



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

TITULO DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

**EVALUACIÓN DE LA RECUPERACIÓN SECUNDARIA
MEDIANTE EL MÉTODO HALL-HORNER EN LOS
RESERVORIOS U Y T DEL CAMPO CX-SY DEL ORIENTE
ECUATORIANO**

AUTOR:

ING. CRISTIAN ARMANDO GUAIRACAJA BUCAY

TRABAJO DE TITULACIÓN

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

TUTOR

Erazo Bone, Romel Ángel MSc.

La Libertad, Ecuador

Año 2022



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

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

**ING. MARJORIE CORONEL. Mgtr
COORDINADORA DEL PROGRAMA**

**PhD. MARLLELIS GUTIÉRREZ
DOCENTE ESPECIALISTA**

**ING. FIDEL CHUCHUCA. MSc
DOCENTE ESPECIALISTA**

**ING. ROMEL ERAZO. MSc
TUTOR**

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Victor Coronel", is written over a horizontal line.

Abg. VICTOR CORONEL. 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 fue realizado en su totalidad por el **Ing. Cristian Armando Guairacaja Bucay** como requerimiento para la obtención del título de Magister en Ingeniería en Petróleo.

TUTOR

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Romel Ángel Erazo Bone".

Ing. Romel Ángel Erazo Bone MSc.

21 días del mes de octubre del año 2022



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

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, CRISTIAN ARMANDO GUAIRACAJA BUCAY

DECLARO QUE:

El trabajo de Titulación, **EVALUACIÓN DE LA RECUPERACIÓN SECUNDARIA MEDIANTE EL MÉTODO HALL-HORNER EN LOS RESERVORIOS U Y T DEL CAMPO CX-SY DEL ORIENTE ECUATORIANO** previo a la obtención del título en Magister en Ingeniería en Petróleo, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

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

La Libertad, a los 21 días del mes de octubre del año 2022

EL AUTOR



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

Certificación de Antiplagio

Certifico que después de revisar el documento final del trabajo de titulación denominado **EVALUACIÓN DE LA RECUPERACIÓN SECUNDARIA MEDIANTE EL MÉTODO HALL-HORNER EN LOS RESERVORIOS U Y T DEL CAMPO CX-SY DEL ORIENTE ECUATORIANO**, presentado por el estudiante **CRISTIAN ARMANDO GUAIRACAJA BUCAY**, fue enviado al Sistema Antiplagio URKUND, presentando un porcentaje de similitud correspondiente al **07%**, por lo que se aprueba el trabajo para que continúe con el proceso de titulación.



TUTOR

Ing. Romel Ángel Erazo Bone Msc.



UPSE

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

AUTORIZACIÓN

Yo, CRISTIAN ARMANDO GUAIRACAJA BUCAY

Autorizo a la Universidad Estatal Península de Santa Elena a la publicación en la biblioteca de la institución del Trabajo de Titulación **EVALUACIÓN DE LA RECUPERACIÓN SECUNDARIA MEDIANTE EL MÉTODO HALL-HORNER EN LOS RESERVORIOS U Y T DEL CAMPO CX-SY DEL ORIENTE ECUATORIANO** cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

La Libertad, a los 22 días del mes de octubre del año 2022

EL AUTOR



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

AGRADECIMIENTO

Quiero expresar mi agradecimiento a EP Petroecuador por haberme dado la oportunidad de realizar esta meta académica como es completar la Maestría en Petróleos en la Universidad Estatal Península de Santa Elena.

Un especial agradecimiento a la Universidad Estatal Península de Santa Elena y a su claustro docente por permitirme compartir conocimientos importantes para nuestro desarrollo profesional y académico.

Al MSc. Romel Erazo por su guía y acompañamiento en la culminación de este trabajo de titulación.

Cristian Armando Guairacaja Bucay

DEDICATORIA

A Dios, por darme la fuerza de seguir adelante en todo momento de mi vida.

A mi esposa, mis hijos y a mis padres por ser la fuente de inspiración a lograr mis metas en la vida y por estar conmigo en los momentos más difíciles.

A todos quienes, de alguna manera u otra ayudaron a completar este proyecto de vida

Cristian Guairacaja

ÍNDICE GENERAL

Contenido

TITULO DEL TRABAJO DE TITULACIÓN	I
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN	II
CERTIFICACIÓN.....	III
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD	IV
CERTIFICADO ANTIPLAGIO	V
AUTORIZACIÓN	VI
AGRADECIMIENTO	VII
DEDICATORIA.....	VIII
ÍNDICE GENERAL	IX
Índice de Tablas	XIII
Índice de Figuras.....	XV
Resumen.....	XVII
Abstract.....	XVIII
INTRODUCCIÓN	19
CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL.....	23
1.1. Control y seguimiento de la inyectividad	23
1.1.1. Control y seguimiento permanente de la presión y caudal inyectado.....	23
1.1.2. Control y seguimiento del índice de inyectividad	24
1.1.3. Recíproco del Índice de Inyectividad (RII)	25
1.1.4. Método Gráfico de Hall (Hall Plot)	25
1.1.5. Pruebas de Inyección Transitoria.....	25
1.2. Teoría del Método de Hall	26

1.3. Método gráfico de Hall simplificado	28
1.4. El método gráfico de Hall modificado para flujo radial en pozos verticales.....	28
1.5. Interpretación cualitativa del gráfico de Hall	30
1.6 Método de Horner para pruebas fall-off	31
1.7 Herramienta recuperable de registro de presión y temperatura SIPS	34
1.8 Descripción del área de estudio	34
1.8.1 Estudio de los yacimientos	36
1.8.2 Descripción de los yacimientos productores.....	36
1.8.3 Reservorios US–UI.....	36
1.8.4 Reservorio T	39
1.8.5 Formación N	40
1.8.6 Arenisca US	40
1.8.7 Arenisca UM.....	41
1.8.8 Arenisca UI.....	41
1.8.9 Arenisca TS.....	42
1.8.10 Arenisca TI	43
1.8.11 Formación T.....	43
1.8.12 Análisis PVT	44
1.8.13 Reservas probadas.....	45
1.8.14 Inventario general de reservas del Campo CX-SY	46
1.8.15 Producción del Campo CX-SY	47
1.8.16 Evaluación de pozos candidatos a pozos inyectores.....	48
1.8.17 Admisibilidad de la formación	52
1.8.18 Control y seguimiento de la inyección	53
CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA.....	55

2.1. Contexto de la investigación.....	55
2.2. Diseño y alcance de la investigación	55
2.3. Tipo y métodos de investigación	56
2.4. Población y muestra.....	56
2.5. Técnicas e instrumentos de recolección de datos	57
2.5.1 Procedimiento de instalación y recuperación de memory gauges con sistema de almacenamiento de información SIPS	57
2.5.1.1 Instalación de herramienta SIPS	57
2.5.1.2 Recuperación de herramienta SIPS.....	58
2.6. Procesamiento de la evaluación: Validez y confiabilidad de los instrumentos aplicados para el levantamiento de información.....	58
2.6.1 Análisis gráfico de Horner	58
2.6.2 Análisis gráfico de Hall	59
2.6.3 Análisis económico.....	59
CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	62
3.1 Análisis del gráfico de Horner para los reservorios y pozos del proyecto	62
3.1.1 Datos de entrada para análisis gráfico de Horner	62
3.1.2 Resultados del análisis gráfico de Horner para los pozos inyectoros CX-2 y CX-4	63
3.1.2.1 Análisis gráfico de Horner para la arenisca UI.....	63
3.1.2.2 Resultados de prueba de inyectividad del pozo CX-26 en formación TI.....	66
3.1.2.3 Análisis gráfico de Horner para la arenisca US	67
3.2 Análisis e interpretación del gráfico de Hall para los pozos inyectoros CX-2 y CX-4	69
3.3 Comparación de resultados obtenidos mediante los métodos de Hall y Horner para correlacionar indicadores de comportamiento de flujo.....	69
3.4 Patrón de inyección obtenido mediante el análisis de las gráficas de Horner para pozos inyectoros.....	70
3.5 Evaluar el patrón de inyección en cada reservorio	71
3.5.1 Problemas encontrados durante la evaluación de la inyección	71

3.5.2 Comportamiento de la inyección por cada reservorio	71
3.5.2.1 Reservorio UI.....	71
3.5.2.2 Reservorio US.....	73
3.6 Análisis económico del proyecto	75
3.6.1 Alternativas de instalación y recuperación de sensores de presión y válvulas dummy	75
3.6.2 Análisis económico del proyecto Hall-Horner	78
CAPITULO 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	81
4.1 Conclusiones	81
4.2 Recomendaciones.....	82
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	83

Índice de Tablas

Tabla 1. Parámetros del Campo CX-SY	45
Tabla 2. Reservas probadas de los reservorios del Campo CX-SY.....	46
Tabla 3. Reservas del Campo CX-SY.....	46
Tabla 4. Estado de los pozos del Campo CX-SY	47
Tabla 5. Sistemas de producción del Campo CX-SY	47
Tabla 6. Datos de entrada de la arenisca UI y otras variables de ingeniería de yacimientos	62
Tabla 7. Datos de entrada de la arenisca US y otras variables de ingeniería de yacimientos	63
Tabla 8. Resultados para la arenisca UI pozos CX-2 y CX-4.....	64
Tabla 9. Resultados de prueba de admisión arenisca TI pozo CX-26	66
Tabla 10. Parámetros de la arenisca TI pozo CX-26	66
Tabla 11. Resultados para la arenisca US pozos CX-2 y CX-4.....	67
Tabla 12. Resultados para la arenisca US pozos CX-2 y CX-4.....	70
Tabla 13. Evaluación de los patrones de inyección Pozo CX-2	71
Tabla 14. Estimación de la producción de la arenisca UI en el piloto de inyección.....	73
Tabla 15. Estimación de la producción de la arenisca US en el piloto de inyección.....	74
Tabla 16. Inversiones estimadas usando Unidad de Slickline por año	76
Tabla 17. Inversiones estimadas usando taladro de WO por año	76
Tabla 18. Relación Beneficio-Costo uso de Unidad de Slickline por año.....	77
Tabla 19. Relación Beneficio-Costo uso de taladro de WO por año	77
Tabla 20. Costos relativos al proyecto de seguimiento.....	78
Tabla 21. Inversiones estimadas para el proyecto de Recuperación Secundaria Campo CX-SY	78

Tabla 22. Flujo económico del proyecto de seguimiento y control	79
Tabla 23. Indicadores financieros del proyecto	80

Índice de Figuras

Figura 1. Modelo interpretativo del gráfico de Hall	20
Figura 2. Representación cualitativa del gráfico de Hall.....	30
Figura 3. Determinación de patrones de resistencia a la inyección del gráfico de Hall	30
Figura 4. Representación esquemática de una prueba fall-off.....	31
Figura 5. Válvula dummy con sensor de presión y temperatura SIPS	34
Figura 6. Sección sísmica Oeste-Este, donde se observa el anticlinal fallado.....	35
Figura 7. Mapa estructural de UI del Campo CX.....	37
Figura 8. Mapa estructural de US del Campo CX-SY.....	38
Figura 9. Mapa estructural de TS del Campo CX-SY	39
Figura 10. Estructura de la arenisca US del Campo CX-SY	40
Figura 11. Estructura de la arenisca UM del Campo CX-SY	41
Figura 12. Estructura de la arenisca UI del Campo CX-SY	42
Figura 13. Estructura de la arenisca TS del Campo CX-SY.....	43
Figura 14 . Mapa estructural de TS del Campo CX-SY	44
Figura 15. Producción acumulada del Campo CX-SY	48
Figura 16 . Pozo productor evaluado para convertirse en inyector tipo en el Campo CX-SY	49
Figura 17 . Pozo productor tipo del Campo CX-SY.....	50
Figura 18 . Evaluación del perfil de cementación de un pozo tipo del Campo CX-SY como candidato a inyector	51
Figura 19 . Evaluación del perfil de corrosión de un pozo tipo del Campo CX-SY como candidato a inyector	52
Figura 20. Gráfico de Horner para la arenisca UI del Pozo CX-2.....	65

Figura 21. Gráfico de Horner para la arenisca UI del Pozo CX-4.....	65
Figura 22. Gráfico de Horner para la arenisca US del Pozo CX-2.....	68
Figura 23. Gráfico de Horner para la arenisca US del Pozo CX-4.....	68
Figura 24. Gráfico de Hall para control de la inyección integrada.....	69
Figura 25. Producción estimada y actual de la arenisca UI bajo recuperación secundaria	72
Figura 26. Producción estimada y actual de la arenisca US bajo recuperación secundaria	74

Resumen

El presente trabajo de titulación tiene como objetivo general evaluar el comportamiento de la recuperación secundaria de petróleo mediante el método de Hall-Horner en los reservorios U y T del Campo CX-SY del Oriente Ecuatoriano. El proyecto piloto consiste en la conversión de dos pozos productores a inyectores, CX-2 y CX-4, en los cuales se ha tomado un patrón de inyección radial y un arreglo de 5 pozos para cada uno. Las pruebas de presión fall-off se realizaron con herramienta de sensor en fondo tipo SIPS, el mismo que registró los datos durante 5 días de cierre posteriores a la estabilización de la tasa de inyección en cada arenisca en cada pozo inyector. Del análisis de Horner y Hall, se concluye que el pozo CX-2 presenta problemas de eficiencia y de resistencia al flujo respectivamente, por lo que debe ser puesto bajo análisis para determinar la causa exacta de la anomalía. La concordancia de los resultados obtenidos entre los métodos de Horner y Hall valida la metodología integrada, con lo cual se puede concluir que la metodología evaluada puede ser utilizada para seguimiento y control en proyectos de recuperación secundaria por inyección de agua. Financieramente se analizaron las opciones de trabajos de implementación del sistema SIPS y se seleccionó la alternativa de slickline por resultar beneficiosa desde el punto de vista económico y de rentabilidad del proyecto.

Palabras claves: recuperación secundaria, método de Hall, método de Horner, SIPS, fall-off.

Abstract

The general objective of this titling work is to evaluate the behavior of secondary oil recovery using the Hall-Horner method in the U and T reservoirs of the CX-SY Field in Eastern Ecuador. The pilot project consists of the conversion of two producing wells to injectors, CX-2 and CX-4, in which a radial injection pattern and an arrangement of 5 wells have been taken for each one. The fall-off tests were carried out with a SIPS-type downhole sensor tool, which recorded the data for 5 closing days after the stabilization of the injection rate in each sandstone in each injection well. From the Horner and Hall analysis, it is concluded that the CX-2 well has problems of efficiency and resistance to flow, respectively, so it must be put under analysis to determine the exact cause of the anomaly. The concordance of the results obtained between the Horner and Hall methods validates the integrated methodology, with which it can be concluded that the evaluated methodology can be used for monitoring and control in secondary recovery projects by water injection. Financially, the SIPS system implementation work options were analyzed and the slickline alternative was selected because it was beneficial from the economic point of view and the profitability of the project.

Keywords: waterflooding, Hall method, Horner method, SIPS, fall-off.

INTRODUCCIÓN

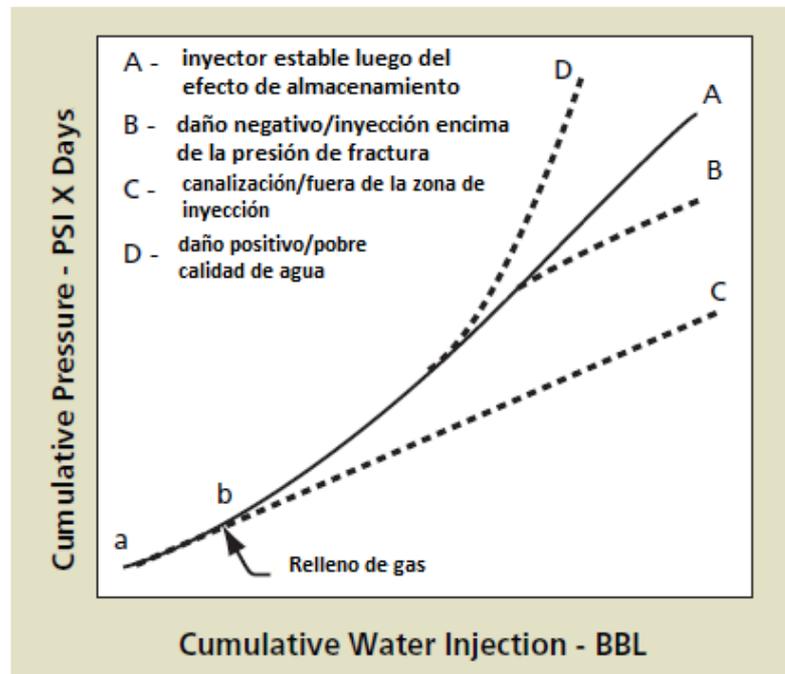
Maximizar la recuperación final de hidrocarburos de un yacimiento siempre será el objetivo principal de cualquier empresa y proyecto relacionado con la industria petrolera.

La implementación de tecnología de punta para el seguimiento de variables operacionales en pozos inyectoros de agua para recuperación secundaria permite un control continuo de los proyectos, de tal manera que se puede contar con información de los patrones de flujo en los reservorios para la toma de decisiones gerenciales y corregir problemas que se pudieran presentar en la dinámica operacional.

Una de estas medidas es la incorporación de sensores de presión y temperatura en las válvulas ciegas de inyección recuperables de la completación selectiva de los pozos. Esto permite un ahorro de tiempo operacional ya que estas válvulas se las puede recuperar con herramientas de cable de acero mediante servicio rig-less que minimizan las paradas programadas ni compromete el uso de taladros de reacondicionamiento convencional para desinstalar la completación y recuperar las válvulas de sus mandriles.

Por otro lado, la integración de métodos de evaluación de formaciones permite definir mejor los patrones de flujo y la detección de anomalías que afecten de manera significativa los mismos. Aquí se toma en consideración la experiencia reportada por Al-Fattah et al. (2008), donde estos autores tomaron en consideración entre varios parámetros cuantitativos y cualitativos el factor de daño a la formación y el análisis de las gráficas de Hall para el manejo integrado de un proyecto de recuperación secundaria mediante inyección de agua a una formación en Arabia Saudita, para lo cual Saudi Aramco ha desarrollado un software para la toma de decisiones gerenciales con el objeto de corregir anomalías detectadas en los procesos de inyección.

Figura 1. Modelo interpretativo del gráfico de Hall



Fuente: Al-Fattah et al. (2008)

Otros autores, como Silin et al. (2005) indican que el método de Hall es una herramienta muy útil para realizar el seguimiento de proyectos de recuperación secundaria, señalando que su forma simple de aplicación lo hacen muy versátil a la hora de evaluar el comportamiento y evolución de los patrones de inyección.

Más recientemente, Dalimunthe, Hanifah y Setiati (2019) demuestran que la metodología se utiliza ampliamente para el seguimiento de pozos inyectores bajo recuperación secundaria en yacimientos maduros. Mencionan estos autores que la estrategia integral que fundamenta el uso de esta metodología es la supervisión de las operaciones de gerencia de yacimientos, tanto para la producción de petróleo como la de inyección de agua, además de la planificación de perforación, diseño y construcción de pozos y facilidades de superficie.

Planteamiento de la investigación

En el Campo CX-SY se viene implementando un programa de reacondicionamiento de pozos inyectores de agua, así como de evaluación y control de la recuperación secundaria

mediante un plan piloto de pruebas de presión con una nueva herramienta de registro de presión y temperatura, la misma que se encuentra instalada en el cuerpo de las válvulas ciegas de inyección de la sarta de completación selectiva de los pozos en estudio experimental de campo.

En el pasado a otros pozos dentro del campo se les había implementado un plan de fracturamiento hidráulico en las areniscas sometidas a recuperación secundaria, con el objetivo de mejorar la inyección de agua en los pozos convertidos a inyectores y en pozos de relleno. Ahora, con este piloto se desea integrar la evaluación de la formación mediante pruebas de presión de cierre de corto alcance (fall-off) con esta herramienta de registro de presión, la cual puede ser recuperada mediante herramientas de pesca con cable de acero cuando se estime necesario y con los datos de presión obtenidos evaluar mediante los métodos de Horner y de Hall la resistencia al flujo, como una metodología integrada de gerencia de yacimientos y recuperación secundaria de campos maduros. El periodo de registro de datos por medio de esta herramienta es en promedio de 120 horas.

Los pozos candidatos, CX-2 y CX-4 fueron tomados de recientes programas de intervención a los reservorios T, UI y US y por poseer la mayor cantidad de información petrofísica y control de inyección de agua, así como regímenes de inyección constantes antes del periodo de cierre de la prueba fall-off. Se ha considerado a futuro evaluar esta metodología aplicando variación de tasas de inyección respecto al tiempo.

Los trabajos de intervención a las areniscas estaban provistos de estimulaciones mediante tratamientos de acidificación para mejorar la capacidad de flujo inyectado a las formaciones y como medidas remediales a problemas de escala y precipitados orgánicos presentados durante la etapa de pozos productores de este sector del campo maduro CX-SY, para lo cual este ensayo es útil para determinar la eficiencia y capacidad de flujo de cada arenisca en estos dos pozos.

Formulación del problema de investigación

¿Es posible determinar el comportamiento de la inyección de agua en cada pozo inyector dentro del proyecto de recuperación secundaria del Campo CX-SY, en los reservorios U y T mediante la metodología combinada de Hall-Horner para de esta manera encontrar

posibles anomalías en los patrones de flujo y daño de formación que afecte el factor de recobro y por ende el flujo de ingresos del proyecto?

Objetivo General:

Evaluar el comportamiento de la recuperación secundaria de petróleo mediante el método de Hall-Horner en los reservorios U y T del Campo CX-SY del Oriente Ecuatoriano.

Objetivos Específicos:

1. Analizar el gráfico de Horner a partir de los datos de pruebas fall-off para cada pozo y reservorio.
2. Desarrollar la gráfica de Hall a partir de los datos de inyección e interpretar los resultados, para cada arenisca.
3. Comparar los resultados obtenidos mediante el método de Hall y Horner para correlacionar indicadores de comportamiento de flujo.
4. Establecer el patrón de inyección obtenido mediante el análisis de las gráficas de Horner para pozos inyectoros.
5. Evaluar el comportamiento de la inyección en cada reservorio.
6. Realizar un análisis económico del proyecto de seguimiento y control de inyección mediante el método de Hall-Horner.

Planteamiento hipotético

Hipótesis nula: Se puede determinar el comportamiento de la inyección de agua en cada pozo inyector dentro del proyecto de recuperación secundaria del Campo CX-SY, en los reservorios U y T mediante la metodología combinada de Hall-Horner.

Hipótesis alternativa: No se puede determinar el comportamiento de la inyección de agua en cada pozo inyector dentro del proyecto de recuperación secundaria del Campo CX-SY, en los reservorios U y T mediante la metodología combinada de Hall-Horner.

CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL

A continuación, se hace una revisión de la literatura especializada que aborda la temática de investigación del problema.

1.1. Control y seguimiento de la inyectividad.

Cuando se implementa un proyecto de recuperación secundaria mediante la inyección de agua es importante realizar el control y seguimiento de la inyectividad de cada pozo a lo largo de todo el campo. Esto se debe a que ante cualquier cambio en la tasa de inyectividad en los pozos puede tener un efecto sobre la presión del yacimiento y en la eficiencia de barrido y por lo tanto la tasa de recuperación de petróleo. La pérdida de inyectividad también puede llevar a la necesidad de una mayor capacidad de bombeo, mayores reacondicionamientos o incluso la perforación de pozos inyectores adicionales. Por lo tanto, la viabilidad económica del desarrollo de un proyecto de recuperación secundaria puede depender en gran medida de la inyectividad (Nardone, 2009), (McAleese, 2000).

El control y seguimiento de la inyectividad puede dar una indicación temprana de cualquier pérdida de la eficiencia de barrido y orientar sobre el probable origen del problema. En muchos casos, esto puede brindar la oportunidad de realizar cambios simples en la estrategia de inyección antes de que se produzcan daños graves (Schlumberger, 1998).

Hay varios métodos comúnmente utilizados para realizar el seguimiento de la inyectividad de los pozos, estos incluyen:

1.1.1. Control y seguimiento permanente de la presión y caudal inyectado

Este es el método más simple para monitorear el efecto de la inyección. Para esto se grafican la presión y caudal inyectado y verificar cualquier cambio en una de las variables que no esté acompañado por un cambio similar en la otra puede deberse a cambios en la inyectividad del pozo. El análisis de este tipo de gráfico puede resultar complejo, debido a la variación simultánea de la presión y el caudal.

1.1.2. Control y seguimiento del índice de inyectividad

El índice de inyectividad (II) combina todos los factores que afectan la eficiencia de la inyección: permeabilidad efectiva al agua, espesor efectivo de la zona de inyección, viscosidad del agua a condiciones de fondo de pozo, ubicación del pozo y daño de formación. Para el seguimiento se utiliza la presión promedio del yacimiento y la tasa y presión de inyección corregidas a condiciones de flujo en fondo de pozo (Lee, 1982), (Doublet & Blasingame, 2001).

El índice de inyectividad (II) se calcula a partir de la siguiente ecuación en unidades de campo:

$$II = \frac{Q_i}{p_w - p_e} = \frac{k_w h}{141,2 B_w \mu_w \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)} \quad (1)$$

Donde

Q_i = caudal inyectado, BAPD

p_w = presión de inyección a condiciones de fondo, psia

p_e = presión efectiva del reservorio, psia

k_w = permeabilidad efectiva al agua, mD

h = espesor efectivo bajo inyección, pies

B_w = factor volumétrico del agua, RB/STB

μ_w = viscosidad del agua, cP

r_e = distancia de la presión de equilibrio desde el centro del pozo, pies

r_w = radio del pozo, pies

S = daño de formación, adimensional

En la práctica, una desventaja en el control del índice de inyectividad es que las variaciones en las tasas y presiones de inyección generan un índice de inyectividad fluctuante. En general, esta fluctuación puede llegar a ser tan extrema por lo que puede ser difícil identificar patrones de flujo. Otra desventaja de usar estrictamente el índice de inyectividad es la dificultad de obtener una estimación confiable de la presión efectiva del reservorio (p_e) en la vecindad del pozo. Esto puede implicar cerrar el pozo periódicamente para realizar pruebas de fall-off. Si bien esto no es lo deseable, puede ser una consideración para las paradas programadas de pozos (Stewart & Jamiolahmady, 2013).

1.1.3. Recíproco del Índice de Inyectividad (RII)

Es el recíproco del índice de inyectividad definido en la Ec. (1). Este índice, se utiliza con mayor frecuencia debido a que es menos sensible a las fluctuaciones de las variables operacionales, y se lo grafica con respecto al tiempo.

1.1.4. Método Gráfico de Hall (Hall Plot)

Esta es una técnica efectiva de monitoreo continuo de la inyección de agua, la cual fue desarrollada por Howard Hall en 1963 (Hall, 1963). El método consiste en graficar el producto del tiempo y la presión acumulados contra el volumen acumulado de agua inyectado. La gráfica permite conocer el comportamiento de la inyección, por ejemplo: un cambio en la inyectividad es el resultado de un cambio en la pendiente de la gráfica. Este método permite reducir las fluctuaciones en el índice de inyectividad, las mismas que pueden ser causadas por fallas en la herramienta de registro de presión, efectos de transiente de presión, por fallos en herramientas de control de flujo en fondo o problemas en el reservorio. Estos gráficos permiten una ágil identificación de cambios reales en los patrones de inyectividad. Hay varias formas de preparar un diagrama de Hall.

1.1.5. Pruebas de Inyección Transitoria

La prueba de cierre fall-off (FOT) y el registro de producción (PLT), siguen siendo importantes para complementar el control de la inyección. Se puede obtener información

sobre la presión efectiva del yacimiento (p_e), capacidad de flujo efectiva ($k_w h_i$), daño de formación (S) y de la fractura (X_f) pueden obtenerse a partir de las pruebas de fall-off. El espesor efectivo bajo inyección (h_i), las indicaciones de fractura y el número de perforaciones operativas y otras variables más, se pueden estimar a partir de las pruebas PLT. Estas pruebas suelen ser costosas y, por lo tanto, generalmente se mantienen al mínimo, pero la información obtenida afecta en gran medida la calidad del análisis de inyección.

1.2. Teoría del Método de Hall

Una de las dificultades para analizar el rendimiento de los pozos inyectores es la variación de la presión y la tasa de inyección con el tiempo. El método gráfico de Hall se puede utilizar para eliminar las complicaciones debidas a estas variaciones.

El método original de Hall se basa en la ecuación de Darcy para flujo radial alrededor del pozo (en unidades de campo):

$$Q_i = \frac{k_w h_i}{141,2 B_w \mu_w \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)} (p_{bhi} - p_e) \quad (2)$$

Integrando la Ec. (2) con respecto al tiempo se obtiene:

$$\begin{aligned} W_i &= \int_{t_0}^t Q_i dt \\ &= \frac{k_w \times h_i}{141,2 \times B_w \times \mu_w \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)} \int_{t_0}^t (p_{bhi} - p_e) dt \end{aligned} \quad (3)$$

Donde,

W_i = inyección acumulada de agua antes del daño, barriles.

La presión de fondo fluyente puede ser estimada mediante la siguiente ecuación:

$$p_{bhi} = p_{wh} - \Delta p_f + (\rho g \cdot TVD) \quad (4)$$

Donde

p_{wh} = presión de cabeza, psia

Δp_f = pérdida por fricción en la tubería e instalación de fondo, psia.

$\rho g \cdot TVD$ = cabeza hidrostática medida a la mitad de los punzados, psia.

Substituyendo la Ec. (4) en la Ec. (3), se obtiene:

$$\int_{t_0}^t p_{wh} dt = \frac{141,2 B_w \mu_w \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)}{k_w h_i} W_i + \int_{t_0}^t (p_e + \Delta p_f - (\rho g \cdot TVD)) dt \quad (5)$$

Si se asume que la presión efectiva del yacimiento, la pérdida por fricción y la carga hidrostática son constantes con el tiempo y se utiliza una aproximación numérica, la Ec. (5) se transforma en:

$$\sum p_{wh} \Delta t = \frac{141,2 B_w \mu_w \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)}{k_w h_i} W_i + \gamma t \quad (6)$$

La Ec. (6) representa una línea recta en coordenadas cartesianas, donde γ es una constante. La gráfica del volumen acumulado inyectado W_i frente a la sumatoria de la presión por el tiempo, se conoce como Gráfico de Hall.

1.3. Método gráfico de Hall simplificado

Es una simplificación, a menudo no recomendada, para graficar solo la presión acumulada en boca de pozo contra el volumen inyectado acumulado, despreciando la última parte de la Ec. (6), esto es:

$$\sum p_{wh} \Delta t = m_{Hall} W_i \quad (7)$$

Donde

m_{Hall} = es la pendiente del gráfico de Hall e igual a $\frac{141,2 B_w \mu_w \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)}{k_w h_i}$

Este método simplificado tiene la ventaja de que las variables pueden medirse directamente en superficie, para lo cual solo se necesita la presión de boca de pozo y la tasa de inyección.

Debe tenerse en cuenta que esta ecuación no es matemáticamente correcta. Por lo tanto, la pendiente del gráfico de Hall simplificado está sesgada y no tiene un significado cuantitativo (como el RII). Aun así, los cambios en la inyectividad aparecerán como cambios en la pendiente y la gráfica puede ser útil para identificar con cierta aproximación el comportamiento del pozo inyector.

1.4. El método gráfico de Hall modificado para flujo radial en pozos verticales

Como se indicó anteriormente, las versiones simplificadas del método del diagrama de Hall tienen algunas limitaciones importantes:

- La presión del yacimiento no siempre es constante.
- La fricción de la tubería depende de la velocidad, el diámetro interno de la tubería y la rugosidad.

- Todos estos valores pueden cambiar con el tiempo, especialmente la tasa de inyección.
- Por lo tanto, los cambios en la presión del reservorio y la tasa de inyección pueden aparecer como cambios en la inyectividad.

En los entornos informáticos modernos, no es complicado ajustar la información de presión disponible a las condiciones de fondo de pozo, agregando la carga hidrostática y restando la fricción correcta de tubería y punzados y la presión del reservorio.

El método gráfico de Hall modificado se basa en graficar el potencial de presión de inyección $\int_{t_0}^t (p_{bhi} - p_e) dt$ contra la inyección acumulada W_i , esto es:

$$\sum [(p_{bhi} - p_e)\Delta t] = \frac{141,2 B_w \mu_w \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)}{k_w h_i} W_i \quad (8)$$

$\sum [(p_{bhi} - p_e)\Delta t]$ se denomina el Coeficiente de Hall.

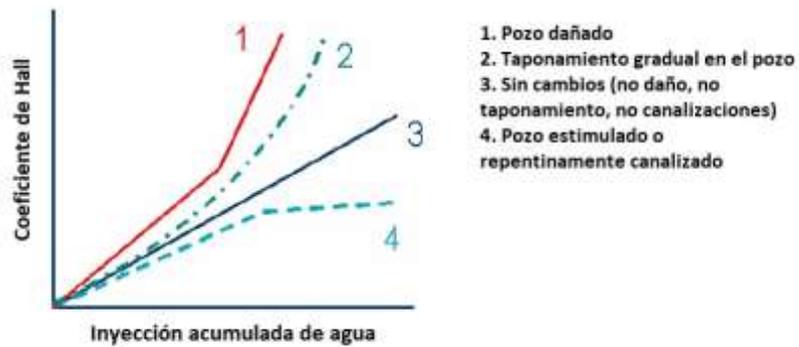
Esta relación es matemáticamente correcta y, por lo tanto, es menos probable que se produzcan interpretaciones erróneas. La pendiente de la gráfica tiene un significado físico real:

$$m_{Hall} = \frac{141,2 B_w \mu_w \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)}{k_w h_i} \quad (9)$$

1.5. Interpretación cualitativa del gráfico de Hall

La Fig. 2 presenta una interpretación cualitativa del gráfico de Hall para determinación de anomalías presentes en un pozo inyector.

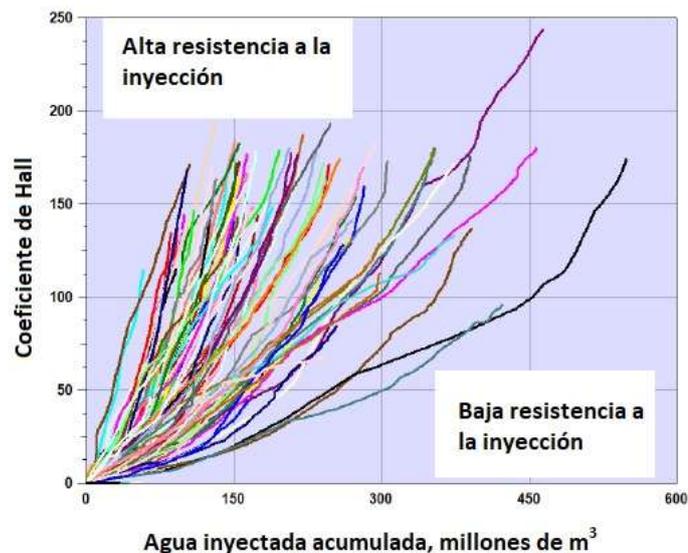
Figura 2. Representación cualitativa del gráfico de Hall



Fuente: (Valentine, 2018)

La Fig. 3 presenta las curvas de Hall de todos los pozos de un campo sometido a recuperación secundaria con inyección de agua, donde se muestran los patrones de resistencia a la inyección. La parte superior de la gráfica muestra una alta resistencia, en cambio en la parte inferior representa una baja resistencia.

Figura 3. Determinación de patrones de resistencia a la inyección del gráfico de Hall



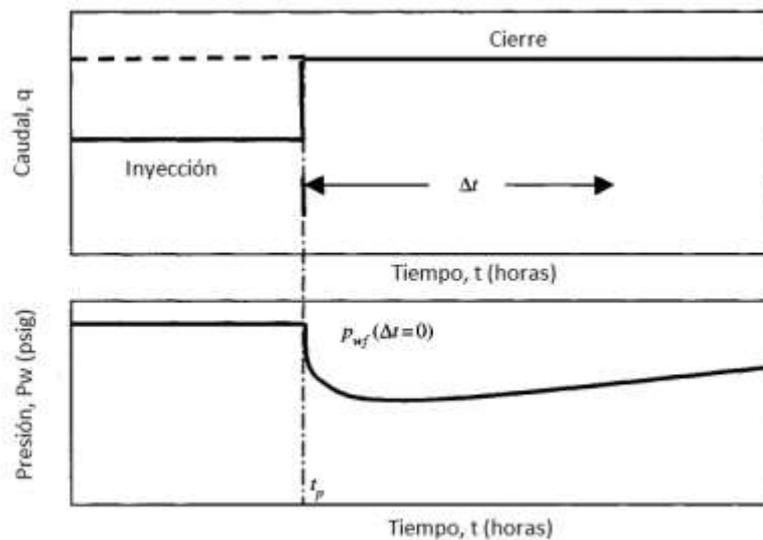
Fuente: (Valentine, 2018)

1.6 Método de Horner para pruebas fall-off

Las pruebas de fall-off son utilizadas en pozos inyectoros. La inyección es análoga a la producción de pozos, pero la diferencia radica en que la tasa de producción es negativa. El periodo de cierre en un pozo inyector para una prueba de fall-off es análogo a una prueba de build-up en un pozo productor.

Por esta razón, las ecuaciones de pruebas de pozos en producción son aplicables a los pozos inyectoros. La Fig. 4 representa esquemáticamente una prueba de fall-off.

Figura 4. Representación esquemática de una prueba fall-off



Fuente: (Chaudhry, 2004)

El comportamiento de un reservorio infinito y/o flujo totalmente desarrollado, se puede representar mediante la siguiente ecuación:

$$p_{ws} = p^* - m \log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad (10)$$

Donde t_p es el tiempo equivalente de producción el cual puede ser aproximado mediante la siguiente expresión.

$$t_p = \frac{24V_p}{q_w} \quad (11)$$

Donde V_p es el volumen poroso inyectado y q_w es la tasa de inyección.

La porción recta de la gráfica p_{ws} vs. $\log\left(\frac{t_p+\Delta t}{\Delta t}\right)$ tiene la pendiente $-m$ con intercepto p^* cuando $\left(\frac{t_p+\Delta t}{\Delta t}\right) = 1$.

La estimación de la permeabilidad efectiva al agua se puede realizar mediante la siguiente expresión:

$$k_w = -\frac{162,6 Q_w B_w \mu_w}{m h} \quad (12)$$

Donde:

k_w = permeabilidad efectiva al agua, mD

B_w = factor volumétrico del agua, RB/STB

μ_w = viscosidad del agua, cP

h = espesor neto abierto, pies

m = pendiente del gráfico p_{ws} vs. $\log\left(\frac{t_p+\Delta t}{\Delta t}\right)$

Q_w = tasa de inyección, bbl/día (valor negativo)

El daño de formación S puede calcularse mediante la expresión:

$$S = 1,151 \left[\frac{p_{wf@t=0} - p_{1h}}{m} - \log\left(\frac{k_w}{\phi C_t r_w^2}\right) + 3,23 \right] \quad (13)$$

La pérdida de presión Δp_{skin} , causada por el daño de formación se calcula mediante la expresión

$$\Delta p_{skin} = 0,869 m S \quad (14)$$

El cálculo del Índice de inyectividad (II) y la eficiencia de flujo EF se puede realizar mediante las siguientes expresiones:

$$I_{actual} = \frac{Q_w}{p_w - \bar{p}} \quad (15)$$

$$I_{ideal} = \frac{Q_w}{p_w - \bar{p} - \Delta p_{skin}} \quad (16)$$

Para tiempos cortos de la prueba de fall-off se puede asumir que $p^* = \bar{p}$, caso contrario se debe utilizar el siguiente procedimiento:

1. Calcular

$$t_{DA} = \frac{0,000264 k_w t_p}{\varphi \mu_w C_t A} \quad (17)$$

Donde A es el área de inyección por pozo en pies².

2. Determinar la función de presión adimensional p_{MBH}

$$p_{MBH} = \frac{\bar{p} - p^*}{(70,6 \mu_w Q_w)/(k_w h)} \quad (18)$$

Donde $(70,6 \mu_w Q_w)/(k_w h) = \frac{m}{2,303} [psi]$

El valor de p_{MBH} puede obtenerse a partir de la Tabla 14-3 del Libro Oil Well Testing Handbook (Chaudhry, 2004).

Y, por tanto, el valor de la presión promedio puede calcularse mediante la siguiente ecuación:

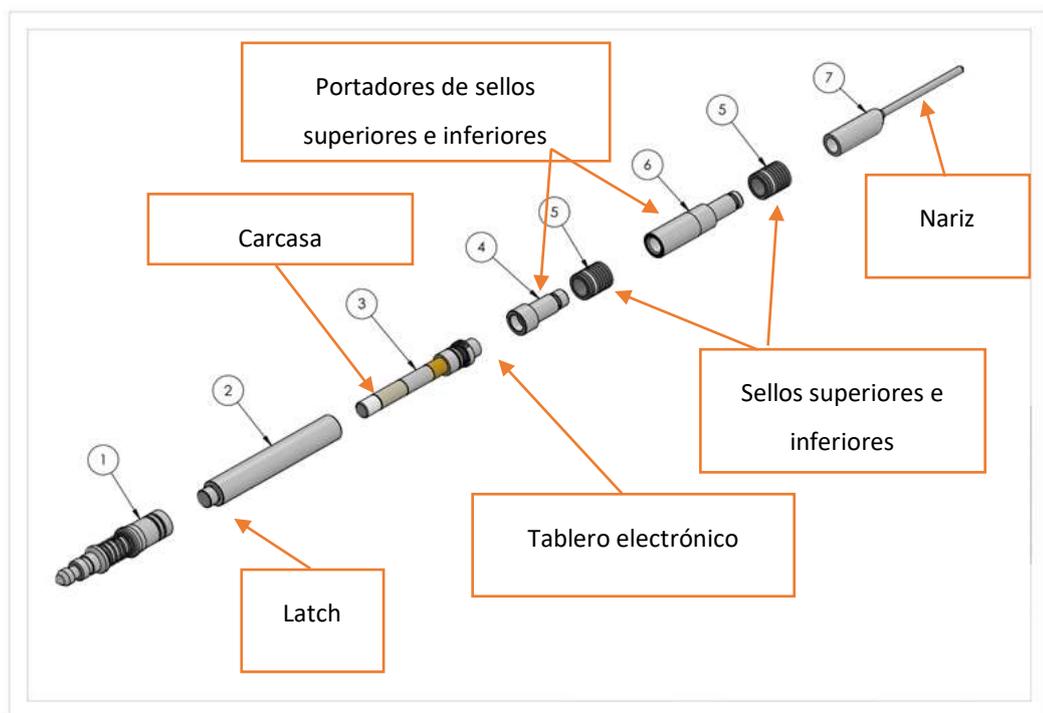
$$\bar{p} = p^* + p_{MBH}(m/2,303) \quad (19)$$

Para los alcances del presente trabajo de titulación se considerará que $\bar{p} = p_e$

1.7 Herramienta recuperable de registro de presión y temperatura SIPS

Es una herramienta acoplada a la válvula ciega (dummy valve) de inyección dentro de la sarta de completación del pozo. Esta válvula viene provista de sensores de presión y temperatura (SIPS, shut-in pressure sensor), la cual se puede visualizar en la Figura 5. El registrador de presión y temperatura de fondo se encuentra en la pieza numerada 3 con su respectiva carcasa protectora.

Figura 5. Válvula dummy con sensor de presión y temperatura SIPS



Fuente: Petroamazonas, 2020

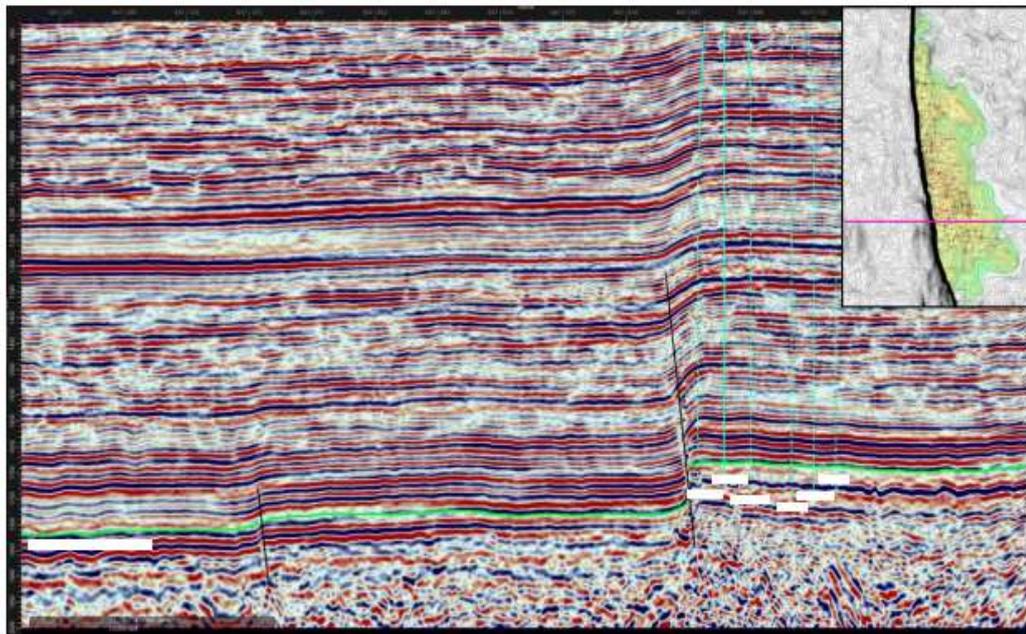
1.8 Descripción del área de estudio

Los reservorios del Campo CX están situados en la formación Napo, tomando en cuenta la naturaleza reducida de la formación Hollín. El fluido producido proviene de las arenas “US”, “UI” y “T” pertenecientes al periodo Cretácico Medio Superior. La formación Napo tienen un espesor promedio de 940 pies, con una secuencia de areniscas, calizas y lutitas.

En el periodo 1978-1995 realizó la adquisición de 105 líneas sísmicas 2D (250 km.), que permitió realizar estudios geofísicos y estructurales para definir la estructura del campo CX-SY. Entre los años 2008 y 2009, se realizó la adquisición de 659 km² de sísmica 3D, que permitió configurar la estructura de mejor manera. La estructura CX-SY es un anticlinal asimétrico, limitado al Oeste por una falla inversa regional que viene desde el basamento, con un salto de falla de aproximadamente 470 pies en CX y 430 pies en SY (Petroamazonas EP, 2020).

Los yacimientos del Campo CX-SY se desarrollan en una estructura tipo anticlinal alargado en dirección NNO-SSE, ensanchada en su parte sur y angosta hacia el norte. Este pliegue se encuentra cortado al Oeste por una falla inversa de alto ángulo, de aproximadamente 450 pies de salto, la misma que es de carácter sellante en la mayor parte de su extensión y representa el límite oeste de los yacimientos. Los límites este, norte y sur del entrapamiento vienen dados por el cierre estructural del pliegue.

Figura 6. Sección sísmica Oeste-Este, donde se observa el anticlinal fallado



Fuente: (Mejía, 2013).

La estructura del campo es un anticlinal alargado de dirección norte-sur de 16 km de longitud y se ensancha en dirección sur, su límite al oeste es una falla inversa de un salto

de 375 pies contra la cual se cierra la estructura, probando así la impermeabilidad de la falla.

Con la perforación de los pozos CXO 21 y SY 10 se determinó que la estructura del campo CX y SY es la misma, la profundidad simétrica del contacto agua-petróleo entre los pozos CXO 3, 4, 5, 9 y 10 y SY 1, 2, 3, 4, 5 y 6 ratificó que se trata de un solo yacimiento a este nivel, entre los reservorios U y T.

1.8.1 Estudio de los yacimientos

En las areniscas U y T se hallan dos tipos de lutitas, la una es de carácter arcillosa y la otra está compuesta ligeramente por linos y depositaciones de arenas finas.

1.8.2 Descripción de los yacimientos productores

Los principales reservorios de interés hidrocarburífero en el campo CX-SY, son: BT, US, UM, UI, TS y TI. En la siguiente gráfica se indica el mapa estructural de la arenisca UI (Ruiz Renán, Octubre, 2018).

1.8.3 Reservorios US–UI

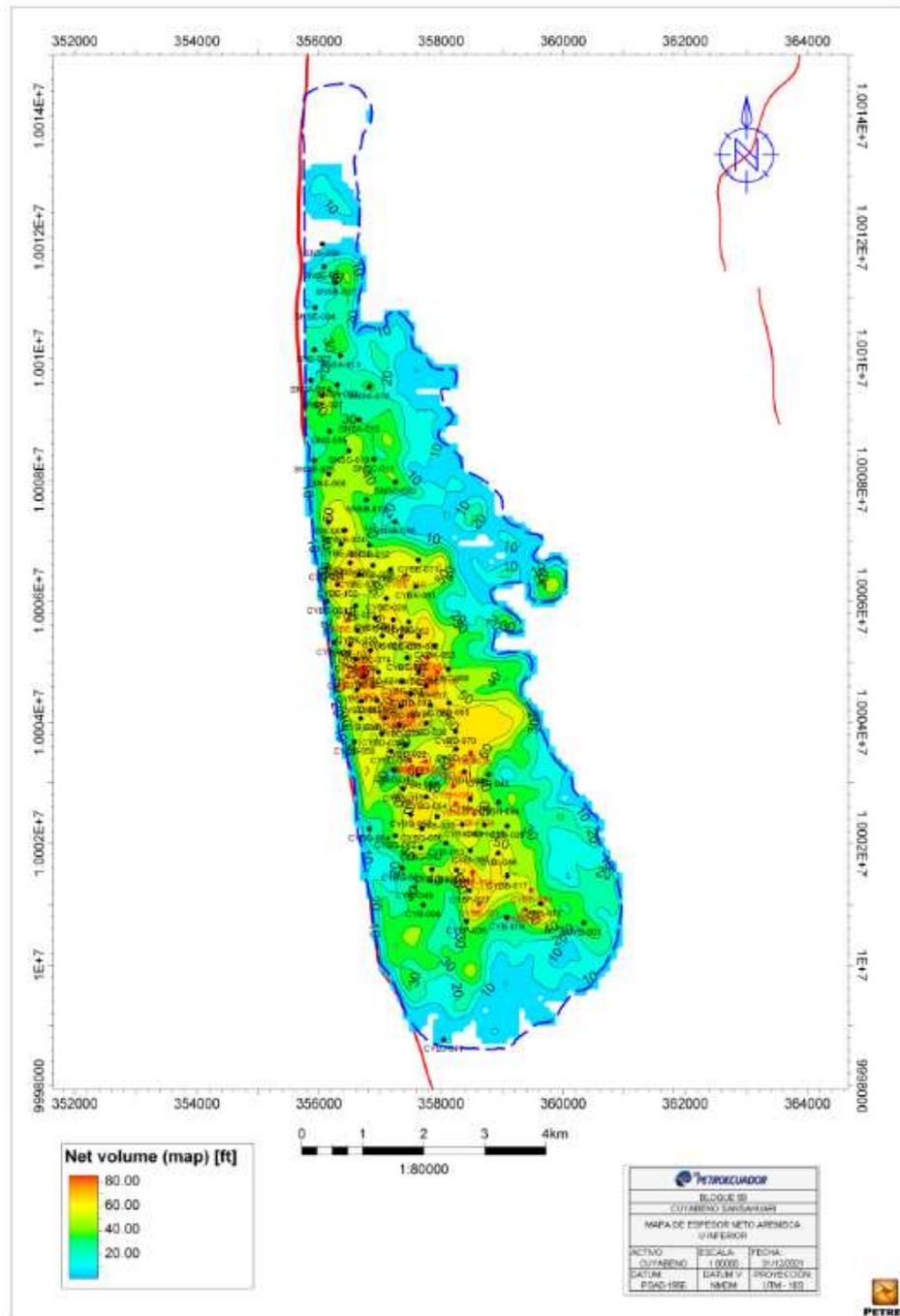
Los reservorios US y UI son independientes y sus contactos agua – petróleo son completamente diferentes (Baby Patrice, Rivadeneira Marco, 2004).

La arenisca US tiene un espesor de 36 pies y se puede sintetizar como un cuerpo arenoso casi homogéneo, que disminuye su espesor entre 12 y 27 pies en los pozos CXO 8 y 12.

Litológicamente se presenta como una arenisca cuarzosa de grano fino con cemento calcáreo y trazas de glaucomita.

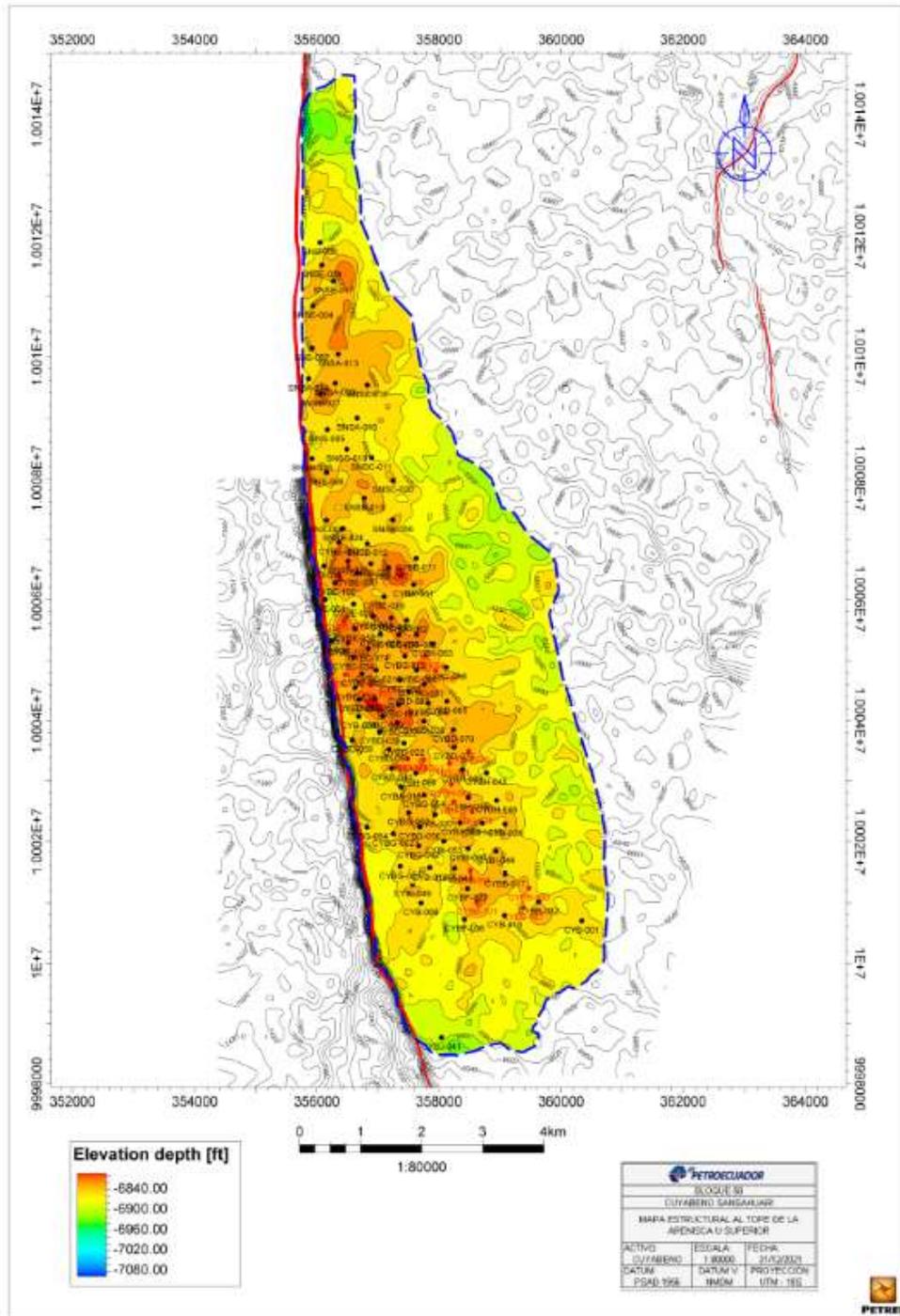
La arenisca UI es la mejor desarrollada dentro del campo, está compuesta por una arenisca de cuarzo y presenta buenas propiedades petrofísicas, tiene un espesor máximo de 72 pies en el pozo CXO-2.

Figura 7. Mapa estructural de UI del Campo CX



Fuente: (Petroamazonas EP, 2020).

Figura 8. Mapa estructural de US del Campo CX-SY

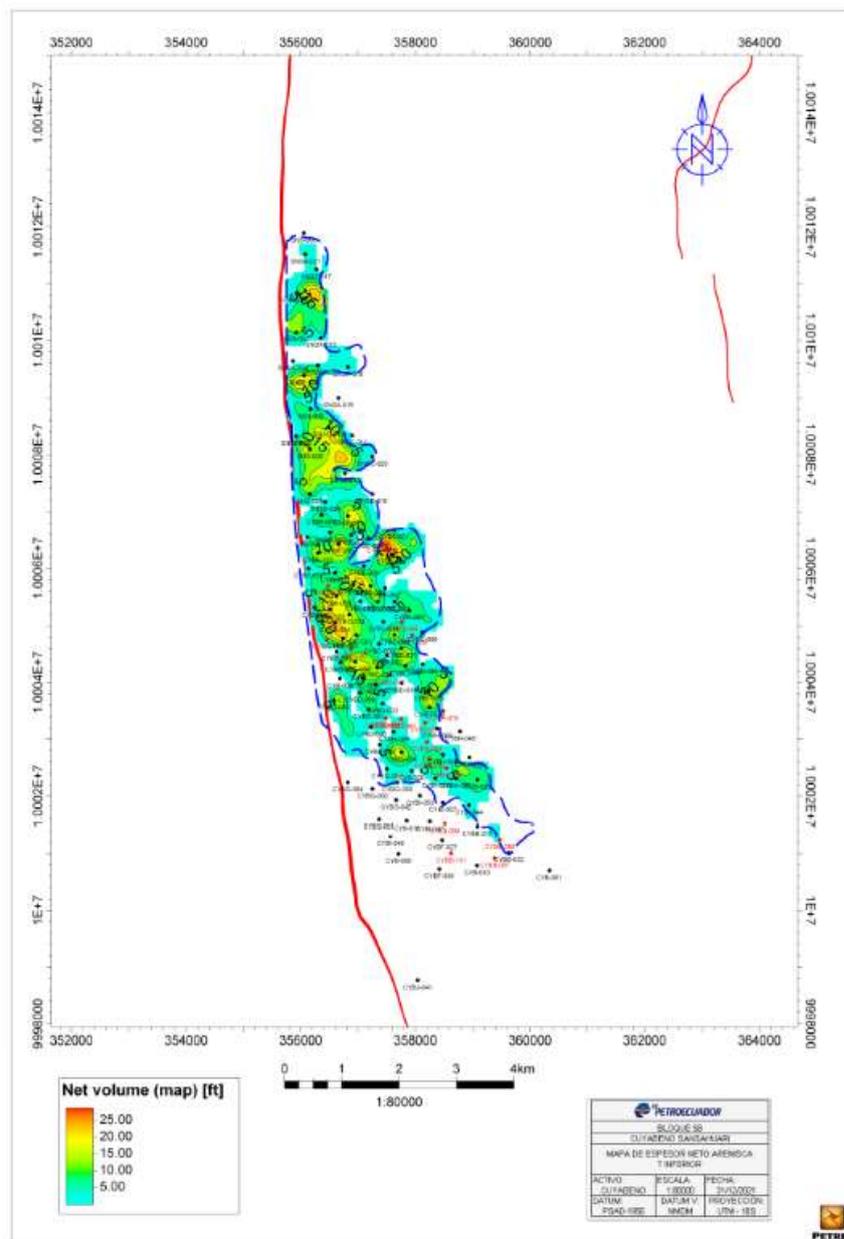


Fuente: (Petroamazonas EP, 2020).

1.8.4 Reservorio T

El término inferior presenta las mejoras características, pero es siempre acuífero y el término superior es a menudo petrolífero, en su parte más alta está conformada de arenisca de grano fino, tiene un espesor de 50 pies en los pozos CXO-4 y COX-1 (Baby Patrice, Rivadeneira Marco, 2004).

Figura 9. Mapa estructural de TS del Campo CX-SY



Fuente: (Petroamazonas EP, 2020).

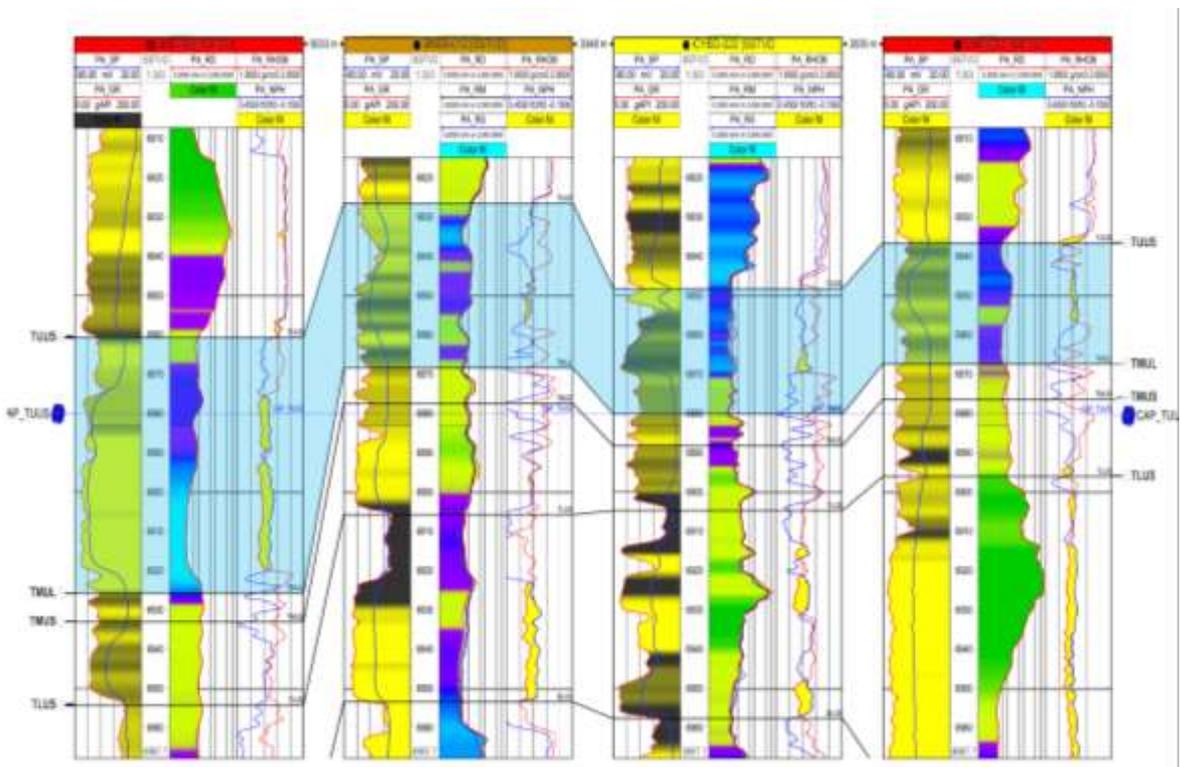
1.8.5 Formación N

Constituida por niveles de areniscas y calizas con intercalaciones de lutitas oscuras con un espesor aproximado de 912 pies. El ciclo de arenisca U tiene un espesor promedio de aproximadamente 140 pies y presenta tres niveles de areniscas denominados US, UM y UI. De igual manera la arenisca T de acuerdo a estudios geológicos se subdivide en TS y TI (Baby Patrice, Rivadeneira Marco, 2004).

1.8.6 Arenisca US

Compuesta por arenisca cuarzosa, crema a blanca crema, transparente, translúcida, grano fino a medio, sub-redondeada a sub-angular, friable a moderadamente consolidada, regular selección, matriz arcillosa, cemento ligeramente calcáreo, con inclusiones de glauconita (Baby Patrice, Rivadeneira Marco, 2004).

Figura 10. Estructura de la arenisca US del Campo CX-SY

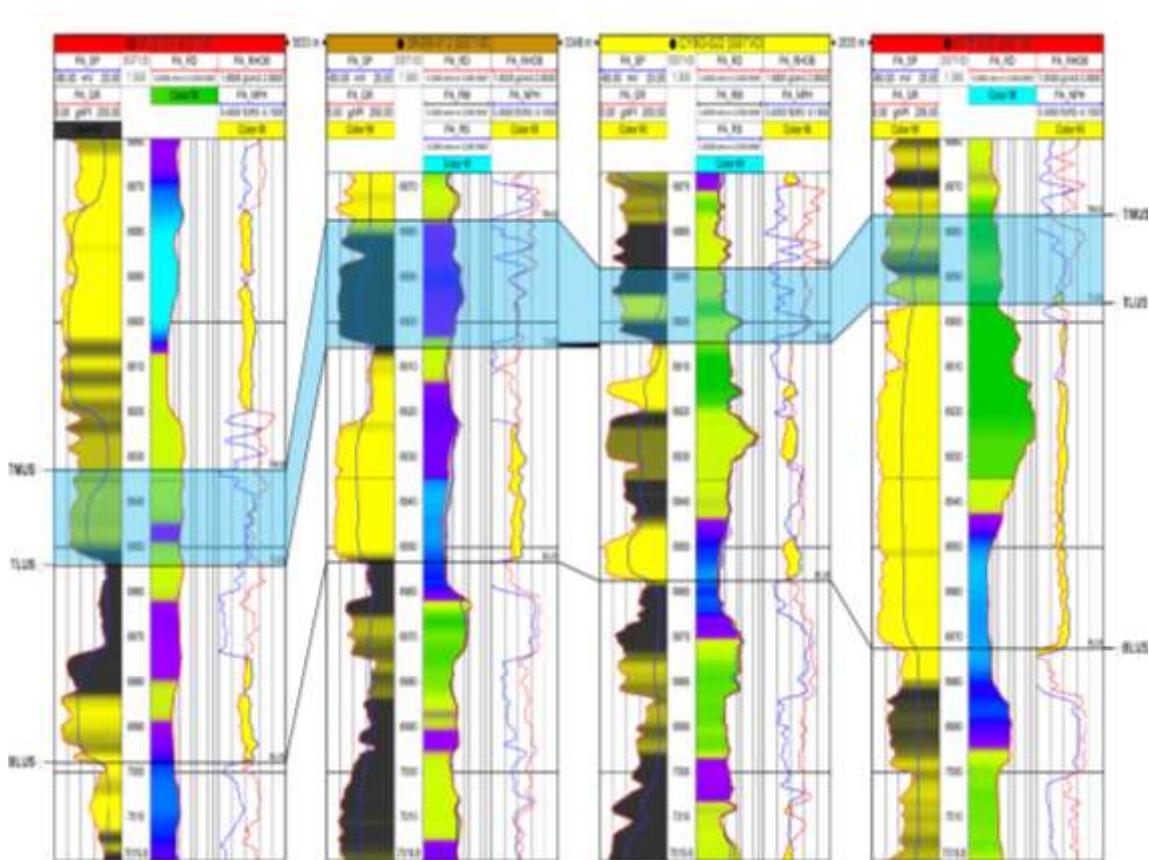


Fuente: (Petroamazonas EP, 2018).

1.8.7 Arenisca UM

Compuesta por arenisca cuarzosa, crema a blanca crema, transparente, translúcida, de grano fino, menor grano medio, subangular a sub-redondeada, friable a moderadamente consolidada, ocasionalmente matriz arcillosa, cemento ligeramente calcáreo (Baby Patrice, Rivadeneira Marco, 2004).

Figura 11. Estructura de la arenisca UM del Campo CX-SY

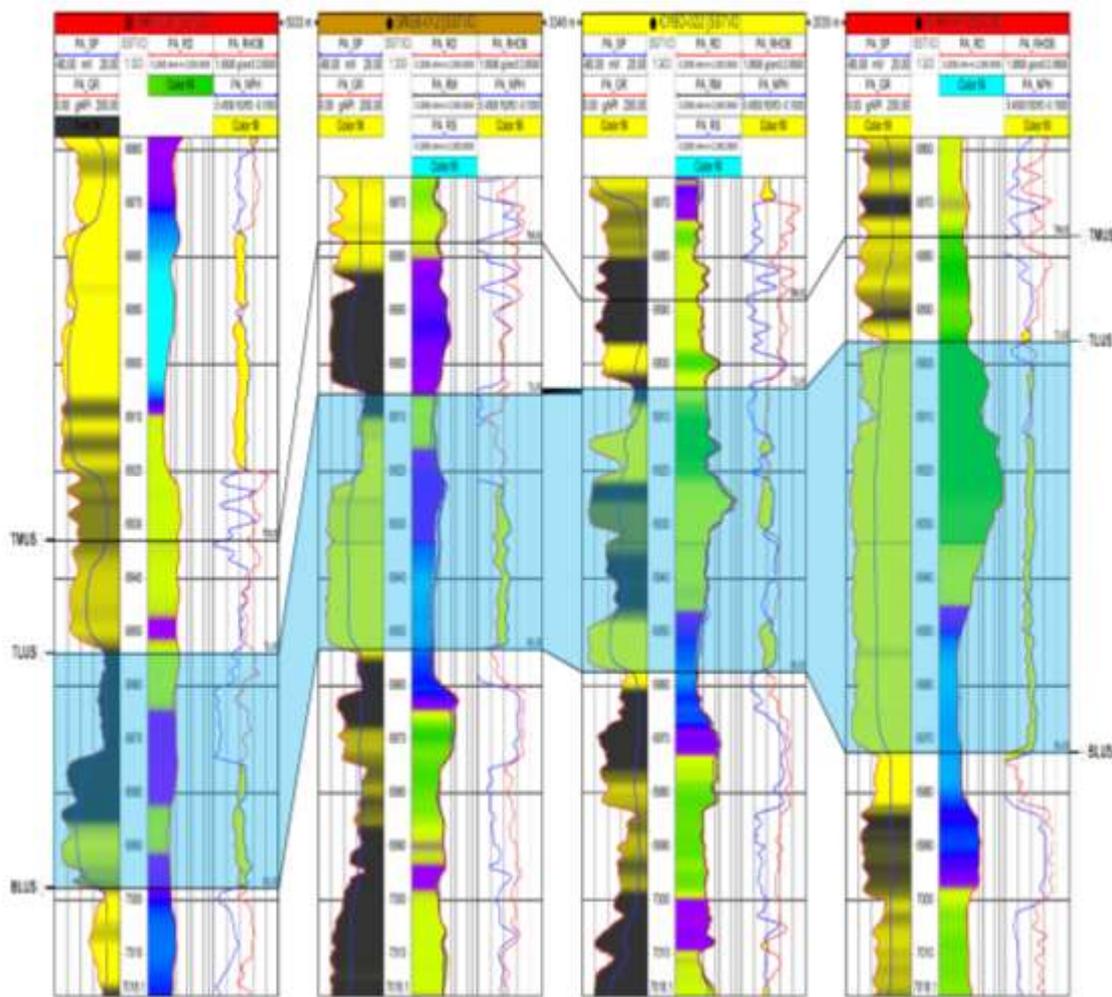


Fuente: (Petroamazonas EP, 2018).

1.8.8 Arenisca UI

Constituida por arenisca cuarzosa, crema a café clara, transparente, translúcida, grano fino a medio, sub-redondeada a sub-angular, friable a moderadamente consolidada, regular selección, matriz no visible, cemento ligeramente calcáreo (Baby Patrice, Rivadeneira Marco, 2004).

Figura 12. Estructura de la arenisca UI del Campo CX-SY

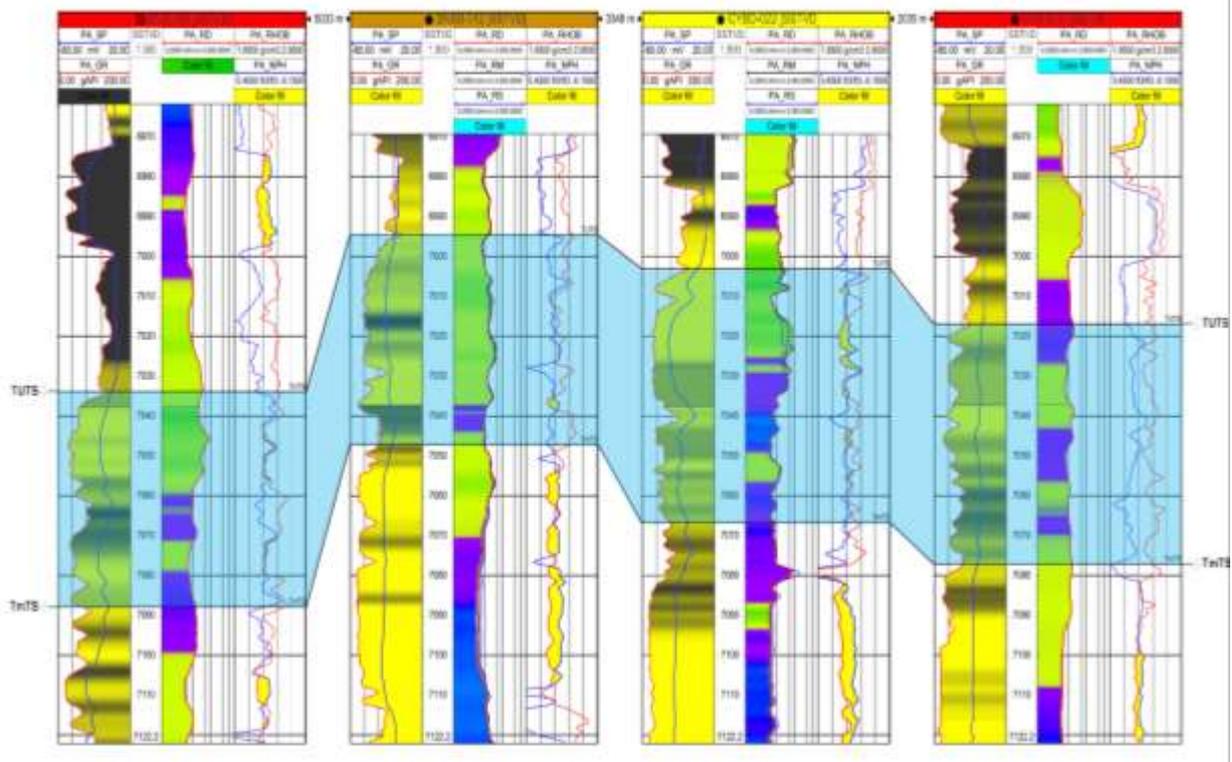


Fuente: (Petroamazonas EP, 2018).

1.8.9 Arenisca TS

Constituida por arenisca cuarzosa crema a café clara, subtransparente, sub-translúcida, grano fino a medio, sub-redondeada a sub-angular, buena a regular selección, friable a moderadamente consolidada, matriz arcillosa, cemento ligeramente calcáreo con inclusiones de glauconita (Baby Patrice, Rivadeneira Marco, 2004).

Figura 13. Estructura de la arenisca TS del Campo CX-SY



Fuente: (Petroamazonas EP, 2018).

1.8.10 Arenisca TI

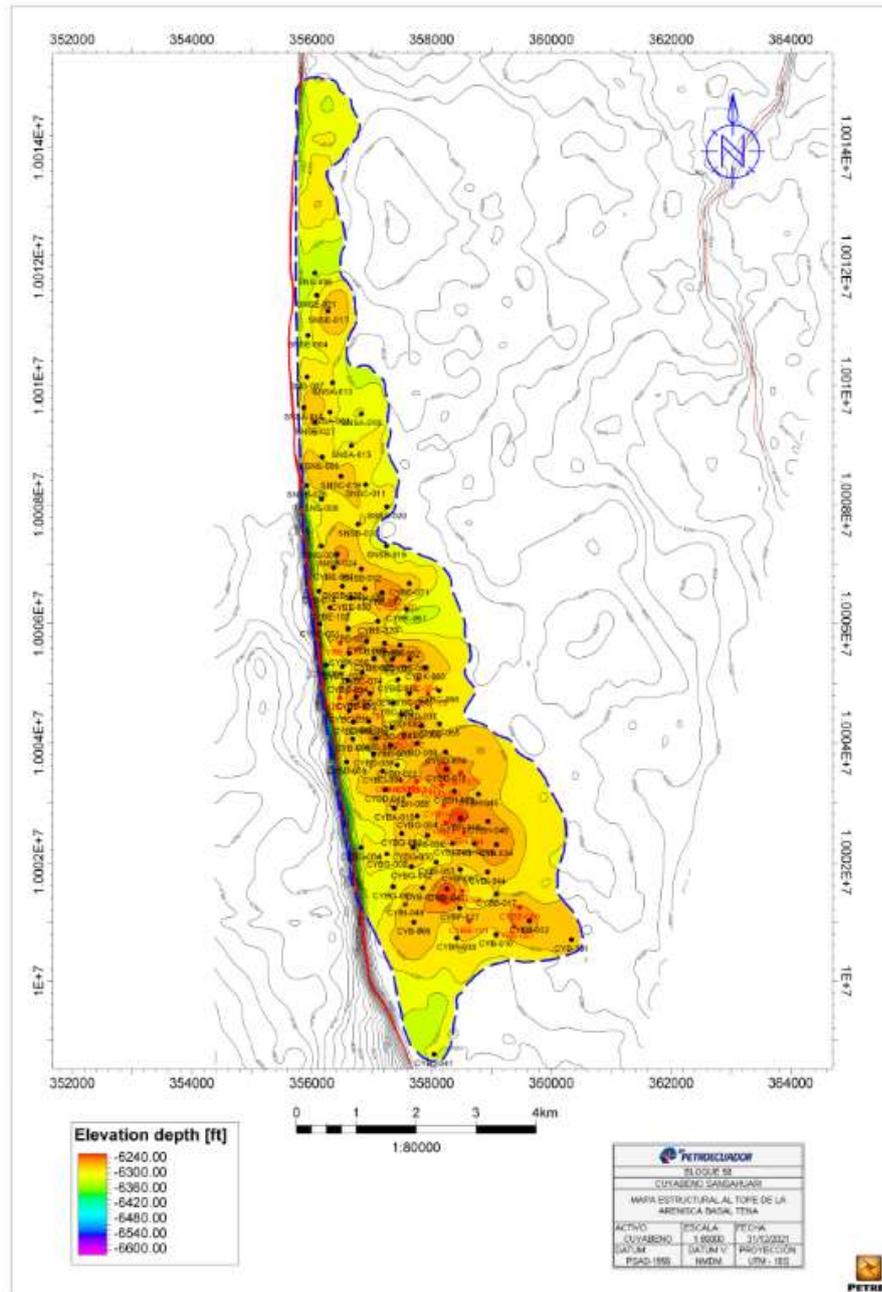
Compuesta por arenisca cuarzosa, blanca a blanca crema, transparente, translúcida, de grano fino a medio, sub-redondeada a sub-angular, friable en parte moderadamente consolidada, buena a regular selección, ocasionalmente matriz arcillosa, cemento ligeramente calcáreo (Baby Patrice, Rivadeneira Marco, 2004).

1.8.11 Formación T

BT

Arenisca cuarzosa, clara, en parte gris clara, grano fino a muy fino, sub- redondeado a sub-angular, suelta, en parte moderadamente consolidada, regular selección, en parte matriz arcillosa, cemento ligeramente calcáreo (Baby Patrice, Rivadeneira Marco, 2004).

Figura 14 . Mapa estructural de TS del Campo CX-SY



Fuente: (Petroamazonas EP, 2020).

1.8.12 Análisis PVT

Los valores que representan las características de la roca y fluido han sido obtenidos de análisis de núcleos y pruebas de presión; estos datos son de suma importancia para poder

determinar si una formación tiene presencia de hidrocarburo, y como se encuentra distribuido en relación con otros fluidos dentro del reservorio.

El campo produce un crudo de la arena T de 29° API promedio y de la arenisca U de 26° API, éste puede variar de acuerdo con el contenido de azufre. En la actualidad se considera como arenas productoras principales la arenisca US, UI y TS, y como secundarias UM y TI.

Cabe indicar que la arenisca BT perteneciente a la Formación T contiene un crudo pesado y por tal razón se considera, al momento de realizar esta investigación, rentable su producción.

Tabla 1. Parámetros del Campo CX-SY

PARÁMETROS	US	UM	UI	TS	TI
Presión de reservorio, Pr (psi)	3243	3270	3270	3388	3388
Presión actual, (psi)	2800	2800	2800	3000	3000
Presión de burbuja, Pb, (psi)	570	690	690	1005	1005
Factor de recobro (%)	24,7	23	24	32	25
Gravedad específica de petróleo (°API)	24,5	27,3	27,3	29,4	29,4
Saturación de agua inicial, Swi (%)	32,8	22,2	22,2	25,3	44,9
Porosidad, ϕ (%)	17	19	19	17	17
Permeabilidad, K, (mD)	451	233	233	235	250
Factor volumétrico de petróleo, β_{oi} (RB/STB)	1,158	1,186	1,186	1,219	1,219
Temperatura de yacimiento, (°F)	194	203	203	205	205
Viscosidad de petróleo, μ_o @ T.F. (cP)	3,5	3,22	3,22	1,58	1,58
Relación Gas petróleo, GOR, (PCS/STB)	155	185	185	357	357

Fuente: (Petroamazonas EP, 2020).

1.8.13 Reservas probadas

Las reservas probadas del Campo CX-SY fueron sido obtenidas mediante el análisis de la información disponible en la base de datos institucional, provista de datos de

producción acumulada de los reservorios, perforación de pozos, análisis petrofísicos de núcleos, pruebas de producción, pruebas de pozos, análisis PVT y perfiles de pozos. Las mismas se presentan en la Tabla 2.

Tabla 2. Reservas probadas de los reservorios del Campo CX-SY.

Arenisca	POES (10⁶ Bbls)	FR (%)	Reservas probadas (10⁶ Bbls)	Producción acumulada (10⁶ Bbls)	RA (%)	Reservas probadas remanentes (10⁶ Bbls)
UI	102.726	32,8	33.776	21.944	21	11.832
US	211.974	32,8	69.697	33.664	15	36.033
T	143.815	3	47.459	28.833	20	18.626

Nota: FR es el factor de recobro esperado, RA es el recobro actual de petróleo.

Fuente: (Petroamazonas EP, 2020).

1.8.14 Inventario general de reservas del Campo CX-SY

Una mejor descripción de las reservas del Campo CX-SY, se la puede encontrar en la Tabla 3.

Tabla 3. Reservas del Campo CX-SY.

Reservorio	Reservas probadas producien do (10⁶ Bbls)	Reservas probadas Shut-in (10⁶ Bbls)	Reservas probadas detrás del casing (10⁶ Bbls)	Reservas probadas no desarrolla das (10⁶ Bbls)	Reservas probables (10⁶ Bbls)	Reservas probadas (1P) (10⁶ Bbls)	Reservas probadas + probables (2P) (10⁶ Bbls)	Reservas probadas + probables + posibles (3P) (10⁶ Bbls)
BT	6,854	-	-	-	-	6,854	6,854	6,854
US	6,115	0,496	3,695	15,200	0,241	25,507	25,749	25,749
UM	2,207	-	1,436	2,587	-	6,231	6,231	6,231
UI	7,169	0,436	6,358	21,158	-	35,122	35,122	35,122
TS	2,393	0,164	4,238	-	8,020	6,795	14,816	14,816
Total	17,892	1,096	15,728	38,945	8,262	73,663	81,925	81,925

Fuente: (Petroamazonas EP, 2020)

1.8.15 Producción del Campo CX-SY

El campo CX-SY tiene un total de 64 pozos produciendo, los cuales han aportado una producción promedio de 20.789 BPPD de una calidad de crudo 25° API con un BSW del 72%. Hasta junio del 2011, se habían perforado 103 pozos, los cuales se detalla a continuación en la Tabla 4.

Tabla 4. Estado de los pozos del Campo CX-SY

Estado de los pozos	Número de pozos
Produciendo	64
Reacondicionamiento	0
Cerrados productores	28
Abandonados	1
Inyectores	0
Reinyectores	10
Total	103

Fuente: (Petroamazonas EP, 2020).

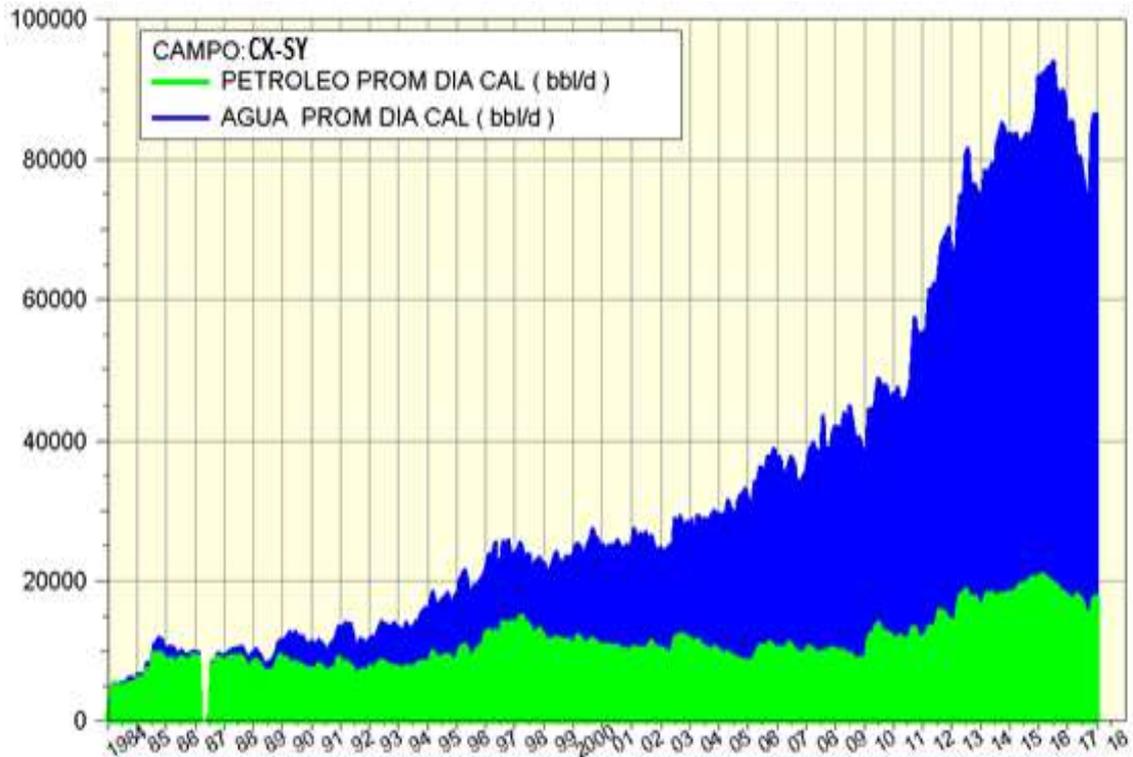
El sistema de producción del Campo CX-SY se compone del siguiente detalle, presentado en la Tabla 5.

Tabla 5. Sistemas de producción del Campo CX-SY

Método	Número de pozos	BPPD	BAPD	BFPD
Bombeo Hidráulico	45	17.142	49.867	67.009
Bombeo Electrosumergible	19	3.647	13.737	17.384
Total	64	20.789	63.604	84.393

Fuente: (Petroamazonas EP, 2020).

Figura 15. Producción acumulada del Campo CX-SY



Fuente: (Petroamazonas EP, 2018).

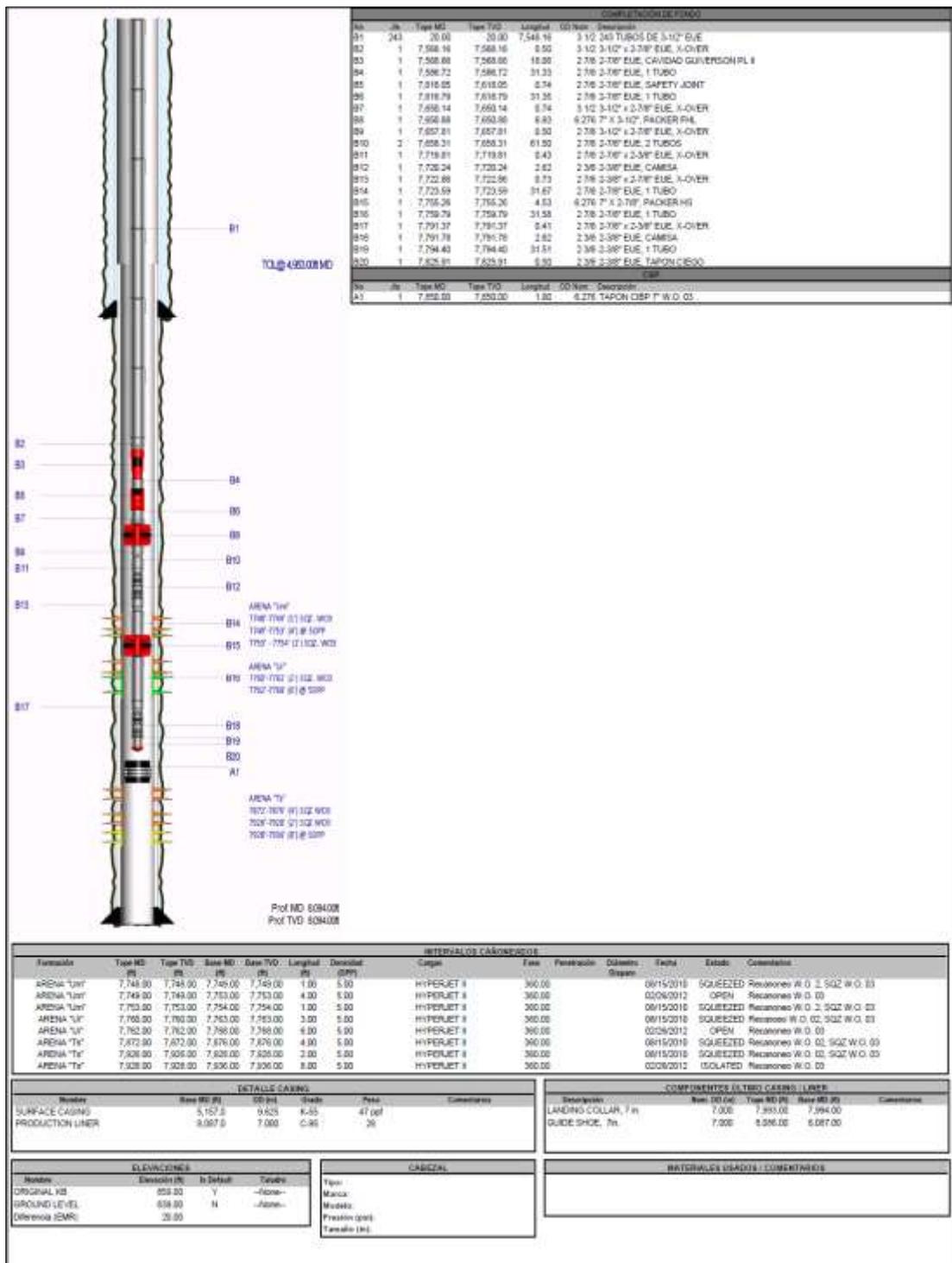
1.8.16 Evaluación de pozos candidatos a pozos inyectores

En las Figs. 16 y 17 se presentan las completaciones de pozos productores en el Campo CX-SY. Cada pozo productor fue analizado para evaluar su condición mecánica, integridad y admisibilidad de las formaciones para ser sometidas a recuperación secundaria por agua, esto es convertirlo a pozo inyector a partir de una instalación múltiple.

En la Fig. 18 se puede ver la evaluación del estado mecánico del pozo, mediante un perfil de cementación.

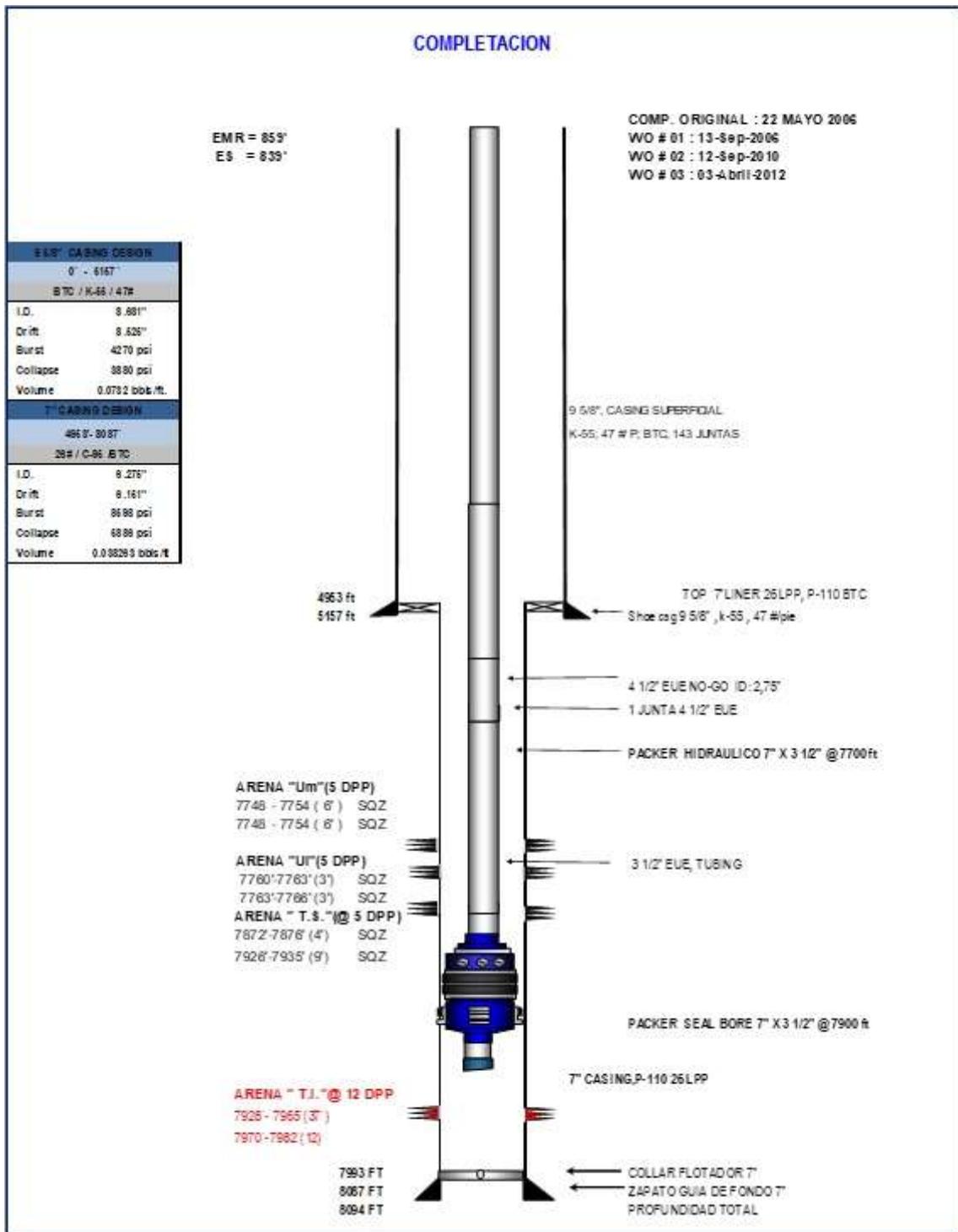
En la Fig. 19 se presenta una evaluación de la integridad del pozo candidato, mediante un perfil de corrosión.

Figura 16 . Pozo productor evaluado para convertirse en inyector tipo en el Campo CX-SY



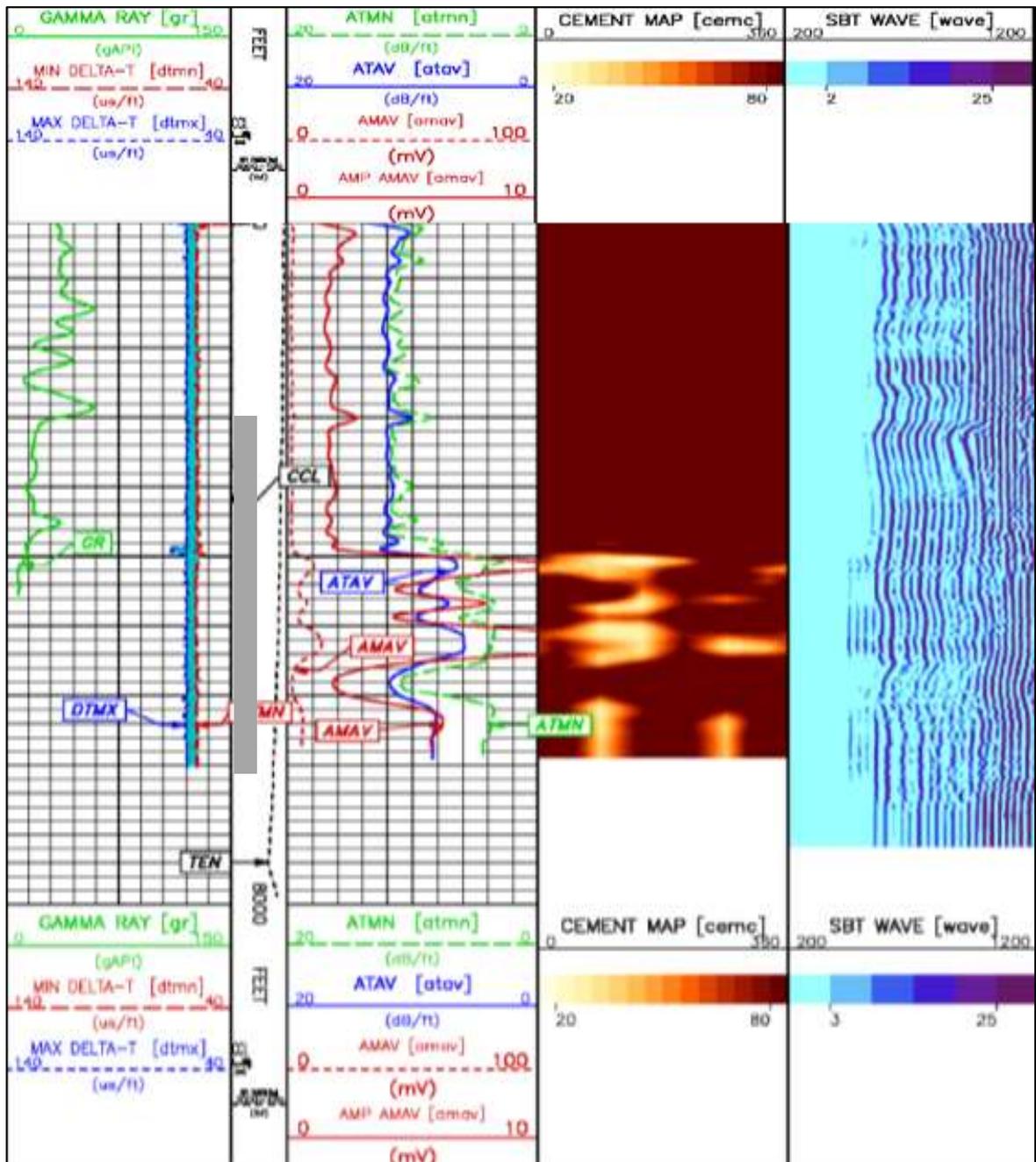
Fuente: (Petroamazonas EP, 2020).

Figura 17 . Pozo productor tipo del Campo CX-SY



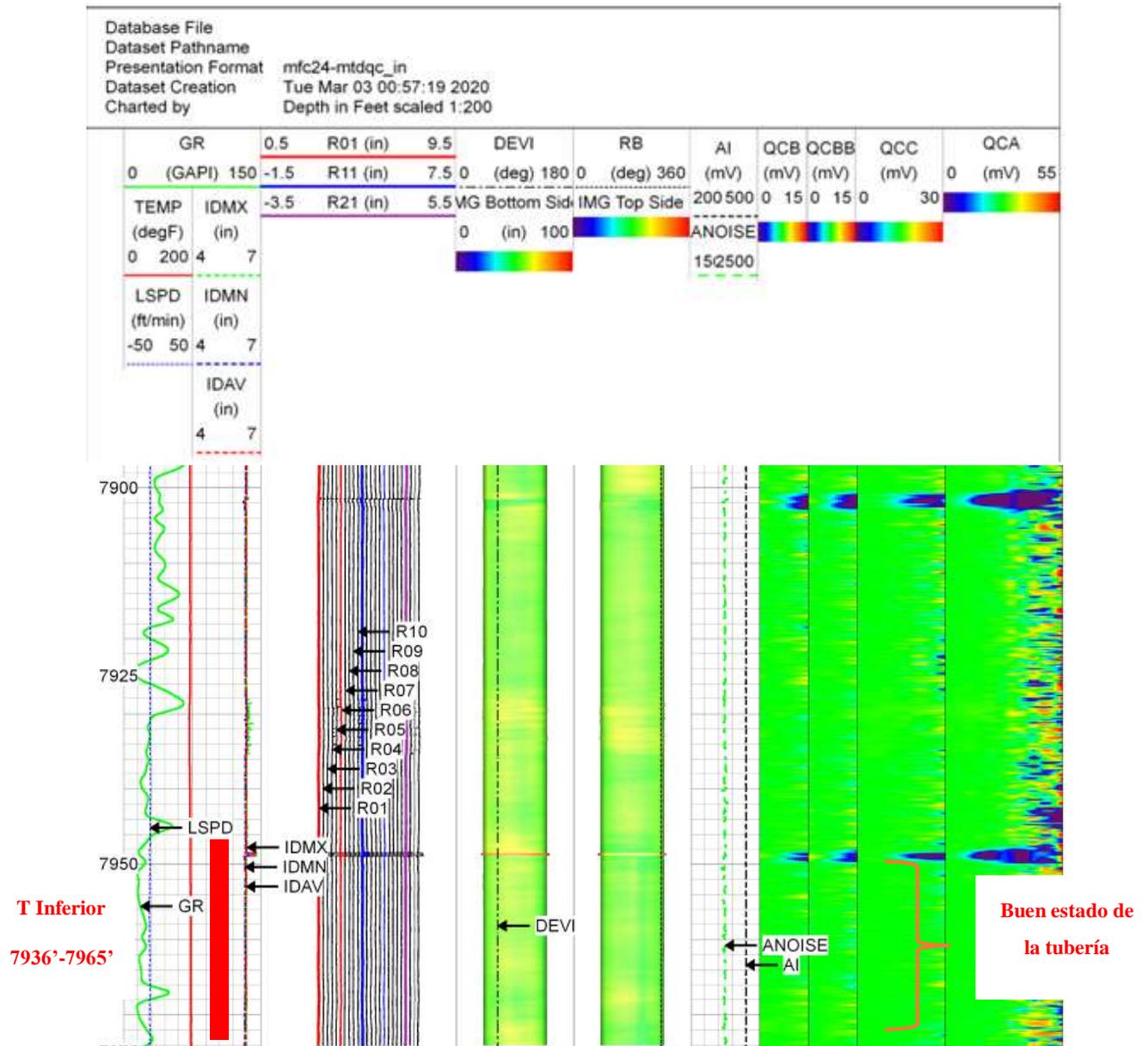
Fuente: (Petroamazonas EP, 2020).

Figura 18. Evaluación del perfil de cementación de un pozo tipo del Campo CX-SY como candidato a inyector



Fuente: (Petroamazonas EP, 2020).

Figura 19 . Evaluación del perfil de corrosión de un pozo tipo del Campo CX-SY como candidato a inyector



Fuente: (Petroamazonas EP, 2020).

1.8.17 Admisibilidad de la formación

En las pruebas de admisibilidad, el caudal inyectado en el reservorio objetivo fue calculado mediante la Ec. (20), la cual es similar a la Ec (1) con el valor desglosado de permeabilidad efectiva al agua inyectada k_w por el producto de la permeabilidad absoluta por la permeabilidad relativa al agua inyectada $K \times k_{ri}$.

$$Q_w = \frac{K \times k_{rw} \times h \times (P_{w_f} - P_{w_s})}{141,2 \times \mu_w \times B_w \times \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + S \right]} \quad (20)$$

Donde:

Q_i Caudal de agua inyectada a condiciones de reservorio, RB/d

k_{rw} Permeabilidad relativa al agua inyectada, adimensional

K Permeabilidad absoluta, mD

B_w Factor volumétrico del agua, RB/STB

h Espesor de la formación, pies

P_{w_f} Presión de fondo fluyente, psia

P_{w_s} Presión promedio del reservorio, psia

μ_w Viscosidad del agua inyectada, cP

r_e Radio de drenaje, pies

r_w Radio del pozo, pies

S Daño de formación, adimensional

1.8.18 Control y seguimiento de la inyección

La evaluación del proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua se realiza mediante el control y seguimiento de los siguientes parámetros:

- Presión de inyección en boca de pozo (psi)
- Caudal de inyección, BAPD
- Volumen de agua inyectado acumulado, barriles
- Calidad de agua de inyección (análisis fisicoquímico –dureza total, cloruros y ppm de sólidos)

Como parte del seguimiento del proyecto a nivel de pozo, se realiza a través de las siguientes metodologías:

- Hall Plot (Diagnóstico prematuro de daño de formación, fill up y movilidad del banco de agua)
- Perfiles de inyección

El factor de declinación de la producción se calcula mediante la fórmula de declinación exponencial, esto es:

$$D = \frac{\ln(q_a/q_i)}{t_a} \quad (21)$$

Donde

q_a = tasa de producción al abandono, BOPD

q_i = tasa de producción inicial, BOPD

t_a = tiempo transcurrido hasta el abandono, años

CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA

2.1. Contexto de la investigación

La investigación fue realizada en el Campo CX-SY, el mismo que se encuentra ubicado en la región Amazónica y pertenece a una empresa pública de producción de hidrocarburos. En este campo se han realizado trabajos de reacondicionamiento y de conversión de pozos productores de petróleo a inyectores de agua, para implementar el proyecto piloto de recuperación secundaria.

La empresa tiene un programa de seguimiento del proyecto mediante una metodología que integra las evaluaciones de las pruebas de cierre de pozos inyectores con el análisis y seguimiento de la inyección de agua diaria, de esta manera se integra estos resultados con lo cual le permite determinar cuáles pozos presentan resistencia al flujo de agua inyectada o se está presentando algún problema adicional mediante la correlación de los gráficos de Hall y los resultados obtenidos en el análisis de Horner a partir de las pruebas fall-off (fall-off, FOT).

2.2. Diseño y alcance de la investigación

Esta investigación es de carácter no experimental. Su alcance es de tipo Descriptivo-Correlacional.

Descriptiva: porque permite

- Descubrir y prefigurar el fenómeno de inyección de agua en los yacimientos U y T del Campo CX-SY.
- Definir qué se medirá (conceptos, variables, componentes, etc.)
- Establecer como se recolectarán los datos para el trabajo de titulación.

Correlacional: porque permite

- Conocer cómo se comporta un concepto o variable a partir de otras vinculadas.
- Aportar información explicativa del comportamiento de las variables.

Para el desarrollo de la investigación se ha tomado la base de datos geología, geofísica, petrofísica, sedimentología, registros de presiones, perfiles de pozos, interpretaciones de ingeniería de reservorios, programas de producción y modelo económico.

2.3. Tipo y métodos de investigación

El tipo de investigación utilizado fue el Cuantitativo. El método de investigación implementado fue el Hipotético-Deductivo.

2.4. Población y muestra

A continuación, se definen las fuentes de información a partir de las cuales se obtuvieron los datos como insumos para el proyecto de investigación:

UNIDAD DE ANÁLISIS

Campo CX-SY

UNIVERSO

Reservorios U y T

POBLACIÓN

Pozos inyectores de agua

MUESTRA

Área del proyecto de recuperación secundaria

TÉCNICA DE MUESTREO

Muestreo no probabilístico

VARIABLES

- Prueba fall-off

Variables Independientes

- Gráfico de Hall

Variables independientes: presión, tiempo y volúmenes de agua inyectados

Variable dependiente: Interpretación Cualitativa del comportamiento de la inyección por arenisca y pozo según el gráfico de Hall.

- **Análisis económico**

Variables independientes: Inversiones realizadas por pruebas y análisis de presiones, Inversiones realizadas por reparación de pozos

Variables dependientes: TIR, VAN, relación beneficio-costos.

2.5. Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Las técnicas empleadas son las de tipo cuantitativas, las cuales consistieron en la recuperación y procesamiento de las estadísticas de presiones, caudales y tiempo de inyección de agua.

Instrumento de recolección de datos: base de datos institucional, herramienta SIPS, reportes de producción y análisis de laboratorio.

2.5.1 Procedimiento de instalación y recuperación de memory gauges con sistema de almacenamiento de información SIPS

2.5.1.1 Instalación de herramienta SIPS

- Utilizar unidad slickline y realizar rig up para bajar BHA con pulling tool de pesca para recuperar válvula reguladora de flujo (VRF) en los mandriles de la arenisca de interés donde no se instalará el sensor de presión (SIPS), para posterior instalar dummies ecualizables.
- Recuperar válvula VRF en el mandril donde se instalará el sensor SIPS, sacar a superficie y dejar fluir el pozo por 1 hora aproximadamente para limpiar posibles obstrucciones en la salida del mandril y bolsillo.
- Armar BHA con running tool y el SIPS, para bajar y posicionar 20 pies por encima del tope del mandril de interés e iniciar la inyección para comenzar a registrar datos a esta profundidad durante 2 horas.
- Instalar con running tool el SIPS en el mandril de interés. Durante el proceso de instalación, reducir impactos con la sarta debido al manejo de memorias electrónicas.

- Sacar a superficie y realizar rig down de la unidad slickline. Dejar el pozo inyector operando con el caudal de inyección de la arenisca donde no se intervinieron los mandriles. El caudal lo define previamente el grupo de reservorios y/o Ingeniería de Producción.

2.5.1.2 Recuperación de herramienta SIPS

- Después de 5 días con unidad slickline realizar rig up, bajar BHA con pulling tool de pesca para recuperar SIPS en el mandril donde se está realizando la toma de datos de presión. Minimizar golpes en la maniobra debido a la sensibilidad de la herramienta electrónica.
- Con BHA de pesca recuperar dummies en los mandriles de la arenisca de control, una vez en superficie abrir pozo y dejar fluir 1 hora aproximadamente para limpiar posibles obstrucciones en la salida del mandril y bolsillo.
- Armar BHA con running tool y VRF que hace parte del diseño en la arenisca donde se tomaron los datos de presión, bajar e instalar VRF en el mandril donde se recuperó el SIPS y los dummies.
- Sacar a superficie y realizar rig down. Dejar el pozo inyector operando en condiciones normales.

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

La técnica implementada para validar los instrumentos de levantamiento de información fue el ajuste de datos históricos de producción e inyección llevados a cabo en el Campo CX-SY y las correlaciones entre el método de Hall y el de Horner, donde se debe comprobar el indicio de tipo de daño de formación, la resistencia a la inyección por cada formación y el patrón de flujo.

2.6.1 Análisis gráfico de Horner

Para realizar las Gráficas de Horner y su análisis se siguen los siguientes pasos:

1. Con los datos de entrada se realizan los cálculos para desarrollar la gráfica. Los datos de entrada son los siguientes: p vs Δt , parámetros petrofísicos, caudal inyectado, t_p .
2. Graficar p vs el tiempo de Horner adimensional $\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right)$ en escala semilogarítmica.
3. Realizado el gráfico, se procede a tomar lectura de la pendiente del gráfico, presión extrapolada p^* y $p_{w@1h}$.
4. Cálculo de k_w , t_{DA} , S , Δp_{skin} , Índices de inyectividad, EF .

2.6.2 Análisis gráfico de Hall

Para realizar las Gráficas de Hall y su análisis se siguen los siguientes pasos:

1. Con los datos de entrada se realizan los cálculos para desarrollar la gráfica. Los datos de entrada son los siguientes: $\Delta p = (p_w - p_e)$, W_i , Δt
2. El procedimiento para el cálculo de las variables a graficar es el siguiente:

Calcular:

- Coeficiente de Hall $Y = \sum \Delta p \cdot \Delta t$,
 - Inyección de agua acumulada $X = \sum W_i$,
3. Graficar Y vs X en escala cartesiana
 4. Una vez realizado el gráfico, se procede a determinar cualitativamente las zonas de baja y alta resistencia a la inyección de agua por arenisca y pozo.

2.6.3 Análisis económico

Datos de entrada: inversiones en pruebas fall-off, reacondicionamiento de pozos

Datos de salida: análisis de la tasa interna de retorno (TIR), valor actual neto (VAN) y de la relación beneficio-costos (B/C)

Para el cálculo de la TIR se ha utilizado la siguiente expresión

$$TIR = \sum_{t=0}^n \frac{F_n}{(1+i)^n} \quad (22)$$

Donde

F_n es el flujo de caja en el tiempo n , USD

n es el número de periodos

i es la tasa de interés, por ciento

r es la tasa de oportunidad del mercado, por ciento

Los resultados obtenidos a partir del cálculo de la TIR se interpretan de la siguiente manera:

- Cuando la $TIR < r$, entonces el proyecto no es viable y debe ser rechazado.
- Cuando la $TIR > r$ entonces el proyecto será viable y puede ser aprobado.
- Cuando la $TIR = 0$, el proyecto debe ser rechazado, porque a nivel financiero no compensa el riesgo de inversión.

Para el cálculo del VAN, se procede de la siguiente manera:

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{I_n - E_n}{(1 + i)^n} \quad (23)$$

Donde

I_n son los ingresos netos, USD

E_n son los egresos netos, USD

Los resultados obtenidos a partir del cálculo del VAN, similarmente a la TIR, se interpretan de la siguiente manera:

- Cuando el $VAN < 0$, entonces el proyecto no es viable y debe ser rechazado.
- Cuando el $VAN > 0$ entonces el proyecto será viable y puede ser aprobado.

- Cuando el VAN = 0, el proyecto debe ser rechazado, porque a nivel financiero no compensa el riesgo de inversión, a menos que se sopesen otros factores desde el punto de vista de posicionamiento, carácter social, etc.

Relación beneficio-costos B/C:

Se calcula en base a los ingresos anuales (beneficios) y los egresos anuales (costos) donde en este último rubro se debe tomar en cuenta los costos de implementación de la alternativa del proyecto. Estos valores deben ser tomados en valor presente y descontados a la tasa de interés referencial del proyecto. La interpretación es la siguiente:

- Cuando el $B/C < 1$, entonces el proyecto no es viable y debe ser rechazado.
- Cuando el $B/C > 1$ entonces el proyecto será viable y puede ser aprobado.
- Cuando el $B/C = 1$, el proyecto debe ser rechazado, porque a nivel financiero no compensa el riesgo de inversión.

CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1 Análisis del gráfico de Horner para los reservorios y pozos del proyecto

3.1.1 Datos de entrada para análisis gráfico de Horner

Los datos de entrada de la arenisca UI correspondientes a los pozos CX-2 y CX-4 se presentan a continuación en la Tabla 6.

Tabla 6. Datos de entrada de la arenisca UI y otras variables de ingeniería de yacimientos

Variables, [unidades]	Pozo CX-2	Pozo CX-4
Compresibilidad total, C_t [psi ⁻¹]	4,5 x 10 ⁻⁵	4,8 x 10 ⁻⁵
Viscosidad del agua, μ_w [cP]	1	1
Factor volumétrico del agua, B_w [RB/STB]	1	1
Porosidad, ϕ [decimales]	0,185	0,212
Espesor, h [pies]	39	44
Radio del pozo, r_w [pies]	0,583	0,583
Área [acres]	20	22
Caudal de inyección, Q [STB]	2.350	2.500
Tiempo de producción antes de la prueba, t_p [horas]	13.500	20.000
Profundidad promedio, [pies]	9500	9270
Tiempo de prueba, [horas]	137,75	120

De la misma manera, los datos de entrada para la arenisca US se presentan en la Tabla 7.

Tabla 7. Datos de entrada de la arenisca US y otras variables de ingeniería de yacimientos

Variables, [unidades]	Pozo CX-2	Pozo CX-4
Compresibilidad total, C_t [psi ⁻¹]	$4,25 \times 10^{-5}$	$4,02 \times 10^{-5}$
Viscosidad del agua, μ_w [cP]	1	1
Factor volumétrico del agua, B_w [RB/STB]	1	1
Porosidad, ϕ [decimales]	0,221	0,185
Espesor, h [pies]	40	38
Radio del pozo, r_w [pies]	0,583	0,583
Área [acres]	21	19,25
Caudal de inyección, Q_w [STB]	1.800	2.200
Tiempo de producción antes de la prueba, t_p [horas]	11.500	12.000
Profundidad promedio, [pies]	9300	9800
Tiempo de prueba, [horas]	120	120

3.1.2 Resultado del análisis gráfico de Horner para los pozos inyectores CX-2 CX-4

Del análisis del gráfico de Horner de los pozos inyectores CX-2 CX-4 se tienen los siguientes resultados

3.1.2.1 Análisis gráfico de Horner para la arenisca UI

La Tabla 8 contiene los resultados para la arenisca UI obtenidos a partir de los gráficos de Horner presentados en la Figs. 20 y 21 para los pozos CX-2 y CX-4.

Tabla 8. Resultados para la arenisca UI pozos CX-2 y CX-4

VARIABLES, [UNIDADES]	POZO CX-2	POZO CX-4
m , [psi/ciclo]	805	780
p^* , [psig]	2360	2500
$p_{w@1h}$, [psig]	5790	6340
$p_{w@\Delta t=0}$ [psig]	4.830,0	4.650,1
k_w , [mD]	12,55	12,95
S , [-]	-5,45	-6,42
ΔP_{skin} [psig]	-3.650,0	-4.240,0
t_{DA} [-]	5,44	6,98
p_e , [psig]	3.630	3.870
I_{actual} , [psi/STB]	1,94	3,14
I_{ideal} , [psi/STB]	0,50	0,49
EF , [-]	3,88	6,43

El valor obtenido para el daño de formación S para la arenisca UI en ambos pozos indica que el tratamiento de estimulación corresponde a un fracturamiento hidráulico por ser un valor negativo, tal como lo indica (Ahmed, 2010).

Figura 20. Gráfico de Horner para la arenisca UI del Pozo CX-2

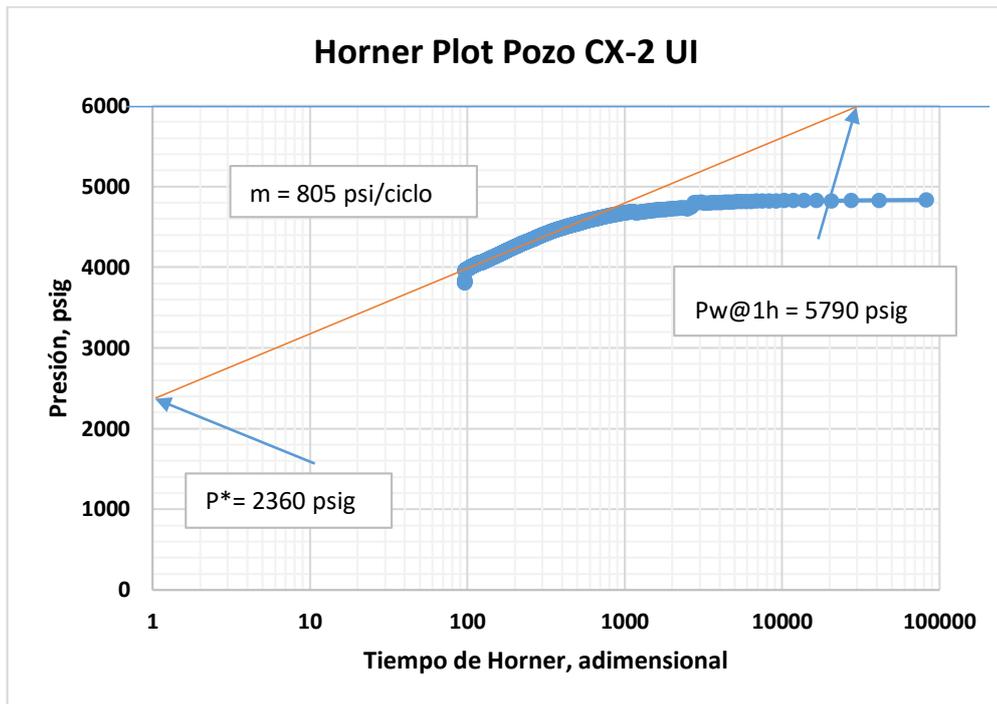
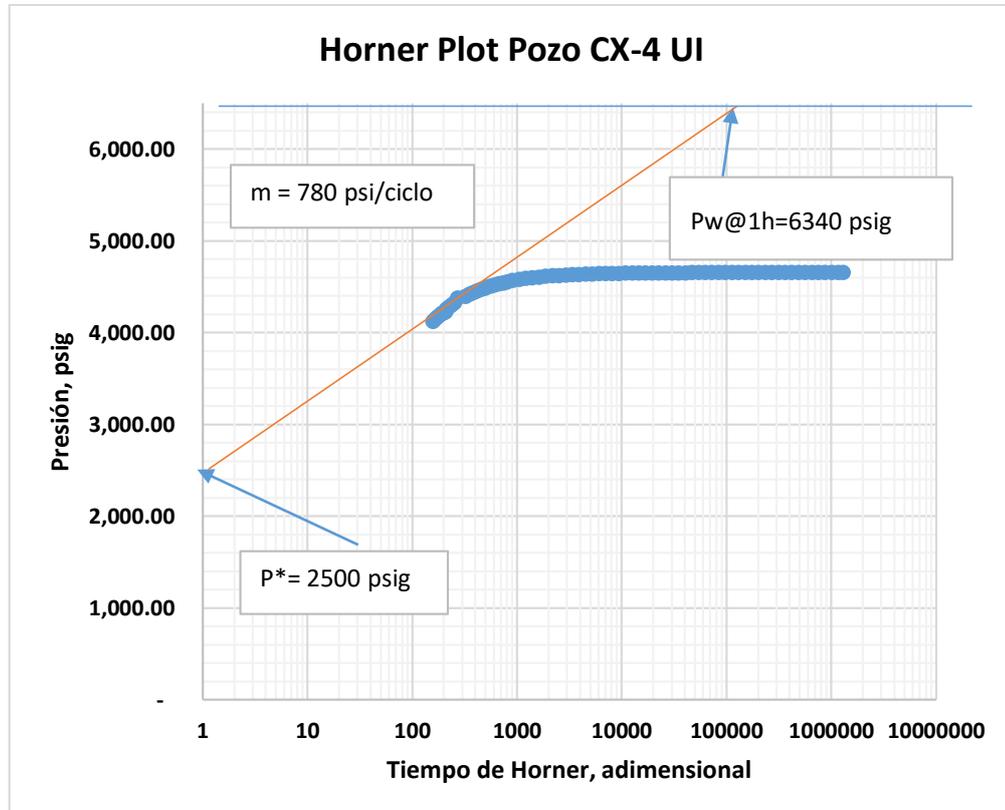


Figura 21. Gráfico de Horner para la arenisca UI del Pozo CX-4



3.1.3 Resultados de prueba de inyectividad del pozo CX-26 en formación TI

La arenisca TI se analizó para ser usada para reinyección de fluidos del campo, dada su gran capacidad de admisión y debido a que no fue posible encontrar reservas que justifiquen la inversión. Para eso, se realizaron pruebas de inyectividad, de la cual se presentan los siguientes resultados en la Tabla 9.

Tabla 9. Resultados de prueba de admisión arenisca TI pozo CX-26

CAUDAL INSTANTÁNEO (BBL/MIN)	PRESIÓN EN CABEZA (PSI)	VOLUMEN TOTAL INYECTADO (BBL)
6	540	36
8	800	32
10	900	40
12	1.200	48
14	1.500	112
16	1.700	732

El volumen de inyección en la arenisca TI del pozo CX-26 fue calculado considerando la E_c (20) para lo cual se utilizaron los siguientes datos:

Tabla 10. Parámetros de la arenisca TI pozo CX-26

PARÁMETROS	VALOR
K	800 mD
k_{rw}	0,70
h	40,00 pies
P_{wf}	5.244,70 psi
P_{ws}	3.200,00 psi

μ_w	1 cP
B_w	0,945 RB/STB
r_e	1.800,00 pies
r_w	0,3542 pies
S	10,00

Por lo que se obtuvo un caudal teórico estimado de inyección de 19.282,6 STB/D de agua, lo cual demuestra que es una formación que puede ser usada para procesos de reinyección de agua y/o fluidos del Campo CX-SY.

3.1.2.2 Análisis gráfico de Horner para la arenisca US

La Tabla 1 contiene los resultados para la arenisca US obtenidos a partir de los gráficos de Horner presentados en la Figs. 22 y 23 para los pozos CX-2 y CX-4.

Tabla 11. Resultados para la arenisca US pozos CX-2 y CX-4

Variables, [unidades]	Pozo CX-2	Pozo CX-4
m , [psi/ciclo]	925	1150
p^* , [psig]	700	180
$p_{w@1h}$, [psig]	4.420	4.860
$p_{w@\Delta t=0}$ [psig]	3.300	3.245
k_w , [mD]	10,64	8,63
S , [-]	-5,21	-5,43
ΔP_{skin} [psig]	-4.180	-5.380,0
t_{DA} [-]	3,83	4,36
p_e , [psig]	2.000	1.830,0
I_{actual} , [psi/STB]	1,45	1,56
I_{ideal} , [psi/STB]	0,35	0,35
EF , [-]	4,14	4,46

Figura 22. Gráfico de Horner para la arenisca US del Pozo CX-2

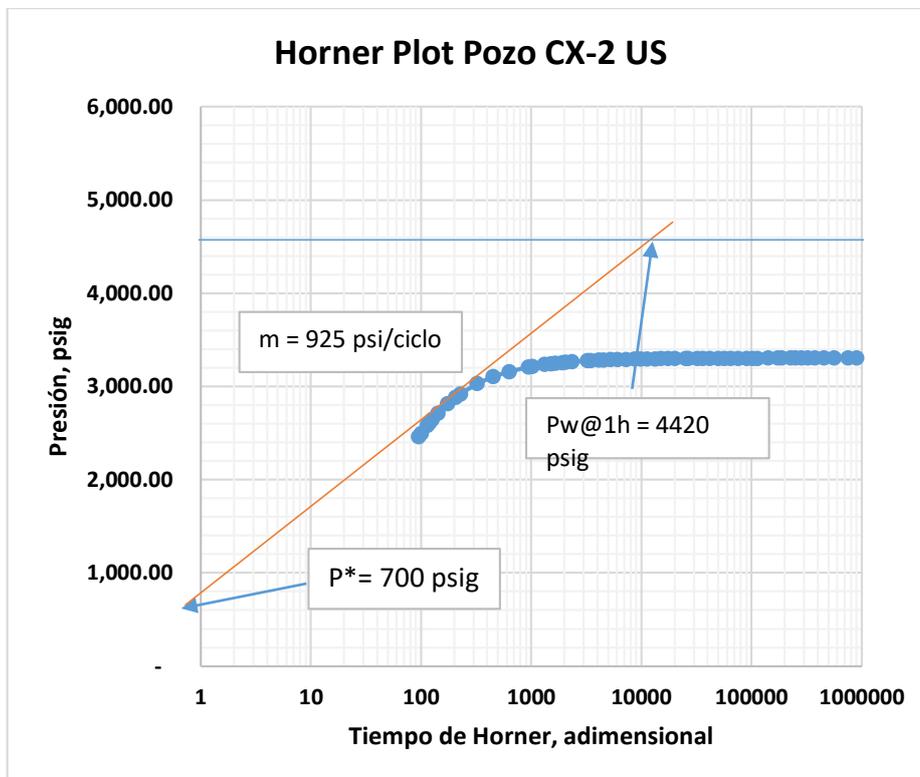
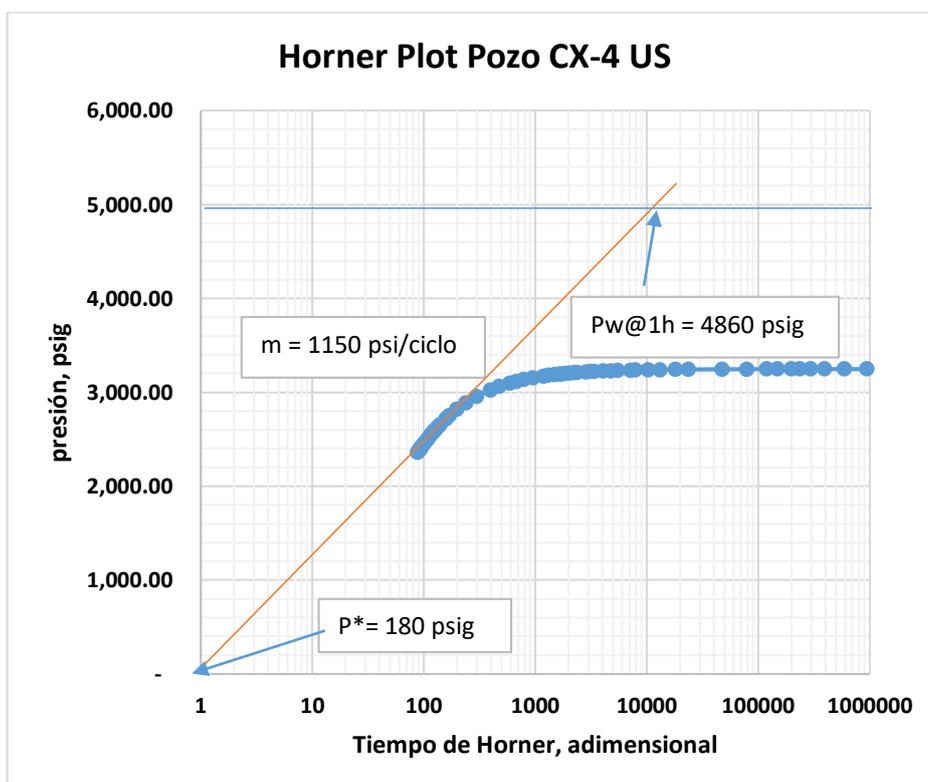


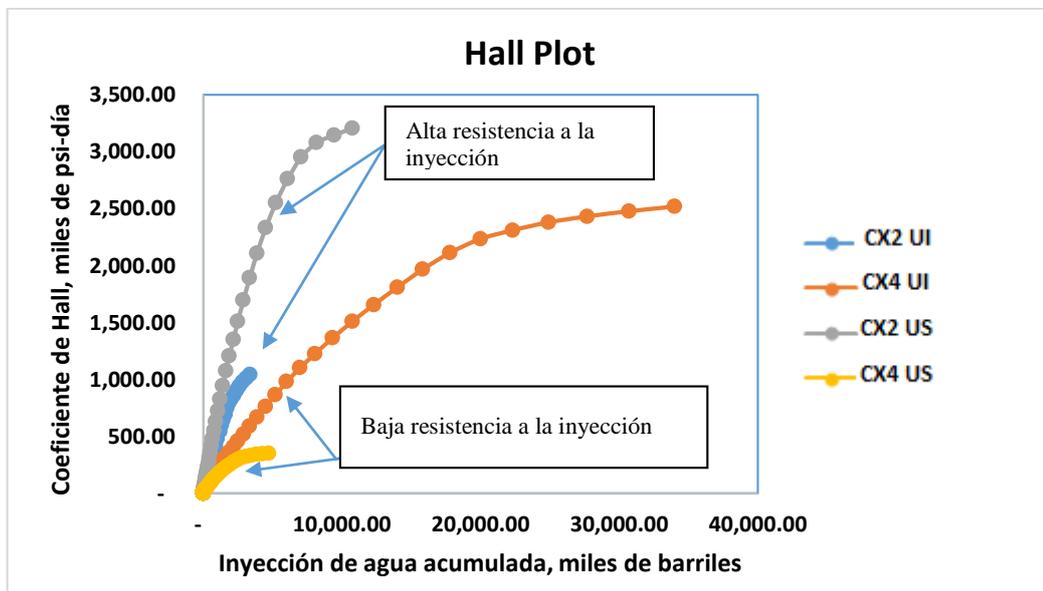
Figura 23. Gráfico de Horner para la arenisca US del Pozo CX-4



3.2 Análisis e interpretación del gráfico de Hall para los pozos inyectoros CX-2 y CX-4

En la Fig. 24 se presenta el gráfico de Hall, en donde se presentan las curvas de comportamiento de la inyección, la misma que indica la resistencia de las areniscas a la inyección de agua por pozo. La curva característica corresponde a un pozo estimulado en todos los casos, lo cual guarda concordancia con los resultados obtenidos a partir del análisis del Método de Horner de las pruebas de fall-off.

Figura 24. Gráfico de Hall para control de la inyección integrada



3.3 Comparación de resultados obtenidos mediante los métodos de Hall y Horner para correlacionar indicadores de comportamiento de flujo

En el gráfico de Hall se puede observar que se presenta una alta resistencia a la inyección en las areniscas UI y US del pozo CX-2. Esto indica que se necesita corregir la calidad del agua inyectada y, por tanto, hacer otros análisis para determinar una alteración de la permeabilidad de las areniscas ya que puede estar ocurriendo depositaciones de compuestos inorgánicos, lo cual afecta la inyectividad.

Para lo cual es necesario realizar un análisis de calidad de agua para poder determinar si existiría un problema de depósitos inorgánicos en la cara de la formación.

Para validar los resultados obtenidos se procede a analizar la eficiencia de flujo EF, en el cual se puede apreciar los resultados del pozo CX-2 en sus dos areniscas son más bajos que los del pozo CX-4, por tanto, este pozo debe ser observado como candidato para revisión de su comportamiento de la resistencia a la inyección, lo cual puede afectar los resultados de eficiencia de barrido en el proyecto de recuperación secundaria.

3.4 Patrón de inyección obtenido mediante el análisis de las gráficas de Horner para pozos inyectoros

De los resultados obtenidos de las gráficas de Horner, se ha tomado en consideración el indicador de la eficiencia de flujo, el cual muestra el comportamiento de la inyección en cada reservorio y pozo, lo cual se resume en la Tabla 12.

Tabla 12. Resultados para la arenisca US pozos CX-2 y CX-4

	EFICIENCIA DE FLUJO	
Arenisca	Pozo CX-2	Pozo CX-4
UI	3,88	6,43
US	4,14	4,46

Para el modelo de inyección en el proyecto se consideró un arreglo de 5 pozos, con un inyector en el centro del arreglo y 4 productores. El patrón de inyección es mediante flujo radial, tomando en consideración a la geología de los reservorios y las condiciones del pozo convertido, de productor a inyector. Esto fue realizado debido a una evaluación económica y operativa previa de las condiciones del campo maduro CX-SY, por lo que es actualmente el patrón de inyección del proyecto piloto en estos momentos. Se ha tomado como indicador de referencia una eficiencia de flujo de 4,25 como valor óptimo para pozos inyectoros que han sido sometidos a fracturamiento hidráulico en el proceso de conversión de productores a inyectoros.

3.5 Evaluar el patrón de inyección en cada reservorio

3.5.1 Problemas encontrados durante la evaluación de la inyección

De la evaluación de los patrones de inyección, para cada reservorio, se desprende que el pozo CX-2 presenta problemas de eficiencia de flujo en ambas areniscas, por lo que a continuación se hace un análisis de las causas y las posibles soluciones al problema detectado, el cual se resume en la Tabla 13 (Thakur y Satter, 1998).

Tabla 13. Evaluación de los patrones de inyección Pozo CX-2

ARENISCA	EFICIENCIA DE FLUJO	CAUSA	POSIBLES SOLUCIONES
UI	3,88 < 4,25	Baja eficiencia de flujo causada por anisotropía a la permeabilidad de fracturas en correspondencia a la permeabilidad natural de la arenisca	Balancear los patrones de inyección Alinear patrones Completar el pozo Realizar remoción de daño en areniscas Agregar pozos de relleno
US	4,14 < 4,25	Baja eficiencia de flujo causada por anisotropía a la permeabilidad de fracturas en correspondencia a la permeabilidad natural de la arenisca	Balancear los patrones de inyección Alinear patrones Recompletar el pozo Realizar remoción de daño en areniscas Agregar pozos de relleno

Las soluciones están dadas de forma general, pero las mismas deben ser evaluadas a partir de indicadores operativos y económicos para ser tomadas en consideración de la gerencia del proyecto. Estas soluciones se han indicado en orden de prelación dependiendo como se indicó anteriormente de los indicadores de toma de decisiones del proyecto.

3.5.2 Comportamiento de la inyección por cada reservorio

3.5.2.1 Reservorio UI

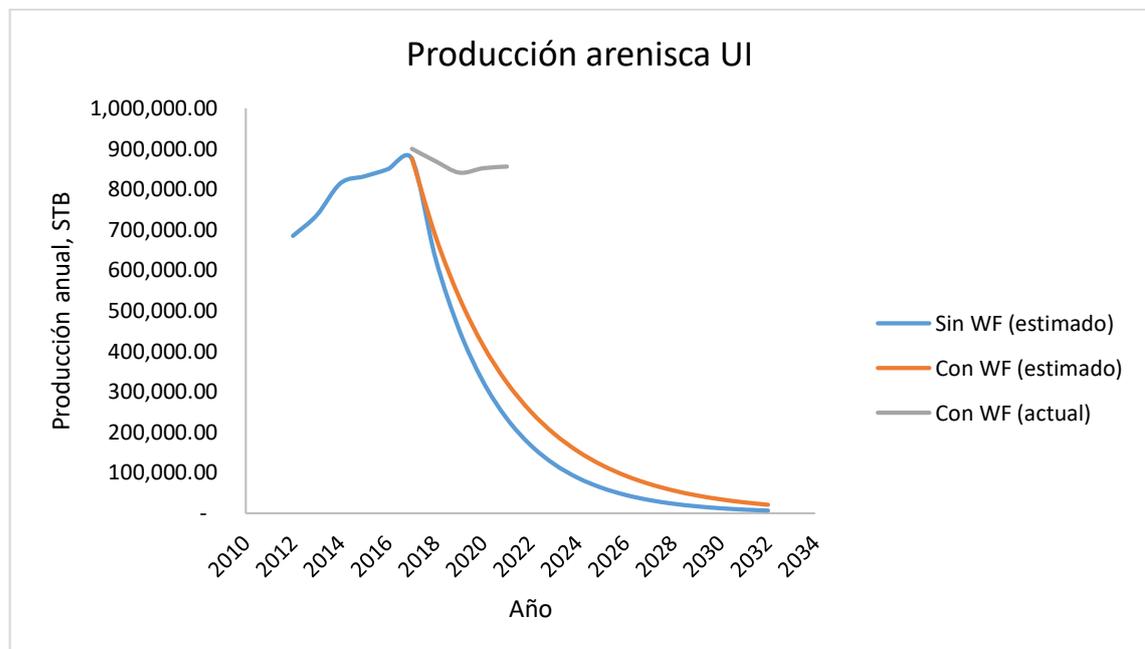
El comportamiento de la producción de la arenisca UI, se puede observar en la Fig. 25. En ella se puede comparar las estimaciones de producción natural y bajo recuperación

secundaria respecto de los valores obtenidos de seguimiento de la producción anual del reservorio.

Las predicciones para la curva de producción natural y producción bajo recuperación secundaria se realizaron mediante el modelo de declinación exponencial, donde el coeficiente de declinación D calculado con la Ec. (22) fueron de -0,33 y -0,25 respectivamente.

El comportamiento de la curva de producción actual bajo recuperación secundaria presenta un leve incremento inicial, alejado de las estimaciones del modelo de declinación exponencial.

Figura 25. Producción estimada y actual de la arenisca UI bajo recuperación secundaria



Nota: WF Waterflooding

Las reservas recuperables de la arenisca UI se estiman en 13,14 MMSTB y el comportamiento estimado de la recuperación secundaria para el proyecto estudiado se presenta en la Tabla 14.

Tabla 14. Estimación de la producción de la arenisca UI en el piloto de inyección

AÑO	PRODUCCIÓN ANUAL (STB)	PRODUCCIÓN ACUMULADA (STB)	RESERVAS REMANENTES (STB)	FR
2017	876.000,00	876.000,00	12.264.000,00	0,07
2018	682.226,07	1.558.226,07	12.457.773,93	0,12
2019	531.315,54	2.089.541,62	12.608.684,46	0,16
2020	413.786,89	2.503.328,51	12.726.213,11	0,19
2021	322.255,94	2.825.584,45	12.817.744,06	0,22
2022	250.971,93	3.076.556,38	12.889.028,07	0,23
2023	195.456,16	3.272.012,54	12.944.543,84	0,25
2024	152.220,65	3.424.233,18	12.987.779,35	0,26
2025	118.548,97	3.542.782,15	13.021.451,03	0,27
2026	92.325,57	3.635.107,71	13.047.674,43	0,28
2027	71.902,86	3.707.010,57	13.068.097,14	0,28
2028	55.997,73	3.763.008,30	13.084.002,27	0,29
2029	43.610,85	3.806.619,15	13.096.389,15	0,29
2030	33.964,00	3.840.583,15	13.106.036,00	0,29
2031	26.451,06	3.867.034,21	13.113.548,94	0,29
2032	20.600,00	3.887.634,21	13.119.400,00	0,30
TOTAL	3.887.634,21			

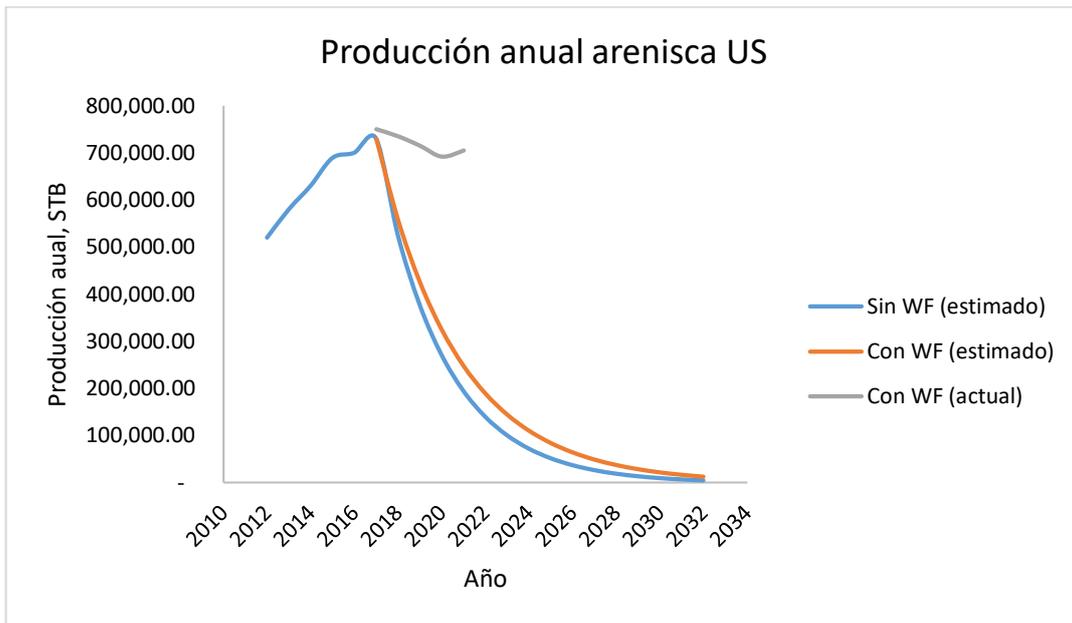
Nota: FR es el factor de recobro

3.5.2.2 Reservorio US

El comportamiento de la producción de la arenisca US, se puede observar en la Fig. 26. Similarmente como en el caso precedente, los valores calculados del coeficiente de declinación exponencial D para producción natural y bajo recuperación secundaria fueron de -0,33 y -0,27, respectivamente. La producción actual bajo recuperación secundaria presenta un leve incremento, que no se ajusta al modelo de predicción tomado inicialmente.

Las reservas recuperables de la arenisca US en el proyecto piloto se estiman en 10,95 MMSTB y el comportamiento estimado de la recuperación secundaria para el proyecto estudiado se presenta en la Tabla 15.

Figura 26. Producción estimada y actual de la arenisca US bajo recuperación secundaria



Nota: WF Waterflooding

Tabla 15. Estimación de la producción de la arenisca US en el piloto de inyección

AÑO	PRODUCCIÓN ANUAL (STB)	PRODUCCIÓN ACUMULADA (STB)	RESERVAS REMANENTES (STB)	FR
2017	730.000,00	730.000,00	12.410.000,00	0,07
2018	557.266,06	1.287.266,06	12.582.733,94	0,12
2019	425.404,74	1.712.670,79	12.714.595,26	0,16
2020	324.744,69	2.037.415,48	12.815.255,31	0,19
2021	247.903,00	2.285.318,48	12.892.097,00	0,21
2022	189.243,74	2.474.562,22	12.950.756,26	0,23
2023	144.464,54	2.619.026,75	12.995.535,46	0,24
2024	110.281,07	2.729.307,82	13.029.718,93	0,25
2025	84.186,16	2.813.493,98	13.055.813,84	0,26
2026	64.265,88	2.877.759,86	13.075.734,12	0,26
2027	49.059,17	2.926.819,03	13.090.940,83	0,27
2028	37.450,70	2.964.269,72	13.102.549,30	0,27
2029	28.589,04	2.992.858,77	13.111.410,96	0,27
2030	21.824,25	3.014.683,02	13.118.175,75	0,28
2031	16.660,16	3.031.343,17	13.123.339,84	0,28
2032	12.718,00	3.044.061,17	13.127.282,00	0,28
TOTAL	3.044.061,17			

3.6 Análisis económico del proyecto

3.6.1 Alternativas de instalación y recuperación de sensores de presión y válvulas dummy

Para el análisis económico se han tomado los costos de seguimiento para el proyecto piloto y los programas de recuperación e instalación de la herramienta SIPS para lectura de datos de presiones por cada reservorio. Se utiliza como herramienta de análisis el método de Beneficio-Costo.

Para esto, se tomaron las siguientes asunciones:

1. Precio promedio de cada barril producido de USD 70,00 dólares en el período de análisis, en este caso se lo realiza por 1 año, tomando como base las estimaciones publicadas en el Annual Energy Outlook 2022 (U. S. Energy Information Administration, 2022).
2. Factor de pérdida diaria por lucro cesante: 0.01
3. El costo de producción por barril de petróleo se lo estimó en USD 36 sin incluir servicio SIPS.
4. Periodo de ensayos: 2 veces al año por reservorio.
5. El costo de servicio de unidad de slickline: USD 25.000 por día de maniobra y por reservorio.
6. Días esperados de maniobras de slickline: 2 días por reservorio.
7. El costo de servicio de lectura de memory gauge con recuperación de datos e interpretación: USD 8.000 por reservorio.
8. Costo de herramientas de fondo para slickline: USD 10.000
9. Periodo de cierre con SIPS con unidad de slickline: 5 días.
10. Costo promedio de unidad de reacondicionamiento: USD 45.000 por día. Tiempo estimado de operación: 6 días.
11. Otros costos adicionales a la unidad de reacondicionamiento: USD 6.000 por día. Tiempo estimado: 6 días de operación.
12. Tasa de interés del mercado: 10% efectivo anual (EA) o 2,74% mes vencido.
13. Según lo anteriormente descrito, se puede resumir en dos alternativas de implementación del servicio con unidad de slickline y con unidad de

reacondicionamiento para instalar las dummy valves con sensor SIPS, lo cual se presenta en las Tablas 16 y 17.

Tabla 16. Inversiones estimadas usando Unidad de Slickline por año

ITEM	UNIDAD	MONTO USD	TOTAL USD
Equipo de instalación y pesca de herramienta SIPS y válvulas de fondo	16	25.000,00	400.000,00
Alquiler de herramientas de fondo	40	10.000,00	400.000,00
Lectura y recuperación de data de sensor SIPS	8	8.000,00	64.000,00
Lucro cesante por tiempo de cierre de los pozos	40	14.000,00	560.000,00
Imprevistos (10% costo alquiler unidad)	16	2.500,00	40.000,00
TOTAL			1.464.000,00

Tabla 17. Inversiones estimadas usando taladro de WO por año

ITEM	UNIDAD	MONTO USD	TOTAL USD
Equipo de instalación y pesca de herramienta SIPS y válvulas de fondo + unidad WO	48	45.000,00	2.160.000,00
Alquiler de herramientas de fondo	40	6.000,00	240.000,00
Lectura y recuperación de data del sensor SIPS	8	8.000,00	64.000,00
Lucro cesante por tiempo de cierre de los pozos	48	14.000,00	672.000,00
Imprevistos (10% costo alquiler unidad)	48	4.500,00	216.000,00
TOTAL			3.352.000,00

En las Tablas 18 y 19 se presentan los resultados del cálculo de la relación Beneficio-Costo para cada alternativa de trabajo de recuperación de SIPS y lectura de datos de las memory gauges.

Tabla 18. Relación Beneficio-Costo uso de Unidad de Slickline por año

MES	PERIODO	INVERSIÓN USD	INGRESOS USD	EGRESOS USD
	0			
Enero	1	366.000,00	36.400.000,00	18.720.000,00
Febrero	2		39.200.000,00	20.160.000,00
Marzo	3		43.400.000,00	22.320.000,00
Abril	4	366.000,00	35.000.000,00	18.000.000,00
Mayo	5		43.400.000,00	22.320.000,00
Junio	6		35.000.000,00	21.600.000,00
Julio	7	366.000,00	36.400.000,00	18.720.000,00
Agosto	8		43.400.000,00	22.320.000,00
Septiembre	9		42.000.000,00	21.600.000,00
Octubre	10	366.000,00	36.400.000,00	18.720.000,00
Noviembre	11		42.000.000,00	21.600.000,00
Diciembre	12		43.400.000,00	22.320.000,00
VAN TOTAL		1.266.959,88	400.046.321,00	208.799.169,63
COSTOS (EGRESOS+INVERSIÓN)		210.066.129,50		
RELACIÓN B/C		1,90		

Tabla 19. Relación Beneficio-Costo uso de taladro de WO por año

MES	PERIODO	INVERSIÓN USD	INGRESOS USD	EGRESOS USD
	0			
Enero	1	838.000,00	35.000.000,00	18.000.000,00
Febrero	2		39.200.000,00	20.160.000,00
Marzo	3		43.400.000,00	22.320.000,00
Abril	4	838.000,00	33.600.000,00	17.280.000,00
Mayo	5		43.400.000,00	22.320.000,00
Junio	6		35.000.000,00	21.600.000,00
Julio	7	838.000,00	35.000.000,00	18.000.000,00
Agosto	8		43.400.000,00	22.320.000,00
Septiembre	9		42.000.000,00	21.600.000,00
Octubre	10	838.000,00	35.000.000,00	18.000.000,00
Noviembre	11		42.000.000,00	21.600.000,00
Diciembre	12		43.400.000,00	22.320.000,00
VAN TOTAL		2.900.853,49	395.200.026,38	206.306.789,53
COSTOS (EGRESOS+INVERSIÓN)		209.207.643,03		
RELACIÓN B/C		1,89		

La relación B/C en ambas alternativas es mayor de 1. Del análisis comparativo se desprende que el uso de una unidad de slickline es más beneficiosa que la alternativa del uso de una unidad de WO, por tanto, esta es la opción aceptada para el proyecto.

3.6.2 Análisis económico del proyecto Hall-Horner

A continuación, se presenta el análisis económico de la implementación del proyecto de seguimiento y control de la inyección mediante la metodología de Hall-Horner para el Campo CX-SY. En la Tabla 20 se presentan los costos relativos al proyecto.

Tabla 20. Costos relativos al proyecto de seguimiento

ITEM	COSTO USD
Unidad de Slickline + alquiler de herramientas + lectura de SIPS + imprevistos	904.000,00
Pruebas de presión pozos productores	100.000,00
Análisis de calidad de agua	30.000,00
Gastos de oficina	15.000,00
Gastos de personal	240.000,00
TOTAL	1.289.000,00

Para la inversión se tomaron los siguientes costos, los cuales se presentan en la Tabla 21, los cuales representan la implementación del proyecto de recuperación mejorada.

Tabla 21. Inversiones estimadas para el proyecto de Recuperación Secundaria Campo CX-SY

ACTIVIDAD	UNIDAD	COSTO USD	TOTAL USD
Conversión de pozo productor a inyector	4	1.000.000,00	4.000.000,00
Conversión de pozo productor a reinyector	2	1.000.000,00	2.000.000,00
Facilidades de Superficie (Bombas HPS)	2	1.200.000,00	2.400.000,00
Facilidades de Superficie (Líneas de alta presión) Km	32	700.000,00	22.400.000,00
Facilidades de Superficie (Válvulas, contadores de flujo)	3	100.000,00	300.000,00
TOTAL, INVERSIÓN			31.100.000,00

Se consideró, para el cálculo del incremento de costos operativos una tasa del 1,5% anual. Se tomó el costo de producción por barril como costo fijo para el cálculo de los egresos, en cambio para el caso del cálculo de los ingresos se contabilizaron 40 días no operativos al año. La producción incremental se calculó como la diferencia entre la producción estimada de los reservorios UI y US bajo recuperación secundaria menos la producción natural de ambos reservorios. El flujo económico del proyecto queda, por tanto, descrito a continuación en la Tabla 22.

Tabla 22. Flujo económico del proyecto de seguimiento y control

PERIODO	PROD. INCREM. (STB)	COSTOS OPERATIVOS USD	INGRESOS USD	EGRESOS USD	FLUJO NETO USD
0					-31.100.000,00
1	84.907,08	1.289.000,00	1.931.635.967,16	1.143.570.946,09	786.776.021,06
2	126.666,33	1.308.335,00	2.881.658.929,77	1.706.005.419,59	1.174.345.175,18
3	141.789,43	1.327.960,03	3.225.709.506,92	1.909.690.922,81	1.314.690.624,08
4	141.149,25	1.347.879,43	3.211.145.470,82	1.901.068.693,35	1.308.728.898,04
5	131.792,14	1.368.097,62	2.998.271.146,85	1.775.042.415,00	1.221.860.634,23
6	118.188,94	1.388.619,08	2.688.798.375,03	1.591.827.732,49	1.095.582.023,46
7	103.094,39	1.409.448,37	2.345.397.379,96	1.388.526.796,13	955.461.135,46
8	88.134,06	1.430.590,09	2.005.049.802,78	1.187.033.550,27	816.585.662,41
9	74.202,47	1.452.048,94	1.688.106.295,61	999.396.028,24	687.258.218,43
10	61.730,98	1.473.829,68	1.404.379.726,34	831.423.663,48	571.482.233,18
11	50.866,05	1.495.937,12	1.157.202.661,57	685.089.408,68	470.617.315,77
12	41.586,59	1.518.376,18	946.094.976,16	560.109.019,19	384.467.580,80
13	33.779,74	1.541.151,82	768.489.093,52	454.962.433,24	311.985.508,46
14	27.288,86	1.564.269,10	620.821.607,87	367.540.036,29	251.717.302,48
15	21.943,00	1.587.733,14	499.203.250,00	295.539.295,50	202.076.221,36

Los indicadores financieros generales correspondientes al proyecto son los presentados en la Tabla 23, a continuación

Tabla 23. Indicadores financieros del proyecto

INDICADOR FINANCIERO	VALOR
Tasa de descuento	10,00% (EA)
TIR	2577% (EA)
VAN	USD 6.788.941.784,66

Como se aprecia, la tasa interna de retorno del proyecto es mucho mayor que la tasa de descuento del crédito de inversión, adicional a esto el valor presente neto es de USD 6.788 MM, por lo tanto, el proyecto es viable financieramente.

CAPITULO 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

En base a los resultados obtenidos a lo largo de este trabajo de titulación, se puede concluir lo siguiente:

- Se evidenció que justifica realizar un proceso de control y seguimiento del proyecto de recuperación secundaria mediante el método integrado de Horner-Hall.
- Se obtuvieron indicadores del comportamiento de la inyección mediante pruebas de fall-off los cuales, entre otras variables se tomó en consideración la eficiencia de flujo de cada arenisca en cada pozo monitoreado a partir del análisis gráfico de Horner para análisis y seguimiento.
- Respecto al indicador de eficiencia de flujo de referencia para pozos productores convertidos a inyectores, el pozo CX-2 presenta una eficiencia de flujo menor con respecto a cada arenisca evaluada.
- El comportamiento de resistencia al flujo se visualizó mediante las gráficas de Hall donde se determinó que el pozo CX-2 presenta problemas de esta índole, los cuales están en concordancia con los indicadores de eficiencia de flujo obtenidos en el método gráfico de Horner lo cual permite validar la metodología integrada.
- Es posible que los trabajos de fracturamiento hidráulico en el pozo CX-2 no fueran los suficientes para mejorar la inyectividad en las areniscas o que exista problemas con depósitos inorgánicos que estén alterando la permeabilidad efectiva al agua en cada arenisca.
- El comportamiento de los reservorios UI y US bajo recuperación secundaria actualmente presentan una respuesta positiva ante la inyección.
- El reservorio TI fue tomado para reinyección de fluidos y agua de formación por su alta capacidad de admisión y debido a que no se encontraron reservas económicamente recuperables dentro del área del piloto de recuperación secundaria.
- El análisis B/C permitió seleccionar entre dos opciones operativas de campo, la más beneficiosa para el proyecto y en este caso la opción seleccionada fue usar

unidad de slickline para posicionar y recuperar la herramienta de sensores SIPS para las pruebas de fall-off.

- Los indicadores económicos analizados, VAN y TIR, permitieron concluir que el método de operación seleccionado (SIPS + Unidad de slickline) para las pruebas de fall-off es rentable económicamente para el proyecto de análisis y seguimiento integrado de Horner-Hall.

4.2 Recomendaciones

De acuerdo con el análisis realizado de los resultados y las conclusiones obtenidas se recomienda:

- Analizar las soluciones en grado de prelación para resolver el problema de baja eficiencia de flujo del agua inyectada en el pozo CX-2 en las dos areniscas de interés.
- Realizar ensayos de desplazamiento para determinar las curvas más realísticas de permeabilidades efectivas al agua y al petróleo con núcleos de cada arenisca.
- Hacer seguimiento de la calidad del agua inyectada y en caso de ser factible resolver con el método adecuado de tratamiento de agua para inyección.
- Realizar pruebas de presión periódicas en los pozos productores para evaluar el comportamiento de cada reservorio sometido a recuperación secundaria.
- Evaluar nuevas zonas para extender el piloto de recuperación secundaria.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Ahmed, T. (2010). *Reservoir Engineering Handbook* (4ta ed.). Burlington, Estados Unidos: Gulf Publishing Co.
- Al-Fattah, S. M., Dallag, M. M., Abdulmohsin, R. A., Al-Harbi, W. A., & Issaka, M. B. (2008, January). Intelligent Integrated Surveillance Tool Improves Field Management Practices. *Saudi Aramco Journal of Technology*, 12-21.
- Baby Patrice, Rivadeneira Marco, B. R. (2004). La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo. Octubre 2004 (Vol. 1).
- Bourdarot, G. (1998). *Well Testing: Interpretation Methods*. Paris: Editions Technip.
- Chaudhry, A. U. (2004). *Oil Well Testing Handbook*. Burlington, Estados Unidos: Elsevier.
- Dalimunthe, Y. K., & Setiati, R. (2019). Application hall plot method for surveillance waterflood in oil reservoir. *4th Annual Applied Science and Engineering Conference. Journal of Physics: Conference Series 1402*, pp. 1-6. IOP Publishing. doi:10.1088/1742-6596/1402/5/055104
- Doublet, L., & Blasingame, T. (2001). Evaluation of Injection Well Performance Using Decline Type Curves . *SPE*, 1-39.
- Freire Rodríguez, P., & Chuiza Pilco, A. J. (2011). *Análisis del Factor de Daño de Formación y Evaluación de los Tratamientos de Fracturamiento Realizados en el Campo ANPA del Distrito Amazónico*. (B. Miranda, Ed.) Guayaquil, Guayas, Ecuador: ESPOL. Obtenido de <https://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/20219>
- Hall, H. N. (1963). How to Analyze Waterflood Injection Well Performance. *World Oil*, 128-130.
- Lee, J. (1982). *Well Testing*. New York: SPE.
- McAleese, S. (2000). *Operational Aspects of Oil and Gas Well Testing* . Amsterdam: Elsevier.
- Mejía, L. (2013). Análisis técnico económico para la implementación de una bomba eléctrica con tecnología zeitecs en el activo Cuyabeno . Quito.

- Nardone, P. J. (2009). *Well Testing Project Management: Onshore and Offshore Operations*. Burlington: Gulf Professional Publishing Co. (Elsevier).
- Ordoñez-Cruz, H., Vélez-Duque, J., & Flórez-Marulanda, J. (2015). Propuesta Metodológica para el Control y Monitoreo de un proceso de Inyección de Agua. *Revista fuentes: el Reventón energético*, 35-44.
- Petroamazonas (2018). <https://www.petroamazonas.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2018/03/CAMPOCYB-SNS.pdf>
- Petroamazonas (2020). Informes de producción de campo CYB-SNS.
- Ruiz Renán. (Octubre, 2018). Aplicación de cuadro de mando integral para evaluar la gestión operativa de la empresa Petroamazonas en el campo Cuyabeno - Sansahuari en un escenario de precios bajo de petróleo. Escuela Politecnica Nacional.
- Sánchez-Cárdenas, D. A., Sánchez-Toapanta, B. S., & Alabuella-Toapanta, L. A. (2021). Metodología de evaluación técnica en campo para proyectos piloto de inyección de agua. *FIGEMPA: Investigación y Desarrollo*, 13-28.
- Schlumberger. (1998). *Introduction to Well Testing*. Bath: Schlumberger.
- Stewart, G., & Jamiolahmady, M. (2013). *Well Test Analysis*. Aberdeen, Reino Unido: Heriot Watt University.
- Thakur, G., Satter, D. (1998). *Integrated Waterflood Asset Management*. Penwell Books, p 151.
- Valentine, A. (2018, Marzo). *Integrated Historical Data Workflow: Maximizing the Value of a Mature Asset*. SPE Aberdeen Distinguished Lecturer Program. Aberdeen: SPE.