

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

Facultad De Ingeniería En Ciencias De La Tierra

Análisis técnico económico del pozo productor FICT 01 durante la
implementación de recuperación secundaria por el pozo inyector FICT

02

PROYECTO INTEGRADOR

Previo a la obtención del título de:

Ingeniera en Petróleo

Presentado por:

Ariana Alexandra Guerrero Calderón

GUAYAQUIL – ECUADOR

I PAO - 2023

DEDICATORIA

El presente proyecto lo dedico especialmente a mi madre Pamela Calderón por ser mi motor para avanzar hacia adelante, por cuidarme, confiar en mí y estar siempre en cada momento brindándome su amor incondicional. Su sacrificio y dedicación han sido mi inspiración a lo largo de toda mi vida y en este logro académico.

También se lo dedico con todo mi cariño a mi pareja, Elías Alvarado mi compañero de todas las aventuras, gracias por tu paciencia y apoyo al igual que tu familia, gracias por sus consejos, amor y comprensión en todo este arduo proceso.

Con mucho amor, Ariana.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por estar presente en cada paso que doy, por darme fuerzas y sabiduría necesaria para terminar mi carrera. A ESPOL porque me dio la oportunidad de estudiar en una de las mejores universidades del país, así como a los docentes que durante estos años de carrera han compartido sus conocimientos para irme formando en la vida académica y profesional.

A mis amigos, que fueron mi apoyo en el desarrollo de este proyecto y a lo largo de toda mi carrera. Así también a los ingenieros: Federico Lucas, Paúl Lara, Marco Castillo y Klever Meza que me brindaron sus consejos y tiempo para culminar con éxito mi tesis.

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, me corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *Ariana Alexandra Guerrero Calderón* y doy mi 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”

A handwritten signature in blue ink that reads "Ariana Guerrero Calderón". The signature is written in a cursive style and is positioned above a horizontal line.

Autora

Ariana Alexandra Guerrero Calderón

EVALUADORES

.....
Ing. Fernando Sagnay Sares

.....
Ing. Kenny Escobar Segovia

.....
Ing. Xavier Vargas Gutiérrez

RESUMEN

En el contexto de la industria petrolera, la eficiente recuperación de recursos es esencial para poder optimizar la producción a largo plazo. Esta tesis se enfoca en el análisis técnico-económico de la implementación de recuperación secundaria por inyección de agua debido a que es una estrategia clave para mejorar la extracción del hidrocarburo en yacimientos maduros de forma económica y rápida ya que ayuda al yacimiento en mantener o aumentar la presión del reservorio empujando el petróleo hacia los pozos productores.

Este estudio se basa en un enfoque multidisciplinario que integra conceptos de ingeniería de yacimientos y evaluación de proyectos para el análisis económico. Mediante el uso de la data de producción, se graficó la curva de declinación natural del yacimiento además de generar la nueva curva de declinación al implementar recuperación secundaria. Estos gráficos permitieron proyectar el porcentaje de declinación mensual del yacimiento, el tiempo de abandono y la producción acumulada de petróleo en barriles. El análisis económico se centra en evaluar la viabilidad financiera del proyecto considerando los costos de operación de la empresa involucrando los gastos de: producción de petróleo por inyección, tratamiento de agua, depreciación de equipos, transporte por el SOTE, además del costo de operación del Consorcio que corresponde al 20% de la producción, precio por barril y utilizando una tasa de descuento del 10%.

Los resultados obtenidos mostraron que los barriles de petróleo producidos a lo largo de 7 años con recuperación primaria fueron de 651.688,76 BLS que equivale al 57,77%, mientras que se estima tener una producción de aproximadamente 476.359,28 BLS al implementar la recuperación secundaria produciendo el 42,22%, obteniendo una producción acumulada de 1.128.048,04 BLS. Referente al análisis económico, existe una utilidad bruta total del proyecto durante los 12 años de vida útil del pozo de más de \$26 millones de dólares, de los cuales se produjeron \$15 millones de utilidad bruta que corresponden al 56.44% del total ganado; en tanto que, con la recuperación secundaria se obtiene una utilidad bruta de \$11,6 millones que equivalen al 43.55% del total obtenido en dólares americanos.

Se concluye que el proyecto de recuperación secundaria ayuda a incrementar la cantidad de barriles de petróleo siendo económicamente rentable mejorando la vida útil del pozo 5 años más.

Palabras Clave: Recuperación secundaria, Inyección de Agua, Análisis técnico-económico, Yacimiento.

ABSTRACT

In the context of the oil industry, the efficient recovery of resources is essential to be able to optimize production in the long term. This thesis focuses on the technical-economic analysis of the implementation of secondary recovery by water injection because it is a key strategy to improve the extraction of hydrocarbon in mature deposits in an economical and fast way, since it helps the deposit to maintain or increase the pressure of the reservoir pushing the oil towards the producing wells.

This study is based on a multidisciplinary approach that integrates concepts of reservoir engineering and project evaluation for economic analysis. By using the production data, the natural decline curve of the reservoir was plotted in addition to generating the new decline curve when implementing secondary recovery. These graphs made it possible to project the percentage of monthly decline of the reservoir, the abandonment time, and the accumulated oil production in barrels. The economic analysis focuses on evaluating the financial viability of the project considering the operating costs of the company involving the expenses of oil production by injection, water treatment, equipment depreciation, transportation by SOTE, in addition to the operating cost of the Consortium that corresponds to 20% of production, price per barrel and using a discount rate of 10%.

The results obtained showed that the barrels of oil produced over 7 years with primary recovery were 651,688.76 BLS, which is equivalent to 57.77%, while it is estimated to have a production of approximately 476,359.28 BLS when implementing the recovery. secondary producing 42.22%, obtaining an accumulated production of 1,128,048.04 BLS. Regarding the economic analysis, there is a total gross profit of the project during the 12 years of useful life of the well of more than \$26 million dollars, of which \$15 million of gross profit was produced, corresponding to 56.44% of the total earned; while, with the secondary recovery, a gross profit of \$11.6 million is obtained, which is equivalent to 43.55% of the total obtained in US dollars.

It is concluded that the secondary recovery project helps to increase the number of barrels of oil, being economically profitable, improving the useful life of the well for 5 more years.

Keywords: Secondary recovery, Water injection, Technical-economic analysis, Reservoir.

ÍNDICE GENERAL

EVALUADORES	5
RESUMEN	I
<i>ABSTRACT</i>	III
ÍNDICE GENERAL	IV
<i>ABREVIATURAS</i>	VII
SIMBOLOGÍA	VIII
<i>ÍNDICE DE FIGURAS</i>	IX
<i>ÍNDICE DE TABLAS</i>	X
CAPÍTULO I	1
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 Descripción del problema	2
1.2 Justificación del problema	2
1.3 Objetivos	3
1.3.1 Objetivo General	3
1.3.2 Objetivos Específicos	3
1.4 Marco teórico	3
1.4.1 Hidrocarburo	3
1.4.2 Yacimiento Petrolífero	3
1.4.3 Arenas productoras	4
1.4.4 Locación de estudio	4
1.4.5 Propiedades petrofísicas de los yacimientos	5
1.4.6 Presión capilar	6
1.4.7 Humectabilidad	7

1.4.8	Tensión interfacial	7
1.4.9	Movilidad	7
1.4.10	Densidad	7
1.4.11	Temperatura	8
1.4.12	Viscosidad	8
1.4.13	Relación gas petróleo en solución (RGP)	8
1.4.14	Mecanismos de producción	8
1.4.15	Tipos de recuperación	9
1.4.16	Petróleo en sitio.....	10
1.4.17	Factor de recobro	10
1.4.18	Reservas	10
1.4.19	Curvas de declinación	11
1.4.20	Teoría de la Inyección de agua	13
1.4.21	Factores que controlan la recuperación por inyección de agua	14
1.4.22	Teoría de Buckley - Leverett.....	16
1.4.23	Ecuación de flujo fraccional	16
1.4.24	Ecuación de avance frontal	17
1.4.25	Tipos de desplazamientos	17
1.4.26	Eficiencia de barrido	18
1.4.27	Eficiencia de barrido areal (EA).....	18
1.4.28	Eficiencia de barrido Vertical (Ev)	18
1.4.29	Eficiencia de desplazamiento (ED).....	19
1.4.30	Ruptura.....	19
1.4.31	Comportamiento a la ruptura	19
1.4.32	Posterior a la ruptura	20
1.4.33	Índice de inyectividad	20
1.4.34	Conceptos económicos y financieros.....	21

CAPÍTULO II	24
2. METODOLOGÍA.....	24
2.1 Tipo de estudio.....	24
2.2 Procedimiento realizado.....	24
2.3 Análisis económico.....	26
CAPÍTULO III	29
3. Resultados.....	29
3.1 Datos obtenidos antes del proyecto	29
3.2 Datos obtenidos después del proyecto.....	33
3.3 Datos obtenidos de curvas de declinación	39
3.4 Resultados del análisis económico.....	44
3.4.1 Sin proyecto de recuperación secundaria	44
3.4.2 Al implementar el proyecto de recuperación secundaria	47
CAPITULO IV	52
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	52
4.1 Conclusiones.....	52
4.2 Recomendaciones.....	53
5. BIBLIOGRAFÍA.....	54

ABREVIATURAS

Bt	Basal Tena
Ui	U inferior
VAN	Valor Actual Neto
TIR	Tasa Interna de Retorno
PRI	Período de Recuperación de Inversión
SOTE	Sistema de Oleoducto Transecuatoriano
FDCD	Flujo de Caja Descontado
BPPD	Barriles de Petróleo Por Día
WO	Trabajo de Reacondicionamiento
BSW	Basic Sediment and Water

SIMBOLOGÍA

C	Carbono
H	Hidrógeno
Q	Tasa de producción
Qi	Tasa inicial de producción
Di	Tasa de declinación nominal
T	Período de producción
Qa	Tasa de abandono
qi	Tasa inicial de predicción
Np	Producción acumulada de petróleo
BLS	Barriles de petróleo

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1: Histórico de producción antes de recuperación secundaria en BT	31
Figura 3.2: Histórico de producción en Ui antes de recuperación secundaria.....	33
Figura 3.3: Histórico de producción de Ui.....	35
Figura 3.4: Histórico de producción del pozo FICT 01 en Bt.....	39
Figura 3.5: Curva base de declinación	39
Figura 3.6: Curva de declinación luego de recuperación secundaria.....	41
Figura 3.7: Curva de declinación en Bt.....	42
Figura 3.8: Curva de declinación en Ui.....	42
Figura 3.9: Curva de declinación en Ui después de implementar recuperación secundaria	44

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Precio referencial del petróleo	27
Tabla 3.1: Datos de producción de Bt antes de recuperación secundaria.....	30
Tabla 3.2: Datos de producción de Ui antes de recuperación secundaria.....	32
Tabla 3.3: Datos de producción en Ui al implementar recuperación secundaria	34
Tabla 3.4: Datos de producción de Ui después de recuperación secundaria	34
Tabla 3.5: Data de producción de Bt en el año 2022	37
Tabla 3.6: Data de producción de Bt en el año 2023	38
Tabla 3.7: Resultados obtenidos en Bt en recuperación primaria	40
Tabla 3.8: Resultados de Bt luego de aplicar recuperación secundaria	41
Tabla 3.9: Resultado de Ui antes de aplicar recuperación secundaria.....	43
Tabla 3.10: Resultados de producción acumulada de petróleo sin proyecto.....	45
Tabla 3.11: Costos del proyecto.....	45
Tabla 3.12: Flujo de caja para los primeros 3 años (2014-2016)	46
Tabla 3.13: Flujo de caja para los últimos 4 años (2017-2021).....	46
Tabla 3.14: Análisis económico sin recuperación secundaria	47
Tabla 3.15: Producción total acumulada de petróleo luego de aplicar recuperación secundaria	47
Tabla 3.16: Producción acumulada de petróleo año 2023	48
Tabla 3.17: Producción acumulada de petróleo año 2024	48
Tabla 3.18: Producción acumulada de petróleo noviembre 2025.....	49
Tabla 3.19: Flujo de caja 2014-2020.....	49
Tabla 3.20: Flujo de caja 2021-2025.....	50
Tabla 3.21: Análisis económico luego de implementar recuperación secundaria.....	50
Tabla 3.22: Beneficio de aplicar recuperación secundaria	51
Tabla 3.23: Resultado del análisis económico al implementar recuperación secundaria	51

CAPÍTULO I

1. INTRODUCCIÓN

Un yacimiento petrolero está conformado por tres fluidos: gas, agua y petróleo siendo este último el más importante de todos, ya que es un aceite natural formado por una mezcla heterogénea de hidrocarburos provenientes de restos fósiles acumulados durante miles de millones de años en océanos o continentes, materia prima que se utiliza para la producción de combustible, plásticos entre otros.

La extracción del petróleo no es un proceso fácil debido a que se deben tener en cuenta las propiedades de los fluidos y como podrían variar al someterse a cambios de presión y temperatura permitiendo así, determinar el comportamiento de producción del yacimiento, evaluación de reservas, estimación de producción de petróleo, diseño de equipos en superficie, incluso determinar la compatibilidad del crudo en las refinerías y estimar que tan corrosivo o incrustante será el fluido.

Naturalmente el yacimiento posee tres etapas de recuperación; primaria, secundaria y terciaria. La recuperación primaria del yacimiento es cuando este puede llegar a superficie por su propia y natural energía. Mientras que la recuperación secundaria tiene como objetivo aumentar o mantener la presión del yacimiento (energía natural) inyectando agua o gas para poder desplazar el hidrocarburo hacia el pozo productor (Paris de Ferrer, 2009).

La recuperación secundaria por inyección de agua es considerada como un método de fácil aplicación y bajo costo en comparación con otros métodos, por lo cual, es aplicado en algunos pozos maduros en el Ecuador, siendo indispensable realizar un análisis de índice de productividad para evaluar el rendimiento del pozo, en función de la presión y su producción verificando la efectividad de la recuperación secundaria al lograr un factor de recobro máximo de producción de hidrocarburos, en un tiempo óptimo estimado para dicha implementación y por supuesto el ingreso económico que le genera al país la industria petrolera.

1.1 Descripción del problema

El primer paso para extraer el petróleo puede llevarse a cabo por medio de la recuperación primaria, que utiliza la presión natural del pozo; sin embargo, con el tiempo el yacimiento petrolífero declina su producción, disminuyendo la presión en el subsuelo y reduciendo su capacidad natural para empujar petróleo hacia los pozos productores; es decir, que la recuperación primaria ya no es tan eficiente, porque existe una disminución significativa de la producción del petróleo, ya que la energía natural del yacimiento decrece. Como consecuencia hay una declinación de ingresos en el país por la baja producción del petróleo, siendo esto un gran problema económico para la industria petrolera del Ecuador.

Por lo cual, es indispensable que se realice un análisis para la implementación de recuperación secundaria por inyección de agua de formación en pozos petroleros, donde se aumente el factor de recobro de petróleo en yacimientos maduros, manteniendo o aumentando la presión en el yacimiento, ayudando a desplazar el petróleo hacia los pozos productores, facilitando su extracción y aumentando la tasa de producción, además de mejorar la eficiencia del barrido.

1.2 Justificación del problema

Mediante este proyecto se pretende verificar que tan factible puede ser implementar recuperación secundaria por inyección de agua de formación en el pozo, es decir, analizar cuanto mejoraría la producción del petróleo en un pozo maduro y en el ámbito económico cuanto más aportará el aumento de la producción de este pozo en los ingresos del país mediante la venta del petróleo, ya sea a nivel nacional o a través de exportaciones. Además, un aumento en la producción de petróleo puede reducir la dependencia de las importaciones de derivados de petróleo y mejorar así la balanza comercial del país.

Es importante recalcar que no en todos los pozos que se desee implementar recuperación secundaria por inyección de agua tendrá un resultado positivo, por eso es imprescindible analizar cada una de las variables desde las características del yacimiento, composición del petróleo, el volumen requerido y la calidad de agua a inyectar, hasta el posible impacto ambiental de la inyección de agua de formación.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Realizar un análisis técnico-económico de un pozo productor durante la implementación de recuperación secundaria por un pozo inyector, mediante el historial de información para su aplicación en pozos donde ya no es posible la extracción por recuperación primaria.

1.3.2 Objetivos Específicos

1. Evaluar los datos de producción de un pozo productor antes y después de la aplicación de recuperación secundaria.
2. Determinar el aumento de barriles de petróleo y exponer las diferencias que se generan por la implementación de recuperación secundaria.
3. Analizar el beneficio económico de la implementación de recuperación secundaria por la inyección de agua de formación del pozo inyector FICT 02 al pozo productor FICT 01.

1.4 Marco teórico

1.4.1 Hidrocarburo

Se conoce que el hidrocarburo es una serie de compuestos orgánicos de Carbono (C) e Hidrogeno (H) que se encuentra como fluido entre las rocas de yacimientos petrolíferos con la habilidad de generar muchos más compuestos mediante distintas cadenas, basadas en las reglas implementadas por la Unión Internacional de Química donde dependerá del tipo de hidrocarburo: saturado o insaturado para la construcción del nombre de las diferentes moléculas (Paris de Ferrer, 2009).

1.4.2 Yacimiento Petrolífero

Según Salager (2005), un yacimiento petrolífero es una formación geológica subterránea que contiene acumulaciones de hidrocarburos, como gas natural y petróleo, los cuales se encuentran atrapados en los poros de rocas sedimentarias porosas y permeables. Dichas acumulaciones son el resultado de procesos geológicos y bioquímicos a lo largo de millones de años y su explotación constituye una papel fundamental en la industria energética y económica.

1.4.3 Arenas productoras

En la Cuenca del Oriente Ecuatoriano, precisamente en la región amazónica del país, las arenas productoras: Basal Tena (Bt) y U inferior (Ui), son parte de dicha formación geológica. Basa Tena forma parte del “Subgrupo Tena” y está compuesta por sedimentos arenosos, que implica la presencia de areniscas y conglomerados, suelen tener una alta permeabilidad, favoreciendo así al flujo de fluidos del petróleo y gas a través de la roca. Por otro lado, la arena productora U está compuesta por tres miembros: superior, medio e inferior, puede presentar una variedad de texturas y porosidades, es una mezcla de sedimentos de arenisca blanca, cuarzosa de grano fino a medio, de buena selección y el cemento es silíceo o calcáreo con presencia de glauconita en miembros superiores. El tope y base de cada zona productora, va a depender del pozo de estudio (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2004).

1.4.4 Locación de estudio

En la ilustración 1, podemos observar el mapa estructural de BT y la ubicación de los pozos de estudio donde FICT 01 es el pozo productor y FICT 02 el pozo inyector, aquí podemos observar que el pozo inyector se ubica hacia el flanco de la estructura norte, lo cual permitirá barrer reservas desde el este al pozo productor FICT 01.

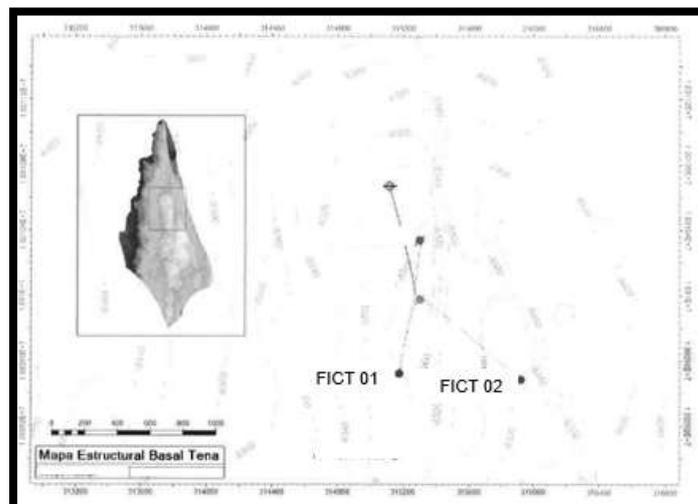


Figura 1.1 Mapa estructural y ubicación de pozos de estudio

1.4.5 Propiedades petrofísicas de los yacimientos

Las propiedades de la roca en un reservorio son muy importantes ya que influyen directamente en la existencia de hidrocarburo presente en el yacimiento y permite saber las características específicas del mismo.

1.4.5.1 Porosidad

Como ya sabemos, mediante la porosidad podemos determinar la cantidad de petróleo presente ya que es la relación del volumen poroso y el volumen total de la roca expresado en porcentaje (Herrera, 2018).

1.4.5.1.1 Porosidad Primaria

Hace referencia a los espacios vacíos originalmente presentes en la formación de la roca sedimentaria, dichos espacios son generados durante el proceso de deposición y compactación de los sedimentos. Los factores que afectan a la porosidad primaria son:

- Empaquetamiento es la configuración geométrica de la distribución de las partículas, describiendo el tipo de arreglo de los granos de la arena.
- Compactación es la presión ejercida sobre las rocas, capa supra-adyacentes.
- Angularidad y redondez hace referencia al entrelazamiento de las partículas.
- Cementación el material que mantiene unido los granos de las rocas.
- Selección tiene que ver con el tamaño y la forma de las partículas, la mejor selección es cuando el tamaño y la forma es uniforme.

1.4.5.1.2 Porosidad Secundaria

Se desarrolla después de que la roca sedimentaria se ha formado y compactado después de procesos de evolución y diagénesis, es decir, que los espacios porosos originales se llenan con materiales o se modifican debido a procesos geológicos posteriores.

- Porosidad de fractura es cuando la roca experimenta fracturación debido a la tectónica u otro proceso, generando nuevos espacios porosos.
- Porosidad de disolución secundaria, se genera luego de la formación de la roca donde los fluidos pueden disolver los minerales en los espacios porosos, creando nuevos poros.
- Porosidad de recristalización donde los minerales existentes pueden disolverse y luego recristalizarse en un patrón mucho más poroso (Sandoval, 2000).

1.4.5.2 Permeabilidad

La permeabilidad permite el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados sin deteriorar su estructura interna o desplazar las partículas, es decir, que si los poros de la roca no se encuentran interconectados no puede existir permeabilidad (Medina, 2010).

1.4.5.2.1 Clasificación de la permeabilidad

Existen tres tipos de permeabilidades que son:

- Permeabilidad Absoluta es la permeabilidad de la roca completamente saturada por un fluido.
- Permeabilidad Relativa hace referencia a la relación de la permeabilidad efectiva con respecto a un valor base.
- Permeabilidad Efectiva se refiere a la permeabilidad de la roca a un fluido cuando esta, se encuentra saturada solo parcialmente con ese fluido.

1.4.5.3 Saturación

La saturación es la relación que existe entre el volumen que ocupa un fluido y el volumen de poro y se la expresa en porcentaje o fracción. Se la puede determinar de forma directa o indirecta, es decir: extraer de los fluidos del yacimiento o la lixiviación de los fluidos de una muestra de la roca del yacimiento, o de forma indirecta mediante la medición de alguna otra propiedad como la presión capilar y la derivación matemática de la relación entre la propiedad medida y la saturación.

Existen diferentes saturaciones asociadas a una misma fase en el medio poroso (Terry & Rogers, 2015):

- Saturación crítica de petróleo (S_{oc})
- Saturación de petróleo residual (S_{or})
- Saturación de petróleo móvil (S_{om})
- Saturación crítica de gas (S_{gc})
- Saturación crítica de agua (S_{wc})

1.4.6 Presión capilar

Se puede definir a la presión capilar como la diferencia entre la presión del fluido de la fase no mojante y la fase mojante, donde la fase mojante tendrá siempre la presión más baja, es decir que la presión capilar puede ser positiva o negativa y va a depender de la preferencia de la mojabilidad. En un yacimiento de petróleo, las fuerzas capilares presentes van a depender de distintas características: tensión interfacial, geometría y

tamaño de los poros y de las características humectantes del sistema, lo cual va a impedir remover todo el petróleo del yacimiento (Ramírez, 2013).

1.4.7 Humectabilidad

La humectabilidad es la tendencia de una superficie sólida a dejarse mojar preferencialmente por un fluido en presencia de otros fluidos, con los cuales es inmisible. El fluido que se adhiere sobre la superficie se denomina fase humectante, y en yacimientos de hidrocarburos usualmente agua o aceite son las fases humectantes (Arias & Chancusig, 2017).

1.4.8 Tensión interfacial

La tensión interfacial, σ , es la tensión que existe entre la interfase de dos fluidos inmiscibles. Y es una medida indirecta de la solubilidad que a medida que la tensión interfacial se hace más baja, las dos fases se aproximan más a la miscibilidad (Rivera, 2015).

1.4.9 Movilidad

La razón de movilidad M es la relación entre la movilidad de la fase desplazante y la fase desplazada, mientras mayor sea M , menor será el recobro al momento de alcanzar la ruptura, es decir, que la cantidad de agua producida será mayor para poder recuperar la misma cantidad de petróleo y según Forrest (1982) se debe a dos efectos:

- Pequeñas áreas barridas a la ruptura
- Influencia del grado de estratificación

1.4.10 Densidad

Se define como la masa por una unidad de volumen a una presión y temperatura específica, usualmente expresada en libras por pie cúbico.

1.4.10.1.1 Densidad del petróleo

Según Dajnov (1982), la densidad del petróleo se determina por su composición química y se han propuesto varias correlaciones para su cálculo utilizando los datos PVT como la gravedad y solubilidad del gas, además de la gravedad del petróleo. La densidad del petróleo va a depender de la temperatura y el gas disuelto, de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$\rho_o = \frac{62.4 * \gamma_o + 0.00136 * R_s * \gamma_g}{B_o}$$

Donde:

γ_o = gravedad específica del petróleo tomada en el tanque de lavado

γ_g = gravedad específica del gas

R_s = solubilidad de gas, [scf/CTB]

B_o = factor volumétrico del petróleo

ρ_o = Densidad del petróleo, [lbs/ft³]

1.4.11 Temperatura

Según Campbell (2015) la temperatura es la medida de la energía cinética promedio de las moléculas en su sistema de petróleo. Esta propiedad es esencial en la industria petrolera ya que influye en procesos críticos como la viscosidad, volatilidad, fluidez, transferencia de calor en los sistemas de producción, transporte y refinación del petróleo.

1.4.12 Viscosidad

Se conoce que la viscosidad es una propiedad física de un fluido que mide su resistencia interna al flujo; es decir, la capacidad que tiene el fluido para fluir con facilidad cuando posee baja viscosidad, y con mayor dificultad cuando posee viscosidad alta. La viscosidad del petróleo depende de varios factores como: la composición química, la temperatura y la presión (Farías & Merola, 2014).

1.4.13 Relación gas petróleo en solución (RGP)

Es el resultado de dividir un volumen de gas a condiciones normales por determinado volumen de petróleo que también debe ser a condiciones normales. Este valor es medido en superficie y va a depender principalmente de la presión y temperatura del recipiente donde se encuentra (Aráuz, 1978).

1.4.14 Mecanismos de producción

Existen 5 mecanismos de producción el cual hace referencia a las fuerzas naturales del yacimiento que hace que los fluidos se muevan hasta los pozos para ser producidos:

- Empuje por agua
- Empuje por gas en solución
- Empuje por expansión de roca y fluido

- Empuje por capa de gas
- Empuje por drenaje gravitacional

1.4.15 Tipos de recuperación

Según Paris de Ferrer (2001), los trabajos que se desarrollan para recuperar el petróleo están subdivididas en tres etapas: primaria, secundaria y terciaria. Cada etapa describirá la producción del yacimiento en orden cronológico que muy pocas veces suele llevarse a cabo en dicho orden, es decir que va a depender del tipo de yacimiento.

1.4.15.1 Recuperación Primaria

El efecto del gradiente de presión que existe, entre el fondo del pozo y el yacimiento va a permitir que el petróleo se desplace de forma natural hacia los pozos. En los yacimientos que poseen mayor profundidad, la presión será mayor que la presión hidrostática lo cual va a permitir que este, llegue hasta superficie con su energía natural. A medida que se expanden los fluidos en el yacimiento, la presión tiende a bajar rápidamente en función al mecanismo que se utilice, por lo cual, el periodo de recuperación primaria es variable, pero es muy importante, ya que nos permite saber el comportamiento del yacimiento. El porcentaje de recuperación primaria del crudo originalmente en sitio es un promedio del 10 al 15%.

1.4.15.2 Recuperación secundaria

El aumento de la presión en el yacimiento luego de la declinación de producción primaria es el resultado de la implementación de recuperación secundaria, que consiste en inyectar en el yacimiento un fluido menos costoso que el petróleo ya sea agua o gas, para mantener el gradiente de presión, permitiendo así, que el fluido inyectado en pozos inyectores desplace una parte del petróleo a los pozos productores que son benefactores de dicha inyección. Este método permite aumentar la recuperación del crudo original en sitio hasta un promedio de 25 a 30%.

1.4.15.3 Recuperación Terciaria

Luego de aplicar recuperación primaria y secundaria aún queda un promedio de 60 a 80% del crudo original en sitio (OIIIP) debido a que dichos métodos tienen dos limitantes: a nivel de la escala de poros su saturación residual es sumamente baja quedándose atrapado el crudo por las fuerzas capilares. Y a nivel de escala del yacimiento al implementar la inyección de agua este fluido no penetra en ciertos lugares. Este proceso utiliza gases miscibles, químicos o energía térmica luego de que un proceso secundario no sea rentable (Yerbes, 2022).

1.4.16 Petróleo en sitio

El petróleo original en sitio (POES) es el volumen total de petróleo estimado que existe inicialmente en el yacimiento y se lo obtiene en base a la información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniera de yacimientos.

$$POES = \frac{7758 * V_{roca} * \Phi * S_o}{B_{oi}}$$

Donde:

V_{roca} = Volumen de la roca

Φ = Porosidad

S_o = Saturación de petróleo

B_{oi} = Factor volumétrico inicial de petróleo

1.4.17 Factor de recobro

Hace referencia al porcentaje de petróleo o gas en sitio que puede ser recuperado bajo técnicas de producción mediante tecnología que va de la mano con el mecanismo de producción del yacimiento (Berasategui & Malagón).

$$Fr (\%) = \frac{\text{Petróleo producido}}{POES}$$

1.4.18 Reservas

Según D'Orazio (2007), las reservas son volúmenes de hidrocarburos que existen en el yacimiento, accesibles para la extracción y/o recuperación de crudo y se clasifican en: reservas probadas, reservas no probadas, reservas remanentes.

1.4.18.1 Reservas Probadas

Son volúmenes de hidrocarburos que existen en el yacimiento, obtenidos mediante la información adquirida en la geología, perforación de pozos y las pruebas de producción, lo cual da como resultado la recuperación de crudo al implementar la siguiente formula:

$$Reservas (BF) = POES(BF) * \frac{Fr}{B_{oi} \left(\frac{B_{ls}}{BF} \right)}$$

Donde:

Fr = Factor de recobro

B_{oi} = Factor volumétrico inicial de petróleo

1.4.18.2 Reservas No Probadas

Son reservas que no disponen de la suficiente información geológica para poder asegurar el volumen de hidrocarburos.

1.4.18.3 Reservas Posibles- Remanentes

Las reservas remanentes hacen referencia al volumen de hidrocarburos que permanecen en el yacimiento y son recuperables o se puede cuantificar en cualquier fecha luego del inicio de la producción, para la cual empleamos la siguiente ecuación:

$$Reserv. Remanentes (Bls) = Reserv. Probadas - Producción acumulada (Bls)$$

1.4.19 Curvas de declinación

Según Pérez (2014) las curvas de declinación es posiblemente uno de los métodos más aplicados en la industria petrolera pero así también, la menos comprendida para poder predecir el comportamiento de la producción. Sin embargo, el estudio de Arps provee una variedad de resultados donde incluye diferentes tipos de declinación: exponencial, hiperbólica y armónica desarrollando la primera técnica convencional para predecir el comportamiento, análisis y predicción de los datos de producción.

Para lo cual, se debe suponer:

- Flujo Pseudo-estable
- El pozo esta drenando de un área constante y bajo condiciones de flujo de límite conocidas.
- La producción debe estar estabilizada en el tiempo de análisis.
- El pozo debe estar produciendo a su capacidad total o cerca de ella, donde la declinación de la producción debe reflejarse en las características del pozo o yacimiento.

1.4.19.1 Tipos de declinación

1.4.19.1.1 Exponencial

Si bien es cierto, este tipo de declinación es la más usada, sin embargo, es la menos optimista para el cálculo de reservas. Para realizar el análisis, se utiliza una tasa de declinación constante, es decir que $n=0$, y se debe emplear la siguiente ecuación para determinar cuál es la tasa de declinación:

$$q = q_i * e^{-D_i t}$$

Donde:

q = Tasa de producción a cualquier periodo

q_i = Tasa inicial de producción

$a=D_i = D$ = Tasa de declinación nominal

t = Períodos de producción

1.4.19.1.2 Hiperbólica

En este tipo de declinación se debe tomar en cuenta, que la tasa de declinación es variable con el tiempo, es decir que $n \in]0,1[$. Además, se puede decir que este tipo de declinación es la que más se ajusta a la realidad con respecto al cálculo de reservas y a su vez es la menos utilizada debido a su grado de complejidad a la hora de hacer los cálculos. Para determinar cuál es la tasa de declinación se emplea la siguiente ecuación:

$$q = q_i (1 + n D_i t)^{-\left(\frac{1}{n}\right)}$$

Donde:

q = Tasa de producción a cualquier periodo

q_i = Tasa inicial de producción

$a=D_i = D$ = Tasa inicial de declinación nominal

t = Períodos de producción

n =Exponente adimensional

1.4.19.1.3 Armónica

Este tipo de declinación es variable con el tiempo y el valor de n toma un valor igual a 1, logrando ser la más optimista para el cálculo de reservas. Empleando la siguiente ecuación se puede adquirir la tasa de declinación:

$$q = \frac{q_i}{1 + D_i t}$$

Donde:

q= Tasa de producción a cualquier periodo

q_i = Tasa inicial de producción

$a=D_i = D$ = Tasa inicial de declinación nominal

t= Períodos de producción

1.4.20 Teoría de la Inyección de agua

Muskat (1949) indica que, la inyección de agua es el método más simple y uno de los procesos más utilizados en el mundo actual y es responsable de una fracción significativa del petróleo que se produce hoy en día.

1.4.20.1 Tipos de inyección

La implementación de recuperación secundaria se puede llevar a cabo mediante la inyección de agua por dos métodos, que dependen de la posición de los pozos inyectoros y productores.

1.4.20.1.1 Inyección periférica o externa

Es también denominada inyección tradicional, debido a que el pozo inyector se encuentra en el acuífero, es decir, fuera de la zona de petróleo donde el fluido inyectado, en este caso el agua, va hacia los flancos del yacimiento. Este método es utilizado cuando no se tiene una buena descripción o cuando la estructura del yacimiento favorecerá la inyección. Una de las ventajas de este tipo de inyección es que no se requiere perforar más pozos, es decir que se puede utilizar pozos antiguos como pozos inyectoros disminuyendo la inversión en áreas con pozos perforados irregularmente e incluso donde el espaciamiento de los pozos es muy grande (Paris de Ferrer, 2001).

1.4.20.1.2 Inyección en arreglos o dispersa

En este método, el agua es inyectada dentro de la zona de petróleo a través de pozos inyectoros que forman un arreglo geométrico con el pozo productor, invadiendo la zona y desplazando los fluidos del volumen invadido, hacia los pozos productores. Esta invasión es mucho más rápida en yacimientos homogéneos de bajo buzamiento y bajas permeabilidades efectivas con alta densidad de los pozos ya que la distancia que existe entre el pozo inyector-productor es pequeña.

Hoy en día, se optimiza el número de pozos inyectoros gracias al avance tecnológico y el constante estudio de yacimientos sobre las características de flujo y la descripción sedimentológica pudiendo así, determinar un arreglo de pozos productores e inyectoros de forma irregular. Este método tiene una alta eficiencia de barrido areal, una rápida respuesta del yacimiento y presiones, una disminución del efecto negativo de las heterogeneidades sobre el recobro, además de permitir tener un excelente control del frente de invasión y del factor de reemplazo (Paris de Ferrer, 2001).

1.4.21 Factores que controlan la recuperación por inyección de agua

Como menciona Ahmed (2018), para poder determinar la factibilidad del método de recuperación secundaria por medio de la inyección de agua se debe considerar distintos factores:

1.4.21.1 Geometría del yacimiento

Mediante la estructura y estratigrafía de un yacimiento se puede definir algunos puntos: el tipo de inyección de agua que se debe implementar, la ubicación de los pozos, definir el tipo de patrón y en caso de que el yacimiento presente un ángulo de buzamiento, la mejor opción de inyección será la externa, debido a que se obtendrá una mayor y mejor eficiencia.

1.4.21.2 Litología

La litología y las propiedades de la roca afectan la capacidad de flujo de los fluidos a través del medio. La porosidad, permeabilidad, el contenido de arcilla y el espesor neto de la formación son propiedades que presentan mayor incidencia en la eficiencia de la inyección de agua.

1.4.21.3 Profundidad del yacimiento

Este factor incide principalmente en aspectos económicos del proyecto y en aspectos técnicos. Conforme aumente la profundidad del pozo inyector, la presión máxima de inyección también incrementará. En el aspecto económico, el costo de levantamiento de pozos productores profundos es limitado por la máxima relación agua-aceite (WOR) tolerada, lo cual reduce la recuperación final estimada (EUR) e incrementa el costo total de operación del proyecto.

1.4.21.4 Continuidad de las propiedades de la roca

El yacimiento debe contar con cierta uniformidad para lograr tener éxito durante la implementación de inyección de agua, esto debido a que cuando existen formaciones que se caracterizan por ser estratos de bajo espesor y alta permeabilidad, se generan

canalizaciones del agua hacia pozos productores lo cual evita que las formaciones de interés puedan ser barridas de forma eficiente. Es indispensable identificar este tipo de zonas para aislarlas desde el principio e impedir que la relación agua-aceite aumente en brevedad superando el límite económico previsto. Además, es importante resaltar que la continuidad areal de la zona de interés es pre-requisito para obtener un proyecto de inyección de agua exitoso; es decir, que el pozo productor e inyector deben estar conectados hidráulicamente mediante la formación para que así, el mecanismo de desplazamiento sea efectivo.

1.4.21.5 Magnitud y distribución de las saturaciones de los fluidos

Es indispensable tener identificado la cantidad de fases presentes en un yacimiento y cuál es la distribución de esta con respecto al medio poroso. Cuando la saturación de petróleo es alta al inicio de la inyección, la movilidad del petróleo incrementará permitiendo obtener una eficiencia de recobro mayor. Si el yacimiento se encuentra por encima del punto de burbuja, pues no existirá saturación de gas libre y se obtendrá una respuesta inmediata en el yacimiento con respecto al proceso de inyección.

1.4.21.6 Porosidad

Por otra parte, Arias & Chancusig (2017) indican que la porosidad es un parámetro muy importante para determinar la factibilidad de la inyección de agua puesto que, a mayor saturación de petróleo en el yacimiento al inicio de la invasión, mayor será el factor de recobro y si este es elevado, el petróleo sobrepasado por el agua será menor y el retorno de la inversión por lo general será mayor.

1.4.21.7 Propiedades de los fluidos y permeabilidades relativas

En el caso de la inyección de agua aplicada para recuperación secundaria, para poder determinar cuántos pozos adicionales se debe perforar para poder cumplir con el programa en la invasión de agua en un lapso razonable, se debe conocer; la máxima presión de inyección aconsejable y la relación entre tasa y espaciamiento a partir de los datos de presión-permeabilidad. Es importante resaltar que el grado de variación de la permeabilidad, determina la cantidad de agua que se requiere utilizar y mientras más heterogénea sea esta propiedad, más exitosa será la inyección de agua.

En yacimientos donde se observe grandes variaciones en la permeabilidad y los estratos individuales mantienen su continuidad sobre áreas extensas, el agua inyectada alcanzara la ruptura anticipadamente en estratos con alta permeabilidad, transportando

altas cantidades de agua antes que los estratos con baja permeabilidad impidiendo así tener un barrido eficiente (Medina, 2010).

1.4.22 Teoría de Buckley - Leverett

Como se sabe, debido a que el petróleo no tiene la habilidad de salir por sí mismo de los poros de la roca del yacimiento en los cuales se encuentra atrapado, es necesario que se utilice un medio de empuje a través de un fluido asociado al petróleo como el gas, o el agua, por lo cual, el proceso de desplazamiento ocurre cuando dicho fluido pasa a ocupar el lugar de otro en un medio poroso. Generalmente los fluidos desplazantes son el agua y el gas, y el desplazado es el petróleo. Para que exista desplazamiento, el fluido desplazante debe tener más energía que el desplazado. Y, a medida que se inyecta el primero, se va formando una fuente de separación donde se comienza a distinguir dos zonas en el yacimiento: una zona no es invadida y se forma un banco de petróleo, debido al petróleo que es desplazado hacia adelante. Detrás de ese banco se tiene la zona invadida, formada por el fluido inyectado (agua o gas) y el petróleo remanente (Owusu, DeHua, & Nagre, 2014).

1.4.23 Ecuación de flujo fraccional

Para poder calcular la fracción de flujo total, es decir el agua, se debe aplicar la ecuación de flujo fraccional en cualquier punto del reservorio, suponiendo la saturación de agua en dicho punto y al implementar la ecuación de Darcy, se obtiene la siguiente ecuación (Owusu, DeHua, & Nagre, 2014):

$$f_w = \frac{1 + \frac{k k_{ro}}{\mu_o} \frac{A}{q_t} \left(\frac{\partial P_c}{\partial L} - g \Delta \rho \sin \alpha_d \right)}{1 + \frac{\mu_w}{\mu_o} \frac{k_o}{k_w}}$$

Y se debe considerar lo siguiente:

- Ley de conservación de masa
- Flujo unidireccional de dos fluidos inmiscibles
- Medio poroso continuo y homogéneo
- Incompresibilidad de fluido y medio poroso

Al considerar un depósito horizontal ($\sin \alpha_d = 0$) y despreciando la presión capilar, la ecuación se reduce y queda de la siguiente manera:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w k_o}{\mu_o k_w}}$$

1.4.24 Ecuación de avance frontal

Esta ecuación describe el desplazamiento inmiscible de dos fases en un sistema (German, 2017).

$$\left(\frac{\partial x}{\partial t}\right)_{S_w} = \frac{5,615 q_t}{\phi A} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right) = \frac{5,615 W_i}{\phi A} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)$$

donde:

x =Distancia recorrida por una saturación fija S_w durante un tiempo, t , [ft]

q_t = Rata de flujo total (igual que la rata de inyección) $\left[\frac{Bbls}{D}\right]$

t = Intervalo de tiempo de interés [Días]

W_i = Agua inyectada acumulada [Bbls]

$\frac{\partial f_w}{\partial S_w}$ = Pendiente de la curva de flujo fraccional a la saturación de agua de interés

1.4.25 Tipos de desplazamientos

Como se mencionó anteriormente, el desplazamiento es definido como el mecanismo por el cual un fluido desplaza a otro ocupando su lugar en el espacio poroso del reservorio y se dividen en dos grupos según L.P.DAKE (1978):

1.4.25.1 Tipo pistón

Este modelo idealizado es usado en el tratamiento analítico de los procesos de desplazamiento, donde se asume que solamente el flujo de petróleo y gas esta por delante del frente (avanza hacia el pozo productor), es decir el agua connata no es movable, considerando un barrido completo, donde el fluido desplazado es totalmente reemplazado por el fluido desplazante.

1.4.25.2 Tipo pistón con fuga

Por otra parte, este tipo de desplazamiento es el más real debido a que considera que el barrido es incompleto en el frente de desplazamiento, en otras palabras, esto quiere decir que existe un remanente del fluido desplazado detrás del frente por las irregularidades que presenta la roca reservorio en sus características. Este caso, se genera en dos etapas:

Etapa inicial que hace referencia al tiempo desde el inicio de la inyección hasta que el frente alcance el pozo productor.

La etapa subordinada es cuando empieza la ruptura y concluye en el límite económico del proyecto.

La producción genera en estas dos etapas se da por empuje y por arrastre respectivamente, donde la etapa inicial obtendrá una producción mayor mientras que en la etapa subordinada su producción decrecerá debido a que se produce también fluido desplazante.

1.4.26 Eficiencia de barrido

Según Riveros Roa, Cárdenas Bejarano, & Gómez (2022) indican que de forma general se puede decir que el barrido de una invasión es definido como la fracción del volumen total en el patrón de invasión barrido o contactado por el fluido que se inyecta a un determinado tiempo. Si el barrido es horizontal, la fracción es considerada eficiencia de barrido areal (E_A) por otro lado, si el barrido es vertical se considera eficiencia de barrido vertical (E_v) pero siempre serán interpretados como la eficiencia a la ruptura, a menos que especifique lo contrario.

1.4.27 Eficiencia de barrido areal (E_A)

Para determinar la eficiencia de barrido areal se debe tener en cuenta distintos factores como son:

- Movilidad de los fluidos
- Patrón de inyección
- Heterogeneidades areales
- Volumen total del fluido inyectado

Y hace referencia a la fracción del área total del yacimiento que esta invadida por el flujo inyectado.

1.4.28 Eficiencia de barrido Vertical (E_v)

Se conoce que la eficiencia de barrido vertical es influenciada por la relación que existe entre las fuerzas viscosas y gravitacionales, haciendo referencia a la fracción del área vertical del yacimiento que se encuentra en contacto con el fluido desplazante.

Entre los factores que afectan la eficiencia de este barrido se tiene:

- Heterogeneidad del yacimiento: a mayor heterogeneidad vertical, menor eficiencia.

- Movilidad de los fluidos: si aumenta la razón de movilidad, disminuye la eficiencia de barrido.
- Segregación gravitacional

1.4.29 Eficiencia de desplazamiento (E_D)

También conocida como eficiencia microscópica, el cual hace referencia a la efectividad con la que el fluido desplazante barre el petróleo del yacimiento hacia el pozo productor, es decir determina la cantidad de petróleo movable desplazado en un tiempo determinado y como cualquier método de desplazamiento deja petróleo residual, por ende, siempre $E_D < 1$. Se puede expresar de forma matemática la eficiencia de desplazamiento de la siguiente manera:

$$E_D = \frac{(\text{Volumen poroso}) \frac{S_{oi}}{B_{oi}} - (\text{Volumen poroso}) \frac{\bar{S}_o}{B_o}}{(\text{Volumen poroso}) \frac{S_{oi}}{B_{oi}}}$$

Donde:

S_{oi} = Saturación de petróleo al inicio de la inyección

B_{oi} = Factor de volumen inicial del petróleo, Bbls/STB

B_o = Factor de volumen del petróleo final, Bbls/STB

\bar{S}_o = Saturación promedio del petróleo para un patrón de inyección en un punto particular del yacimiento.

1.4.30 Ruptura

Al alcanzar el llene, el avance de frente continúa con la diferencia de que la producción del petróleo aumenta y eventualmente la tasa de inyección de agua. Si la saturación de agua inicial es menor que la que se requiere para fluir, la producción del petróleo estará libre de agua y cuando se empiece a obtener una producción significativa de agua, se puede determinar que se ha producido la ruptura del frente de agua en el pozo (Herrera, 2018).

1.4.31 Comportamiento a la ruptura

La saturación del agua permanece constante hasta el tiempo de ruptura durante la inyección de agua, donde la saturación promedio de agua en el reservorio al tiempo de ruptura S_{wbt} es S_w , lo cual significa que la saturación de agua en el reservorio se incrementó en una cantidad $(S_{wbt} - S_{wi})$ como resultado de la inyección de agua, y que

la saturación de petróleo disminuyó en una cantidad equivalente, este cambio en la saturación determina la eficiencia del proceso de desplazamiento. La producción de petróleo debido a la inyección de agua se puede determinar de acuerdo con la siguiente ecuación (Valencia, 2012):

$$N_p = NE_{AS}E_{VS}E_D$$

Donde:

N_p = Producción de petróleo acumulado

E_{AS} = Eficiencia de barrido areal

E_{VS} = Eficiencia de barrido vertical

E_D = Eficiencia de desplazamiento

N = Petróleo in situ al inicio de la inyección

1.4.32 Posterior a la ruptura

Esta es la etapa final de la inyección y es donde el área barrida aumentará y proveerá suficiente producción de petróleo justificando la continuación de la inyección, es decir, que durante esta etapa la producción de agua va a aumentar a expensas de la producción de petróleo. Al llegar al final de la etapa de agotamiento de la inyección de agua, el yacimiento solo va a contener petróleo residual y agua en aquella porción inundada del yacimiento y dicho procedimiento llegará a su final cuando ya no sea rentable económicamente (Herrera, 2018).

1.4.33 Índice de inyectividad

El índice de inyectividad, corresponde a la capacidad de inyección que poseen los pozos que son utilizados para implementar recuperación secundaria y está definido como el número de barriles por día del líquido bruto inyectado, en un pozo con respecto a la presión diferencial entre la presión de inyección media y la presión del reservorio media en unidades psi. Y se la determina mediante la siguiente fórmula (Sanchez, Sanchez, & Alabuella, 2022):

$$I = \frac{q_i}{\Delta P} = \frac{q_i}{P_{if} - P_r}$$

Donde:

$I =$ Índice de inyectividad $\left[\frac{BPD}{psi}\right]$

$q_i =$ Tasa de inyección

$\Delta P =$ Diferencia de presión

$P_{if} =$ Presión de inyección en fondo

$P_r =$ Presión de reservorio

1.4.34 Conceptos económicos y financieros

Para analizar la viabilidad del proyecto de recuperación secundaria se estudiará algunos indicadores económicos que son indispensables para la evaluación de su rentabilidad como son: valor presente neto (VPN), valor actual neto (VAN), tasa interna de retorno (TIR), período de recuperación de la inversión y la razón beneficio/costo.

1.4.34.1 Valor actual neto (VAN)

El VAN permite calcular el valor actual de todos los flujos futuros de caja los cuales están proyectados desde el primer periodo operacional, restando la inversión total en el momento cero; es decir, que nos ayuda a medir la rentabilidad deseada del proyecto después de recuperar toda la inversión.

- En el caso de que el resultado sea mayor que cero, este, mostrará la ganancia del proyecto después de recuperar la inversión por sobre la tasa que se exigía de retorno al proyecto.
- Si el resultado es igual a cero, el proyecto reportará exactamente la tasa de retorno que se quería obtener después de recuperar el capital invertido.
- Y si se obtiene un resultado negativo el proyecto muestra qué monto falta para poder tener la ganancia deseada después de la inversión (Perez & Chamorro, 2020).

Para obtener el VAN se debe conocer algunas variables que intervienen en su definición como son:

1.4.34.1.1 Inversión Inicial

Indica la importancia del empleo de una determinada cantidad de dinero para poder efectuar un proyecto, para lo cual se necesita realizar un plan de inversión estableciendo gastos imprescindibles o susceptibles de aplazamiento en la ejecución del proyecto que busca conseguir un beneficio (Mete, 2014).

1.4.34.1.2 Flujo de caja

Este evalúa los valores de los cobros generados del proyecto durando un tiempo determinado; es decir, que en el flujo de caja son los ingresos menos egresos para determinar la rentabilidad del proyecto (Pinillo Cardenas, 2020).

1.4.34.1.3 Tasa de interés

Finalmente, se puede definir al VAN como la sumatoria de los flujos netos de caja actualizados menos la inversión inicial como se indica en la siguiente ecuación (Roca, 2002).

$$VAN = -I_0 + \sum_{k=1}^n \frac{FCN_k}{(1+r)^k}$$

Donde:

I_0 = Inversión inicial

FCN = Flujo de caja

k=Índice que muestra el año correspondiente

r= Tasa de interés

n= Periodos de la vida útil del proyecto

1.4.34.2 Tasa interna de retorno (TIR)

El TIR es la tasa de rentabilidad o interés en porcentaje que ofrece una inversión, es decir, que hace referencia al valor de tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero (Pillajo, 2018).

$$0 = -I_0 + \sum_{k=1}^n \frac{FCN_k}{(1+TIR)^k}$$

Donde:

I_0 = Inversión inicial

FCN = Flujo de caja

k=Índice que muestra el año correspondiente

n= Periodos de la vida útil del proyecto

La tasa interna de retorno indica la rentabilidad del proyecto, es decir que, si el TIR es mayor, más deseable será llevar a cabo el proyecto.

1.4.34.3 Costo beneficio

La relación costo/beneficio permite determinar qué tan conveniente es un proyecto mediante el axioma que identifica que para que exista ganancia es indispensable que los beneficios excedan los costos de inversión. Mediante la siguiente ecuación se determina la relación entre el costo actual neto y el monto del capital:

$$\text{Relación Costo – Beneficio} = \frac{VAN}{Inversión\ inicial}$$

Donde:

Si la relación C/B > 0, el proyecto es rentable generando ganancias.

Si la relación C/B = 0, los beneficios y costos son iguales

Si la relación C/B < 0, el proyecto no es rentable.

1.4.34.4 Periodo de recuperación de inversión

El PRI tiene como objetivo medir en cuanto tiempo se podrá recuperar la inversión incluyendo el costo de capital involucrado, siendo el tercer criterio más usado al evaluar un proyecto ya que al ser considerado como un indicador económico, permite medir la liquidez del proyecto como el riesgo relativo ya que permite anticipar los eventos en el corto plazo (Arias & Chancusig, 2017).

CAPÍTULO II

2. METODOLOGÍA

En este capítulo, se detalla el proceso que se llevó a cabo para poder cumplir con los objetivos establecidos en este proyecto de titulación “Análisis técnico-económico del pozo productor FICT 01 durante la implementación de recuperación secundaria por el pozo inyector FICT 02”, se realizó la metodología a base de modelos analíticos y de observación para lo cual, se requirió del análisis de los datos de producción previos a ejecutarse recuperación secundaria y lo proyectado, es decir los datos luego de implementar la inyección de agua de formación.

2.1 Tipo de estudio

El presente estudio es de carácter analítico y retrospectivo. Se determina que el tipo de estudio es de carácter analítico debido a que evalúa información de fuentes fidedignas del área petrolera a nivel nacional como internacional. También es retrospectivo ya que se realizó un seguimiento de los registros del historial de producción del pozo productor/benefactor FICT 01 antes y después de implementar recuperación secundaria por inyección de agua en las distintas zonas productoras Basal Tena (BT) y U Inferior (Ui) y el seguimiento de los trabajos de workover realizados tanto para el pozo benefactor FICT 01 como el pozo inyector FICT 02. Con esto, se estima la producción de petróleo que hay actualmente y en años posteriores hasta que culmine la vida útil del pozo.

2.2 Procedimiento realizado

Para cumplir con el objetivo de evaluar los datos de producción del pozo productor FICT 01, primero se determinó el tiempo de inicio de su producción una vez culminada su perforación. Según el historial de producción que se tiene del pozo, se sabe que la producción comenzó a inicios del año 2014 hasta la actualidad, para lo cual, se delimitó el periodo de producción antes del proyecto y después del mismo, verificando con los diagramas mecánicos los equipos instalados y mostrando el flujo del proceso en las tuberías; es decir, como estarán aisladas las zonas productoras y cuáles serán dichas zonas, que como se mencionó anteriormente, este pozo produce por dos arenas: Bt y Ui.

Para la arena productora Bt, su producción comenzó en el año 2014 hasta el año 2019 teniendo un total de 5 años de producción. Luego, se realiza un trabajo de workover donde se cambia de zona productora a Ui, registrando data de producción desde mayo 2019 hasta finales del año 2020.

El segundo periodo de estudio comienza a partir del 30 de diciembre del 2020 donde se aplica recuperación secundaria. Debido al desperfecto del equipo de fondo, (packer desasentado que permite aislar la zona productora), se registró la producción de ambas arenas (Ui + Bt) durante un periodo de tiempo (un año). Cuando a finales del año 2021 nuevamente se registra un trabajo de workover que permite el arreglo del packer desasentado y, con esto, el cambio de zona productora, es decir que nuevamente se registra la data de producción únicamente de Bt.

Por lo tanto, es indispensable realizar una clasificación de datos para poder realizar el análisis correspondiente, separando la producción generada por Ui en ese año y la producción de Bt durante ese mismo año hasta mayo 2023, fecha en que se limitó el estudio. Con los datos tabulados y graficados de manera estadística, se realiza el análisis respectivo para visualizar que desde el año 2020 si existe aumento significativo en la producción del pozo.

Por otra parte, para poder determinar el aumento de barriles de petróleo por la inyección de agua y exponer las diferencias que se generan por la implementación de recuperación secundaria. Primero, se realizó la curva base según la declinación natural del yacimiento sin recuperación secundaria por medio de gráficos estadísticos, donde se utilizó la data del historial de producción para los dos periodos de estudio, es decir, los barriles de petróleo producidos versus el tiempo, modificando el eje de las "Y" colocando en coordenada logarítmica mientras que el eje de las "X" en coordenada cartesiana. Una vez generado esos cambios, se procedió a trazar una recta para determinar el tipo de declinación (exponencial, hiperbólica o armónica), de acuerdo con los datos de producción.

Entonces, una vez identificada el tipo de declinación se debe utilizar la ecuación correspondiente, determinando de forma visual cual será la tasa inicial de producción (q_i), la tasa de producción a cualquier periodo (q), el periodo de producción en días (t) para poder aplicar la ecuación respectiva obteniendo finalmente la tasa de declinación nominal mensual en ese periodo de estudio (D_i).

Posteriormente, se prolonga esa recta hasta el final de la producción pudiendo calcular mediante la ecuación adecuada a la declinación, cuál será el tiempo de vida del

reservorio antes de su abandono, donde visualmente se determinó: la tasa de abandono (q_a), la tasa inicial de predicción (q_i). Lo mismo se realizó para el segundo periodo de producción cuando ya inició recuperación secundaria; es decir, con el dato histórico de producción del pozo benefactor FICT 01 se generó una nueva curva de declinación siguiendo la misma metodología antes expuesta.

Por último, una vez que se obtuvo el tipo de declinación antes y después del proyecto, y se determinó el tiempo de abandono, se procedió a calcular la producción acumulada de petróleo (N_p) antes y después de la investigación, mediante la ecuación correspondiente al tipo de declinación, donde se utiliza los datos de la tasa de producción (q_i y q), que se estableció para el tiempo de abandono. Esta producción acumulada de petróleo hace referencia al área bajo la curva de la tasa de producción en función del tiempo, y la diferencia que existe entre ambos N_p calculados permitió determinar cuánto fue el aumento de barriles de petróleo.

2.3 Análisis económico

Una vez que se determinó la metodología para los parámetros técnicos, es necesario realizar un estudio económico el cual consiste en estimar cual fue el beneficio financiero de la inyección de agua para recuperación secundaria. A fin de cuentas, para poder determinar cuál fue dicho beneficio se debe calcular algunos indicadores financieros como: el valor actual neto (VAN), para lo cual, primero se elaboró el flujo de caja detallando todos los parámetros correspondientes para los ingresos y egresos. Por lo tanto, primero se indicó el monto total de inversión antes y después del proyecto para el pozo productor e inyector; en el caso de los egresos totales, se determinó el costo para: la operación de la empresa y del consorcio (es decir cuánto cuesta mantener el pozo inyectando), el monto de producción de petróleo por inyección, el costo del tratamiento de agua, costo de transporte por el SOTE, en este caso no se genera ningún valor de impuesto, todos estos costos se establecieron por cada barril.

En el caso de los ingresos, primero se determinó cuanto fue la producción por año y en la página oficial del Banco Central del Ecuador se buscó el documento de la “Cifra del Sector Petrolero Ecuatoriano” donde se detalla el precio del crudo de forma anual, pudiendo de esta forma calcular cual fue el ingreso total por año en base de la producción obtenida sin ningún proyecto de recuperación secundaria y lo mismo se realizó cuando ya se implementó el proyecto; es decir, se descargó la data de venta del crudo del año 2021 hasta junio 2023, y se hizo una predicción para los otros años

utilizando el mismo valor referencial de la venta de petróleo del año 2023; debido a que, no hay proyecciones de posibles precios de petróleo para los años venideros por causa de la inestabilidad en el precio del crudo a nivel mundial. Con estos datos del precio del barril de petróleo determinado en la tabla 2.1 podemos determinar cuánto serían los ingresos en esos periodos de tiempo en base a los barriles de petróleo producidos.

Tabla 2.1 Precio referencial del petróleo

AÑO	\$/BARRIL
2014	\$ 84,16
2015	\$ 43,44
2016	\$ 37,17
2017	\$ 47,35
2018	\$ 63,20
2019	\$ 58,38
2020	\$ 37,88
2021	\$ 63,40
2022	\$ 89,08
2023	\$ 64,80

Fuente: [Banco Central del Ecuador]

AÑO	\$/BARRIL
2024	\$ 70
2025	\$ 70

Fuente: [JP MORGAN & CHASE CO.]

Posterior a todos los cálculos antes mencionados, se realizó el flujo de caja; es decir, los ingresos menos los egresos. También se calculó el flujo de caja descontado donde se utilizó la tasa de descuento que es del 10%, el tiempo en años y el flujo de caja antes descrito, haciendo uso de la siguiente ecuación:

$$FDCD = \frac{\text{Flujo de caja}}{(1 + \text{tasa de descuento})^{\text{tiempo}}}$$

Luego, se determinó el flujo de caja acumulado a partir del año 1, donde se utiliza el flujo de caja acumulado en el año cero (es decir cuando solo se tenía la inversión

inicial) más el flujo de caja en el año uno, y así sucesivamente con el resto de los años, este apartado me permitirá saber en qué año se recuperó la inversión.

Una vez concluida la tabla de valores, se pudo calcular tasa interna de retorno (TIR) y el periodo de recuperación de inversión (PRI). Como el objetivo de este estudio es analizar el beneficio económico de la implementación de recuperación secundaria se debe comparar los valores obtenidos antes y después de la recuperación secundaria donde la diferencia de estos refleja el beneficio/ganancia del proyecto.

CAPÍTULO III

3. Resultados

En este capítulo, se detallará el paso a paso de los resultados obtenidos en base al estudio realizado para el pozo benefactor FICT 01 antes y después de la implementación de recuperación secundaria por inyección de agua, para lo cual se mostrará mediante tablas y gráficos, los barriles producidos durante ese lapso.

También se mostrará las curvas de declinación con respecto a las arenas productoras que posee el pozo FICT 01, en este caso hay dos tipos de declinación: exponencial que corresponde a Basal Tena (Bt) e hiperbólica para U inferior (Ui) donde se determina la tasa inicial de predicción (q_i), tasa de producción (q), el tiempo de producción (t), tiempo de abandono (t_a), la producción acumulada de petróleo (N_p) para poder determinar el aumento de barriles de petróleo luego de aplicar recuperación secundaria.

Adicional, se mostrará el flujo de caja para los dos tiempos de estudio, identificando el ingreso anual, el costo de producción y mantenimiento, calculando el flujo de caja del proyecto, VAN, TIR, el periodo de recuperación de inversión y la relación costo/beneficio.

3.1 Datos obtenidos antes del proyecto

Como se mencionó anteriormente, existen dos periodos de estudio: antes y después de aplicar el proyecto de recuperación secundaria. Primero, se mostrarán los datos correspondiente a la arena productora Basal Tena antes del proyecto, donde se procedió a clasificar y evaluar los datos de la producción diaria del pozo productor FICT 01 el cual se muestra mediante tabulación donde se indica: el inicio de su producción que corresponde al año 2014 hasta finales del año 2019 que es cuando el pozo fue intervenido para un trabajo de workover realizando el cambio de zona productora.

En la tabla 3.1, se muestra la cantidad de petróleo producido diariamente durante 5 años consecutivos con respecto a la arena productora Basal Tena.

Tabla 3.1: Datos de producción de Bt antes de recuperación secundaria

DATOS ANTES DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA											
ARENA PRODUCTORA BASAL TENA											
FECHA	BPPD	FECHA	BPPD	FECHA	BPPD	FECHA	BPPD	FECHA	BPPD	FECHA	BPPD
26/1/2014	1586,2	8/1/2015	700,92	28/9/2015	1927,2	20/7/2016	1346,8	1/5/2018	285,67	6/12/2018	0
1/2/2014	2106,72	15/1/2015	652,41	28/9/2015	1927,2	21/7/2016	1346,8	5/5/2018	286	7/12/2018	0
5/2/2014	2423,52	22/1/2015	657,36	2/10/2015	1909,38	27/7/2016	1244,4	10/5/2018	260	8/12/2018	0
8/2/2014	3608,55	8/2/2015	663,3	3/10/2015	1987,26	3/8/2016	1296,25	18/5/2018	240	9/12/2018	45
10/2/2014	4014,45	9/2/2015	775,17	4/10/2015	1926,4	6/8/2016	1348,1	23/5/2018	227,5	14/12/2018	78
15/2/2014	3450,15	12/2/2015	745,47	10/10/2015	1928,96	12/8/2016	1295,5	24/5/2018	216,6	15/12/2018	98
20/2/2014	3113,55	13/2/2015	753,39	15/10/2015	1959,04	13/8/2016	1240,8	25/5/2018	216,16	16/12/2018	140
24/2/2014	2737,35	15/2/2015	760,32	20/10/2015	1964,8	18/8/2016	1295,5	28/5/2018	198,1	17/12/2018	174
28/2/2014	3107,61	17/2/2015	819,72	21/10/2015	1904,64	23/8/2016	1305,5	1/6/2018	188	24/12/2018	189
6/3/2014	2604,69	5/3/2015	718,74	23/10/2015	1843,2	27/8/2016	1201,06	10/6/2018	200	2/1/2019	158
7/3/2014	2483,91	7/3/2015	776,16	29/10/2015	1780,6	6/9/2016	1147,96	11/6/2018	280	10/1/2019	161
10/3/2014	2290,86	11/3/2015	709,83	30/10/2015	1780,6	7/9/2016	1147,96	12/6/2018	315	16/1/2019	123
11/3/2014	2273,04	13/3/2015	772	31/10/2015	1722	19/9/2016	1072,94	14/6/2018	350	25/1/2019	95
15/3/2014	2255,22	24/3/2015	776,16	3/11/2015	1728,72	21/9/2016	1079,4	28/6/2018	0	28/1/2019	111
17/3/2014	2255,22	30/3/2015	636,57	11/11/2015	1834	24/9/2016	1024,17	29/6/2018	44,86	30/1/2019	114
27/3/2014	2279,97	31/3/2015	693,99	20/11/2015	1774	6/10/2016	999,6	30/6/2018	162,2	3/2/2019	113
28/3/2014	2285,91	1/4/2015	693,99	23/11/2015	1707	7/10/2016	952	1/7/2018	276,98	14/2/2019	89
6/4/2014	2231,46	7/4/2015	703,89	4/12/2015	1645	12/10/2016	876,86	2/7/2018	317,9	17/2/2019	88
7/4/2014	2231,46	9/4/2015	758,34	7/12/2015	1582	19/10/2016	876,86	4/7/2018	351	12/3/2019	91
9/4/2014	2162,16	10/4/2015	758,34	18/12/2015	1583	24/10/2016	932,94	6/7/2018	310,38	18/3/2019	91
11/4/2014	2230,47	14/4/2015	754,38	19/12/2015	1549,59	25/10/2016	988,95	7/7/2018	259,8	21/3/2019	91
13/4/2014	2197,8	18/4/2015	752,4	26/12/2015	1547,44	9/11/2016	1002,82	9/7/2018	300	22/3/2019	89
14/4/2014	2197,8	26/4/2015	906,84	31/12/2015	1420,94	10/11/2016	1055,6	10/7/2018	309,6		
15/4/2014	2236,41	27/4/2015	1142,46	1/1/2016	1421,28	19/11/2016	1052,8	12/7/2018	326,52		
16/4/2014	2211,66	28/4/2015	1344,42	4/1/2016	1356	21/11/2016	946	13/7/2018	318,72		
18/4/2014	2211,66	29/4/2015	1373,13	6/1/2016	1352	22/11/2016	1003	15/7/2018	318		
19/4/2014	2140,38	1/5/2015	1373,13	11/1/2016	1353,6	24/11/2016	1004	16/7/2018	322,8		
21/4/2014	2118,6	2/5/2015	1364,22	21/1/2016	1407	10/12/2016	1054,2	18/7/2018	314,16		
22/4/2014	2118,6	10/5/2015	1371,15	22/1/2016	1368	14/12/2016	1105,5	21/7/2018	360		
23/4/2014	2143,35	18/5/2015	1471,14	30/1/2016	996	22/12/2016	1107,48	22/7/2018	413,38		
24/4/2014	1909,71	25/5/2015	1544,4	31/1/2016	1750	8/1/2017	1156,9	24/7/2018	416,02		
25/4/2014	1963,17	28/5/2015	1593,9	1/2/2016	1925	16/1/2017	1257,5	25/7/2018	415,47		
26/4/2014	1995,84	29/5/2015	1593,9	2/2/2016	2220	22/1/2017	1317,16	2/8/2018	455,04		
28/4/2014	2000,79	31/5/2015	1611,72	3/2/2016	2280	28/1/2017	1322,1	3/8/2018	454,92		
2/5/2014	2016,63	1/6/2015	1611,72	8/2/2016	2283,8	30/1/2017	1476,1	4/8/2018	492,83		
3/5/2014	2148,3	2/6/2015	1652,31	9/2/2016	2356	4/2/2017	1425,2	10/8/2018	530,74		
4/5/2014	2162,16	9/6/2015	1655,28	16/2/2016	2357,14	9/2/2017	1272,5	12/8/2018	568,65		
5/5/2014	2128,5	19/6/2015	1360	17/2/2016	2382,98	16/2/2017	1192,5	13/8/2018	568,65		
6/5/2014	2227,5	20/6/2015	3150,18	18/2/2016	2424,4	21/2/2017	1333,8	14/8/2018	565,5		
7/5/2014	2178	21/6/2015	3122,46	21/2/2016	2473,8	28/2/2017	1407,78	20/8/2018	567,56		
9/5/2014	2176,02	22/6/2015	3296,7	24/2/2016	2394	2/3/2017	1459,92	21/8/2018	527,02		
19/5/2014	2021,58	24/6/2015	3324,42	25/2/2016	2314,2	17/3/2017	1454,93	25/8/2018	496,73		
20/5/2014	2021,58	27/6/2015	3347,19	26/2/2016	2253,3	22/3/2017	1304,42	27/8/2018	491,79		
25/5/2014	1967,13	3/7/2015	2964,06	27/2/2016	2190,96	31/3/2017	1208,64	28/8/2018	465,53		
31/5/2014	1966,14	4/7/2015	2973,96	29/2/2016	2190,24	18/4/2017	1178,16	2/9/2018	439		
5/6/2014	1978,02	8/7/2015	3027,42	1/3/2016	2121,12	20/4/2017	1129,07	3/9/2018	486,47		
14/6/2014	1986,93	12/7/2015	3076,92	3/3/2016	2247,38	3/5/2017	1086,29	4/9/2018	422,85		
18/6/2014	1915,65	13/7/2015	3177,9	5/3/2016	2161,17	17/5/2017	991,83	13/9/2018	422,5		
21/6/2014	1957,23	20/7/2015	3180,87	8/3/2016	2168,2	24/5/2017	888,51	14/9/2018	420		
29/6/2014	1879,02	23/7/2015	3099,69	9/3/2016	2162,16	29/5/2017	944,6	15/9/2018	408,46		
8/7/2014	1881	24/7/2015	3183,84	12/3/2016	2102,1	31/5/2017	905,2	16/9/2018	400,4		
13/7/2014	1871,1	26/7/2015	3118,5	13/3/2016	2042,04	8/6/2017	915,4	18/9/2018	364		
23/7/2014	1819,62	1/8/2015	3120,48	15/3/2016	1921,28	13/6/2017	1006,72	20/9/2018	335,53		
26/7/2014	1813,68	2/8/2015	2920,5	16/3/2016	1800	19/6/2017	915,4	23/9/2018	304,98		
31/7/2014	1697,85	5/8/2015	2922,48	17/3/2016	1739,7	20/6/2017	864,8	24/9/2018	287,04		
2/8/2014	1697,85	6/8/2015	2560,8	18/3/2016	1623,72	2/7/2017	867,36	25/9/2018	287,04		
18/8/2014	1499,85	8/8/2015	2631,2	20/3/2016	1652	13/7/2017	867,6	29/9/2018	237,25		
20/8/2014	1546,38	9/8/2015	2646	22/3/2016	1534	15/7/2017	802,8	1/10/2018	214,5		
21/8/2014	1503,81	12/8/2015	2495,64	24/3/2016	1574,04	2/8/2017	871,8	2/10/2018	174,59		
24/8/2014	1525,59	14/8/2015	2604	25/3/2016	1675,62	9/8/2017	914,4	3/10/2018	140,4		
3/9/2014	1734,48	15/8/2015	2797,1	28/3/2016	1737,68	13/8/2017	955,2	8/10/2018	117		
11/9/2014	1610,73	17/8/2015	2783,9	29/3/2016	1800,03	3/9/2017	876,4	12/10/2018	132		
14/9/2014	1630,53	19/8/2015	2736,34	2/4/2016	1863	12/9/2017	964,26	15/10/2018	143		
19/9/2014	1584,99	20/8/2015	2809,32	4/4/2016	1764,9	26/9/2017	920,43	16/10/2018	165		
21/9/2014	1541,43	21/8/2015	2820,8	5/4/2016	1701,9	10/10/2017	921,48	18/10/2018	190,08		
26/9/2014	1497,87	22/8/2015	2751,84	9/4/2016	1812,9	14/10/2017	963,6	20/10/2018	190,08		
28/9/2014	1494,9	23/8/2015	2682,22	11/4/2016	1734,3	17/10/2017	1050,72	22/10/2018	215,16		
15/10/2014	1441,44	24/8/2015	2682,22	17/4/2016	1693,8	31/10/2017	1081,92	23/10/2018	240,35		
27/10/2014	1329,57	25/8/2015	2618,26	4/5/2016	1652,1	28/11/2017	1038	28/10/2018	246,95		
30/10/2014	1344,42	3/9/2015	2617,44	10/5/2016	1656	14/12/2017	917	30/10/2018	245,74		
4/11/2014	1349,37	4/9/2015	2617,44	16/5/2016	1624,2	12/1/2018	831	31/10/2018	256,52		
7/11/2014	1290,96	6/9/2015	2542,64	29/5/2016	1656,6	28/2/2018	754	2/11/2018	276,1		
9/11/2014	1344,42	7/9/2015	2298,44	30/5/2016	1537,8	8/3/2018	615	3/11/2018	271,59		
21/11/2014	1188	8/9/2015	2473,92	31/5/2016	1599	14/3/2018	439	4/11/2018	292,05		
22/11/2014	1186,02	10/9/2015	2423,52	1/6/2016	1537,8	22/3/2018	386	10/11/2018	317,9		
28/11/2014	831,6	11/9/2015	2328,48	13/6/2016	1486,54	24/3/2018	424,48	11/11/2018	316,03		
29/11/2014	779,13	12/9/2015	2243,6	12/6/2016	1486,54	25/3/2018	335,4	12/11/2018	308,33		
30/11/2014	781,11	14/9/2015	2252,83	13/6/2016	1486,54	9/4/2018	334,68	13/11/2018	289,3		
2/12/2014	779,13	18/9/2015	2183,96	1/7/2016	1384,56	17/4/2018	336,12	15/11/2018	208,56		
8/12/2014	695,97	21/9/2015	2135,2	10/7/2016	1486,62	22/4/2018	336,12	16/11/2018	253,88		
19/12/2014	705,87	24/9/2015	2040,68	17/7/2016	1399,68	25/4/2018	308,11	18/11/2018	221,54		
27/12/2014	657,36	26/9/2015	1980	18/7/2016	1399,68	30/4/2018	285,67	19/11/2018	133,21		

Con esa data, se utiliza gráficos estadísticos para poder visualizar los barriles de petróleo producido por día (BPPD), sin embargo, para una mejor visualización se ajustó la gráfica mostrando el tiempo por año, tal como se observa en la Figura 3.1.

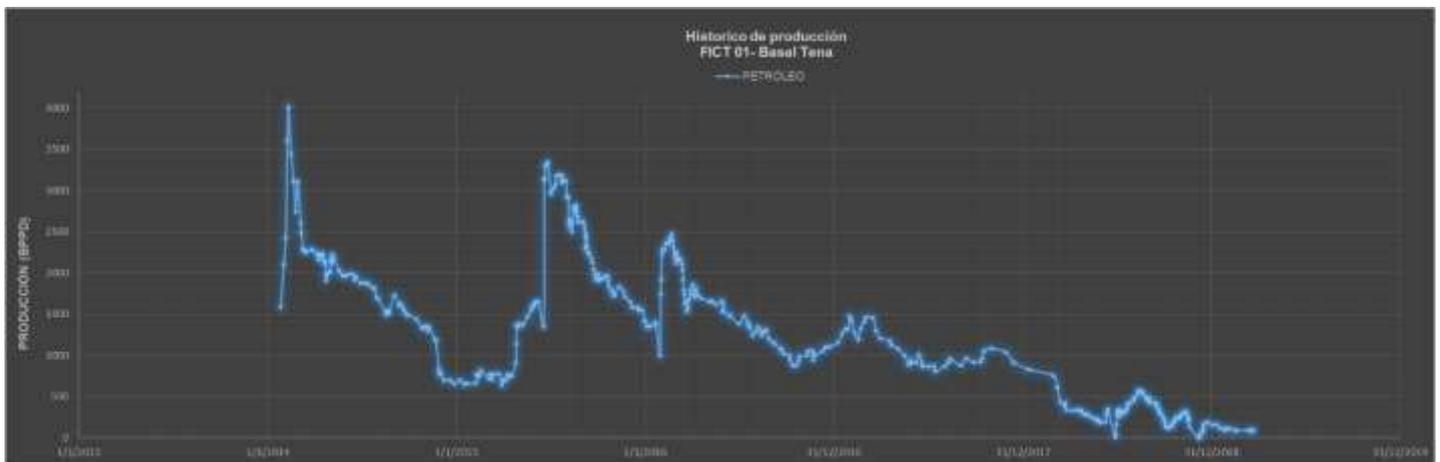


Figura 3.1: Histórico de producción antes de recuperación secundaria en BT

Corroborando con el historial de producción del pozo, y como se mencionó anteriormente, en los primeros días del mes de mayo comenzó el trabajo de workover (WO) #5 para aislar la arena Bt, cambiando de zona productora a U inferior (Ui).

Por lo tanto, en la tabla 3.2 se muestran los datos de producción correspondiente a dicha zona, la data inicia desde finales de mayo 2019 luego de que se finaliza el trabajo de workover y se estabiliza la producción además de la estabilización del % BSW, data que concluye hasta finales de diciembre del 2020 que es cuando se inicia la implementación de recuperación secundaria.

Tabla 3.2: Datos de producción de Ui antes de recuperación secundaria

DATOS ANTES DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA					
ARENA PRODUCTORA U INFERIOR (Ui)					
FECHA	BPPD	FECHA	BPPD	FECHA	BPPD
15-may-19	0	30-ago-19	360	22-ene-20	150,19
24-may-19	0	1-sep-19	231,3	24-ene-20	170,2
25-may-19	36,9	3-sep-19	239,4	25-ene-20	166,75
26-may-19	91,5	5-sep-19	247,5	4-feb-20	181,7
27-may-19	407,25	6-sep-19	288	5-feb-20	177,1
28-may-19	711,9	8-sep-19	333	8-feb-20	170,2
29-may-19	870,4	11-sep-19	315	9-feb-20	164,45
30-may-19	946,86	14-sep-19	316,35	10-feb-20	150,65
31-may-19	1004,96	20-sep-19	313,65	12-feb-20	157,78
1-jun-19	1029,6	25-sep-19	310,05	13-feb-20	150,78
2-jun-19	1092,96	27-sep-19	330,72	16-feb-20	153,3
3-jun-19	1104	28-sep-19	374,4	19-feb-20	153,72
6-jun-19	1188	29-sep-19	306,24	21-feb-20	117
7-jun-19	1188	2-oct-19	298,08	26-feb-20	116,25
9-jun-19	1046,43	4-oct-19	334,08	4-mar-20	135,75
10-jun-19	1012,77	5-oct-19	348,48	8-mar-20	137
11-jun-19	1076,13	6-oct-19	367,68	9-mar-20	28,8
14-jun-19	1066,23	17-oct-19	334,08	14-abr-20	135,75
16-jun-19	1123,65	20-oct-19	334,08	19-abr-20	137,25
17-jun-19	1287	21-oct-19	323,9	29-abr-20	136,95
20-jun-19	1249,38	23-oct-19	277,57	20-may-20	136,5
22-jun-19	1287	26-oct-19	259,12	22-may-20	137,25
25-jun-19	1248	27-oct-19	256,25	25-may-20	135,6
26-jun-19	1208,4	30-oct-19	326,25	4-jun-20	135,0
27-jun-19	1150	4-nov-19	272,7	12-jun-20	116,4
28-jun-19	1094,8	9-nov-19	321,3	14-jun-20	75,6
29-jun-19	1028,3	10-nov-19	272,7	15-jun-20	75,6
2-jul-19	970,1	11-nov-19	302,85	21-jun-20	76,7
3-jul-19	897,12	15-nov-19	270	27-jun-20	72,9
7-jul-19	971,8	16-nov-19	312,8	30-jun-20	72,0
8-jul-19	974,38	18-nov-19	333,25	7-jul-20	78,3
11-jul-19	951,72	20-nov-19	329,38	9-jul-20	77,2
12-jul-19	929,06	21-nov-19	311,75	12-jul-20	72,2
13-jul-19	906,4	24-nov-19	314,06	15-jul-20	70,0
14-jul-19	883,74	25-nov-19	292	18-jul-20	72,0
16-jul-19	759,11	26-nov-19	291,6	21-jul-20	57,6
18-jul-19	670	27-nov-19	269,8	23-jul-20	58,4
19-jul-19	741,02	1-dic-19	267,9	31-jul-20	57,6
20-jul-19	702,16	9-dic-19	270,94	2-ago-20	43,2
21-jul-19	617,07	13-dic-19	267,9	3-ago-20	43,2
22-jul-19	651,91	16-dic-19	271,7	6-ago-20	28,8
23-jul-19	592,28	19-dic-19	228,8	8-ago-20	29,8
25-jul-19	592,28	20-dic-19	204	9-ago-20	28,8
26-jul-19	592,28	22-dic-19	165,2	3-sep-20	28,68
31-jul-19	592,28	26-dic-19	177	27-sep-20	30,4
1-ago-19	538,68	29-dic-19	195	2-oct-20	26,55
2-ago-19	592,02	2-ene-20	196,2	6-oct-20	28,75
5-ago-19	499,8	6-ene-20	137,5	22-oct-20	27,5
6-ago-19	441	7-ene-20	128,26	1-nov-20	25,1
18-ago-19	411,6	8-ene-20	127,68	14-nov-20	19,15
21-ago-19	380,8	9-ene-20	128,1	18-nov-20	27,45
23-ago-19	360,15	13-ene-20	139,48	16-dic-20	27,4
26-ago-19	343	14-ene-20	147,2	26-dic-20	29,5
29-ago-19	315	15-ene-20	149,5		

Mediante gráficos estadísticos, podemos observar en la Figura 3.2, los barriles de petróleo producido por la arena Ui desde mayo 2019 hasta diciembre 2020 tal como se detalló en la tabla 3.2, visualizando que a medida que transcurre el tiempo, la cantidad de barriles producidos va disminuyendo hasta llegar a finales del 2020 que ya produce menos de 40 BPPD.

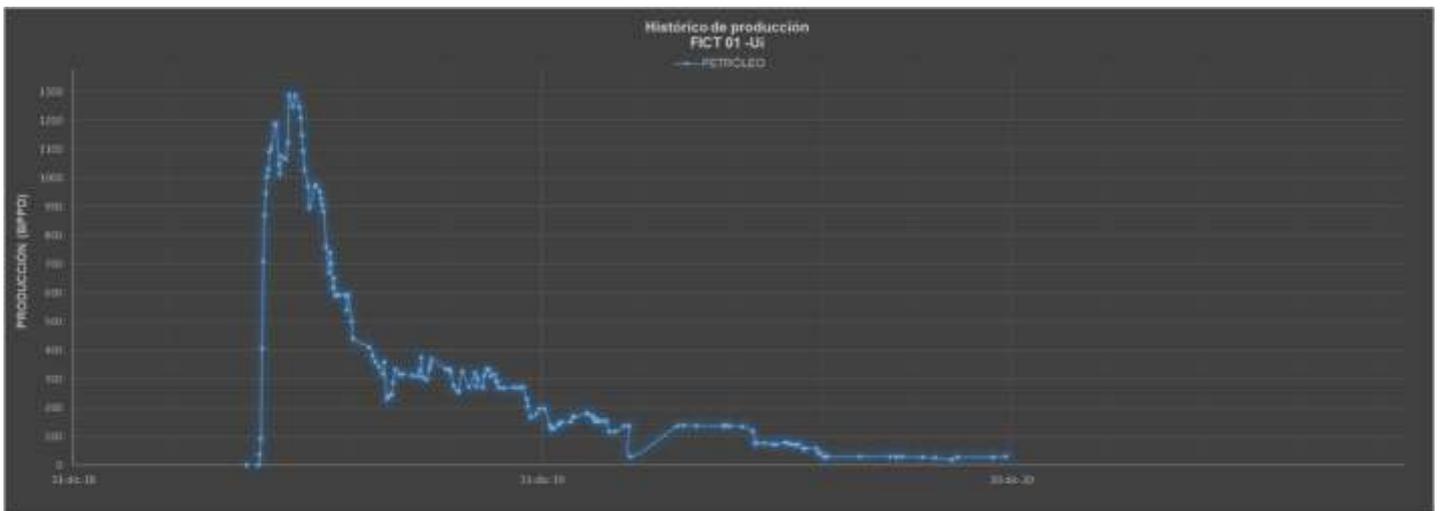


Figura 3.2: Histórico de producción en Ui antes de recuperación secundaria

3.2 Datos obtenidos después del proyecto

En vista de que ya tenemos definido el periodo de producción antes del proyecto, se debe comenzar a ordenar mediante tablas, la data de producción diaria de petróleo al aplicar recuperación secundaria es decir a finales del 2020 para las dos arenas productoras.

Como se mencionó anteriormente, a finales del mes de diciembre del año 2020 se recopilaron datos de producción de las dos arenas debido a que el pozo estaba trabajando con un packer desasentado en Bt, y no hubo necesidad de discretizar la producción por arena debido a que el registro de producción se encontraba separado; es decir, que se tenía la data correspondiente para cada arena. Por lo cual, la data con respecto a Ui va desde finales del año 2020 hasta finales del año 2021, cómo podemos observar en la tabla 3.3, en ese periodo la producción de Ui es de máximo 29 BPPD que a pesar de estar influenciada por la inyección de agua del pozo inyector FICT 02 que se encuentra ubicado hacia el flanco de la estructura norte, lo cual permitirá barrer

reservas desde el sentido este, hacia el pozo productor FICT 01 dicha inyección en Ui tuvo muy poca influencia y no fue suficientemente productiva.

Tabla 3.3: Datos de producción en Ui al implementar recuperación secundaria

DATOS DESPUÉS DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA											
ARENA PRODUCTORA U INFERIOR (Ui)											
FECHA	EPPD	FECHA	EPPD	FECHA	EPPD	FECHA	EPPD	FECHA	EPPD	FECHA	EPPD
30/12/2020	28,8	1/3/2021	17,91	1/5/2021	12,73	1/7/2021	11,55	31/8/2021	10,85	31/10/2021	7,23
31/12/2020	28,76	2/3/2021	17,81	2/5/2021	12,65	2/7/2021	11,56	1/9/2021	9,51	1/11/2021	7,24
1/1/2021	28,61	3/3/2021	17,7	3/5/2021	12,48	3/7/2021	11,18	2/9/2021	10,86	2/11/2021	7,22
2/1/2021	28,53	4/3/2021	17,64	4/5/2021	12,47	4/7/2021	11,46	3/9/2021	10,87	3/11/2021	7,37
3/1/2021	28,53	5/3/2021	17,58	5/5/2021	12,4	5/7/2021	11,41	4/9/2021	10,85	4/11/2021	7,37
4/1/2021	28,39	6/3/2021	17,45	6/5/2021	12,37	6/7/2021	11,41	5/9/2021	10,83	5/11/2021	7,22
5/1/2021	28,08	7/3/2021	17,45	7/5/2021	12,1	7/7/2021	11,42	6/9/2021	10,94	6/11/2021	7,07
6/1/2021	27,54	8/3/2021	17,33	8/5/2021	11,92	8/7/2021	11,43	7/9/2021	10,95	7/11/2021	7,37
7/1/2021	27,39	9/3/2021	17,28	9/5/2021	11,92	9/7/2021	11,42	8/9/2021	10,94	8/11/2021	7,46
8/1/2021	27,25	10/3/2021	17,17	10/5/2021	11,9	10/7/2021	11,71	9/9/2021	10,94	9/11/2021	7,47
9/1/2021	26,94	11/3/2021	17,07	11/5/2021	11,9	11/7/2021	11,72	10/9/2021	10,96	10/11/2021	7,47
10/1/2021	26,87	12/3/2021	16,99	12/5/2021	11,87	12/7/2021	11,71	11/9/2021	10,97	11/11/2021	7,47
11/1/2021	26,24	13/3/2021	16,92	13/5/2021	11,85	13/7/2021	11,71	12/9/2021	10,95	12/11/2021	7,47
12/1/2021	25,93	14/3/2021	16,75	14/5/2021	11,8	14/7/2021	11,69	13/9/2021	10,96	13/11/2021	7,46
13/1/2021	25,34	15/3/2021	16,54	15/5/2021	11,8	15/7/2021	11,68	14/9/2021	10,51	14/11/2021	7,48
14/1/2021	25,04	16/3/2021	16,42	16/5/2021	11,73	16/7/2021	11,7	15/9/2021	10,99	15/11/2021	7,47
15/1/2021	24,94	17/3/2021	16,42	17/5/2021	11,68	17/7/2021	11,7	16/9/2021	9,95	16/11/2021	7,46
16/1/2021	24,69	18/3/2021	16,32	18/5/2021	11,6	18/7/2021	11,71	17/9/2021	9,14	17/11/2021	7,84
17/1/2021	24,65	19/3/2021	16,26	19/5/2021	11,6	19/7/2021	11,72	18/9/2021	9,14	18/11/2021	7,84
18/1/2021	24,46	20/3/2021	16,13	20/5/2021	11,55	20/7/2021	11,7	19/9/2021	8,34	19/11/2021	7,84
19/1/2021	24,41	21/3/2021	16,11	21/5/2021	11,51	21/7/2021	11,46	20/9/2021	8,33	20/11/2021	7,85
20/1/2021	24,36	22/3/2021	15,84	22/5/2021	11,42	22/7/2021	11,46	21/9/2021	8,3	21/11/2021	7,84
21/1/2021	23,86	23/3/2021	15,78	23/5/2021	11,24	23/7/2021	11,46	22/9/2021	8,28	22/11/2021	7,84
22/1/2021	23,46	24/3/2021	15,72	24/5/2021	11,02	24/7/2021	11,47	23/9/2021	8,27	23/11/2021	7,84
23/1/2021	23,36	25/3/2021	15,69	25/5/2021	11,01	25/7/2021	11,47	24/9/2021	8,28	24/11/2021	7,84
24/1/2021	23,33	26/3/2021	15,61	26/5/2021	10,89	26/7/2021	11,42	25/9/2021	8,24	25/11/2021	7,84
25/1/2021	22,94	27/3/2021	15,6	27/5/2021	10,82	27/7/2021	11,44	26/9/2021	8,24	26/11/2021	7,84
26/1/2021	22,9	28/3/2021	15,45	28/5/2021	10,77	28/7/2021	11,43	27/9/2021	8,24	27/11/2021	7,84
27/1/2021	22,42	29/3/2021	15,45	29/5/2021	10,73	29/7/2021	11,43	28/9/2021	8,24	28/11/2021	7,84
28/1/2021	22,32	30/3/2021	15,43	30/5/2021	10,69	30/7/2021	11,42	29/9/2021	8,23	29/11/2021	6,33
29/1/2021	21,58	31/3/2021	15,3	31/5/2021	10,66	31/7/2021	11,46	30/9/2021	8,33	30/11/2021	6,33
30/1/2021	21,31	1/4/2021	14,95	1/6/2021	10,63	1/8/2021	11,52	1/10/2021	8,33	1/12/2021	6,33
31/1/2021	20,18	2/4/2021	14,81	2/6/2021	10,52	2/8/2021	11,53	2/10/2021	8,34	2/12/2021	5,55
1/2/2021	20	3/4/2021	14,64	3/6/2021	10,49	3/8/2021	11,53	3/10/2021	8,34	3/12/2021	5,55
2/2/2021	19,98	4/4/2021	14,62	4/6/2021	10,43	4/8/2021	11,49	4/10/2021	8,24	4/12/2021	5,81
3/2/2021	19,93	5/4/2021	14,54	5/6/2021	10,27	5/8/2021	11,49	5/10/2021	8,24	5/12/2021	5,8
4/2/2021	19,92	6/4/2021	14,49	6/6/2021	10,15	6/8/2021	11,51	6/10/2021	8,23	6/12/2021	5,8
5/2/2021	19,87	7/4/2021	14,47	7/6/2021	10,06	7/8/2021	11,52	7/10/2021	8,19	7/12/2021	5,95
6/2/2021	19,63	8/4/2021	14,45	8/6/2021	10	8/8/2021	11,51	8/10/2021	8,24	8/12/2021	5,67
7/2/2021	19,5	9/4/2021	14,44	9/6/2021	11,5	9/8/2021	11,79	9/10/2021	8,24	9/12/2021	6,13
8/2/2021	19,47	10/4/2021	14,38	10/6/2021	11,5	10/8/2021	11,78	10/10/2021	8,24	10/12/2021	6,14
9/2/2021	19,46	11/4/2021	14,37	11/6/2021	12,82	11/8/2021	11,78	11/10/2021	8,25	11/12/2021	6,12
10/2/2021	19,44	12/4/2021	14,3	12/6/2021	4,29	12/8/2021	11,8	12/10/2021	8,25	12/12/2021	6,26
11/2/2021	19,43	13/4/2021	14,06	13/6/2021	12,42	13/8/2021	11,77	13/10/2021	8,26	13/12/2021	6,12
12/2/2021	19,4	14/4/2021	14,03	14/6/2021	12,41	14/8/2021	11,75	14/10/2021	5,5	14/12/2021	6,8
13/2/2021	19,26	15/4/2021	14,01	15/6/2021	12,4	15/8/2021	11,72	15/10/2021	8,26	15/12/2021	6,8
14/2/2021	18,97	16/4/2021	13,98	16/6/2021	12,4	16/8/2021	11,71	16/10/2021	8,45	16/12/2021	1,69
15/2/2021	18,88	17/4/2021	13,97	17/6/2021	11,47	17/8/2021	11,71	17/10/2021	8,45		
16/2/2021	18,77	18/4/2021	13,88	18/6/2021	11,48	18/8/2021	11,71	18/10/2021	8,45		
17/2/2021	18,73	19/4/2021	13,78	19/6/2021	11,47	19/8/2021	11,7	19/10/2021	8,45		
18/2/2021	18,7	20/4/2021	13,66	20/6/2021	11,49	20/8/2021	11,73	20/10/2021	8,45		
19/2/2021	18,65	21/4/2021	13,66	21/6/2021	11,54	21/8/2021	11,74	21/10/2021	8,45		
20/2/2021	18,62	22/4/2021	13,58	22/6/2021	11,52	22/8/2021	11,74	22/10/2021	8,44		
21/2/2021	18,5	23/4/2021	13,57	23/6/2021	11,55	23/8/2021	11,24	23/10/2021	8,43		
22/2/2021	18,46	24/4/2021	13,33	24/6/2021	11,55	24/8/2021	11,23	24/10/2021	8,42		
23/2/2021	18,38	25/4/2021	13,3	25/6/2021	11,5	25/8/2021	10,84	25/10/2021	8,42		
24/2/2021	18,27	26/4/2021	13,28	26/6/2021	11,53	26/8/2021	10,83	26/10/2021	8,4		
25/2/2021	18,15	27/4/2021	13,06	27/6/2021	11,53	27/8/2021	10,83	27/10/2021	8,4		
26/2/2021	18,07	28/4/2021	12,92	28/6/2021	11,53	28/8/2021	10,84	28/10/2021	8,4		
27/2/2021	18,04	29/4/2021	12,87	29/6/2021	11,54	29/8/2021	10,86	29/10/2021	8,4		
28/2/2021	18,02	30/4/2021	12,77	30/6/2021	11,54	30/8/2021	10,86	30/10/2021	7,22		

En la Figura 3.3 se plasma como fue la producción de barriles de petróleo en la arena productora Ui es decir se muestra la gráfica de todo su periodo de producción: la curva de color celeste del lado izquierdo hace referencia al antes de la inyección, mientras que la curva azul marino lado derecho, hace referencia a la data después de la aplicación del proyecto. En este caso, no se mostró la gráfica del histórico de producción en ese periodo debido a que la producción fue muy baja y mejor se visualiza la diferencia en dicha ilustración.

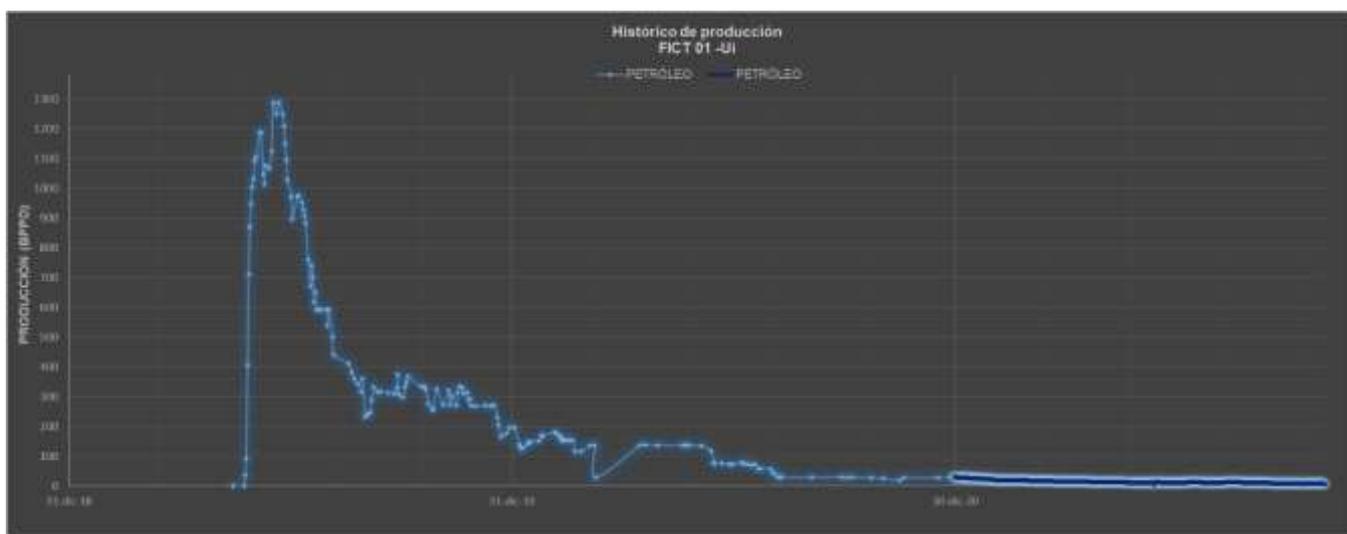


Figura 3.3: Histórico de producción de Ui

En la tabla 3.4, se detalla la data de producción de petróleo generada por Bt y según el historial del pozo se registra que a finales del mes de diciembre del 2021 se realizó nuevamente un sexto trabajo de workover debido a que el equipo del pozo presentaba fases desbalanceadas y bajo aislamiento con respecto a tierra, además se cambió nuevamente de zona productora debido a que Ui presentaba bajo aporte a pesar de estar influenciada por la inyección de agua del pozo FICT 02; es decir, no se obtuvo un resultado favorable para dicha arena.

El trabajo de workover finaliza el 10 de enero del 2022 y desde esa fecha ya se registra la data de producción de Bt, sin embargo hay que recordar que debido al packer desasentado que presentaba el pozo, se tiene la data de producción que generó Bt desde finales del 2020 hasta la actualidad ya que el proyecto de recuperación secundaria continúa, pero como se detalló anteriormente, el presente estudio se limita hasta finales del mes de mayo del 2023 tal como se muestra en las siguientes tablas

adjuntadas a continuación que para mayor practicidad de la información se colocó en cada tabla la data de producción correspondiente para cada año.

Tabla 3.4: Data de producción de Bt en el año 2021

DATOS DESPUÉS DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA							
ARENA PRODUCTORA BASAL TENA (Bt)							
FECHA	BPPD	FECHA	BPPD	FECHA	BPPD	FECHA	BPPD
30/12/2020	196,14	28/3/2021	706,86	24/6/2021	763,94	20/9/2021	553,42
31/12/2020	201,08	29/3/2021	707,09	25/6/2021	762,53	21/9/2021	551,73
1/1/2021	602,93	30/3/2021	633,97	26/6/2021	764,22	22/9/2021	550,03
2/1/2021	1203,35	31/3/2021	634,02	27/6/2021	764,33	23/9/2021	549,36
3/1/2021	1580,94	1/4/2021	634,28	28/6/2021	764,52	24/9/2021	550,21
4/1/2021	1768,12	2/4/2021	635,42	29/6/2021	764,73	25/9/2021	547,71
5/1/2021	1966,61	3/4/2021	634,93	30/6/2021	765,22	26/9/2021	547,54
6/1/2021	1973,88	4/4/2021	694,63	1/7/2021	765,72	27/9/2021	547,48
7/1/2021	1973,98	5/4/2021	694,59	2/7/2021	766,55	28/9/2021	547,65
8/1/2021	1973,36	6/4/2021	693,55	3/7/2021	741,4	29/9/2021	547,32
9/1/2021	1972,77	7/4/2021	692,96	4/7/2021	743,18	30/9/2021	553,67
10/1/2021	1972,24	8/4/2021	692,65	5/7/2021	739,63	1/10/2021	553,82
11/1/2021	1866,14	9/4/2021	692,65	6/7/2021	739,84	2/10/2021	554,12
12/1/2021	1731,02	10/4/2021	692,98	7/7/2021	740,6	3/10/2021	553,95
13/1/2021	1583,16	11/4/2021	693,19	8/7/2021	740,99	4/10/2021	547,35
14/1/2021	1454,52	12/4/2021	693,02	9/7/2021	740,28	5/10/2021	547,6
15/1/2021	1343,13	13/4/2021	693,38	10/7/2021	741,47	6/10/2021	547,21
16/1/2021	1342,99	14/4/2021	695,8	11/7/2021	742,02	7/10/2021	544,11
17/1/2021	1221,87	15/4/2021	694,43	12/7/2021	741,84	8/10/2021	547,74
18/1/2021	1179,92	16/4/2021	694,8	13/7/2021	741,94	9/10/2021	537,79
19/1/2021	1179,52	17/4/2021	693,84	14/7/2021	740,53	10/10/2021	537,74
20/1/2021	1178,96	18/4/2021	733,07	15/7/2021	742,78	11/10/2021	538,25
21/1/2021	1179,84	19/4/2021	732,4	16/7/2021	744,01	12/10/2021	538,33
22/1/2021	1063,48	20/4/2021	733,96	17/7/2021	744,26	13/10/2021	538,45
23/1/2021	1063,41	21/4/2021	732,94	18/7/2021	744,82	14/10/2021	359,08
24/1/2021	1062,76	22/4/2021	731,47	19/7/2021	745,42	15/10/2021	538,83
25/1/2021	1067,58	23/4/2021	731,1	20/7/2021	744,14	16/10/2021	539,62
26/1/2021	1023,47	24/4/2021	731,59	21/7/2021	744,66	17/10/2021	539,67
27/1/2021	1025,34	25/4/2021	732,53	22/7/2021	744,79	18/10/2021	539,42
28/1/2021	1020,63	26/4/2021	731,99	23/7/2021	745,14	19/10/2021	539,43
29/1/2021	1021,04	27/4/2021	731,98	24/7/2021	745,48	20/10/2021	539,3
30/1/2021	951,91	28/4/2021	732,08	25/7/2021	745,42	21/10/2021	539,49
31/1/2021	953,57	29/4/2021	732,37	26/7/2021	745,78	22/10/2021	538,63
1/2/2021	865,23	30/4/2021	732,26	27/7/2021	746,75	23/10/2021	538,05
2/2/2021	866,44	1/5/2021	732,97	28/7/2021	746,16	24/10/2021	537,89
3/2/2021	864,8	2/5/2021	732,73	29/7/2021	745,71	25/10/2021	537,71
4/2/2021	864,32	3/5/2021	732,31	30/7/2021	745,16	26/10/2021	536,62
5/2/2021	865,34	4/5/2021	732,95	31/7/2021	747,59	27/10/2021	536,57
6/2/2021	861,1	5/5/2021	733,4	1/8/2021	756,2	28/10/2021	536,48
7/2/2021	860,32	6/5/2021	733,26	2/8/2021	757,11	29/10/2021	536,14
8/2/2021	862,81	7/5/2021	733,37	3/8/2021	757,31	30/10/2021	478,53
9/2/2021	859,76	8/5/2021	732,9	4/8/2021	755,81	31/10/2021	479,19
10/2/2021	859,91	9/5/2021	766,77	5/8/2021	756,22	1/11/2021	479,66
11/2/2021	859,49	10/5/2021	766,99	6/8/2021	757	2/11/2021	478,71
12/2/2021	832,04	11/5/2021	766,58	7/8/2021	758,18	3/11/2021	488,65
13/2/2021	834,21	12/5/2021	766,78	8/8/2021	757,06	4/11/2021	488,25
14/2/2021	834,6	13/5/2021	767,26	9/8/2021	758,66	5/11/2021	478,64
15/2/2021	834,08	14/5/2021	766,65	10/8/2021	757,96	6/11/2021	468,76
16/2/2021	813,13	15/5/2021	766,57	11/8/2021	758,34	7/11/2021	488,45
17/2/2021	810,32	16/5/2021	766,91	12/8/2021	759,45	8/11/2021	479,02
18/2/2021	810,49	17/5/2021	766,41	13/8/2021	757,23	9/11/2021	479,52
19/2/2021	810,67	18/5/2021	766,8	14/8/2021	756,04	10/11/2021	479,67
20/2/2021	722,2	19/5/2021	766,39	15/8/2021	754,23	11/11/2021	479,76
21/2/2021	721,36	20/5/2021	766,74	16/8/2021	755,63	12/11/2021	479,45
22/2/2021	697,26	21/5/2021	766,71	17/8/2021	755,52	13/11/2021	479,26
23/2/2021	697,44	22/5/2021	766,89	18/8/2021	755,47	14/11/2021	480,09
24/2/2021	697,65	23/5/2021	757,14	19/8/2021	755,14	15/11/2021	479,42
25/2/2021	698,27	24/5/2021	756,96	20/8/2021	757,05	16/11/2021	479,39
26/2/2021	698,29	25/5/2021	757,02	21/8/2021	757,5	17/11/2021	479,74
27/2/2021	698,45	26/5/2021	756,86	22/8/2021	757,69	18/11/2021	479,54
28/2/2021	648,43	27/5/2021	756,79	23/8/2021	723,46	19/11/2021	479,52
1/3/2021	648,87	28/5/2021	756,35	24/8/2021	722,85	20/11/2021	479,81
2/3/2021	648,9	29/5/2021	757,16	25/8/2021	697,48	21/11/2021	479,26
3/3/2021	648,76	30/5/2021	756,76	26/8/2021	697,18	22/11/2021	479,53
4/3/2021	648,95	31/5/2021	757,29	27/8/2021	697,2	23/11/2021	479,26
5/3/2021	621,37	1/6/2021	755,47	28/8/2021	697,96	24/11/2021	479,52
6/3/2021	648,36	2/6/2021	754,97	29/8/2021	698,95	25/11/2021	479,18
7/3/2021	676,74	3/6/2021	757,28	30/8/2021	698,82	26/11/2021	479,5
8/3/2021	676,74	4/6/2021	757,32	31/8/2021	698,53	27/11/2021	479,38
9/3/2021	677,05	5/6/2021	759,13	1/9/2021	612,22	28/11/2021	479,36
10/3/2021	701,18	6/6/2021	759,48	2/9/2021	698,84	29/11/2021	415,56
11/3/2021	701,66	7/6/2021	759,16	3/9/2021	699,51	30/11/2021	415,69
12/3/2021	482,37	8/6/2021	758,92	4/9/2021	698,6	1/12/2021	415,65
13/3/2021	701,08	9/6/2021	758,95	5/9/2021	697,4	2/12/2021	362,98
14/3/2021	702,3	10/6/2021	758,9	6/9/2021	704,44	3/12/2021	363,1
15/3/2021	701,79	11/6/2021	758,6	7/9/2021	704,9	4/12/2021	364,21
16/3/2021	701,54	12/6/2021	253,55	8/9/2021	703,97	5/12/2021	363,85
17/3/2021	702,76	13/6/2021	758,31	9/9/2021	704,07	6/12/2021	364
18/3/2021	704,24	14/6/2021	757,71	10/9/2021	705,89	7/12/2021	373,1
19/3/2021	704,33	15/6/2021	757,62	11/9/2021	706,21	8/12/2021	355,86
20/3/2021	660,42	16/6/2021	757,64	12/9/2021	705,1	9/12/2021	374,21
21/3/2021	705,63	17/6/2021	758,89	13/9/2021	705,73	10/12/2021	374,31
22/3/2021	704,55	18/6/2021	759,42	14/9/2021	676,73	11/12/2021	373,53
23/3/2021	704,82	19/6/2021	758,76	15/9/2021	707,26	12/12/2021	382,17
24/3/2021	705,28	20/6/2021	759,93	16/9/2021	659,21	13/12/2021	373,36
25/3/2021	705,61	21/6/2021	763,36	17/9/2021	604,87	14/12/2021	377,17
26/3/2021	706,15	22/6/2021	762,32	18/9/2021	604,65	15/12/2021	377,46
27/3/2021	706,92	23/6/2021	764,21	19/9/2021	554,22	16/12/2021	93,97

Tabla 3.5: Data de producción de Bt en el año 2022

DATOS DESPUÉS DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA							
ARENA PRODUCTORA BASAL TENA (Rt)							
FECHA	BPPD	FECHA	BPPD	FECHA	BPPD	FECHA	BPPD
11/1/2022	53,3	9/4/2022	552,1	15/7/2022	396,37	11/10/2022	304,53
12/1/2022	98,16	10/4/2022	538	16/7/2022	383,28	12/10/2022	304,16
13/1/2022	197,46	11/4/2022	537,8	17/7/2022	422,65	13/10/2022	197,85
14/1/2022	148,2	12/4/2022	552,5	18/7/2022	422,66	14/10/2022	304,14
15/1/2022	197,37	13/4/2022	552,7	19/7/2022	423,08	15/10/2022	304,44
16/1/2022	148,37	14/4/2022	552,5	20/7/2022	423,59	16/10/2022	304,79
17/1/2022	197,74	15/4/2022	552,3	21/7/2022	423,6	17/10/2022	305,11
18/1/2022	267,09	16/4/2022	552,5	22/7/2022	424,36	18/10/2022	305,02
19/1/2022	351,06	17/4/2022	532,4	23/7/2022	424,55	19/10/2022	304,99
20/1/2022	350,43	18/4/2022	533	24/7/2022	424,47	20/10/2022	303,46
21/1/2022	350,32	19/4/2022	533,1	25/7/2022	425,43	21/10/2022	303,05
22/1/2022	350,31	20/4/2022	532,7	26/7/2022	424,89	22/10/2022	302,49
23/1/2022	347,95	21/4/2022	534,2	27/7/2022	424,69	23/10/2022	302,23
24/1/2022	348,17	22/4/2022	534,4	28/7/2022	424,53	24/10/2022	302,2
25/1/2022	348,12	23/4/2022	494,9	29/7/2022	425,31	25/10/2022	301,81
26/1/2022	348,14	24/4/2022	492,5	30/7/2022	425,26	26/10/2022	301,45
27/1/2022	347,91	25/4/2022	494,6	31/7/2022	425,48	27/10/2022	301,19
28/1/2022	348,98	26/4/2022	495,1	1/8/2022	425,6	28/10/2022	301,31
29/1/2022	364,14	27/4/2022	495,3	2/8/2022	425,48	29/10/2022	301,36
30/1/2022	363,83	28/4/2022	495,1	3/8/2022	424,96	30/10/2022	319,33
31/1/2022	363,83	29/4/2022	494,6	4/8/2022	424,84	31/10/2022	319,89
1/2/2022	418,67	30/4/2022	494,1	5/8/2022	425,17	1/11/2022	319,67
2/2/2022	418,74	1/5/2022	468,2	6/8/2022	385,13	2/11/2022	320,5
3/2/2022	420,57	2/5/2022	468,2	7/8/2022	319,94	3/11/2022	321,01
4/2/2022	445,96	3/5/2022	468,6	8/8/2022	424,46	4/11/2022	321,73
5/2/2022	445,94	4/5/2022	470,1	9/8/2022	424,2	5/11/2022	313,46
6/2/2022	445,74	5/5/2022	470	10/8/2022	424,21	6/11/2022	314,56
7/2/2022	446,25	6/5/2022	469,5	11/8/2022	424,4	7/11/2022	314,69
8/2/2022	446,57	7/5/2022	456,7	12/8/2022	424,04	8/11/2022	305,82
9/2/2022	477,14	8/5/2022	456,7	13/8/2022	423,61	9/11/2022	305,92
10/2/2022	477,57	9/5/2022	468,8	14/8/2022	423,37	10/11/2022	305,7
11/2/2022	478,33	10/5/2022	456,1	15/8/2022	423,57	11/11/2022	305,23
12/2/2022	477,03	11/5/2022	456	16/8/2022	423,67	12/11/2022	305,35
13/2/2022	477,02	12/5/2022	455,7	17/8/2022	423,97	13/11/2022	305,17
14/2/2022	477,09	13/5/2022	469,3	18/8/2022	423,86	14/11/2022	305,12
15/2/2022	560,01	14/5/2022	469,5	19/8/2022	424,53	15/11/2022	305,08
16/2/2022	559,47	15/5/2022	469,7	20/8/2022	424,15	16/11/2022	234,96
17/2/2022	559,83	16/5/2022	443,7	21/8/2022	396,49	17/11/2022	235,07
18/2/2022	559,67	17/5/2022	468,2	22/8/2022	396,9	18/11/2022	250,46
19/2/2022	541,44	18/5/2022	468,2	23/8/2022	397,33	19/11/2022	250,49
20/2/2022	542,24	19/5/2022	467,9	24/8/2022	397,45	20/11/2022	250,17
21/2/2022	542,53	20/5/2022	468	25/8/2022	395,88	21/11/2022	250,14
22/2/2022	541,61	21/5/2022	468	26/8/2022	419,29	22/11/2022	240,37
23/2/2022	495,81	22/5/2022	468,2	27/8/2022	419,44	23/11/2022	247,52
24/2/2022	540,79	23/5/2022	468,3	28/8/2022	419,33	24/11/2022	256,95
25/2/2022	540,53	24/5/2022	469,5	29/8/2022	419,09	25/11/2022	256,99
26/2/2022	540,87	25/5/2022	469,3	30/8/2022	419,27	26/11/2022	257,4
27/2/2022	540,46	26/5/2022	469,4	31/8/2022	420,15	27/11/2022	257,42
28/2/2022	540,28	27/5/2022	470,1	1/9/2022	386,29	28/11/2022	257,55
1/3/2022	540,3	28/5/2022	470,1	2/9/2022	421,17	29/11/2022	257,32
2/3/2022	545,57	29/5/2022	470	3/9/2022	421,18	30/11/2022	257,05
3/3/2022	545,62	30/5/2022	495,9	4/9/2022	420,96	1/12/2022	256,25
4/3/2022	545,12	31/5/2022	469,8	5/9/2022	420,94	2/12/2022	256,63
5/3/2022	545,37	1/6/2022	470,5	6/9/2022	421,1	3/12/2022	208,46
6/3/2022	545,02	2/6/2022	470,4	7/9/2022	422,4	4/12/2022	208,33
7/3/2022	544,65	3/6/2022	471,1	8/9/2022	422,27	5/12/2022	208,01
8/3/2022	567,7	4/6/2022	457,6	9/9/2022	421,71	6/12/2022	208,22
9/3/2022	567,86	5/6/2022	445,7	10/9/2022	421,32	7/12/2022	208,05
10/3/2022	568,38	6/6/2022	471,7	11/9/2022	422,7	8/12/2022	234,55
11/3/2022	584,01	7/6/2022	406,6	12/9/2022	422,99	9/12/2022	234,52
12/3/2022	624,44	8/6/2022	471,2	13/9/2022	423,22	10/12/2022	260,77
13/3/2022	624,81	9/6/2022	471,4	14/9/2022	423,3	11/12/2022	285,34
14/3/2022	624,78	10/6/2022	472,4	15/9/2022	423,23	12/12/2022	278,14
15/3/2022	624,72	11/6/2022	472,8	16/9/2022	423,49	13/12/2022	261,53
16/3/2022	617,69	12/6/2022	459,4	17/9/2022	401,03	14/12/2022	261,46
17/3/2022	680,02	13/6/2022	473,3	18/9/2022	401,3	15/12/2022	261,37
18/3/2022	680,21	14/6/2022	450,8	19/9/2022	424,5	16/12/2022	261,57
19/3/2022	680,06	15/6/2022	427,1	20/9/2022	389,19	17/12/2022	263,26
20/3/2022	669,64	16/6/2022	427,1	21/9/2022	427,68	18/12/2022	262,73
21/3/2022	670,25	17/6/2022	427,6	22/9/2022	325,64	19/12/2022	262,23
22/3/2022	612,44	18/6/2022	427,6	23/9/2022	305,5	20/12/2022	262,32
23/3/2022	612,44	19/6/2022	427,6	24/9/2022	307,35	21/12/2022	262,45
24/3/2022	612,28	20/6/2022	428	25/9/2022	307,36	22/12/2022	262,91
25/3/2022	592,83	21/6/2022	427	26/9/2022	307,2	23/12/2022	263,12
26/3/2022	591,67	1/7/2022	210,8	27/9/2022	296,81	24/12/2022	263,33
27/3/2022	588,99	2/7/2022	421,4	28/9/2022	296,82	25/12/2022	263,46
28/3/2022	588,77	3/7/2022	420,8	29/9/2022	280,58	26/12/2022	264,04
29/3/2022	587,98	4/7/2022	421,3	30/9/2022	308,62	27/12/2022	264,32
30/3/2022	587,98	5/7/2022	421,4	1/10/2022	309,34	28/12/2022	264,2
31/3/2022	588,03	6/7/2022	421,4	2/10/2022	309,37	29/12/2022	263,8
1/4/2022	587,23	7/7/2022	421,7	3/10/2022	309,39	30/12/2022	296,23
2/4/2022	587,41	8/7/2022	421,6	4/10/2022	308,14	31/12/2022	263,85
3/4/2022	587,64	9/7/2022	395,3	5/10/2022	304,6		
4/4/2022	544,77	10/7/2022	421,4	6/10/2022	305,51		
5/4/2022	499,63	11/7/2022	421,5	7/10/2022	305,16		
6/4/2022	544,64	12/7/2022	421,5	8/10/2022	304,79		
7/4/2022	553,2	13/7/2022	422,3	9/10/2022	304,39		
8/4/2022	553,33	14/7/2022	422,4	10/10/2022	304,21		

Tabla 3.6: Data de producción de Bt en el año 2023

DATOS DESPUÉS DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA									
ARENA PRODUCTORA BASAL TENA (Bt)									
FECHA	BPPD	FECHA	BPPD	FECHA	BPPD	FECHA	BPPD	FECHA	BPPD
1/1/2023	263,99	1/2/2023	260,28	4/3/2023	209,73	4/4/2023	159,32	5/5/2023	155,54
2/1/2023	263,64	2/2/2023	276,43	5/3/2023	184,19	5/4/2023	159,48	6/5/2023	155,93
3/1/2023	263,48	3/2/2023	277,02	6/3/2023	187,31	6/4/2023	159,58	7/5/2023	155,76
4/1/2023	295,58	4/2/2023	277,13	7/3/2023	160,71	7/4/2023	156,39	8/5/2023	155,93
5/1/2023	279,58	5/2/2023	261,73	8/3/2023	160,69	8/4/2023	156,79	9/5/2023	156,05
6/1/2023	279,34	6/2/2023	261,8	9/3/2023	160,78	9/4/2023	157,52	10/5/2023	156,04
7/1/2023	263,17	7/2/2023	206,74	10/3/2023	160,82	10/4/2023	131,7	11/5/2023	156,11
8/1/2023	263,59	8/2/2023	205,88	11/3/2023	160,95	11/4/2023	126,26	12/5/2023	156,04
9/1/2023	263,4	9/2/2023	206,02	12/3/2023	160,95	12/4/2023	126,01	13/5/2023	156,15
10/1/2023	263,27	10/2/2023	210,72	13/3/2023	160,97	13/4/2023	126,04	14/5/2023	156,53
11/1/2023	263,09	11/2/2023	210,54	14/3/2023	158,93	14/4/2023	126,05	15/5/2023	156,53
12/1/2023	263,03	12/2/2023	210,75	15/3/2023	159,16	15/4/2023	126,02	16/5/2023	156,52
13/1/2023	262,61	13/2/2023	210,66	16/3/2023	159,35	16/4/2023	126,15	17/5/2023	156,35
14/1/2023	262,64	14/2/2023	210,77	17/3/2023	159,3	17/4/2023	115,55	18/5/2023	156,46
15/1/2023	262,73	15/2/2023	210,77	18/3/2023	133,14	18/4/2023	126,08	19/5/2023	156,67
16/1/2023	263,26	16/2/2023	210,84	19/3/2023	158,78	19/4/2023	126,18	20/5/2023	156,81
17/1/2023	263,4	17/2/2023	211,09	20/3/2023	158,54	20/4/2023	126,17	21/5/2023	136,41
18/1/2023	263,61	18/2/2023	211,44	21/3/2023	158,33	21/4/2023	126,16	22/5/2023	136,33
19/1/2023	263,56	19/2/2023	211,59	22/3/2023	158,53	22/4/2023	105,17	23/5/2023	136,02
20/1/2023	263,58	20/2/2023	211,59	23/3/2023	158,53	23/4/2023	126,17	24/5/2023	136,06
21/1/2023	263,38	21/2/2023	211,58	24/3/2023	158,57	24/4/2023	126,3	25/5/2023	136,13
22/1/2023	262,46	22/2/2023	211,5	25/3/2023	158,51	25/4/2023	126,29	26/5/2023	136,26
23/1/2023	262,61	23/2/2023	211,49	26/3/2023	158,65	26/4/2023	126,18	27/5/2023	136,31
24/1/2023	262,65	24/2/2023	212,16	27/3/2023	158,66	27/4/2023	126,02	28/5/2023	135,88
25/1/2023	256,59	25/2/2023	196,08	28/3/2023	159,11	28/4/2023	125,83	29/5/2023	136
26/1/2023	256,71	26/2/2023	188,81	29/3/2023	158,93	29/4/2023	126,24		
27/1/2023	256,9	27/2/2023	154,64	30/3/2023	158,9	30/4/2023	126,18		
28/1/2023	256,67	28/2/2023	153,73	31/3/2023	159,02	1/5/2023	126,02		
29/1/2023	258,1	1/3/2023	212,95	1/4/2023	159,43	2/5/2023	125,98		
30/1/2023	260,1	2/3/2023	213,16	2/4/2023	159,01	3/5/2023	125,91		
31/1/2023	260,24	3/3/2023	213,86	3/4/2023	159,03	4/5/2023	126,02		

Como podemos observar en la tabla 3.4, los datos de producción de la arena productora Bt después de la inyección de agua al compararlo con el ultimo barril de petróleo registrado en el año 2018 se puede identificar el aumento de barriles.

En la tabla 3.5, se observa que en enero del 2022 la cantidad de barriles de petróleo producidos disminuyó esto se debe a que en esa fecha fue cuando se finalizó el trabajo de workover #6 pero a partir de ese momento, la cantidad de barriles de petróleo van en aumento.

Mientras que en la tabla 3.6, la data que podemos observar corresponde al año 2023 donde la cantidad de barriles de petróleo producido siguen siendo altos, sin embargo, conforme pase el tiempo, la cantidad de barriles producidos irá decreciendo.

Para una mejor visualización, se adjunta la Figura 3.4 donde se puede ver la gráfica del historial de producción en Bt: la curva con azul oscuro del lado derecho es la data luego de implementar recuperación secundaria y la curva de color celeste del lado izquierdo hace referencia a la data de producción sin el proyecto de inyección de agua.

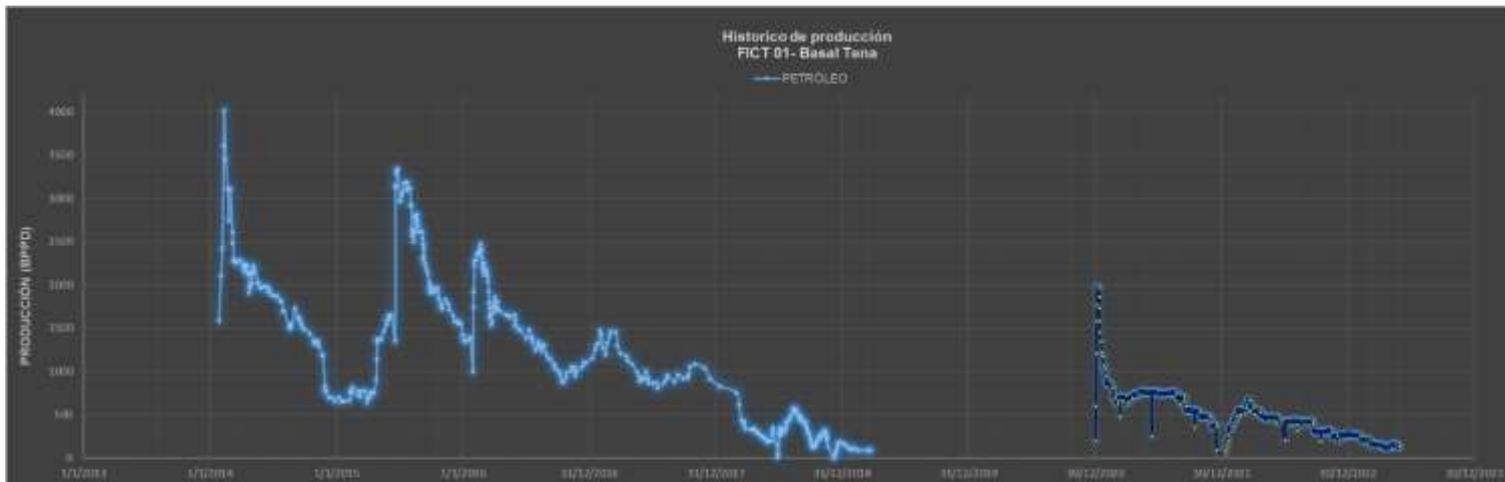


Figura 3.4: Histórico de producción del pozo FICT 01 en Bt

3.3 Datos obtenidos de curvas de declinación

Continuando con los resultados obtenidos, una vez determinado el tiempo de producción para antes y después del proyecto de recuperación secundaria, es indispensable realizar la curva de declinación para dichos tiempos. En la Figura 3.5 mostrada a continuación, podemos observar la curva de declinación de Bt antes de la inyección.

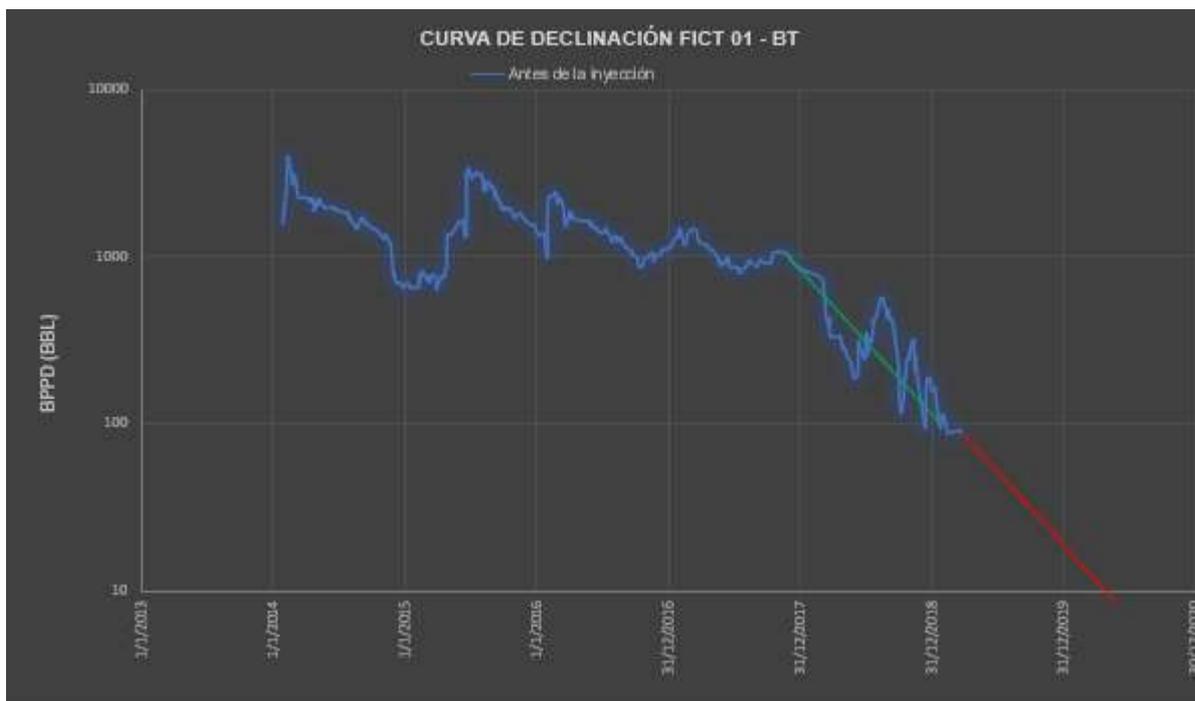


Figura 3.5: Curva base de declinación

Como se puede observar, la curva de declinación pertenece al tipo exponencial debido a que la recta trazada se ajusta muy bien a la data de producción desde noviembre 2017 a febrero 2019 (recta verde). Y, mediante la ecuación correspondiente se calculó que el yacimiento declinará 15,18% mensual nominal.

Para determinar el tiempo de abandono, primero se fija una tasa inicial de predicción (recta roja) que como se puede observar en la ilustración, será de 90 barriles por día, además, se considera que el proyecto no es rentable económicamente cuando este produce menos de 15 barriles de petróleo por día denominado caudal de abandono, mediante esos datos previos, se obtiene como resultado (tabla 3.7) que el tiempo de abandono es de 354,06 días y una producción acumulada de petróleo de 14.820,30 barriles, en otras palabras, sin aplicar recuperación secundaria el pozo solo podrá producir hasta febrero 2020 debido a que ya no sería rentable continuar con su producción.

Tabla 3.7: Resultados obtenidos en Bt en recuperación primaria

Tasa inicial de producción	qi	1000
Tasa de producción	q	100
Tiempo inicial	ti	nov-17
Tiempo final	t	feb-19
DT (días)	DT	455,0
Declinación Nominal Diaria	D	0,01
Declinación Nominal Mensual	D	0,15
	D %	15,18

Declinación Efectiva Mensual	d	0,14
	d%	14,09

Prod Acumulada de Petróleo (BLS)	Np	14820,30
---	-----------	----------

TIEMPO DE ABANDONO (días)	ta	354,06
Tasa de abandono	qa	15
Tasa inicial de predicción	qi	90

Por otra parte, la declinación del yacimiento luego de aplicar recuperación secundaria se determina de la misma forma, y como se puede observar en la Figura 3.6, la recta verde se ajusta bien a la data de producción correspondiente a enero 2021 hasta abril 2023, dando como resultado una declinación de 7,58% mensual nominal.



Figura 3.6: Curva de declinación luego de recuperación secundaria

En la tabla 3.8, se detalla que el tiempo de abandono en base a la predicción (recta roja) será de 854,84 días es decir que el pozo producirá hasta agosto 2025 con una producción acumulada de petróleo de 45523,15 BLS donde dejará de ser rentable al producir 15 barriles diarios de petróleo.

Tabla 3.8: Resultados de Bt luego de aplicar recuperación secundaria

Tasa inicial de producción	qi	1000
Tasa de producción	q	126
Tiempo inicial	ti	ene-21
Tiempo final	t	abr-23
DT (días)	DT	820,0
Declinación Nominal Diaria	D	0,003
Declinación Nominal Mensual	D	0,076
	D %	7,58
Declinación Efectiva Mensual	d	0,07
	d%	7,30
Prod Acumulada de Petróleo (BLS)	Np	45523,15
TIEMPO DE ABANDONO (días)	ta	854,84
Tasa de abandono	qa	15
Tasa inicial de predicción	qi	130

En la Figura 3.7, se muestra de forma general la declinación del pozo FICT 01 antes y después del proyecto, de manera visual se puede observar el cambio de pendiente que

existe en las rectas de predicciones. En el lado izquierdo se observa que la pendiente es mucho más inclinada, lo cual se comprobó en la resolución, que antes de la implementación de recuperación secundaria el pozo declinaría más rápido, mientras que luego de la inyección, la declinación será más lenta.

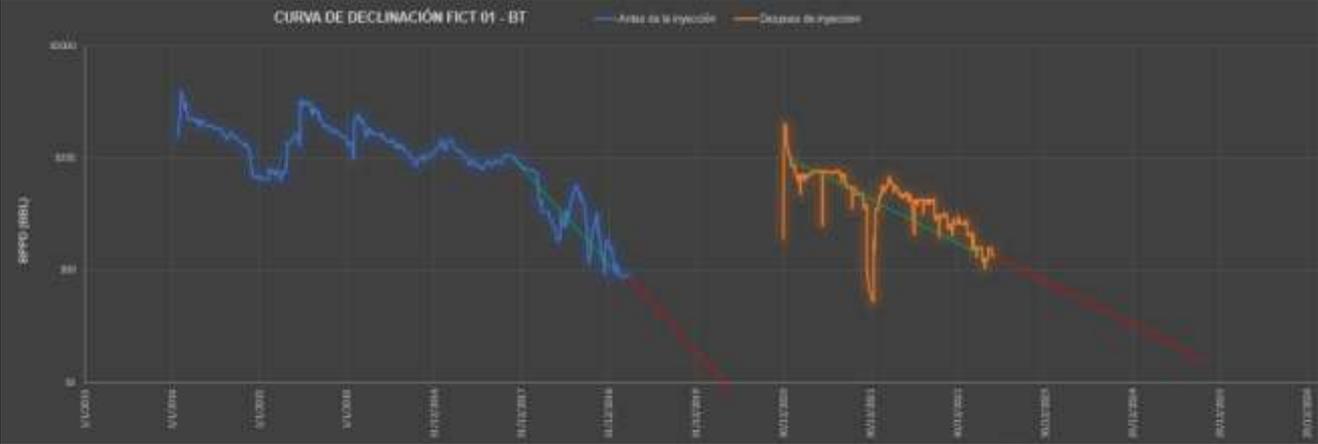


Figura 3.7: Curva de declinación en Bt

Para el caso de Ui, luego de generar el caudal modelado (curva verde) se observa en la Figura 3.8 cómo se ajusta a una curva de declinación hiperbólica.



Figura 3.8: Curva de declinación en Ui

Visualmente, en dicha curva verde, se puede definir que la tasa inicial es de 1000 (bppd) y una tasa final 20 (bppd) desde junio 2019 hasta diciembre 2020, por otra parte, la curva del caudal modelado final (curva roja) es la predicción para el pozo con una tasa inicial de 30 bppd y un caudal de abandono ya definido en 15 bppd como se muestra en la tabla 3.9.

Tabla 3.9: Resultado de U_i antes de aplicar recuperación secundaria

Tasa inicial de producción	q_i	1000
Tasa de producción	q	20
Tiempo inicial	t_i	jun-19
Tiempo final	t	dic-20
DT (días)	DT	515,00
Tasa inicial de declinación nominal diario	D_i	0,005
Declinación Nominal Diaria %	$D\%$	0,50
Declinación Nominal Mensual %	$D\%$	15,00
n	n	0,20
Declinación Efectiva Anual	d	1,00
	$d\%$	100,00

Prod Acumulada de Petróleo (BLS)	N_p	3192,38
---	-------------------------	---------

TIEMPO DE ABANDONO (días)	t_a	148,70
Tasa de abandono	q_a	15
Tasa inicial de predicción	q_i	30

Adicional, se calcula el tiempo de abandono, que dio como resultado 148,70 días, lo cual corresponde a 4 meses, es decir que el arena productora dejará de ser rentable económicamente en abril del 2021.

Luego de aplicar recuperación secundaria en U_i , podemos observar en la Figura 3.9 que en la curva de declinación generada ya se producía por debajo de los 15 barriles de petróleo diario, por lo cual, finalmente se decide cerrar dicha arena y cambiar de zona productora a Basal Tena como se mencionó anteriormente. Entonces, debido a que ya no era económicamente rentable, no hay necesidad de realizar una predicción, pero en dicha figura se puede ver como U_i produjo por debajo del caudal de abandono llegando a obtener hasta 1,69 BPPD.



Figura 3.9: Curva de declinación en Ui después de implementar recuperación secundaria

3.4 Resultados del análisis económico

Considerando lo anteriormente expuesto para el análisis económico a continuación, se mostrarán los resultados de los dos escenarios: sin proyecto de recuperación secundaria y luego de implementar recuperación secundaria por inyección de agua.

3.4.1 Sin proyecto de recuperación secundaria

En esta primera sección, se muestran los resultados obtenidos para el primer escenario, la tabla 11 detalla el resultado de la producción anual acumulada de petróleo para las arenas Bt y Ui.

Tabla 3.10: Resultados de producción acumulada de petróleo sin proyecto

SIN PROYECTO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA			
	ARENA BT	ARENA UI	
AÑO	PROD. ACUMULADA	PROD. ACUMULADA	PROD. ACUM TOTAL [BLS]
2014	157564,66	0	157564,66
2015	200700,90	0	200700,90
2016	140428,15	0	140428,15
2017	43428,40	0	43428,40
2018	31470,74	0	31470,74
2019	16234,30	55794,99	72029,29
2020	0	6066,62	6066,62
TOTAL			651688,76

Como ya se obtuvo el resultado de la producción anual, se realiza el flujo de caja detallado en la tabla 3.12 y 3.13, donde se calcularon los ingresos en base a la producción anual de barriles de petróleo por el precio del barril en cada año. Adicional, se define cuáles son los costos de operación, depreciación de equipos, el costo del transporte por el SOTE que hace referencia a los egresos totales. De acuerdo con la fuente de Petroecuador, se manejó de manera fija los siguientes datos, debido a que no se encuentra información detallada de los costos.

Tabla 3.11: Costos del proyecto

Costo de operación de empresa	\$	4,50
Costo de operación del consorcio (%)		20,00
Producción de petróleo por inyección	\$	3,00
Tratamiento de agua	\$	0,17
Depreciación de equipos	\$	0,97
Transporte por el SOTE	\$	1,46

Fuente: [Petroecuador]

Para una mejor visualización se presenta el flujo de caja para los primeros 3 años (tabla 3.12), y para los últimos años, se presenta el flujo de caja en la tabla 3.13. Adicional, es importante recalcar que la tasa de descuento utilizada corresponde al 10%.

Tabla 3.12: Flujo de caja para los primeros 3 años (2014-2016)

Años	SIN PROYECTO DE RECUPERACION SECUNDARIA			
	0	1	2	3
Inversión Pozo Productor	\$ 18.000.000,00			
Trabajos de workover (Productor)			\$ 277.000,00	\$ 277.000,00
Inversión Pozo Inyector	\$ -			
Inversion Total	\$ 18.000.000,00	\$ -	\$ 277.000,00	\$ 277.000,00
Costo de operación de empresa	\$ 4,50	\$ 709.040,97	\$ 903.154,05	\$ 631.926,68
Costo de operación del consorcio	20%	\$ 2.652.128,36	\$ 1.743.689,42	\$ 1.043.942,87
Producción de petróleo por inyección	\$ 3,00			
Tratamiento de agua	\$ 0,17	\$ 26.785,99	\$ 34.119,15	\$ 23.872,79
Depreciación de equipos	\$ 0,97	\$ 152.837,72	\$ 194.679,87	\$ 136.215,31
Transporte por el SOTE	\$ 1,46	\$ 230.674,66	\$ 293.826,12	\$ 205.586,81
Impuesto	\$ -	\$ -		
Egresos Totales	\$ 18.000.000,00	\$ 3.771.467,70	\$ 3.446.468,61	\$ 2.318.544,44
Producción		157564,66	200700,9	140428,15
Precio del petróleo/anual		\$ 84,16	\$ 43,44	\$ 37,17
Ingresos totales		\$ 13.260.641,79	\$ 8.718.447,10	\$ 5.219.714,34
FLUJO DE CAJA	\$ -18.000.000,00	\$ 9.489.174,08	\$ 5.271.978,48	\$ 2.901.169,89
FLUJO DE CAJA DESCONTADO		\$ 8.626.521,89	\$ 4.357.007,01	\$ 2.179.691,88
FLUJO DE CAJA ACUMULADO	\$ -18.000.000,00	\$ -8.510.825,92	\$ -3.238.847,43	\$ -337.677,54

Tabla 3.13: Flujo de caja para los últimos 4 años (2017-2021)

Años					
	4	5	6	7	8
Inversión Pozo Productor					\$ -
Trabajos de workover (Productor)		\$ 277.333,82	\$ 100.000,00		\$ 500.000,00
Inversión Pozo Inyector					\$ -
Inversion Total	\$ -	\$ 277.333,82	\$ 100.000,00	\$ -	\$ 500.000,00
Costo de operación de empresa	\$ 195.427,80	\$ 141.618,33	\$ 324.131,80	\$ 27.299,79	\$ 1.180.112,59
Costo de operación del consorcio	\$ 411.266,95	\$ 397.790,15	\$ 841.013,98	\$ 45.960,71	\$ 3.325.295,02
Producción de petróleo por inyección					\$ 786.741,72
Tratamiento de agua	\$ 7.382,83	\$ 5.350,03	\$ 12.244,98	\$ 1.031,33	\$ 44.582,03
Depreciación de equipos	\$ 42.125,55	\$ 30.526,62	\$ 69.868,41	\$ 5.884,62	\$ 254.379,82
Transporte por el SOTE	\$ 63.579,18	\$ 46.073,16	\$ 105.450,88	\$ 8.881,53	\$ 383.929,96
Impuesto					
Egresos Totales	\$ 719.782,30	\$ 898.692,11	\$ 1.452.710,05	\$ 89.057,98	\$ 6.475.041,14
Producción	43428,4	31470,74	72029,28919	6066,62	262247,2412
Precio del petróleo/anual	\$ 47,35	\$ 63,20	\$ 58,38	\$ 37,88	\$ 63,40
Ingresos totales	\$ 2.056.334,74	\$ 1.988.950,77	\$ 4.205.069,90	\$ 229.803,57	\$ 16.626.475,09
FLUJO DE CAJA	\$ 1.336.552,44	\$ 1.090.258,66	\$ 2.752.359,85	\$ 140.745,58	\$ 10.151.433,95
FLUJO DE CAJA DESCONTADO	\$ 912.883,30	\$ 676.964,85	\$ 1.553.635,38	\$ 72.224,74	\$ 4.735.718,86
FLUJO DE CAJA ACUMULADO	\$ 998.874,90	\$ 2.089.133,56	\$ 4.841.493,41	\$ 4.982.238,99	\$ 15.133.672,94

Finalmente, en la tabla 3.14 se muestra un resumen de los resultados obtenido una vez realizado el análisis económico para el primer escenario. Donde se puede constatar que el periodo de recuperación de inversión se obtiene en el 4to año, es decir en el año 2017. El proyecto genera una ganancia después de la inversión de \$5'114.647,91 USD también se obtuvo el TIR que indica que la tasa interna de retorno será del 19%

además que la relación costo/beneficio es igual a 0,94 demostrando que el proyecto si es rentable generando ganancias.

Tabla 3.14: Análisis económico sin recuperación secundaria

VAN	\$ 5.114.647,91
TIR	19%
COSTO/BENEFICIO	0,94

3.4.2 Al implementar el proyecto de recuperación secundaria

La tabla 3.15 detalla el resultado de la producción anual acumulada de petróleo luego de aplicar recuperación secundaria.

Tabla 3.15: Producción total acumulada de petróleo luego de aplicar recuperación secundaria

LUEGO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA			
	ARENA BT	ARENA UI	
AÑO	PROD. ACUMULADA	PROD. ACUMULADA	PROD. ACUM TOTAL [BLS]
2014-2020	651688,76	0	651688,76
2021	254490,10	7757,14	262247,24
2022	141161,59	0	141161,59
2023	49540,71	0	49540,71
2024	18865,25	0	18865,25
2025	4544,49	0	4544,49
	TOTAL		1128048,04

Como se puede observar en la tabla 3.15, la producción total acumulada de petróleo será de 1'128.048,04 BLS durante los 12 años de vida útil del pozo. La producción acumulada desde finales de mayo 2023 hasta diciembre del mismo año se determinó mediante el área bajo la curva de los gráficos de declinación antes expuestos, así mismo para el año 2024 y 2025, año en el cual se predijo que el pozo alcanzaría el caudal de abandono; es decir, los 15 barriles de petróleo diario donde el proyecto ya no será económicamente rentable para continuar con su producción.

A continuación, se muestra la producción acumulada de petróleo (Np) para el año 2023 (Tabla 3.16), año 2024 (Tabla 3.17) y agosto 2025 (Tabla 3.18).

Tabla 3.16: Producción acumulada de petróleo año 2023

2023		
Tasa inicial de producción	qi	130
Tasa de producción	q	80
Tiempo inicial	ti	may-23
Tiempo final	t	dic-23
DT (DÍAS)	DT	211,7
Declinación Nominal Diaria	D	0,002
Declinación Nominal Mensual	D	0,07
	D %	6,88
Declinación Efectiva Anual	d	0,002
	d%	0,23
Prod Acumulada de Petróleo [BLS]	Np	21801,91

Tabla 3.17: Producción acumulada de petróleo año 2024

2024		
Tasa inicial de producción	qi	80
Tasa de producción	q	31
Tiempo inicial	ti	ene-24
Tiempo final	t	ene-25
DT (días)	DT	365,0
Declinación Nominal diaria	D	0,003
Declinación Nominal Mensual	D	0,08
	D %	7,79
Declinación Efectiva Anual	d	0,003
	d%	0,26
Prod Acumulada de Petróleo [BLS]	Np	18865,25

Tabla 3.18: Producción acumulada de petróleo noviembre 2025

ago-25		
Tasa inicial de producción	qi	30
Tasa de producción	q	15
Tiempo inicial	ti	ene-25
Tiempo final	t	ago-25
DT (días)	DT	210,0
Declinación Nominal diaria	D	0,003
Declinación Nominal Mensual	D	0,10
	D %	9,90
Declinación Efectiva Anual	d	0,003
	d%	0,33
Prod Acumulada de Petróleo	Np	4544,49

Por otra parte, la tabla 3.19 detalla el flujo de caja total; es decir, se presenta cuál será la ganancia al final de todo el proyecto, pero para mejor visualización se mostrarán 2 tablas, donde la primera muestra el flujo de caja para los primeros 7 años.

Tabla 3.19: Flujo de caja 2014-2020

Años	RECUPERACIÓN PRIMARIA							
	0	1	2	3	4	5	6	7
Inversion Pozo Productor	\$ 18.000.000,00							
Trabajos de workover			\$ 277.000,00	\$ 277.000,00		\$ 277.333,82	\$ 100.000,00	
Inversion Pozo Inyector	\$ -							
Inversion Total	\$ 18.000.000,00	\$ -	\$ 277.000,00	\$ 277.000,00	\$ -	\$ 277.333,82	\$ 100.000,00	\$ -
Costo de operación de empresa	\$ 4,50	\$ 709.040,97	\$ 903.154,05	\$ 631.926,68	\$ 195.427,80	\$ 141.618,33	\$ 324.131,80	\$ 27.299,79
Costo de operación del consorcio	20%	\$ 2.652.128,36	\$ 1.743.689,42	\$ 1.043.942,87	\$ 411.266,95	\$ 397.790,15	\$ 841.013,98	\$ 45.960,71
Produccion de petróleo por inyeccion	\$ 3,00							
Tratamiento de agua	\$ 0,17	\$ 26.785,99	\$ 34.119,15	\$ 23.872,79	\$ 7.382,83	\$ 5.350,03	\$ 12.244,98	\$ 1.031,33
Depreciación de equipos	\$ 0,97	\$ 152.837,72	\$ 194.679,87	\$ 136.215,31	\$ 42.125,55	\$ 30.526,62	\$ 69.868,41	\$ 5.884,62
Transporte por el SOTE	\$ 1,46	\$ 230.674,66	\$ 293.826,12	\$ 205.586,81	\$ 63.579,18	\$ 46.073,16	\$ 105.450,88	\$ 8.881,53
Impuesto	\$ -	\$ -						
Egresos Totales	\$ 18.000.000,00	\$ 3.771.467,70	\$ 3.446.468,61	\$ 2.318.544,44	\$ 719.782,30	\$ 898.692,11	\$ 1.452.710,05	\$ 89.057,98
Produccion		157564,66	200700,9	140428,15	43428,4	31470,74	72029,28919	6066,62
Precio del petróleo/anual		\$ 84,16	\$ 43,44	\$ 37,17	\$ 47,35	\$ 63,20	\$ 58,38	\$ 37,88
Ingresos totales		\$ 13.260.641,79	\$ 8.718.447,10	\$ 5.219.714,34	\$ 2.056.334,74	\$ 1.988.950,77	\$ 4.205.069,90	\$ 229.803,57
FLUJO DE CAJA	\$ -18.000.000,00	\$ 9.489.174,08	\$ 5.271.978,48	\$ 2.901.169,89	\$ 1.336.552,44	\$ 1.090.258,66	\$ 2.752.359,85	\$ 140.745,58
FLUJO DE CAJA DESCONTADO		\$ 8.626.521,89	\$ 4.357.007,01	\$ 2.179.691,88	\$ 912.883,30	\$ 676.964,85	\$ 1.553.635,38	\$ 72.224,74
FLUJO DE CAJA ACUMULADO	\$ -18.000.000,00	\$ -8.510.825,92	\$ -3.238.847,43	\$ -337.677,54	\$ 998.874,90	\$ 2.089.133,56	\$ 4.841.493,41	\$ 4.982.238,99
TASA DE DESCUENTO		10%						

Tabla 3.20: Flujo de caja 2021-2025

Años	RECUPERACIÓN SECUNDARIA				
	8	9	10	11	12
Inversion Pozo Productor	\$ -				
Trabajos de workover		\$ 100.000,00			
Inversion Pozo Inyector	\$ 500.000,00				
Inversion Total	\$ 500.000,00	\$ 100.000,00	\$ -	\$ -	\$ -
Costo de operación de empresa	\$ 1.180.112,59	\$ 635.227,16	\$ 222.933,22	\$ 84.893,62	\$ 20.450,20
Costo de operación del consorcio	\$ 3.325.295,02	\$ 2.515.029,00	\$ 642.047,66	\$ 264.113,49	\$ 63.622,85
Produccion de petróleo por inyeccion	\$ 786.741,72	\$ 423.484,77	\$ 148.622,14	\$ 56.595,75	\$ 13.633,47
Tratamiento de agua	\$ 44.582,03	\$ 23.997,47	\$ 8.421,92	\$ 3.207,09	\$ 772,56
Depreciacion de equipos	\$ 254.379,82	\$ 136.926,74	\$ 48.054,49	\$ 18.299,29	\$ 4.408,15
Transporte por el SOTE	\$ 383.929,96	\$ 206.660,57	\$ 72.527,61	\$ 27.618,72	\$ 6.653,13
Impuesto					
Egresos Totales	\$ 6.475.041,14	\$ 4.041.325,70	\$ 1.142.607,04	\$ 454.727,96	\$ 109.540,37
Produccion	262247,2412	141161,59	49540,71473	18865,24909	4544,489379
Precio del petróleo/anual	\$ 63,40	\$ 89,08	\$ 64,80	\$ 70,00	\$ 70,00
Ingresos totales	\$ 16.626.475,09	\$ 12.575.144,98	\$ 3.210.238,31	\$ 1.320.567,44	\$ 318.114,26
FLUJO DE CAJA	\$ 10.151.433,95	\$ 8.533.819,28	\$ 2.067.631,27	\$ 865.839,47	\$ 208.573,88
FLUJO DE CAJA DESCONTADO	\$ 4.735.718,86	\$ 3.619.172,43	\$ 797.161,36	\$ 303.471,45	\$ 66.458,07
FLUJO DE CAJA ACUMULADO	\$ 15.133.672,94	\$ 23.667.492,21	\$ 25.735.123,48	\$ 26.600.962,96	\$ 26.809.536,84

TASA DE DESCUENTO	10%
-------------------	-----

Como podemos observar en la Tabla 3.20 el flujo de caja acumulado es decir la utilidad bruta total del proyecto durante los 12 años de vida útil del pozo se estima que será de \$26.809.536,84 USD. Es importante recalcar que dichos valores van a depender del precio anual por barril, en este estudio, se determinó que para el año 2024 y 2025, según JP MORGAN, el precio estimado será de \$70 y los valores correspondiente a los años anteriores fue obtenidos del Banco Central del Ecuador (Ver Tabla 2.1).

Finalmente, en la tabla 3.21 se muestra un resumen de los resultados obtenido una vez realizado el análisis económico luego de implementar recuperación secundaria. Donde se puede constatar con el VAN que hay una rentabilidad después de la inversión de \$9.900.911,22 USD que también es corroborable con la relación costo/beneficio que como podemos observar es mayor a 1, lo cual indica que es un proyecto rentable generando ganancias, así mismo con el TIR ya que el resultado indica que la tasa interna de retorno será del 23% a diferencia del primer escenario. Por lo tanto, al aplicar recuperación secundaria por inyección de agua la ganancia que se genera será de \$4'786.263,31 dólares americanos.

Tabla 3.21: Análisis económico luego de implementar recuperación secundaria

VAN	\$ 9.900.911,22
TIR	23%
COSTO/BENEFICIO	1,14

En definitiva, la implementación de recuperación secundaria es beneficiosa como se muestra en la tabla 3.22:

Tabla 3.22: Beneficio de aplicar recuperación secundaria

	BARRILES PRODUCIDOS (BLS)
SIN RECUPERACIÓN (7AÑOS)	651688,76
CON RECUPERACIÓN (5 AÑOS)	476359,28
PRODUCCIÓN TOTAL ACUMULADA DE PETRÓLEO	1128048,04

Se muestra que los barriles de petróleo producidos a lo largo de 7 años con recuperación primaria fueron de 651.688,76 BLS mientras que se estima tener una producción de aproximadamente 476.359,28 BLS al implementar la recuperación secundaria obteniendo una producción acumulada de 1.128.048,04 BLS. La mayor parte se produce en los primeros 7 años que equivale al 57.77% y en los posteriores 5 años con recuperación secundaria se produce el 42,22% de producción. Lo cual nos evidencia que si hay una producción muy significativa utilizando el método de inyección de agua.

Tabla 3.23: Resultado del análisis económico al implementar recuperación secundaria

	RESULTADO ECONÓMICO
UTILIDAD BRUTA TOTAL DEL PROYECTO	\$ 26.809.536,84
UTILIDAD BRUTA DURANTE EXTRACCIÓN PRIMARIA	\$ 15.133.672,94
UTILIDAD BRUTA DURANTE RECUPERACIÓN SECUNDARIA	\$ 11.675.863,90

Por otra parte, revisando la tabla 3.23 referente al análisis económico, existe una utilidad bruta total durante los 12 años de vida útil del pozo de más de \$26 millones de dólares, de los cuales, los primeros 7 años que corresponde a la utilidad bruta durante la extracción primaria fue de casi \$15 millones que se ajusta al 56.44% del total ganado; en tanto que, la utilidad bruta durante recuperación secundaria se obtiene \$11,6 millones que equivalen al 43.55% del total obtenido en dólares americanos.

CAPITULO IV

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En el siguiente capítulo se detallarán las conclusiones de este trabajo las cuales parten del análisis de los resultados determinados con el cumplimiento de los objetivos planteados al comienzo del proyecto, además de las recomendaciones que se pueden implementar en un futuro enfoque de este.

4.1 Conclusiones

El pozo productor FICT 01 estuvo trabajando con recuperación primaria hasta el año 2020 con una declinación mensual del 15,18% con tiempo de abandono de 354 días (casi 1 año); es decir, que el pozo solo produciría hasta febrero 2020 sin aplicar la recuperación secundaria, debido a que alcanzará los 15 barriles diarios de petróleo denominado como caudal de abandono donde ya no será económicamente rentable.

Al implementar recuperación secundaria, la declinación del yacimiento disminuye casi un 10% es decir que ahora la declinación de éste será de 7,57% pudiendo aumentar la vida útil del pozo hasta el año 2025.

El aumento de la producción acumulada de petróleo es de 476359,28 BLS por la aplicación de la recuperación secundaria. El total acumulado de petróleo del pozo en los 12 años de vida útil del mismo es de 1128048,04 BLS y antes del proyecto fue de 651,688.76 BLS (con respecto a las 2 arenas productoras Bt y Ui).

Realizando el respectivo flujo de caja del proyecto se concluye que el año con mayor utilidad fue 2021 con 10,15 MMUSD, y el periodo de recuperación de inversión (PRI) será a partir del cuarto año.

Al aplicar inyección de agua como recuperación secundaria no se genera mayor gasto y la tasa interna de retorno que se obtiene es del 23% a diferencia del primer escenario que se obtuvo un 19% convirtiendo al proyecto económicamente rentable con una ganancia de más de \$4 millones de dólares americanos.

4.2 Recomendaciones

Se recomienda realizar análisis en base a la ubicación de pozos cercanos, para ampliar el proyecto de recuperación secundaria determinando la eficiencia de barrido en otros pozos productores pudiendo así aumentar la producción de barriles de petróleo en campos maduros.

Monitorear y regular sistemáticamente el modelo de inyección de agua, pudiendo detectar a tiempo problemas de corrosión, formación de escala u otras futuras complicaciones.

Utilizar trazadores en el yacimiento o en los fluidos de producción, pudiendo monitorear a medida que se desplazan a través del sistema permitiendo así rastrear la dirección del flujo de fluidos para poder comprender como se está moviendo el petróleo y los fluidos relacionados para la toma de decisiones al optimizar la producción y maximizar la recuperación de petróleo.

Actualizar el modelo dinámico del campo en base a la data real de los resultados del proyecto de recuperación secundaria, para poder comprender como los fluidos se mueven y se comportan.

Analizar la propuesta de implementar recuperación secundaria en Ui luego de culminar en la zona productora Bt.

5. BIBLIOGRAFÍA

- Ahmed, T. (2018). *Reservoir Engineering Handbook*. Países Bajos.: Elsevier Science.
- Aráuz, L. (1978). *Manual de legislación y política petrolera ecuatoriana*. Ecuador: Talleres Offset, [Universidad Central de Ecuador].
- Arias, J., & Chancusig, M. (2017). *ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN PROYECTO PILOTO DE RECUPERACION SECUNDARIA POR INYECCION DE AGUA EN LA ARENA U INFERIOR DEL CAMPO SASHA* . Quito: Universidad Central del Ecuador.
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2004). *LA CUENCA ORIENTE: GEOLOGÍA Y PETRÓLEO*. Lima: Institut français d'études andines, Institut de Recherche pour le Développement (IRD), Petroecuador.
- Berasategui, J., & Malagón, B. (s.f.). *Tecnología de los Combustibles Tema 5(extensión). Reservas de petróleo*. España: Universidad De Cantabria.
- Campbell, J. M. (01 de 01 de 2015). *Variación de las propiedades del crudo con temperatura en una línea de recolección*. Tulsa: PetroSkills. Obtenido de PETRO: <https://www.jmccampbell.com/tip-of-the-month/spanish/?p=1432#:~:text=Aumentos%20de%20temperatura%20disminuye%20la,disminuye%20el%20gas%20de%20soluci%C3%B3n>.
- Dajnov, B. (1982). *Petróleo y gas en las roca*. Colombia: Reverté.
- D'Orazio, F. (2007). *Análisis económico aplicado a la industria petrolera*. Editorial Libros en Red.
- Farías, L., & Merola, V. (2014). *Propiedades de los fluidos del yacimiento*. Barcelona: Reverté.
- Forrest, C. (1982). *Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua*. Dallas: Fondo conmemorativo Henry L. Doherty.
- German, D. (2017). *EVALUACION DE LOS RESULTADOS DE LOS POZOS PILOTO DE INYECCION DE AGUA PARA RECUPERACION SECUNDARIA EN EL BLOQUE 57-ACTIVO LIBERTADOR EN EL PERIODO ENERO 2014-DICIEMBRE 2016*. Quito: Universidad Central del Ecuador.
- Herrera, C. (2018). *EVALUACION DE LA RECUPERACION SECUNDARIA POR INYECCION DE AGUA EN EL CAMPO OSO ARENA T UTILIZANDO*

- DIFERENTES METODOS DE PREDICCIÓN.* Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- L.P.DAKE. (1978). *Fundamentals of reservoir engineering.* Amsterdam: ELSEVIER SCIENCE B.V.
- Medina, B. (2010). *EFEECTO DE LA MOJABILIDAD EN PROCESOS DE RECUPERACION SECUNDARIA POR INYECCION DE AGUA.* MÉXICO: UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MÉXICO.
- Mete, M. (2014). Valor Actual Neto y Tasa de Retorno: Su utilidad como herramientas para el análisis y evaluación de proyectos de inversión. *Scielo*, 2-4.
- Muskat, M. (1949). *Physical Principles of Oil Production.* New York: McGraw-Hill Book Company, Inc.
- Owusu, P. A., DeHua, L., & Nagre, R. D. (2014). *BUCKLEY-LEVERETT DISPLACEMENT THEORY FOR WATERFLOODING PERFORMANCE IN STRATIFIED RESERVOIR.* Chile: Petroleum & Coal.
- Paris de Ferrer, M. (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos .* Maracaibo: Ediciones Astro Data S.A.
- Paris de Ferrer, M. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos.* Maracaibo: Ediciones Astro Data S.A.
- Perez, D., & Chamorro, J. (2020). *ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA WAG EN LA ARENA U DEL CAMPO TIPISHCA-HUAICO.* QUITO: UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR.
- Pérez, E. (2014). *Análisis de Curvas de Declinación.*
- Pillajo, C. (2018). *ESTUDIO TECNICO PARA LA IMPLEMENTACION DE UN PROYECTO DE RECUPERACION SECUNDARIA POR INYECCION DE AGUA EN LA ARENA BASAL TENA AL SUR DEL CAMPO SHUSHUFINDI.* Quito: Universidad Central del Ecuador.
- Pinillo Cardenas, J. (2020). *Valoración ECOPETROL S.A.: mediante método de flujo de caja descontado y precio de la acción.* Chile: Universidad de Chile.
- PrecioPetroleo.net.* (s.f.). Obtenido de <https://www.preciopetroleo.net/precio-petroleo-2024.html#:~:text=JPMorgan%20Chase%3A%20%E2%80%9CBrent%20a%2083,desde%20los%2098%2C00%20d%C3%B3lares>.
- Ramírez, J. (2013). Matemáticas aplicadas a la Ingeniería Petrolera. En J. Ramírez, *Matemáticas aplicadas a la Ingeniería Petrolera* (pág. 689). México D.F: Reverté.

- Rivera, L. (2015). *APUNTES DE RECUPERACION SECUNDARIA Y MEJORADA*. Mexico: Universidad Nacional Autonoma de Mexico.
- Riveros Roa, P., Cárdernas Bejarano, A., & Gómez, A. (2022). *Eficiencia areal de barrido durante un recobro secundario mediante simulación numérica*. Bogotá: Fundación Universidad de América.
- Roca, R. (2002). *La Tasa de Interés y sus principales determinantes*. Lima: Instituto de Investigaciones de Economía FCE-UNMSM.
- Salager, J.-L. (2005). Recuperación Mejorada del Petróleo. En J.-L. Salager, *Recuperación Mejorada del Petróleo* (pág. 35). Mérida: Laboratorio FIRP Escuela de Ingeniería Química, Universidad de los Andes Mérida-Venezuela.
- Sanchez, D., Sanchez, B., & Alabuela, L. (2022). *METODOLOGIA DE EVALUACION TECNICA EN CAMPO PARA PROYECTOS PILOTO DE INYECCION DE AGUA*. Quito: FIGEMPA: Investigación y Desarrollo, 14(2), 13–28. Obtenido de <https://doi.org/10.29166/revfig.v14i2.3204>
- Sandoval, M. E. (2000). *Diagénesis de areniscas*. Venezuela: Consejo de Desarrollo Científico y Humanístico.
- Terry, R. E., & Rogers, J. B. (2015). Applied Petroleum Reservoir Engineering- Third Edition. En R. E. Terry, & J. B. Rogers, *Applied Petroleum Reservoir Engineering- Third Edition*. (pág. 523). New York: Prentice Hall.
- Valencia, R. (2012). *RECUPERACIÓN SECUNDARIA POR INYECCIÓN DE AGUA*. QUITO: ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL.
- Yerbes, H. (3 de 05 de 2022). *Técnicas de recuperación mejorada de petróleo (EOR)*. Obtenido de Innova by Nakasawa: <https://innovamas.nakasawaresources.com/tecnicas-de-recuperacion-mejorada-de-petroleo-eor/>