



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

**“Análisis de reservas recuperadas en la arenisca Napo “U” de  
los campos Coca- Payamino, Bloque-07 con el sistema de  
recuperación secundaria por medio de inyección de agua”**

**AUTOR**

**Jorge Arturo Cruz Sanchez**

**TRABAJO DE TITULACIÓN**

Previo a la obtención del grado académico en

**MAGISTER EN PETRÓLEO**

**TUTOR**

Ing. Jorge Paúl Ordóñez Andrade, MSc.

**Santa Elena, Ecuador**

**Año 2022**



**UPSE**

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

**TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN**

---

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

MARJORIE  
ALEXANDRA  
CORONEL SUAREZ

Firmado digitalmente  
por MARJORIE  
ALEXANDRA CORONEL  
SUAREZ

---

**Ing. Marjorie Coronel Suarez, Mgti.  
COORDINADORA DEL  
PROGRAMA**



Firmado electrónicamente por:  
SADI ARMANDO  
ITURRALDE  
KURE

---

**Ing. Sadi Iturralde Kure, MSc.  
DOCENTE ESPECIALISTA**

---

**Ing. Jorge Ordóñez Andrade, MSc.  
TUTOR**

---

**Abg. Victor Coronel Ortiz, Mgti.  
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 fue realizado en su totalidad por **Jorge Arturo Cruz Sánchez**, como requerimiento para la obtención del título de Magister en Petróleo

**TUTOR**



Firmado electrónicamente por:

**JORGE PAUL  
ORDONEZ  
ANDRADE**

---

**Ing. Jorge Paúl Ordóñez Andrade MSc.**

**08 días del mes de abril de año 2022**



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

**DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD**

**Yo, Jorge Arturo Cruz Sánchez**

**DECLARO QUE:**

El trabajo de Titulación, “Análisis de reservas recuperadas en la arenisca Napo “U” de los campos Coca-Payamino, Bloque-07 con el sistema de recuperación secundaria por medio de inyección de agua” previo a la obtención del título en Magister en Petróleo, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

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

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

**EL AUTOR**

---

**Jorge Arturo Cruz Sánchez**



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

**Certificación de Antiplagio**

Certifico que después de revisar el documento final del trabajo de titulación denominado “Análisis de reservas recuperadas en la arenisca napo “U” de los campos Coca-Payamino, Bloque-07 con el sistema de recuperación secundaria por medio de inyección de agua”, presentado por el estudiante, Jorge Arturo Cruz Sánchez fue enviado al Sistema Antiplagio URKUND, presentando un porcentaje de similitud correspondiente al 5 %, por lo que se aprueba el trabajo para que continúe con el proceso de titulación.

| Document Information |                                   |
|----------------------|-----------------------------------|
| Analyzed document    | Urkund_JC.docx (D128483720)       |
| Submitted            | 2022-02-21T16:29:00.0000000       |
| Submitted by         |                                   |
| Submitter email      | karenparraga615@gmail.com         |
| Similarity           | 5%                                |
| Analysis address     | jordonez.upse@analysis.orkund.com |

**TUTOR**



Firmado electrónicamente por:  
**JORGE PAUL  
ORDONEZ  
ANDRADE**

---

**Ing. Jorge Paul Ordóñez Andrade MSc.**



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

**AUTORIZACIÓN**

**Yo, Jorge Arturo Cruz Sánchez**

Autorizo a la Universidad Estatal Península de Santa Elena a la publicación en la biblioteca de la institución del Trabajo de Titulación, “Análisis de reservas recuperadas en la arenisca Napo “U” de los campos Coca- Payamino, Bloque-07 con el sistema de recuperación secundaria por medio de inyección de agua” cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

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

**EL AUTOR**

---

**Jorge Arturo Cruz Sánchez**

## **AGRADECIMIENTO**

A Dios: por la vida prestada y las oportunidades otorgadas.

A mi Familia: mi esposa, mis hijas, mis padres y hermana, por la comprensión y el apoyo constante durante esta etapa de desarrollo profesional.

A Petroamazonas (Hoy Petroecuador) por el apoyo otorgado durante toda la maestría y por velar por el crecimiento profesional de sus colaboradores.

***Jorge Cruz Sánchez.***

## **DEDICATORIA**

A mi familia que son el sostén y la motivación diaria  
de mi crecimiento personal, profesional y espiritual

*Jorge Cruz Sánchez*



# ÍNDICE GENERAL

|   |      |
|---|------|
| Contenido   |      |
| Certificación.....  | III  |
| Declaración de responsabilidad .....                      | IV   |
| Certificación de antiplagio.....                          | V    |
| Autorización.....   | VI   |
| Agradecimiento.....                                       | VII  |
| Dedicatoria.....  | VIII |
| Índice general.....                                       | IX   |
| Índice de tablas .....                                    | XI   |
| Índice de figuras.....                                    | XII  |
| Abstract.....   | XV   |
| Introducción .....  | 2    |
| Desarrollo.....   | 3    |
| 1. Geología regional.....                                 | 3    |
| 2. Estructura geológica .....                             | 5    |
| 3. Roca reservorio del campo Coca Payamino .....          | 7    |
| 4. Historial de producción del reservorio Napo “U”. ..... | 7    |
| 5. Presiones del reservorio Napo “U” .....                | 8    |
| 6. Inyección de agua .....                                | 9    |
| 7. Pozo inyector Payamino-04 .....                        | 10   |
| 7.1 Historial de producción .....                         | 10   |
| 7.2 Petrofísica.....                                      | 10   |
| 7.3 Modelo de inyección .....                             | 11   |

|      |  |    |
|------|--|----|
| 7.4  | Capas impermeables entre la formación receptora con estratos de agua dulce | 13 |
| 7.5  | Registro de caudales de inyección .....                                    | 13 |
| 7.6  | Registro de presiones de inyección.....                                    | 14 |
| 7.7  | Pozos influenciados.....   | 14 |
| 7.8  | Proyección de producción de recuperación secundaria. ....                  | 19 |
| 7.9  | Reservas recuperables y factor de recobro.....                             | 23 |
| 7.10 | Cálculo de reservas por declinación.....                                   | 23 |
| 8.   | Pozo inyector Payamino-26.....   | 25 |
| 8.1  | Historial de producción .....  | 25 |
| 8.2  | Petrofísica.....   | 25 |
| 8.3  | Modelo de inyección .....  | 25 |
| 8.4  | Capas impermeables entre la formación receptora con estratos de agua dulce | 27 |
| 8.5  | Registro de caudales de inyección .....                                    | 27 |
| 8.6  | Registro de presiones de inyección.....                                    | 28 |
| 8.7  | Pozos influenciados.....   | 28 |
| 8.8  | Proyección de producción de recuperación secundaria .....                  | 32 |
| 8.7  | Reservas recuperables y factor de recobro.....                             | 34 |
| 8.8  | Cálculo de reservas por declinación.....                                   | 34 |
| 8.9  | Cálculo de reservas por método volumétrico.....                            | 35 |
|      | Conclusiones.....  | 37 |
|      | Recomendaciones .....  | 38 |
|      | Referencias.....   | 39 |

## ÍNDICE DE TABLAS

|  |    |
|--|----|
| Tabla 1. Acumulado de producción por arena, pozo Payamino-04.....                    | 10 |
| Tabla 2. Parámetros Petrofísicos de la roca receptora de agua, pozo Payamino-04..... | 10 |
| Tabla 3. Pozos Coca-Payamino afectados por inyección del Payamino 04, Napo “U” .     | 14 |
| Tabla 4. Reservas remanentes estimadas por declinación Coca Payamino, arena U .....  | 24 |
| Tabla 5. Acumulado de producción por arena, pozo Payamino-26.....                    | 25 |
| Tabla 6. Parámetros petrofísicos de la roca receptora de agua, pozo Payamino-26..... | 25 |
| Tabla 7. Pozos Coca-Payamino afectados por inyección del Payamino 26, Napo “U” .     | 28 |
| Tabla 8. Cálculo de reservas remanentes mediante método de declinación .....         | 35 |
| Tabla 9. Cálculo de reservas remanentes mediante método volumétrico.....             | 36 |

## ÍNDICE DE FIGURAS

|  |    |
|--|----|
| Figura 1. Columna estratigráfica generalizada del campo Coca-Payamino .....          | 4  |
| Figura 2. Mapa estructural arenisca Napo “U” Principal .....                         | 6  |
| Figura 3. Historial de producción del campo Coca Payamino, arenisca Napo “U” .....   | 8  |
| Figura 4. Historial de presiones del campo Coca Payamino, arenisca Napo “U” .....    | 9  |
| Figura 5. Arreglo de inyección del pozo Payamino-04, arenisca Napo “U” .....         | 11 |
| Figura 6. Mapa isópaco arenisca Napo “U”, campo Coca Payamino.....                   | 12 |
| Figura 7. Registro de caudales de inyección pozo Payamino-04, arenisca Napo “U” ..   | 13 |
| Figura 8. Registro de presiones de inyección pozo Payamino-04, arenisca Napo “U” ..  | 14 |
| Figura 10. Historial de producción del pozo Payamino-14, arenisca Napo “U” .....     | 15 |
| Figura 11. Historial de producción del pozo Coca-46, arenisca Napo “U” .....         | 15 |
| Figura 12. Historial de producción del pozo Coca-49, arenisca Napo “U” .....         | 16 |
| Figura 13. Historial de producción del pozo Payamino-25, arenisca Napo “U” .....     | 16 |
| Figura 14. Historial de producción del pozo Coca-41, arenisca Napo “U” .....         | 17 |
| Figura 15. Historial de producción del pozo Payamino-02, arenisca Napo “U” .....     | 17 |
| Figura 16. Historial de producción del pozo Coca-23, arenisca Napo “U” .....         | 18 |
| Figura 17. Historial de producción del pozo Coca-27, arenisca Napo “U” .....         | 18 |
| Figura 18. Historial de producción del pozo Coca-48, arenisca Napo “U” .....         | 18 |
| Figura 19. Perfil de producción pozo Payamino 14 con efecto de inyección de agua ... | 19 |
| Figura 20. Perfil de producción pozo Payamino 02 con efecto de inyección de agua ... | 20 |
| Figura 21. Perfil de producción pozo Coca 41 con efecto de inyección de agua .....   | 20 |
| Figura 22. Perfil de producción pozo Coca 46 con efecto de inyección de agua .....   | 21 |
| Figura 23. Perfil de producción pozo Coca 49 con efecto de inyección de agua .....   | 21 |

|  |    |
|--|----|
| Figura 24. Perfil de producción pozo Payamino 29 con efecto de inyección de agua ... | 22 |
| Figura 25. Perfil de producción pozo Payamino 25 con efecto de inyección de agua ... | 22 |
| Figura 26. Volúmenes a producir caso recuperación primaria vs secundaria. ....       | 23 |
| Figura 27. Reservas por declinación arenisca U campo Coca – Payamino (Julio 2020)    | 24 |
| Figura 28. Arreglo de inyección del pozo Payamino-26, arenisca Napo “U” .....        | 26 |
| Figura 29. Registro de caudales de inyección pozo Payamino-26, arenisca Napo “U” .   | 27 |
| Figura 30. Registro de presiones de inyección pozo Payamino-04, arenisca Napo “U”    | 28 |
| Figura 31. Historial de producción del pozo Payamino-2, arenisca Napo “U” .....      | 29 |
| Figura 32. Historial de producción del pozo Payamino-29, arenisca Napo “U” .....     | 29 |
| Figura 33. Historial de producción del pozo Payamino-30, arenisca Napo “U” .....     | 30 |
| Figura 34. Historial de producción del pozo Payamino-27, arenisca Napo “U” .....     | 30 |
| Figura 35. Historial de producción del pozo Payamino-19, arenisca Napo “U” .....     | 31 |
| Figura 36. Historial de producción del pozo Payamino-18, arenisca Napo “U” .....     | 31 |
| Figura 37. Perfil de producción pozo Payamino 18 con efecto de inyección de agua ... | 32 |
| Figura 38. Perfil de producción pozo Payamino 27 con efecto de inyección de agua ... | 32 |
| Figura 39. Perfil de producción pozo Payamino 30 con efecto de inyección de agua ... | 33 |
| Figura 40. Volúmenes a producir caso recuperación primaria vs secundaria. ....       | 34 |
| Figura 41. Reservas por declinación arenisca U campo Coca – Payamino (Julio 2020)    | 35 |

## RESUMEN

Coca-Payamino es un campo maduro ubicado en el Bloque 7 de la cuenca Oriente del Ecuador. El objetivo general analiza el actual proyecto de recuperación secundaria mediante inyección de agua en la arenisca Napo “U” con la finalidad de incrementar el factor de recobro en el campo Coca-Payamino. Para lograr este objetivo, hemos elaborado historiales de producción, registros de presión de la arenisca Napo “U”, se estimaron las reservas recuperables y el factor de recobro de la implementación del proyecto de recuperación secundaria del campo Coca-Payamino. Para lograr los objetivos se utilizó el Software OFM, se utilizaron las propiedades de las rocas y fluidos a través de registros petrofísicos, eléctricos y PVT de los pozos. Este trabajo busca medir la efectividad del proyecto de recuperación secundaria y continuar con el desarrollo correspondiente, complementándolo con nuevas tecnologías o replicando a reservorios similares.

**Palabras claves:** Petróleo, recuperación secundaria, inyección de agua

## ABSTRACT

Coca-Payamino is a mature field located in Block 7 of the eastern basin of Ecuador. The general objective analyzes the current secondary recovery project through water injection in the Napo "U" sandstone has been implemented in order to increase the recovery factor in the Coca-Payamino field. To achieve this objective, we have prepared production histories, pressure records of the Napo "U" sandstone, estimated the recoverable reserves and recovery factor of the implementation of the secondary recovery project of the Coca-Payamino field. To achieve the objectives, the OFM Software was used, the properties of the rocks and fluids were obtained through electric petrophysical logs and PVT of the wells. This work seeks to measure the effectiveness of the secondary recovery project and continue with the corresponding development, complementing it with new technologies or replicating it to similar reservoirs.

**Keywords:** Oil, secondary recovery, water injection

## INTRODUCCIÓN

El Campo Coca – Payamino, está ubicado en la República del Ecuador, Provincia de Orellana, Cantón Loreto, en la parroquia San José de Payamino al Sur del Bloque 48 (Punino) y al Norte del Bloque 21 (Yuralpa), a 15 km al sur de la ciudad del Coca, en el centro-occidente de la Cuenca Oriente y está conformado por las estructuras Coca y Payamino. (Sierra, y otros, 2015)

El campo Coca-Payamino en el Bloque 07, ha estado en etapa de explotación desde el año 1993, año desde el cual la mayoría de pozos produjeron del reservorio Napo “U”. Esta arenisca cuenta con dos tipos originales de mecanismos de producción, por liberación de gas en solución y por expansión de fluidos y de la roca, lo cual consecuentemente ha generado la depletación propia del reservorio. (Escobar, 2012)

La depletación de la energía del reservorio afecta directamente a la recuperación de las reservas remanentes en subsuelo, imposibilitando que el campo Coca-Payamino sea explotado de forma óptima en la arenisca Napo “U”. Por el continuo decremento de la presión del reservorio Napo “U” debido al mecanismo de empuje, este reservorio requirió de un sistema mantenimiento de presión por medio de inyección de agua con el propósito de recuperar las reservas remanentes de petróleo. (Escobar, 2012)

EL objetivo del trabajo analiza el actual proyecto de recuperación secundaria mediante inyección de agua en la arenisca Napo “U” con la finalidad de incrementar el factor de recobro en el campo Coca-Payamino. Para lograr este objetivo se elaboraron los históricos de producción, se generaron registros de presión de la arenisca Napo “U” y se estimaron las reservas recuperables y el factor de recobro. (Paris de Ferrer, 2007).

Este trabajo busca estimar la efectividad del proyecto de recuperación secundaria en Coca Payamino B7 y continuar con el desarrollo correspondiente complementándolo con nuevas tecnologías o implementándolo en otros reservorios de similares características.



# DESARROLLO

## 1. Geología Regional

El Bloque 7 está localizado en la parte centro-occidental de la Cuenca Oriente del Ecuador, cerca de la transición entre la planicie selvática de la amazonía y la zona subandina con presencia de fallas y levantamientos tectónicos. (Sierra, y otros, 2015)

El Campo Coca-Payamino, se encuentra en el Sistema Subandino, dentro del cual se generó una sutil elevación que dio origen a la acumulación de este campo. Dicha deformación está muy relacionada a la reactivación de fallas pre-Cretácicas, las cuales fracturan o desplazan las unidades T y Formación Hollín mientras que las unidades más jóvenes son deformadas. (Sierra, y otros, 2015)

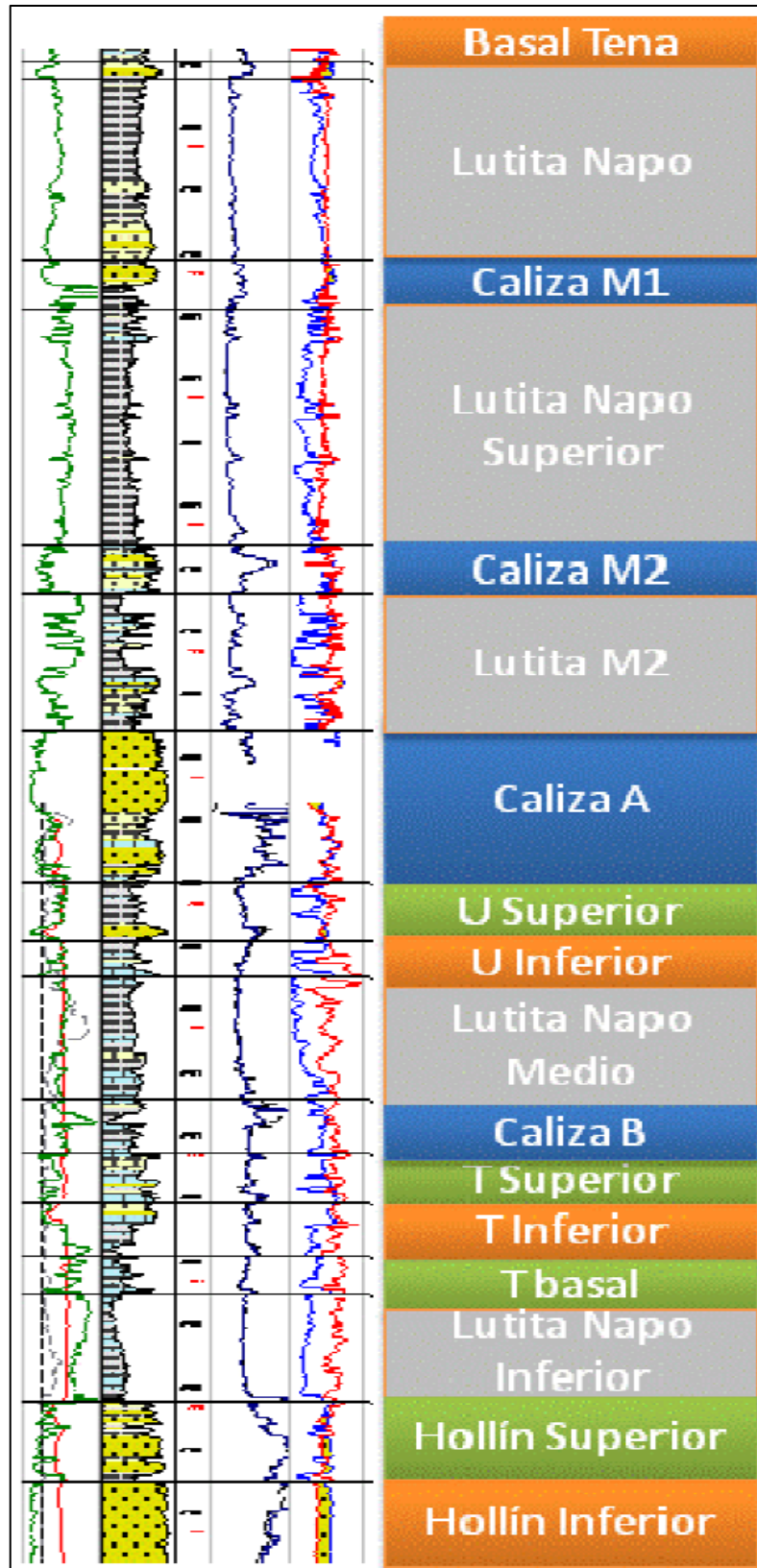
Los principales reservorios Hidrocarburíferos en el Campo Coca-Payamino, se localizan dentro de las formaciones Napo y Hollín; y estos son:

Principales: Hollín Superior.

Secundarios: Basal Tena, Napo U y Hollín Principal.

En la formación Napo U se identifican límites secuenciales los cuales tienen relación directa con los depósitos arenosos de los reservorios. Los límites están caracterizados por un cambio brusco en las lecturas del rayo gama a valores bajos, además litológicamente están asociados a depósitos arenosos con buenas características petrofísicas de una roca reservorio. (Sierra, y otros, 2015)

Figura 1. Columna estratigráfica generalizada del campo Coca-Payamino



Fuente: EP Petroecuador, 2021

## 2. Estructura Geológica

En el Campo Coca-Payamino, se dispone de sísmica 3D; como resultado de la interpretación del cubo sísmico 240 km<sup>2</sup> aproximadamente, dentro del cual se dispone de los horizontes base Caliza A, tope Caliza B y M-1 con los cuales se obtuvieron la interpretación de Napo "U" Principal y los mapas estructurales en profundidad. (Sierra, y otros, 2015)

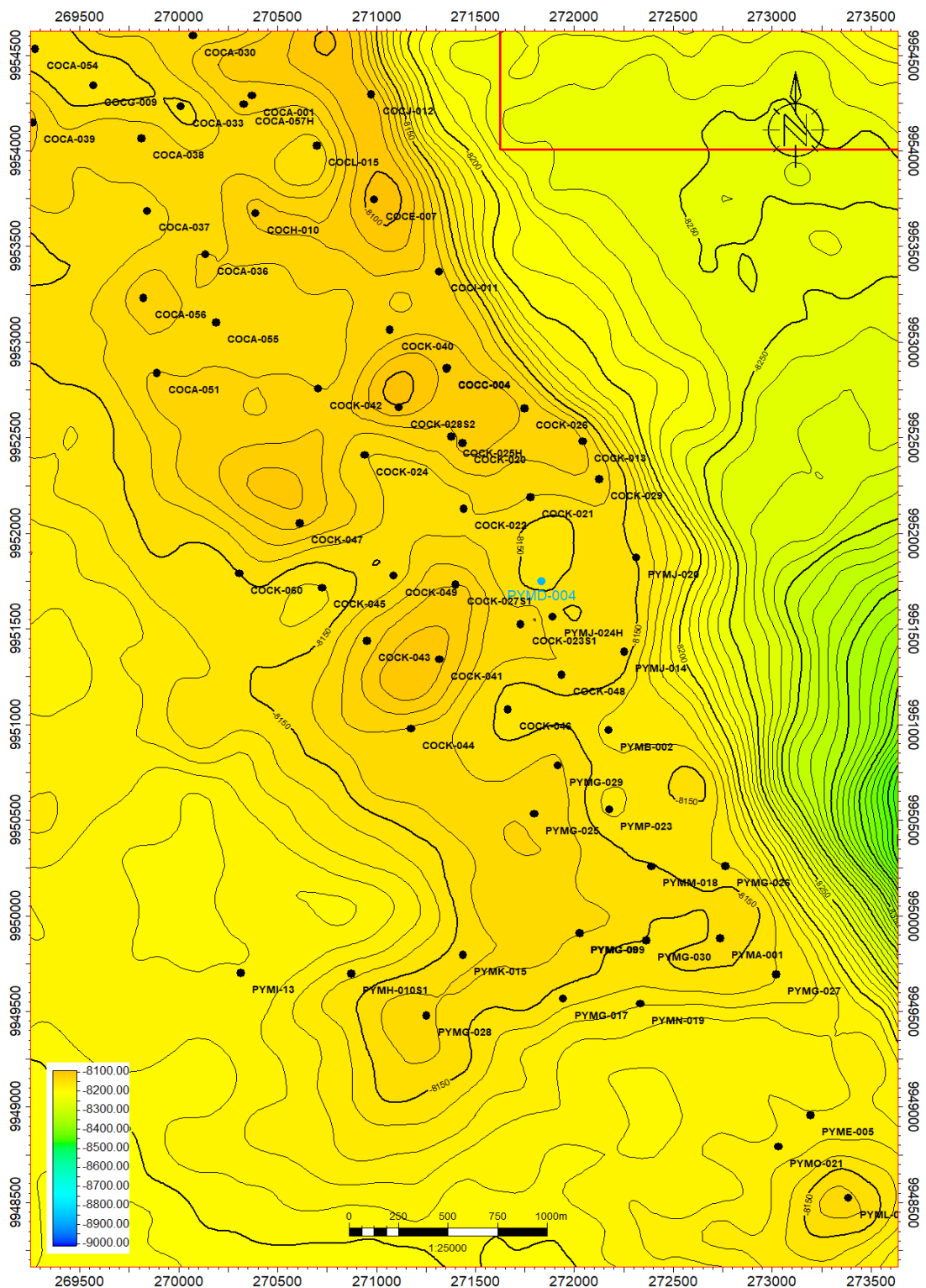
El mapa estructural de Napo U Principal indica que la estructura es un anticlinal asimétrico dispuesto en dirección Noroeste-Sureste, con longitud aproximada de 12 km, un ancho de 5 km, un ancho de 5 km y espesor total variable. Debido a que el contacto Agua-Petróleo de esta estructura muestra valores semejantes tanto en Coca como en Payamino en cada uno de los pozos perforados. (Sierra, y otros, 2015)

Los perfiles de los pozos del campo no solo han mostrado que la estructura carece de contacto agua petróleo, sino que la arena posee regulares a buenas propiedades petrofísicas evidenciadas en lecturas de rayos gamma que fluctúan entre 20 a 140 GAPI y resistividad entre 30 y 100 Ohm-m. (Sierra, y otros, 2015)

En algunos pozos del campo Payamino, la Arenisca U Principal tiene un mejor desarrollo mostrando registro de rayos gamma GAPI de arenisca más limpia y resistividades entre 100 y 300 ohm-m. (Sierra, y otros, 2015)

El cierre estructural del campo Coca -Payamino tiene una elongación preferencial Norte-Sur en donde el límite al Noreste de la estructura está cortado por una falla en sentido Noroeste-Sureste. (Sierra, y otros, 2015)

**Figura 2. Mapa estructural arenisca Napo “U” Principal**



Fuente: EP Petroecuador, 2021

### **3. Roca reservorio del campo Coca Payamino**

Las principales rocas productoras involucran las facies reservorio del Cretácico Superior correspondientes a las Areniscas U, Hollín y Basal Tena.

Estas unidades se han depositado en ambientes marino-marginal en su mayoría, siendo las barras y canales de marea las facies predominantes en un contexto transgresivo. Napo U Principal está conformado por una zona de canales y posiblemente barras con influencia de mareas ubicada en el centro del campo, con dirección SE-NW las cuales poseen buena calidad de reservorio. (Sierra, y otros, 2015).

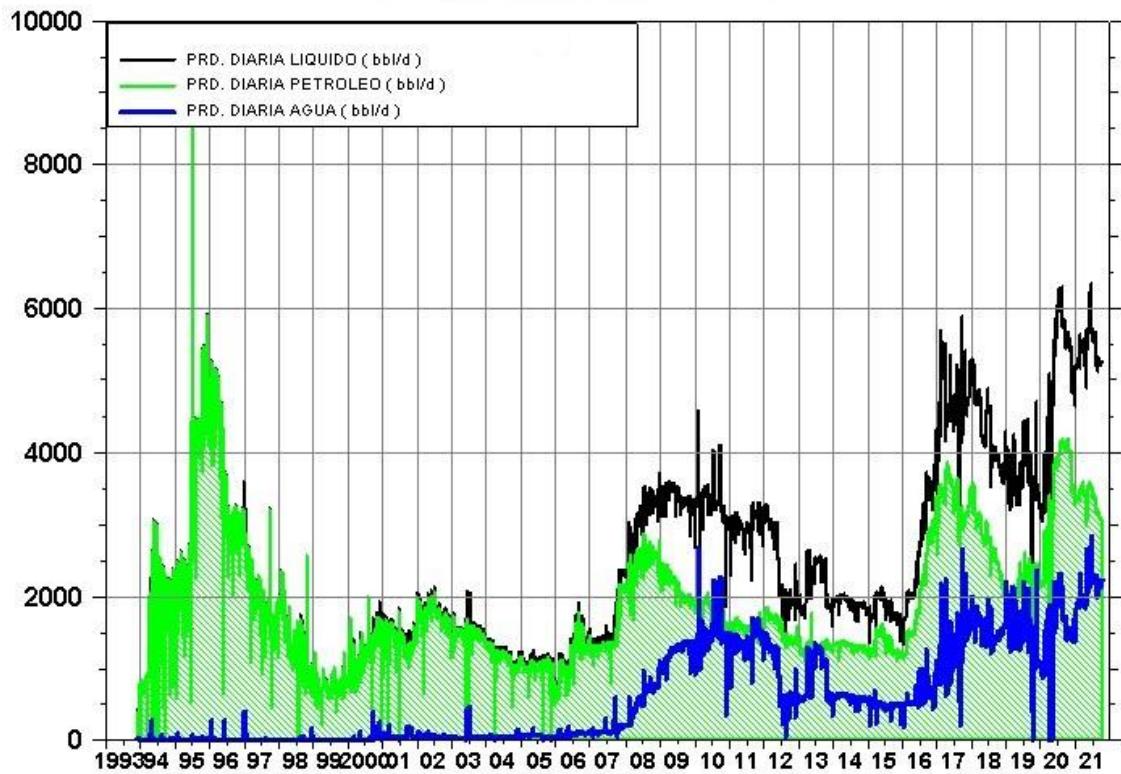
Napo U Superior corresponde a ambientes de plataforma externa o shoreface. En la parte norte del campo se depositó una pequeña zona de barras de shoreface y hacia el sur del mismo también se desarrollaron zonas restringidas de barras de shoreface. El resto del campo está cubierto de arenas glauconíticas con baja porosidad y permeabilidad. La dirección del depósito posiblemente es E-W. (Sierra, y otros, 2015).

En cuanto a las porosidades, en promedio la Arenisca U Principal presenta porosidades del orden del 8 - 23%, para la arenisca Napo “U” Superior se encuentra en el orden del 8 - 21 %. (Sierra, y otros, 2015).

### **4. Historial de producción del reservorio Napo “U”.**

El campo Coca-Payamino en el Bloque 07 ha estado en etapa de explotación desde el año 1993, la mayoría de pozos produjeron del reservorio Napo “U”. Por el continuo decremento de la presión del reservorio Napo U, en el año 2016 se implementó el proyecto de recuperación secundaria por medio de la inyección de agua de formación en el campo Coca Payamino con el objetivo de explotar las reservas remanentes. En la Figura 3 por medio del OFM se muestra la historia de producción de fluidos del campo y el comportamiento de la producción de agua en el reservorio Napo “U” desde el año 1993 al año 2021. (S.A, 2008)

**Figura 3. Historial de producción del campo Coca Payamino, arenisca Napo “U”**



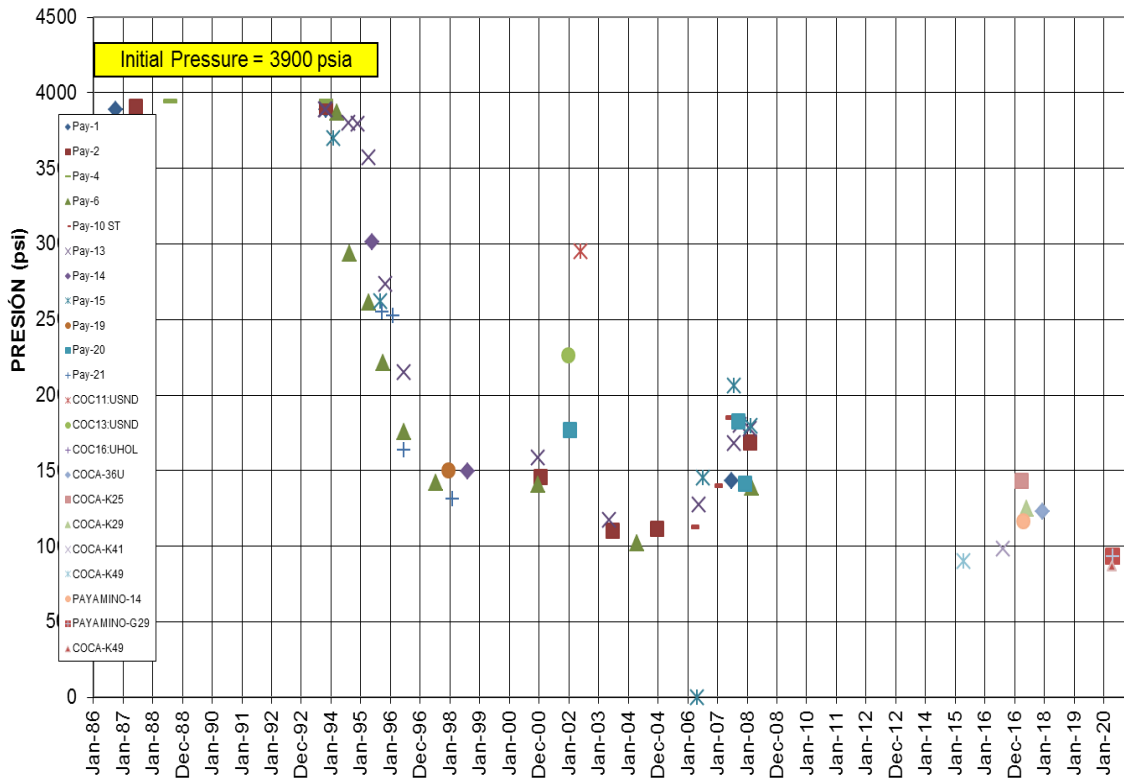
Fuente: EP Petroecuador, 2021

## 5. Presiones del reservorio Napo “U”

Las diferentes propiedades petrofísicas y de fluidos que caracterizan al reservorio Napo “U” determinan un diferente comportamiento en el agotamiento de la presión en el campo Payamino.

De acuerdo a la Figura 4, la arenisca Napo “U” yacimiento productor, ha tenido el siguiente comportamiento de la presión según la historia del campo Coca Payamino.

**Figura 4. Historial de presiones del campo Coca Payamino, arenisca Napo “U”**



**Fuente:** EP Petroecuador, 2021

A partir de la implementación del proyecto de inyección de agua se observa que la presión del reservorio Napo “U” se ha mantenido relativamente estable, lo que ha permitido optimizar la recuperación de reservas del campo Coca Payamino.

## 6. Inyección de Agua

El proyecto de recuperación secundaria en el campo Coca Payamino se ejecuta por medio de la inyección de agua de formación en los pozos Payamino-04 y Payamino-26.

Ambos pozos fueron productores sin embargo de acuerdo a sus condiciones en subsuelo como reservas explotadas, remanentes, características petrofísicas, facilidades de superficie, fueron reclasificados y utilizados para el proyecto de inyección de agua.

## 7. Pozo Inyector Payamino-04

### 7.1 Historial de producción

El pozo Payamino-04, objeto de este proyecto fue completado el 30 de Julio de 1988 siendo su objetivo principal la arenisca Hollín Superior, luego de lo cual también estuvieron en producción otras areniscas. El acumulado de producción por arena se detallada en la Tabla 1:

**Tabla 1. Acumulado de producción por arena, pozo Payamino-04**

| <b>Arena</b>     | <b>Acumulado Oíl<br/>(Barriles)</b> | <b>Acumulado Water<br/>(Barriles)</b> |
|------------------|-------------------------------------|---------------------------------------|
| Basal Tena       | 39,170                              | 379,490                               |
| Napo U           | 120,330                             | 5,570                                 |
| Hollín Superior  | 1'214,300                           | 58,290                                |
| Hollín Principal | 546,230                             | 1'892,040                             |

**Fuente:** Petroecuador, 2021 / Elaboración propia, 2021.

### 7.2 Petrofísica

La evaluación petrofísica del pozo Payamino-04 en la arenisca Napo “U”, se detalla en la Tabla 2.

**Tabla 2. Parámetros Petrofísicos de la roca receptora de agua, pozo Payamino-04**

| <b>Sumario Petrofísico U</b> |                             |                            |                      |               |               |                 |
|------------------------------|-----------------------------|----------------------------|----------------------|---------------|---------------|-----------------|
| <b>Reservorio</b>            | <b>Espesor total (Pies)</b> | <b>Espesor neto (Pies)</b> | <b>Porosidad (%)</b> | <b>Sw (%)</b> | <b>K (mD)</b> | <b>Vsh (fr)</b> |
| <b>Napo “U”</b>              | <b>38</b>                   | <b>21</b>                  | <b>18</b>            | <b>21</b>     | <b>690</b>    | <b>16</b>       |

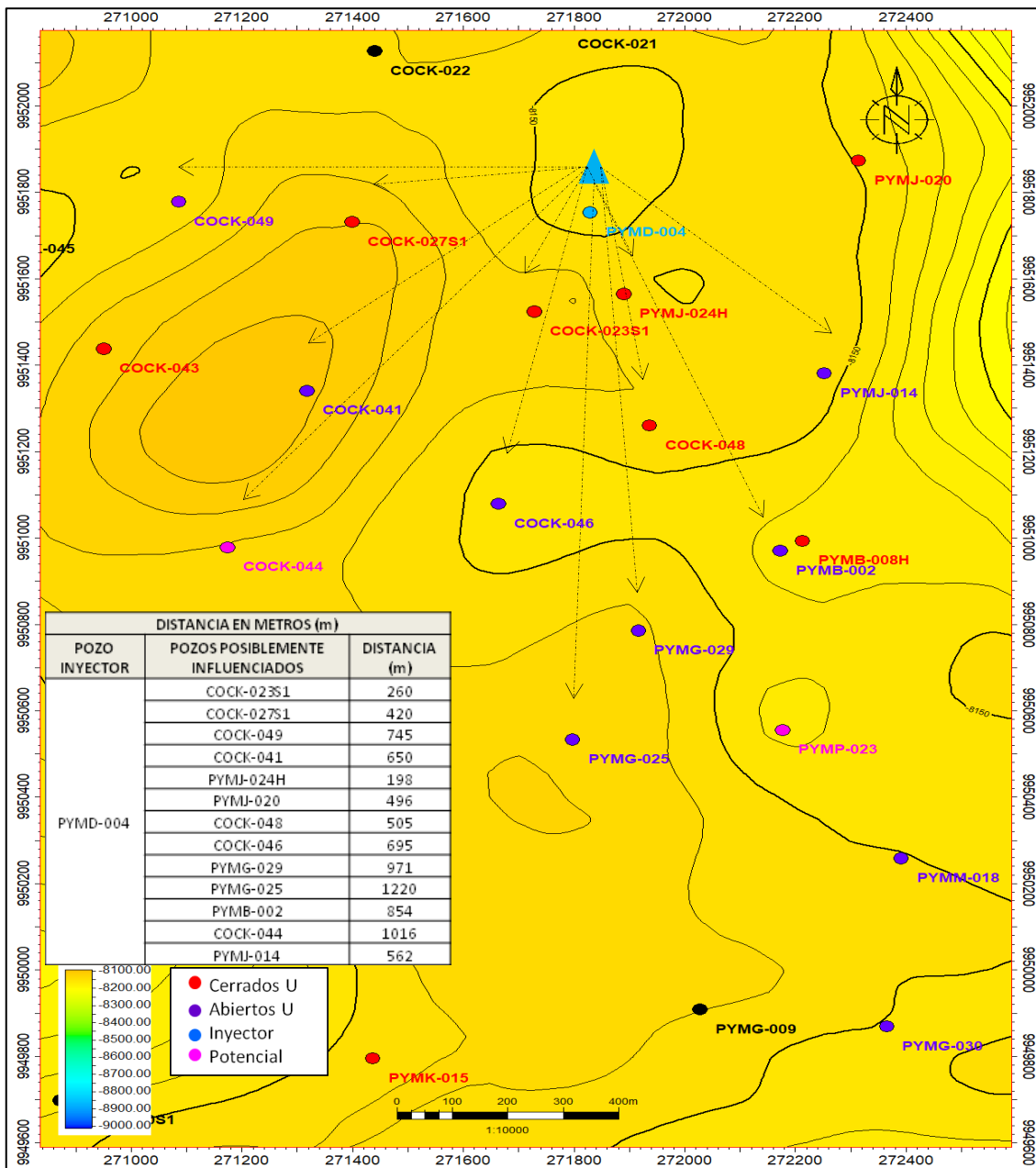
**Fuente:** Petroecuador, 2021



### 7.3 Modelo de inyección

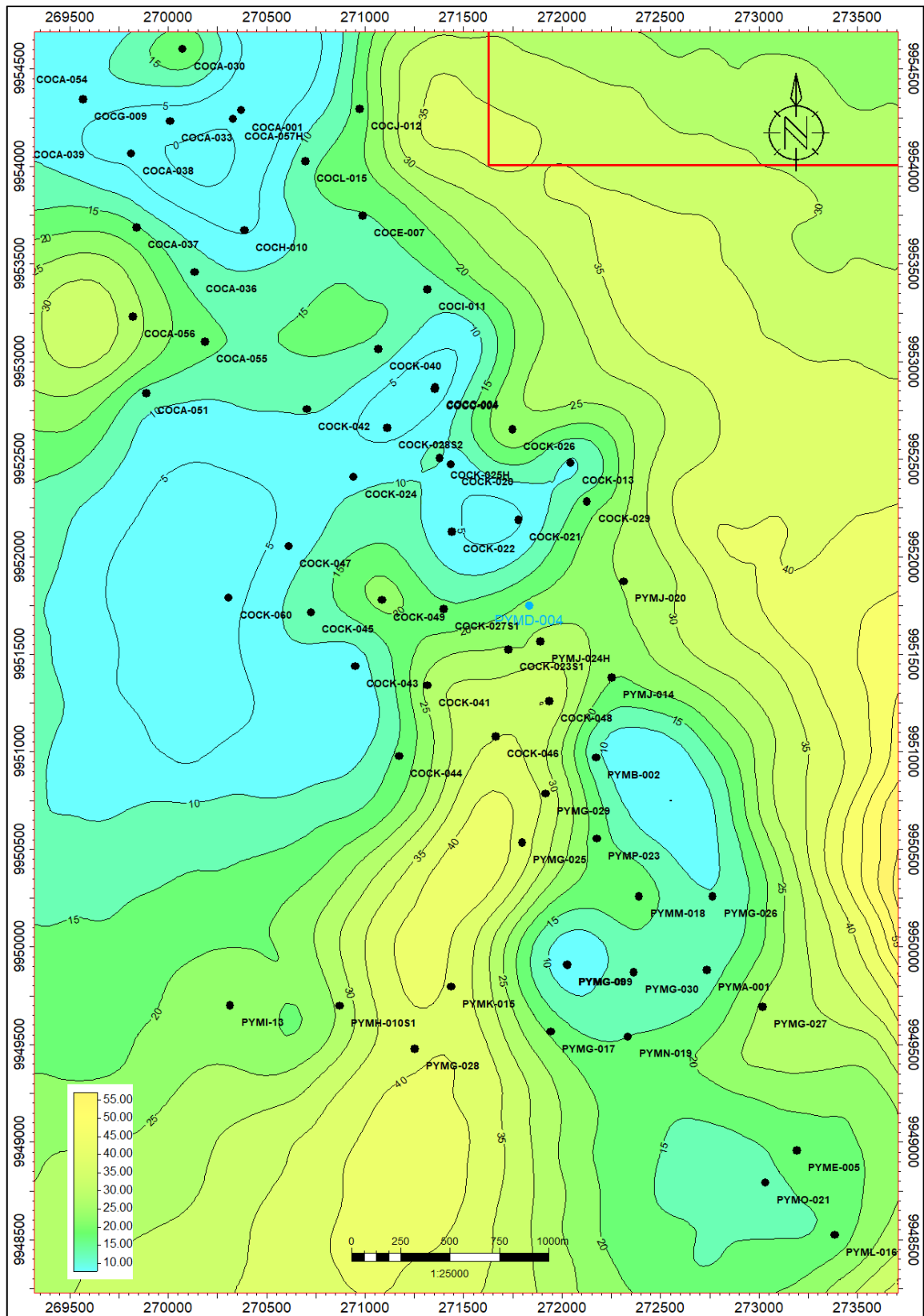
La inyección de agua en el pozo Payamino-04 a la arenisca Napo U ha mostrado una dirección preferencial de flujo hacia la zona Sur de la estructura. A continuación, se muestra el arreglo de inyección del pozo Payamino-04 y los pozos localizados dentro del área de influencia de acuerdo a lo detallado en la Figura 5.

**Figura 5. Arreglo de inyección del pozo Payamino-04, arenisca Napo “U”**



Fuente: Petroecuador, 2021

Figura 6. Mapa isópaco arenisca Napo "U", campo Coca Payamino



Fuente: Petroecuador, 2021

## 7.4 Capas impermeables entre la formación receptora con estratos de agua dulce

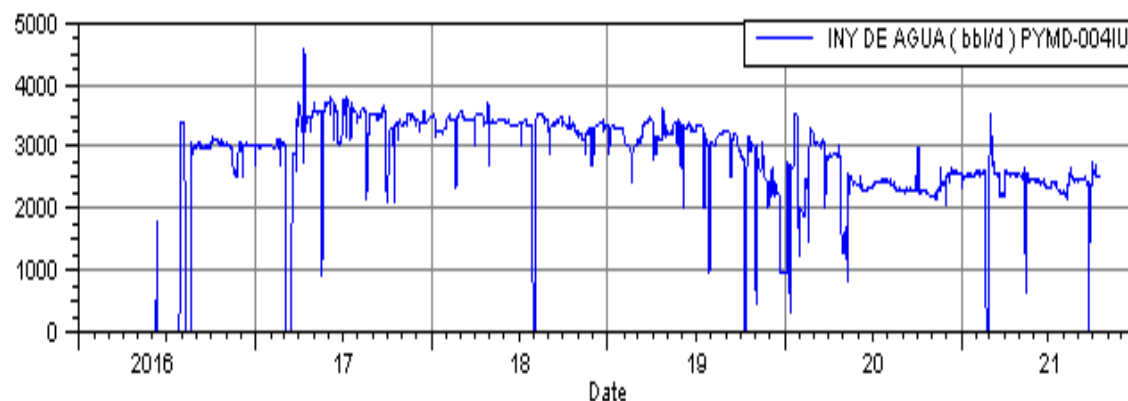
En la Cuenca Oriente, el nivel freático de los acuíferos utilizados para el consumo y la actividad del ser humano se encuentra entre los primeros 650 pies (200 m) de profundidad.

En el pozo Payamino-04 el agua se inyecta en el miembro arenisca U de la formación Napo, el cual se encuentra a alrededor de 2.7 km de profundidad. Del análisis geológico y de las características estratigráficas del pozo Payamino-04, se ha considerado que el reservorio U, presenta condiciones óptimas para ser receptor de fluidos. Esta unidad se encuentra separada de formaciones de agua dulce por estratos impermeables como son las lutitas superiores de la Napo, las arcillas de la Formación Tena, así como potentes capas impermeables dentro de las formaciones Terciarias depositadas sobre la Formación Tiyuyacu, esto hace imposible la conexión del agua de formación inyectada hacia los acuíferos superficiales; por lo que no constituye un peligro para las capas someras de agua dulce en el área. Dicha disposición permite conceptualizar al sistema desde el punto de vista hidrogeológico como un acuífero confinado profundo. (Sierra, y otros, 2015)

## 7.5 Registro de caudales de inyección

Los caudales de inyección del pozo Payamino-04 se registran en la base de datos de EP Petroecuador, el caudal de inyección actual es de 2500 BIs (Barriles) de agua en los intervalos 9010' – 9038' (28 pies). Como muestra el monitoreo realizado y detallado en la Figura 6.

**Figura 7. Registro de caudales de inyección pozo Payamino-04, arenisca Napo “U”**

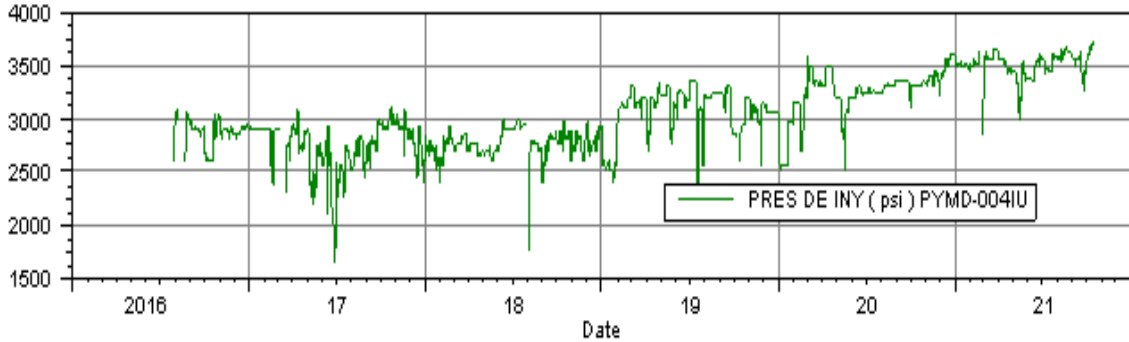


Fuente: Petroecuador, 2021

## 7.6 Registro de presiones de inyección.

La Figura 7 ilustra la tendencia de la presión de inyección del pozo Payamino-04, la cual se encuentra en el orden de 3500 psi aproximadamente necesarios para la inyección del caudal requerido.

**Figura 8. Registro de presiones de inyección pozo Payamino-04, arenisca Napo “U”**



Fuente: Petroecuador, 2021

## 7.7 Pozos influenciados

En el campo Coca-Payamino se han realizado trabajos para optimización de la producción y para obtener mayor ganancia aprovechando la recuperación secundaria por inyección de agua, se ejecutaron trabajos como fracturamiento hidráulico, limpieza de punzados, etc. (Paris de Ferrer, 2007).

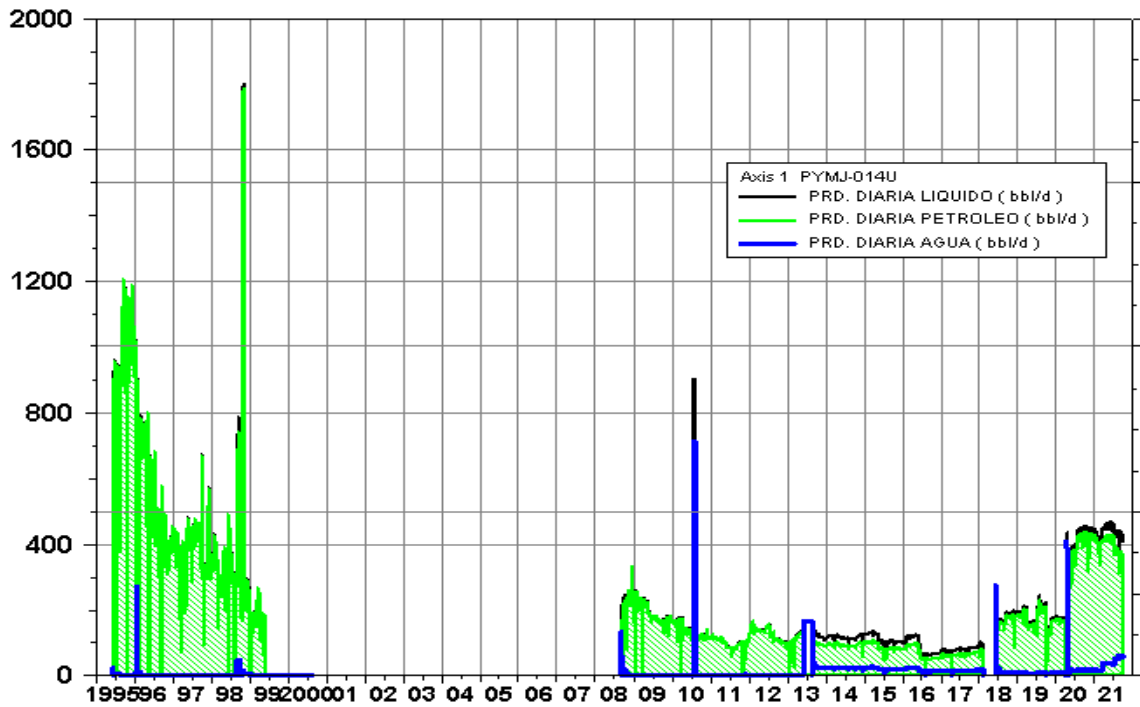
**Tabla 3. Pozos de Coca-Payamino afectados por inyección del Payamino 04, arena Napo U**

| POZO INYECTOR | POZOS POSIBLEMENTE INFLUENCIADOS | DISTANCIA (m) |
|---------------|----------------------------------|---------------|
| PYMD-004      | COCK-023S1                       | 260           |
|               | COCK-027S1                       | 420           |
|               | COCK-049                         | 745           |
|               | COCK-041                         | 650           |
|               | PYMJ-024H                        | 198           |
|               | PYMJ-020                         | 496           |
|               | COCK-048                         | 505           |
|               | COCK-046                         | 695           |
|               | PYMG-029                         | 971           |
|               | PYMG-025                         | 1220          |
|               | PYMB-002                         | 854           |
|               | COCK-044                         | 1016          |
| PYMJ-014      | 562                              |               |

Fuente: Petroecuador, 2021

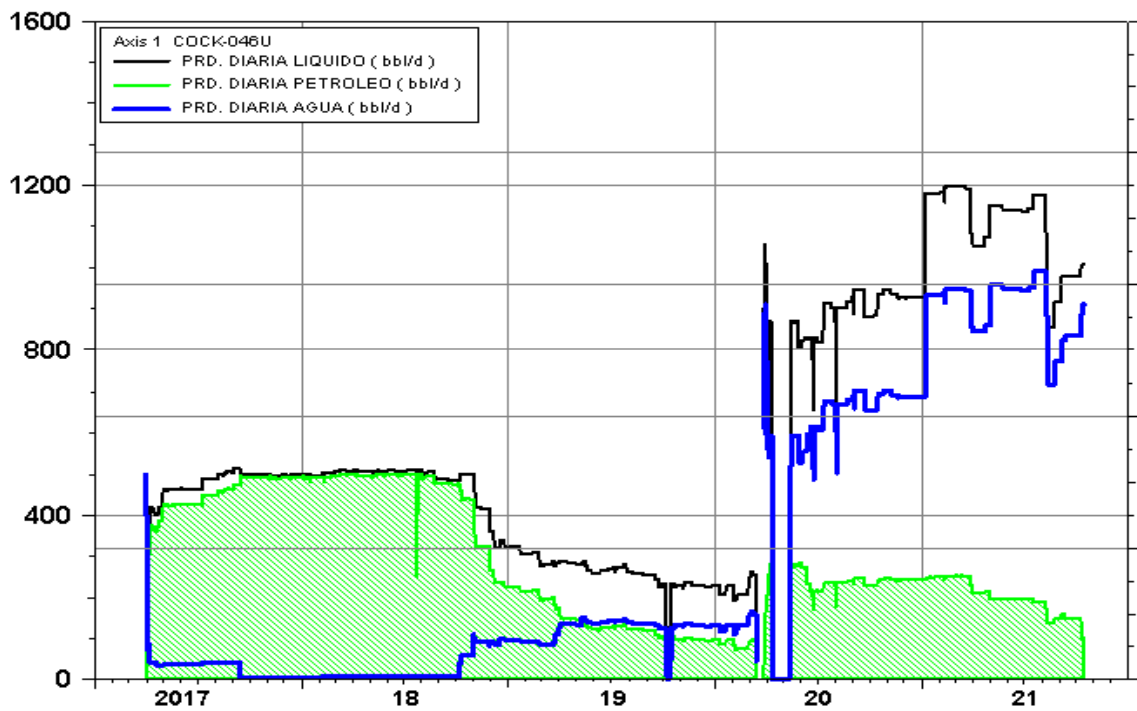
## Pozos fracturados

Figura 9. Historial de producción del pozo Payamino-14, arenisca Napo "U"



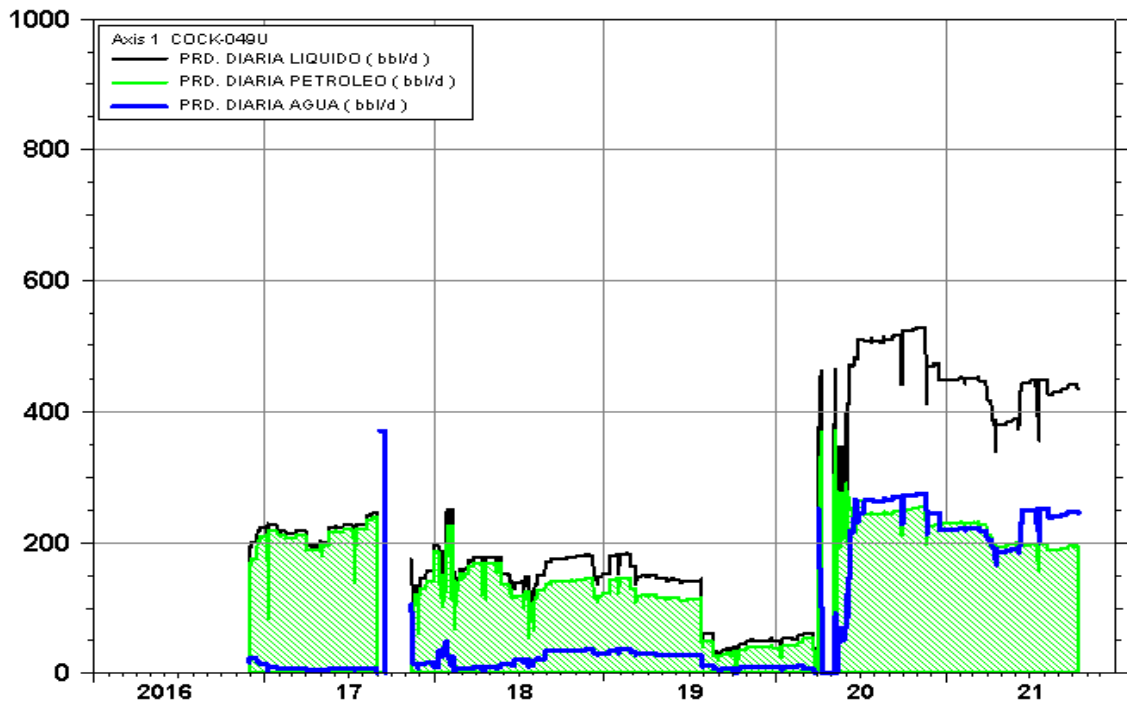
Fuente: Petroecuador, 2021

Figura 10. Historial de producción del pozo Coca-46, arenisca Napo "U"



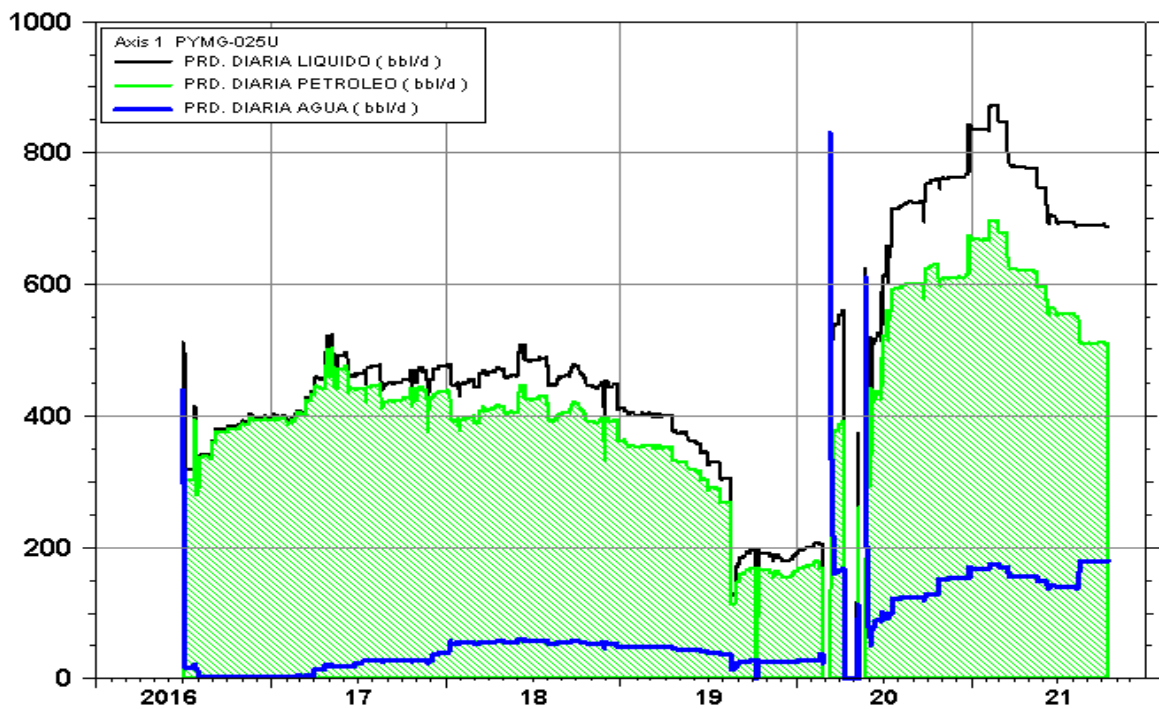
Fuente: Petroecuador, 2021

**Figura 11. Historial de producción del pozo Coca-49, arenisca Napo “U”**



Fuente: Petroecuador, 2021

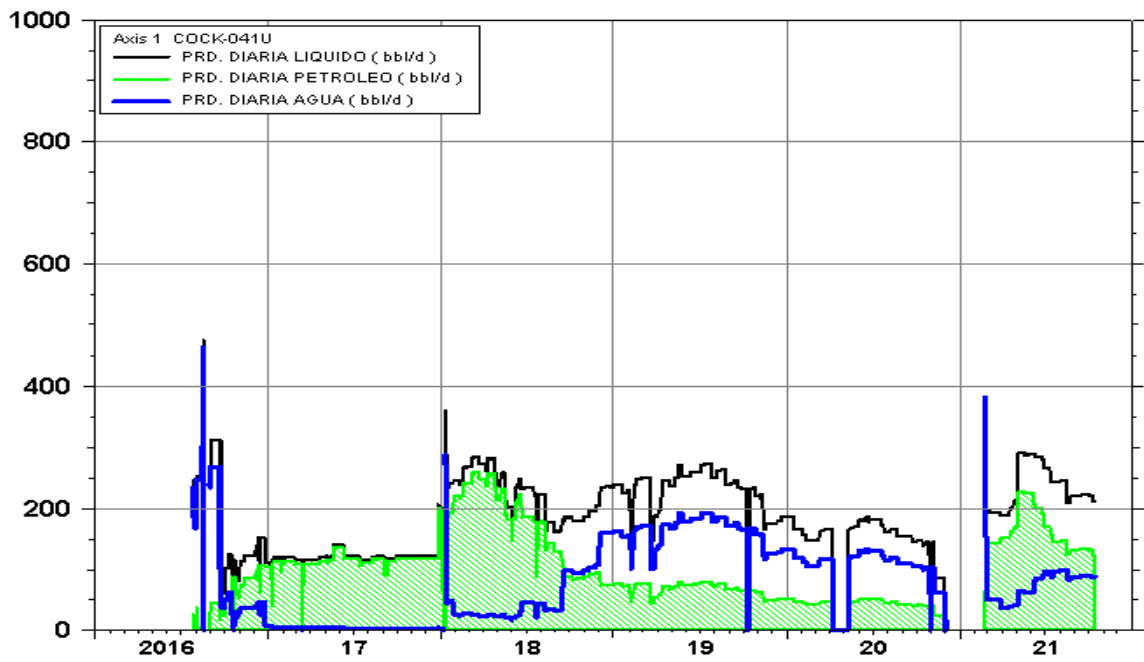
**Figura 12. Historial de producción del pozo Payamino-25, arenisca Napo “U”**



Fuente: Petroecuador, 2021

## Pozo Estimulados

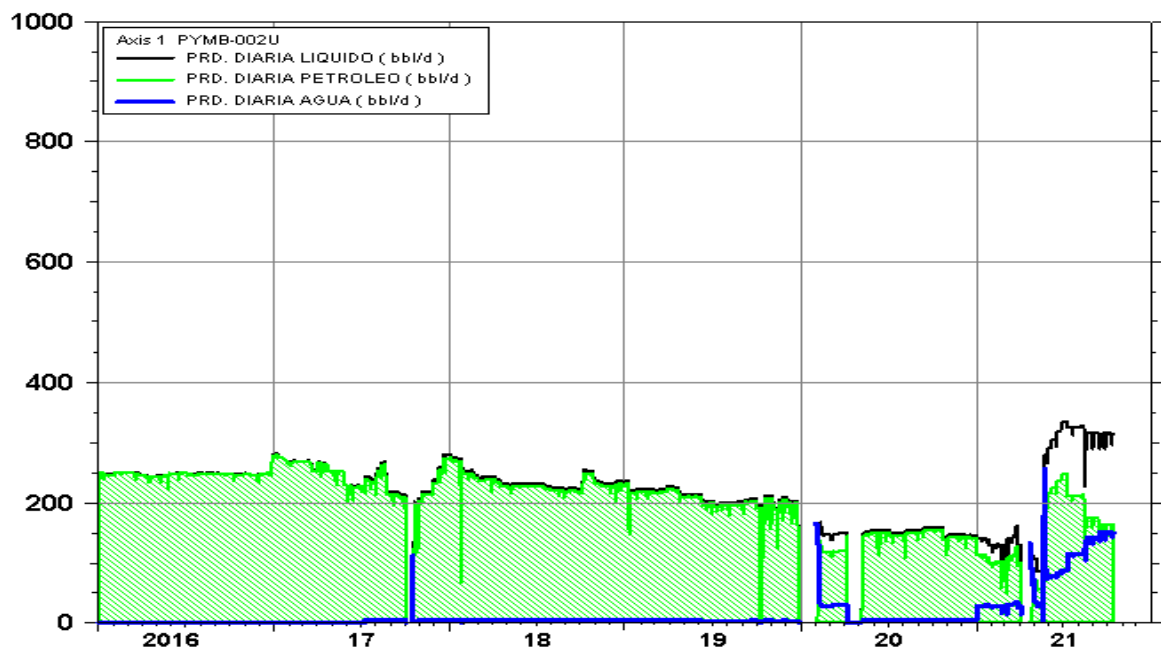
Figura 13. Historial de producción del pozo Coca-41, arenisca Napo "U"



Fuente: Petroecuador, 2021

## Pozos con Limpieza de Punzados

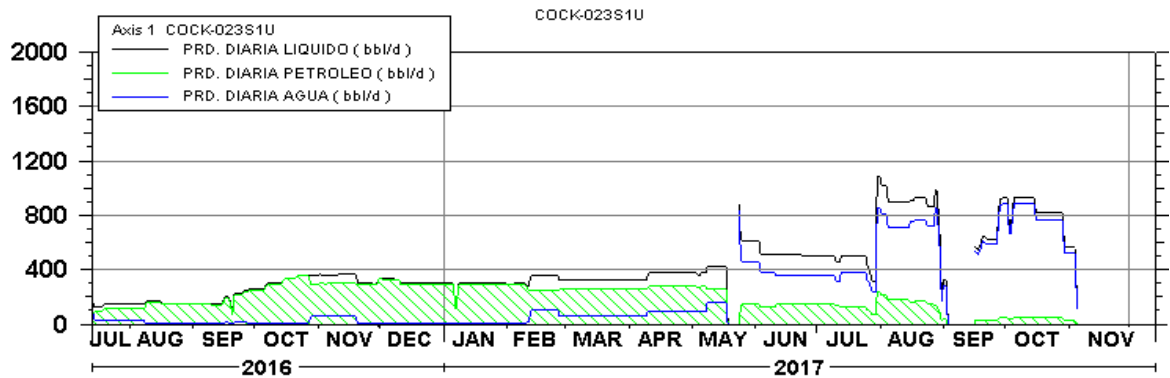
Figura 14. Historial de producción del pozo Payamino-02, arenisca Napo "U"



Fuente: Petroecuador, 2021

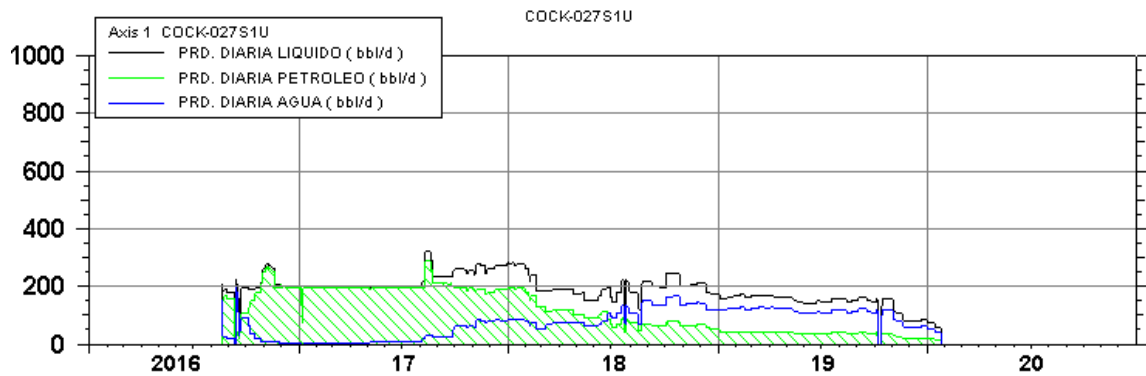
## Pozos Apagados

**Figura 15. Historial de producción del pozo Coca-23, arenisca Napo "U"**



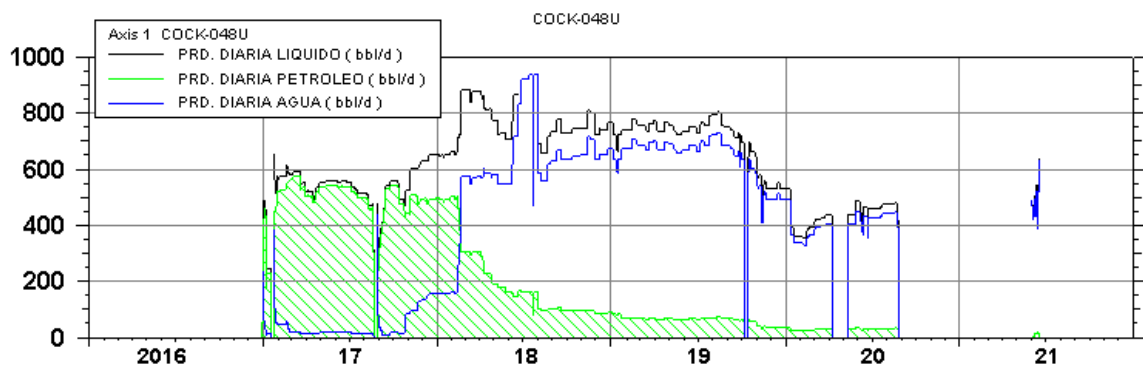
Fuente: Petroecuador, 2021

**Figura 16. Historial de producción del pozo Coca-27, arenisca Napo "U"**



Fuente: Petroecuador, 2021

**Figura 17. Historial de producción del pozo Coca-48, arenisca Napo "U"**



Fuente: Petroecuador, 2021

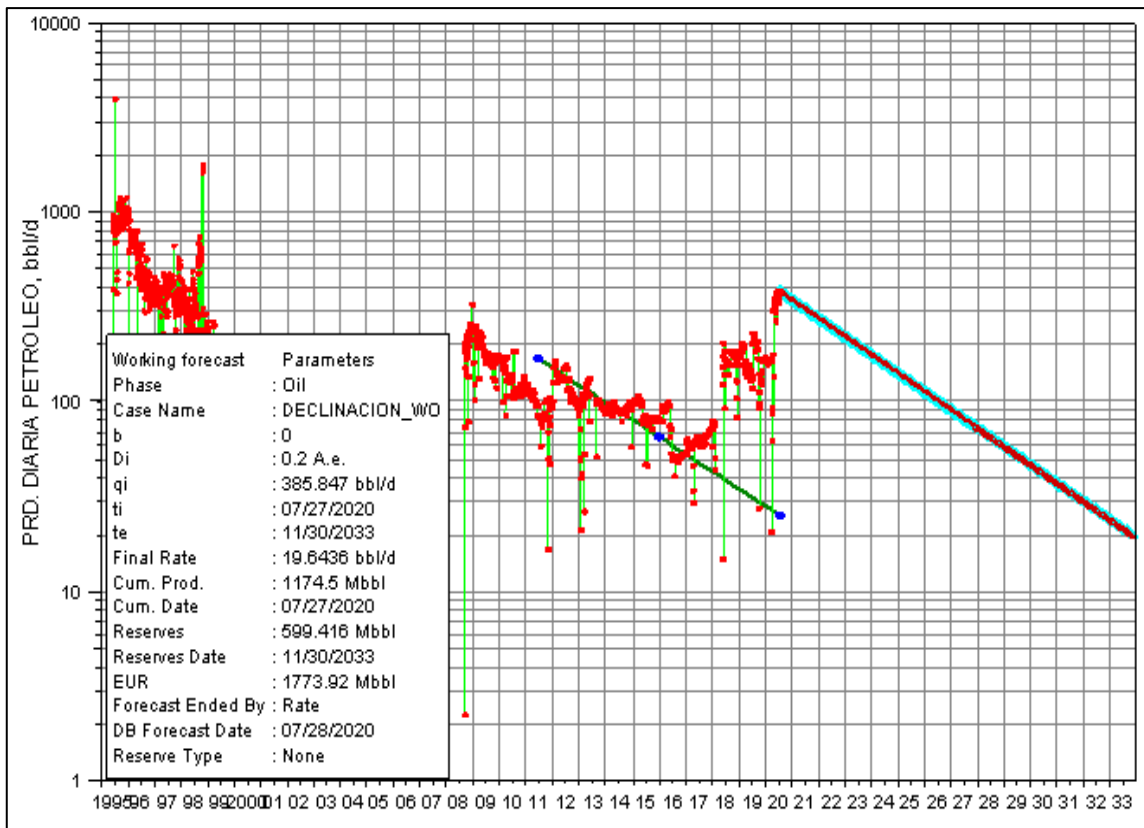


## 7.8 Proyección de producción de recuperación secundaria.

Con la inyección de agua a través del pozo Payamino-04, se observó el incremento en la producción de fluidos en algunos pozos del campo Coca Payamino al igual que la recuperación y mantenimiento de la presión del reservorio Napo “U” respectivamente.

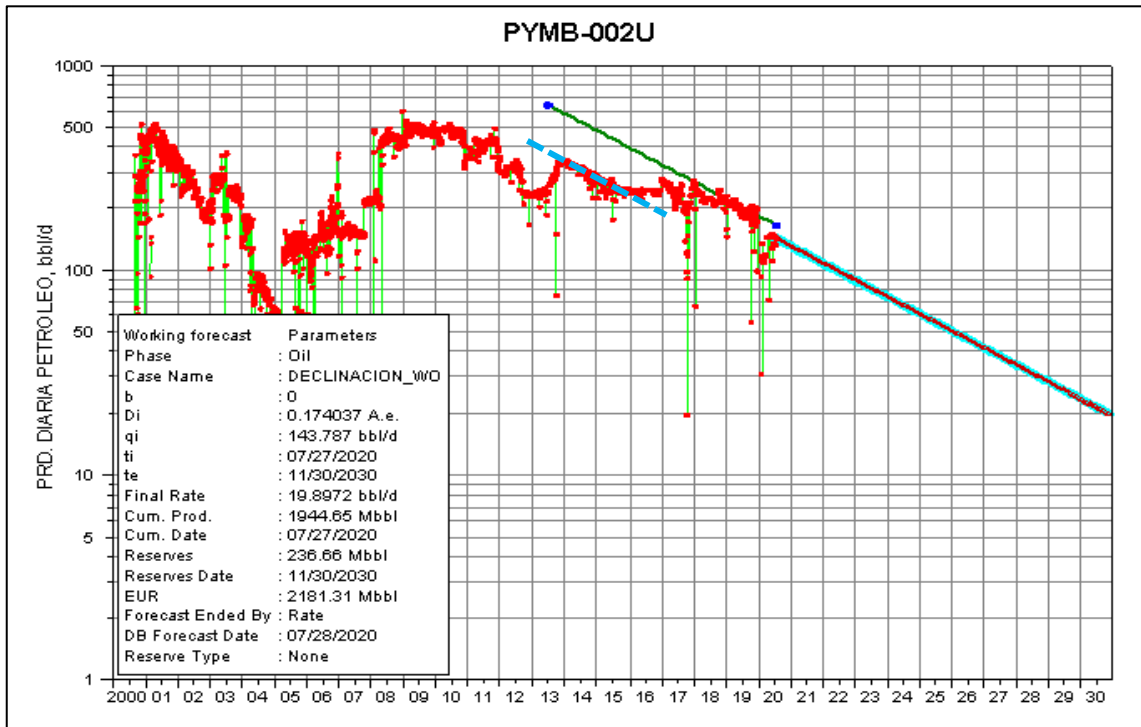
Los pozos de producción influenciados por el pozo inyector Payamino-04 incrementaron su productividad 6 u 8 meses después de iniciada la inyección, resultados asociados a la óptima permeabilidad de la arena y del mantenimiento de la presión del reservorio.

**Figura 18. Perfil de producción pozo Payamino 14 con efecto de inyección de agua**



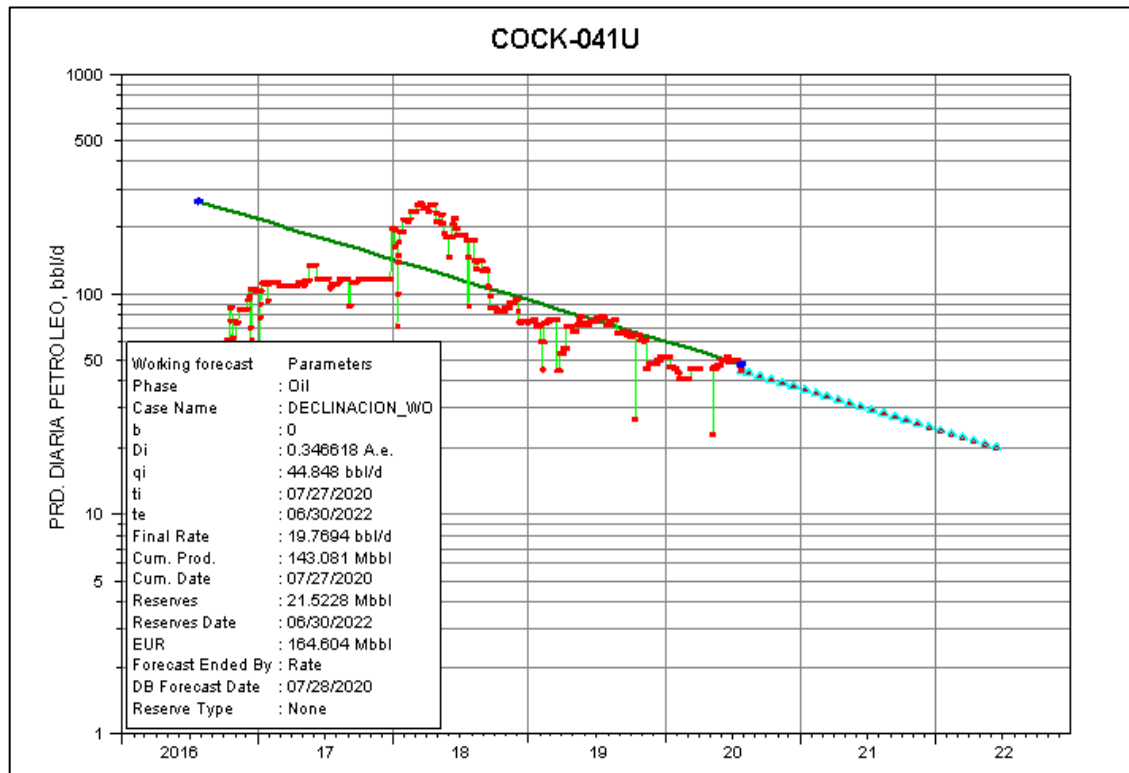
Fuente: Petroecuador, 2021

**Figura 19. Perfil de producción pozo Payamino 02 con efecto de inyección de agua**



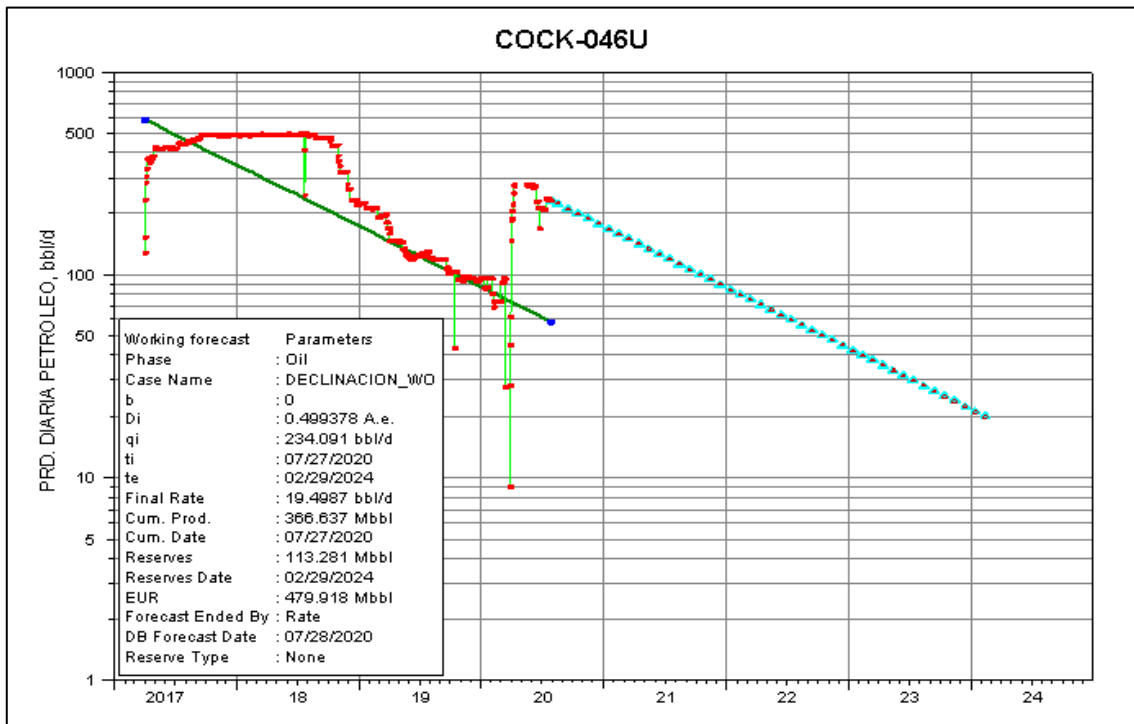
Fuente: Petroecuador, 2021

**Figura 20. Perfil de producción pozo Coca 41 con efecto de inyección de agua**



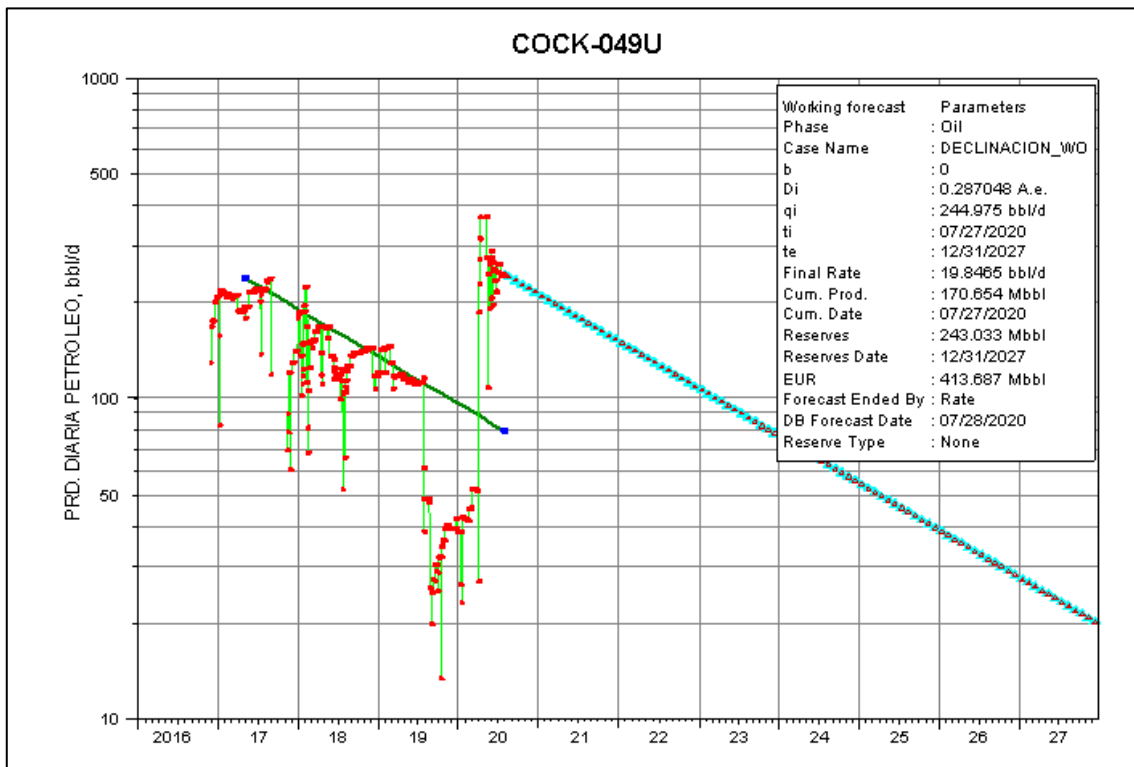
Fuente: Petroecuador, 2021

**Figura 21. Perfil de producción pozo Coca 46 con efecto de inyección de agua**



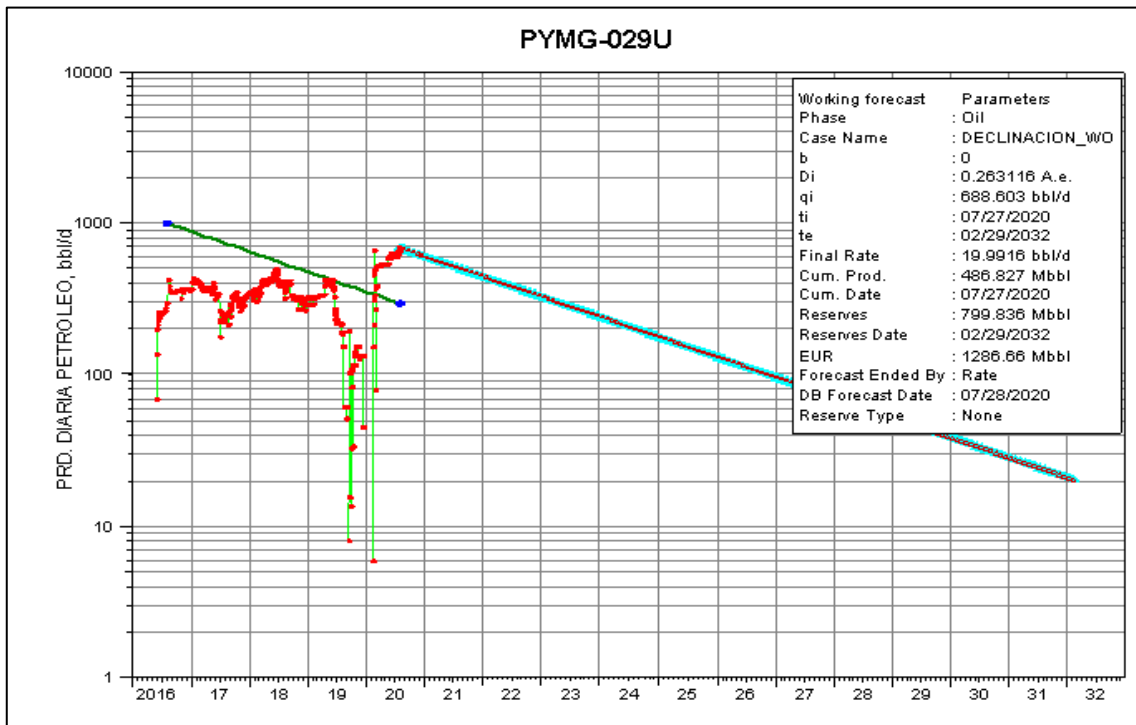
Fuente: Petroecuador, 2021

**Figura 22. Perfil de producción pozo Coca 49 con efecto de inyección de agua**



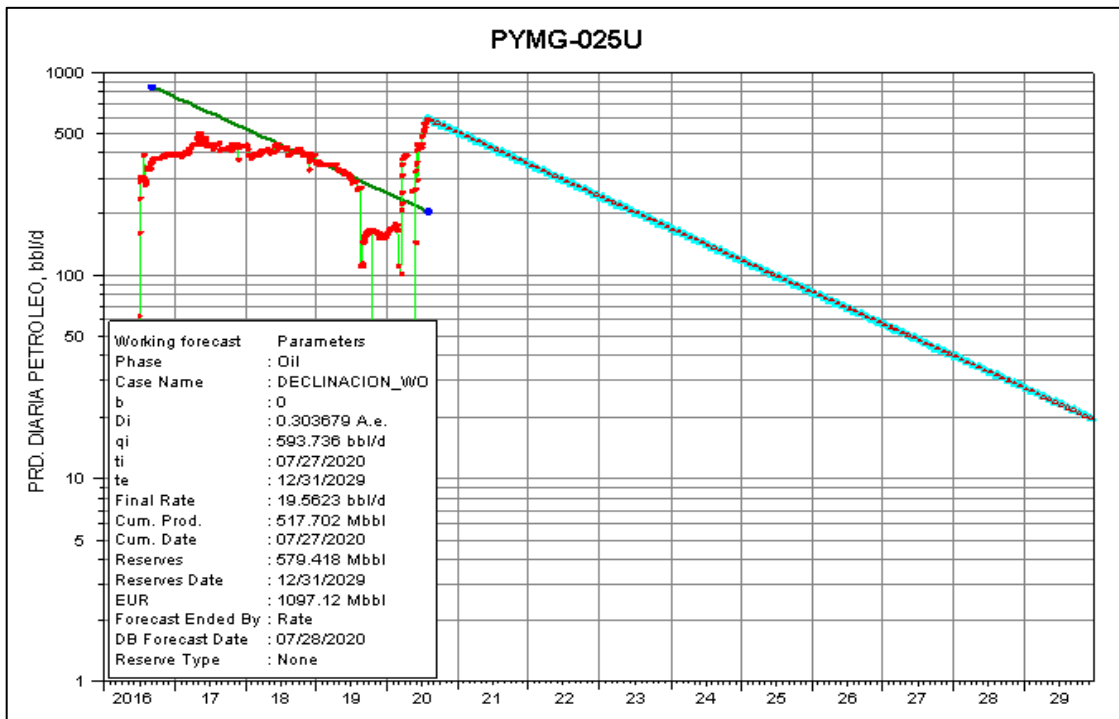
Fuente: Petroecuador, 2021

**Figura 23. Perfil de producción pozo Payamino 29 con efecto de inyección de agua**



Fuente: Petroecuador, 2021

**Figura 24. Perfil de producción pozo Payamino 25 con efecto de inyección de agua**

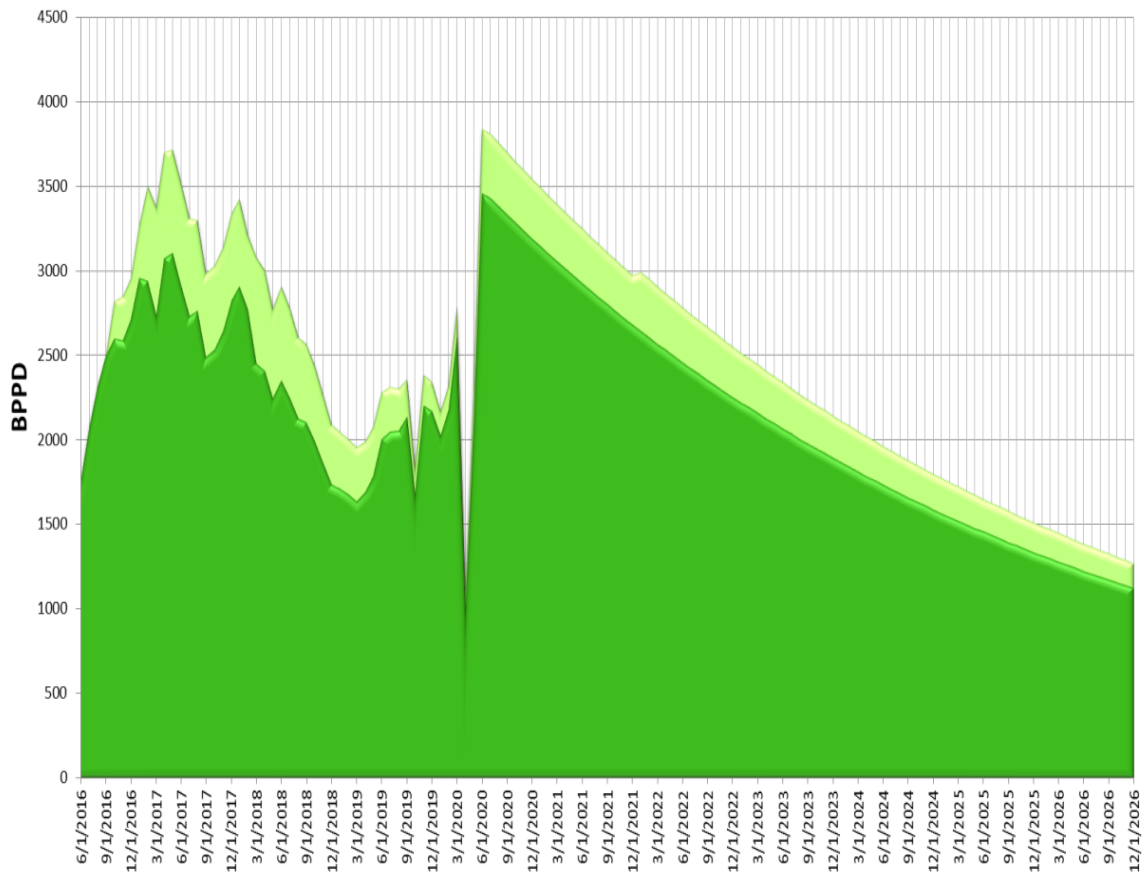


Fuente: Petroecuador, 2021

## 7.9 Reservas recuperables y factor de recobro

Con la inyección de agua del pozo Payamino-04, se estima incrementar el volumen de petróleo y recuperar 1.16 MM BIs hasta el año 2026.

**Figura 25. Volúmenes a producir caso recuperación primaria vs secundaria.**

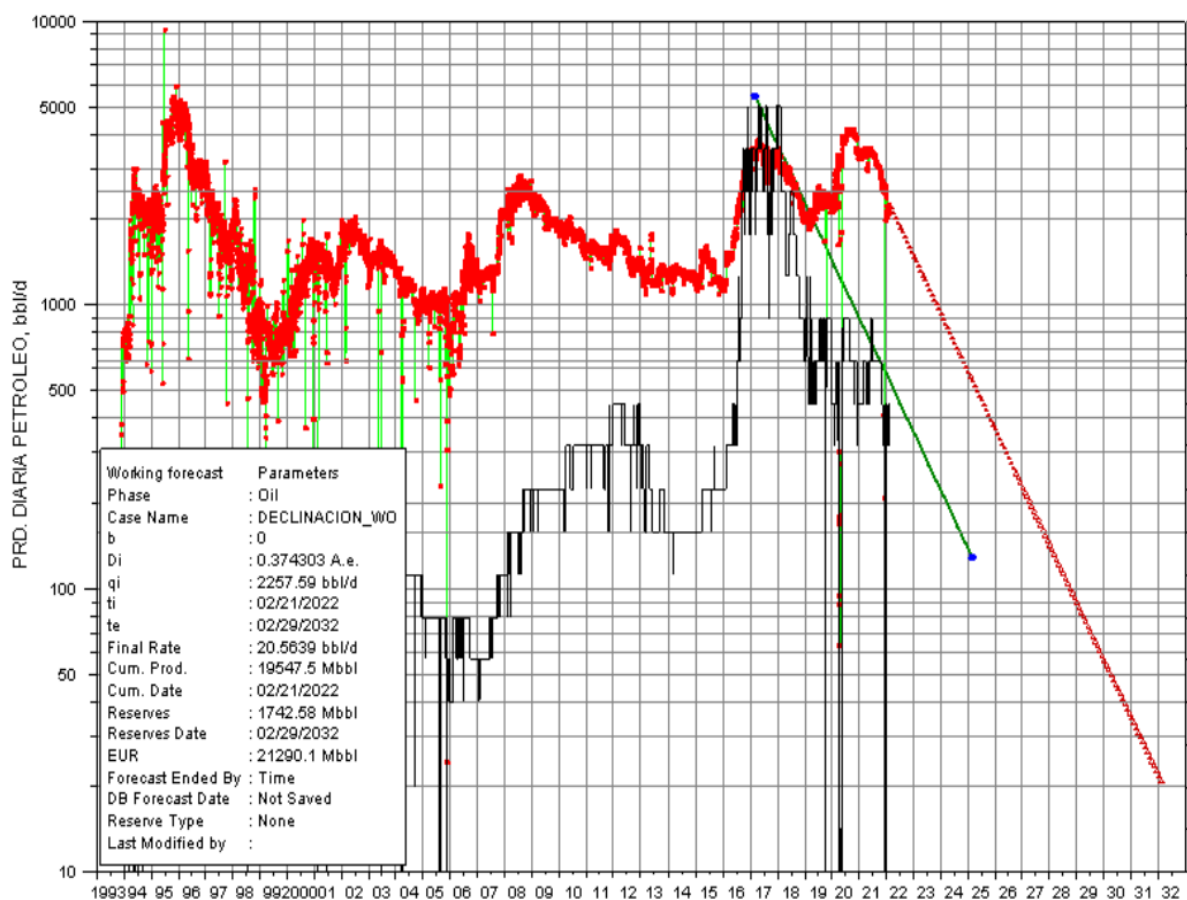


Fuente: Petroecuador, 2021

## 7.10 Cálculo de reservas por declinación

El análisis del cálculo de las reservas remanentes por el método de declinación de la arena U, indica que hasta alcanzar el límite aproximado de 20 BPPD se estima recuperar 1,7 MM BIs de reservas de petróleo para la arenisca U del campo Coca Payamino. (Fetkovich, Fetkovich, & Fetkovich, 1996)

**Figura 26. Reservas por declinación arenisca U campo Coca – Payamino**



Fuente: Petroecuador, 2020

**Tabla 4. Reservas remanentes estimadas por declinación campo Coca Payamino, arena U**

| Arena | Producción Acumulada (MM Bls) | Reservas remanentes en producción calculadas por declinación (MM Bls) |
|-------|-------------------------------|---|
| U     | 19.5                          | 1.7   |

Fuente: Petroecuador, 2021

## 8. Pozo inyector Payamino-26

### 8.1 Historial de producción

El pozo Payamino-26, localizado en el campo Payamino - Bloque 07, es un pozo direccional tipo “J”, inicia la perforación el 07 de marzo de 2015, alcanzando una profundidad total de 10358 ft MD / 9758’ TVD, el pozo es perforado por la compañía EP PETROECUADOR, finaliza las operaciones de perforación el 27 de marzo de 2015.

**Tabla 5. Acumulado de producción por arena, pozo Payamino-26**

| <b>Arena</b> | <b>Acumulado Oil<br/>(Barriles)</b> | <b>Acumulado Water<br/>(Barriles)</b> |
|--------------|-------------------------------------|---------------------------------------|
| Napo U       | 5,710 Bls                           | 2,513 Bls                             |

Fuente: Petroecuador, 2021

### 8.2 Petrofísica

La evaluación petrofísica correspondiente al pozo Payamino-26, se presenta a continuación en la Tabla 6:

**Tabla 6. Parámetros petrofísicos de la roca receptora de agua, pozo Payamino-26**

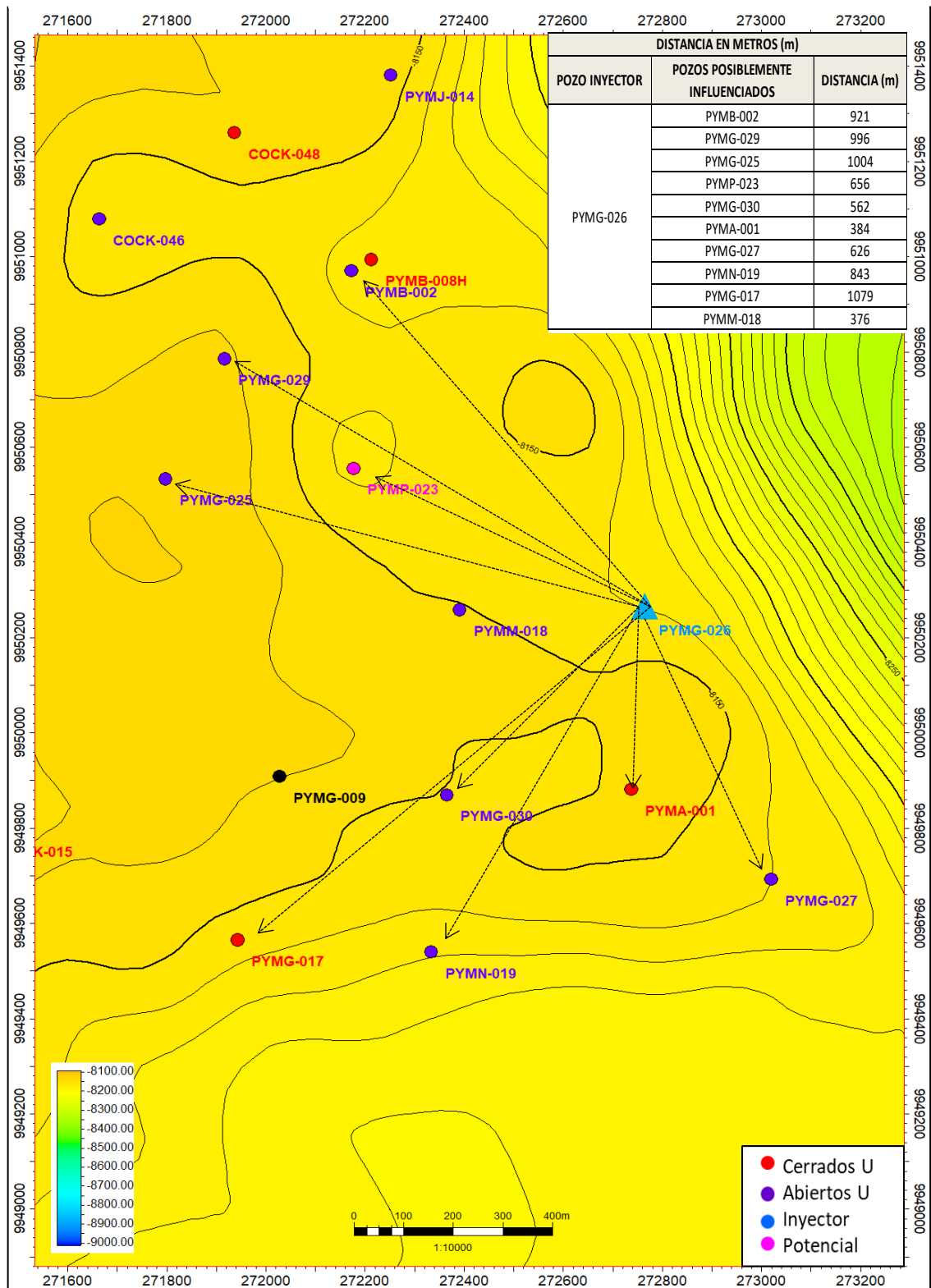
| <b>Sumario Petrofísico Payamino-G26</b> |                             |                            |                      |               |               |                 |
|---|-----------------------------|----------------------------|----------------------|---------------|---------------|-----------------|
| <b>Reservorio</b>                       | <b>Espesor total (Pies)</b> | <b>Espesor neto (Pies)</b> | <b>Porosidad (%)</b> | <b>Sw (%)</b> | <b>K (mD)</b> | <b>Vsh (fr)</b> |
| U Principal                             | 14                          | 11                         | 15.7                 | 27.6          | 400           | 0.131           |

Fuente: Petroecuador, 2021

### 8.3 Modelo de inyección

A continuación, se muestra el arreglo de inyección del pozo Payamino-26 y los pozos localizados dentro del área de influencia (Figura 26).

**Figura 27. Arreglo de inyección del pozo Payamino-26, arenisca Napo “U”**



Fuente: Petroecuador, 2021



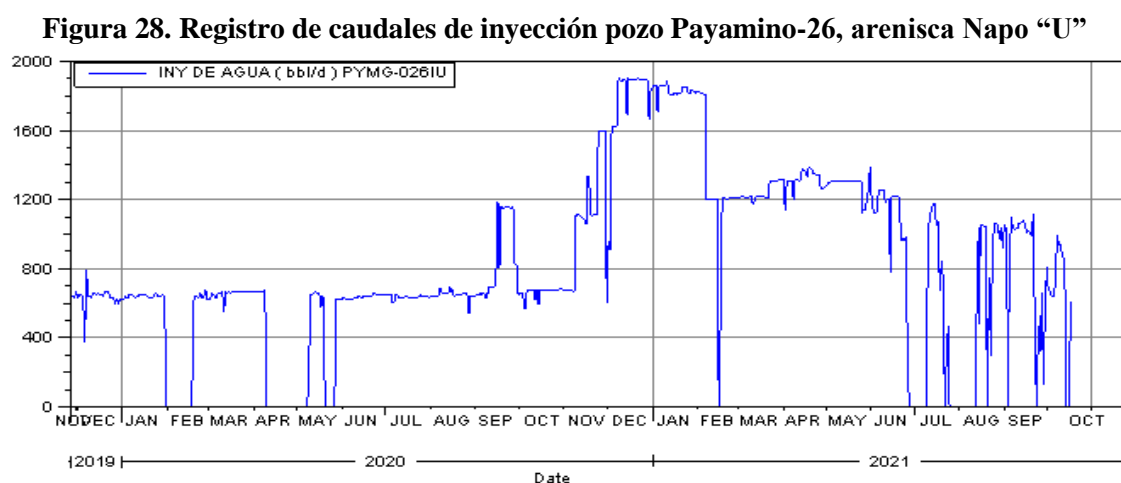
## 8.4 Capas impermeables entre la formación receptora con estratos de agua dulce

En la Cuenca Oriente, el nivel freático de los acuíferos utilizados para el consumo y la actividad del ser humano se encuentra entre los primeros 650 pies (200 m) de profundidad.

En el pozo Payamino-G26 el agua se inyecta en el miembro Arenisca U Principal de la formación Napo, el cual se encuentra a alrededor de 2.8 Km de profundidad. Del análisis Geológico y de las características estratigráficas del pozo Payamino-G26, se ha considerado que el yacimiento Arenisca U Principal, presenta condiciones óptimas para ser receptor de fluidos. Esta unidad se encuentra separada de formaciones de agua dulce por estratos impermeables como son la Caliza A y Lutita Napo Media, así como las arcillas de la Formación Tena y las potentes capas impermeables dentro de las formaciones Terciarias depositadas sobre la Formación Tiyuyacu, esto hace imposible la conexión del agua de formación inyectada hacia los acuíferos superficiales; por lo que no constituye un peligro para las capas someras de agua dulce en el área. Dicha disposición permite conceptualizar al sistema desde el punto de vista hidrogeológico como un acuífero confinado profundo. (Sierra, y otros, 2015)

## 8.5 Registro de caudales de inyección

Los caudales de Inyección del pozo se registran en la base de datos de Petroamazonas, el caudal de inyección se mantiene en promedio 800-1000 Bls de agua. Como muestra el monitoreo realizado:

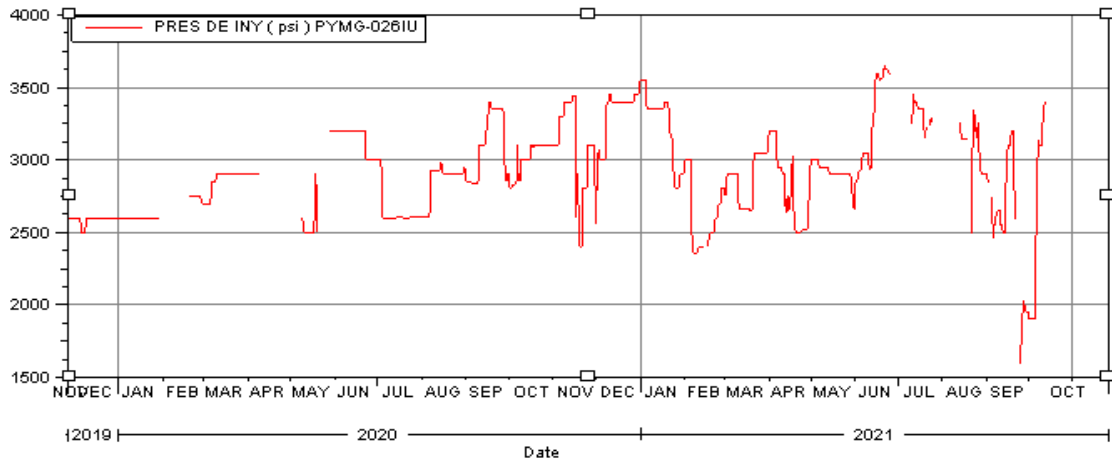


Fuente: Petroecuador, 2021

## 8.6 Registro de presiones de inyección.

El pozo Payamino-26 registra presiones de inyección actualmente de 3000-3200 psi necesarias para la inyección del caudal requerido.

**Figura 29. Registro de presiones de inyección pozo Payamino-04, arenisca Napo “U”**



Fuente: Petroecuador, 2021

## 8.7 Pozos influenciados

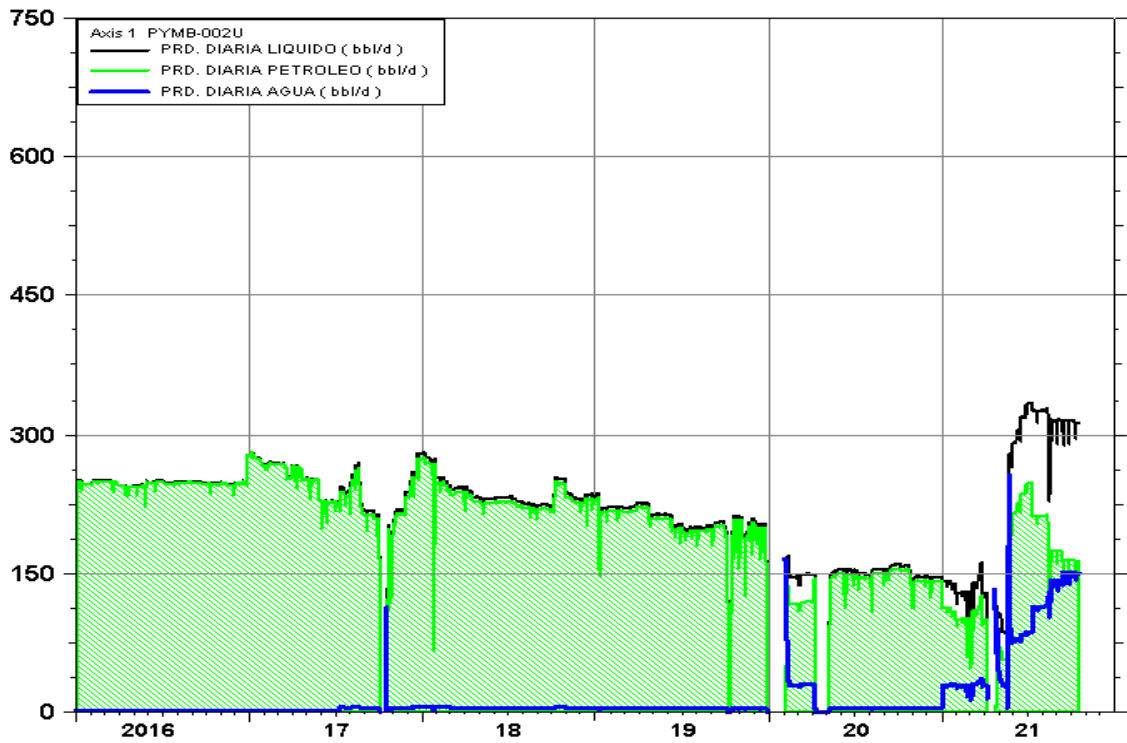
La inyección de agua en el pozo Payamino-26 a la arenisca Napo U ha mostrado una dirección preferencial de flujo hacia la zona Sur-Oeste de la estructura. A continuación, se muestra el arreglo de inyección del pozo Payamino-26 y los pozos localizados dentro del área de influencia de acuerdo a lo detallado en la Figura 5.

**Tabla 7. Pozos campo Coca-Payamino afectados por inyección del Payamino 26, Napo “U”**

| POZO INYECTOR | POZOS POSIBLEMENTE INFLUENCIADOS | DISTANCIA (m) |
|---------------|----------------------------------|---------------|
| PYMG-026      | PYMB-002                         | 921           |
|               | PYMG-029                         | 996           |
|               | PYMG-025                         | 1004          |
|               | PYMP-023                         | 656           |
|               | PYMG-030                         | 562           |
|               | PYMA-001                         | 384           |
|               | PYMG-027                         | 626           |
|               | PYMN-019                         | 843           |
|               | PYMG-017                         | 1079          |
| PYMM-018      | 376                              |               |

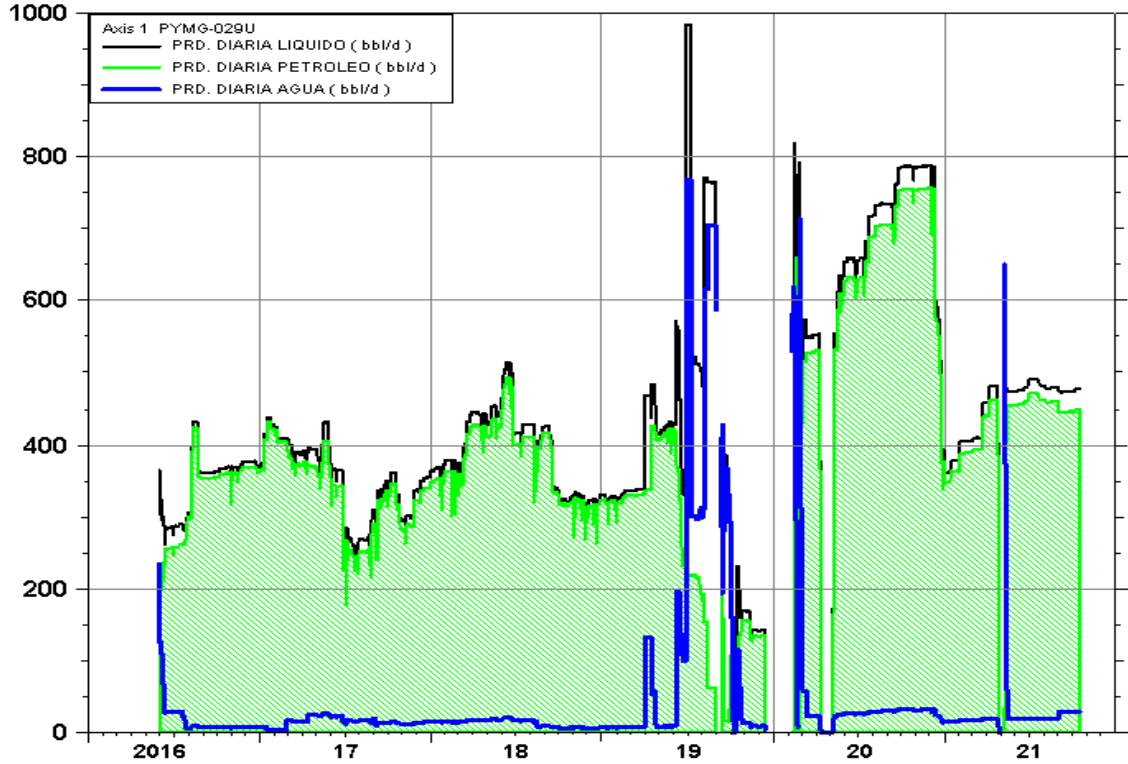
Fuente: Petroecuador, 2021

**Figura 30. Historial de producción del pozo Payamino-2, arenisca Napo "U"**



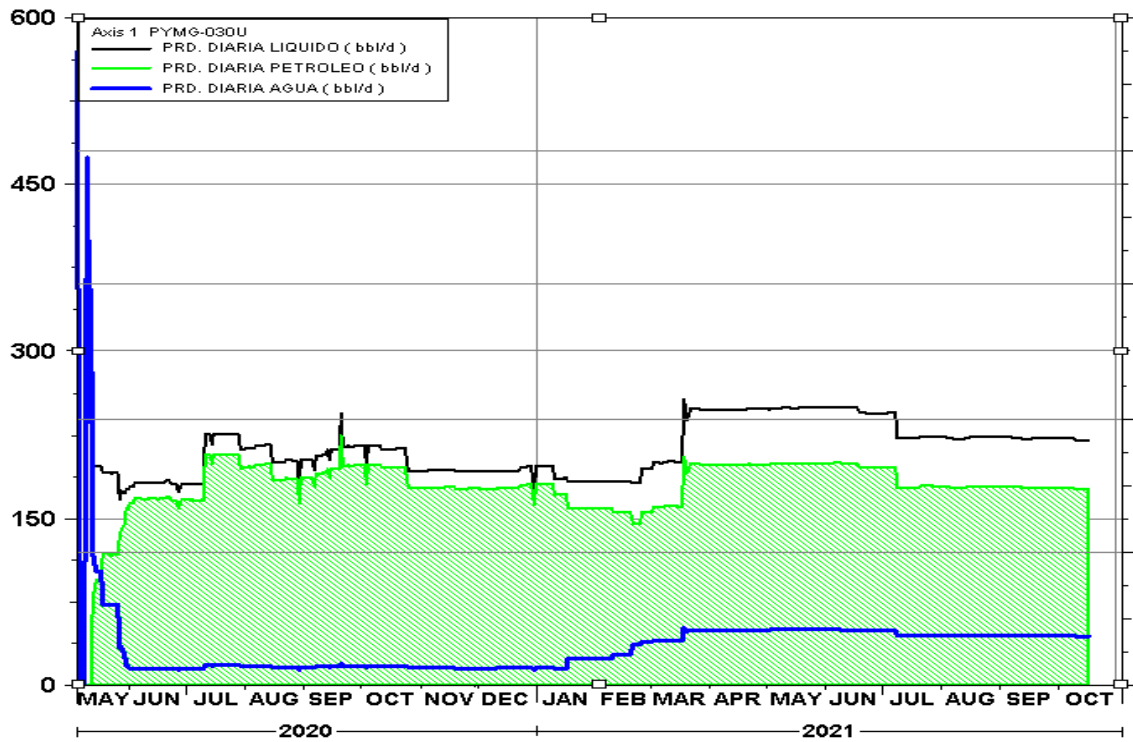
Fuente: Petroecuador, 2021

**Figura 31. Historial de producción del pozo Payamino-29, arenisca Napo "U"**



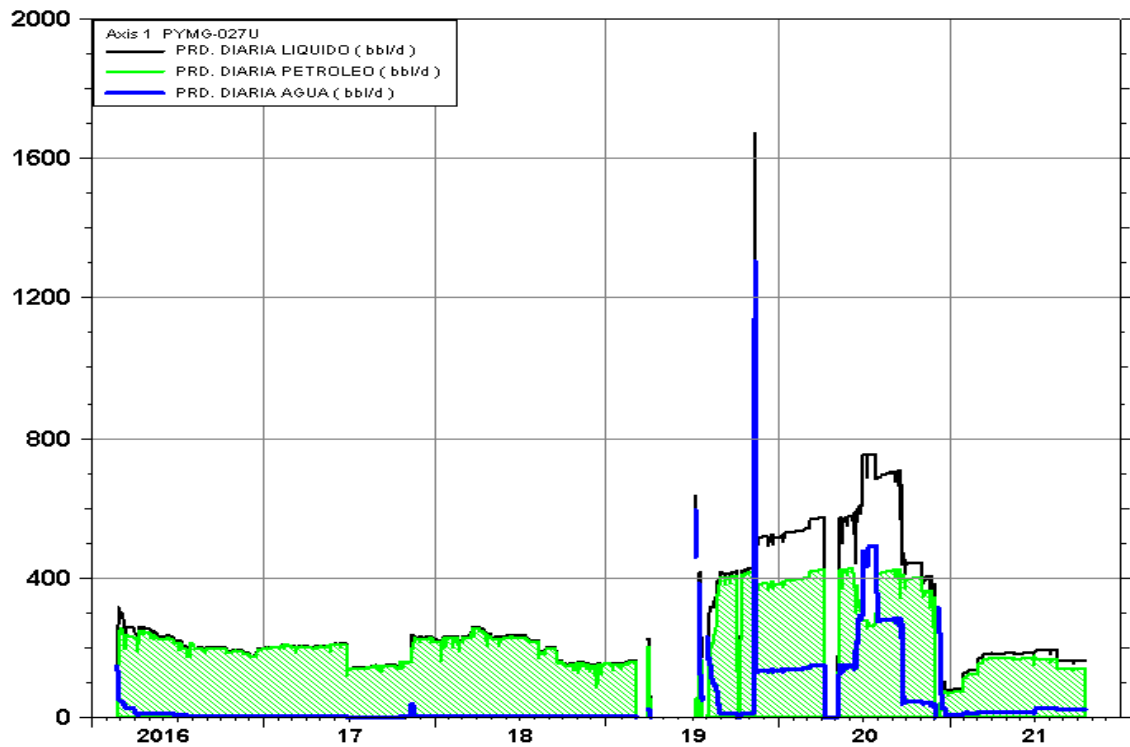
Fuente: Petroecuador, 2021

**Figura 32. Historial de producción del pozo Payamino-30, arenisca Napo “U”**



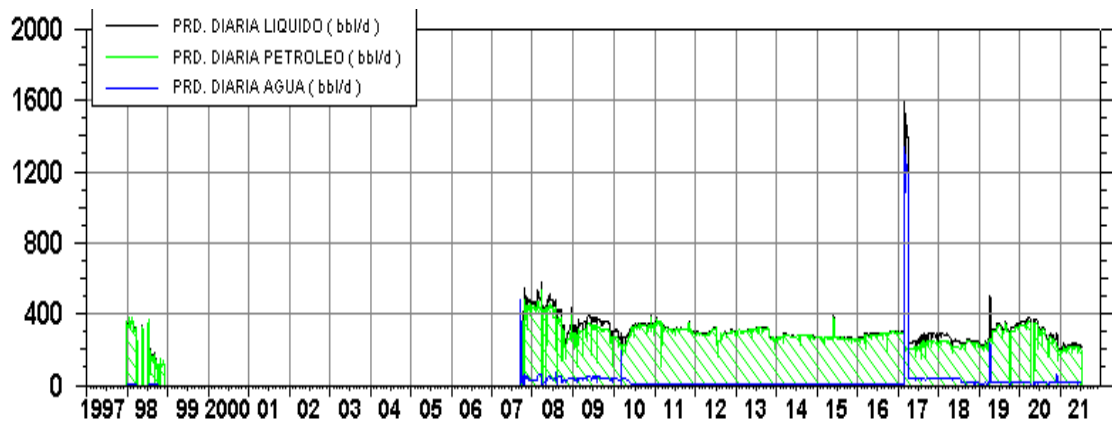
Fuente: Petroecuador, 2021

**Figura 33. Historial de producción del pozo Payamino-27, arenisca Napo “U”**



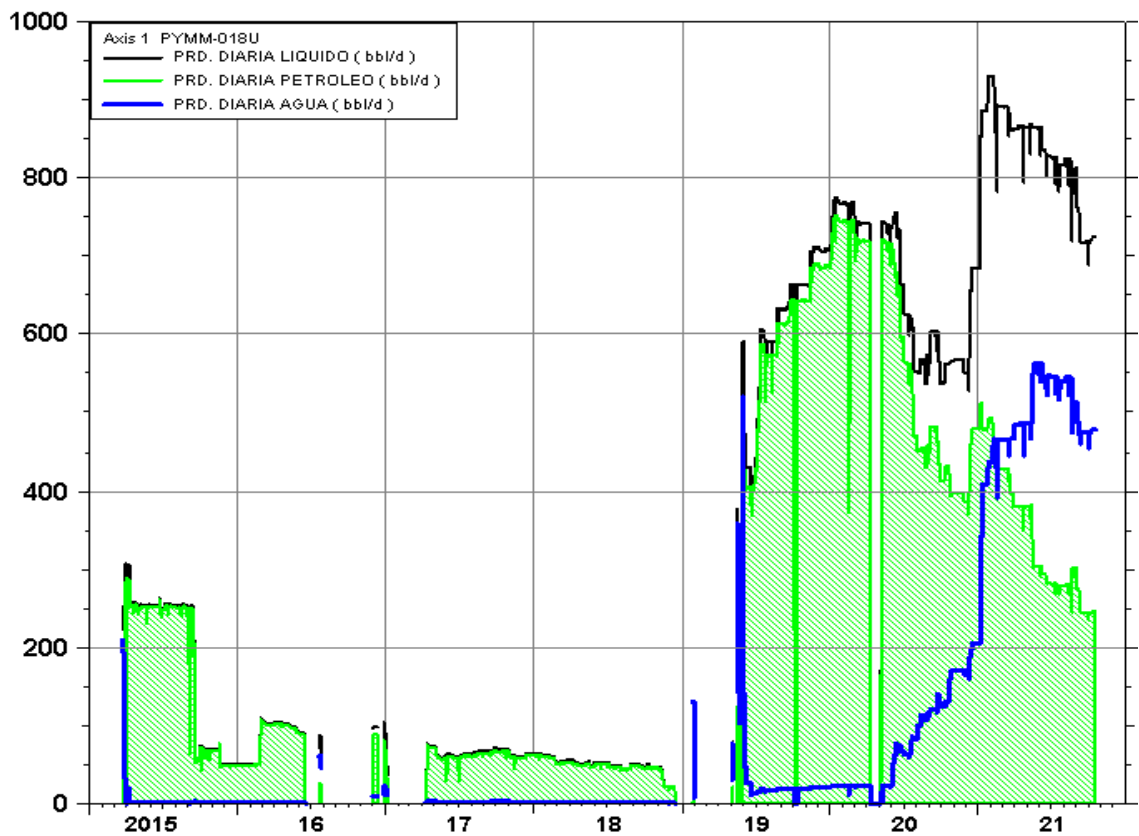
Fuente: Petroecuador, 2021

**Figura 34. Historial de producción del pozo Payamino-19, arenisca Napo "U"**



Fuente: Petroecuador, 2021

**Figura 35. Historial de producción del pozo Payamino-18, arenisca Napo "U"**

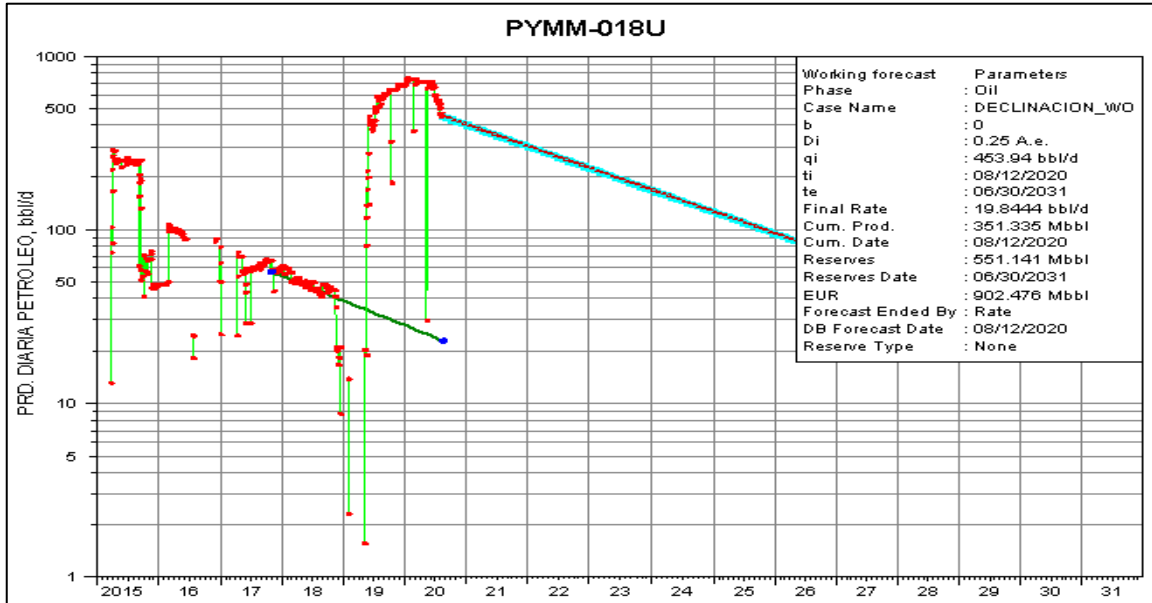


Fuente: Petroecuador, 2021

## 8.8 Proyección de producción de recuperación secundaria.

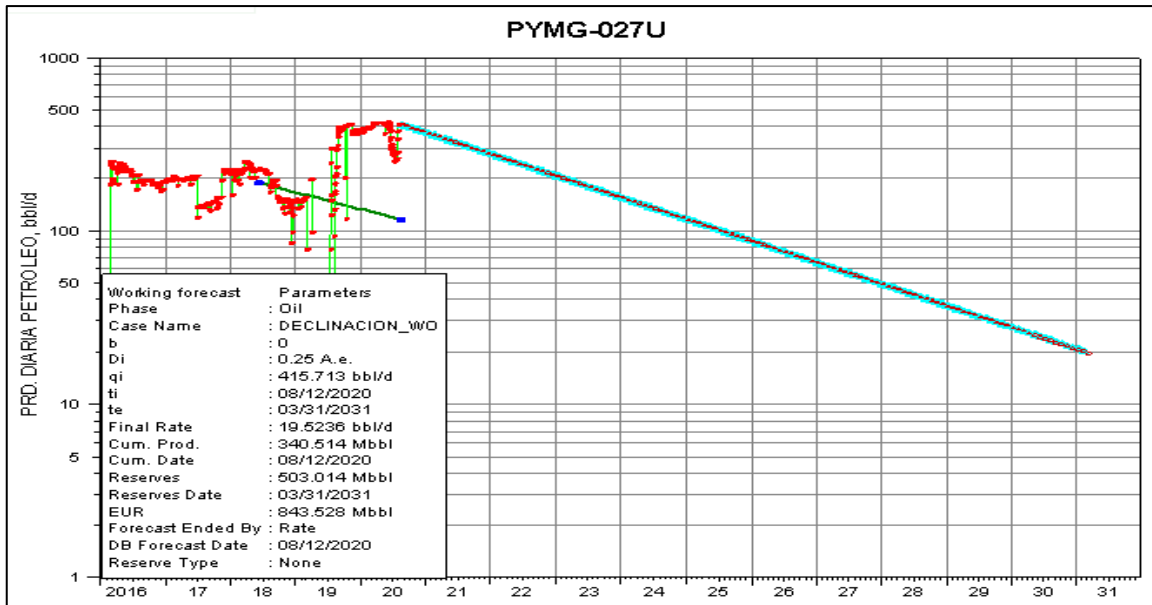
El pozo Payamino-26 inició sus pruebas de inyección al reservorio Napo “U” en julio 2019, a partir de noviembre 2019 se tuvo caudales de inyección de aproximadamente en 650 BAPD a una presión de 2,900 psi en la arenisca U.

**Figura 36. Perfil de producción pozo Payamino 18 con efecto de inyección de agua**



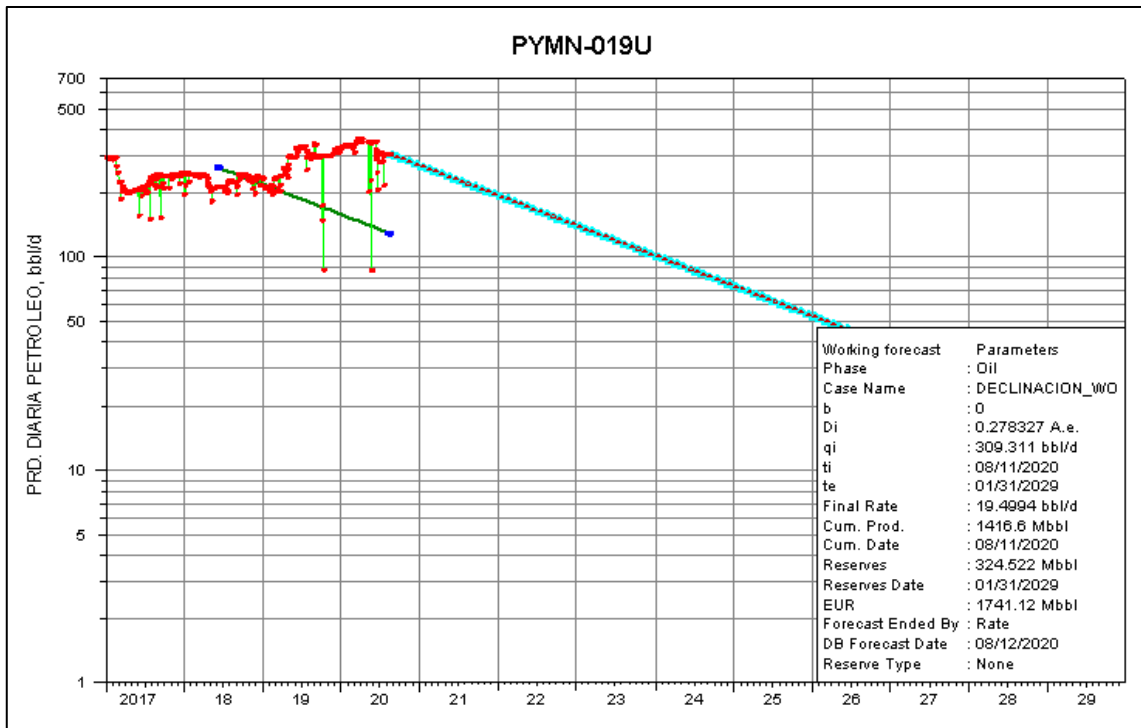
Fuente: Petroecuador, 2021

**Figura 37. Perfil de producción pozo Payamino 27 con efecto de inyección de agua**



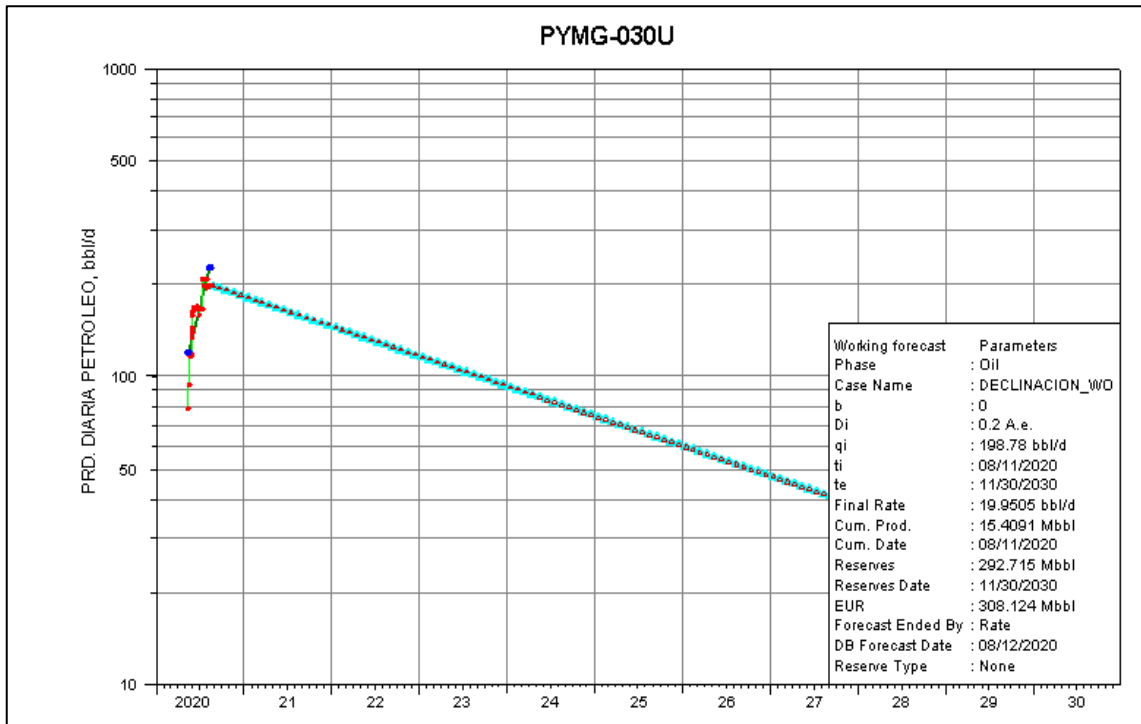
Fuente: Petroecuador, 2021

**Figura 38. Perfil de producción pozo Payamino 19 con efecto de inyección de agua**



Fuente: Petroecuador, 2021

**Figura 38. Perfil de producción pozo Payamino 30 con efecto de inyección de agua**

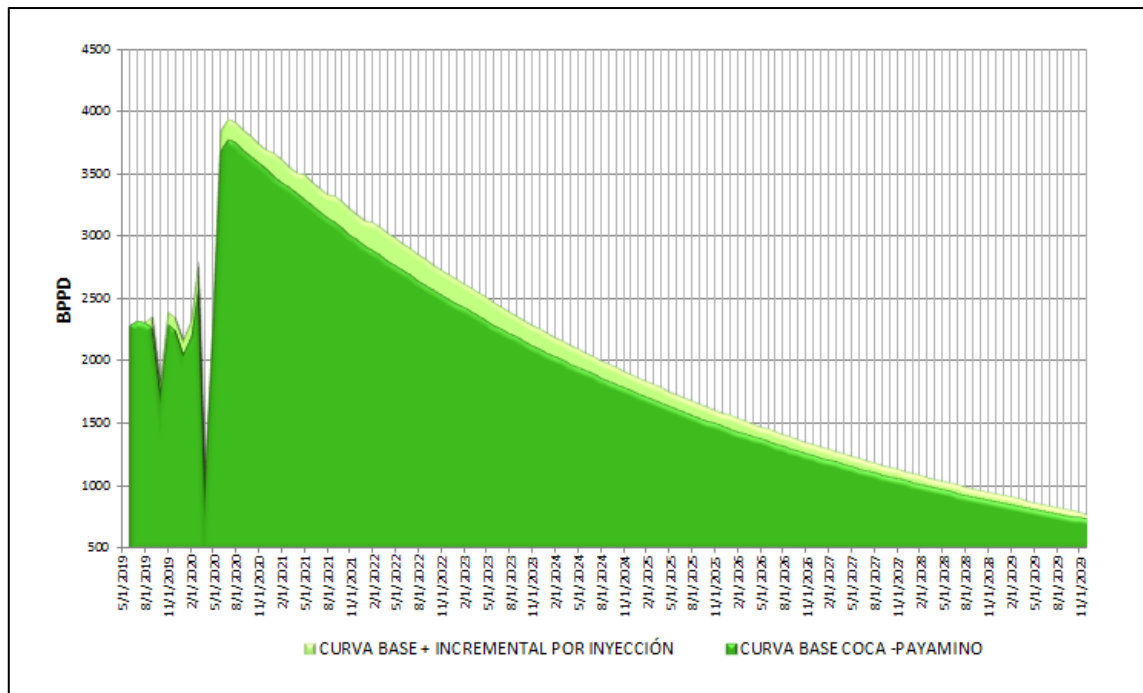


Fuente: Petroecuador, 2021

## 8.7 Reservas recuperables y factor de recobro

Con la inyección de agua del pozo Payamino-026, se estima recuperar 492 M BIs de petróleo incremental hasta el año 2026.

**Figura 39. Volúmenes a producir caso recuperación primaria vs secundaria.**



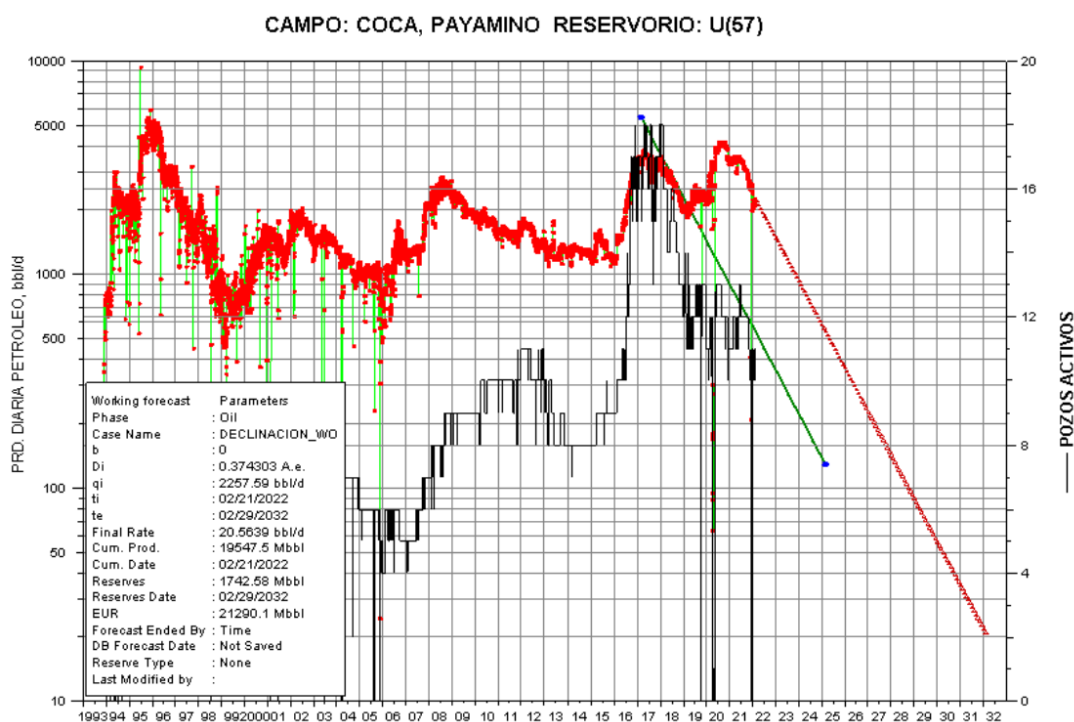
Fuente: Petroecuador, 2021

## 8.8 Cálculo de reservas por declinación

El análisis del cálculo de las reservas remanentes de la arena U en producción por el método de declinación, indica que hasta alcanzar el límite de 20 BPPD quedan reservas recuperables de 1.7 MM BIs de petróleo.



**Figura 40. Reservas por declinación arenisca U campo Coca – Payamino**



Fuente: Petroecuador, 2021

**Tabla 8. Cálculo de reservas remanentes mediante método de declinación campo Coca Payamino, arenisca Napo U**

| Arena | Producción Acumulada (MM Bls) | Reservas remanentes en producción calculadas por declinación (MM Bls) |
|-------|-------------------------------|---|
| U     | 19.5                          | 1.7   |

Fuente: Petroecuador, 2021

### 8.9 Cálculo de reservas por método volumétrico

En la Tabla 7 se muestra el cálculo de reservas remanente de petróleo del campo Coca Payamino, arenisca Napo “U”

**Tabla 9. Cálculo de reservas remanentes mediante método volumétrico**

| CAMPO    | RESERVORIO  | Volumen total de roca (acre - pie) | Area Cero (acres) | Espesor Promedio Neto (pies) | N/G (%) | Volumen neto de roca (acre - pie) | Porosidad (%) | Sw (%) | Factor Volumetrico Inicial, Boi (By/Bn) | Petroleo Original en Sitio (Bls) |
|----------|-------------|------------------------------------|-------------------|------------------------------|---------|-----------------------------------|---------------|--------|---|----------------------------------|
| COCA-PAY | U Superior  | 203,271.68                         | 4,895.20          | 5.40                         | 0.13    | 26,321.85                         | 12.55         | 35.95  | 1.090                                   | 15,063,848.511                   |
|          | U Principal | 195,611.86                         | 5,617.36          | 15.13                        | 0.43    | 84,851.35                         | 15.03         | 27.05  | 1.090                                   | 66,212,376.729                   |
|          | Napo U      |                                    |                   |                              |         |                                   |               |        |   | 81,276,225.240                   |

| CAMPO    | RESERVORIO | Permeabilidad (mD) | °API | Presion Inicial (PSia) | Presion Actual del yacimiento (PSia) | Presion de Burbuja (PSia) | Viscosidad Petróleo a PI (cP) | Viscosidad Petróleo a Pb (cP) | Temperatura de Yacimiento (°F) | Salinidad (ppm CL) | FR Final Estimado (%) |
|----------|------------|--------------------|------|------------------------|--------------------------------------|---------------------------|-------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|--------------------|-----------------------|
| COCA-PAY | Napo U     | 500                | 20.8 | 3,865                  | 1,250                                | 1,100                     | 14.00                         | 9.00                          | 215                            | 5,000              | 30                    |

| CAMPO    | RESERVORIO | Recuperación final estimada (EUR TOTAL) (BLS) | Producción Acumulada al 31-Dic-2021 (BLS) | Factor de Recobro Actual al 31-Dic-21 (BLS) | Reservas Probadas Produciendo (BLS) | Reservas probadas Shut-in (BLS) | Reservas probadas detrás de casing (BLS) | Reservas probadas No desarrolladas (BLS) | Reservas probables (BLS) | Reservas posibles (BLS) |
|----------|------------|---|---|---|-------------------------------------|---------------------------------|--|--|--------------------------|-------------------------|
| COCA-PAY | Napo U     | 24,191,477                                    | 19,540,812                                | 24,04                                       | 1,937,768.070                       | 961,149.850                     | 1,772,260.180                            | 1,978,580                                | 206,329.490              | 199,824.270             |

| CAMPO    | RESERVORIO | Reservas Probadas (1P) (Bls) | Reservas Probadas + Probables (2P) (Bls) | Reservas Probadas + Probables + Posibles (3P) (Bls) |
|----------|------------|------------------------------|--|---|
| COCA-PAY | Napo U     | 4,244,511.24                 | 4,450,840.73                             | 4,650,665   |

Fuente: Petroecuador, 2021

## CONCLUSIONES

- ✓ Las areniscas de la unidad Napo “U” del campo Coca-Payamino se encuentran confinadas de las posibles formaciones de agua dulce superiores, por estratos impermeables como son las lutitas superiores de la Napo y las arcillas de la Formación Tena, por lo que no constituye un peligro la inyección de fluidos para los acuíferos superficiales de agua dulce en el área. Dichas areniscas presentan también una continuidad lateral y un espesor importante para ser consideradas receptoras como se aprecia en los cortes Estructurales-Estratigráficos.
- ✓ El pozo Payamino-04 por sus propiedades petrofísicas y su historial de inyección muestra tener alto potencial para la conducción de fluidos.
- ✓ La inyección de agua en el pozo Payamino-04 a la Arenisca U Principal ha mostrado una dirección preferencial de flujo hacia la zona Sur de la estructura.
- ✓ La inyección de agua en el Pozo Payamino-26 presenta en general buenas perspectivas en la eficiencia de desplazamiento, en el incremento de la presión del reservorio y en la recuperación de las Reservas remanentes del área de los pozos afectados por el Patrón de Inyección.
- ✓ EL POES de la arenisca Napo “U” es 81.2 MM Bls.
- ✓ EL factor de recobro de petróleo actual es del 24%, pudiendo tener un recobro final estimado del 30% con el proyecto de recuperación secundaria (3P)
- ✓ La recuperación de producción de petróleo asociada por la implementación del proyecto de inyección de agua en el pozo Payamino 04 se estima en aproximadamente 1.15 MM Bls.
- ✓ La recuperación de producción de petróleo asociada por la implementación del proyecto de inyección de agua en el pozo Payamino-26 se estima que es de aproximadamente en 492 M Bls.

## RECOMENDACIONES

- ✓ En base a los resultados obtenidos y al esperado incremento de producción del volumen de agua del campo Coca-Payamino por el avance del frente de invasión en la arenisca Napo “U”, es importante analizar la posibilidad de inyectar algún surfactante catiónico o polímero que permita mejorar la movilidad del crudo con respecto al agua.
  
- ✓ Repotenciar las facilidades de producción de estación Payamino con el objetivo de tener un tratamiento adecuado del agua previo a la inyección a la formación y evitar problemas de taponamiento de los punzados de los pozos inyectoros.
  
- ✓ Analizar la posibilidad de replicar el proyecto de inyección de agua en otros reservorios depletados con el objetivo de optimizar la producción del Campo.

## REFERENCIAS

- Baby, Patrice; Rivadeneira, Marcos; Barragan, Roberto;. (2004). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*. Lima-Perú: Institut français d'études andines, Institut de Recherche pour le Développement (IRD).
- Escobar, F. (2012). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Neiva - Huila - Colombia: Universidad Surcolombiana.
- Fetkovich, Fetkovich, M. J., & Fetkovich, M. (1996). Useful Concepts for Decline Curve Forecasting, Reserve, Reserve Estimation and Analysis. *SPE*.
- Paris de Ferrer, M. (2007). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*. Maracaibo, Venezuela: Ediciones Astro Data S.A.
- S.A, S. (2008). *Manual Oil Field Manager Fundamentals*. Houston, Texas, USA.
- Sierra, F., León, S., Bastidas, M., Terán, N., Soria, G., Monge, A., & Leiva, P. (2015). *Desarrollo y producción en la nueva era petrolera*. Quito-Ecuador: ISBN .

