



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

Diseño de estimulación matricial en las areniscas receptoras de los pozos reinyectores del campo “Matías” para mejorar la admisión de agua de formación.

AUTOR

Calderón Montenegro Edison Fabián

TRABAJO DE TITULACIÓN
Previo a la obtención del grado académico en
MAGISTER EN PETRÓLEO

TUTOR

Ordoñez Andrade Jorge Paúl

Santa Elena, Ecuador

Año 2022



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

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

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

MARJORIE
ALEXANDRA
CORONEL SUAREZ

Firmado digitalmente
por MARJORIE
ALEXANDRA CORONEL
SUAREZ

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

**Ing. Xavier Vargas Gutiérrez, MSc.
DOCENTE
ESPECIALISTA**



Firmado electrónicamente por:

**JORGE PAUL
ORDONEZ
ANDRADE**

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

**Adg. Víctor Coronel Ortiz, Mgti.
SECRETARIO GENERAL
UPSE**



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

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo de titulación fue realizado en su totalidad por **Edisson Fabián Calderón Montenegro**, como requerimiento para la obtención del título de Magister en Petróleo.

TUTOR



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

08 días del mes de abril de año 2022



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

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, Edison Fabián Calderón Montenegro

DECLARO QUE:

El trabajo de Titulación, “Diseño de estimulación matricial en las areniscas receptoras de los pozos reinyectores del campo “Matías” para mejorar la admisión de agua de formación” previo a la obtención del título en Magister en Petróleo, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

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

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

EL AUTOR



Firmado electrónicamente por:
**EDISSON FABIAN
CALDERON
MONTENEGRO**



**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 “Diseño de estimulación matricial en las areniscas receptoras de los pozos reinyectores del campo “Matías” para mejorar la admisión de agua de formación”, presentado por el estudiante, Edisson Fabián Calderón Montenegro fue enviado al Sistema Antiplagio URKUND, presentando un porcentaje de similitud correspondiente al 0% por lo que se aprueba el trabajo para que continúe con el proceso de titulación.



Document Information

Analyzed document	Urkund_EC.docx (D128482339)
Submitted	2022-02-21T16:13:00.0000000
Submitted by	
Submitter email	karenparraga615@gmail.com
Similarity	0%
Analysis address	jordonez.upse@analysis.urkund.com

TUTOR



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



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

AUTORIZACIÓN

Yo, Edison Fabián Calderón Montenegro

Autorizo a la Universidad Estatal Península de Santa Elena a la publicación en la biblioteca de la institución del Trabajo de Titulación, “Diseño de estimulación matricial en las areniscas receptoras de los pozos reinyectores del campo “Matías” para mejorar la admisión de agua de formación” cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

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

EL AUTOR



Firmado electrónicamente por:
**EDISSON FABIAN
CALDERON
MONTENEGRO**

AGRADECIMIENTO

Agradezco a la empresa ex PETROAMAZONAS EP, actualmente EP PETROECUADOR, por facilitarme y brindar todo el apoyo para continuar con mi preparación profesional, a fin de alcanzar mis objetivos personales y poner en práctica todos los nuevos conocimientos adquiridos en el desarrollo y cumplimiento de metas a nivel empresarial, formando parte de una de las empresas líderes en la industria hidrocarburífera en nuestro país.

A la vez quiero agradecer a la UPSE y a sus respectivos maestros que han formado parte del desarrollo de la Maestría en Petróleos, por impartir sus conocimientos de una manera imparcial y profesional.

Edisson Fabián Calderón Montenegro

DEDICATORIA

El presente trabajo y desarrollo de la Maestría lo dedico a mi hijo Matías Alejandro y a mi esposa Mónica Alexandra, quienes han sido mi inspiración para continuar con mi preparación profesional.

A mi madre Violeta por ser esa mujer ejemplar con sus hijos y demostrar que todo es posible en la vida, a pesar de las adversidades que se nos presenten y siempre a salir victoriosos.

A mi hermano Santi, por todo el apoyo incondicional que me brinda y siempre estar ahí cuando lo necesito.

Edisson Fabián Calderón Montenegro

ÍNDICE GENERAL

CERTIFICACIÓN	III
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD	IV
AUTORIZACIÓN	VI
CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO	V
AGRADECIMIENTO	VII
DEDICATORIA	VIII
ÍNDICE GENERAL	IX
ÍNDICE DE TABLAS	XI
ÍNDICE DE FIGURAS	XII
RESUMEN	XIV
ABSTRACT	XV
INTRODUCCIÓN	16
DESARROLLO	18
1. Históricos de reinyección de agua de formación	18
2. Curvas Hall Plot	20
2.1 Análisis de curvas Hall Plot	32
3. Calidad de agua de inyección	32
4. Caracterización físico química	33
5. Análisis de muestras sólidas de pozo	36
5.1 Caracterización del contenido de hidrocarburos	36
6 Match de inyectividad	39
6.1 Match pozo B-001I	39
6.2 Match pozo B-007I	40
6.3 Match pozo B-052I	41
6.4 Match pozo E-019I	42
6.5 Match pozo L-011I	43
6.6 Match pozo L-012I	44
6.7 Match pozo L-014I	45
6.8 Match pozo L-132I	46
6.9 Match pozo T-155I	47

7	Diseño de fluidos para estimulación matricial.	48
7.1	Diseño de fluidos para completación.	48
7.2	Diseño de fluidos para estimulación de las formaciones receptoras.	49
8	Volúmenes de agua estimados post tratamiento.	50
	CONCLUSIONES	51
	RECOMENDACIONES	52
	REFERENCIAS	53
	ANEXOS	54
	Anexo I Plataforma A	55
	Anexo II - Plataforma B	58
	Anexo III - Plataforma E	73
	Anexo IV - Plataforma F	75
	Anexo V - Plataforma L	79
	Anexo VI - Plataforma T	87

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Pozos reinyectores del campo Matías.	18
Tabla 2. Históricos promedios de reinyección de agua de formación.	19
Tabla 3. Índice de Calidad de Agua - Campo Matías.	33
Tabla 4. Análisis físico químico agua de formación - Campo Matías.	34
Tabla 5. Análisis de muestra sólida – pozo B-009I	36
Tabla 6. Análisis de porcentaje % de asfaltenos - Bloque X.	37
Tabla 7. Análisis de porcentaje % de asfaltenos - Bloque Y y Z.	38
Tabla 8. Sensibilidad al daño S - pozo B-001I.	39
Tabla 9. Sensibilidad al daño S - pozo B-007I.	40
Tabla 10. Sensibilidad al daño S - pozo B-052I.	41
Tabla 11. Sensibilidad al daño S - pozo E-019I.	42
Tabla 12. Sensibilidad al daño S - pozo L-011I.	43
Tabla 13. Sensibilidad al daño S - pozo L-012I.	44
Tabla 14. Sensibilidad al daño S - pozo L-014I.	45
Tabla 15. Sensibilidad al daño S - pozo L-132I.	46
Tabla 16. Sensibilidad al daño S - pozo T-155I.	47
Tabla 17. Diseño de fluidos para completación.	48
Tabla 18. Diseño de fluidos para completación.	48
Tabla 19. Tabla. Diseño de fluidos - arenisca T.	49
Tabla 20. Tabla. Diseño de fluidos – arenisca UI.	49
Tabla 21. Tabla. Diseño de fluidos - arenisca M1.	49
Tabla 22. Volumen de agua estimado post tratamiento.	50

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Curva de Hall.....	20
Figura 2. Diagrama Hall Plot – A-002I.....	21
Figura 3. Diagrama Hall Plot – A-043I.....	21
Figura 4. Diagrama Hall Plot – B-001I.....	22
Figura 5. Diagrama Hall Plot – B-002I.....	22
Figura 6. Diagrama Hall Plot – B-003I.....	23
Figura 7. Diagrama Hall Plot – B-005I.....	23
Figura 8. Diagrama Hall Plot – B-006I.....	24
Figura 9. Diagrama Hall Plot – B-007I.....	24
Figura 10. Diagrama Hall Plot – B-008I.....	25
Figura 11. Diagrama Hall Plot – B-009I.....	25
Figura 12. Diagrama Hall Plot – B-010I.....	26
Figura 13. Diagrama Hall Plot – B-052I.....	26
Figura 14. Diagrama Hall Plot – E-019I.....	27
Figura 15. Diagrama Hall Plot – F-033I.....	27
Figura 16. Diagrama Hall Plot – F-097I.....	28
Figura 17. Diagrama Hall Plot – L-011I.....	28
Figura 18. Diagrama Hall Plot – L-012I.....	29
Figura 19. Diagrama Hall Plot – L-013I.....	29
Figura 20. Diagrama Hall Plot – L-014I.....	30
Figura 21. Diagrama Hall Plot – L-132I.....	31
Figura 22. Diagrama Hall Plot – T-155I.....	31
Figura 23. Guía de Índice de Calidad de Agua.....	33
Figura 24. Muestras lavadas con xileno y heptano – Bloque X.....	37
Figura 25. Muestras lavadas con xileno y heptano – Bloque Y y Z.....	38
Figura 26. Inflow / Outflow Plot - Pozo B-001I.....	39
Figura 27. Inflow / Outflow Plot - Pozo B-007I.....	40
Figura 28. Inflow / Outflow Plot - Pozo B-052I.....	41
Figura 29. Inflow / Outflow Plot - Pozo E-019I.....	42

Figura 30. Inflow / Outflow Plot - Pozo L-011I	43
Figura 31. Inflow / Outflow Plot - Pozo L-012I	44
Figura 32. Inflow / Outflow Plot - Pozo L-014I	45
Figura 33. Inflow / Outflow Plot - Pozo L-132I	46
Figura 34. Inflow / Outflow Plot - Pozo T-155I	47

RESUMEN

El presente trabajo consiste en la realización de un diseño de estimulación matricial para las areniscas receptoras T, UI y M1 de los pozos reinyectores del campo “Matías”, mediante la elaboración y análisis de curvas Hall Plot con información de los volúmenes históricos de inyección y presiones de cabeza, índices de calidad de agua, análisis físico químicos del agua de formación para determinación de tendencias incrustantes en fondo y cabeza de los pozos, caracterización de muestras solidas tomadas en fondo de pozo para caracterización del contenido de hidrocarburos y porcentaje de asfaltenos, y los match de inyectividad para determinar el daño de formación actual y post tratamiento a fin de estimar el volumen de admisión de agua de formación. Una vez realizado el análisis de las curvas Hall Plot se obtiene 9 pozos de un total de 21 pozos reinyectores del campo como candidatos para realizar la estimulación matricial diseñada en base a las características del agua de formación, la cual está basada en solventes orgánicos como el Xileno, inhibidor de asfaltenos y JP1, lo cual permitirá disminuir el daño de formación e incrementar el volumen de inyección de agua en cada uno de los pozos.

Palabras claves: Inyección de agua, curvas Hall Plot, agua de formación, pozo reinyector.

ABSTRACT

The present work consists of carrying out a matrix stimulation design for the receiving sandstones T, UI and M1 of the reinjection wells of the "Matías" field, by means of the elaboration and analysis of Hall Plot curves with information of the historical volumes of injection and head pressures, water quality indices, physical-chemical analysis of formation water to determine fouling trends at the bottom and head of the wells, characterization of solid samples taken at the bottom of the well to characterize the hydrocarbon content and percentage of asphaltenes, and the injectivity matches to determine the current and post-treatment formation damage in order to estimate the volume of formation water intake. Once the analysis of the Hall Plot curves has been carried out, 9 wells are obtained from a total of 21 reinjector wells in the field as candidates to carry out the matrix stimulation designed based on the characteristics of the formation water, which is based on organic solvents such as Xylene, asphaltene inhibitor and JP1, which will reduce formation damage and increase the volume of water injection in each of the wells.

Keywords: Water injection, Hall Plot curves, formation water, reinjector well.

INTRODUCCIÓN

El campo “Matías” perteneciente al Bloque “X”, se encuentra localizado al nororiente de la región Amazónica en la provincia de Orellana, cuenta con 21 pozos reinyectores de agua de formación, distribuidos en las plataformas A, B, E, F, L y T de la siguiente manera:

- Plataforma A: A-002 y A-043 reinyectando a la arenisca T.
- Plataforma B: B-001, B-002, B-003, B-005, B-006, B-007, B-008, B-009, B-010, B-052, reinyectando a las areniscas T, UI, US y M1.
- Plataforma E: E-019, reinyectando a las areniscas T y UI.
- Plataforma F: F-033 y F-097 reinyectando a las areniscas T y UI.
- Plataforma L: L-011, L-012, L-013, L-014, L-132, reinyectando a las areniscas T, UI y M1.
- Plataforma T: T-155 reinyectando a la arenisca T.

Actualmente el campo “Matías” maneja un volumen de inyección de agua de formación de 601,559 BWPD (del inglés “barrels of water per day” que significa barriles de agua por día), datos tomados hasta el 02 de diciembre del 2021, proveniente de la separación del fluido multifásico producido de los bloques “X”, “Y” y “Z”.

Debido al alto volumen de producción de agua de formación, falta de capacidad de procesamiento de fluidos y bajos tiempos de residencia en los diferentes equipos de separación de la Planta de Procesos (PP) se obtiene una mala calidad del agua de formación para ser reinyectada; ocasionando un taponamiento de las formaciones receptoras, reflejada en la disminución constante en el volumen de admisión de cada una de las arenas e incrementando la presión de inyección en la cabeza de los pozos.

El taponamiento o bloqueo se genera en cada una de las formaciones receptoras T, U inferior, U superior y M1, así como también en equipos y accesorios de las completaciones de fondo. Ésta es la razón fundamental por la cual se deben realizar trabajos de estimulación matricial en las formaciones receptoras y limpieza en los equipos de la completación de fondo,

Los procedimientos de estimulación matricial y limpieza buscan incrementar los volúmenes de inyección de agua y evitar la restricción o pérdida de producción asociada

de petróleo debido a la limitación y/o cierre de pozos productores con altos cortes de agua BS&W (del inglés “Basic Sediment and Water” que corresponde al contenido de agua libre y sedimentos que trae el crudo) y a la vez permitir mantener e incrementar la producción de petróleo de los campos que forman parte de los bloques “X”, “Y” y “Z”. La mala calidad del agua de formación obtenida del proceso de separación del fluido multifásico en la Planta de Procesos, ocasiona el taponamiento de las formaciones, hecho reflejado en la disminución constante en el volumen de admisión de cada una de las arenas e incremento de la presión de inyección en la cabeza de los pozos.

El análisis para determinar los pozos reinyectores que presentan taponamiento de las formaciones receptoras y disminución del volumen de inyección de agua de formación se realiza mediante la realización y análisis de las curvas de Hall Plot, los mismos que son generados a partir de los históricos de volumen inyectado y presión, así como también del análisis de la calidad de agua de formación. Una vez determinados los pozos se procede a determinar los índices de calidad de agua RPI (del inglés “Relative Plugging Index” que significa Índice de Taponamiento Relativo), análisis físico químicos del agua de formación, análisis de muestras sólidas obtenidas de los pozos reinyectores y análisis de sensibilidad (match de inyectividad) a fin de determinar el daño de formación “S” y estimar los volúmenes de inyección incrementales que se obtendrían luego de realizar la estimulación matricial y limpiezas mecánicas de los pozos, usando el software WEM de la Cía. Halliburton.

DESARROLLO

1. Históricos de reinyección de agua de formación.

A continuación, en la Tabla 1 se presenta los pozos distribuidos por cada plataforma y clasificación con sus respectivas formaciones receptoras, a fin de indicar los pozos re-inyectores existentes en el campo Matías, los cuales serán objeto del presente análisis.

Tabla 1. Pozos reinyectores del campo Matías.

Pozos re-inyectores - Campo Matías			
Pads	Pozo	Clasificación	Arena disparada
A	A-002I	Re-inyector	T
	A-043I	Re-inyector	T
B	B-001I	Re-inyector	M1, UI, T
	B-002I	Re-inyector	M1, US, UI, T
	B-003I	Re-inyector	M1, US, UI, T
	B-005I	Re-inyector	UI
	B-006I	Re-inyector	T
	B-007I	Re-inyector	M1, UI, T
	B-008I	Re-inyector	M1, US, UI
	B-009I	Re-inyector	M1, UI, T
	B-010I	Re-inyector	US, UI
	B-052I	Re-inyector	T
E	E-019I	Re-inyector	UI, T
F	F-033I	Re-inyector	UI
	F-097I	Re-inyector	T
L	L-011I	Re-inyector	M1, UI
	L-012I	Re-inyector	M1, UI
	L-013I	Re-inyector	UI
	L-014I	Re-inyector	UI, T
	L-132I	Re-inyector	UI, T
T	T-155I	Re-inyector	T

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

En la Tabla 2 se presenta los volúmenes históricos de re-inyección de agua, presiones y aceite en agua en ppm (partes por millón) promedios por cada pozo re-inyector del Campo Matías, correspondientes a las etapas de inicio de re-inyección, estabilización de la inyección y datos actuales, a fin de indicar el comportamiento en el tiempo de cada pozo.

Los volúmenes de inyección históricos de cada pozo en sus tres etapas de análisis se muestran en los anexos.

Tabla 2. Históricos promedios de reinyección de agua de formación.

Pozos	Inicio de re-inyección			Estabilización de re-inyección			Últimos datos de re-inyección		
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)
A-002I	25,904	2,000	56	19,504	2,011	41	10,210	2,034	57
A-043I	35,633	2,134	40	22,484	1,969	41	20,799	1,961	53
B-001I	21,201	2,604	0	46,238	2,525	49	23,214	2,560	33
B-002I	38,600	2,535	0	89,383	2,544	66	73,482	2,524	39
B-003I	40,576	2,365	0	39,732	2,365	0	19,433	2,365	0
B-005I	29,819	2,485	0	39,615	2,453	52	35,186	2,533	30
B-006I	14,550	2,447	0	38,112	2,437	52	28,003	2,538	32
B-007I	37,211	2,577	0	61,467	2,589	156	29,245	2,554	100
B-008I	8,628	2,511	0	51,783	2,312	85	24,458	2,530	78
B-009I	25,662	2,546	143	58,141	2,519	187	39,922	2,388	103
B-010I	5,905	2,472	93	55,282	2,452	83	56,897	2,535	79
B-052I	10,777	2,449	56	12,319	2,529	42	10,574	2,554	33
E-019I	28,980	2,047	72	28,135	2,309	94	18,472	2,048	80
F-033I	14,181	2,303	39	14,663	2,280	34	17,411	2,126	26
F-097I	19,115	1,988	38	18,646	2,081	31	19,241	2,087	33
L-011I	6,839	816	97	25,439	2,570	85	24,502	2,610	93
L-012I	9,707	1,560	79	40,577	2,600	126	29,780	2,610	93
L-013I	6,079	1,697	49	40,306	2,555	38	24,677	2,611	47
L-014I	16,691	0	44	18,520	2,542	61	19,035	2,611	93
L-132I	29,626	2,600	68	18,301	2,500	160	10,668	2,610	93
T-155I	18,418	1,575	35	18,635	1,930	41	9,987	2,039	28

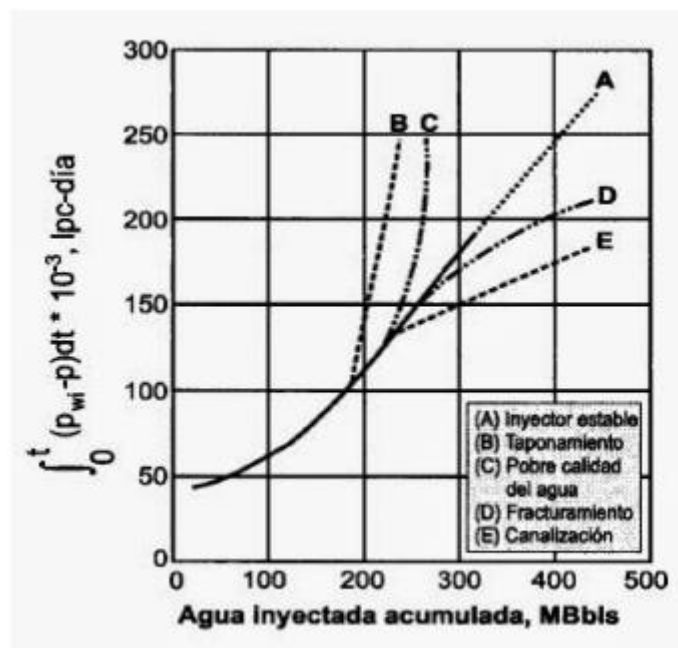
Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Para valores de aceite en agua (ppm) se toma como referencia valores menores a 50 ppm como límite máximo aceptable para el agua de formación que va a ser inyectada sea considerada como óptima para inyectar. Considerar que el límite máximo permisible es determinado por el área de químicos y corrosión de cada campo, en nuestro caso para los bloques X, Y y Z.

2. Curvas Hall Plot.

En 1963, Howard Hall desarrolló una técnica para monitoreo continuo, mediante una forma efectiva de procesar información de inyección de agua. El concepto principal es trazar un producto de tiempo de presión acumulado contra el volumen acumulado de agua que se ha inyectado, esto nos indica el comportamiento de la inyección; un cambio en la inyección aparece como un cambio en la pendiente de esta gráfica (Harmony, 2016).

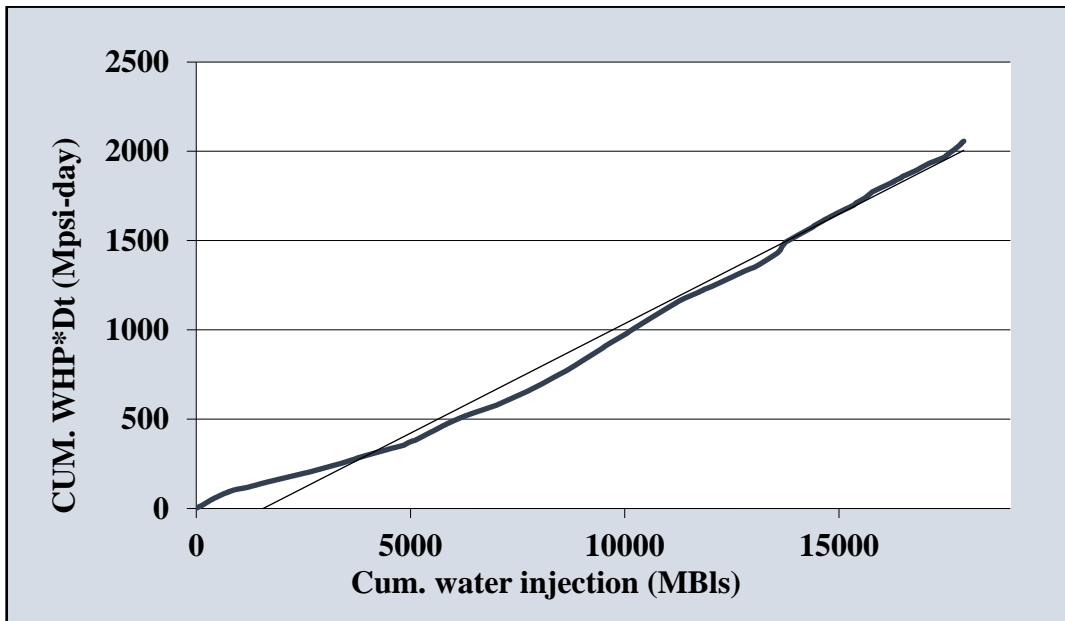
Figura 1. Curva de Hall



Fuente: (Advntk., 2003)

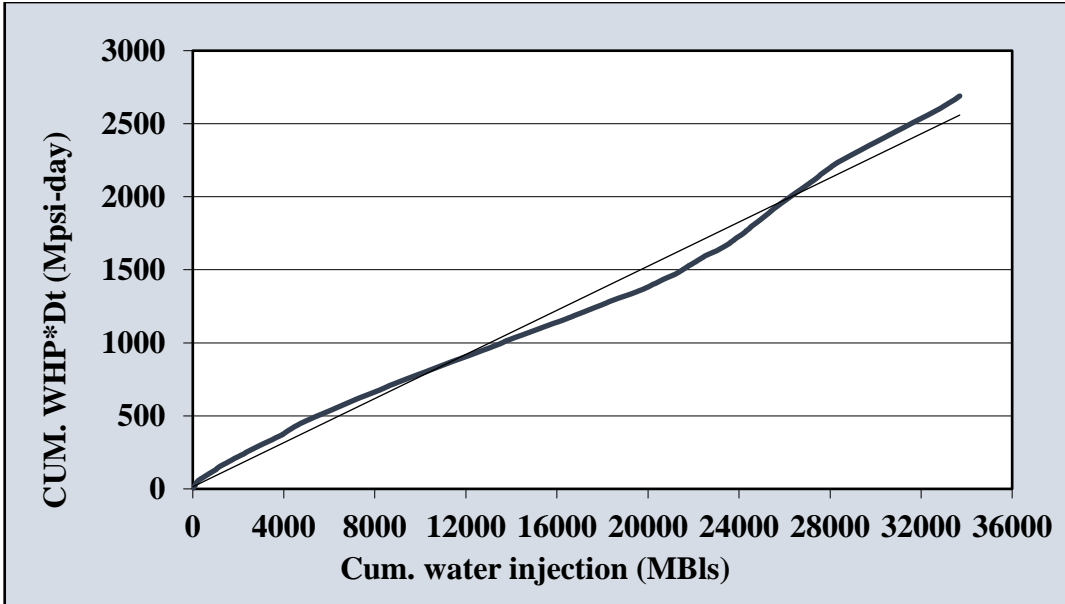
Se presenta las curvas Hall Plot por pozo, generadas a partir de los datos históricos de volúmenes de inyección de agua y presiones de inyección en el tiempo, a fin de determinar los pozos que presenten taponamiento y/o pobre calidad de agua, por ende, una disminución en el volumen de admisión de agua en la formación.

Figura 2. Diagrama Hall Plot – A-002I



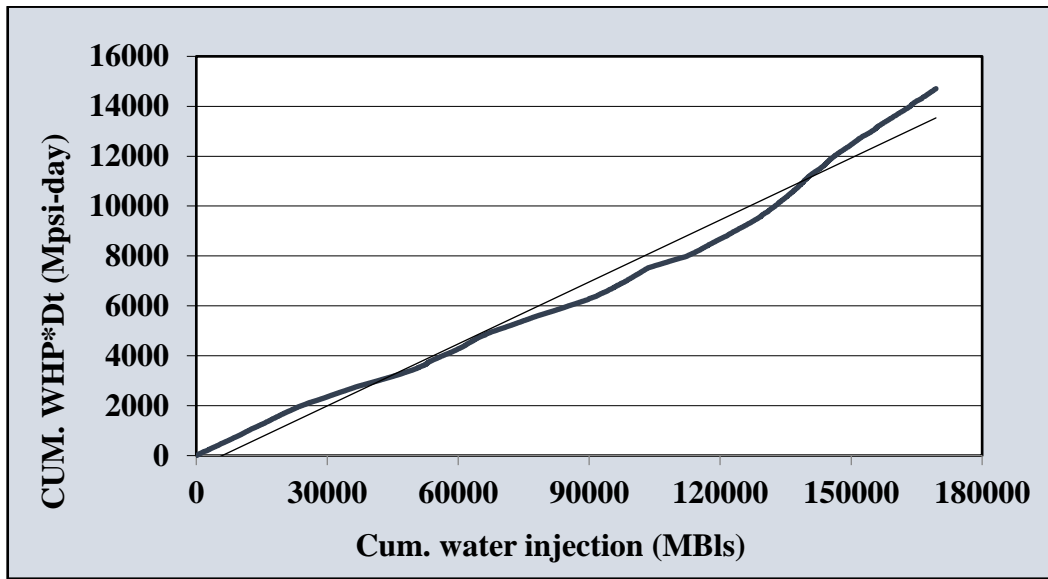
Fuente: Elaboración propia, 2022.

Figura 3. Diagrama Hall Plot – A-043I



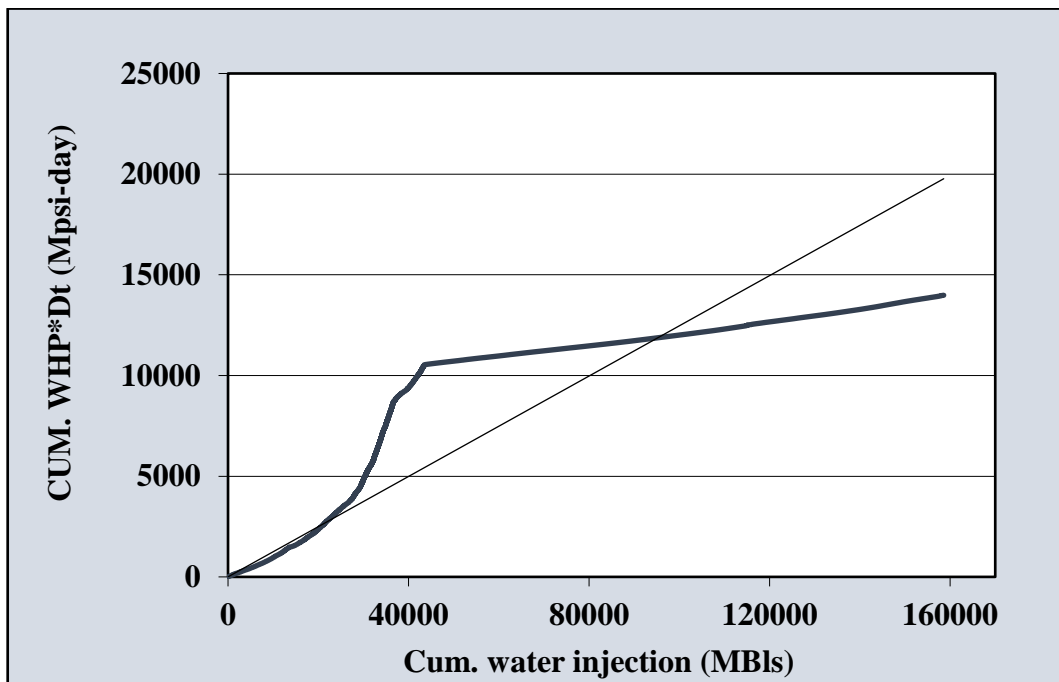
Fuente: Elaboración propia, 2022.

Figura 4. Diagrama Hall Plot – B-001I



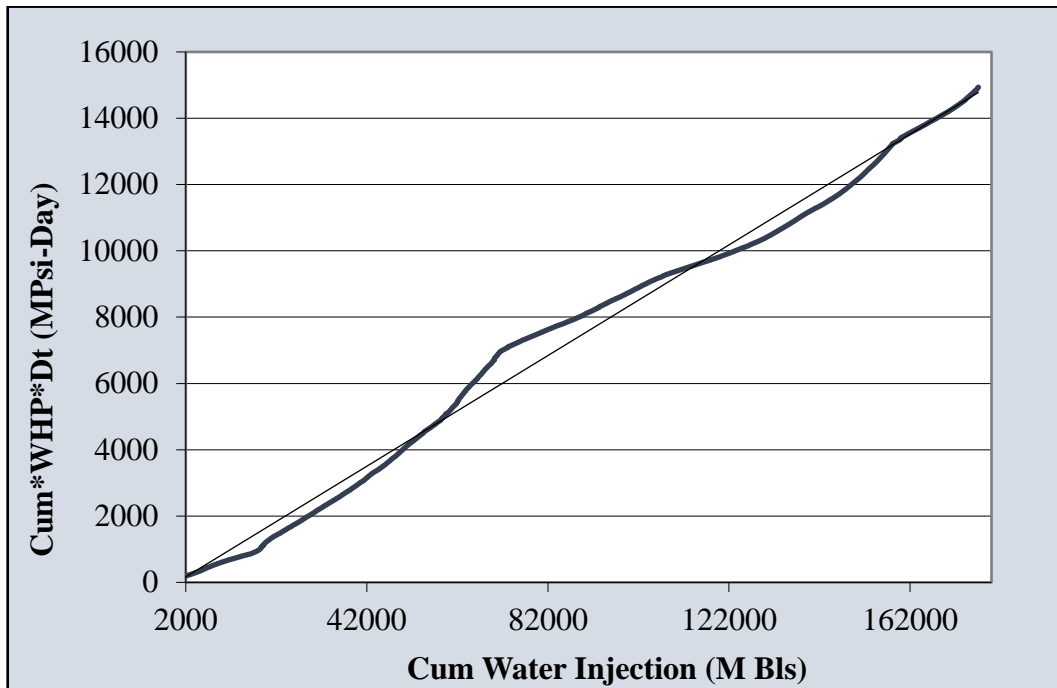
Fuente: Elaboración propia, 2022.

Figura 5. Diagrama Hall Plot – B-002I



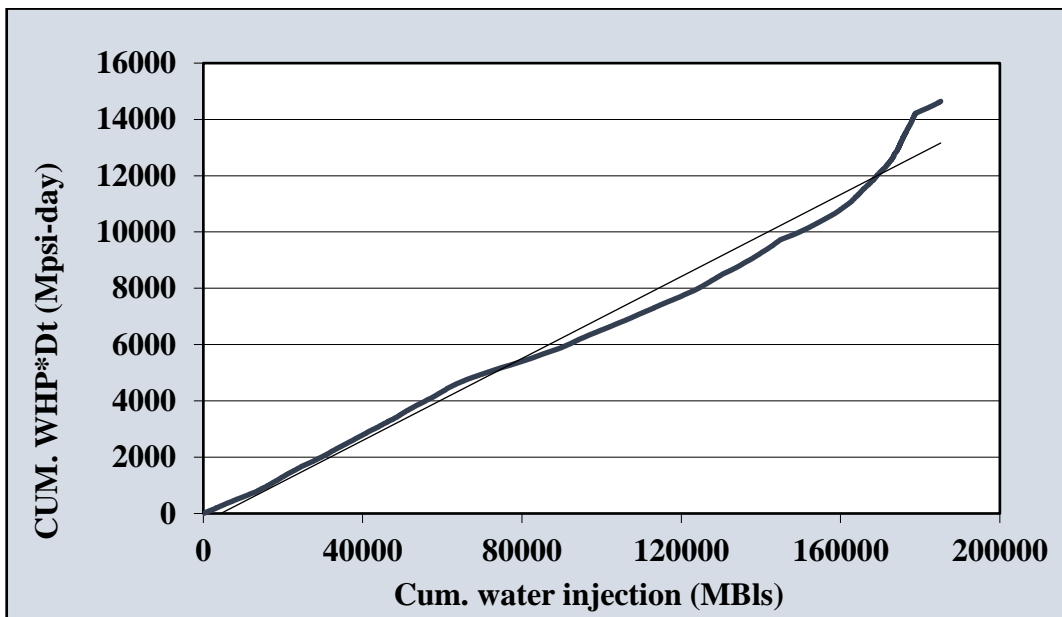
Fuente: Elaboración propia, 2022.

Figura 6. Diagrama Hall Plot – B-003I



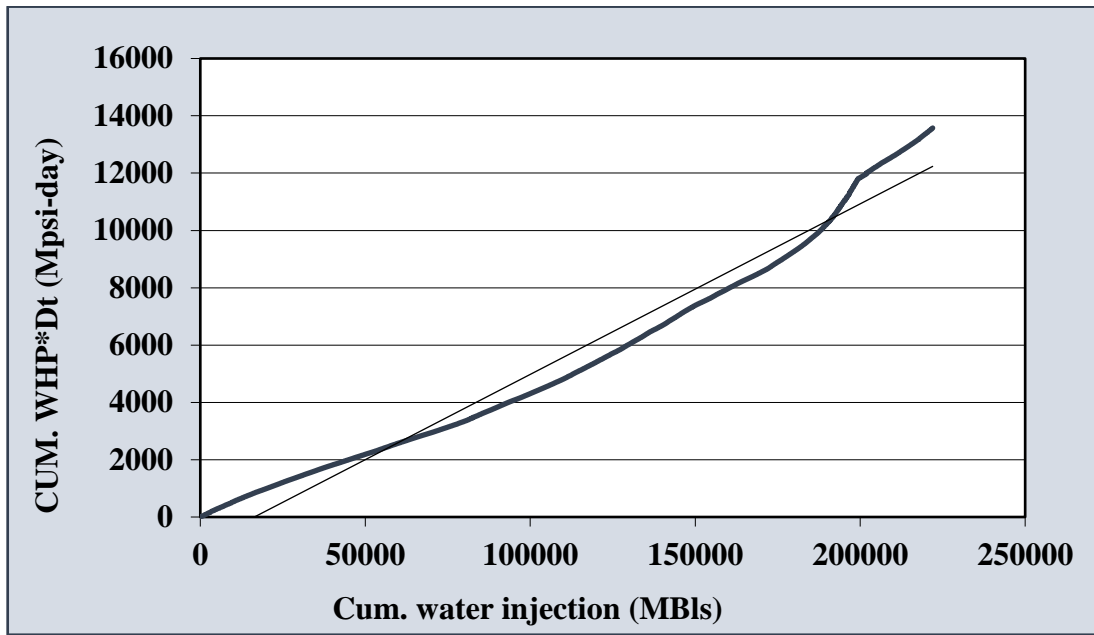
Fuente: Elaboración propia, 2022.

Figura 7. Diagrama Hall Plot – B-005I



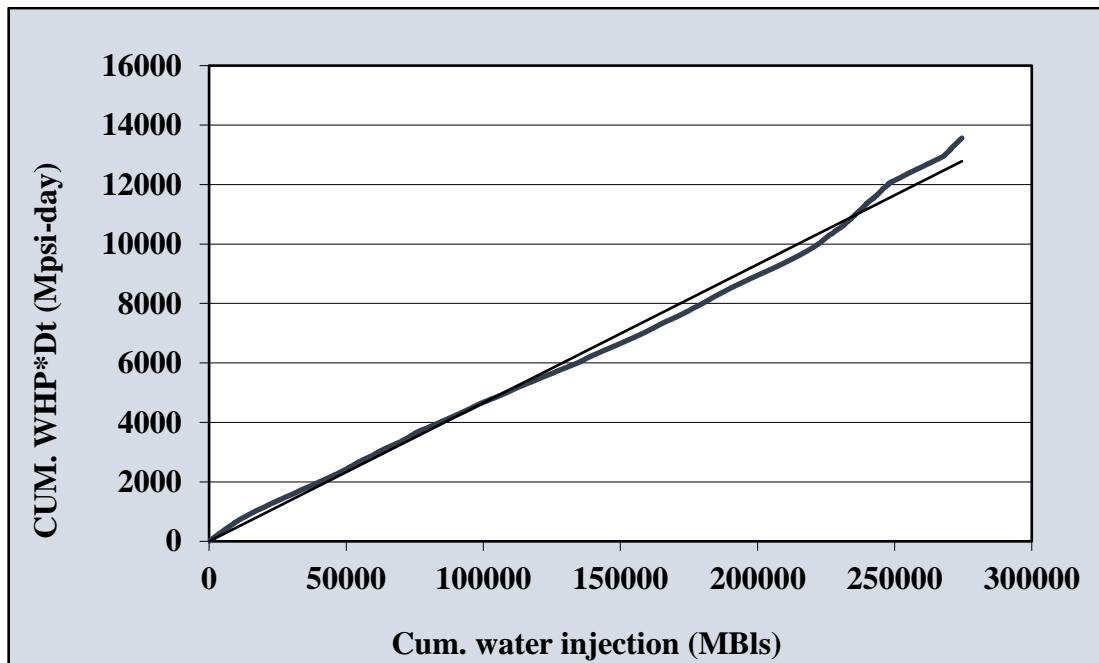
Fuente: Elaboración propia, 2022.

Figura 8. Diagrama Hall Plot – B-006I



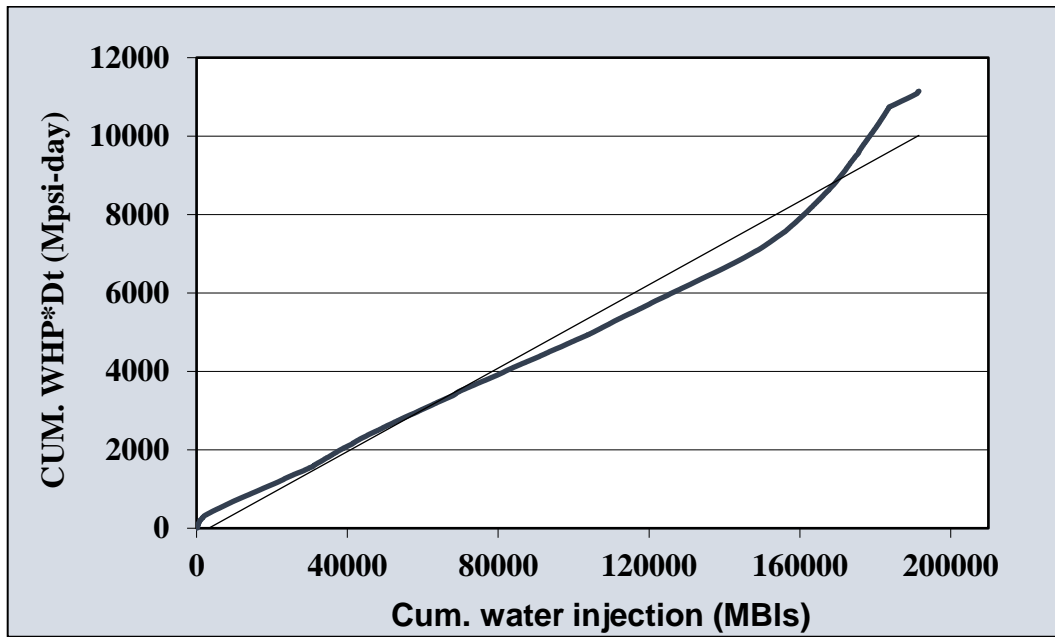
Fuente: Elaboración propia, 2022.

Figura 9. Diagrama Hall Plot – B-007I



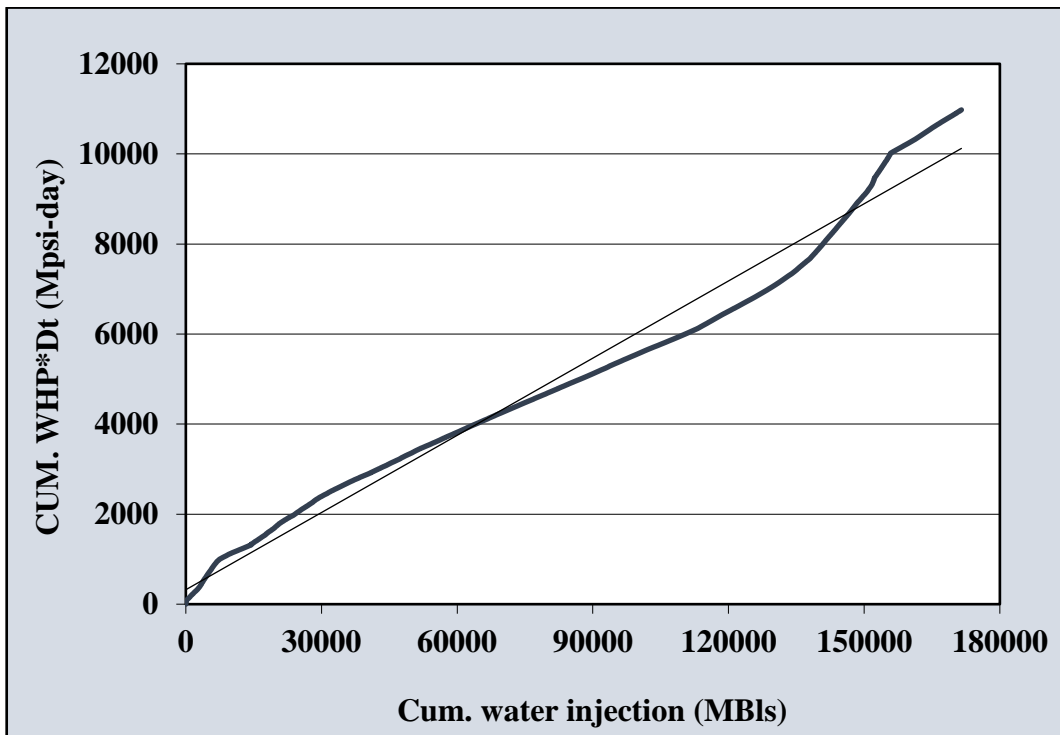
Fuente: Elaboración propia, 2022.

Figura 10. Diagrama Hall Plot – B-008I.



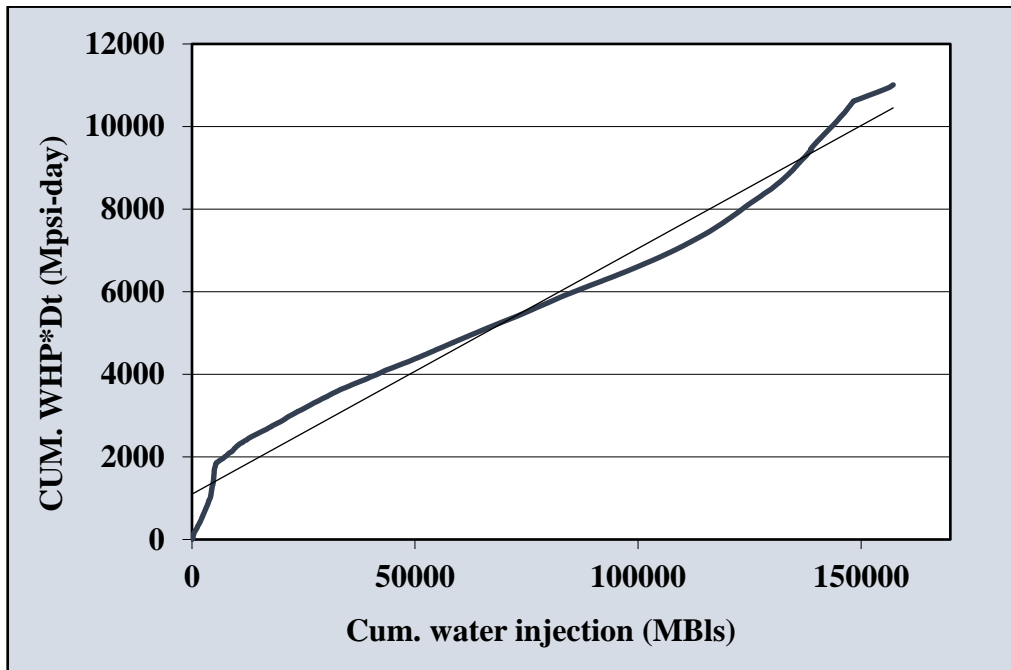
Fuente: Elaboración propia, 2022.

Figura 11. Diagrama Hall Plot – B-009I



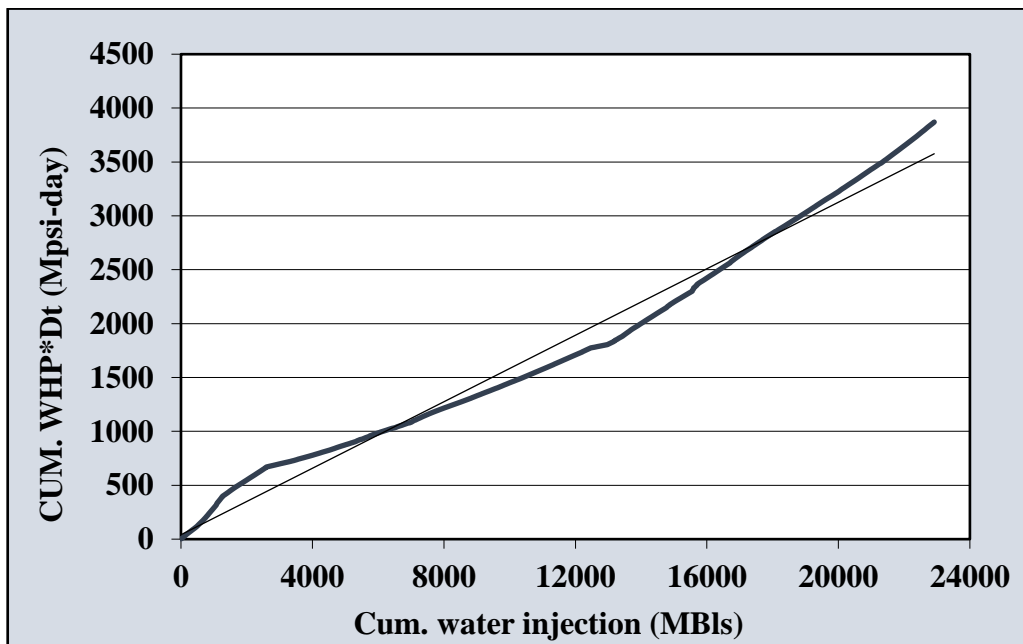
Fuente: Elaboración propia, 2022.

Figura 12. Diagrama Hall Plot – B-010I



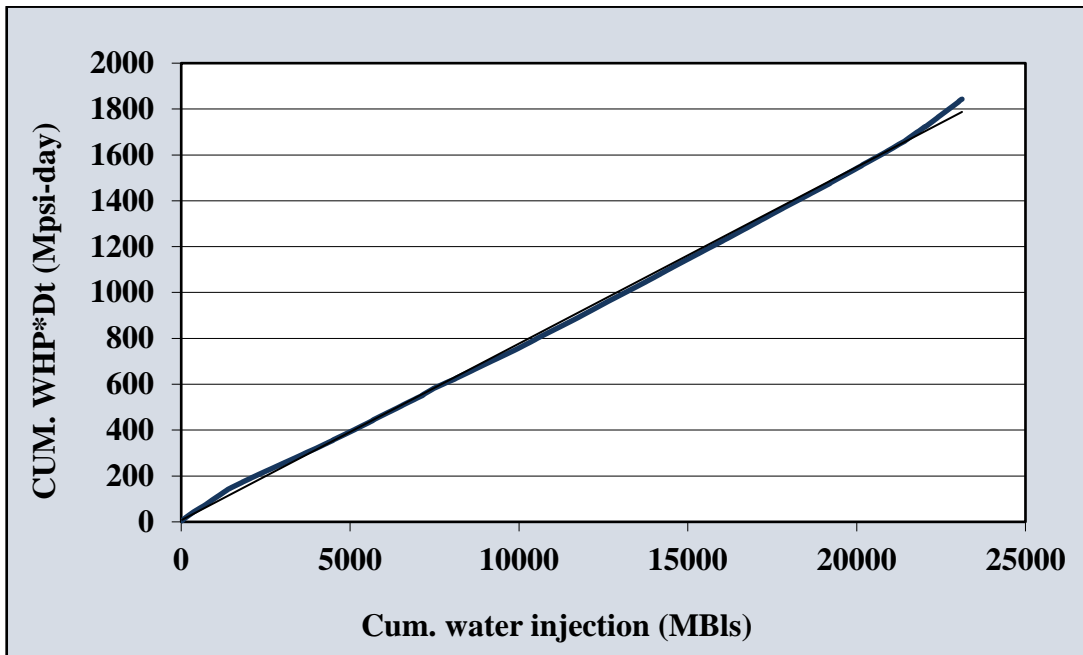
Fuente: Elaboración propia, 2022.

Figura 13. Diagrama Hall Plot – B-052I



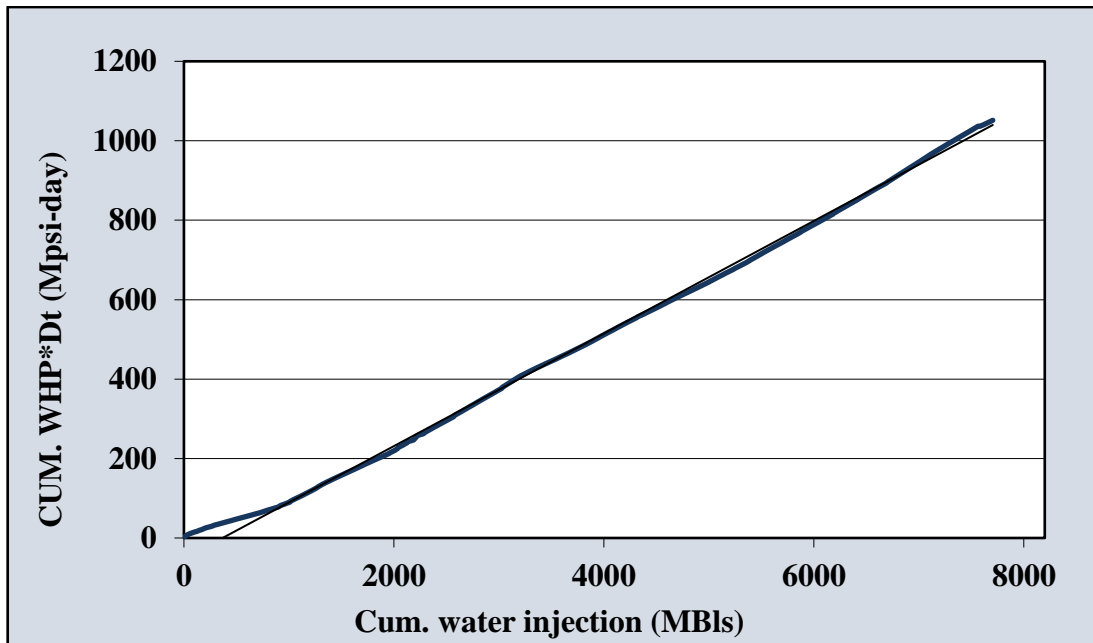
Fuente: Elaboración propia, 2022.

Figura 14. Diagrama Hall Plot – E-019I



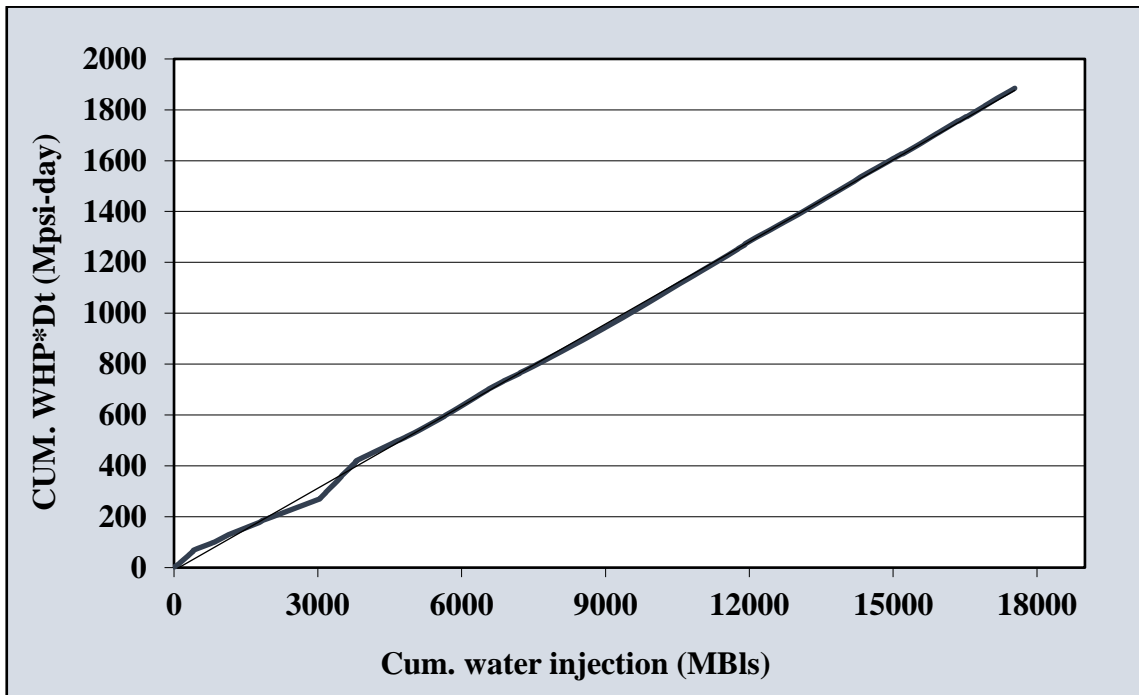
Fuente: Elaboración propia, 2022.

Figura 15. Diagrama Hall Plot – F-033I



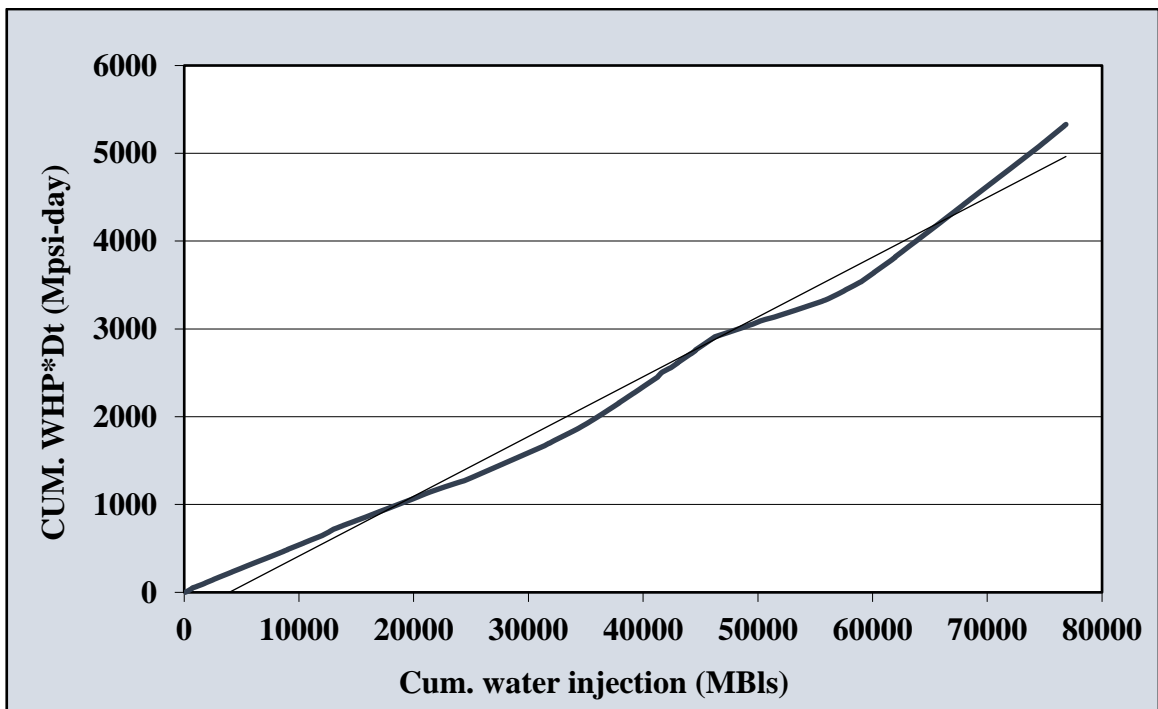
Fuente: Elaboración propia, 2022.

Figura 16. Diagrama Hall Plot – F-097I



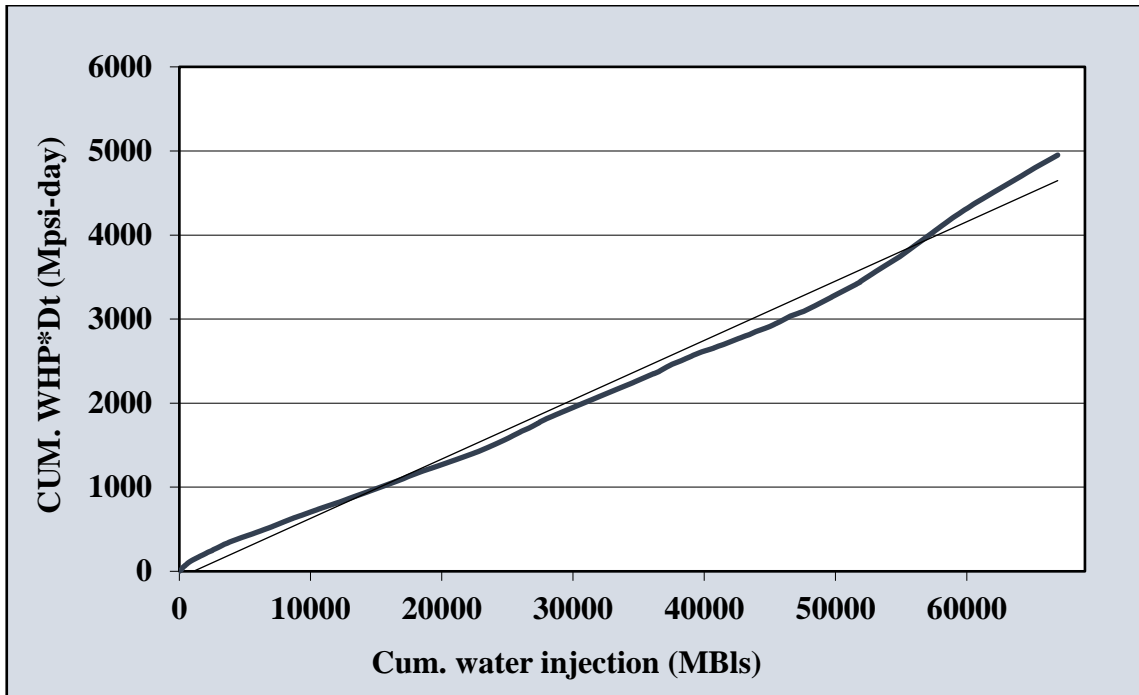
Fuente: Elaboración propia, 2022.

Figura 17. Diagrama Hall Plot – L-011I



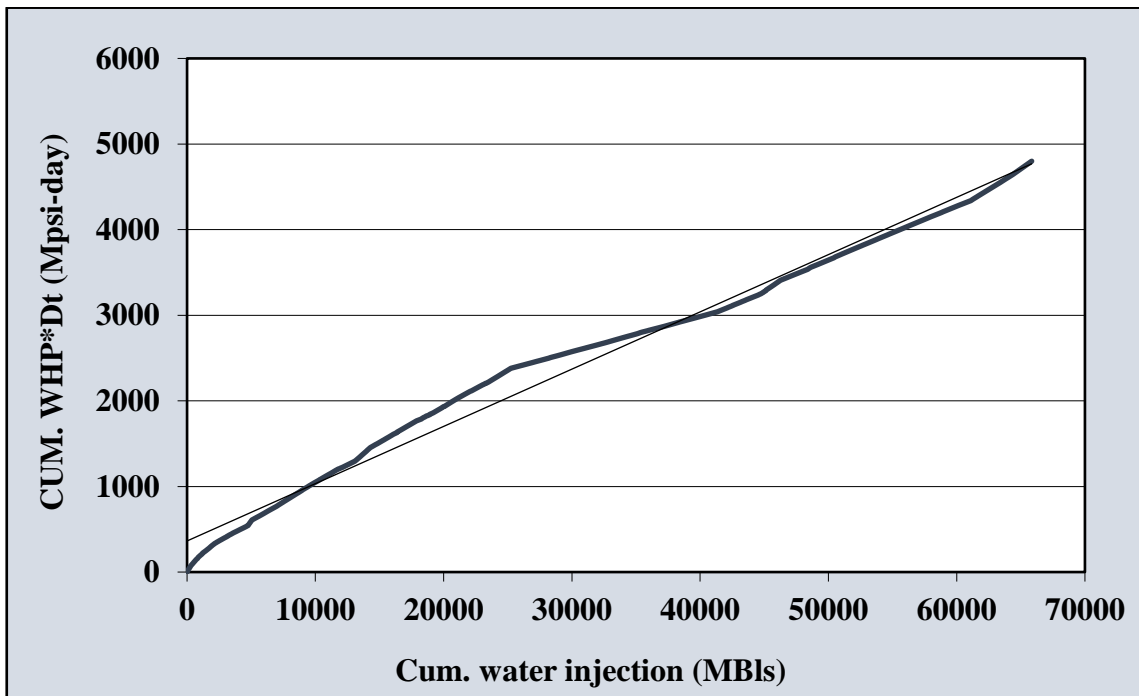
Fuente: Elaboración propia, 2022.

Figura 18. Diagrama Hall Plot – L-012I



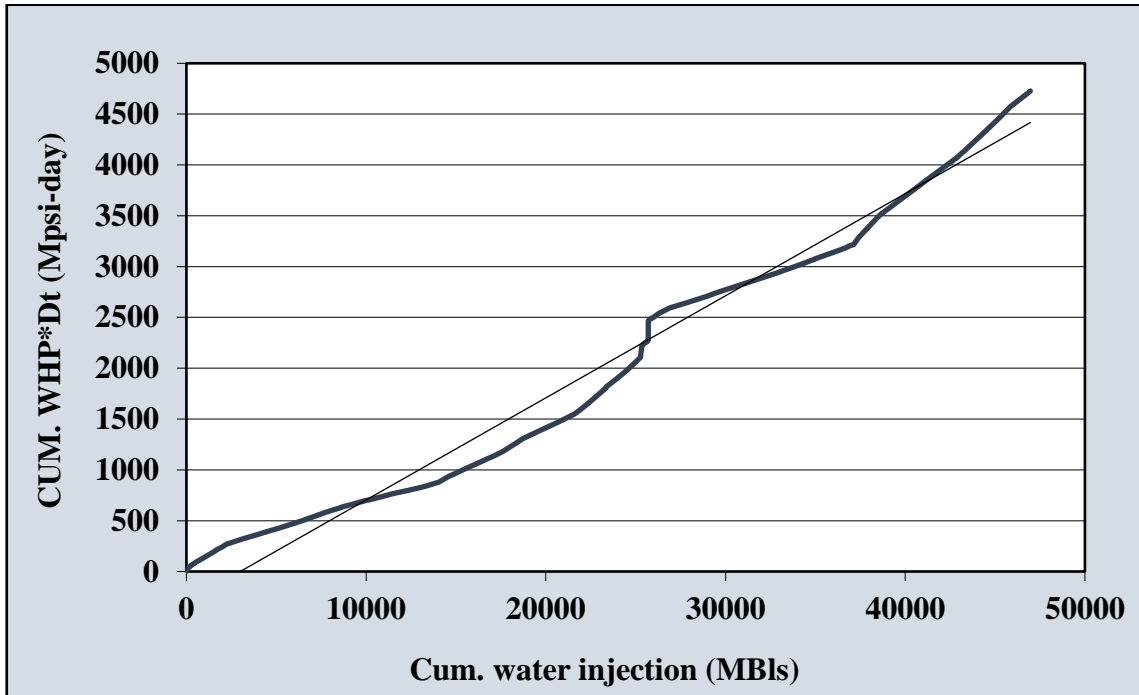
Fuente: Elaboración propia, 2022.

Figura 19. Diagrama Hall Plot – L-013I



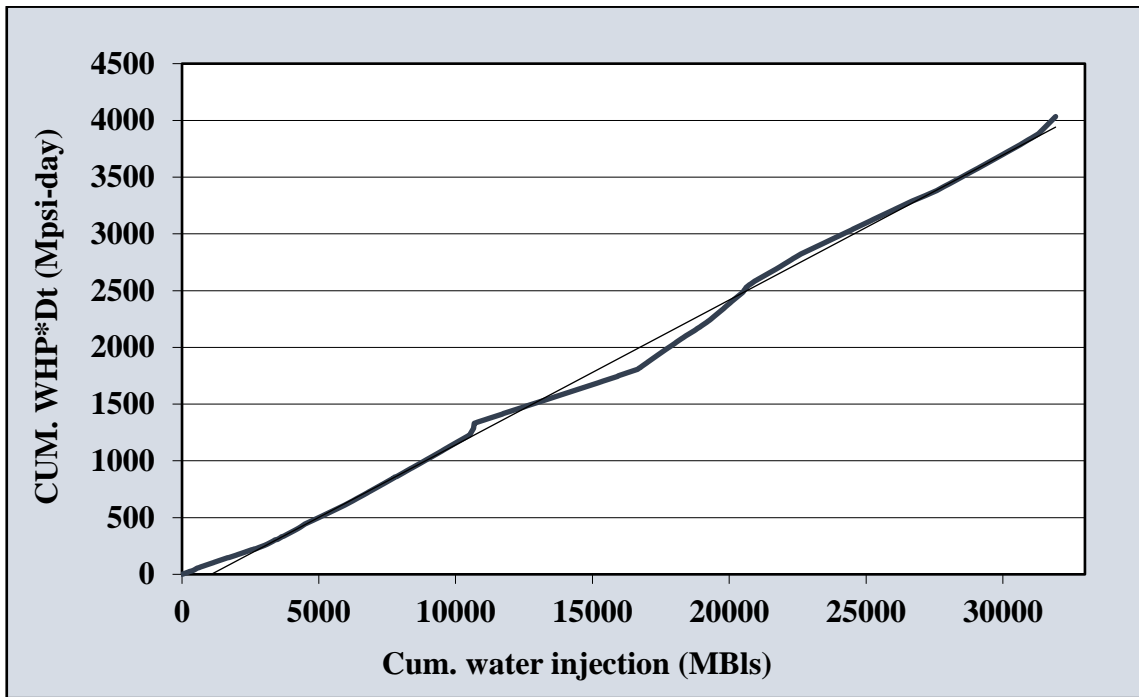
Fuente: Elaboración propia, 2022.

Figura 20. Diagrama Hall Plot – L-014I



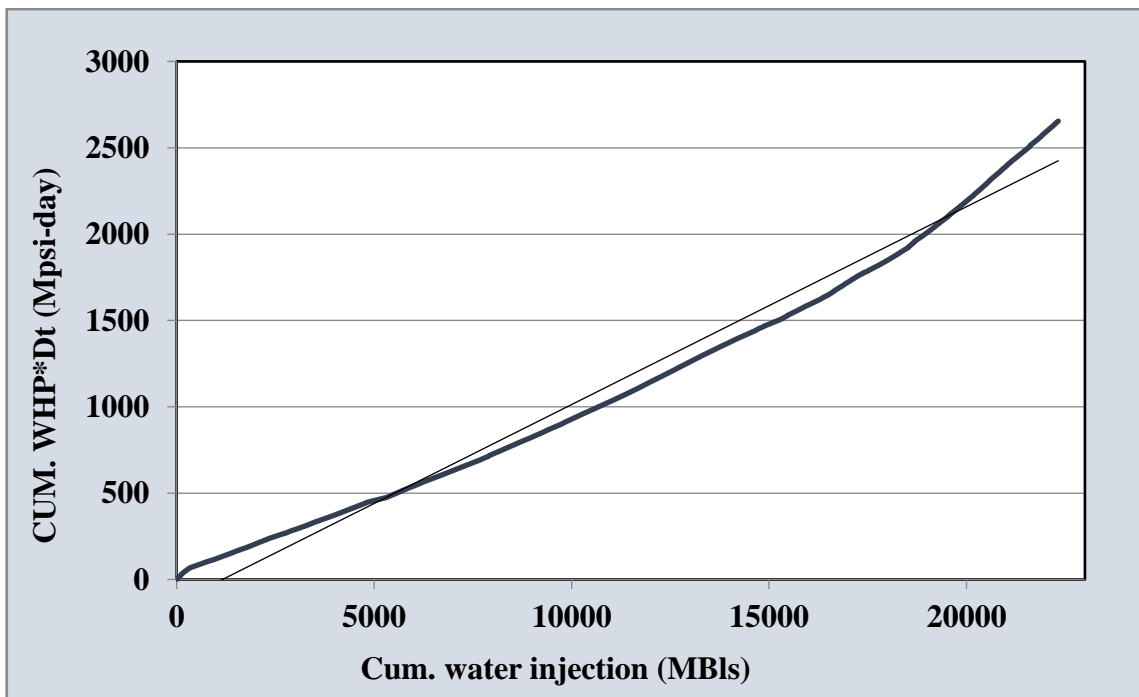
Fuente: Elaboración propia, 2022.

Figura 21. Diagrama Hall Plot – L-132I



Fuente: Elaboración propia, 2022.

Figura 22. Diagrama Hall Plot – T-155I



Fuente: Elaboración propia, 2022.

2.1 Análisis de curvas Hall Plot.

Del análisis de las gráficas Hall Plot de los 21 pozos reinyectores presentados se determina aquellos que presentan una tendencia a taponamiento (B) y/o pobre calidad de agua (C), tomando como base la Figura 1 en la cual se determina las tendencias típicas de comportamiento de los pozos reinyectores de diferentes condiciones de inyección. Los pozos que presentan dichas condiciones son los siguientes:

- B-001I
- B-007I
- B-052I
- E-019I
- L-011I
- L-012I
- L-014I
- L-132I
- T-155I

3. Calidad de agua de inyección.

A nivel de superficie se miden parámetros físicos y químicos del agua de formación producida e inyectada, que permiten tener un control de la inyección. Dentro de los parámetros físicos se controla volúmenes, presiones de inyección y temperatura. Por otra parte, en los parámetros químicos se encuentran los análisis de laboratorio, con el objeto de determinar la alcalinidad, dureza, contenido de hierro y cloruros, sulfatos, calcio, sólidos en suspensión, entre otros.

Dichos parámetros permiten analizar la calidad de agua llamado RPI (del inglés “Relative Plugging Index” que significa Índice de Taponamiento Relativo). En la Figura 23, se indica una guía del índice de calidad de agua propuesta por Amoco.

Figura 23. Guía de Índice de Calidad de Agua

RPI	Índice de Calidad General
<3	Excelente
3-10	Bueno a Considerable
10-15	Cuestionable
>15	Pobre

Fuente: (Patton, 1995)

Se considerará para la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** como: E para “excelente”, B para “bueno a considerable”, Q para “cuestionable” y P para “pobre”, para los valores obtenidos de los RPI de los pozos ubicados en las plataformas A, B, E, F, T y L.

Tabla 3. Índice de Calidad de Agua - Campo Matías.

PAD	A	E	F	T	L	B
RPI promedio	8.42	10.78	10.07	10.03	9.55	9.52
Calidad de agua	B	Q	Q	Q	B	B

Fuente: Base de datos EP PETROECUADOR, 2021

4. Caracterización físico química.

La caracterización físico química del agua de formación se realiza con el objeto de establecer el tipo de tendencia incrustante del agua, tanto en fondo como en superficie. La información obtenida es analizada mediante el software ScaleSoftPitzer, programa usado por el departamento de químicos de EP PETROECUADOR.

Tabla 4. Análisis físico químico agua de formación - Campo Matías.

Fecha:	Unidades	16-12-21	16-12-21	14-12-21	14-11-21	21-12-21
Locación		E	F	T	B	L
Na ⁺	(mg/l)*	4,254	4,406	4,077	4,633	4,079
Mg ²⁺	(mg/l)	126	92	83	49	75
Ca ²⁺	(mg/l)	184	176	176	212	192
Ba ²⁺	(mg/l)	1	1	2	1	1
Total Fe	(mg/l)	0.75	1.05	2.15	2.15	1.45
Cl ⁻	(mg/l)	6,250	6,500	6,150	6,500	6,100
SO ₄ ²⁻	(mg/l)	180	180	180	185	140
Bicarbonatos	(mg/l HCO ₃)	1,501	1,281	964	1,769	1,116
TDS	(mg/l)	12,498	12,686	11,635	13,351	11,707
pH CN	---	7.4	7.3	7	6.89	7.17
CO ₂ Gas	(%)	4	4	3	15	5
CO ₂ Agua	(mg/l)	260	310	260	300.00	190.00
H ₂ S Gas	(ppm)	120	90	98	37	130
H ₂ S Agua	(mg/l)	2.1	1.40	1.53	0.3	1.6
Agua/Día*	(BWPD)	18,644	38,496	25,451	522,672	24,480
Temperatura 1	(°F)	171	170	171	164	174
Temperatura 2	(°F)	171	172	173	143	146
Presion 1	(psia)	460	450	2040	120	2,600
Presion 2	(psia)	2050	2100	2300	2600	2565
Indice de sat. fondo	SI	1.49	1.32	1.09	0.89	1.01
Potencial de dep. fondo	PTB	126	108	79	119	91
Indice de sat. cabeza	SI	1.4	1.20	1.08	0.96	0.83
Potencial de dep. cabeza	PTB	117.5	99	79	125	75
Tendencia Incr. fondo	-----	Moderada	Moderada	Leve	Moderada	Moderada
Tendencia Incr. cabeza	-----	Moderada	Leve	Leve	Moderada	Moderada

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

En base a los valores obtenidos en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, se determina las tendencias en fondo y cabeza, para la plataforma B, E y L una tendencia incrustante moderada en fondo y cabeza, para la plataforma F una tendencia incrustante moderada en fondo y leve en cabeza y para la plataforma T se tiene una tendencia incrustante leve en fondo y cabeza.

5. Análisis de muestras sólidas de pozo.

En base al análisis de laboratorio de la muestra sólida proveniente del pozo B-009I obtenida durante trabajos de calibración de la completación de fondo con unidad Slick line, se obtiene los siguientes resultados: hidrocarburos con 62.3%, humedad y volátiles 9.6%, insolubles en HCl (arenas, sílice, etc) 24.8%, sulfuros 3.1% y carbonatos 0.2%. Del 24.8% de insolubles en HCl, el 22% corresponde a material magnético y el 2.1% a arenas o arcillas.

Tabla 5. Análisis de muestra sólida – pozo B-009I

Parámetro	Unidad	
Cantidad de sólidos	kg	ND
Cantidad de sólidos obtenidos	gr	100
Cantidad de muestra analizada	gr	11.885
Humedad y volátiles	%	9.6%
Contenido de hidrocarburos	%	62.3%
Solubles en ácido acético - carbonatos	%	0.2%
Solubles en HCl - sulfuros	%	3.1%
Insolubles en HCl - arena, sílice, etc.	%	24.8%
Materia calcinable	%	0.7%
Materia inorgánica no calcinable	%	2.1%
Presencia de material magnético	%	22.0%
Presencia de H ₂ S		Si

Fuente: Base de datos EP PETROECUADOR, 2021

5.1 Caracterización del contenido de hidrocarburos.

Tomando en cuenta que el porcentaje más representativo del análisis de la muestra sólida corresponde al contenido de hidrocarburos con 62.3% (Tabla 5), en laboratorio se realiza la caracterización de las muestras tomadas al ingreso de la planta de procesos PP en 2 puntos: fluido proveniente del bloque “X” y fluido proveniente de los bloques “Y” y “Z”, para determinar el porcentaje de asfaltenos.

En las **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se muestra los resultados obtenidos en porcentaje de

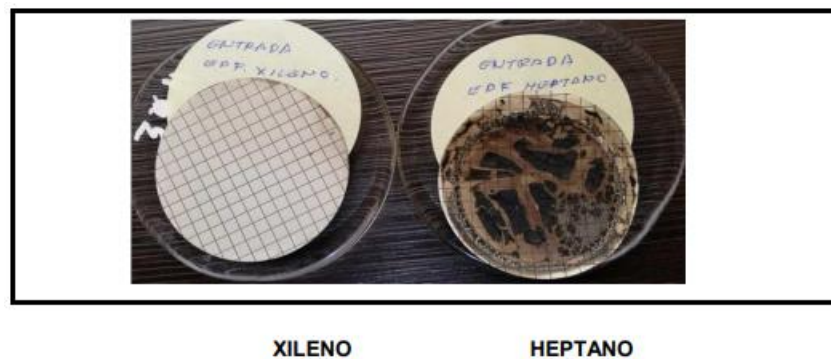
asfaltenos, con valores de 10.47% y 12.58% respectivamente, constituyendo así uno de factores que causan el taponamiento en las formaciones receptoras de los pozos reinyectores.

Tabla 6. Análisis de porcentaje % de asfaltenos - Bloque X.

Análisis de % de asfaltenos.		
Parámetros	Unidad	Ingreso Bloque "X"
Peso de la muestra	(gr)	1.0327
Impurezas tolueno	(gr)	0.0049
Precipitados de asfaltenos	(gr)	0.1130
% de asfaltenos	(gr)	10.47%
	Unidad	Xileno / Heptano
Peso membrana para xileno	(gr)	0.0773
Peso membrana para heptano	(gr)	0.0778
Peso membrana con xileno	(gr)	0.0822
Peso membrana para heptano	(gr)	0.1918
Peso de muestra	(gr)	1.0327

Fuente: Base de datos EP PETROECUADOR, 2021

Figura 24. Muestras lavadas con xileno y heptano – Bloque X.



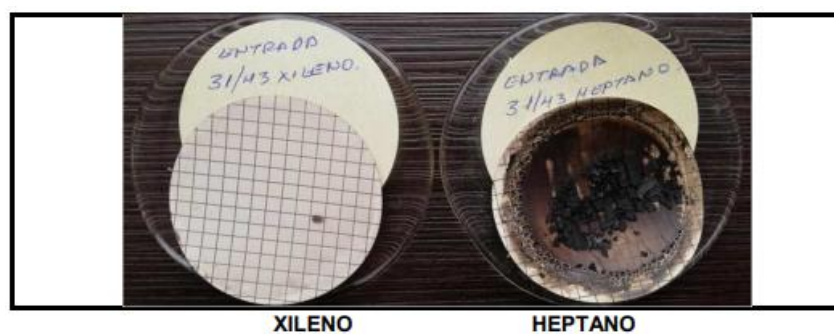
Fuente: Base de datos EP PETROECUADOR, 2021

Tabla 7. Análisis de porcentaje % de asfaltenos - Bloque Y y Z.

Análisis de % de asfaltenos.		
Parámetros	Unidad	Ingreso Bloque "Y" y "Z"
Peso de la muestra	(gr)	1.0373
Impurezas tolueno	(gr)	0.0014
Precipitados de asfaltenos	(gr)	0.1319
% de asfaltenos	(gr)	12.58%
	Unidad	Xileno / Heptano
Peso membrana para xileno	(gr)	0.0777
Peso membrana para heptano	(gr)	0.0775
Peso membrana con xileno	(gr)	0.0791
Peso membrana para heptano	(gr)	0.2094
Peso de muestra	(gr)	1.0373

Fuente: Base de datos EP PETROECUADOR, 2021

Figura 25. Muestras lavadas con xileno y heptano – Bloque Y y Z



Fuente: Base de datos EP PETROECUADOR, 2021

6 Match de inyectividad

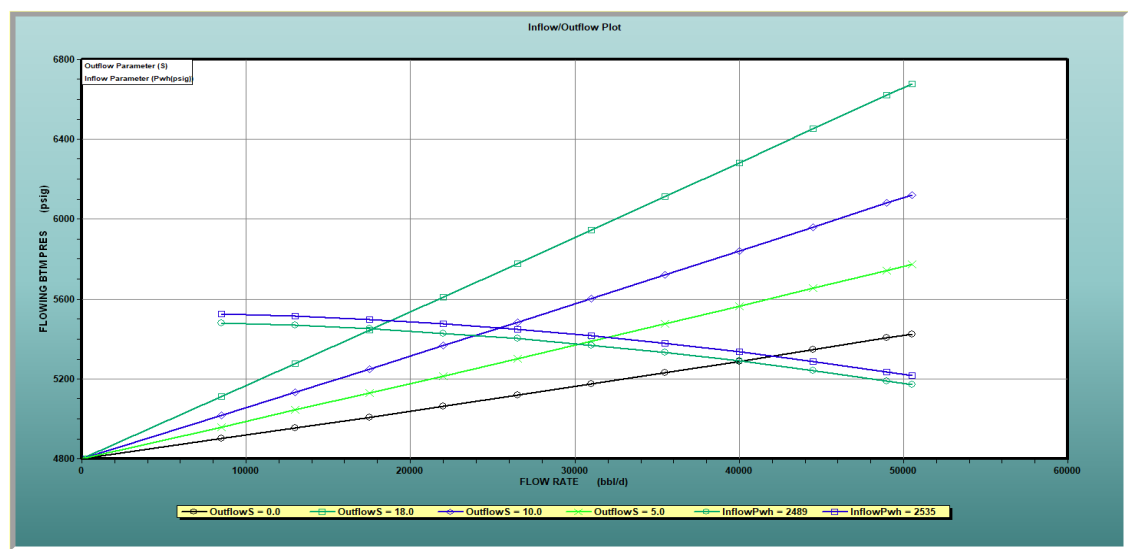
Una vez determinados los pozos que presentan taponamiento y/o pobre calidad de agua mediante el análisis de las curvas Hall Plot, se realiza los match de inyectividad para identificar el daño actual y estimar el daño post tratamiento, indicando el volumen incremental estimado de inyección de agua por cada pozo.

Los match de inyectividad se realizan mediante el uso del software WEM (“Well Evaluation Model), el mismo que permite realizar un análisis nodal para determinar el daño de formación “S” y caudales de inyección. A continuación, se presenta los match de inyectividad por pozo:

6.1 Match pozo B-001I

Del match se observa que el daño actual es de $S=18$, con un caudal de inyección de 18,779bwpd a una presión de inyección en cabeza de 2,535psi.

Figura 26. Inflow / Outflow Plot - Pozo B-001I



Fuente: (Halliburton, 2022)

Tabla 8. Sensibilidad al daño S - pozo B-001I

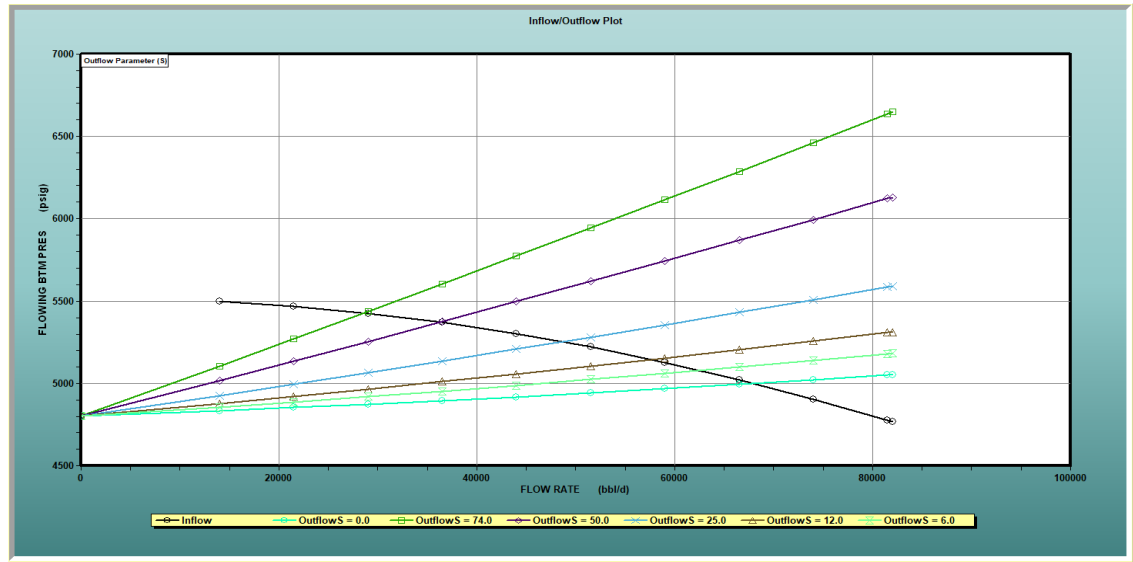
Δ Skin	Injection Rate (bwpd)	Well head pressure (psi)	Bottom hole pressure (psi)
0	42,001	2,535	5,313
5	31,940	2,535	5,406
10	25,342	2,535	5,454
18	18,779	2,535	5,490

Fuente: (Halliburton, 2022)

6.2 Match pozo B-007I

Del match se observa que el daño actual es de $S=74$, con un caudal de inyección de 28,587bwpd a una presión de inyección en cabeza de 2,475psi.

Figura 27. Inflow / Outflow Plot - Pozo B-007I



Fuente: (Halliburton, 2022)

Tabla 9. Sensibilidad al daño S - pozo B-007I

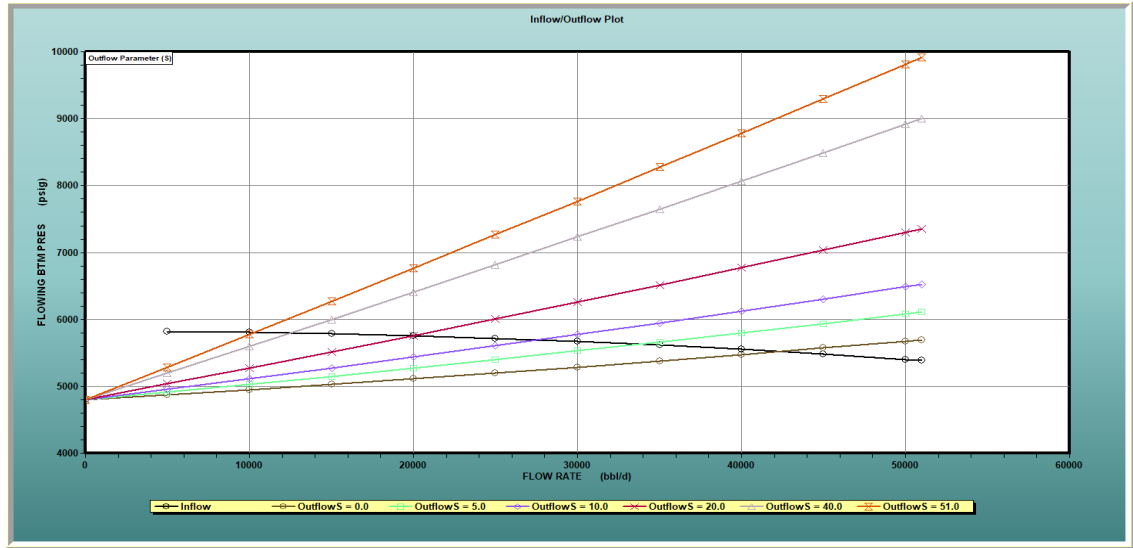
$\Delta Skin$	Injection Rate (bwpd)	Well head pressure (psi)	Bottom hole pressure (psi)
0	67,976	2,475	4,999
6	62,525	2,475	5,078
12	57,656	2,475	5,144
25	48,610	2,475	5,252
50	36,301	2,475	5,371
74	28,587	2,475	5,428

Fuente: (Halliburton, 2022)

6.3 Match pozo B-052I

Del match se observa que el daño actual es de $S=51$, con un caudal de inyección de 10,290bwpd a una presión de inyección en cabeza de 2,553psi.

Figura 28. Inflow / Outflow Plot - Pozo B-052I



Fuente: (Halliburton, 2022)

Tabla 10. Sensibilidad al daño S - pozo B-052I

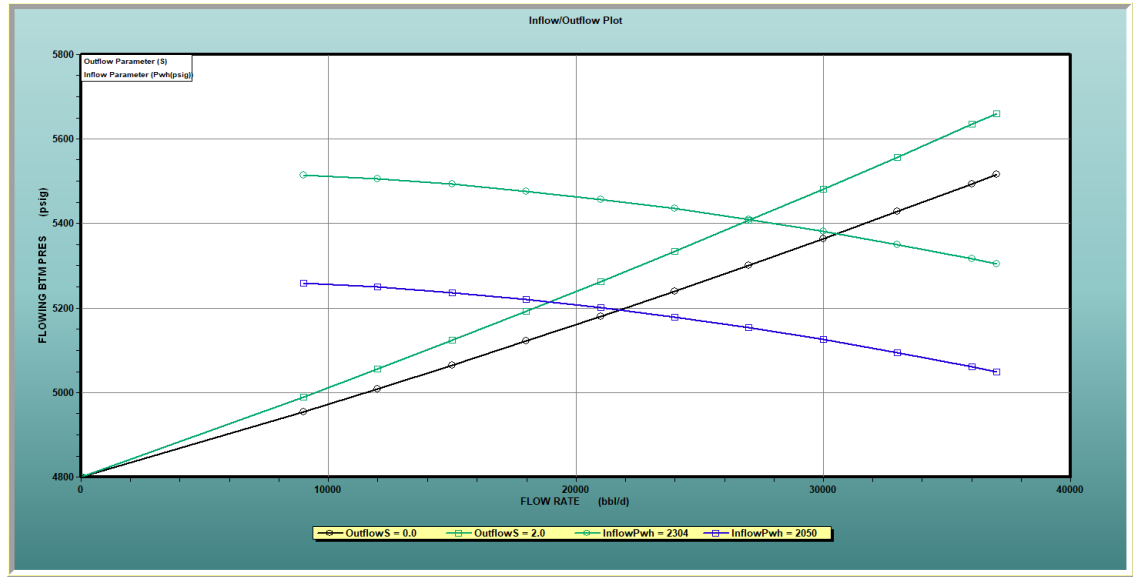
$\Delta Skin$	Injection Rate (bwpd)	Well head pressure (psi)	Bottom hole pressure (psi)
0	42,303	2,553	5,520
5	33,768	2,553	5,629
10	27,657	2,553	5,693
20	19,930	2,553	5,756
40	12,454	2,553	5,795
51	10,290	2,553	5,804

Fuente: (Halliburton, 2022)

6.4 Match pozo E-019I

Del match se observa que el daño actual es de $S=2$, con un caudal de inyección de 18,956bwpd a una presión de inyección en cabeza de 2,050psi.

Figura 29. Inflow / Outflow Plot - Pozo E-019I



Fuente: (Halliburton, 2022)

Tabla 11. Sensibilidad al daño S - pozo E-019I

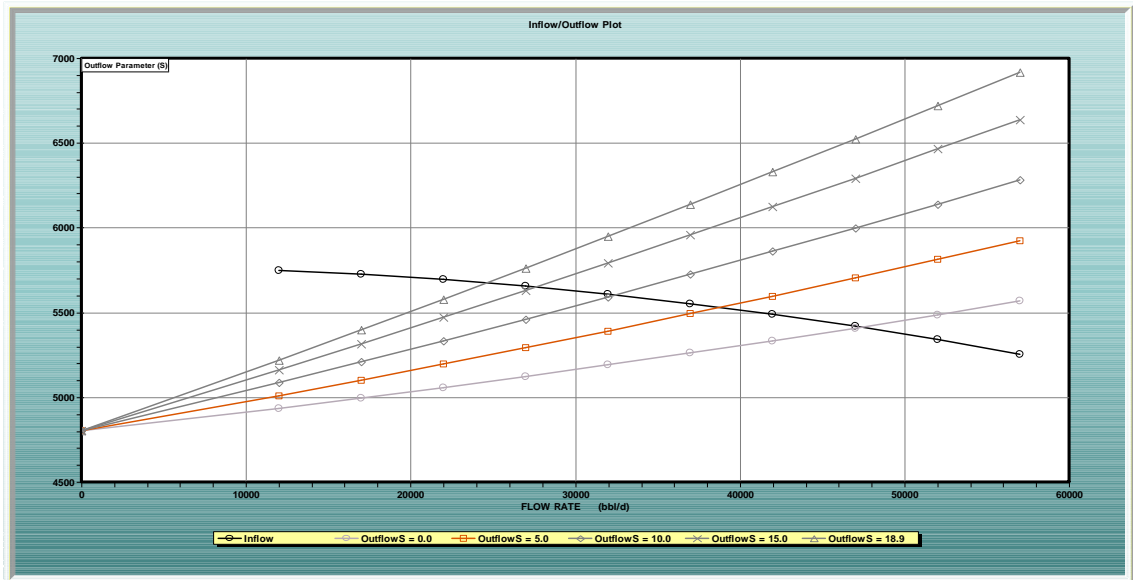
ΔS_{kin}	Injection Rate (bwpd)	Well head pressure (psi)	Bottom hole pressure (psi)
0	30,541	2,304	5,375
2	21,767	2,050	5,195
0	27,080	2,304	5,409
2	18,956	2,050	5,214

Fuente: (Halliburton, 2022)

6.5 Match pozo L-011I.

Del match se observa que el daño actual es de $S=19$, con un caudal de inyección de 24,572bwpd a una presión de inyección en cabeza de 2,600psi.

Figura 30. Inflow / Outflow Plot - Pozo L-011I



Fuente: (Halliburton, 2022)

Tabla 12. Sensibilidad al daño S - pozo L-011I

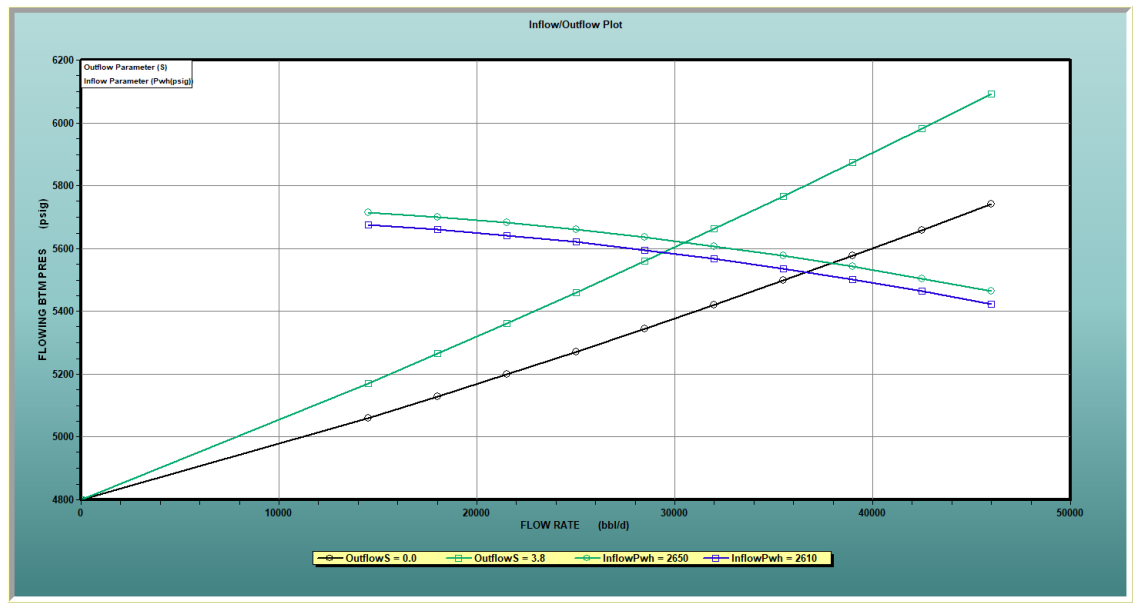
ΔS_{skin}	Injection Rate (bwpd)	Well head pressure (psi)	Bottom hole pressure (psi)
0	47,339	2,600	5,413
5	38,791	2,600	5,529
10	32,415	2,600	5,602
19	24,572	2,600	5,673

Fuente: (Halliburton, 2022)

6.6 Match pozo L-012I.

Del match se observa que el daño actual es de $S=3.8$, con un caudal de inyección de 29,450bwpd a una presión de inyección en cabeza de 2,610psi.

Figura 31. Inflow / Outflow Plot - Pozo L-012I



Fuente: (Halliburton, 2022)

Tabla 13. Sensibilidad al daño S - pozo L-012I

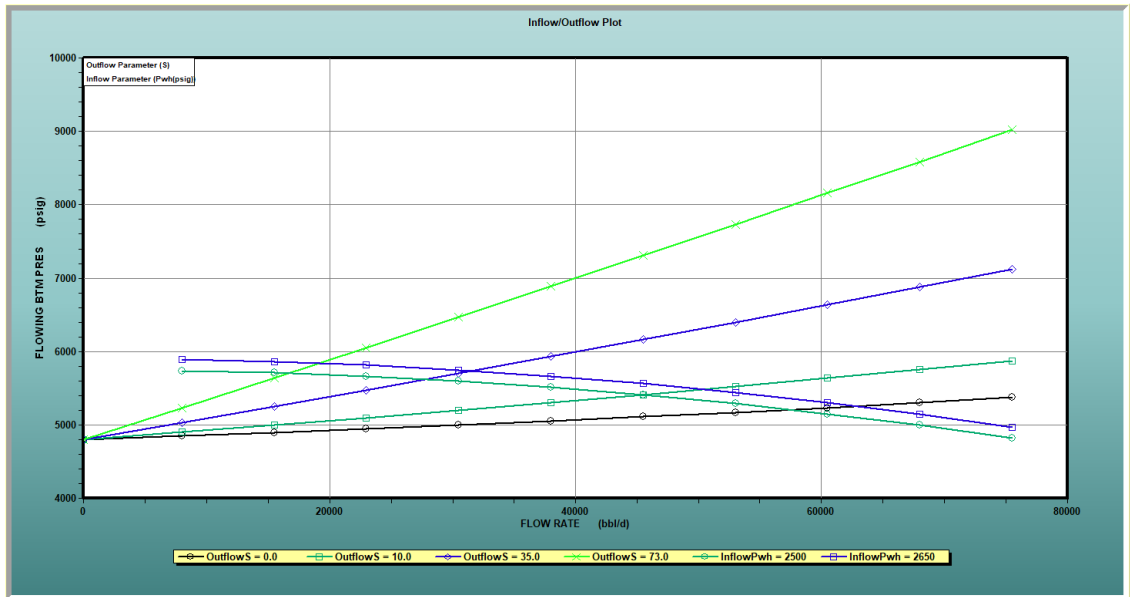
ΔS_{skin}	Injection Rate (bwpd)	Well head pressure (psi)	Bottom hole pressure (psi)
0	37,916	2,650	5,552
3.8	29,450	2,610	5,587

Fuente: (Halliburton, 2022)

6.7 Match pozo L-014I.

Del match se observa que el daño actual es de $S=73$, con un caudal de inyección de 19,117bwpd a una presión de inyección en cabeza de 2,650psi.

Figura 32. Inflow / Outflow Plot - Pozo L-014I



Fuente: (Halliburton, 2022)

Tabla 14. Sensibilidad al daño S - pozo L-014I

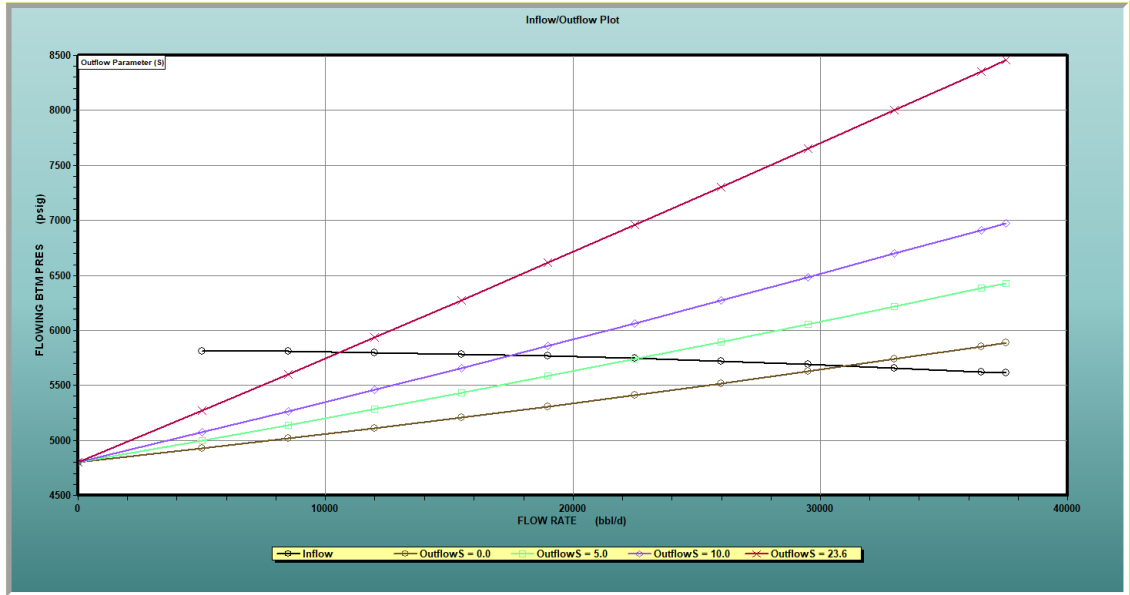
Δ Skin	Injection Rate (bwpd)	Well head pressure (psi)	Bottom hole pressure (psi)
0	62,734	2,650	5,254
10	50,403	2,650	5,482
35	31,645	2,650	5,736
73	19,117	2,650	5,840

Fuente: (Halliburton, 2022)

6.8 Match pozo L-132I.

Del match se observa que el daño actual es de $S=23.6$, con un caudal de inyección de 10,608bwpd a una presión de inyección en cabeza de 2,600psi.

Figura 33. Inflow / Outflow Plot - Pozo L-132I



Fuente: (Halliburton, 2022)

Tabla 15. Sensibilidad al daño S - pozo L-132I

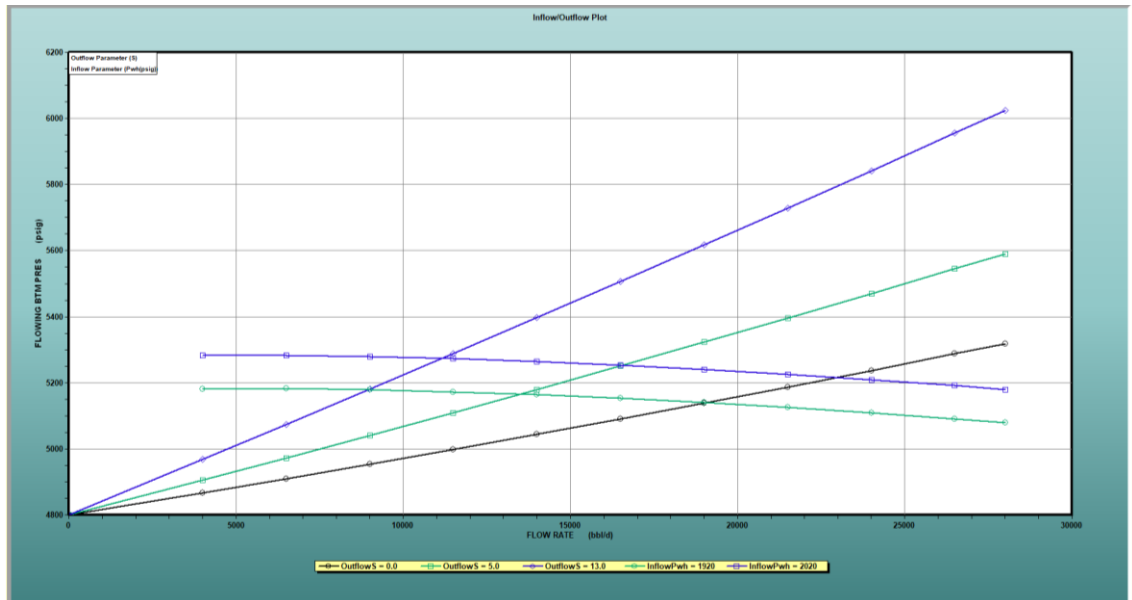
$\Delta Skin$	Injection Rate (bwpd)	Well head pressure (psi)	Bottom hole pressure (psi)
0	31,089	2,600	5,675
5	22,627	2,600	5,743
10	17,496	2,600	5,774
23.6	10,608	2,600	5,801

Fuente: (Halliburton, 2022)

6.9 Match pozo T-155I.

Del match se observa que el daño actual es de $S=13$, con un caudal de inyección de 11,173bwpd a una presión de inyección en cabeza de 2,020psi.

Figura 34. Inflow / Outflow Plot - Pozo T-155I



Fuente: (Halliburton, 2022)

Tabla 16. Sensibilidad al daño S - pozo T-155I

Δ Skin	Injection Rate (bwpd)	Well head pressure (psi)	Bottom hole pressure (psi)
0	19,049	1,920	5,139
5	16,579	2,020	5,165
13	11,173	2,020	5,178

Fuente: (Halliburton, 2022)

7 Diseño de fluidos para estimulación matricial.

En la estimulación matricial se inyecta fluidos a tasas y presiones inferiores para vencer la resistencia mecánica de la roca con el objetivo de recuperar el valor de la permeabilidad y disminuir el daño de formación (Ayala & García, 2016).

7.1 Diseño de fluidos para completación.

Tomando en cuenta que los pozos analizados se encuentran completados mecánicamente con casing de 7" y packers hidráulicos, asentados a profundidades superiores a los 6500ft sobre casing de 9-5/8", razón por la cual se deberá en primera instancia realizar una limpieza mecánica del pozo hasta la cara de la formación más profunda, a fin de poder ejecutar la estimulación matricial en las formaciones receptoras. La limpieza se realizará con agua de formación y 500gls de solvente JP1 cada 2000ft.

Tabla 17. Diseño de fluidos para completación.

Sistema	Descripción	Volumen (bls)	Comentario
Agua de formación	Agua de formación	2,000	Circular hasta obtener retornos limpios.
JP1	Solvente orgánico	50	500 gls cada 2000ft

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 18. Diseño de fluidos para completación.

Sistema	Descripción	Volumen (bls)	Comentario
Agua de formación	Agua de formación	2,000	Circular hasta obtener retornos limpios.
JP1	Solvente orgánico	50	500 gls cada 2000ft

Fuente: Elaboración propia.

7.2 Diseño de fluidos para estimulación de las formaciones receptoras.

De acuerdo al análisis y resultados obtenidos de las cantidades de aceite en agua, comportamiento de la inyección de agua mediante curvas Hall Plot, los RPI superiores a 10, los análisis físico químicos del agua de formación, análisis de muestras sólidas de pozo para determinar el contenido y caracterización de hidrocarburos con porcentajes de asfaltenos presenten en las muestras sólidas y los match de inyectividad realizado a los pozos que presentan taponamiento, se ha determinado el siguiente diseño para estimular las formaciones receptoras T, UI y M1.

Tabla 19. Tabla. Diseño de fluidos - arenisca T.

Arena	Sistema	Descripción	Volumen (bls)	Dosificación (gls/ft)
T	Xileno + 10% Inhibidor de asfaltenos	Solvente orgánico	20	10
–	Agua de formación	Agua de formación	200	–
T	Ácido HCL al 10%	Solvente inorgánico	15	7.5
–	Agua de formación	Agua de formación	200	–

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 20. Tabla. Diseño de fluidos – arenisca UI.

Arena	Sistema	Descripción	Volumen (bls)	Dosificación (gls/ft)
UI	Xileno + 10% Inhibidor de asfaltenos	Solvente orgánico	30	15
–	Agua de formación	Agua de formación	200	–
UI	Ácido HCL al 10%	Solvente inorgánico	20	10
–	Agua de formación	Agua de formación	200	–

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 21. Tabla. Diseño de fluidos - arenisca M1.

Arena	Sistema	Descripción	Volumen (bls)	Dosificación (gls/ft)
M1	Xileno + 10% Inhibidor de asfaltenos	Solvente orgánico	20	10
–	Agua de formación	Agua de formación	200	–
M1	Ácido HCL al 10%	Solvente inorgánico	15	7.5
–	Agua de formación	Agua de formación	200	–

Fuente: Elaboración propia.

8 Volúmenes de agua estimados post tratamiento.

En base a los match de inyectividad e históricos de inyección de agua de formación en cada pozo, los escenarios más probables al combinar la limpieza mecánica y estimulación química se estima los siguientes valores de daño de formación y volúmenes de inyección:

Tabla 22. Volumen de agua estimado post tratamiento.

Pozo	Δ Skin actual	Volumen de inyección actual (bwpd)	Δ Skin post tratamiento	Volumen de inyección post tratamiento (bwpd)	Volumen incremental (bwpd)
B-001I	18	18779	5	31940	13,161
B-007I	74	28587	6	62525	33,938
B-052I	51	10290	5	33768	23,478
E-019I	2	18956	0	27080	8,124
L-011I	19	24572	5	38791	14,219
L-012I	3.8	29450	0	37916	8,466
L-014I	73	19117	10	50403	31,286
L-132I	23.6	10608	5	22627	12,019
T-155I	13	11173	5	16579	5,406
				Total volumen incremental	150,097

Fuente: Elaboración propia.

CONCLUSIONES

Mediante la elaboración y análisis de las curvas Hall Plot de los pozos reinyectores del campo Matías se pudo determinar los pozos que presentan taponamiento de las formaciones receptoras debido a la mala calidad de agua de inyección con valores de RPI mayores a 10, análisis físico químicos del agua de formación, análisis de muestras solidas obtenidas de pozos reinyectores con determinación del contenido y caracterización de hidrocarburos y porcentaje de asfaltenos, permitiendo así elaborar un diseño de estimulación para las formaciones receptoras, basado en solventes orgánicos como el Xileno, inhibidor de asfaltenos y JP1, lo cual permitirá disminuir el daño de formación e incrementar el volumen de inyección de agua en cada uno de los pozos.

Con la realización de los match de inyectividad se ha determinado el volumen incremental estimado de inyección de agua luego de ejecutar la limpieza mecánica y estimulación química propuesta en los pozos B-001I, B-007I, B-052I, E-019I, L-011I, L-012I, L-014I, L-132 y T-155I un total de 150,000BWPD, dando lugar a la optimización de producción de petróleo en el campo Matías mediante el arranque de pozos productores nuevos e intervenidos con taladro de reacondicionamiento.

RECOMENDACIONES

Para la ejecución de los trabajos de estimulación propuestos en los 9 pozos candidatos, se sugiere realizarlos con tubería flexible coiled tubing, a fin de optimizar tiempos, procesos complejos de control de los pozos, pulling de completaciones de fondo y costos operativos.

Se recomienda incrementar los tiempos de residencia en la planta de procesos a fin de mejorar la calidad de agua y disminuir los ppm de aceite en agua contenido en el agua de formación a ser inyectada en los pozos reinyectores, mediante la implementación de equipos de separación de crudo – agua con la ejecución de nuevos proyectos.

REFERENCIAS

- Harmony, I. (2016). *Creating a Hall Plot Analysis*.
https://www.ihsenergy.ca/support/documentation_ca/Harmony/content/html_files/perfor ming_an_analysis/surveillance/creating_a_hall_plot_analysis.htm.
- Advntk. (2003). Aplicaciones del método de Hall para monitoreo y predicción del rendimiento de PWRI.
http://www.advntk.com/pwrijip2003/pwri/final_reports/task_1/hall_plots/hall_plot_metho d_2.htm.
- Patton, C. (1995). Applied water techonology. *Campbell Petroleum Series*.
- Halliburton. (2022). *Halliburton Report*. Texas, United States: Halliburton.
- Ayala, R., & García, M. (2016). Analisis técnico y económico de una estimulación matricial con coiled tubing unit pare el pozo RM- 01 del campo Espol. *Espol*.

ANEXOS

Anexo I Plataforma A

Se dispone de 2 pozos reinyectores, en los cuales reinyecta el agua de formación a la arenisca T.

Anexo 1. Inicio de reinyección - noviembre 2017

Fecha	Reinyector			
	A-002I-T			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
26-Nov-17	19,070	2,100	39	0
27-Nov-17	26,150	2,100	42	0
28-Nov-17	32,059	2,100	49	0
29-Nov-17	32,066	2,100	48	0
30-Nov-17	31,567	2,100	69	0
1-Dec-17	31,797	2,100	77	0
2-Dec-17	28,066	2,100	68	0
3-Dec-17	30,079	2,100	60	0
4-Dec-17	32,110	2,100	81	0
5-Dec-17	32,065	2,100	76	0
6-Dec-17	32,079	2,100	48	0
7-Dec-17	31,425	2,100	47	0
PROMEDIO	25,904	2,000	56	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 2. Estabilización de reinyección - marzo 2019

Fecha	Reinyector			
	A-002I - T			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
18-Mar-19	20,040	2,040	37	0
19-Mar-19	20,053	2,010	38	0
20-Mar-19	20,062	2,010	40	0
21-Mar-19	20,065	2,010	41	0
22-Mar-19	20,064	2,000	49	0
23-Mar-19	15,060	2,001	43	0
24-Mar-19	20,054	1,823	49	0
25-Mar-19	20,065	2,034	49	0
26-Mar-19	20,074	2,030	42	0
27-Mar-19	20,065	2,030	46	0
28-Mar-19	18,384	2,030	46	0
29-Mar-19	18,406	2,023	40	0
PROMEDIO	19,504	2,011	41	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 3. Últimos datos de reinyección - diciembre 2021

Fecha	Reinyector			
	A-002I - T			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
27-Nov-21	10,623	1,940	90	0
28-Nov-21	9,787	1,945	90	0
29-Nov-21	10,637	1,981	90	0
30-Nov-21	10,346	2,091	90	0
1-Dec-21	10,064	2,083	50	0
2-Dec-21	10,117	2,083	50	0
3-Dec-21	10,084	2,062	50	0
4-Dec-21	10,050	2,062	27	0
5-Dec-21	10,082	2,060	27	0
6-Dec-21	10,052	2,060	27	0
7-Dec-21	10,044	2,080	27	0
8-Dec-21	10,057	2,080	27	0
9-Dec-21	10,062	2,067	27	0
PROMEDIO	10,210	2,034	57	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 4. Inicio de reinyección - marzo 2019

Fecha	Reinyector			
	A-043I - T			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
16-Mar-19	35,404	2,132	28	165
17-Mar-19	35,326	2,143	40	0
18-Mar-19	35,358	2,141	37	0
19-Mar-19	35,607	2,135	38	0
20-Mar-19	35,351	2,139	40	0
21-Mar-19	35,255	2,140	41	0
22-Mar-19	36,227	2,130	49	0
23-Mar-19	36,857	2,133	43	0
24-Mar-19	35,593	2,129	49	0
25-Mar-19	35,714	2,134	49	0
26-Mar-19	35,935	2,137	42	0
27-Mar-19	35,636	2,137	46	0
28-Mar-19	35,720	2,137	46	0
PROMEDIO	35,633	2,134	40	22

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 5. Estabilización de reinyección - abril 2020

Fecha	Reinyector			
	A-043I - T			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
9-Apr-20	21,737	1,975	45	0
10-Apr-20	22,108	1,990	22	0
11-Apr-20	22,712	1,950	25	0
12-Apr-20	22,469	1,968	25	0
13-Apr-20	22,287	1,975	52	0
14-Apr-20	22,503	1,959	40	0
15-Apr-20	22,719	1,943	67	0
16-Apr-20	23,241	1,932	28	0
17-Apr-20	23,073	1,956	37	0
18-Apr-20	22,727	1,967	37	0
19-Apr-20	22,518	1,975	32	0
20-Apr-20	22,477	1,990	25	0
21-Apr-20	22,440	1,995	86	0
22-Apr-20	22,325	1,995	78	0
PROMEDIO	22,484	1,969	41	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 6. Últimos datos de reinyección - diciembre 2021

Fecha	Reinyector			
	A-043I - T			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
26-Nov-21	20,537	1,985	90	0
27-Nov-21	20,524	1,970	90	0
28-Nov-21	20,631	1,985	90	0
29-Nov-21	21,034	1,964	90	0
30-Nov-21	20,936	1,967	90	0
1-Dec-21	21,086	1,949	50	0
2-Dec-21	20,951	1,949	50	0
3-Dec-21	20,746	1,940	50	0
4-Dec-21	21,245	1,940	27	0
5-Dec-21	21,118	1,945	27	0
6-Dec-21	21,013	1,945	27	0
7-Dec-21	19,022	1,961	27	0
8-Dec-21	20,911	1,961	27	0
9-Dec-21	21,126	1,973	27	0
10-Dec-21	21,109	1,986	27	0
PROMEDIO	20,799	1,961	53	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo II - Plataforma B

Se dispone de 10 pozos reinyectores, reinyectan el agua a las areniscas M1, U superior, U inferior y T.

Anexo 7. Inicio de reinyección - enero 2005

Fecha	Reinyector			
	B-001I - M1 / UI / T			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
1-Jan-05	19,117	2,562	0	0
2-Jan-05	19,185	2,562	0	0
3-Jan-05	19,192	2,562	0	0
4-Jan-05	19,153	2,562	0	0
5-Jan-05	21,610	2,664	0	0
6-Jan-05	22,751	2,657	0	0
7-Jan-05	21,976	2,577	0	0
8-Jan-05	23,755	2,577	0	0
9-Jan-05	21,154	2,558	0	0
10-Jan-05	19,965	2,558	0	0
11-Jan-05	20,794	2,567	0	0
12-Jan-05	21,797	2,655	0	0
13-Jan-05	22,576	2,655	0	0
14-Jan-05	23,410	2,683	0	0
15-Jan-05	21,584	2,667	0	0
PROMEDIO	21,201	2,604	0	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 8. Estabilización de reinyección - marzo 2012

Fecha	Reinyector			
	B-001I - M1 / UI / T			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
10-Mar-12	50,494	2,556	44	0
11-Mar-12	50,764	2,554	39	0
12-Mar-12	33,839	2,537	45	0
13-Mar-12	50,358	2,539	44	0
14-Mar-12	44,709	2,475	53	0
15-Mar-12	44,344	2,473	50	0
16-Mar-12	31,661	2,302	49	0
17-Mar-12	52,096	2,577	53	0
18-Mar-12	52,775	2,579	45	0
19-Mar-12	52,986	2,578	47	0
20-Mar-12	50,623	2,543	54	0
21-Mar-12	27,781	2,507	52	0
22-Mar-12	49,723	2,547	53	0
23-Mar-12	50,544	2,553	51	0
24-Mar-12	50,879	2,554	53	0
PROMEDIO	46,238	2,525	49	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 9. Últimos datos de reinyección - enero 2022

Fecha	Reinyector			
	B-001I - M1 / UI / T			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
25-Dec-21	21,295	2,544	38	0
26-Dec-21	20,931	2,572	26	0
27-Dec-21	20,670	2,575	20	0
28-Dec-21	23,057	2,593	40	0
29-Dec-21	30,402	2,596	20	0
30-Dec-21	30,400	2,596	14	0
31-Dec-21	30,399	2,580	18	0
1-Jan-22	24,338	2,558	18	0
2-Jan-22	22,502	2,552	35	0
3-Jan-22	21,916	2,587	47	0
4-Jan-22	20,649	2,539	50	0
5-Jan-22	19,359	2,538	38	0
6-Jan-22	20,091	2,547	44	0
PROMEDIO	23,214	2,560	33	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 10. Estabilización de reinyección - octubre 2019

Fecha	Reinyector			
	B-002I - M1 / US / UI / T			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
2-Oct-19	90,478	2,526	80	0
3-Oct-19	90,953	2,494	30	0
4-Oct-19	90,456	2,529	47	0
5-Oct-19	90,575	2,546	59	0
6-Oct-19	90,176	2,547	51	0
7-Oct-19	89,477	2,546	90	0
8-Oct-19	88,386	2,546	51	0
9-Oct-19	88,099	2,551	73	0
10-Oct-19	88,861	2,552	88	0
11-Oct-19	87,827	2,553	76	0
12-Oct-19	87,897	2,556	70	0
13-Oct-19	88,127	2,556	93	0
14-Oct-19	89,509	2,558	67	0
15-Oct-19	89,579	2,558	43	0
PROMEDIO	89,383	2,544	66	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 11. Últimos datos de reinyección - diciembre 2021

Fecha	Reinyector			
	B-002I - M1 / US / UI / T			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
26-Nov-21	70,941	2,525	41	0
27-Nov-21	72,299	2,525	60	0
28-Nov-21	72,514	2,530	60	0
29-Nov-21	74,200	2,527	53	0
30-Nov-21	74,013	2,500	41	0
1-Dec-21	74,262	2,526	39	0
2-Dec-21	74,117	2,525	41	0
3-Dec-21	74,217	2,526	40	0
4-Dec-21	70,619	2,525	32	0
5-Dec-21	74,157	2,525	29	0
6-Dec-21	74,178	2,525	21	0
7-Dec-21	74,094	2,524	33	0
8-Dec-21	74,161	2,525	43	0
9-Dec-21	74,323	2,525	17	0
10-Dec-21	74,136	2,523	40	0
PROMEDIO	73,482	2,524	39	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 12. Inicio de reinyección - enero 2005

Fecha	Reinyector			
	B-003I - M1 / US / UI / T			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
2-Jan-05	40,870	2,365	0	0
3-Jan-05	41,801	2,365	0	0
4-Jan-05	39,363	2,365	0	0
5-Jan-05	43,854	2,365	0	0
6-Jan-05	36,949	2,365	0	0
7-Jan-05	38,064	2,365	0	0
8-Jan-05	42,874	2,365	0	0
9-Jan-05	41,707	2,365	0	0
10-Jan-05	40,216	2,365	0	0
11-Jan-05	39,201	2,365	0	0
12-Jan-05	37,655	2,365	0	0
13-Jan-05	42,476	2,365	0	0
14-Jan-05	42,847	2,365	0	0
15-Jan-05	40,474	2,365	0	0
PROMEDIO	40,576	2,365	0	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 13. Estabilización de reinyección - enero 2015

Fecha	Reinyector			
	B-003I - M1 / US / UI / T			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
19-Jan-15	33,844	2,365	0	0
20-Jan-15	41,657	2,365	0	0
21-Jan-15	39,833	2,365	0	0
22-Jan-15	40,682	2,365	0	0
23-Jan-15	40,197	2,365	0	0
24-Jan-15	40,171	2,365	0	0
25-Jan-15	39,781	2,365	0	0
26-Jan-15	39,550	2,365	0	0
27-Jan-15	39,650	2,365	0	0
28-Jan-15	39,868	2,365	0	0
29-Jan-15	39,353	2,365	0	0
30-Jan-15	39,264	2,365	0	0
31-Jan-15	39,497	2,365	0	0
1-Feb-15	39,520	2,365	0	0
PROMEDIO	39,732	2,365	0	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 14. Últimos datos de reinyección - diciembre 2021

Fecha	Reinyector			
	B-003I - M1 / US / UI / T			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
10-Dec-21	19,413	2,365	0	0
11-Dec-21	18,921	2,365	0	0
12-Dec-21	18,714	2,365	0	0
13-Dec-21	19,156	2,365	0	0
14-Dec-21	19,452	2,365	0	0
15-Dec-21	19,759	2,365	0	0
16-Dec-21	19,606	2,365	0	0
17-Dec-21	18,739	2,365	0	0
18-Dec-21	19,685	2,365	0	0
19-Dec-21	19,222	2,365	0	0
20-Dec-21	19,753	2,365	0	0
21-Dec-21	20,828	2,365	0	0
22-Dec-21	20,658	2,365	0	0
23-Dec-21	17,846	2,365	0	0
PROMEDIO	19,433	2,365	0	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 15. Inicio de reinyección - febrero 2005

Fecha	Reinyector			
	B-005I - UI			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
3-Feb-05	29,756	2,513	0	0
4-Feb-05	27,332	2,490	0	0
5-Feb-05	30,760	2,525	0	0
6-Feb-05	31,693	2,525	0	0
7-Feb-05	37,910	2,525	0	0
8-Feb-05	36,331	2,558	0	0
9-Feb-05	28,068	2,436	0	0
10-Feb-05	31,958	2,574	0	0
11-Feb-05	36,912	2,555	0	0
12-Feb-05	32,650	2,555	0	0
13-Feb-05	24,191	2,350	0	0
14-Feb-05	23,705	2,306	0	0
15-Feb-05	25,267	2,386	0	0
16-Feb-05	24,329	2,426	0	0
PROMEDIO	29,819	2,485	0	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 16. Estabilización de reinyección - agosto 2013

Fecha	Reinyector			
	B-005I - UI			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
2-Aug-13	41,503	2,468	41	0
3-Aug-13	39,397	2,449	50	0
4-Aug-13	38,831	2,450	55	0
5-Aug-13	39,029	2,447	49	0
6-Aug-13	39,035	2,446	58	0
7-Aug-13	38,409	2,466	56	0
8-Aug-13	37,683	2,367	50	0
9-Aug-13	35,303	2,433	52	0
10-Aug-13	39,219	2,462	57	0
11-Aug-13	42,614	2,503	51	0
12-Aug-13	41,048	2,421	57	0
13-Aug-13	42,674	2,500	54	0
14-Aug-13	40,238	2,504	51	0
15-Aug-13	40,325	2,413	50	0
PROMEDIO	39,615	2,453	52	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 17. Últimos datos de reinyección - diciembre 2021

FECHA	Reinyector			
	B-005I - UI			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
7-Dec-21	35,848	2,544	33	0
8-Dec-21	35,693	2,547	43	0
9-Dec-21	35,387	2,546	17	0
10-Dec-21	34,784	2,545	40	0
11-Dec-21	34,977	2,546	36	0
12-Dec-21	33,663	2,513	18	0
13-Dec-21	35,048	2,520	21	0
14-Dec-21	35,629	2,519	15	0
15-Dec-21	35,709	2,519	19	0
16-Dec-21	35,067	2,530	21	0
17-Dec-21	33,718	2,518	41	0
18-Dec-21	35,930	2,525	49	0
19-Dec-21	34,951	2,530	49	0
PROMEDIO	35,186	2,533	30	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 18. Inicio de reinyección - febrero 2005

FECHA	Reinyector			
	B-006I - T			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
16-Feb-05	18,869	2,405	0	0
17-Feb-05	18,447	2,542	0	0
18-Feb-05	18,711	2,542	0	0
19-Feb-05	15,407	2,542	0	0
20-Feb-05	11,227	2,659	0	0
21-Feb-05	13,807	2,221	0	0
22-Feb-05	12,773	2,672	0	0
23-Feb-05	11,471	2,711	0	0
24-Feb-05	15,619	2,754	0	0
25-Feb-05	14,011	2,540	0	0
26-Feb-05	11,356	2,555	0	0
27-Feb-05	11,979	2,578	0	0
28-Feb-05	12,569	2,545	0	0
PROMEDIO	14,550	2,447	0	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 19. Estabilización de reinyección - marzo 2013

Fecha	Reinyector			
	B-006I - T			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
2-Mar-13	40,022	2,467	48	0
3-Mar-13	37,996	2,432	47	0
4-Mar-13	37,719	2,435	49	0
5-Mar-13	37,922	2,429	67	0
6-Mar-13	38,079	2,430	49	0
7-Mar-13	38,032	2,432	50	0
8-Mar-13	38,136	2,431	61	0
9-Mar-13	37,884	2,427	54	0
10-Mar-13	41,886	2,518	54	0
11-Mar-13	43,133	2,505	60	0
12-Mar-13	40,861	2,444	56	0
13-Mar-13	30,822	2,270	53	0
14-Mar-13	30,418	2,430	46	0
15-Mar-13	38,482	2,436	42	0
PROMEDIO	38,112	2,437	52	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 20. Últimos datos de reinyección - diciembre 2021

Fecha	Reinyector			
	B-006I - T			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
11-Dec-21	27,324	2,549	36	0
12-Dec-21	27,976	2,514	18	0
13-Dec-21	28,081	2,521	21	0
14-Dec-21	27,973	2,520	15	0
15-Dec-21	28,075	2,520	19	0
16-Dec-21	28,285	2,531	21	0
17-Dec-21	27,242	2,519	41	0
18-Dec-21	28,039	2,527	49	0
19-Dec-21	27,505	2,532	49	0
20-Dec-21	28,028	2,574	43	0
21-Dec-21	29,172	2,553	25	0
22-Dec-21	29,280	2,609	41	0
23-Dec-21	26,783	2,503	49	0
PROMEDIO	28,003	2,538	32	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 21. Inicio de reinyección - octubre 2006

Fecha	Reinyector			
	B-007I - M1 / UI / T			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
10-Oct-06	36,800	2,582	0	0
11-Oct-06	38,588	2,605	0	0
12-Oct-06	38,171	2,593	0	0
13-Oct-06	36,412	2,574	0	0
14-Oct-06	37,348	2,569	0	0
15-Oct-06	36,830	2,648	0	0
16-Oct-06	39,090	2,556	0	0
17-Oct-06	39,478	2,605	0	0
18-Oct-06	36,079	2,573	0	0
19-Oct-06	35,641	2,565	0	0
20-Oct-06	34,504	2,523	0	0
21-Oct-06	36,666	2,591	0	0
22-Oct-06	37,863	2,498	0	0
23-Oct-06	38,438	2,587	0	0
PROMEDIO	37,211	2,577	0	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 22. Estabilización de reinyección - abril 2017

FECHA	Reinyector			
	B-007I - M1 / UI / T			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
2-Apr-17	61,334	2,577	81	0
3-Apr-17	60,641	2,603	270	0
4-Apr-17	60,896	2,606	258	0
5-Apr-17	61,251	2,605	234	0
6-Apr-17	61,311	2,604	135	0
7-Apr-17	61,511	2,601	153	0
8-Apr-17	61,490	2,600	144	0
9-Apr-17	61,518	2,579	141	0
10-Apr-17	61,354	2,577	147	0
11-Apr-17	60,256	2,575	129	0
12-Apr-17	59,979	2,587	144	0
13-Apr-17	59,913	2,588	117	0
14-Apr-17	62,233	2,573	144	0
15-Apr-17	66,766	2,590	159	0
PROMEDIO	61,467	2,589	156	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 23. Últimos datos de reinyección - enero 2022

Fecha	Reinyector			
	B-007I - M1 / UI / T			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
25-Dec-21	29,348	2,541	114	0
26-Dec-21	29,164	2,567	78	0
27-Dec-21	29,438	2,570	60	0
28-Dec-21	30,005	2,590	120	0
29-Dec-21	30,060	2,590	60	0
30-Dec-21	30,063	2,590	42	0
31-Dec-21	30,062	2,575	54	0
1-Jan-22	29,909	2,550	54	0
2-Jan-22	26,938	2,545	105	0
3-Jan-22	28,541	2,580	141	0
4-Jan-22	28,785	2,532	150	0
5-Jan-22	28,658	2,531	114	0
6-Jan-22	28,967	2,540	132	0
PROMEDIO	29,245	2,554	100	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 24. Inicio de reinyección - febrero 2009

Fecha	Reinyector			
	B-008I - M1 / US / UI			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
28-Jan-09	10,157	2,498	0	0
29-Jan-09	10,995	2,535	0	0
30-Jan-09	8,089	2,543	0	0
31-Jan-09	8,652	2,511	0	0
1-Feb-09	8,851	2,490	0	0
2-Feb-09	7,493	2,562	0	0
3-Feb-09	6,595	2,511	0	0
4-Feb-09	5,900	2,443	0	0
5-Feb-09	6,560	2,542	0	0
6-Feb-09	7,148	2,514	0	0
7-Feb-09	7,794	2,525	0	0
8-Feb-09	8,200	2,518	0	0
9-Feb-09	6,765	2,471	0	0
PROMEDIO	8,628	2,511	0	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 25. Estabilización de reinyección - enero 2015

Fecha	Reinyector			
	B-008I - M1 / US / UI			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
2-Jan-15	60,287	2,437	78	0
3-Jan-15	54,729	2,321	102	0
4-Jan-15	60,948	2,443	100	0
5-Jan-15	41,533	1,916	94	0
6-Jan-15	25,922	1,903	86	0
7-Jan-15	52,799	2,440	70	0
8-Jan-15	60,082	2,392	76	0
9-Jan-15	57,543	2,392	70	0
10-Jan-15	57,654	2,394	72	0
11-Jan-15	57,740	2,384	74	0
12-Jan-15	57,453	2,382	70	0
13-Jan-15	33,552	2,382	82	0
14-Jan-15	49,016	2,290	102	0
15-Jan-15	42,540	2,104	116	0
PROMEDIO	51,783	2,312	85	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 26. Últimos datos de reinyección - diciembre 2021

Fecha	Reinyector			
	B-008I - M1 / US / UI			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
28-Nov-21	24,730	2,534	120	0
29-Nov-21	24,748	2,533	106	0
30-Nov-21	24,512	2,510	82	0
1-Dec-21	24,652	2,532	78	0
2-Dec-21	24,494	2,532	82	0
3-Dec-21	24,624	2,532	80	0
4-Dec-21	24,268	2,532	64	0
5-Dec-21	24,598	2,531	58	0
6-Dec-21	24,668	2,531	42	0
7-Dec-21	24,705	2,530	66	0
8-Dec-21	24,744	2,531	86	0
9-Dec-21	24,747	2,530	34	0
10-Dec-21	24,502	2,529	80	0
11-Dec-21	22,142	2,529	72	0
PROMEDIO	24,458	2,530	78	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 27. Inicio de reinyección - octubre 2009

Fecha	Reinyector			
	B-009I - M1 / UI / T			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
29-Sep-09	24,810	2,544	141	0
30-Sep-09	24,864	2,568	144	0
1-Oct-09	24,336	2,544	150	0
2-Oct-09	25,154	2,595	144	0
3-Oct-09	24,465	2,579	141	0
4-Oct-09	24,248	2,508	147	0
5-Oct-09	25,737	2,619	141	0
6-Oct-09	25,315	2,421	138	0
7-Oct-09	25,445	2,526	141	0
8-Oct-09	27,102	2,512	144	0
9-Oct-09	27,376	2,505	129	0
10-Oct-09	28,031	2,690	144	0
11-Oct-09	26,432	2,525	144	0
12-Oct-09	26,690	2,514	144	0
PROMEDIO	25,662	2,546	143	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 28. Estabilización de reinyección - julio 2016

Fecha	Reinyector			
	B-009I - M1 / UI / T			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
18-Jul-16	57,654	2,487	99	0
19-Jul-16	57,590	2,492	138	0
20-Jul-16	58,006	2,508	102	0
21-Jul-16	58,000	2,489	102	0
22-Jul-16	58,446	2,518	141	0
23-Jul-16	58,642	2,518	204	0
24-Jul-16	58,528	2,520	153	0
25-Jul-16	58,304	2,523	168	0
26-Jul-16	57,953	2,529	252	0
27-Jul-16	58,064	2,533	246	0
28-Jul-16	57,996	2,533	288	0
29-Jul-16	57,880	2,533	153	0
30-Jul-16	57,960	2,536	279	0
31-Jul-16	58,217	2,546	372	0
PROMEDIO	58,141	2,519	187	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 29. Últimos datos de reinyección - diciembre 2021

Fecha	Reinyector			
	B-009I - M1 / UI / T			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
28-Nov-21	38,983	2,448	147	0
29-Nov-21	38,731	2,447	147	0
30-Nov-21	39,075	2,486	129	0
1-Dec-21	39,686	2,465	75	0
2-Dec-21	40,541	2,510	123	0
3-Dec-21	39,413	2,420	147	0
4-Dec-21	40,214	2,423	129	0
5-Dec-21	40,285	2,445	114	0
6-Dec-21	39,991	2,471	78	0
7-Dec-21	40,098	2,473	60	0
8-Dec-21	40,974	2,490	120	0
9-Dec-21	40,872	2,492	60	0
10-Dec-21	40,874	2,492	42	0
11-Dec-21	40,873	1,325	54	0
PROMEDIO	39,922	2,388	103	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 30. Inicio de reinyección - octubre 2009

Fecha	Reinyector			
	B-010I - US / UI			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
6-Oct-09	8,430	2,445	92	0
7-Oct-09	6,668	2,540	94	0
8-Oct-09	6,421	2,533	96	0
9-Oct-09	6,435	2,037	86	0
10-Oct-09	7,001	2,710	96	0
11-Oct-09	5,917	2,543	96	0
12-Oct-09	5,446	2,545	96	0
13-Oct-09	6,074	2,622	80	0
14-Oct-09	5,543	2,468	96	0
15-Oct-09	5,002	2,544	94	0
16-Oct-09	4,857	2,604	96	0
17-Oct-09	3,817	2,014	96	0
18-Oct-09	3,758	2,443	94	0
19-Oct-09	4,327	2,458	94	0
PROMEDIO	5,905	2,472	93	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 31. Estabilización de reinyección - agosto 2015

Fecha	Reinyector			
	B-010I - US / UI			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
2-Aug-15	53,055	2,427	88	0
3-Aug-15	52,343	2,390	86	0
4-Aug-15	52,650	2,387	90	0
5-Aug-15	52,998	2,385	64	0
6-Aug-15	50,751	2,326	80	0
7-Aug-15	55,445	2,502	100	0
8-Aug-15	57,767	2,495	74	0
9-Aug-15	53,338	2,340	112	0
10-Aug-15	54,424	2,484	84	0
11-Aug-15	48,877	2,495	80	0
12-Aug-15	59,720	2,500	96	0
13-Aug-15	61,459	2,495	74	0
14-Aug-15	58,795	2,556	62	0
15-Aug-15	58,983	2,501	84	0
PROMEDIO	55,282	2,452	83	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 32. Últimos datos de reinyección - diciembre 2021

Fecha	Reinyector			
	B-010I - US / UI			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
27-Nov-21	57,607	2,537	120	0
28-Nov-21	57,312	2,539	120	0
29-Nov-21	57,299	2,539	106	0
30-Nov-21	56,511	2,514	82	0
1-Dec-21	56,985	2,537	78	0
2-Dec-21	56,757	2,538	82	0
3-Dec-21	56,995	2,538	80	0
4-Dec-21	55,816	2,536	64	0
5-Dec-21	56,594	2,536	58	0
6-Dec-21	56,903	2,537	42	0
7-Dec-21	57,042	2,535	66	0
8-Dec-21	56,994	2,537	86	0
9-Dec-21	56,963	2,536	34	0
10-Dec-21	56,155	2,535	80	0
PROMEDIO	56,897	2,535	79	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 33. Inicio de reinyección - noviembre 2019

Fecha	Reinyector			
	B-052I - T			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
27-Oct-19	5,000	2,478	41	0
28-Oct-19	11,407	2,546	38	0
29-Oct-19	11,854	2,446	27	0
30-Oct-19	10,947	2,446	42	0
31-Oct-19	11,659	2,429	31	0
1-Nov-19	10,207	2,400	53	0
2-Nov-19	10,720	2,463	60	0
3-Nov-19	10,969	2,416	73	0
4-Nov-19	10,622	2,509	93	0
5-Nov-19	11,896	2,512	89	0
6-Nov-19	11,901	2,470	89	0
7-Nov-19	10,069	2,379	58	0
8-Nov-19	10,419	2,379	63	0
9-Nov-19	11,747	2,379	44	0
10-Nov-19	12,234	2,488	40	0
PROMEDIO	10,777	2,449	56	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 34. Estabilización de reinyección - octubre 2020

Fecha	Reinyector			
	B-052I - T			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
2-Oct-20	13,152	2,556	32	0
3-Oct-20	13,132	2,555	38	0
4-Oct-20	13,339	2,550	43	0
5-Oct-20	13,342	2,555	44	0
6-Oct-20	13,203	2,556	39	0
7-Oct-20	12,996	2,542	40	0
8-Oct-20	12,990	2,547	50	0
9-Oct-20	12,730	2,528	50	0
10-Oct-20	10,097	2,382	43	0
11-Oct-20	8,745	2,532	39	0
12-Oct-20	11,980	2,533	44	0
13-Oct-20	12,256	2,535	39	0
14-Oct-20	11,796	2,507	48	0
15-Oct-20	11,861	2,505	47	0
PROMEDIO	12,319	2,529	42	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 35. Últimos datos de reinyección - enero 2022

Fecha	Reinyector			
	B-052I - T			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
24-Dec-21	10,524	2,513	43	0
25-Dec-21	10,580	2,541	38	0
26-Dec-21	10,511	2,567	26	0
27-Dec-21	10,575	2,570	20	0
28-Dec-21	11,214	2,590	40	0
29-Dec-21	11,187	2,590	20	0
30-Dec-21	11,189	2,590	14	0
31-Dec-21	11,188	2,575	18	0
1-Jan-22	10,892	2,550	18	0
2-Jan-22	10,426	2,545	35	0
3-Jan-22	10,206	2,580	47	0
4-Jan-22	9,821	2,532	50	0
5-Jan-22	9,720	2,531	38	0
6-Jan-22	10,335	2,540	44	0
PROMEDIO	10,574	2,554	33	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo III - Plataforma E

Se dispone de 1 pozo reinyector, en el cual se reinyecta el agua de formación a las areniscas U inferior y T.

Anexo 36. Inicio de reinyección - enero 2020

Fecha	Reinyector			
	E-0191 - UI / T			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
6-Jan-20	29,189	2,048	94	0
7-Jan-20	29,248	2,045	90	0
8-Jan-20	29,218	2,045	82	0
9-Jan-20	27,578	2,045	70	0
10-Jan-20	29,337	2,045	52	0
11-Jan-20	29,364	2,040	56	0
12-Jan-20	29,299	2,040	54	0
13-Jan-20	29,236	2,040	78	0
14-Jan-20	29,170	2,050	68	0
15-Jan-20	29,007	2,050	72	0
16-Jan-20	28,946	2,050	84	0
17-Jan-20	28,851	2,050	72	0
18-Jan-20	28,772	2,050	74	0
19-Jan-20	28,714	2,050	64	0
20-Jan-20	28,773	2,050	72	0
PROMEDIO	28,980	2,047	72	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 37. Estabilización de reinyección - junio 2021

Fecha	Reinyector			
	E-019I - UI / T			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
18-Jun-21	29,630	2,300	94	0
19-Jun-21	29,635	2,300	94	0
20-Jun-21	29,630	2,300	94	0
21-Jun-21	29,625	2,300	94	0
22-Jun-21	29,595	2,310	94	0
23-Jun-21	29,618	2,350	94	0
24-Jun-21	31,300	2,350	94	0
25-Jun-21	31,350	2,370	94	0
26-Jun-21	28,290	2,370	94	0
27-Jun-21	21,500	2,300	94	0
28-Jun-21	17,000	2,300	94	0
29-Jun-21	28,407	2,250	96	0
30-Jun-21	27,211	2,230	96	0
PROMEDIO	28,135	2,309	94	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 38. Últimos datos de reinyección - diciembre 2021

Fecha	Reinyector			
	E-019I - UI / T			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
29-Nov-21	18,589	2,050	90	0
30-Nov-21	18,645	2,050	90	0
1-Dec-21	18,767	2,050	16	0
2-Dec-21	18,815	2,050	16	0
3-Dec-21	18,694	2,050	16	0
4-Dec-21	18,699	2,050	100	0
5-Dec-21	18,644	2,050	100	0
6-Dec-21	18,725	2,050	100	0
7-Dec-21	18,102	2,050	100	0
8-Dec-21	18,710	2,050	100	0
9-Dec-21	18,185	2,020	100	0
10-Dec-21	18,681	2,050	100	0
11-Dec-21	16,368	2,054	96	0
PROMEDIO	18,472	2,048	80	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo IV - Plataforma F

Se dispone de 2 pozos reinyectores, en los cuales se reinyecta el agua de formación a las areniscas U inferior y T, y 2 pozos inyectoras a la arenisca M1.

Tabla 40: Inicio de reinyección - Julio 2021

FECHA	Reinyector			
	F-0331 - UI			
	FLUJO (bls)	PRESIÓN (psi)	PPM	TMP (°F)
22-Jun-21	16,139	2,270	35	0
23-Jun-21	15,958	2,250	48	0
24-Jun-21	15,697	2,250	30	0
25-Jun-21	15,516	2,255	32	0
26-Jun-21	14,900	2,255	33	0
27-Jun-21	10,200	2,299	29	0
28-Jun-21	13,600	2,300	55	0
29-Jun-21	13,670	2,320	46	0
30-Jun-21	13,657	2,320	46	0
1-Jul-21	13,812	2,325	42	0
2-Jul-21	13,845	2,334	36	0
3-Jul-21	13,990	2,335	38	0
4-Jul-21	13,926	2,340	46	0
5-Jul-21	13,928	2,350	40	0
6-Jul-21	13,884	2,340	34	0
PROMEDIO	14,181	2,303	39	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 39. Estabilización de reinyección - agosto 2021

Fecha	Reinyector			
	F-033I - UI			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
12-Aug-21	14,345	2,299	40	0
13-Aug-21	14,598	2,275	25	0
14-Aug-21	14,741	2,272	49	0
15-Aug-21	14,697	2,270	18	0
16-Aug-21	14,724	2,267	21	0
17-Aug-21	14,772	2,270	36	0
18-Aug-21	14,643	2,272	42	0
19-Aug-21	14,744	2,270	23	0
20-Aug-21	14,737	2,280	36	0
21-Aug-21	14,699	2,274	34	0
22-Aug-21	14,719	2,274	38	0
23-Aug-21	14,740	2,288	38	0
24-Aug-21	14,616	2,301	34	0
25-Aug-21	14,619	2,301	37	0
26-Aug-21	14,544	2,294	33	0
PROMEDIO	14,663	2,280	34	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 40. Últimos datos de reinyección - enero 2022

Fecha	Reinyector			
	F-033I - UI			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
31-Dec-21	17,057	1,857	28	0
1-Jan-22	17,419	1,857	28	0
2-Jan-22	17,026	2,130	28	0
3-Jan-22	17,125	2,130	8	0
4-Jan-22	17,442	2,298	28	0
5-Jan-22	17,909	2,298	31	0
6-Jan-22	17,902	2,310	31	0
PROMEDIO	17,411	2,126	26	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 41. Inicio de reinyección - enero 2020

Fecha	Reinyector			
	F-097I - T			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
20-Jan-20	19,186	1,986	36	0
21-Jan-20	19,174	1,984	53	0
22-Jan-20	19,184	1,984	42	0
23-Jan-20	19,195	1,984	41	0
24-Jan-20	19,009	1,984	48	0
25-Jan-20	19,043	1,984	38	0
26-Jan-20	19,070	1,984	44	0
27-Jan-20	18,993	1,984	34	0
28-Jan-20	19,043	1,992	42	0
29-Jan-20	19,055	1,986	33	0
30-Jan-20	19,134	1,994	35	0
31-Jan-20	19,098	1,995	36	0
1-Feb-20	19,316	1,998	33	0
2-Feb-20	19,150	1,988	20	0
PROMEDIO	19,115	1,988	38	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 42. Estabilización de reinyección - diciembre 2020

Fecha	Reinyector			
	F-097I - T			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
19-Dec-20	18,556	2,089	31	0
20-Dec-20	18,517	2,085	27	0
21-Dec-20	18,437	2,088	28	0
22-Dec-20	18,534	2,089	38	0
23-Dec-20	18,595	2,084	28	0
24-Dec-20	18,623	2,081	31	0
25-Dec-20	18,527	2,081	28	0
26-Dec-20	18,748	2,080	27	0
27-Dec-20	18,760	2,080	28	0
28-Dec-20	18,804	2,070	43	0
29-Dec-20	19,033	2,080	34	0
30-Dec-20	19,226	2,085	39	0
31-Dec-20	18,646	2,085	30	0
PROMEDIO	18,646	2,081	31	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 43. Últimos datos de reinyección - diciembre 2021

Fecha	Reinyector			
	F-097I - T			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
27-Nov-21	19,830	2,082	70	0
28-Nov-21	19,866	2,082	70	0
29-Nov-21	19,699	2,082	37	0
30-Nov-21	19,830	2,085	35	0
1-Dec-21	19,729	2,085	15	0
2-Dec-21	19,706	2,085	40	0
3-Dec-21	19,825	2,085	40	0
4-Dec-21	19,531	2,085	25	0
5-Dec-21	19,620	2,091	25	0
6-Dec-21	19,510	2,091	25	0
7-Dec-21	19,411	2,090	25	0
8-Dec-21	18,640	2,090	25	0
9-Dec-21	18,167	2,090	25	0
10-Dec-21	18,741	2,090	25	0
11-Dec-21	16,503	2,090	16	0
PROMEDIO	19,241	2,087	33	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo V - Plataforma L

Se dispone de 5 pozos reinyectores, en los cuales se reinyecta el agua de formación a las areniscas M1, U superior, U inferior y T.

Anexo 44. Inicio de reinyección - marzo 2016

Fecha	Reinyector			
	L-0111 - M1 / UI			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
9-Mar-16	7,083	745	96	0
10-Mar-16	7,249	750	138	0
11-Mar-16	7,238	745	94	0
12-Mar-16	7,381	700	82	0
13-Mar-16	5,388	700	82	0
14-Mar-16	7,450	785	88	0
15-Mar-16	7,113	785	72	0
16-Mar-16	7,147	785	70	0
17-Mar-16	7,251	780	98	0
18-Mar-16	7,202	770	98	0
19-Mar-16	6,863	850	128	0
20-Mar-16	6,361	945	100	0
21-Mar-16	6,260	1,000	94	0
22-Mar-16	6,167	950	100	0
23-Mar-16	6,424	950	118	0
PROMEDIO	6,839	816	97	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 45. Estabilización de reinyección - octubre 2020

Fecha	Reinyector			
	L-011I - M1 / UI			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
1-Oct-20	25,459	2,550	76	0
2-Oct-20	25,551	2,550	64	0
3-Oct-20	25,487	2,550	76	0
4-Oct-20	25,435	2,550	86	0
5-Oct-20	25,412	2,550	88	0
6-Oct-20	25,393	2,550	78	0
7-Oct-20	25,416	2,550	80	0
8-Oct-20	25,409	2,550	100	0
9-Oct-20	25,537	2,550	100	0
10-Oct-20	25,402	2,600	86	0
11-Oct-20	25,399	2,600	78	0
12-Oct-20	25,392	2,600	88	0
13-Oct-20	25,423	2,600	78	0
14-Oct-20	25,378	2,600	96	0
15-Oct-20	25,495	2,600	94	0
PROMEDIO	25,439	2,570	85	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 46. Últimos datos de reinyección - diciembre 2021

Fecha	Reinyector			
	L-011I - M1 / UI			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
29-Nov-21	24,600	2,605	96	0
30-Nov-21	24,450	2,600	70	0
1-Dec-21	24,475	2,610	90	0
2-Dec-21	24,480	2,605	90	0
3-Dec-21	24,475	2,600	90	0
4-Dec-21	24,478	2,600	94	0
5-Dec-21	24,480	2,602	94	0
6-Dec-21	24,482	2,602	94	0
7-Dec-21	24,487	2,608	94	0
8-Dec-21	24,486	2,608	94	0
9-Dec-21	24,485	2,605	94	0
10-Dec-21	24,550	2,650	94	0
11-Dec-21	24,545	2,650	34	0
PROMEDIO	24,502	2,610	93	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 47. Inicio de reinyección - marzo 2016

Fecha	Reinyector			
	L-012I - M1 / UI			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
21-Feb-16	12,208	1,525	48	0
22-Feb-16	12,101	1,150	50	0
23-Feb-16	12,134	1,550	66	0
24-Feb-16	11,841	1,555	42	0
25-Feb-16	11,528	1,550	94	0
26-Feb-16	11,192	1,550	80	0
27-Feb-16	10,750	1,557	88	0
28-Feb-16	10,384	1,590	66	0
29-Feb-16	9,704	1,620	92	0
1-Mar-16	8,974	1,600	92	0
2-Mar-16	8,430	1,610	94	0
3-Mar-16	7,749	1,610	98	0
4-Mar-16	6,906	1,610	100	0
5-Mar-16	6,138	1,660	94	0
6-Mar-16	5,569	1,670	88	0
PROMEDIO	9,707	1,560	79	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 48. Estabilización de reinyección - octubre 2018

Fecha	Reinyector			
	L-012I - M1 / UI			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
2-Oct-18	40,918	2,600	116	0
3-Oct-18	39,113	2,600	118	0
4-Oct-18	40,050	2,600	116	0
5-Oct-18	39,187	2,600	116	0
6-Oct-18	40,163	2,600	166	0
7-Oct-18	41,799	2,600	160	0
8-Oct-18	40,528	2,600	110	0
9-Oct-18	40,166	2,600	140	0
10-Oct-18	40,300	2,600	120	0
11-Oct-18	40,937	2,600	120	0
12-Oct-18	41,313	2,600	114	0
13-Oct-18	41,313	2,600	114	0
14-Oct-18	41,228	2,600	130	0
15-Oct-18	40,905	2,600	132	0
PROMEDIO	40,577	2,600	126	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 49. Últimos datos de reinyección - diciembre 2021

Fecha	Reinyector			
	L-012I - M1 / UI			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
27-Nov-21	30,100	2,605	136	0
28-Nov-21	30,050	2,605	136	0
29-Nov-21	30,000	2,605	96	0
30-Nov-21	29,600	2,600	70	0
1-Dec-21	29,625	2,610	90	0
2-Dec-21	29,630	2,605	90	0
3-Dec-21	29,650	2,600	90	0
4-Dec-21	29,653	2,600	94	0
5-Dec-21	29,660	2,602	94	0
6-Dec-21	29,663	2,602	94	0
7-Dec-21	29,660	2,608	94	0
8-Dec-21	29,659	2,608	94	0
9-Dec-21	29,665	2,605	94	0
10-Dec-21	30,050	2,650	94	0
11-Dec-21	30,040	2,650	34	0
PROMEDIO	29,780	2,610	93	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 50. Inicio de reinyección - mayo 2016

Fecha	Reinyector			
	L-013I - UI			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
11-May-16	5,250	1,750	25	0
12-May-16	6,109	1,695	30	0
13-May-16	6,500	1,650	47	0
14-May-16	6,315	1,700	43	0
15-May-16	4,575	1,550	51	0
16-May-16	3,479	1,667	44	0
17-May-16	3,960	1,650	46	0
18-May-16	5,150	1,650	45	0
19-May-16	6,359	1,729	50	0
20-May-16	7,040	1,824	47	0
21-May-16	7,095	1,783	128	0
22-May-16	6,986	1,804	81	0
23-May-16	6,919	1,800	49	0
PROMEDIO	6,079	1,697	49	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 51. Estabilización de reinyección - noviembre 2020

Fecha	Reinyector			
	L-013I - UI			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
1-Nov-20	40,300	2,575	41	0
2-Nov-20	40,330	2,575	35	0
3-Nov-20	40,418	2,575	34	0
4-Nov-20	40,366	2,550	30	0
5-Nov-20	40,360	2,550	27	0
6-Nov-20	40,376	2,550	46	0
7-Nov-20	40,238	2,550	46	0
8-Nov-20	40,365	2,550	39	0
9-Nov-20	40,313	2,550	40	0
10-Nov-20	40,042	2,550	32	0
11-Nov-20	40,320	2,550	39	0
12-Nov-20	40,262	2,550	43	0
13-Nov-20	40,347	2,550	42	0
14-Nov-20	40,304	2,550	34	0
15-Nov-20	40,251	2,550	40	0
PROMEDIO	40,306	2,555	38	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 52. Últimos datos de reinyección - diciembre 2021

Fecha	Reinyector			
	L-013I - UI			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
29-Nov-21	24,700	2,607	48	0
30-Nov-21	24,650	2,600	35	0
1-Dec-21	24,625	2,610	45	0
2-Dec-21	24,630	2,605	45	0
3-Dec-21	24,645	2,600	45	0
4-Dec-21	24,648	2,600	47	0
5-Dec-21	24,640	2,602	47	0
6-Dec-21	24,644	2,602	47	0
7-Dec-21	24,650	2,608	47	0
8-Dec-21	24,648	2,608	47	0
9-Dec-21	24,650	2,605	47	0
10-Dec-21	24,780	2,650	47	0
11-Dec-21	24,790	2,650	17	0
PROMEDIO	24,677	2,611	47	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 53. Inicio de reinyección - septiembre 2016

Fecha	Reinyector			
	L-014I - UI / T			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
27-Aug-16	4,375	0	30	0
28-Aug-16	15,118	0	25	0
29-Aug-16	15,126	0	51	0
30-Aug-16	15,126	0	26	0
31-Aug-16	15,125	0	28	0
1-Sep-16	16,228	0	50	0
2-Sep-16	20,804	0	43	0
3-Sep-16	21,537	0	36	0
4-Sep-16	19,737	0	41	0
5-Sep-16	17,420	0	44	0
6-Sep-16	13,586	0	49	0
7-Sep-16	16,687	0	46	0
8-Sep-16	19,473	0	52	0
9-Sep-16	19,103	0	70	0
10-Sep-16	20,919	0	71	0
PROMEDIO	16,691	0	44	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 54. Estabilización de reinyección - diciembre 2020

Fecha	Reinyector			
	L-014I - UI / T			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
18-Dec-20	19,587	2,560	48	0
19-Dec-20	19,523	2,560	56	0
20-Dec-20	19,535	2,560	54	0
21-Dec-20	19,463	2,560	50	0
22-Dec-20	19,505	2,560	76	0
23-Dec-20	19,528	2,560	52	0
24-Dec-20	19,500	2,560	58	0
25-Dec-20	19,487	2,560	54	0
26-Dec-20	16,700	2,500	54	0
27-Dec-20	16,376	2,500	62	0
28-Dec-20	16,402	2,500	90	0
29-Dec-20	16,450	2,480	68	0
30-Dec-20	16,600	2,550	78	0
PROMEDIO	18,520	2,542	61	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 55. Últimos datos de reinyección - diciembre 2021

Fecha	Reinyector			
	L-014I - UI / T			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
27-Nov-21	19,050	2,610	136	0
28-Nov-21	19,000	2,610	136	0
29-Nov-21	19,100	2,610	96	0
30-Nov-21	19,050	2,600	70	0
1-Dec-21	19,025	2,610	90	0
2-Dec-21	19,030	2,605	90	0
3-Dec-21	19,015	2,600	90	0
4-Dec-21	19,018	2,600	94	0
5-Dec-21	19,020	2,602	94	0
6-Dec-21	19,023	2,602	94	0
7-Dec-21	19,028	2,608	94	0
8-Dec-21	19,026	2,608	94	0
9-Dec-21	19,025	2,605	94	0
10-Dec-21	19,050	2,650	94	0
11-Dec-21	19,070	2,650	34	0
PROMEDIO	19,035	2,611	93	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 56. Inicio de reinyección - julio 2017

Fecha	Reinyector			
	L-132I - UI / T			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
22-Jul-17	31,061	2,600	18	0
23-Jul-17	31,089	2,600	30	0
24-Jul-17	31,087	2,600	58	0
25-Jul-17	27,826	2,600	30	0
26-Jul-17	29,582	2,600	40	0
27-Jul-17	29,363	2,600	72	0
28-Jul-17	27,627	2,600	82	0
29-Jul-17	23,174	2,600	86	0
30-Jul-17	34,985	2,600	98	0
31-Jul-17	43,425	2,600	104	0
1-Aug-17	31,127	2,600	100	0
2-Aug-17	30,784	2,600	96	0
3-Aug-17	22,101	2,600	88	0
4-Aug-17	20,124	2,600	92	0
PROMEDIO	29,626	2,600	68	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 57. Estabilización de reinyección - julio 2020

Fecha	Reinyector			
	L-132I - UI / T			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
2-Jul-20	18,553	2,500	384	0
3-Jul-20	18,570	2,500	146	0
4-Jul-20	18,461	2,500	208	0
5-Jul-20	18,653	2,500	150	0
6-Jul-20	18,515	2,500	176	0
7-Jul-20	18,580	2,500	156	0
8-Jul-20	18,554	2,500	134	0
9-Jul-20	18,502	2,500	140	0
10-Jul-20	18,520	2,500	156	0
11-Jul-20	18,508	2,500	90	0
12-Jul-20	18,478	2,500	116	0
13-Jul-20	17,566	2,500	104	0
14-Jul-20	17,218	2,500	118	0
15-Jul-20	17,220	2,500	140	0
PROMEDIO	18,301	2,500	160	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 58. Últimos datos de reinyección - diciembre 2021

Fecha	Reinyector			
	L-132I - UI / T			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
28-Nov-21	10,800	2,604	136	0
29-Nov-21	10,700	2,604	96	0
30-Nov-21	10,650	2,600	70	0
1-Dec-21	10,625	2,610	90	0
2-Dec-21	10,650	2,605	90	0
3-Dec-21	10,615	2,600	90	0
4-Dec-21	10,619	2,600	94	0
5-Dec-21	10,620	2,602	94	0
6-Dec-21	10,623	2,602	94	0
7-Dec-21	10,620	2,608	94	0
8-Dec-21	10,617	2,608	94	0
9-Dec-21	10,620	2,605	94	0
10-Dec-21	10,750	2,650	94	0
11-Dec-21	10,765	2,650	34	0
PROMEDIO	10,668	2,610	93	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo VI - Plataforma T

Se dispone de 1 pozo reinyector en los cual se reinyecta el agua de formación a la arenisca T y 1 pozo inyector a la arenisca M1.

Anexo 59. Inicio de reinyección - febrero 2018

Fecha	Reinyector			
	T-155I - T			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
3-Feb-18	5,340	1,535	27	0
4-Feb-18	12,015	1,570	27	0
5-Feb-18	17,540	1,570	29	0
6-Feb-18	20,340	1,580	37	0
7-Feb-18	20,125	1,580	44	0
8-Feb-18	20,046	1,600	32	0
9-Feb-18	19,780	1,550	29	0
10-Feb-18	20,077	1,550	31	0
11-Feb-18	20,300	1,550	45	0
12-Feb-18	20,030	1,570	47	0
13-Feb-18	19,942	1,570	22	0
14-Feb-18	20,022	1,575	47	0
15-Feb-18	20,411	1,630	45	0
16-Feb-18	20,078	1,600	31	0
17-Feb-18	20,229	1,600	27	0
PROMEDIO	18,418	1,575	35	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 60. Estabilización de reinyección - marzo 2019

Fecha	Reinyector			
	T-155I - T			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
2-Mar-19	18,629	1,910	51	0
3-Mar-19	18,413	1,910	48	0
4-Mar-19	18,556	1,910	41	0
5-Mar-19	18,691	1,910	55	0
6-Mar-19	18,805	1,940	42	0
7-Mar-19	18,626	1,930	40	0
8-Mar-19	18,648	1,940	42	0
9-Mar-19	18,711	1,940	38	0
10-Mar-19	18,806	1,940	40	0
11-Mar-19	18,565	1,950	42	0
12-Mar-19	18,431	1,940	51	0
13-Mar-19	18,613	1,940	30	0
14-Mar-19	18,727	1,940	33	0
15-Mar-19	18,695	1,940	27	0
PROMEDIO	18,635	1,930	41	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.

Anexo 61. Últimos datos de reinyección - diciembre 2021

Fecha	Reinyector			
	T-155I - T			
	Flujo (bls)	Presión (psi)	Aceite en agua (ppm)	Tem (°F)
28-Nov-21	10,334	2,038	51	0
29-Nov-21	10,169	2,034	51	0
30-Nov-21	10,064	2,040	51	0
1-Dec-21	10,109	2,050	50	0
2-Dec-21	10,077	2,050	50	0
3-Dec-21	10,141	2,040	50	0
4-Dec-21	10,044	2,040	9	0
5-Dec-21	10,110	2,040	9	0
6-Dec-21	10,020	2,040	9	0
7-Dec-21	6,997	2,030	9	0
8-Dec-21	10,621	2,030	9	0
9-Dec-21	10,930	2,030	9	0
10-Dec-21	10,526	2,040	9	0
11-Dec-21	9,203	2,046	8	0
PROMEDIO	9,987	2,039	28	0

Fuente: Base de datos EP Petroecuador, 2022.