

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

Proyecto piloto de inyección de agua de formación en la plataforma AP en el campo ESPOL como estrategia para el aumento del factor de recobro de petróleo.

PROYECTO DE TITULACIÓN

Previo la obtención del Título de:

**Magister en Petróleos con mención en Recobro por
Inyección de Agua y Gas**

Presentado por:

Ing. Mercedes Irene Centeno Hidalgo

Ing. Jefferson Fabián Proaño Menéndez

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2022

DEDICATORIA

Para mi amada mamita Mercedes, al amor de mi vida que es mi hijo Carlitos, a los hombres maravillosos que me enseñaron el verdadero valor de las personas y sobre todo a luchar por mis sueños, para mis padres Leonidas Ricardo y Humberto.

Mercedes Irene.

A mi madre Narciza, a mi esposa Sindy, y mi hija Mirely por su apoyo incondicional. A la memoria de mi padre Fabián que a pesar de su ausencia física siempre es fuente de inspiración para continuar superándome.

Jefferson Fabián.

AGRADECIMIENTOS

Primero agradecer a Dios por la oportunidad de vida que nos da cada día. Para mi compañero y amigo Jefferson con quien compartí este proyecto de tesis. Mis sinceros agradecimientos para nuestro tutor de tesis Msc. Fernando Sagnay, quien fue nuestro pilar sólido para este trabajo. A nuestra universidad ESPOL que nuevamente nos inspiró para un logro más académico en nuestra vida profesional. A mi querida Anita por brindarme su apoyo.

Mercedes Irene.

Agradezco a Dios por iluminar siempre el camino. A mi amiga Mercedes por su tiempo y paciencia en el desarrollo del trabajo. Al Msc. Fernando Sagnay por su apoyo continuo. A la ESPOL por brindarnos esta oportunidad de continuar preparándonos. A mis compañeros de trabajo por su valiosa ayuda en la culminación de este proyecto.

Jefferson Fabián.

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *Mercedes Irene Centeno Hidalgo y Jefferson Fabian Proaño Menéndez* 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”

Mercedes Centeno H.

Jefferson Proaño M.

EVALUADORES

Andreina Alexandra Alarcón Avellán
PROFESOR DE LA MATERIA

Fernando Javier Sagnay Sares
PROFESOR TUTOR

RESUMEN

El campo ESPOL ha sido explotado desde la década de 1970. Durante estos 50 años las reservas recuperadas por métodos primarios (basados en la energía propia del reservorio más algún tipo de levantamiento artificial) y por campañas de perforación agresivas ha ocasionado que a la fecha la producción del campo se encuentre en franca declinación. La tecnología de inyección de agua de baja salinidad es un procedimiento de recuperación secundaria que posibilita incrementar la producción de petróleo con la utilización de proyectos en “circuito cerrado”, o sea, el aprovechamiento de un pozo productor de agua y un pozo inyector cercano.

En este contexto el objetivo del trabajo fue desarrollar una propuesta técnica-económica para el aprovechamiento máximo de las reservas mediante la inyección de agua de formación de baja salinidad en la arena “U inferior” en la plataforma AP del campo ESPOL. Para lo cual se analizaron las características geológicas de zona, las condiciones mecánicas de los pozos y, con la teoría de Avance Frontal y Buckley & Leverett se utilizó para determinar el caudal óptimo de inyección y maximizar el factor de recobro. El análisis económico del proyecto nos permite inducir que la ejecución de este proyecto es económicamente rentable.

El caudal de inyección estimado ha sido de 3055 BAPD permitiendo incrementar el factor de recobro en 16.30%. Este resultado nos permite deducir que la implementación de proyectos de recuperación secundaria de baja salinidad del tipo descrito en el presente trabajo es una alternativa técnica y económica rentable en momentos en que el país requiere de recursos frescos para su desarrollo.

Palabras Clave: factor de recobro, inyección de agua de baja salinidad, caudal óptimo de inyección.

ABSTRACT

The ESPOL field has been exploited since the 1970s. During these 50 years, the reserves recovered by primary methods (based on the reservoir's own energy plus some type of artificial lift) and by aggressive drilling campaigns have caused that to date the field production is in clear decline. Low-salinity water injection is a secondary recovery method that allows oil production to be increased with the implementation of "closed circuit" projects, that is, the use of a water-producing well and a nearby injection well.

In this context, the objective of the work was to develop a technical-economic proposal for the maximum use of the reserves through the injection of low salinity formation water in the lower U sand in the AP platform of the ESPOL field. For which the geological characteristics of the area, the mechanical conditions of the wells were analyzed and, with the theory of Front Advance and Loopy & Leverett, it was used to determine the optimal injection flow rate and maximize the recovery factor. The economic analysis of the project allows us to infer that the execution of this project is economically profitable.

The estimated injection rate has been 3055 BAPD, allowing the recovery factor to be increased by 16.30%. This result allows us to deduce that the implementation of low salinity secondary recovery projects of the type described in this paper is a profitable technical and economic alternative at a time when the country requires fresh resources for its development.

Keywords: recovery factor, low salinity water injection, optimal injection flow.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	I
ABSTRACT	II
ÍNDICE GENERAL	III
ABREVIATURAS	VI
SIMBOLOGÍA.....	VII
ÍNDICE DE FIGURAS	VIII
ÍNDICE DE TABLAS	X
CAPÍTULO 1	11
1. Introducción.....	11
1.1 Descripción del problema	11
1.2 Justificación del problema	12
1.3 Objetivos	12
1.3.1 Objetivo General.....	12
1.3.2 Objetivos Específicos.....	12
1.4 Marco teórico	13
1.4.1 Modelo Geológico Regional.....	13
1.4.2 Área de estudio.....	14
1.4.3 Estratigrafía	16
1.4.4 Descripción litológica	17
1.4.5 Roca Reservorio	18
1.4.6 Zona de inyección y área de influencia	18
1.4.7 Petrofísica pozo S-63.....	21
1.4.8 Mecanismo de producción de la arena “U inferior”	22
1.4.9 Inyección de agua de baja salinidad	23
1.4.10 Teoría de Buckley y Leverett	24
1.4.11 Software WaterDrive.....	31

1.4.12	Indicadores económicos	31
CAPÍTULO 2	33
2.	METODOLOGÍA.....	33
2.1	Tipo de estudio.....	33
2.2	Universo y muestra	33
2.3	Diseño de investigación	33
2.3.1	Revisión bibliográfica	33
2.3.2	Relevamiento de información.....	33
2.3.3	Modelamiento	33
2.4	Etapas del proceso y análisis de información	34
2.4.1	Recolección de datos.....	34
2.4.2	Uso del software WaterDrive.	35
2.4.3	Análisis de resultados y determinación del beneficio económico	37
CAPITULO 3	38
3.	Resultados	38
3.1	Estado los pozos en el área de inyección.....	38
3.1.1	Estado actual pozo S-63.....	38
3.1.2	Estado actual pozo S-275.....	41
3.1.3	Criterio de selección del pozo inyector.....	44
3.1.4	Esquema del proceso de inyección de agua.....	44
3.2	Cálculo de reservas primarias	45
3.3	Desarrollo del método.	50
3.3.1	Curva de flujo fraccional (fw).....	50
3.3.2	Tiempo de ruptura	52
3.3.3	Eficiencia de desplazamiento.....	52
3.3.4	Razón de movilidad	52
3.4	Resultados de la inyección de agua.	52

3.4.1	Resultados de la simulación utilizando el software WaterDrive.....	53
3.4.2	Resumen de resultados	66
3.5	Análisis económico.....	66
3.5.1	Costo de facilidades de superficie.....	66
3.5.2	Trabajos de reacondicionamiento	67
3.5.3	Plan de inversiones por año.....	69
3.5.4	Ingresos del proyecto.....	69
3.5.5	Egresos del proyecto	70
3.5.6	Resultados.....	71
CAPITULO 4		75
4.	Conclusiones y Recomendaciones	75
4.1	Conclusiones.....	75
4.2	Recomendaciones.....	77
BIBLIOGRAFÍA		78
ANEXOS		80
Anexo 3.1.....		80
Anexo 3.2.....		82
Anexo 3.3.....		84

ABREVIATURAS

ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
POES	Petróleo original en sitio
MD	Measured depth (profundidad medida)
TVDS	Total Vertical Depth Sub Sea (profundidad vertical total bajo el mar)
FR	Factor de recobro
OOIP	Original Oil in Place (Petróleo original en sitio)
RS	Recuperación secundaria
VRR	Voidage replacement ratio (Índice de reemplazo)
BPPD	Barriles de petróleo por día
BFPD	Barriles de fluido por día
BAPD	Barriles de agua por día
BES	Bomba electro-sumergible
BLS	Barriles
SOTE	Sistema de Oleoducto Transecuatoriano
CTEA	Ley orgánica para la planificación integral de la Circunscripción Territorial Especial Amazónica.
WTI	West Texas Intermediate

SIMBOLOGÍA

ft	Pie
K_{ro}	Permeabilidad relativa del petróleo
K_{rw}	Permeabilidad relativa del agua
S_{wc}	Saturación de agua connata
S_{wi}	Saturación de agua inicial
S_{wprom}	Saturación de agua promedio
F_w	Flujo fraccional del agua
Q_{iny}	Caudal inyectado en barriles de agua por día
t	Tiempo

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Ubicación de la Cuenca Oriente – Ecuador	13
Figura 1.2. Dominios Estructurales y sección estructural de la Cuenca Oriente	14
Figura 1.3. Mapa de ubicación del Campo ESPOL.	15
Figura 1.4. Producción promedio mensual del campo ESPOL desde 1972 hasta febrero 2022	16
Figura 1.5. Columna litoestratigráfica tipo del Campo ESPOL.....	17
Figura 1.6. Mapa estructural en profundidad del campo ESPOL referido al Tope de la Formación Caliza “A”	20
Figura 1.7: Correlación estructural de la arena “U inferior” en el sitio de inyección ...	21
Figura 1.8: Mecanismos de producción, reservorio “U inferior”	22
Figura 2.1. Arreglo de los fluidos después de la ruptura.	29
Figura 2.1. Pantalla de inicio software WaterDrive	35
Figura 2.2. Periodicidad de la predicción.....	36
Figura 3.3. Pantalla inicial para el cálculo de los coeficientes de Corey	37
Figura 3.1. Estado mecánico del pozo S-63	40
Figura 3.2 Evaluación petrofísica pozo S-275, arena “Hollín Inferior”	42
Figura 3.3 Estado mecánico pozo S-275.....	43
Figura 3.4. Esquema de inyección propuesto.....	45
Figura 3.5. Análisis de declinación de producción S-53.....	46
Figura 3.6. Análisis de declinación de producción S-274.....	47
Figura 3.7. Análisis de declinación de producción S-278.....	48
Figura 3.8. Análisis de declinación de producción S-277.....	49
Figura 3.9. Curva de flujo fraccional arenisca “U inferior”	51
Figura 3.10. Ubicación de los pozos de la plataforma AP según el mapa estructural de la arenisca “U inferior”	53
Figura 3.11. Modelamiento del esquema de inyección hacia el pozo S-274 en un solo estrato.	53

Figura 3.12. Data a ingresar en el software WaterDrive para el pozo S-53.	54
Figura 3.13. Flujo fraccional para el caso, pozo S-53.....	55
Figura 3.14. Predicción de la recuperación de fluidos en el pozo S-53, caso 1.	55
Figura 3.15. Forecast de producción acumulada de petróleo vs tiempo con y sin recuperación secundaria, caso 1 (VRR = 1).	57
Figura 3.16. Forecast de producción diaria de petróleo vs tiempo con y sin recuperación secundaria, caso 1 (VRR = 1).	57
Figura 3.17. Data a ingresar en el software WaterDrive para el pozo S-53.	58
Figura 3.18. Flujo fraccional para el caso 2, pozo S-53.....	59
Figura 3.19. Predicción de la recuperación de fluidos en el pozo S-53, caso 2.	59
Figura 3.20. Forecast de producción acumulada de petróleo vs tiempo con y sin recuperación secundaria, caso 2 (VRR = 1,5).	61
Figura 3.21. Forecast de producción diaria de petróleo vs tiempo con y sin recuperación secundaria, caso 2 (VRR = 1,5).	61
Figura 3.22. Data a ingresar en el software WaterDrive para el pozo S-53, caso 3.....	62
Figura 3.23. Flujo fraccional para el caso 3, pozo S-53.....	63
Figura 3.23. Predicción de la recuperación de fluidos en el pozo S-53, caso 3.	63
Figura 3.24. Forecast de producción acumulada de petróleo vs tiempo con y sin recuperación secundaria, caso 3 (VRR = 2,5).	65
Figura 3.25. Forecast de producción diaria de petróleo vs tiempo con y sin recuperación secundaria, caso 3 (VRR = 2,5).	65

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1: Coordenadas y topes estructurales del área de influencia.....	21
Tabla 1.2: Propiedades petrofísicas pozo S-63	22
Tabla 1.3. Resumen de resultados de LSWI según varios investigadores.....	24
Tabla 3.1. Estado de los pozos del área de inyección	38
Tabla 3.2. Historial de reacondicionamiento pozo S-63.....	38
Tabla 3.3 Historial de reacondicionamiento pozo S-275.....	41
Tabla 3.4. Cálculo de reservas remanentes en el área de influencia.....	45
Tabla 3.5. Distancia de los pozos productores al pozo S-63	50
Tabla 3.6. Propiedades petrofísicas de la arenisca “U inferior”	50
Tabla 3.7. Datos de flujo fraccional de la arenisca “U inferior”	51
Tabla 3.8. Valores de la curva de flujo fraccional, arenisca “U inferior”.	51
Tabla 3.9. Caudal de inyección de agua según VRR = 1	54
Tabla 3.10. Predicción de recuperación de petróleo y agua, caso 1 (VRR = 1)	56
Tabla 3.11. Recuperación de petróleo en términos de factor de recobro, caso 1 (VRR = 1).....	56
Tabla 3.12. Caudal de inyección de agua según VRR = 1,5.....	58
Tabla 3.13. Predicción de recuperación de petróleo y agua, caso 2 (VRR = 1,5)	60
Tabla 3.14. Recuperación de petróleo en términos de factor de recobro, caso 2 (VRR = 1,5).....	60
Tabla 3.15. Caudal de inyección de agua según VRR = 2,5.....	62
Tabla 3.16. Predicción de recuperación de petróleo y agua, caso 3 (VRR = 2,5)	64
Tabla 3.17. Recuperación de petróleo en términos de factor de recobro, caso 3 (VRR = 2,5).....	64
Tabla 3.18. Volúmenes incrementales recuperados por el proyecto de inyección de agua según cada escenario.	66
Tabla 3.19. Costos facilidades de superficie.	66
Tabla 3.20. Costo estimado del reacondicionamiento del pozo S-63.....	67

Tabla 3.21. Costo estimado del reacondicionamiento del pozo S-275.....	68
Tabla 3.22. Costo estimado para una intervención “Pulling BES”	68
Tabla 3.23. Cronograma de intervenciones	69
Tabla 3.24. Plan de inversiones 2022-2032 plataforma AP	69
Tabla 3.26. Costo promedio de venta de barril de petróleo tipo Oriente	70
Tabla 3.25. Egresos del proyecto	71
Tabla 3.27. Flujo de caja del proyecto considerando tasa de inyección de 1222 BAPD.	72
Tabla 3.28. Flujo de caja del proyecto considerando tasa de inyección de 1833 BAPD.	73
Tabla 3.29. Flujo de caja del proyecto considerando tasa de inyección de 3055 BAPD.	74

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

En los últimos años en Ecuador los métodos de recuperación secundaria adquieren gran relevancia debido a la declinación natural de los volúmenes recuperables de petróleo. Sin los programas adecuados para revertir esta tendencia, los reservorios son menos productivos y, al mismo tiempo, poco rentables. El método de inyección (agua) con baja salinidad es la más aplicada en el mantenimiento de presión de reservorio y como una fase desplazante del hidrocarburo móvil.

Se ha comprobado que ésta técnica incrementa ostensiblemente los factores de recuperación de los yacimientos en comparación con el método de alta salinidad, considerando que la inyección de agua es compatible con el reservorio evitando el daño por invasión de fluidos.

En el caso de la plataforma AP del campo ESPOL, la presión del reservorio “U inferior” ha llegado por debajo de la presión de burbuja producto de la declinación natural del campo debido a los planes de desarrollo ejecutados en la zona Norte, en tal razón es necesario aplicar un método adicional (recuperación secundaria) para mitigar el declinamiento del reservorio.

1.1 Descripción del problema

El volumen de petróleo original *in situ* (POES) del Ecuador estimado en el año 2019 ha sido de 40.3 miles de millones de barriles de petróleo, de los cuales solo alrededor de 6.11 miles de millones de barriles han sido producidos, lo que representa un factor de recobro de +/- 15.16%, lo que indica que gran cantidad del petróleo se queda en el subsuelo (MERRNR, 2019).

La producción de agua de formación conlleva costos adicionales debido al tratamiento químico que debe recibir el agua para, según la normativa ambiental vigente, ser reinyectada en el subsuelo lejos de los acuíferos superficiales. Existe gran cantidad de pozos que, debido a su bajo potencial y/o alto corte de agua son cerrados, lo que genera activos subutilizados por la empresa operadora.

Para el caso de campo ESPOL en la plataforma AP se tienen (4) pozos productores en la arenisca “U inferior” con una producción total de +/- 680 BPPD misma que no será sostenible en el tiempo debido a las bajas presiones de reservorio en la zona mismas que borden los 450 psi. En dicha plataforma se encuentran cerrados los pozos S-63 y S-

275 mismos que podrían optimizarse mediante la conversión de estos a inyector y productor de agua respectivamente.

1.2 Justificación del problema

Muchas son las causas para tener un bajo factor de recobro en los yacimientos de la cuenca Oriente. Entre los más importantes están la poca o nula aplicación de proyectos de recuperación secundaria lo cual se refleja en las bajas presiones del reservorio llegando en algunos casos a producir bajo las condiciones del punto de burbuja, alta producción de gas y pocas o nulas facilidades de manejo de gas en superficie; daños durante la fase de perforación por un invasión profunda de los lodos, daños durante las fases de control de pozos en actividades de mantenimiento o rehabilitación de pozos (reacondicionamiento), daños que en muchos casos han sido corregidos por el fracturamiento hidráulico no convencional que por las bajas presiones no pueden ser sostenibles en el tiempo y en sus condiciones de operación.

Dado este panorama, es imprescindible la ejecución de proyectos de recuperación secundaria para el sostenimiento de la presión y optimización de la producción petrolera del campo.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Desarrollar una propuesta técnica-económica para el aprovechamiento máximo de las reservas mediante la inyección de agua de formación de baja salinidad en la arena U inferior en la plataforma AP del campo ESPOL.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Identificar las generalidades, condiciones geológicas y petrofísicas del campo ESPOL en la arenisca U inferior.
- Evaluar las condiciones para la inyección de agua considerando el estado mecánico actual del pozo productor de agua y la viabilidad técnica de la conversión de pozo productor de petróleo a inyector.
- Determinar el caudal óptimo de inyección de agua para maximizar el factor de recobro mediante el método de Buckley & Leverett y la solución de Dake-Welge usando el software WaterDrive.

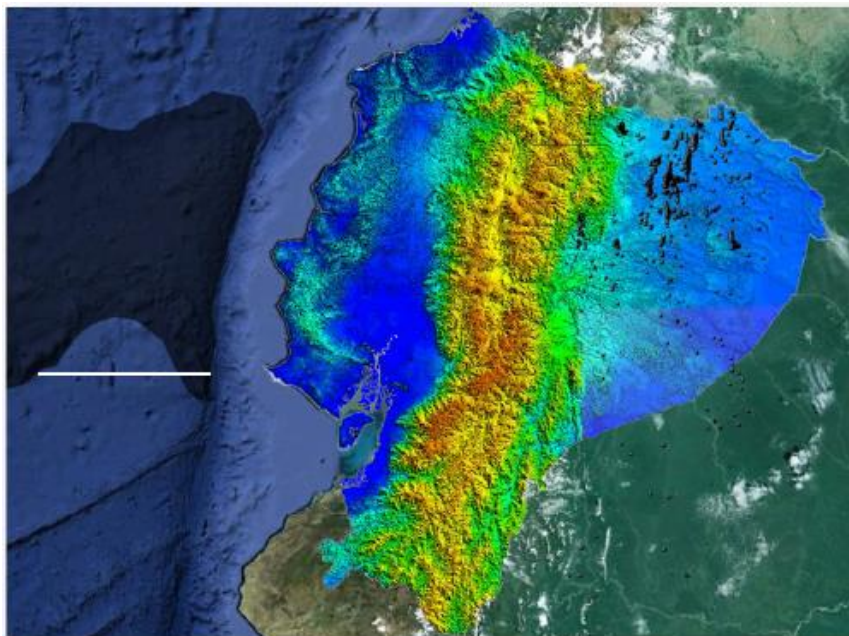
- Analizar el beneficio económico considerando la optimización de recursos que tendrá la ejecución del proyecto piloto de inyección de agua de formación.

1.4 Marco teórico

1.4.1 Modelo Geológico Regional

La Cuenca Oriente está en una posición de cuenca de antepaís de trans-arco de los andes ecuatorianos. Se ubica en una zona estructuralmente muy compleja, justo al norte de la charnela entre los Andes centrales y los Andes Septentrionales (Figura 1.1). Esta posición hace que esta región está sometida a cambios de esfuerzos importantes y, por lo tanto, puede ser responsable de la fuerte actividad sísmica y volcánica que la caracteriza. La morfología de la Cuenca Oriente se caracteriza por relieves relativamente importantes en relación con otra cuenca de ante país andinas (Baby et. al, 2004).

Figura 1.1: Ubicación de la Cuenca Oriente – Ecuador

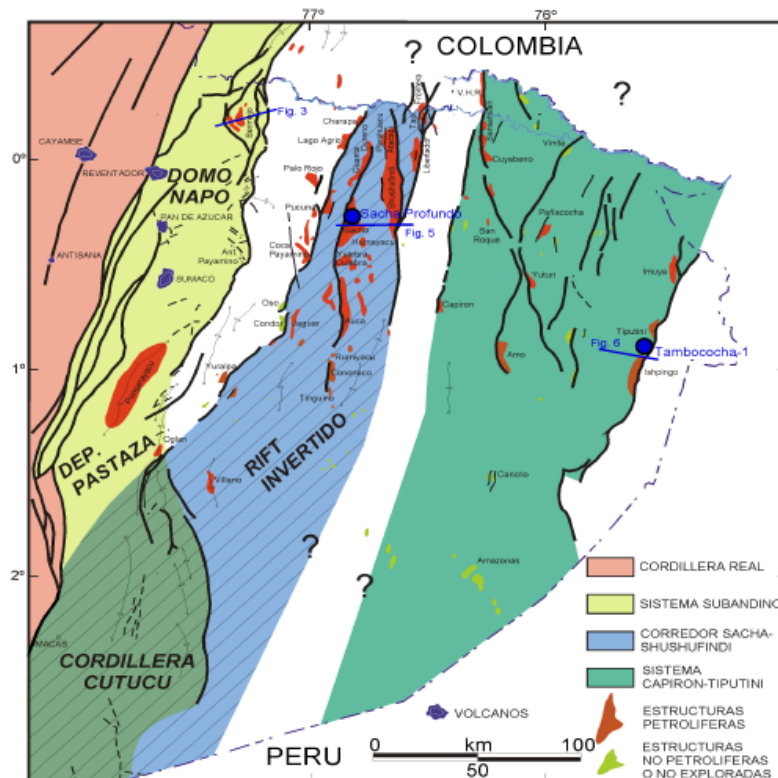


Fuente: (La cuenta Oriente: geología y petróleo, 2004)

La Cuenca Oriente se desarrolla como resultado de esfuerzos transgresivos presentes a partir del Cretácico Terminal, los que provocan la emersión de la Cordillera Real y la formación de la cuenca de ante país de tras-arco propiamente dicha. Su deformación y la estructuración de los campos petrolíferos resultan de la inversión tectónica de antiguas fallas normales ligadas a un sistema de rift de edad triásico y/o jurásico inferior (Baby P., et al, 1998). Estas fallas, actualmente inversas y de fuerte buzamiento, están orientadas principalmente N-S o NNE-SSO, y limitan tres corredores estructurales - petrolíferos con características propias como son: el Sistema subandino

(Play occidental), el corredor Sacha – Shushufindi (Play central), y el sistema Capiron-Tiputini (Play Oriental) (Baby et. al, 2004). (Figura 1.2).

Figura 1.2. Dominios Estructurales y sección estructural de la Cuenca Oriente



Fuente: (La cuenta Oriente: geología y petróleo, 2004)

Las estructuras generadas en Cenozoico Tardío en la cuenca Oriente son ejemplos de deformación de ante país (Foreland) a gran escala en el cual está involucrado el basamento, las mismas que han sido producto de la reactivación de estructuras pre-existentes de basamento, generando estructuras en zona de cizalla por efecto de la tectónica por desplazamiento de rumbo. (Balkwill, 1989).

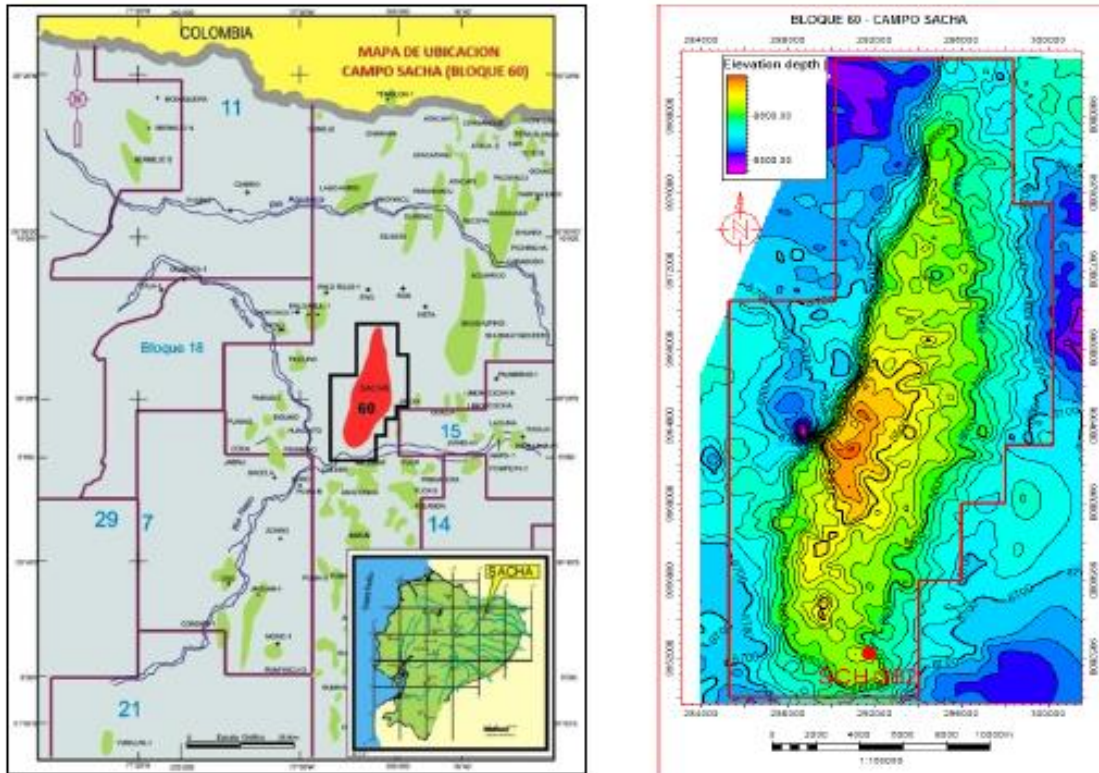
El Campo ESPOL es ubicado en el flanco occidental del “play” central (Corredor Sacha-Shushufindi). La estructura ESPOL es un pliegue convexo (anticlinal) de bajo relieve. Se presenta de forma cortada en su flanco por fallas inversas y de cizalla atrevasando la estructura en sentido ENE-OSO. Tiene un ancho de 4 km al norte, +/- 10 km al centro-sur y una longitud aproximada de 33 km (Modificado de Baby P., et al., 2004).

1.4.2 Área de estudio

El campo se ubica en el centro norte de la Cuenca Oriente, al norte de los campos Culebra-Yulebra-Anaconda, al sur del Campo Marginal Eno - Ron, al este de los campos

MDC - Paka Norte y al oeste del Bloque PBHI (Paraíso, Biguino, Huachito e intracampos) (Figura 1.3).

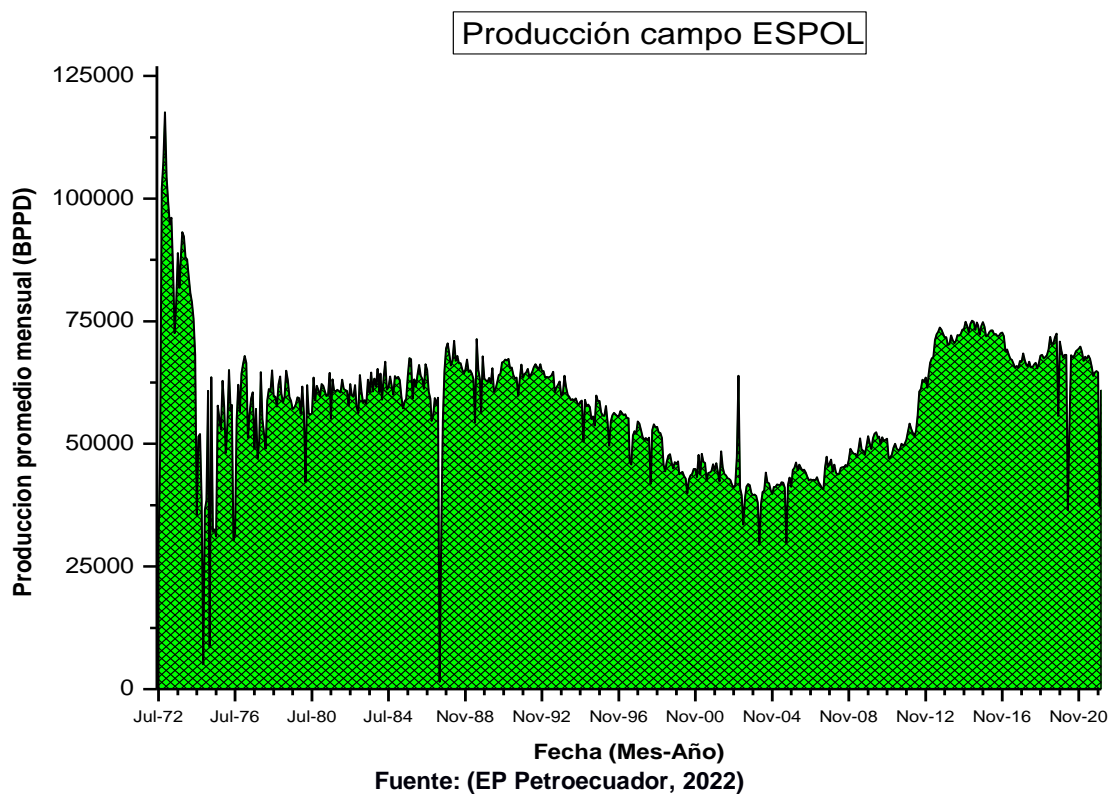
Figura 1.3. Mapa de ubicación del Campo ESPOL.



Fuente: (Petroamazonas, 2019)

La estructura ESPOL fue producida mediante el pozo exploratorio ESPOL 1, perforado el 21 de enero de 1969, el cual, alcanzo una profundidad total de 10160 pies de profundidad y produjo 1300 BPPD de 30 API del reservorio Hollín. El campo inició producción el 6 de julio de 1972, a una tasa promedia diaria de 29269 BPPD. Desde el inicio de operaciones del Campo ESPOL hasta la presente, el campo ha sido manejado por 6 operadores entre públicas y privadas con distintos resultados en su fase de desarrollo. Así, el histórico de producción del campo ESPOL se resume en la figura 1.4:

Figura 1.4. Producción promedio mensual del campo ESPOL desde 1972 hasta febrero 2022.



Hasta el mes de febrero del 2022 fueron perforados un total de 464 pozos, 240 pozos productores de petróleo, de los cuales 222 producen con levantamiento electrosumergible, 18 pozos con levantamiento hidráulico. En el campo ESPOL se tienen 157 pozos cerrados, 37 pozos abandonados, 17 pozos inyectores y 13 pozos reinyectores.

1.4.3 Estratigrafía

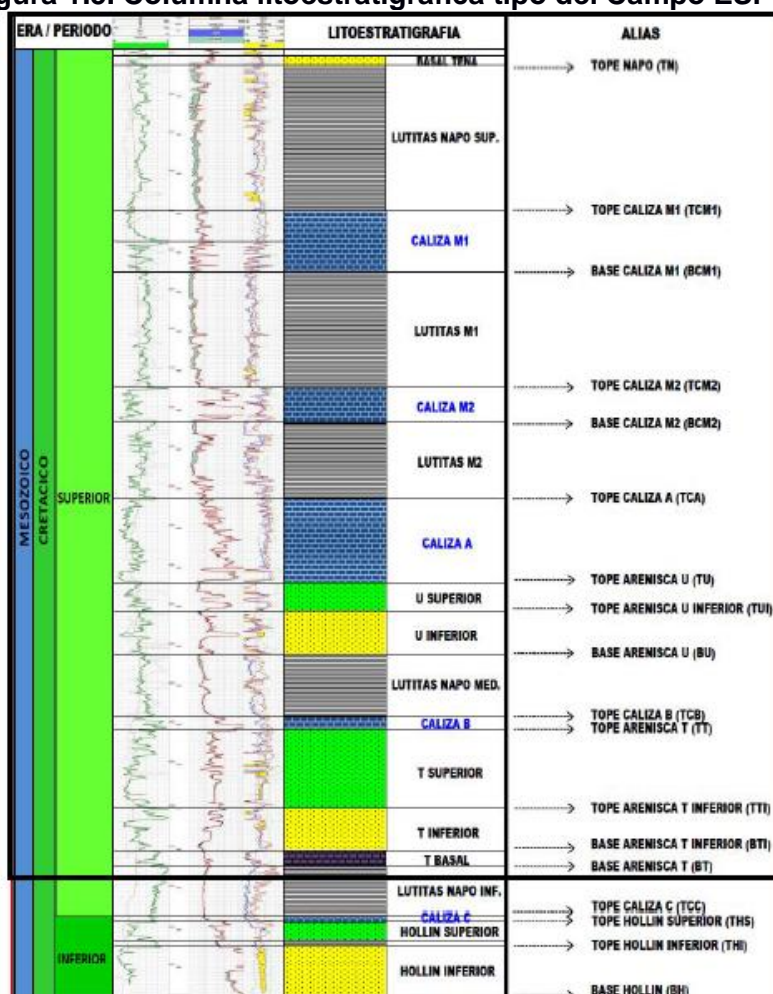
La estructura ESPOL se formó en la primera etapa de inversión tectónica entre el Turoniano Terminal y el Maastrichtiano, mostrando la variación de espesor de las formaciones Napo Superior y Tena entre el flanco occidental y el alto de la estructura. (Baby P., et al, 1998).

La columna de sobrecarga está representada por rocas marinas del Cretácico superior, rocas de transición del Paleoceno y rocas continentales del Eoceno al Mioceno.

La columna estratigráfica de las Formaciones Hollín y Napo (Figura 1.5) del área de estudio está representada por una sección vertical de aproximadamente 1100 pies de espesor de sedimentos silici-clásticos/carbonatos del período Cretácico, representada por varias series de sedimentos terciarios de plataforma, plataforma carbonatada,

ambiente marino somero y ambiente de transición. Los zonas de producción se depositan en ambientes estuarinos dominados por mareas (Hollín, T y U) (Halliburton, 2013).

Figura 1.5. Columna litoestratigráfica tipo del Campo ESPOL.



Fuente: (Halliburton, 2013)

1.4.4 Descripción litológica

El reservorio “U Inferior” se muestra más continua en todo el campo ESPOL. El espesor total del intervalo cambia de 22 ft a 76 ft a través del campo. Estas áreas tienen las acumulaciones más gruesas de barras y canales de arena de marea (Petroamazonas EP, 2020):

- “U superior” y “T superior”: el ambiente de depósito es de plataforma marina, que constituyen yacimientos de mala calidad.
- Arenisca “U” Inferior: ambiente de depósito estuarino influenciado por mareas, En la Arenisca U presentan dos unidades:

Arenisca “U Inferior”: se depositó en un ambiente estuarino y de tope a base exhibe principalmente facies típicas de canal/barra y plataforma arenosa, las cuales cambian de facies lateralmente a zonas de plataforma lodosa. Se observa que la

respuesta de registros eléctricos en las zonas donde presenta el sistema barra/canal predomina en las curvas de rayos gamma forma de caja y embudo (Se afina hacia arriba), el cruce de las curvas de Rhob y NPHI muestra buena calidad de reservorio. Para las facies de planicie el patrón típico aserrado en el Gamma Ray. Las curvas de porosidad (Rhub, Neutrón y DT) muestran pobre calidad de las propiedades de roca para almacenar fluidos (Petroamazonas, 2020).

Arenisca “U Superior” se caracteriza por la presencia de areniscas glucolíticas depositas en un ambiente de tipo shoreface, hacia el tope pasa a depósitos más profundos y pasan a plataforma carbonatada en la Caliza A. Para determinar las características estratigráficas de los intervalos de interés, específicamente de la unidad “U” Inferior Formación Napo, se contó con la existencia de estudios convencionales y especiales de núcleos cortados parcialmente dentro de los intervalos de interés y con los registros eléctricos respectivos. Los núcleos cortados en la unidad U Inferior presentan intervalos de areniscas masivas y con estratificación cruzada (canales/barras mareales), areniscas con laminación crinkle, flaser y bioturbadas (planicie arenosa) y lodolitas con estratificación lenticular (planicie lodosa) que corresponden a un ambiente estuarino (Petroamazonas, 2020).

1.4.5 Roca Reservorio

La Formación Napo (edad Cretácico Inferior – Cretácico Superior) está conformada por una secuencia intercalada de lutitas, areniscas y calizas. Las areniscas de esta formación constituyen objetivos primarios para la perforación (Arena “U” Inferior – Arena “T” Inferior). (Petroamazonas, 2020).

En la zona del Campo ESPOL, la estructura Napo presenta un espesor promedio de 1.200 pies. La depositación del intervalo U es muy similar a los depósitos en las arenas de la Napo T, son depósitos de estuario dominados por la marea que pasaron gradualmente sobre la plataforma marina con un control tectónico de la sedimentación. (Petroamazonas, 2020).

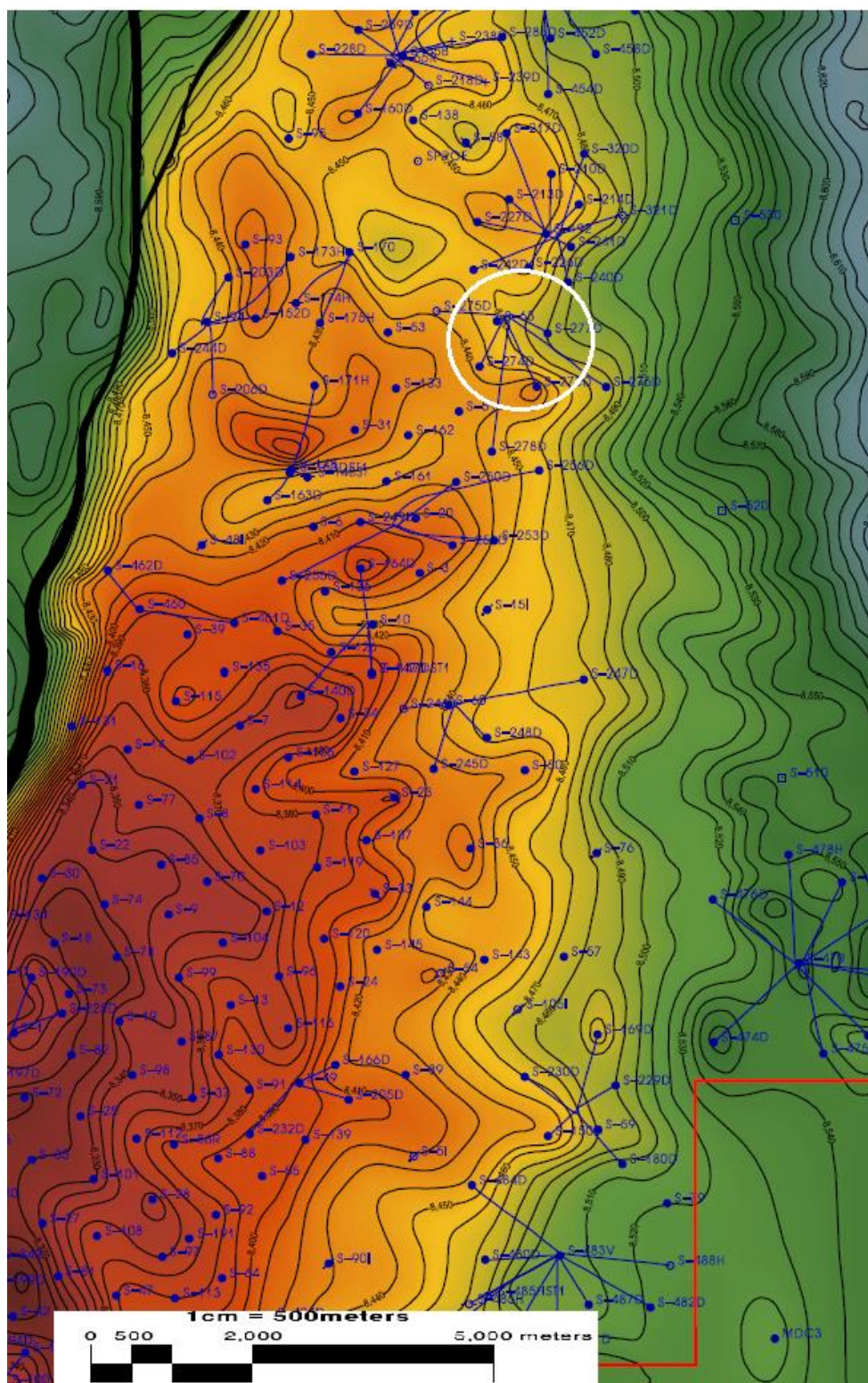
1.4.6 Zona de inyección y área de influencia

La plataforma AP está localizada en el Sector Norte del campo ESPOL. El primer pozo perforado en dicha plataforma fue el pozo S-63 en 1973. Luego, en la campaña de perforación de los años 2012 – 2013 se perforaron los pozos S-273, S-274, S-275, S-276, S-277 y S-278 que fueron completados en distintas arenas.

La zona contigua al pozo S-63 se muestra en el mapa estructural referido al tope de la Caliza "A" (Figura 1.6) hacia el flanco noreste de un periclinal de dirección NNW-SSE de buzamiento moderado hacia el este.

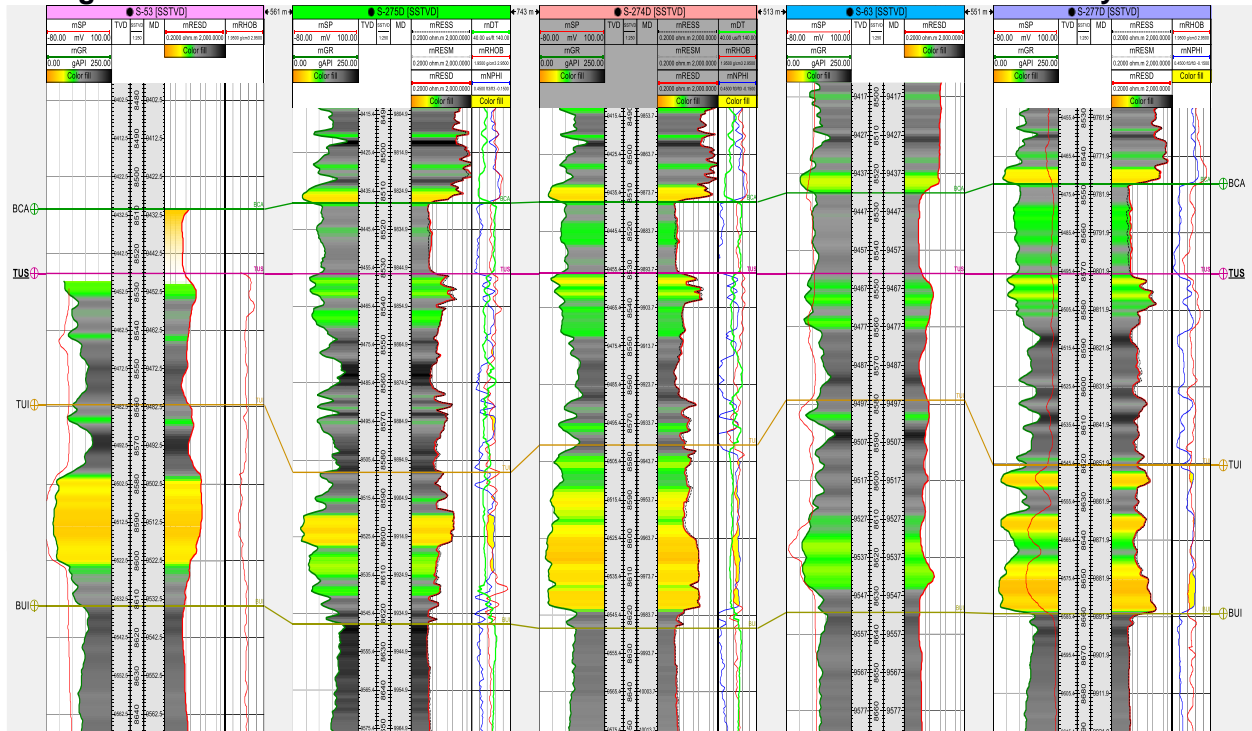
En líneas sísmicas definidas previamente no se han evidenciado fallas o fracturas que podrían intercomunicar verticalmente la formación con niveles terciarios o cuaternarios superiores. Se cuenta con estratos impermeables de gran espesor como la Caliza A que se extiende regionalmente, la base de la Caliza M2 que está constituida por intercalaciones calcáreas y lutíticas que se extienden lateralmente como se verifica en la correlación estructural – estratigráfica entre los pozos S-53, S-275, S-274, S-63 y S-277 (Figura 1.7) donde se identifica la continuidad del reservorio "U inferior" propuesta como formación para la inyección en el pozo S-63.

Figura 1.6. Mapa estructural en profundidad del campo ESPOL referido al Tope de la Formación Caliza "A".



Fuente: (EP Petroecuador, 2022)

Figura 1.7: Correlación estructural de la arena “U inferior” en el sitio de inyección



Fuente: (EP Petroecuador, 2022)

Por la correlación estructural mostrada, se tiene que los posibles pozos influenciados por la inyección de agua en la plataforma AP serían los listados en la siguiente tabla en la que se incluyen los topes estructurales:

Tabla 1.1: Coordenadas y topes estructurales del área de influencia

Pozo	Coordenadas		Tope U inferior	
	X	Y	MD	SSTVD
S-63	295904.00	9970999.00	9496.00	-8579.00
S-53	294754.25	9970880.36	9481.83	-8559.35
S-274	295721.94	9970520.00	9939.41	-8575.71
S-277	296438.66	9970869.74	9852.46	-8620.53
S-278	295850.58	9969622.28	10809.50	-8586.11

Fuente: (EP Petroecuador, 2022)

1.4.7 Petrofísica pozo S-63

La evaluación y definición de los registros del pozo S-63 fueron realizados por el programa Interactive Petrophysics (IP) con el objetivo de cuantificar los parámetros petrofísicos del pozo mencionado (porosidad, saturación de agua, espesor neto, volumen de arcilla y litología de la zona de interés). Se disponen de curvas SP, GR, Resistividad Inductiva, Densidad y Neutrón, de las cuales se desprende los parámetros mostrados en la tabla 1.2:

Tabla 1.2: Propiedades petrofísicas pozo S-63

Pozo	Zona	Tipo	Tope (ft)	Base (ft)	Gross (ft)	Neto (ft)	Av phi (%)	Av Sw (%)	Av Vcl (%)
S-63	Ui_1	MD	9496	9504	8	2.5	0.128	0.274	0.192
S-63	Ui_2	MD	9532	9546	14	8.75	0.169	0.285	0.084

Fuente: (EP Petroecuador, 2022)

Para la valoración de los perfiles eléctricos se estableció el volumen de arcilla presente en la formación tomando en cuenta un indicador de arcillosidad: el registro Gamma Ray. La porosidad fue derivada del registro de densidad-neutrón.

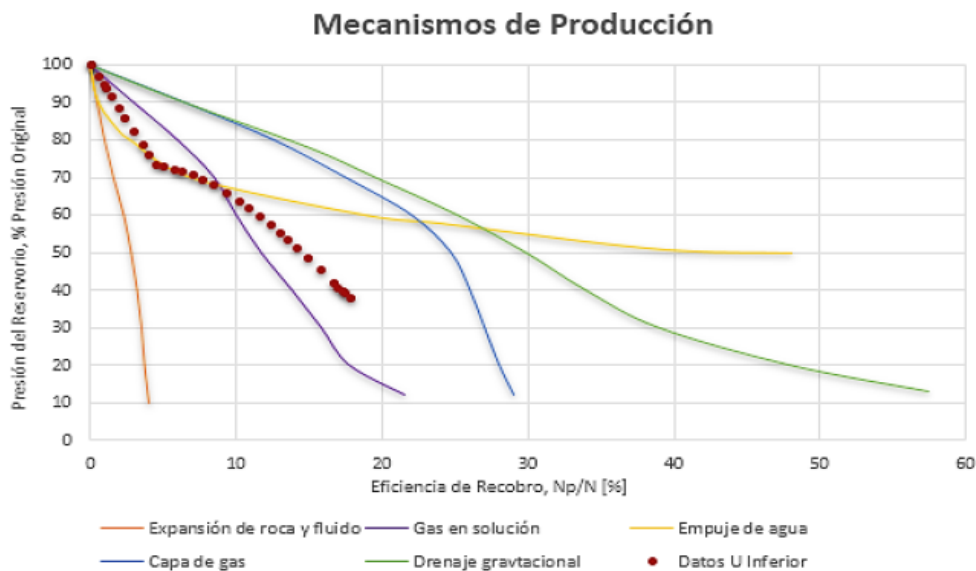
Se asumió una densidad de matriz de 2.7 g/cc y del fluido de 1 g/cc. Los valores de resistividad del agua de formación fueron determinados a partir de las salinidades del agua de formación en esa zona, dando como resultado @ 24000 ppm NaCl una resistividad de 0.131 ohm-metro.

Los *cut off* utilizados fueron de 9% de porosidad, 60% para la saturación de agua y 42% para el volumen de arcilla.

1.4.8 Mecanismo de producción de la arena “U inferior”

En el yacimiento “U Inferior” se verifica que el mecanismo de producción es de expansión de roca y fluido con un aporte de energía por gas en solución. Debido a lo expuesto, no existe soporte de presión y la presión del reservorio ha disminuido rápidamente.

Figura 1.8: Mecanismos de producción, reservorio “U inferior”



Fuente: (Arias & Chancusig, 2017)

En la Figura 1.8 se muestra un incremento en el factor de recobro producto de la implementación de pozos inyectoros de agua para recuperación secundaria que se implementó en algunas plataformas del reservorio U Inferior.

1.4.9 Inyección de agua de baja salinidad

Una de las técnicas innovadoras y emergentes de recuperación de petróleo para modificar la capacidad de mojabilidad de los reservorios de arenisca es la inyección de agua de baja salinidad (LSWI). La popularidad de esta técnica se debe a su alta eficiencia en la transferencia de petróleo crudo de peso ligero a mediano, la facilidad de inyección en los componentes del petróleo, la disponibilidad y asequibilidad del agua, y los menores costos operativos y de capital, lo que resulta en una economía favorable en comparación con otras técnicas. El único problema con esta técnica es el suministro y eliminación de agua (Al-Shalabi y Sepehrnoori, 2015).

El método LSWI ha sido probado principalmente en estudios de núcleo, lo que demuestra que al variar la composición del agua de inyección (en relación con las condiciones específicas del agua en el yacimiento), se pueden lograr mejoras en las tasas de recuperación del 5 % al 20 % (Dang et al., 2015). Por lo tanto, se puede deducir que la inyección de agua de baja salinidad es un método de producción mejorado que implica bombear agua con concentraciones de sal entre 1000 y 2000 ppm (Rotondi, Callegaro, Masserano & Bartosek, 2014).

Las primeras ideas sobre LSWI fueron presentadas por Morrow y otros científicos de la Universidad de Wyoming en la década de 1990 como resultado de experimentos que les permitieron determinar las interacciones y los efectos del agua de inyección, el petróleo y la mineralogía para la humectación. Posteriormente, numerosas evaluaciones de laboratorio y proyectos ocasionales han demostrado que se pueden lograr tasas de recuperación más altas con el proceso LSW. Algunos de estos diseños se realizaron a nivel de campo y se enumeran con condiciones adicionales de inyección y recuperación en la Tabla 1.3. (Dang, Nghiem, Nguyen & Chen, 2015).

Tabla 1.3. Resumen de resultados de LSWI según varios investigadores.

Autor	Litología del reservorio	Salinidad del agua inyección / agua de formación	Factor de recobro incremental
Webb (2004)	Arenisca	3.000 / 220.000	20%
McGuire (2005)	Arenisca (Vertiente norte de Alaska)	150-1.500 / 15.000	13%
Robertson (2007)	Arenisca (Reservorios Semiek occidental, Semiek norte y Moran)	10.000 / 60.000 3.304 / 42.000 7.948 / 128.000	El factor de recobro tiende a disminuir conforme el radio de salinidad se incrementa.
Lager (2008)	Arenisca (Campo Alaskan)	2.600 / 16.640	10%
Veledder (2010)	Arenisca (Campos Omar e Isla)	2.200 / 90.000	10% - 15%
Seccombe (2010)	Arenisca (Campo Endicot)	12.000 / -	13%
Skrettingland (2010)	Arenisca (Campo Snorre)	500 / 50.000	No hay cambio significativo

Fuente: (Durán, 2019)

La sola aplicación de esta técnica no garantiza un mayor factor de recobro, ya que la falta de estudios sistemáticos limitaría la comprensión de los fenómenos relacionados con la tecnología. En particular, uno de los temas más controvertidos en la literatura científica se refiere al mecanismo de acción que hace que este método sea más eficiente, y que se debe a la complejidad de la interacción roca-agua-petróleo. Hay varias hipótesis sobre los principales mecanismos que contribuyen al aumento de la tasa de recuperación al inyectar agua de baja salinidad, sin embargo, la mayoría de los autores coinciden en que la disminución de la permeabilidad está relacionada con el movimiento de partículas finas y el cambio en la composición de la arcilla es la causa principal.

Tradicionalmente, se evita la migración fina porque reduce la permeabilidad del yacimiento. Sin embargo, la reducción de la permeabilidad debido a la infiltración de agua en áreas puede ralentizar el flujo de agua hacia capas altamente permeables y aumentar el flujo de petróleo (Durán, 2019).

1.4.10 Teoría de Buckley y Leverett

Se basa el concepto de recuperación por inyección de agua, permite calcular la saturación de agua en el frente de invasión del arreglo lineal. Este concepto se presentó en 1942 y se compone de tres premisas físicas: El movimiento de fluidos es unidireccional, presión constante y los fluidos inmiscibles (Dake 2001).

La teoría está basada en el conocimiento de permeabilidades relativas y en un desplazamiento similar al de un pistón con fugas, implicando que, debido a la superficie

porosa e irregular detrás del frente de invasión, existe una cantidad considerable de petróleo sin explotar.

La principal limitación de la teoría es que se aplica a sistemas lineales, similar a la flotabilidad natural del agua, la inyección periférica de agua o la expansión de la capa de gas. La solución para descartar esta limitación es utilizar el concepto de eficiencia de barrido. Hay varias técnicas disponibles que pueden extender estos cálculos a sistemas no lineales.

La teoría del desplazamiento también supone una formación uniforme con una saturación de agua constante en todo el yacimiento. Además, la tasa de inyección y el área perpendicular al flujo se consideran constantes. Finalmente, se supone que la presión y la temperatura del yacimiento deben mantenerse constantes para que exista el equilibrio.

La ecuación de esta teoría tiene en cuenta el desplazamiento del crudo con agua. La teoría de Buckley y Leverett se basa en dos ecuaciones básicas: la Ecuación de flujo fraccional y, la Ecuación de avance frontal.

1.4.10.1 Ecuación de flujo fraccional

Esta ecuación asume un caso de formación uniforme con permeabilidad k y porosidad ϕ , saturada con petróleo y agua, que se somete a la inyección de fluidos a una tasa (q_t). La formación se tiene una inclinación (α), con respecto a la horizontal, longitud (L) y área seccional (A).

Se aplica la ley de Darcy generalizada para modelar el flujo de estos fluidos inmiscibles a través del medio poroso representada con las ecuaciones:

$$q_w = \frac{k_w A}{\mu_w} \left(\frac{\delta P_w}{\delta x} + C p_w g \text{ sen} \alpha \right) \quad (1.1)$$

$$q_o = \frac{k_o A}{\mu_o} \left(\frac{\delta P_o}{\delta x} + C p_o g \text{ sen} \alpha \right) \quad (1.2)$$

Donde:

q_w = tasa de flujo de agua $\left[\frac{cm^3}{seg} \right]$

q_o = tasa de flujo de petróleo $\left[\frac{cm^3}{seg} \right]$

k_w = permeabilidad efectiva del agua [*Darcy*]

k_o = permeabilidad efectiva del petróleo [*Darcy*]

μ_w = viscosidad del agua [*cp*]

μ_o = viscosidad del petróleo [cp]

A = área de la formación al flujo [cm^2]

$\frac{\delta P_w}{\delta x}$ = gradiente de presión en fase agua [$\frac{atm}{cm}$]

$\frac{\delta P_o}{\delta x}$ = gradiente de presión en fase petróleo [$\frac{atm}{cm}$]

C = factor de conversión $\frac{1}{1.0133 \cdot 10^6}$ para expresar en unidades consistentes la gravedad y

$\frac{\delta P_c}{\delta x}$, cuando densidades se encuentran en [$\frac{g}{cm^3}$]

p_w = densidad del agua [$\frac{g}{cm^3}$]

p_o = densidad del petróleo [$\frac{g}{cm^3}$]

g = aceleración de la gravedad [$\frac{980 cm}{seg^2}$]

α = ángulo de inclinación hacia la dirección de flujo, en sentido contrario a las agujas del reloj, medido en grados.

Considerando que la arena es de preferencia humedecida con agua, se puede establecer por la definición de presión capilar:

$$P_c = p_o - p_w \quad (1.3)$$

Donde:

P_c = presión capilar

p_o = presión capilar en la fase petróleo

p_w = presión capilar en la fase agua

Se establece la ecuación de flujo fraccional partiendo de las ecuaciones anteriores:

$$f_w = \frac{1 + 1.127 \frac{k_o A}{\mu_o q_t} \left(\frac{\delta P_c}{\delta x} - 0.433 \Delta y \operatorname{sen} \alpha \right)}{1 + \frac{k_o \mu_w}{k_w \mu_o}} \quad (1.4)$$

Si se asume que las fuerzas capilares y gravitacionales son despreciables, la ecuación se simplifica de la siguiente manera:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_o \mu_w}{k_w \mu_o}} \quad (1.5)$$

1.4.10.2 Curva típica de flujo fraccional

Esta ecuación permite calcular el caudal de petróleo y agua en cualquier punto del sistema de flujo. También considera factores que afectan la eficiencia de drenaje de los proyectos de inyección de agua, tales como: Propiedades de los fluidos, propiedades de las rocas, tasas de flujo de inyección, gradientes de presión y propiedades estructurales del yacimiento. En el caso de que el gradiente de presión capilar tienda a cero, este tendrá forma de S invertida, con saturaciones límites entre S_{wc} y $(1 - S_{or})$, entre los cuales aumenta el flujo fraccional hasta la unidad (Welge 1952).

1.4.10.3 Variables que afectan la eficiencia del desplazamiento

La ecuación de flujo fraccional analiza los efectos de diferentes variables del yacimiento en la eficiencia de inyección de agua. Estas variables son:

- Angulo de buzamiento
- Presión capilar
- Humectabilidad
- Tasa de inyección
- Viscosidad del petróleo
- Viscosidad del agua

1.4.10.4 Ecuación de la velocidad del frente de invasión

Para determinar la ecuación de la velocidad del frente de invasión se modela un cuerpo poroso de sección horizontal uniforme para la deducción de la ecuación de Buckley y Leverett, con longitud x , y de porosidad ϕ . Esta ecuación determina la velocidad de avance de un plano saturado de agua constante que viaja a través de un sistema poroso lineal en el que se inyecta un líquido a una velocidad q_i .

Se puede usar el balance de masa del elemento Δx de la formación para calcular los cambios en la cantidad de agua a lo largo del tiempo:

$$\begin{aligned} & (Tasa\ de\ agua\ que\ entra) - (Tasa\ de\ agua\ que\ sale) \\ & = (Tasa\ de\ acumulacion\ de\ agua) \end{aligned} \quad (1.6)$$

Partiendo del balance de materiales y llegando a la ecuación de Buckley y Leverett:

$$V \frac{\delta f_w}{\delta S_w} \frac{\delta S_w}{\delta x} + \phi \frac{\delta S_w}{\delta t} = 0 \quad (1.7)$$

Para resolver esta ecuación, necesitamos imponer la condición inicial $S_w(x, t = 0)$. La ecuación resultante es una ecuación de velocidad frontal saturada constante. Esto significa que, para una velocidad de inyección de agua constante, la tasa de llegada del plano de saturación de agua constante es directamente proporcional a la derivada de la ecuación de flujo parcial calculada con esta saturación. Si el gradiente de presión capilar se considera insignificante, entonces el flujo fraccional es solo una función de la saturación de agua. (Dake 1998). Lo anterior se expresa en la siguiente ecuación:

$$x_{S_w} = \frac{5,615 q_i t}{A \phi} \left(\frac{df_w}{dS_w} \right)_{t, S_w} \quad (1.8)$$

, donde:

X_{S_w} = distancia en pies recorrida por una saturación determinada S_w durante un tiempo t .

$\left(\frac{df_w}{dS_w} \right)_{t, S_w}$ = pendiente de la curva de flujo fraccional a la saturación S_w .

q_t = caudal de inyección de agua en condiciones de yacimiento en barriles por día.

t = intervalo de tiempo en días.

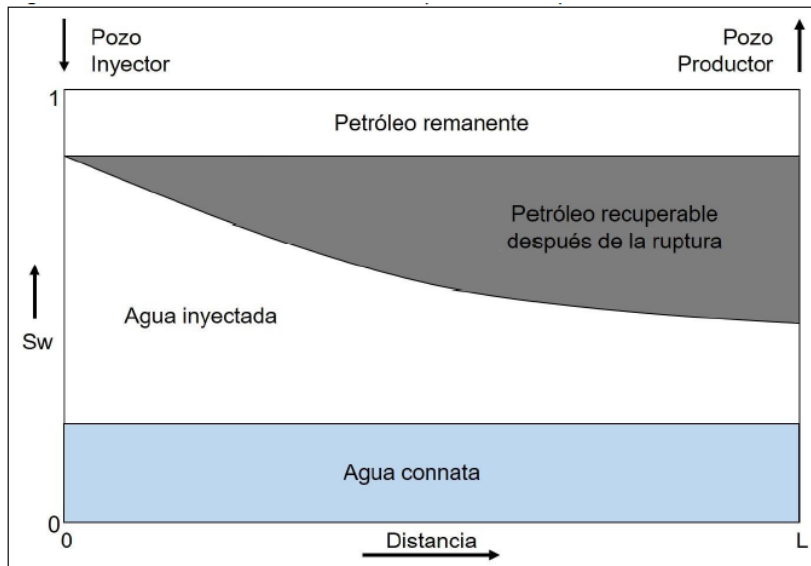
1.4.10.5 Definición de zona estabilizada y no estabilizada

- a) Se trata de una *Zona estabilizada*, cuando el flujo fraccional de agua se desplaza de forma constante en una sección del yacimiento.
- b) Se denomina *Zona no estabilizada*, aquella en la que las saturaciones de los fluidos varían. Esto quiere decir que la distribución de los fluidos no es homogénea ni constante en una sección del yacimiento determinada.

1.4.10.6 Ruptura

El punto donde la superficie del agua se acerca al pozo productor de petróleo se denomina "punto de ruptura". Luego de este punto comienza la producción de agua de inyección y el volumen de corte aumenta considerablemente. Se muestra la distribución del líquido al momento de alcanzar la ruptura.

Figura 2.1. Arreglo de los fluidos después de la ruptura.



Fuente: (Paris de Ferrer, 2001).

De la ecuación de avance frontal, si reemplazamos $x_{sw} = L$ (longitud del frente de invasión, pozo productor al inyector), se tiene:

$$\frac{5,615q_i t_{bt}}{A\phi L} = \left(\frac{df_w}{dS_w} \right)_{frente}^{-1} \quad (1.9)$$

Considerando el miembro izquierdo de la ecuación anterior:

$$\begin{aligned} \frac{5,615q_i t_{bt}}{A\phi L} &= \frac{\text{agua inyectada}}{\text{volumen poroso}} \\ &= \text{Volumen de agua inyectada en volúmenes porosos hasta la ruptura} \\ &= (Q_i)_{bt} \end{aligned} \quad (1.10)$$

Por lo tanto,

$$(Q_i)_{bt} = \left(\frac{df_w}{dS_w} \right)_f^{-1} \quad (1.11)$$

La ecuación anterior muestra que el agua inyectada a la ruptura es igual a la inversa de la tangente a la curva de flujo fraccional. Si la tasa de inyección es constante, el tiempo de ruptura se puede calcular como la relación entre el volumen acumulado del agua inyectada y la tasa de inyección:

$$t_{bt} = \frac{(W_i)_{bt}}{q_t} = \frac{A\phi L}{5,615q_i} \quad (1.12)$$

1.4.10.7 Eficiencia de desplazamiento

Se define como el cociente entre el petróleo móvil recuperado de la zona de barrido en un momento dado o del volumen poral inyectado (Paris de Ferrer, 2001).

La eficiencia de desplazamiento está ligada con relación de movilidad y la heterogeneidad.

$$E_D = \frac{\overline{S_w} - S_{wi}}{1 - S_{wi}} = \frac{1 - S_{or} - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \quad (1.13)$$

, donde:

$\overline{S_w}$ = saturación del agua (promedio) en la zona de barrido.

S_{wi} = saturación del agua (inicial) al inicio de la inyección.

S_{or} = saturación (residual) del petróleo.

1.4.10.8 Movilidad

Es la habilidad con la cual un fluido se mueve en el yacimiento. Se define como el resultado de la relación entre la permeabilidad efectiva de un fluido y la viscosidad del mismo (Paris de Ferrer, 2001).

La movilidad, dependiendo del tipo de fluido, se expresa con la ecuación:

$$\lambda_{fluido} = \frac{k_{fluido}}{\mu_{fluido}} \quad (1.14)$$

1.4.10.9 Razón de movilidad

Es la relación de la fase desplazante (agua) con la movilidad del fluido desplazado (petróleo). En inyección de agua se manifiesta como la velocidad máxima del flujo de agua sobre la del petróleo (Paris de Ferrer, 2001). La razón de movilidad M es igual a:

$$M = \frac{k_{rw}\mu_o}{k_{ro}\mu_w} \quad (1.15)$$

De la relación anterior se puede determinar:

- Si $M=1$, el petróleo y el agua se desplazan a la misma velocidad.
- Si $M < 1$, el agua se desplaza más lento que el petróleo, desplaza de una manera perfecta como un pistón dando lugar a una alta eficiencia de desplazamiento.
- Si $M > 1$, el agua avanza más rápido que el petróleo, se canaliza a través del petróleo dando lugar a una baja eficiencia de desplazamiento.

1.4.10.10 Índice de reemplazo (VRR)

El índice de reemplazo (VRR, voidage replacement ratio por sus siglas en ingles), en general, se puede definir como inyección ajustada para equilibrar la producción del campo y forma una parte importante de la fase de recuperación

secundaria de un plan de desarrollo. Es vital no solo para el mantenimiento de la presión del yacimiento, sino también para una recuperación de hidrocarburos del subsuelo más óptima. (BaniHammad et al., 2019).

Se puede definir como la relación entre la inyección total de fluidos en los barriles del yacimiento y la producción total de fluidos en los barriles del yacimiento. El VRR se utiliza como un indicador clave para lograr la presión de yacimiento requerida, particularmente cuando los pozos no están equipados con sensores de fondo de pozo. (BaniHammad et al., 2019).

$$VRR = \frac{\text{Fluido total inyectado (rb)}}{\text{Fluido total producido (rb)}} \quad (1.16)$$

1.4.11 Software WaterDrive

Es un software de cálculo y tratamiento de agua clásico para ingenieros de yacimientos de petróleo para analizar procesos de desplazamiento de agua y petróleo para sistemas multicapa homogéneos y heterogéneos, y para el cálculo de la eficiencia de inyección de agua durante la recuperación de petróleo, producción de agua de corte e inyección de agua. También nos permite probar e interpretar el rendimiento de la inyección de agua en los reservorios, o modelos de simulación numérica, a partir del examen de su producción e historial de inyección mediante la resolución inversa de la ecuación de Welge. También permite el cálculo de la eficiencia de la inyección de agua a lo largo del tiempo para un modelo de cinco puntos, utilizando métodos de Craig, Geffen y Morse para relacionar la recuperación de petróleo y la producción WOR con el agua inyectada acumulada

1.4.12 Indicadores económicos

Un factor fundamental en este tipo de proyectos es determinar si es económicamente rentable; en el campo ESPOL se encuentran disponibles los implementos necesarios para aplicar el procedimiento por lo que se debe suponer la instalación completa de este. Para determinar si el proyecto es viable es necesario ponderar los siguientes indicadores económicos:

1.4.12.1 Valor actual neto

Este es un indicador en el análisis de costo-beneficio. En proyectos donde los beneficios de una inversión superan los costos. El VAN también ayuda a determinar el beneficio que se puede obtener cuando todos los costos han sido cubiertos dentro de un tiempo determinado. El VAN permite determinar la rentabilidad del proyecto en función

de las siguientes premisas: cuando el VAN es mayor a cero el proyecto es rentable; si es menor a cero no es rentable, es decir, genera pérdidas; y, es igual a cero el proyecto se considera indiferente (no causa pérdidas ni tampoco ganancias).

1.4.12.2 Tasa interna de retorno

Conocido como TIR, se considera como el interés o rendimiento que genera una inversión. En pocas palabras, es la proporción de la ganancia o pérdida que tendrá una inversión. También se conoce como la tasa de descuento en la que el VAN se convierte en 0. Se lo evalúa usando un parámetro k que representa la tasa de descuento utilizada para obtener el VAN; si el TIR es mayor que k se debe invertir en el proyecto en cuestión, caso contrario no se debe invertir; si el TIR es igual a k , el proyecto es indiferente.

1.4.12.3 Periodo de retorno de inversión.

Esta métrica permite calcular el tiempo que se tarda en recuperar una inversión en función del valor presente. A la inversión se le debe restar los flujos de efectivo anuales y así determinar las horas necesarias para cubrir la inversión.

CAPÍTULO 2

2. METODOLOGÍA

2.1 Tipo de estudio

El trabajo desarrollado es de tipo interactivo porque permite evaluar los volúmenes de fluido recuperado como consecuencia de la inyección de agua mediante el uso del software WaterDrive. El estudio se considera de campo ya que la información proporcionada por ESPOL corresponde a valores tomados a condiciones del mismo.

2.2 Universo y muestra

El estudio actual se focalizó en la plataforma AP del campo ESPOL en el Oriente Ecuatoriano. Concretamente los pozos productores de la arena “U inferior” (S-53, S-274, S-278 y S-277) y los pozos cerrados S-63 y S-275.

2.3 Diseño de investigación

Se planteó un método de fases para la realización de la investigación. Constando de tres fases bien delimitadas que corresponden a la descripción del tipo investigativo. Estas fases permiten desarrollar el estudio desde el proceso bibliográfico hasta el modelado analítico.

2.3.1 Revisión bibliográfica

Se realiza en una revisión bibliográfica de las contribuciones de Dake (Dake, Reservoir Engineering Basics 1998), que examina la teoría de Buckley-Leverett y la teoría de Dake-Welge.

2.3.2 Relevamiento de información

Esta fase consiste en recopilar información técnica, básicamente solicitando datos de física de rocas, historiales de reacondicionamiento y producción, propiedades de fluidos y estado mecánico de los pozos de la plataforma AP del campo ESPOL.

2.3.3 Modelamiento

Se basa en el modelado de yacimientos, donde se puede verificar el impacto de las técnicas de inyección de agua en la producción de varios pozos.

Los tres pasos descritos anteriormente nos permitieron cumplir con el primer objetivo del proyecto planteado referente a las generalidades geológicas del campo ESPOL.

2.4 Etapas del proceso y análisis de información

Dentro del proceso y análisis de los datos, se formuló el siguiente modelo. Este contribuye a la obtención de resultados claros y precisos del estudio.

2.4.1 Recolección de datos

Para cumplir con el segundo objetivo del presente proyecto que consiste en evaluar las condiciones para la inyección considerando el estado mecánico actual de los pozos S-63 y S-275 y sus respectivas conversiones se plantean los siguientes pasos:

2.4.1.1 Estado de pozos en el area de inyección

Se recopilaron y analizaron las condiciones actuales de los pozos de la plataforma AP, en especial de los pozos S-63 y S-275 que serán convertidos a inyector y productor de agua respectivamente. Las principales características que se revisaron fueron:

- Historiales de reacondicionamiento y producción de los pozos.
- Motivo de cierre de los pozos S-63 y S-275.
- Propiedades petrofísicas del pozo S-275 en la arena “Hollín Inferior” para producir agua de formación.

Posteriormente se determinan los criterios de selección del pozo inyector S-63.

2.4.1.2 Esquema de inyección

El presente proyecto es una propuesta de optimización de recursos para la empresa operadora dado que se reactivaran dos pozos cerrados, el pozo S-63 para su conversión a pozo inyector y el pozo S-275 para convertirlo en productor de agua.

Posterior a los trabajos de reacondicionamiento propuestos y mediante conexiones superficiales se conectarán las válvulas de producción de los pozos mencionados para comunicarlos e iniciar la inyección de agua.

2.4.1.3 Cálculo de reservas primarias

Con la utilización del software OFM (OilField Manager) se analizó y determinó los volúmenes recuperables de petróleo de los pozos S-53, S-274, S-277 y S-278 por métodos primarios mediante el análisis de curvas de declinación de Arps basados en la tendencia de producción de los pozos. Se consideró el caudal de petróleo al límite económico de 10 BPPD.

El tercer objetivo consiste en determinar el caudal óptimo de inyección para maximizar el factor de recobro, para lo cual se siguieron los siguientes pasos:

2.4.1.4 Aplicación de la teoría de Buckley – Leverett

Para predecir el comportamiento de la inyección de agua se aplicará el modelo analítico de Buckley – Leverett usando la siguiente información: curva de permeabilidad relativa, parámetros de la roca – fluido, exponentes de Corey. Con lo indicado se obtendrán los siguientes parámetros:

- Curva de flujo fraccional.
- Tiempo hasta la ruptura.
- Eficiencia de desplazamiento.
- Razón de Movilidad.

2.4.2 Uso del software WaterDrive.

De acuerdo a los datos obtenidos en la etapa anterior se ingresó la información necesaria en el software WaterDrive, mismo que presenta la pantalla de inicio mostrado en la figura 2.1:

Figura 2.1. Pantalla de inicio software WaterDrive

The screenshot displays the 'Input Data' tab of the WaterDrive software. It features a vertical list of input fields on the left for fluid and rock properties, and a 'Prediction Timeframe' section on the right. Below these is the 'Input Relative Permeabilities' section, which is currently set to 'Input Corey Coefficients'.

Property	Unit
Oil Density	lbs/ft ³
Water Density	lbs/ft ³
Oil viscosity	[cP]
Water viscosity	[cP]
Initial Oil FVF, Boi	[rb/stb]
Current Oil FVF, Bo	[rb/stb]
Water FVF, Bw	[rb/stb]
Endpoint kro	[fraction]
Endpoint krw	[fraction]
Swc	[fraction]
Sor	[fraction]
Porosity	[fraction]
Permeability	[mD]
Reservoir Thickness	[ft]
Reservoir Length	[ft]
Reservoir Width	[ft]
Reservoir Dip	[degrees]
Injection Rate	[stb/d]

Prediction Timeframe

Start Date: [] [] [] [] [] []
End Date: [] [] [] [] [] []
Reporting Frequency: Monthly

Input Relative Permeabilities

Input Corey Coefficients Input Table Values

Input Corey Coefficients

Corey Oil Exponent, No: []
Corey Water Exponent, Nw: []

Fuente: (WaterDrive, 2022)

Los datos a ingresar previo a la simulación los siguientes:

- Densidad del petróleo y agua, las unidades en las que se puede ingresar son lbs/ft³, kg/cm³, gm/cc, psi/ft, bar/m.
- Viscosidad del petróleo y agua en centipose.
- Factor volumétrico de formación inicial y actual del petróleo en rb/stb.
- Factor volumétrico de formación del agua en rb/stb.
- Endpoint de la curva la permeabilidad relativa tanto del petróleo como del agua en fracción.
- Saturación de agua connata en fracción
- Saturación de petróleo residual en fracción.
- Porosidad en fracción.
- Permeabilidad absoluta en mDarcy.
- Espesor (Thickness) del reservorio en pies.
- Longitud (Length, distancia del pozo productor al inyector) del reservorio en pies.
- Ancho (Width) del reservorio en pies.
- Angulo de buzamiento (Dip) del reservorio en grados.
- Tasa de inyección en std/d.

Para iniciar la simulación, el software nos permite ingresar la fecha de inicio y fin de la predicción, así mismo la periodicidad de la muestra de resultados que puede ser mensual, semi-anual o anual. Lo expresado anteriormente se muestra en la figura 2.2.

Figura 2.2. Periodicidad de la predicción

The image shows a software interface titled "Prediction Timeframe". It contains three input fields: "Start Date", "End Date", and "Reporting Frequency". The "Reporting Frequency" dropdown menu is currently set to "Monthly".

Fuente: (WaterDrive, 2022)

Para el cálculo de los exponentes de Corey, el software WaterDrive tiene una opción para el cálculo de variables generales entre las que se encuentra la opción "Fit Corey Curves), donde se ingresan los datos de la curva de permeabilidad relativa tanto para el petróleo como para el agua. Con los datos ingresados el software permite predecir los índices de Corey para el petróleo como para el agua que mejor se ajusten a la curva de permeabilidad relativa planteada.

Figura 3.3. Pantalla inicial para el cálculo de los coeficientes de Corey

Fuente: (WaterDrive, 2022).

Se realizaron tres simulaciones basadas en caudales de inyección proporcionales al caudal actual de producción de los pozos en la arena “U inferior” (caudal actual multiplicado por 1, 2 y 3 veces). Basado en los conceptos de Dake-Welge, el software nos permitió predecir el resultado de la inyección de agua en términos de caudal de petróleo y agua.

2.4.3 Análisis de resultados y determinación del beneficio económico

Para cumplir con el objetivo de analizar el beneficio económico del proyecto se plantea que luego de simular los tres escenarios de inyección, se compararon los resultados obtenidos en términos de caudal de petróleo y agua tanto si el proyecto fuera aplicado o no en un periodo de 10 años, adicionalmente se obtuvo el volumen de petróleo incremental producto de la recuperación secundaria. Los datos últimos nos permitieron determinar la viabilidad económica del proyecto en el periodo mencionado de 10 años empleando de conceptos económicos de TIR, VAN y PRI.

El caudal de inyección que permita el mejor retorno de inversión será el recomendado para su aplicación.

CAPITULO 3

3. RESULTADOS

3.1 Estado los pozos en el área de inyección

El proyecto propuesto contempla tres posibles escenarios de inyección en la arenisca "U inferior" teniendo en cuenta el caudal de producción actual de los pozos S-53, S-274, S-277 y S-278. Adicionalmente los pozos S-63 y S-275 se encuentran cerrados, los cuales serán reconvertidos a inyector y productor de agua respectivamente. La Tabla 3.1 detalla el estado actual de los pozos mencionados cuya data fue cerrada al 31 de marzo del 2022:

Tabla 3.1. Estado de los pozos del área de inyección

POZO	FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW (%)	DISTANCIA (ft)
S-63	Cerrado el 06-agosto-2011 por alto corte de agua, sin tubería de producción.					
S-275	Cerrado el 28-noviembre-2013 por bajo aporte, queda con completación BES.					
S-53	29-mar-22	490	485	5	1	3785
S-274	27-mar-22	398	390	9	2	1673
S-278	31-mar-22	201	185	16	8	4510
S-277	21-mar-22	133	112	21	16	1804
TOTAL		1222	1172	51		

Fuente: (ESPOL, 2022)

3.1.1 Estado actual pozo S-63

El pozo S-63 fue perforado el 26 de octubre de 1973 con una trayectoria vertical. En la tabla 3.2 se muestra el historial de reacondicionamiento del pozo así como su motivo de cierre:

Tabla 3.2. Historial de reacondicionamiento pozo S-63

POZO	WO#	FECHA	TRABAJO REALIZADO	ESTADO ACTUAL	OBSERVACION
S-63	1	06-Dec-73	Redisparo arena "Hi"	Cerrado	Bajo aporte, alto corte de agua.
	2	12-Dec-86	Squeeze en "Hi" + cañoneo "Basal Tena"		
	3	20-Jan-00	Cambio de completación hidráulica (daño en cavidad)		
	4	28-Dec-00	Cambio de completación hidráulica (comunicación tbg-csg)		
	5	15-May-01	Cambio de completación hidráulica (bomba atascada)		
	6	13-Jan-03	Cambio de completación hidráulica (comunicación tbg-csg)		

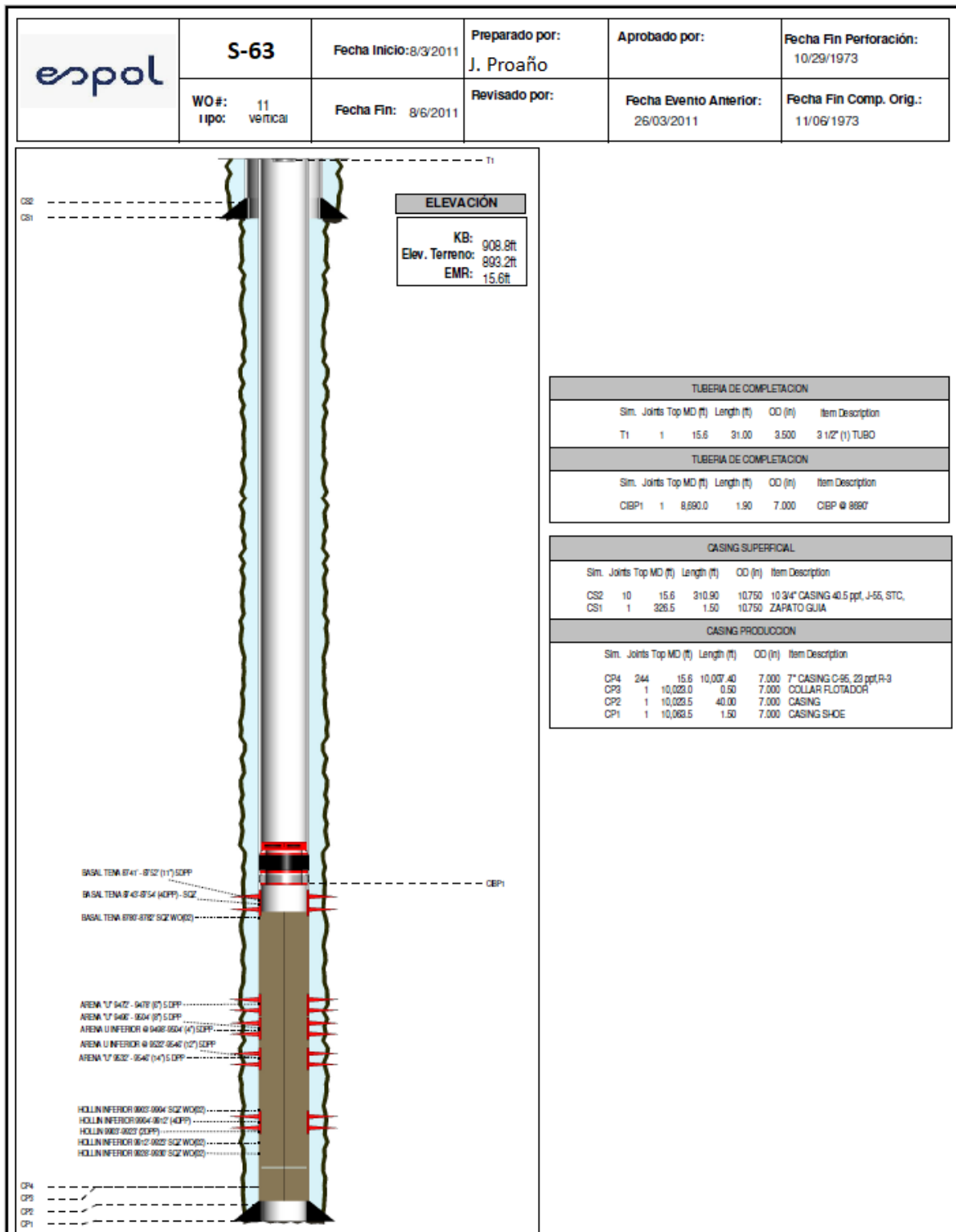
7	19-Sep-05	Cambio de completación hidráulica (comunicación tbg-csg)		
8	07-May-08	Cambio de completación hidráulica (bomba atascada)		
9	21-Feb-10	Cambio de completación hidráulica (bomba atascada)		
10	01-Mar-11	Cambio de zona @ "Ui".		
11	03-Aug-11	Recuperar tubería		

Fuente: (ESPOL, 2022)

El estado mecánico actual del pozo S-63 se muestra en la figura 3.1 donde se verifica que el pozo no cuenta con tubería de producción.

Para la conversión del pozo S-63 de productor de petróleo a inyector de agua de formación se plantea el programa de reacondicionamiento propuesto en el [Anexo 3.1](#), mismo que será factible siempre y cuando el estado del casing de producción sea aceptable de acuerdo a los resultados del registro de integridad de casing sugerido.

Figura 3.1. Estado mecánico del pozo S-63



Fuente: (ESPOL, 2022)

3.1.2 Estado actual pozo S-275

El pozo S-275 fue perforado el 26 de junio de 2012 con una trayectoria direccional tipo "J". En la tabla 3.3 se observa el historial de reacondicionamientos (trabajos) ejecutados en el pozo:

Tabla 3.3 Historial de reacondicionamiento pozo S-275.

POZO	WO#	FECHA	TRABAJO REALIZADO	ESTADO ACTUAL	OBSERVACION
S-275	1	08-Jul-13	Redisparo con TCP arena "Ui".	Cerrado	Bajo aporte.

Fuente: (ESPOL, 2022)

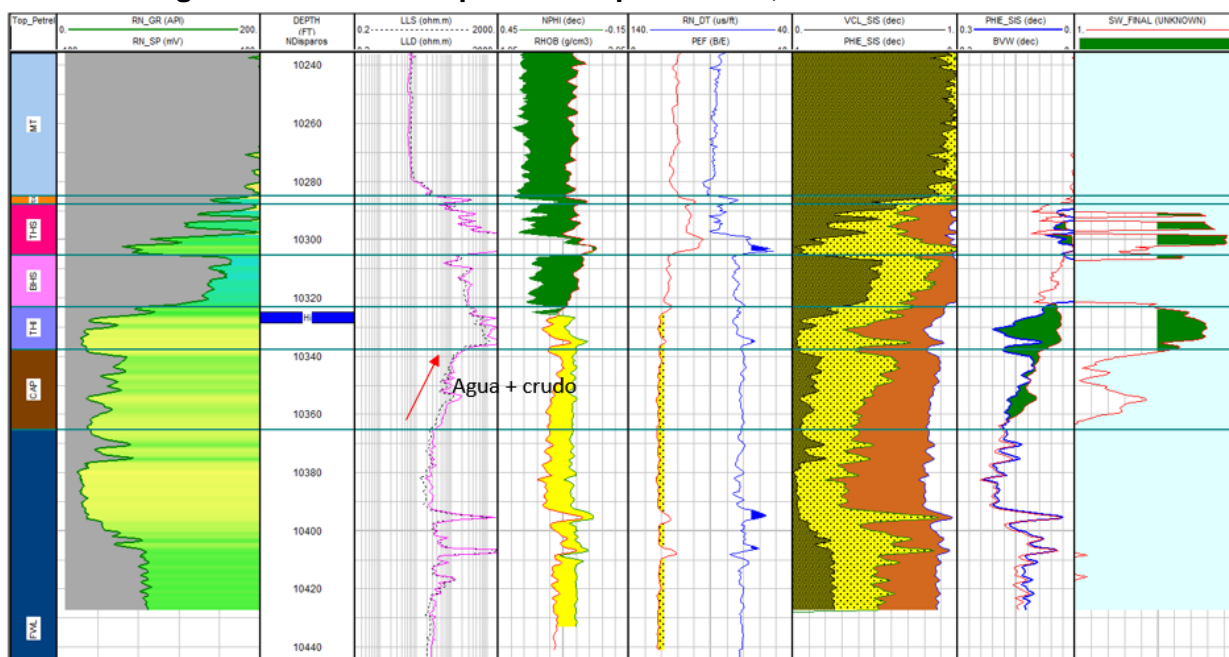
Como resultado del bajo aporte del pozo S-275 el 05 de diciembre del 2013 el pozo es cerrado sin intervenir hasta la presente fecha.

Debido a las pobres propiedades petrofísicas de la arenisca "U inferior" el pozo S-275 no es considerado dentro de los programas de optimización de la operadora ESPOL durante los años subsiguientes.

Al plantearse el presente proyecto como inyección de agua de baja salinidad es necesario encontrar una fuente de agua cercana. El pozo S-275 muestra buenas propiedades petrofísicas en la arenisca "Hollín Inferior", misma que es conocida en el campo por tener un mecanismo de empuje de acuífero infinito.

De acuerdo con la Figura 3.2., el contacto agua-petróleo en el pozo S-275 se localiza @ +/- 10,340 ft. Si requerimos que el pozo mencionado sea productor de agua, el intervalo a disparar en la arenisca "Hollín Inferior" debe ser por debajo de +/- 10,350 ft hasta +/- 10,400 ft. Con este intervalo se garantizará que la producción del pozo S-275 sea 100% agua de formación de baja salinidad.

Figura 3.2 Evaluación petrofísica pozo S-275, arena “Hollín Inferior”.

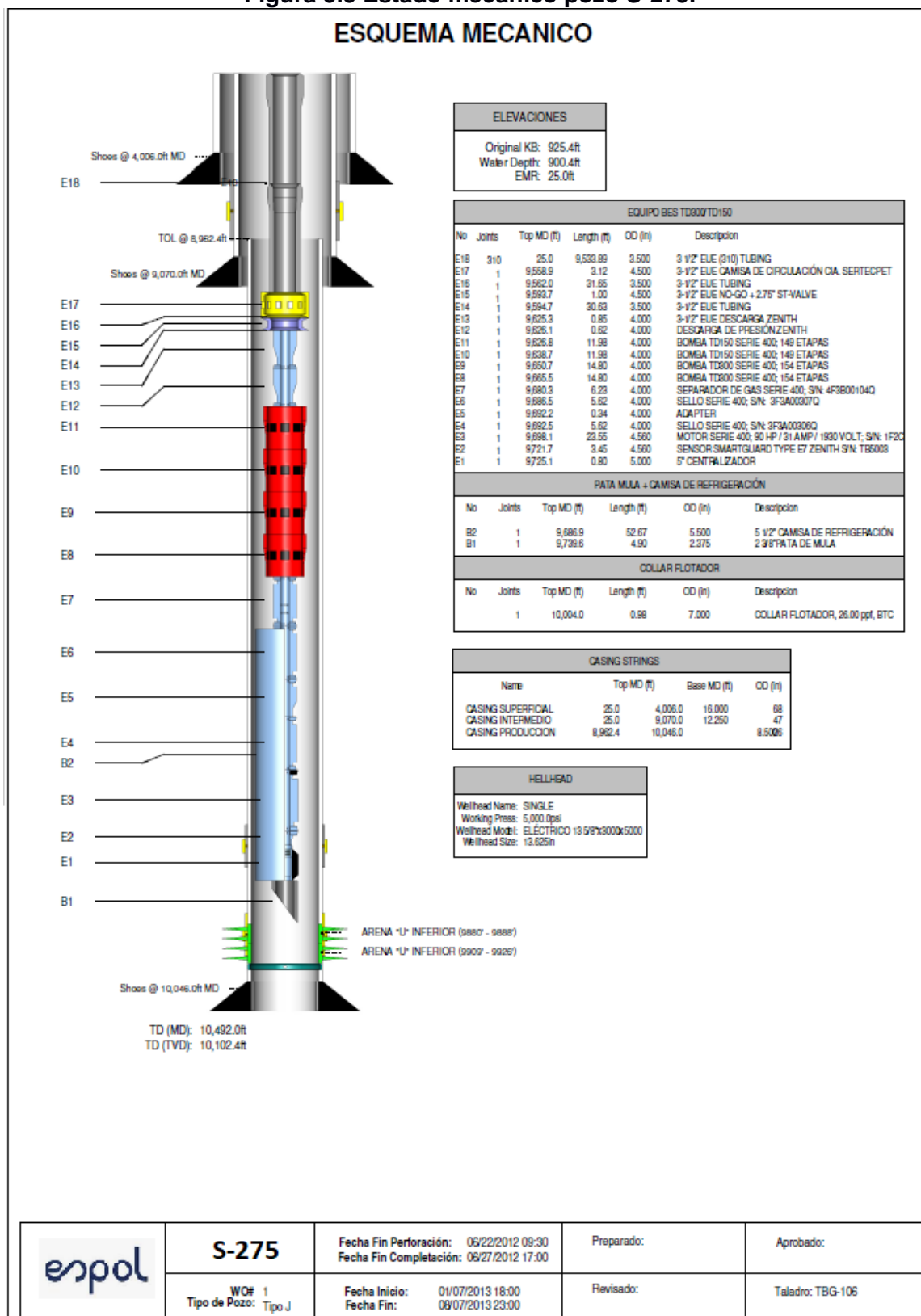


Fuente: (ESPOL, 2022)

El estado mecánico actual del pozo S-275 se muestra en la Figura 3.3, donde se verifica que actualmente está completado con un equipo BES.

En la conversión del pozo S-275 de productor de petróleo a productor de agua de formación se plantea el programa de reacondicionamiento propuesto en el [Anexo 3.2](#), mismo que será factible siempre y cuando el estado de liner de 7” sea aceptable según resultados del registro de cemento planteado en el problema.

Figura 3.3 Estado mecánico pozo S-275.



3.1.3 Criterio de selección del pozo inyector

Para elegir el pozo S-63 como inyector se consideraron los siguientes criterios:

- Con el análisis de registros eléctricos se verificó que no existen acuíferos cercanos en el alrededor del área de inyección. Adicionalmente se identificó que existe roca sello en la parte superior de la arenisca “U inferior”, lo que impedirá la comunicación del agua inyectada con alguna otra zona productora.
- Estado mecánico aceptable según la interpretación del registro (eléctrico) de integridad de casing y calidad de cemento.
- Grado de buzamiento despreciable.
- La ubicación en el centro de la estructura que permite un mejor barrido del petróleo remanente hacia los pozos productores.

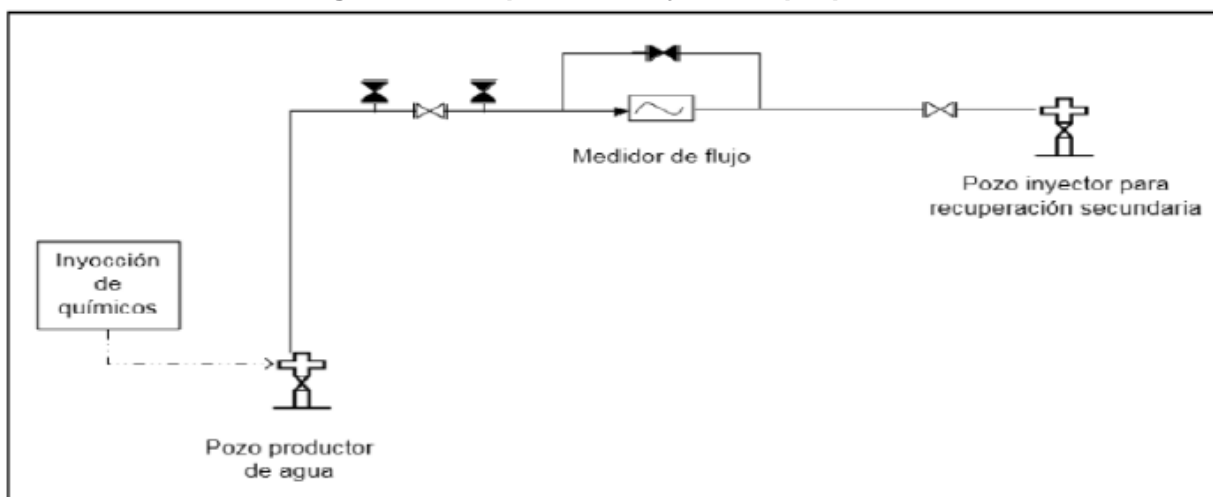
3.1.4 Esquema del proceso de inyección de agua.

El agua producida en el pozo S-275 será bombeada desde el reservorio “Hollín Inferior” hasta superficie por una bomba BES. Los pozos al encontrarse en la misma plataforma, la energía proporcionada por la BES será suficiente para llegar al pozo S-63 e inyectar agua de formación.

El agua producida es tratada con productos químicos tales como inhibidores de corrosión, inhibidores de escalas, dispersantes de sólidos y biocidas para asegurar los parámetros correctos del sistema libre de bacterias sulforeductoras, escala, corrosión y sólidos. Posteriormente, el agua producida fluye a través de un medidor de flujo para registrar el caudal de inyección y que, finalmente es inyectada con la presión suministrada por la bomba BES del pozo productor de agua.

El sistema incluye válvulas y accesorios para regular el flujo, seguimiento y control de la presión de inyección. La figura 3.4. muestra un esquema simplificado de lo descrito anteriormente.

Figura 3.4. Esquema de inyección propuesto.



Fuente: (Petroamazonas, 2019)

3.2 Cálculo de reservas primarias

Con ayuda del software OFM se ha realizado el cálculo de reservas por recuperación primaria utilizando un análisis declinatorio tipo exponencial con un límite económico de 10 BBPD. Para cada pozo se tiene lo descrito en las Figuras 3.5 a la Figura 3.8 y, en resumen, la tabla 3.4.

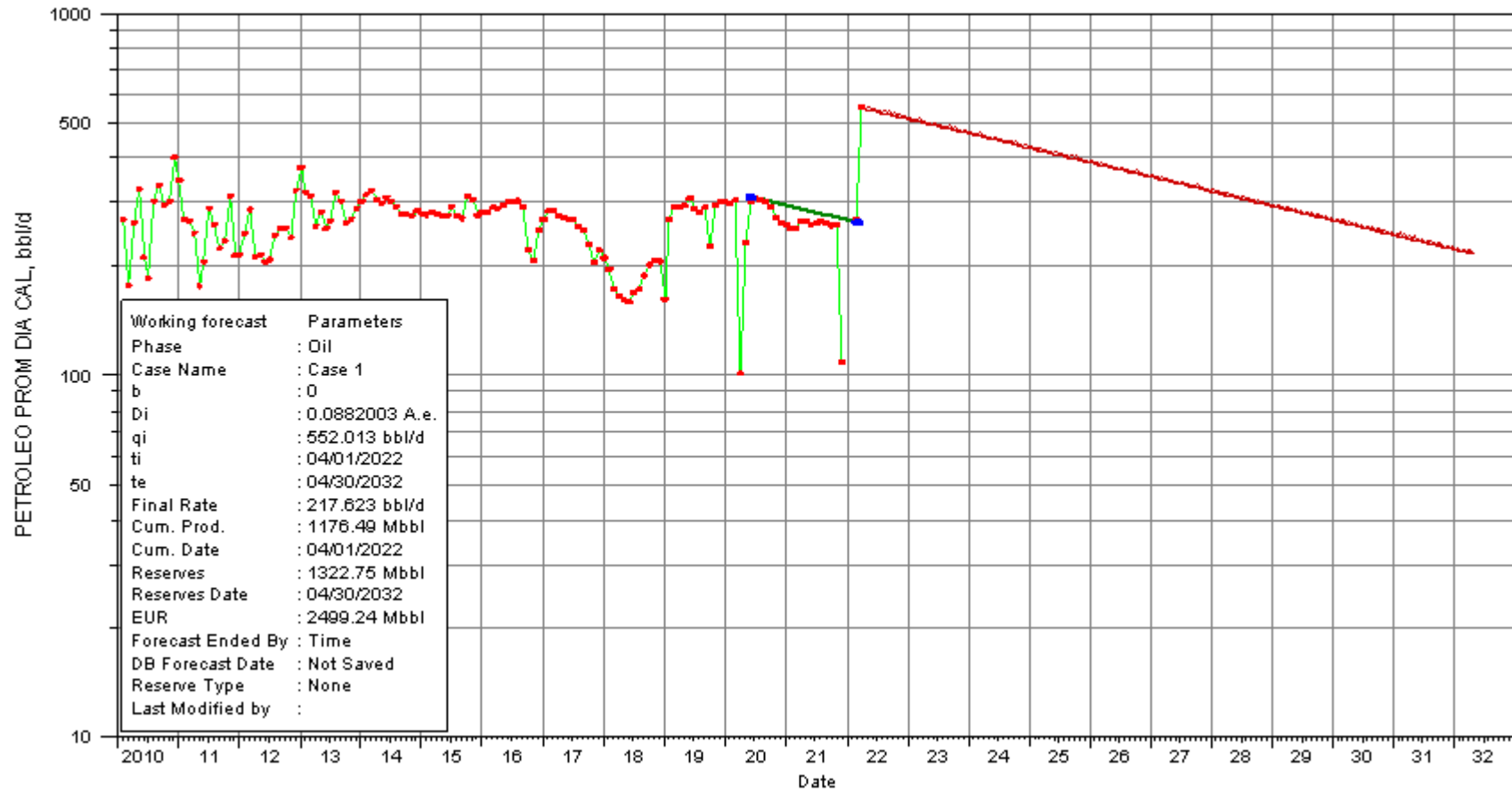
Tabla 3.4. Cálculo de reservas remanentes en el área de influencia

Pozo	Reservas Remanentes (bls)
S-53	1.322.750
S-274	695.512
S-278	248.438
S-277	65.226
TOTAL	2.331.926

Fuente: (ESPOL, 2022)

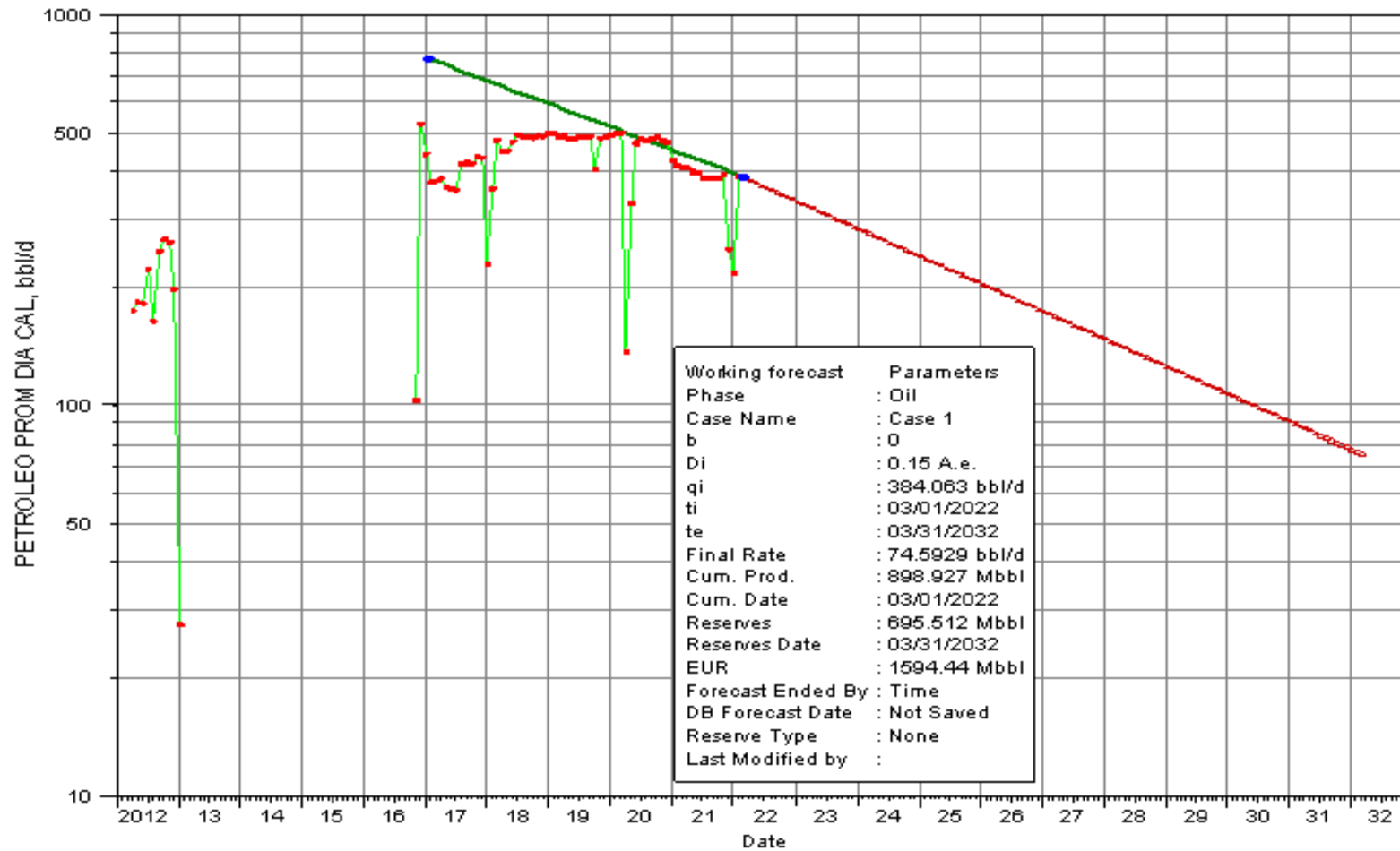
Las reservas estimadas remanentes en el área de influencia del pozo S-63 en el reservorio "U inferior" es 2.33 MM bls de petróleo. Vale destacar que el pozo S-277 llegará al límite económico en el mes de julio del 2026.

Figura 3.5. Análisis de declinación de producción S-53



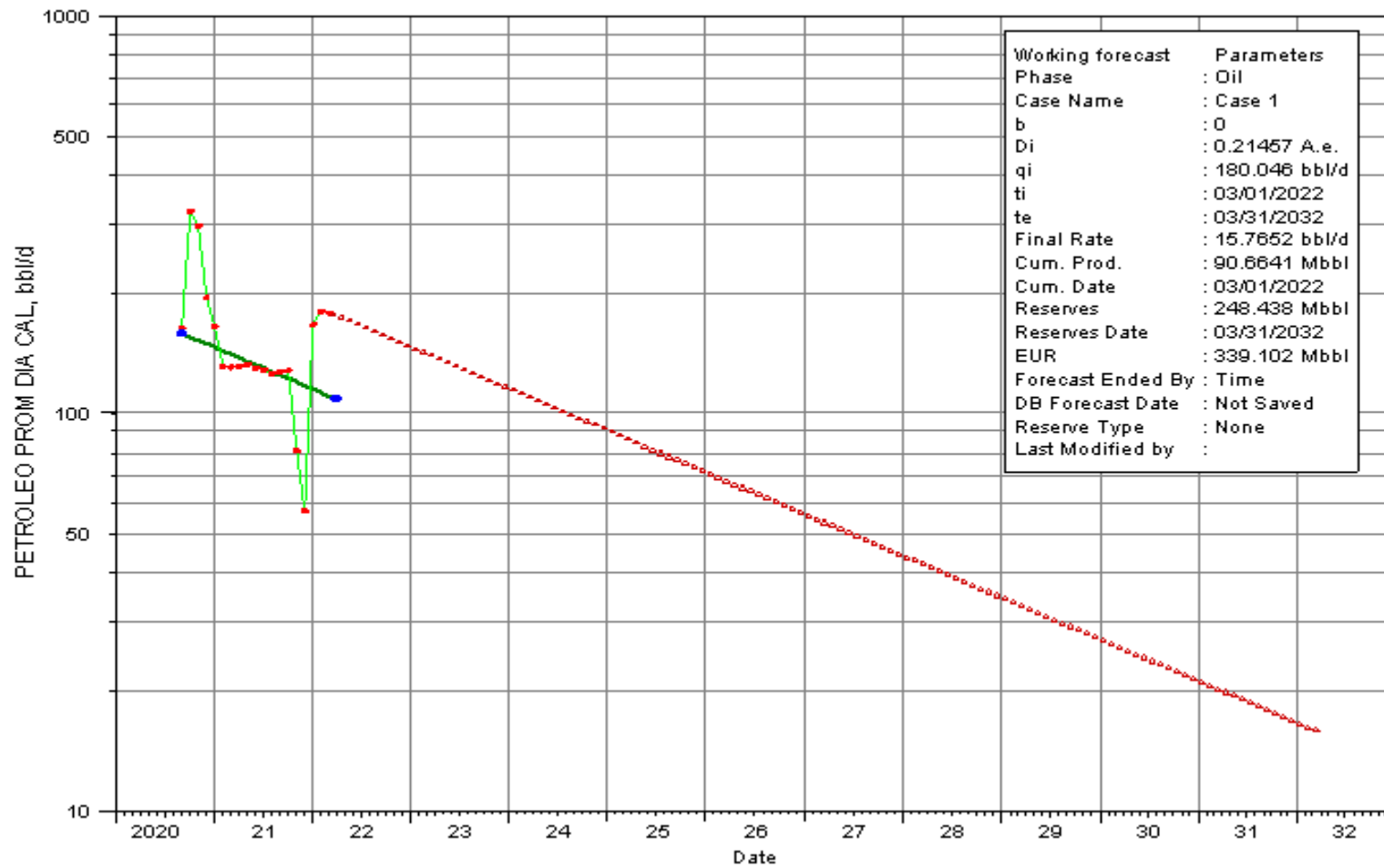
Fuente: (ESPOL, 2022)

Figura 3.6. Análisis de declinación de producción S-274



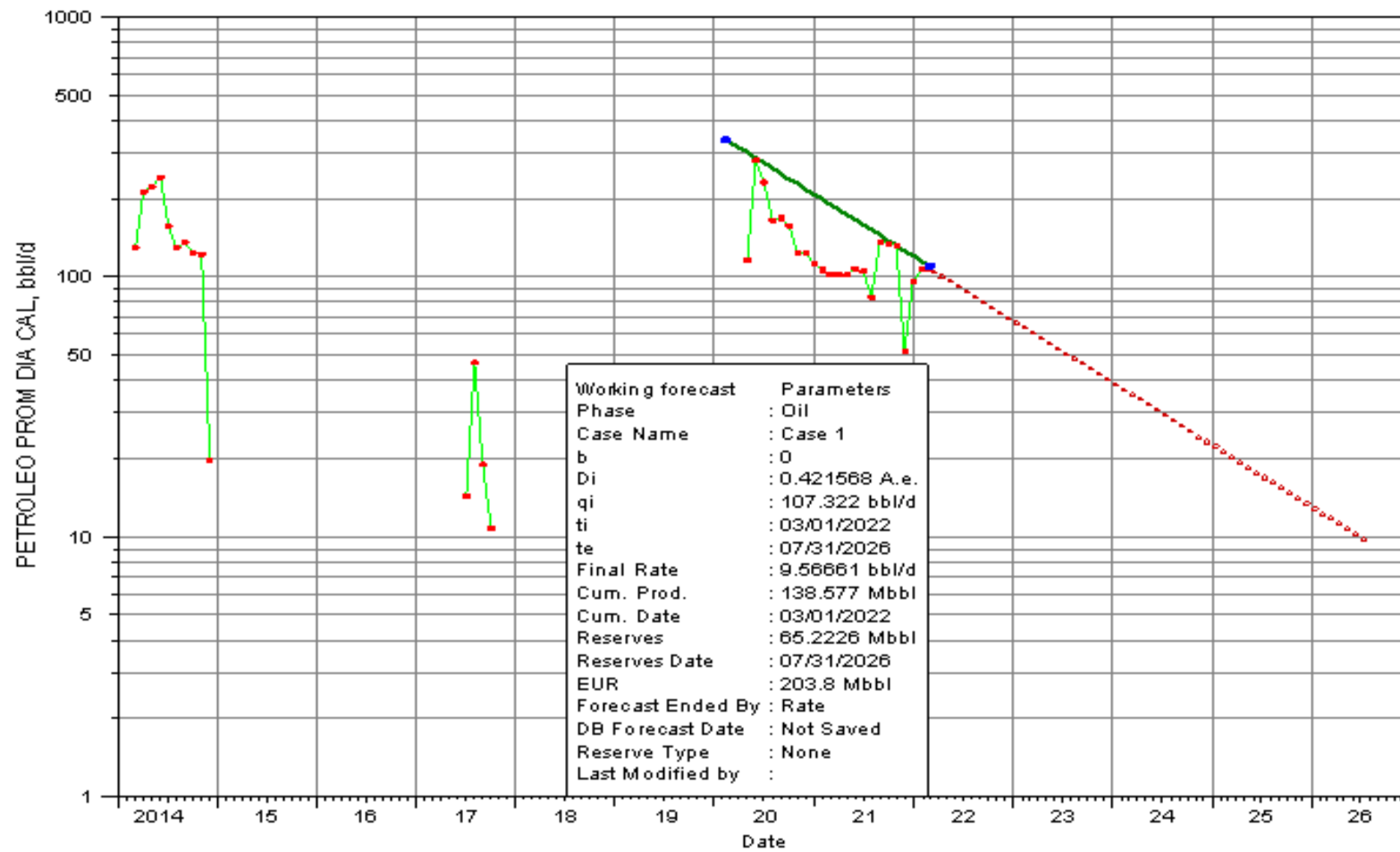
Fuente: (ESPOL, 2022)

Figura 3.7. Análisis de declinación de producción S-278



Fuente: (ESPOL, 2022)

Figura 3.8. Análisis de declinación de producción S-277



Fuente: (ESPOL, 2022)

3.3 Desarrollo del método.

3.3.1 Curva de flujo fraccional (fw)

En la tabla 3.5 se tienen las distancias referidas desde el pozo inyector S-63 hacia los pozos productores. Se tomó como referencia el pozo S-274 por ser el más cercano para el análisis de flujo fraccional.

Tabla 3.5. Distancia de los pozos productores al pozo S-63

Pozo	Distancia al pozo inyector (m)	Distancia al pozo inyector (ft)
S-53	1154	3785
S-274	510	1673
S-278	1375	4510
S-277	550	1804

Fuente: (ESPOL, 2022)

Para el análisis de resultados del proyecto de inyección de agua se usaron los datos petrofísicos de la arenisca “U inferior” que fueron adquiridos del modelo estático del campo ESPOL.

Tabla 3.6. Propiedades petrofísicas de la arenisca “U inferior”

Parámetro	Valor	Unidad
Factor volumétrico de formación de petróleo	1,211	rb/stb
Factor volumétrico de formación de agua	1,03379	rb/stb
Espesor	11,25	ft
Caudal de inyección	1500	BAPD
Distancia entre pozo productor e inyector	1673	ft
Viscosidad del petróleo	3,516	cp
Viscosidad del agua	0,31291	cp
Ángulo de buzamiento	0	grados
Saturación de agua connata	0,192	%
Saturación de agua inicial	0,192	%
Saturación de petróleo residual	0,232	%

Fuente: (ESPOL, 2022)

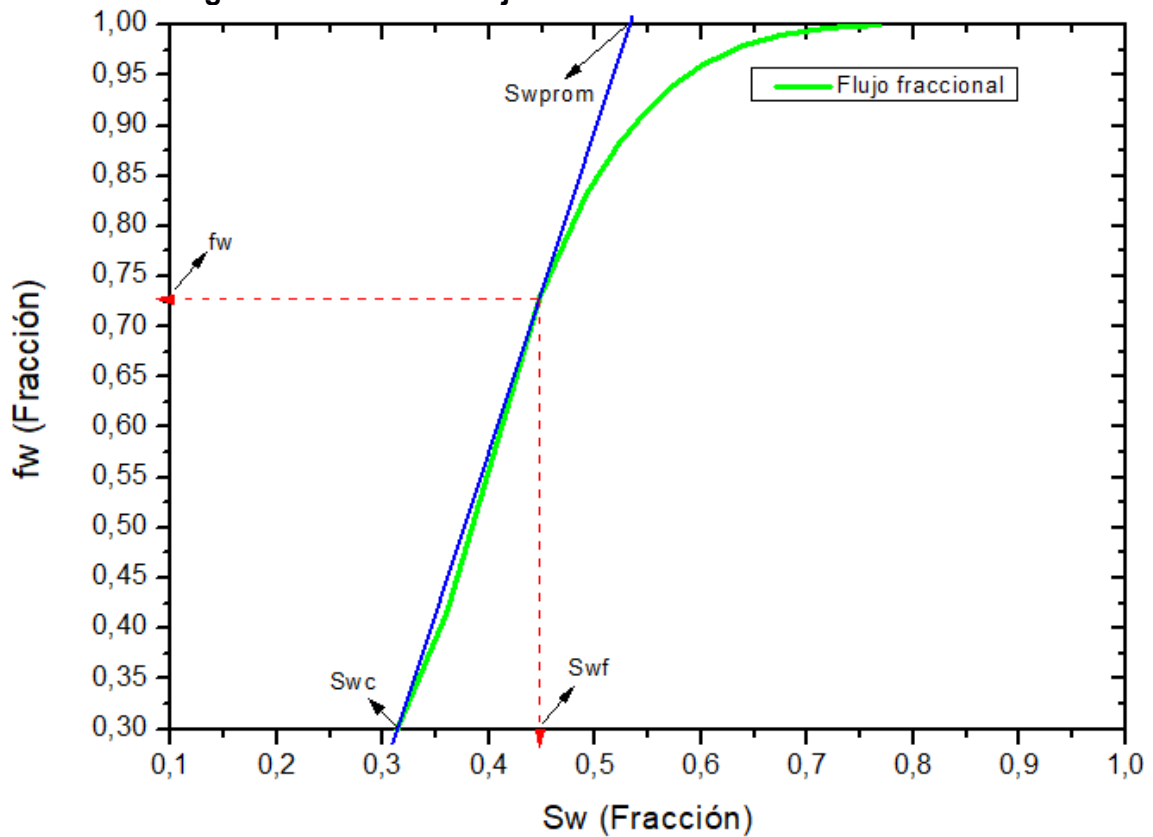
Utilizando la ecuación de flujo fraccional, parámetros de saturación de agua, viscosidad y permeabilidades relativas de agua y petróleo correspondientes a la arenisca “U inferior” se obtiene la curva de flujo fraccional.

Tabla 3.7. Datos de flujo fraccional de la arenisca “U inferior”

Saturación de agua (Sw)	K _{rw}	K _{ro}	K _{ro} /K _{rw}	f _w
Fracción Vp	Fracción	Fracción	Fracción	
0,192	0	1		
0,36	0,0286	0,452	15,8041958	0,41553943
0,448	0,0658	0,273	4,14893617	0,7303328
0,492	0,0889	0,201	2,26096738	0,83248899
0,523	0,106	0,158	1,49056604	0,88288181
0,549	0,119	0,124	1,04201681	0,91513467
0,574	0,132	0,0944	0,71515152	0,94016274
0,601	0,144	0,067	0,46527778	0,96023857
0,639	0,157	0,037	0,23566879	0,97945727
0,675	0,166	0,0192	0,11566265	0,98981136
0,717	0,174	0,0069	0,03965517	0,99648326
0,739	0,177	0,0031	0,01751412	0,99844374
0,768	0,179	0	0	1

Fuente: (ESPOL, 2022)

Figura 3.9. Curva de flujo fraccional arenisca “U inferior”



Fuente: (Elaboración propia, 2022)

Tabla 3.8. Valores de la curva de flujo fraccional, arenisca “U inferior”.

Arena	S _{wc}	f _w	S _{wbt}	f _{wbt}	S _{wprom}	f _{wprom}
U inferior	0,192	0	0,445	0,725	0,533	1

Fuente: (Elaboración propia, 2022)

Donde:

- S_{wc} = saturación de agua connata.
- S_{wbt} = saturación de agua en el punto de ruptura.
- f_{wbt} = flujo fraccional de agua en el punto de ruptura.
- S_{wprom} = saturación promedio en el frente de barrido al punto de ruptura.
- f_w = flujo fraccional promedio de agua en el frente de barrido al punto de ruptura.

3.3.2 Tiempo de ruptura

Para el cálculo del tiempo de ruptura usamos la siguiente ecuación 2.12, de donde se obtiene que el tiempo de ruptura es +/- 97 días, considerando un caudal de inyección de 1,500 BAPD.

3.3.3 Eficiencia de desplazamiento

La eficiencia de desplazamiento se expresa en la ecuación 2.13. Reemplazando valores según lo obtenido en la curva de flujo fraccional:

$$E_D = \frac{0,533 - 0,192}{1 - 0,192} = 0.42$$

La eficiencia de desplazamiento en la arenisca "U inferior" es del 42%.

3.3.4 Razón de movilidad

La ecuación que expresa la razón de movilidad se verifica en la ecuación 2.15. Tomando los puntos finales de curva de permeabilidad relativa:

$$M = \frac{0,179 * 3,516}{1 * 0,31291} = 2.01$$

Si $M > 1$, el agua avanza más rápido que el petróleo y se canaliza a través del petróleo dando lugar a una baja eficiencia de desplazamiento.

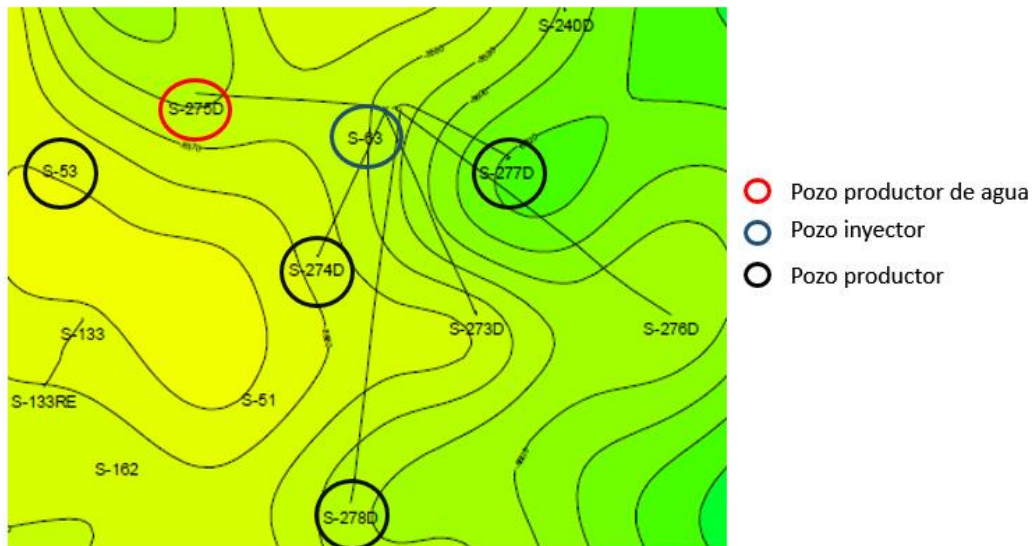
3.4 Resultados de la inyección de agua.

Para el cálculo de los volúmenes de petróleo y agua con el proyecto de inyección en la plataforma AP se utilizó el software WaterDrive. Para obtener resultados cercanos a la realidad es importante cuantificar las propiedades petrofísicas y de los fluidos indicados en la tabla 3.6.

3.4.1 Resultados de la simulación utilizando el software WaterDrive.

La ventaja de usar el software WaterDrive es que se puede modelar la recuperación de fluidos según varios casos de inyección de agua. En la plataforma AP se encuentran 4 pozos productores de la arenisca “U inferior”.

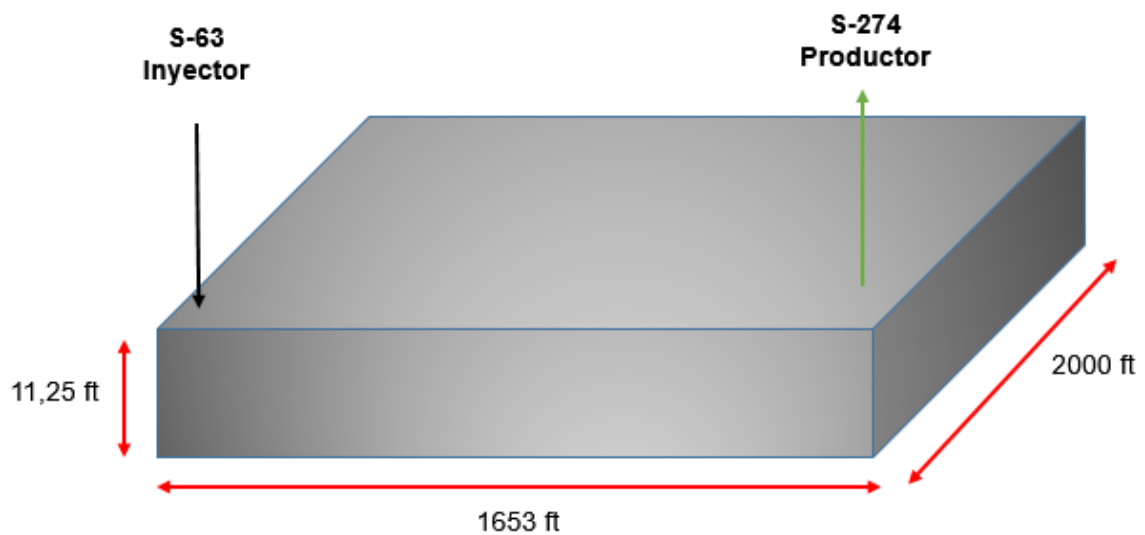
Figura 3.10. Ubicación de los pozos de la plataforma AP según el mapa estructural de la arenisca “U inferior”



Fuente: (ESPOL, 2022)

El modelo utilizado para la obtención de resultados es uno de un solo estrato, considerando la siguiente figura para una mejor comprensión:

Figura 3.11. Modelamiento del esquema de inyección hacia el pozo S-274 en un solo estrato.



Fuente: (Elaboración propia, 2022)

Para el desarrollo del proyecto se tomaron tres escenarios:

3.4.1.1 Escenario 1: VRR = 1.

De la ecuación del índice de reemplazo, el caudal de fluido producido de +/- 1222 BFPD, reemplazando en la ecuación 2.16 resulta que el caudal de agua inyectado será 1222 BFPD. En la tabla 3.9 se muestra el caudal de agua que llegará a cada pozo productor según el cálculo anterior.

Tabla 3.9. Caudal de inyección de agua según VRR = 1

POZO	BFPD	VRR	QINY
S-53	490	1	490
S-274	398	1	398
S-278	201	1	201
S-277	133	1	133
TOTAL	1222	1	1222

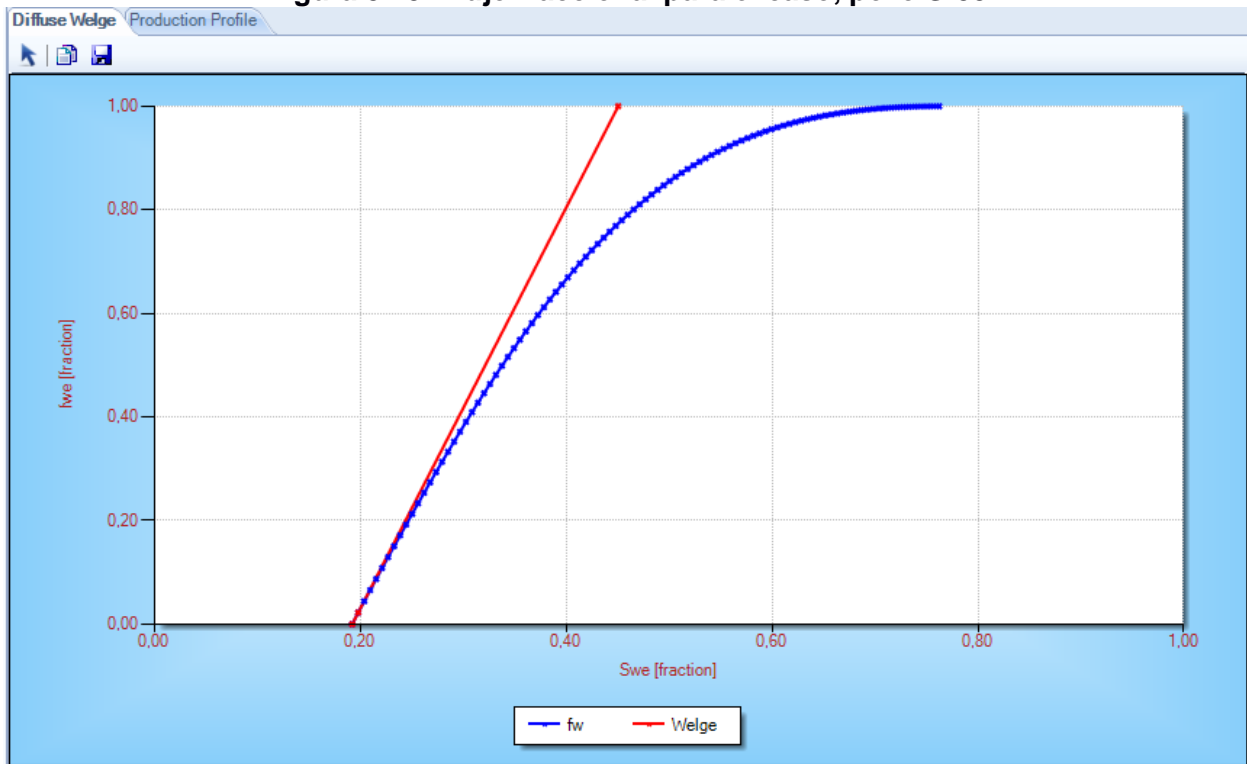
Fuente: (Elaboración propia, 2022)

Los datos del reservorio y las distancias al pozo productor se ingresaron para cada pozo en el software WaterDrive:

Figura 3.12. Data a ingresar en el software WaterDrive para el pozo S-53.

Fuente: (Software WaterDrive, 2022)

Figura 3.13. Flujo fraccional para el caso, pozo S-53



Fuente: (Software WaterDrive, 2022)

Figura 3.14. Predicción de la recuperación de fluidos en el pozo S-53, caso 1.

Date	WI Rate (bbl/d)	WI Cumulative (bbl)	Oil Rate (bbl/d)	Oil Cumulative (bbl)	Recovery Factor (fraction)	Water Rate (bbl/d)	Water Cumulative (bbl)	WOR	Watercut
jul. 2028	490.0	1.133.860.0	404.6	936.300.6	0.321361	0.0	0.0	0.00	0.0000
ago. 2028	490.0	1.149.050.0	404.6	948.843.9	0.325666	0.0	0.0	0.00	0.0000
sep. 2028	490.0	1.163.750.0	404.6	960.982.7	0.329832	0.0	0.0	0.00	0.0000
oct. 2028	490.0	1.178.940.0	404.6	973.526.0	0.334137	0.0	0.0	0.00	0.0000
nov. 2028	490.0	1.193.640.0	404.6	985.664.7	0.338304	0.0	0.0	0.00	0.0000
dic. 2028	490.0	1.208.830.0	404.6	998.208.1	0.342609	0.0	0.0	0.00	0.0000
ene. 2029	490.0	1.224.020.0	404.6	1.010.751.4	0.346914	0.0	0.0	0.00	0.0000
feb. 2029	490.0	1.237.740.0	400.0	1.021.952.4	0.350758	5.4	150.6	0.01	0.0132
mar. 2029	490.0	1.252.930.0	397.9	1.034.286.1	0.354992	7.9	396.1	0.02	0.0195
abr. 2029	490.0	1.267.630.0	393.4	1.046.088.9	0.359043	13.1	789.7	0.03	0.0322
may. 2029	490.0	1.282.820.0	389.0	1.058.147.8	0.363182	18.3	1.357.1	0.05	0.0449
jun. 2029	490.0	1.297.520.0	383.9	1.069.664.5	0.367134	24.3	2.085.8	0.06	0.0595
jul. 2029	490.0	1.312.710.0	379.1	1.081.417.3	0.371168	29.9	3.011.9	0.08	0.0730
ago. 2029	490.0	1.327.900.0	374.9	1.093.038.7	0.375157	34.8	4.091.9	0.09	0.0850
sep. 2029	490.0	1.342.600.0	370.8	1.104.163.1	0.378975	39.6	5.280.1	0.11	0.0964
oct. 2029	490.0	1.357.790.0	366.8	1.115.532.5	0.382877	44.4	6.655.2	0.12	0.1079
nov. 2029	490.0	1.372.490.0	362.1	1.126.394.3	0.386605	49.9	8.151.0	0.14	0.1210
dic. 2029	490.0	1.387.680.0	357.7	1.137.482.5	0.390411	55.0	9.855.7	0.15	0.1332
ene. 2030	490.0	1.402.870.0	353.8	1.148.449.7	0.394175	59.6	11.702.0	0.17	0.1440
feb. 2030	490.0	1.416.590.0	350.3	1.158.257.0	0.397541	63.7	13.485.1	0.18	0.1538
mar. 2030	490.0	1.431.780.0	346.6	1.169.001.9	0.401229	68.0	15.591.9	0.20	0.1639
abr. 2030	490.0	1.446.480.0	342.0	1.179.260.6	0.404750	73.4	17.794.1	0.21	0.1767
may. 2030	490.0	1.461.670.0	338.2	1.189.745.7	0.408349	77.8	20.205.2	0.23	0.1869
jun. 2030	490.0	1.476.370.0	334.7	1.199.786.3	0.411795	81.9	22.663.0	0.24	0.1966
jul. 2030	490.0	1.491.560.0	331.2	1.210.053.5	0.415319	86.0	25.329.4	0.26	0.2061
ago. 2030	490.0	1.506.750.0	327.7	1.220.211.5	0.418806	90.1	28.123.6	0.28	0.2157

Fuente: (Software WaterDrive, 2022)

El procedimiento se repite para los pozos S-274, S-278 y S-277. Con los resultados obtenidos se obtuvo la siguiente tabla:

Tabla 3.10. Predicción de recuperación de petróleo y agua, caso 1 (VRR = 1)

Pozo	Tiempo hasta la ruptura (días)	Volumen de agua inyectada (bls)	Volumen oil (bls) sin RS	Volumen oil (bls) con RS	Incremental Oil (bls)	Volumen agua producida (bls) sin RS	Volumen agua producida (bls) con RS	Incremental Agua bls
S-53	2.255	1.789.970	2.476.125	2.550.194	74.069	109.946	197.555	87.609
S-274	543	908.634	1.442.229	1.295.597	-146.633	59.749	459.898	400.149
S-278	7.806	734.253	333.754	696.984	363.230	21.746	43.539	21.794
S-277	1.888	485.849	200.654	492.552	291.898	26.368	114.337	87.968
TOTAL		3.918.706	4.452.763	5.035.327	582.564	217.810	815.329	597.519

Fuente: (Elaboración propia, 2022)

En términos de factor de recobro:

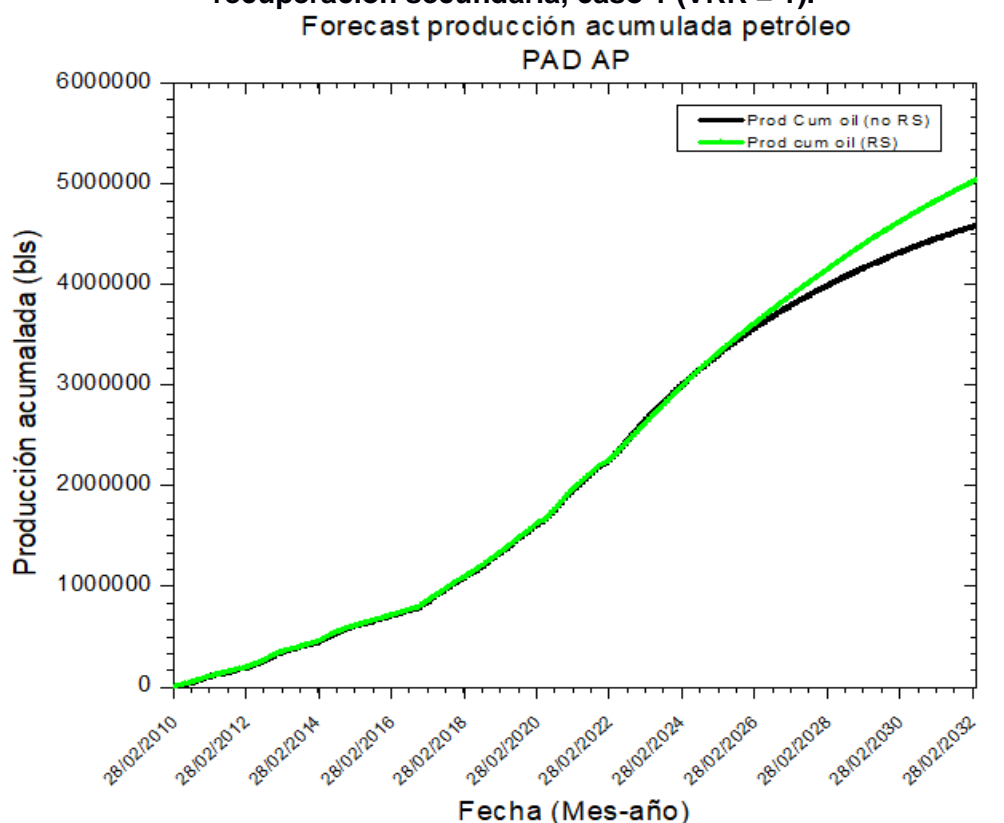
Tabla 3.11. Recuperación de petróleo en términos de factor de recobro, caso 1 (VRR = 1)

POZO	OOIP	FR original	FR con RS	Incremental	Fecha límite económico
S-53	4.893.329	50,60%	52,12%	1,51%	No llega
S-274	5.265.703	27,39%	24,60%	-2,78%	30/06/2028
S-278	2.553.107	13,07%	27,30%	14,23%	No llega
S-277	2.272.530	8,83%	21,67%	12,84%	No llega
TOTAL	14.984.669	29,72%	33,60%	3,89%	

Fuente: (Elaboración propia, 2022)

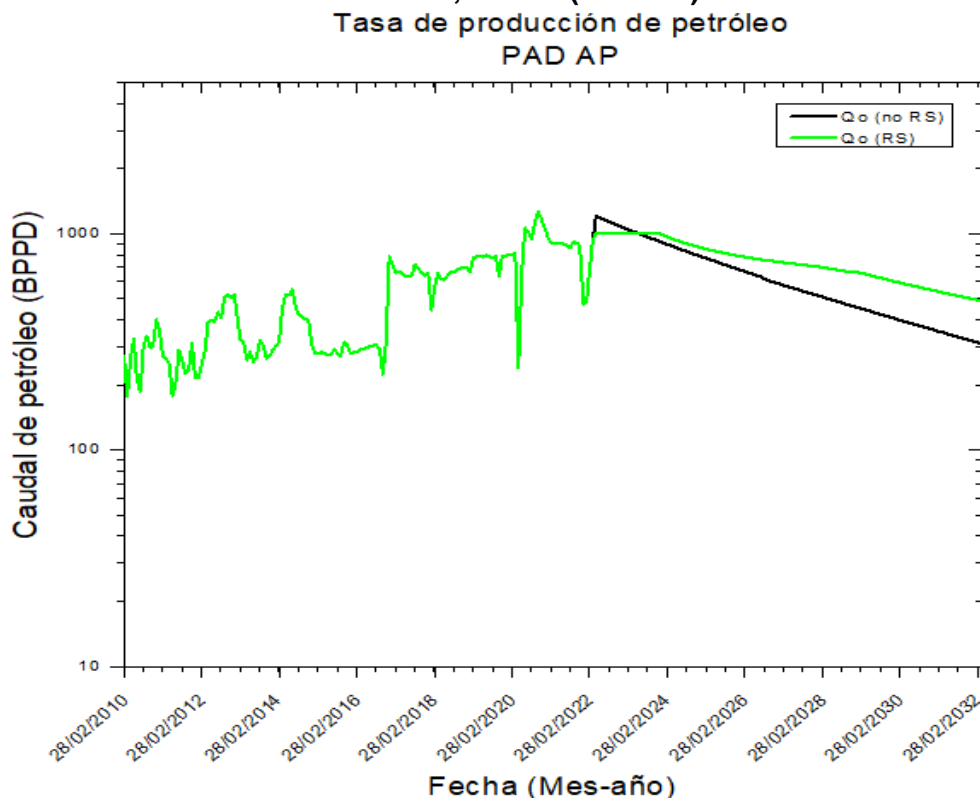
Se realizaron las curvas de producción acumulada de petróleo vs tiempo y caudal de petróleo producido vs tiempo para los pozos de la plataforma AP, resultando:

Figura 3.15. Forecast de producción acumulada de petróleo vs tiempo con y sin recuperación secundaria, caso 1 (VRR = 1).



Fuente: (Elaboración propia, 2022)

Figura 3.16. Forecast de producción diaria de petróleo vs tiempo con y sin recuperación secundaria, caso 1 (VRR = 1).



Fuente: (Elaboración propia, 2022)

3.4.1.2 Escenario 2: VRR = 1,5.

De la ecuación del índice de reemplazo, el caudal de fluido producido de +/- 1.222 BFPD, reemplazando en la ecuación 2.16 resulta que el caudal de agua inyectado será 1.833 BFPD. En la tabla 3.9 se muestra el caudal de agua que llegará a cada pozo productor según el cálculo anterior.

Tabla 3.12. Caudal de inyección de agua según VRR = 1,5

POZO	BFPD	VRR	QINY
S-53	490	1,5	735
S-274	398	1,5	597
S-278	201	1,5	301,5
S-277	133	1,5	199,5
TOTAL	1.222	1,5	1.833

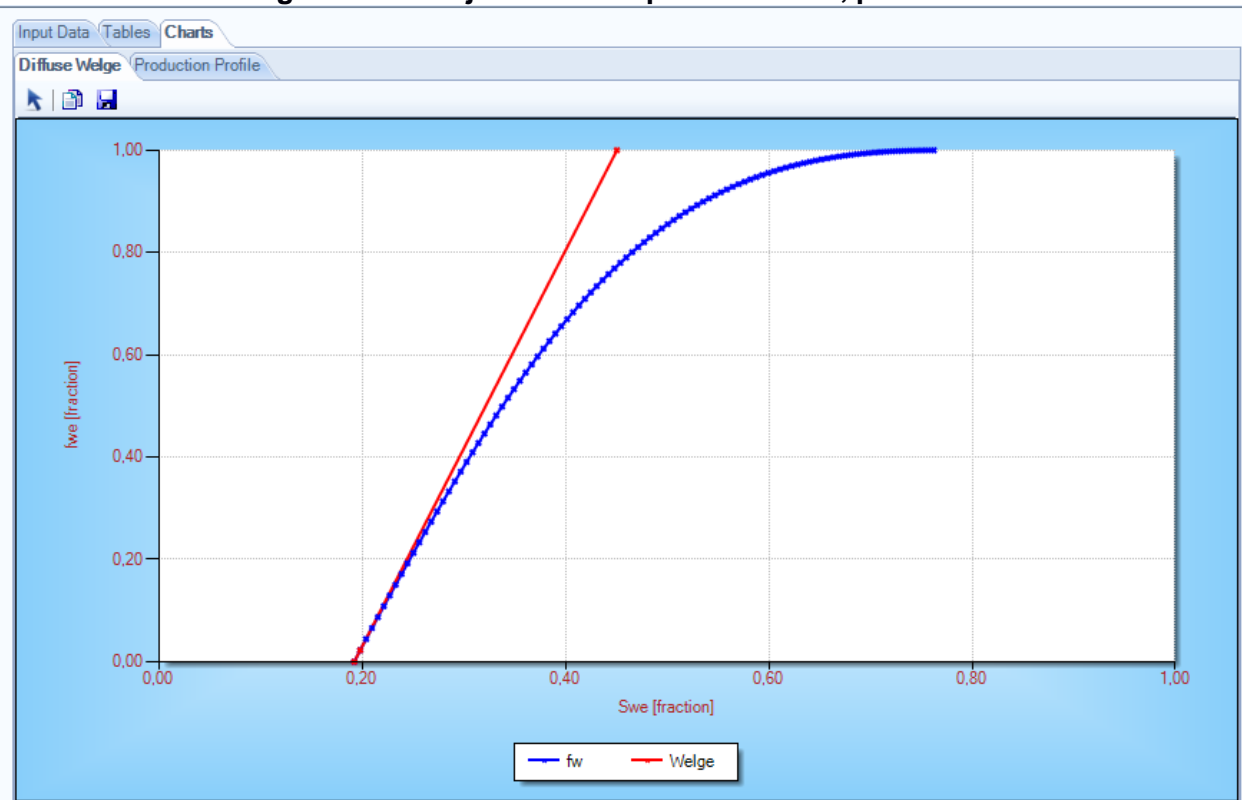
Fuente: (Elaboración propia, 2022)

Los datos del reservorio y las distancias al pozo productor se ingresaron para cada pozo en el software WaterDrive:

Figura 3.17. Data a ingresar en el software WaterDrive para el pozo S-53.

Fuente: (Software WaterDrive, 2022)

Figura 3.18. Flujo fraccional para el caso 2, pozo S-53



Fuente: (Software WaterDrive, 2022)

Figura 3.19. Predicción de la recuperación de fluidos en el pozo S-53, caso 2.

Date	WI Rate (bbl/d)	WI Cumulative (bbl)	Oil Rate (bbl/d)	Oil Cumulative (bbl)	Recovery Factor (fraction)	Water Rate (bbl/d)	Water Cumulative (bbl)	WOR	Watercut
jul. 2026	733,0	1.160.339,0	605,3	958.166,0	0,328865	0,0	0,0	0,00	0,0000
ago. 2026	733,0	1.183.062,0	605,3	976.929,8	0,335306	0,0	0,0	0,00	0,0000
sep. 2026	733,0	1.205.052,0	605,3	995.088,4	0,341538	0,0	0,0	0,00	0,0000
oct. 2026	733,0	1.227.775,0	603,2	1.013.786,2	0,347956	2,5	77,3	0,00	0,0041
nov. 2026	733,0	1.249.765,0	598,2	1.031.731,3	0,354115	8,3	327,3	0,01	0,0137
dic. 2026	733,0	1.272.488,0	587,8	1.049.951,9	0,360369	20,5	963,7	0,03	0,0337
ene. 2027	733,0	1.295.211,0	577,5	1.067.855,5	0,366513	32,5	1.971,4	0,06	0,0532
feb. 2027	733,0	1.315.735,0	567,7	1.083.752,5	0,371970	44,0	3.202,6	0,08	0,0718
mar. 2027	733,0	1.338.458,0	558,2	1.101.057,9	0,377909	55,1	4.910,9	0,10	0,0898
abr. 2027	733,0	1.360.448,0	548,0	1.117.496,5	0,383551	67,2	6.925,7	0,12	0,1091
may. 2027	733,0	1.383.171,0	538,8	1.134.198,5	0,389284	77,9	9.341,0	0,14	0,1263
jun. 2027	733,0	1.405.161,0	529,9	1.150.094,6	0,394740	88,3	11.991,3	0,17	0,1429
jul. 2027	733,0	1.427.884,0	521,2	1.166.251,2	0,400285	98,5	15.045,4	0,19	0,1589
ago. 2027	733,0	1.450.607,0	512,3	1.182.133,1	0,405736	108,9	18.421,4	0,21	0,1753
sep. 2027	733,0	1.472.597,0	503,1	1.197.226,2	0,410917	119,7	22.012,3	0,24	0,1921
oct. 2027	733,0	1.495.320,0	494,9	1.212.569,5	0,416183	129,3	26.019,2	0,26	0,2070
nov. 2027	733,0	1.517.310,0	487,0	1.227.180,4	0,421198	138,5	30.174,9	0,28	0,2214
dic. 2027	733,0	1.540.033,0	479,3	1.242.038,3	0,426297	147,6	34.750,4	0,31	0,2354
ene. 2028	733,0	1.562.756,0	471,5	1.256.653,7	0,431314	156,8	39.610,0	0,33	0,2495
feb. 2028	733,0	1.584.013,0	463,3	1.270.089,8	0,435925	166,3	44.432,9	0,36	0,2641
mar. 2028	733,0	1.606.736,0	456,0	1.284.226,5	0,440777	174,8	49.853,1	0,38	0,2771
abr. 2028	733,0	1.628.726,0	448,9	1.297.694,4	0,445400	183,2	55.347,9	0,41	0,2897
may. 2028	733,0	1.651.449,0	442,0	1.311.395,1	0,450102	191,3	61.278,9	0,43	0,3021
jun. 2028	733,0	1.673.439,0	435,1	1.324.447,4	0,454582	199,4	67.260,5	0,46	0,3142
jul. 2028	733,0	1.696.162,0	427,8	1.337.708,2	0,459133	207,9	73.706,8	0,49	0,3271
ago. 2028	733,0	1.718.885,0	420,8	1.350.753,2	0,463611	216,1	80.406,0	0,51	0,3393
sep. 2028	733,0	1.740.875,0	414,4	1.363.185,0	0,467878	223,6	87.114,4	0,54	0,3514

Fuente: (Software WaterDrive, 2022)

El procedimiento se repite para los pozos S-274, S-278 y S-277. Con los resultados obtenidos se obtuvo la siguiente tabla:

Tabla 3.13. Predicción de recuperación de petróleo y agua, caso 2 (VRR = 1,5)

POZO	Tiempo hasta la ruptura (días)	Volumen de agua inyectada (bls)	Volumen oil (bls) sin RS	Volumen oil (bls) con RS	Incremental Oil (bls)	Volumen agua producida (bls) sin RS	Volumen agua producida (bls) con RS	Volumen agua producida (bls) con RS
S-53	1.508	2.677.649	2.476.125	2.910.303	434.178	109.946	633.598	523.651
S-274	357	938.960	1.323.681	1.296.185	-27.497	55.007	488.826	433.818
S-278	5.355	1.070.329	333.754	974.503	640.749	21.746	60.190	38.445
S-277	1.242	737.906	200.654	567.396	366.742	26.368	272.319	245.951
TOTAL		5.424.844	4.334.215	5.748.387	1.414.172	213.068	1.454.933	1.241.865

Fuente: (Elaboración propia, 2022)

En términos de factor de recobro:

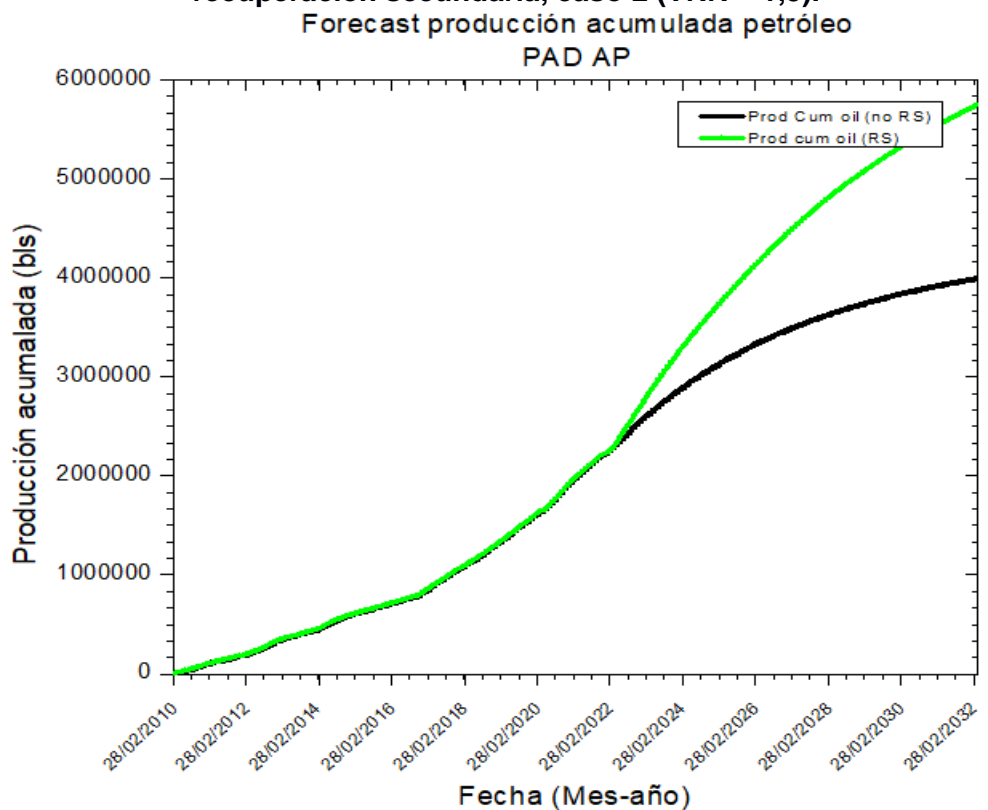
Tabla 3.14. Recuperación de petróleo en términos de factor de recobro, caso 2 (VRR = 1,5)

POZO	OOIP (bls)	FR original	FR con RS	Incremental	Fecha límite económico
S-53	4.893.329	50,60%	59,47%	8,87%	No llega
S-274	5.265.703	25,14%	24,62%	-0,52%	30/06/2026
S-278	2.553.107	13,07%	38,17%	25,10%	No llega
S-277	2.272.530	8,83%	24,97%	16,14%	No llega
TOTAL	14.984.669	28,92%	38,36%	9,44%	

Fuente: (Elaboración propia, 2022)

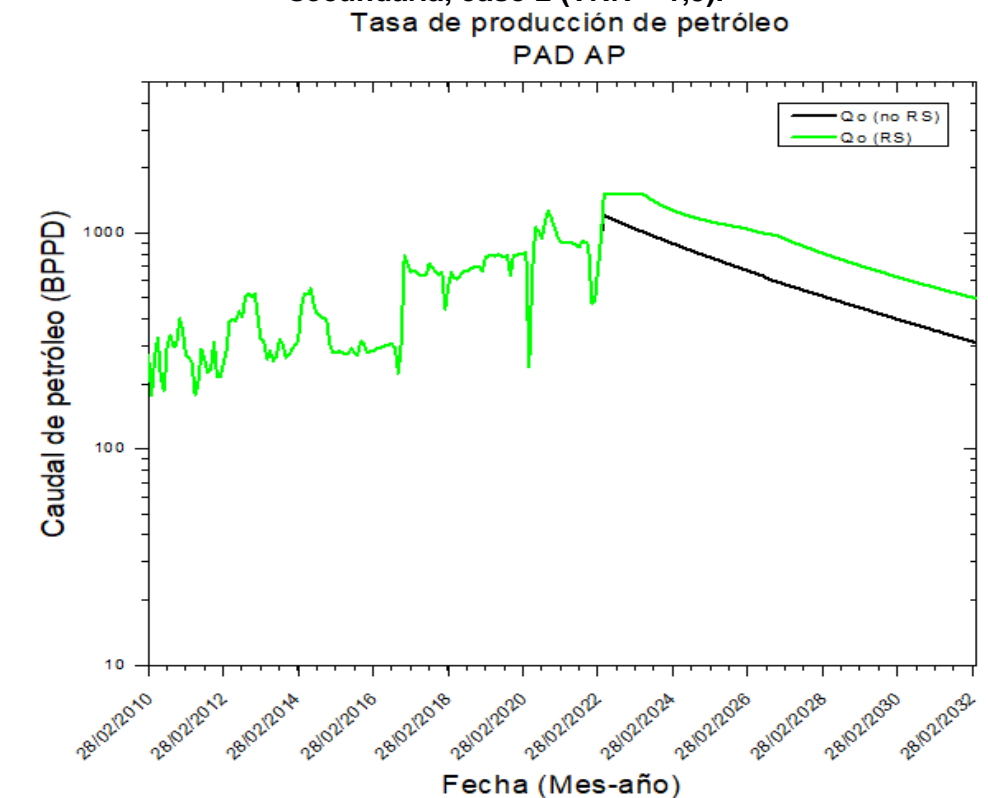
Se realizaron las curvas de producción acumulada de petróleo vs tiempo y caudal de petróleo producido vs tiempo para los pozos de la plataforma AP, resultando:

Figura 3.20. Forecast de producción acumulada de petróleo vs tiempo con y sin recuperación secundaria, caso 2 (VRR = 1,5).



Fuente: (Elaboración propia, 2022)

Figura 3.21. Forecast de producción diaria de petróleo vs tiempo con y sin recuperación secundaria, caso 2 (VRR = 1,5).



Fuente: (Elaboración propia, 2022)

3.4.1.3 Escenario 3: VRR = 2,5.

De la ecuación del índice de reemplazo, el caudal de fluido producido de +/- 1.222 BFPD, reemplazando en la ecuación 2.16, resulta que el caudal de agua inyectado será 3.055 BFPD. En la tabla 3.15 se muestra el caudal de agua que llegará a cada pozo productor según el cálculo anterior.

Tabla 3.15. Caudal de inyección de agua según VRR = 2,5

POZO	BFPD	VRR	QINY
S-53	490	2,5	1.222
S-274	398	2,5	1.008
S-278	201	2,5	489
S-277	133	2,5	336
TOTAL	1.222	2,5	3.055

Fuente: (Elaboración propia, 2022)

Los datos del reservorio y las distancias al pozo productor se ingresaron para cada pozo en el software WaterDrive:

Figura 3.22. Data a ingresar en el software WaterDrive para el pozo S-53, caso 3

The screenshot shows the WaterDrive software interface. On the left, a sidebar lists 'Dake-Welge' as the selected application, with sub-options for 'Single Layer', 'Multi Layers', 'Reverse Welge', and 'Layer Assistant'. The main window is titled 'Input Data' and contains the following fields:

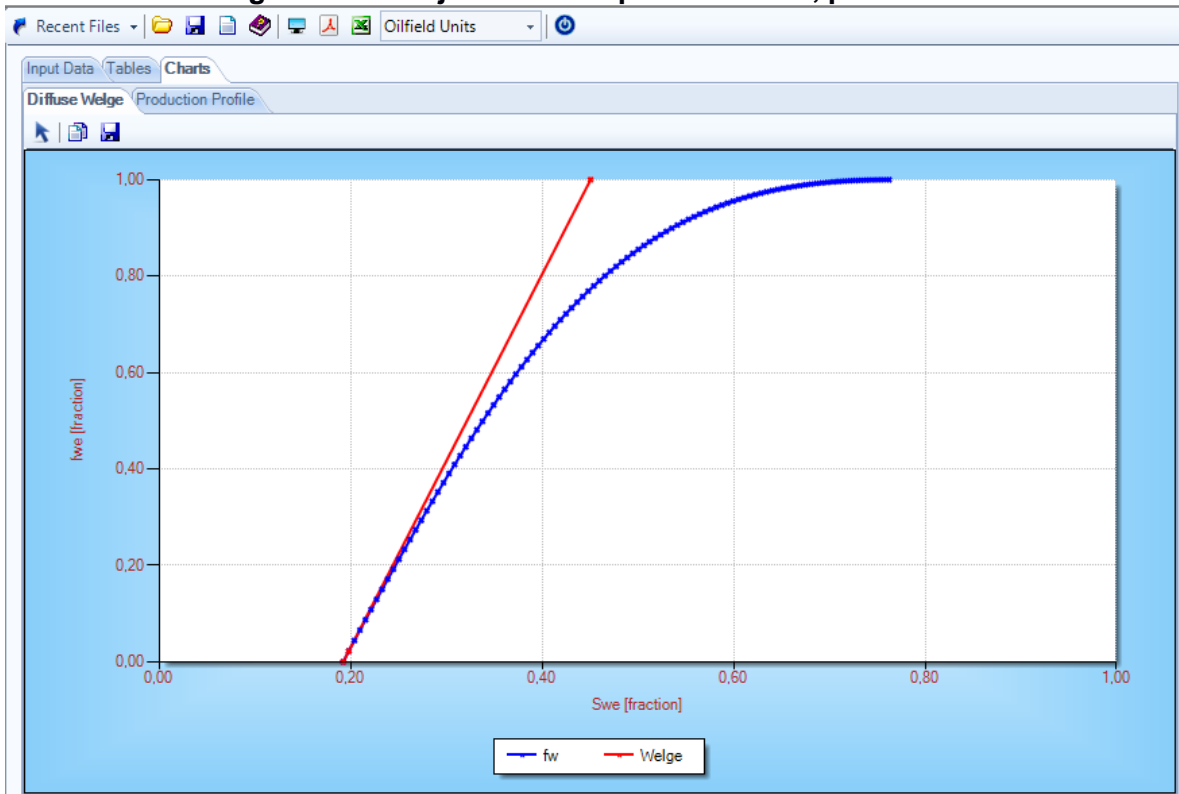
- Oil Density: 55.329 lbs/ft³
- Water Density: 62.371 lbs/ft³
- Oil viscosity [cP]: 3.516
- Water viscosity [cP]: 0.31291
- Initial Oil FVF, Bo [rb/stb]: 1.1861
- Current Oil FVF, Bo [rb/stb]: 1.211
- Water FVF, Bw [rb/stb]: 1.03379
- Endpoint kro [fraction]: 1
- Endpoint krw [fraction]: 0.179
- Swc [fraction]: 0.192
- Sor [fraction]: 0.232
- Porosity [fraction]: 0.149
- Permeability [mD]: 150
- Reservoir Thickness [ft]: 11.25
- Reservoir Length [ft]: 3785
- Reservoir Width [ft]: 3785
- Reservoir Dip [degrees]: 0
- Injection Rate [stb/d]: 1222

The 'Input Relative Permeabilities' section is active, showing 'Input Corey Coefficients' with the following values:

- Corey Oil Exponent, No: 2.205613
- Corey Water Exponent, Nw: 0.977532

Fuente: (Software WaterDrive, 2022)

Figura 3.23. Flujo fraccional para el caso 3, pozo S-53



Fuente: (Software WaterDrive, 2022)

Figura 3.23. Predicción de la recuperación de fluidos en el pozo S-53, caso 3.

Date	WI Rate (bbl/d)	WI Cumulative (bbl)	Oil Rate (bbl/d)	Oil Cumulative (bbl)	Recovery Factor (fraction)	Water Rate (bbl/d)	Water Cumulative (bbl)	WOR	Watercut
jul. 2024	1.222,0	1.042.366,0	1.009,1	860.748,1	0,295429	0,0	0,0	0,00	0,0000
ago. 2024	1.222,0	1.080.248,0	1.009,1	892.029,7	0,306166	0,0	0,0	0,00	0,0000
sep. 2024	1.222,0	1.116.908,0	1.009,1	922.302,2	0,316556	0,0	0,0	0,00	0,0000
oct. 2024	1.222,0	1.154.790,0	1.009,1	953.583,8	0,327293	0,0	0,0	0,00	0,0000
nov. 2024	1.222,0	1.191.450,0	1.009,1	983.856,3	0,337683	0,0	0,0	0,00	0,0000
dic. 2024	1.222,0	1.229.332,0	1.006,6	1.015.062,1	0,348394	2,9	88,8	0,00	0,0028
ene. 2025	1.222,0	1.267.214,0	990,2	1.045.758,1	0,358929	22,1	774,8	0,02	0,0218
feb. 2025	1.222,0	1.301.430,0	962,6	1.072.709,7	0,368180	54,5	2.300,8	0,06	0,0535
mar. 2025	1.222,0	1.339.312,0	935,1	1.101.698,1	0,378129	86,7	4.987,0	0,09	0,0848
abr. 2025	1.222,0	1.375.972,0	908,6	1.128.955,2	0,387484	117,7	8.519,4	0,13	0,1147
may. 2025	1.222,0	1.413.854,0	882,7	1.156.320,4	0,396877	148,0	13.107,1	0,17	0,1435
jun. 2025	1.222,0	1.450.514,0	858,3	1.182.069,1	0,405714	176,6	18.406,4	0,21	0,1706
jul. 2025	1.222,0	1.488.396,0	834,4	1.207.936,3	0,414593	204,6	24.748,9	0,25	0,1969
ago. 2025	1.222,0	1.526.278,0	811,3	1.233.085,3	0,423224	231,7	31.932,7	0,29	0,2221
sep. 2025	1.222,0	1.562.938,0	789,5	1.256.768,9	0,431353	257,3	39.651,0	0,33	0,2457
oct. 2025	1.222,0	1.600.820,0	768,1	1.280.580,6	0,439526	282,3	48.401,5	0,37	0,2687
nov. 2025	1.222,0	1.637.480,0	747,8	1.303.015,3	0,447226	306,0	57.582,7	0,41	0,2903
dic. 2025	1.222,0	1.675.362,0	727,9	1.325.580,9	0,454971	329,4	67.792,9	0,45	0,3115
ene. 2026	1.222,0	1.713.244,0	708,5	1.347.545,1	0,462510	352,1	78.707,3	0,50	0,3319
feb. 2026	1.222,0	1.747.460,0	690,6	1.366.880,6	0,469146	373,1	89.155,0	0,54	0,3507
mar. 2026	1.222,0	1.785.342,0	673,4	1.387.756,7	0,476311	393,2	101.344,3	0,58	0,3686
abr. 2026	1.222,0	1.822.002,0	656,0	1.407.435,3	0,483065	413,7	113.754,1	0,63	0,3867
may. 2026	1.222,0	1.859.884,0	639,2	1.427.251,5	0,489867	433,2	127.184,9	0,68	0,4039
jun. 2026	1.222,0	1.896.544,0	622,8	1.445.935,8	0,496280	452,5	140.759,4	0,73	0,4208
jul. 2026	1.222,0	1.934.426,0	607,1	1.464.754,7	0,502739	470,9	155.358,5	0,78	0,4368
ago. 2026	1.222,0	1.972.308,0	591,4	1.483.088,8	0,509031	489,3	170.525,4	0,83	0,4527

Fuente: (Software WaterDrive, 2022)

El procedimiento se repite para los pozos S-274, S-278 y S-277. Con los resultados obtenidos se obtuvo la siguiente tabla:

Tabla 3.16. Predicción de recuperación de petróleo y agua, caso 3 (VRR = 2,5)

POZO	tiempo hasta la ruptura (días)	Volumen de agua inyectada (bls)	Volumen oil (bls) sin RS	Volumen oil (bls) con RS	Incremental Oil (bls)	Volumen agua producida (bls) sin RS	Volumen agua producida (bls) con RS	Volumen agua producida (bls) con RS
S-53	904	4.463.966	2.476.125	3.183.741	707.615	109.946	2.042.978	1.933.031
S-274	214	952.560	1.191.294	1.296.315	105.021	49.712	501.953	452.241
S-278	3.208	1.786.317	333.754	1.565.122	1.231.368	21.746	98.322	76.577
S-277	747	1.135.008	200.654	599.416	398.762	26.368	530.817	504.448
TOTAL		8.337.851	4.201.828	6.644.594	2.442.766	207.773	3.174.070	2.966.297

Fuente: (Elaboración propia, 2022)

En términos de factor de recobro:

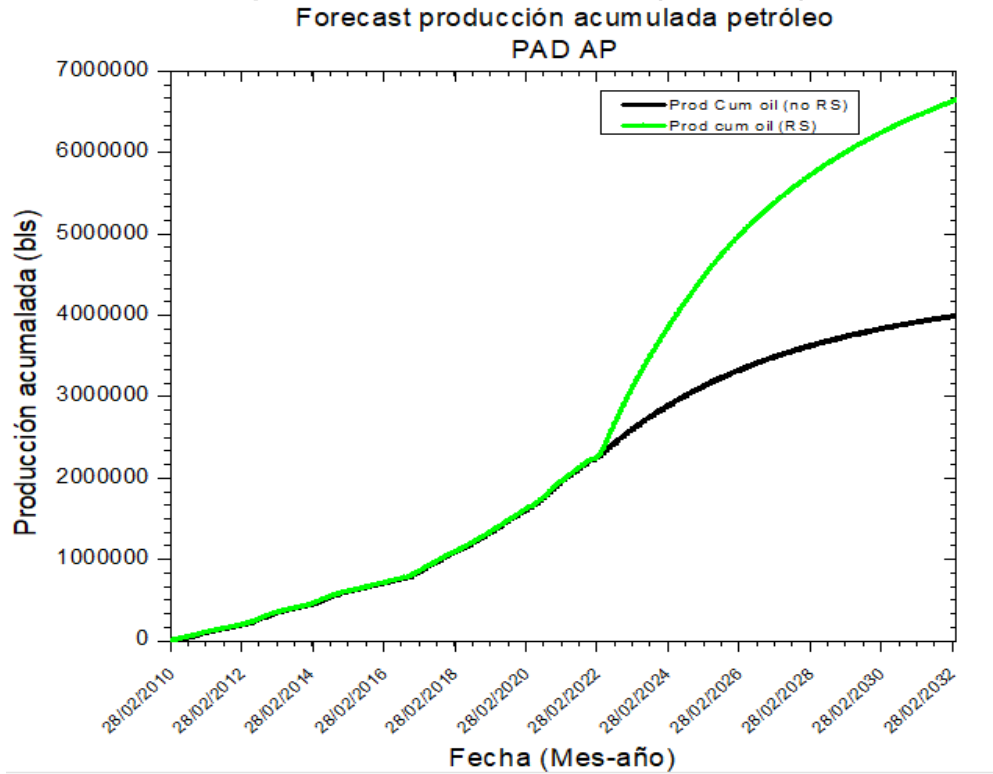
Tabla 3.17. Recuperación de petróleo en términos de factor de recobro, caso 3 (VRR = 2,5)

POZO	OOIP	FR original	FR con RS	Incremental	Fecha límite económico
S-53	4.893.329	14,46%	14,46%	14,46%	No llega
S-274	5.265.703	22,62%	24,62%	1,99%	31/10/2024
S-278	2.553.107	13,07%	61,30%	48,23%	No llega
S-277	2.272.530	8,83%	26,38%	17,55%	30/09/2030
TOTAL	14.984.669	24,08%	44,34%	20,27%	

Fuente: (Elaboración propia, 2022)

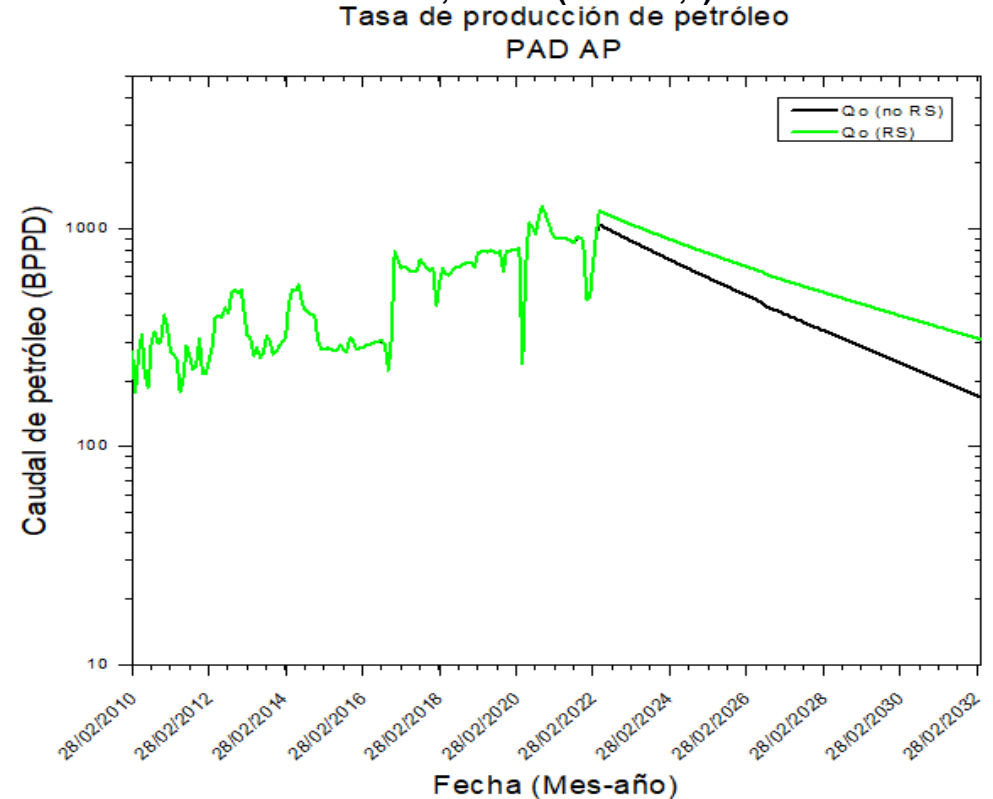
Se realizaron las curvas de producción acumulada de petróleo vs tiempo y caudal de petróleo producido vs tiempo para los pozos de la plataforma AP, resultando:

Figura 3.24. Forecast de producción acumulada de petróleo vs tiempo con y sin recuperación secundaria, caso 3 (VRR = 2,5).



Fuente: (Elaboración propia, 2022)

Figura 3.25. Forecast de producción diaria de petróleo vs tiempo con y sin recuperación secundaria, caso 3 (VRR = 2,5).



Fuente: (Elaboración propia, 2022)

3.4.2 Resumen de resultados

Los volúmenes de petróleo y agua incrementales durante los 10 años en el que se evaluará el proyecto de inyección (desde abril 2022 hasta marzo 2032) se muestran en las siguientes numerales de acuerdo a los escenarios planteados anteriormente.

Tabla 3.18. Volúmenes incrementales recuperados por el proyecto de inyección de agua según cada escenario.

ESCENARIO	VRR = 1		VRR = 1,5		VRR = 2,5	
	Producción oil (bls)	Producción agua (bls)	Producción oil (bls)	Producción agua (bls)	Producción oil (bls)	Producción agua (bls)
2022	(34.234)	(631)	104.515	8.239	379.712	27.461
2023	8.519	3.119	163.990	44.402	401.756	213.520
2024	26.746	41.461	134.914	140.371	346.278	296.486
2025	33.225	85.031	132.946	193.219	341.280	105.363
2026	47.417	112.517	169.165	116.360	258.125	231.215
2027	62.170	131.818	180.616	53.311	203.302	319.444
2028	95.040	74.405	152.875	104.768	163.088	386.315
2029	116.720	18.639	131.770	144.686	132.155	436.944
2030	106.058	44.565	115.936	177.298	107.580	449.894
2031	97.658	66.862	103.363	204.483	89.475	394.916
2032	23.246	19.732	24.084	54.727	20.016	104.740
TOTAL	582.564	597.519	1.414.172	1.241.865	2.442.766	2.966.297

Fuente: (Elaboración propia, 2022)

3.5 Análisis económico

3.5.1 Costo de facilidades de superficie

De acuerdo al plano que se muestra en el Anexo 3.3, las facilidades de superficie que requieren para la inyección de agua desde el pozo S-275 hacia el pozo S-63 son un conjunto de líneas y válvulas para regular el flujo de agua. La tabla 3.19 indica los materiales y servicios requeridos para la instalación de las facilidades indicadas.

Tabla 3.19. Costos facilidades de superficie.

	Parámetro	Valor (\$)
Materiales	Líneas de flujo	350.000,00
	Válvulas y accesorios	75.000,00
	VRF	3.000,00
	Turbina	2.500,00
Servicios	Camión suelda	12.000,00
	Adecuación de plataforma	5.000,00
	Cuadrilla de trabajo	1.500,00
	Supervisores	2.500,00
	Ensayo no destructivo	3.500,00
Total		455.000,00

Fuente: (ESPOL 2022)

3.5.2 Trabajos de reacondicionamiento

Para la ejecución del proyecto de inyección de agua se consideran los siguientes trabajos de reacondicionamiento:

- Conversión del pozo S-63 de productor a inyector de agua: los costos asociados se basan en el programa de reacondicionamiento propuesto en el Anexo 3.1.
- Conversión del pozo S-275 de productor de petróleo a productor de agua: los costos asociados se basan en el programa de reacondicionamiento propuesto en el Anexo 3.2.
- Trabajos de reacondicionamiento “Pulling BES”: tomando en cuenta que el “run life” de los equipos BES en el campo ESPOL es +/- 1000 días, se requieren como mínimo tres intervenciones con torre de reacondicionamiento para cambio de equipo BES.

Lo expuesto se resume en las siguientes tablas:

Tabla 3.20. Costo estimado del reacondicionamiento del pozo S-63

Servicio	Detalle	Costo (\$)
Movilización	Movilización taladro entre locaciones	17.528
Taladro de reacondicionamiento	Tarifa total de taladro	92.850
Control de pozo	Preparación de fluido de control de pozo	26.880
Rentas	Renta de Drill pipe	2.688
Slick line	Servicio de Slick Line	5.107
Registros eléctricos	Registro de cemento e integridad de casing	120.000
Limpieza química	Servicio de Pickling de tubería	16.800
Cementación	Squeeze	25.380
Instalación de completación	Corrida de Completación	19.645
Estimulación	Prueba de caudales múltiples	35.600
Reparaciones	Reparaciones	7.960
Materiales	Packer mecánico	17.852
	Camisa de circulación	4.514
	No-Go 2-3/8" X 1.81	1.836
	Bull Plug, 2 3/8", EUE	1.567
	3-1/2" EUE tubería N-80, 9,3 lb/ft	95.600
	Servicio de camiones al vacío por horas	3.536
	Diésel para Taladro	9.850
	Grasa para casing y tubería	272
TOTAL		505.465

Fuente: (ESPOL, 2022)

Tabla 3.21. Costo estimado del reacondicionamiento del pozo S-275

Servicio	Detalle	Costo (\$)
Movilización	Movilización taladro entre locaciones	17.528
Taladro de reacondicionamiento	Tarifa total de taladro	82.656
Control de pozo	Preparación de fluido de control de pozo	22.400
Rentas	Renta de Drill pipe	2.688
Limpieza de pozo	Scraper, canastas, bit sub	11.948,16
Cementación	Tapón de cemento	15.120
Materiales de cementación	Broca de 6 1/8"	8.400
Disparos con WireLine	Servicio de disparos WireLine	61.600
Slick line	Camión de Slick line	1.612,80
Reparaciones	Reparaciones	8.960
Materiales	Camisa de circulación	4.513,60
	No-Go 2-3/8" X 1.81	1.736
	Bull Plug, 2 3/8", EUE	2.567,04
	Tubería, 3-1/2" 9.3 Ppf,L80,Eue	34.646,40
	Servicio de camiones al vacío por horas	3.535,92
	Diésel para Taladro	4.925
	Grasa para casing y tubería	136,04
TOTAL		284.973

Fuente: (ESPOL, 2022)

Tabla 3.22. Costo estimado para una intervención "Pulling BES"

Servicio	Detalle	Costo (\$)
Movilización	Movilización taladro entre locaciones	17.528
Taladro de reacondicionamiento	Tarifa total de taladro	35.051
Control de pozo	Preparación de fluido de control de pozo	61.600
Slick line	Servicio de Slick Line	3.225
Reparaciones	Reparaciones	8.960
Materiales	Camisa de circulación	4.514
	No-Go 2-3/8" X 1.81	1.736
	Bull Plug, 2 3/8", EUE	2.567
	3-1/2" EUE tubería N-80, 9,3 lb/ft	95.600
	Servicio de camiones al vacío por horas	3.536
	Diésel para Taladro	985
	Grasa para casing y tubería	272
TOTAL		235.574

Fuente: (ESPOL, 2022)

El cronograma de intervenciones con torre en los pozos la plataforma AP durante la ejecución del proyecto se plantea en la tabla 3.23. En total, se ejecutarán 17 intervenciones con torre. En el pozo S-63 se ejecutará la intervención para la conversión a inyector. En los demás pozos se realizará el trabajo de "Pulling BES".

Tabla 3.23. Cronograma de intervenciones

POZO	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	TOTAL
S-63	X											1
S-275	X			X			X			X		4
S-53			X			X			X			3
S-274				X			X			X		3
S-278				X			X			X		3
S-277				X			X			X		3
TOTAL	2	0	1	4	0	1	4	0	1	4	0	17

Fuente: (Elaboración propia, 2022)

3.5.3 Plan de inversiones por año

Considerando los costos estimados de las facilidades de superficie y las intervenciones con torre en los pozos de la plataforma AP, se plantea el siguiente plan de inversiones durante la ejecución del proyecto reflejado en la tabla 3.24.

Tabla 3.24. Plan de inversiones 2022-2032 plataforma AP

Año	Costo (\$)				
	Facilidades de superficie	Conversión a inyector	Conversión a productor de agua	Pulling BES	Total
2022	455.000	505.465	284.973	-	1.245.438
2023	-	-	-	-	-
2024	-	-	-	235.574	235.574
2025	-	-	-	942.295	942.295
2026	-	-	-	-	-
2027	-	-	-	235.574	235.574
2028	-	-	-	942.295	942.295
2029	-	-	-	-	-
2030	-	-	-	235.574	235.574
2031	-	-	-	942.295	942.295
2032	-	-	-	-	-
Total	455.000	505.465	284.973	3.533.605	4.779.042

Fuente: (Elaboración propia, 2022)

3.5.4 Ingresos del proyecto

Los ingresos del proyecto fueron obtenidos del resultado entre el volumen incremental de petróleo obtenido por recuperación secundaria y el costo promedio de barril de petróleo. El precio del barril de petróleo se tomó en referencia al promedio trimestral del precio de exportación del crudo Oriente entre los meses de enero a marzo del año 2022 según el Informe Estadístico Enero – Marzo 2022 emitido por Jefatura Corporativa de Planificación de la Subgerencia de Planificación y Control de Gestión de EP Petroecuador en Abril del 2022 y publicado en la página web institucional de la misma.

Tabla 3.26. Costo promedio de venta de barril de petróleo tipo Oriente

Mes	Precio \$/bls
Enero	74,91
Febrero	80,76
Marzo	96,56
Promedio	84,08

Fuente: (Petroecuador, 2022)

La tasa de descuento anual utilizada en este proyecto fue del 10%.

3.5.5 Egresos del proyecto

Los egresos del proyecto fueron obtenidos de acuerdo a lo siguientes parámetros mostrados en la tabla 3.25, considerando el costo por barril operativo del campo ESPOL.

- Operación Agua y Crudo: costo de extracción de cada barril de fluido operado en estaciones de producción.
- Energía eléctrica: costo de kilovatio/hora en los equipos electrosumergibles.
- Renta BES: se consideró la renta del equipo de fondo y el equipo de superficie.
- Reacondicionamiento: costo indexado a los trabajos de reacondicionamiento en todo el campo ESPOL.
- Tratamiento de agua y crudo: costo promedio de los químicos que se usarán durante la inyección y producción.
- Soporte: incluye nómina, seguridad física, obras y servicios, etcétera.
- Transporte y comercialización: costo de envío de cada barril de petróleo a través del SOTE desde el campo ESPOL hacia el puerto de Esmeraldas.
- Ley CTEA: ley publicada en el Suplemento del Registro Oficial No. 245 del 21 de Mayo 2018 que, en el Capítulo III, sección I, artículo 60 dice en la parte pertinente: *“En ningún caso la asignación a la que se refiere la presente disposición, será inferior a dos dólares Americanos (USD 2,00), por barril”*.
- Ley 40: Ley 40 de Creación de Rentas Sustitutivas para las provincias de Napo, Esmeraldas y Sucumbíos publicado en el Registro Oficial Nro.330 del 19 de febrero de que en su parte medular dice: *“Créase el gravamen de cinco centavos de dólar por cada barril de petróleo crudo que se transporte por el oleoducto Transecuatoriano, adicional a la tarifa del transporte, excluyéndose únicamente el destinado al consumo interno”*.

Tabla 3.25. Egresos del proyecto

Parámetro	Costo por barril producido (\$/bls)
Operación Agua y Crudo	0,16
Energía eléctrica	0,17
Reacondicionamiento	0,29
Tratamiento de Agua	0,03
Tratamiento de Crudo	0,07
Soporte	0,63
Overheads	0,26
Transporte	1,06
Comercialización	1,55
Ley CTEA	2,00
Ley 40	0,05
TOTAL	6,27

Fuente: (Elaboración propia, 2022)

Adicionalmente para el cálculo de gastos del proyecto es necesario considerar la renta diaria de los equipos electro-sumergibles (BES) con los que producen los pozos influenciados S-53, S-274, S-278 y S-277. El costo de renta diaria de un equipo BES (fondo y superficie) es de \$ 288,71 por día.

3.5.6 Resultados

En las siguientes tablas se presentan los cálculos de TIR, VAN y PRI del proyecto para cada escenario planteado.

Tabla 3.27. Flujo de caja del proyecto considerando tasa de inyección de 1222 BAPD.

Año	Renta BES	Incremental petróleo (bls)	Costo producción (\$/bls)	Incremental agua (bls)	Costo tratamiento agua (\$/bls)	Agua inyectada (bls)	Costo tratamiento agua inyectada (\$/bls)	Ingresos	Egresos	Inversiones	Flujo de caja descontado
2022	\$ 395.533	-	\$ 0	-	\$ 0	334.828	\$ 16.741	\$ 0	\$ 412.274	\$ 1.245.438	-\$ 1.657.712
2023	\$ 525.452	8.519	\$ 53.329	3.119	\$ 102	444.808	\$ 22.240	\$ 716.278	\$ 601.123	\$ 0	\$ 115.154
2024	\$ 526.896	26.746	\$ 167.429	41.461	\$ 1.351	446.030	\$ 22.302	\$ 2.248.787	\$ 717.977	\$ 235.574	\$ 1.295.236
2025	\$ 525.452	33.225	\$ 207.989	85.031	\$ 2.771	444.808	\$ 22.240	\$ 2.793.566	\$ 758.452	\$ 942.295	\$ 1.092.819
2026	\$ 525.452	47.417	\$ 296.827	112.517	\$ 3.666	444.808	\$ 22.240	\$ 3.986.779	\$ 848.186	\$ 0	\$ 3.138.593
2027	\$ 525.452	62.170	\$ 389.187	131.818	\$ 4.295	444.808	\$ 22.240	\$ 5.227.287	\$ 941.174	\$ 235.574	\$ 4.050.539
2028	\$ 526.896	95.040	\$ 594.947	74.405	\$ 2.424	446.030	\$ 22.302	\$ 7.990.921	\$ 1.146.569	\$ 942.295	\$ 5.902.058
2029	\$ 525.452	116.720	\$ 730.666	18.639	\$ 607	444.808	\$ 22.240	\$ 9.813.801	\$ 1.278.966	\$ 0	\$ 8.534.835
2030	\$ 525.452	106.058	\$ 663.926	44.565	\$ 1.452	444.808	\$ 22.240	\$ 8.917.390	\$ 1.213.070	\$ 235.574	\$ 7.468.746
2031	\$ 525.452	97.658	\$ 611.337	66.862	\$ 2.179	444.808	\$ 22.240	\$ 8.211.051	\$ 1.161.208	\$ 942.295	\$ 6.107.549
2032	\$ 129.920	23.246	\$ 145.519	19.732	\$ 643	109.980	\$ 5.499	\$ 1.954.515	\$ 281.581	\$ 0	\$ 1.672.934
TOTAL	\$ 5.257.409	616.798	\$ 3.861.155	598.150	\$ 19.490	4.450.524	\$ 222.526	\$ 51.860.376	\$ 9.360.581	\$ 4.779.042	\$ 42.978.162

VPN	\$ 12.882.707
------------	----------------------

TIR	30%
------------	------------

PRI (años)	2,28
-------------------	-------------

Fuente: (Elaboración propia, 2022)

Tabla 3.28. Flujo de caja del proyecto considerando tasa de inyección de 1833 BAPD.

Año	Renta BES	Incremental petróleo (bls)	Costo producción (\$/bls)	Incremental agua (bls)	Costo tratamiento agua (\$/bls)	Agua inyectada	Costo tratamiento agua inyectada (\$/bls)	Ingresos	Egresos	Inversiones	Flujo de caja descontado
2022	\$ 395.533	104.515	\$ 654.263	8.239	\$ 268	502.242	\$ 25.112	\$ 8.787.613	\$ 1.075.177	\$ 1.245.438	\$ 6.466.999
2023	\$ 525.452	163.990	\$ 1.026.577	44.402	\$ 1.447	667.212	\$ 33.361	\$ 13.788.271	\$ 1.586.836	\$ 0	\$ 12.201.434
2024	\$ 526.896	134.914	\$ 844.560	140.371	\$ 4.574	669.045	\$ 33.452	\$ 11.343.552	\$ 1.409.482	\$ 235.574	\$ 9.698.496
2025	\$ 525.452	132.946	\$ 832.240	193.219	\$ 6.296	667.212	\$ 33.361	\$ 11.178.074	\$ 1.397.349	\$ 942.295	\$ 8.838.431
2026	\$ 525.452	169.165	\$ 1.058.973	116.360	\$ 3.791	667.212	\$ 33.361	\$ 14.223.393	\$ 1.621.577	\$ 0	\$ 12.601.816
2027	\$ 525.452	180.616	\$ 1.130.654	53.311	\$ 1.737	667.212	\$ 33.361	\$ 15.186.160	\$ 1.691.204	\$ 235.574	\$ 13.259.382
2028	\$ 526.896	152.875	\$ 956.998	104.768	\$ 3.414	669.045	\$ 33.452	\$ 12.853.738	\$ 1.520.760	\$ 942.295	\$ 10.390.684
2029	\$ 525.452	131.770	\$ 824.877	144.686	\$ 4.714	667.212	\$ 33.361	\$ 11.079.180	\$ 1.388.404	\$ 0	\$ 9.690.775
2030	\$ 525.452	115.936	\$ 725.757	177.298	\$ 5.777	667.212	\$ 33.361	\$ 9.747.874	\$ 1.290.347	\$ 235.574	\$ 8.221.953
2031	\$ 525.452	103.363	\$ 647.051	204.483	\$ 6.663	667.212	\$ 33.361	\$ 8.690.736	\$ 1.212.526	\$ 942.295	\$ 6.535.915
2032	\$ 129.920	24.084	\$ 150.768	54.727	\$ 1.783	164.970	\$ 8.249	\$ 2.025.016	\$ 290.720	\$ 0	\$ 1.734.297
TOTAL	\$ 5.257.409	1.414.172	\$ 8.852.719	1.241.865	\$ 40.465	6.675.786	\$ 333.789	\$ 118.903.607	\$ 14.484.382	\$ 4.779.042	\$ 99.640.183

VPN	\$ 56.284.112
------------	----------------------

TIR	173%
------------	-------------

PRI (años)	0,00
-------------------	-------------

Fuente: (Elaboración propia, 2022)

Tabla 3.29. Flujo de caja del proyecto considerando tasa de inyección de 3055 BAPD.

Año	Renta BES	Incremental petróleo (bls)	Costo producción (\$/bls)	Incremental agua (bls)	Costo tratamiento agua (\$/bls)	Agua inyectada	Costo tratamiento agua inyectada (\$/bls)	Ingresos	Egresos	Inversiones	Flujo de caja descontado
2022	\$ 395.533	379.712	\$ 2.376.997	27.461	\$ 895	837.070	\$ 41.854	\$ 31.926.185	\$ 2.815.278	\$ 1.245.438	\$ 27.865.469
2023	\$ 525.452	401.756	\$ 2.514.993	213.520	\$ 6.957	1.112.020	\$ 55.601	\$ 33.779.644	\$ 3.103.003	\$ 0	\$ 30.676.641
2024	\$ 526.896	346.278	\$ 2.167.700	296.486	\$ 9.661	1.115.075	\$ 55.754	\$ 29.115.046	\$ 2.760.010	\$ 235.574	\$ 26.119.462
2025	\$ 525.452	341.280	\$ 2.136.415	105.363	\$ 3.433	1.112.020	\$ 55.601	\$ 28.694.848	\$ 2.720.901	\$ 942.295	\$ 25.031.652
2026	\$ 525.452	258.125	\$ 1.615.863	231.215	\$ 7.534	1.112.020	\$ 55.601	\$ 21.703.150	\$ 2.204.450	\$ 0	\$ 19.498.700
2027	\$ 525.452	203.302	\$ 1.272.672	319.444	\$ 10.409	1.112.020	\$ 55.601	\$ 17.093.657	\$ 1.864.134	\$ 235.574	\$ 14.993.949
2028	\$ 526.896	163.088	\$ 1.020.931	386.315	\$ 12.588	1.115.075	\$ 55.754	\$ 13.712.439	\$ 1.616.168	\$ 942.295	\$ 11.153.976
2029	\$ 525.452	132.155	\$ 827.287	436.944	\$ 14.237	1.112.020	\$ 55.601	\$ 11.111.550	\$ 1.422.578	\$ 0	\$ 9.688.973
2030	\$ 525.452	107.580	\$ 673.448	449.894	\$ 14.659	1.112.020	\$ 55.601	\$ 9.045.284	\$ 1.269.160	\$ 235.574	\$ 7.540.550
2031	\$ 525.452	89.475	\$ 560.114	394.916	\$ 12.868	1.112.020	\$ 55.601	\$ 7.523.066	\$ 1.154.035	\$ 942.295	\$ 5.426.737
2032	\$ 129.920	20.016	\$ 125.297	104.740	\$ 3.413	274.950	\$ 13.748	\$ 1.682.903	\$ 272.377	\$ 0	\$ 1.410.526
TOTAL	\$ 5.257.409	2.442.766	\$ 15.291.716	2.966.297	\$ 96.655	11.126.310	\$ 556.316	\$ 205.387.774	\$ 21.202.095	\$ 4.779.042	\$ 179.406.637

VPN	\$ 119.225.828
------------	-----------------------

TIR	589%
------------	-------------

PRI (años)	0,00
-------------------	-------------

Fuente: (Elaboración propia, 2022)

CAPITULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

- La posición estructural y las propiedades petrofísicas del pozo S-63 permiten que la inyección de agua sea uniforme y genere un frente de barrido de petróleo homogéneo en el área de influencia del proyecto presentado. Adicionalmente se verifica que por su estado mecánico y por zonas de sello sobre y bajo la arenisca “U inferior” asegura que no existirá comunicación con otras zonas productoras ni acuíferos superficiales.
- El pozo S-275 al presentar baja producción en la arenisca “U inferior” y buena calidad de arena en “Hollín Inferior” se presenta como un excelente candidato para la conversión de pozo productor de petróleo a pozo productor de agua.
- Los pozos S-53, S-274, S-277 y S-278 presentan continuidad geológico a nivel de reservorio con el pozo S-63, lo que asegura que la inyección de agua permitirá recuperar el petróleo remanente en el subsuelo.
- Por la teoría de flujo fraccional y tomando como referencia el pozo S-274 se determinó que a una tasa de inyección de 1.500 BAPD el tiempo de ruptura del agua inyectada en el pozo productor será de +/- 97 días, con una razón de movilidad de 2,04 y una eficiencia de desplazamiento de 42%.
- Con el análisis de curvas de declinación mediante el método hiperbólico se determina que el pozo S-277 llegará a su límite económico de 10 BPPD en julio de 2026. En el resto de pozos se verifica que el límite económico supera el mes de marzo de 2032.
- Con una tasa de inyección de +/- 1.222 BAPD se logra aumentar el factor de recobro en la plataforma AP en un porcentaje de +/- 3,89%, con un volumen de petróleo incremental de +/- 582 Mbbls y +/- 597 Mbbls de agua recuperada. El volumen de agua inyectada al final del periodo de análisis será de +/- 3,9 MM bls.
- Con una tasa de inyección de +/- 1.833 BAPD se logró incrementar el factor de recobro en la plataforma AP en +/- 9,44% obteniendo +/- 1,41 MMbbls de petróleo incremental. Adicionalmente, el volumen de agua producida en el periodo de análisis será de +/- 1,24 MM bls y el volumen de agua inyectada 5,42 MM bls.

- Por los datos obtenidos en la simulación se logra que el caudal óptimo que maximiza el factor de recobro en la plataforma AP será de **+/- 3.055 BAPD**. Este caudal permitió aumentar el factor de recobro en los pozos de la plataforma AP en **+/- 16,30%** con un volumen de agua inyectada total al final del periodo de +/- 8,33 MMbbls. El volumen incremental de agua producida será de +/- 2,96 MMbbls.
- Debido a la cercanía del pozo S-274 con el pozo S-63 es el que se verá inundado en menor tiempo en comparación con los demás pozos, puesto que la recuperación de petróleo es menor en comparación con la no ejecución del proyecto. Con el escenario 1 se llegará al límite económico (desde el inicio de la inyección de agua) en 6 años, con el escenario 2 en 4 años y con el último escenario en 2.3 años.
- En el pozo S-277 se notará una influencia positiva de la inyección de agua puesto que en los tres escenarios el límite económico superará lo pronosticado en la curva de declinación actual del pozo. Así, en el escenario 1 el volumen adicional de reservas recuperables es de +/- 291 Mbbls, con el escenario 2 de +/- 366 Mbbls y en el escenario 3 de +/- 398 Mbbls.
- Dentro del plan de inversiones del proyecto se considera que el *run life* de los equipos BES con los que se producen los pozos es +/- 1.000 días por lo que en total durante la ejecución del proyecto se realizarán 15 intervenciones con torre de reacondicionamiento con el objetivo de cambiar los equipos BES.
- Los costos de las facilidades de superficie para la implementación del proyecto son relativamente bajos en comparación con la puesta en operación de plantas de tratamiento de agua puesto que se optimiza la utilización de pozos que están cerrados y cercanos entre sí para la operación como pozos productores de agua e inyectores.
- La inversión total del proyecto considerando facilidades de superficie en intervenciones en pozos se estima en +/- 4,77 millones de dólares. Al ser una inversión pequeña los tiempos de recuperación de la misma son cortos. Para este proyecto se consideran en días, a excepción del escenario 1 que debido a su bajo incremental de petróleo el tiempo de recuperación se estima en 2,28 años.
- El análisis económico muestra como resultado que, considerando la tasa de inyección de 3.055 BAPD, el valor presente neto (VAN) del proyecto sea de 119

millones de dólares, la tasa interna de retorno (TIR) es del 589%. Estos indicadores nos permiten concluir que el proyecto es rentable para ser ejecutado.

4.2 Recomendaciones

- Ejecutar el proyecto piloto de recuperación de inyección de agua de baja salinidad con el pozo S-63 como inyector de agua y el pozo S-275 como productor de agua para generar el incremento de producción en el reservorio “U Inferior” en la plataforma AP del campo ESPOL. Este proyecto no afectará reservorios someros de agua dulce y su análisis económico es favorable.
- Durante la conversión del pozo S-63 se recomienda realizar prueba de inyectividad que confirme la admisión en la arena “U inferior”. En caso que los resultados no sean satisfactorios, se recomienda ejecutar un trabajo de estimulación (matricial o fracturamiento) para mejorar la admisión del pozo.
- Validar los resultados del presente proyecto en un simulador 3-D que considere la mayor cantidad de heterogeneidades del yacimiento.
- Verificar la condición mecánica del pozo S-63 con un registro de integridad de casing y calidad de cemento durante la intervención del pozo para convertirlo a inyector de agua.
- Realizar un control de la calidad de agua de inyección para evitar problemas como taponamientos que pueden reducir el espacio del agua a ser inyectada debido a una alta cantidad de sólidos.
- Monitorear los parámetros de fondo y producción del pozo productor de agua S-275 y de los pozos productores S-53, S-274, S-277 y S-278 con la finalidad de controlar la inyección de agua y la producción de petróleo.
- Considerar trabajos de estimulación matricial y/o fracturamiento hidráulico en los pozos productores de petróleo mencionados a fin de aprovechar el barrido generado por la inyección de agua.

BIBLIOGRAFÍA

Arias, J. Chancusig, M. (2017). *Estudio para la implementación de un proyecto piloto de recuperación secundaria por inyección de agua en la arena U inferior del campo Sacha*. [Estudio Técnico presentado para optar por el título de Ingeniera de Petróleos, Universidad Central del Ecuador]. Repositorio institucional de la Universidad Central del Ecuador. <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/12992>.

Baby, P., Rivadeneira, M., y Barragán, R. (2014). Introducción. En: *La Cuenca Oriente: geología y petróleo*. Ed. Baby, P., Rivadeneira, M., y Barragán, R. IFEA, IRD, PETRAMAZONAS.

Balkwill, H. (1989). Relationships of the intra-crustal delamination, stratigraphy, and oil prospectivity, Oriente Basin, Ecuador. *Boletín Tec., ARPEL* 18(2). Junio 1989.

Banco Central del Ecuador. (Abril 2022). Información estadística mensual. Tomado de la página web institucional. <https://contenido.bce.fin.ec/documentos/PublicacionesNotas/Catalogo/IEMensual/Indices/m2042042022.htm>

Causil, M. (2019). *Mejoramiento de la inyección de agua de baja salinidad mediante nanopartículas aplicado al recobro mejorado de petróleo*. [Tesis o trabajo de investigación presentada(o) como requisito parcial para optar al título de Magister en Medio Ambiente y Desarrollo, Universidad Nacional de Colombia]. Repositorio de la Universidad Nacional de Colombia. <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/76102>

Dake, Laurie P. (1998). En *Fundamentals of reservoir engineering*. pgs. 337-405. Tulsa, USA.

Dake, Laurie P. (2001). En *The practice of reservoir engineering*. pgs. 138-176 Tulsa, USA.

Dang, C. T. Q., Nguyen, N. T. B., & Chen, Z. (2015). *Practical Concerns and Principle Guidelines for Screening, Implementation, Design, and Optimization of Low Salinity Waterflooding*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/174008-MS.

Durán, S. (2019). *Modelo de Simulación Matemática para la evaluación de inyección de agua de baja salinidad en la arenisca U Inferior del Campo Paka Norte, B15*. [Trabajo de titulación, modalidad proyecto de investigación para la obtención del título de Magister en Ingeniería de Petróleos con Mención en Recuperación Mejorada, Universidad Central del Ecuador]. Repositorio institucional de la Universidad Central del Ecuador. <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/18430>.

EP Petroecuador. "Informe Estadístico Enero – Marzo 2022". Quito-Ecuador. Tomado de la página web institucional <https://www.eppetroecuador.ec/>.

E. W. Al-Shalabi and K. Sepehrnoori. (2015). A comprehensive review of low salinity/engineered water injections and their applications in sandstone and carbonate rocks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 139.

Halliburton (2013). Modelamiento estático y dinámico de los reservorios Hollín, U, T y Basal Tena, del campo Sacha. Capítulo 1: Geología.

Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables (2019). “Informe anual del potencial hidrocarburífero del Ecuador”. Quito-Ecuador.

Najoud Hassan BaniHammad, Rachit Kedia, Jawaher AlSabeai. (2019). Giant Field Development Optimisation with the Consideration of Regional Voidage Replacement Ratio. SPE-196630-MS.

Petroamazonas (2019). Estudio técnico: Inyección de agua de formación en “U inferior”, pozo SACHA-382D.

Paris De Ferrer, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Venezuela, 2001.

Registro Oficial del Ecuador. “Ley orgánica para la planificación integral de la Circunscripción territorial especial amazónica”. Tomado la página web institucional <https://www.registroficial.gob.ec/>.

Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador. “Manual del proceso de liquidaciones de ingresos del estado y pago de tarifas de los contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos (petróleo crudo)”. Quito-Ecuador. Año 2016.

Rotondi, M., Callegaro, C., Masserano, F., & Bartosek, M. (2014). Low Salinity Water Injection: eni’s Experience. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/171794-MS

Welge, Henry. (1952). En A simplified method for computing oil recovery by gas or waterdrive. USA

ANEXOS

ANEXO 3.1

Programa de reacondicionamiento propuesto

Pozo S-63

Motivo: Conversión de pozo productor a inyector de agua.

1. Movilizar rig hacia pozo S-63. Armar equipos en locación, levantar torre de reacondicionamiento. Instalar líneas de control y matado de pozo en válvula de casing del cabezal de pozo.
2. Despresurizar casing del pozo, registrar presión inicial y final.
3. Controlar pozo con fluido de control convencional de 8.45 LPG bombeando por casing +/- 150 bls, verificar pozo estático.
4. Retirar sección "C" de cabezal de producción. Instalar 11" x 5000 psi conjunto BOP, probar apertura y cierre de válvulas.
5. Instalar subestructura, ranfla, planchada y caballetes.
6. Colocar tubo maniobra, maniobrar y retirar 11" x 3-1/2" tubing hanger.
7. Armar y bajar BHA # 1 moedor con 6-1/8" JUNK MILL en 3-1/2" IF DP S-135 en sencillos desde superficie hasta +/- 8680 ft. Tomar pesos de sarta, moler 7" CIBP @ 8690 ft. Continuar profundizando sarta hasta 9900 ft. Sacar BHA # 1 moedor en paradas de DP hasta superficie, desarmar.
8. Con unidad WireLine armar 7" CIBP con herramientas GR-CCL, bajar correlacionando y asentar @ 9560 ft.
9. Armar y bajar BHA # 2 de cementación con 7" retenedor de cemento + stinger en 3-1/2" IF DP S-135 en paradas hasta 9470 ft. Maniobrar sarta y asentar retenedor de cemento @ 9460 ft, realizar prueba de circulación y asentamiento de retenedor.
10. Armar y probar líneas de unidad de cementación. Maniobrar sarta, asentar stinger en retenedor de cemento, realizar prueba de admisión en arena "U inferior".
11. Realizar cementación remedial a la arena "U inferior", verificar presión de cierre. Levantar sarta, sacar 6 paradas de DP, reversar exceso de cemento. Sacar BHA # 2 de cementación en paradas hasta superficie, desarmar.
12. Armar y bajar BHA # 3 moedor con 6-1/8" JUNK MILL en 3-1/2" IF DP S-135 en paradas hasta +/- 9470 ft. Registrar peso de sarta, romper circulación y moler retenedor de cemento + cámara de cemento + 7" CIBP hasta +/- 9560 ft. Continuar

- profundizando sarta hasta +/- 9900 ft. Sacar BHA # 3 moledor en paradas hasta superficie, desarmar.
13. Armar y bajar BHA # 4 de limpieza con 6-1/8" broca tricónica + 7" scrapper + cepillos y magnetos en 3-1/2" IF DP S-135 en paradas hasta 9900 ft, reciprocarse intervalos de arena "U inferior". Circular píldora de limpieza (viscosa) hasta retornos limpios. Sacar BHA # 4 de limpieza quebrando DP desde 9900 ft hasta superficie, desarmar.
 14. Con unidad WireLine armar herramientas de registro de calidad de cemento e integridad de casing, registrar pozo desde 9900 ft hasta superficie, desarmar herramientas de registro. De ser satisfactorios los resultados del registro, continuar con el paso # 10, caso contrario, un programa alternativo será preparado para remedir mala cementación y/o casing.
 15. Con unidad WireLine armar 7" CIBP con herramientas GR-CCL, bajar correlacionando y asentar @ 9700 ft.
 16. Con unidad WireLine armar cañones de 4-5/8" de diámetros con cargas de alta penetración y herramientas GR-CCL. Bajar, correlacionar y re-disparar arena "U inferior": 9532 ft – 9546 ft (14 ft @ 5 DPP).
 17. Armar y bajar BHA de inyección con 7" x 3-1/2" packer mecánico en 3-1/2 EUE tubería N-80, clase "A" en sencillos hasta +/- 8700 ft. Maniobrar sarta y asentar packer @ 8650 ft.
 18. Armar líneas de unidad de bombeo. Realizar prueba multitasas a la arena "U inferior" con caudales de 1 BPM, 2 BPM y 3 BPM y presiones de inyección de 1000 psi, 2000 psi y 3000 psi (en cabeza de pozo). De ser satisfactorias las pruebas, continuar con el paso 19, caso contrario, un programa alternativo será preparado para estimulación de pozo.
 19. Maniobrar sarta, desasentar packer, levantar asentar, instalar 11" x 3-1/2" tubing hanger, asentar sarta en sección "B" de cabezal. Asentar packer mecánico @ 8650 ft, probar anular con 800 psi.
 20. Retirar conjunto BOP. Armar sección "C" de cabezal de inyección 11" x 5000 psi, probar.
 21. Finalizar operaciones.

ANEXO 3.2

Programa de reacondicionamiento propuesto

Pozo S-275

Motivo: Conversión de pozo productor de petróleo a productor de agua de formación en “Hollín inferior”.

1. Movilizar rig hacia pozo S-275. Armar equipos en locación, levantar torre de reacondicionamiento. Instalar líneas de control y matado de pozo en válvula de casing del cabezal de pozo.
2. Despresurizar casing del pozo, registrar presión inicial y final.
3. Controlar pozo con fluido de control convencional de 8.45 LPG bombeando en directa a través de 3-1/2” camisa de circulación @ 9558 ft, 90 bls por directa y 150 bls por anular. Verificar pozo estático.
4. Retirar sección “C” de cabezal de producción. Instalar 11” x 5000 psi conjunto BOP, probar apertura y cierre de válvulas.
5. Instalar subestructura, ranfla, planchada y caballetes.
6. Colocar tubo maniobra, maniobrar y retirar 11” x 3-1/2” tubing hanger.
7. Sacar equipo BES TD150 en 3-1/2” EUE tubería quebrando cada junta desde 9725 ft hasta superficie. Desarmar BHA de producción y equipo BES.
8. Armar y bajar BHA # 1 de limpieza con 6-1/8” broca tricónica en 3-1/2” IF DP S-135 en sencillos hasta 10000 ft, reciprocar intervalo de arena “U inferior”. Sacar BHA # 1 de limpieza en paradas hasta superficie, desarmar.
9. Con unidad WireLine armar 7” CIBP con herramientas GR-CCL, bajar correlacionando y asentar @ 9950 ft.
10. Armar y bajar BHA # 2 de cementación con 7” retenedor de cemento + stinger en 3-1/2” IF DP S-135 en paradas hasta 9900 ft. Maniobrar sarta y asentar retenedor de cemento @ 9850 ft, realizar prueba de circulación y asentamiento de retenedor.
11. Armar y probar líneas de unidad de cementación. Maniobrar sarta, asentar stinger en retenedor de cemento, realizar prueba de admisión en arena “U inferior”.
12. Realizar cementación remedial a la arena “U inferior”, verificar presión de cierre. Levantar sarta, sacar 6 paradas de DP, reversar exceso de cemento. Sacar BHA # 2 de cementación en paradas hasta superficie, desarmar.

13. Armar y bajar BHA # 3 molidor con 6-1/8" JUNK MILL en 3-1/2" IF DP S-135 en paradas hasta +/-9850 ft. Registrar peso de sarta, establecer circulación. Moler retenedor + cámara de cemento + 7" CIBP hasta 9950 ft.
14. Circular pozo para cambio de fluido de convencional de 8.45 LPG @ 8.7 LPG (+/- 800 bls). Continuar moliendo collar flotador + shoe track hasta +/- 10400 ft. Circular píldora de limpieza hasta retornos limpios. Sacar BHA molidor en paradas de DP hasta superficie, desarmar.
15. Armar y bajar BHA # 4 de limpieza con 6-1/8" broca tricónica + 7" scrapper + cepillos y magnetos en 3-1/2" IF DP S-135 en paradas hasta 10400 ft. Sacar BHA # 4 de limpieza quebrando DP hasta superficie, desarmar.
16. Con unidad WireLine armar cañones de 4-5/8" de diámetros con cargas de alta penetración y herramientas GR-CCL. Bajar, correlacionar y re-disparar arena "Hollín inferior": 10350 ft – 10400 ft (50 ft @ 5 DPP).
17. Armar y bajar equipo BES (diseñado por Levantamiento Artificial) en 3-1/2" EUE tubería 9.3 lb/ft, N-80 midiendo, calibrando y probando hasta +/- 8000 ft (profundidad de intake). Instalar protectores de cable y mid joint en cada junta. Megar cable eléctrico cada 2000 ft.
18. Instalar 11" x 3-1/2" tubing hanger y conector de superficie bajo hanger. Asentar sarta en sección "B" de cabezal.
19. Retirar subestructura, ranfla, planchada y caballetes.
20. Retirar conjunto BOP, instalar sección "C" de cabezal.
21. Realiza conexión de conector de superficie sobre cabezal. Instalar capilares de inyección de químico.
22. Realizar prueba de rotación y producción.
23. Finalizar operaciones.

ANEXO 3.3

Plano de construcción de las facilidades de inyección de agua desde el pozo S-275 hacia el pozo S-63.

