinco mecanismos naturales de producción primaria que existen en los yacimientos son:

I. Empuje por gas disuelto.

El principal mecanismo que opera en la formación productora es la expansión del petróleo y del gas en solución o disuelto. El incremento de los volúmenes de fluido durante el proceso de reducción de presión en el mismo yacimiento es equivalente a la producción que se obtiene. En el caso de yacimientos subsaturados se encuentra a una presión arriba de la presión de saturación o de burbuja. En campos donde el empuje dominante es por gas en solución se podría obtener hasta el 20% del factor de recobro.

II. Empuje por capa de gas.

En muchos casos de campos del mundo se determinó que ya existía una capa de gas al inicio de su explotación, por lo que se reconoce el mecanismo de empuje, por otro lado si el yacimiento ha reducido su presión original hasta niveles por debajo de la presión de saturación, se dice que el petróleo contenido en el mismo se encuentra saturado por lo que va a empezar a desprender gas libre en la formación; dependiendo del espesor de la misma y la inclinación de las capas, se puede generar una capa de gas o casquete de gas secundario.

El empuje que se genera para producir el petróleo debido a la capa de gas descrita, puede llegar a ser el mecanismo preponderante de producción en el yacimiento y en combinación con otros mecanismos de empuje definirá el nivel de factor de recobro que se pueda obtener.

El comportamiento de la reducción de la presión contra la recuperación en porcentaje de volumen original in situ en las mejores situaciones se podría obtener un factor de recobro de casi el 30%.

III. Empuje hidráulico (debido al acuífero).

El empuje natural por efecto del acuífero, ocurre en los yacimientos que tienen un acuífero asociado y se empieza a presentar una vez que se reduce la presión en el yacimiento, lo que permite que el agua en el acuífero se expanda y fluya dentro de la zona de petróleo del mismo.

Este mecanismo de desplazamiento en los yacimientos, es de los más eficientes, dependiendo del tipo de formación. Los factores de recobro más altos que se han observado en varios yacimientos alrededor del mundo están asociados a un empuje hidráulico. Se podría obtener factores de recobro de alrededor del 50% en algunos campos.

IV. Empuje por segregación gravitacional.

Es el menos común en la que la fuerza de gravedad empuja a los hidrocarburos fuera del yacimiento; pero cuando se lo tiene es el mecanismo de producción más eficiente que se ha encontrado en los yacimientos alrededor del mundo, hacia el pozo y hacia la superficie. La fuerza de gravedad está siempre presente en el yacimiento, pero su efecto es mayor en yacimientos gruesos de gas condensado y en yacimientos superficiales con buzamientos abruptos y de alta permeabilidad.

Este empuje está relacionado con el empuje por capa de gas secundario, ya que la segregación gravitacional se relaciona normalmente con yacimientos de grandes espesores y considerables buzamientos, permitiendo que por gravedad los fluidos pesados vayan a ocupar las partes bajas del mismo y el gas al ser más ligero tienda a ocupar la parte superior, al lograrse esto la capa de gas opera de manera muy eficiente, ya que hace el efecto de un pistón que empuja el petróleo y los fluidos más pesados hacia abajo.

Existen varios países, casos de yacimientos con este tipo de empuje y normalmente se ha logrado obtener factores de recobro muy elevados, debido a la manera tan eficiente que opera la segregación gravitacional. Se podría obtener factores de recobro de alrededor del 60%. (Petroleo, 2016)

Tabla 6: Mecanismos de producción primaria.

Tipo de Mecanismo	Presión de Yacimiento	Relación Gas - Petróleo	Eficiencia
Expansión del agua connata y reducción del volumen poroso.	Declina rápido y continuo.	Permanece bajo y constante	1-10% Promedio 3%
Gas en solución.	Declina rápido y continuo.	Al inicio es alto, incrementa y posteriormente cae.	5-35% Promedio 20%
Capa de Gas.	Cae lentamente y	Crece continuamente	20-40%

	de forma continua.	en formaciones inclinadas.	Promedio 28%
Empuje de agua	Permanece alta.	Permanece baja si la presiones alta.	35-80% Promedio 50%
Segregación gravitacional	Declina rápido y continuo	Bajo en formaciones poco inclinadas y alto en formaciones inclinadas	40-80% Promedio 60%

2.7.2. RECUPERACIÓN SECUNDARIA

Es un mecanismo de producción de petróleo aplicado a la explotación de los yacimientos al finalizar la fase de recuperación primaria. La recuperación secundaria se aplica cuando decrece la energía natural del reservorio y consiste en la inyección de agua o gas a los reservorios petrolíferos. Estos fluidos son utilizados para ejercer presión sobre el petróleo logrando que se desplace hacia la superficie. De esta manera se renueva la energía original del yacimiento y se detiene si declinación natural de producción para continuar desarrollando los recursos en valores económicos rentables para sus operaciones. (PATAGONIA, 2020)

I. INYECCIÓN DE AGUA

En el proceso de inyección de agua, el agua se inyecta en el yacimiento a través de un pozo inyector. El agua conduce al aceite a través de las rocas del yacimiento hacia los pozos productores. (Diaz, 2014)

La inyección de agua es utilizada para desplazar crudo móvil y para mantener presión en el yacimiento, es el fluido más utilizado con fines de recuperación secundaria debido a:

La mayoría de los yacimientos están compuestos de rocas con mojabilidad intermedia o ligeramente preferencial al agua, esta tiene la capacidad de penetrar en los poros de menos diámetro y desplazar el crudo.

Los costos de transporte y procedimiento en superficie son menores que los de cualquier tipo de gas.

II. INYECCIÓN DE AGUA PERIFÉRICA O EXTERNA

Consiste en inyectar el agua fuera de la zona de petróleo, en los flancos del yacimiento. Conocida como inyección tradicional. el agua se inyecta en el acuífero cerca del contacto agua-petróleo.

Características

Se utilizan cuando no posee una buena descripción del yacimiento y/o la estructura del mismo favorece la inyección de agua.

Los pozos de inyección se colocan en el acuífero, fuera de la zona de petróleo.

Ventajas.

- Se utilizan pocos pozos.
- No requiere de la perforación de pozos adicionales, ya que se pueden utilizar pozos productores viejos como inyectoras. Esto disminuye la inversión en áreas donde se tienen pozos perforados en forma irregular o donde el espaciamiento de los pozos es muy grande.
- No es indispensable una buena descripción del yacimiento para iniciar el proceso de invasión con agua por los flancos.
- Rinde un recobro alto de petróleo con un mínimo de producción de agua. En este tipo de proyectos, la producción de agua llegue a la última fila de pozos productores. Esto disminuye los costos de las instalaciones de producción de superficie para la separación agua-petróleo.

Desventajas.

- Una porción del agua inyectada no se utiliza para desplazar el petróleo.
- No es posible lograr un seguimiento detallado del frente de invasión, como si es posible hacerlo en la inyección de agua en arreglos.
- En algunos yacimientos no es posible mantener la presión de la parte central del yacimiento y es necesario hacer una inyección en arreglos en esa parte de los yacimientos.
- Puede fallar por no existir una buena comunicación en la periferia del yacimiento.
- El proceso de invasión y desplazamiento es lento, por lo tanto, la recuperación de la inversión es a largo plazo.

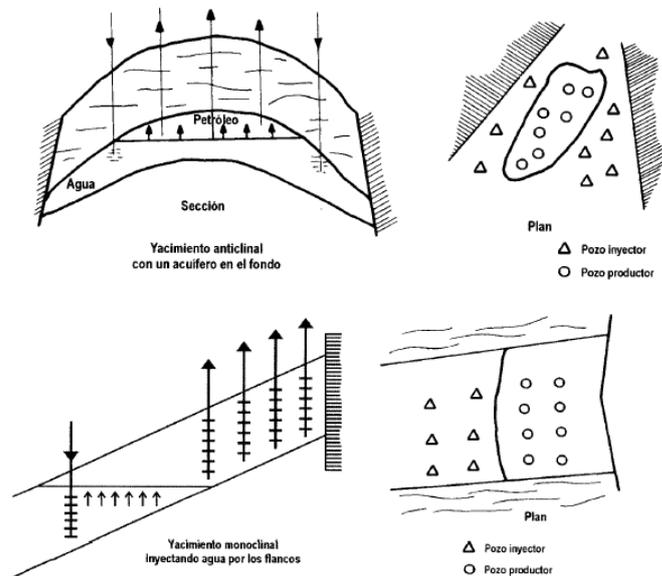


Figura 16: Inyección de agua externa o periférica (Portal del petróleo, 2020)

III. INYECCIÓN DE AGUA EN ARREGLOS O DISPERSA

Consiste en inyectar el agua dentro de la zona de petróleo. El agua invade esta zona y desplaza los fluidos petróleo/gas del volumen invadido hacia los pozos productores.

Este tipo de inyección también se conoce como inyección de agua interna, ya que el fluido se inyecta en la zona de petróleo a través de un número apreciable de pozos inyectores que forman un arreglo geométrico con los pozos productores.

Características

- La selección del arreglo depende de la estructura y límites del yacimiento, de la continuidad de las arenas, de la permeabilidad, de la porosidad y del número y posición de los pozos existentes.
- Se emplea particularmente en yacimientos con poco buzamiento y una gran extensión areal.
- A fin de obtener un barrido uniforme, los pozos inyectores se distribuyen entre los pozos productores, para lo cual se convierten los pozos productores existentes en inyectores, o se perforan pozos inyectores Inter espaciados. En ambos casos, el propósito es obtener una distribución uniforme de los pozos, similar la utilización en la fase primaria de recobro.

Ventajas.

- Produce una invasión más rápida en yacimientos homogéneos, de bajos buzamientos y bajas permeabilidades efectivas con alta densidad de pozos, debido a que la distancia inyector-productor es pequeña. Esto es muy importante en yacimientos de baja permeabilidad.
- Rápida respuesta del yacimiento
- Elevada eficiencia de barrido a real
- Permite un buen control del frente de invasión y del factor de reemplazo
- Disminuye el efecto negativo de las heterogeneidades sobre el recobro
- Rápida respuesta en presiones
- El volumen de la zona de petróleo es grande en un periodo corto.

Desventajas.

- En comparación con la inyección externa, este método requiere una mayor inversión, debido al alto número de pozos inyectores.
- Requiere mejor descripción del yacimiento.
- Exige un mayor control, por lo tanto, mayor cantidad de recursos humanos. Es más riesgoso.(petroleo, 2020)

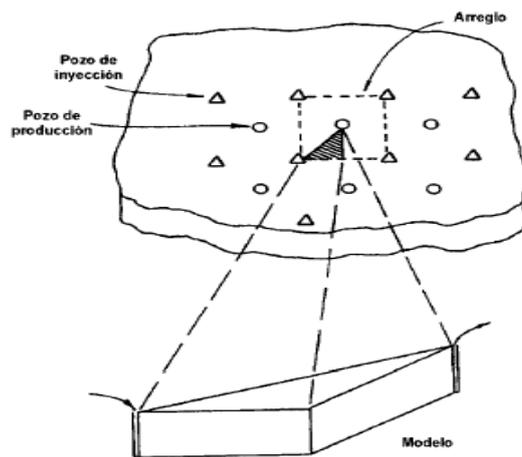


Figura 17: Inyección de agua, en un arreglo de 5 pozos. (petroleo, 2020)

IV. INYECCION DE GAS.

Una forma de producción secundaria, la inyección de gas, se utiliza en un pozo para mejorar a disminución de la presión dentro de la formación. Distribuidos sistemáticamente por todo el campo, los pozos de inyección de gas se utilizan para inyectar gas y barrer eficazmente la formación en busca de petróleo restante impulsando la presión. (RIGZONE, s.f)

V. Ciclo en un reservorio de gas natural

La inyección de gas puede implicar la reinyección del gas natural producido. En este caso, a medida que cae la presión en un campo de gas natural, el condensado se separa del gas seco en el yacimiento. Los líquidos condensados bloquean los poros dentro del reservorio, haciendo prácticamente imposible la extracción. (RIGZONE, s.f)

El ciclo se utiliza para evitar que el condensado se separe del gas natural en el reservorio. En este proceso, los líquidos del gas natural (condensado) se extraen del gas en la superficie después de que se haya producido en el yacimiento, y luego el gas seco se reinyecta en el yacimiento a través de pozos de inyección. (RIGZONE, s.f)

2.7.3. RECUPERACIÓN TERCIARIA O MEJORADA.

Las técnicas de recuperación terciarias se emplean en campos de petróleo y gas no convencionales, estas ayudan a los operadores recuperar hasta el 75% del petróleo inicialmente in situ.

EOR es un proceso de estimulación artificial de un yacimiento para recuperar más petróleo después de que las técnicas de recuperación secundaria se hayan vuelto incapaces de sostener los volúmenes de producción deseados. EOR se emplea cuando el petróleo que queda en el yacimiento queda atrapado en secciones de difícil acceso (baja permeabilidad) con un contacto deficiente entre el agua y el petróleo o líneas de fallas irregulares.

Los principales procesos y operaciones de recuperación mejorada de petróleo incluyen la inyección de productos químicos, la inyección de vapor y la inyección de gas. (Yerbes, 2022)

Entre los métodos cuyo propósito es mejorar la eficiencia de desplazamiento mediante una reducción de las fuerzas capilares, se pueden citar la utilización de solventes miscibles el crudo y la obtención de baja tensión interfacial con soluciones de surfactante o soluciones alcalinas. Para mejorar la eficiencia de barrido se puede reducir la viscosidad del crudo mediante calentamiento, aumentar la viscosidad del agua con polímeros hidrosolubles, o taponar los caminos preferenciales por ejemplo espumas.

Los métodos propuestos para la recuperación mejorada involucran uno o varios de estos aspectos. En lo que se refiere a la utilización de surfactantes, se destacan los siguientes:

- Drenaje miscible con micro emulsiones.
- Drenaje inmisible con soluciones de surfactantes y polímeros (en ocasiones álcali).
- Inyección de vapor con surfactante-espumas.

2.7.4. MÉTODOS TÉRMICOS.

I. INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR.

Método de recobro térmico en yacimientos de crudo pesado y bitumen, proceso que se desarrolla por ciclos, un ciclo de inyección de vapor está compuesto por tres etapas:

- Una de inyección.
- Una de remojo.
- Una de producción.

Durante la etapa de inyección se suministra calor en forma de vapor húmedo a la formación productora por varios días o semanas según los requerimientos estimados por el ingeniero de yacimientos. Dicho tiempo dependerá de la cantidad de vapor a inyectar y de la capacidad de los equipos destinados al proyecto. Se recomienda que la tasa de inyección de vapor se a lo más alta posible, con el propósito de reducir las pérdidas de calor a lo largo del sistema de conducción de calor en superficie y del pozo.

Una vez inyectado el volumen de vapor deseado en el yacimiento, se inicia el periodo de remojo, el objetivo es cerrar el pozo para que la energía contenida en el vapor, sea transferida hacia la formación y sus fluidos; permitiendo una distribución más uniforme del calor inyectado, la transferencia de calor genera un aumento en la temperatura promedio de la zona disminuyendo así la viscosidad del crudo en las cercanías de los pozos estimulados, lo cual facilita el flujo de aceite dentro de la formación. La duración del cierre del pozo depende de la cantidad de vapor inyectado.

Después del periodo de remojo el pozo es abierto a producción y empieza a producir una gran cantidad de agua a alta temperatura, como consecuencia de la condensación del vapor inyectado cerca de la cara del pozo. La tasa de producción de agua disminuye con el tiempo, originándose un aumento tanto en la tasa de producción de aceite como en su permeabilidad relativa cerca de la cara del pozo estimulado. Por lo tanto, la respuesta del pozo a la estimulación, dependerá principalmente de la viscosidad del petróleo y de otros parámetros como la permeabilidad, el radio calentado. La presión inicial del yacimiento y el daño removido con el calor. (Deisy Gonzalez Roa, 2007)

II. INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR.

Es un proceso de recobro térmico, consiste en inyectar vapor de agua por un pozo inyector para producir aceite por un pozo productor que se encuentra a determinada distancia. Resultando en la formación de una zona de interés vapor que avanza por la parte superior del yacimiento, desplazando el aceite hacia el pozo productor y reduciendo su viscosidad. Obteniendo factores de recobro 40% – 50%.

Al implementar este proceso se debe tomar en cuenta las propiedades de roca y fluidos del yacimiento, parámetros operacionales, la heterogeneidad incluyen intercalaciones de arcilla, pobre continuidad lateral del yacimiento, variación direccional de la permeabilidad y porosidad. (J.M. Pinilla, A. R. Gonzáles, S.F. Muñoz, E.M. Trigos, & D. Mercado, 2009)

III. COMBUSTIÓN IN SITU

La combustión in situ implica la inyección de aire al yacimiento, el cual mediante ignición espontánea o inducida, origina un frente de combustión que propaga calor dentro del mismo. La energía térmica generada por este método da lugar a una serie de reacciones químicas tales como oxidación, desintegración catalítica, destilación y polimerización, que contribuyen simultáneamente con otros mecanismos tales como empuje por vapor y vaporización, a mover el petróleo desde la zona de combustión hacia los pozos de producción.

Estos métodos son utilizados en la actualidad, y la mayor experticia reside en los campos de California y Venezuela en lo que se refiere a los dos primeros métodos. El tercero ha sido probado, pero es difícil de controlarlo y no se utiliza comercialmente. Consiste en inyectar energía y agua en el yacimiento, con el fin de reducir notablemente la viscosidad del crudo. Son métodos casi imprescindibles para crudos pesados y extrapesados. (SALAGER, 2005)

2.7.5. MÉTODO QUÍMICO.

Una vez que la recuperación primaria de petróleo ya no es factible, se implementa la recuperación secundaria de petróleo para extraer el crudo adicional del yacimiento mediante técnicas de mantenimiento de presión como inyección de agua e inyección de gas. En la inyección de agua, se inyecta agua en un depósito utilizando varios pozos de inyección para mantener la presión. El petróleo desplazado se recolecta y produce mediante varios pozos de producción. Sin embargo, la inyección de agua no extrae todo el petróleo del yacimiento por dos razones principales. En primer lugar, debido a la heterogeneidad de los yacimientos, el agua puede fluir en vías altamente permeables que existen entre los pozos de inyección y los pozos de producción. Esto deja varias regiones del embalse sin ser barridas por la inundación. En segundo lugar, los ganglios petrolíferos rodeados de agua quedan atrapados dentro de los pequeños intersticios de la matriz rocosa debido a la tensión superficial petróleo-agua que impide que el petróleo fluya.

En las fases primaria y secundaria quedan cantidades significativas de petróleo crudo sin recuperar. Por este motivo, se ha introducido una fase de recuperación terciaria, también conocida como EOR, para impulsar la recuperación de los yacimientos de petróleo. EOR implica una variedad de operaciones como inundación química, inyección de gas, recuperación microbiana y recuperación térmica. La EOR química se emplea una amplia variedad de agentes químicos, incluidos surfactantes, agua modificada iónicamente, álcalis, polímeros y nanopartículas. Los surfactantes se usan ampliamente en la industria petrolera porque tienen la capacidad de afectar la interfaz agua /petróleo y las propiedades de la superficie de la roca.

I. INYECCIÓN DE POLÍMEROS.

La inundación con polímeros se ha utilizado durante más de 40 años para recuperar eficazmente el petróleo restante del yacimiento, hasta el 30% del petróleo original existente. Debido a la disminución de la producción de agua y al aumento de la producción de petróleo, el costo total de utilizar la técnica de inundación con polímeros

es menor que el de la inundación con agua. La eficiencia de la inyección de polímero oscila entre 0,7 y 1,75 libras de polímero por barril de producción incremental de petróleo. Los polímeros agregados al agua aumentan su viscosidad y reducen la permeabilidad del agua debido al atrapamiento mecánico, disminuyendo así su movilidad.

El proceso generalmente comienza con el bombeo de agua que contiene surfactantes para reducir la tensión interfacial entre las fases de petróleo y agua y alterar la humectabilidad de la roca del yacimiento para mejorar la recuperación de petróleo, luego el polímero se mezcla con agua y se inyecta continuamente durante un periodo prolongado (puede llevar varios años). Cuando se ha inyectado aproximadamente del 30% al 50% del volumen de poros del yacimiento en el área del proyecto, se detiene la adición de polímero y el agua de impulsión se bombea al pozo de inyección para impulsar el bloque de polímero y el banco de petróleo frente a él hacia el pozo de producción.

Los agentes de control de movilidad ideales tendrán una alta rentabilidad, permitirán una alta inyectividad, serán resistentes a la degradación mecánica, será eficaz cuando se mezcle con salmueras de yacimiento, tendrá propiedades de baja retención en roca porosa, será eficaz en presencia de petróleo y gas y no será sensible a la acidez (pH), o diversos productos químicos presentes en el yacimiento petrolífero. (Zerkalov, 2015)

Tipos de Polímeros.

- **Polímeros sintéticos.**

Los polímeros sintéticos se clasifican usualmente en poliacrilamida hidrolizada (HPAM), poliacrilamida (PAM) y poliacrilamida de asociación hidrofóbica (HAPAM).

- PAM (poliacrilamida) con su alto peso molecular ($> 1,0 \times 10^6$ g/mol) fue el primer agente espesante utilizado para soluciones acuosas. PAM es estable hasta 90°C con salinidad normal y hasta 62°C con salinidad de agua de mar. Por lo tanto, esta algo restringido únicamente a operaciones en tierra. La alta salinidad puede reducir drásticamente las propiedades de viscosidad de este compuesto. (Zerkalov, 2015)

- La poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM) es uno de los polímeros más populares que se utilizan en la actualidad. HPAM se obtiene por hidrólisis parcial de PAM o por copolimerización de acrilato de sodio con acrilamida. Las ventajas de HPAM incluyen su tolerancia a altas fuerzas mecánicas presentes durante la inundación de un embalse, su bajo costo y su resistencia al ataque bacteriano. Este polímero se puede utilizar para temperaturas de hasta 99°C dependiendo de la dureza de la salmuera. La desventaja de HPAM radica en su alta sensibilidad a la salinidad salmuera, la dureza y la presencia de tensoactivos u otros químicos. esto lo hace muy ineficaz en depósitos que contienen sales. (Zerkalov, 2015)

- HAPAM, a pesar de su mayor eficiencia en numerosos experimentos de laboratorio, la implementación completa de HAPAM en el campo sigue siendo limitada. Esto puede deberse a que la funcionalidad del HAPAM sintetizado viene dictada por el tipo y naturaleza del comonomero utilizado en su síntesis. Más importante aún, se requiere una selección cuidadosa de los comonomeros porque su eficiencia depende del método de preparación y/o de los parámetros críticos del yacimiento, como la salinidad y la temperatura, lo que hace que el proceso general sea complejo. Bajo una mayor salinidad y concentración de iones divalentes, HAPAM exhibe un comportamiento reológico diferente que depende de la concentración del polímero, la estructura molecular de HAPAM y el tipo de hidrófobo. (National Center for Biotchnology Information, 2022)

- **Polímeros Naturales (Biopolímeros).**

Los polímeros naturales, también conocidos comúnmente como biopolímeros, son polímeros sintetizados a partir de las plantas naturales o bioproductos. Algunos ejemplos son la goma xantana, la goma guar, la goma welan, el escleroglucano, la celulosa, el esquizofilano, la lignina y el polisacárido de hongos. Las gomas son un grupo de polisacáridos que producen soluciones viscosas cuando se disuelven en agua en bajas concentraciones. (National Center for Biotchnology Information, 2022)

- La goma Xantana, un polisacárido, es producida por diferentes bacterias (una de las cuales *Xanthomonas campestris*) mediante la fermentación de glucosa o fructosa. La molécula generalmente tiene un peso molecular muy alto ($2 - 50 \times 10^6$ g/mol) y cadenas poliméricas muy rígidas. Esto hace que la goma xantana sea relativamente sensible a la alta salinidad y dureza. La goma xantana generalmente se produce como caldo en forma concentrada que se puede diluir fácilmente a concentraciones de trabajo sin necesidad de equipos de mezcla complejos. El xantano es térmicamente estable en el rango de 70°C a 90°C. Sin embargo, este compuesto es muy sensible a la degradación bacteriana cuando se inyecta en el campo que contiene regiones de baja temperatura en el yacimiento. Además, se ha informado que la xantano puede tener algunos restos celulares que provocan obstrucciones. (Zerkalov, 2015)
- Goma de guar, es un biopolímero hidrófilo derivado del endospermo de plantas leguminosas de *Cyamopsis psoraloides* y *Cyamopsis tetragonolobus*. La goma guar posee buenas propiedades de hidratación. Una baja concentración de goma guar produce una alta viscosidad a una baja velocidad de corte porque posee un gran volumen hidrodinámico y una interacción intermolecular. La viscosidad del polímero de goma guar aumenta en presencia de salinidad de la solución. Sin embargo, los cationes divalentes filtran eficazmente el polímero y hacen que precipite en altas concentraciones. La goma guar es insoluble a bajas temperaturas; por tanto, la viscosidad del polímero aumenta. Sin embargo, a altas temperaturas, la viscosidad del polímero disminuye. Finalmente, la goma guar presenta un alto riesgo de obstrucción porque no está completamente hidratada. (National Center for Biotchnology Information, 2022)
- Goma Welan, es un polisacárido aniónico no gelificante secretado por la fermentación del azúcar con bacterias de la especie *Alcaligenes* y formado por una unidad repetitiva de pentasacarido. En comparación con una solución de goma xantana del mismo peso molecular; la viscosidad de la goma welan es mayor a una solución acuosa. Los

grupos glicerilo de la goma welan dan como resultado la formación de una conformación de doble hélice que es responsable de la viscosidad a altas temperaturas. La goma Welan tiene una mejor tolerancia a la sal y a la temperatura que la goma xantana debido a su configuración. (National Center for Biotchnology Information, 2022)

Tabla 7: Ventajas y desventajas de los polímeros.

Polímero	Ventajas	Desventajas
HPAM	Optima solubilidad en agua. Tolera el corte mecánico.	Susceptible a la temperatura. Precipita en salmueras duras.
HAPAM	Optima capacidad espesante. Baja retención en medios porosos.	La propiedad del polímero depende del régimen de concentración.
Goma xantana	Buena resistencia térmica. Resistencia a la salinidad y la dureza.	Susceptible a la biodegradación. Alto riesgo de obstrucción.
Goma welan	Se observa estabilidad a largo plazo. Optima viscoelasticidad.	Susceptible a cationes inorgánicos presentes en salmueras en yacimientos.
Goma de guar	Es ecológico. Posee optimas propiedades de hidratación. Muestra compatibilidad con las sales.	Susceptible a la temperatura.

2.7.6. Criterios de selección de Polímeros.

Debido a sus diferentes propiedades, los polímeros tienden a funcionar mejor o peor en diferentes condiciones. Por tanto, antes de la aplicación, se deben tener en cuenta varios factores para seleccionar el polímero óptimo utilizado. Para determinar el mejor peso molecular del polímero, es necesario considerar la permeabilidad del yacimiento y la viscosidad del petróleo. También es importante considerar el punto de turbidez de la solución de polímero, que refleja la estabilidad térmica del polímero en salmuera con alto contenido de sal y altas temperaturas. La medición incorrecta de este parámetro puede resultar en precipitaciones durante la inyección o el flujo a través del yacimiento. Otro parámetro esencial es la retención del polímero, que abarca posibles mecanismos responsables de la reducción de la velocidad media de las moléculas de polímero durante su flujo a través de medios porosos. La retención se atribuye comúnmente a la adsorción de polímeros; sin embargo, algunos polímeros pueden quedar atrapados mecánicamente en un medio poroso o hidrodinámicamente atrapados en zonas estancadas. Por lo tanto, es importante conocer la composición de la roca y el nivel de adsorción del polímero para determinar la mejor anionicidad (grado de hidrólisis). (Zerkalov, 2015)

2.7.7. INYECCIÓN DE ALCALINOS.

La inundación alcalina (o acústica) es un método químico mediante el cual se puede aumentar la eficiencia de desplazamiento de petróleo y, en consecuencia, se puede producir más petróleo restante. Los beneficios de este proceso se basan en la relación entre el hidróxido de sodio (NaOH) con los ácidos orgánicos naturales del petróleo crudo que dan como resultado la producción de jabón en la interfaz petróleo-agua. Este tipo de surfactante producido in situ da como resultado la reducción de la tensión interfacial (IFT) entre el petróleo y el agua. La basicidad alcalina (pH) varía de 8 a 14, donde 14 se considera un agente alcalino muy fuerte. No es necesario que el uso de álcalis fuertes pueda proporcionar una recuperación incremental de petróleo porque los álcalis fuertes tienen mayores posibilidades de pérdida de capacidad de producción y problemas de incrustación. El proceso alcalino depende en gran medida del contenido mineral de la roca del yacimiento y de las características del petróleo crudo y del fluido de inyección. Los yacimientos de petróleo cuyo índice de acidez total (TAN, una medida

del número de grupos de ácido carboxílico en un compuesto químico) es alto pueden ser candidatos potenciales para la inundación alcalina, que también puede formar jabones in situ que reaccionan con las partes ácidas del petróleo. Para que el proceso alcalino sea efectivo, el yacimiento de petróleo debe mantener una relación de movilidad (MR: relación entre la movilidad de la fase de desplazamiento y la movilidad de la fase desplazada) menor o igual a uno ($MR \leq 1$).

Dado que los agentes alcalinos son económicos, la inundación alcalina es un método muy rentable en comparación con otros métodos químicos. El uso de agentes alcalinos junto con polímeros y/o surfactantes podría reducir la cantidad de surfactante o cosurfactante de alto costo requerido en los procesos de inundación micelar. Actualmente, las empresas operadoras aprovechan el efecto combinado de la mezcla alcalina y surfactante. (Abdelaziz L. Khlaifat, 2022)

I. Mecanismos para el desplazamiento del petróleo por inyección Alcalina.

Con base en la emulsificación del petróleo y la inversión de humectabilidad, generalmente se sugieren los siguientes mecanismos para el desplazamiento del crudo por inundación alcalina.

- Emulsificación y arrastre.
- Inversión de la mojabilidad de mojado por petróleo a mojado por agua.
- Inversión de la mojabilidad de mojado por agua a mojado por petróleo.
- Emulsificación y atrapamiento.
- Reducción de la tensión interfacial aceite-agua.

Independientemente del tipo de mecanismo, el proceso de inundación alcalina comienza con un preflush (preinyección) de agua ablandada (agua con muy bajo contenido de minerales como magnesio y calcio) seguido de la inyección de un tapón de solución alcalina (NaOH). Generalmente, el volumen de la pastilla alcalina varía del 10% al 30% del volumen de poros disponible del yacimiento. La pastilla alcalina se introduce en el depósito mediante inyección de agua a base de polímero alcalino. Se agrega polímero al agua para disminuir su movilidad aumentando su viscosidad. (Abdelaziz L. Khlaifat, 2022)

II. Parámetros a considerar para la inyección alcalina.

Hay que tomar en cuenta los siguientes parámetros para la inundación alcalina:

- **Litología.**

Esta técnica química-EOR rara vez debe realizarse en forma de carbonatos. Esto se debe a que en las formaciones carbonatadas está presente anhidrita, que provoca una alta precipitación y un alto consumo de alcalinos. Para que se pueda realizar esta inundación el contenido de arcilla debe ser mínimo. Un alto contenido de arcilla conduce a un alto consumo de alcalinos. (Petrowiki, 2021)

- **Composición y viscosidad del petróleo.**

Para la inundación alcalina, un índice de acidez alto es más adecuado ya que un álcali producirá tensoactivos in situ cuando entre en contacto con el petróleo crudo. También se recomienda que esta inundación se realice en yacimientos con una viscosidad de petróleo inferior a 150 cp. La gravedad del petróleo es menos crítica que la viscosidad y el índice de acidez. (Petrowiki, 2021)

- **Saturación de petróleo.**

La saturación de petróleo antes de la inundación debe ser alta porque un proceso de inundación caustica depende de la reacción entre el petróleo crudo y el álcali. La saturación de petróleo debe ser al menos de 0,35. Además, se deberían perforar pozos de inyección alcalina en la zona petrolera. (Petrowiki, 2021)

- **Salinidad del agua de formación.**

Los componentes de dureza deben estar en un nivel bajo ya que su reacción con los álcalis provocara precipitación. Para que la salinidad este dentro de los niveles salinidad requeridos de los tensoactivos, la sal disuelta total (TDS) debe ser baja. Las concentraciones máximas recomendadas de TDS y cationes multivalentes son 50.000 ppm y 100 ppm, respectivamente. (Petrowiki, 2021)

- **Temperatura del reservorio.**

La temperatura del reservorio no debe ser un obstáculo para las inundaciones. La profundidad de la formación tampoco es crítica. (Petrowiki, 2021)

- **Permeabilidad de la formación.**

La permeabilidad de la formación es recomendable que sea de 10 md o más.

III. Limitaciones de la inyección Alcalina.

No se recomienda implementar inundaciones alcalinas en un yacimiento de carbonato debido a la alta concentración de calcio. Cuando una sustancia química alcalina se mezcla con iones de calcio, se produce la precipitación de hidróxido. Esta precipitación puede causar daños a la formación. La inyección alcalina generalmente se recomienda para petróleos crudos de alta viscosidad debido a su alto contenido de ácidos orgánicos. (Petrowiki, 2021)

2.7.8. INYECCIÓN DE SURFACTANTES.

El uso de surfactantes parece un enfoque químico EOR particularmente prometedor para resolver algunas de las necesidades más comunes de la industria petrolera, tales como: (1) reducir la mezcla de las capas de petróleo y agua de recuperación de petróleo de los pozos, mediante la estabilización de la estabilización de agua-petróleo; (2) aumentar la fluidez del petróleo durante el transporte por ductos, mediante emulsificación; (3) facilitar la liberación del petróleo atrapado en los poros y/o adherido a las superficies de los pozos. De hecho, cuando se inyecta una formulación acuosa de surfactante en un yacimiento de petróleo maduro y entra en contacto con las pequeñas gotas de petróleo atrapadas en los poros de la roca del yacimiento, se

reduce la tensión interfacial y se moviliza el petróleo atrapado aumentando el número de capilares. Entre todos los surfactantes disponibles, los derivados aniónicos, por ejemplo, sulfatos y sulfonatos, se han utilizados ampliamente para fines EOR en particular de matrices de roca arenisca. Los anfífilos catiónicos rara vez se han utilizado, pero podrían ser útiles para la extracción de petróleo de rocas carbonatadas con carga positiva. Los surfactantes no iónicos demostraron ser más tolerantes a alta salinidad que los aniónicos, pero se usan como co-surfactantes debido a su menor capacidad para reducir la actividad interfacial. (Marijana Blesic, 2017)

Un proceso típico de inyección de surfactante se compone de diferentes etapas de fluido o protuberancias, el primer fluido inyectado en la formación consiste en un prelavado de agua dulce, cuyo objetivo es ajustar o reducir la salinidad de la formación, para evitar que la alta salinidad presente en la mayoría de los campos petroleros, favorezca la precipitación o la adsorción del surfactante a inyectar; luego, se desplaza una formulación surfactante para transportar los surfactantes capaces de posicionarse entre las fases petróleo-agua y reducir la tensión interfacial, favoreciendo su movimiento hacia la superficie. Posteriormente, se recomienda inyectar una pequeña cantidad de una solución de polímero de alta viscosidad, destinada a aumentar la viscosidad de la solución acuosa y mejorar la eficiencia de barrido en la formación. Finalmente, se inyecta agua para desplazar los fluidos previamente inyectados. (Paternina, 2022)

2.7.9. Tipos de surfactantes.

Los surfactantes suelen ser compuestos orgánicos que constan de dos partes distintivas: una cabeza hidrófila y una cola hidrófoba. Existen cuatro clasificaciones de surfactantes según la carga existente en la cabeza hidrófila. (Massarweh, 2020)

- **Surfactantes aniónicos.**

Tienen un extremo de la molécula cargado negativamente que le da la parte hidrófila de la molécula. Estas partes de las moléculas cargadas negativamente suelen ser sulfonatos, sulfatos o carboxilatos que

suelen ser neutralizados por cationes metálicos cargados positivamente. (Technotes, 2019)

Actualmente son muy comunes, especialmente en ambientes de alta temperatura, debido a su estabilidad química y solubilidad suficiente. Sin embargo, el surfactante experimenta una fuerte adsorción sobre carbonato cargado positivamente a pH bajo. Los surfactantes aniónicos son conocidos por su gran importancia y son el tipo de surfactante más utilizado. La cabeza del surfactante aniónico adquiere una carga negativa en presencia de una solución acuosa. Algunos ejemplos de los surfactantes aniónicos se encuentran sulfonatos, sulfatos, fosfatos y carboxilatos. (Isaac, 2022)

- **Surfactantes catiónicos.**

Poseen carga positiva en la cabeza especialmente cuando entran en contacto con el agua. Debido a su grupo principal cargado positivamente, este grupo surfactante es importante en aplicaciones EOR. Presenta baja adsorción en superficies cargadas positivamente, como algunas formaciones de carbonato. (Isaac, 2022)

- **Surfactantes no iónicos.**

Son surfactantes que no tienen iones. Obtienen su polaridad de tener una molécula rica en oxígeno en un extremo y una molécula orgánica grande en el otro extremo. (Technotes, 2019)

Este tipo de surfactante es prometedor para aplicaciones EOR, son relativamente económicos, altamente tolerantes, biodegradables a iones divalentes y no existen interacciones electroestáticas dentro de la superficie de la roca. Los surfactantes no iónicos se emplean principalmente como co-surfactante para mejorar la compatibilidad de los surfactantes iónicos. Los surfactantes no iónicos se disuelven en agua mediante enlaces de hidrogeno y, por tanto, son menos estables a altas temperaturas. (Isaac, 2022)

- **Surfactantes anfóteros.**

Los surfactantes anfóteros o zwitteriónicos contienen grupos aniónicos y catiónicos, con varias ventajas en comparación con otros

tipos de surfactantes, como una mejor solubilidad en agua, baja toxicidad, biodegradabilidad, mejor estabilidad de la espuma, tolerancia a la sal y estabilidad de la temperatura. En un amplio rango de pH, los surfactantes zwitteriónicos son solubles y la mayoría de las veces son insensibles a la salinidad y el surfactante puede producir una espuma estable y viscosa en un amplio rango de pH. En agua, la solubilidad de estos surfactantes aumenta a alta temperatura a medida que se gana en entropía al romper los dipolos del grupo principal, haciéndolo más predominante. (Isaac, 2022)

2.7.10. Composición de un Surfactante.

Los surfactantes son moléculas anfifílicas, que tiene una parte hidrofóbica (no polar) conocida como “cola” y otra hidrofílica (polar) llamada “cabeza” como se puede observar en la figura 19. La cola está formada por grupos no polares (hidrocarburos y/o fluorocarbonos) y la cabeza, está compuesta por iones y/o compuestos polares como sulfatos, sulfonatos, carboxilatos, fosfatos o amonio cuaternario. Los surfactantes debido a su naturaleza de doble afinidad, tanto por el hidrocarburo como por la fase acuosa, pueden usarse para mejorar los procesos de recuperación al reducir la energía libre de interfaz agua-petróleo en los yacimientos; lo que resulta en una mejora de la eficiencia del desplazamiento microscópico. (Paternina, 2022)

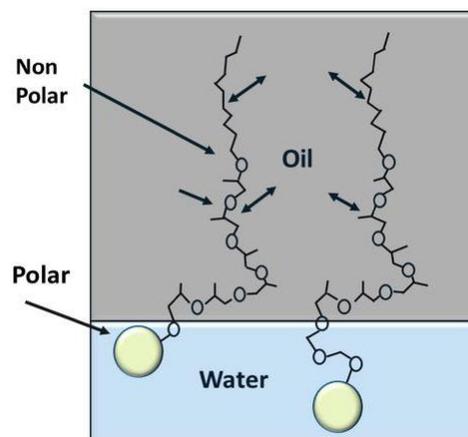


Figura 18: Estructura molecular de un surfactante. (Ortiz, s.f.)

Los surfactantes afectan los procesos de recuperación de petróleo a través de cuatro mecanismos principales: reducción de tensión interfacial, alteración de humectabilidad, generación de espuma y emulsificación.

- **Reducción de la tensión interfacial.**

La tensión interfacial entre los hidrocarburos y las moléculas de agua provoca un aumento en la fuerza capilar que juega un papel esencial en el atrapamiento de hidrocarburos dentro de los medios porosos. Por lo tanto, la inyección de surfactante se utiliza como una opción para reducir la tensión interfacial. Algunos tipos de tensoactivos se pueden utilizar en concentraciones bajas (~0,05 – 0,2%) para lograr una tensión interfacial baja del orden de 10^{-2} dinas /cm o menos. En ausencia de petróleo, la presencia de un surfactante en el agua reduce la tensión superficial porque las moléculas del surfactante reemplazan parte de las moléculas de surfactante reemplazan parte de las moléculas de agua en la superficie del agua. Posteriormente, se reduce la fuerza de contracción responsable de la tensión superficial.

Por otro lado, en los sistemas agua-petróleo-surfactante, las moléculas de surfactante reemplazan algunas moléculas de petróleo y agua en la interfaz original petróleo-agua en un proceso llamado adsorción de surfactante. Esta nueva disposición de moléculas implica una interacción entre los componentes hidrofóbicos del surfactante y el petróleo en un lado de la interfaz, y entre los componentes hidrofílicos del surfactante y el agua en el otro lado. (Osama Massarweh, 2020)

- **Alteración de la humectabilidad.**

En presencia de dos líquidos, el que tiene la adhesión más fuerte a la superficie se denomina fase humectante. Las areniscas y los carbonatos tienen diferentes características de humectabilidad. Generalmente, las areniscas exhiben propiedades de humedad intermedia a húmedas por agua. Por otro lado, los carbonatos frecuentemente exhiben propiedades de humectación intermedia a humectación por petróleo.

La alteración de la mojabilidad en carbonatos por inyección de surfactante se explica según dos mecanismos principales. El primer

mecanismo se llama *mecanismo de recubrimiento* y está relacionado con los tensoactivos aniónicos. En este mecanismo, las moléculas de tensoactivos aniónicos crean una monocapa en la superficie de la roca carbonatada donde las colas de tensoactivos hidrofóbicos interactúan con el petróleo adsorbido. Esta disposición implica que la superficie de la roca originalmente mojada por petróleo está cubierta con grupos de cabeza hidrófilas del tensoactivos. Estos grupos modifican la mojabilidad de la roca a condiciones más mojadas por agua. El segundo mecanismo se llama *mecanismo de limpieza* y está relacionado con los tensoactivos catiónicos. Este mecanismo se basa en la formación de pares de iones entre las cabezas catiónicas del surfactante y las porciones ácidas del petróleo crudo adsorbidas en la superficie de la roca carbonatada. Los pares de iones formados pueden arrancar la capa de petróleo adsorbida de la superficie de la roca, lo que expone la superficie originalmente mojada por agua. Generalmente, los tensoactivos catiónicos exhiben un mejor desempeño en la alteración de la humectabilidad en carbonatos en comparación con los tensoactivos aniónicos. Esto se debe a que las interacciones de los pares iónicos son más fuertes que las interacciones hidrofóbicas. En areniscas con propiedades mojables por petróleo, la alteración de la mojabilidad hacia condiciones mojadas por agua también ocurre debido a interacciones de pares iónicos o interacciones hidrofóbicas dependiendo del tipo de surfactante inyectado.

- **Generación de espuma.**

La espuma es una dispersión formada por dos fluidos: un gas y una solución surfactante acuosa. El gas queda atrapado en la dispersión en forma de burbujas separadas por finas películas de líquido conocidas como laminillas. Se pueden utilizar varios gases en el proceso de generación de espuma, incluidos aire, nitrógeno, dióxido de carbono, gas natural y otros. Por lo general, a la inyección de gas en medios porosos subterráneos se ve desafiada por problemas como las heterogeneidades de la formación y la baja densidad/viscosidad del gas en comparación con los fluidos in situ. Por lo tanto, se ha introducido la espuma en las aplicaciones EOR, ya que proporciona varias ventajas. En primer lugar, la espuma puede aliviar el problema

de la viscosidad y reducir la movilidad del gas. En segundo lugar, la espuma tiene la capacidad de bloquear algunas capas del depósito, especialmente aquellas con alta permeabilidad, a favor de inyectar fluidos en capas menos permeables. En tercer lugar, la espuma puede aumentar el gradiente de presión lateral, lo que reduce relativamente el efecto de la gravedad y, por tanto, reduce el fenómeno de la segregación por gravedad. Como resultado, estas ventajas aumentan la fracción de volumen del yacimiento que es barrido por los fluidos inyectados. La inyección de espuma se utiliza como método de control de la movilidad en circunstancias en las que la inyección de polímero, la inyección de gas o la inyección de agua y gas alternativo (WAG) no son factibles. Esto ocurre principalmente en formaciones con características desfavorables, como alta heterogeneidad o alta salinidad y temperatura que afectan la estabilidad del polímero. (Osama Massarweh, 2020)

- **Emulsificación.**

La emulsificación es uno de los mecanismos que pueden aumentar la recuperación de petróleo en la fase terciaria. Las emulsiones se forman principalmente durante la inundación alcalina y/o de surfactante en condiciones de IFT baja/ultrabaja y bajo cizallamiento resultante de flujo de fluido en los poros de la roca. La emulsificación generalmente mejora la recuperación de petróleo a través de dos mecanismos principales: (1) emulsificación y arrastre; y (2) emulsificación y atrapamiento. En el caso de emulsificación y arrastre, la IFT se reduce significativamente permitiendo que las gotas de petróleo de crudo se emulsionen en la fase acuosa. Luego, las gotas son transportadas junto con la fase acuosa. Esto significa que gradualmente se van formando grandes cantidades de aceite en forma de partículas finas. Por lo general, el mecanismo de emulsificación-arrastre ocurre cuando las gotas de emulsión formadas tienen tamaños iguales o menores que los tamaños de los poros. Por otro lado, el mecanismo de atrapamiento de la emulsificación implica la formación de gotas de emulsión que tapan los poros y los canales de agua. Como resultado, la relación de

movilidad agua-petróleo reduce y la solución surfactante se desvía a áreas barridas hacia arriba, lo que mejora la eficiencia de barrido vertical y de área. Este efecto es importante, particularmente en la producción de petróleos viscosos donde la eficiencia de barrido de la inyección de agua es pobre. Es de destacar que el atrapamiento en este mecanismo ocurre porque el IFT no es lo suficientemente bajo como para reducir el tamaño promedio de las gotas de emulsión por debajo del de los poros en la roca yacimiento. (Osama Massarweh, 2020)

2.7.11. Parámetros de adsorción de Surfactantes.

La adsorción de surfactante en las rocas provenientes de yacimientos petrolíferos es un fenómeno en el que influyen una gran cantidad de parámetros, sin embargo, existen algunos que producen una mejor sinergia del químico con la superficie de la roca, entre los que se encuentran:

- **Concentración del Surfactante.**

Se ha demostrado que, al aumentar la concentración de surfactante en la solución acuosa en contacto con un sustrato, aumenta la cantidad de surfactante adsorbido en dicha superficie, ya que hay una mayor disponibilidad del químico para ubicarse en dichos espacios. De ahí la importancia de determinar la concentración de surfactante a inyectar en un yacimiento en el proceso EOR, normalmente a valores cercanos a la CMC (alrededor de 2000ppm).

- **Temperatura.**

El aumento de temperatura conduce a una ligera disminución en la cantidad de surfactante adsorbido, debido a un aumento sustancial de la energía cinética de traslación y de la entropía del sistema, lo que reduce las fuerzas de atracción entre el surfactante y la roca yacimiento, evitando la formación de una capa organizada de monómeros tensoactivos en la interfaz sólido-líquido.

- **Potencial de hidrógeno, pH.**

El pH del medio acuoso influye esencialmente en la adsorción, debido a que las superficies de las rocas están cargadas positiva o negativamente, dependiendo del grado de disociación de los grupos funcionales en su superficie, por lo tanto, un cambio en el pH altera la carga superficial de los minerales. Por tanto, la cantidad de surfactante adsorbido en un sólido se puede alterar cambiando el pH del medio. Por lo tanto, en general, en el caso de los surfactantes aniónicos (con carga negativa), la adsorción disminuye a pH bajo y para los surfactantes catiónicos (carga positiva) aumenta el pH.

- **Salinidad.**

La presencia de sales en el yacimiento afecta la solubilidad y la formación de agregados más complejos formados por las moléculas de surfactante debido a las interacciones electrostáticas de “salación”, donde las sales actúan como facilitadores de formación de agregados. Además, cuando se produce una compresión de la llamada doble capa eléctrica, se modifica la densidad de adsorción de los surfactantes iónicos en la interfaz y se cambia la estructura y morfología de las capas de agregados micelares. Por otro lado, la presencia de electrolitos disminuye la CMC (Concentración Micelar Crítica) ya que produce la disminución de las fuerzas de repulsión entre las moléculas del surfactante.

- **Mineralogía.**

Es de gran importancia identificar los minerales que componen el sustrato sólido o medio poroso, los cuales serán contactados por los surfactantes inyectados ya que dependiendo de qué componentes formen la superficie de la roca, existen ciertos mecanismos de adsorción y darán una pauta para así seleccionar el tipo de surfactantes que se deben implementar en un proceso de recuperación mejorada para reducir la adsorción química en la roca. Normalmente, se seleccionan surfactantes con la misma carga que el sustrato de interés para reducir la magnitud de la adsorción.

Entre los minerales más comunes en yacimientos de petróleo y gas son las areniscas de cuarzo y los minerales arcillosos como la caolinita.

2.7.12. Criterios de selección de Surfactantes.

Los estudios de detección de surfactantes tienen como objetivo identificar formulaciones de surfactantes eficientes que sean estables en condiciones normales y duras del yacimiento. Además, estos estudios pueden predecir problemas técnicos y proporcionar soluciones a estos problemas antes de que se encuentren durante la aplicación de campo. Para ser un buen candidato para EOR químico, un surfactante debe exhibir las siguientes condiciones:

- Tolerancia a la salinidad/dureza del yacimiento.
- Estabilidad térmica a la temperatura del yacimiento.
Capacidad de reducir el IFT a $\sim 0,01 - 0,001$ dinas /cm en condiciones de yacimiento.
- Efectividad en condiciones bajas (0,1-0,3%)
- Baja adsorción sobre la roca yacimiento (< 1 mg/g de roca.)
Compatibilidad con otros aditivos (álcalis, polímeros, NP, etc.) que se incorporaran en el EOR.
- Disponibilidad comercial a un costo razonable. (Osama Massarweh, 2020)

2.7.13. Factores que afectan la adsorción de Surfactantes.

Hay varios factores que afectan la adsorción de surfactantes en la roca de yacimiento. Ejemplos de estos factores que incluyen el tipo de surfactante, la carga superficial de la roca, la salinidad, el pH y la temperatura. Por lo tanto, se necesita un estudio extenso antes de seleccionar un surfactante para un yacimiento de petróleo en particular. Los estudios resumidos consideraron el tipo de tensoactivos, como catiónicos y aniónicos, además del tipo de superficie mineral que incluye carbonato, arenisca, esquistos, arcilla, caolinita, etc. (Osama Massarweh, 2020)

CAPÍTULO III

3. METODOLOGÍA

3.1. ESTUDIOS IMPLEMENTADOS.

- *Investigación explicativa.* Con este método usamos la recopilación de datos bibliográficos y casos ya estudiados. Buscamos información sobre los pozos de petróleo del campo a estudiar, su ubicación geográfica, su geología y datos estructurales del yacimiento para poder ingresar en el simulador que usaremos.
- *Investigación descriptiva.* Vamos a realizar un informe detallado sobre la inyección de surfactantes en los pozos del campo Sacha, para la arena “u” inferior, su criterio de selección para la inyección de surfactantes, describiendo también las características de las arenas, su ubicación y propiedades, para tener una visión clara de los resultados obtenidos de las pruebas realizadas en este.

3.1.1. Muestra y población.

- La muestra presenta un grupo de pozos en el cual vamos a implementar la inyección de surfactantes. Estos pozos se encuentran en el campo Sacha.
- La población está comprendida en el bloque 60, el campo Sacha, en la cual se encuentran los pozos que requerimos para nuestra investigación.

3.2. SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS DE PETRÓLEO.

La simulación de yacimiento permite a las empresas probar diferentes procesos de recuperación antes de embarcarse en costosos trabajos de campo. Esto puede ayudar a maximizar la producción e impactar directamente en el resultado final. La simulación de yacimientos proporciona varios beneficios inmediatos y a largo plazo:

- Es más económico investigar múltiples escenarios, pronosticar la producción y optimizar los esquemas de desarrollo de pozos antes de implementar un costoso plan de perforación.
- Los ingenieros pueden recuperar más hidrocarburos y al mismo tiempo reducir los costos de producción.
- Utilizando una estrategia de desarrollo de campo bien definida y optimizada, los ingenieros pueden minimizar los riesgos económicos y de campo.
- Los ingenieros pueden predecir con precisión la recuperación final de cualquier tipo de yacimiento, incluidos los yacimientos de petróleo/gas no convencionales o compactos. (Close, 2019)

3.3. Modelamiento de reservorio Arenisca U inferior del campo Sacha.

La arenisca “U” Inferior está constituida por una arenisca cuarzosa, marrón, café claro, friable, grano fino a muy fino, ocasionalmente grano medio, regular selección, cemento silícico, presenta saturación de hidrocarburos, fluorescencia amarillo-blanquecino, corte lento, residuo café claro. Este yacimiento tiene un espesor neto promedio de 30 pies, porosidad promedio de 14%, saturación de agua del 20% y una salinidad promedio de 30000-35000 ppm de NaCl y un °API de 24.64 (Ponce & Javier, 2013) .

Para el modelamiento se requiere diferente información que puede ser ingresada directamente en las ventanas del simulador. Sin embargo, existe información que puede ser importada como es el caso de los archivos de mapas “*map files*”. Por ello, el primer paso es la creación de dichos mapas para posteriormente importarlo. No obstante, se puede crear los mapas más adelante cuando se desee ya importarlos, pero

se recomienda tener toda la información de ingreso, lista y procesada, al igual que los archivos de historial de producción e inyección, según sea el caso del modelo.

3.4. Generación/obtención de data a importar o ingresar en el modelado.

3.4.1. Mapa de tope y espesor (isópacos).

Entre los archivos que se requiere importar o crear se tienen los mapas tanto de tope como de espesor de arena, este último también llamado “mapa isópaco”. Entonces, guiados bajo las sugerencias o recomendaciones de (Computer Modelling Group Ltd., 2006) y (Computer Modelling Group Ltd., 2012) donde indican que para generar archivos de mapas (map files) se puede usar el Software “Didger 3” (entre otras opciones). Se procede a utilizar dicho software debido a la facilidad de uso, interfaz amigable y familiaridad ya que ha sido utilizado en diversas tesis de simulación realizadas por diversos autores de la UPSE, tales como: (Charcopa & Aguilar, 2021) y (Peña & Piloza, 2022).

Para la digitalización se requiere del mapa en archivo tipo imagen “.JPG”, para ellos se captura los mapas mostrados en la tesis “Modelo petrofísico del miembro U - Formación Napo en la zona sur del campo Sacha de la Cuenca Oriente del Ecuador” por (Calderón, 2016). Posteriormente, la digitalización de los mapas se desarrolla tal como se ven en la figura 19 y figura 20.

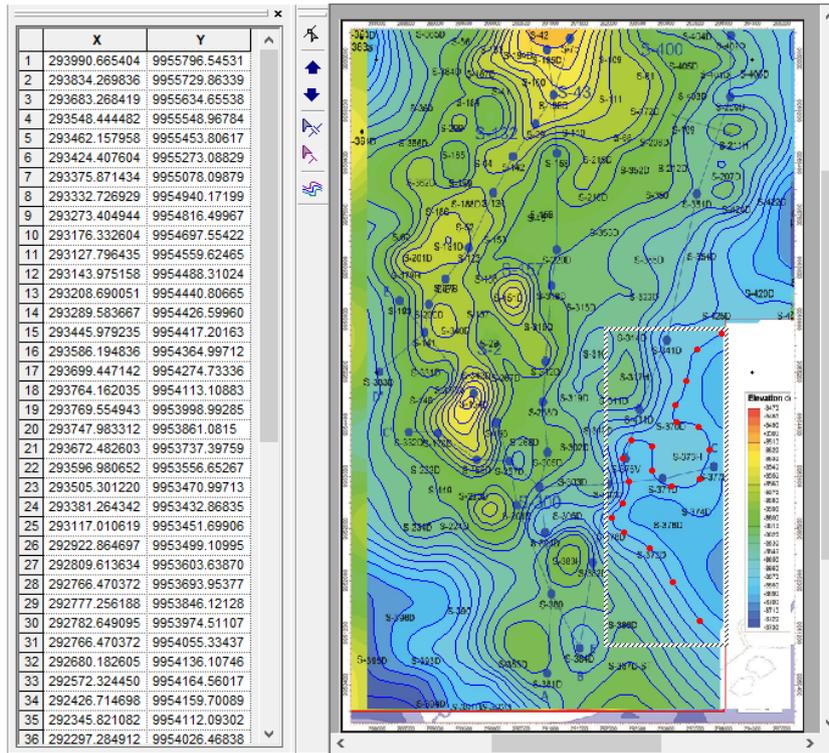


Figura 19: Digitación de Tope de arena "U" inferior.

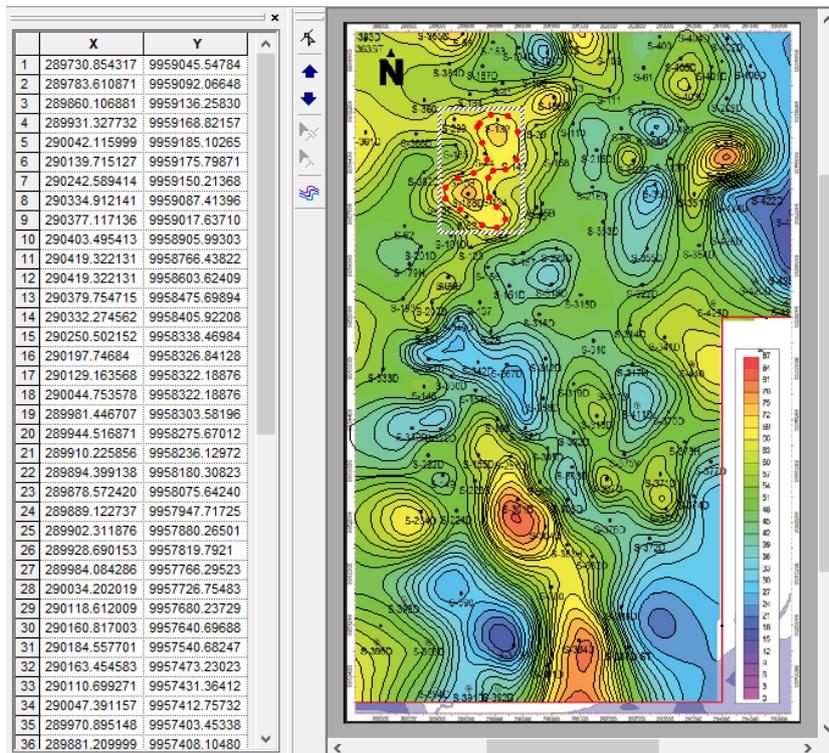


Figura 20: Digitación Espesor de arena "U" inferior.

Como se puede evidenciar en la figura 20 y figura 21, el software permite ver las coordenadas de las líneas o polígonos, lo cual puede ser exportado en diversos formatos:

- .dxf (AutoCAD DXF)
- .dat (Golden Software Data)
- .bna (Atlas Boundary), entre otros.

Sin embargo, el formato compatible con *CMG*, es el último mencionado. Los archivos generados en este paso son: *Tope_U_inf.bna* y *Espesor_U_inf.bna*

3.4.2. Mapa de porosidad.

En las propiedades de formación “*Array Properties*” se debe establecer valores a las propiedades tales como: Porosidad, permeabilidad, espesor y demás. Para definir la Porosidad se tiene las opciones de establecer un valor homogéneo por cada capa vertical (*k*), determinar diferentes valores a través de la importación de archivos “.las” (registros de pozos), importar mapas de la respectiva propiedad, y demás. Sin embargo, ante la limitada información disponible, se procede a considerar el mapa de porosidad presentado en el trabajo de (Calderón, 2016) , el cual es digitalizado a través del software *Didger 3*, figura 21, y exportado como archivo “. bna” denominado “*Porosidad_U_inf.bna*”.

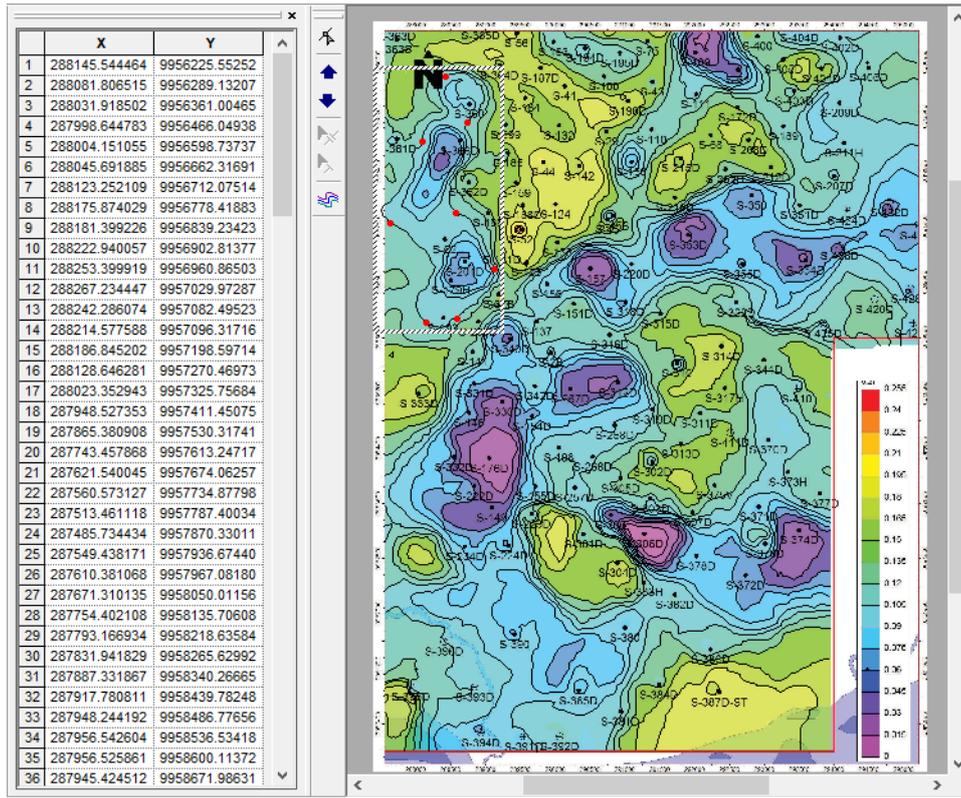


Figura 21: Digitación de Espesor de arena "U" inferior.

3.4.3. Parámetros Petrofísicos.

Los parámetros representativos de la arenisca U inferior del campo Sacha se han obtenido de trabajos realizados por (Charcopa & Aguilar, 2021), (Maiquiza, 2008), (Buitrón & Piedra, 2020) y (Granda & Hartos, 2022) a través de evaluaciones petrofísicas realizadas por Petroecuador EP en el 2019, tal como se presenta en la tabla 8

Error! Reference source not found..

Tabla 8: Parámetros petrofísicos promedio de la arenisca U inferior.

Propiedad	Valor y unidad
Tope	9466 ft
Base	9500 ft
Espesor neto	30 ft
Porosidad	0.15
Permeabilidad	250 - 310 md
Roca	
Compresibilidad	$3.6 \times 10^{-6} \text{psi}^{-1}$ a $P_{ref} = 4048 \text{psi}$
Calor específico	0.20 BTU/lb-°F
Densidad	142.0 lb/ft ³
Capacidad calorífica roca saturada	32.15 BTU/ft ³ -°F
Capacidad calorífica lutita saturada	31.74 BTU/ft ³ -°F
Conductividad térmica	0.975 BTU/h-ft-°F
Petróleo	
Calor específico	0.40 BTU/lb-°F
Densidad	59.26 lb/ft ³
Agua	
Compresibilidad	$3.47 \times 10^{-6} \text{psi}^{-1}$
Calor específico	1.09 BTU/lb-°F
Densidad	61.85 lb/ft ³

3.4.4. Parámetros generales de la arena.

Las propiedades generales, tabla 9, son obtenidas a través del trabajo realizado por (Loyola & Ariadel, 2023)

Tabla 9: Parámetros generales de la arena U inferior del campo Sacha.

Presión de burbuja, P_b	930 psia
Gravedad específica del petróleo relativa al agua, SG_{oil}	27 °API
Gravedad específica del gas relativa al aire, SG_{gas}	0.85
Gravedad específica del agua, SG_{water}	1.00
Temperatura de reservorio, T_{res}	202.4 °F
Presión de reservorio, P_{res}	1750 psia

3.4.5. Parámetros PVT de la arena a condiciones de reservorio.

Para determinar el comportamiento de las propiedades de los fluidos del yacimiento se considera la data del trabajo realizado por (Loyola & Ariadel, 2023), tabla 10.

Tabla 10: . Propiedades PVT a condiciones de reservorio.

a. Petróleo	
Solución relación gas-petróleo, R_{sb}	154.2 scf/bbl
Densidad, ρ_{oil}	51.5 lbm/ft ³
Factor volumétrico de la formación, β_{oil}	1.118 bbl/bbl
Viscosidad de petróleo muerto, $\mu_{oil\ dead}$	3.35 cp
Viscosidad del petróleo, μ_{oil}	1.77 cp
Compresibilidad, C_{oil}	$1.21e^{-5}$ psia ⁻¹
Tensión interfacial gas/petróleo, σ_{oil}	9.44 dyn/cm
b. Gas	
Densidad, ρ_{gas}	7.59 lbm/ft ³
Factor volumétrico de formación, β_{gas}	$8.546e^{-3}$ scf/scf
Viscosidad, μ_{gas}	0.017 cp
Compresibilidad, C_{oil}	$6.39e^{-4}$ psia ⁻¹
c. Agua	
Densidad, ρ_{water}	60.2 lbm/ft ³
Factor volumétrico de formación, β_{water}	1.037 bbl/bbl
Viscosidad, μ_{water}	0.31 cp
Compresibilidad, C_{water}	$3.26e^{-6}$ psia ⁻¹
Tensión interfacial gas/agua, σ_{water}	48.0 dyn/cm

3.4.6. Permeabilidades Relativas.

Los valores de permeabilidad relativa en dependencia de la saturación de agua son obtenidos a través del análisis realizado en núcleos recopilados por (Loyola & Ariadel, 2023) y (Ponce & Erazo, 2013), tal como se muestra en la tabla 11.

Table 11: Permeabilidades relativas de U inferior.

Saturación de agua (Sw) [Vp]	Krw [Fracción]	Kro [Fracción]
0.192	0	1
0.36	0.029	0.452
0.448	0.066	0.273
0.492	0.089	0.201
0.532	0.106	0.158
0.549	0.119	0.124
0.574	0.132	0.094
0.601	0.144	0.067
0.639	0.157	0.037
0.675	0.166	0.019
0.717	0.174	0.007
0.739	0.177	0.003
0.768	0.179	0

3.5. Ajustes iniciales de simulador.

La arena U inferior del campo Sacha no ha producido a través de métodos EOR como surfactantes, polímeros, térmicos, etc., Por lo que, su historia de producción es regida por producción natural y recuperación secundaria por inyección de agua, definiéndose así el simulador Imex (*derechos reservados a CMG*) para este escenario, tal como se ve en la figura 22.

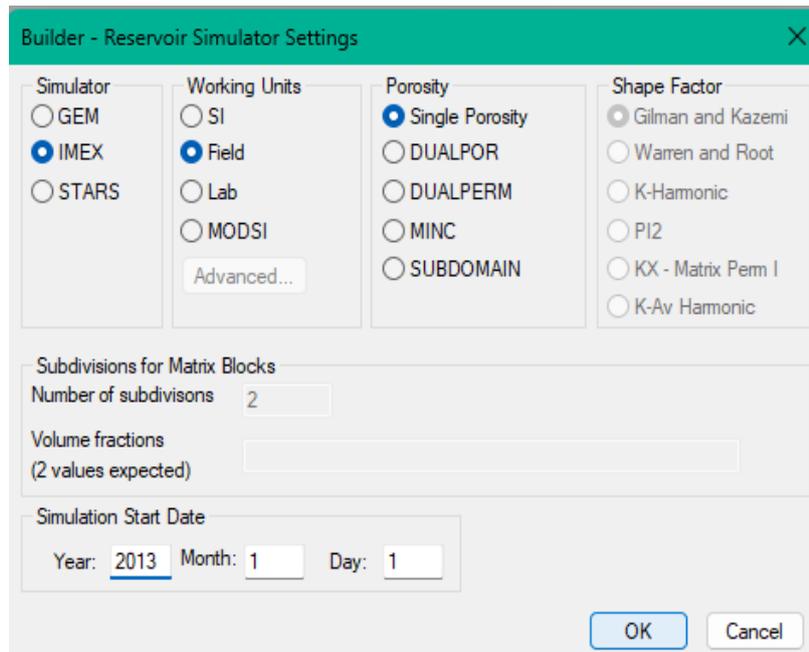


Figura 22: Ajustes iniciales del simulador.

3.5.1. Importar archivo de mapa.

Para la determinación del área de estudio se importan los archivos originados desde el apartado “Creación de Mapas” en formato “.bna”. Entonces, se puede observar en la figura 23, se establece la unidad de ingreso del archivo, por lo que es importante tener en claro que para este caso las coordenadas están en metros (m) ya que así está establecido en los mapas tipo imagen recuperados del trabajo de (Calderón, 2016).

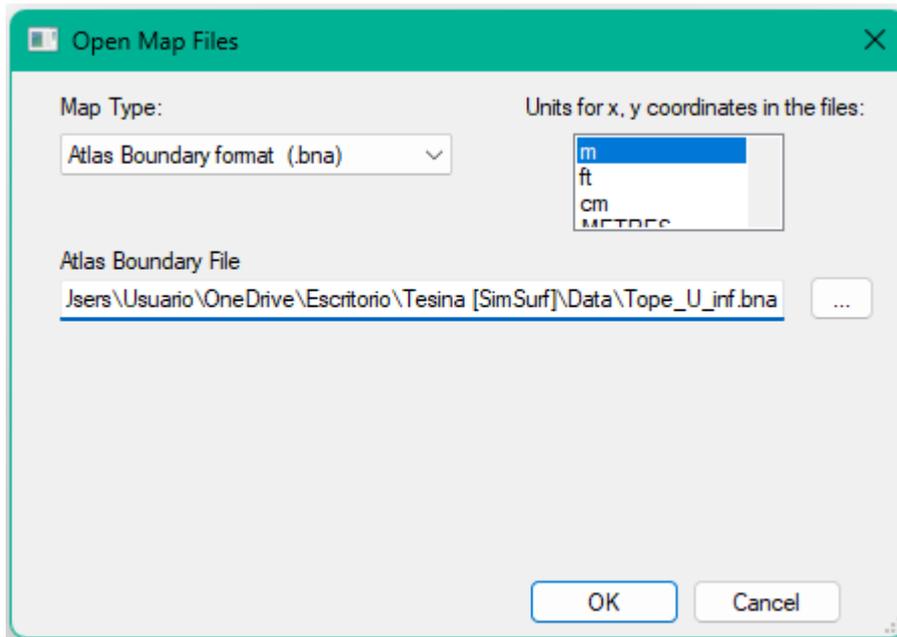


Figura 23: Unidad de ingreso de archivos, para creación de mapas.

Posteriormente, en propiedades de yacimiento, a esas características se debe añadirse factores de conversión, tales como; 0.3048 para el tope ($1\text{ft} = 0.3048\text{m}$), 0.03048 para el espesor (0.3048×0.2 para c/d de los 5 niveles) y 0.3048 para porosidad.

3.5.2. Definición de área de estudio (mallado del modelo)

A través de la importación del mapa de topes y base se puede determinar visualmente el área de estudio, Por lo que, se procede a definir el mallado de dicha área, cuyas especificaciones están en la Tabla 12.

Tabla 12: Mallado del modelo.

Orientación	Nº celdas	Ancho de celda, ft	Longitud, ft
Dirección i	200	50	10000
Dirección j	203		10150
Dirección k	5	Definido por mapa espesor	

3.6. Definición de propiedades PVT de la arena U inferior.

Para definir un comportamiento de las propiedades PVT se debe ingresar parámetros generales del reservorio y parámetros PVT a condiciones de yacimiento, para que el simulador establezca un comportamiento en dependencia de la variación de presión.

La caracterización del fluido es generada por el simulador, lo cual es detallado en el reporte PVT de la Tabla 13 y en la figura 24.

Tabla 13: Permeabilidades relativas de U inferior.

P_{res}, psia	Rs, scf/bbl1	B_{oil}, bbl/bbl	Z_g	μ_{oil}, cP	μ_{gas}, cP	C_{oil}, psia⁻¹
14.7	0.19	1.068	1.00	3.35	0.013	0.0009
94.2	46.8	1.089	0.99	2.47	0.013	0.0002
173.7	64.7	1.096	0.98	2.26	0.013	9.59E-05
253.2	78.5	1.102	0.96	2.12	0.013	6.85E-05
332.7	90.1	1.107	0.95	2.01	0.013	5.38E-05
412.2	100.5	1.111	0.94	1.93	0.013	4.47E-05
491.7	109.9	1.115	0.93	1.86	0.013	3.84E-05
571.2	118.7	1.119	0.92	1.80	0.013	3.39E-05
650.7	126.9	1.122	0.91	1.75	0.014	3.04E-05
730.2	134.7	1.125	0.90	1.71	0.014	2.76E-05
809.7	142.2	1.128	0.89	1.66	0.014	2.53E-05

889.2	149.4	1.131	0.88	1.63	0.014	2.35E-05
930	153.4	1.133		1.61		2.27E-05
968.7	154.2	1.132	0.87	1.61	0.014	2.18E-05
1048	154.2	1.13	0.86	1.62	0.015	2.01E-05
1128	154.2	1.128	0.85	1.63	0.015	1.87E-05
1207	154.2	1.126	0.84	1.65	0.015	1.75E-05
1287	154.2	1.125	0.83	1.66	0.015	1.64E-05
1366	154.2	1.123	0.83	1.68	0.016	1.55E-05
1446	154.2	1.122	0.82	1.70	0.016	1.46E-05
1525	154.2	1.121	0.81	1.71	0.016	1.38E-05
1605	154.2	1.12	0.81	1.73	0.017	1.32E-05
1684	154.2	1.118	0.80	1.75	0.017	1.25E-05
1750	154.2	1.118	0.80	1.77	0.017	1.21E-05

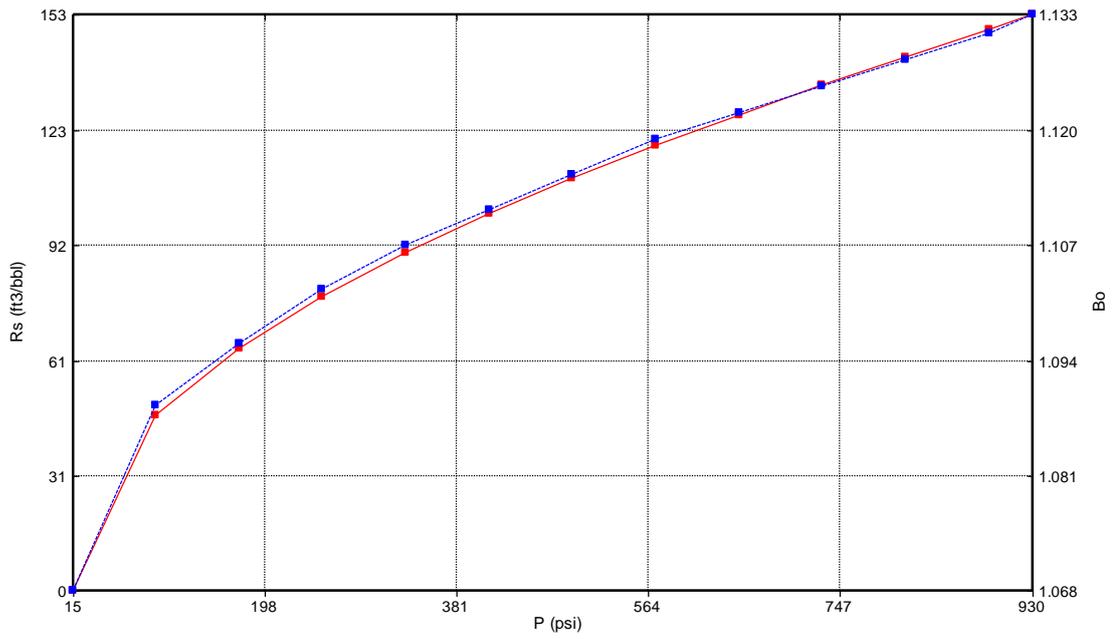


Figura 24 :Comportamiento gráfico de las propiedades PVT de U inferior (generado por simulador)

3.7. Definición de permeabilidad relativa.

A través del ingreso de los valores de la Tabla 13 en el simulador, se establece el comportamiento de la permeabilidad relativa, tal como se observa en la figura 25.

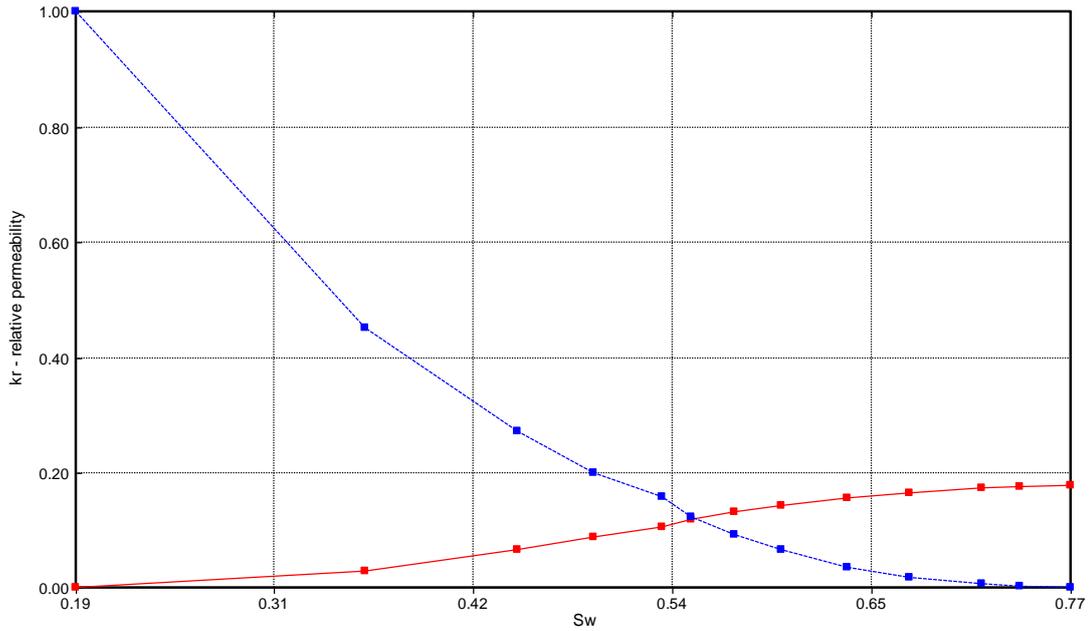


Figura 25: Comportamiento de las permeabilidades relativas de U inferior.

3.8. Validación del POES de la arena U inferior campo Sacha

Los mapas estratigráficos que se disponen del campo Sacha sólo representan la zona sur de la arena U inferior, así se lo analizó comparando los mapas de (Calderón, 2016) y (Mayorga, Paucar, & Padilla, 2022), ambos proporcionados por Petroecuador EP, acorde a lo manifestado por los autores antes mencionados. Se tiene que determinar una medida de cuánto disponemos arealmente de la arena total de interés, para eso se utilizó la herramienta “Geogebra” como se observa en la Figura 26 donde el perímetro de azul representa el área de mapas estratigráficos que se tiene de información. Geogebra determinó que esta área representa el 24 % del área total de la arena U inferior y sería multiplicar ese porcentaje y el POES de la arena total (1337 079 296 bls. valor presentado por (Mayorga, Paucar, & Padilla, 2022) quien obtuvo dicha información a través de Petroecuador EP. Entonces, el POES del área sur de U inferior del campo Sacha es aproximadamente pero no exacto de 320 899 031 bls o 321 MMBls, y esto debe validarse y/o ajustarse con el modelo de simulación.

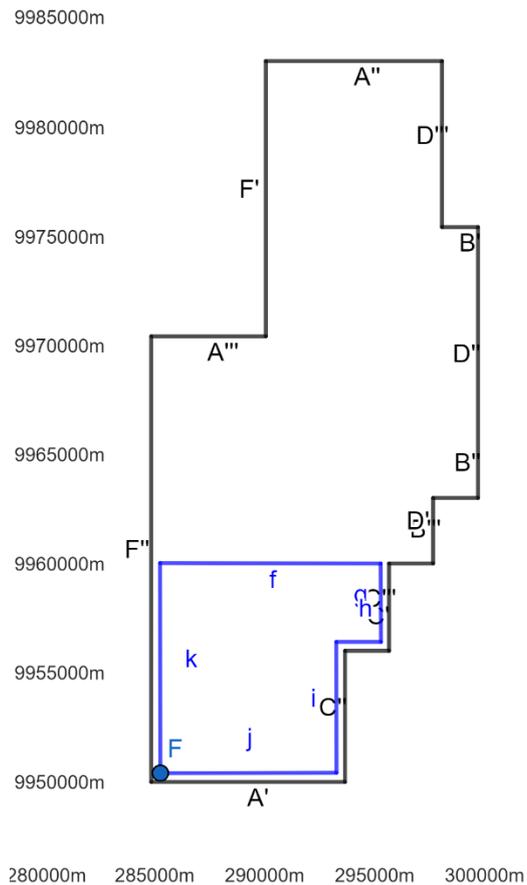


Figura 26: Localización del área definida con respecto a la totalidad de la arena U inferior.

Tabla 14: Cotejo del POES para ajustar el modelo de simulación.

	POES, Área Sur de Arena U inferior
Simulador	320139300
Estimado	320899031
Error	0.24%

Posterior a la etapa de inicialización del modelo, se compara el POES (obtenido con el simulador) y el valor obtenido por el trabajo anteriormente citado, para corroborar una referencia real, obteniendo los resultados de la tabla 14.

Lo siguiente es limitar el área de estudio a un perímetro más específico donde se realizará la investigación del problema. Cabe recalcar que, el campo Sacha es uno de

los mayores productores del país, a causa de aquello se tiene que el modelo actual es extenso y las simulaciones podrían tomar largos lapsos de tiempo.

Se aprovechó la información actualizada sobre proyectos de inyección de agua de baja salinidad realizados por Petroecuador EP en sus campañas del 2017 – 2018 (Granda P., 2022) , por lo que se seleccionó un área de estudio de esas campañas para posteriormente tener un buen análisis de contraste entre las producciones. El área de estudio comprende la zona influenciada por el pozo inyector SCHAF-382, Figura 27, el proyecto se realizó debido al bajo aporte en la producción de petróleo en la zona productora de U Inferior.

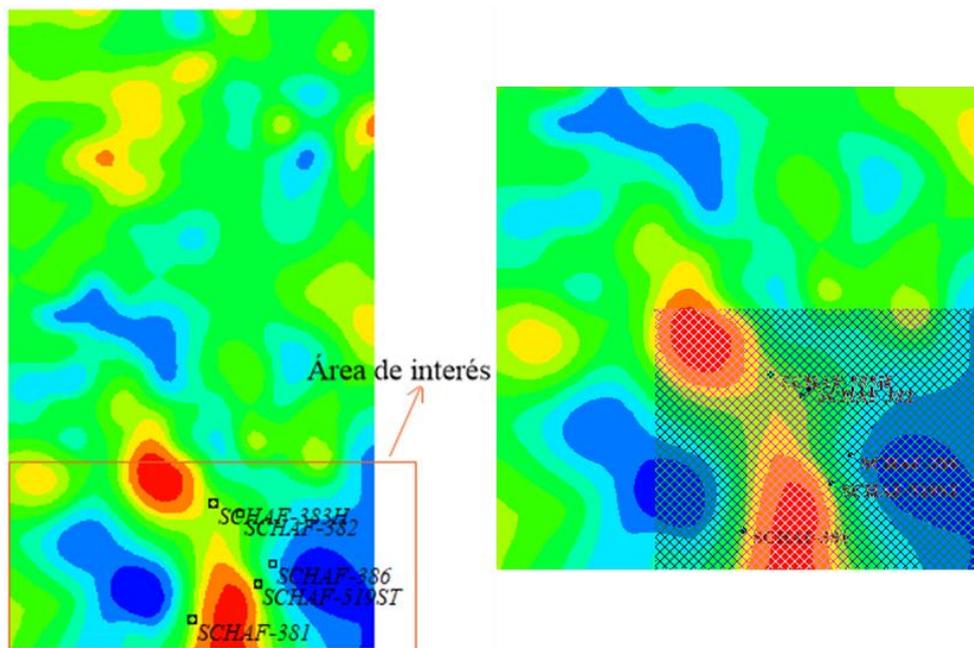


Figura 27: Área de estudio influenciada por el inyector SCHAF-382.

3.9. History Matching

Para la construcción del modelo reservorio se requiere contrastar los perfiles de producción reales con los cálculos realizados por el simulador. Esto se analizó en la figura 28, donde se indica que el historial de tasa de producción de petróleo es el que mejor ajuste tiene de manera inmediata, aunque se desvía en el último periodo. Pero la curva estimada de tasa de producción de agua es la que más evidencia problemas de ajuste, como vemos en las áreas sombreadas de color celeste en el periodo 2019-

2021. Esto permite suponer que ciertos datos que corresponden a la fase agua podrían estar relacionados con este problema, aunque pueden ser otros aspectos como el contacto agua-petróleo, las especificaciones técnicas de los pozos, presencia/ausencia de acuíferos, entre otros.

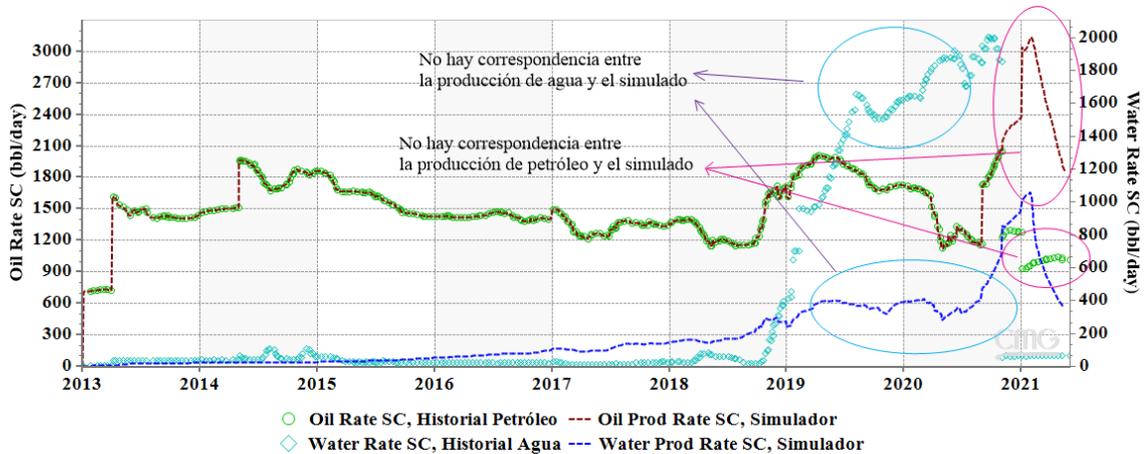


Figura 28: Contraste de perfil de producción real con el simulador.

Para poder realizar pronósticos confiables, se requiere que el modelo de reservorio sea lo más acorde a la realidad del campo. Por lo cual, es importante realizar el ajuste conforme al historial de producción. Para esto, se dispuso de los pozos SCHAF-381, SCHAF-382, SCHAF-383H, SCHAF-386, SCHAF-519ST, a los cuales se ajustaron sus configuraciones para un ajuste aceptable. Con esto se pudo determinar el contacto agua-petróleo (CAP) a 8675.00 ft y una actualización del set inicial de permeabilidades relativas, así como los intervalos perforados de cada pozo. El resultado final del proceso de ajuste se lo puede observar en la figura 29, donde se aprecia una buena correspondencia de los datos con lo simulado. Además, en los anexos se presentan el match de cada pozo, de ser precisos para dar lugar al ajuste global de producción.

El ajuste sobre las permeabilidades relativas, **Error! Reference source not found.**, recae sobre el comportamiento de la producción de agua, la cual no estaba acorde al comportamiento descrito por el historial y su respuesta inicial en el simulador.

Tabla 15: Permeabilidades relativas ajustadas para un correcto match

Sw	Krw	Kro
0.192	0.000	1.000
0.200	0.015	0.969
0.240	0.015	0.804
0.360	0.015	0.452
0.448	0.015	0.273
0.492	0.015	0.201
0.532	0.015	0.158
0.549	0.015	0.124
0.574	0.015	0.094
0.601	0.015	0.067
0.639	0.015	0.037
0.675	0.020	0.019
0.717	0.036	0.007
0.739	0.074	0.003
0.768	0.179	0.000

La variación del comportamiento inicial y ajustado de las permeabilidades relativas, es mostrada en la figura 29.

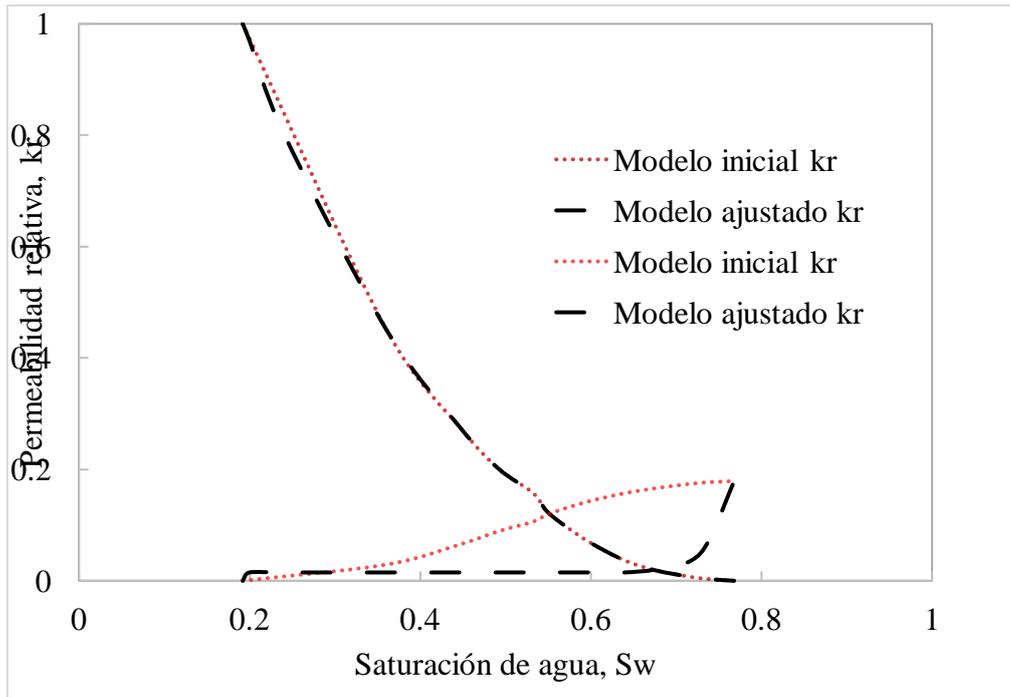


Figura 29: Variación en las permeabilidades relativas

A continuación, en la **Error! Reference source not found.16** se detalla los intervalos perforados en cada pozo, acorde a la arena de interés, para lograr un mejor ajuste historio y en consecuencia la validación del modelo del reservorio.

Tabla 16: . Intervalos perforados para mejor ajuste de sensibilidad en el simulador.

	Tope – Base, ft	Longitud, ft
SCHAF-381	8611.239 – 8623.026	11.832
	8623.026 - 8634.813	11.835
SCHAF-382	8614.012 – 8625.105	11.095
	8625.105 – 8636.201	11.094
SCHAF-383H	8600.0 - 8612.288	12.309
SCHAF-386	8623.581 - 8630.934	7.403
	8630.934 - 8638.286	7.403
	8638.286 - 8645.639	7.400
SCHAF-519ST	8624.494 - 8635.84	11.348

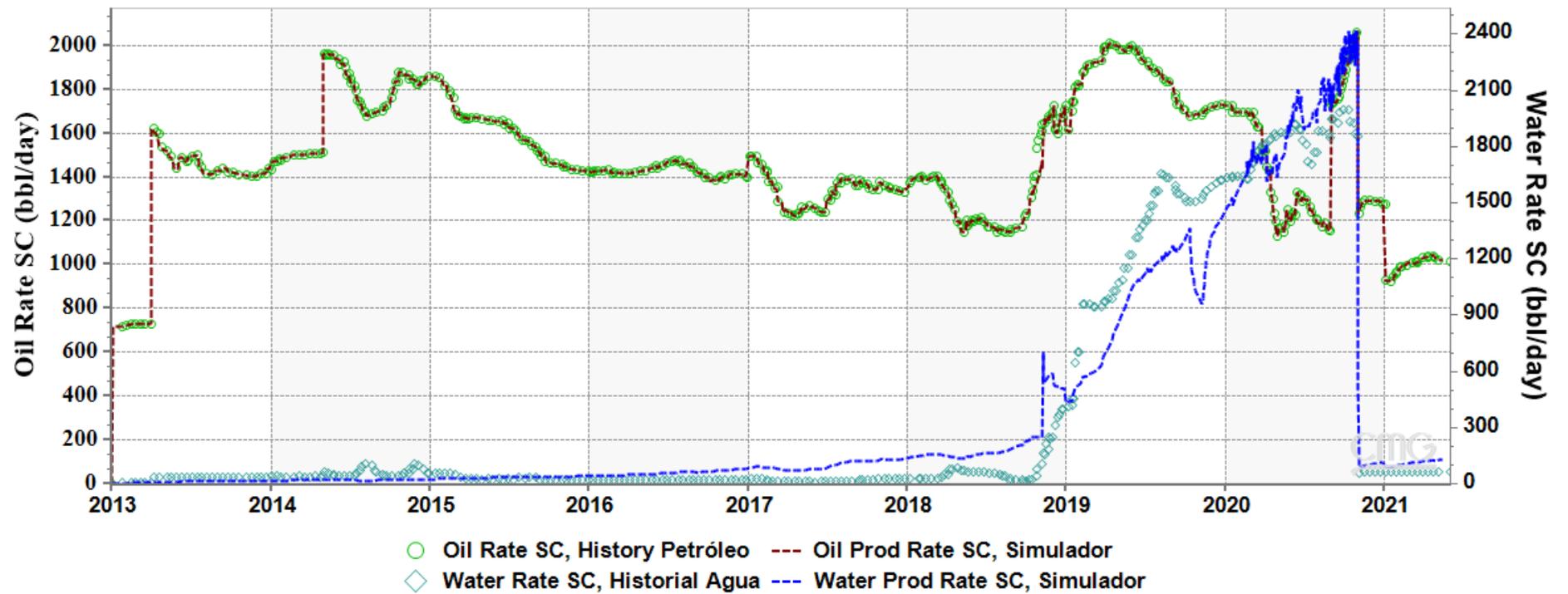


Figura 30: History match aplicado al grupo de pozos productores (de zona de interés).

Como se puede evidenciar en la figura 30, la curva de producción de petróleo realiza un ajuste casi perfecto. De manera similar la producción simulada de agua se comporta acorde al histórico en los periodos de tendencia a ser constante, aumentar y disminuir.

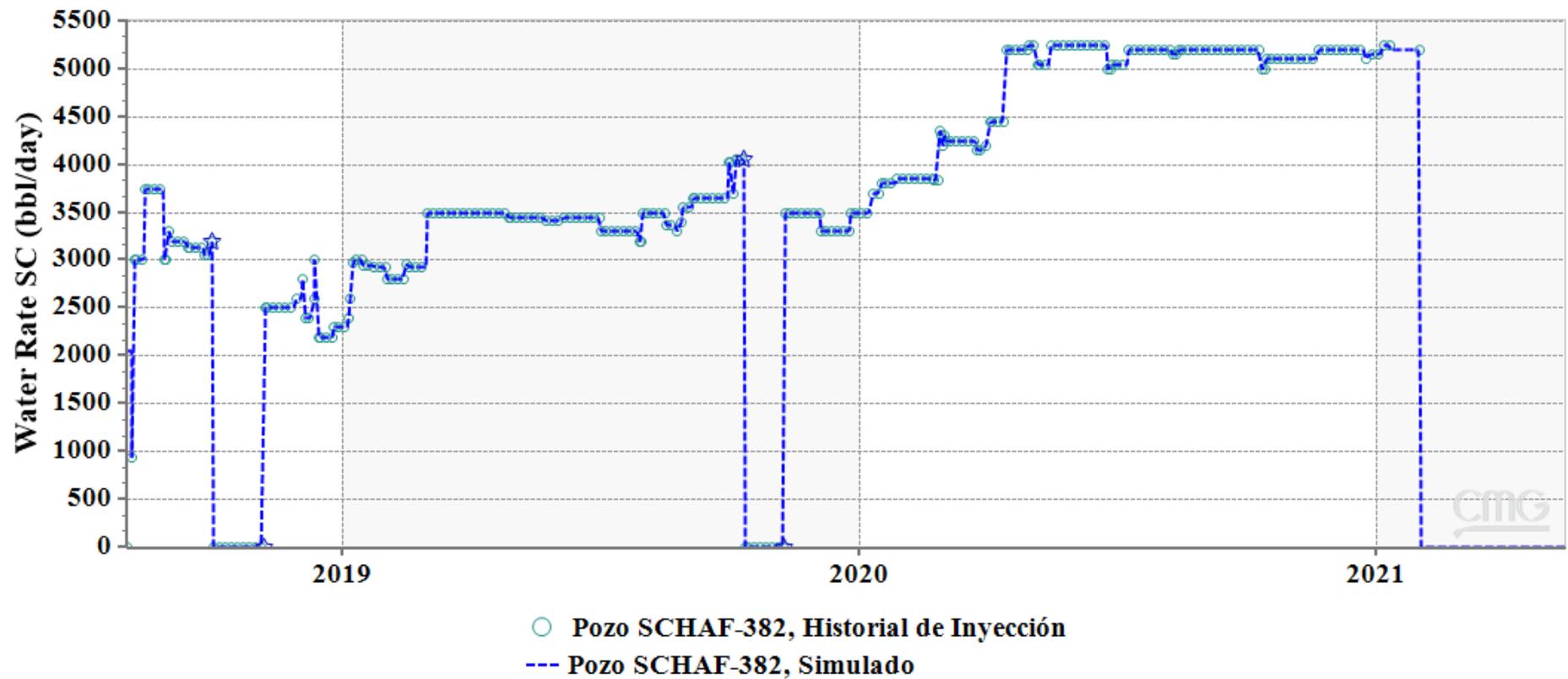


Figura 31: History match aplicado al pozo inyector.

El área de interés presenta un pozo inyector. Por lo que, el ajuste histórico además de realizarse a la producción, también se realiza a la inyección. En la figura 31, la curva de tasa inyección de agua realiza un ajuste ideal. Por lo que se valida el modelo realizado.

3.10. Modelamiento de la inyección de surfactante.

La **Error! Reference source not found.** ilustra diferentes de tipos de surfactantes que pueden ser aplicados bajo diferentes condiciones de salinidades y temperaturas del yacimiento. Si bien existen métodos convencionales que guían la selección del método EOR, no siempre disponen de avances o actualizaciones como, por ejemplo: nuevos productos químicos. Por lo que, no se debería descartar otra opción acorde a las experiencias del campo en estudio. Mientras tanto, es una buena idea desarrollar pruebas de detección convencionales e incorporar tantos métodos y fuentes de información como sea posible, mitigando la posibilidad de “sesgo” o “error”.

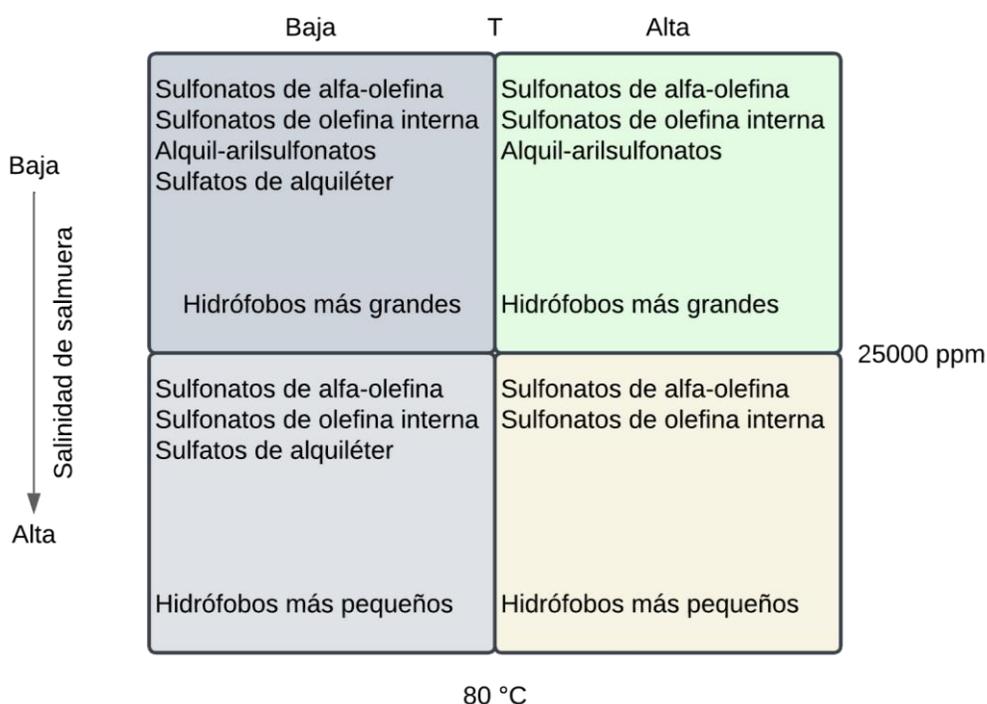


Figura 32: Tipos de surfactantes aplicables para EOR químico (SP o ASP) a diferentes salinidades y temperaturas del yacimiento.

Nota. Tomado de (Alvarado & Manrique, 2010)

Acorde a la figura 32 y con base en la temperatura de 202.4 °F (94.7 °C) y salinidad de 30000 a 35000 ppm, se establecen surfactantes en base a sulfonatos de alfa-olefina (AOS) y de olefina interna (IOS); promoviendo así la creación de hidrófobos más pequeños; además que, ambos surfactantes son de tipo aniónico.

La interacción entre los surfactantes seleccionados y la roca – fluidos del yacimiento no pudo ser conocida o encontrada en fuentes bibliográficas (del campo o de campos con característica similares), además no se dispone de las muestras de roca ni surfactantes para gestionar las respectivas pruebas de laboratorio.

Sin embargo, a través del trabajo realizado por (Mccool et al., 2008) se pudo determinar nombre de surfactantes de naturaleza AOS e IOS: Petrostep C-1, Petrostep C-5, Petrostep S-2 y Petrostep S-3. Por lo que, mediante la comparación de los reservorios del caso actual y del caso de estudio de los trabajos de (Flórez Morón & Gómez Malagon, 2023; Paternina et al., 2020) se estableció un compuesto surfactante sustituto: Petrostep S13D o propoxi sulfato de alcohol (APS); caracterizado por su alta capacidad de solubilización y alta efectividad en reducción de tensión interfacial, además de ser de tipo aniónico

Las propiedades del surfactante Petrostep S13D se presentan en la tabla 17, mientras que la salinidad de la solución a inyectar (surfactante) en un recobro secundario debe ser al menos igual a la del reservorio: 25000 ppm.

Tabla 17: Propiedades del surfactante inyectado.

Propiedades del surfactante (Petrostep S13D)	
Peso Molecular	Peso Molecular 1033 [g/mol]
Materia Activa	Materia Activa 82.64 %materia activa

Nota. Tomado de (Flórez & Gómez, 2023)

Se definió la concentración del químico a 5000 ppm de acuerdo al mejor rendimiento mostrado en el trabajo de (Paternina et al., 2020), y en la tabla 18 se resumen los comportamientos de tensión interfacial a diferentes salinidades de surfactante.

Tabla 18: Tensión interfacial a diferentes concentraciones de salinidad.

Salinidad	Tensión interfacial (mN/m)
0.5	0.4717
1	0.5112
2	0.2195
5	0.0133
7	0.0041
10	0.0526

Nota. Tomado de (Flórez & Gómez, 2023)

Para describir el fenómeno de adsorción del químico, se pueden emplear los modelos (correlaciones) propuestos por el software como la Isoterma Langmiur para fines de investigación, cuyas especificaciones para la adsorción máxima y residual se muestran en la tabla 19 y tabla 20, respectivamente.

Tabla 19: Datos requeridos para cálculo de adsorción máxima y residual.

Parámetro	Valor
Densidad, g/cm ³	2.65
Porosidad, fracción	0.21
Peso Molecular, g/g-mol	1033
Adsorción Máxima Teórica, mg/g roca (Sheng, 2010)	0.1
Concentración Surfactante, ppm	500

Nota. Tomado de (Flórez & Gómez, 2023)

Tabla 20: Coeficientes de Isoterma de Langmuir.

Coeficientes	
Primer parámetro de isoterma de adsorción, lb-mol/ft ³	6.9072954
Segundo parámetro asociado con efecto de la sal, lb-mol/ft ³	0
Tercer parámetro de isoterma de adsorción	114650.39

Nota. Tomado de (Flórez & Gómez, 2023)

Otra alternativa para describir el fenómeno de adsorción es mediante la tabla 21 que se basa en los resultados de (Paternina, Londoño, Rondon, Mercado, & Botett, 2020) y se agregó la propiedad de que la adsorción sea en función del tiempo que de acuerdo al simulador para una arenisca es 2.592 de adsorción por día.

Tabla 21: Adsorción de surfactante en función de la salinidad, cuando se utiliza 5000 ppm de concentración inicial.

Salinidad (wt%)	Adsorción (mg/g)
0.2	7.3
0.5	3.5
1.0	3.1
1.5	10.5
2.0	14.5
2.5	15.6
3.0	16.3
3.5	16.75
4.0	17.1
4.5	17.5
5.0	18.1

Nota. Tomado de (Flórez & Gómez, 2023)

CAPITULO IV

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Un aspecto importante en las estrategias de inyección, es determinar que pozos serán influenciados. Para el presente caso se considera la ubicación del pozo inyector (SCHAF-382) y el pozo más distante (SCHAF-381), dentro del área de estudio como se muestra en la [Figura 33](#).

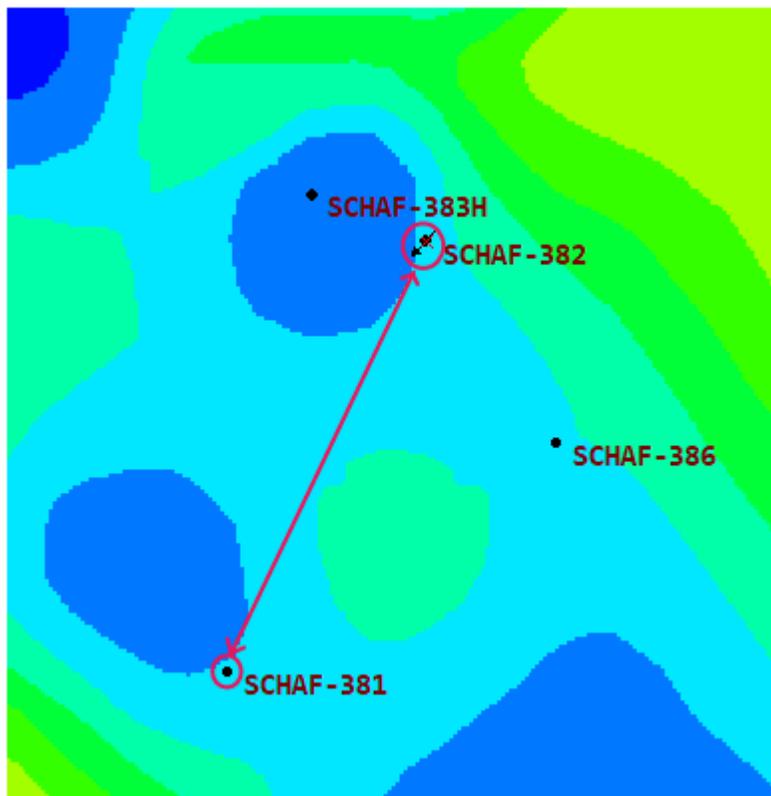


Figura 33: Ubicación inyector SCHAF-382 y pozo productor más distante.

Entonces, gracias a la herramienta del software se determina el volumen poroso disponible o inundable que se pretende como objetivo, lo cual se realiza a través de una modelización radial que cubra a los pozos objetivos (por influenciar o no) determinando el volumen poroso y la distancia (radio) desde el pozo inyector y cada uno de los pozos productores, [Figura 34](#).

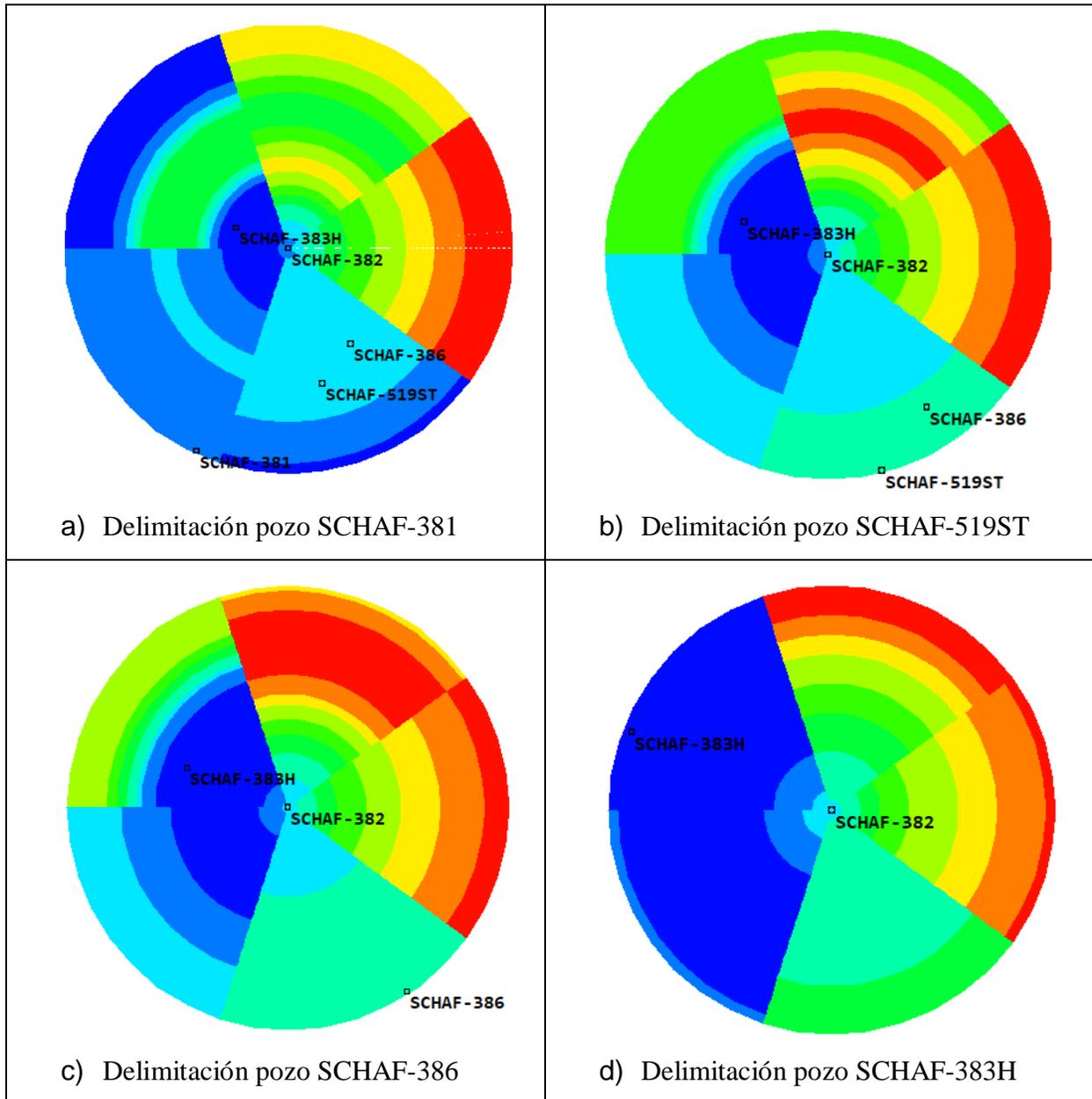


Figura 34: Influencia areal desde el pozo inyector (SCHAF-382) a cada pozo productor.

Una vez estimado el volumen poroso entre el pozo inyector y cada uno de los pozos productores, se elabora la tabla 22 donde se puede evidenciar la relación de volumen poroso respectivo a cada pozo y el volumen poroso referido al determinado entre el pozo inyector y el pozo más lejano (SCHAF-381) como volumen poroso máximo.

Tabla 22: Estimación del volumen poroso desde el pozo inyector SCHAF-382 a los productores.

POZOS	Volumen poroso, ft3	Relación con respecto al volumen poroso máximo
SCHAF-383H	44492897.7	0.06
SCHAF-386	155709701.8	0.20
SCHAF-519ST	257244128.2	0.34
SCHAF-381	764832041.2	1.0

Para determinar el tiempo de inyección para los diversos volúmenes porosos determinados, se va a considerar la siguiente formula:

$$t_i = \frac{V_p * f_{vp}}{5.615q_i}$$

Como se evidencia, el tiempo es dependiente de la tasa de inyección, por lo que este valor será analizado entre 4000 a 5000 bpd de agua de acuerdo al proyecto de inyección que considera el pozo SCHAF-382. Como se evidencia también se requiere el valor de:

V_p , volumen poroso de la formación (ft3)

f_{vp} , fracción de volumen poroso

Los cuales son reemplazados considerando los datos de la tabla 22 y se complementa hasta alcanzar por lo menos el 0.5% de V_p . Los resultados del tiempo obtenidos bajo la ecuación anterior son dados en días.

Para continuar con el análisis, se estableció un rango de aplicabilidad con respecto al tiempo en años de inyección que se da en este tipo de proyectos.

$t_i < 5$	$5 < t_i < 10$	$t_i > 10$
Bueno	Regular	No recomendable, a excepción que involucre una incidencia en un gran número de productores

Los tiempos estimados de inyección con referencia al inyector SCHAF-382 son mostrados en la tabla 23, los cuales son muy extensos. Como, por ejemplo, el tiempo requerido de 14.9 años

para alcanzar al pozo SCHAF-386, por lo que se concluye que, dichos periodos de inyección no son favorables para este proceso de recuperación,

Tabla 23: Tiempo de inyección para diferentes VP a una tasa de inyección de 5000 bpd desde el inyector SCHAF-382.

Fracción Volumen Poroso	Tiempo (días)	Tiempo (años)
0.06	1634.5	4.5
0.20	5448.5	14.9
0.34	9262.4	25.4
0.40	10897.0	29.9
0.50	13621.2	37.3

Entonces, acorde a los tiempos determinados, es necesario implementar otra alternativa como lo es: crear un nuevo inyector en una ubicación que permita tanto una mejor eficiencia en tiempo como barrido areal. Debido a aquello, se plantea el nuevo inyector tomando en consideración los pozos productores más alejados y tratando de que el área radial alcance a todos los pozos. Mediante la herramienta gráfica de Geogebra y las ubicaciones de los pozos se plantea posibles ubicaciones para un nuevo inyector.

La primera alternativa de planeación (Figura 35a) del nuevo pozo inyector contempla influenciar por igual a todos los pozos productores. Esta planeación fue analizada con 3 tazas de inyección: 4000, 5000 y 6000 BPD, donde su mejor tiempo de alcance a un 0,5% de VP, fue de aproximadamente 9 años, dicho tiempo supera los recomendables. Por lo que, se propone 2 nuevas planeaciones con otro punto de ubicación (Planificación 2-Figura 35b y Planificación 3-Figura 35c), estas nuevas planeaciones no influyen directamente al pozo SCHAF-383H, sin embargo, este es influenciado por el pozo inyector ya existente (SCHAF-382) que incluso es más cercano a él.

Todos los resultados (tiempos) obtenidos son presentados en la tabla 24, tabla 25 y tabla 26, los cuales son dependientes de las tasas de inyecciones consideradas, además del porcentaje de volumen poroso.

Tabla 24: Tiempo de inyección para diferentes VP a varias tasas de inyección desde el inyector Planificación 1.

V_p 224.9 MMft ³	a. $q_i=4000$ bpd		b. $q_i=5000$ bpd		c. $q_i=6000$ bpd	
	Tiempo (días)	Tiempo (años)	Tiempo (días)	Tiempo (años)	Tiempo (días)	Tiempo (años)
0.10	970.1	2.7	776.1	2.1	646.8	1.8
0.20	1940.3	5.3	1552.2	4.3	1293.5	3.5
0.30	2910.4	8.0	2328.3	6.4	1940.3	5.3
0.40	3880.5	10.6	3104.4	8.5	2587.0	7.1
0.50	4850.7	13.3	3880.5	10.6	3233.8	8.9

Tabla 25: Tiempo de inyección para diferentes VP a varias tasas de inyección desde el inyector Planificación 2.

V_p 256.9 MMft ³	a. $q_i=4000$ bpd		b. $q_i=5000$ bpd		c. $q_i=6000$ bpd	
	Tiempo (días)	Tiempo (años)	Tiempo (días)	Tiempo (años)	Tiempo (días)	Tiempo (años)
0.10	1143.8	3.1	915.1	2.5	762.5	2.1
0.20	2287.6	6.3	1830.1	5.0	1525.1	4.2
0.30	3431.5	9.4	2745.2	7.5	2287.6	6.3
0.40	4575.3	12.5	3660.2	10.0	3050.2	8.4
0.50	5719.1	15.7	4575.3	12.5	3812.7	10.4

Tabla 26: Tiempo de inyección para diferentes VP a varias tasas de inyección desde el inyector Planificación 3.

V_p 149.5 MMft ³	a. $q_i=4000$ bpd		b. $q_i=5000$ bpd		c. $q_i=6000$ bpd	
	Tiempo (días)	Tiempo (años)	Tiempo (días)	Tiempo (años)	Tiempo (días)	Tiempo (años)
0.10	665.8	1.8	532.6	1.5	443.9	1.2
0.20	1331.6	3.6	1065.2	2.9	887.7	2.4
0.30	1997.3	5.5	1597.9	4.4	1331.6	3.6
0.40	2663.1	7.3	2130.5	5.8	1775.4	4.9
0.50	3328.9	9.1	2663.1	7.3	2219.3	6.1

Los resultados de las 3 anteriores tablas, permiten considerar dos opciones para la ubicación del nuevo inyector y a dos diferentes tasas que fueron evaluadas posteriormente, tabla 24b-c y tabla 26b-c.

Tabla 27: Planteamiento para la ubicación y cronograma del nuevo inyector propuesto.

	Plan1Iny		Plan2Iny	
	Coordenada X, m: 291262.13 Coordenada Y, m: 9951491.69		Coordenada X, m: 291713.54 Coordenada Y, m: 9951076.21	
qi, bpd	5000 bpd	6000 bpd	5000 bpd	6000 bpd
% V _p	Tiempo (años)	Tiempo (años)	Tiempo (años)	Tiempo (años)
0.10	2.1	1.8	1.5	1.2
0.20	4.3	3.5	2.9	2.4
0.30	6.4	5.3	4.4	3.6
0.40	8.5	7.1	5.8	4.9
0.50	---	8.9	7.3	6.1

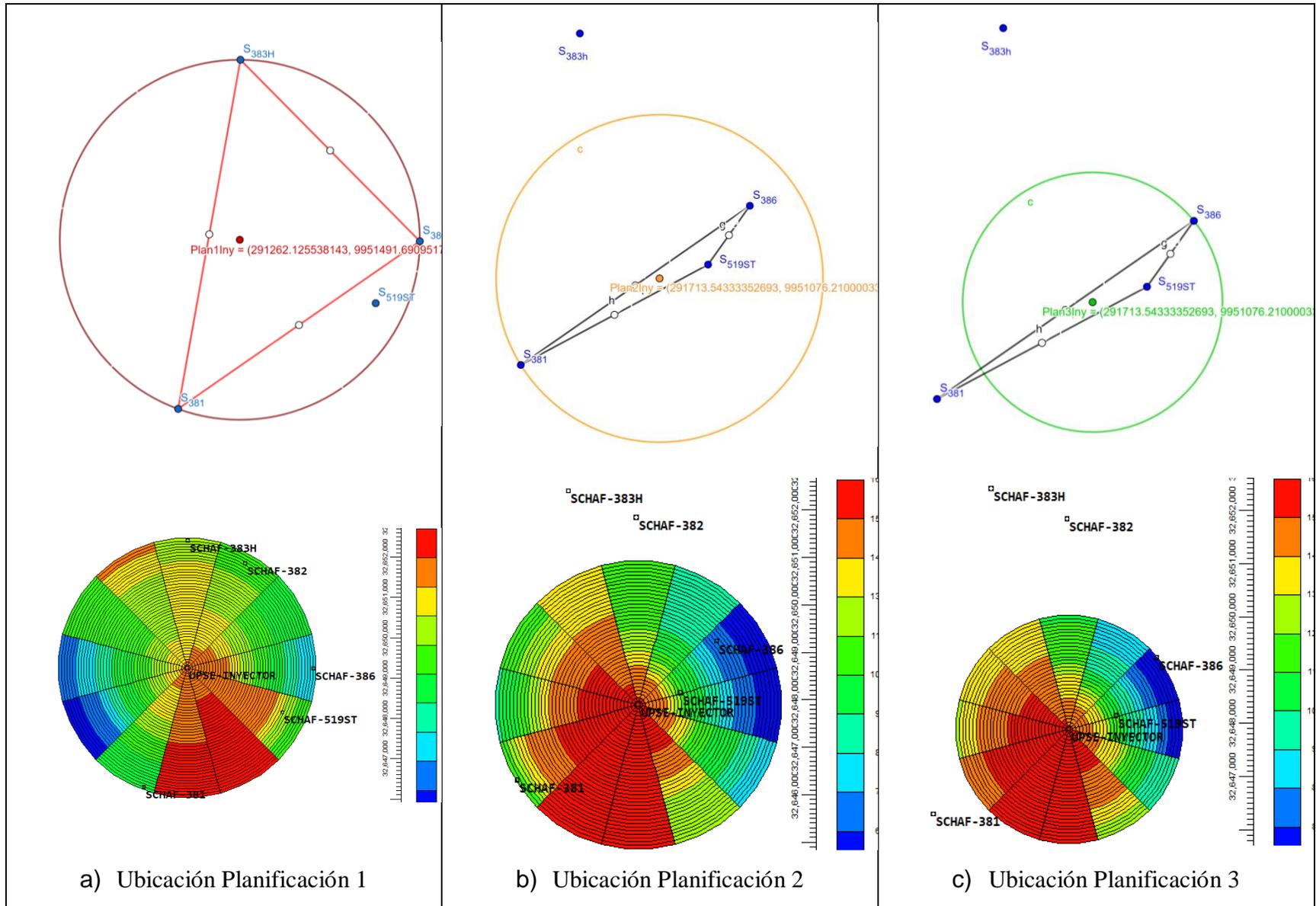


Figura 35: Planeación nuevo inyector propuesto.

Para continuar con el modelamiento es necesario convertir el archivo para que sea compatible con el módulo o simulador STARS ya que la simulación trata sobre inyección de surfactante, y en consecuencia se requiere ingresar los datos de propiedades únicas del fluido inyectado y otras propiedades térmicas de fluidos y roca.

La creación del surfactante, es mediante la opción “Process Wizard” y selección del componente “surfactant”; al cual se habilitó la opción “efectos de salinidad en la tensión interfacial” y que la adsorción dependa de la salinidad. Estos y otros datos se muestran en los anexos para indicar la forma de incorporarlos al simulador.

Como la estrategia del proyecto es validar a diferente tasa de inyección y ubicación, es necesario definir la mejor opción entre ellos, para lo cual se plantea la siguiente guía de análisis:

- a. Comparación de la tasa de producción pronosticada entre Plan1Iny – Plan2Iny, para una misma tasa de inyección y definir la mejor opción.
- b. Las mejores selecciones se grafican globalmente, y se añaden otras propiedades para analizar como la saturación, factor de recobro.

4.1. Análisis a.

Se evidencia desde la figura 36 a 39, que la ubicación y tasa de inyección tienen un efecto notorio en las tasas de producción del grupo de pozos. Esto define que la mejor opción en cada uno de los casos contrastados, es el Plan1Iny que a pesar de que el tiempo de inyección es mayor, sus réditos de producción son mayores al Plan2Iny. Este análisis es superficial evaluando solo tasas, pero es suficiente para el propósito, posteriormente se exponen otras propiedades. Aunque el Plan2Iny se descartó de inmediato, de igual manera se presentan en el Anexo D.1, y de lo que podemos rescatar es la buena respuesta en la producción cuando se inyecta surfactante.

En cada uno de los cuatro casos evaluados, la ubicación del pozo inyector fue fundamental para un mejor recobro de petróleo. El Plan1Iny de la figura 35a fue propuesto en un punto equidistante hacia los 4 productores lo cual evidencia mayor desplazamiento de hidrocarburo con respecto al Plan2Iny, recordando que esta segunda planificación estaba dirigida a influenciar a 3 productores sin mucha esperanza en el SCHAF-383H.

Los resultados del Plan2Iny se adjuntan en los Anexos D1 a D-3, resaltando un accidentado control del corte de agua y donde el mejor escenario de este parámetro es durante 2 años; pero

lo favorable es que durante el periodo evaluado se mantiene por debajo del último registro proporcionado por el forecast. Los picos de subida y bajada del corte de agua indican la influencia en los pozos SCHAF-386 y 519ST por ser los más cercanos a este inyector y luego influenciando al SCHAF-381.

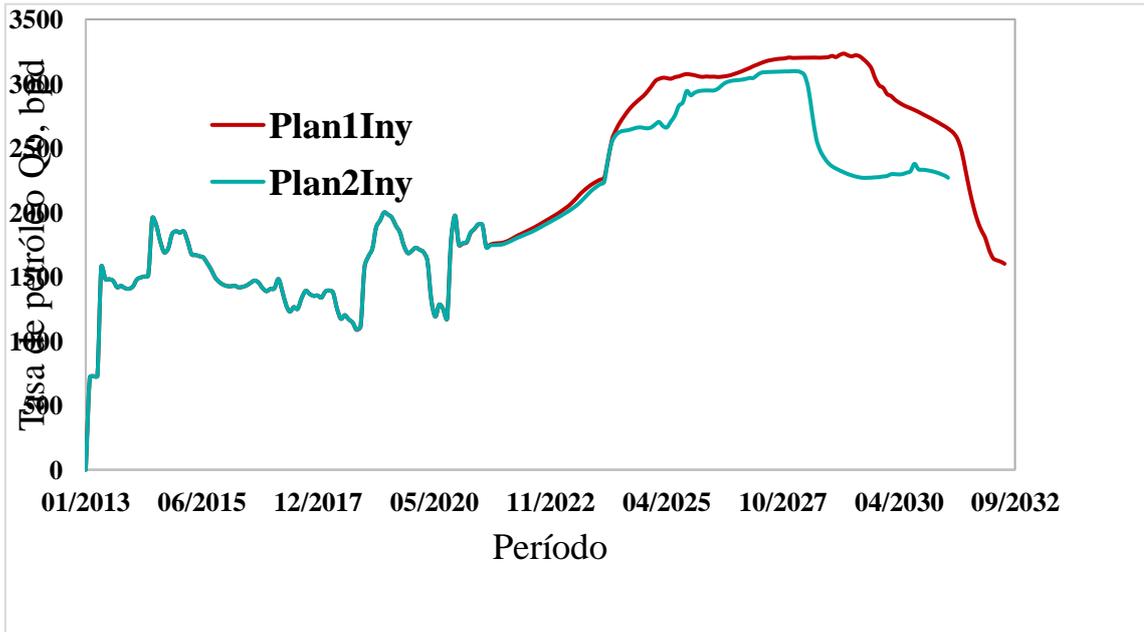


Figura 36: Pronóstico de producción a una tasa de inyección de agua de 5000 bpd.

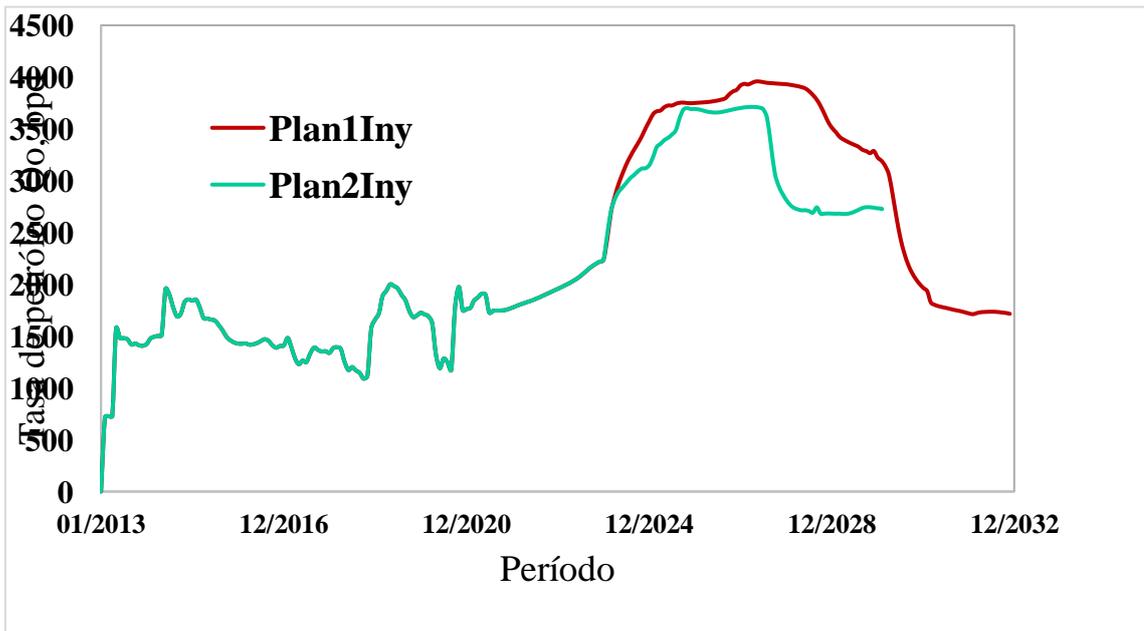


Figura 37: Pronóstico de producción a una tasa de inyección de agua de 6000 bpd.

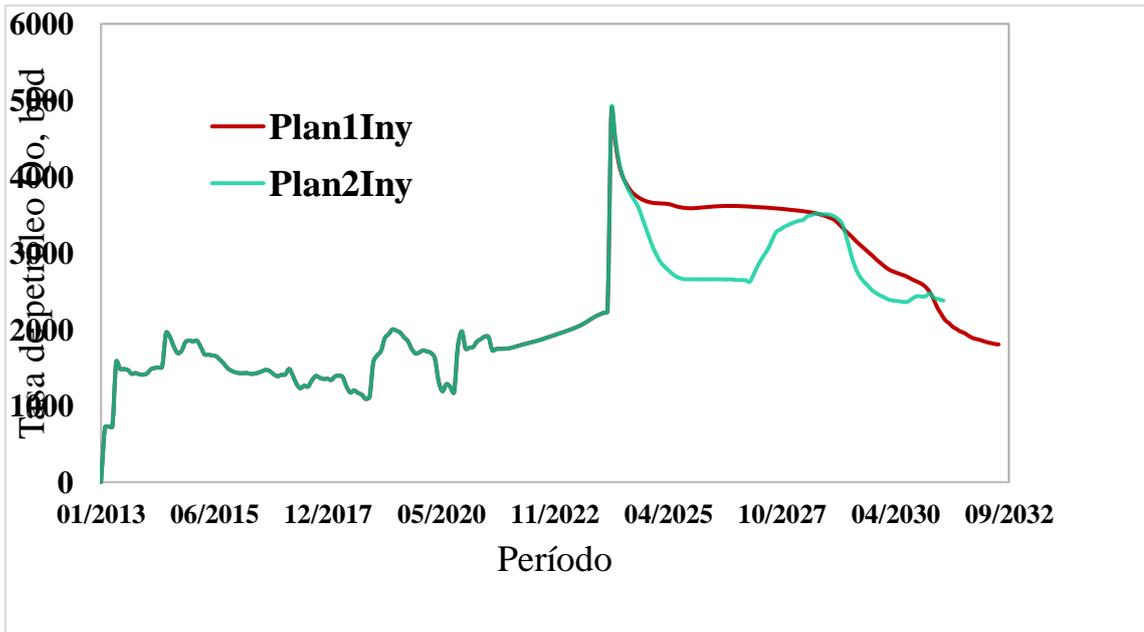


Figura 38: Pronóstico de producción a una tasa de inyección de agua + surfactante de 5000 bpd.

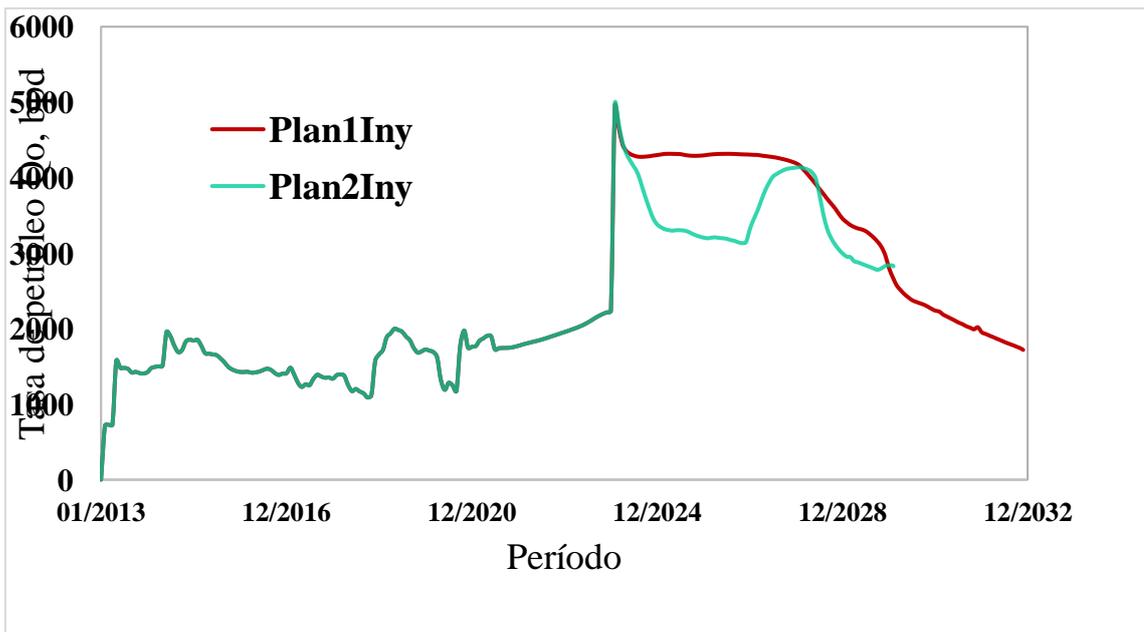


Figura 39: Pronóstico de producción a una tasa de inyección de agua + surfactante de 6000 bpd.

4.2. Análisis b.

Como de lo anterior se definió que los mejores perfiles de producción son con referencia al Plan1Iny, es por consiguiente momento de definir que tasa es la adecuada tanto para inyección de agua e inyección de agua + surfactante. Para lograr esto y con

facilidad, basta con observar el comportamiento de la tasa de producción y el corte de agua del global de pozos, según sea el caso.

La inyección de agua + surfactante, influencia a la estabilización de la curva de producción y produzca constantemente por cerca de 5 años (agua + surf a 5000 y 6000 bpd), al contrario de la accidentada curva cuando se inyecta agua solamente (agua a 5000 y 6000 bpd); en cualquiera de los 4 casos se registra una declinación pronunciada de petróleo a inicios del 2029, esto es porque el corte de agua a esa fecha comienza a aproximarse a los valores que se tenía antes del plan piloto (nuevo inyector).

Se evidencia aumento de producción de petróleo a medida que aumenta la tasa de inyección de fluidos, y en todos los casos, por la inyección superan a la producción natural o primaria (sin planificación del nuevo inyector). La recuperación es tal que durante todos los periodos evaluados según sea el caso, las tasas superan a las últimas registradas antes del plan piloto e incluso presenta una reducción y control del corte de agua en los primeros 5 años.

Otro indicador directo es el factor de recobro (Figura 42) que representa el petróleo recuperado. No existe una diferencia sustancial cuando se inyecta agua a una tasa de 6000 bpd y cuando es con surfactante a una tasa de 5000 bpd. De acuerdo a esto, se puede mencionar que inyectar agua + surfactante a una tasa de 5000 bpd no es recomendable y que lo óptimo sería inyectar agua ó agua + surfactante a una tasa de 6000 bpd. Por otro lado, la inyección con surfactante disminuye y controla mejor el corte de agua.

Con referencia al último registro de producción proyectado en el forecast con fecha 2024/01/01, un factor de recobro del 9.85% aumenta a 26.62% cuando se inyecta agua + surfactante a 6000 bpd; es decir triplica o aumenta 16.7 puntos a este indicador. Si se compara con la producción natural, pronostica un aumento de 11.9 puntos bajo esta misma condición.

Inicialmente el Plan1Iny se había planteado bajo supuestas metas de volúmenes porosos a inyectar. Una vez realizada las simulaciones completas, muestran que alcanzan entre el 20 a 25% de volumen poroso inyectado, pero que es suficiente para la meta de desplazamiento que se planeó al inicio (Figuras 45 a 48). Mientras aumente el volumen poroso inyectado de agua, ocurrirá el fenómeno de desplazamiento de petróleo, haciendo que la saturación de petróleo disminuya, lo cual se buscaba al aplicar procesos de recuperación; esto se demuestra en la figura 44 mostrando una

reducción importante de la saturación de petróleo cuando se incrementa el volumen inyectado.

Las diferentes representaciones del desplazamiento de agua con el nuevo pozo inyector del Plan1Iny valida su alcance hasta los productores con los cronogramas planteados inicialmente, incluso influenciando al pozo productor SCHAF-383H que es uno de los más distantes.

Siendo más específicos, los pozos productores el SCHAF 381 y 383H presentan mejor comportamiento de producción, a diferencia del SCHAF-386 donde la inyección de surfactante no es buena opción para mejorar la tasa de petróleo. Tanto el SCHAF-386 y 519ST registran un elevado corte de agua de casi el 80%, pero el SCHAF-519ST si mejora en producción de petróleo (Anexo D 4-7).

En contraste entre el Plan1Iny y Plan2Iny con respecto a la producción natural, se muestra que el cambio de factor de recobro es de +11.9 y +6.2 puntos, respectivamente (eligiendo la mejor opción entre los cuatro casos); y esto ocurre por el alcance del volumen poroso inyectado de 25% (Plan1Iny) y 20% (Plan2Iny). Para finalizar, los cambios de recuperación de petróleo no necesariamente son favorables cuando se incrementa impulsivamente la presión en el reservorio tal como se muestra en la figura 43, más bien la estabilización y restauración paulatina de la misma, optimiza la producción y de acuerdo a esto, la adición de surfactante es adecuado para este fenómeno.

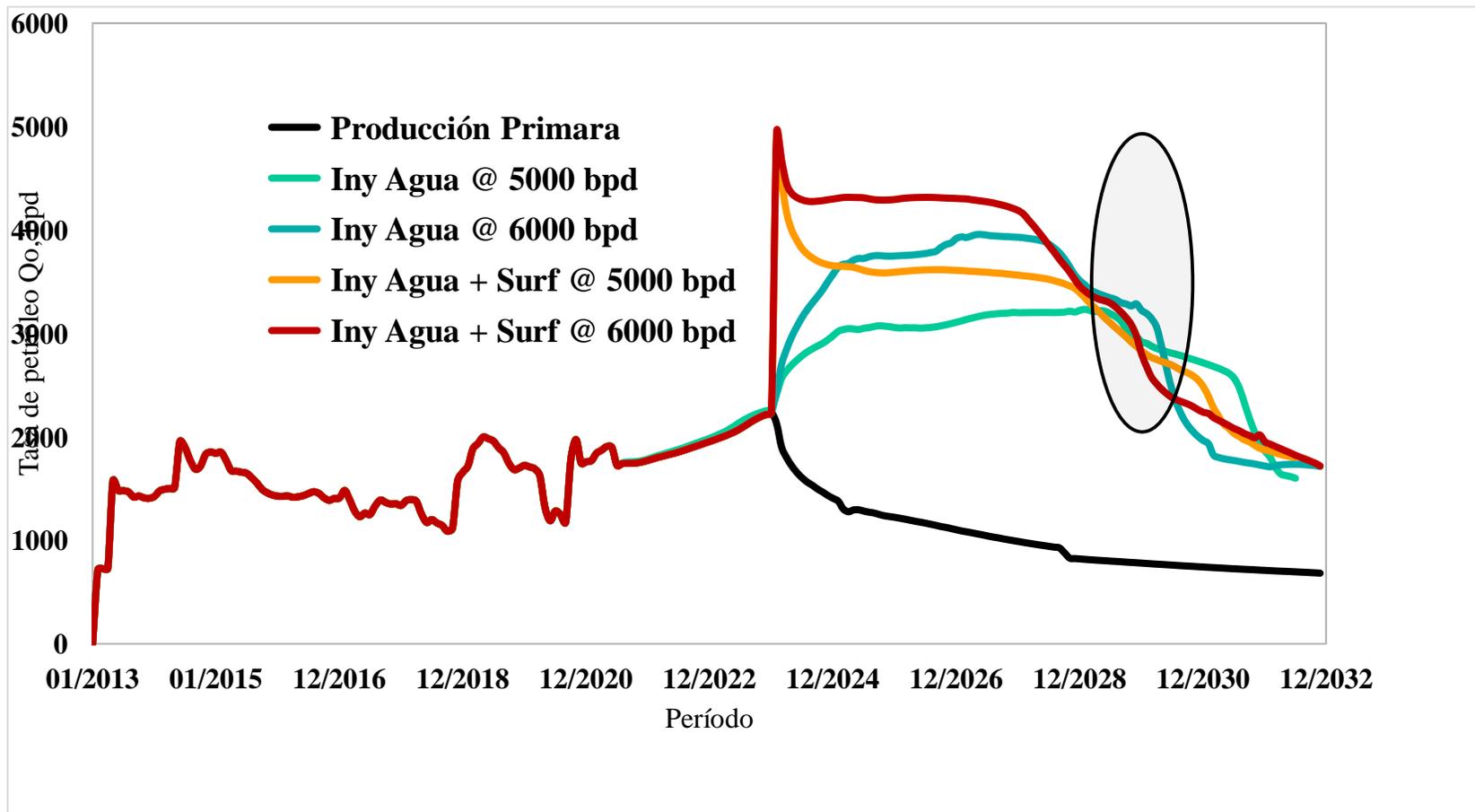


Figura 40: Pronóstico de producción de petróleo del Plan1Iny a varias situaciones planteadas.

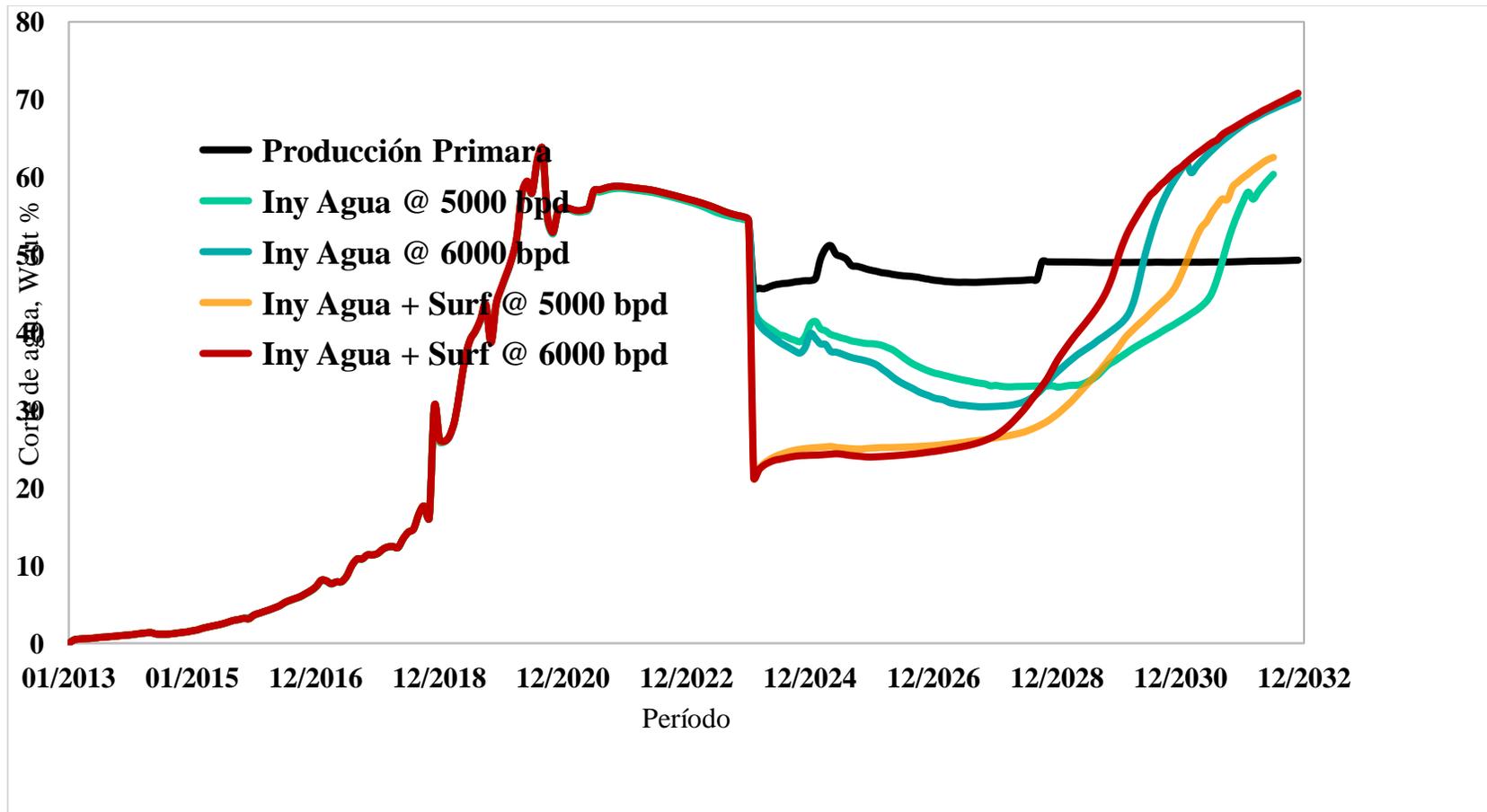


Figura 41: Pronóstico de corte de agua % del Plan1Iny a varias situaciones planteadas.

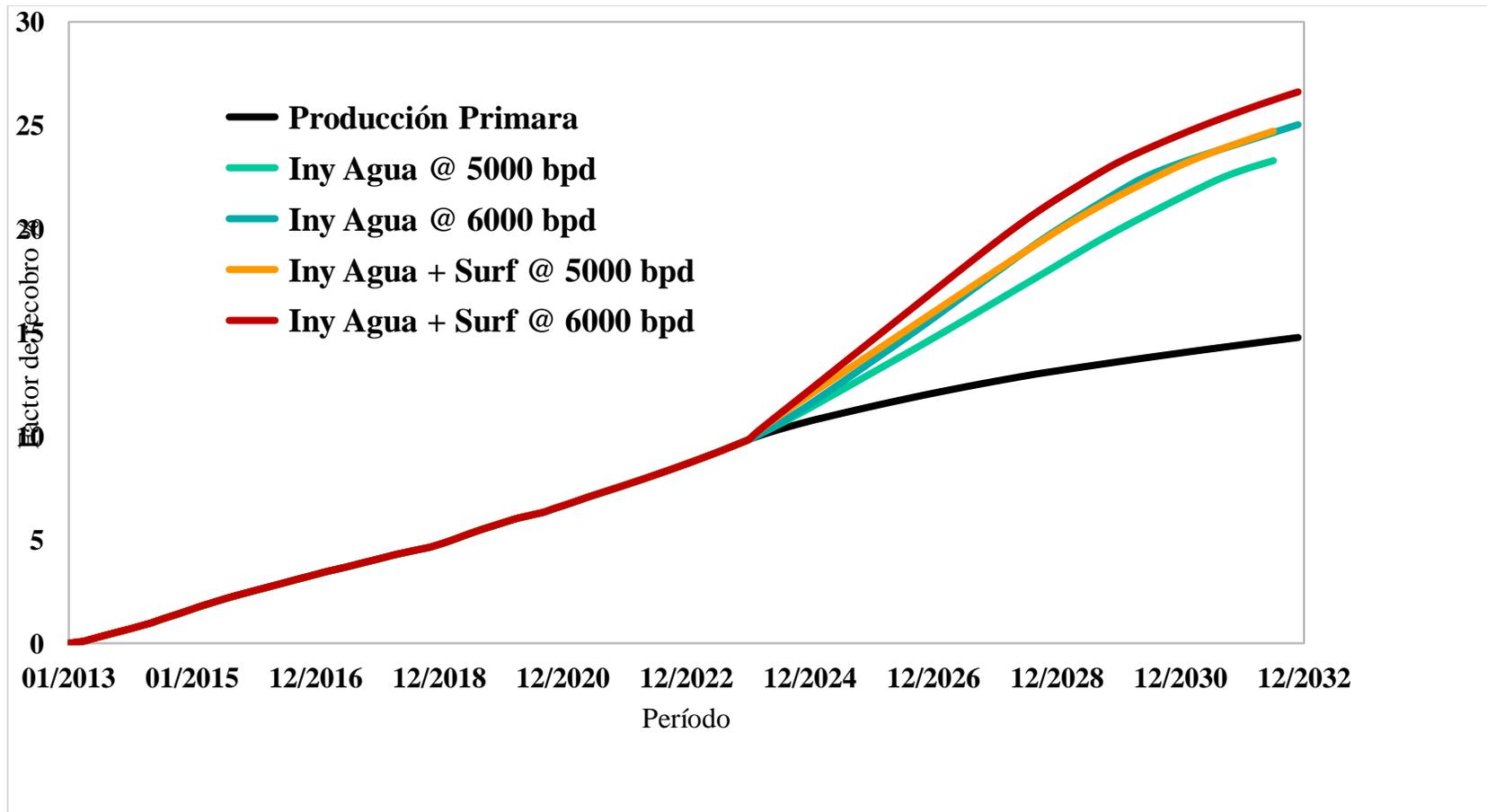


Figura 42: Pronóstico de recobro de petróleo % del Plan1Iny a varias situaciones planteadas.

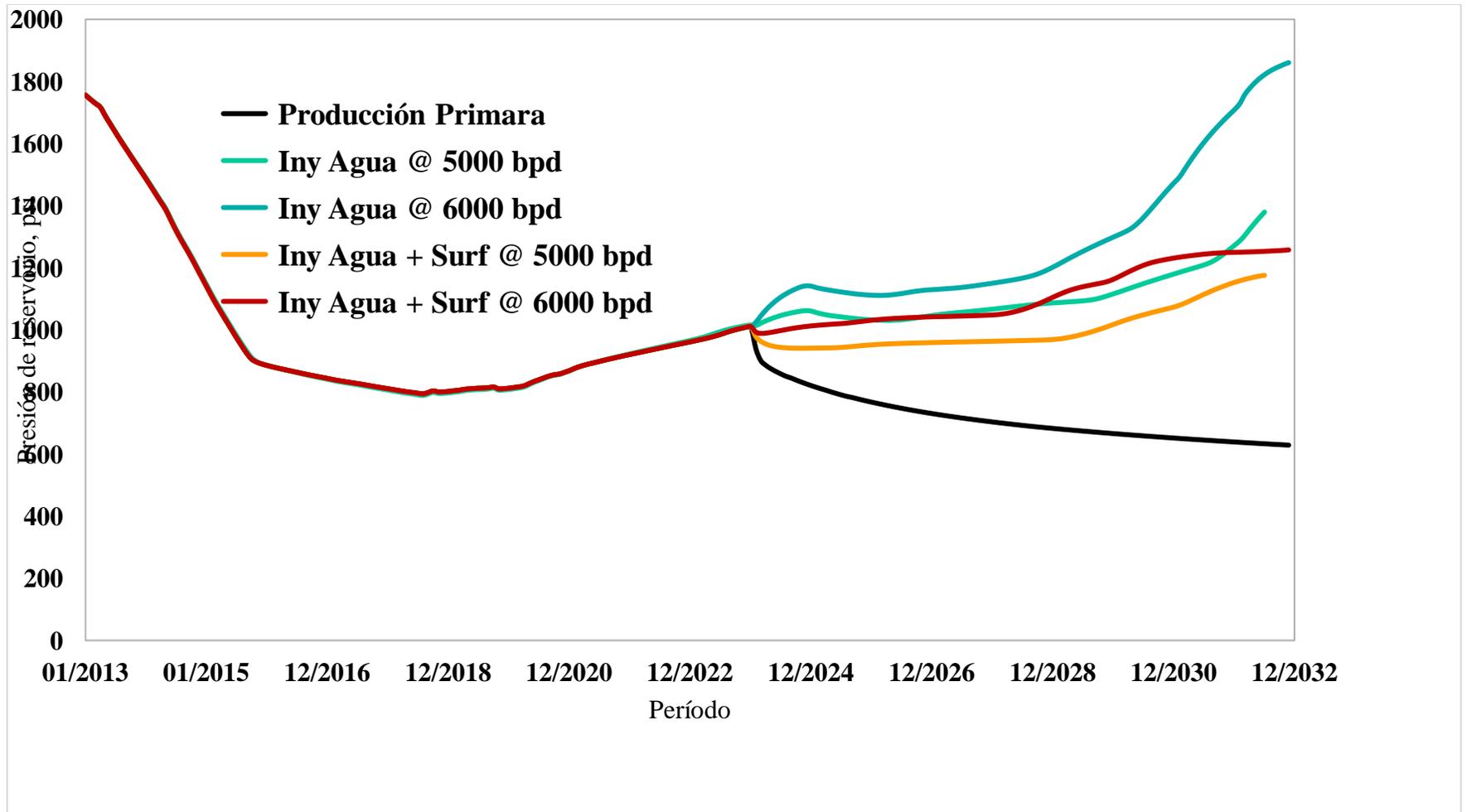


Figura 43: Pronóstico de la presión de reservorio del Plan1Iny a varias situaciones planteadas.

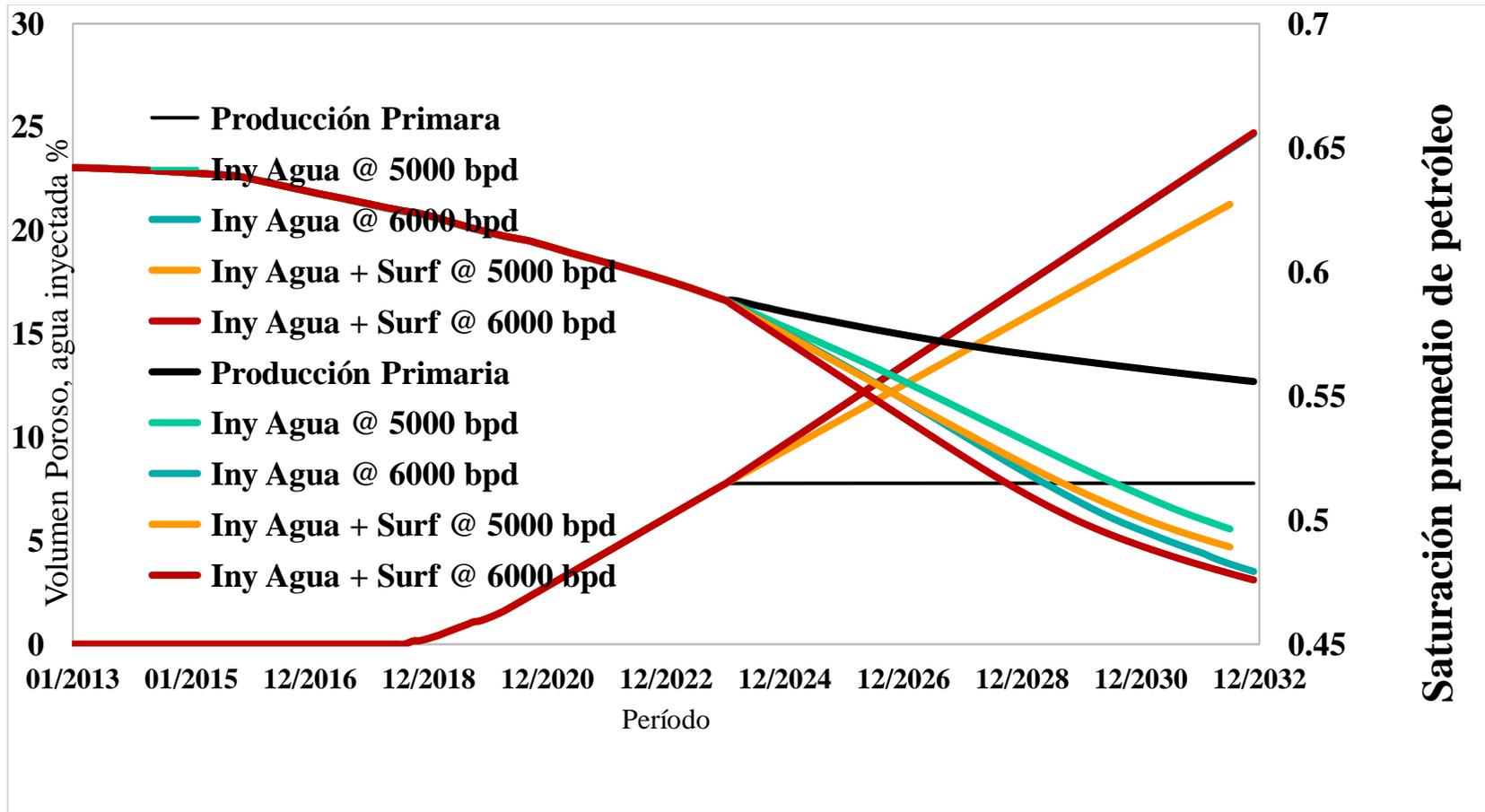
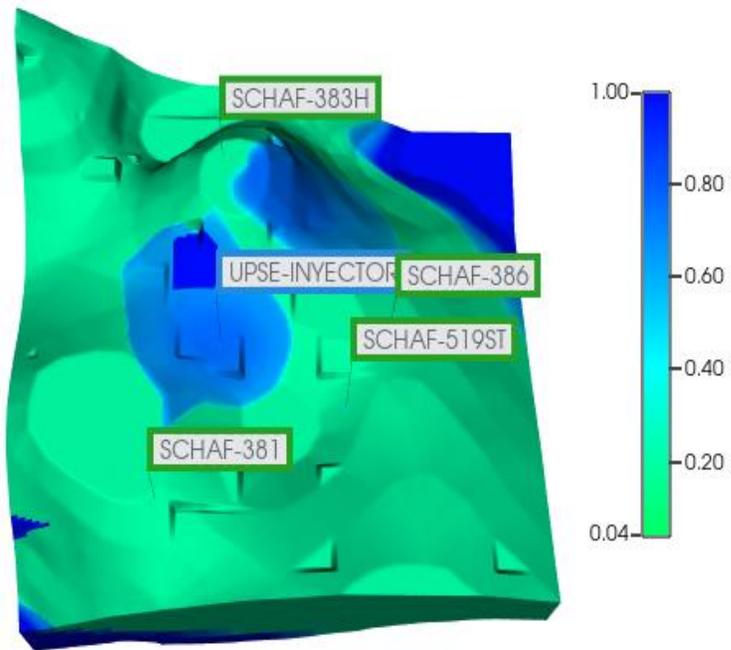
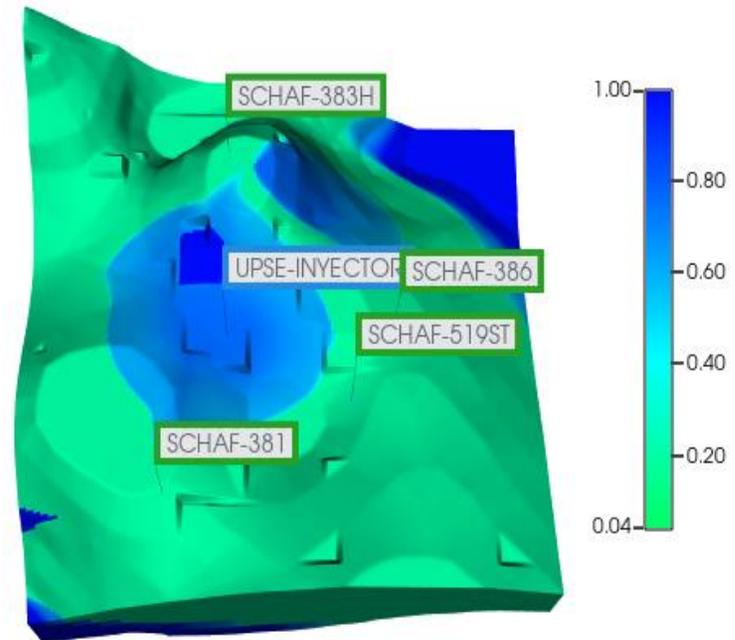


Figura 44: Pronóstico de volumen poroso % y su respectiva saturación promedio de petróleo del Plan1Iny a varias situaciones planteadas.

a) @ 2026 - 02 - 05



b) @ 2028 - 04 - 18



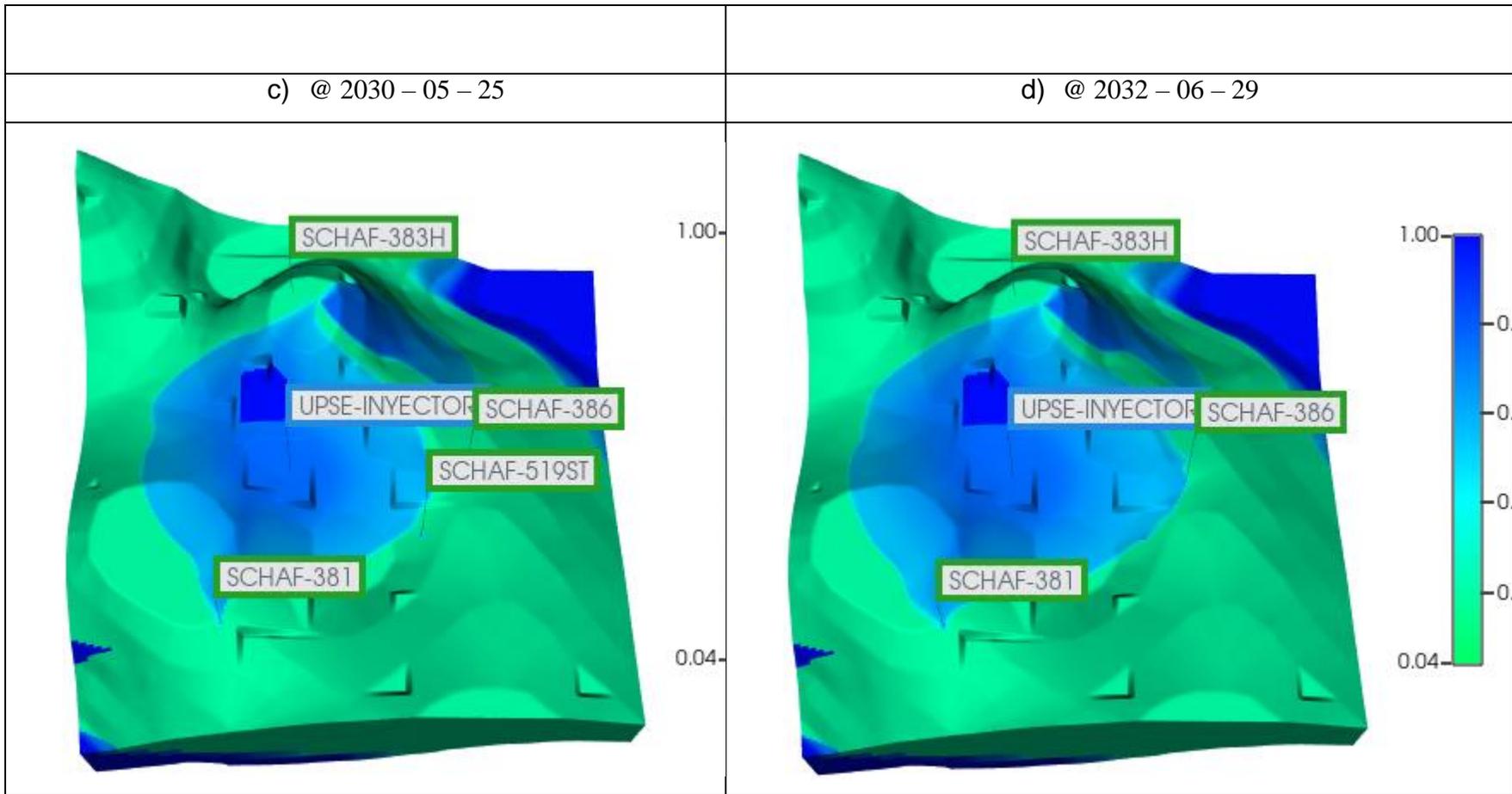
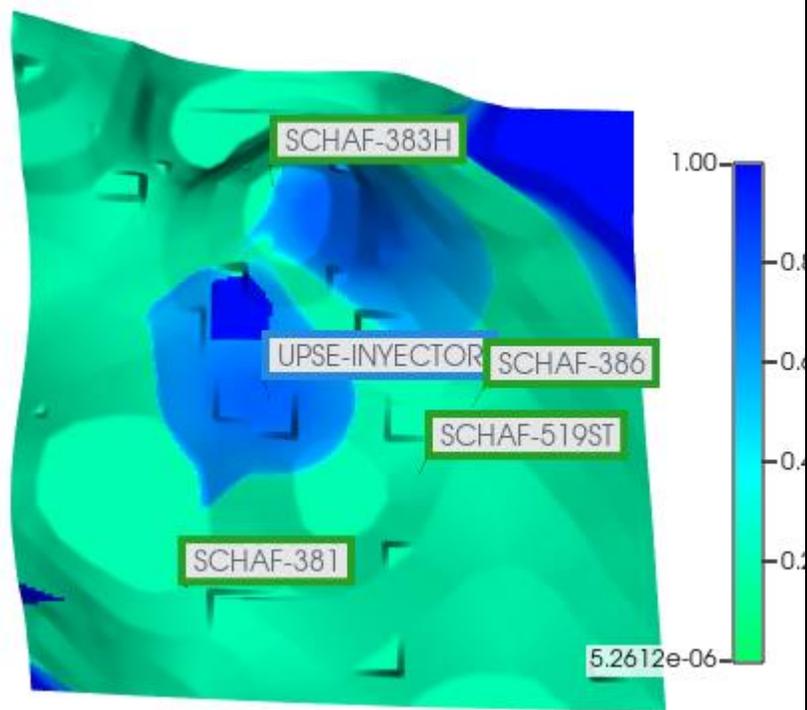
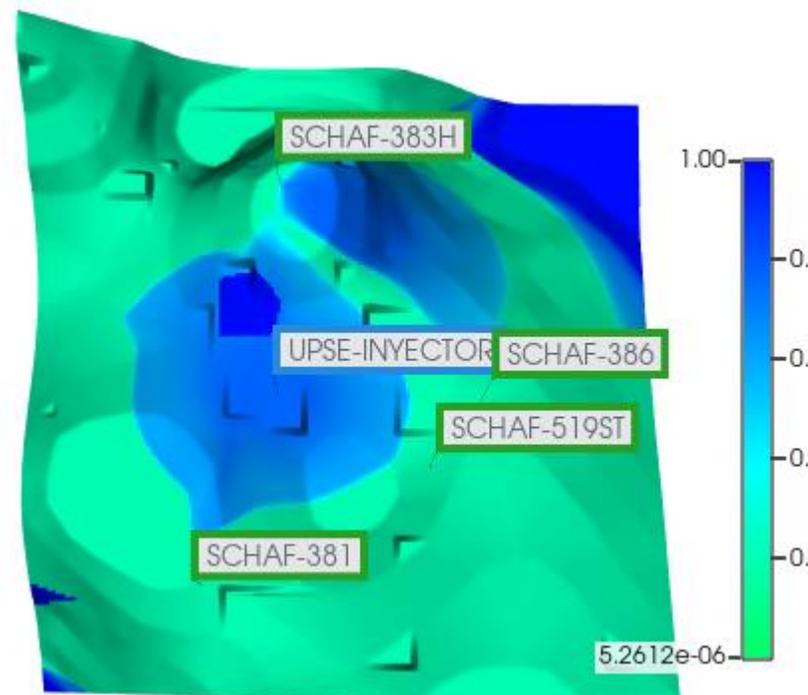


Figure 45: Cambios de saturación de agua tomados a diferentes tiempos a una tasa de inyección de agua de 5000 bpd del Plan1Iny.

a) @ 2026 - 02 - 05



b) @ 2028 - 04 - 18



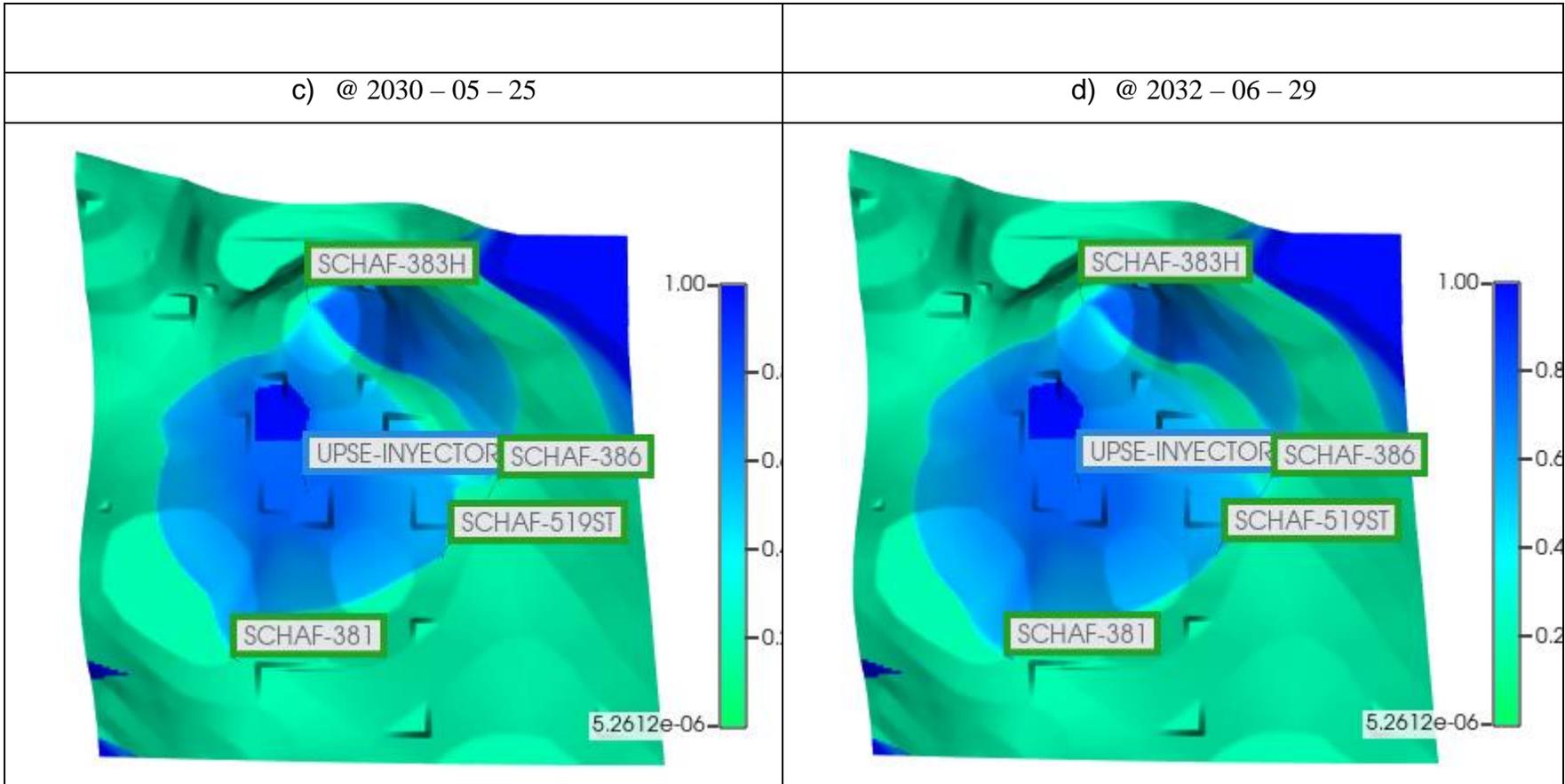
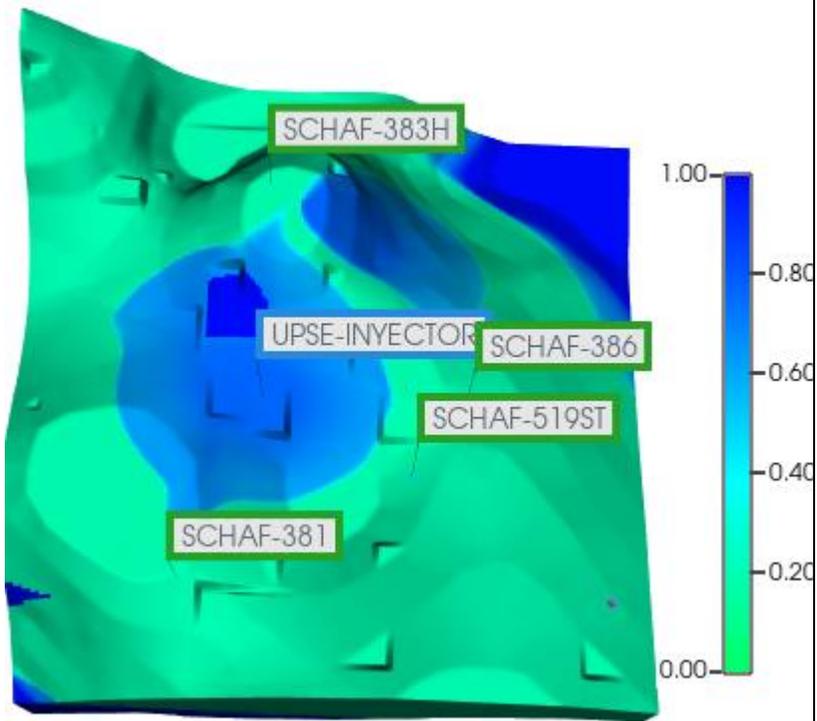
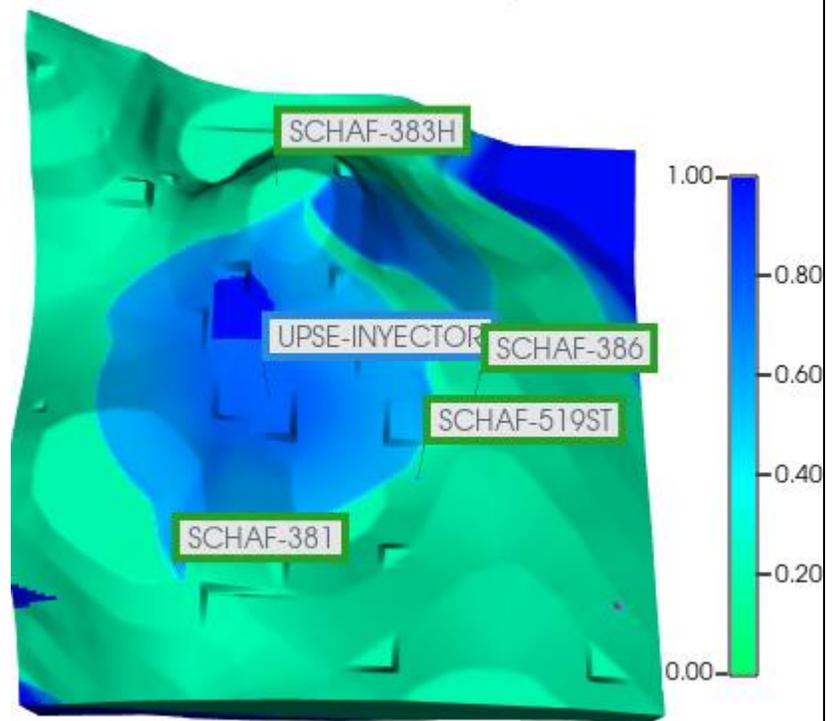


Figura 46: Cambios de saturación de agua tomados a diferentes tiempos a una tasa de inyección de agua + surfactante de 5000 bpd del Plan 1Iny.

a) @ 2027 - 07 - 01



b) @ 2029 - 04 - 18



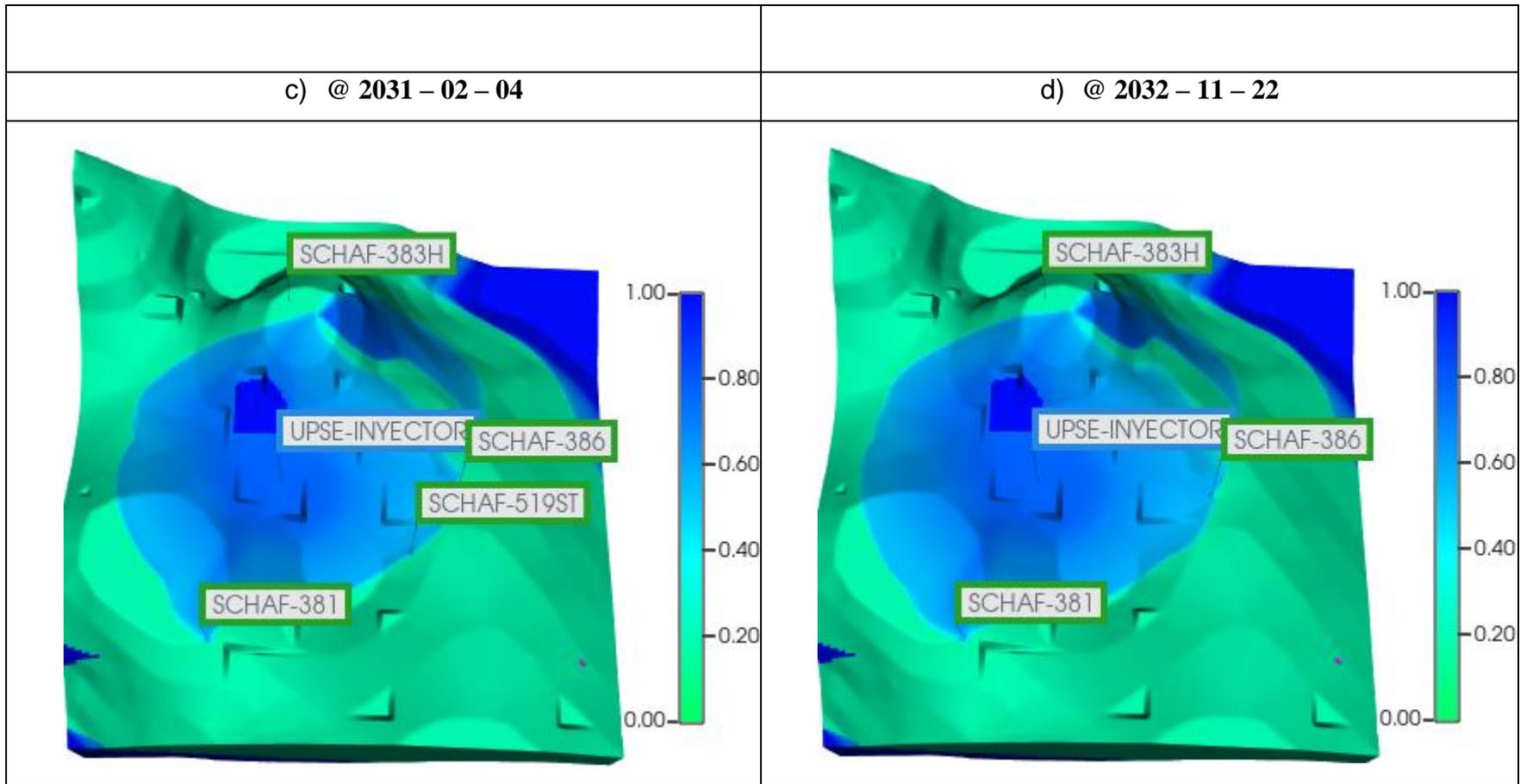
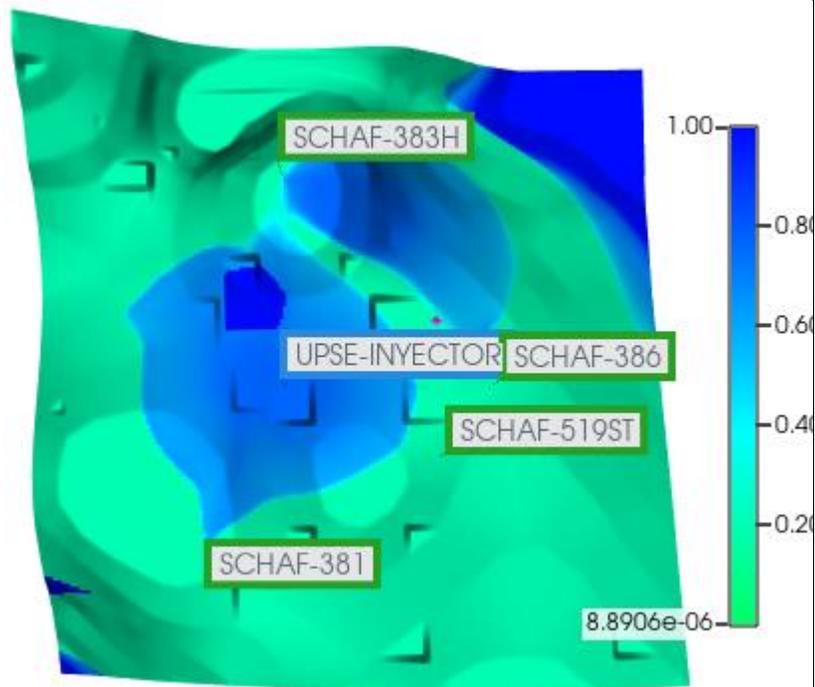
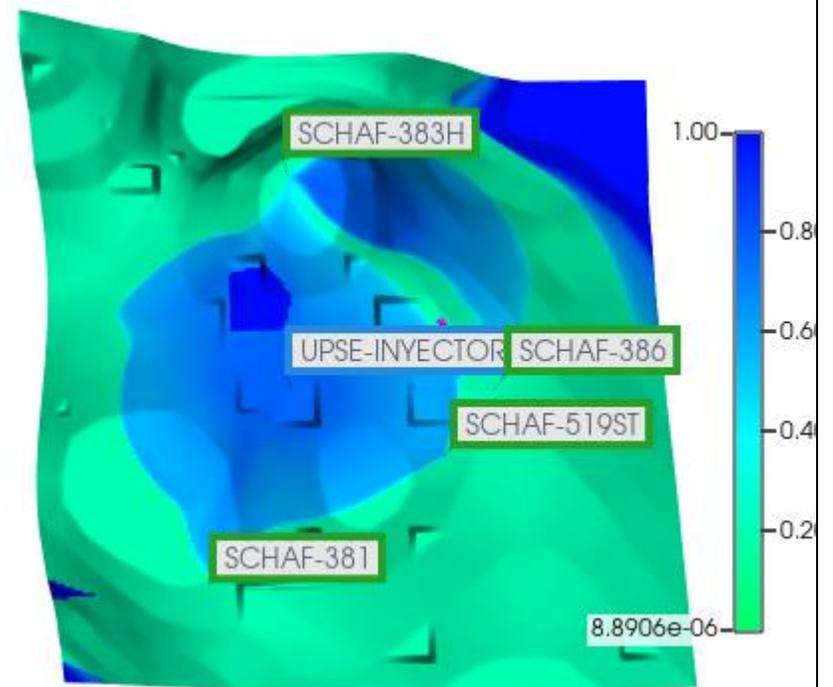


Figura 47: Cambios de saturación de agua tomados a diferentes tiempos a una tasa de inyección de agua de 6000 bpd del Plan1Iny.

a) @ 2027 - 07 - 01



b) @ 2029 - 04 - 18



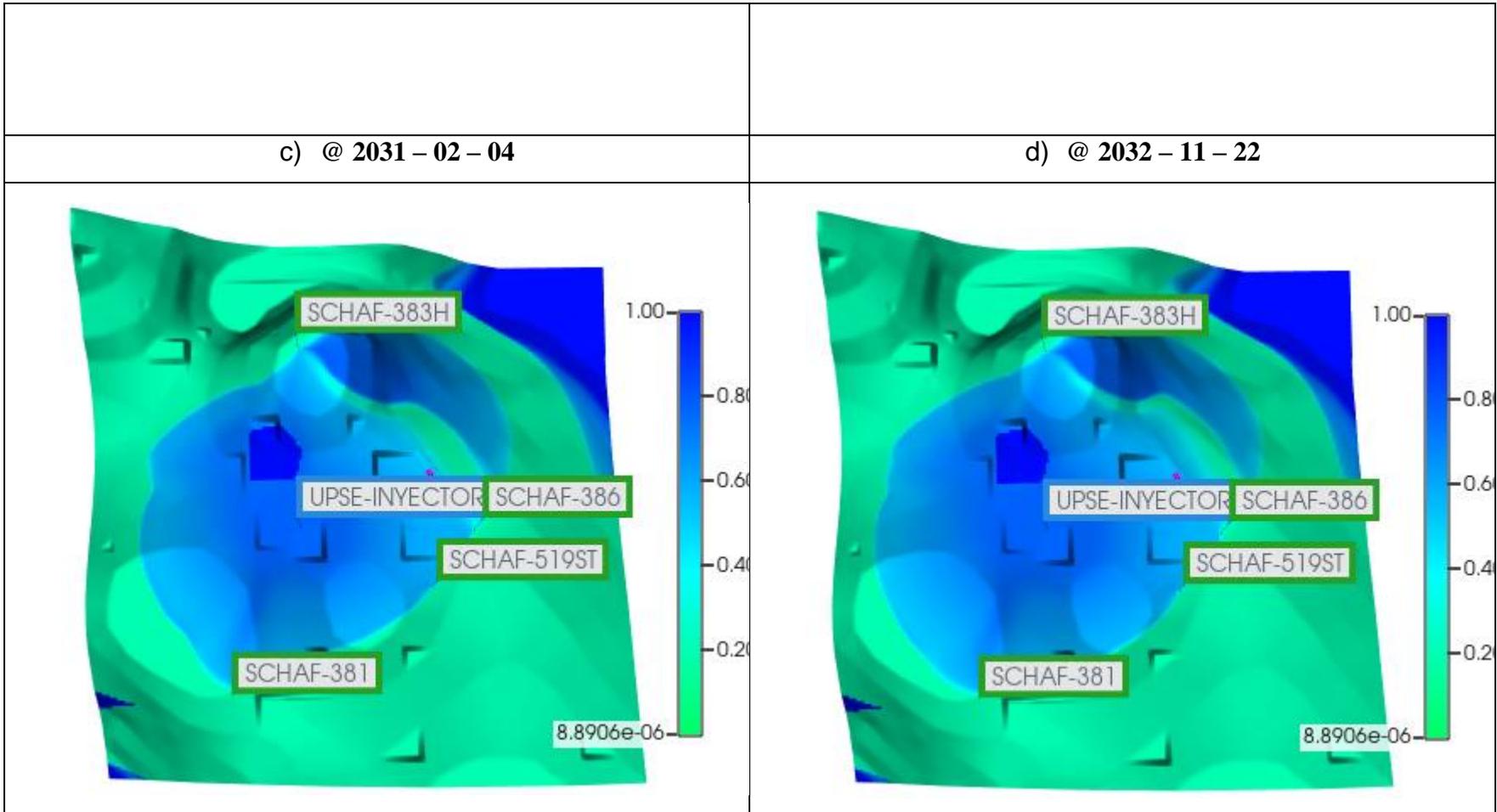


Figura 48: Cambios de saturación de agua tomados a diferentes tiempos a una tasa de inyección de agua + surfactante de 6000 bpd del Plan 1Iny.

Tabla 28: Resumen de parámetros globales de producción estimados por simulador.

	Factor de recobro	Np, MMB	Corte de agua	Saturación promedio de petróleo
Último registro @ 2024/01/01	9.85	6.53	54.13	0.59
Producción Primaria	14.76	9.76	49.32	0.56
Inyección de agua a 5000 bpd	23.30	15.44	60.37	0.50
Inyección de agua a 6000 bpd	25.04	16.56	70.15	0.48
Inyección de agua + surfactante a 5000 bpd	24.72	16.35	62.55	0.49
Inyección de agua + surfactante a 6000 bpd	26.62	17.60	70.83	0.48

CAPITULO V

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

El área de interés, acorde al Pad-380 contiene al pozo inyector SCHAF-382, fue determinada con base en información bibliográfica que manifiesta la continuidad de fase de desarrollo o explotación en la parte sur del campo Sacha e incluso existe pozos nuevos debajo del pozo SCHAF-381. La alternativa de un pozo inyector nuevo es soportada con el objeto de influenciar e incrementar la producción de los pozos ubicados en la parte baja (sur) del pozo SCHAF 383-H, ya que por encima (norte) de este pozo, el área es influenciada por el pozo inyector ya existente.

El método de recuperación mediante inyección de surfactante es aplicable para el petróleo – crudo de 27 °API que se tiene la arena U inferior del Campo Sacha. Además, en la zona de estudio ya existe un pozo inyector de agua que manifiesta un buen desplazamiento de hidrocarburo. Entonces, un pozo inyector de surfactante puede potenciar el desplazamiento de petróleo. E incluso, el surfactante (Petrostep S13D) no presenta limitantes en su comportamiento o desarrollo por la temperatura o salinidad (alta) en el reservorio.

El propósito del nuevo pozo inyector es desplazar hidrocarburo hacia los pozos productores: SCHAF-381, 386 y 519ST; por lo que, para una eficaz estrategia se analizó su ubicación y tiempo en lograr desplazamiento. Para ello, se planteó dos ubicaciones: Play1Iny corresponde a una localización equidistante a 4 pozos productores y Play2Iny que influye a 3 pozos productores, donde 1 fue desestimado ya que es influenciado por el otro pozo inyector existente. Con dichas posibles estrategias se obtuvieron rangos de inyección entre 5000 a 6000 bpd que emplearían menos de 10 años de evaluación.

La selección de la estrategia de inyección de surfactante se realizó mediante la comparación de inyección de agua (5000 y 6000 bpd) y de agua + surfactante (a las mismas tasas). Donde tanto el Plan1Iny como el Plan2Iny presentaron incrementos en la recuperación de petróleo, por encima de la esperada mediante producción natural. Logrando un factor de recobro de +11.9 puntos para el mejor caso con el Plan1Iny sobre +6.2 puntos del mejor caso con el Plan2Iny.

El Plan1Iny demostró qué localización es la mejor ubicación para el nuevo inyector, esto por estar equidistante de los 4 productores. Además, esto se valida con las estimaciones por simulación numérica, donde lo óptimo a considerar es sólo inyectar agua a 5000 bpd o inyectar agua + surfactante a 6000bpd donde presenta diferencias sustanciales.

El corte de agua acorde a la parte técnica sobrelleva costos y declinación de producción. Sin embargo, en casos con surfactantes se observa una mejor incidencia en el control del corte de agua, lo cual es fundamental porque como se analizó en el factor de recobro, la diferencia entre inyectar agua e inyectar agua + surfactante es de +2 puntos, pero al ingresar esta otra variable aumentaría el interés en esta propuesta de inyección.

El análisis de resultados permite establecer que el período de mejores resultados, son los primeros 5 años de haber empezado el piloto de simulación, esto es a inicios del año 2029 que de acuerdo a las ilustraciones de desplazamiento (saturación de agua) es cuando el bache está cerca de los productores SCHAF-381, 386 y 519ST, pero posterior a esa fecha la presencia de agua aumenta en la producción porque el barrido llega a esos pozos.

5.2. RECOMENDACIONES

Se recomienda no considerar de manera drásticas las sugerencias que dicten las herramientas comerciales sobre selección de métodos EOR, puesto a que no todas están actualizadas acorde a los avances técnicos – tecnológicos de la industria hidrocarburífera. Además de considerar datos históricos de métodos EOR aplicados en el mismo campo o campos contiguos que presente mismas características acorde al

estudio a realizar, además de emplear personal técnico experimentando en proceso de recuperación mediante surfactantes.

La simulación numérica es una herramienta que permite evaluar estrategias a escala para optimizar la producción de fluidos de interés, pero la necesidad de ordenadores con características de procesadores potentes sería una de sus limitantes, y más si se desea evaluar modelos reservorios de gran magnitud, como en el caso estudiado donde se debió sectorizar un área de interés para acortar el lapso de simulación el cual de por sí igualmente fue prolongado, por cerca de 7 horas por cada caso simulado.

Si se considera seguir con el desarrollo del modelo reservorio de la zona sur del campo Sacha, se debe procurar incorporar información actualizada de los nuevos pozos abiertos, así como el historial de producción que vendría a ser uno de los impedimentos de información requerida. Así mismo, las pruebas de laboratorio tomadas a núcleos, en especial si se trata de estudios de recuperación mejorada es de vital importancia para una correcta estimación de estos procesos por simulación.

Para mejorar el performance del piloto sería de ayuda incluir los costos operativos que conlleva la inyección de surfactante, y más si se presenta que los cambios de factor de recobro entre inyectar agua e inyectar agua + surfactante es de apenas +2 puntos, pero si se considera el control de agua de producción tomaría otra ventaja sustancial.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abdelaziz L. Khlaifat, D. D. (22 de mayo de 2022). *Una revision critica de las inundaciones alcalinas: mecanismo, métodos de inundación híbridos, trabajo de laboratorio, proyectos piloto y aplicaciones de campo.* . Obtenido de MDPI: <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/10/3820>
- Barrera, A. (abril de 2021). *Polímeros Sintéticos y Biopolímeros en Procesos de Recobro Químico de Crudo Pesado -CEOR.* Obtenido de <https://repository.unad.edu.co/handle/10596/40332>
- Bedón, P. (2020). *Análisis del comportamiento de producción de petróleo basado en escenarios para los campos Sacha y Shushufindi.* Obtenido de <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/21209>
- Buitrón, R., & Piedra, J. (2020). *Análisis del desempeño del fracturamiento hidráulico mediante la técnica de canales de flujo de alta conductividad y propuesta de nuevos candidatos para la arena U del campo Sacha.* Quito, Pichincha, Ecuador: Universidad Central del Ecuador. Obtenido de <https://www.dspace.uce.edu.ec/entities/publication/7de5e042-d9da-448e-a481-cd39e142eb90>
- Calderón, C. (2016). *Modelo petrofísico del miembro U - Formación Napo en la zona sur del campo Sacha de la Cuenca Oriente del Ecuador.* Quito, Pichincha, Ecuador:

Escuela Politécnica del Litoral (EPN). Obtenido de <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/17167>

Charcopa, G., & Aguilar, C. (2021). *Estudio comparativo de los métodos de recuperación mejorada de petróleo para evaluar su factibilidad técnica e incrementar el factor de recobro en un yacimiento del oriente ecuatoriano*. La Libertad, Santa Elena, Ecuador: Universidad Estatal Península de Santa Elena (UPSE). Obtenido de <https://repositorio.upse.edu.ec/xmlui/handle/46000/5816>

Choque, J. (2019). *Análisis de factibilidad de la inyección combinada de álcali - surfactante - polímero (ASP), para incrementar el factor de recuperación del Campo La Peña*. Obtenido de <http://repositorio.umsa.bo/xmlui/handle/123456789/32113>

Close, J. (24 de abril de 2019). *Cómo el petróleo y el gas están resolviendo las limitaciones tecnológicas de la simulación de yacimientos complejos con CMG y AWS*. Obtenido de aws: <https://aws.amazon.com/es/blogs/apn/solving-technological-limitations-of-complex-reservoir-simulation-with-cmg-and-aws/>

Computer Modelling Group Ltd. (2006). *User's Guide: Builder*. CMG. Obtenido de <https://es.scribd.com/doc/124819153/CMG-tutorial-pdf>

Computer Modelling Group Ltd. (2012). *User's Guide: Builder*. Obtenido de <https://es.scribd.com/document/412327626/Tutorial-CMG-Full>

DeBons, F., Braun, R., & Ledoux, W. (2004). *A Guide to Chemical Oil Recovery for the Independent Operator*. doi:10.2118/89382-MS

- Deisy Gonzalez Roa, S. F. (2007). *problemas operacionales frecuentes durante proceso de inyeccion ciclica de vapor*.
- Diaz, D. H. (2014). Definiciones y conceptos basicos. En D. H. Diaz.
- Diaz, M. A. (29 de marzo de 2015). *Presión capilar*. Obtenido de SCRIBD: <https://es.scribd.com/presentation/260311862/Mobilidad-y-Presion-Capilar>
- Energy Glossary. (2023). *injection pattern*. Obtenido de Energy Glossary: https://glossary.slb.com/en/terms/i/injection_pattern
- Engineer, A. A. (27 de abril de 2021). *Propiedades de los fluidos en campos petroleros*. Obtenido de LinkedIn: <https://es.linkedin.com/pulse/propiedades-de-los-fluidos-campos-petroleros-ang%C3%A9lica-alc%C3%A1ntara>
- ennyta. (septiembre de 2018). *steemit*. Obtenido de steemit: <https://steemit.com/stem-espanol/@ennyta/estudio-de-la-porosidad-como-caracteristica-petrofisica-de-las-rocas>
- Fierro, D. (2019). *Diseño de un plan piloto para la aplicación temprana de un método químico de recuperación mejorada de petróleo en el campo Pindo*. Obtenido de <http://www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/25000/19636/1/T-UCE-0012-FIG-010-P.pdf>
- Flórez, M., & Gómez, J. (2023). *Evaluación del efecto de adición de nanopartículas de sílice sobre el fenómeno de adsorción en un proceso de inyección de surfactantes*. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander (UIS).
- Gobierno de Mexico. (27 de octubre de 2020). *Proyecto para estimar la permeabilidad en yacimientos carbonatados*. Obtenido de Instituto Mexicano del Petróleo:

[https://www.gob.mx/imp/articulos/proyecto-para-estimar-la-permeabilidad-en-yacimientos-](https://www.gob.mx/imp/articulos/proyecto-para-estimar-la-permeabilidad-en-yacimientos-carbonatados?idiom=es#:~:text=La%20permeabilidad%20se%20refiere%20a,y%20forma%20de%20los%20poros%2C)

[carbonatados?idiom=es#:~:text=La%20permeabilidad%20se%20refiere%20a,y%20forma%20de%20los%20poros%2C](https://www.gob.mx/imp/articulos/proyecto-para-estimar-la-permeabilidad-en-yacimientos-carbonatados?idiom=es#:~:text=La%20permeabilidad%20se%20refiere%20a,y%20forma%20de%20los%20poros%2C)

Gonzales, A., & Pinilla, J. (2009). *Evaluación de procesos de inyección continua de vapor de yacimientos estratificados mediante el análisis de la eficiencia térmica: aplicación campo Teca*. Obtenido de <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2009/130432.pdf>

Granda, B., & Hartos, C. (2022). *Evaluación de la inyección de agua de baja salinidad mediante métodos de vigilancia y esquemas de diagnóstico en la Arena u inferior del campo Sacha - Pad 380*. Quito, Pichincha, Ecuador: Universidad Central Del Ecuador (UCE). Obtenido de <https://www.dspace.uce.edu.ec/entities/publication/2b11e59f-6cf2-424c-a64e-0fe3dad6f620>

Granda, P. (2022). *Estudio técnico para la formulación de trabajos de fracturamiento hidráulico en el bloque 60, basado en experiencias obtenidas en el mismo campo de las arenas "T" y "U" en los años 2017 – 2018*. Quito, Pichincha, Ecuador: Universidad Central del Ecuador (UCE). Obtenido de <https://www.dspace.uce.edu.ec/server/api/core/bitstreams/794fc738-ce1f-47fc-87a0-da65246b9442/content>

Hernández, M., Ojeda, U., & Martínez, A. (2019). *Recuperación Mejorada de Petróleo Asistida por Microorganismos con Capacidad de Sintetizar Biosurfactantes*.

Journal of basic science, 5(15).

doi:<https://revistas.ujat.mx/index.php/jobs/article/view/3569>

Hirschfelt, M. (septiembre de 2008). *Conceptos de well performance*. Obtenido de OilProduction.net:

http://oilproduction.net/files/conceptos_well_performance.pdf

Ingeniería Petrolera. (16 de Septiembre de 2013). *Ecuaciones simplificadas del flujo fraccional*. Obtenido de Ingeniería Petrolera:

<https://ingenieraenpetroleo.blogspot.com/2013/09/ecuaciones-simplificadas-del-flujo.html>

Ingeniería Petrolera. (22 de diciembre de 2013). *Método de Buckley y Leverett - II*.

Obtenido de Ingeniería Petrolera:

<https://ingenieraenpetroleo.blogspot.com/2013/12/metodo-de-buckley-y-leverett-ii.html>

Ingeniería Petrolera. (18 de abril de 2017). *Tipos de permeabilidad*. Obtenido de

Ingeniería Petrolera: <https://ingenieraenpetroleo.blogspot.com/2013/07/tipos-de-permeabilidad-i.html>

Isaac, O. T. (8 de Noviembre de 2022). *Surfactantes empleados en yacimientos convencionales y no convencionales para mejorar la recuperacion de petróleo*.

Obtenido de ScienceDirect:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484722001883>

J.M. Pinilla, C. U.-I., A. R. Gonzáles, C. U.-I., S.F. Muñoz, U., E.M. Trigos, U., & D.

Mercado, E. S.-I. (2009). *Evaluación de procesos de inyección continua de vapor*

en yacimientos estratificados mediante el análisis de la eficiencia térmica. Aplicación CAMPO TECA . colombia.

Loyola, R., & Ariadel, H. (2023). *Estudio para la inyección de polímeros como método de recuperación mejorada a la arena U inferior en el campo Sacha*. Quito, Pichincha, Ecuador: Universidad Central Del Ecuador (UCE). Obtenido de <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/30834>

Lyons, W. (2010). Enhanced Oil Recovery Methods. *Working Guide to Reservoir Engineering*, 279–310. doi:10.1016/B978-1-85617-824-2.00005-8

Madrid, M. (3 de diciembre de 2012). *Curvas de Permeabilidad relativa Parte I*. Obtenido de Portal del petróleo: <https://portaldelpetroleo.com/curvas-de-permeabilidad-relativa-parte-i-introduccion/>

Maiquiza, K. (2008). *Estudio de recuperación mejorada de petróleo por inyección de agua caliente en una yacimiento de crudos pesados de un campo del Oriente Ecuatoriano*. Quito, Pichincha, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional (EPN). Obtenido de <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/811/1/CD-1235.pdf>

Marijana Blesic, V. D. (31 de octubre de 2017). *Evaluando el potencial de los tensioactivos naturales en la industria petrolera: el caso de las hidrofobinas*. Obtenido de De Gruyter: <https://www.degruyter.com/document/doi/10.1515/pac-2017-0703>

Massarweh, O. (6 de noviembre de 2020). *El uso de tensioactivos en la recuperación mejorada de petróleo: una revisión de los avances recientes*. Obtenido de

ScienceDirect:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484720314347#b44>

Mayorga, C., Paucar, M., & Padilla, W. (2022). Realidad, desafíos y perspectivas de la recuperación secundaria del reservorio “U Inferior” en el campo Sacha - Bloque 60, Ecuador. *Fuentes, El Reventón Energético*, XX (2). Obtenido de <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/download/13826/12709/94245>

Muñoz, H., Tercero, J., & Sagnay, F. (2022). *Selección del proceso de recuperación secundaria óptimo para ser aplicado en la arena u del Campo ESPOL*. Obtenido de <http://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/55725>

National Center for Biotchnology Information. (31 de marzo de 2022). *Aplicación de polímeros para la recuperación química mejorada de petróleo: una revisión*. Obtenido de <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC9003037/>

Offshore Technology. (1 de agosto de 2023). *Perfil del campo de petróleo y gas: Campo petrolero convencional Sacha, Ecuador*. Obtenido de <https://www.offshore-technology.com/marketdata/oil-gas-field-profile-sacha-conventional-oil-field-ecuador/?cf-view&cf-closed>

OilProduction.net. (s.f.). *Ecuación de Buckley-Leverett*. Obtenido de OilProduction.net: [http://www.oilproduction.net/files/teoriabl\[1\].pdf](http://www.oilproduction.net/files/teoriabl[1].pdf)

Ortiz, C. A. (s.f.). *Aplicacion de surfactantes y nanoparticulas en procesos mejorados de recuperacioón de petróleo*. Obtenido de ResearchGate: https://www.researchgate.net/figure/Molecular-structure-of-a-surfactant_fig1_357830971

Oryázun, J. (2021). Principios de geología y exploración minera. En J. Oryázun, *Principios de geología y exploración minera* (pág. 256). Editorial de la Sirena.

Osama Massarweh, A. S. (6 de noviembre de 2020). *EL uso de tensioactivos en la recuperación mejorada de petróleo: una revisión de los avances recientes*.
Obtenido de ScienceDirect:
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484720314347>

Osama Massarweh, A. S. (6 de noviembre de 2020). *El uso de tensioactivos en la recuperación mejorada de petróleo: una revisión de los avances recientes*.
Obtenido de ScienceDirect:
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484720314347#b44>

Ovando, J. (4 de noviembre de 2015). *Comportamineto de yacimientos*. Obtenido de slideshare:
<https://es.slideshare.net/joelovando330/comportamiento-de-yacimientos>

PATAGONIA, I. T. (2020). *Recuperación Secundaria*. Ciudad de Neuquen.

Paternina, C. A. (12 de enero de 2022). *Aplicaciones de Surfactantes y nanopartículas en precesos mejorados de recuperacion de petróleo*. Obtenido de Intechopen:
<https://www.intechopen.com/chapters/76297>

Paternina, C., Londoño, A., Rondon, M., Mercado, R., & Botett, J. (2020). Influence of salinity and hardness on the static adsorption of an extended surfactant for an oil recovery purpose. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. doi: 10.1016/J.PETROL.2020.107592

Peña, D., & Pilozo, V. (2022). *Estudio de recuperación de petróleo por inyección de agua caliente del yacimiento en el campo Pacoa en la provincia de Santa Elena*. La Libertad, Santa Elena, Ecuador: Universidad Estatal Península de Santa Elena (UPSE). Obtenido de <https://repositorio.upse.edu.ec/xmlui/handle/46000/7728>

Petroleo, P. D. (2016). *Mecanismos de Producción en Yacimientos de Petróleo*.

Petroleo, P. d. (30 de julio de 2020). *Flujo de fluidos en yacimientos de gas condensados*. Obtenido de <https://portaldelpetroleo.com/flujo-de-fluidos-en-yacimientos-de-gas-condensado/>

petroleo, p. d. (2020). RECUPERACIÓN SECUNDARIA. En M. ., Paris, *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos 2da. edición*. Ediciones Astro data. *Introducción a los mecanismos implícitos en procesos de recuperación mejorada*. PDVSA Intevep.

Petrowiki. (13 de abril de 2021). *inundacion alcalina*. Obtenido de https://petrowiki.spe.org/Alkaline_flooding#:~:text=Alkaline%20flooding%20or%20caustic%20flooding,combination%20with%20surfactant%2Dpolymer%20injection.

Ponce, D., & Erazo, J. (2013). *Evaluación conceptual de la inyección de polímeros y surfactantes en el yacimiento "U" inferior, perteneciente a la formación napo del campo Sacha*. Quito, Pichincha, Ecuador: Universidad Central Del Ecuador (UCE). Obtenido de <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/>

- Portal del petróleo. (20 de mayo de 2020). *Inyección de agua: generalidades, tipos y fuentes*. Obtenido de Portal del petróleo: <https://portaldepetroleo.com/generalidades-de-la-inyeccion-de-agua/>
- Primicias. (14 de junio de 2023). *Campo petrolero Sacha logra producción record de 72606 barriles*. Obtenido de <https://www.primicias.ec/noticias/economia/sacha-bloque-petroleo-produccion-record/>
- RIGZONE. (s.f). *Cómo funciona la inyección de gas*. Obtenido de https://www.rigzone.com/training/insight?insight_id=345&c_id=
- Romero, L. G. (2013). *Area Sacha*. Obtenido de Scribd.
- Saavedra, C. (2020). *Propuesta técnica de yacimientos para la implementación temprana de la inyección de agua mejorada con nanopartículas en yacimientos de crudo pesado*. Obtenido de <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/79332>
- SALAGER, J.-L. (2005). *LA RECUPERACION MEJORADA DEL PETROLEO*. Mérida-Venezuela .
- Schlumberger. (2021). *recuperación primaria*.
- Schlumberger. (2023). Obtenido de Schlumberger / Energy Glossary: https://glossary.slb.com/es/terms/r/reservoir_pressure
- Taber, J., Martin, F., & Seright, R. (1997). EOR Screening Criteria Revisited— Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects. *SPE Reservoir Engineering*. doi:10.2118/35385-PA
- Technotes. (13 de junio de 2019). *Tipos de surfactantes*. Obtenido de <https://technotes.alconox.com/detergents/types-of->

surfactants/?gclid=CjwKCAjwr_CnBhA0EiwAci5sirtxzZ154vjGfsOSEcbLk0a
Cf2Ylh1C9dPLpX-TQnjoQR7BgAwwkIxoCODkQAvD_BwE#0

Yerbes, I. H. (2022). *TÉCNICAS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO (EOR)*.

Zerkalov, G. (27 de noviembre de 2015). *Inundación de polímeros para mejorar la recuperación de petróleo*. Obtenido de Stanford University:
<http://large.stanford.edu/courses/2015/ph240/zerkalov1/>

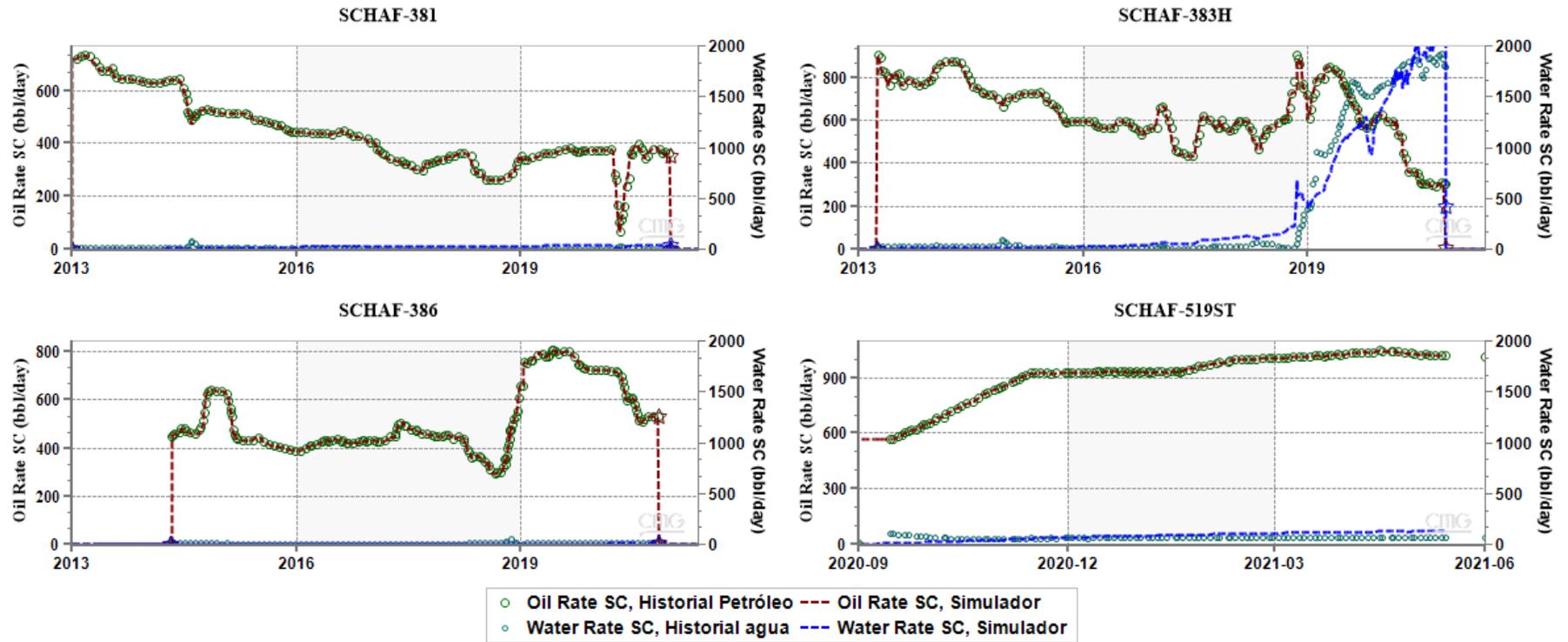
ANEXOS

ANEXO A. Información de pozos

Tabla A. 1. Ubicación de pozos en estudio, Campo Sacha Sur

POZOS	Coordenada X, m	Coordenada Y, m
SCHAF-382	291703.93	9952279.47
SCHAF-383H	291265.59	9952450.53
SCHAF-386	292220.94	9951484.00
SCHAF-519ST	291986.00	9951153.78
SCHAF-381	290933.69	9950590.85

Figura A. 1. History Matching de cada pozo



ANEXO B. Algunas propiedades térmicas de fluido

Uno de los datos de fluidos del reservorio es el coeficiente de expansión térmica, el cual se puede obtener con la siguiente ecuación:

$$\alpha = \frac{\frac{V_f}{V_o} - 1}{T_f - T_o}$$

El volumen final (V_f) y volumen inicial se lo pueden obtener con el factor volumétrico del petróleo.

$V_f = V_o \cdot \beta_o$ $T_o = 202.4^\circ F$ $T_f = 68^\circ F$	$\alpha = \frac{\beta_o}{T_f - T_o} = \frac{1.118 - 1}{ 68 - 202.4 }$ $\alpha = 8.78 \times 10^{-4} F^{-1}$
--	---

Para obtener la conductividad térmica del petróleo (K_o) se empleó la siguiente ecuación (Cragoe, 1929):

$$K_o = \frac{0.6775}{\sqrt{\gamma_o}} [1 - 0.0003(T - 32)]$$

Donde $K_o \left[\frac{BTU}{hr-ft-^\circ F} \right]$ y $T [^\circ F]$

$$K_o = \frac{0.6775}{\sqrt{0.8927}} [1 - 0.0003(202.4 - 32)] \cdot 24 = 16.32 \frac{BTU}{day - ft - ^\circ F}$$

Y para el agua, T en Kelvin:

$$K_w = 0.004T + 0.228 = (0.004 \cdot (367.82) + 0.228) \cdot 24 = 40.78 \frac{BTU}{day - ft - ^\circ F}$$

ANEXO C. Ingreso datos de surfactante al simulador

Figura C. 1. Conversión del modelo Imex a Stars, considerando información de forecast

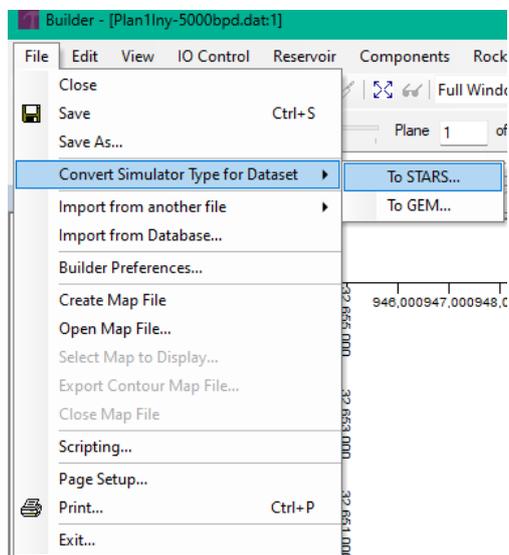


Figura C. 2. Habilitación de efectos de la salinidad en la adsorción y tensión interfacial en el surfactante

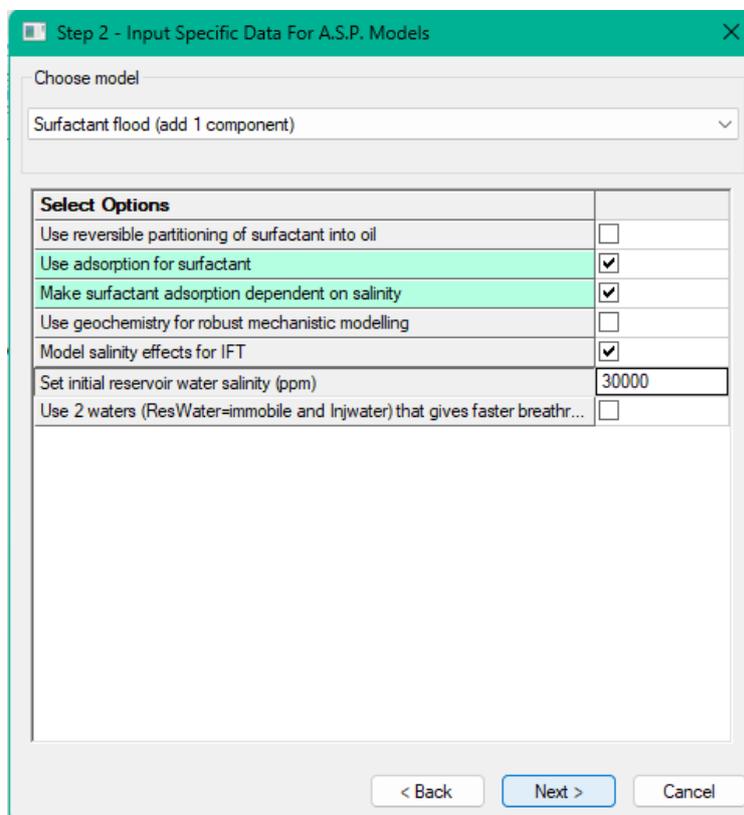


Figura C. 3. Creación de un set adicional de permeabilidades relativas para los cambios provocados por el surfactante

Step 4 - Input Specific Data For Relative Permeability Interpolation

Relative Permeability Interpolation Options	
Number of relative pem. sets for interpolation	2
Show advanced rel pem options for low Sorw or normalized curves	<input type="checkbox"/>

Help < Back Next > Cancel

Figura C. 4. Comportamiento de la tensión interfacial a varias concentraciones de salinidad

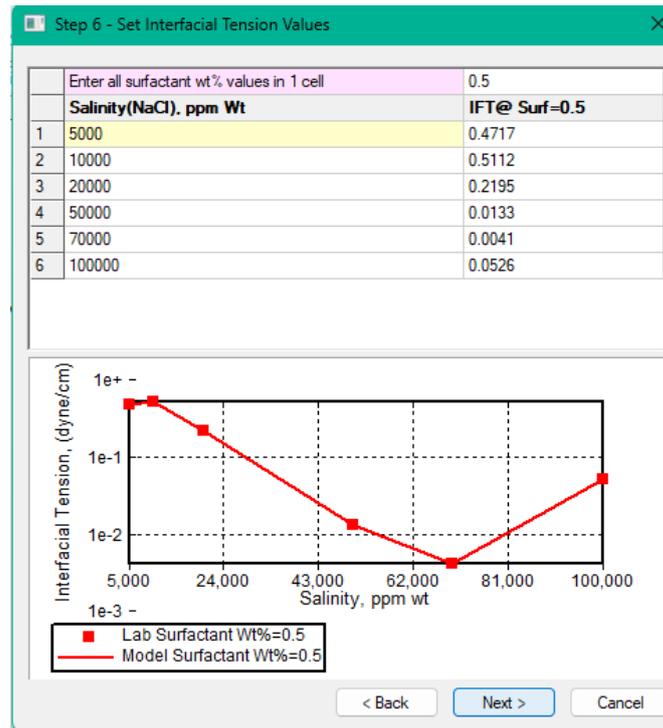


Figura C. 5. Comportamiento de la adsorción del surfactante a varias concentraciones de salinidad

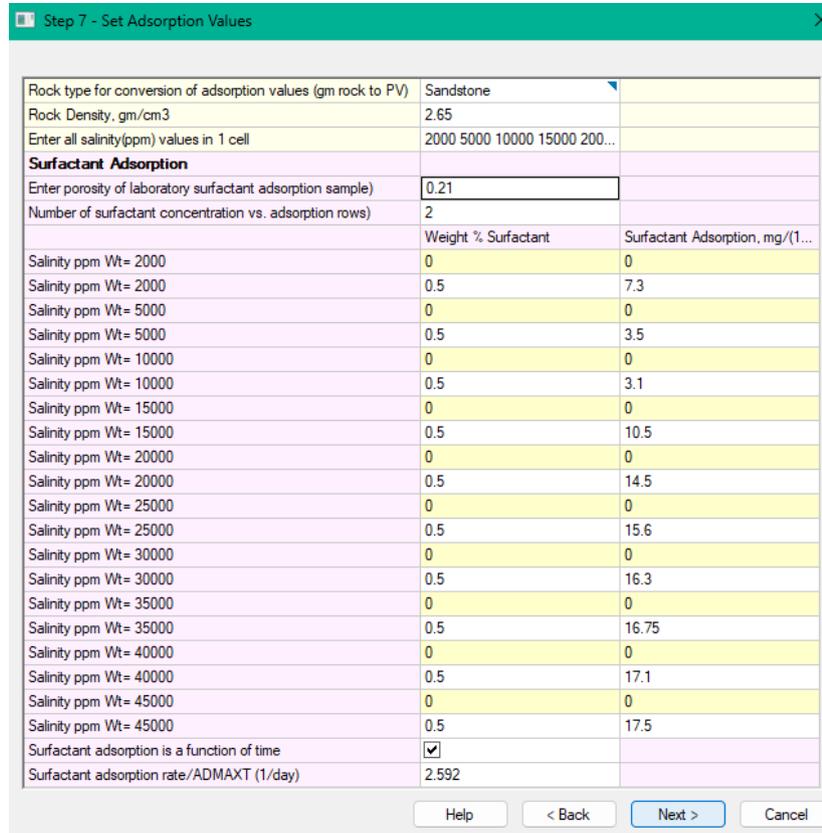


Figura C. 6. Indicación de la concentración de salinidad y surfactante a inyectar al pozo designado

Step 8 - Choose Wells, Dates, and Set Injection Composition

Aqueous Components for Water Injectors	
Surfactant injection wt%	0.5
Salt injection (ppm)	30000

	Well Name	Date
∅	<input type="checkbox"/> SCHAF-382	2018-08-01 0:00:00
∅	<input type="checkbox"/> UPSE-INYECT...	2012-12-31 0:00:00
∅	<input checked="" type="checkbox"/> UPSE-INYECT...	2024-01-01 0:00:00

Sort Well/Date Display:
Auto Select Wells:

 All
 Producers
 Injectors
 Highlighted
 Match name / wildcard

ANEXO D. Otros resultados de simulación

Figura D. 1. Pronóstico de producción de petróleo del Plan2Iny

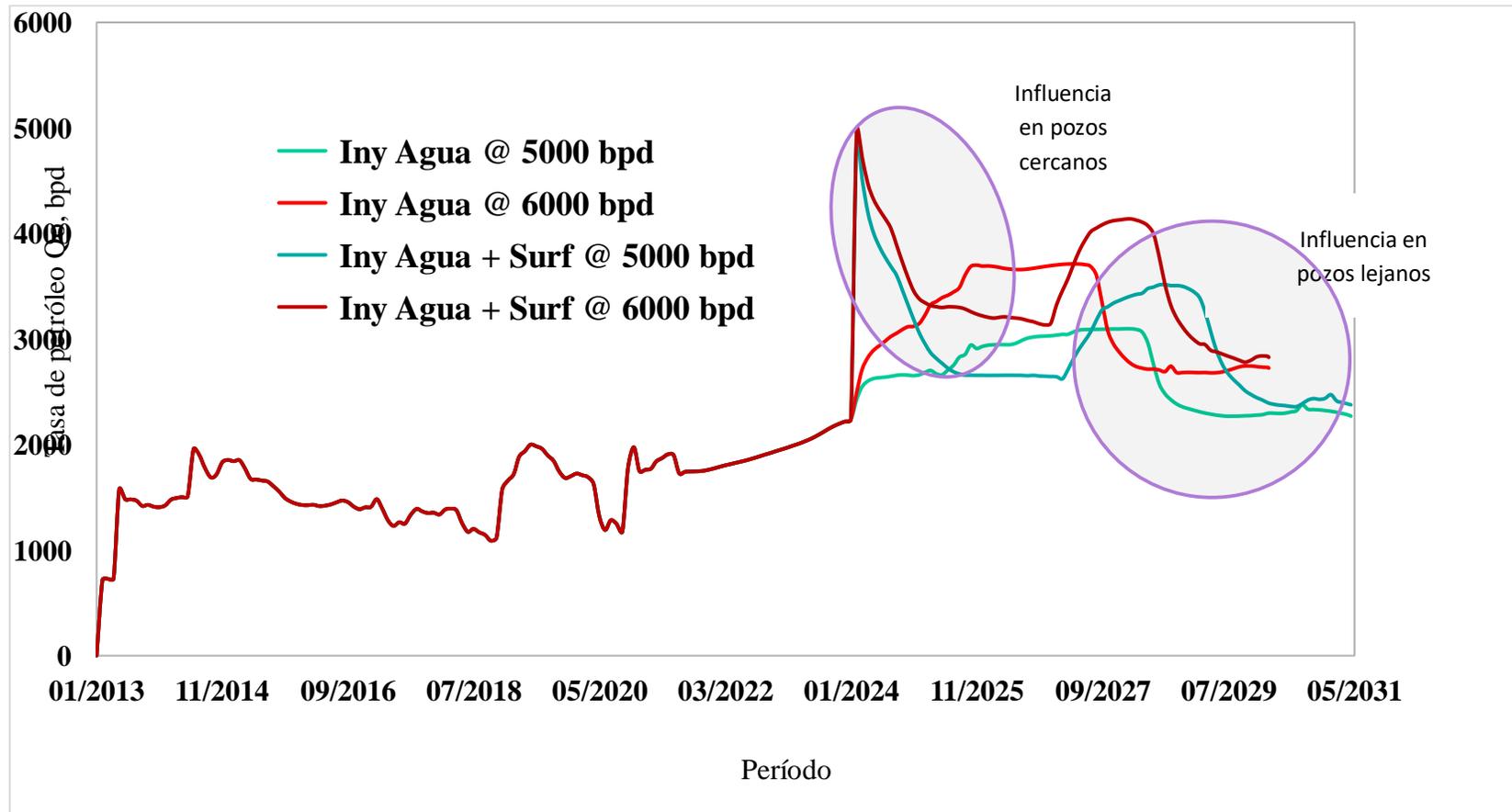


Figura D. 2. Pronóstico de corte de agua del Plan2Iny

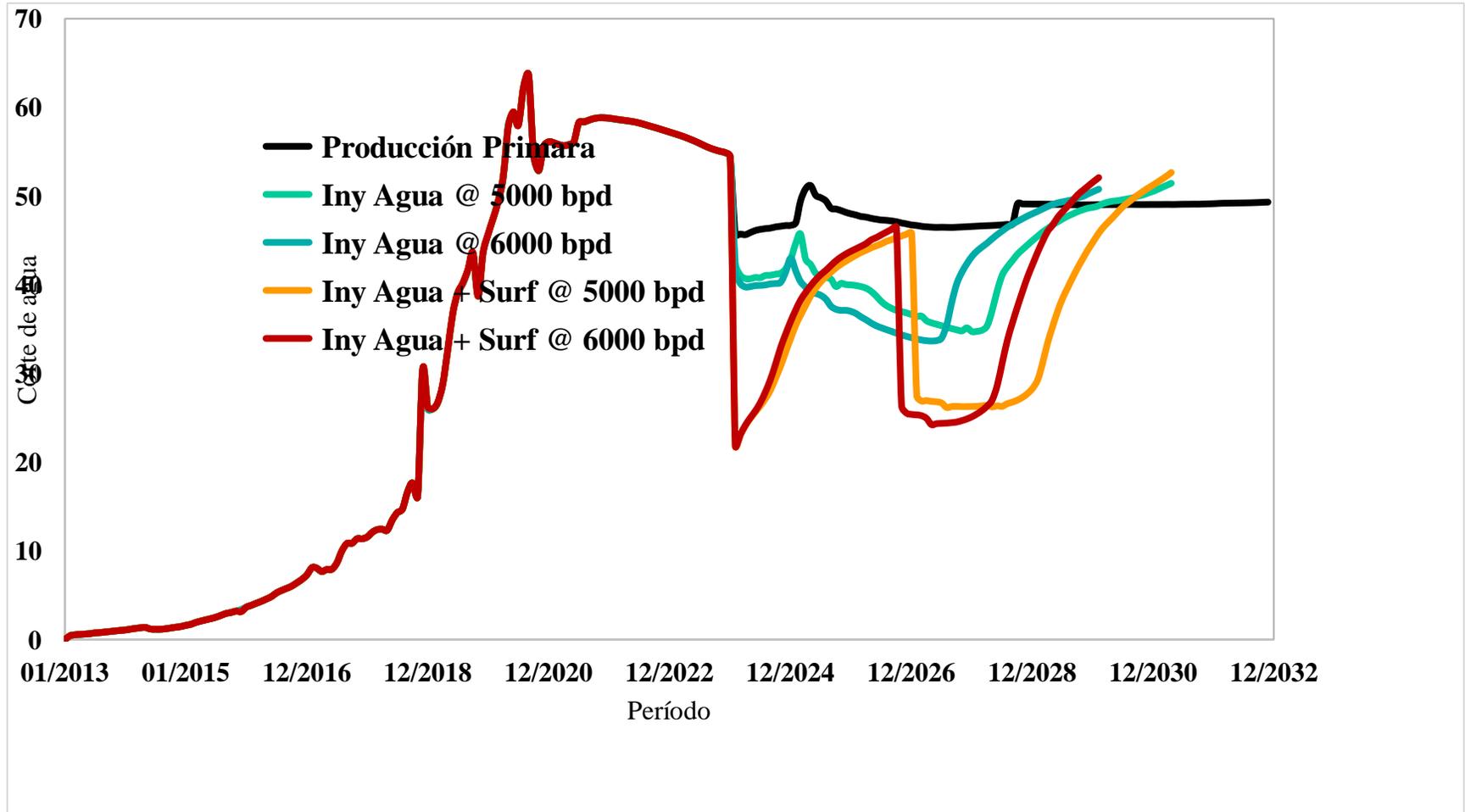


Figura D. 3. Pronóstico de factor de recobro y su respectivo volumen poroso inyectado % del Plan2Iny a varias situaciones planteadas.

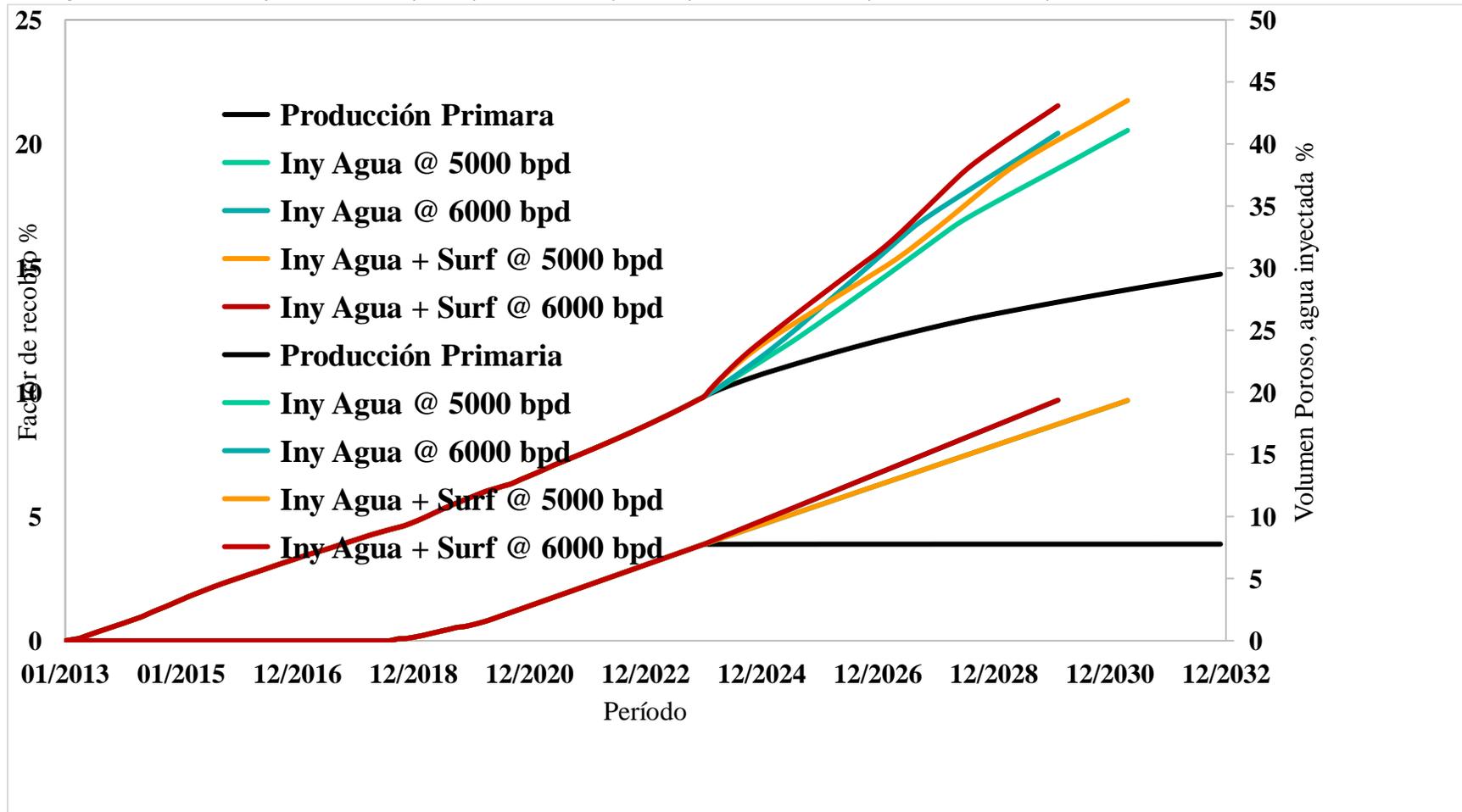
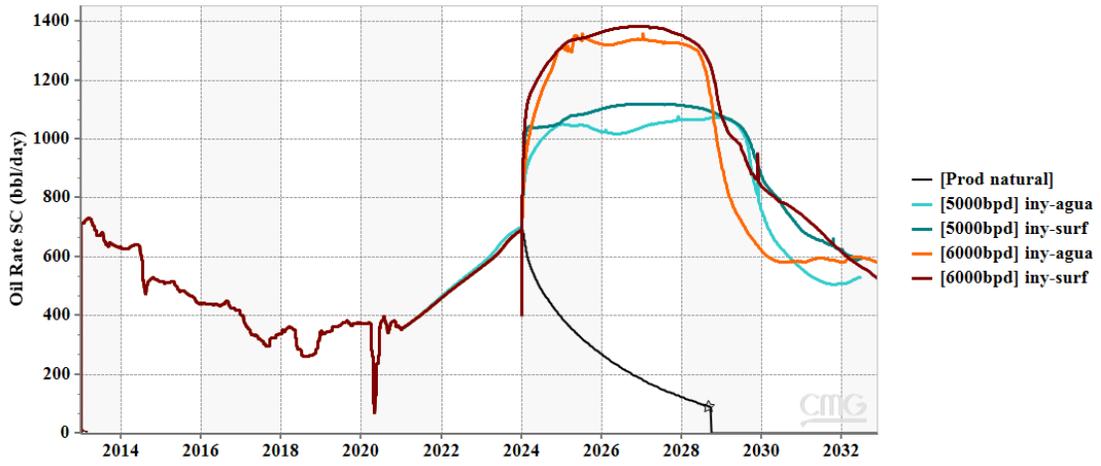


Figura D. 4. Pronóstico de producción del pozo SCHAFF-381

a. Tasa de petróleo



b. Corte de agua

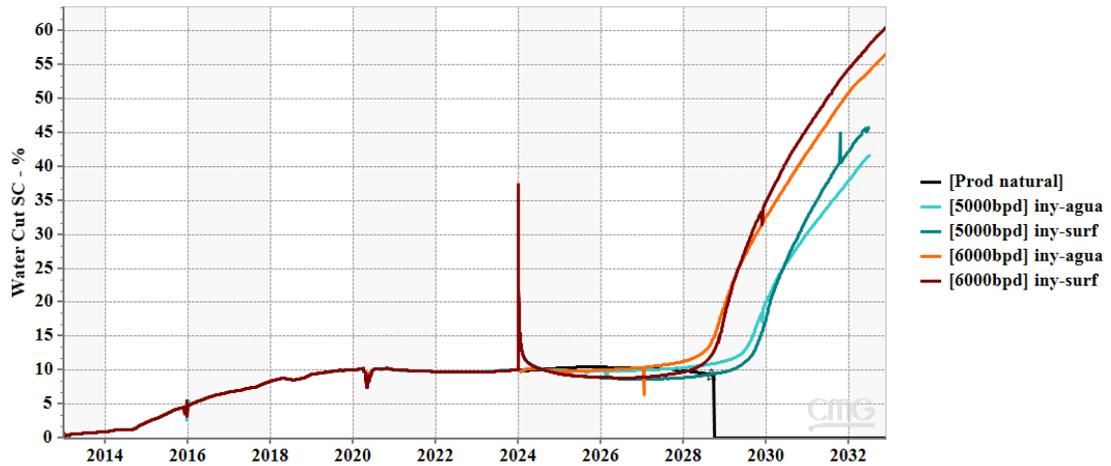
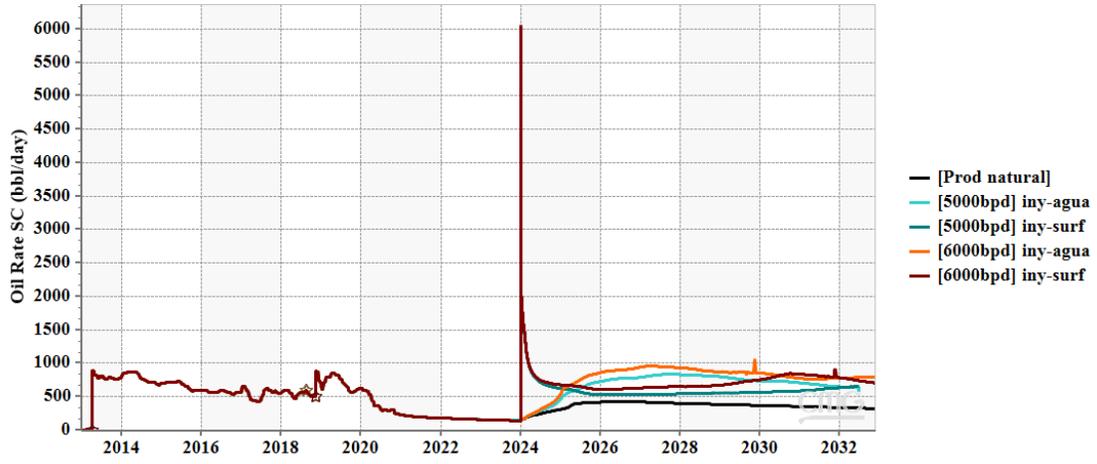


Figura D. 5. Pronóstico de producción del pozo SCHAFF-383H

a. Tasa de petróleo



b. Corte de agua

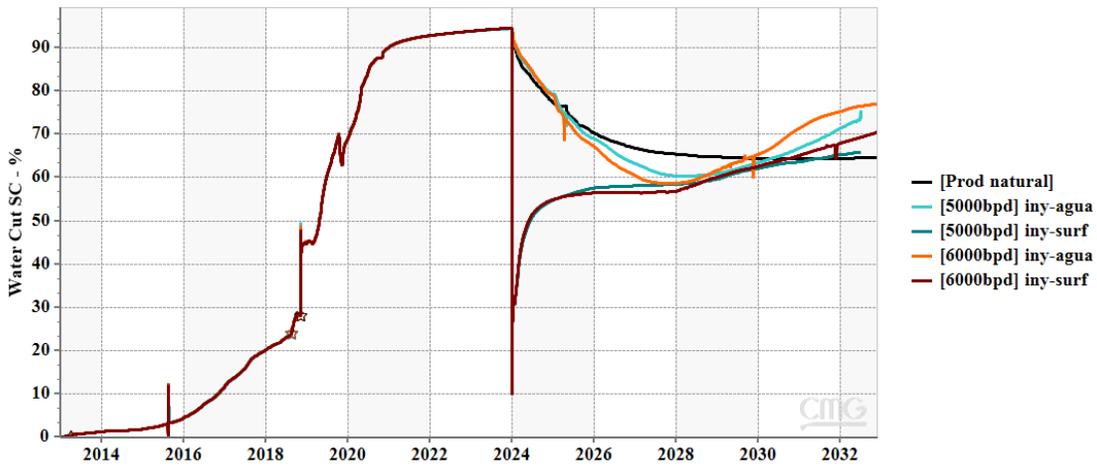
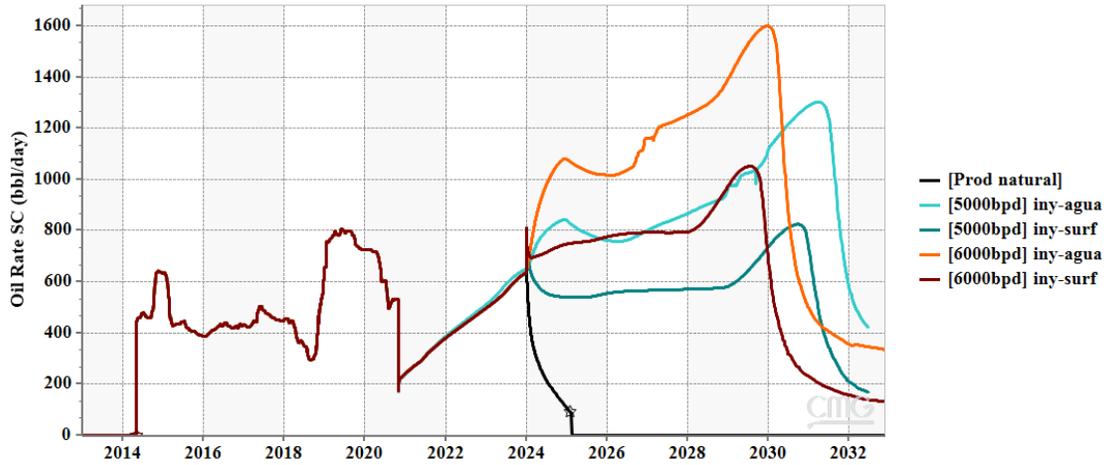


Figura D. 6. Pronóstico de producción del pozo SCHA-386

a. Tasa de petróleo



b. Corte de agua

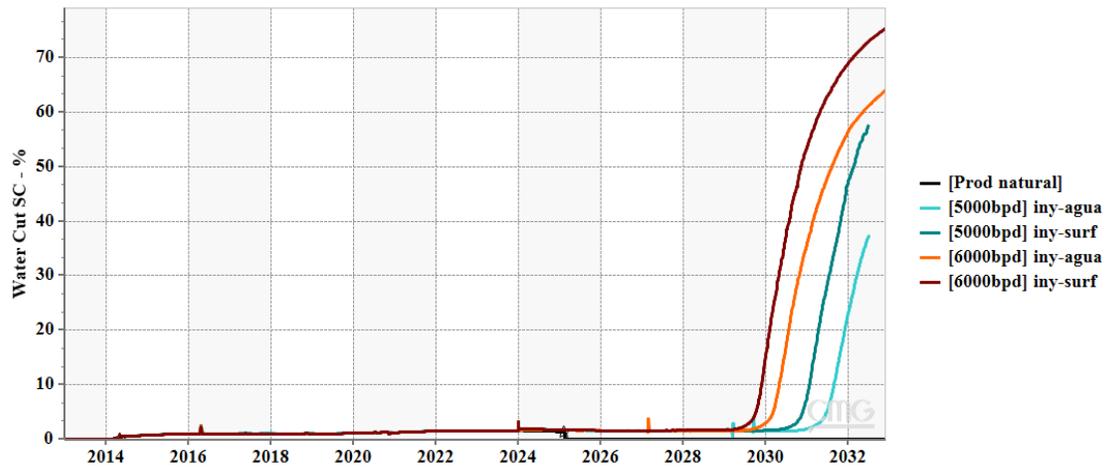
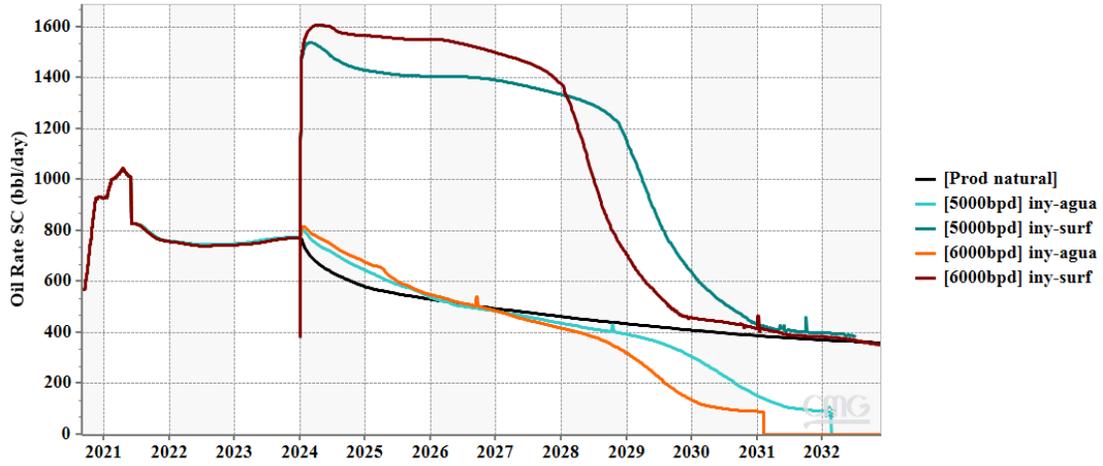


Figura D. 7 Pronóstico de producción del pozo SCHAF-519ST

a. Tasa de petróleo



b. Corte de agua

