

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

Estudio de factibilidad técnico-económica para la aplicación de una completación Dump flooding para procesos de recuperación secundaria por inyección de agua en el Campo Espol.

PROYECTO DE GRADUACIÓN

Previo la obtención del Título de:

**Magister en Petróleo con mención en recobro por inyección
de agua y gas**

Presentado por:

Mario Iván Duarte Martillo

Holger Javier Carvajal Zambrano

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2022

DEDICATORIA

De manera principal ofrezco este trabajo a Dios por ser parte fundamental de mi vida y guiar mis pasos.

De manera especial dedico este trabajo a mi amada esposa, Katty Castro, por ser esa fuente de amor, fortaleza y motivación para la consecución de esta meta.

A mis queridas hijas Lady y Gabriela que son el impulso para luchar cada día y doblegar las dificultades y barreras que presenta la vida

A mis padres Yolanda y Andres, por todo su apoyo y sacrificio incondicional, realizado desde la etapa primaria y haber valorado la importancia de la educación para el desarrollo personal y social.

A mis familiares y amigos, de manera especial a mi suegra Bibiana Suarez y al P. Washington Parra por su apoyo y oraciones permanentes.

MARIO IVÁN DUARTE MARTILLO

DEDICATORIA

Este trabajo está dedicado a mi familia, en especial a mi amada esposa Carol Carriel quien la adoro con mi alma, que con su temple, paciencia y apoyo incondicional se ha convertido en el pilar fundamental en mi vida.

A mis hijos Xavier, Adriano y María Emilia, que son el regalo de Dios y representan para mí una fuente infinita de inspiración para seguir adelante en mi vida profesional.

A mis padres Holguer y Asunción, a quienes quiero honrar en vida y que puedan ver a su hijo graduado de magister.

A mis hermanos Rubén, Juan Carlos y Marcelo, que en las actividades trascendentales de la familia siempre están presentes y me han apoyado a lo largo de mi vida para que mis objetivos se cumplan.

A mi suegra la distinguida señora Judith Caiche Avilés, quien, con su ejemplo de fe, consejos y sus oraciones, me han ayudado a guiarme por el camino correcto.

HOLGER JAVIER CARVAJAL ZAMBRANO

AGRADECIMIENTOS

A todos los docentes de la primera cohorte de la maestría en petróleos de la Espol, en especial al Magister Juan Fernando Romero por su valioso aporte científico tanto como docente y tutor, quien de manera desinteresada compartió toda su experiencia y conocimientos adquiridos en el área de ingeniería de reservorios y demostrar que, el desarrollo del país está ligado a una sólida formación de profesionales, como así también de una alianza estratégica entre universidades e industria.

MARIO IVÁN DUARTE MARTILLO
HOLGER JAVIER CARVAJAL ZAMBRANO

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponden conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *Mario Iván Duarte Martillo* y Holger Javier Carvajal Zambrano damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

Ing. Mario Duarte

Ing. Javier Carvajal

EVALUADORES

.....
Ing. Fernando Sagñay, Msc

PROFESOR DE LA MATERIA

.....
Ing. Juan Romero, Msc

PROFESOR TUTOR

RESUMEN

El objetivo general de la presente investigación consiste en analizar la factibilidad técnica-económica de la implementación de un sistema de completación Dump flooding para reemplazar la necesidad de implementar y/o de facilidades de inyección de agua en superficie. La presente investigación surge a partir de la necesidad de reemplazar equipos superficiales para la inyección de agua para recuperación mejorada, para lo cual, se propone la aplicación de un sistema de completación Dump flooding. La metodología planteada para dar cumplimiento al objetivo general fue dividida en tres fases: evaluación de producción del Campo Espol, selección del pozo inyector y diseño de la completación Dump flooding. Entre los principales resultados obtenidos se determinó que, los pozos influenciados por el proceso de recuperación secundaria ya iniciado en el Campo Espol son: Espol-2, Espol-3, Espol-4H, Espol-6, Espol-10H, Espol-12, Espol-13, Espol-22H, Espol-25, Espol-26, Espol-39H y Espol-40H. El pozo inyector seleccionado para la aplicación del sistema Dump flooding es el pozo Espol-52. Finalmente, se determinó que los análisis del modelo técnico y económico analizados, garantizan satisfactoriamente su funcionamiento. La principal conclusión obtenida consiste en que, la implementación de una completación Dump flooding es técnica y económicamente factible.

Palabras Clave: Campo Espol, Dump flooding, inyección de agua, recuperación secundaria.

ABSTRACT

The general objective of this study is to analyze the technical-economic feasibility of applying a Dump flooding completion system to replace the use of water injection surface equipment and facilities. This study arises from the need to replace eliminate surface equipment for water injection, for which the application of a dump flooding completion system is proposed. The methodology proposed to fulfill the general objective was divided into three phases: The first, production evaluation of the Espol field, second, selection of the injector well and third, design of the Dump flooding completion. Among the main results obtained, it was determined that the wells influenced by the secondary recovery process already implemented at Espol field are: Espol-2, Espol-3, Espol-4H, Espol-6, Espol-10H, Espol-12, Espol-13, Espol-22H, Espol-25, Espol-26, Espol-39H and Espol 40H; likewise, the selected candidate for injector well Espol-52 well. Finally, results from technical and economic analysis it was determined that a Dump flooding system is highly realizable to be implemented at Espol field. The main conclusion obtained is that the implementation of a Dump flooding completion is technically and economically feasible.

Keywords: *Espol field, Dump flooding, water injection, secondary recovery.*

ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA.....	2
AGRADECIMIENTOS	3
DECLARACIÓN EXPRESA.....	5
EVALUADORES	6
RESUMEN	I
ABSTRACT	II
ÍNDICE GENERAL.....	III
ABREVIATURAS	VI
SIMBOLOGÍA.....	VII
ÍNDICE DE FIGURAS	VIII
ÍNDICE DE TABLAS	X
CAPÍTULO 1	1
1. Introducción.....	1
1.1 Descripción del problema	1
1.2 Justificación del problema	2
1.3 Objetivos	3
1.3.1 Objetivo General.....	3
1.3.2 Objetivos Específicos.....	3
1.4 Marco teórico	3
1.4.1 Antecedentes.....	3
1.4.2 Marco situacional del Campo Espol	4
1.4.3 Completaciones Dump flooding	10
1.4.4 Agua de inyección	15
CAPÍTULO 2	17
2. Metodología.....	17
2.1 Evaluación de producción del Campo Espol	17

2.1.1	Historial de producción del Campo Espol.....	17
2.1.2	Análisis de presiones de la arena Napo M-1 del Campo Espol.	18
2.1.3	Efecto de la inyección de agua a través del pozo Espol-24.	18
2.2	Selección de pozo inyector.....	19
2.3	Diseño de completación Dump flooding	20
Capítulo 3.....		21
3.	Resultados y análisis.....	21
3.1	Evaluación de producción del Campo Espol	21
3.1.1	Historial de producción del Campo Espol.....	21
3.1.2	Análisis presiones de la arena Napo M-1 del Campo Espol.	23
3.1.3	Efecto de la inyección de agua a través del pozo Espol-24.	24
3.2	Selección de pozo inyector.....	29
3.2.1	Selección de pozos cerrados con producción de agua del 100%.....	29
3.2.2	Análisis geológico estructural de pozo inyector	30
3.3	Diseño de completación Dump flooding	38
3.3.1	Análisis de agua de formación de arena Napo M-1.....	38
3.3.2	Estimación de caudales y presiones de inyección	40
3.3.3	Estimación de incremento del EUR.....	41
3.3.4	Diseño de completación con well builder	43
3.3.5	Análisis de esfuerzo y velocidades de flujo en completación	45
3.3.6	Análisis nodal.....	49
3.3.7	Análisis económico	52
CAPÍTULO 4.....		53
4.	Conclusiones Y Recomendaciones	53
4.1	Conclusiones.....	53
4.2	Recomendaciones.....	54
BIBLIOGRAFÍA		56

APÉNDICES58

ABREVIATURAS

ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
ASTM	American Society for Testing and Materials
NACE	National Association of Corrosion Engineer
SSC	Electrodo de Plata Cloruro de Plata
CSE	Electrodo de Cobre Sulfato de Cobre
HWL	High Water Level
LWL	Low Water Level
CIS	Inspección pasó a paso, medición de potenciales de encendido
MPY	Milésimas de pulgadas por año

SIMBOLOGÍA

mil	Milésima de pulgada
mg	Miligramo
pH	Potencial de Hidrógeno
m	Metro
mV	Milivoltio
Cu	Cobre
Ni	Níquel
C	Carbono
Mn	Manganeso
P	Fósforo

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Ubicación geográfica del Campo Espol (Bloque TRP1).....	4
Figura 1.2 Columna estratigráfica de la cuenca oriente	5
Figura 1.3 Registro tipo del Campo Espol	6
Figura 1.4 Componentes de una completación convencional de Dump flooding	12
Figura 2.1 Fases de la metodología	17
Figura 2.2 Análisis de presiones	18
Figura 2.3 Selección del pozo inyector	19
Figura 2.4 Diseño de completación Dump flooding	20
Figura 3.1 Historial de producción de crudo en el Campo Espol	21
Figura 3.2 Historial de producción de agua en el Campo Espol	22
Figura 3.3 Análisis presiones de los pozos de la arena Napo M-1 del Campo Espol....	23
Figura 3.4 Comportamiento de la presión del reservorio	24
Figura 3.5 Efecto en la producción del Campo Espol: Napo M-1.....	26
Figura 3.6 Análisis del EUR del Campo Espol: Napo M-1	27
Figura 3.7 Impacto de la inyección sobre la producción de agua diaria del Campo Espol: Napo M-1	27
Figura 3.8 Patrón de inyección del pozo Espol-24.....	28
Figura 3.9 Historial de producción del pozo Espol-52.....	29
Figura 3.10 Mapa sísmico	30
Figura 3.11 Mapa de amplitudes	31
Figura 3.12 Determinación del área de influencia.....	32
Figura 3.13 Análisis de pruebas de interferencia del pozo Espol-49H.....	33
Figura 3.14 Comportamiento de la presión de fondo del pozo Espol-43H	33
Figura 3.15 Área de influencia del pozo Espol-52	34
Figura 3.16 Build up del pozo Espol X Napo M-1 Intervalo: 11,350' – 11,360' MD	35
Figura 3.17 Build up del pozo Espol X Napo M-1 Intervalo: 11,326' – 11,332' MD	36
Figura 3.18 Registro de la arena Napo M-1.....	37
Figura 3.19 Evaluación de calidad de cementación primaria.....	38
Figura 3.20 Comparación de sólidos suspendidos totales de las fuentes de agua	39
Figura 3.21 Estimación de caudales y presiones de inyección	40
Figura 3.22 Posibles escenarios de inyección para el pozo Espol-52.....	40

Figura 3.23 Estimación de EUR	41
Figura 3.24 Producción diaria de petróleo del Pozo Espol-52	42
Figura 3.25 Producción diaria de agua del Pozo Espol-52	42
Figura 3.26 Diseño de completación con well builder	43
Figura 3.27 Diseño de completación	44
Figura 3.28 Diagrama de velocidades	49
Figura 3.29 Análisis nodal	50
Figura 3.30 Curva de rendimiento de la bomba	51
Figura 3.31 Curva de rendimiento de la bomba a 60 Hz y 3500 rpm	51

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Campo Espol, parámetros petrofísicos, yacimiento Napo arena Napo M-1	7
Tabla 1.2 Reservas probadas estimadas por pozo del Campo Espol, yacimiento Napo M-1	8
Tabla 1.3 Resultados pruebas iniciales de producción en el Campo Espol, yacimiento Napo M-1	9
Tabla 1.4 Resultados análisis P.V.T. crudo Campo Espol.....	10
Tabla 1.5 Componentes de la completación Dump flooding.....	13
Tabla 1.6 Factores que afectan la calidad del agua de inyección.....	16
Tabla 3.1 Presión de reservorio	25
Tabla 3.2 Resultados del build up Napo M-1 inferior	35
Tabla 3.3 Resultados del build up Napo M-1 superior	36
Tabla 3.4 Análisis de agua de formación de arena Napo M-1	39
Tabla 3.5 Control de calidad de agua.....	39
Tabla 3.6 Análisis de velocidades para producción	47
Tabla 3.7 Análisis de velocidades para inyección.....	48
Tabla 3.8 Costos de conversión de pozo productor a inyector.	52
Tabla 3.9 Resultados de estudio económico.	52

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Descripción del problema

Actualmente, la empresa operadora del campo de estudio; Campo Espol, cuenta con un proyecto de recuperación secundaria en la arenisca productora Napo M-1 del Campo Espol, no obstante, este no puede ser expandido de forma inmediata de acuerdo con los requerimientos del yacimiento debido a las complejidades que representan los equipos de superficie, como la construcción de líneas de bombeo y repotenciación de las plantas existentes. La empresa en su planificación no ha considerado al momento realizar inversiones de esta índole, y tampoco han hecho estudios de alternativas que permitan la inyección de agua sin equipos superficiales.

La empresa operadora del Campo Espol, cuenta con un proyecto de recuperación secundaria con el pozo piloto Espol-24, el cual ha dado como resultado el incremento de las reservas finales a recuperar en 5 MMBls.

La instalación de equipos superficiales para inyección convencional acarrea problemas de corrosión y erosión causando fugas, lo que, a su vez, desencadena en la planificación e implementación de tareas de mantenimiento, reparación y remediación, por lo que, en muchos casos esto puede exigir detener todo el sistema de inyección, además de necesitar estudios de impacto ambiental y los permisos para la construcción de las líneas de inyección. A pesar de estos problemas, la operadora en la actualidad requiere expandir el proyecto a zonas estratégicas de los yacimientos mediante la conversión de pozos productores a inyectoras, sin embargo, no se cuenta con el alcance de equipos de superficie para cumplir con tal demanda. La falta de equipos superficiales ha limitado la expansión técnica y estratégica del proyecto de recuperación secundaria, lo que ha dificultado el incremento del factor de recobro de petróleo y el mantenimiento de la presión del yacimiento.

La empresa operadora está utilizando el pozo de inyección Espol-24 que cuentan con acceso a la planta de inyección mientras que los pozos adicionales que se necesitan para tal fin no cuentan con la conexión a dicha planta, la mayor dificultad es que se debe trazar una línea de flujo de 1 kilómetro de distancia, pero para su construcción y puesta en funcionamiento se tardaría aproximadamente un año lo cual involucra el postergar el recobro de reservas.

1.2 Justificación del problema

Actualmente, las principales compañías petroleras que operan en el país, independientemente de los precios del petróleo relativamente bajos y fluctuantes, tienen la intención de aumentar su producción de petróleo e incluso duplicarla en los próximos años. Las empresas están haciendo grandes esfuerzos para reducir el costo operativo de los proyectos de desarrollo en curso y están buscando un ingreso probado invirtiendo en la revitalización de campos petroleros maduros.

La presente investigación surge a partir de la necesidad de eliminar equipos superficiales para la inyección de agua, para lo cual, se propone la aplicación de un sistema de completación Dump flooding. Aquí, se ha considerado primeramente que, este es un método económicamente atractivo por la eliminación y/o remplazo de los equipos superficiales ya mencionados, el ahorro de gastos iniciales de capital, gastos operacionales, y gastos asociados a los procedimientos de tratamiento de agua.

La configuración de esta tecnología de recuperación secundaria puede cumplir con el requisito de producir petróleo e inyectar agua simultáneamente en el mismo pozo, la instalación o desinstalación de pozos de una manera simple ya que es un sistema compacto y versátil, ejecutar en cualquier momento un monitoreo de los volúmenes de agua de inyección en superficie, realizar funciones de estimulación o limpieza en modo Rigless, y finalmente reducir el impacto ambiental porque el agua producida será inyectada directamente en la arena a baja presión.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Analizar la factibilidad técnica-económica mediante la aplicación de un sistema de completación Dump flooding para eliminar el uso de equipos de superficie

1.3.2 Objetivos Específicos

- Analizar la producción y presiones del Campo Espol influenciados por el proceso de recuperación secundaria a través de la inyección en el pozo Espol-24.
- Realizar la selección de un pozo candidato para una completación Dump flooding mediante el análisis de datos de producción, compatibilidad fluidos, registros de pozos, información geológica y petrofísica.
- Diseñar una completación Dump flooding para el pozo seleccionado y análisis económico para su implementación.

1.4 Marco teórico

1.4.1 Antecedentes

Los procesos de recuperación secundaria mediante inyección de agua han sido la solución para incrementar el factor de recobro y evitar el agotamiento de presión de los yacimientos. La recuperación secundaria por inyección de agua ha sido el método más utilizado en los campos del Ecuador, debido a la facilidad de acceso a las fuentes de agua para el proceso, la cual es obtenida de la separación en las estaciones de producción y con el tratamiento adecuada es bombeada desde las plantas de inyección hacia los pozos inyectores a través de líneas superficiales.

La inyección de agua requiere que las operadoras dispongan de grandes plantas de tratamiento, bombeo y líneas que deben recorrer largas distancias; todo esto demanda de grandes inversiones, estudios de impactos ambientales y obtención de licencias,

además de la constante inspección y mantenimiento de los sistemas para garantizar su operatividad y mantener el rendimiento de la recuperación secundaria según lo planeado.

1.4.2 Marco situacional del Campo Espol

1.4.2.1 Descripción general del campo

El Bloque TRP1 forma parte de la Cuenca Oriente del Ecuador, está atravesado por 2 fallas regionales FD1 y MNN1, que son parte de la tectónica regional de la cuenca; la primera falla separa los campos DN1 y FNN1 18B ubicados al Este, en el lado levantado de la falla, y hacia el Oeste, en el lado hundido de la falla están los campos CLB1, EPZ1, SN1, MHG1, ALC1 y ALC1 Oeste. Junto a este último campo está ubicado el Campo Espol. El Campo Espol fue descubierto en septiembre del 2015 después de la perforación y pruebas iniciales del pozo Espol-2.

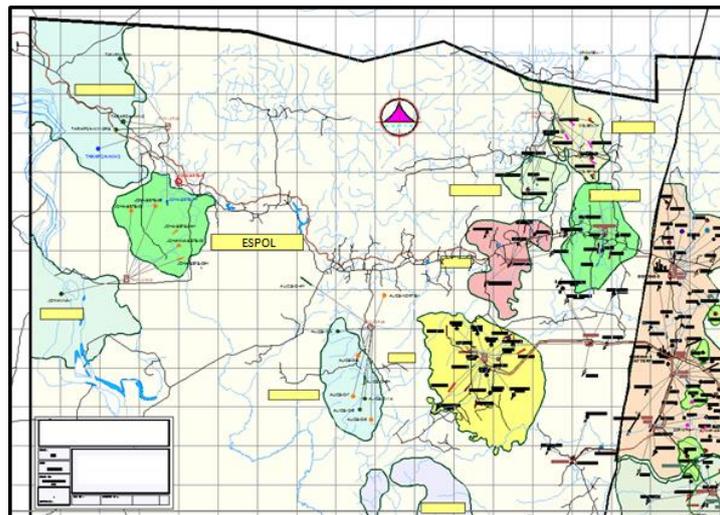


Figura 1.1 Ubicación geográfica del Campo Espol (Bloque TRP1)

Fuente: Duarte & Carvajal (2022)

1.4.2.2 Descripción geológica y geofísica

La Formación Napo del Cretácico, la cual contiene la arenisca Napo M-1, consiste en una serie de lutitas marinas, calizas y areniscas marino-marginales a continentales, las cuales se encuentran intercaladas en secuencias cíclicas.

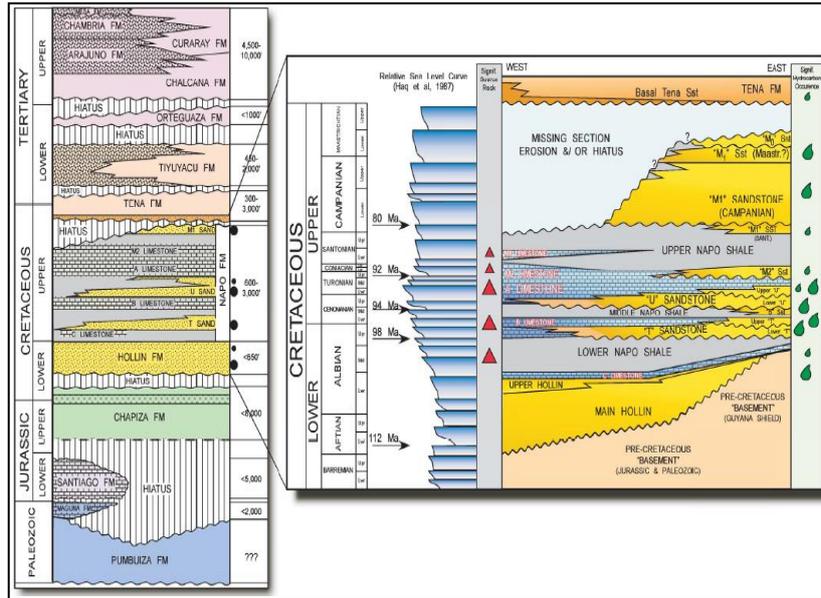


Figura 1.2 Columna estratigráfica de la cuenca oriente

Fuente: Duarte & Carvajal (2022)

1.4.2.2.1 Geología

La arenisca Napo M-1 es el principal yacimiento productivo del Campo Espol. Esta arenisca representa el ciclo de depósito más joven de la formación Napo y se sobrepone erosivamente a las lutitas marinas costa afuera y alcanza espesores superiores a los 40 pies en el área. La arenisca Napo M-1 representa una secuencia compleja de canales dominados por marea que gradualmente se convierten en canales rellenos de marea abandonados y secuencias de llanuras de marea.

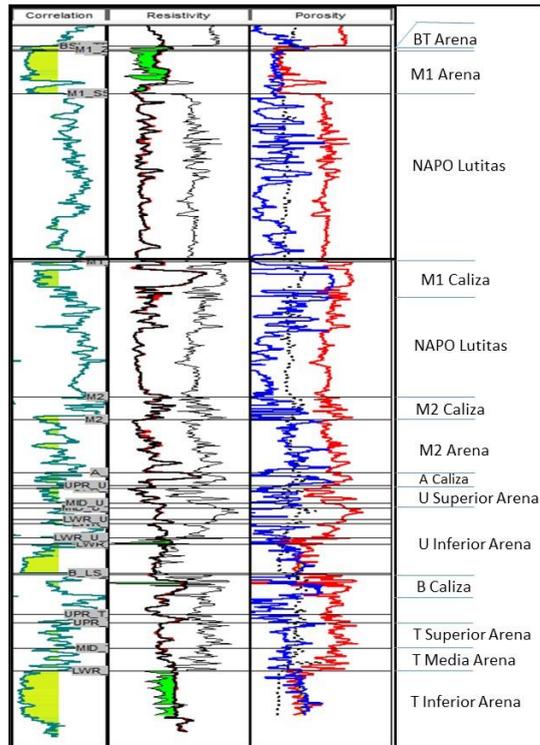


Figura 1.3 Registro tipo del Campo Espol

Fuente: Duarte & Carvajal (2022)

Localmente en el sector centro sur del Campo Espol, en la arena Napo M-1 se presentan dos cuerpos que litológicamente se diferencian por su contenido de arcilla. En el cuerpo superior se presentan intercalaciones o laminaciones arena / lutita en forma desordenada, con presencia de caolín y de diferentes espesores; la arena es de grano fino a medio y hacia el tope se degrada a grano fino.

1.4.2.2.2 Mecanismo de entrapamiento

El mecanismo de entrapamiento del yacimiento Napo M-1 en el Campo Espol ha sido interpretado como una combinación estratigráfica estructural. Estratigráfica por el posible entrapamiento del yacimiento hacia el Norte, en donde por analogía con entrapamiento estratigráfico comprobado en los campos FD1 hay un adelgazamiento de la arena reemplazados por canales de lutita y generalmente concuerdan con bajos estructurales.

1.4.2.2.3 Espesores netos

En base a los resultados obtenidos en los análisis de registros eléctricos del pozo Espol 2 y Espol-3, se ha estimado el contacto agua-petróleo (CAP) para el Campo Espol es - 7,280 pies bajo el nivel del mar, es el promedio de los pozos anteriormente mencionados. Este valor del CAP, que es completamente diferente al establecido para el Campo Espol (área del pozo Espol-1), permitió definir una nueva estructura y por ende un nuevo campo, separado tanto por barreras estratigráficas, así como por contactos diferentes.

1.4.2.3 Descripción petrofísica

En base a análisis petrofísicos se han definido los principales parámetros del yacimiento Napo M-1 como porosidad, saturación de agua, permeabilidad intrínseca, espesor neto de pago, volumen de arcilla y litología.

1.4.2.3.1 Parámetros promedio del yacimiento

Para determinar los parámetros petrofísicos promedio se analizaron las zonas localizadas entre el tope y la base Napo M-1, SS del pozo Espol-2. Los rangos considerados para la determinación de zonas de pago son: $\phi_{ef} > 10\%$, $S_w < 50\%$ y $V_{Clay} < 50\%$.

Tabla 1.1 Campo Espol, parámetros petrofísicos, yacimiento Napo arena Napo M-1

PARÁMETROS PETROFÍSICOS PROMEDIOS PARA EL YACIMIENTO ARENISCA Napo M-1											
CAMPO ESPOL											
Cut off: Porosidad efectiva >10%, saturación de agua <50%, volumen de arcilla <50%											
		YACIMIENTO TOTAL			PAGO NETO						
Pozo	Yacimiento	Espesor total TVD (ft)	Espesor del yacimiento	Porosidad del yacimiento	Espesor neto TVD / Espesor	Longitud horizontal /	Porosidad Yac. Neto	Volumen de Arcilla (V/V)	Saturación de Agua (%)	Relación Neta / Total (V/V)	
Espol-2	M-1 Superior	32	32	31	31		30	0.04	25	0.97	
	M-1 Inferior	18	14	23	13		23	0.03	28	0.93	

Espol-3	M-1 Superior	45	44	32	42		30	0.04	40	0.95
	M-1 Inferior	13		31				0.03		
Espol-4H	M-1 Superior				4	565	23	0.03	22	
Espol-5H	M-1 Superior				5	440	26	0.06	26	
Espol-6	M-1 Superior	8	8	31	8		30	0.02	29	1.00
	M-1 Inferior	34	30	25	29		24	0.04	30	0.95

Fuente: Duarte & Carvajal (2022)

1.4.2.4 Reservas

1.4.2.4.1 Reservas del yacimiento Napo M-1

El Petróleo original en sitio (POES) obtenido para el área de reservas probadas es de 36.02 millones de barriles. Utilizando un factor de recobro de 20% se llega a determinar que las reservas probadas totales son del orden de 7.20 millones de barriles de petróleo. Aplicando factores de riesgo como el comportamiento del yacimiento (10%, lo cual da 6.48 MMBP), y la confiabilidad de los mapas (10%), el valor de reservas probadas totales con riesgo es de 5.83 MMBP.

Las reservas que se esperarían recuperar con los pozos actualmente en producción y los pozos propuestos es de alrededor de 5.15 MMBP, utilizando analogías con pozos del Campo AO juntamente con análisis de curvas de declinación de los pozos actualmente en producción, aunque no muy bien definidas por los periodos cortos de producción.

La tabla No 4 resume las reservas estimadas por pozo para el yacimiento Napo M-1 del Campo Espol.

Tabla 1.2 Reservas probadas estimadas por pozo del Campo Espol, yacimiento Napo M-1

CAMPO ESPOL	
YACIMIENTO M-1	
RESERVAS POR POZO	
POZO	RES. TOTALES EST. (BBL)
Espol-2	409,626
Espol-3	501,331
Espol-4H	569,159

Espol-5H	611,711
Espol-6	570,299
Espol-7H	621,980
Espol-8	527,738
Espol-9	475,935
Espol-11	382,886
Espol-12	477,385
RESERVAS TOTALES	5,148,051

Fuente: Duarte & Carvajal (2022)

1.4.2.4.2 Reservas remanentes de yacimientos secundarios

Hasta la presente fecha se ha identificado únicamente un cuerpo arenoso con posibilidad de acumulación de hidrocarburos en el yacimiento Napo U inferior en el pozo Espol-6, en el cual se realizarán las evaluaciones correspondientes para determinar su potencial y posterior desarrollo si las condiciones técnicas y económicas lo permiten.

1.4.2.4.3 Mecanismo de empuje y presión del yacimiento

En el Campo Espol, el yacimiento Napo M-1 fundamenta su mecanismo de producción en el soporte que recibe del acuífero regional. Los valores de presión del yacimiento obtenidos mediante el análisis de la prueba de restauración de presión en el pozo Espol 2 (exploratorio), mostró una presión inicial del yacimiento Napo M-1 de 2,944 psig a 8,078' TVD (mitad de perforaciones).

La permeabilidad obtenida del análisis está en el rango de 4,300 a 4,500 mD. La tabla No 5 resume en detalle los parámetros obtenidos en las pruebas iniciales de producción y antes de la prueba de restauración de presión para los pozos del Campo Espol.

Tabla 1.3 Resultados pruebas iniciales de producción en el Campo Espol, yacimiento Napo M-1

CAMPO ESPOL, ARENA M-1: PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCIÓN					
	ESPOL-2	ESPOL-3	ESPOL-4H	ESPOL-5H	ESPOL-6*
Tasa de petróleo, bpd	704	770	1003	2324	888
Tasa de agua, bpd	1	4	3	26	6

Tasa de fluido, bpd	705	774	1006	2350	894
BSW, %	0.1	0.52	0.3	1.1	0.7
°API @ 60°F	19.1	20.2	18.2	18.7	21.6
*Espol-6: inicia las pruebas de producción el 15 de enero de 2016					

Fuente: Duarte & Carvajal (2022)

1.4.2.4.4 Análisis de fluidos

Se tomaron muestras de fluidos de fondo en los pozos Espol-2 y Espol-4H y se realizó el análisis de presión, volumen y temperatura (P.V.T.). El yacimiento Napo M-1 en los dos pozos se encuentra dividido en dos unidades o estratos. Los resultados permiten observar que el yacimiento Napo M-1 presenta un crudo cuya densidad se encuentra en el rango de 18.5 a 21.6 grados API, lo cual podría interpretarse como que las dos unidades de flujo tienen diferente gravedad en el Campo Espol.

La tabla No 8 muestra los resultados obtenidos del análisis de la muestra.

Tabla 1.4 Resultados análisis P.V.T. crudo Campo Espol

CAMPO ESPOL PROPIEDADES PVT		
Pozo	Espol-2	Espol-4H
Arena	M-1	M-1
API	19.3	18.5
Punto de burbuja (psia)	776	736
FVF, Bo @ Pb (vol/std vol)	1.109	1.128
Viscosidad @ Pb (cp)	11.29	12.67
Rel. Gas – Petróleo	145	156
Viscosidad @ Pr (cp)	14.32	16.55
Temperatura (°F)	210	210

Fuente: Duarte & Carvajal (2022)

1.4.3 Completaciones Dump flooding

1.4.3.1 Definición de las completaciones de inyección

Las completaciones son la interfaz entre el yacimiento y la producción de superficie (Bellarby, 2009). “Se entiende por completación al diseño, selección e instalación de tubulares, herramientas y equipos en un pozo con el propósito de converger, bombear y controlar la producción o inyección de fluidos.” (Jiménez, 2020, p. 31)

El papel del diseñador de completaciones es tomar un pozo que ha sido perforado y convertirlo en un conducto de producción o inyección seguro y eficiente. El diseño de completaciones es una mezcla de física, química, matemáticas, ingeniería, geología, hidráulica, ciencia de los materiales y experiencia práctica en el pozo (Bellarby, 2009).

1.4.3.2 Tipos de completaciones de inyección

Los pozos pueden ser productores o inyectores. Las completaciones pueden producir petróleo, gas y agua. Las completaciones pueden inyectar gas hidrocarburo, agua, vapor y productos residuales como dióxido de carbono, azufre, sulfuro de hidrógeno, etc. Se puede combinar más de un propósito, ya sea de forma simultánea (por ejemplo, producir la tubería e inyectar por el anillo) o de forma secuencial (producir hidrocarburos y luego pasar a inyectar agua). Las completaciones suelen dividirse en la terminación del yacimiento (la conexión entre el yacimiento y el pozo) y la terminación superior (conducto desde la terminación del yacimiento hasta las instalaciones de superficie) (Bellarby, 2009).

1.4.3.3 Descripción de completación Dump flooding

El Dump flooding se refiere al proceso en el que el agua de la capa de agua de alta presión fluye hacia la capa de petróleo de baja presión bajo un diferencial de presión a través del revestimiento para mantener la presión del yacimiento y desplazar el petróleo. En la actualidad, el Dump flooding se utiliza principalmente para complementar la energía antes de la inundación por agua, y es adecuada para las regiones en las que el agua subterránea es escasa. Esta técnica se ha utilizado poco en China, con el único precedente del yacimiento petrolífero de Pinghu; mientras que la investigación en este aspecto se ha iniciado desde los años 70, y la técnica se ha utilizado sobre todo en Oriente Medio (Haiyang, et al., 2015).

El Dump flooding es un método de producción de petróleo que aprovecha las diferencias de presión para conducir el agua de un acuífero independiente de alta presión a través de un flujo de tubería de revestimiento hasta una posición de producción, permitiendo así que la presión de la formación conduzca el crudo cuando la parte superior o inferior de un yacimiento contiene una gran cantidad de agua. El Dump flooding es de bajo coste, se caracteriza por la sencillez de los procesos y es especialmente adecuada para los yacimientos (Xiao, et al., 2021).

1.4.3.4 Componentes de completación Dump flooding

Se presenta un diseño de completación Dump flooding convencional típico con todos los componentes principales en la figura mostrada a continuación.

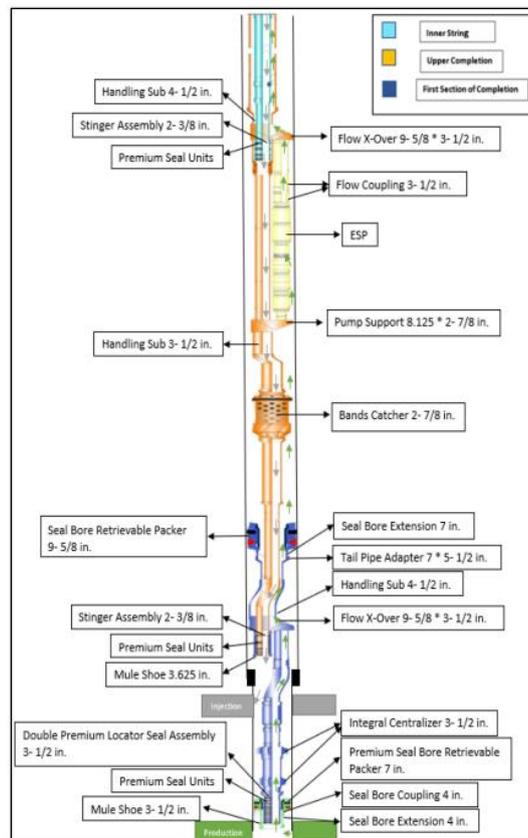


Figura 1.4 Componentes de una completación convencional de Dump flooding

Fuente: (Pleshkov, et al., 2022)

Se asume que solo existen 2 zonas: una zona de producción (zona inferior) y una zona de inyección de agua (zona superior). La completación Dump flooding, de abajo hacia arriba, está compuesta por los siguientes elementos:

Tabla 1.5 Componentes de la completación Dump flooding

Sección	Descripción
Sección 1: Quantum packer MAX 7" (Seal bore packer) String	Básicamente integrada por un Quantum Packer MAX 7" (Seal bore packer) + tubería de espaciamento + mule shoe 4" (zapata guía). Permite alojar la siguiente sección en el seal bore extension
Sección 2: Lower String	Las funciones de la sección son: comunicación con zona productora de agua a través del seal bore packer, crear una cámara de aislamiento de la arena superior e inferior entre empacaduras y permite alojar el string superior con la siguiente sección de la completación
Sección 3: Upper String + equipo BES + Flow X Over	Esta sección permite la comunicación hacia la arena de inyección que se encuentra en la cámara entre las empacaduras de 7" y 9 5/8", aloja el equipo de levantamiento artificial (BES), y permite instalar el string interno de inyección de 2 7/8" dentro de la tubería de producción de 5 1/2"
Sección 4: Inner String - inyección de agua	Permite la comunicación hacia la arena de inyección a través del by pass tubing del Upper Completion y también la inyección de agua desde superficie
Cabezal dual productor – inyector	Un dispositivo para soportar sartas concéntricas de tubería de revestimiento y tubería en la superficie, el pozo permite el flujo de fluido seguro y eficiente

Fuente: (Gamboa, 2019).

1.4.3.5 Consideraciones técnicas para la inyección de agua

Al determinar la factibilidad de llevar a cabo un proceso de inyección de agua en un yacimiento, se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones técnicas:

- Geometría del yacimiento
- Litología
- Profundidad del yacimiento
- Porosidad
- Permeabilidad
- Continuidad de las propiedades de la roca
- Magnitud y distribución de las saturaciones de los fluidos
- Propiedades de los fluidos y permeabilidades relativas

1.4.3.6 Ventajas y desventajas del sistema Dump flooding

Según Gamboa (2019), las principales ventajas del sistema Dump flooding son:

- Permite medir el caudal a inyectarse.
- Permite tomar muestras de agua en superficie.
- Minimiza el impacto ambiental asociado con la línea de inyección.
- Minimiza los gastos de capital (CAPEX) asociados con tuberías, bombas de transferencia, obras civiles y eléctricas en superficie.
- Minimiza los costos operativos (OPEX) asociados con el mantenimiento y la operación de equipos de superficie (bombas, línea de inyección y otros).
- Evita posibles fugas superficiales al medio ambiente.
- Facilita un monitoreo completo y exhaustivo de la inyección de agua (fondo de pozo y superficie) a través de los sensores y medidor de flujo de fondo de pozo de la bomba electrosumergible, así como un punto de muestreo de agua cerca de la cabeza del pozo.
- La configuración de completación minimiza cualquier carga de compresión para la bomba electrosumergible.
- Se recupera únicamente el inner string y la completación superior para no remover toda la completación del pozo.
- La configuración de completación permite ejecutar trabajos de estimulación (Rigless) en la zona de inyección de agua (intervalo superior).
- El Casing de 9 5/8" no está expuesto a la inyección de agua por encima de la empacadura superior.
- Posibilidad de inyectar productos químicos en el orificio inferior a través del capilar en el cable de alimentación de la bomba electrosumergible. (p. 36)

Por otro lado, las desventajas son las siguientes:

- Se requieren dos (2) empacaduras de producción en lugar de una empacadura para completar el pozo.

- Se requieren cinco (5) viajes para bajar toda la completación; es decir, el tiempo operativo asociado al trabajo de reacondicionamiento será mayor que al de un trabajo de completación convencional.
- No es posible ejecutar intervenciones (Rigless) (es decir, trabajos de estimulación) en el intervalo de la fuente de agua (zona inferior).
- Alto costo asociado a la tecnología Dump flooding por la diversidad de equipos utilizados en la completación.
- Limitación de la presión de inyección en superficie (2500 psi) debido principalmente a los diámetros de tubería, condiciones de reservorio y configuración mecánica de la completación (Gamboa, 2019, p. 35-36).

1.4.4 Agua de inyección

1.4.4.1 Fuentes de agua

El primer paso para seleccionar una fuente de agua es determinar la cantidad de agua que se necesitará. La fuente debe ser capaz de suministrar suficiente agua para alcanzar la tasa de inyección máxima deseada para el proyecto que se está considerando. A menudo se realiza una inundación piloto antes de pasar a una inundación a gran escala. Si se hace esto, la fuente de agua utilizada para el piloto debe ser la misma que se utilizaría para la inundación a escala completa. Esto le dará un índice válido del comportamiento del agua y le ofrecerá la oportunidad de resolver los principales problemas antes de la expansión (Patton, 1995).

Algunas de las fuentes de agua más comunes para una inundación son:

1. El agua producida.
2. Salmuera sin oxígeno o agua dulce procedente de otras zonas del subsuelo (pozos de suministro).
3. Agua superficial procedente de océanos, lagos, estanques, arroyos o ríos.
4. Pozos que extraen agua de acuíferos poco profundos. Este tipo de agua suele contener concentraciones de oxígeno disuelto, pero no está saturada.

1.4.4.2 Factores que afectan la calidad del agua.

La descripción de cada uno de los factores que afectan a la calidad del agua se detalla a continuación.

Tabla 1.6 Factores que afectan la calidad del agua de inyección

Factor	Descripción
Corrosión	La tendencia corrosiva de cada agua debe medirse siempre que sea posible. Si no se pueden realizar mediciones significativas, se puede hacer una "estimación" de la tendencia corrosiva relativa de las distintas aguas si se conoce algo sobre el pH, los gases disueltos y la salinidad.
Formación de incrustaciones	Se deben realizar cálculos de incrustación para determinar la probabilidad de formación de incrustaciones de cada agua. Es necesario medir in situ el pH, el HCO_3^- y el CO_3^{2-} para realizar cálculos precisos de las incrustaciones de carbonato cálcico.
Bacterias	Debe realizarse un análisis bacteriano de todas las fuentes potenciales de agua. Sin embargo, hay que tener en cuenta que pueden surgir problemas bacterianos en los sistemas de inyección que utilizan un agua inicialmente estéril. Los sistemas se infectan fácilmente y el crecimiento bacteriano puede ser extremadamente rápido.
Contenido de petróleo	Cualquier agua producida que pueda ser candidata a ser inyectada será examinada para ver si contiene petróleo. Cualquier contenido de petróleo en el agua puede provocar una disminución de la inyectividad, especialmente cuando se combina con sólidos en suspensión, como el sulfuro de hierro. Además, pueden formarse bloques de emulsión en los pozos de inyección.

Fuente: (Patton, 1995)

CAPÍTULO 2

2. METODOLOGÍA

La metodología está dividida en 3 fases para poder realizar el estudio de implementación de un nuevo pozo inyector mediante completación Dump flooding, las cuales son:

- Evaluación de producción del campo
- Selección del nuevo pozo inyector
- Diseño del Dump flooding

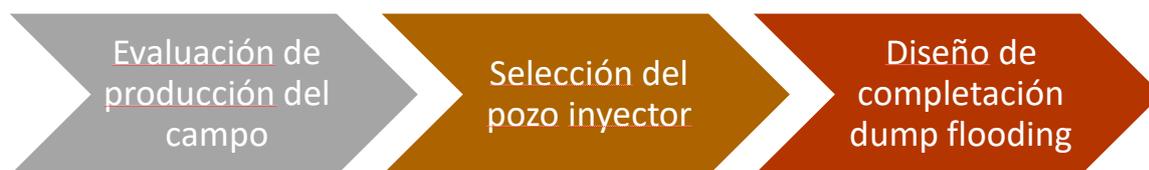


Figura 2.1 Fases de la metodología

Fuente: Duarte & Carvajal (2022)

2.1 Evaluación de producción del Campo Espol

2.1.1 Historial de producción del Campo Espol.

Para realizar la evaluación de la producción del campo fue necesario revisar toda la data histórica de producción del Campo Espol, en donde se analizaron los caudales de producción de petróleo y agua, observando su comportamiento durante la vida productiva; el objetivo de esta fase fue analizar las tendencias de la producción. El método más efectivo de analizar la información recolectada es mediante la construcción de gráficos de producción diarias en función del tiempo y determinar el punto de inflexión de forma que sean explicadas las causas de los incrementos o disminuciones para realizar un gerenciamiento adecuado del reservorio Napo M-1.

Es importante indicar que este campo cuenta con un proyecto piloto de recuperación secundaria y el análisis de las producciones iniciales excluye el efecto de dicha inyección de agua.

2.1.2 Análisis de presiones de la arena Napo M-1 del Campo Espol.

La disminución de la producción de petróleo siempre está relacionada con el agotamiento de la presión del yacimiento, por eso como parte de este estudio fue necesario recolectar información de pruebas de presión disponibles de sensores de fondo de los equipos electrosumergibles o con sensores instalados en las completaciones durante fases de evaluación, el objetivo fue poder determinar el comportamiento de la presión y con los resultados poder analizar su comportamiento en el tiempo. Los datos recolectados fueron graficados en el tiempo para los diferentes pozos y determinar la razón de cambio sin considerar el pozo inyector Espol-24.

El proceso para la ejecución del análisis de presiones de la arena Napo M-1 del Campo Espol se detalla a continuación.

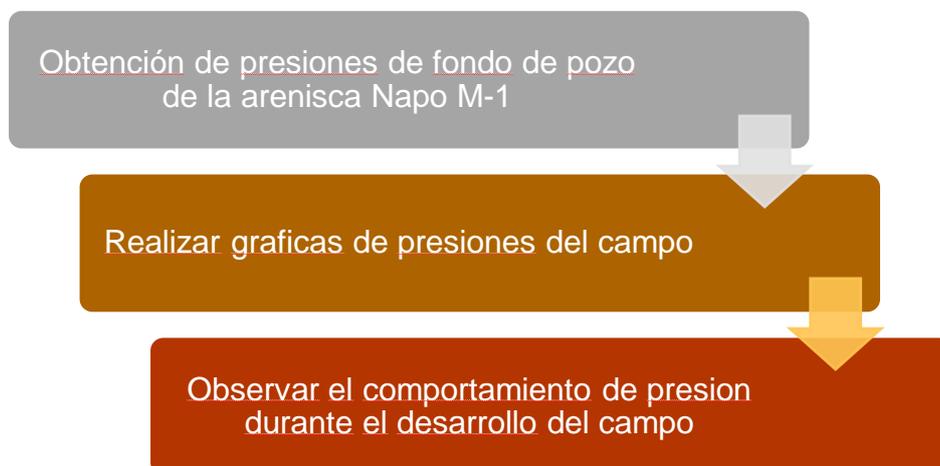


Figura 2.2 Análisis de presiones

Fuente: Duarte & Carvajal (2022)

2.1.3 Efecto de la inyección de agua a través del pozo Espol-24.

Con el objetivo implementar un nuevo pozo de inyección de agua mediante completación Dump flooding fue necesario observar y cuantificar el efecto del plan piloto a través del pozo Espol-24, la técnica consistió en determinar los incrementos de presión, caudales y reservas, mediante los datos obtenidos a partir de diciembre del 2019, además de la determinación de los pozos que fueron afectados para establecer el patrón de inyección existente y que sirvió de base para la elección del siguiente pozo inyector.

2.2 Selección de pozo inyector

La selección del nuevo pozo para inyección de agua del Campo Espol fue realizado en 4 etapas necesarias considerando la utilización de los recursos existentes, es decir, que no impliquen la perforación de un nuevo pozo, ni tampoco la construcción de facilidades de superficie; lo cual es posible conseguir con el sistema de completación Dump flooding.

El procedimiento que fue empleado para la selección del nuevo pozo fue:

- Selección de un pozo con producción de 100% de agua
- Estudio geológico-estructural del pozo seleccionado
- Determinar el área de influencia de la inyección de agua
- Evaluación de la condición del pozo candidato

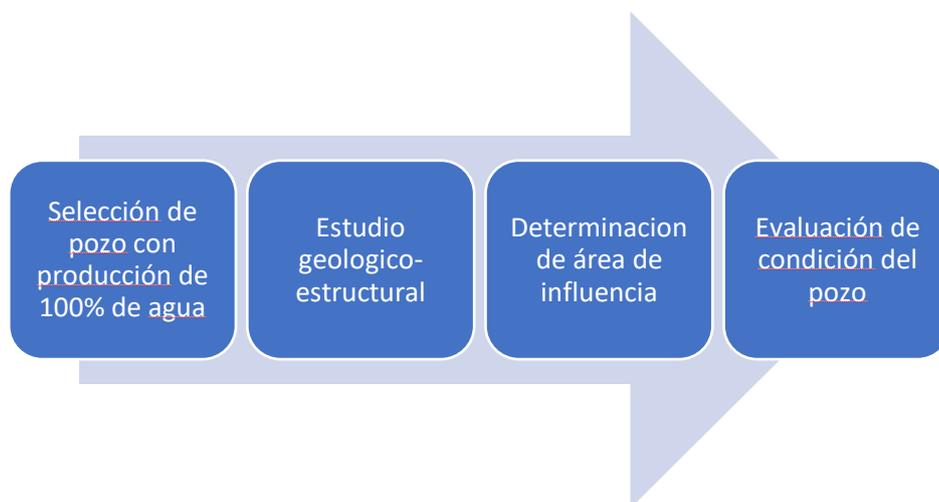


Figura 2.3 Selección del pozo inyector

Fuente: Duarte & Carvajal (2022)

2.3 Diseño de completación Dump flooding

En la parte de diseño del sistema de completación Dump flooding se debe tomar en cuenta la calidad del agua de inyección, los caudales a los cuales va a trabajar el completamiento y por último se debe realizar un cálculo de las reservas a ser recuperadas y que las condiciones de trabajo requeridas por el pozo garanticen la durabilidad de los equipos de fondo y todo esto deberá ser sustentado por el análisis económico para determinar la rentabilidad del proyecto, para decidir entre su implementación o sino optar por los métodos convencionales de inyección de agua.



Figura 2.4 Diseño de completación Dump flooding

Fuente: Duarte & Carvajal (2022)

Capítulo 3

3. Resultados y análisis

3.1 Evaluación de producción del Campo Espol

3.1.1 Historial de producción del Campo Espol.

El historial de producción del Campo Espol, desde 2015, con una proyección de datos de 2025 es detallado a continuación.

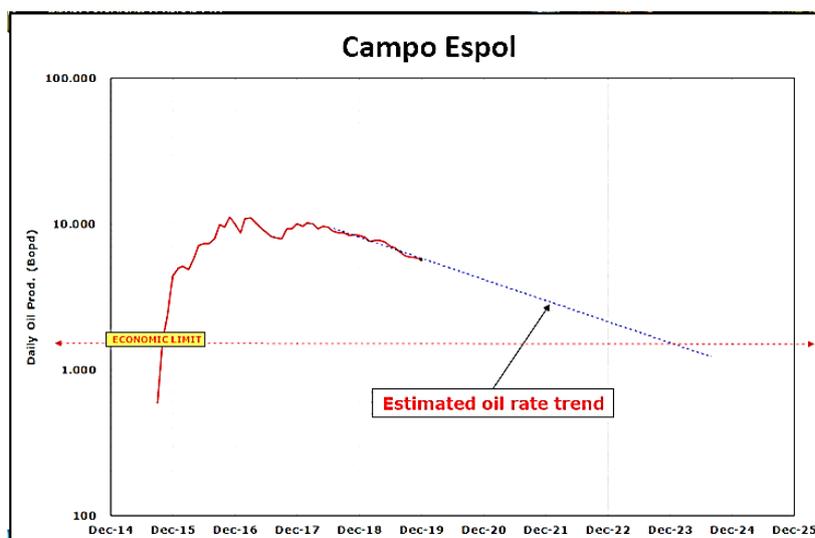


Figura 3.1 Historial de producción de crudo en el Campo Espol

Fuente: Duarte & Carvajal (2022)

Como se puede apreciar en la figura mostrada, la producción incrementa desde 2015, que fue el inicio de la perforación del primer pozo del Campo Espol-2, la misma fue incrementando producto del desarrollo del campo mediante la perforación de pozos de desarrollo alcanzando un máximo de producción de aproximadamente 10,000 barriles de petróleo. A partir de diciembre del 2016 la producción se mantuvo relativamente estable durante aproximadamente un año y empezó la disminución constante. En base al comportamiento de la disminución se realizó una estimación de la tendencia de caída de producción hasta el límite económico establecido en 2,000 barriles de producción diaria, la cual es alcanzada en el año 2023, es decir dos años antes de la finalización del contrato.

De igual forma como se analizó la producción de petróleo, para lo cual, fue necesario determinar el comportamiento de la producción de agua del campo. Esto puede observarse en la siguiente figura.

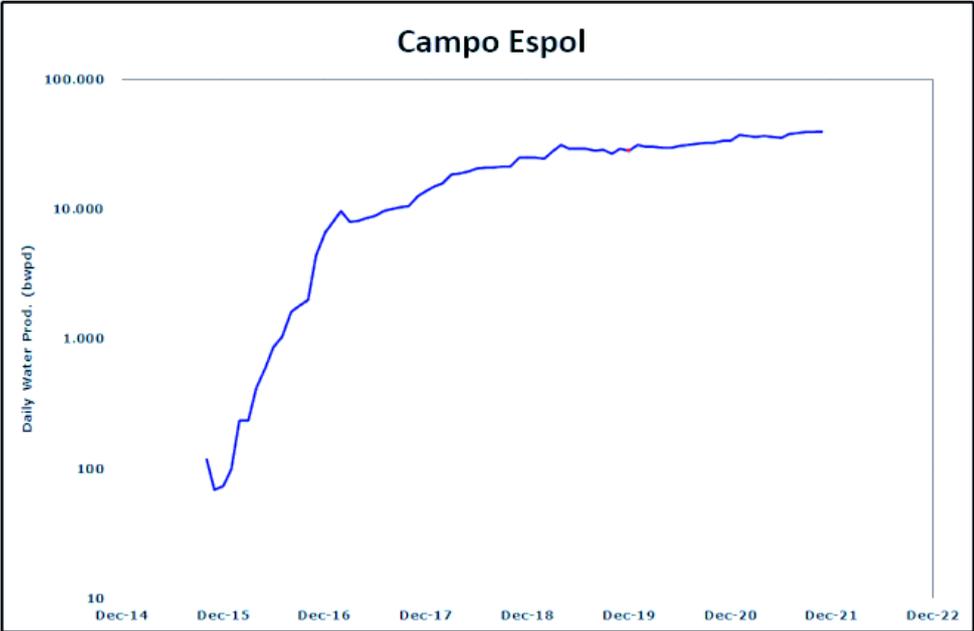


Figura 3.2 Historial de producción de agua en el Campo Espol

Fuente: Duarte & Carvajal (2022)

La figura muestra que, el incremento de la producción de agua fue alarmante desde el inicio de la vida productiva del campo hasta haber alcanzado un cima de estabilización en el año 2018 de 30,000 barriles diarios de agua producida, la tendencia incremental es menor a la obtenida en los años iniciales; este punto es de suma importancia para determinar la incidencia de la inyección de agua y los volúmenes adicionales de la misma a ser producidas de forma que se puede determinar si las facilidades de producción existentes tienen la capacidad de manejar los nuevos volúmenes producto del desarrollo de la recuperación secundaria

3.1.2 Análisis presiones de la arena Napo M-1 del Campo Espol.

Una vez que los datos de presión fueron recolectados, clasificados y depurados, se realizó la construcción de una gráfica de presión de varios pozos entre los años 2015 y 2016, para determinar el comportamiento en función del tiempo, la cual se muestra a continuación.

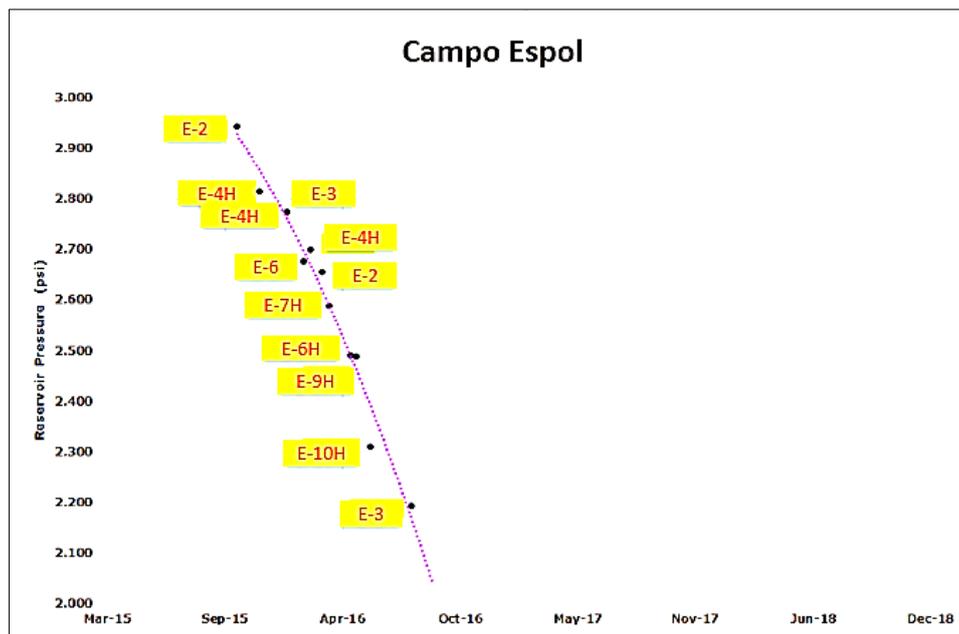


Figura 3.3 Análisis presiones de los pozos de la arena Napo M-1 del Campo Espol

Fuente: Duarte & Carvajal (2022)

La figura muestra también el cambio de presión de un mismo pozo en distintas fechas, el primer pozo perforado en este campo que fue el Espol-2, el cual, tiene una presión inicial de 2,950 psi en octubre del 2015 y este mismo pozo pasó a tener una presión de 2,650 psi en marzo del 2016, es decir que luego de 5 meses la presión disminuyó en 300 psi.

El pozo Espol-3 tiene datos de presión en diciembre del 2015 de 2,780 psi y para la fecha de julio del 2016 la presión registrada fue 2,200 psi, es decir que la caída de presión en 7 meses fue de aproximadamente 600 psi.

Ubicados los datos de presión de los distintos pozos en diferentes fechas en el periodo descrito al inicio se pudo establecer la curva que representa la tendencia de disminución

de presión, dicha grafica muestra una drástica disminución de presión de aproximadamente 1,000 psi, la cual explica la caída de los volúmenes de producción de petróleo en los años siguientes, luego de finalizada la campaña de perforación.

3.1.3 Efecto de la inyección de agua a través del pozo Espol-24.

3.1.3.1 Efecto en la presión del yacimiento

El pozo inyector Espol-24 está ubicado en la parte central - sur y fue convertido en inyector en diciembre del 2019 para detener la caída drástica de presión observada en el análisis previo para de esta forma también poder incrementar el recobro de petróleo. El efecto de este pozo piloto de inyección sirvió de base para demostrar que la inyección de agua fue posible en este campo con resultados exitosos que superaron a las expectativas, los parámetros de inyección se tomaron en cuenta como base para el nuevo pozo dada la complejidad de geológica del campo y del cambio de la gravedad API. En la figura mostrada a continuación se detalla la gráfica del comportamiento de la presión del reservorio.

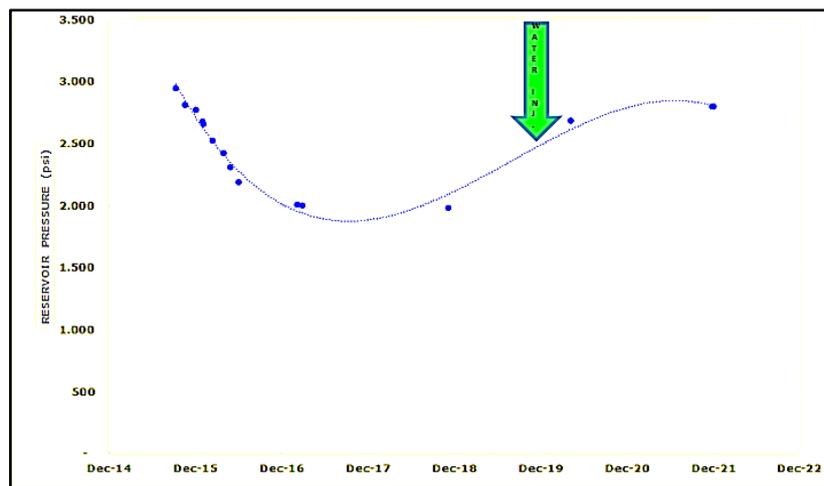


Figura 3.4 Comportamiento de la presión del reservorio

Fuente: Duarte & Carvajal (2022)

La gráfica de presión construida a partir de los datos obtenidos de sensores de fondo de diferente índole mostró que a partir de la inyección de agua fue posible detener la caída de presión del campo y aumentar la misma a valores cercanos a la inicial, esto permitió que la presión no logre llegar a la presión burbuja estimada en 750 psi, lo cual sería

perjudicial para el manejo óptimo del campo y la rentabilidad del mismo; por lo tanto el primer objetivo del pozo piloto fue logrado y esto a la vez demostró que existe comunicación del pozo Espol-24 con los pozos aledaños dando apertura a la expansión del proyecto de recuperación secundaria.

Las presiones de reservorio de los pozos Espol-39H, Espol-49H, Espol-41 y Espol-56 se detalla a continuación.

Tabla 3.1 Presión de reservorio

Pozo	Presión de reservorio, Psi			
	Año			
	2017	2018	2019	2021
Espol-39H	2369			2658
Espol-49H			2641	2465
Espol-41		2796		2878
Espol-56			2825	2874

Fuente: Duarte & Carvajal (2022)

A partir de los datos mostrados, se puede observar que, el pozo Espol-39H tuvo una presión de 2,369 psi en el año 2017 y en el año 2021 su presión fue de 2,658 psi, es decir un incremento de 289 psi, esto demostró comunicación con el pozo inyector, el pozo Espol-39H forma parte del arreglo de pozo y permitió detener la caída de presión. En el caso del pozo Espol-49H el análisis se hizo en el año 2019, cuando inició la inyección y en el 2021, ya con la recuperación secundaria, en dichos años las presiones fueron 2,461 y 2,465 psi, se puede concluir que se pudo mantener estable la presión del pozo producto del pozo Espol-24. Para el pozo Espol-41 los datos de presión disponibles fueron 2018 y 2021 con presiones de 2,796 y 2,878 psi, es decir un incremento de 82 psi y esto hace que este pozo forme parte del patrón de inyección. Por último, el pozo Espol-56 en el año 2019 tiene una presión de 2,825 psi y luego del inicio del pozo Espol-24, se alcanza una presión de 2,874 psi.

3.1.3.2 Efecto en la producción

Como parte del análisis realizado por la inyección de agua con el pozo Espol-24 está el relacionado al efecto en la producción, que, a su vez, está asociado al incremento de presión mostrado en el análisis previo.

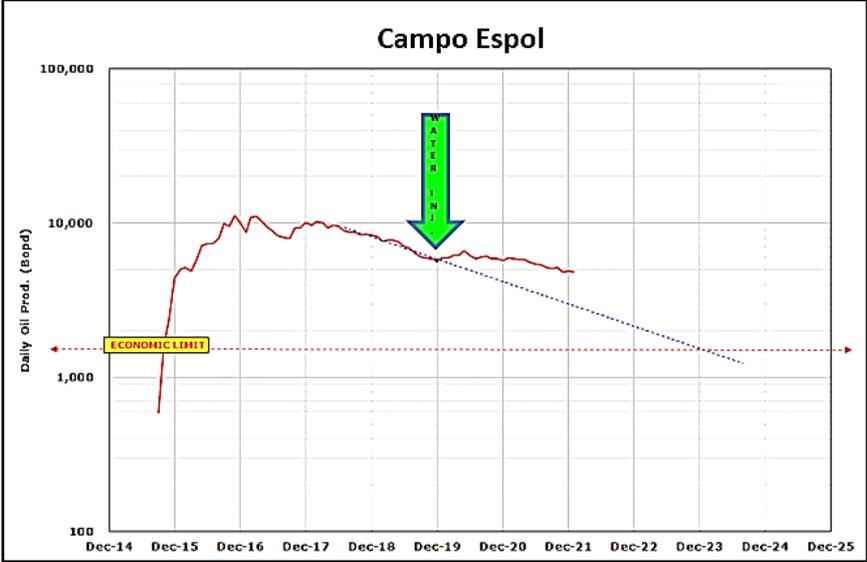


Figura 3.5 Efecto en la producción del Campo Espol: Napo M-1

Fuente: Duarte & Carvajal (2022)

La construcción de la gráfica realizada con los datos de producción de petróleo diaria muestra que la inyección implementada en diciembre del 2019 cambia la tendencia señalada con la línea segmentada y muestra un aumento sobre esa tendencia, de esta forma se puede aseverar que, se incrementó el caudal de producción sobre la curva base.

En base a lo mencionado, se construyeron gráficas de la producción de los pozos Espol-2, Espol-3, Espol-4H, Espol-6, Espol-10H, Espol-12, Espol-13, Espol-22H, Espol-25, Espol-26, Espol-39H y Espol-40H, con la finalidad de analizar la influencia del pozo Espol-24 en la producción de dichos pozos. En este sentido, se trazaron líneas de tendencia hasta diciembre de 2019 por lo antes mencionado. Estas gráficas pueden ser evidenciadas en el apartado de apéndices.

Este cambio de tendencia sobre la curva base dio como resultado un incremento del EUR en 5MMBO, logrando extender el límite económico que estaba estimado alcanzar

en el año 2023, es decir antes de la culminación del contrato del campo, extendiéndolo hasta el 2025, como se muestra en la siguiente figura.

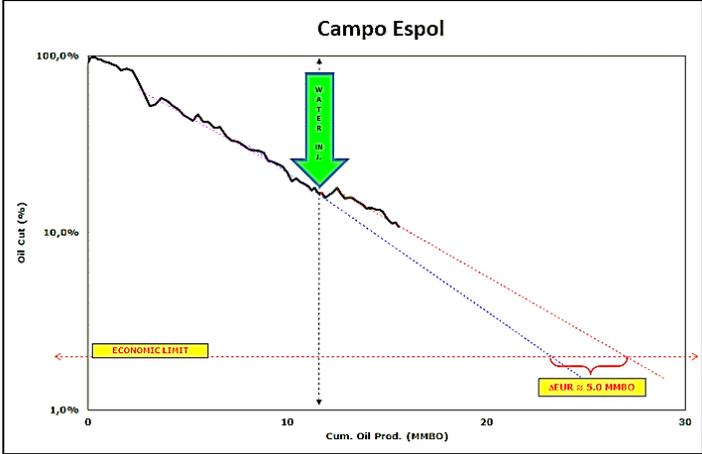


Figura 3.6 Análisis del EUR del Campo Espol: Napo M-1
Fuente: Duarte & Carvajal (2022)

Dentro del análisis fue importante determinar el impacto de la inyección sobre la producción de agua diaria del campo, se pudo observar que existe un incremento en la misma, pero no es tan considerable como la registrada históricamente desde el año 2015 hasta diciembre 2018. Este resultado hace más favorable continuar con el desarrollo del proyecto de recuperación secundaria al no ser necesario potenciar la planta de producción para el procesamiento de volúmenes considerables adicionales de agua.

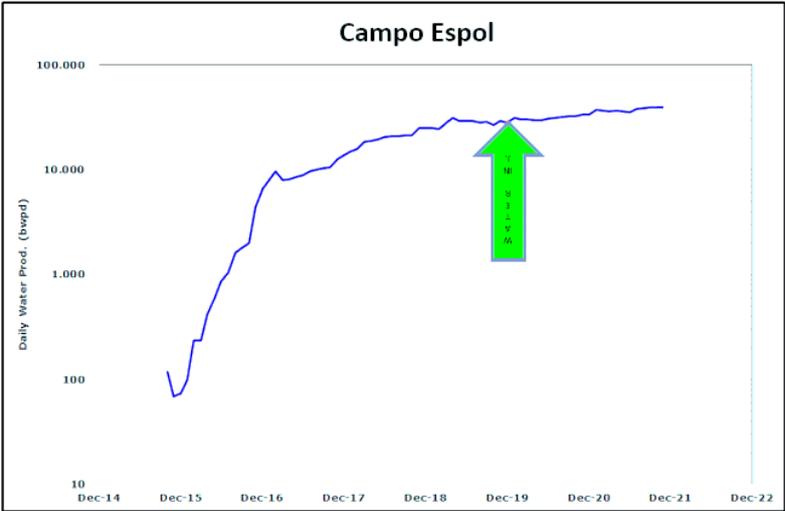


Figura 3.7 Impacto de la inyección sobre la producción de agua diaria del Campo Espol: Napo M-1
Fuente: Duarte & Carvajal (2022)

3.2 Selección de pozo inyector

3.2.1 Selección de pozos cerrados con producción de agua del 100%

A partir de datos históricos de los pozos productores, se pudo encontrar que el pozo Espol-52 se encontraba cerrado desde noviembre del 2019 debido a que su producción fue 100% agua como se muestra en la siguiente figura.

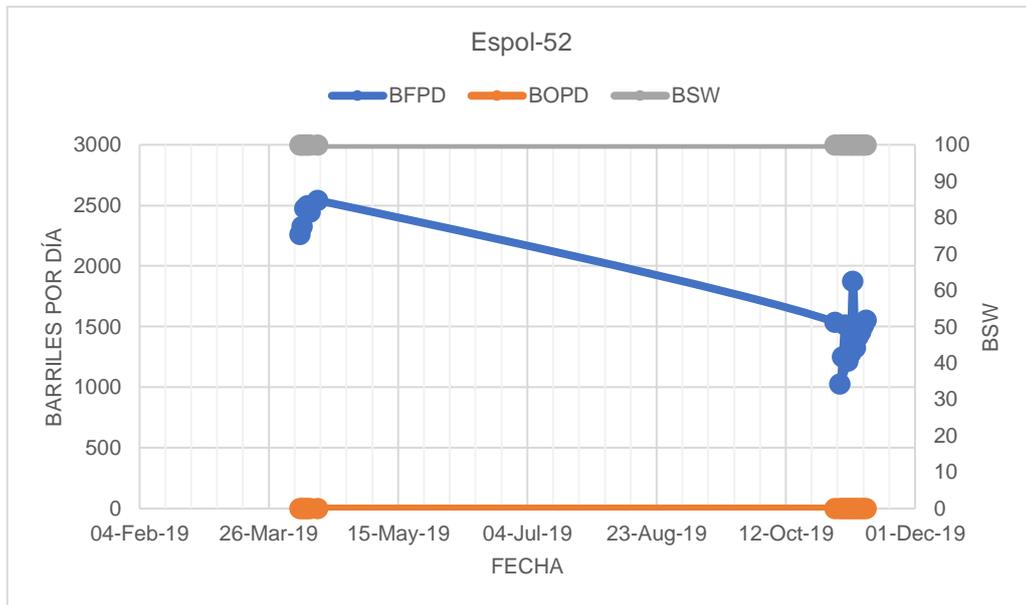


Figura 3.9 Historial de producción del pozo Espol-52

Fuente: Duarte & Carvajal (2022)

Los datos muestran que, este pozo fue perforado en marzo del 2019 y completado en abril del mismo año con un equipo electrosumergible D2400N de 375 etapas con un motor de 270 Hp, la producción inicial fue de 2,261 BFPD con un corte de agua del 100%, el pozo fue monitoreado su comportamiento durante 7 meses sin lograr obtener recuperación de petróleo y decidió ser apagado.

Este pozo se encuentra en la parte sur – este del campo y dado que no está siendo productivo, se decidió someterlo a un estudio que permita determinar si su ubicación geológico estructural, sumado a las condiciones mecánicas son favorables para extender la recuperación secundaria.

3.2.2 Análisis geológico estructural de pozo inyector

El estudio geológico estructural permitió determinar que el pozo esta completado en el mismo estrado de otros pozos los cuales seria: Espol-41, Espol-43H, Espol-28, Espol-49H, Espol-47, Espol-58, Espol-44, Espol-19, Espol-12.

Esto fue de gran importancia para el estudio, pues al menos indica inicialmente continuidad geológica del estrado productor de la arenisca Napo M-1, pero la complejidad geológica y la heterogeneidad, hace necesario que se determine comunicación hidráulica entre el pozo inyector candidato y los pozos considerados afectados.

3.2.2.1 Análisis de mapa estructural

Teniendo como base la continuidad geológica estructural se pudo apreciar que el pozo recomendado, Espol-52, está ubicado en la parte baja del estrato lo cual es de gran ayuda porque basados en la ecuación de flujo fraccional, se recomienda que la inyección de agua sea realizada con estratos cuya inclinación sea hacia arriba y de esta forma poder disminuir la fracción de agua como se puede observar en la siguiente ecuación:

$$f_w = \frac{1 - 0.488 \frac{K_o A}{\mu_o q_t} \Delta \gamma \text{sen} \alpha}{1 + \frac{K_o \mu_w}{K_w \mu_o}}$$

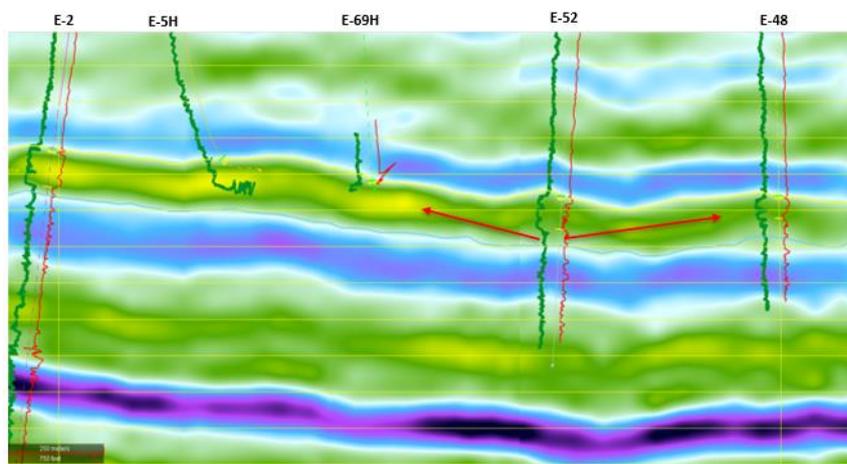


Figura 3.10 Mapa sísmico

Fuente: Duarte & Carvajal (2022)

El mapa de amplitudes ayudó a determinar continuidad de la arenisca Napo M-1 entre los pozos considerados inicialmente, este tipo de correlación permitió reforzar el análisis previo realizado, para de esta forma pasar al modelo dinámico que será decisivo para la continuidad del estudio.

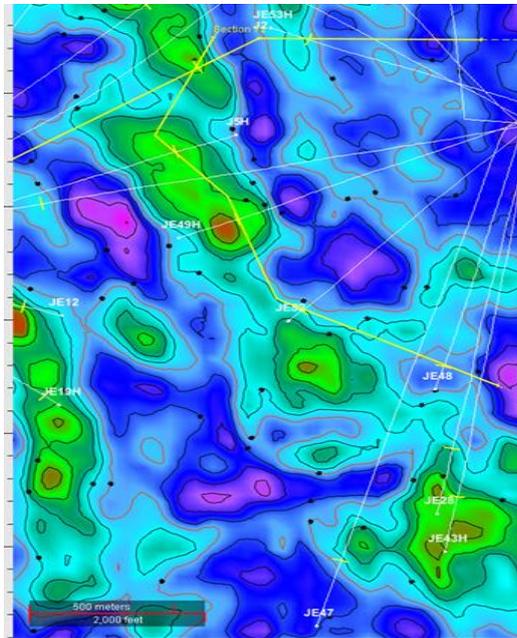


Figura 3.11 Mapa de amplitudes

Fuente: Duarte & Carvajal (2022)

3.2.2.2 Área de influencia

La determinación del área de influencia es de gran importancia para poder determinar los volúmenes de petróleos incrementales a recuperar, una de las formas que se utilizó fue mediante el uso de simulador, se ingresó la información del yacimiento requerida para realizar una corrida de simulación con el programa Eclipse office para determinar el área de influencia.

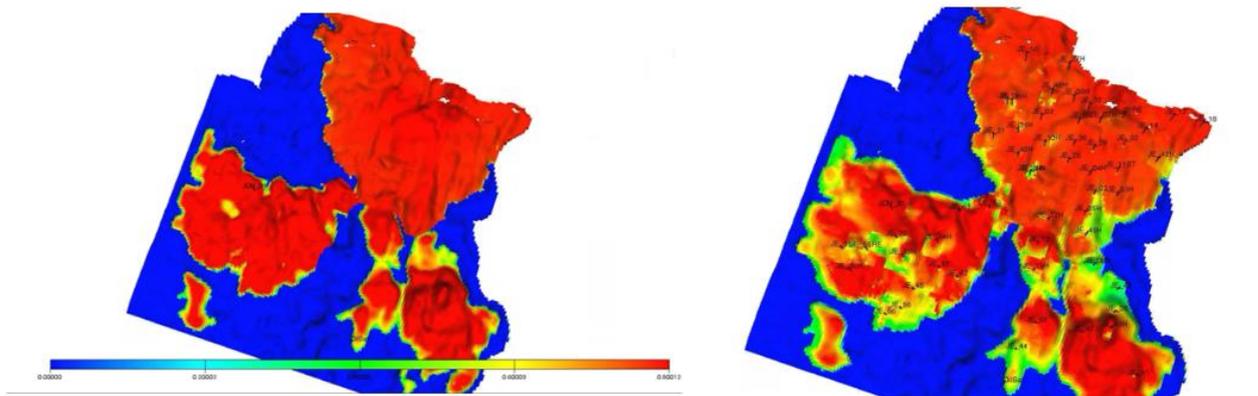


Figura 3.12 Determinación del área de influencia

Fuente: Duarte & Carvajal (2022)

La primera imagen muestra la condición del yacimiento previo a la inyección con el pozo Espol-52, mientras que en la segunda imagen una vez realizada la simulación se puede observar como la inyección tiene una afectación directa a los pozos que fueron considerados en el análisis estático.

3.2.2.3 Área de influencia mediante pruebas de interferencia

Otra forma que se usó para determinar los pozos que serían afectados por la inyección de agua a través del pozo Espol-52 fue mediante el análisis de pruebas de interferencia.

La grafica mostrada presenta los datos de presión del sensor de fondo del pozo Espol-49H, se observa que cuando fue puesto en producción el pozo Espol-53H existió una perturbación en la presión del pozo Espol-49H, disminución en la hora 300, y de igual forma ocurrió con el ingreso del pozo Espol-52 en producción en abril 2019 a la hora 650 en donde ocasionó una disminución de presión, esto indica que existe una comunicación entre los pozos Espol-53H, Espol-49H, Espol-52 lo cual confirma lo analizado en el modelo estático y en las corridas de simulación. Importante resaltar que existe un pico de presión en el tiempo de 450 horas producto del cierre del pozo Espol-49, este efecto fue observado también en el pozo Espol-53H que estaba en producción.

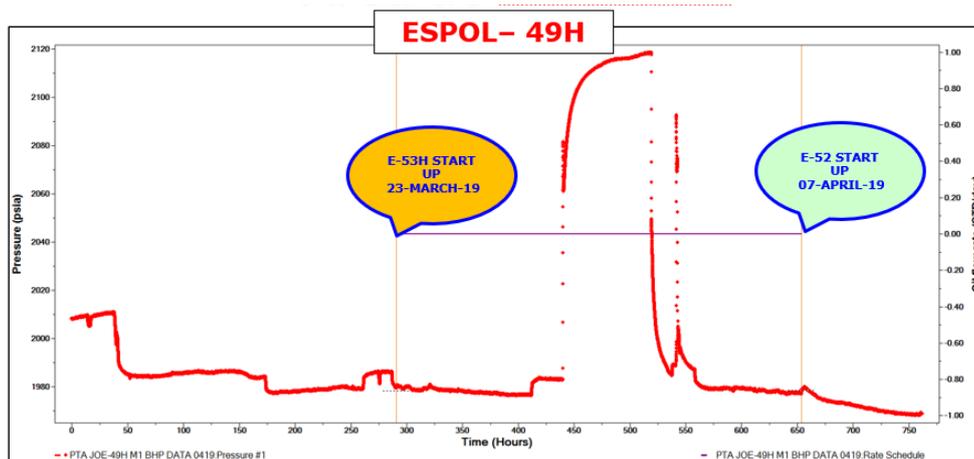


Figura 3.13 Análisis de pruebas de interferencia del pozo Espol-49H

Fuente: Duarte & Carvajal (2022)

El comportamiento de la presión de fondo del pozo Espol-43H se puede observar en la gráfica que fue perturbada por el encendido de los pozos Espol-53H, Espol-52 y Espol-48, esto ayuda a concluir que existe comunicación entre los pozos Espol-53, Espol-43, Espol-52 y Espol-48.

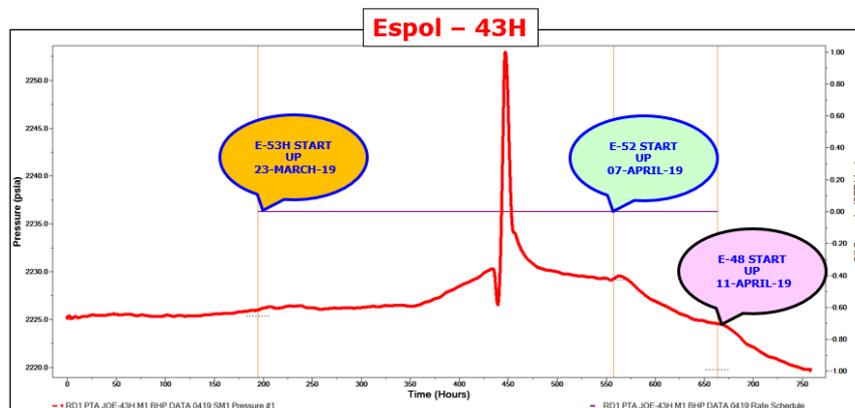


Figura 3.14 Comportamiento de la presión de fondo del pozo Espol-43H

Fuente: Duarte & Carvajal (2022)

La presión del pozo Espol-43H desde el registro de la presión se nota con una ligera tendencia de ascenso hasta que ingresa en producción del pozo Espol-53H y elimina dicha tendencia, el ingreso en producción de los pozos Espol-52 y Espol-48 hacen notar claramente el efecto comunicativo del uno con respecto al otro, hacen disminuir la presión, en el tiempo de 450 horas se realiza un cierre de pozo que fue observado en los sensores de presión de los pozos en cuestión.

Con el análisis interferencia de presión de los pozos considerados inicialmente en el patrón, se estimó un área de influencia del pozo Espol-52, que se muestra en la figura del campo, esta área de influencia sirve para poder calcular el índice de inyectividad ya sea de forma manual o estimado a través del simulador, además esta información sirvió para estimar los volúmenes incrementales de producción diaria de petróleo.

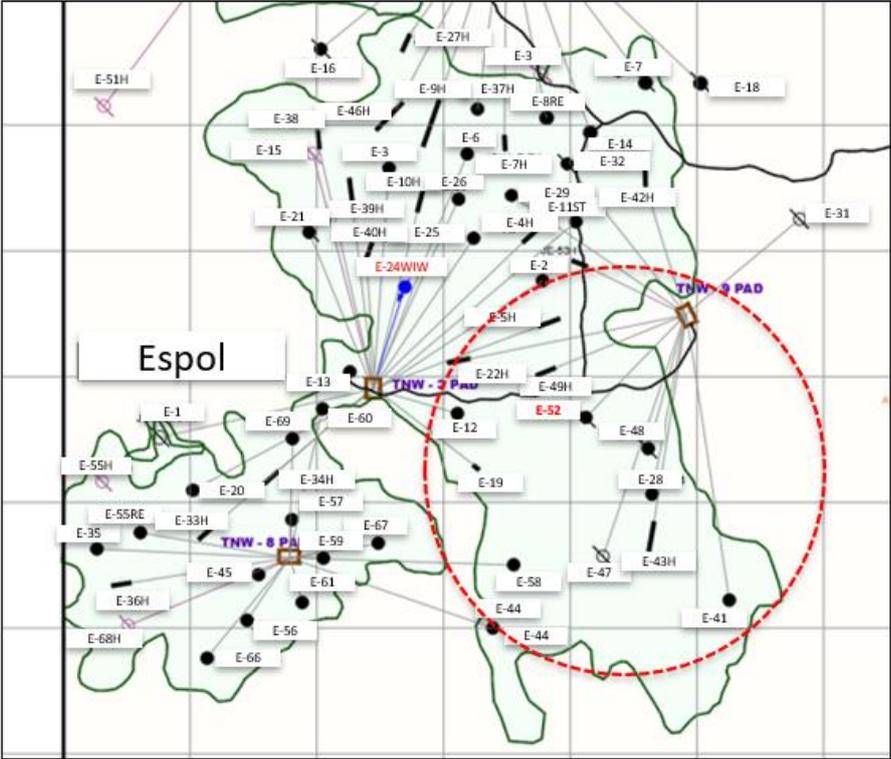


Figura 3.15 Área de influencia del pozo Espol-52

Fuente: Duarte & Carvajal (2022)

3.2.2.4 Análisis de independencia de cuerpos de arena Napo M-1

El análisis que se realizó en este punto es crítico porque era necesario demostrar que los cuerpos superior e inferior de la arena Napo M-1 del campo son distintos y que no tiene comunicación.

El pozo en estudio fue completado en agosto del 2016 y puesto en producción del intervalo inferior de la arenisca Napo M-1 comprendido entre 11,350 pies hasta 11,360

pies con un caudal de 1,656 BFPD y un corte de agua inicial del 100% mediante el uso de un equipo electrosumergible.

Un build up fue realizado en el pozo en septiembre del 2016 y la figura muestra el comportamiento y modelo empleado para el análisis de la prueba.

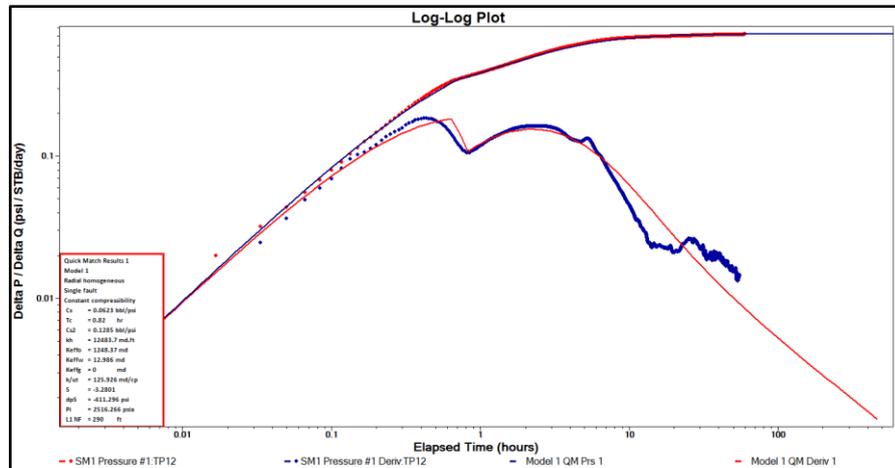


Figura 3.16 Build up del pozo Espol X Napo M-1 Intervalo: 11,350' – 11,360' MD

Fuente: Duarte & Carvajal (2022)

Los resultados del build up obtenidos se muestran en la tabla de la cual destacan que la presión del yacimiento era 2,516 psi con un IP de 1.83 BPD/psi.

Tabla 3.2 Resultados del build up Napo M-1 inferior

Salinidad, ppm NaCl	68,887
Pwf @ Datum, psi	1,973
Presión de yacimiento @ Datum, psi	2,516
IP (al fluido) evaluación de prod. BPD/psi	1.83
Gradiente de fluido, psi/ft	0.4189
Permeabilidad, mD	1,248
Daño total de formación	-3.28
IP al petróleo (Evaluación de presión), BPD/psi	1.15
IP al petróleo (Evaluación de producción), BPD/psi	1.38
Modelo	Radial homogéneo
Falla	Simple
Compresibilidad	Constante

Fuente: Duarte & Carvajal (2022)

En el 2018 el pozo fue sometido a una intervención y se punzona el intervalo superior aislando el intervalo inferior, la producción inicial fue de 584 BFPD con un BSW del 100% también en el levantamiento del fluido se utilizó un equipo electrosumergible. El pozo fue sometido a un build up para determinar propiedades del yacimiento.

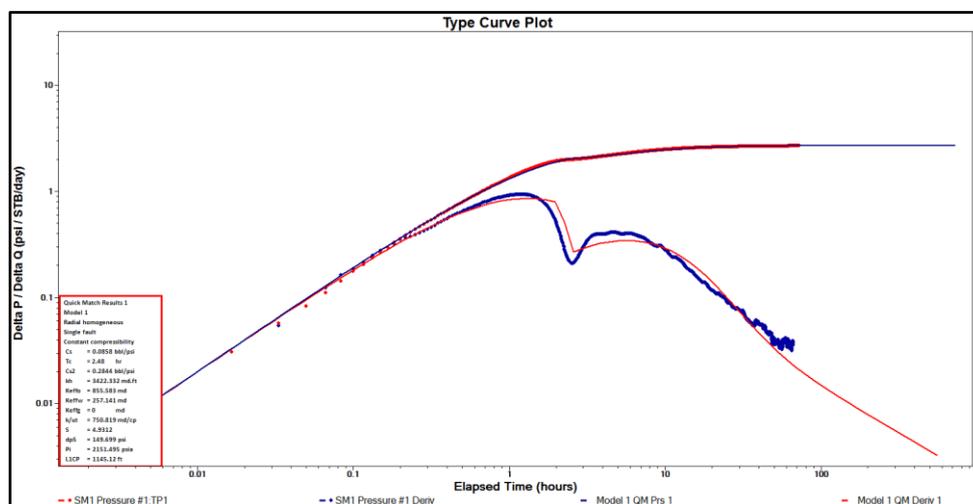


Figura 3.17 Build up del pozo Espol X Napo M-1 Intervalo: 11,326' – 11,332' MD
Fuente: Duarte & Carvajal (2022)

Los datos obtenidos por los sensores fueron ajustados de buena forma al modelo disponible por el programa y los resultados que se muestran en la tabla, la presión del yacimiento fue de 2151 psi con un IP de 1.48 BPD/psi

Tabla 3.3 Resultados del build up Napo M-1 superior

Salinidad, ppm NaCl	66,990
P _{wf} @ Datum, psi	1,730
Presión de yacimiento @ Datum, psi	2,151
IP (al fluido) evaluación de prod. BPD/psi	1,48
Gradiente de fluido, psi/ft	0.4281
Permeabilidad, mD	856
Daño total de formación	4,93
IP al petróleo (Evaluación de presión), BPD/psi	0.383
IP al petróleo (Evaluación de producción), BPD/psi	0.371
Modelo	Radial homogéneo
Falla	Simple
Compresibilidad	Constante

Fuente: Duarte & Carvajal (2022)

En base a los resultados se pudo encontrar que el intervalo de Napo M-1 inferior que había estado en producción tuvo una presión del yacimiento de 2,516 psi con un IP de 1.83 BPD/psi, mientras que el nuevo intervalo correspondiente al intervalo M-1 superior que fue perforado luego y puesto en producción, tenía una presión de 2,151 psi y un IP de 1.48 BPD/psi. Como se puede apreciar los parámetros de ambos cuerpos son distintos, por lo tanto, la operadora declaró que ambos cuerpos eran diferentes y no tenían ningún tipo de comunicación, además se pudo notar claramente que las permeabilidades son distintas 1,248 mD y 856 mD. Esta conclusión permitió continuar con el estudio para el sistema de completación dump flooding.

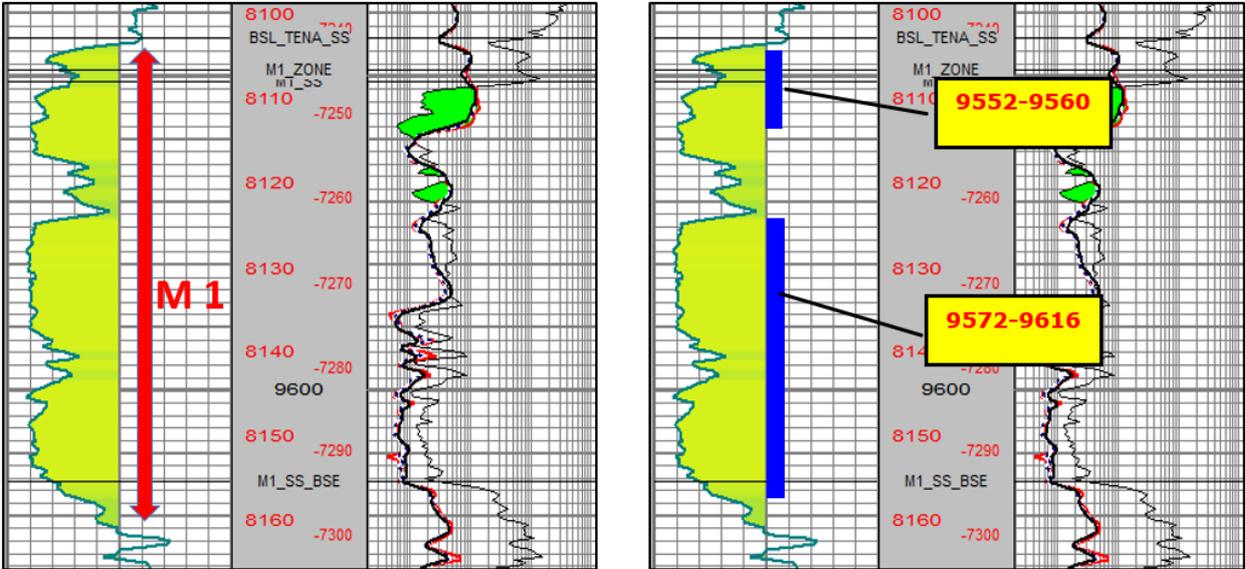


Figura 3.18 Registro de la Arena Napo M-1

Fuente: Duarte & Carvajal (2022)

3.2.2.5 Evaluación de calidad de cementación primaria

Finalmente, como parte del análisis previo al diseño de la completación Dump flooding, fue necesario determinar la condición la calidad de la cementación primaria para evitar flujo cruzado entre los estratos a ser empleados. Los registros CBL, VDL y de impedancia acústica mostraron una excelente condición de la cementación primaria en los intervalos de interés con valores de CBL menor de 4 mV, mientras que el CBL muestra fuertes arribos de la formación con lo antes mencionado se puede concluir que existe una buena

adherencia entre casing, cemento y la formación; por último, el registro de impedancia indica que no existe contaminación del cemento.

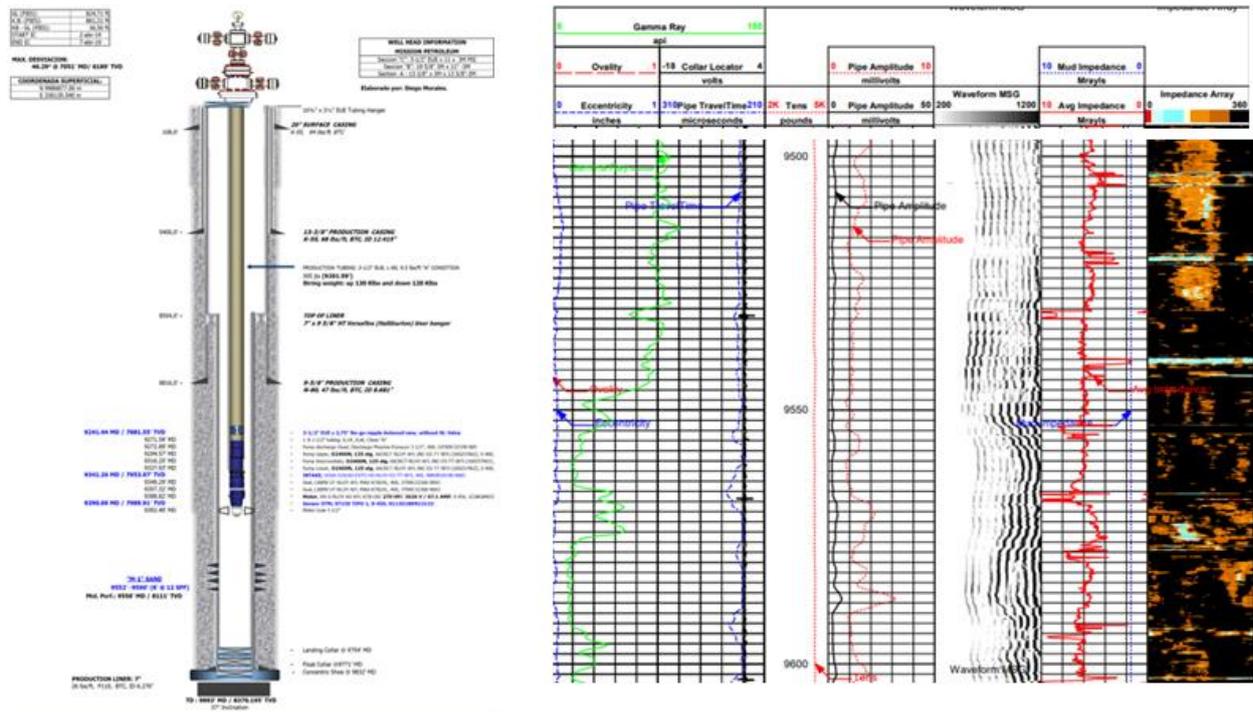


Figura 3.19 Evaluación de calidad de cementación primaria

Fuente: Duarte & Carvajal (2022)

3.3 Diseño de completación Dump flooding

3.3.1 Análisis de agua de formación de arena Napo M-1

Los resultados del análisis de agua de formación de la arena Napo M-1 mostraron que:

- El agua de referencia fue tomada de la planta de inyección.
- Un análisis de los principales parámetros fue realizado del agua de los pozos Espol-21 y Espol-42, debido a que los resultados del pozo Espol-52 fueron distorsionados debido a la condición mecánica del mismo, cerrado desde el año 2019; por lo tanto la muestra no era representativa de la arena Napo M-1.
- El análisis comparativo demostró que la calidad del agua producida de la arenisca Napo M-1 del pozo Espol-52 puede ser usada de forma directa para inyección,

dado que los sólidos suspendidos totales son menores a los obtenidos en la planta.

Tabla 3.4 Análisis de agua de formación de arena Napo M-1

ESTACIÓN	FECHA	CLORIDE ppm Cl ⁻	Salinity ppm NaCl	Total alkalinity ppm CaCO ₃	Total hardness ppm CaCO ₃	Hardness Calcium ppm CaCO ₃	TSS, ppm	Tendencia Incrustante, Descarga	Tendencia Corrosiva
ESPOL BATTERY	14/1/2022	16450	27143	335	1976.125	1480	12.7	BAJA	MUY SEVERA
ESPOL BATTERY	13/3/2022	17600	29040	380	2085.25	1660	16.3	BAJA	LEVE

Fuente: Duarte & Carvajal (2022)

Tabla 3.5 Control de calidad de agua

CALIDAD DE AGUA			
FECHA	POZO	TSS PPM	TURBIDEZ NTU
22-05-22	Espol-21	11	7.8
22-05-22	Espol-42	10	12.8

Fuente: Duarte & Carvajal (2022)

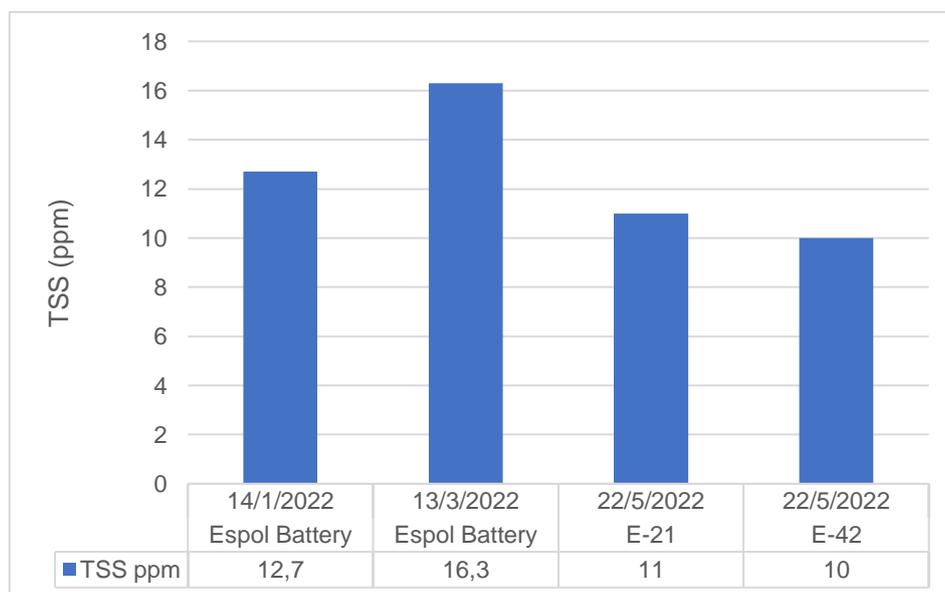


Figura 3.20 Comparación de sólidos suspendidos totales de las fuentes de agua

Fuente: Duarte & Carvajal (2022)

3.3.2 Estimación de caudales y presiones de inyección

Para la estimación de caudales y presiones de inyección del pozo Espol-52, se revisó el comportamiento del pozo Espol-24. Aquí, se obtuvo una presión de inyección promedio de 1,500 psi y un caudal promedio de inyección de 5,000 BPD.

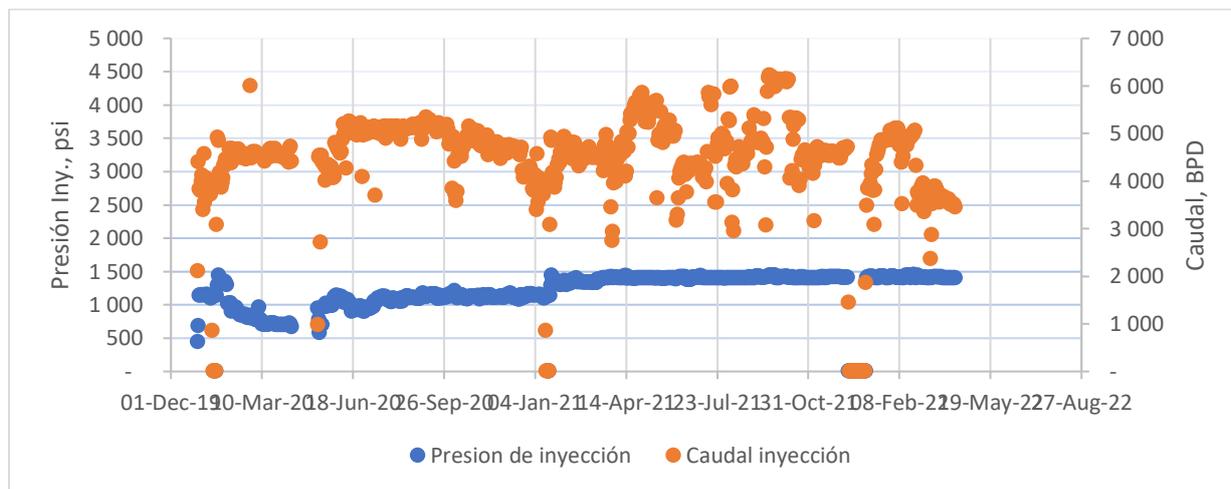


Figura 3.21 Estimación de caudales y presiones de inyección

Fuente: Duarte & Carvajal (2022)

Con el uso del simulador Eclipse se procedió a realizar los diferentes escenarios de inyección para el pozo Espol-52.

FIELD	ESPOL			
WELL	ESPOL - 52			
INTERVAL	9552' - 9560'			
K_h	1,450.0	md		
h	6.0	ft		
U_w	0.47	cp		
S_v	20.0			
r_{ev}	1,000.0	ft		
B_w	1.0			
r_w	0.3	ft		
Datum	8,145	ft		
Pr @ Datum	2,574	psi		
Gradient	0.433	psi/ft		
MP (TVD)	8,145	ft		
Pr @ MP	2,574	psi		
I.I.	4.79	bwpd/psi		
P_{wh} (psi)	P_{inj} @ MP (psi)	ΔP (psi)	Q_{inj} (bwpd)	Q_{inj} (bwpm)
-	3,277	703	3,364	2.3
500	3,777	1,203	5,757	4.0
1,000	4,277	1,703	8,151	5.7
1,400	4,677	2,103	10,065	7.0
1,800	5,077	2,503	11,980	8.3
2,000	5,277	2,703	12,937	9.0
2,500	5,727	3,153	15,091	10.5
3,000	6,127	3,553	17,006	11.8

Figura 3.22 Posibles escenarios de inyección para el pozo Espol-52

Fuente: Duarte & Carvajal (2022)

El objetivo de inyección es un caudal de 5,000 BFPD con presiones por debajo de los 1,800 psi, debido a los buenos resultados obtenidos con estos parámetros de trabajo en el pozo Espol-24, además porque caudales superiores podrían dar como resultado una interdigitalización del fluido inyectado y un incremento de la fracción de agua, sumado al fenómeno que el campo presenta con una variedad en la gravedad API

3.3.3 Estimación de incremento del EUR

Se realizó la simulación con el uso del software Eclipse para poder determinar el recobro adicional al EUR como resultado de la inyección de agua mediante la conversión del pozo Espol-52, tomando en consideración la aplicación del proyecto desde agosto del 2022 hasta la finalización del contrato en diciembre del 2025.

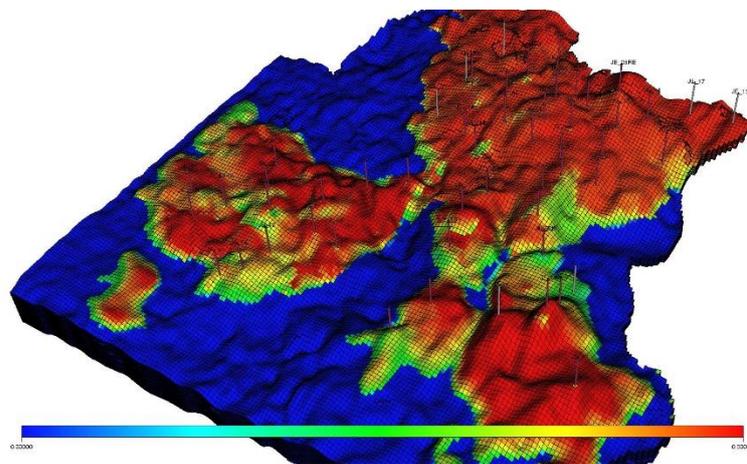


Figura 3.23 Estimación de EUR

Fuente: Duarte & Carvajal (2022)

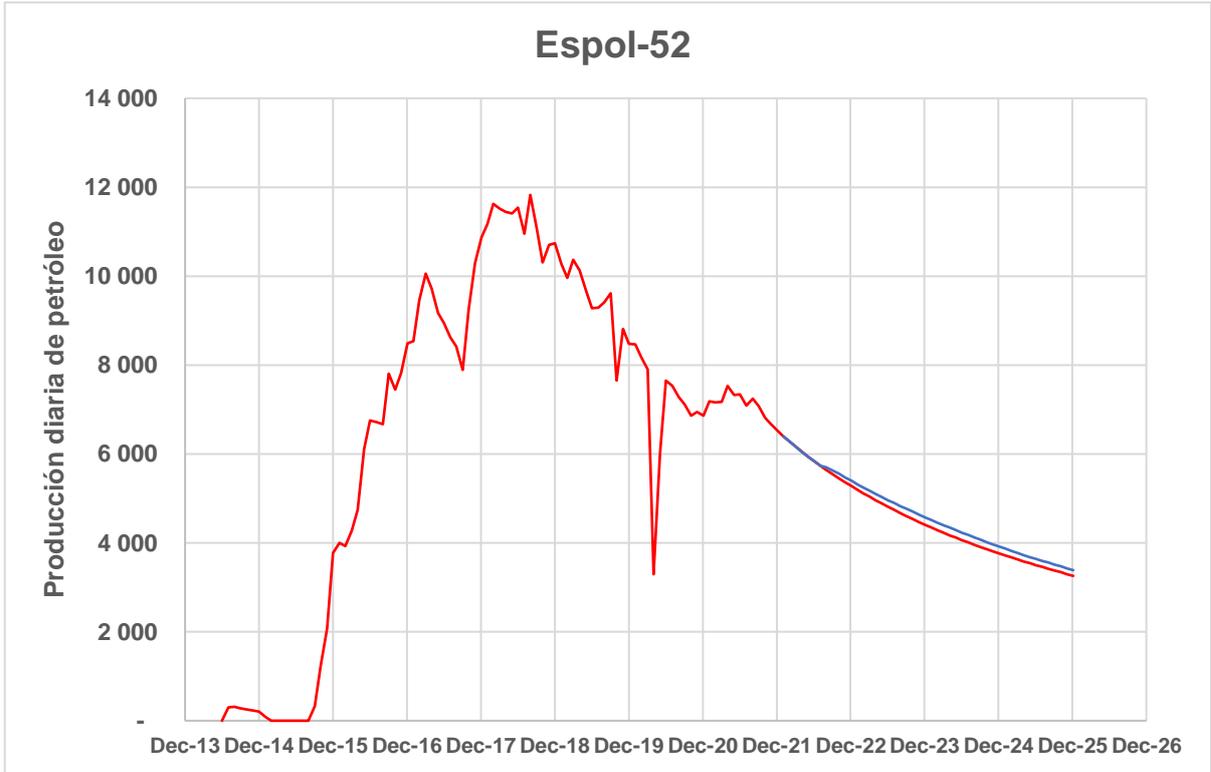


Figura 3.24 Producción diaria de petróleo del Pozo Espol-52

Fuente: Duarte & Carvajal (2022)

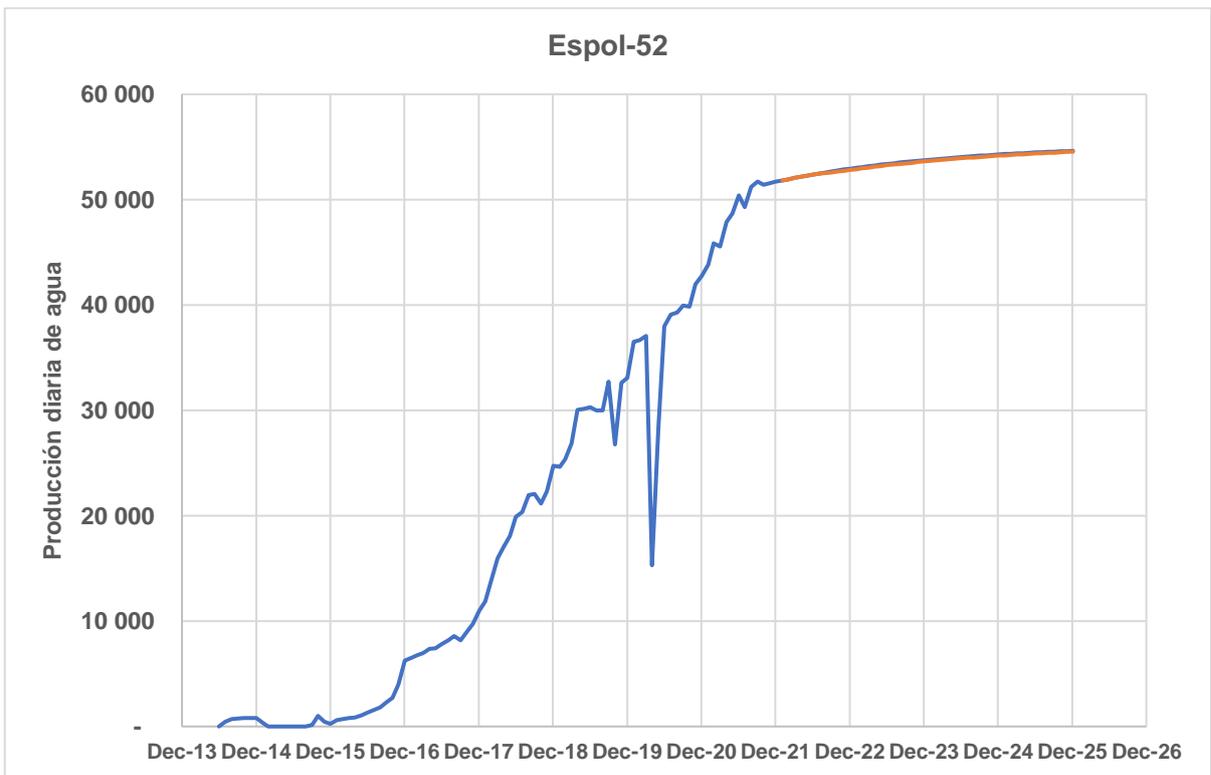


Figura 3.25 Producción diaria de agua del Pozo Espol-52

Fuente: Duarte & Carvajal (2022)

En las gráficas mostradas, se detallan los resultados de la simulación en Eclipse con un valor incremental del EUR estimado en 177,079.93 barriles de petróleo sin cambio significativo en los volúmenes de agua.

3.3.4 Diseño de completación con well builder

En base a la configuración mecánica del casing y profundidades de los intervalos productor e inyector se procedió a realizar el esquema de completación Dump flooding, para ellos fue necesario ingresar:

- Información de la trayectoria del pozo (survey).
- Detalle de revestidores: tipos, profundidades, diámetros y grados.
- Propiedades del reservorio: profundidades, temperatura, presión, propiedades PVT, entre otros.
- Ingreso de los componentes de la completación con todos los detalles y profundidades considerando las profundidades de posicionamiento de cada componente en espacial los empaquetadores y el intake del equipo electrosumergible.

El resultado de la ejecución de este proceso se detalla a continuación:

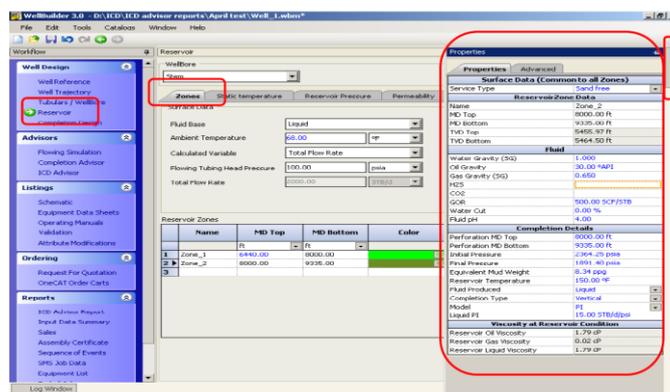


Figura 3.26 Diseño de completación con well builder

Fuente: Duarte & Carvajal (2022)

Prepared For	Deviation (deg)	Prepared By	Final MD (ft)	Max Dogleg (deg/100ft)
Juan Fernando Romero	25.24	Augusto Huaca		3.6
Rig Name	Revision / Date	Field	Well Name	Client

Casing Data									
Type	OD (in)	Weight (lbm/ft)	Grade	ID (in)	Drift ID (in)	Connection	Top MD (ft)	Bottom MD (ft)	Length (ft)
Production Csg	9-5/8	47.00	N80	8.681	8.525	BTC	0.00	8400.00	8400.00
	9-5/8	53.50	P110	8.535	8.500	BTC	8400.00	10665.00	2265.00
Production Liner	7	26.00	P110	6.276	6.151	BTC	10462.00	11618.00	1156.00

Item	Description	OD (in)	ID (in)	Quantity	Length (ft)	Top Depth (ft)	Bottom Depth (ft)	Comments
INNER STRING								
H1	X-OVER 2-7/8" EUE PIN UP x 2-7/8" TSH BLUE PIN DOWN	2.875	2.323		5.00	0.00	5.00	
H2	INNER PRODUCTION TUBING, 2-7/8" 6.4# TSH-BLUE Box x Pin, L-80	2.875	2.323		4706.54	5.00	4711.54	
H3	X-OVER, 2-7/8" 6.4# TSH-BLUE BOX x 2-7/8" 6.5# EUE PIN	2.875	2.441		1.50	4711.54	4713.04	
H4	NOGO 2.25" R, 2-7/8" EUE BOX X PIN	3.500	2.190		1.00	4713.04	4714.04	SLB-CPS
H5	X-OVER, 2-7/8" 6.5lbs/ft EUE Box Up x 2-3/8" 4.6lbs/ft NV Pin Down	2.875	1.991		0.96	4714.04	4715.00	SLB-CPS
H6	PUP JOINT, 2-3/8" 4.6lbs/ft NV Box Up x Pin down	2.875	1.991		15.00	4715.00	4730.00	SLB-CPS
H7	STINGER ASSEMBLY, 2-3/8" 4.6lbs/ft NV BOX UP CON NO-GO 1.81"R(aumentado a 8FT de sellos)	2.750	1.810		8.00	4730.00	4738.00	SLB-CPS
UPPER COMPLETION								
F1	X-OVER 5-1/2" BTC PIN UP X 5-1/2" TSH BLUE PIN DOWN	5.500	4.990		10.00	0.00	10.00	
F2	TUBING 5-1/2" TSH BLUE BOX UP X PIN DOWN	5.500	4.990		4682.69	10.00	4692.69	
F3	TUBING 5-1/2" TSH BLUE BOX UP X PIN DOWN	5.500	4.890		20.00	4692.69	4712.69	
F4	X-OVER 5-1/2" TSH BLUE BOX UP X 5-1/2" BTC PIN DOWN	5.500	4.890		5.00	4712.69	4717.69	
F5	X-OVER 5-1/2" ; BTC BOX UP 17# X 4-1/2" PMJ BOX DOWN 12.6#	4.500	3.999		1.50	4717.69	4719.19	SLB-CPS
F6	HANDLING SUB, 4-1/2" 12.6# PMJ BX UP X 4-1/2" 12.6# PMJ PIN DOWN	4.500	3.990		10.00	4719.19	4729.19	SLB-CPS
F7	FLOW X-OVER ASSY, 9 5/8" 4.5 ; 12.6#PMJ BOX UP X 3-1/2" PMJ BOX DOWN,	8.000	2.992		1.56	4729.19	4730.75	SLB-CPS
F8	POLISHED BORE RECEPTACLE PBR, 2.75" BORE	4.500	2.750		8.00	4730.75	4738.75	SLB-CPS
F9	ADJUSTABLE UNION C/W PUP JOINT, 3-1/2" PMJ PIN UP X 2-7/8" 8.6lbs/ft STL PIN DOWN	4.563	2.750		3.50	4738.75	4742.25	SLB-CPS
F10	BY PASS TUBING 2-7/8" STL BOX X PIN	2.875	2.259		54.05	4742.25	4796.30	SLB-CPS
F11	BY PASS TUBING 2-7/8" STL BOX X PIN	2.875	2.259		30.00	4796.30	4826.30	SLB-CPS
F12	BY PASS TUBING 2-7/8" STL BOX X PIN	2.875	2.259		30.00	4826.30	4856.30	SLB-CPS
F13	PUMP SUPPORT SUB 8.125X 2 7/8" STL	8.000	2.25		1.14	4856.30	4857.44	SLB-CPS
F14	LOWER HANDLING SUB, 3-1/2" 9.2# PMJ BOX UP X 3-1/2" 9.3# EUE PIN DOWN	3.500	2.992		6.00	4857.44	4863.44	SLB-CPS
F15	X-OVER 3-1/2" EUE BOX UP X 3-1/2" TSH BLUE PIN DOWN	3.500	2.992		1.50	4863.44	4864.94	
F16	TUBERIA 3-1/2" TSH BLUE BOX UP X PIN DOWN	3.500	2.992		60.00	4864.94	4924.94	
F17	X-OVER 3-1/2" TSH BLUE BOX UP X 2-7/8" EUE PIN DOWN	4.500	2.991		3.00	4924.94	4927.94	
F18	INTEGRAL BANDS CATCHER 2 7/8" EUE BOX X PIN	8.500	2.441		6.00	4927.94	4933.94	SLB-CPS
F19	X-OVER, 2-7/8" EUE BOX UP X 3-1/2" TSHBLUE PIN DOWN	3.500	2.441		1.50	4933.94	4935.44	
F20	TUBERIA 3-1/2" TSH BLUE BOX X PIN	3.500	2.991		4899.06	4935.44	9834.50	
F21	X-OVERS-1/2" TSH BLUE BOX X 2-7/8" EUE PIN DOWN.	3.500	2.250		1.50	9834.50	9836.00	
F22	X-OVER 2-7/8" EUE BOX UP x 2-7/8" NU PIN DOWN.	2.875	2.250		1.00	9836.00	9837.00	SLB-CPS
F23	X-OVER 2-7/8" NU BOX UP X 2-7/8" STL PIN DOWN.	4.000	2.250		1.00	9837.00	9838.00	SLB-CPS
F24	TUBERIA FLUSH 2-7/8" STL BOX X PIN ; 8.6#	2.875	2.250		130.00	9838.00	9968.00	SLB-CPS
F25	X-OVER 2-7/8" STL BOX UP X 2-7/8" NU PIN DOWN.	4.000	2.250		1.00	9968.00	9969.00	SLB-CPS
F26	X-OVER 2-7/8" NU BOX UP X 2-7/8" EUE PIN DOWN.	4.000	2.250		1.00	9969.00	9970.00	SLB-CPS
F27	NOGO 2.125" R, 2-7/8" EUE BOX X PIN	3.500	2.000		1.00	9970.00	9971.00	SLB-CPS
F28	X-OVER, 2-7/8" EUE BOX UP X 2-3/8" 4.6# NUE PIN DOWN PARTE DEL STINGER	2.875	1.991		3.00	9971.00	9974.00	SLB-CPS
F29	PUP JOINT, 2-3/8" 4.6lbs/ft NUE BOX UP X PIN DOWN PARTE DEL STINGER	2.875	1.991		11.00	9974.00	9985.00	SLB-CPS
F30	STINGER ASSEMBLY, 2-3/8" 4.6lbs/ft NV BOX UP CON NO-GO 1.81"R(aumentado a 8FT de sellos)	2.750	1.810		10.00	9985.00	9995.00	SLB-CPS
UPPER ESP EQUIPMET								
M1	PUMP SUB 3-1/2" 9.2# PMJ Pin Up x 3-1/2" 9.3# EUE Pin Down	3.500	2.992		10.70	4730.75	4741.45	SLB-CPS
M2	FLOW COUPLING 3-1/2" 9.3# EUE Box x Pin	4.500	2.992		6.00	4741.45	4747.45	SLB-CPS
M3	NO-GO 3-1/2 EUE x 2.75 R CON STD VALVE 2.75" R INSTALADA	4.500	2.690		1.00	4747.45	4748.45	SLB-CPS
M4	FLOW COUPLING 3-1/2" 9.3# EUE Box x Pin	4.500	2.992		6.45	4748.45	4754.90	SLB-CPS
M5	BODH serie 540 - 3 1/2" EUE - Redalloy	5.400	0.000		0.50	4754.90	4755.40	ALS
M6	Discharge Pressure Sub, Serie 538	5.380	0.000		0.80	4755.40	4756.20	ALS
M7	Pump: 538 S4000N 77 stages	5.380	0.000		21.90	4756.20	4778.10	ALS
M8	Pump: 538 S4000N 77 stages	5.380	0.000		21.90	4778.10	4800.00	ALS
M9	Intake: 540/540	5.380	0.000		1.20	4800.00	4801.20	ALS
M10	Protector: LSBPB	5.400	0.000		8.90	4801.20	4810.10	ALS
M11	Protector: LSBPB	5.400	0.000		8.90	4810.10	4819.00	ALS
M12	Motor: 562 Maximus F154 HP: 450 hp	5.620	0.000		34.40	4819.00	4853.40	ALS
M13	Phoenix xt150 Type 1	4.500	0.000		1.87	4853.40	4855.27	ALS
M14	SPEAR 2-3/8" EUE PIN UP	3.000	0.000		1.03	4855.27	4856.30	SLB-CPS
PRIMERA SECCION DE COMPLETACION								
I1	QUANTUM PACKER 9-5/8" X6 (47-53.5#)	8.300	6.000		6.00	9875.00	9881.00	SLB-CPS
I2	SEAL BORE EXTENSION 7" STUB ACME PIN X PIN	8.000	6.000		1.00	9881.00	9891.00	SLB-CPS
I3	TAIL PIPE ADAPTER 7" STUB ACME BOX X 5-1/2" BTC PIN DOWN	8.000	4.900		15.00	9891.00	9892.50	SLB-CPS
I4	TUBING, 5-1/2" 17# BTC BOX X PIN BTC	5.500	4.900		80.00	9892.50	9972.50	
I5	X-OVER, 5-1/2" 17# BTC BOX X 4-1/2" 12.6# PMJ PIN (PARTE DE FLOW X-OVER)	5.500	3.990		1.56	9972.50	9974.06	SLB-CPS
I6	HANDLING SUB, 4-1/2" 12.6# PMJ PIN UP X 4-1/2" 12.6# PMJ PIN DOWN	4.500	3.990		10.07	9974.06	9984.13	SLB-CPS
I7	FLOW X-OVER ASSY, 9 5/8" 4.5 ; 12.6#PMJ BOX UP X 3-1/2" PMJ BOX DOWN,	8.000	2.992		1.56	9984.13	9985.69	SLB-CPS
I8	3-1/2" 9.2# PMJ PIN UP X 3-1/2" 9.3# EUE PIN DOWN PUMP SUB	3.500	2.992		11.80	9985.69	9997.49	SLB-CPS
I9	BLAST JOINT ASSEMBLY, 3 1/2" EUE, 9.3 # BOX UP X PIN DOWN, L-80	4.500	2.992		40.00	9997.49	10037.49	SLB-CPS

Figura 3.27 Diseño de completación

Fuente: Duarte & Carvajal (2022)

3.3.5 Análisis de esfuerzo y velocidades de flujo en completación

Se procedió a realizar el análisis de velocidades de flujo y esfuerzos a los que serán sometidos la completación Dump flooding.

En base al caudal requerido se procedió a realizar un cálculo de las velocidades de flujo en cada uno de los puntos de la completación donde existan cambio de diámetros y compararla con la velocidad de erosión.

La velocidad de erosión se obtuvo mediante una correlación propuesta por la API RP 14E y que se expresa de la siguiente forma:

$$v_e = \frac{C_E}{\sqrt{\rho_m}}$$

La velocidad se expresa en ft/s y la densidad en lb/ft³

Donde CE es una constante empírica.

CE es igual a 100 para servicio continuo y 125 para flujo intermitente, este valor es referencial porque CE puede ser mayor en caso del fluido ser libre de sólidos y sin tendencias corrosivas. Para el caso de estudio se basó en la experiencia dada en otro campo, seleccionando un valor de 157. La densidad del fluido de inyección es de 62.3 lb/ft³.

Los puntos que fueron analizados en total fueron 12 entre la sarta de producción y la sarta de inyección, luego se procedió a calcular la EVR, es decir la relación entre las velocidades de flujo y la velocidad de erosión, de esta forma se buscó determinar si todas las partes de la completación tenían EVR menor a 1 para garantizar que el sistema no sufriera daño por efectos erosivos.

El siguiente análisis realizado en la completación fue un estudio de esfuerzos al que serán sometidas las diferentes sarts de la completación de manera que garantice que los empaquetadores y unidades de sello que forman parte de la completación no

perdieran la hermeticidad requerida debido a los efectos de flujo de fluidos, temperaturas y presiones a las que se requieren que trabajen. Para poder ver estos efectos fue necesario el uso del simulador TDAS de la compañía Schlumberger donde se ingresan información básica del pozo y el programa luego proporciona las alertas en las zonas críticas de la completación.

En el caso del pozo Espol-52 el software no presentó ningún tipo de alerta y se descartaron efectos como buckling, que pudieran poner en riesgo el tiempo de vida útil del equipo electrosumergible necesario para la producción e inyección.

Tabla 3.6 Análisis de velocidades para producción

ANÁLISIS DE VELOCIDADES PARA PRODUCCIÓN										
Caudal de producción mínima, BWPD:	5,000									
Caudal de producción máxima, BWPD:	6,000									
Velocidad de erosión, pie/s:	20.00									
Elemento de completación	ID, (in)	OD (in)	Tipo de flujo	Área de flujo, in²	Nomenclatura	Velocidad, pie/s		EVR		
						Mínima	Máxima	Mínima	Máxima	
Anular 5-1/2" CSG - 2-7/8" TBG	4.892	2.875	Anular	12.304	V1	3.800	4.560	0.19	0.23	
Anular X-Over 5-1/2 x 4-1/2 2-7/8" TBG	3.999	2.875	Anular	6.068	V2	7.710	9.250	0.39	0.46	
Flow X-Over	2.992		Tubular	7.031	V3	6.660	7.990	0.33	0.40	
No-Go 3-1/2 EUE x 2.75 R	2.690		Tubular	5.683	V4	8.230	9.880	0.41	0.49	
Anular 9-5/8 x 6in Quantum Packer 2-7/8 ByPass Tubing	6.000	2.875	Anular	21.783	V5	2.150	2.580	0.11	0.13	
Anular X-Over 5-1/2 x 4-1/2 2-7/8" TBG	3.999	2.875	Anular	6.068	V6	7.710	9.250	0.39	0.46	
Flow X-Over	2.992		Tubular	7.031	V7	6.660	7.990	0.33	0.40	
Mule shoe	4.000		Tubular	12.566	V8	3.720	4.470	0.19	0.22	

Fuente: Duarte & Carvajal (2022)

Tabla 3.7 Análisis de velocidades para inyección

ANÁLISIS DE VELOCIDADES PARA INYECCIÓN										
Caudal de inyección mínima, BWPD:	5,000									
Caudal de inyección máxima, BWPD:	6,000									
Velocidad de erosión	20.00									
Elemento de completación	ID, (in)	OD (in)	Tipo de flujo	Área de flujo, in²	de Nomenclatura	Velocidad, pie/s		EVR		
						Mínima	Máxima	Mínima	Máxima	
2-7/8 TBG	2.441		Tubular	4.68	V9	10.00	12.00	0.50	0.60	
2-7/8 By Pass Tubing	2.441		Tubular	4.68	V10	10.00	12.00	0.50	0.60	
2-3/8 Pup Joint de stinger	1.991		Tubular	3.11	V11	15.03	18.04	0.75	0.90	
Stinger	1.810		Tubular	2.57	V12	18.19	21.82	0.91	1.09	

Fuente: Duarte & Carvajal (2022)

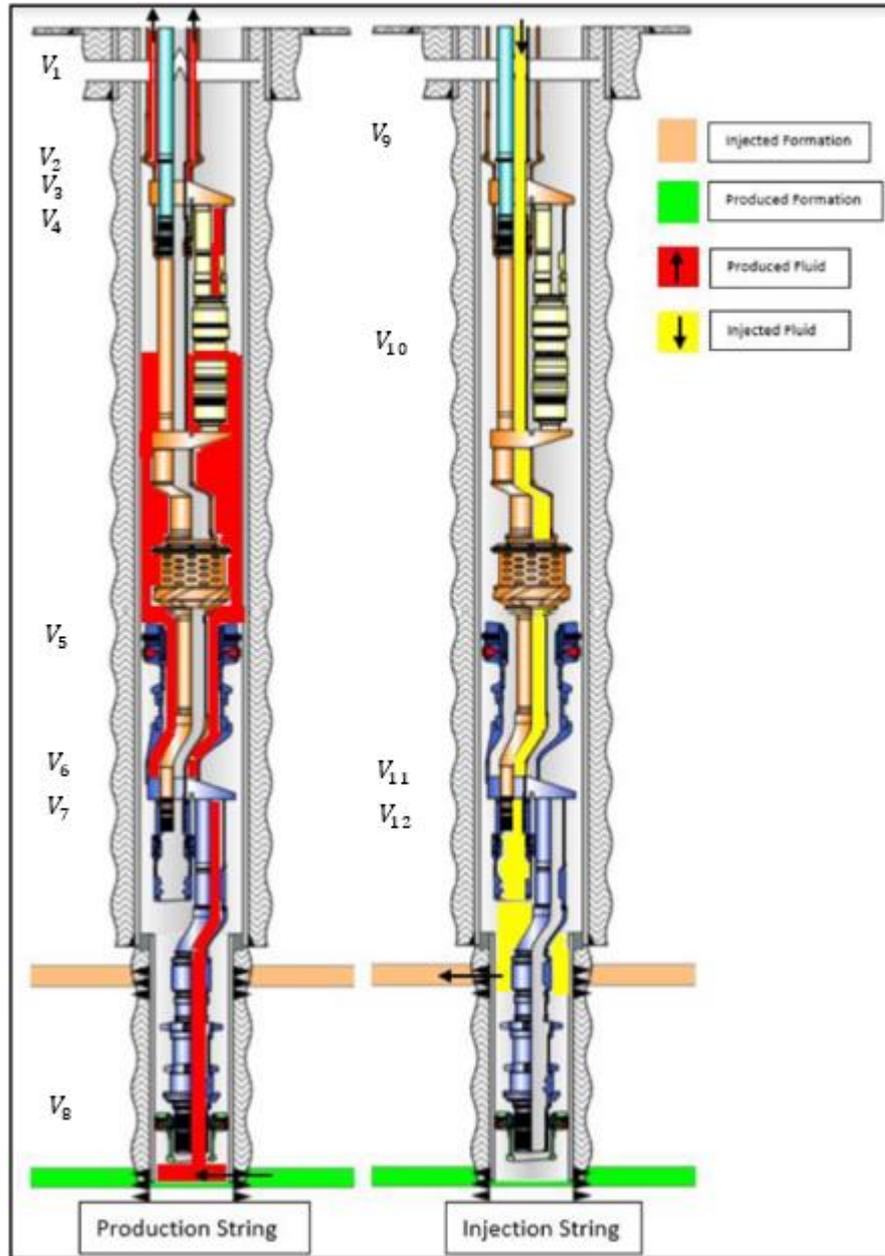


Figura 3.28 Diagrama de velocidades

Fuente: Duarte & Carvajal (2022)

3.3.6 Análisis nodal

Las condiciones de inyección deben ser obtenidas mediante el equipo electrosumergible que será instalado en la completación, por ello fue necesario realizar un análisis nodal para determinar el equipo que cumpla con los caudales y presiones de inyección, para

ello se utilizó el software Pipesim® de la compañía Schlumberger en donde fue ingresada toda la información del pozo.

La información disponible del archivo del pozo fue utilizada para ingresar en el simulador.

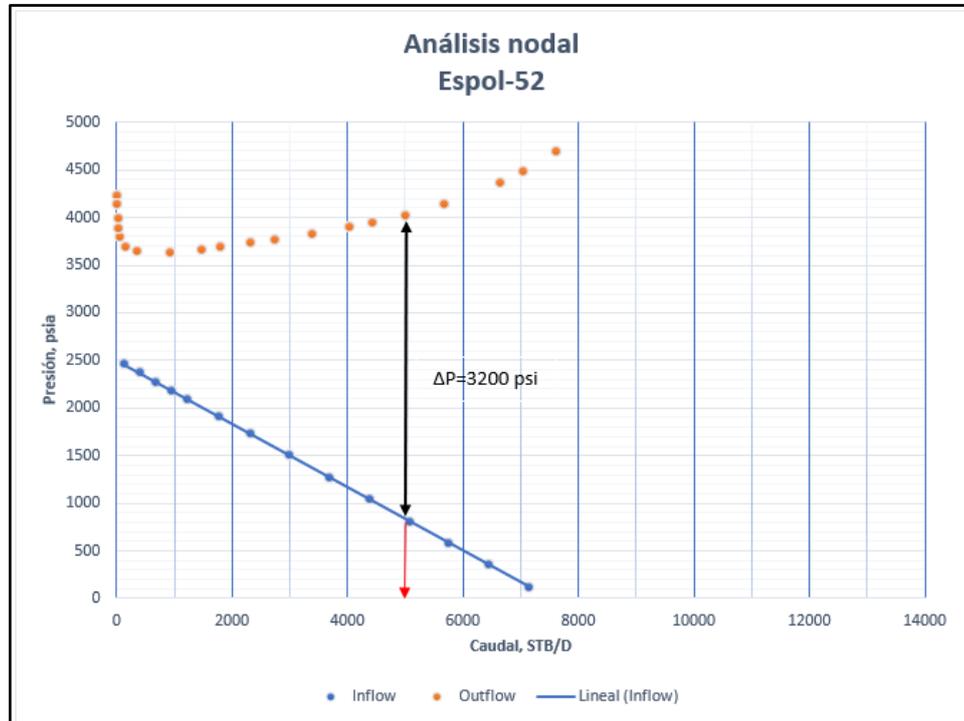


Figura 3.29 Análisis nodal

Fuente: Duarte & Carvajal (2022)

El análisis nodal para el pozo Espol-52, fue realizado con la condición de tener una presión de cabeza de 1,800 psi, el cual muestra que para poder obtener el caudal de 5,000 STB/D deseado de producción e inyección mediante la completación Dump flooding se requiere de un equipo electrosumergible que pueda generar una presión de descarga de 3,200 psi, considerando que el análisis fue realizado a la mitad de los perforados.

De acuerdo con la configuración de la completación y la revisión del DLS, se propuso que el intake de la bomba este posicionado a 5,400 pies, por lo tanto, el equipo seleccionado debe tener la capacidad de proporcionar una presión de salida de 1,930 psi. El equipo que cumple con las condiciones operacionales es una bomba S6000N con 73 etapas serie 538, la cual tiene un rango de operación volumétrico entre 3,500 y 7,800

BPD y un motor de 1,808V/88.1A/263 HP serie 562 con una frecuencia de operación entre 50 y 65 Hz.

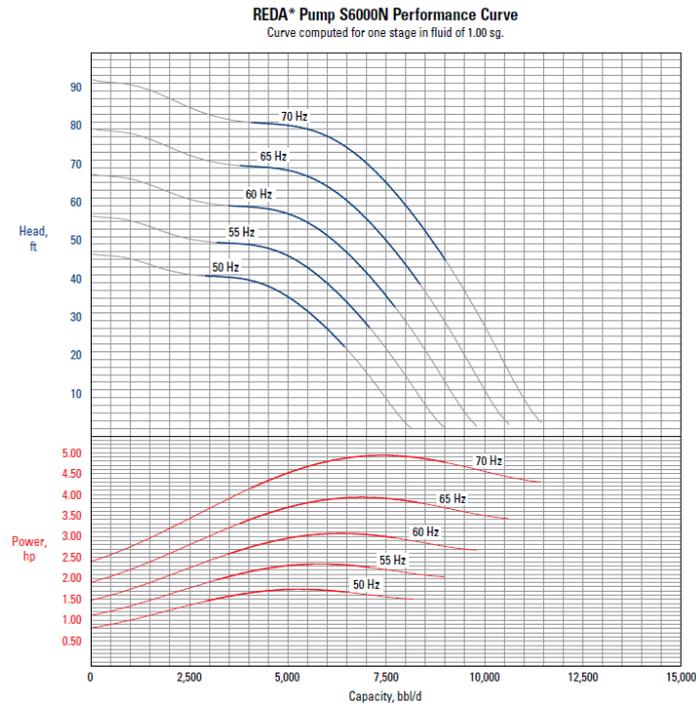


Figura 3.30 Curva de rendimiento de la bomba
Fuente: Duarte & Carvajal (2022)

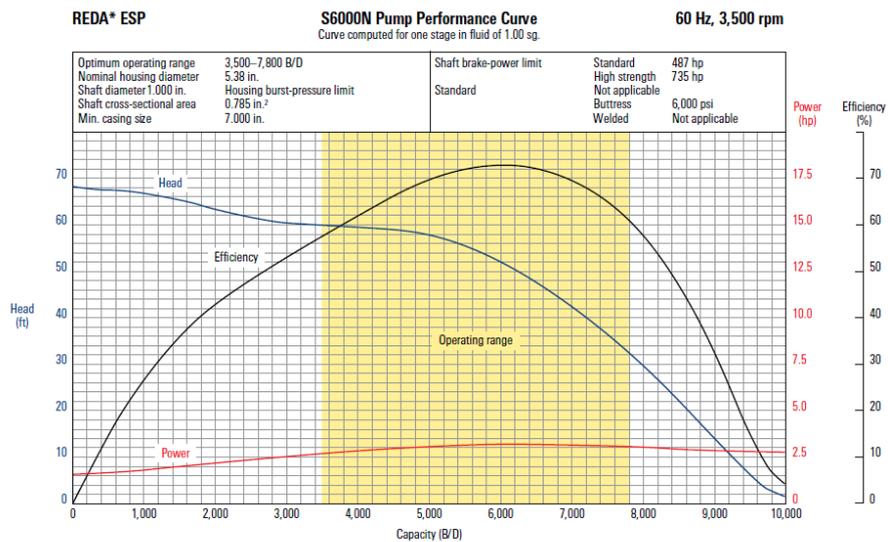


Figura 3.31 Curva de rendimiento de la bomba a 60 Hz y 3500 rpm
Fuente: Duarte & Carvajal (2022)

3.3.7 Análisis económico

Se realizó un estudio detallado de las opciones de inversiones disponibles para la conversión del pozo Espol-52 y poder determinar la rentabilidad del proyecto, los parámetros económicos utilizado fueron el valor presente neto y la tasa interna de retorno considerando las tasas de descuentos de 10, 12 y 15% y con un precio estimado del barril de petróleo de \$60 dólares.

Tabla 3.8 Costos de conversión de pozo productor a inyector.

Proyecto	Workover	Facilidades	Total	Incremental por barril	Producción-inyección por barril
Espol-52 con líneas de 6" con pig traps reutilizando facilidades	\$340 K	\$1,008 M	\$1,348 M	\$2.89	\$8.00
Espol-52 con líneas de 4" con pig traps	\$340 K	\$ 750 K	\$1,090M	\$2.89	\$8.00
Espol 52 con líneas de 6" con pig traps facilidades nuevas	\$340 K	\$1,073 M	\$1,413M	\$2.89	\$8.00
Espol-52 con Dump flooding usando con instalación de loop de superficie	\$895 K	\$ 280 K	\$1,175M	\$5.34	\$8.00

Fuente: Duarte & Carvajal (2022)

Tabla 3.9 Resultados de estudio económico.

Tasa de descuento			TIR
10%	12%	15%	
VAN			
\$5,294,464.01	\$4,969,940.09	\$4,525,206.34	107%
\$5,552,464.01	\$5,227,940.09	\$4,783,206.34	128%
\$5,229,464.01	\$4,904,940.09	\$4,460,206.34	103%
\$5,467,464.01	\$5,142,940.09	\$4,698,206.34	120%

Fuente: Duarte & Carvajal (2022)

CAPÍTULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

En el presente apartado se detallan las principales conclusiones obtenidas a partir de la ejecución de la presente investigación en base a los objetivos previamente planteados.

- Mediante la implementación de recuperación secundaria se pudo determinar que la presión del yacimiento Napo M-1 del Campo Espol se incrementó en aproximadamente 1,000 psi, incrementando desde 1,800 psi hasta 2,800 psi, mientras que el incremento en las reservas es de 5 MMBP logrando extender el tiempo de producción al término del año 2025 hasta alcanzar el límite económico, mediante la implementación del pozo inyector de agua Espol-24; por lo tanto se concluye que el proceso de recuperación secundaria ha sido exitoso y requiere extenderlo de forma técnica y planificada hacia otras áreas del campo antes mencionado.
- Se eligió el pozo Espol-52 ya que cumple con las condiciones para ser convertido en inyector de agua mediante la tecnología de completación Dump flooding, el cual se encontraba cerrado desde noviembre de 2019 debido a que no hubo aporte de petróleo, la producción fue 100% agua. El pozo seleccionado está ubicado en un área estratégica, es decir, condición estructural inyección periférica y en la parte baja de la estructura, buen estado mecánico, buena calidad de cementación primaria en la zona de interés, cuenta con dos estratos independientes que son la arenisca Napo M-1 inferior para producción y Napo M-1 superior para inyección, tiene una permeabilidad de 3,500 mD. Las corridas de simulación indican que el incremento en reservas con la inclusión de este pozo en el proyecto de recuperación secundaria es de 177,079.93 barriles de petróleo.

- El estudio realizado indica que es factible la implementación de una completación Dump flooding debido a la buena calidad de agua de inyección dado el bajo contenido de sólidos totales suspendidos, lo cual disminuye los riesgos de taponamiento de la formación receptora, además se garantiza que el flujo del agua inyectada no afectará los componentes de la completación por temas relacionados a la erosión; se recalca que los resultados obtenidos del software TDAS, indican que la condición mecánica del equipamiento si aseguran el correcto funcionamiento de los empaquetadores y el equipo electrosumergible.
- El estudio económico de convertir el pozo Espol-52 de productor a inyector, mediante la tecnología Dump flooding estimo un valor de inversión de \$1,175,000 y considerando tasas de descuentos de 10, 12 y 15% generarían ganancias estimadas en \$5,467MM, \$5,143MM y \$4,698MM respectivamente con una tasa interna de retorno de 120% hasta la finalización del contrato en el año 2025; por lo tanto, el proyecto es económicamente rentable.
- En base a los valores de inversión necesarios se puede concluir que el uso de la tecnología Dump flooding resulta muy rentable, cuando las distancias desde el pozo inyector hacia la planta de tratamiento son mayores a 2 kilómetros, dado que el costo de facilidades de superficie es de aproximadamente \$1 MM por cada kilómetro de línea de 6 pulgadas de diámetro.

4.2 Recomendaciones

Las recomendaciones obtenidas a partir de la ejecución de la presente investigación se detallan a continuación:

- Se recomienda aplicar el modelo de Dump flooding elaborado para el Campo Espol, principalmente con la finalidad de eliminar y/o reemplazar todo tipo de equipamiento y maquinaria superficial para la inyección de agua. Asimismo, es necesario considerar, que la implementación de esta tecnología aprovechará recursos ya existentes en el campo, reduciendo los costes de implementación.

- Se recomienda que se realice un muestreo del agua producida de todos los campos de la operadora y poder contar con un registro de la calidad del agua de formación con una frecuencia a discreción de la operadora, para determinar cuáles pozos serían potenciales candidatos para implementaciones futuras de proyectos de recuperación secundaria mediante sistemas Dump flooding.
- Se debe considerar en la instalación de la completación Dump flooding la inyección de químicos para evitar problemas relacionados con corrosión y escala, debido a que los resultados de los análisis fisicoquímicos del agua de formación del Campo Espol mostro leve tendencia corrosiva e incrustante.
- Es necesario el monitoreo permanente del desempeño de la completación y de los parámetros de inyección, como así también el registro lecciones aprendidas para optimizar el proceso de implementación en otros pozos o campos que requieran recuperación secundaria por inyección de agua.
- Se recomienda que la empresa proveedora del servicio de la tecnología Dump flooding revise el diseño de la completación y que proponga una versión mejorada en la que permita la instalación de un landing nipple con sensores de fondo, para la realización de fall off test, sin que se afecten los caudales y presiones de inyección.
- Durante la intervención del pozo para su conversión a inyector, es necesario que una prueba de inyektividad sea realizada para confirmar los valores de presión y caudal estimados en el simulador, en caso de obtener una baja admisión se recomienda realizar una estimulación matricial de la arenisca Napo M-1.

BIBLIOGRAFÍA

- Bellarby, J. (2009). *Well Completion Design*. Elsevier.
- Gamboa, J. (2019). *ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD TÉCNICA-ECONÓMICA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA COMPLETACIÓN DUMP FLOODING PARA UN PROYECTO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA*. ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL.
- Haiyang, S. U., Longxin, M. U., Haiying, H. A., Yongge, L. I., & Bo, L. I. (2015). Development mechanisms and influencing factors of dump flooding. *Petroleum Exploration and Development*, 691-696. Retrieved from <https://pdf.sciencedirectassets.com/277416/1-s2.0-S1876380415X00061/1-s2.0-S1876380415300641/main.pdf?X-Amz-Security-Token=IQoJb3JpZ2luX2VjEDwaCXVzLWVhc3QtMSJHMEUCIQDbHGiY11VWLDA4%2B%2FB0k6nvJ8nJIQYLVLjsjrBKH3oIAIglJlj84d81YcwGjZmURViK%2F90eOR3xvAs9BTwcqx>
- Jiménez, J. (2020). *EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROCESO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA A TRAVES DE UNA COMPLETACIÓN DE INYECCIÓN SELECTIVA DE AGUA EN LAS ARENISCAS A INFERIOR Y B INFERIOR EN EL CAMPO "XY"*. ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL.
- Meneses Sterling, A., López Ruiz, Y., Azancot, A., Charry, L., Correal, A., Fuentes, L., . . . Vasconez, N. (2020). Economical and Technical Solution for Waterflooding Projects in a Mature Field: Modified Dump Flooding Well Completion Strategy. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*.
- Paris de Ferrer, M. (2001). *INYECCIÓN DE AGUA Y GAS EN YACIMIENTOS PETROLIFEROS*. Ediciones Astro Data S A.

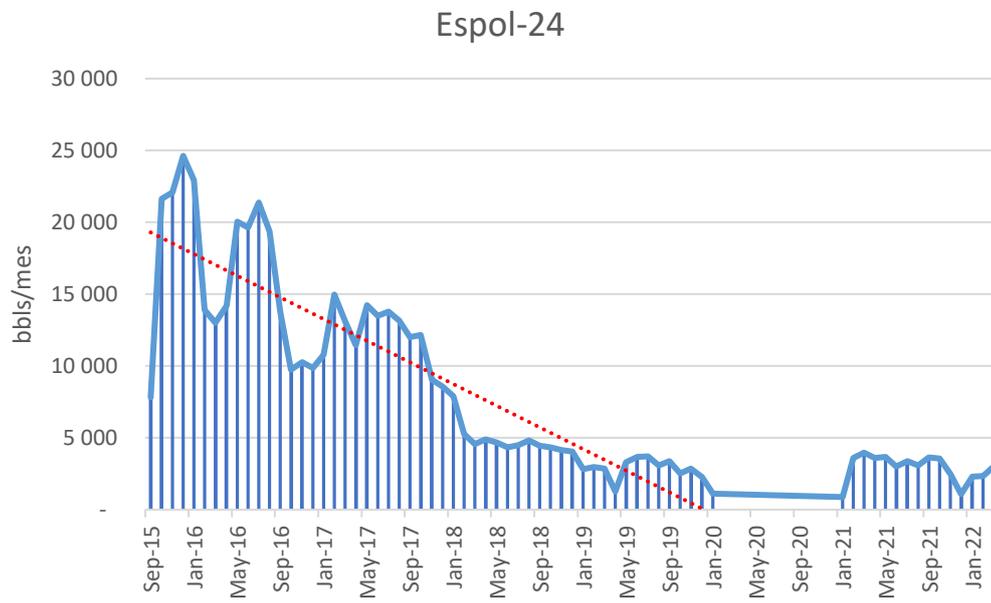
Patton, C. (1995). *Applied Water Technology*. Campbell Petroleum Series.

Pleshkov, D., Corella, B. R., Paredes, L., Ortiz, A. V., Huaca, A., Chicaiza, F., . . . Tapia, R. A. (2022). *Disruptive Dumpflooding Completion, Case Study Ecuador*. Offshore Technology Conference Asia. OnePetro.

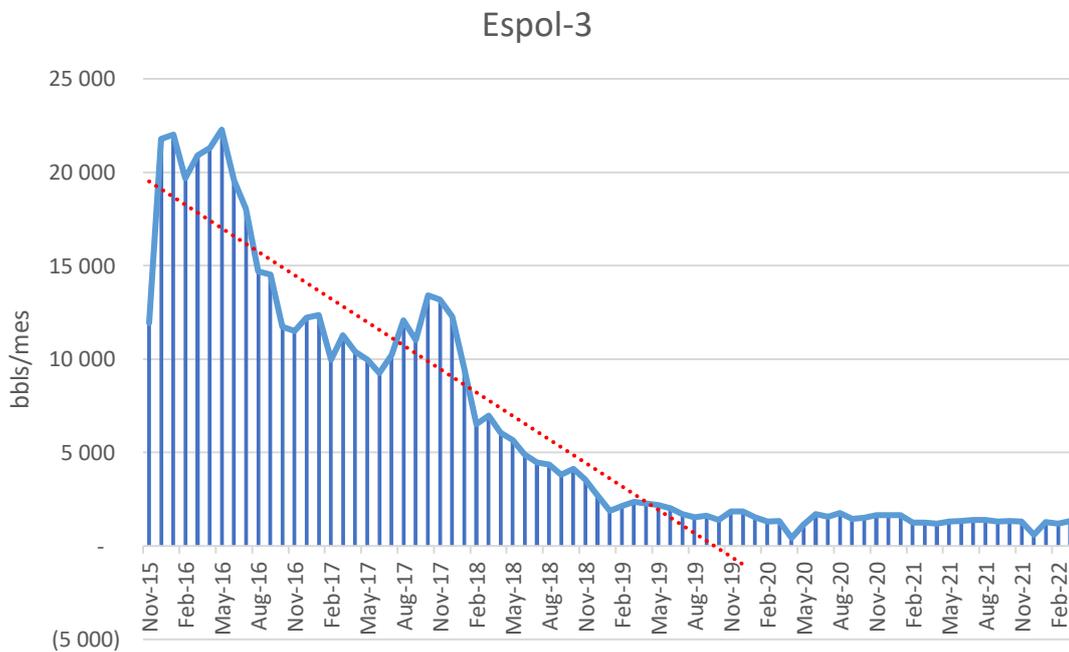
Xiao, Y., Yin, F., Zhang, L., Jiang, T., & Luo, S. (2021). Study on the coupling calculation model of Dump flooding in Hala-hatang fracture-cavity reservoir. *International Journal of Nonlinear Sciences and Numerical Simulation*.

APÉNDICES

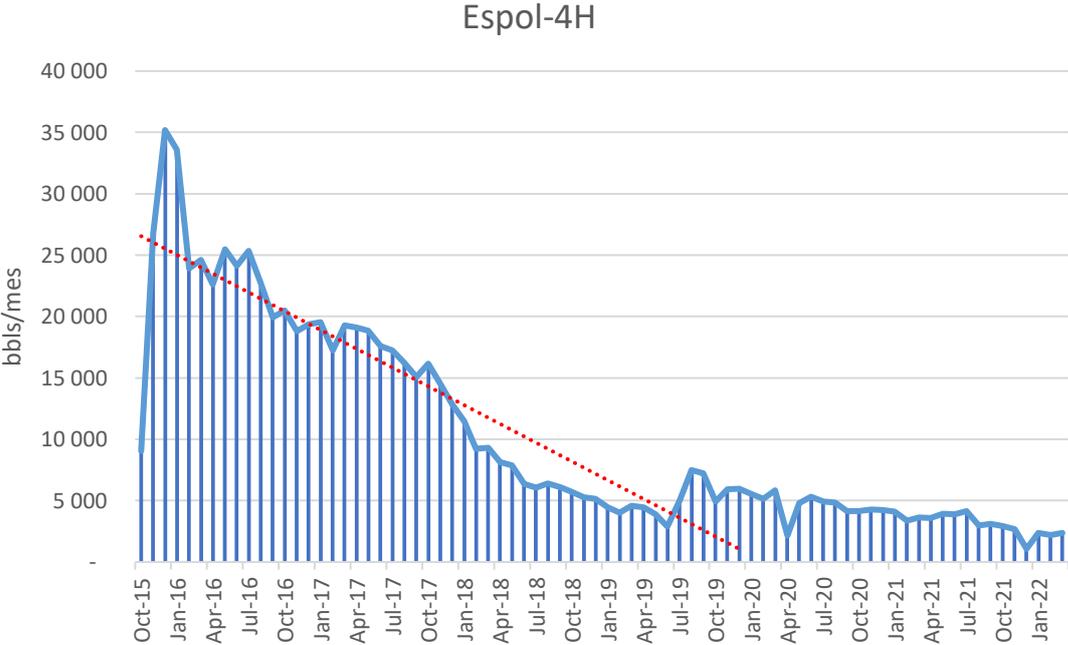
APÉNDICE A: Efecto en la producción por inyección del pozo Espol-24



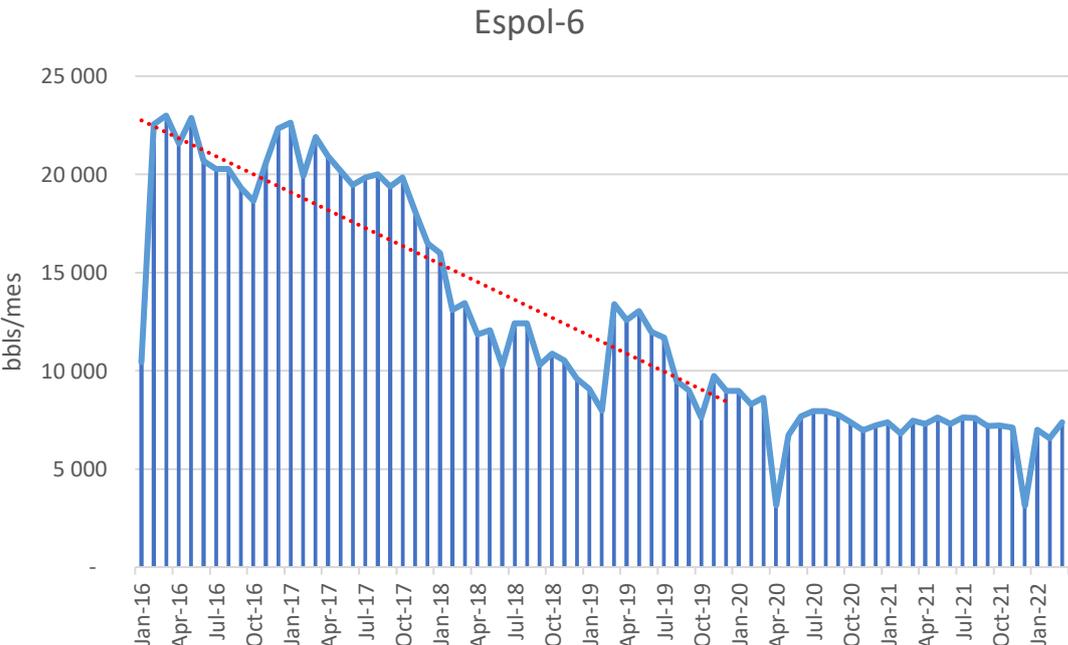
APÉNDICE B: Producción del pozo Espol-3



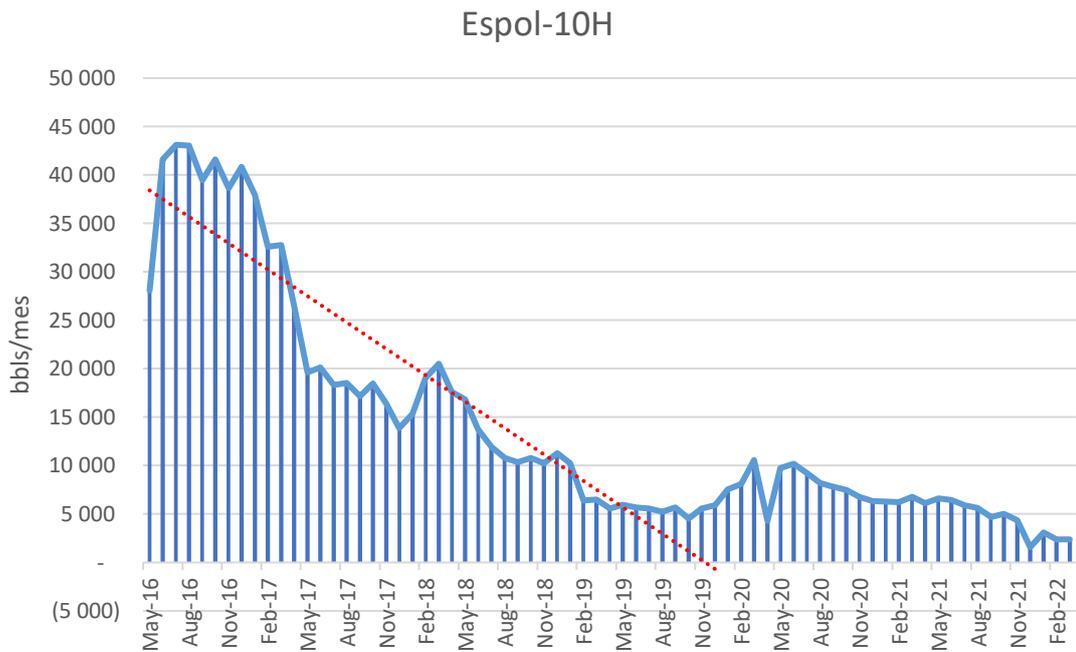
APÉNDICE C: Producción del pozo Espol-4H



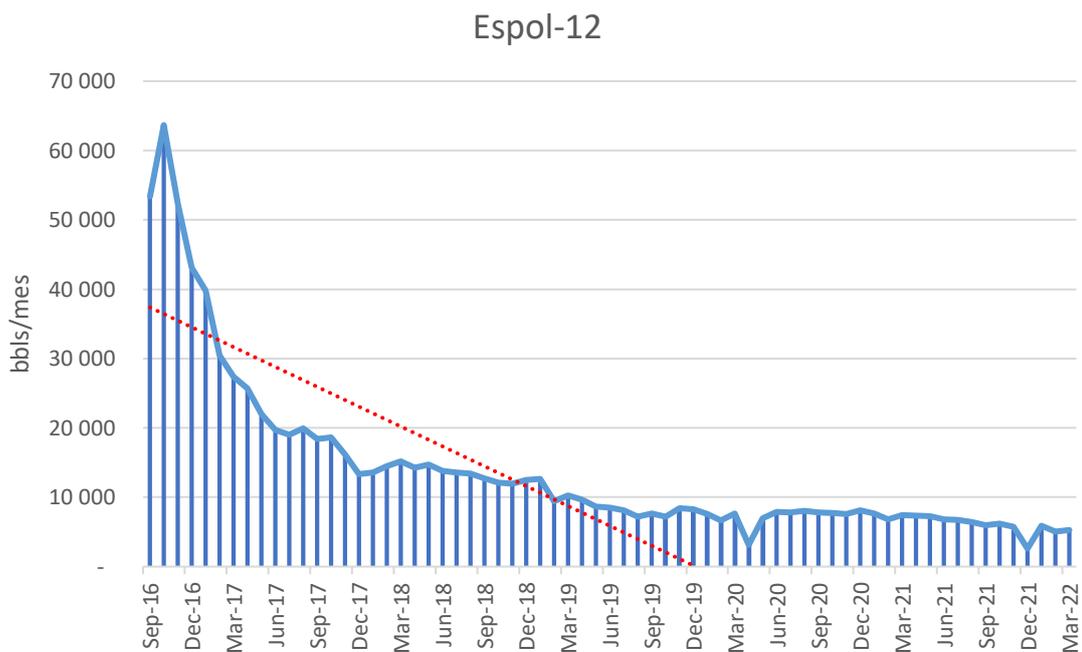
APÉNDICE D: Producción del pozo Espol-6



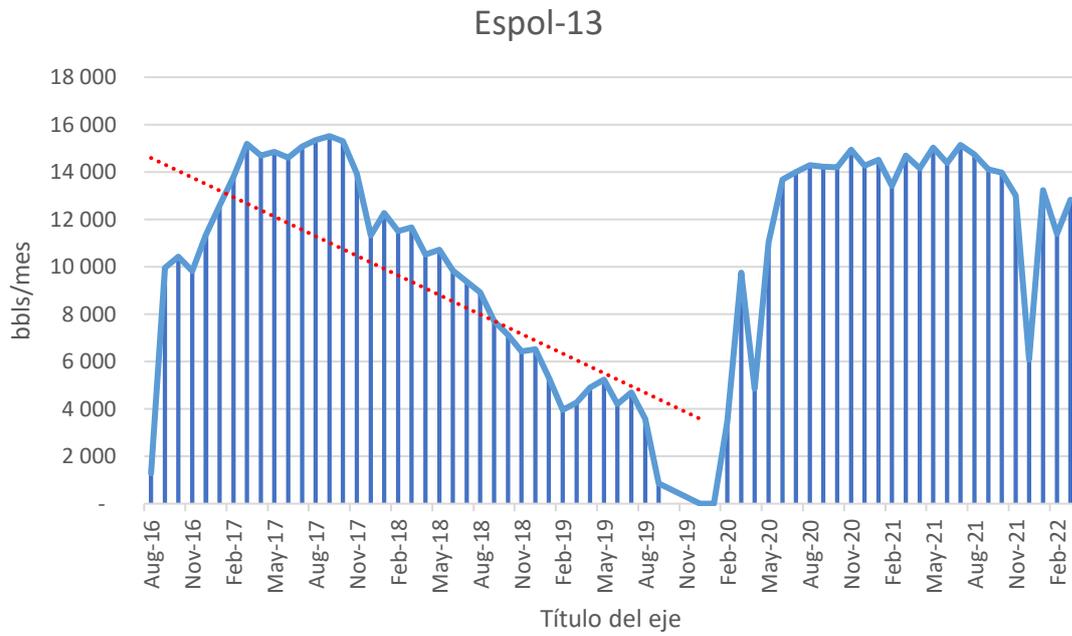
APÉNDICE E: Producción del pozo Espol-10H



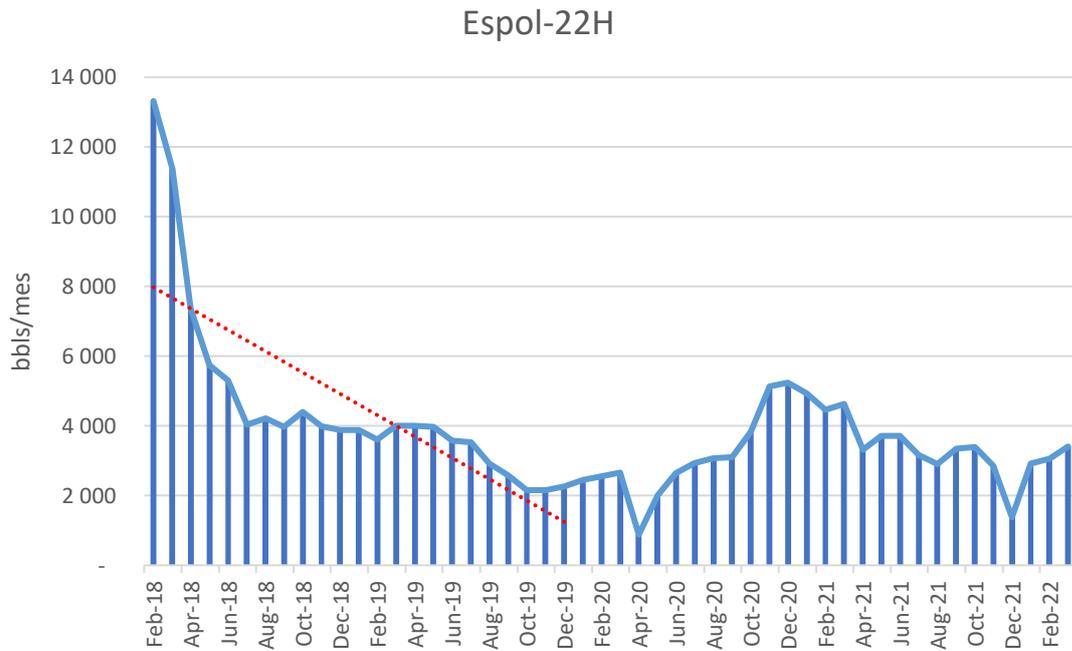
APÉNDICE F: Producción del pozo Espol-12



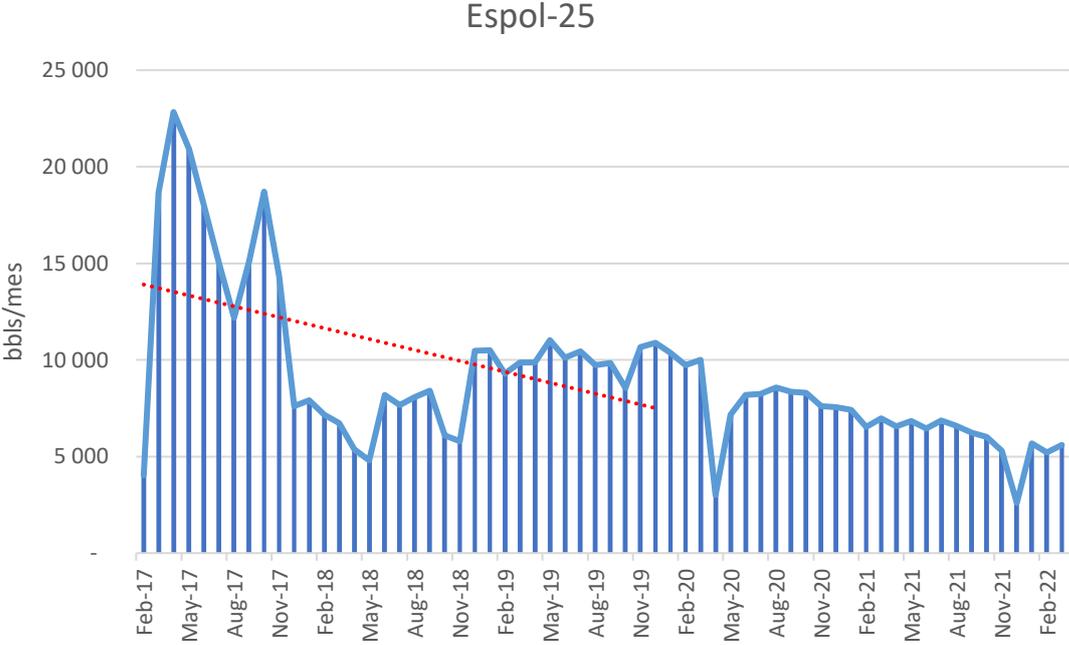
APÉNDICE G: Producción del pozo Espol-13



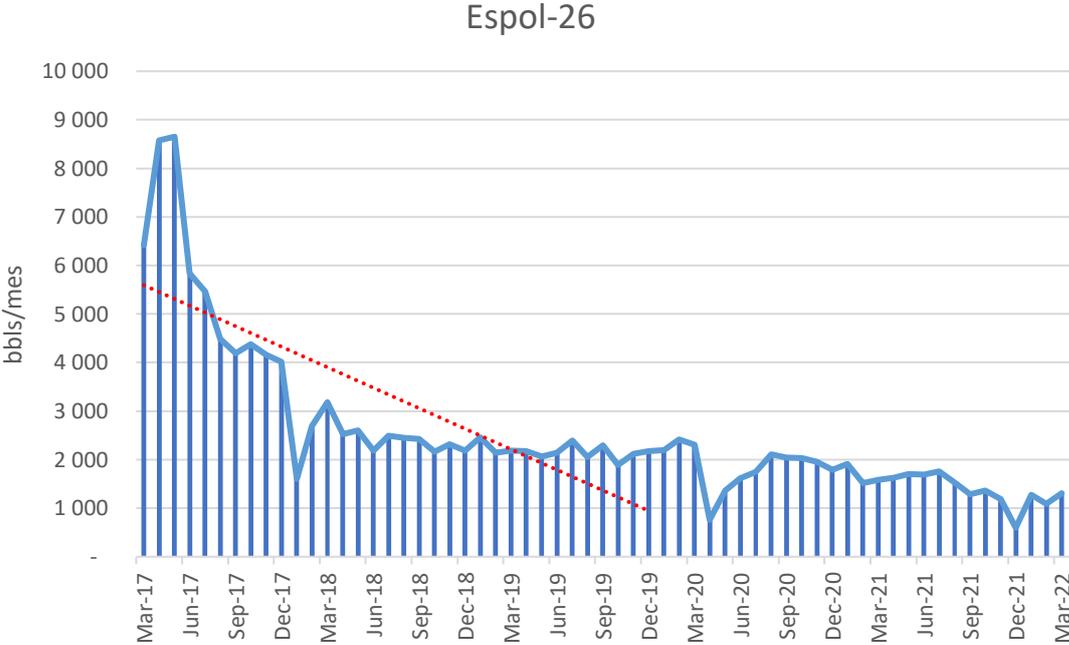
APÉNDICE H: Producción del pozo Espol-22H



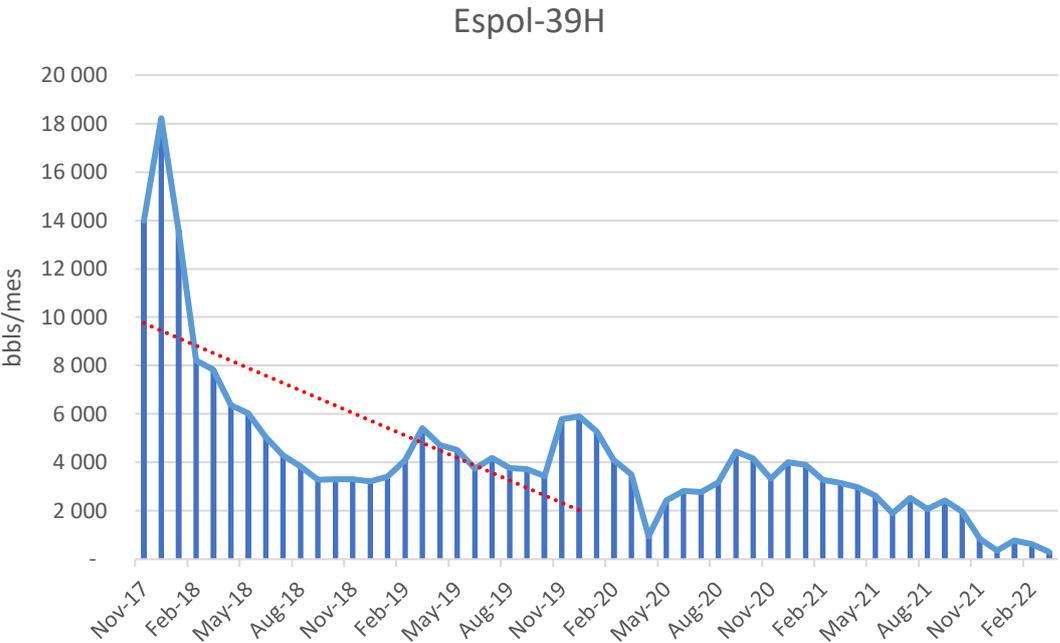
APÉNDICE I: Producción del pozo Espol-25



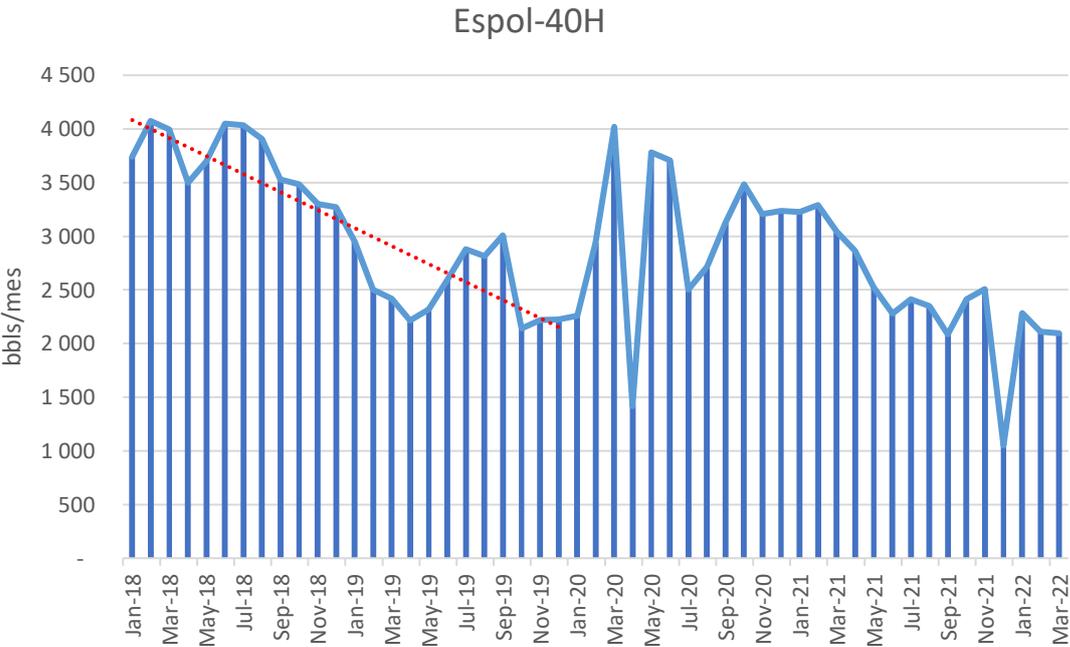
APÉNDICE J: Producción del pozo Espol-26



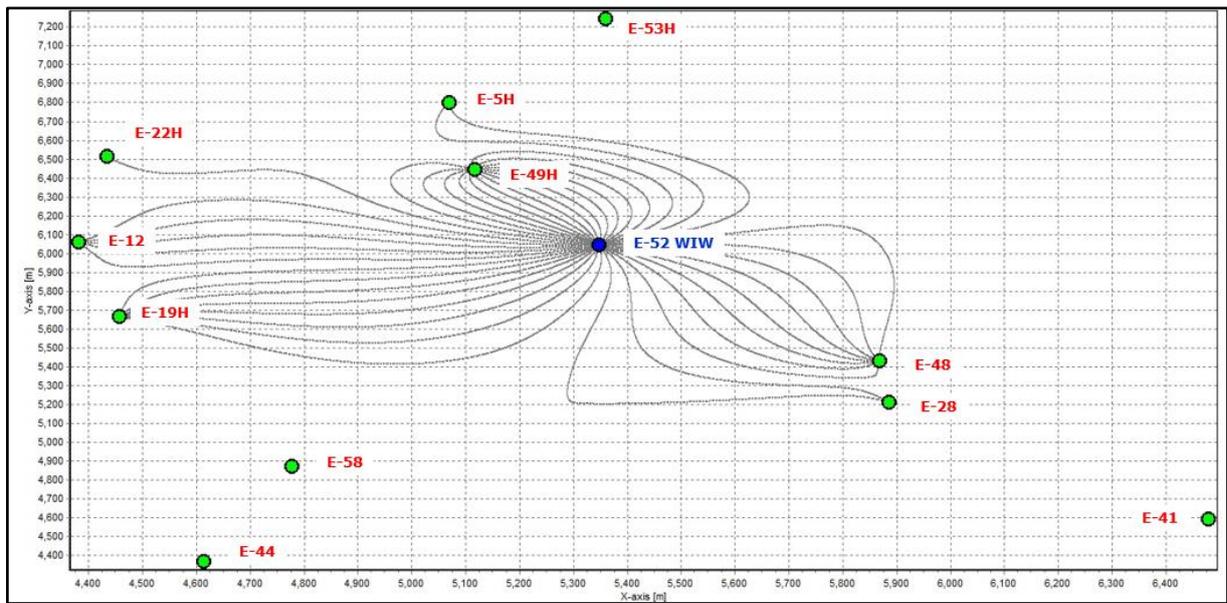
APÉNDICE K: Producción del pozo Espol-39H



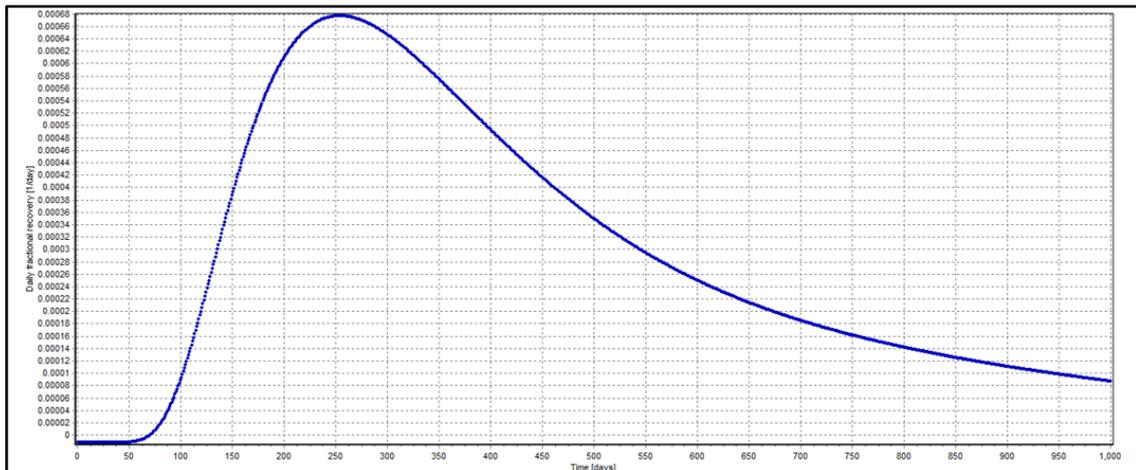
APÉNDICE L: Producción del pozo Espol-40H



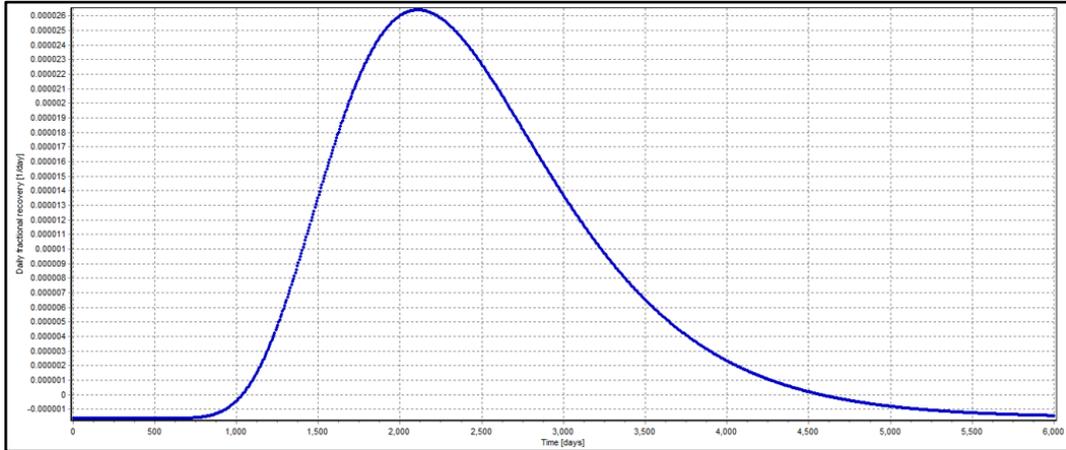
APÉNDICE M: Líneas de inyección de agua



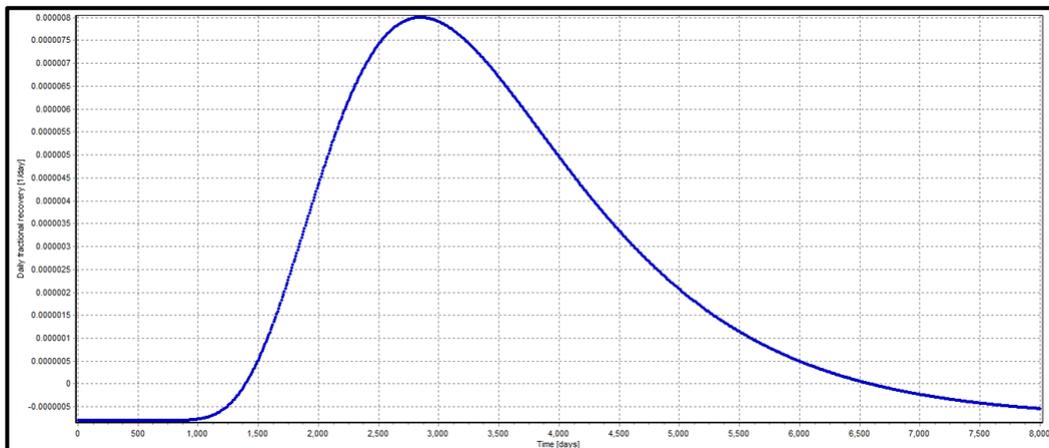
APÉNDICE N: Paso de trazador en Pozo Espol-49H



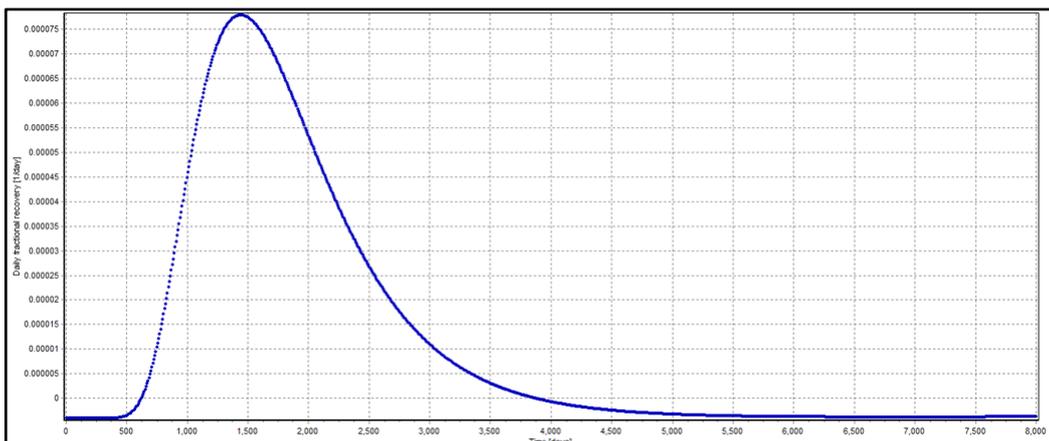
APÉNDICE O: Paso de trazador en Pozo Espol-5H



APÉNDICE P: Paso de trazador en Pozo Espol-22H



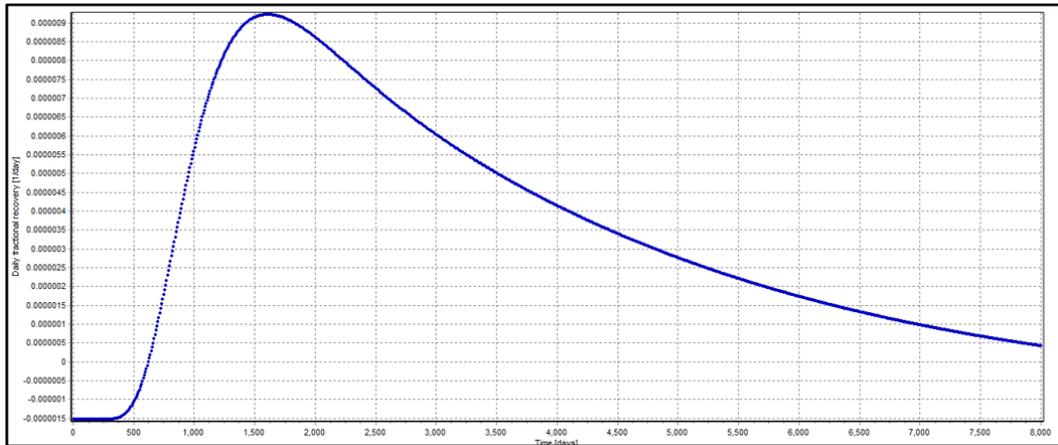
APÉNDICE Q: Paso de trazador en Pozo Espol-12



APÉNDICE R: Paso de trazador en Pozo Espol-19H



APÉNDICE S: Paso de trazador en Pozo Espol-28



APÉNDICE T: Paso de trazador en Pozo Espol-58

