



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

TITULO DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN APLICANDO TÉCNICAS DE
WATERFLOODING MANAGEMENT (WFM) Y MACHINE
LEARNING EN EL RESERVORIO “U INFERIOR” DEL SECTOR
NORTE DEL CAMPO SHUSHUFINDI-AGUARICO – BLOQUE 57

AUTORA:

ING. JOHANA JACKELINE CARRIÓN PORRAS

TRABAJO DE TITULACIÓN

Previo a la obtención del grado académico en
MAGISTER EN PETRÓLEO

TUTOR:

Ing. José Ballardo Villegas Salabarría, MSc.

LA LIBERTAD – ECUADOR

Año 2022



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

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

MARJORIE
ALEXANDRA
CORONEL SUAREZ

Firmado digitalmente
por MARJORIE
ALEXANDRA CORONEL
SUAREZ

Q.F. Rolando Calero Mendoza, PhD
**DIRECTOR DEL INSTITUTO
DE POSTGRADO**

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

ROMEL
ANGEL
ERAZO
BONE

Firmado
digitalmente por
ROMEL ANGEL
ERAZO BONE
Fecha: 2022.04.07
15:42:03 -05'00'

Firmado digitalmente por:
JOSE BALLARDO
VILLEGAS
SALABARRIA

Ing. Romel Erazo Bone, MSc.
DOCENTE ESPECIALISTA

Ing. José Villegas Salabarría, MSc.
TUTOR

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



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

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo de Titulación bajo la modalidad de Examen Complexivo OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN APLICANDO TÉCNICAS DE WATERFLOODING MANAGEMENT (WFM) Y MACHINE LEARNING EN EL RESERVORIO “U INFERIOR” DEL SECTOR NORTE DEL CAMPO SHUSHUFINDI-AGUARICO – BLOQUE 57 fue realizado en su totalidad por ING. JOHANA JACKELINE CARRIÓN PORRAS, como requerimiento para la obtención del título de Magíster en Petróleos.

TUTOR



Ing. José Ballardo Villegas Salabarría, MSc.

8 días del mes de abril del año 2022



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

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, ING. JOHANA JACKELINE CARRIÓN PORRAS

DECLARO QUE:

El trabajo de Titulación bajo la modalidad de Examen Complexivo, (OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN APLICANDO TÉCNICAS DE WATERFLOODING MANAGEMENT (WFM) Y MACHINE LEARNING EN EL RESERVORIO “U INFERIOR” DEL SECTOR NORTE DEL CAMPO SHUSHUFINDI-AGUARICO – BLOQUE 57) previo a la obtención del título en Magíster en Petróleos, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

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

Santa Elena, a los 8 días del mes de abril del año 2022

LA AUTORA





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

CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO

Certifico que después de revisar el documento final del trabajo de Titulación bajo la modalidad de Examen Complexivo, (OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN APLICANDO TÉCNICAS DE WATERFLOODING MANAGEMENT (WFM) Y MACHINE LEARNING EN EL RESERVOIRIO “U INFERIOR” DEL SECTOR NORTE DEL CAMPO SHUSHUFINDI-AGUARICO – BLOQUE 57) fue enviado al Sistema Antiplagio URKUND, presentando un porcentaje de similitud correspondiente al 1%; por lo que se aprueba el trabajo para que continúe con el proceso de titulación.



Document Information

Analyzed document	REV_1_DESARROLLO_TESINA_JJCP_02202022.pdf (D128512560)
Submitted	2022-02-21T23:35:00.0000000
Submitted by	JOSE VILLEGAS
Submitter email	jvillegas@upse.edu.ec
Similarity	1%
Analysis address	jvillegas.upse@analysis.urkund.com

TUTOR



Firma electrónica por:
JOSE BALLARDO
VILLEGAS
SALABARRIA

Ing. José Ballardo Villegas Salabarría, MSc.



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

AUTORIZACIÓN

Yo, ING. JOHANA JACKELINE CARRIÓN PORRAS

DECLARO QUE:

Autorizo a la Universidad Estatal Península de Santa Elena a la publicación en la biblioteca de la institución del trabajo de Titulación bajo la modalidad de Examen Complexivo, (OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN APLICANDO TÉCNICAS DE WATERFLOODING MANAGEMENT (WFM) Y MACHINE LEARNING EN EL RESERVORIO “U INFERIOR” DEL SECTOR NORTE DEL CAMPO SHUSHUFINDI-AGUARICO – BLOQUE 57) cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

Santa Elena, a los 8 días del mes de abril del año 2022

LA AUTORA



AGRADECIMIENTO

Mis sinceros agradecimientos son para la EP Petroecuador por darme la oportunidad de optar por una Maestría. A mi tutor José Villegas por su comprensión debido al tiempo limitado para combinar el desarrollo de este caso práctico y mi vida laboral, conocimiento y experiencia para encaminarme en el desarrollo de esta tesina. A todos los docentes que formaron parte del Programa de Maestría en Petróleos por impartirme conocimientos que serán de gran ayuda en mi vida profesional.

A Tachyus Corporation, por indicarme generalidades del proceso de carga y guiarme durante el proceso de creación del caso práctico en el campo Shushufindi-Aguarico basado en la metodología Data Physics.

Johana Jackeline Carrión Porras

DEDICATORIA

El presente trabajo de investigación se lo dedico a mis padres Lely Porras y Saúl Carrión, por su comprensión y apoyo incondicional durante toda la etapa de la Maestría pese a la distancia; gracias por ser mi pilar emocional y uno de mis principales motivos de superación.

A toda mi familia y a mis amigos que fueron el complemento fundamental para desarrollarme profesionalmente.

A mi pareja por su enorme paciencia y tolerancia.

Johana Jackeline Carrión Porras

ÍNDICE

Resumen	XII
Abstract.....	XIII
INTRODUCCIÓN.....	14
CAPÍTULO I: PROBLEMA	17
1.1 Planteamiento del problema.....	17
1.2 Formulación del Problema.....	20
Objetivos.....	21
1.2.1 Objetivo General.....	21
1.2.2 Objetivos Específicos	21
1.3 Justificación	22
1.4 Hipótesis	25
1.4.1 Hipótesis general	25
1.4.2 Hipótesis específica.....	25
CAPÍTULO II: MARCO REFERENCIAL.....	26
2.1 Desarrollo teórico y conceptual	26
2.2 Fundamentos, sociológicos, psicológicos y legales, entre otros.....	38
CAPÍTULO III: METODOLOGÍA EMPLEADA EN LA FÍSICA DE DATOS (DATA PHYSICS)	39
CAPÍTULO IV: MODELO DE ESTUDIO EN CAMPO SHUSHUFINDI-AGUARICO	43
2.3 Carga de datos.....	47
2.4 Creación y Ajuste del Modelo (Configuración).....	50
2.5 Fase de Backtest.....	65
2.6 Fase FullFit (posterior a etapa de entrenamiento)	69
CAPÍTULO V: RESULTADOS	71
2.7 Fase de Optimización.....	71
CAPÍTULO VI: CONCLUSIONES.....	87
CAPÍTULO VII: RECOMENDACIONES	89

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Estado Pozos Sector Norte - Enero 2022	44
Tabla 2. Caudales de inyección / Pozos Inyectores (Sector Norte)	46
Tabla 3. Información Pozo – Data Sheet.....	47
Tabla 4. Información survey.....	48
Tabla 5. Información survey.....	49
Tabla 6. Historial de Producción.....	49
Tabla 7. Historial de Inyección	50
Tabla 8. Coeficientes de correlación: Neto– Backtest.....	66
Tabla 9. Coeficientes de correlación: Total – Backtest	67
Tabla 10. Coeficientes de correlación: Neto – Full Fit.....	69
Tabla 11. Coeficientes de correlación: Total – Full Fit	70
Tabla 12. Estrategia escenario Escenario: “conver_v3”	72
Tabla 13. Estrategia escenario: “convert_decrease_iny”	73
Tabla 14. Proyección costos WTI	74
Tabla 15. Resultados de Optimización.....	86

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Figura 1. Mapa estructural / U Inferior (pozos inyectores – zona Norte).....	24
Figura 2. IOR y EOR - Definición de términos.....	29
Figura 3. Ciclo de asimilación de datos (LOCSIM).....	36
Figura 4. Ciclo de optimización	36
Figura 5. Resumen del Flujo de trabajo WFM & WFO	37
Figura 6. Resumen de Flujo de trabajo WFM & WFO	39
Figura 7. Proceso Backtest	40
Figura 8. Proceso Fullfit	41
Figura 9. Proceso de Optimización.....	42
Figura 10. Producción histórica U Inferior – sector Norte.....	44
Figura 11. Porcentaje de estado de pozos – sector norte.....	45
Figura 12. Ingreso a la Plataforma	51
Figura 13. Creación del modelo	52
Figura 14. Visualización carga de pozos	53
Figura 15. Visualización “Completions”	55
Figura 16. Ajuste de parámetros	55
Figura 17. Configuración	58
Figura 18. Pantalla de Configuración	59
Figura 19. Históricos de producción.....	59
Figura 20. Histórico de inyección	60
Figura 21. Ajuste de parámetros estáticos	61

Figura 22. Ajuste de parámetros	63
Figura 23. Ajuste de constantes	64
Figura 24. Visualización de la configuración total	65
Figura 25. Generación de Modelo (RUN)	65
Figura 26. Generación de Modelo (RUN)	66
Figura 27. Ajuste de Petróleo	67
Figura 28. Ajuste de Fluido.....	67
Figura 29. Histograma de parámetros del reservorio	68
Figura 30. Full Fit - Neto	69
Figura 31. Full Fit - Total	70
Figura 32. Full Fit - Inyección	70
Figura 33. Creación escenario Caso Base	72
Figura 34. Creación de escenario de Optimización - Precios	75
Figura 35. Definición inyectores conversión/perforación.....	75
Figura 36. Definición estrategia de optimización	76
Figura 37. Definición Restricciones	77
Figura 38. Evaluación escenarios Optimización / Periodo: 5 años	78
Figura 39. Acciones caudal de inyección – Caso 20 / Primer semestre del año 2022	81
Figura 40. Respuesta caudal de petróleo – Caso 20 / Primer semestre del año 2022.	81
Figura 41. Acciones caudal de inyección – Caso 90 / Primer semestre del año 2022	82
Figura 42. Respuesta caudal de petróleo – Caso 90 / Primer semestre del año 2022.	82
Figura 43. Acciones caudal de inyección – Caso 5 / Primer semestre del año 2022	83
Figura 44. Respuesta caudal de petróleo – Caso 5 / Primer semestre del año 2022 ..	83
Figura 45. Respuesta caudal de petróleo & Acumulados – escenarios revisados.....	84
Figura 46. Validación	85
Figura 47. Mapa de Responsividad	86

Resumen

El presente proyecto de tesina hace uso de la información técnica de producción, inyección hasta el 31 de enero de 2022 y presiones (reservorio y fluyentes) del sector norte del campo Shushufindi-Aguarico (área seleccionada de estudio) en la cual se encuentran 39 pozos son productores activos de “U Inferior” (pozos produciendo en su totalidad con sistema de bombeo eléctrico sumergible), 8 son inyectores de agua y 1 productor de agua; para generar diferentes escenarios de predicción mediante la aplicación de las técnicas de Waterflooding Management (WFM) y Machine Learning para el reservorio “U Inferior” que permitan tomar decisiones de manera oportuna respecto a las estrategias de desarrollo (caudales de inyección, cierre de pozos, reactivación de pozos, incrementos de frecuencia, etc.) y disminuir tanto la incertidumbre en los incrementales de producción asociados a la inyección de agua y las reservas asociadas.

Se generó el Pareto Front o Frontera Eficiente de los tres escenarios óptimos evaluados como parte del estudio, los cuales estuvieron enfocados en la redistribución del agua inyectando el mismo volumen de forma óptima para optimizar la producción; la reducción del agua manteniendo una producción similar y maximizando la producción de crudo considerando incrementar el agua inyectada.

Palabras claves: inyección, pareto front, optimización

Abstract

This present research work uses technical information on production, injection until January 31, 2022 and pressures from the study sector of the Shushufindi-Aguarico field where there are 39 producing wells of “U Inferior, 8 water injectors and 1 water producer; to generate different prediction scenarios through the use of Waterflooding Management (WFM) and Machine Learning techniques that allow making decisions in a timely manner regarding development strategies (injection flows, well closure, well reactivation, etc.) and reduce both the uncertainty in the incremental production associated with the injection of water.

Keywords: injection, pareto front, optimization

INTRODUCCIÓN

La tendencia de la declinación de producción en la gran mayoría de los reservorios convencionales de los campos maduros del oriente ecuatoriano, y la existencia de bancos de petróleo remanentes en los reservorios, implica que los Ingenieros de Petróleos opten por la implementación de métodos de recuperación secundaria y/o mejorada a corto y mediano plazo para incrementar el recobro de petróleo desde el reservorio al pozo.

Cuando el empuje natural del yacimiento o los métodos de levantamiento artificial no son suficientes para producir los fluidos, se implementa un proceso de recobro secundario y/o terciario, en donde se busca mantener y/o incrementar la presión del yacimiento de forma sencilla y económica; así como de fácil seguimiento de control de irrupción de agua al hacer la función de trazador natural (contraste de salinidad).

En algunos casos, la implementación de métodos de recuperación secundaria puede generar resultados tanto positivos como negativos; siendo estos últimos los asociados al manejar altos cortes de agua, altas relaciones gas-petróleo (GOR) debido a la naturaleza del fluido producido o del mismo yacimiento y/o problemas en las facilidades de producción.

El campo Shushufindi-Aguarico, al ser uno de los campos petrolíferos más importantes de la Cuenca Oriente (Auca, Sacha, Shushufindi, Libertador), el 31 de enero de 2012 se suscribió el Contrato entre la EP PETROECUADOR y la Compañía Consorcio Shushufindi S.A. para la Provisión de Servicios Específicos Integrados con Financiamiento de la Contratista, para la Ejecución de Actividades de Optimización de la Producción, Actividades de Recuperación Mejorada, Actividades de Exploración y Actividades de Asesoramiento en la Optimización de Costos Operativos Variables, en el campo Shushufindi-Aguarico de la Región Amazónica Ecuatoriana, siendo parte de las actividades comprometidas, la realización de proyectos de mejoramiento e incremento para la optimización de la producción; razón por la cual a partir de noviembre del año 2014 se implementó el Proyecto Piloto de Inyección de Agua con fines de recuperación secundaria

de hidrocarburos en el reservorio “U Inferior” de la formación Napo, en la zona norte del campo (zona que presenta la mayor declinación del campo).

Con el objetivo de incrementar el factor de recobro del reservorio “U Inferior” (yacimiento dividido en 4 unidades hidráulicas), se implementó el “piloto” conformado por tres (3) patrones invertidos de cinco puntos (5), siendo los pozos inyectores: SHUSHUFINDI-244D WIW (SHSB-244IU), SHUSHUFINDI-247D WIW (SHSC-247IU) y SHUSHUFINDI-B3 WIW (SHSB-003IU).

- Pozo SHUSHUFINDI-244D convertido a inyector el 1 de octubre de 2014 (WO#4).
- Pozo SHUSHUFINDI-247D convertido a inyector el 8 de enero de 2015 (WO#2) y reclasificado de pozo inyector en U Inferior a pozo productor de crudo en T Inferior el 4 de abril de 2019.

El 12 de septiembre de 2019 mediante Resolución Nro. MERNNR-SEEPGN-2019-1063-RM, se aprobó la reclasificación de inyector Shushufindi-247DWIW a productor de petróleo Shushufindi-247D de la arenisca T Inferior. A diciembre 2020, cerrado en espera de workover para pesca + continuar producción en yacimiento T Inferior. Pozo SHUSHUFINDI-B3 convertido a inyector el 26 de julio de 2015 (WO#19). El pozo SHUSHUFINDI-B3 WIW (SHSB-003IU), fue el pozo inyector reemplazo del pozo Shushufindi-246D WIW (SHSB-246BIU), el cual inyectó sólo por periodo de 52 días debido a las pobres propiedades petrofísicas del reservorio (malas facies).

- Pozo SHUSHUFINDI -246D convertido a inyector el 9 de noviembre de 2016 (WO#2). Desde diciembre de 2016 hasta la fecha de presentación de este informe, el pozo es reinyector en Hollín.

De los 4 pozos iniciales inyectores (Proyecto Piloto), 2 se encuentran activos: Shushufindi-244D y el pozo Shushufindi-B3.

En el año 2019, se realizaron 5 conversiones de pozos productores de petróleo a pozos inyectores como parte de la Fase-1 (expansión/masificación): Shushufindi-108DWIW / Shushufindi -116DWIW / Shushufindi -235DWIW / Shushufindi -141DWIW y

Shushufindi -292DWIW. Algunos de los pozos cercanos al patrón del Shushufindi-108DWIW, también mostraron afectación por el patrón inicial (piloto) del PAD B lo que demuestra un mismo sistema dinámico no confinado a la geometría del patrón y está en comunicación por presión. En el año 2021, se realizaron 3 conversiones de pozos: Shushufindi-B15BWIW (26-Enero-2021), Shushufindi-154DWIW (2-Agosto-2021) y Shushufindi-062BWIW (25-October-2021). En la actualidad en el campo Shushufindi-Aguarico existen 10 pozos inyectores activos / 8 en el sector de estudio.

Sin embargo, por la dinámica operativa del campo Shushufindi-Aguarico, dificulta tener un modelo dinámico actualizado. Es por esto que, es necesario el empleo de una herramienta tecnológica innovadora Aprendizaje de Máquina (Machine Learning) que permita la construcción de un modelo predictivo y de optimización de inyección de agua en el reservorio “U Inferior” del sector norte del campo Shushufindi-Aguarico y el monitoreo diario de los pozos influenciados por los patrones de inyección de agua implementados.

El presente trabajo busca construir un modelo predictivo y de optimización de inyección de agua, el cual es de suma importancia para el desarrollo de los planes estratégicos de la empresa operadora; así como para cuantificar el rendimiento del proyecto de inyección de agua implementado por la Cía. Inversionista, hacer escenarios de predicción continuos, sugerir las recomendaciones para mejorar las operaciones de inyección/recuperación y realizar la actualización rápida, sencilla y automática del modelo de simulación.

CAPÍTULO I: PROBLEMA

1.1 Planteamiento del problema

La inyección de agua es quizás el método más común de recuperación secundaria, en el que se inyecta agua en la formación del yacimiento para desplazar el petróleo residual.

El agua de los pozos de inyección barre físicamente el petróleo desplazado hacia los pozos de producción adyacentes (M.V.Kok, 2011).

El campo Shushufindi-Aguarico está localizado en la provincia de Sucumbíos de la región amazónica ecuatoriana en el denominado Bloque 57, a 250 kilómetros al este de la ciudad de Quito, limitando al norte con los campos Parahuacu – Atacapi y – Libertador, al sur con el campo Limoncocha, al este con el campo Cobra y al oeste con los campos Drago y Sacha.

Cuenta con un POES de 5,438 MMSTB, con 1,377 MMSTB producidos y alrededor de 229 millones de barriles de petróleo en reservas 3P (Petroamazonas, Informe de Reservas y Recursos, 2020).

La producción del campo Shushufindi-Aguarico reportada a enero del año 2022, fue de **53,797 BPPD** (barriles de petróleo por día), **220,304 BAPD** (barriles de agua por día) y un corte de agua del 80 por ciento (BSW), asociado a 287 pozos perforados, de los cuales 143 pozos son pozos productores de petróleo, 1 pozo es productor de agua, 1 pozo en completación y pruebas iniciales, 58 pozos están cerrados, 10 pozos son inyectores, 27 pozos son reinyectores activos, 16 pozos abandonados y 19 en espera de abandono.

Los reservorios principales productores son: “U Inferior” y “T Inferior”, y sus reservorios secundarios: “Basal Tena”, “U Superior” y “T Superior”.

Tras 49 años de historia de producción del campo Shushufindi-Aguarico, la energía del reservorio “U Inferior” ha venido declinando hasta alcanzar una presión de 850 psi en el

sector centro-norte del campo en mención (Estación Norte), lo cual implica una pérdida de alrededor del 80 por ciento de la presión original que fue estimada en alrededor de 4, 285 psi (Petroamazonas, Informe de Reservas y Recursos, 2020) y evidencia una fuerte caída de presión en este sector del campo a nivel del reservorio “U Inferior”. Por otra parte, el reservorio “U Inferior” presenta unas reservas 1P de 105 millones de barriles de petróleo (Petroamazonas, Informe de Reservas y Recursos, 2020), lo cual representa un factor de recobro actual de alrededor de 27.63 por ciento.

La evidente tendencia de la declinación de la energía natural del reservorio en la gran mayoría de los reservorios convencionales de los campos maduros del oriente ecuatoriano, y la existencia de bancos de petróleo remanentes en los reservorios, implica que los Ingenieros de Petróleos cada vez opten por la implementación de métodos de recuperación secundaria a corto y mediano plazo para mejorar e incrementar el barrido de fluido remanente desde el reservorio al pozo y/o mantener o incrementar la presión del yacimiento por medio de la inyección de agua. Sin embargo, existe mucha limitación tecnológica para un monitoreo eficiente y permanente en tiempo real de los resultados de los proyectos de recuperación implementados.

En algunos casos, la implementación de métodos de recuperación secundaria puede generar resultados positivos; así como negativos, al estar asociados a altos cortes de agua, altas relaciones gas-petróleo (GOR) debido a la naturaleza del fluido producido o del mismo yacimiento, problemas en las facilidades de producción y/o problemas en el monitoreo de respuesta del proyecto (toma de decisiones).

Debido a la falta de modelos dinámicos actualizados y la demanda de tiempo que implica el ajuste de los mismos; así como los problemas diarios con los que conviven los departamentos de reservorios y producción (falta de pruebas de producción continuas, verificación de corte de agua, eventos operativos), impide poder realizar proyecciones con mayor grado de certidumbre que se traduce en un control muy poco eficiente en el monitoreo de los proyectos pilotos o proyectos de masificación implementados.

La producción de agua asociada a los hidrocarburos implica un costo adicional debido al tratamiento que debe recibir para ser reinyectada. Existe una gran cantidad de pozos, que con el tiempo comienzan a incrementar su corte de agua y llegan a un punto en el que ya no son económicamente rentables o se convierten en pozos con producción marginal por lo que deben ser cerrados, convirtiéndose en pasivo para la empresa petrolera.

Existe una brecha tecnológica en la optimización de reservorios. Tradicionalmente, se trabaja con la simulación numérica que considera ecuaciones propias del reservorio y tiene una robustez predictiva; sin embargo, lleva alrededor de más de tres meses en actualizar los modelos estáticos y dinámicos para correr una nueva simulación. Hoy en día, se cuenta con el concepto de Aprendizaje de Máquina (Machine Learning), que ayudaría en la modelación rápida, sencilla y en su actualización automática del ajuste del modelo de simulación. Es por ello, que la solución a utilizar en el presente trabajo de tesis combina las ventajas de simulación numérica con las ventajas del Aprendizaje de Máquina (Machine Learning), para conseguir un modelo predictivo y de optimización de inyección de agua en el reservorio y lograr la generación de una frontera eficiente que ejecuta cientos de miles de escenarios que respetan la física predictiva en un tiempo mucho más corto que la simulación tradicional.

El presente trabajo busca brindar una opción de transformación tecnológica en la implementación y en el manejo óptimo de los proyectos de recuperación de petróleo existentes; así como en la generación de diferentes escenarios de predicción mediante la aplicación de las técnicas de Waterflooding Management (WFM) y Machine Learning para el reservorio “U Inferior” del sector norte del Campo Shushufindi-Aguarico, permitiendo que la toma de decisiones sea oportuna respecto a las estrategias de desarrollo (caudales de inyección, cierre de pozos, reactivación de pozos, incrementos de frecuencia, etc.) y permita disminuir tanto la incertidumbre en los incrementales de producción asociados a la inyección de agua y las reservas asociadas.

1.2 Formulación del Problema

La toma de decisiones en un campo en el cual se ha implementado un proyecto de recuperación secundaria, debe ser oportuna basándose en un monitoreo continuo de los pozos influenciados; así como respaldada con un modelo de simulación actualizado del campo en estudio.

EP Petroecuador opera 22 bloques petroleros, 19 de los cuales se localizan en el Oriente ecuatoriano, los mismos que no cuentan con modelos dinámicos actualizados debido a la complejidad de los modelos geológicos implícitos para lograr los ajustes de producción, la falta de técnicos especializados en simulación de reservorios, tiempo invertido en la actualización de eventos (trabajos realizados en los pozos durante su vida productiva / producción), lo cual implica que cualquier proyección de producción que se realice con el modelo disponible presente un alto riesgo de incertidumbre para la implementación de estrategias de desarrollo del campo e incremental de producción de fluidos asociados debido a que no refleja la situación actual del campo.

Ante la necesidad inherente de contar con un modelo de simulación que pueda ser actualizado de manera rápida, sencilla y automática que facilite el trabajo conjunto entre las áreas de reservorios y producción, el presente trabajo de tesis combina las ventajas de una simulación numérica convencional con las ventajas del concepto del Aprendizaje de Máquina (Machine Learning).

La herramienta de inteligencia artificial (herramienta de transformación tecnológica) incluye tanto algoritmos basados en el aprendizaje automático como en la física (Física de Datos), así como herramientas de visualización y flujos de trabajo mediante el empleo del software Aqueon a través de los módulos Waterflooding Manager (WFM) y Waterflooding Optimization (WFO) proporcionados por Tachyus Corporation (Tachyus), permitirán optimizar la inyección de agua en el sector norte del campo Shushufindi-Aguarico para incrementar la producción.

Objetivos

1.2.1 Objetivo General

Generar un modelo predictivo con Machine Learning para la optimización de la producción de petróleo en el reservorio “U Inferior” identificando la configuración óptima de pozos productores e inyectores.

1.2.2 Objetivos Específicos

Para alcanzar el objetivo general se deben cumplir los siguientes objetivos específicos:

- Recopilar información de ubicación de los pozos, surveys, datos del yacimiento (presiones de fondo y de reservorio / propiedades roca-fluido), datos mensuales de producción por pozo y datos de inyección, asociada al sector norte del campo Shushufindi-Aguarico, yacimiento “U Inferior”.
- Revisar citas bibliografías, papers técnicos, relacionados con el tema de investigación.
- Entrenar la neurona de Aprendizaje de Máquina (Machine Learning) de la Inyección de Agua (Waterflooding Management) con los datos de la Estación Norte del campo Shushufindi y realizar los respectivos ajustes para que sea predictiva y poder optimizar (Fase de Back Test y Fase Full Fit).
- Generar un modelo de patrones de producción en el Software Waterflooding Management (WFM) para la carga del histórico de producción y eventos del yacimiento “U Inferior” hasta enero 2022.
- Realizar escenarios de predicción de producción.
- Encontrar el Pareto Front o "frontera eficiente" considerando diferentes objetivos de optimización (Ejm: aumento de la producción, reducción de costos, adición de reservas, maximización del VPN, entre otros).

1.3 Justificación

La recuperación primaria (flujo natural / sistema de levantamiento) representa menos del 30% de la recuperación del petróleo en sitio (POES), mientras que mayor al 50% adicional del petróleo en sitio puede ser recuperado con el empleo de métodos de recobro secundarios y/o terciarios.

La inyección de agua es un método convencional de recuperación secundaria cuya ventaja ha sido comprobada en los campos de petróleo del oriente ecuatoriano y a nivel mundial.

La petrolera estatal Petroamazonas EP lleva adelante 22 proyectos de recuperación secundaria que permiten mantener la presión del yacimiento y de esta manera desplazar el crudo hacia los pozos, por lo cual la inyección de agua fue uno de los aspectos que contribuyeron al incremental de alrededor de 2.19 millones de barriles de petróleo en el primer cuatrimestre del año 2019; en conjunto con los otros aspectos relevantes para el incremento de producción como el desarrollo del Bloque 43- ITT, los trabajos, perforación llevados a cabo en Sacha, Bloque 60 y Bloque 61 y trabajos de perforación de cuatro campos de la “Ronda de Campos Menores” (Drago, Guanta-Dureno, Parahuacu y Paka Norte) que iniciaron campaña de perforación en noviembre de 2018 (Telegrafo, 2019).

En la industria del petróleo se ha demostrado durante muchos años que la inyección de agua es capaz de mantener y/o incrementar la presión del yacimiento de forma sencilla y económica; así como de fácil seguimiento de control de irrupción de agua al hacer el agua la función de un trazador natural (contraste de salinidad).

Para la planificación temprana, implementación y masificación de proyectos de recuperación secundaria, es imprescindible conocer las propiedades petrofísicas del yacimiento objetivo, propiedades de fluido, interacción del sistema petróleo - salmuera - roca, análisis físico-químico del agua de inyección, continuidad lateral del yacimiento y facilidades de superficie.

Este proyecto de tesis justifica su realización considerando la inherente necesidad de realizar un eficiente gerenciamiento del reservorio, se plantea realizar la optimización de

producción aplicando las Técnicas de Inyección de Agua (Waterflooding Management - WFM) y Aprendizaje de Máquina (Machine Learning) en el reservorio “U Inferior” del sector Norte del campo Shushufindi-Aguarico – Bloque 57, considerando que en noviembre del año 2014 se implementó el proyecto piloto de inyección de agua en la zona centro norte del campo Shushufindi-Aguarico (zona de menor presión ~850 - 1,200 psi) enfocado en el yacimiento “U inferior”, el cual contempló la conversión de 4 pozos productores de petróleo en pozos inyectoros de agua (Shushufindi-244D WIW / Shushufindi-246D WIW / Shushufindi-247D WIW / Shushufindi-B3 WIW) a fin de lograr un incremento de la presión de la zona y barrido de petróleo hacia los pozos vecinos. Posterior a los resultados positivos de respuesta de incremento de presión y producción, el proyecto de inyección de agua se masificó en el tercer trimestre del año 2019 con la conversión a pozos inyectoros de los pozos Shushufindi-108D WIW / Shushufindi-292D WIW / Shushufindi-235D WIW siendo el objetivo el yacimiento U Inferior, y con objetivo multipropósito para los yacimientos U Superior / U Inferior la conversión a inyectoros de los pozos Shushufindi-141D WIW / Shushufindi-116D WIW; así como también se llevó a cabo la conversión de los pozos: Shushufindi-B15BWIW, Shushufindi-154DWIW y Shushufindi-062BWIW. En la actualidad en el campo Shushufindi-Aguarico existen 10 pozos inyectoros activos, 8 de los cuales son objeto del área de estudio de esta tesina.

fundamental contar con un campo petrolero digital para maximizar la recuperación de hidrocarburos, reducir o eliminar el tiempo de inactividad y aumentar la rentabilidad a través del diseño y la aplicación de flujos de trabajo digitales integrados. El operador busca integrar los conocimientos de ingeniería y procesos de negocio con la tecnología de la información para acelerar y, en algunos casos, automatizar completamente la ejecución de sus equipos multifuncionales (Serrano, Carlos Mario Calad&Sarma, Pallav&Gutierrez, Fernando, 2020), lo cual a la presente fecha es posible lograr mediante la creación y la actualización de un modelo predictivo que reproduzca el comportamiento del campo y comprender las interrelaciones entre los inyectores y productores en todos los patrones de recuperación secundaria implementados, en tiempo record para la toma de decisiones.

1.4 Hipótesis

1.4.1 Hipótesis general

Se puede optimizar la producción de petróleo en el sector Norte del campo Shushufindi-Aguarico, generando un modelo predictivo para establecer un plan de inyección eficiente que permita generar diversos escenarios de optimización y encontrar la frontera eficiente considerando la parametrización de variables para incrementar producción.

1.4.2 Hipótesis específica

La herramienta de inteligencia artificial combina técnicas de Machine Learning con las ecuaciones diferenciales parciales de flujo de fluido aplicadas en simuladores de yacimientos convencionales.

CAPÍTULO II: MARCO REFERENCIAL

2.1 Desarrollo teórico y conceptual

Las operaciones de recuperación de petróleo han sido tradicionalmente subdivididas en tres etapas: primaria, secundaria y terciaria. La etapa primaria, de producción inicial, resulta del desplazamiento por la energía natural existente en el yacimiento. La secundaria, que actualmente es sinónima de inyección de agua, se implementa usualmente después de la declinación de la producción primaria. Entre estos procesos, los tradicionales son: inyección de agua y la inyección de gas (Paris de Ferrer, 2007).

Acorde a Ferrer (Paris de Ferrer, 2007), entre los factores más importantes que controlan la recuperación por inyección de agua y gas, se citan:

- 1. Geometría del yacimiento:** pues la estructura y estratigrafía del yacimiento, controlan la localización de los pozos y, en gran medida, determinan los métodos por los cuales el yacimiento puede ser producido a través de prácticas de inyección de agua o de gas.

La estructura es el principal factor que gobierna la segregación gravitacional. Así, en presencia de altas permeabilidades, la recuperación por segregación gravitacional, particularmente en yacimientos de petróleo, puede reducir la saturación de petróleo a un valor al cual no resulta económica la aplicación e inyección de agua.

La geometría del yacimiento y el comportamiento histórico de producción, puede definir la presencia y la fuerza de un empuje de agua y así decidir sobre la necesidad de inyección suplementaria, pues ésta puede ser innecesaria si existe un fuerte empuje natural de agua. Tal decisión dependerá también de la existencia de problemas estructurales como fallas o presencia de lutitas, o de cualquier otro tipo de barrera de permeabilidad.

2. **Litología:** tiene una profunda influencia en la eficiencia de la inyección de agua o de gas. De hecho, la porosidad, la permeabilidad y el contenido de arcilla son factores geológicos que afectan el proceso de inyección. La presencia de mineral arcilloso en algunas arenas petrolíferas, puede taponar los poros por hinchamiento o floculación al inyectar agua. Se sabe por ejemplo que la montmorillonita puede causar una reducción de la permeabilidad por hinchamiento; mientras que la caolinita es la que causa menos problemas. La extensión que puede tener esta reducción de permeabilidad también depende de la salinidad del agua inyectada. Usualmente se sustituye el agua fresca por salmueras.

3. **Profundidad del yacimiento:** en los yacimientos profundos, las saturaciones de petróleo residual después de la recuperación primaria son más bajas que en los yacimientos someros, debido a que estuvo disponible un gran volumen de gas en solución para expulsar el petróleo y a que el factor de formación fue grande (volátil) y, por lo tanto, ha quedado menos petróleo.

4. **Porosidad:** la recuperación total de petróleo de un yacimiento es una función directa de la porosidad, ya que ésta determina la cantidad de petróleo presente para cualquier porcentaje de saturación de petróleo dado.

La mejor forma de medir este parámetro tan importante ha sido a través de medidas de laboratorio en muestras de núcleos.

5. **Permeabilidad:** controla, en alto grado, la tasa de inyección de agua que se puede mantener en un pozo de inyección para una determinada presión en la cara de la arena. El grado de variación de la permeabilidad, determina la cantidad de agua que es necesario utilizar: entre menos heterogénea sea esta propiedad, mayor éxito se obtendrá en un programa de inyección de agua. Si se observan grandes variaciones de permeabilidad en estratos individuales dentro del yacimiento, y si estos estratos mantienen su continuidad sobre áreas

extensas, el agua inyectada alcanzará la ruptura demasiado temprano en los estratos de alta permeabilidad y se transportarán grandes volúmenes de agua antes que los estratos menos permeables hayan sido barridos eficientemente.

- 6. Continuidad de las propiedades de la roca:** es de interés primordial debido a que el flujo del fluido en el yacimiento es esencialmente en la dirección de los planos de estratificación.

La presencia de lutitas no es necesariamente un problema, ya que los estratos individuales de la roca del yacimiento pueden mostrar un grado razonable de continuidad y uniformidad con respecto a la permeabilidad, porosidad y saturación de petróleo.

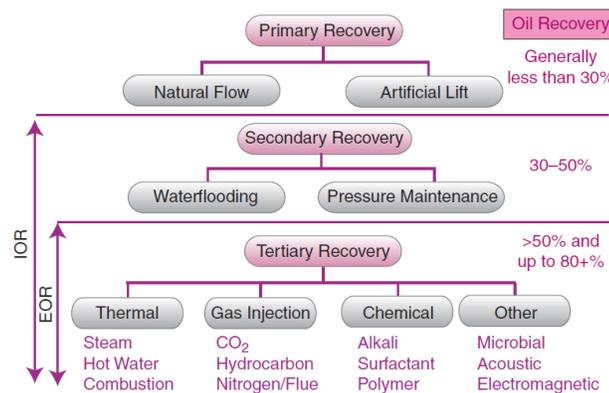
- 7. Magnitud y distribución de las saturaciones de los fluidos:** la distribución inicial de los fluidos en el yacimiento es muy importante en la determinación de la factibilidad de un proyecto de inyección de agua. En efecto cuanto mayor sea la saturación de petróleo en el yacimiento al comienzo de la invasión, mayor será la eficiencia de recobro.

- 8. Propiedades de los fluidos y permeabilidades relativas:** la viscosidad del petróleo y las permeabilidades relativas de la roca yacimiento a los fluidos desplazante y desplazado son los de mayor importancia, debido a que ambos factores afectan la razón de movilidad. La razón de movilidad (M) es la relación entre la movilidad de la fase desplazante y la de la fase desplazada. Mientras mayor sea M , menor será el recobro en el momento de alcanzar la ruptura; en consecuencia, mayor será la cantidad de agua producida para recuperar la misma cantidad de petróleo.

Un campo petrolero fácilmente puede superar el valor de varias decenas o cientos de millones de barriles de petróleo en sitio (POES), sin embargo, los factores de recobro son bastante bajos – en Ecuador rondan el 14.6% (Córdor, 2015) - lo que indica que gran cantidad de hidrocarburos aún permanecen en el subsuelo.

Los métodos de recuperación primaria, secundaria y terciaria siguen una secuencia cronológica acorde a la producción de petróleo desde el inicio hasta el punto en el que ya no es económico para producir los hidrocarburos. El proceso EOR es un método de recuperación terciaria de petróleo, método que representa la última etapa en la vida de un campo. El factor de recobro primario generalmente es menor al 30% del petróleo en sitio. Un 30% - 50% del petróleo en sitio puede ser recuperado empleando recobro secundario y un 50% a 80% del petróleo en sitio puede ser recuperado mediante método de recobro terciario (Denney, 2012).

Figura 2. IOR y EOR - Definición de términos



Fuente: Denney, D. (1 de Enero de 2012). EOR Potential in the Middle East: Current and Future Trends. Journal of Petroleum Technology, 1.

El análisis convencional o tradicional para el gerenciamiento de los reservorios y la generación de escenarios de predicción es realizado mediante la simulación numérica. La simulación de yacimientos es la ciencia que integra la física, matemática, geología, y programación de computadoras, a fin de obtener un modelo de yacimiento y la predicción a futuro de su comportamiento en torno a presión y producción de los fluidos presentes, de acuerdo a los distintos esquemas de explotación propuestos, logrando un desarrollo óptimo de las reservas (Abou-Kassem, 2006).

Como señala (Yazuma, 2019), los simuladores numéricos de reservorios se clasifican basados en el tipo de reservorio, procesos que ocurren en el reservorio y por la formulación

del simulador. A continuación, se enlistan los tipos de simuladores disponibles en la industria petrolera, (Ezekwe, 2011):

Simulador de petróleo negro: en este tipo de simulador el agua, petróleo y gas se analizan por separado bajo la consideración de que son fases inmiscibles. Este simulador se puede usar en yacimientos de gas seco, petróleo-negro (subsaturados) y procesos inmiscibles de recuperación mejorada. El fundamento matemático de este tipo de simuladores está enteramente relacionado a las ecuaciones fundamentales de flujo de fluidos en medios porosos.

Simuladores composicionales: el petróleo y el gas se representan a partir de los hidrocarburos que componen el sistema. El agua se presenta como una fase separada. Este tipo de simulador se usa en reservorios de petróleo volátil, gas y condensado y procesos miscibles de recuperación mejorada. En este tipo de simuladores el balance de masa es aplicado a los componentes definidos en la fase de hidrocarburos y el equilibrio entre componentes en las fases de líquido y vapor es determinada con una ecuación de estado (EOS).

Simuladores de porosidad dual: se usan en reservorios naturalmente fracturados que exhiben un comportamiento de porosidad dual.

Simuladores termales: usados para representar procesos térmicos, tales como la inyección cíclica de vapor, inyección continua de vapor y combustión in-situ. Este tipo de simuladores se añade un balance de energía al balance de masa inicial y se incluyen ecuaciones relevantes para la fase de vapor.

Simuladores de flujo químico: se aplican en procesos de recuperación mejorada que requieren el modelamiento de álcalis, surfactantes y polímeros. El funcionamiento es

similar a un simulador composicional con la adición de reacciones químicas específicas de cada proceso.

Simuladores de líneas de flujo: son un tipo de simuladores ampliamente usados en modelos de inyección de agua, usualmente se usan en conjunto con los tipos de simuladores mencionados anteriormente.

El término simulación de reservorios se usa para describir las actividades envueltas en la construcción y ejecución de un modelo que representa al reservorio, bajo la condición que dicho modelo refleje o “simule” el comportamiento del reservorio tanto como es posible, el cual contempla un set de ecuaciones matemáticas que representan el balance de materiales, flujo de fluidos y otros procesos físicos que ocurren en el reservorio, sujetos a ciertas condiciones y restricciones definidas. Se pueden desarrollar muchas formas de los modelos matemáticos que representan al reservorio, dependiendo de la naturaleza del reservorio, datos físicos disponibles para describir el reservorio, procesos que ocurren dentro del reservorio y de los objetivos que tenga el desarrollo del modelo (Ezekwe, 2011).

Sin embargo, una simulación no está diseñada para producir miles o millones de escenarios ni para actualizar automáticamente los escenarios generados sobre la base de datos en tiempo real (Feder, 2020); razón por la cual hoy en día con el avance tecnológico, el concepto de inteligencia artificial intenta convertirse en una herramienta una poderosa y revolucionaria para evaluar de manera más rápida las múltiples estrategias de desarrollo en un campo petrolero.

La inteligencia artificial (IA) combina redes neuronales jerárquicas, física de datos, modelos estadísticos y parámetros verdaderamente conocidos. Esto permite que la tecnología capture y analice la dinámica del sistema de producción y separe los efectos del yacimiento de las respuestas de control de producción, tales como posiciones de estrangulamiento, tasas de levantamiento de gas, equipo de levantamiento artificial y enrutamiento de la red de los pozos (DataStories, 2018).

Según Serrano, Sarma y Gutierrez (Carlos Calad, Fernando Gutierrez, Paola Pastor, Pallav Sarma, 2020), se puede construir un modelo de yacimiento combinando técnicas de Machine Learning con las ecuaciones diferenciales parciales de flujo de fluido aplicadas en simuladores de yacimientos convencionales. Dadas las complejas condiciones de funcionamiento y control en proyectos de recuperación secundaria, la escasez de datos, que genera ruido, no es factible definir una solución determinística única.

Acorde a lo indicado por Bruyker (Bruyker, D.&Kosut, R.&Valdez, R.& Haymes, S.& Schoeling, L.& Petro, M.&Ghosal, 2020), los yacimientos de petróleo y gas pueden considerarse como sistemas físicos dinámicos complejos que interactúan con el medio ambiente a través de un conjunto finito de entradas y salidas. La inteligencia artificial es considerada una herramienta analítica predictiva con aplicación en la gestión de yacimientos de petróleo; sin embargo, se debe considerar:

- Comportamiento dinámico del sistema variando en el tiempo. Ejemplos de entradas del sistema son inyecciones de fluidos (tasas de flujo de las especies inyectadas) y ajustes de la válvula de estrangulamiento de la cabeza de pozo (control de presión y / o tasa de flujo); las salidas suelen consistir en los caudales del fluido de producción (petróleo, agua y gas).
- La optimización del sistema automatizado en la industria actual del petróleo y gas, consistiría en una estrategia o algoritmo de control que genere continuamente el conjunto óptimo de controles (entradas del sistema, por ejemplo, inyecciones de fluido o presión / caudal de la válvula de estrangulamiento de cabeza de pozo) para producir el valor óptimo de la función objetivo.
- La red neuronal se utiliza en tiempo real en un circuito cerrado de configuración de retroalimentación para estimar los parámetros del modelo, así como la incertidumbre del modelo, podrá parar e informar cuando ya no se puede confiar en la red neuronal y es necesario volver a capacitarlo.

En el caso del estudio realizado en un campo ubicado en la provincia de Neuquén /Argentina, se evaluó un proyecto de inyección de agua cíclico usando inteligencia artificial y física de reservorio. Según lo detallado por Serrano, Sarma y Gutierrez (Carlos Calad, Fernando Gutierrez, Paola Pastor, Pallav Sarma, 2020), dicha evaluación contempló los siguientes pasos:

Asimilación de datos / Construcción del modelo predictivo: La asimilación de datos utiliza el filtro Ensemble Kalman (EnKF) para asimilar varios datos de cientos de pozos en un tiempo relativamente pequeño. El objetivo de este paso es inferir los parámetros del yacimiento a partir de los datos de producción e inyección. Para el campo de Argentina, inicialmente se utilizaron cuatro años de datos con fines de capacitación de la neurona y cinco años para verificar la predictividad del modelo.

Se realiza la verificación del modelo predictivo usando dos (2) coeficientes de correlación; el de Pearson (calcula la correlación entre dos conjuntos de datos) y el de Spearman (calcula la correlación de un ranking de pozos), lo cual permite evaluar la capacidad del modelo para identificar los pozos buenos y los pozos malos. Un modelo se considera predictivo si los coeficientes de correlación están por encima de 0,6 (modelo correlaciona bien con los datos históricos).

Verificación de los parámetros del yacimiento: permitirá asegurar que el conjunto de las soluciones encontradas refleje el conocimiento de campo con cierto grado de precisión.

Optimización multiobjetivo: el modelo de física de datos permite predecir la respuesta a nivel campo y a nivel pozos; por lo cual consta de las siguientes actividades:

1. Ejecutar un modelo con el programa de inyección de agua actual para determinar el llamado caso base (condiciones actuales). Proporciona valor presente neto y la producción esperada.
2. Parametrizar las restricciones de campo.

3. Realizar miles de escenarios utilizando algoritmos evolutivos asistidos por metamodelos para encontrar la frontera eficiente y los escenarios óptimos de inyección de agua.
4. Parametrizar los programas cíclicos de inyección de agua.
5. Ejecutar de nuevo. Comparar los escenarios encontrados.
6. Implementar las prescripciones de inyección de agua del escenario óptimo seleccionado.

Optimización con/sin inyección cíclica: para lo cual se indica el cierre y apertura de pozos inyectoros (alternativa).

El modelo basado en **enfoque tradicional** (enfoque físico) requiere mucho tiempo y recursos.

El modelo predictivo basado en **enfoque de datos**, con respecto al enfoque tradicional o físico, presenta algunas limitaciones; tales como:

- Susceptible a la calidad del dato, debido a que el entrenamiento del modelo se basa en el aprendizaje de datos.
- Ausencia de distinción entre fenómenos subsuelo y superficie. El modelo simplemente busca relación entre variables.
- Pierden predictividad en el tiempo, cuando las condiciones de reservorio cambian (condiciones que no se mantienen relativamente estables en el tiempo).
- Fuera del espacio muestral, el modelo predictivo no garantiza buenas predicciones. No se pueden emplear para ubicar pozos de avanzada (esencia del modelo abarca el área de muestreo).

Sin embargo, el modelo predictivo es rápido (no emplea un modelo estructural sino que modelo continuo basado en conexiones de productores – inyectores), sencillo de aplicar pero presenta ciertas limitaciones, ya mencionadas en el párrafo anterior.

El presente proyecto de tesina, en colaboración con la Cía. Tachyus, presenta una opción que combina lo mejor de los dos (2) enfoques de modelamiento, a través de la combinación de la física (leyes de conservación masa-energía/ Darcy /etc.) con procesos de machine learning para crear modelos que van a respetar las leyes físicas con procesos de asimilación de datos; lo cual se denomina Data Physics.

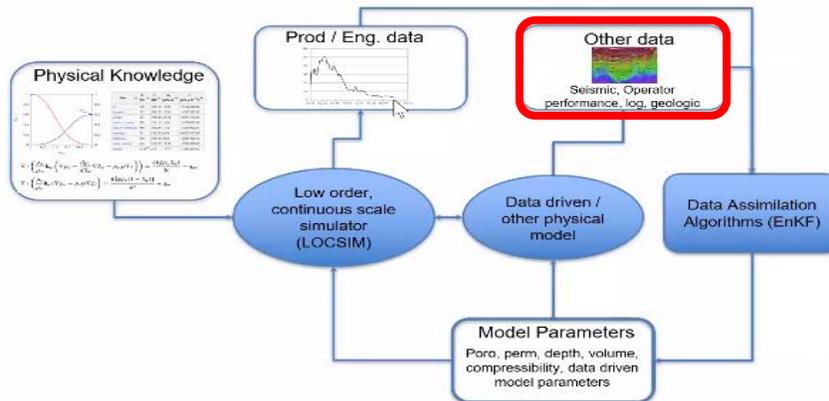
Se conoce como **Data Physics (datos & física)**, a la herramienta que permite explorar posibilidades, realizar múltiples ensambles forecasting (se entrenan cientos de modelos a la vez y con resultados probabilísticos), identificar áreas y la optimización cuantitativa para evaluar todo el espacio muestral con los máximos óptimos (mejorar producción / ahorro de recursos / disminución de caudales de inyección) para generar soluciones únicas y asimilar datos (combinaciones de parámetros que me arroja el resultado).

Es aconsejable realizar el entrenamiento del modelo cada 6 meses o cada año para actualizar el modelo con el objetivo de entrenarlo acorde a los cambios de condiciones del reservorio.

El modelo de Data Physics comprende el ciclo de optimización cerrado (Close loop Optimization) a fin de tratar de reproducir el comportamiento de todo el reservorio y realizar las múltiples optimizaciones (ciclo de optimización).

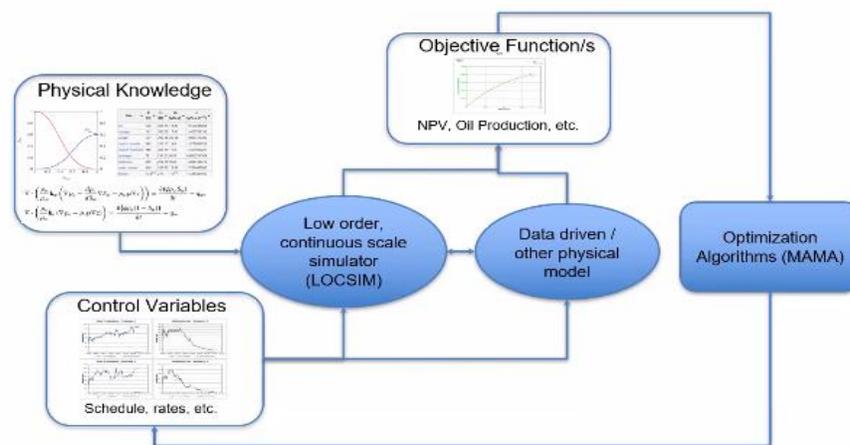
A continuación se presentan los ciclos de asimilación de datos que emplea LOCSIM para entrenar el modelo predictivo (Low Order Continuos Scale Simulator: motor de cálculo del simulador) y el ciclo de optimización:

Figura 3. Ciclo de asimilación de datos (LOCSIM)



Fuente: Tachyus Corporation

Figura 4. Ciclo de optimización

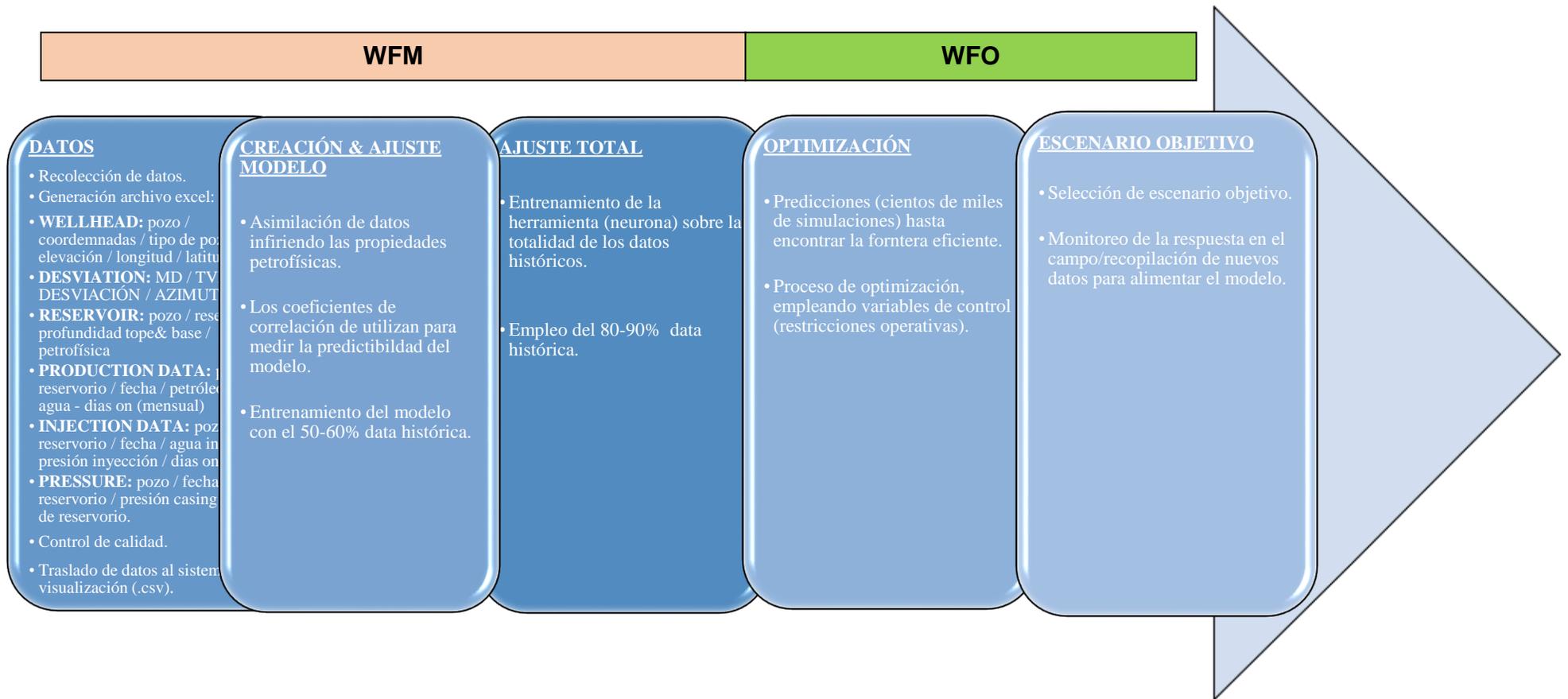


Fuente: Tachyus Corporation

Las variables de control limitan a las múltiples posibilidades de control de parámetros (valores máximos/mínimos permitidos).

El flujo de trabajo a emplearse en este proyecto de tesina desde la carga de datos hasta la selección del escenario favorable, se resumen a continuación:

Figura 5. Resumen del Flujo de trabajo WFM & WFO



Fuente: Autora, 2022

WFM: Waterflooding Management
WFO: Waterflooding Optimization

2.2 Fundamentos, sociológicos, psicológicos y legales, entre otros

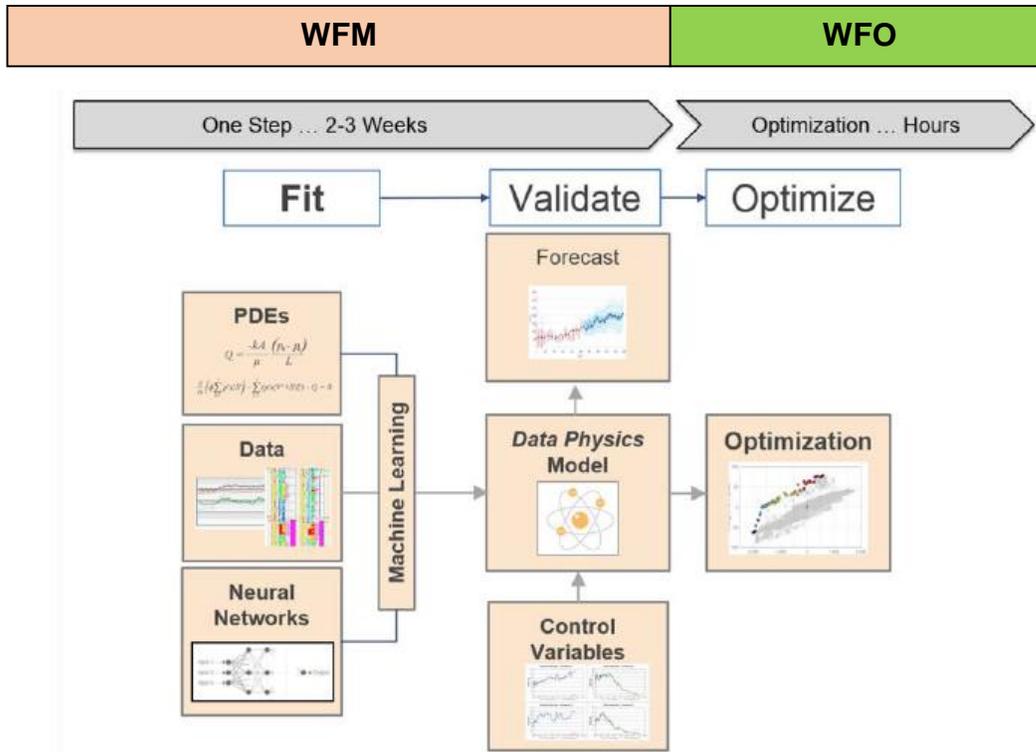
Fundamento Legal: El estudio de investigación será realizado gracias a la información que será proporcionada por la Operadora EP Petroecuador a través del respectivo acuerdo de confidencialidad; así como el uso del software Aqueon a través de los módulos Waterflooding Manager (WFM) y Waterflooding Optimization (WFO) proporcionados por Tachyus Corporation (Tachyus) para el desarrollo del proyecto.

Fundamento Ético: En el estudio a desarrollarse, se garantiza que la información empleada en el estudio a desarrollarse, será utilizada de manera confidencial y ética, teniendo en cuenta los derechos de autor, reiterando el compromiso de que la información obtenida a lo largo del estudio presentado, será utilizado correctamente.

CAPÍTULO III: METODOLOGÍA EMPLEADA EN LA FÍSICA DE DATOS (DATA PHYSICS)

La metodología empleando la Física de Datos (DATA PHYSICS) consta de dos (2) fases que abarcan tres (3) procesos:

Figura 6. Resumen de Flujo de trabajo WFM & WFO



Fuente: Tachyus Corporation

WFM: Waterflooding Management

WFO: Waterflooding Optimization

FIT: Production Input Data

FASE WFM (Waterflooding Management): Fase de entrenamiento y predicción.

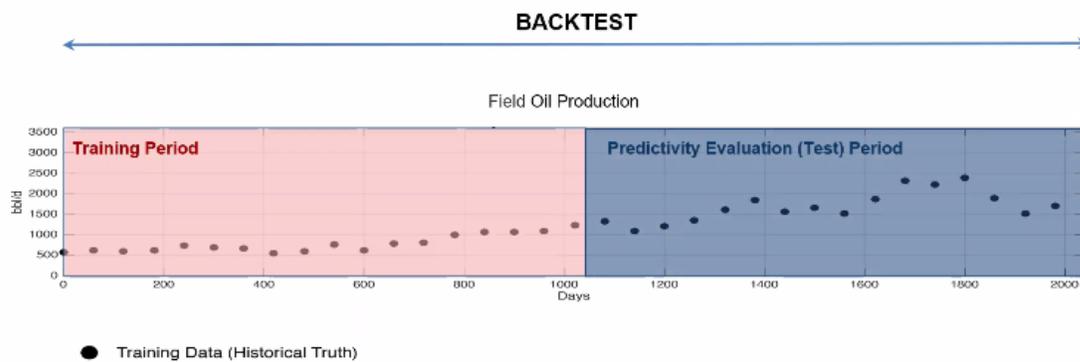
- 1) Backtest

Esta fase se usa para verificar la capacidad predictiva del modelo y se focaliza en los parámetros estáticos para el entrenamiento del modelo (porosidad, viscosidad, permeabilidades, etc.).

Se usa parte de la información para entrenar el modelo; por lo general se emplea el 60% de la historia de producción/inyección y normalmente se emplea información de los últimos 10 años de la historia de producción/inyección.

El 40% restante de la información, se usa para validación del ajuste (compara predicción del modelo de entrenamiento con respecto a la data restante real de la producción).

Figura 7. Proceso Backtest



Fuente: Tachyus Corporation

El proceso de entrenamiento se realiza a través de los “Ensemble Kalman Filtering”, en el cual corren múltiples casos en donde se infieren los parámetros que forman parte de la ecuación física, se corre la ecuación, se evalúa la predicción o resultado y se realizan las correcciones de las predicciones para tratar de acercarse al valor real de producción/inyección.

Cuando no existe un buen ajuste, los histogramas permiten revisar los parámetros estáticos, los cuales se presentan en barras azules (rangos iniciales ingresados en la configuración / valores mínimos y máximos) y en barras de color naranja son los parámetros del resultado

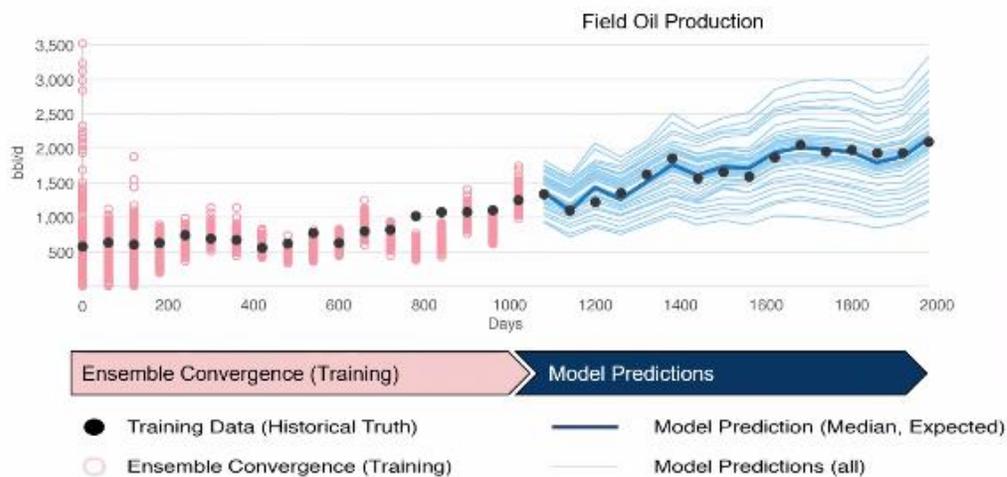
del entrenamiento para poder mejorar el rango de entrenamiento del modelo (mejor representación del reservorio).

2) FullFit (ajuste completo)

Emplea todos los datos históricos, a excepción de los últimos 6 meses de la historia de producción/inyección para entrenar y refinar el algoritmo. Se entrena con los parámetros dinámicos (presiones/saturaciones/responsabilidad).

La parte izquierda del gráfico muestra los períodos de entrenamiento y predicción: puntos rojos muestran el período de entrenamiento del algoritmo, las predicciones de las líneas azules frente a los datos reales (puntos negros).

Figura 8. Proceso Fullfit



Fuente: Tachyus Corporation

FASE WFO (Waterflooding Optimization): Fase de escenarios de optimización.

3) Optimización

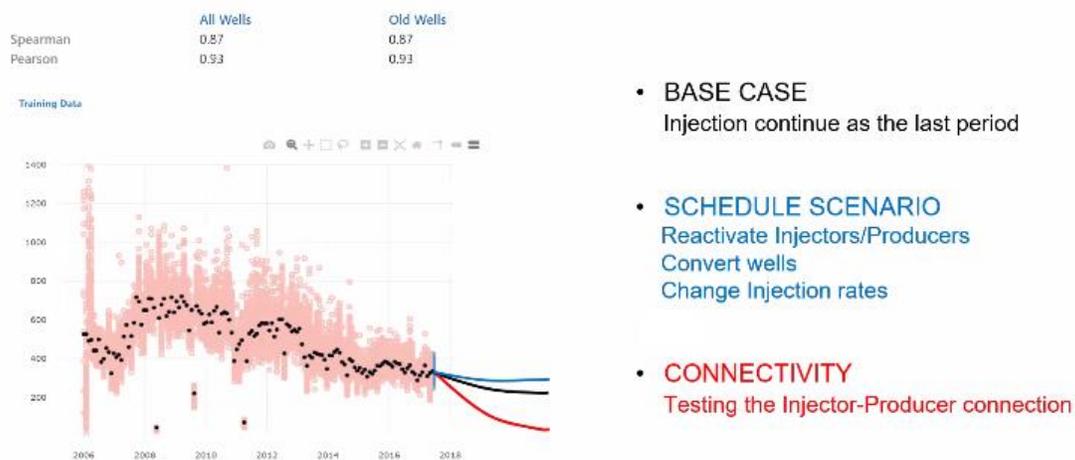
Una vez que se tiene el modelo ajustado, se corren escenarios de predicción, estos pueden ser:

Escenario Base: este escenario de predicción considera que la inyección continúa tal cual estaba reportado en el último histórico de inyección (mismo número de pozos inyectoros activos/cerrados se mantienen en la predicción).

Escenario Schedule: se pueden probar distintas alternativas de producción/inyección entre las cuales pueden contemplar reactivación de pozos (inyectores/productores), conversión de pozos y/o cambio de los caudales de inyección. Son ajustes puntuales.

Escenario de Conectividad: permite variar la inyección de cada inyector desde 0% (completamente cerrado) al 100% (completamente abierto al último valor de caudal de inyección), a fin de verificar el comportamiento de los productores aledaños a la influencia de la inyección.

Figura 9. Proceso de Optimización



Fuente: Tachyus Corporation

CAPÍTULO IV: MODELO DE ESTUDIO EN CAMPO SHUSHUFINDI-AGUARICO

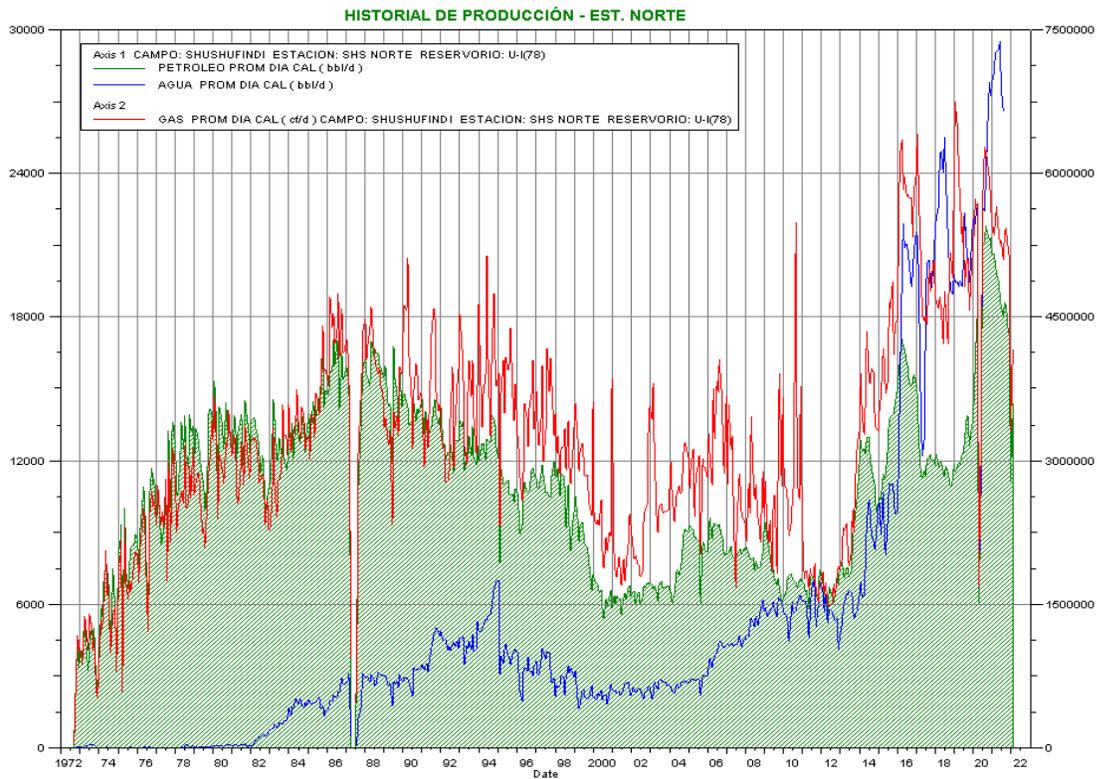
El campo Shushufindi-Aguarico tiene alrededor de 287 pozos perforados, 143 pozos productores y 10 pozos inyectores activos al 31 de enero de 2022. Presenta una producción acumulada de **1,399,672.9 Mbls** (miles de barriles de petróleo) y 1,181,336 Mbls (miles de barriles de agua). La producción promedio del campo en el mes de enero de 2022 fue de: **53,797 barriles de petróleo**, 220,304 barriles de agua y 80% de BSW.

En el área seleccionada de estudio (parte norte del campo) existen 81 pozos, de los cuales 61 pozos se encuentran activos y 39 pozos son productores activos de “U Inferior” (pozos produciendo en su totalidad con sistema de bombeo eléctrico sumergible), 8 son inyectores de agua y 1 productor de agua. La zona piloto ha estado bajo inyección de agua desde el año 2014.

La producción acumulada del reservorio “U Inferior” en el sector de estudio es de **194,825,172 bls de petróleo** y 95,689,371 bls de agua y una producción promedio de **14,375 bls de petróleo**, 31,423 bls de agua y 68.6% de BSW al 31 de enero de 2022.

La Figura 10 muestra el perfil de producción histórico del reservorio “U Inferior” en el sector de estudio:

Figura 10. Producción histórica U Inferior – sector Norte



Fuente: Autora, 2022

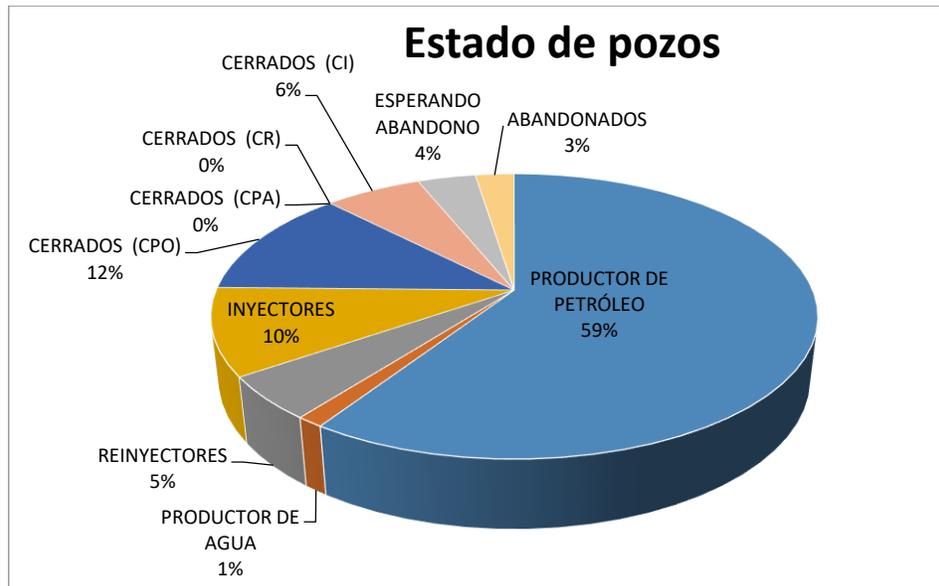
A continuación se presenta un breve resumen del estado de pozos cargados en el software para la generación del Modelo Predictivo, considerando los pozos convertidos de productores de petróleo a inyectoros de agua con cierre a Enero de 2022 en el sector Norte del Campo Shushufindi-Aguarico:

Tabla 1. Estado Pozos Sector Norte - Enero 2022

PRODUCTOR DE PETRÓLEO	48
PRODUCTOR DE AGUA	1
REINYECTORES	4
INYECTORES	8
CERRADOS (CP _o)	10
CERRADOS (CP _A)	0
CERRADOS (CR)	0
CERRADOS (CI)	5
ESPERANDO ABANDONO	3
ABANDONADOS	2
TOTAL	81

Fuente: EP Petroecuador

Figura 11. Porcentaje de estado de pozos – sector norte



Fuente: EP Petroecuador

Los pozos inyectores activos al cierre del mes de Enero de 2022, son:

Tabla 2. Caudales de inyección / Pozos Inyectores (Sector Norte)

POZO INYECTOR	RESERVORIO	FECHA CONVERSIÓN	ESTADO	SECTOR	P INY PROMEDIA (Enero 2022)	Q INY PROMEDIA (Enero 2022)	QINY ACTUAL (8-Febrero-2022)	QINY LÍMITE	Q INY ACUMULADO (MMbbls) (Enero 2022)	FUENTE	SAL ppm Cl		
SHSB-244	UI	Oct-14	ON	1	1684	8822	9150	8000	23.84	PIA	26900		
SHSC-247	UI	Jan-15	OFF - PP Ti	1	0	0	0	0	1.47	PIA			
SHSB-003*	UI	Jul-15	ON	1	1744	480	520	3200	9.46	PIA			
SHSB-246	UI	Nov-16	OFF - RY	1	0	0	0	0	0.03	PIA			
SHSR-108	UI	Apr-19	ON	1	415	4950	7820	6000	5.29	PIA	26900		
SHST-116	UI	Jul-19	ON	3	432	7100	9144	9000	5.11	PIA Antes SHSH-202**	26900		
	US		ON	3	432	1775	2286		1.27				
SHST-235	UI	Aug-19	ON	3	1606	5069	4650	9000	4.74			PIA Antes SHSH-202**	26900
SHSH-015B	UI	Jan-21	ON	2	1780	3835	3417	9000	1.27				
	US	Jan-21	ON	2	1780	1888	1683		0.62				
SHSH-154	UI	Aug-21	ON	2	1665	4054	4150	7000	0.84	PIA	26900		
SHST-062	UI	Oct-21	ON	3	1323	5303	7350	6000 - 8000	0.65	PIA	26900		
TOTAL						43,276	50,170		54.59				

Fuente: Autora, 2022

A la fecha, el piloto implementado presenta resultados positivos, con alrededor de 30 pozos activos con respuesta en incrementos de presión estática/fluyente y producción con movimientos de bancos de petróleo que reducen el corte de agua.

2.3 Carga de datos

Para la construcción del modelo físico en el módulo Waterflooding Management (WFM) del software Aqueon, el cual permite calibrar los parámetros principales, generar corridas, ajustar y leer resultados; se realizó la generación del archivo base en excel con información referente a:

WELL HEADS:

- Nombre de pozos del sector a analizar.
- Coordenadas de superficie de cada pozo (este/norte).
- Tipo de pozo (productor/inyector/reinyector).
- Elevación.
- Longitud y Latitud.

Tabla 3. Información Pozo – Data Sheet

1. Well Head		SURFACE										
WELLID	WELLNAME	EASTING X-Coordinate (m)	NORTHING Y-Coordinate (m)	TYPE Producer / Inyector / Re Inyector	ELEVATION TVD (ft)	SPUD DATE mm/dd/yyyy	LONGITUDE	LATITUDE	MAXPRESSUR	BOREID		
SHS-001	ECSHS6000100UI	SHS-001UI	317628.39	9381184.18	Producer	878	07/28/1972	0 10 12.5786°S	76 38 19.1039°W		Borehole	En producción
	ECSHS6000100US	SHS-001US	317628.39	9381184.18	Producer	878	07/28/1972	0 10 12.5786°S	76 38 19.1039°W		Borehole	En producción
	ECSHS6000100TI	SHS-001TI	317628.39	9381184.18	Producer	878	07/28/1972	0 10 12.5786°S	76 38 19.1039°W		Borehole	Cerrada
	ECSHS6000100TS	SHS-001TS	317628.39	9381184.18	Producer	878	07/28/1972	0 10 12.5786°S	76 38 19.1039°W		Borehole	Eliminar de esta pestaña & de Producción
SHS-043	ECSHS6005800TI	SHS-043TI	318225.82	9380190.47	Producer	825	01/01/1974	0 10 44.9321°S	76 37 59.8065°W		Borehole	En producción
	ECSHS6005800UI	SHS-043UI	318225.82	9380190.47	Producer	825	01/01/1974	0 10 44.9321°S	76 37 59.8065°W		Borehole	En producción
		SHS-043US	318225.82	9380190.47	Producer	825	01/01/1974	0 10 44.9321°S	76 37 59.8065°W		Borehole	Por topes & bases, es sólo U+Ti. Prod. de U+Ti debería sumarse a U+I. En producción
SHS-053	ECSHS6007000UI	SHS-053UI	315562.9	9387128.8	Producer	855.3	05/24/1975	0 06 59.0381°S	76 39 25.9026°W		Borehole	En producción
	ECSHS6007000TI	SHS-053TI	315562.9	9387128.8	Producer	855.3	05/24/1975	0 06 59.0381°S	76 39 25.9026°W		Borehole	Cerrada

Fuente: Autora, 2022

DESVIATION:

- Survey de los pozos direccionales.

Tabla 4. Información survey

<p>2. Deviation File (Optional)</p> <ul style="list-style-type: none"> • WELLID: Well Identifier or UWI or Well Name. • MD: Measured Depth. • TVD: True Vertical Depth. • Option 1: <ul style="list-style-type: none"> ◦ EAST DEPARTURE: Delta X (Easting) from the Well Head coordinates (Unit). ◦ NORTH DEPARTURE: Delta Y (Northing) from the Well Head coordinates (Unit). • Option 2: <ul style="list-style-type: none"> ◦ DEVIATION: Deviation. ◦ AZIMUTH: Azimuth. • BOREID (Optional) 								
WELL	WELLID	MD (ft)	TVD (ft)	Option 1		Option 2		BOREID
				EAST DEPARTURE	NORTH DEPARTURE	DEVIATION (°)	AZIMUTH (°)	
SHSAA-153		0.00	0.00			0.00	24.70	Borehole
SHSAA-153		371.15	371.15			0.06	62.77	Borehole
SHSAA-153		462.71	462.71			0.29	42.26	Borehole
SHSAA-153		553.42	553.42			0.44	64.70	Borehole
SHSAA-153		646.87	646.87			0.31	91.92	Borehole
SHSAA-153		766.89	766.88			0.25	105.21	Borehole
SHSAA-153		859.24	859.23			0.28	67.92	Borehole
SHSAA-153		953.67	953.66			0.49	79.05	Borehole
SHSAA-153		1047.90	1047.89			0.29	51.14	Borehole

Fuente: Autora, 2022

RESERVOIR:

- Topes y bases de cada reservorio en MD (measured depth/profundidad medida en ft).
- Parámetros petrofísicos por cada pozo/reservorio.

Tabla 5. Información survey

3. Reservoir Data										IIF. ADICIONAL - PETROFISICA DEL RESERVOIRIO							
<ul style="list-style-type: none"> WELLID or WELLNAME: Well Identifier or UWI or Well Name. RESERVOIR: Reservoir Identifier. TOP DEPTH: Top depth of the reservoir measured from the datum of the well (MD) (Unit) BOTTOM DEPTH: Bottom depth of the reservoir measured from the datum of the well (MD) (Unit) START DATE (Optional): Start Date for this reservoir, if not start date of the well will be assumed. END DATE (Optional): End Date for this reservoir, if not end date of the well will be assumed. ALLOCATION RATIO (Optional): Ratio to be applied if production/injection is provided at well level. FAULT_BLOCK (Optional): If the field has hydraulic separated blocks, we need a field to identify them. COMPARTMENT(Optional): Additional grouping option. BOREID (Optional) 																	
ft MD del Reservoirio (No Datum)																	
WELLID	RESERVOIR	TOP DEPTH	BOTTOM DEPTH	START DAT	END DAT	ALLOCATION RATIO	FAULT_BLOCK	COMPARTMENT	BOREID	Gross	Net	Net to Gross	Vsh (fracción)	Porosity (fracción)	Water Saturation (fracción)	PERM ABS (md)	
SHS-001UI	ECSHS6000100UI	LI	8983	9073						90	50.5	0.561	0.172	0.147	0.131	509.803	
SHS-001US	ECSHS6000100US	US	8905	8983						78	14	0.179	0.256	0.135	0.428	461.465	
SHS-001TI	ECSHS6000100TI	TI	9228	9307						79	51.5	0.652	0.163	0.159	0.273	677.448	
SHS-001TS	ECSHS6000100TS	TS	9184	9228						64	13.5	0.211	0.282	0.154	0.69	540.815	
SHS-043TI	ECSHS6005800TI	TI	9267	9346						79	30	0.38	0.156	0.152	0.382	890.811	
SHS-043UI	ECSHS6005800UI	UI	8996	9100						104	61.5	0.591	0.215	0.184	0.158	1524.11	
SHS-043US	ECSHS6005800US	US	8917	8996						79	2	0.025	0.335	0.084	0.336	57.445	
SHS-053UI	ECSHS6007000UI	UI	9127	9211						84	28	0.333	0.159	0.151	0.287	485.695	
SHS-053TI	ECSHS6007000TI	TI	9376	9442						66	36.5	0.553	0.149	0.153	0.299	515.976	
SHS-054BT	ECSHS6007100BT	BT	8371	8389						18	9	0.5	0.246	0.189	0.233	1606.7	
SHS-054TI	ECSHS6007100TI	TI	9343	9399						56	25	0.446	0.129	0.133	0.314	465.906	

Fuente: Autora, 2022

DATA DE PRODUCCIÓN:

- Se registra el histórico de producción mensual de petróleo (barriles), gas (miles de pies cúbicos) y agua (barriles). Se ingresa la fecha: mes/día/año.
- Se registran días efectivos de producción.

Tabla 6. Historial de Producción

4. Production Data									
<ul style="list-style-type: none"> WELLID or WELLNAME: Well Identifier or UWI or Well Name. DATE: Date of the record (Provide the format, dd/mm/yyyy or mm/dd/yyyy) RESERVOIR (Optional): Reservoir Identifier. OIL: Monthly Oil Produced (Unit) GAS: Monthly Gas Produced (Unit) WATER: Monthly Water Produced (Unit) DAYS: Number of days producing or injecting (if no present assume all days) BOREID (Optional) 									
For running Waterflood Management (WFM) the production needs to be allocated by reservoir. If RESERVOIR column is not provided, the data will be assumed to be at well level and will require an allocation file or method. If this is not provided the model will be only available at well level.									
Monthly									
Completion	WELLID	DATE	RESERVOIR	OIL	GAS	WATER	DAYS	BOREID	
SHS-001UI	ECSHS6000100UI	08/31/1972	UI	2003.02	1858.23	138.52	31	Borehole	
SHS-001UI	ECSHS6000100UI	09/30/1972	UI	32804.04	11034.12	313.5	30	Borehole	
SHS-001UI	ECSHS6000100UI	10/31/1972	UI	60606.52	21252.1	302.17	31	Borehole	
SHS-001UI	ECSHS6000100UI	11/30/1972	UI	69105.06	16986.92	453.24	30	Borehole	
SHS-001UI	ECSHS6000100UI	12/31/1972	UI	84636.54	17766.18	311.52	31	Borehole	
SHS-001UI	ECSHS6000100UI	01/31/1973	UI	69536.77	16848.01	0	31	Borehole	
SHS-001UI	ECSHS6000100UI	02/28/1973	UI	65640.81	16333.34	0	28	Borehole	
SHS-001UI	ECSHS6000100UI	03/31/1973	UI	61345.88	24936.29	226.13	31	Borehole	
SHS-001UI	ECSHS6000100UI	04/30/1973	UI	57794.74	20638.84	315.91	30	Borehole	
SHS-001UI	ECSHS6000100UI	05/31/1973	UI	40915.26	14953.47	223.47	31	Borehole	
SHS-001UI	ECSHS6000100UI	06/30/1973	UI	60147.27	22105.13	328.3	30	Borehole	
SHS-001UI	ECSHS6000100UI	07/31/1973	UI	71556.11	19292.42	390.74	31	Borehole	

Fuente: Autora, 2022

DATA DE INYECCIÓN:

- Se registra el histórico de inyección mensual (se ingresa la fecha: mes/día/año.).
- Se registra el histórico de presión de inyección. La presión de inyección en cabeza, es transformada a presión en fondo de inyección.
- Se registran días efectivos de inyección.

Tabla 7. Historial de Inyección

5. Injection Data

- WELLID or WELLNAME: Well Identifier or UWI or Well Name.
- DATE: Date of the record (Provide the format, **dd/mm/yyyy** or **mm/dd/yyyy**).
- RESERVOIR (Optional): Reservoir Identifier.
- INJECTION: Monthly Water injected (**Unit**).
- INJECTION PRESSURE: Injection Pressure (**Unit**).
- DAYS: Number of days producing or injecting (If no present assume all days).
- BOREID (Optional)

WELL	DATE	RESERVOIR	Monthly		DAYS	BOREID
			WATER INJECTION	INJECTION PRESSURE		
	mm/dd/yyyy					
SHSB-003IUI	10/31/2015	UI	182534	1765.4	26.08	Borehole
SHSB-003IUI	11/30/2015	UI	234748	1671.52	27.88	Borehole
SHSB-003IUI	12/31/2015	UI	241663	2327.27	30.83	Borehole
SHSB-003IUI	01/31/2016	UI	237362	1757.78	30.92	Borehole
SHSB-003IUI	02/29/2016	UI	249445	1765.57	28.63	Borehole
SHSB-003IUI	03/31/2016	UI	253169	1791.45	31	Borehole
SHSB-003IUI	04/30/2016	UI	248765	1796.6	29.92	Borehole
SHSB-003IUI	05/31/2016	UI	261007	2310.93	30.42	Borehole
SHSB-003IUI	06/30/2016	UI	255293	1786.72	29.88	Borehole
SHSB-003IUI	07/31/2016	UI	262173	1782.23	30.92	Borehole
SHSB-003IUI	08/31/2016	UI	265930	1793	31	Borehole

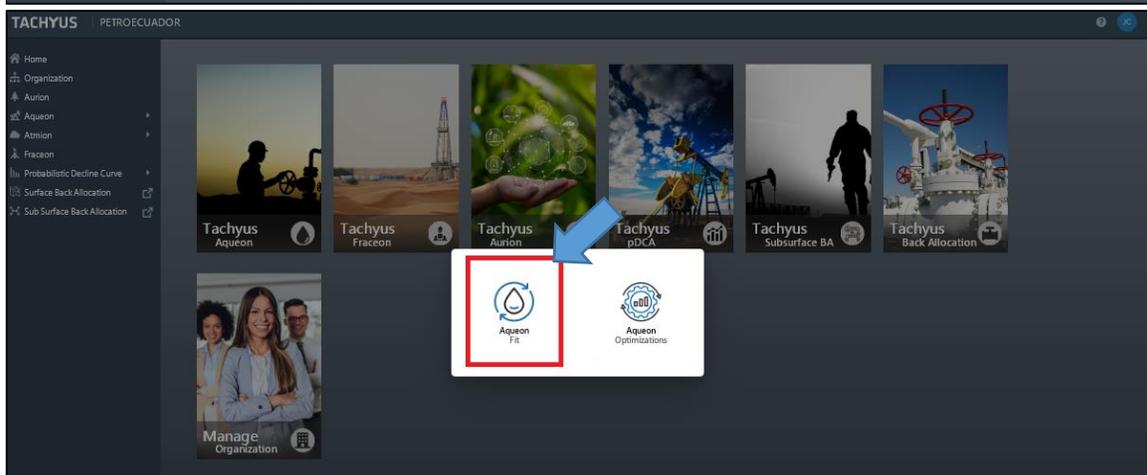
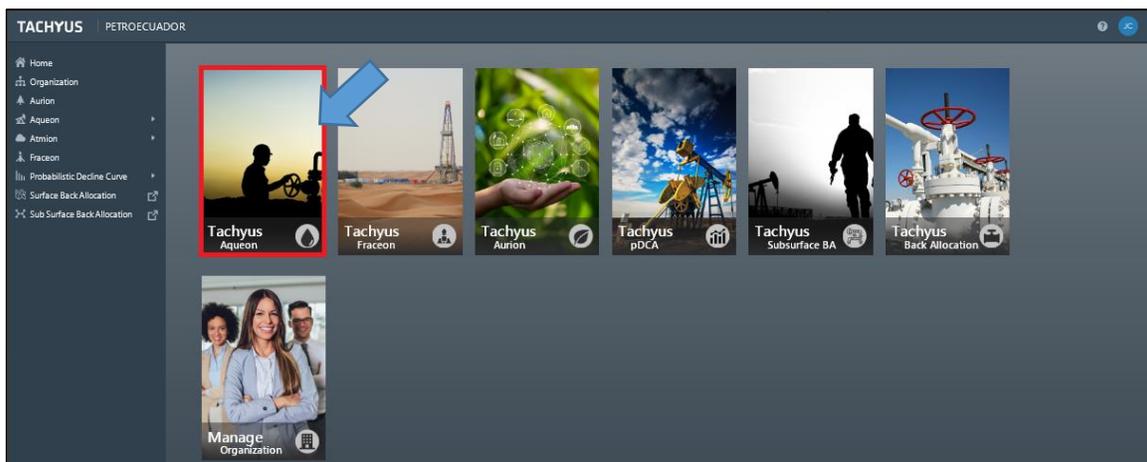
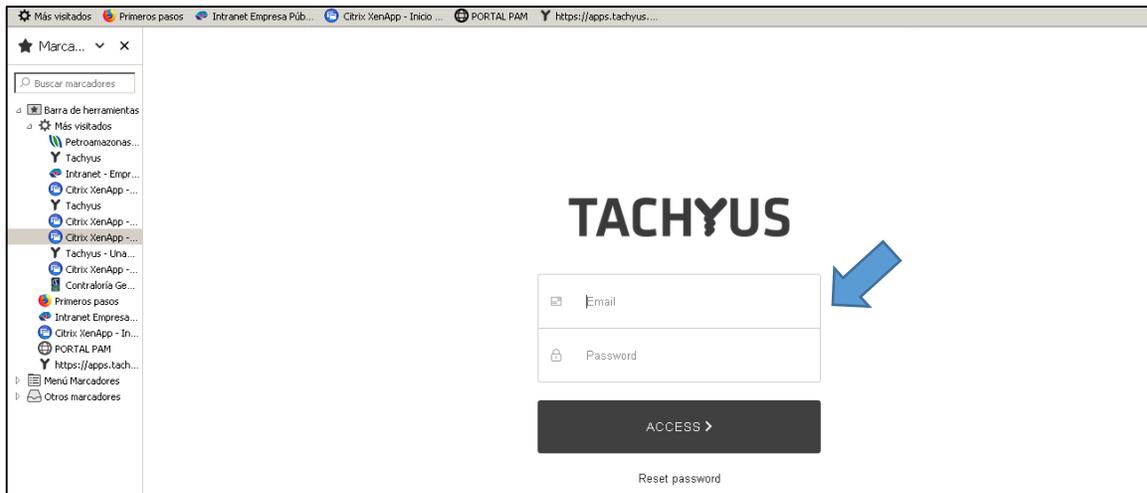
Fuente: Autora, 2022

Con la información organizada, se procede a generar el archivo de extensión .csv y proceder a la carga de datos técnicos en el software Aqueon.

2.4 Creación y Ajuste del Modelo (Configuración)

Para crear un modelo que permita replicar el comportamiento del campo a lo largo del tiempo a fin de comprender las interrelaciones entre los inyectores y productores en todos los patrones de recuperación secundaria implementados, se utilizan datos dinámicos (producción e inyección / presiones) y datos estáticos (parámetros petrofísicos / datos de completación); siendo estos últimos inferidos durante el proceso de ajuste de los datos históricos de producción e inyección utilizando una red neuronal modificada que incorpora la física del yacimiento.

Figura 12. Ingreso a la Plataforma



Fuente: Autora, 2022

El archivo .csv generado para la carga en el software Aqueon, presenta la siguiente estructura:

Los apartados que se utilizan para crear un proyecto son:

1. **General:** permite la carga de los archivos .csv asociado a las completaciones y data de producción e inyección.
2. **Wells:** permite la vista en planta de los pozos cargados que forman parte del análisis. En caso de que se cargara la producción/inyección de varias areniscas, esta opción permite realizar la visualización de los pozos a través de filtros de control.
3. **Setup:** permite la configuración y edición de fechas de inicio y fin de la data de producción y parámetros de configuración asociados al software.
4. **Parameters:** permite la configuración y edición de parámetros petrofísicos (Fit Bounds / parameter Ranges / Constants).
5. **Summary:** confirmación de la fecha de inicio y fin de la producción cargada; así como la confirmación de la fecha de inicio del Backtest.

El proceso de creación del modelo comienza con la designación del nombre del proyecto y con la importación de la data de completación y producción e inyección (.csv).

Figura 13. Creación del modelo

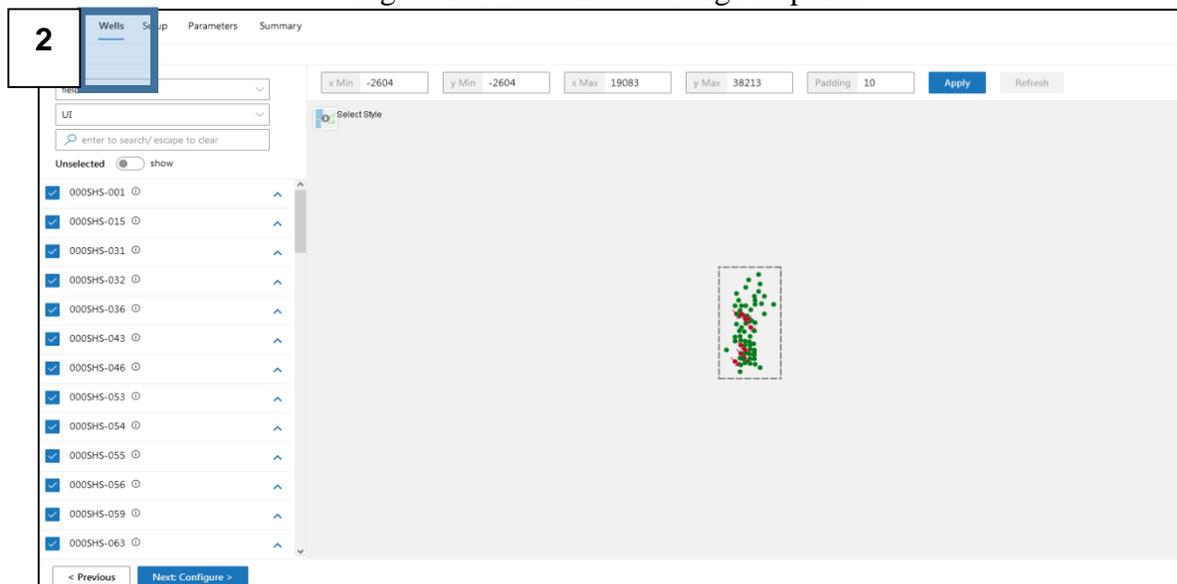
The screenshot shows the 'Create Fit' application window with the 'General' tab selected. A red box with the number '1' is placed over the 'General' tab label. The main area contains several input fields: 'Name' with the value 'CAMPO SHS_AGR_01312022', 'Locsim Version' with a dropdown menu showing '10.2.1', 'Use Output Histogram' with a toggle switch set to 'No', 'Completions' with a text box containing 'CompletionData.csv' and an upward arrow icon, and 'Production' with a text box containing 'ProductionData.csv' and an upward arrow icon. At the bottom, there is a text box with the text 'Producción actualizada al 31 Enero 2022'.

Fuente: Software Aqueon

Se puede crear un nuevo ajuste o corrida, partiendo de un ajuste ya existente (actualizar data de producción / inyección / completaciones) o crear un nuevo ajuste desde el inicio

(configuración inicial de parámetros / nombrar el ajuste / seleccionar técnica de EOR (para este caso: inyección de agua) / grupo de pozos / reservorio).

Figura 14. Visualización carga de pozos



Fuente: Software Aqueon

En la opción Wells, como usuarios podemos realizar filtros por campo, reservorio y pozos, para realizar los análisis respectivos en caso se disponga más de un reservorio objetivo.

El software presenta una plantilla inicial con parámetros automáticos, permitiendo al usuario la creación rápida del modelo, los cuales deben ser ajustados acorde al conocimiento del reservorio de estudio y experiencia del usuario.

A continuación se presenta la selección de los parámetros ajustados, empleados para el modelo generado:

General Setup (Configuración General):

Modelo Multireservorio: permite indicar si el grupo de pozos a analizar contiene múltiples reservorios con datos de producción / inyección asignados entre esos reservorios. Para este

caso puntual de la tesina, se colocó “Falso” (FALSE) debido a que el ajuste se va a realizar a nivel de un único reservorio, el reservorio “U Inferior”, reservorio objetivo.

Fecha de inicio: pese a que toda la historia de producción / inyección está cargada en el software, como usuario se selecciona la fecha de inicio desde la cual se va a iniciar el entrenamiento del modelo para optimizar tiempos de corridas. En este caso puntual, el proyecto piloto de inyección de agua inició en el año 2014; razón por la cual se ha considerado como fecha de inicio de análisis a partir del 30 de junio de 2011.

Fecha de Fin: referida al registro de la última data de producción/inyección disponibles.

Fecha de finalización de Backtest: se refiere a la fecha que separa los períodos de tiempo de ajuste y el tiempo de predicción.

Es Backtest: colocar “Verdadero” (TRUE) en caso de estar iniciando este proceso, es decir el entrenamiento del modelo. Se debe considerar que el ajuste Backtest separa la información cargada de producción/inyección en dos periodos (entrenamiento & predicción), de modo que la selección de datos empleada en Backtest servirá de entrenamiento y será para establecer los parámetros de configuración óptimos como entradas fijas para el siguiente periodo, en el cual el modelo predecirá hasta la fecha de finalización.

Well Group (Grupo de pozos):

Permite visualizar la tabla de Completaciones que usará el software, acorde a la configuración del .csv.

Figura 15. Visualización “Completions”

Well Group

Bounds: Min (1029474, 32730982) Max (1051162, 32771800)

	Well	Well Id	Reservoir	Bore Id	Completion
prod...	000SHS-0...	000SHS-001	UI	00	00
injec...	000SHS-0...	000SHS-015	UI	00	00
prod...	000SHS-0...	000SHS-031	UI	00	00
prod...	000SHS-0...	000SHS-032	UI	00	00
prod...	000SHS-0...	000SHS-036	UI	00	00
prod...	000SHS-0...	000SHS-043	UI	00	00
prod...	000SHS-0...	000SHS-046	UI	00	00

Total Rows: 68

[Edit Wells & Bounds](#)

Fuente: Software Aqueon

Fit Setup (Ajustar Configuración):

fitType: permite al usuario elegir la opción de ajuste: a nivel campo, pozo, fase (petróleo, líquido, gas y agua de inyección).

Figura 16. Ajuste de parámetros

Fit Setup

Value

fitType ⓘ Each Cluster (Oil, Gross, Gas, Water Inject... ✓ ✗

Field Level (Oil, Gross, Gas, Water Injection)

Each Well (Oil, Gross, Gas, Water Injection)

Each Cluster (Oil, Gross, Gas, Water Injection) ←

Each Cluster (Oil, Gross, Gas, Water Injection, Reservoir Pressure)

Fuente: Software Aqueon

qpFitMode: permite al usuario definir el ajuste deseado, a nivel de petróleo o a nivel de fluido (gross).

Nc: se refiere a la cantidad de clusters utilizados. Rango válido: 1 – 100,000. Este parámetro nunca puede ser mayor que el número de pozos existentes en el grupo de pozos.

Si se selecciona Cluster en **fitType**, los datos se ajustan de forma iterativa: primero a grupos de pozos, luego a nivel de pozo individual.

Ne: Ensemble Kalman Filtering (EnKF) se utiliza para la derivación y ajuste de los parámetros del modelo. Rango válido: 32 – 192; sin embargo se considera 96 como un buen valor predeterminado que equilibra la velocidad con la cuantificación de la incertidumbre (96 casos de predicción / simulación).

NhPct: indica el porcentaje de pozos que se utilizarán como el número de parámetros para la responsividad del yacimiento. Estos son los parámetros de la red neuronal que se está entrenando para crear el mapa de responsividad: cuanto mayor sea el número, mejor se ajustará el modelo a los datos del nivel del pozo, pero esto también puede conducir a predicciones más deficientes debido al sobreajuste. Rango válido: 1 – 100.

isIntInjW: al colocar “verdadero” (TRUE), permite interpolar entre los puntos de datos existentes para cualquier dato de inyección que sea inexistente; siempre y cuando este periodo sea menor a 3 meses.

isIntProd: al colocar “verdadero” (TRUE), permite interpolar entre los puntos de datos existentes para cualquier dato de producción que sea inexistente; siempre y cuando este periodo sea menor a 3 meses.

wSmooth: parámetro de suavizado del mapa de responsividad del yacimiento (caracterización de las propiedades del yacimiento). Los valores más grandes corresponden a más suavizado, es decir menor heterogeneidad / variación de propiedad. Los valores demasiado bajos o demasiado grandes pueden resultar en predicciones para nuevos pozos.

nTCorrEnd: número de meses que se utilizarán al final del período de ajuste completo (FullFit) para calcular los factores de corrección para las predicciones de desviaciones: si no se proporciona, utiliza nTCorr. Rango válido: 1 – 60. Ejm: nTCorrEnd:3; indica que se emplearán los 3 últimos meses para el proceso del FullFit.

sd: Oil Rate: referido al porcentaje de incertidumbre en la medición de la tasa de aceite. Como el porcentaje de incertidumbre es aumentado, los algoritmos tendrán una mayor flexibilidad para adaptarse a la tendencia; al hacerlo, habrá un aumento correspondiente en la amplitud del conjunto de predicciones. Rango válido: 0.01 – 0.3.

sd: Gross Rate: referido al porcentaje de incertidumbre en la medición de la tasa bruta. Como incertidumbre aumenta el porcentaje, los algoritmos tendrán mayor flexibilidad para adaptarse a la tendencia; al hacerlo, habrá un aumento correspondiente en la amplitud del conjunto de predicciones. Rango válido: 0.01 – 0.3.

sd: Gas Rate: referido al porcentaje de incertidumbre en la medición de la tasa de gas. Como porcentaje de incertidumbre es aumentado, los algoritmos tendrán una mayor

flexibilidad para adaptarse a la tendencia; al hacerlo, habrá un aumento correspondiente en la amplitud del conjunto de predicciones. Rango válido: 0.01 – 1.

sd: Water Rate: referido al porcentaje de incertidumbre en la medición de la tasa de inyección de agua. Como aumenta el porcentaje de incertidumbre, los algoritmos tendrán una mayor flexibilidad para coincidir la tendencia; al hacerlo, habrá un aumento correspondiente en la amplitud del conjunto de predicciones. Rango válido: 0.01 – 0.3.

sd: Reservoir Pressure: referido al porcentaje de incertidumbre en la presión de reservorio. Rango válido: 0.01 – 1.

dt: indica el tamaño del periodo (en días), establecido en 60. Rango válido: 30 – 120.

overrideInjWBHP: si es mayor que la presión estática mínima permitida y menor que la presión estática máxima permitida, la presión de fondo para los inyectores se reemplazará con un valor determinado.

overrideProdBHP: si la presión estática es mayor que la mínima permitida y menor que la presión estática máxima permitida, la presión de fondo para los productores se reemplazará con un valor determinado.

overrideInjWMaxP: si la presión de inyección indicada en el completion file (uno de los archivos .csv cargados) es mayor que la presión estática mínima permitida y menor que la presión estática máxima permitida, se reemplazará para los inyectores.

overrideInjWH: si es mayor que cero, la responsividad de los inyectores se anulará con el valor de entrada. Si es cero, la capacidad de respuesta en los inyectores se calculará a partir de los datos.

maximumProdBHP: producción máxima como entrada para restringir el modelo. El propósito es eliminar valores atípicos en los datos (de cualquier fuente). El valor predeterminado es 0, cuando no se utiliza el límite.

minimumInjWBHP: inyección mínima como entrada para restringir el modelo. El propósito es eliminar valores atípicos en los datos (de cualquier fuente). El valor predeterminado es 0, cuando no se utiliza el límite 0.

minimumCompLProd: longitud mínima del intervalo disparado ó del reservorio en los pozos productores. Establecido como promedio a nivel de campo si está por debajo de este valor. No considerado si se usa el valor predeterminado de 0.

minimumCompLInjW: longitud mínima del intervalo disparado ó del reservorio en los pozos inyectores. Establecido como promedio a nivel de campo si está por debajo de este valor. No considerado si se usa el valor predeterminado de 0.

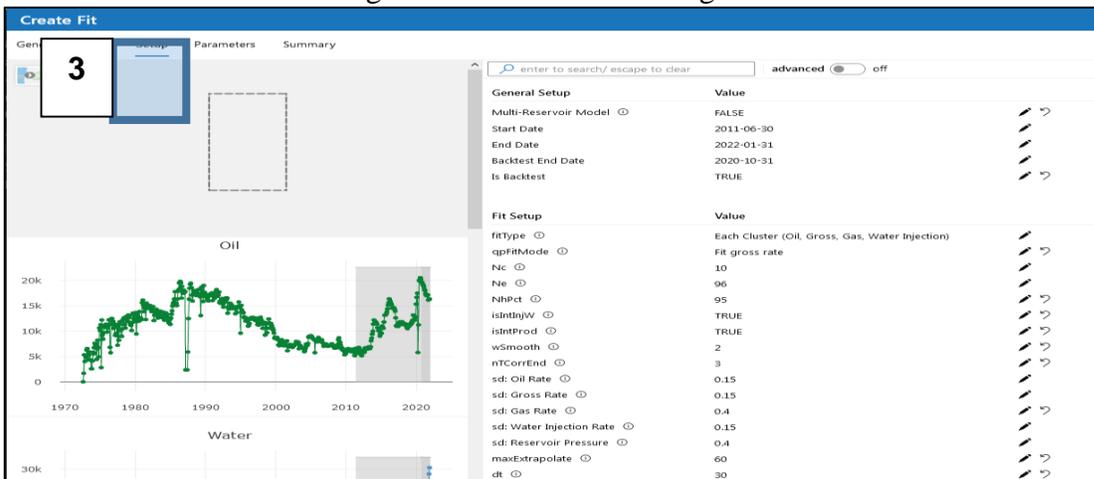
A continuación, en la Figura 17, se presentan los valores establecidos para cada uno de los ítems de configuración antes descritos:

Figura 17. Configuración

Case Inputs Results Scenarios (1) Files Standard Out		
<input type="text" value="enter to search/ escape to clear"/>		<input checked="" type="checkbox"/> advanced <input type="checkbox"/> off
Fit Setup	Value	
fitType ⓘ	Each Cluster (Oil, Gross, Gas, Water Injection)	
qpFitMode ⓘ	Fit gross rate	
Nc ⓘ	10	
Ne ⓘ	96	
NhPct ⓘ	95	
isIntInjW ⓘ	TRUE	
isIntProd ⓘ	TRUE	
wSmooth ⓘ	2	
nTCorrEnd ⓘ	3	
sd: Oil Rate ⓘ	0.15	
sd: Gross Rate ⓘ	0.15	
sd: Gas Rate ⓘ	0.4	
sd: Water Injection Rate ⓘ	0.15	
sd: Reservoir Pressure ⓘ	0.4	
maxExtrapolate ⓘ	60	
dt ⓘ	30	
overrideInjWBHP ⓘ	0	
overrideProdBHP ⓘ	0	
overrideInjWMaxP ⓘ	0	
overrideInjWH ⓘ	2	
maximumProdBHP ⓘ	1000	
minimumInjWBHP ⓘ	4000	
minimumComplProd ⓘ	20	
minimumComplInjW ⓘ	20	

Fuente: Software Aqueon

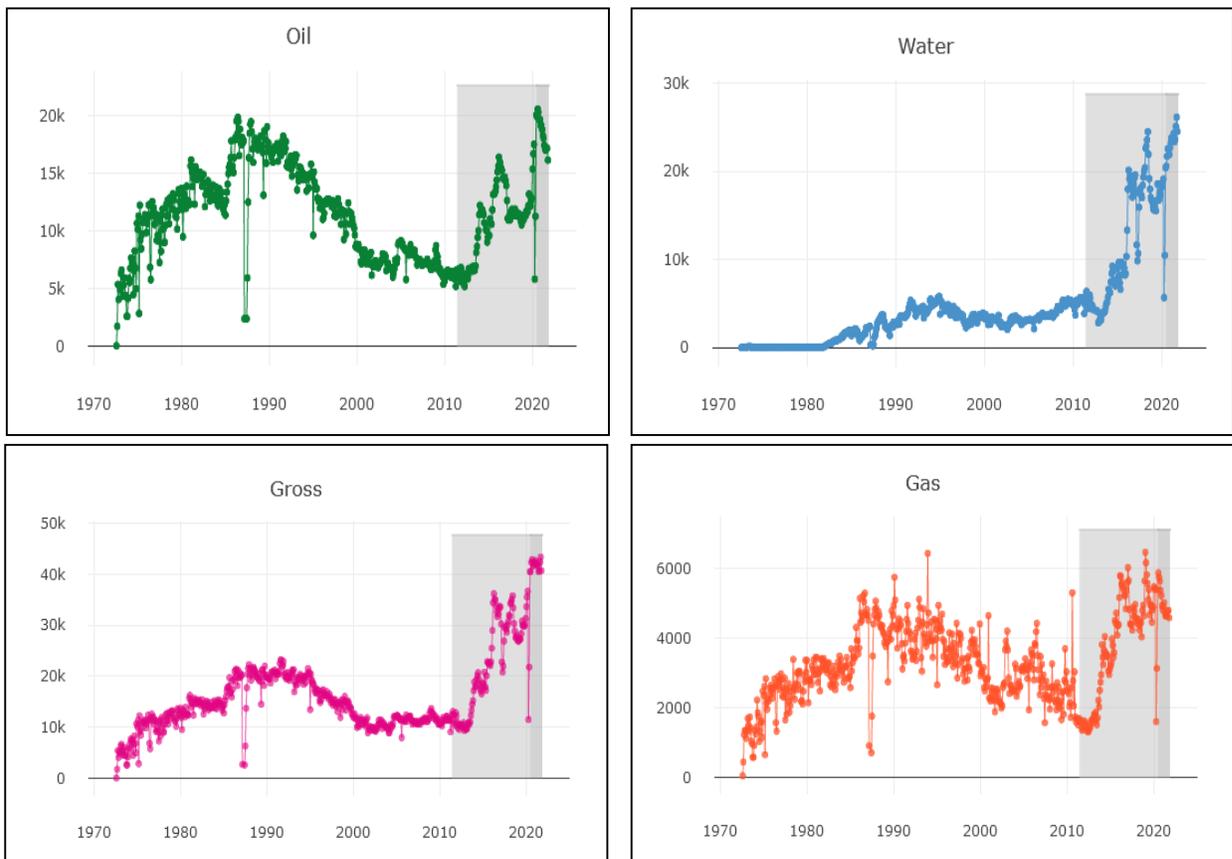
Figura 18. Pantalla de Configuración



Fuente: Software Aqueon

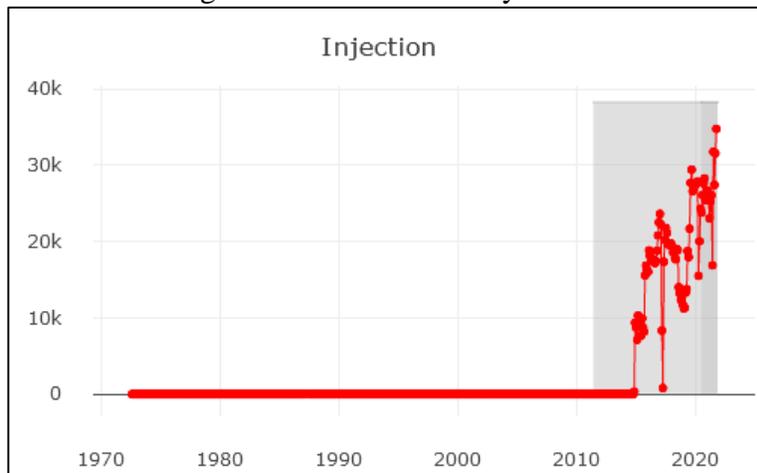
En la parte izquierda de la pantalla principal, se visualizará la data de producción: petróleo / agua / líquido / gas, data de inyección y data de presión:

Figura 19. Históricos de producción



Fuente: Software Aqueon

Figura 20. Histórico de inyección



Fuente: Software Aqueon

Se especifica el rango de parámetros de configuración y los parámetros estáticos a utilizarse con el fin de que el el EnKF (Ensemble Kalman Filter) busque entre parámetros inciertos y optimice tiempos:

Fit Bounds (Parámetros Estáticos):

PoMax: máxima presión de reservorio permitida en el modelo de presión. Generalmente se toma el máximo BHP visto históricamente. Rango válido: 100 – 10,000.

PoMin: mínima presión de reservorio permitida en el modelo de presión. Generalmente se toma como el mínimo de BHP visto históricamente. Rango válido: 15 – 10,000.

SwMax: máxima saturación de agua del reservorio.

SwMin: mínima saturación de agua del reservorio.

SgMax: máxima saturación de gas permitida del reservorio.

SgMin: mínima saturación de gas permitida del reservorio.

Figura 21. Ajuste de parámetros estáticos

Fit Bounds	Value	
PoMax 	5000	
PoMin 	500	
SwMax 	0.7	 
SwMin 	0.19	 
SgMax 	0.8	
SgMin 	0	

Fuente: Software Aqueon

Parameter Ranges (Rango de parámetros):

PoInt: presión inicial de reservorio al momento del inicio del ajuste del modelo. Rango válido: 20 – 20,000.

SwInt: saturación de agua inicial al momento del inicio del ajuste del modelo. Rango válido: 0.1 – 0.8.

SgInt: saturación de gas inicial al momento del inicio del ajuste del modelo.

Phi: Porosidad del reservorio al inicio del ajuste.

Se debe considerar que la porosidad es una función de la presión y la compresibilidad de la roca, de modo que a medida que cambian las presiones en el yacimiento, hay cambios (pequeños) en la porosidad.

K: rango de permeabilidad del sistema. Rango válido: 0.1 – 20,000.

Cr: compresibilidad de la roca. Los valores más grandes corresponden a rocas más compresibles que pueden tener respuesta de presión moderada por voidage. Rango válido: $1 \text{ e-}7$ – 0.01.

WIMultiInjw: es un multiplicador, el cual es necesario para que se pueda usar el mismo mapa de responsividad tanto para inyectores como para productores. Rango válido: 0.1 – 500.

dPLift: una presión de cabeza adicional sobre la caída de presión en la cercanías del pozo, debido a peso de la columna de fluido, o cabeza adicional debido a levantamiento artificial, etc. En lugar de agregar modelos complicados para estos procesos, este enfoque permite que el modelo aprenda directamente el efecto de tales procesos en el flujo de fluidos de los datos. Rango válido: 0 – 5.

alphaDP: controla la tasa de declinación del **dPLift**. Un valor más alto resultará en una declinación más rápida de la tasa de petróleo y fluido. Rango válido: $1 \text{ e-}8$ – 0.01.

muORef: la viscosidad del petróleo a la presión de referencia. Cambiar este parámetro hacia arriba o hacia abajo cambiará la viscosidad del petróleo a una presión dada hacia

arriba o hacia abajo (es decir, cambiar la viscosidad frente a la curva de presión hacia arriba o hacia abajo). Rango válido: 0.1 – 10,000.

muOMin: la viscosidad mínima del petróleo. Al resolver la relación viscosidad-presión, este parámetro impone una viscosidad mínima del aceite en el punto de burbujeo (Pb). Rango válido: 0.1 – 50.

bO: los modelos de Física de datos resuelven una relación viscosidad-presión, ya que la viscosidad es una función de la presión, y la presión está cambiando en los reservorios. Este parámetro define la tasa de cambio de la viscosidad del aceite debido a la presión. Un valor más alto da como resultado viscosidad cambiando más rápido en función de la presión.

muGRef: la viscosidad del gas de referencia.

muGMin: la viscosidad mínima del gas. Al resolver la relación viscosidad-presión, este parámetro impone una viscosidad mínima del gas para presiones muy bajas.

bG: este parámetro define la tasa de cambio de la viscosidad del gas debido a la presión.

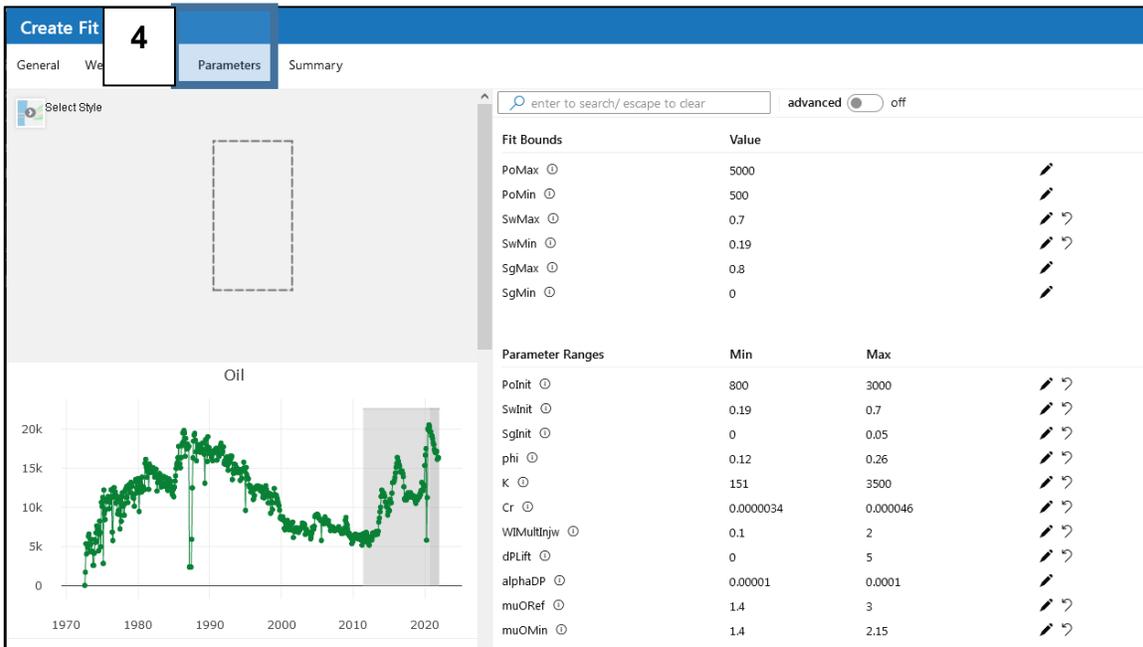
krOEnd: permeabilidad relativa del punto final del aceite: la permeabilidad relativa a la saturación máxima de aceite.

krWEnd: permeabilidad relativa del agua de punto final: la permeabilidad relativa al agua máxima saturación (SwMax).

krGEnd: permeabilidad relativa de punto final del gas: la permeabilidad relativa al gas máximo saturación (SgMax).

alphaKrO: controla la tasa de disminución del punto final de permeabilidad relativa del petróleo. Un valor más alto resultará en predicciones de petróleo más bajas con el tiempo.

Figura 22. Ajuste de parámetros



Parameter Ranges	Min	Max	
PoInit	800	3000	✎ ↵
SwInit	0.19	0.7	✎ ↵
SgInit	0	0.05	✎ ↵
phi	0.12	0.26	✎ ↵
K	151	3500	✎ ↵
Cr	0.0000034	0.000046	✎ ↵
WIMultInjw	0.1	2	✎ ↵
dPLift	0	5	✎ ↵
alphaDP	0.00001	0.0001	✎
muORef	1.4	3	✎ ↵
muOMin	1.4	2.15	✎ ↵
muGRef	0.1	0.15	✎ ↵
muGMin	0.1	0.2	✎
krOEnd	0.5	1	✎ ↵
alphaKrO	0.00001	0.001	✎ ↵
krGEnd	0.5	0.9	✎
krWEnd	0.02	0.26	✎ ↵

Fuente: Software Aqueon

Constants (Constantes):

C_o : compresibilidad del petróleo.

μ_WRef : viscosidad del agua referenciada. Rango válido: 1 – 50.

μ_WMin : viscosidad mínima del agua. Rango válido: 0.1 – 5.

C_w : compresibilidad del agua (generalmente un número muy pequeño o 0).

rhoO: densidad del petróleo. Rango válido: 20 – 100.

rhoW: densidad del agua. Rango válido: 20 – 100.

Pb: presión de burbuja.

RsoPb: relación de gas en solución sobre el punto de burbuja.

BoPb: factor volumétrico al punto de burbuja.

Sgc: saturación de gas residual al agua.

Sor: saturación de petróleo residual al agua.

SwInjW: saturación de agua del inyector (máxima saturación de agua en los inyectores).

Swc: saturación de agua connata.

omega: factor de modelo de la tasa de agua para refinar la disminución de la tasa de agua.

zeta: factor de modelo de la tasa de gas para refinar la disminución de la tasa de gas.

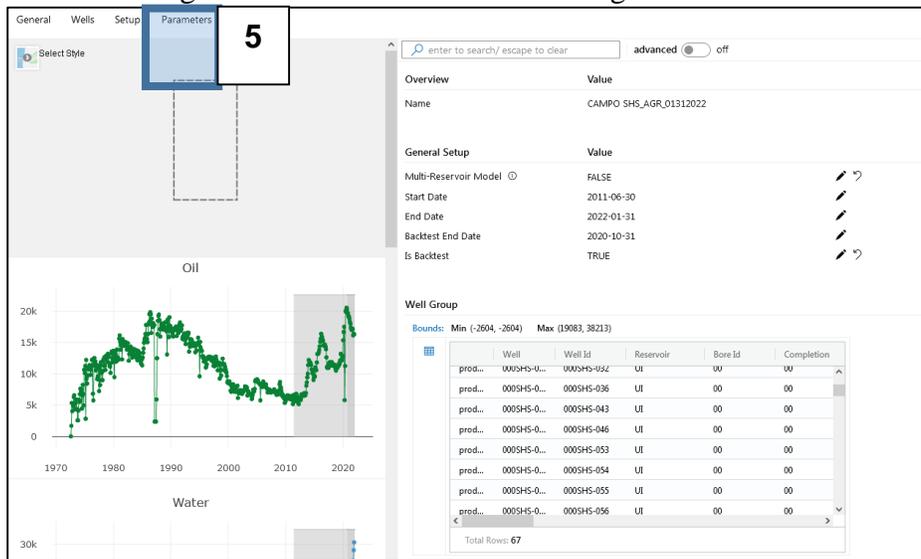
NetPay: espesor del reservorio. Rango válido: 0.1 – 1,000.

Figura 23. Ajuste de constantes

Constants	Value	
Co ①	0.00001483	 
muWRef ①	1	 
muWMin ①	0.33	 
Cw ①	0.000002	 
rhoO ①	55.78	 
rhoW ①	63.03	 
Pb ①	1540	 
RsoPb ①	0.489	 
BoPb ①	1.15	 
Sgc ①	0	
Sor ①	0.15	 
SwInjW ①	0.8	
Swc ①	0.19	 
omega ①	1	
zeta ①	1	
NetPay ①	47	 

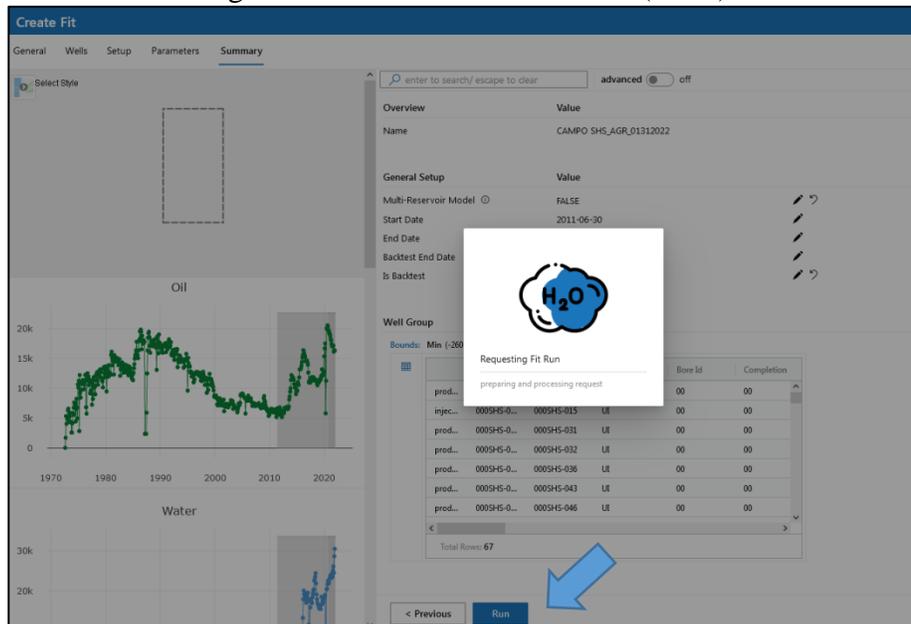
Fuente: Software Aqueon

Figura 24. Visualización de la configuración total



Fuente: Software Aqueon

Figura 25. Generación de Modelo (RUN)



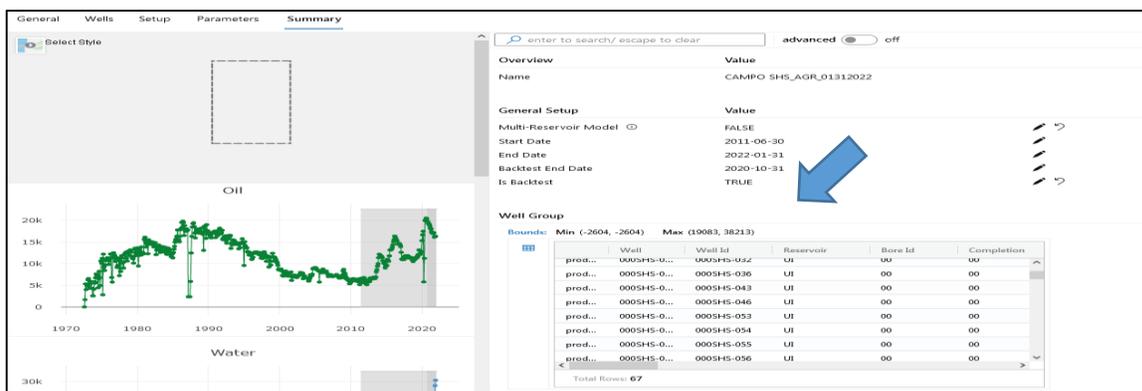
Fuente: Software Aqueon

2.5 Fase de Backtest

Durante la creación del proyecto, se indica la fecha de inicio y fin del Backtest, proceso que permite separar los períodos de tiempo de ajuste versus tiempo de predicción.

Para el periodo de entrenamiento del algoritmo, se empleó la historia de producción e inyección desde el 30 de junio de 2011 hasta el 31 de octubre de 2020 (9 años / 4 meses);

Figura 26. Generación de Modelo (RUN)



Fuente: Software Aqueon

La predictividad (periodo de Back Test) se verifica utilizando dos coeficientes de correlación diferentes, Spearman y Pearson. La correlación entre los dos conjuntos de datos se considera buena si los coeficientes de correlación están por encima de 0.65 y muy buena si los coeficientes de correlación están por encima de 0.7. En este caso, el modelo realizado se considera altamente predictivo tanto para el petróleo como para el fluido debido a que ambos coeficientes de correlación están por encima de 0.8.

Tabla 8. Coeficientes de correlación: Neto– Backtest

AJUSTE PETRÓLEO	Spearman	Pearson
All Wells	0.83	0.88
Old Wells	0.84	0.89

Fuente: Autora, 2022

Figura 27. Ajuste de Petróleo



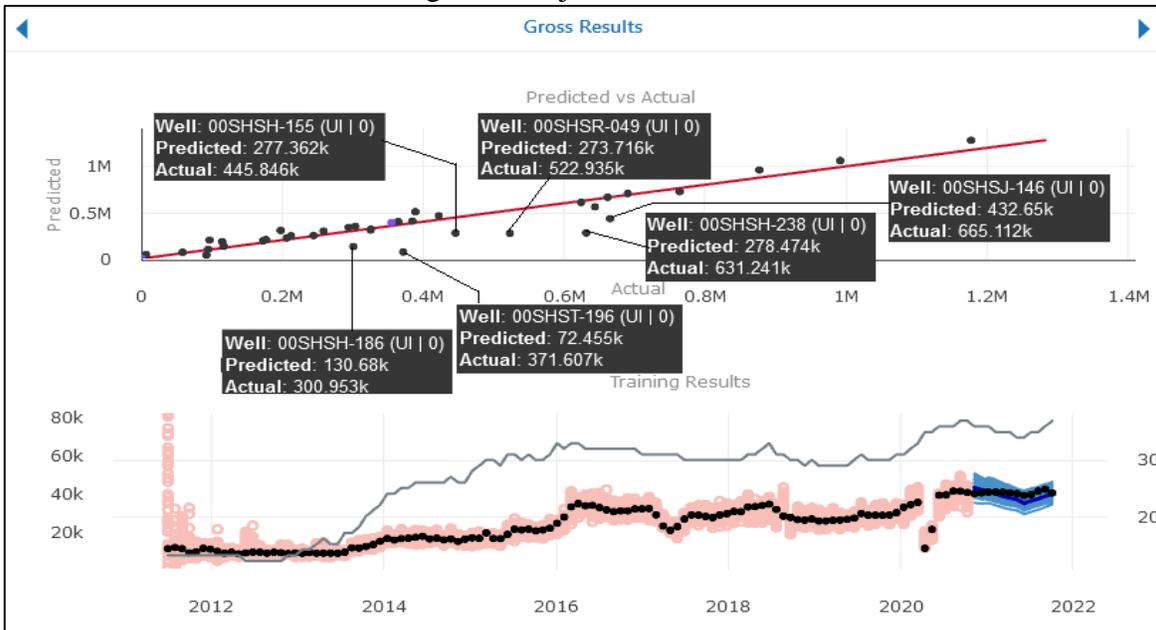
Fuente: Software Aqueon

Tabla 9. Coeficientes de correlación: Total – Backtest

AJUSTE LÍQUIDO	Spearman	Pearson
All Wells	0.87	0.92
Old Wells	0.87	0.92

Fuente: Autora, 2022

Figura 28. Ajuste de Fluido



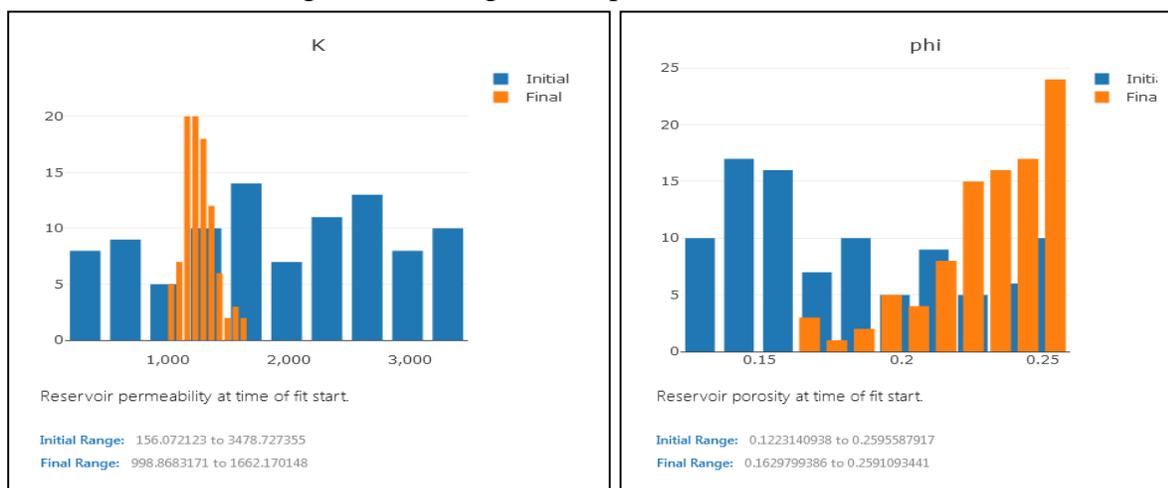
Fuente: Software Aqueon

Previo a utilizar el Back Test ajustado como definitivo para realizar el Full Fit (predecir el comportamiento futuro del campo), como control de calidad, se verifican que los parámetros petrofísicos ajustados en la física de datos estén acorde a los datos reales del campo; considerando que se colocó rango mínimo y máximo de los datos petrofísicos a nivel del sector (configuración).

Un total de aproximadamente 30 parámetros del yacimiento se ajustan simultáneamente durante el proceso de entrenamiento. La Figura 29 muestra cómo funciona este proceso para dos de ellos (porosidad y permeabilidad).

Las barras azules representan un histograma de distribución del parámetro petrofísico (en este caso se presentan los valores asociados para la permeabilidad-K y la porosidad-Phi) en el tiempo cero (inicio del período de entrenamiento). El sistema genera automáticamente estos valores y los asigna a cada miembro de EnKF. Las barras naranjas representan la distribución de los valores finales empleados en la fase de entrenamiento para el ajuste logrado (final del entrenamiento y comienzo de la predicción). En este caso, una distribución de K de 998 - 1,662 mD y una porosidad entre 0.16 y 0.25 representan con precisión el yacimiento y llevan a la conclusión de que, además de ser predictivo, el modelo es una representación válida del yacimiento y puede utilizarse para aplicaciones predictivas.

Figura 29. Histograma de parámetros del reservorio



Fuente: Software Aqueon

2.6 Fase FullFit (posterior a etapa de entrenamiento)

El siguiente paso implica usar todos los datos históricos para entrenar el modelo. Para hacer esto, el software emplea todos los datos históricos desde el inicio del Back Test hasta la data de historia de producción en su totalidad (considera inclusión de Noviembre 2020 - Octubre 2021 / periodo separado para afinar periodo de predicción).

Se seguirá midiendo la predictividad, pero solo durante el último año del intervalo. Este entrenamiento para el conjunto completo de datos es esencialmente un entrenamiento local para “ajustar” el ajuste, pero no cambia los parámetros globales aprendidos durante el BackTest.

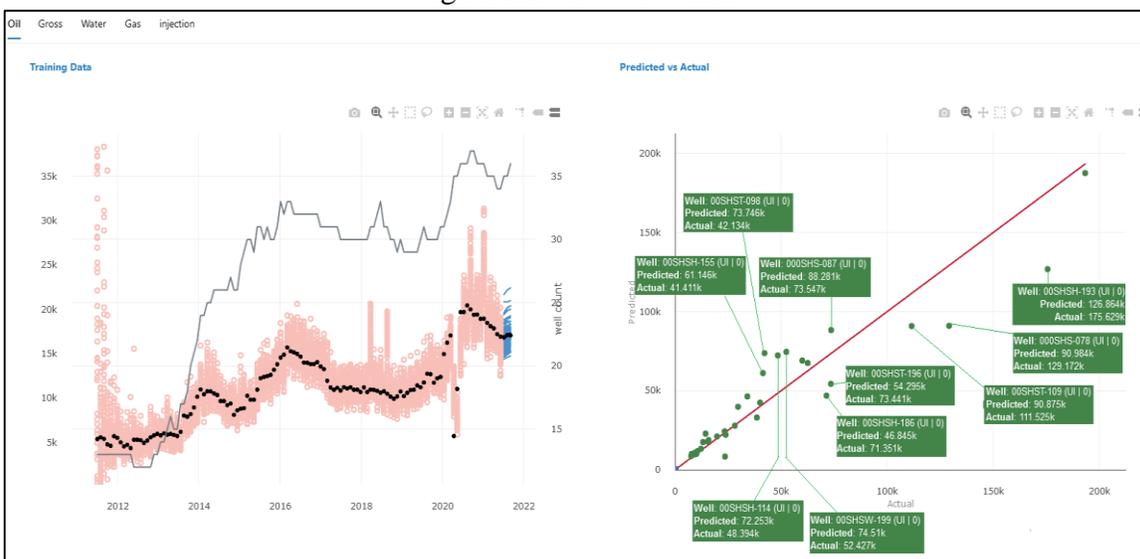
El resultado se muestra en la Figura 30, donde la tendencia observada del EnKF coincide bastante bien con la producción histórica y los coeficientes de correlación que se muestran en la Tabla 11 reflejan un modelo muy bueno:

Tabla 10. Coeficientes de correlación: Neto – Full Fit

AJUSTE PETRÓLEO	Spearman	Pearson
All Wells	0.94	0.94
Old Wells	0.94	0.93

Fuente: Autora, 2022

Figura 30. Full Fit - Neto



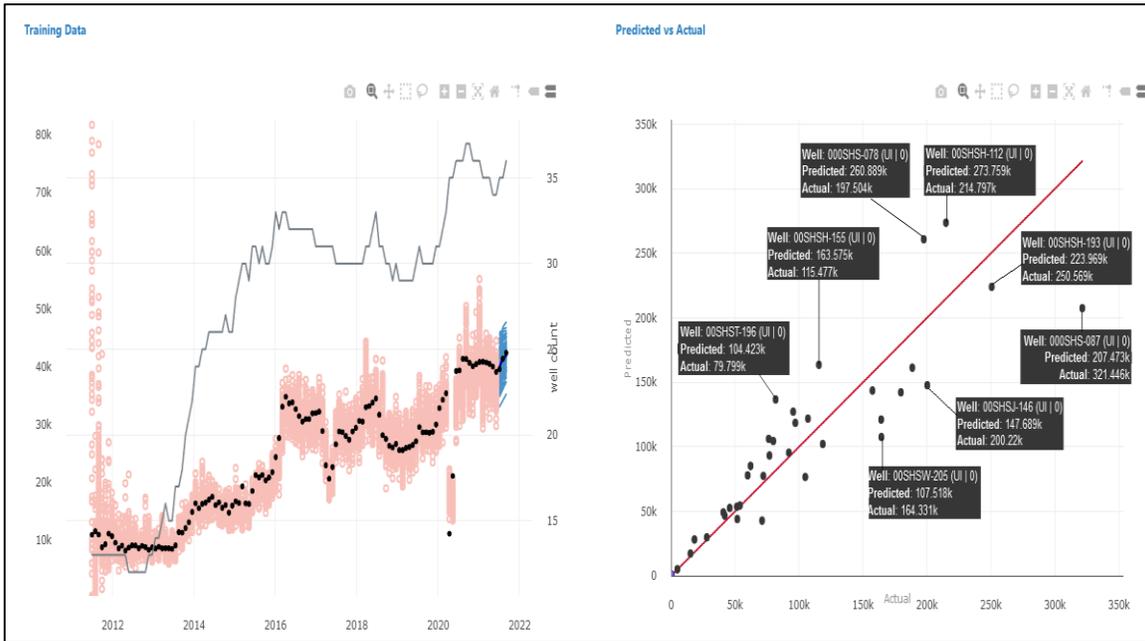
Fuente: Software Aqueon

Tabla 11. Coeficientes de correlación: Total – Full Fit

AJUSTE LÍQUIDO	Spearman	Pearson
All Wells	0.93	0.88
Old Wells	0.92	0.87

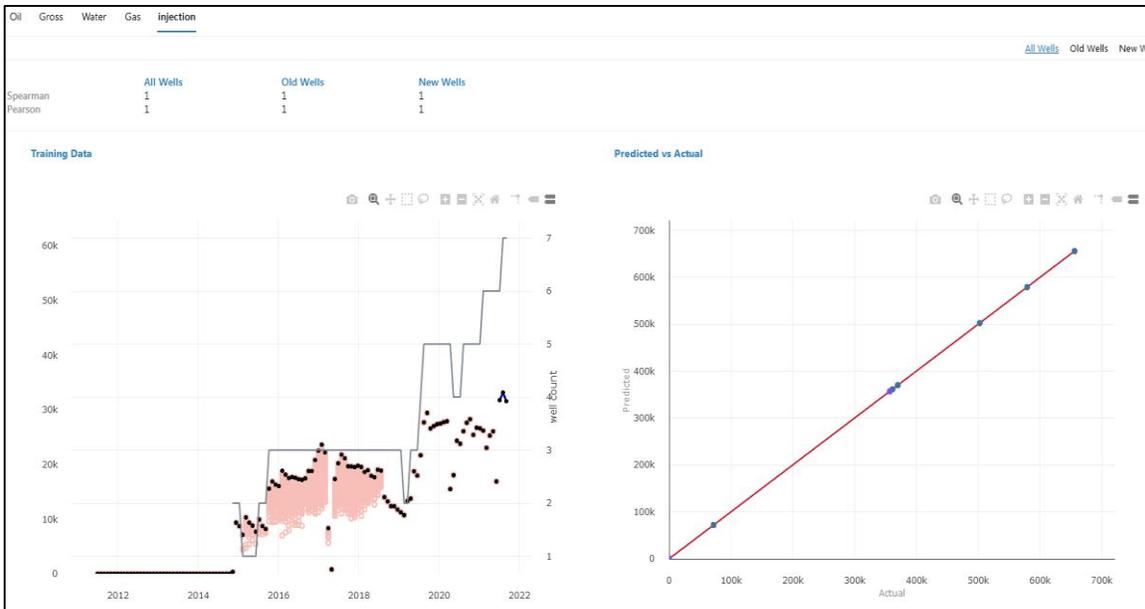
Fuente: Autora, 2022

Figura 31. Full Fit - Total



Fuente: Software Aqueon

Figura 32. Full Fit - Inyección



Fuente: Software Aqueon

CAPÍTULO V: RESULTADOS

2.7 Fase de Optimización

La siguiente etapa comprende la creación del modelo de optimización en el módulo Waterflooding Optimization (WFO), mediante el cual se crean casos de optimización, con restricciones, esquema de costos y objetivos a optimizar/mejorar la inyección y producción.

Para el Proyecto de tesina, se han visualizado conversiones de pozos y/o la perforación de un pozo inyector; acorde a la planificación interna visualizada para el campo Shushufindi-Aguarico.

Posterior a tener visualizados las posibles estrategias, se crean los distintos escenarios de optimización, siendo éstos:

Esquema de estrategias:

- Escenario “**Base Case_SHST-062**”: este escenario contempla mantener la inyección de los 8 pozos activos y 2 pozos inactivos como inyectores (SHSB-246/SHSC-247) al momento del inicio de la predicción. Incluye el inicio de la inyección del SHST-062 que fue convertido en Octubre 2021 y no contempla mejorar caudal de inyección en el SHSH-154.

Figura 33. Creación escenario Caso Base

Scenario	Type	Result	Created	Runtime
Base Case	Base Case	Success	2/14/22, 8:46 PM	9m 46s
Conectivity (100)	Connectivity	Success	2/16/22, 6:08 PM	2m 3s
convers	Predict	Success	2/16/22, 3:23 PM	12m 55s
Convert_v2	Predict	Success	2/16/22, 5:50 PM	11m 47s
conver_v3	Predict	Success	2/16/22, 5:52 PM	10m 51s
no_convert	Predict	Success	2/16/22, 6:08 PM	11m 39s
Open_258	Predict	Success	2/16/22, 6:36 PM	14m 44s
convert_decrease_inj	Predict	Success	2/17/22, 8:38 PM	9m 39s
Ajuste_BHP	Predict	Success	2/18/22, 12:08 AM	22m 39s
Ajuste_Qiny	Predict	Success	2/18/22, 12:27 AM	11m 49s
OFF 36_ON 66_77_154_258	Predict	Success	2/19/22, 8:32 PM	12m 30s
Base_Case_SHST-62	Predict	Success	2/20/22, 12:45 AM	9m 48s
conver_v3_SHST-062	Predict	Success	2/20/22, 12:47 AM	10m 54s
convert_decrease_iny_SHST-162	Predict	Success	2/20/22, 12:49 AM	9m 53s
OFF 36_ON_SHST-062	Predict	Success	2/20/22, 12:51 AM	10m 48s

Fuente: Software Aqueon

Escenario “**Schedule**”: se realizaron nueve (15) distintas alternativas o estrategias de evaluación para la producción/inyección; de las cuales se trabajó con dos (2) para el análisis final comparativo:

- Escenario “conver_v3_SHST-062”:

Tabla 12. Estrategia escenario Escenario: “conver_v3”

Nro.	POZOS	Qiny	Fecha inicio Iny	Comentario
1	SHST-258	10,000	Abril 2022	Pozo a perforar (nuevo).
2	SHS-036	8,000	Marzo 2022	Conversión de productor a inyector.
3	SHS-066	6,000	Septiembre 2022	Conversión de productor a inyector.
4	SHSH-154	7,000	Marzo 2022	Restablecer condiciones de inyección.

				Pozo considerando para realizar limpieza de punzados por taponamiento actual de intervalos para la inyección. A Enero 2022, inyecta +/- 4000 bls de agua.
5	SHS-077	6,000	Abril 2023	Posible conversión de productor a inyector.
6	SHST-062	7,300	Noviembre 2021	Activo desde Noviembre 2021, como parte de Base_Case

Fuente: Autora, 2022

- Escenario “convert_decrease_iny_SHST-062”: contempla cierta disminución de algunos caudales de inyección (caso bajo de inyección previsto acorde a estudios).

Tabla 13. Estrategia escenario: “convert_decrease_iny”

Nro.	POZOS	Qiny	Fecha inicio Iny	Comentario
1	SHST-258	5,000	Abril 2022	Pozo a perforar (nuevo).
2	SHS-036	4,000	Marzo 2022	Conversión de productor a inyector.
3	SHS-066	3,000	Septiembre 2022	Conversión de productor a inyector.
				Restablecer condiciones de inyección.
4	SHSH-154	7,000	Marzo 2022	Pozo considerando para realizar limpieza de punzados por obstrucción actual de intervalos empleados para la inyección. A Enero 2022, inyecta +/- 4000 bls de agua.
5	SHS-077	6,000	Abril 2023	Posible conversión de productor a inyector.
6	SHST-062	7,300	Noviembre 2021	Activo desde Noviembre 2021, como parte de Base_Case

Fuente: Autora, 2022

Escenario de “Conectividad”: permite variar la inyección de cada inyector desde 0% (completamente cerrado) al 100% (completamente abierto al último valor de caudal de inyección), a fin de verificar el comportamiento de los productores aledaños a la influencia de la inyección.

Gráfica que contiene una escala de color indica cuánto es el porcentaje de impacto en barriles (de manera automática para 15 meses) que tendrá el inyector en cada uno de los

productores que se está asociando. Este mapa permite indirectamente tener un conocimiento referente a la geometría del campo (Ejm: existencia de posibles fallas cuando no existe interconexión y/o por estado apagado de pozos, etc.).

Esquema de costos:

La proyección del precio del crudo, referida acorde a los valores empleados a la interna de EP Petroecuador conforme EIA (Energy Information Administration):

Tabla 14. Proyección costos WTI

Nro.	\$WTI
2022	68.24
2023	60.03
2024	65.69
2025	57.12
2026	60.39
2027	64.26
2028	68.69
2029	72.26

Fuente: EP Petroecuador

Figura 34. Creación de escenario de Optimización - Precios

General **Pricing** Injectors Objectives Constraints Linear Limits Advanced Submit

Pr Pricing
Prices and cost are used in NPV and Cash Flow calculations.

+ Add Deck + Add Price/Cost

price1

Date	Oil	Water	Lift	Change C...	Edit	Delete
2021-10-1	68.24	0.05	15.1	0		
2023-1-1	60.03	0.05	15.1			
2024-1-1	65.69	0.05	15.1			
2025-1-1	57.12	0.05	15.1			
2026-1-1	60.39	0.05	15.1			
2027-1-1	64.26	0.05	15.1			
2028-1-1	68.69	0.05	15.1			
2029-1-1	72.26	0.05	15.1			

< Previous Next: Injectors >

Fuente: Software Aqueon

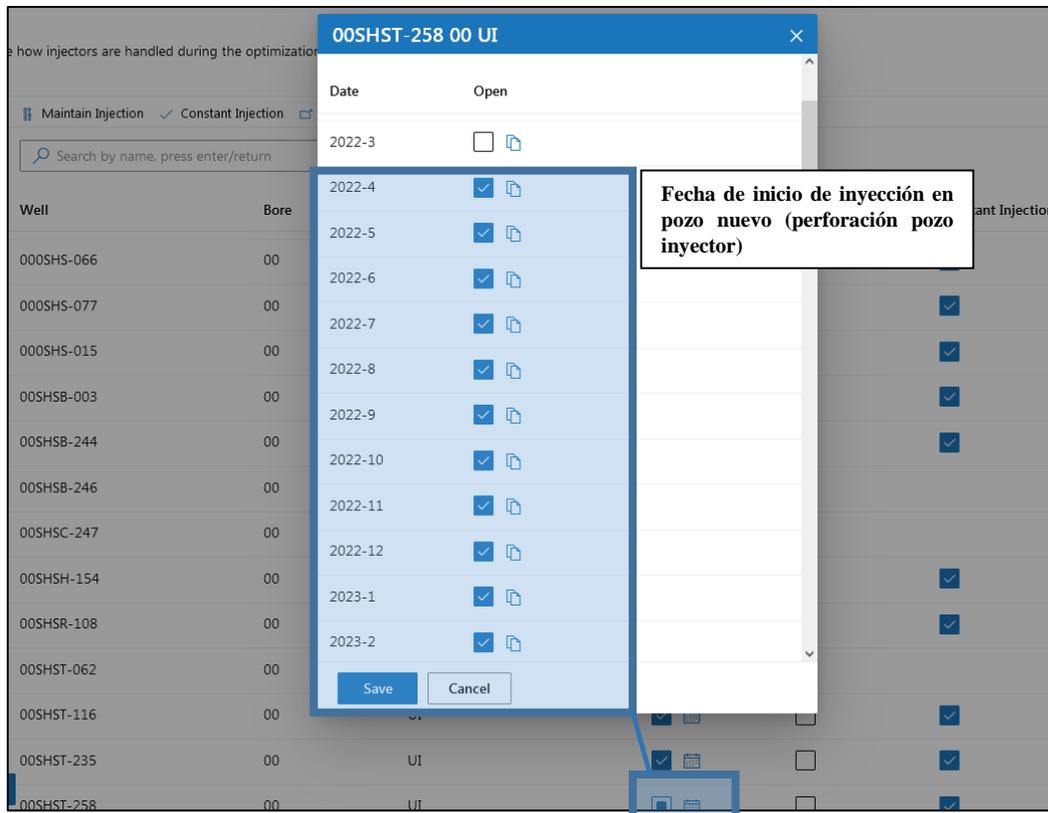
Figura 35. Definición inyectores conversión/perforación

Maintain Injection Constant Injection Open All Close All Reset

Search by name, press enter/return

Well	Bore	Reservoir	Open	Maintain Injection	Constant Injection
000SHS-036	00	UI	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
000SHS-066	00	UI	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
000SHS-077	00	UI	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
000SHS-015	00	UI	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
00SHSB-003	00	UI	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
00SHSB-244	00	UI	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
00SHSB-246	00	UI	<input type="checkbox"/>		
00SHSC-247	00	UI	<input type="checkbox"/>		
00SHSH-154	00	UI	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
00SHSR-108	00	UI	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
00SHST-062	00	UI	<input checked="" type="checkbox"/>		
00SHST-116	00	UI	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
00SHST-235	00	UI	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
00SHST-258	00	UI	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Fuente: Software Aqueon



Fuente: Software Aqueon

Figura 36. Definición estrategia de optimización

Objectives						
Objective	Metric	Years	Price Deck	Discount	Edit	Delete
Minimize	Water Capacity					
Maximize	Production	5				
Maximize	NPV	5	price1	10%		
Maximize	NPV	2	price1	10%		
Maximize	Production	2				

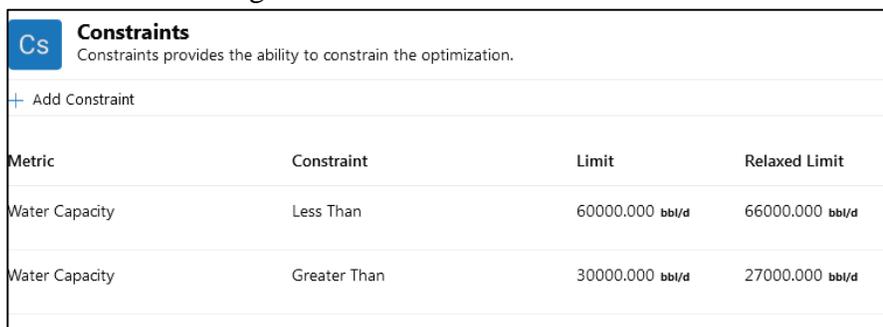
Fuente: Software Aqueon

Objetivos de optimización múltiples:

- Minimizar la capacidad de agua en cada escenario.
- Maximizar producción a 5 años. Se puede acortar periodo: a 2 años.
- Maximizar NPV a 5 años. Se puede acortar periodo: a 2 años.

Para la generación del “Pareto Front”, se requieren al menos 2 objetivos.

Figura 37. Definición Restricciones



Metric	Constraint	Limit	Relaxed Limit
Water Capacity	Less Than	60000.000 bbl/d	66000.000 bbl/d
Water Capacity	Greater Than	30000.000 bbl/d	27000.000 bbl/d

Fuente: Software Aqueon

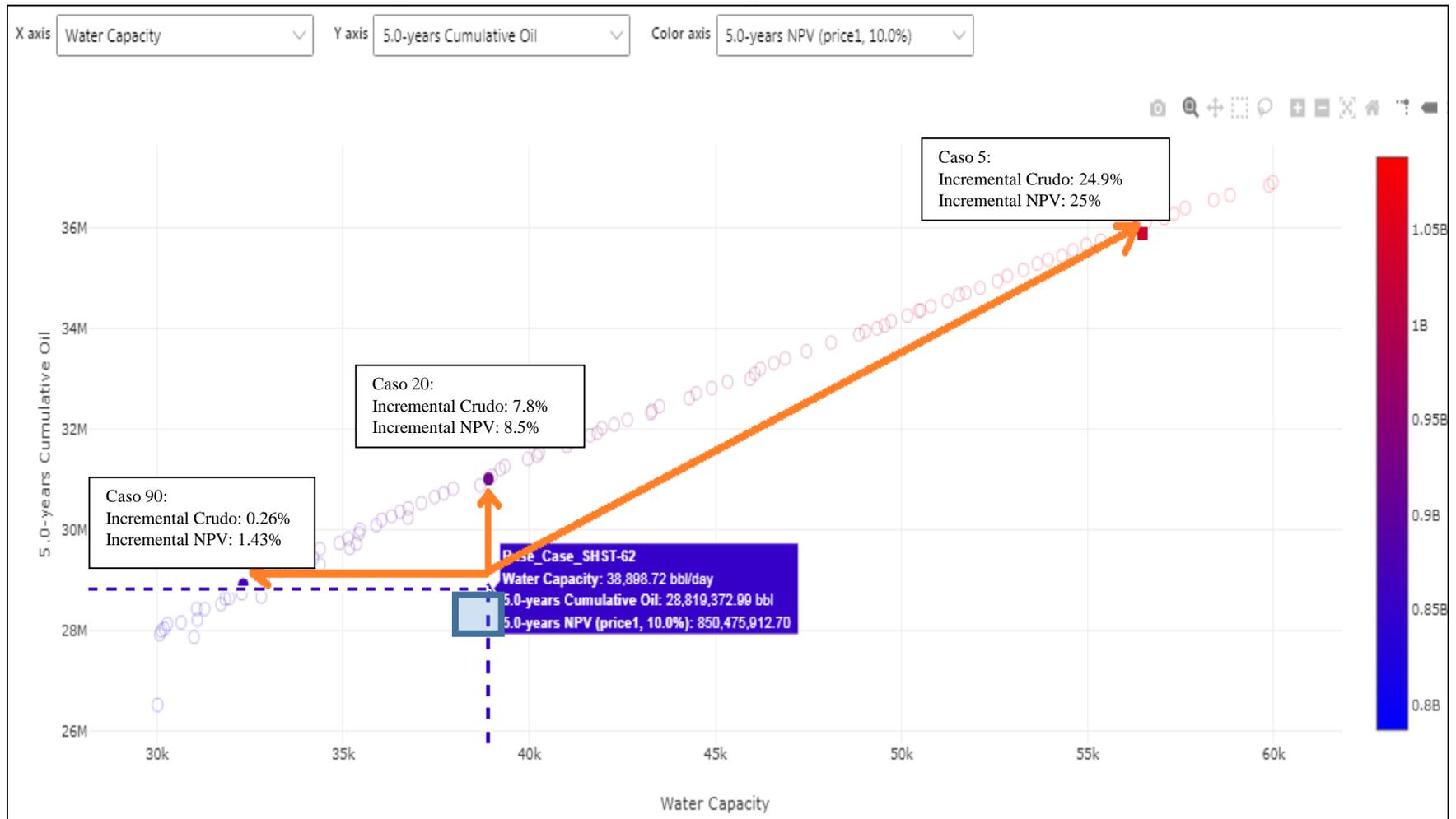
Pareto Front

Este modelo refinado o válido permite generar cientos de miles de escenarios de optimización con un alto grado de certeza y encontrar así el “Pareto Front” o "Frontera Eficiente".

La metodología utiliza algoritmos evolutivos para construir estos escenarios que luego se clasifican por una o más optimización objetivos En este caso, se optó por optimizar la producción, optimizar valor presente neto y reducir la capacidad de inyección de agua.

A continuación se visualiza el “Pareto Front” generado para los escenarios de simulación seleccionados y el periodo objetivo de 5 años para el análisis (con VPN óptimo). Se puede realizar el mismo proceso para el periodo de 2 años.

Figura 38. Evaluación escenarios Optimización / Periodo: 5 años



Fuente: Autora, 2022

Acorde a los resultados del Pareto Front observados en la Figura 38 (100 escenarios de optimización), para el "Base Case_SHST-062" (triángulo azul inferior); se representa el flujo de caja y el VPN esperados en las condiciones actuales y suponiendo que no se produzcan cambios durante el período de interés (5 años). El eje "X" del Pareto Front representa la capacidad de inyección (inyección diaria promedio) durante el período considerado (5 años y 2 años); mientras que el eje "Y" representa la producción acumulada, en este caso en el periodo seleccionado. Los escenarios óptimos se colorean de acuerdo con el VPN a 5 y/o 2 años.

En el caso base, se contempla inyectar un promedio de 38,800 bls de agua/día y producir alrededor de 28 MMbls.

Se evaluaron tres escenarios óptimos como parte del estudio. Estos escenarios comprenden la redistribución del agua inyectando el mismo volumen de forma óptima para optimizar la producción; la reducción del agua manteniendo una producción similar y maximizando la producción de crudo considerando incrementar el agua inyectada.

- Escenario 1, asociado al **Caso 20**: redistribución del agua inyectando el mismo volumen de forma óptima para optimizar la producción:

Permitiría aumentar la producción de crudo en alrededor del 7.8% y aumentar en un 8.5% del VPN.

Este incremental de producción asociado, estaría sujeto a los siguientes ajustes en productores e inyectores:

- Escenario 2, asociado al **Caso 90**: reducción del agua manteniendo una producción de crudo similar:

Permitiría aumentar la producción de crudo en alrededor del 0.26% y aumentar en un 1.43% del VPN.

- Escenario 3, asociado al **Caso 5**: maximizando la producción de crudo considerando incrementar el agua inyectada:

Permitiría aumentar la producción de crudo y VPN en alrededor del 25%.

Este escenario considera la restricción incluida en la parametrización, límite de capacidad de inyección de la Planta de Inyección de Agua instalada a la fecha.

Este incremental de producción asociado, estaría sujeto a los siguientes ajustes en productores e inyectores:

Como análisis de acciones al primer semestre del año, incluye:

Figura 39. Acciones caudal de inyección – Caso 20 / Primer semestre del año 2022

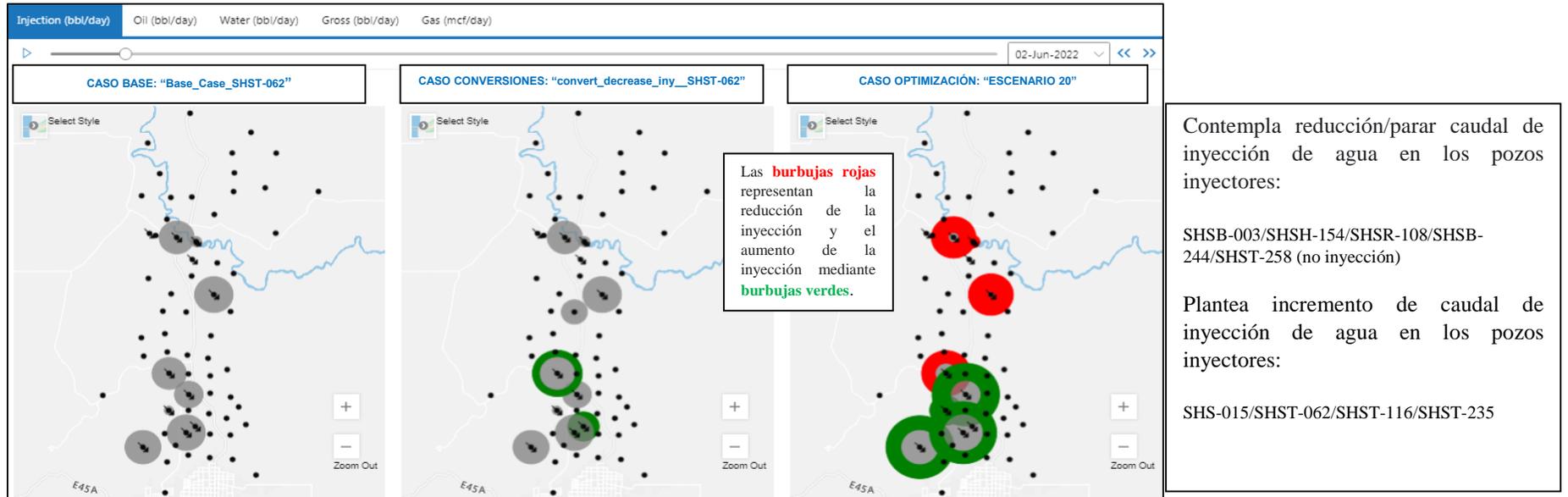


Figura 40. Respuesta caudal de petróleo – Caso 20 / Primer semestre del año 2022

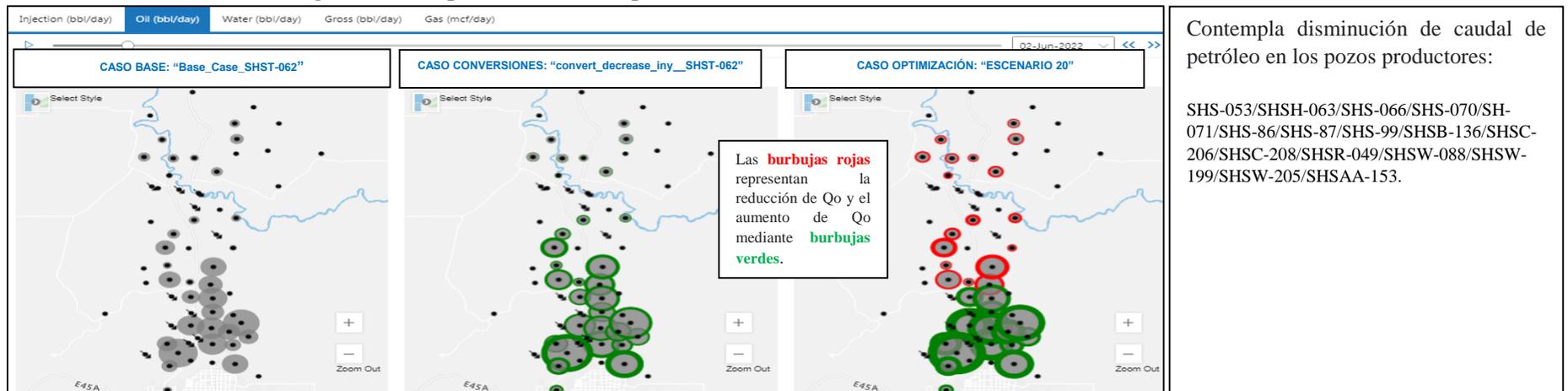


Figura 41. Acciones caudal de inyección – Caso 90 / Primer semestre del año 2022

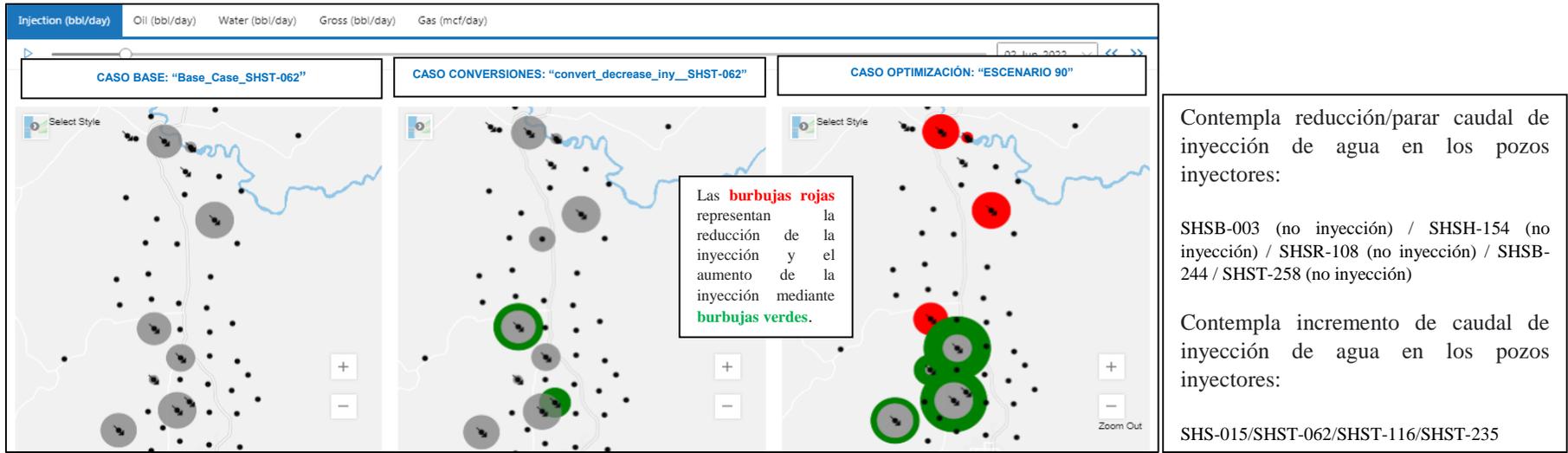


Figura 42. Respuesta caudal de petróleo – Caso 90 / Primer semestre del año 2022

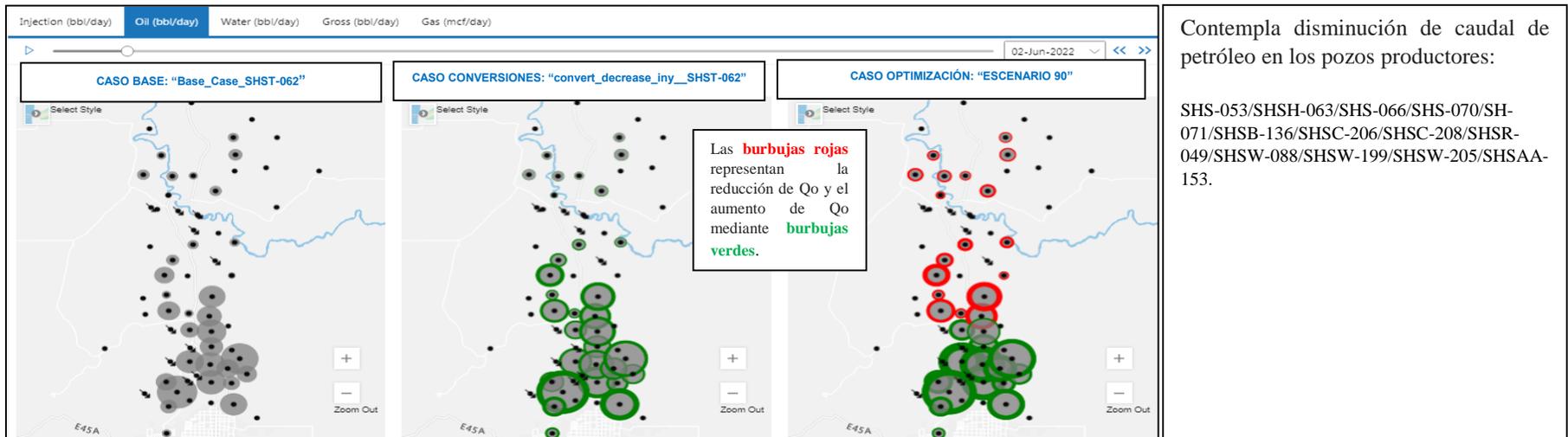


Figura 43. Acciones caudal de inyección – Caso 5 / Primer semestre del año 2022

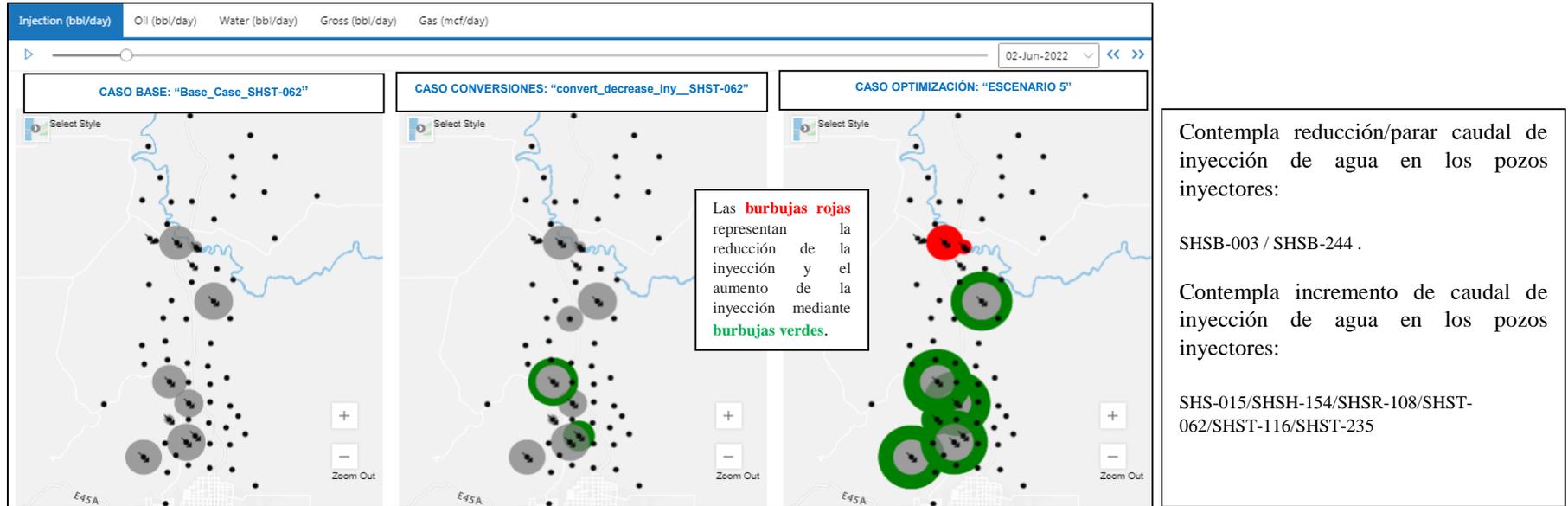


Figura 44. Respuesta caudal de petróleo – Caso 5 / Primer semestre del año 2022

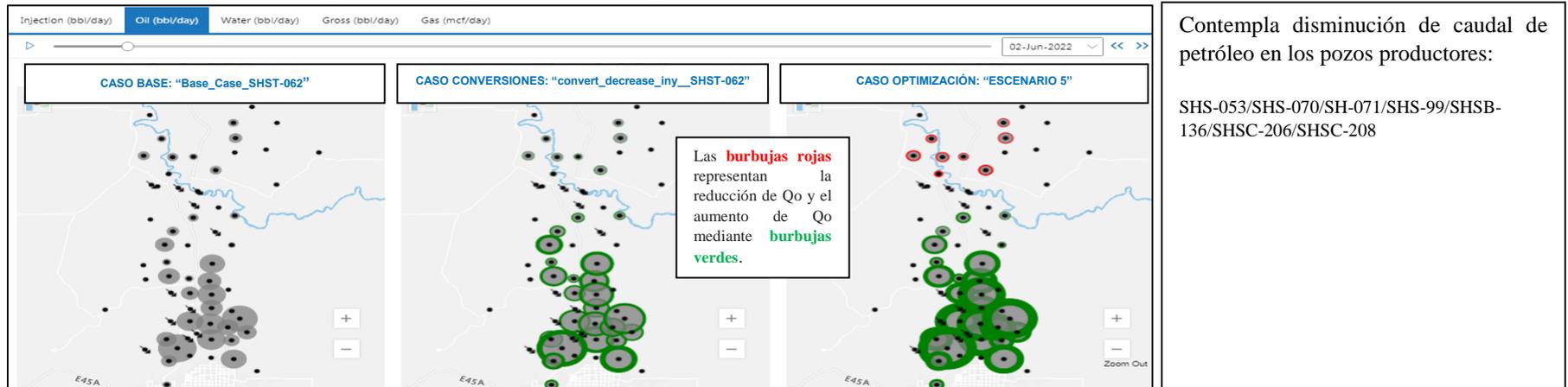


Figura 45. Respuesta caudal de petróleo & Acumulados – escenarios revisados



Fuente: Autora, 2022

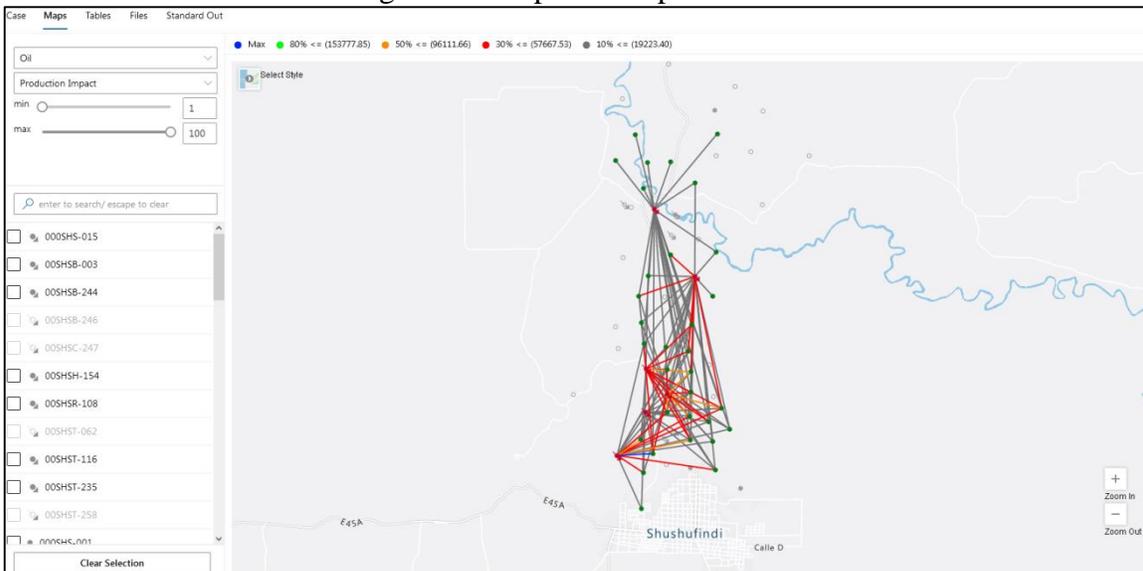
En comparación con el caso base (Base Case_SHST-062), los escenarios de optimización se pueden resumir en la siguiente tabla:

Tabla 15. Resultados de Optimización

	CASO BASE (actual)	ESC 90	ESC 20	ESC 5
Inyección de Agua	100%	-16.92%	100%	+44.71%
Producción de petróleo	100%	+0.26%	+7.8%	+24.94%
NPV (5 años)	100%	+1.43%	+8.5%	+25%

Fuente: Autora, 2022

Figura 47. Mapa de Responsividad



Fuente: Software Aqueon

CAPÍTULO VI: CONCLUSIONES

- La herramienta demostró su capacidad para generar modelos predictivos medidos por coeficientes de correlación de Spearman y Pearson, los cuales están por encima de 0.8.tanto para el período de entrenamiento como para el periodo de ajuste.
- Mediante el software Aqueon, a través de los módulos Waterflooding Manager (WFM) y Waterflooding Optimization (WFO), permitió realizar un modelo predictivo y múltiples escenarios de predicción (15 realizados), asociados a cierta incertidumbre. Hay que recalcar que este software permite realizar el entrenamiento en campos que ya presentan un histórico de inyección debido a que amerita usar datos para el Back Test y otro periodo de datos históricos de inyección/producción para el Full Fit. Para campos en los cuales recién se desea implementar el método de inyección de agua, no aplica.
- Se obtuvo el Pareto Front considerando buscar optimizar producción y maximizar VPN.
- Esta metodología NO busca reemplazar un modelo de simulación; sin embargo es una alternativa práctica para evaluar posibles escenarios de optimización de producción a corto plazo.
- Los valores obtenidos en el mapa de responsabilidad son referenciales y deben ser validados por el uso de trazadores.
- Al igual que un modelo de simulación, las predicciones tienen incertidumbre. En el caso de esta tesina, se revisó la variación que existiría si no se hubiese convertido el pozo SHST-062 en inyector en el mes de Octubre 2021. Se compararon los datos proyectados obtenidos del WFO considerando el “Base Case” (sin apertura del SHST-062), “Base Case_SHST-062” y los caudales reales de producción para los meses Noviembre-Diciembre 2021 & Enero 2022. Los pozos con posible

afectación determinados tanto en el modelo de simulación (stream lines) versus el modelo de WFO, corrobora los pozos influenciados; sin embargo en las 2 simulaciones existieron pozos con sobre estimación de recuperación de crudo (Ejm: SHST-261 / ver Figura 46).

- Considerando el Caso Base (Base Case_SHST-062) y el escenario de conversión de pozos y perforación de un pozo inyector (convert_decrease_iny_SHST-062), se esperaría conseguir un incremental de alrededor 10.3 Millones de barriles de petróleo hasta el año 2029 y alrededor de 7 Millones de barriles de petróleo para el periodo de 5 años de evaluación.

CAPÍTULO VII: RECOMENDACIONES

- Realizar control de calidad previo a considerar un modelo como el definitivo, debido a que se ingresa el rango de los parámetros estáticos, y el Back Test debe ser representativo (revisión en los histogramas generados).
- Existe limitación del software para configurar fechas al presentar la opción de pozo productor y posterior conversión a pozo inyector. Al momento si un pozo es convertido, el periodo anterior el pozo permanecerá cerrado hasta el ingreso del caudal de inyección (conversión).
- La plataforma de Optimización, sección “Compare”, podría tener una mejora en permitir la visualización de los nombres de los pozos al deslizar el cursor para poder tener una idea más rápida de los pozos afectados por disminución/aumento de inyección de cada uno de los casos analizados; así como la disminución/aumento de caudal de petróleo de los pozos aledaños a los inyectores del sector de análisis.
- Realizar múltiples escenarios para poder definir los escenarios óptimos.
- Al ser un modelo predictivo, éste debe ser re-entrenado conforme se vaya actualizando la información mensual y cotejando con el comportamiento de producción real pozo-pozo.
- La conformidad de la inyección debe registrarse y analizarse por pozo para garantizar un barrido eficiente que maximice la producción.
- El proceso de entrenamiento del modelo y predicción, requiere guía por parte de los Ingenieros con experticia debido a ser una metodología innovadora no empleada en Ecuador.

Referencias Bibliográficas

- Abou-Kassem, S. M. (2006). *Petroleum Reservoir Simulation A Basic Approach. Energy Sources*.
- Bruyker, D.&Kosut, R.&Valdez, R.& Haymes, S.& Schoeling, L.& Petro, M.&Ghosal. (Agosto de 2020). Improving recovery in the Yates field using dynamic feedback loop based on physics-informed artificial intelligence. *Proceedings - SPE Symposium on Improved Oil Recovery*. doi:10.2118/200434-ms
- Carlos Calad, Fernando Gutierrez, Paola Pastor, Pallav Sarma. (Julio de 2020). Combining Machine Learning with Traditional Reservoir Physics for Predictive Modeling and Optimization of a Large Mature Waterflood Project in the Gulf of San Jorge Basin in Argentina. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. doi:10.2118/201288-ms
- Cóndor, J. P. (2015). Identification of Enhanced Oil Recovery Potential in Ecuador. *Society of Petroleum Engineers. DataStories*. (2018). Obtenido de <https://www.geoexpro.com/articles/2018/08/artificial-intelligence-in-oil-gas-production>
- Denney, D. (1 de Enero de 2012). EOR Potential in the Middle East: Current and Future Trends. *Journal of Petroleum Technology*, 1.
- Ezekwe, N. (2011). *Petroleum Reservoir Engineering Practice*. Westford, Massachusetts.
- Feder, J. (2020). Heavy-Oil Steamflood Validates Machine-Learning-Assisted Model. *Journal of Petroleum Technology*, 72, 53-55.
- M.V.Kok. (2011). The Application of Water-flood Technology for Different Oil Fields. *Energy Sources*.
- Paris de Ferrer, M. (2007). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos* (Segunda ed.). Maracaibo, Venezuela: Astro Data S.A.
- Petroamazonas. (2020). *Informe de Reservas y Recursos*.
- Petroamazonas. (2020). *Informe de Reservas y Recursos*.
- Schlumberger, N. (2013). *Introduction to Reservoir Engineering*.
- Serrano, Carlos Mario Calad&Sarma, Pallav&Gutierrez, Fernando. (Octubre de 2020). Evaluation of a cyclic water injection program using a combination of artificial intelligence and reservoir physics. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. doi:10.2118/201288-ms
- Telegrafo. (20 de Mayo de 2019). Obtenido de <https://www.eltelegrafo.com.ec/noticias/economia/4/petroamazonas-incremento-produccion-petroleo>
- Yazuma, S. V. (Abril de 2019). Modelo de Simulación Matemática para la evaluación de inyección de agua de baja salinidad en la arenisca U Inferior del Campo Paka Norte, B15. *Trabajo de titulación, modalidad proyecto de*

*investigación para la obtención del título de Magíster en Ingeniería de
Petróleos con Mención en Recuperación Mejorada. Quito, Pichincha.*

Anexos

Archivos .csv (completación y producciones).