

REALIDAD, DESAFÍOS Y PERSPECTIVA DE LA RECUPERACIÓN SECUNDARIA DEL RESERVOIRIO “U INFERIOR” EN EL CAMPO SACHA – BLOQUE 6o, ECUADOR

Christopher Mayorga^{1,2}, Marco Paucar^{1,2}, Wilson Padilla¹

1 EP Petroecuador, Av. de la República Oe1-162, PO. Box 5007 - 5008, Quito, Ecuador.

2 Escuela Superior Politécnica del Litoral, ESPOL, Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Campus Gustavo Galindo Km. 30.5 Vía Perimetral, P.O. Box 09-01-5863, Guayaquil, Ecuador

E-mail: christopher_mayorga@hotmail.com; cmayorga@espol.edu.ec

RESUMEN

El campo Sacha se encuentra localizado en Ecuador, Provincia de Orellana, cantón Joya de los Sachas, y corresponde al flanco occidental del “Play Central” (Corredor Sacha-Shushufindi) del Oriente Ecuatoriano. El histórico de producción inicia en el año 1972 con perforación de pozos y años después con proyectos de recuperación secundaria, logrando el incremento de la producción petrolera. La arenisca “U Inferior”, es uno de los principales reservorios productores del campo, se destaca por su alto volumen de reservas 3P y la presente oportunidad de recuperarlo a mediano plazo sin ser éste el único reservorio productor con recuperación secundaria. La realidad del campo muestra que las intervenciones a las zonas productoras y la aplicación de técnicas de optimización de producción como: fracturamiento hidráulico, producción *commingled*, entre otras, se han visto limitadas por las bajas presiones en los reservorios de la formación Napo; los cuales se encuentran depletados y con presencia de gas libre. Por ello, se generan retos adicionales en diferentes escenarios evaluados de incrementos de producción, para el manejo de los fluidos, y sistemas de levantamiento artificial tradicionales. El desafío es buscar el desarrollo del campo bajo éstas condiciones analizadas e incrementar los proyectos para recuperar la presión de la Arenisca “U Inferior” definiendo e implementando varios arreglos de inyección y repotenciación de facilidades, logrando así aumentar el volumen de producción futura del campo resultando en mayores reservas en favor del país.

Palabras clave: Arreglos de inyección, campo maduro, repotenciación facilidades, simulación.

REALITY, CHALLENGES AND PERSPECTIVE ABOUT SECONDARY RECOVERY OF “LOWER U” RESERVOIR IN SACHA FIELD – BLOQUE 6o, ECUADOR

ABSTRACT

The Sacha field is located in Ecuador, Orellana Province, Joya de los Sachas canton, on the western flank of the “Play Central” (Sacha-Shushufindi Corridor) of Eastern Ecuadorian. The production history began in 1972 with well drilling and years later with secondary recovery projects, achieving an increase in oil production. The “Lower U” sandstone, one of the main producing reservoirs of the field, stands out for its high volume of 3P reserves and the present opportunity to recovery it in the medium term without being the only producing Reservoir with Secondary Recovery. The reality of the field shows that the interventions to the producing zones and the application of production optimization techniques such as: hydraulic fracturing, commingled production, among others, have been limited by low pressures in the Napo Formation Reservoirs; which is depleted and with the presence of free gas. Therefore, its generate additional challenges on different evaluated production sceneries to fluid management, and traditional artificial lift systems. The challenge is to seek the development of the field under these analyzed conditions and increase the projects to recover the pressure of the “Lower U” Sandstone by defining and implementing various injection arrangements or repowering facilities. Thus achieving: increase the future production volume of the field translating into higher reserves in favor of the country.

Key words: Injection arrangement, mature field, repowering facilities, simulation.

1. INTRODUCCIÓN: REALIDAD DEL CAMPO SACHA

El campo Sacha está ubicado en el Bloque 60 en la Provincia de Orellana, cantón Joya de los Sachas en Ecuador (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014). La producción de petróleo inició en el año 1972 con 29,000 barriles de petróleo por día (BPPD), teniendo su pico más alto en el mismo año con 117,600 BPPD y declinó hasta 69,000 BPPD en el año 2022.

Históricamente, la presión inicial del reservorio se encontraba por encima de la presión de burbuja, por lo que el petróleo, el agua connata y la roca son los únicos materiales presentes. Como la presión del yacimiento declina, la roca y los fluidos se expanden debido a sus compresibilidades individuales (Ahmed, 2010); siendo el mecanismo de producción primaria del campo Sacha. Al transcurrir el tiempo se requirió de energía adicional, lo cual, en el año 1986 dió lugar al proyecto piloto de recuperación secundaria (*waterflooding*) en las formaciones Napo: areniscas “U inferior” (UI) y “T Inferior” (TI); y formación Tena: arena “Basal Tena” (BT). En la Figura 1 se muestra el historial de producción del campo Sacha segmentado con color rojo los periodos de incidencia del proyecto piloto de recuperación secundaria a partir del año 1986 con seis pozos inyectoros y su repotenciación en el año 2017 con la inclusión de diez pozos inyectoros distribuidos en el sector Norte, Centro y Sur del Campo Sacha.

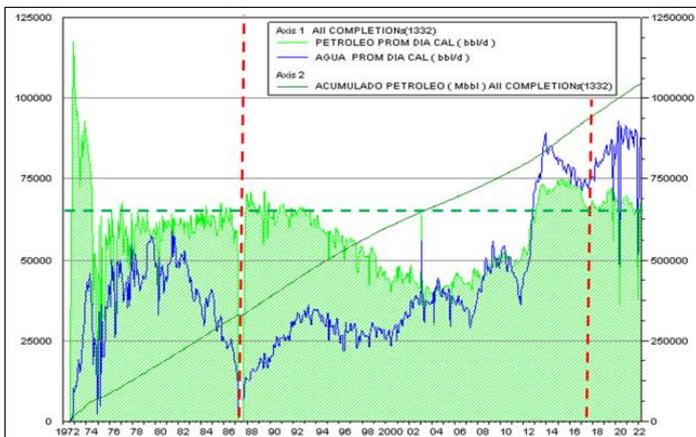


Figura 1. Historial de producción del campo Sacha. Fuente: EP PETROECUADOR

De los valores obtenidos del petróleo original en sitio (POES) estimado de cada reservorio influenciado por la inyección de agua del activo Sacha y reportados a través del Informe de Reservas (Padilla, 2021), en la tabla 1 es posible discriminar que la arenisca UI sería el mejor prospecto para ser considerado para el plan de masificación del campo.

| Reservorio | Petróleo Original en Sitio (Bl) |
|------------|---------------------------------|
| | Basal Tena |
| UI | 1,337,079,296 |
| TI | 934,788,395 |

Tabla 1. POES estimado del Campo Sacha. Fuente: EP PETROECUADOR

Si evaluamos independientemente el comportamiento histórico de producción de la arenisca UI (figura 2), se destaca que a partir de 1986 y 2017, la presencia de agua inyectada tuvo injerencia directa con la producción de petróleo. Además de ello, se puede observar que la producción del yacimiento UI es de alrededor de 38,000 BPPD; equivalente al 55% del aporte al potencial diario.

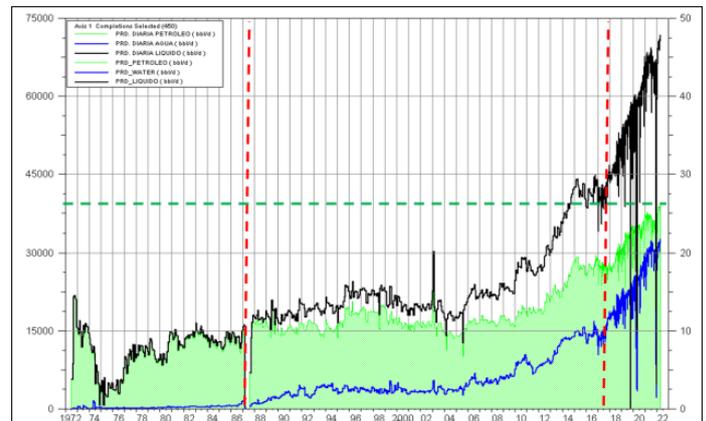


Figura 2. Historial de producción de la arenisca UI; periodo año 1972-2022. Fuente: EP PETROECUADOR

Mediante una simulación en MBAL del ajuste historia de producción acumulada y presiones de la arenisca UI, es posible obtener el siguiente gráfico (Figura 3) de los mecanismos de producción; donde se puede apreciar que a partir de 1986 y 2017, la inyección de agua (zona amarilla) ha sido el principal soporte de energía en el yacimiento.

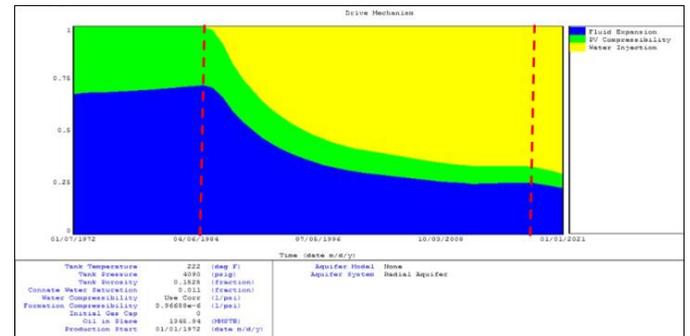


Figura 3. Aporte de energía en la arenisca UI. Fuente: Elaborada por autores

La Figura 4 complementa el análisis detallado previamente, donde el índice de reemplazo (promedio de 0.65) de la arenisca UI, se muestra mediante una línea segmentada de color rojo, indicando un proceso de sub-inyección en la formación, es decir, existe comunicación con el frente de agua. Sin embargo, el proyecto requiere mayor inyección de agua para alimentar a un reservorio

que no cuenta con acuífero de empuje lateral o fondo activo.

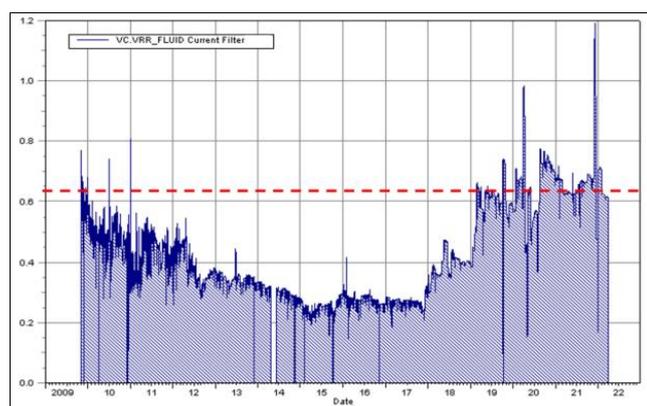


Figura 4. Índice de reemplazo de la arenisca UI.
Fuente: EP PETROECUADOR

En la tabla 2 se muestran las condiciones a las cuales se encuentra el proyecto de inyección de agua en la arenisca UI, constando de once pozos inyectorios:

| Pozo Inyector | Caudal de inyección | Presión de cabeza | Salinidad | Permeabilidad | Porosidad | Espesor neto |
|---------------|---------------------|-------------------|-----------|---------------|-----------|--------------|
| | (BAPD) | (lpc) | (ppm Cl) | mD | (%) | (pies) |
| SCH-015* | 1,577 | 800 | 19,800 | 207 | 16 | 19 |
| SCH-076* | 1,277 | 700 | 0 | 156 | 15 | 31 |
| SCH-090* | 3,277 | 740 | 17,000 | 195 | 15 | 18 |
| SCH-036 | 5,255 | 800 | 19,600 | 350 | 21 | 60 |
| SCH-103 | 8,255 | 1,000 | 0 | 200 | 16 | 50 |
| SCHI-200 | 3,950 | 1,100 | 5,900 | 200 | 16 | 40 |
| SCHAD-363S1 | 3,245 | 2,800 | 680 | 150 | 15 | 16 |
| SCH-045B | 2,944 | 180 | 5,700 | 200 | 16 | 35 |
| SCHAF-382 | 5,144 | 2,000 | 1,900 | 250 | 16 | 40 |
| SCHAE-377 | 2,088 | 500 | 1,100 | 160 | 15 | 20 |
| SCHS-261 | 3,159 | 1,300 | 5,700 | 120 | 12 | 29 |

*Pozos activos desde 1986

Tabla 2. Condición actual de pozos inyectorios en la arenisca UI.
Fuente: EP PETROECUADOR

Las presiones de la arenisca UI que se muestran a continuación (figura 5) fueron graficadas en el modelo estático de *PETREL* del campo Sacha, considerando las pruebas de restauración de presión a corte de diciembre del 2021. Además, lateralmente se visualizan los mapas de espesores de los proyectos actuales con los respectivos arreglos de los pozos inyectorios; visualizando así la respuesta en el incremento de presión en la zona.

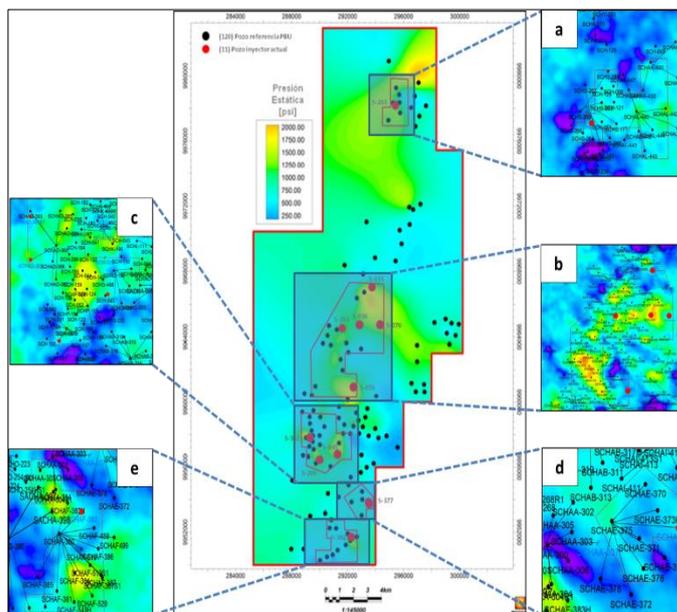


Figura 5. Mapa de presiones del Modelo Estático de la arenisca UI. Arreglos de pozos inyectorios: (a) SCHS-261, (b) SCH-015, SCH-076, SCH-090, SCH-036 y SCH-103, (c) SCH-045B, SCHAD-363S1, SCHI-200, (d) SCHAE-377, (e) SCHAF-382. Fuente: EP PETROECUADOR

Tomando como ejemplo de los arreglos previamente mencionados, al pozo inyector SCHAF-382 (ubicado en la zona Sur del Campo Sacha), y evaluando su zona de influencia, podemos observar (figura 6) que las elevadas concentraciones de Na^+ y Cl^- son representativas tanto del agua de inyección, debido a que ésta contiene alta concentración de estos iones, como por la concentración de sales en el ambiente depositario en donde se formaron (Aldana, Chourio, & Zambrano, 2015) y tienden a caracterizarse como agua subterránea originada por la formación HI. Así mismo, se muestra el comportamiento del corte de agua y producción de los pozos productores aledaños:

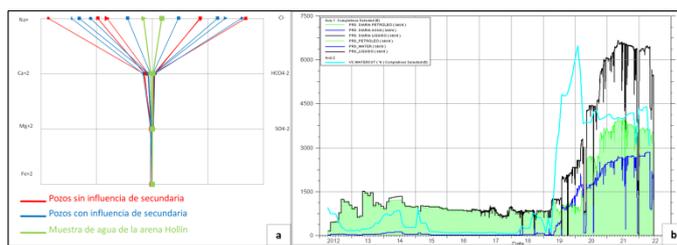


Figura 6. (a) Diagrama Stiff: muestras de agua de formación en arenisca UI
(b) Comportamiento de producción de pozos influenciados del SCHAF-382
Fuente: EP PETROECUADOR

Evaluando la influencia de la inyección de agua en el Campo Sacha respecto a la arenisca UI, se realizó un análisis ajuste-historia de producción para observar la incidencia desde la repotenciación del 2017.

En la Figura 7, se muestran los volúmenes de producción acumulados con recuperación primaria (zona verde), y volúmenes de producción acumulada con recuperación secundaria hasta mayo del 2022 (zona azul). Como

resultado, se obtuvo un volumen incremental de 13 millones de barriles (MMbbls) de producción de petróleo.

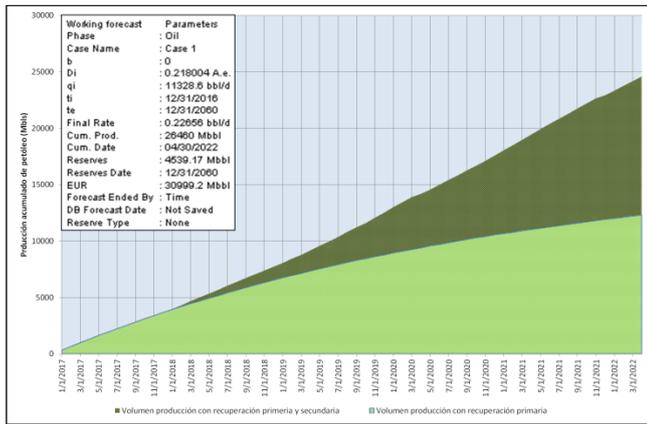


Figura 7. Volumen de producción acumulada aplicando recuperación secundaria Fuente: EP PETROECUADOR

2. AJUSTE MODELO PREDICCIÓN

El yacimiento es idealizado como un contenedor, en donde las expresiones de balance volumétrico se pueden derivar a la cuenta para todos los cambios volumétricos (Ahmed, 2010) que se desarrollarán con el *software Material Balance (MBAL)*, a razón del comportamiento histórico del volumen acumulado de producción y presión de reservorio de la arenisca UI.

El cálculo de balance de materiales es basado en los cambios de las condiciones del reservorio sobre periodos de tiempo discretos durante el historial de producción. El cálculo se encuentra vulnerable a varias suposiciones: temperatura constante, presión y propiedades del fluido similares en todas las direcciones del reservorio, volumen del reservorio constante (Ahmed, 2010).

En la figura 8 se muestra el ajuste historia de producción desde 1972 hasta 2022 respecto a historia simulada por MBAL corresponde a 1.37% de desviación estándar; es decir, la predicción de los posibles escenarios manejaría un error aceptable para la obtención de resultados.

Para representar las condiciones de reservorio y realizar el balance de materiales en la arenisca UI y realizar el modelo de predicción se toma en consideración los datos de la tabla 3:

| Temperatura | Presión inicial de reservorio | POES | Permeabilidad | Porosidad | GOR | API | Gravedad específica del gas | Salinidad |
|-------------|-------------------------------|----------|---------------|-----------|-----------|-----|-----------------------------|-----------|
| (°F) | (lpc) | (MMbbls) | (mD) | (%) | (scf/Bls) | (°) | - | ppm |
| 222 | 4,090 | 1,337.08 | 250 | 15.25 | 316 | 28 | 0.8 | 35,000 |

Tabla 3. Input para Simulador *Material Balance (MBAL)*

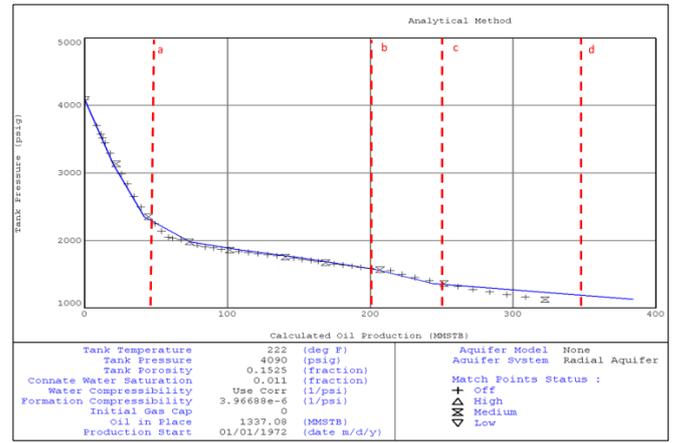


Figura 8. Simulación del comportamiento de presión respecto a los acumulados de producción anual en la arenisca UI. Eventos: Inyección de agua^{a,c}, perforación^{b,d}, fracturamiento^{c,d}, *commingled*^d. Fuente: Elaborada por autores

Tomando los PVT normalizados de los núcleos de la arenisca UI (Halliburton, 2013), modelo *Black Oil* y en función de las correlaciones de *Vazquez-Beggs* y *Beggs et al*, se obtienen las siguientes graficas corregidas (figura 9): factor volumétrico del petróleo (B_o), factor volumétrico del gas (B_g), relación gas disuelto en petróleo (R_s), y viscosidad del petróleo (μ_o):

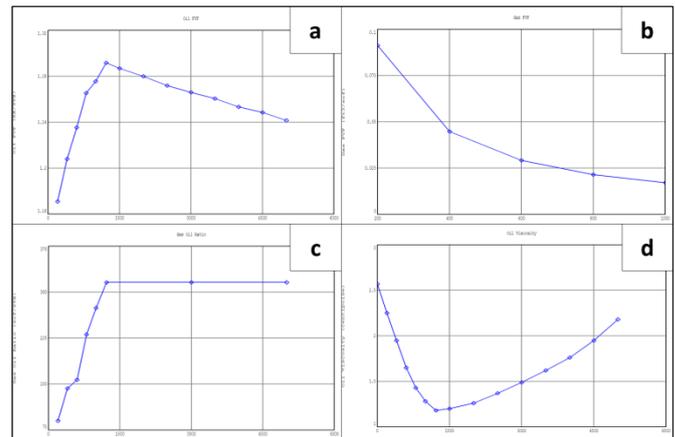


Figura 9. Propiedades PVT corregidas: (a) B_o , (b) B_g , (c) R_s , (d) μ_o . Fuente: Elaborada por autores

En la figura 10 se muestran las curvas de permeabilidad relativa de agua y aceite ajustado a partir de la permeabilidad relativa desnormalizado de los núcleos del campo. La fase de saturación residual; conocido como la cantidad residual que es atrapada o irreductible en el poro, conocido como saturación petróleo residual y saturación de agua connata (Azis & Settari, 2002)

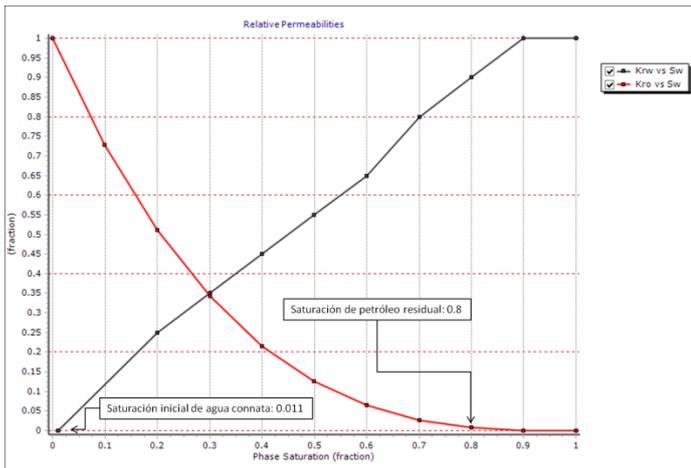


Figura 10. Permeabilidad relativa del agua y petróleo en función de la saturación de agua.
Fuente: Elaborada por autores

La capacidad operativa actual en el campo Sacha: manejo de fluido, crudo, agua, reinyección e inyección de agua (tabla 4), mismos que se encuentran considerados como límites del modelo y así determinar el incremental permisible para producir de la arenisca UI.

| Manejo de producción | Capacidad operativa actual (BPD) | Capacidad Planta nominal máxima (BPD) | Capacidad Planta adicional (BPD) |
|----------------------|----------------------------------|---------------------------------------|----------------------------------|
| Fluido | 156,712 | 199,000 | 42,288 |
| Crudo | 68,906 | 101,000 | 32,094 |
| Agua | 104,904 | 129,098 | 24,194 |
| Reinyección | 56,634 | 70,000 | 13,366 |
| Inyección | 48,270 | 51,798 | 3,528 |

Tabla 4. Capacidad operativa del Campo Sacha.
Fuente: EP PETROECUADOR

Considerando que el simulador se ajusta al histórico de producción en la arenisca UI, es preciso mencionar que el denominado *breakthrough* se encuentra implícito en nuestro escenario, por el cual la evaluación del comportamiento del barrido del proyecto considera las características físico-químicas del agua de producción.

Se define como premisa, que el agua de inyección será tomada de la formación Hollín Inferior (por debajo del contacto agua petróleo); misma que servirá como trazador químico para el monitoreo en cambios del corte de agua o composición del fluido. Los parámetros físico-químicos para el agua de inyección (tabla 5) se encuentran dado de acuerdo al siguiente detalle:

| Na ⁺ | Ca ⁺² | Mg ⁺² | Fe ⁺² | Cl ⁻ | HCO ₃ ⁻² | SO ₄ ⁻² |
|-----------------|------------------|------------------|------------------|-----------------|--------------------------------|-------------------------------|
| (meq/l) | (meq/l) | (meq/l) | (meq/l) | (meq/l) | (meq/l) | (meq/l) |
| 0.03104 | 0.00540 | 0.00058 | 0.00002 | 0.03429 | 0.00238 | 0.00031 |

Tabla 5. Parámetros físico-químicos del agua de inyección.
Fuente: EP PETROECUADOR

Para definir el potencial de admisión del pozo inyector, se genera el siguiente análisis nodal (figura 5). Considerando un pozo productor de agua completado con equipo electro-sumergible de capacidad de 4,100 barriles de fluido por día (BFPD), operando a 55Hz a

una presión de descarga de 5,320 lpc. Línea de flujo de 100 pies de distancia entre el pozo productor-inyector, inyectando por tubería de 4 pulgadas a una profundidad de 9,450 pies. Los resultados del análisis muestran condiciones de presión en cabeza y caudal de 1,100 lpc y 3,900 BAPD respectivamente, sin que este exceda el gradiente de fractura, tomado de los resultados y cierres de presión post fractura hidráulica en la arenisca UI del Campo Sacha: 0.55 lpc/pie (Torres, et al., 2010).

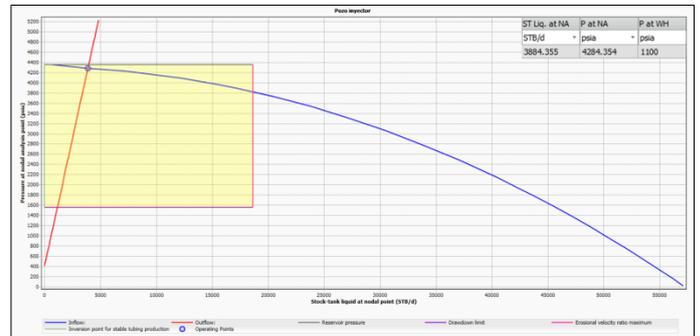


Figura 11. Analisis nodal pozos productor - inyector. Fuente: Network Simulation - PIPESIM

3. ARREGLOS DE INYECCIÓN DE AGUA

La revitalización y optimización de la producción en los campos maduros es de gran atractivo e interés comercial; no obstante para lograr este propósito se requiere de creatividad, experiencia, tecnología y aplicar métodos holísticos hacia el análisis integral de la información y sobre todo romper paradigmas y mitos para alcanzar resultados satisfactorios (Escobar, 2018) (Escobar-Segovia, Erazo-Bone, Chuchuca Aguilar, Murillo, & Solórzano, 2019).

La inversión de perforación de pozos inyectores a corto plazo es un escenario poco favorable a condiciones actuales, por la cual, es uno de los principales factores a considerar para determinar los desafíos del campo.

A medida que incrementa el número de actividades de perforación de pozos productores (Coba, 2021), fracturamiento hidráulico, producción *commingled*, estimulaciones, cambios de zona, etc.; la presión de la zona continúa depletándose, limitando la recuperación de reservas con los sistemas de levantamiento artificial tradicionales por bloqueos de gas, bajas tasas de producción, entre otros.

La capacidad operativa juega un rol significativo, al contar con equipos al máximo de su operatividad y en muchos casos sin sistema de soporte redundante. Por tanto, un análisis integral entre facilidades de producción, facilidades de pozo, condiciones de reservorio, condiciones geológicas deben enfocarse paralelamente para considerarlo como parte de un sistema repotenciado.

El plan de masificación considera iniciar el análisis de pozos cerrados que se encuentren ubicados en zonas de baja presión, flancos de estructura y proponerlos como candidatos para conversión a pozo inyector, y de ser viable complementar el mismo con un modelo de arreglo de inyección de agua.

El mapa de presiones (figura 12), nos muestra las ubicaciones de los pozos inyectores actuales y propuestos, en donde la inyección de agua se complementa periféricamente y con arreglos de inyección.

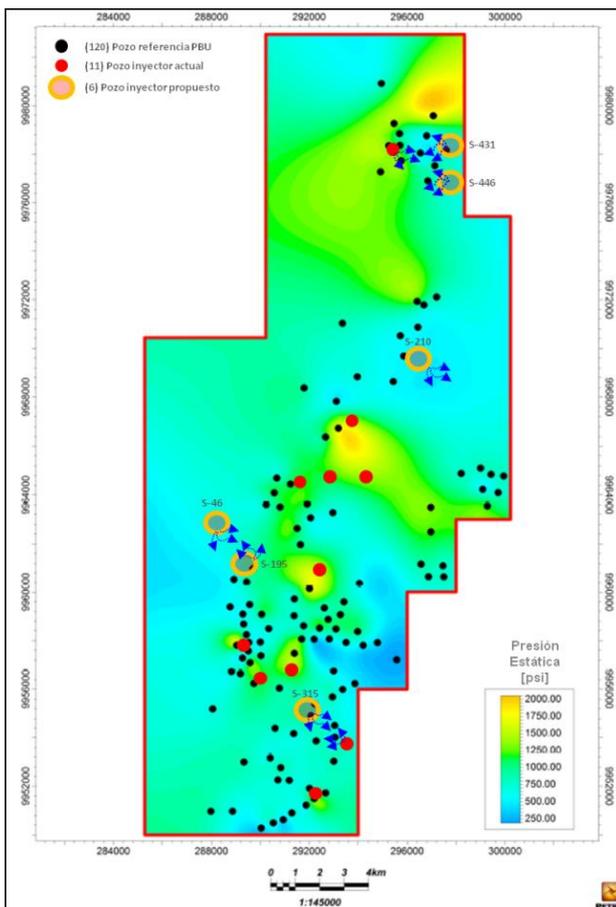


Figura 12. Mapa de presión de estática de la arenisca UI con pozos inyectores actuales y propuestos. Fuente: EP PETROECUADOR

La interpretación de mapas estructurales, espesores, porosidad y permeabilidad, así como la correlación estratigráfica y continuidad de arena a lo largo del campo, se encuentran definidas a continuación para delimitar la canalización del agua de inyección.

Las correlaciones A – A' (figuras 13-15-17-19) que se muestran en los siguientes numerales, corresponden a los pozos propuestos para la masificación del campo; mismos evidencian la continuidad del reservorio UI con ciertos cambios laterales de facies hacia el tope o base del reservorio.

3.1. POZO INYECTOR SCHAB-315

El principal depocentro arenoso que se evidencia en la zona, se ubica hacia el Sur-este del pozo inyector propuesto. Hacia el Sureste y Noroeste se observa pequeños niveles arenosos.

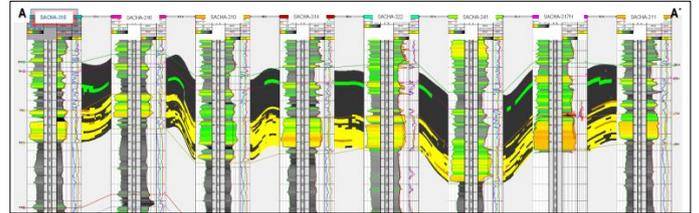


Figura 13. Correlación estructural y continuidad en la arenisca UI. Fuente: EP PETROECUADOR

Estructuralmente el pozo propuesto se ubica ligeramente en un pequeño flanco estructural de la zona, mismo que coincide con la periferia del depocentro arenoso.

Conforme a los siguientes mapas (figura 14): (a) estructural, (b) espesor, (c) porosidad y (d) permeabilidad, se definió un patrón geométrico hexagonal de inyección inversa, complementando la inyección de la zona.

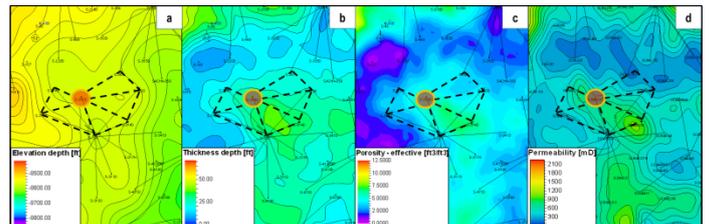


Figura 14. (a) Mapa estructural, (b) Mapa de espesores, (c) Mapa de porosidad, (d) Mapa de permeabilidades. Fuente: EP PETROECUADOR

3.2. POZOS INYECTORES SCHAK-431 & SCHAL-446

El principal depocentro arenoso que se evidencia en la zona, se ubica hacia el Oeste y Sur-Oeste de los pozos inyectores propuestos.

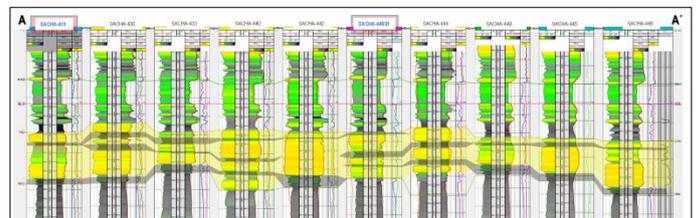


Figura 15. Correlación estructural y continuidad en la arenisca UI (EP PETROECUADOR)

Estructuralmente el pozo propuesto se ubica en el flanco este de la estructura, mismo que coincide con la periferia del depocentro arenoso de la zona.

Conforme a los siguientes mapas (figura 16): (a) estructural, (b) espesor, (c) porosidad y (d)

permeabilidad, se definió por un patrón periférico irregular, complementando la inyección de la zona con del pozo inyector SCHS-261.

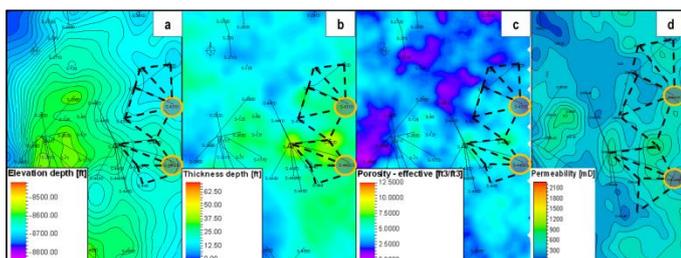


Figura 16. (a) Mapa estructural, (b) Mapa de espesores, (c) Mapa de porosidad, (d) Mapa de permeabilidades. Fuente: EP PETROECUADOR

3.3. POZO INYECTOR SCHV-210

El principal depocentro arenoso que se evidencia en la zona, se ubica hacia el Sur-este del pozo inyector propuesto. Hacia el Sur-oeste y Nor-oeste se observa pequeños niveles arenosos.

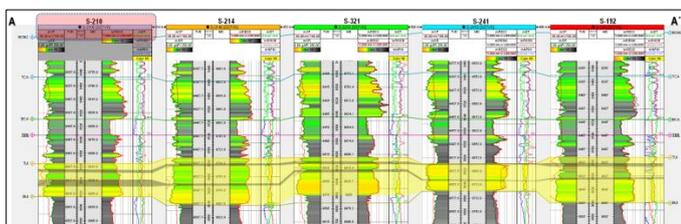


Figura 17. Correlación estructural y continuidad en la arenisca UI. Fuente: EP PETROECUADOR

Estructuralmente el pozo propuesto se ubica ligeramente en un pequeño flanco estructural de la zona, mismo que coincide con la periferia del depocentro arenoso.

Conforme a los siguientes mapas (figura 18): (a) estructural, (b) espesor, (c) porosidad y (d) permeabilidad, se definió por un patrón geométrico de inyección inversa de cinco puntos.

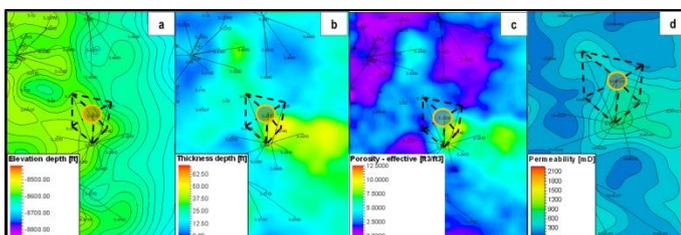


Figura 18. (a) Mapa estructural, (b) Mapa de espesores, (c) Mapa de porosidad, (d) Mapa de permeabilidades. Fuente: EP PETROECUADOR

3.4. POZOS INYECTORES SACHA-46 & SACHA-195

El principal depocentro arenoso que se evidencia en la zona, se ubica hacia el Sur y Sur-Oeste de los pozos inyectores propuestos.

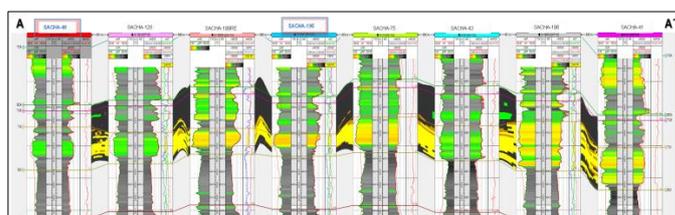


Figura 19. Correlación estructural y continuidad en la arenisca UI. Fuente: EP PETROECUADOR

Estructuralmente los pozos propuestos se ubican en el oeste y sur de un pequeño flanco estructural respectivamente; el cual coincide con zonas de un buen desarrollo arenoso y con la periferia de la mejor porosidad y permeabilidad en la zona.

Conforme a los siguientes mapas (figura 20): (a) estructural, (b) espesor, (c) porosidad y (d) permeabilidad, se definieron patrones irregulares periférico y geométrico de inyección inversa.

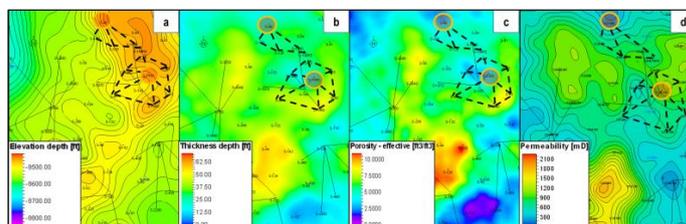


Figura 20. (a) Mapa estructural, (b) Mapa de espesores, (c) Mapa de porosidad, (d) Mapa de permeabilidades. Fuente: EP PETROECUADOR

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS: DESAFÍOS Y PERSPECTIVAS DE LA MASIFICACIÓN DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA

En el modelo de simulación de MBAL se ha incorporado los arreglos de los seis pozos inyectores y manejo de fluidos en facilidades. Una vez que se determinó la continuidad estructural en la arenisca UI, se asume que se desarrolla como un paquete y puede considerarse como compartimiento continuo homogéneo para que ocurra un desplazamiento inmisil entre el agua inyectada y aceite, bajo el concepto de permeabilidades relativas y desplazamiento tipo pistón con fugas en donde la cantidad del aceite movable se queda en el yacimiento debido a las fuerzas capilares y las viscosidades de los fluidos. Solo aplica a un sistema lineal; por lo tanto, el método de cálculo que es aplicable para el presente estudio sería el de *Buckley-Leverett* (Buckley & Leverett, 1941).

Se plantea exponer tres casos para simular los escenarios que se ajusten a la realidad del campo y perspectivas.

4.1. CASO NRO. 1: BASE

El siguiente caso, supone un escenario de declinación normal de la arenisca UI, sin perforación de pozos productores e inyectores, estimulaciones, fracturamiento hidráulico o masificación del sistema de inyección de agua.

Como resultado, en la figura 21 se observa (zona roja) que a pesar que se mantiene constante el manejo de inyección de agua en el proyecto de secundaria actual, es inminente una declinación de presión de aproximadamente 50 lpc por año en el reservorio UI; esto implicaría que el reservorio operaría bajo condiciones críticas de gas libre en el yacimiento, limitando la recuperación de fluido. Como resultado de este escenario se obtuvo un volumen acumulado de 557 MMbbls de producción de petróleo hasta el 2050.

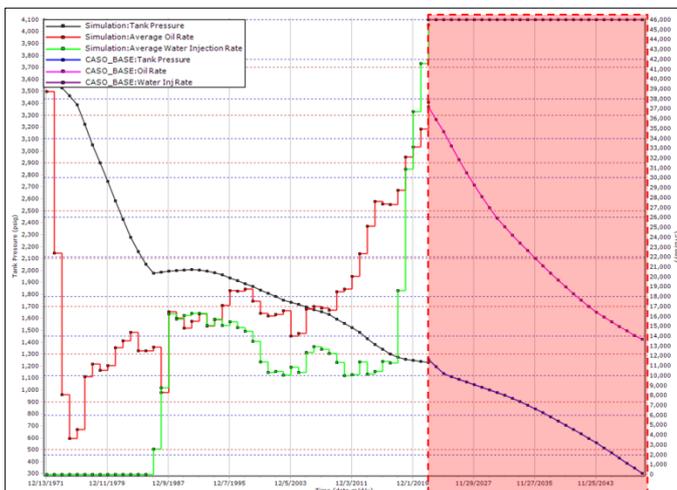


Figura 21. Predicción caso base sin actividad en el Campo. Fuente: Elaborada por autores

4.2. CASO NRO. 2: MASIFICACIÓN DE INYECCIÓN DE AGUA

El siguiente caso, se considera operar las facilidades de producción al límite y la introducción de los seis pozos inyectores, manejando una capacidad operativa de 76,000 BAPD del sistema de inyección. En la figura 22 se puede evidenciar (zona azul) un leve incremento en la presión de reservorio y en la producción diaria de petróleo. Como resultado de este escenario se obtuvo un volumen acumulado incremental de 20 MMbbls de producción de petróleo hasta el 2050 respecto al caso base.

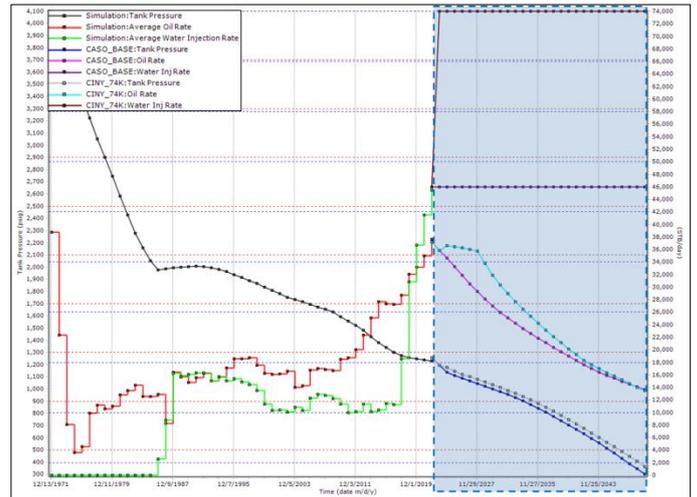


Figura 22. Predicción caso masificación del sistema de inyección propuesto. Fuente: Elaborada por autores

4.3. CASO NRO. 3: REPONTENCIACION DE FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

Para lograr el mantenimiento de presión de reservorio (figura 23), se requiere realizar una repotenciación a las facilidades de producción actuales; incrementando el número de bombas centrífugas *pre-booster* y *booster* para alimentar los sistemas de inyección con bombas HPS (*horizontal pump system*), inclusión de nuevas líneas de flujo, suministro de energía, capacidad de proceso, etc.

Se debe incluir en el Plan de Desarrollo la continuación de la masificación de inyección de agua e inclusión de nuevos pozos inyectores para manejar un total estimado de 206,000 BAPD en el sistema de inyección del Campo Sacha. La perspectiva que se obtendría bajo esta condición sería de un volumen acumulado incremental de 69 MMbbls de producción de petróleo hasta el 2050.

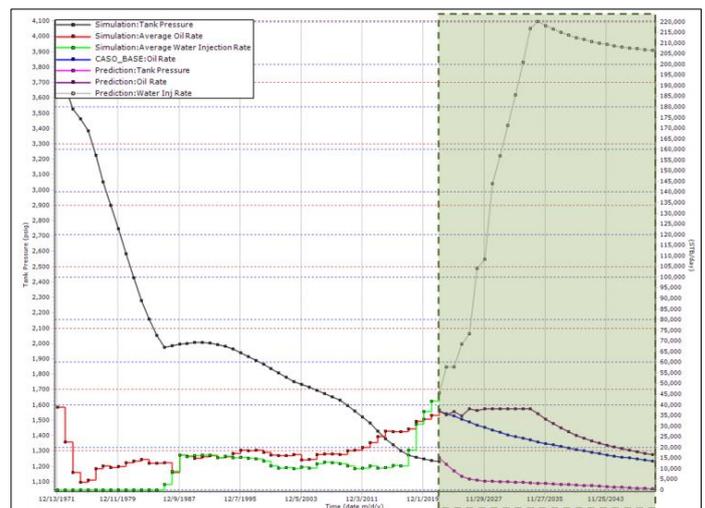


Figura 23. Predicción caso ideal, repotenciación facilidades de producción. Fuente: Elaborada por autores

Por la cantidad de agua que debería manejarse, el taponamiento de la formación, inyección de agua fuera

de la zona objetivo y perfiles no uniformes debido a la estratificación son los problemas más comunes originados por la baja eficiencia areal y vertical de desplazamiento (Ferrer, 2017). Además, la heterogeneidad de la arenisca, daños y fracturas, suelen ser inconvenientes impredecibles que podrían afectar al proyecto de masificación.

El manejo de los recursos petroleros se vuelve un tema trascendente para las autoridades debido a la importancia que este producto tiene en las estructuras sociales, económicas y políticas (Mateo & García, 2014); por tanto, es conveniente la planificación de nuevas estrategias de inversión cediendo el paso a un cambio de filosofía operativa para el manejo de agua en Estaciones de Producción que fueron desarrolladas inicialmente para manejar crudo, y de tal manera se puede crear nuevas oportunidades de optimización para los recursos que obtiene el Estado de la reactivación de pozos cerrados, la reparación de equipos de superficie, repotenciación de facilidades de producción, implementación de completaciones duales e inteligentes, para maximizar el recobro de reservas.

5. CONCLUSIONES

- El proyecto de inyección de agua repotenciado para la arenisca UI, obtuvo un volumen incremental de 13 MMbbls de producción de petróleo hasta mayo del 2022, con una declinación de presión de aproximadamente 50 lpc por año; de mantenerse el mismo escenario hasta el 2050, se obtendría un volumen acumulado de 557 MMbbls de producción de petróleo hasta el 2050
- El primer escenario de optimización de la recuperación secundaria contempla operar las facilidades de producción al límite e introducción de seis pozos inyectoros con sus respectivos patrones; manejando una capacidad operativa actual de 76,000 BAPD del sistema de inyección. El caso considera menor declinación en la presión de reservorio con respecto al proyecto de inyección actual y se obtuvo un volumen acumulado incremental de 20 MMbbls de producción de petróleo hasta el 2050.
- El segundo escenario de optimización de la recuperación secundaria contempla la repotenciación a las facilidades de producción para manejar una capacidad operativa de 206,000 BAPD en el sistema de inyección. El caso considera un mantenimiento de presión de reservorio y se obtuvo un volumen acumulado incremental de 69 MMbbls de producción de petróleo hasta el 2050.
- Los desafíos futuros del campo para la masificación de inyección de agua, radica en posibles eventos de:

taponamiento de la formación, inyección de agua fuera de la zona objetivo, perfiles no uniformes debido a la estratificación, heterogeneidad, daños o fracturas no deseadas en la arenisca. Además, de la inversión requerida para la repotenciación de las facilidades de producción.

6. ABREVIATURAS Y ACRÓNIMOS

| | |
|------------------|---------------------------------------|
| POES | Petróleo original en sitio |
| BAPD | Barriles de agua por día |
| BPPD | Barriles de petróleo por día |
| BFPD | Barriles de fluido por día |
| BPD | Barriles de producción por día |
| MMbbls | Millones de barriles |
| mD | <i>Milidarcy</i> |
| ppm | Partículas por millón |
| MBAL | <i>Material Balance</i> |
| GOR | <i>Gas oil ratio</i> |
| API | <i>Association Petroleum Industry</i> |
| meq | Miliequivalente |
| l | Litros |
| UI | Arenisca “ <i>U Inferior</i> ” |
| TI | Arenisca “ <i>T Inferior</i> ” |
| BT | Arena “ <i>Basal Tena</i> ” |
| HI | Formación “ <i>Hollín Inferior</i> ” |
| Na | Sodio |
| Ca | Calcio |
| Mg | Magnesio |
| Fe | Hierro |
| Cl | Cloro |
| HCO ₄ | Ácido carboxílico |
| SO ₄ | Sulfato |
| PVT | Presión, volumen y temperatura |
| B _o | Factor volumétrico del petróleo |
| B _g | Factor volumétrico del gas |
| Rs | Relación gas disuelto en petróleo |
| μ _o | Viscosidad del petróleo |
| scf | <i>Estandar cubic feet</i> |
| F | <i>Fahrenheit</i> |
| lpc | Libras por pulgada cuadrada |
| HPS | <i>Horizontal pump system</i> |

7. REFERENCIAS

- Ahmed, T. (2010). *Reservoir Engineering Handbook, Fourth Edition*. Burlington: Gulf Professional Publishing.
- Aldana, G., Chourio, A., & Zambrano, O. (2015). Hydro geochemical data on oil field water statistic validation. PPI-201502ZU4659. *Revista Técnica de la Facultad de Ingeniería Universidad del Zulia*, 297.

- Azis, K., & Settari, A. (2002). *Petroleum Reservoir Simulation First Edition*. Canada: National L.
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2014). *La Cuenca Oriente Geología y Petróleo*. Quito: Instituto Frances del Petróleo.
- Buckley, S. E., & Leverett, M. C. (1941). Mechanism Of Fluid Displacement in Sands. New York : AIME.
- Coba, G. (2021, Agosto 28). Petroecuador adjudica contrato que incrementará producción del campo Sacha. *Primicias*.
- Escobar, J. A. (2018). Rompiendo viejos paradigmas para Rejuvenecer un Campo Maduro con mas de 50 años de antigüedad . *PGE Petróleos & Gas*.
- Escobar-Segovia, K., Erazo-Bone, R., Chuchuca Aguilar, F., Murillo, Y., & Solórzano, Y. (2019). Análisis multivariable para la selección de las mejores zonas productivas de la formación Santo Tomás, sección 68, campo Gustavo Galindo Velasco. *Revista Fuentes: El reventón energético*, 17(1), 47-54.
- Ferrer, J. C. (2017). El seguimiento a proyectos de inyección de agua. *P&G Petróleo & Gas*.
- Halliburton. (2013). *Modelamiento Estático y Dinámico de los Reservorios Hollín, U, T y Basal Tena, del campo Sacha. Capítulo 6. Análisis de Reservorios*. Rio Napo.
- Mateo, J. P., & García, S. (2014). El sector petrolero en Ecuador. *Revista Problemas del Desarrollo*.
- Padilla, W. (2021). *Informe de Reservas Activo Sacha*. Quito: EP PETROECUADOR.
- Torres, M. E., Frydman, M., Goddyn, X., Medina, R., Baker, A., & Bravo, O. (2010). Geomechanics Aspects of the Oriente Basin, Ecuador, South America. SPE-138914. (p. 19). Lima: SPE Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference.