



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE PETRÓLEOS

TEMA:

“OPTIMIZACIÓN DE LA INYECCIÓN DE DILUYENTE EN POZOS DE
CRUDOS PESADOS Y ALTO CORTE DE AGUA CON SISTEMAS DE
BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE EN LA ARENA M1 DEL CAMPO
FANNY, BLOQUE TARAPOA”

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR (ES):

DOUGLAS ARLING LINDAO LINDAO
JAIR ANDRÉS VILLO DE LA CRUZ

TUTOR:

Ing. JOSÉ BALLARDO VILLEGAS SALABARRIA, PhD

LA LIBERTAD, ECUADOR

2025

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE PETRÓLEOS**

TEMA:

**OPTIMIZACIÓN DE LA INYECCIÓN DE DILUYENTE EN POZOS
DE CRUDOS PESADOS Y ALTO CORTE DE AGUA CON
SISTEMA DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE EN LA ARENA
M1 DEL CAMPO FANNY, BLOQUE TARAPOA**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR (ES):

**DOUGLAS ARLING LINDAO LINDAO
JAIR ANDRÉS VILLAO DE LA CRUZ**

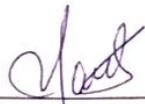
TUTOR:

Ing. JOSÉ BALLARDO VILLEGAS SALABARRIA, PhD

LA LIBERTAD – ECUADOR

2025

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



Ing. Marllelis Gutiérrez H, PhD.
DIRECTORA DE CARRERA



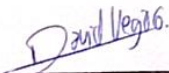
Ing. José Villegas Salazar, PhD.
DOCENTE TUTOR



Ing. Israel Yagual Pita, MSc.
DOCENTE ESPECIALISTA



Ing. Carlos Malavé Carrera, MSc.
DOCENTE UIC



Ing. David Vega González
SECRETARIO DEL TRIBUNAL

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a Dios, por ser guía constante en cada paso de este camino, por ser fuente de fortaleza y sabiduría, y por permitirme llegar a este momento tan importante en mi formación académica.

A mis padres y hermanos, con profundo agradecimiento por su amor, apoyo incondicional y confianza en mí durante todo este proceso. Su ejemplo, palabras de aliento y compañía han sido fundamentales para alcanzar esta meta.


- **Douglas Lindao.**

Dedico a mis padres que me inspiran a progresar cada día, a mi pareja Dayanna Vera por el respaldo, amor y fortaleza que me proporciona desde el momento que la conocí, a nuestra pequeña Amanda que desde el primer momento que me dieron a conocer de su llegada es mi motivación y me impulsa a continuar cada día, y a mis amigos que me han acompañado y han formado parte de este largo proceso educativo.

- **Jair Villao.**

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema “OPTIMIZACIÓN DE LA INYECCIÓN DE DILUYENTE EN POZOS DE CRUDOS PESADOS Y ALTO CORTE DE AGUA CON SISTEMA DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE EN LA ARENA M1 DEL CAMPO FANNY, BLOQUE TARAPOA”, elaborado por los estudiantes DOUGLAS ARLING LINDAO LINDAO y JAIR ANDRÉS VILLAGO DE LA CRUZ, egresado de la carrera de Ingeniería en Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio COMPILATIO, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 2% de la valoración permitida.

 **CERTIFICADO DE ANÁLISIS**
magister

TESIS FINAL LINDAO DOUGLAS - VILLAGO JAIR (UIC 2025-1) Rev

2%
Textos sospechosos

95% Similitudes (ignorado)
< 1% similitudes entre comillas
0% entre las fuentes mencionadas

2% Idiomas no reconocidos

29% Textos potencialmente generados por la IA (ignorado)

Nombre del documento: TESIS FINAL LINDAO DOUGLAS - VILLAGO JAIR (UIC 2025-1) Rev.pdf	Depositante: JOSÉ BALLARDO VILLEGAS SALABARRIA	Número de palabras: 13.756
ID del documento: 8e0a6f1563697cc4d2e2ae6ea651c5ff0689d32	Fecha de depósito: 16/6/2025	Número de caracteres: 88.589
Tamaño del documento original: 2,19 MB	Tipo de carga: interface	
	fecha de fin de análisis: 17/6/2025	

FIRMA DEL TUTOR



Ing. José Ballarido Villegas Salabarría. PhD

C.I.: 0802495069

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

DOUGLAS ARLING LINDAO LINDAO Y JAIR ANDRÉS VILLAO DE LA CRUZ, declaramos bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“OPTIMIZACIÓN DE LA INYECCION DE DILUYENTE EN POZOS DE CRUDO PESADO Y ALTO CORTE AGUA CON SISTEMA DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE EN LA ARENA M1 DEL CAMPO FANNY, BLOQUE TARAPOA”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de nuestra autoría.

Por medio de la presente declaración cedemos los derechos de autoría y propiedad intelectual, correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Atentamente,



Douglas Arling Lindao Lindao

Autor de Tesis

C.I. 2400267593



Jair Andrés Villao de la Cruz

Autor de Tesis

C.I. 0928074848

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. José Ballardo Villegas Salabarría, PhD.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo **OPTIMIZACION DE LA INYECCION DE DILUYENTE EN POZOS DE CRUDO PESADO Y ALTO CORTE DE AGUA CON SISTEMA DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE EN LA ARENA MI DEL CAMPO FANNY, BLOQUE TARAPOA** previo a la obtención del Título de Ingeniero Petróleos elaborado por los Señores. DOUGLAS ARLING LINDAO LINDAO Y JAIR ANDRÉS VILLAGO DE LA CRUZ, egresados de la carrera de Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.



Ing. José Ballardo Villegas Salabarría, PhD.

TUTOR

CERTIFICADO GRAMATOLOGIA

Certificado de gramática

Santa Elena, 10 de junio del 2025

Yo, **Mónica Isabel Paredes Castro**, Magíster en Educación Básica, con registro de la SENECYT N° 1023-2024-2904505 por medio del presente certifico que:

Después de revisar y corregir la sintaxis y ortografía del trabajo investigativo titulado **“OPTIMIZACIÓN DE LA INYECCIÓN DE DILUYENTE EN POZOS DE CRUDOS PESADOS Y ALTOCORTE DE AGUA CON SISTEMAS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN LA ARENA MI DEL CAMPO FANNY, BLOQUE TARAPOA”**, elaborado por los estudiantes **DOUGLAS ARLING LINDAO LINDAO** y **JAIR ANDRÉS VILLO DE LA CRUZ** en su opción al título de **INGENIERO EN PETRÓLEOS** en la Universidad Estatal Península de Santa Elena, puedo afirmar que el trabajo está apto para ser defendido.

Sin otro particular.

Lic. Mónica Paredes Castro, M.Sc.
C.I: 0605353143
Celular: 0969917044
Correo: misabelp1017@gmail.com

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por la oportunidad de llevar a cabo el desarrollo del presente trabajo de titulación. A mis padres por su bendición y buenos deseos. Al apoyo incondicional de mis hermanos, sin el cual nada de esto habría sido posible.

Mi agradecimiento se dirige a mis amigos y seres queridos que han proporcionado su respaldo incondicional durante este largo proceso académico, sus palabras de motivación y comprensión han sido un impulso esencial para vencer los obstáculos.

Además, deseo agradecer la cooperación y aportes de mis compañeros de investigación, cuya interacción y debates valiosos han expandido mi punto de vista que han reforzado la excelencia de este trabajo

Agradezco a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, a la facultad de ciencias de la ingeniería, a la carrera de petróleos por brindarme la grandiosa oportunidad de estudiar en sus prestigiosas instalaciones, por ofrecerme la facilidad y los recursos necesarios para llevar a cabo este trabajo de titulación. Al grupo de docentes quienes impartieron sus conocimientos, base fundamental de nuestra formación como profesionales competentes y comprometidos con la sociedad.

- **Douglas Arling Lindao Lindao**
- **Jair Andrés Villao de la Cruz**

CONTENIDO

Pág.

<i>DEDICATORIA</i>	<i>iii</i>
<i>CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO</i>	<i>iv</i>
<i>DECLARACIÓN DE AUTORÍA</i>	<i>v</i>
<i>CERTIFICACIÓN DEL TUTOR</i>	<i>vi</i>
<i>CERTIFICADO GRAMATOLOGIA</i>	<i>vii</i>
<i>AGRADECIMIENTOS</i>	<i>viii</i>
1 CAPITULO I. INTRODUCCIÓN	16
1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	16
1.2 ANTEDECENTES	17
1.3 HIPÓTESIS	19
1.4 OBJETIVOS	19
1.4.1 Objetivo General	19
1.4.2 Objetivos Específicos	19
1.5 ALCANCE	20
1.6 VARIABLES	20
1.6.1 Variables Dependientes:	21
1.6.2 Variables Independientes	21
2 CAPITULO II: MARCO TEÓRICO	22
2.1 GENERALIDADES DEL CAMPO FANNY	22
2.1.1 Arenas Productoras.	23
2.1.2 Columna estratigráfica	25
2.1.3 POES (PETROLEO ORIGINAL IN SITU)	25

2.2	PROPIEDADES DEL RESERVORIO	26
2.2.1	Presiones	26
2.2.2	Permeabilidad	27
2.2.3	Espesor de la arena	28
2.2.4	Radio de drenaje	30
2.3	PROPIEDADES DEL FLUIDO	31
2.3.1	Gravedad API	31
2.3.2	Viscosidad del petróleo, agua y gas	32
2.3.3	Corte de agua	33
2.3.4	Crudo pesado	34
2.4	SISTEMA DE PRODUCCIÓN	37
2.4.1	Flujo natural	37
2.4.2	Levantamiento artificial (BES)	38
2.4.3	Recuperación secundaria	40
2.4.4	Recuperación terciaria	41
2.5	OPTIMIZACIÓN DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN	41
2.5.1	Inyección de diluyente	41
2.5.2	Software PROSPER	42
3	CAPÍTULO III: METODOLOGÍA	44
3.1	DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	44
3.1.1	Tipo de investigación.	44
3.1.2	Método de investigación.	44
3.1.3	Población	45
3.1.4	Muestra	45
3.1.5	Recopilación de los datos	45
3.1.6	Metodología del desarrollo	46
3.2	Simulación en PROSPER	48
3.2.1	Pozo 1	49
3.2.2	Pozo 2	55
4	CAPÍTULO IV: RESULTADOS	61
4.1	ANÁLISIS DE LA INYECCIÓN DEL DILUYENTE	61
4.1.1	Pozo 1.	61
4.1.2	Pozo 2	64

4.2	ANÁLISIS ECONÓMICO	67
4.2.1	Definiciones de los indicadores económicos	67
4.2.2	Precios del crudo para proyectos de inversión	70
4.2.3	Costos de inversión para proyectos de inyección de diluyente con sistemas BES	71
4.2.4	Análisis de los pozos	72
5	CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	75
5.1	CONCLUSIONES	75
5.2	RECOMENDACIONES	77
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	79
	ANEXOS	83

LISTA DE FIGURAS

Pág.

Figura 1: Ubicación del Campo Fanny	22
Figura 2: Formaciones, miembros y ciclos sedimentarios de la Cuenca Oriente	23
Figura 3 Columna estratigráfica de la sección cretácea de la cuenca oriente	25
Figura 4 Representación de los tipos de espesor	29
Figura 5 Radio de drenaje	30
Figura 6: Corte de agua	33
Figura 7: Densidad y viscosidad de aceites pesados y extrapesados	35
Figura 8: Tendencia de la viscosidad con la temperatura en crudos pesados	36
Figura 9 Curvas de presión vs recobro	37
Figura 10: SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	38
Figura 11: Inyección de diluyentes por espacio Anular	41
Figura 12 Metodología del desarrollo de la inyección de diluyente, (Elaboración propia,2025)	47
Figura 13 Elección de método y tipo de levantamiento artificial, (PROSPER,2025)	48
Figura 14 Match de las propiedades PVT del crudo pesado del pozo 1, (PROSPER,2025)	49
Figura 15 Match del IPR del pozo 1. (PROSPER, 2025)	50
Figura 16 Esquema mecánico del pozo 1. (PROSPER, 2025)	51
Figura 17 Gradiente de Temperatura del pozo 1. (PROSPER, 2025)	51
Figura 18 Capacidades caloríficas del pozo 1. (PROSPER, 2025)	52
Figura 19 Comportamiento del diluyente en la viscosidad del pozo 1. (PROSPER,2025)	54
Figura 20 Inyección de diluyente en el equipo BES del pozo 1. (PROSPER,2025)	54
Figura 21 Match de las propiedades PVT del crudo pesado del pozo 2. (PROSPER,2025)	55
Figura 22 Match del IPR del pozo 2. (PROSPER,2025)	56

Figura 23 Esquema mecánico del pozo 2. (PROSPER,2025)	57
Figura 24 Gradiente de Temperatura del pozo 2. (PROSPER,2025)	58
Figura 25 Comportamiento del diluyente en la viscosidad del pozo 2. (PROSPER,2025)	59
Figura 26 Inyección de diluyente en el equipo BES del pozo 2. (PROSPER,2025)	60
Figura 27 Profundidad de la inyección de diluyente en el equipo BES del pozo 1. (PROSPER,2025)	61
Figura 28 Tasa de la inyección de diluyente en el equipo BES del pozo 1. (PROSPER,2025)	62
Figura 29 Número de etapas en el equipo BES del pozo 1. (PROSPER,2025)	63
Figura 30 Profundidad de la inyección de diluyente en el equipo BES del pozo 2. (PROSPER,2025)	64
Figura 31 Tasa de la inyección de diluyente en el equipo BES del pozo 2. (PROSPER,2025)	65
Figura 32 Número de etapas en el equipo BES del pozo 2. (PROSPER, 2025)	66
Figura 33 Valores del precio del crudo para proyectos de inversión. (EIA,2025)	70
Figura 34 Flujo de ingreso del pozo 1. (Elaboración propia, 2025)	72
Figura 35 Flujo de ingreso del pozo 2. (Elaboración propia,2025)	73
Figura 36 Esquema mecánico del pozo 1. (Andes Petroleum,2024)	83
Figura 37 Esquema mecánico del pozo 2. (Andes Petroleum, 2024)	84
Figura 38 Prolongación de la producción del pozo 1. (PROSPER,2025)	85
Figura 39 Prolongación de la producción del pozo 2. (PROSPER, 2025)	85

LISTA DE TABLAS

Pág.

Tabla 1: <i>Clasificación del crudo según su gravedad °API</i> _____	31
Tabla 2: <i>Características del crudo pesado</i> _____	36
Tabla 3 <i>Costos de la inyección de diluyente para sistemas BES. (Toro, 2021) y (Sapkota y otros, 2018)</i> _	71
Tabla 4 <i>Flujo de ingresos de los pozos 1 y 2. (Elaboración propia,2025)</i> _____	86

“OPTIMIZACIÓN DE LA INYECCIÓN DE DILUYENTE EN POZOS DE CRUDOS PESADOS Y ALTO CORTE DE AGUA CON SISTEMA DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE EN LA ARENA M1 DEL CAMPO FANNY, BLOQUE TARAPOA”

Autor: Douglas Arling Lindao Lindao

Jair Andrés Villao de la Cruz

Tutor: José Villegas Salabarría, PhD

RESUMEN

El trabajo se centra en estudiar y tratar de optimizar la producción de crudo pesado en la Arena M1 del campo Fanny, ubicado en el Bloque Tarapoa, mediante la inyección de diluyentes como estrategia para mejorar la eficiencia de extracción en pozos con alto corte de agua y baja producción.

Se realizó un estudio basado en la simulación de diferentes escenarios de inyección de diluyentes utilizando el software PROSPER. Se seleccionaron pozos con altos niveles de corte de agua, baja eficiencia de extracción, y se diseñaron escenarios de inyección de diluyente, ajustando variables clave como la viscosidad del crudo. Además, se llevó a cabo un análisis económico para evaluar la viabilidad financiera de la estrategia planteada.

En los hallazgos de la tesis se determinó que la implementación de un modelo optimizado de inyección de diluyente es una estrategia viable para mejorar la producción de crudo pesado en condiciones de alto sw, asegurando una extracción más eficiente y sostenible en el campo Fanny.

PALABRAS CLAVE: INYECCION DE DILUYENTE, PROSPER, BES, CORTE DE AGUA.

**“OPTIMIZATION OF DILUENT INJECTION IN HEAVY OIL
WELLS WITH HIGH WATER CUT USING ELECTRIC
SUBMERSIBLE PUMPING SYSTEM IN THE M1 SAND OF THE
FANNY FIELD, BLOCK TARAPOA”**

Autor: Douglas Arling Lindao Lindao

Jair Andrés Villao de la Cruz

Tutor: José Villegas Salabarría, PhD

ABSTRACT

The study focuses on analyzing and optimizing heavy crude oil production in the M1 Sand of the Fanny field, located in Block Tarapoa, through the injection of diluents as a strategy to improve extraction efficiency in wells with high water cut and low production.

A study was conducted based on the simulation of different diluent injection scenarios using the PROSPER software. Wells with high water cut levels and low extraction efficiency were selected, and injection scenarios were designed by adjusting key variables such as crude oil viscosity. Additionally, an economic analysis was carried out to assess the financial feasibility of the proposed strategy.

The findings of the thesis determined that implementing an optimized diluent injection model is a viable strategy to enhance heavy crude oil production under high water cut conditions, ensuring more efficient and sustainable extraction in the Fanny field.

KEYWORDS: *INJECTION OF DILUENTS, PROSPER, BES, WATER CUT.*

1 **CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN**

1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

En los yacimientos de crudos pesados, una de las principales dificultades para mantener niveles óptimos de producción es el alto corte de agua en combinación con la alta viscosidad del petróleo, lo cual reduce la eficiencia de extracción y afecta la rentabilidad.

Por lo tanto, surge la idea de realizar el presente caso de estudio para analizar la inyección de diluyente como estrategia de optimización en los pozos del campo Fanny. Este estudio busca evaluar el impacto de variables como la viscosidad del crudo, la proporción de diluyente, y la eficiencia del BES en la producción, mediante la simulación de diferentes escenarios en el software PROSPER. Para ello, se seleccionarán pozos específicos y se diseñarán escenarios de inyección de diluyente, acompañados de un análisis económico para determinar la viabilidad financiera. El objetivo es desarrollar la optimización que mejore la eficiencia de extracción, prolongue la vida útil del equipo, y aumente la rentabilidad de las operaciones en esta área específica del bloque Tarapoa.

Los sistemas de bombeo electrosumergible (BES), utilizados para mejorar la extracción en pozos de crudos pesados, suelen verse afectados en campos con estas condiciones, como es el caso de la Arena M1 del Campo Fanny, en el Bloque Tarapoa. Optimizar estos sistemas de extracción mediante la inyección de diluyentes ayudará a mejorar la producción y la vida útil de los equipos en pozos de baja producción y alto corte de agua.

1.2 ANTEDECENTES

(Al-Murayri et al., 2024) El estudio denominado “Overcoming Practical Artificial Lift Challenges to Produce Extra-Heavy Oil from a Deep Reservoir in Northern Kuwait”, abordaron los desafíos asociados con el levantamiento y producción eficiente de reservas de crudo extra-pesado en el campo Abdalí, al norte de Kuwait, donde la viscosidad del petróleo alcanza valores de hasta 15,000 cP a profundidades de aproximadamente 9,000 pies. El estudio destaca el uso del Sistema de Levantamiento Electrosumergible (ESP) junto con la inyección de diluyentes para superar la alta viscosidad del crudo. La inyección de solvente líquido en el fondo del pozo reduce la viscosidad del crudo de 6,300 cP a 9 cP en el yacimiento y de 3,000,000 cP a 65 cP a condiciones de superficie. Para el sistema ESP, se utiliza un tubo capilar para la inyección del diluyente, optimizando la presión y el caudal de producción. Este enfoque, combinado con análisis nodal e simulaciones numéricas, permitió encontrar soluciones viables para el levantamiento de esta compleja mezcla de fluidos desde un yacimiento profundo.

(Juan Fonseca & Kamila Lagos, 2020), realizaron una investigación titulada “Optimización de producción de crudo pesado en un campo de la cuenca de los Llanos Orientales”, tuvo como objetivo optimizar la producción de crudo pesado utilizando inyección de diluyente y el sistema de Bombeo Electrosumergible (BES) considerando también el problema del alto corte de agua. La metodología consistió en evaluar el impacto de la inyección de diluyente para reducir la viscosidad del crudo y mejorar la eficiencia del BES. A través de pruebas experimentales, se comprobó que la inyección de diluyente reduce la viscosidad del crudo, mejorando el flujo y permitiendo una mayor producción, incluso en condiciones de alto corte de agua. Las conclusiones de esta investigación indican que la combinación de estas tecnologías optimiza la producción, reduce costos operativos y mejora la eficiencia de los pozos sin necesidad de grandes inversiones en infraestructuras adicionales. Además, se realizaron simulaciones en el software PROSPER para modelar el comportamiento del crudo y validar los resultados obtenidos en las pruebas experimentales, confirmando la viabilidad del método propuesto.

(Rodriguez et al., 2022), analizó el desafío que representa la formación de emulsiones en yacimientos de crudos pesados y extrapesados, especialmente en los casos de producción a flujo natural, sistemas de levantamientos artificiales y tras la aplicación de métodos de Recobro Mejorado (IOR). Los autores destacan que la presencia de agua con variaciones significativas en su composición y salinidad, combinada con la presencia de gas en el caso de aceites espumosos, favorece la formación de emulsiones estables de agua-aceite y gas-aceite. En particular, el corte de agua y la inyección de diluyentes, como parte de los métodos térmicos y químicos, juegan un papel crucial en la estabilidad de estas emulsiones. La inyección de diluyentes genera emulsiones que provocan la precipitación de asfaltenos, complicando aún más los procesos de separación de fases, mientras que el uso de métodos químicos puede inducir atrapamiento de fases, lo que afecta negativamente tanto a la eficiencia del proceso como a la economía del proyecto. Este estudio proporciona una revisión detallada de estos fenómenos, junto con recomendaciones de tratamientos basados en experiencias de laboratorio y campo en Venezuela, sugiriendo posibles enfoques para mitigar estos efectos.

(Xiang-lin Xu et al., 2023), presentaron una publicación titulada “Heavy Oil Lightening Production Technology and Pilot Test in Block X of Ecuador”, en esta publicación se abordaron los desafíos de producción de crudo pesado en una zona profunda de la Cuenca Oriente, operada por China National Petroleum Corporation (CNPC), con una profundidad de más de 2,500 metros. Debido a la alta viscosidad y bajo API del crudo, se diseñó un agente reductor de viscosidad de bajo costo o diluyente. Este agente logró reducir la viscosidad del crudo de 300 mPa.s a un rango de 5.11-7.89 mPa.s, y el API aumentó hasta 3 veces su valor inicial, mejorando significativamente el flujo y facilitando la extracción con un sistema de bombeo electrosumergible (BES). La prueba piloto, que se realizó usando recursos existentes en campo, alcanzó una producción promedio de 140 barriles diarios y un costo operativo de \$8.6 diarios, evidenciando el potencial de desarrollar crudo pesado de manera eficiente y a gran escala. Estos resultados proporcionan una referencia útil para proyectos de optimización de inyección de diluyente en campos similares de crudo pesado.

1.3 HIPÓTESIS

- **Hipótesis nula**

¿No se puede optimizar la inyección de diluyente en pozos de crudos pesados y alto corte de agua con sistemas de bombeo electrosumergible en la Arena M1 del Campo Fanny, Bloque Tarapoa?

- **Hipótesis alternativa**

¿Se puede optimizar la inyección de diluyente en pozos de crudos pesados y alto corte de agua con sistemas de bombeo electrosumergible en la Arena M1 del Campo Fanny, Bloque Tarapoa?

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 *Objetivo General*

Optimizar la inyección de diluyente en los pozos de crudo pesado con alto corte de agua y sistemas de bombeo electrosumergible (BES) en la Arena M1 del Campo Fanny, Bloque Tarapoa, mediante escenarios de simulación para maximizar la producción de hidrocarburos.

1.4.2 *Objetivos Específicos*

- Analizar el comportamiento de producción de los pozos en la Arena M1 con alto corte de agua y crudo pesado, identificando los factores que afectan la eficiencia de los sistemas de bombeo electrosumergible (BES).
- Caracterizar las propiedades PVT del crudo en el campo Fanny, incluyendo el corte de agua y grado API, y determinar cómo estos factores inciden en la viabilidad de la inyección de diluyente.

- Simular diversos escenarios de producción en el software PROSPER para evaluar el impacto de la inyección de diluyente en la eficiencia de los sistemas BES y en la recuperación de hidrocarburos.
- Evaluar el impacto económico de la optimización de la inyección de diluyente en los pozos de crudo pesado con alto corte de agua en la Arena M1 del campo Fanny.

1.5 ALCANCE

La presente investigación se enfocará en la optimización de la inyección de diluyente en pozos de crudos pesados con alto corte de agua que operan con sistemas de bombeo electrosumergible (BES) en la Arena M1 del campo Fanny, Bloque Tarapoa.

El estudio abarcará específicamente a pozos los cuales se seleccionarán debido a sus bajos niveles de producción y altos cortes de agua. Además, se utilizará el software PROSPER para modelar y simular diferentes escenarios de inyección de diluyente, evaluando variables como la viscosidad del crudo, la proporción de diluyente y la eficiencia de los sistemas BES. También, se realizará un análisis económico para determinar la viabilidad financiera de las estrategias propuestas, considerando los costos de los diluyentes y los beneficios derivados del aumento en la producción.

No se abordarán aspectos geológicos detallados ni se considerarán pozos fuera del Bloque Tarapoa. El resultado esperado es un plan de optimización integral que mejore la eficiencia de extracción, prolongue la vida útil de los equipos de bombeo y aumente la rentabilidad de las operaciones en el campo Fanny.

1.6 VARIABLES

1.6.1 ***Variables Dependientes:***

- Producción de crudos pesados

1.6.2 ***Variables Independientes***

- Inyección de diluyente
- Propiedades PVT
- Propiedades del reservorio o arena M1
- Esquema mecánico de pozos con sistema BES
- Corte de agua
- Trayectoria del pozo

2 CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 GENERALIDADES DEL CAMPO FANNY

El campo Fanny (figura 1) fue descubierto en el año de 1972 con la perforación del pozo Fanny-1, mismo que resultó ser un pozo productivo en la arenisca M-1 de la formación Cretáceo Napo.

Geográficamente, se encuentra ubicado en la región central del Bloque Tarapoa de la Cuenca Oriente en el Ecuador.

Su producción se da en la formación Napo en los reservorios Arenisca M-1 y la Arenisca U-Inferior. Actualmente, en el campo Fanny se encuentran completados 113 pozos en la arena M-1 y 56 pozos en la arena U-Inferior. La producción promedio diaria es de 16,061 barriles de petróleo con un grado API de 20.2°. (Oscar Arias, 2013)

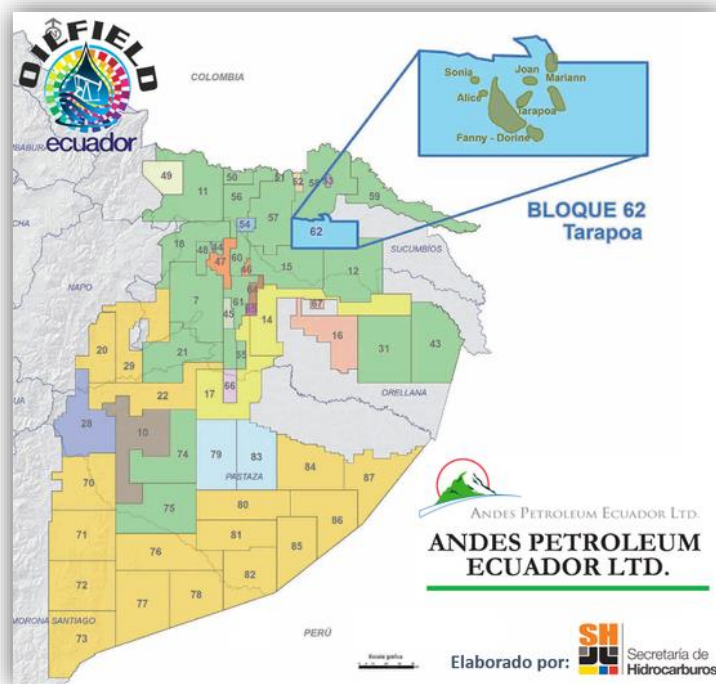


Figura 1: Ubicación del Campo Fanny

Fuente: OILFIEL ECUADOR

2.1.1 Arenas Productoras.

➤ Descripción de la arenisca M-1 (Campo Fanny)

La arenisca M-1 forma parte del miembro Superior de la formación Napo – Periodo Cretácico (figura 2). Presenta las siguientes características: cuarzosa, subtransparente a subtraslucida, ocasionalmente café claro, la forma del grano es subangular a subredondeada. En la parte inferior de esta sección se tiene arenisca intercalada con lutita y el grano de la arenisca ocasionalmente es gruesa. Se interpreta que la arenisca M-1 se depositó en un entorno estuarino influenciado por las mareas durante el transcurso de una caída prolongada y posterior aumento del nivel relativo del mar. (Ricardo & Quelal, 2007)

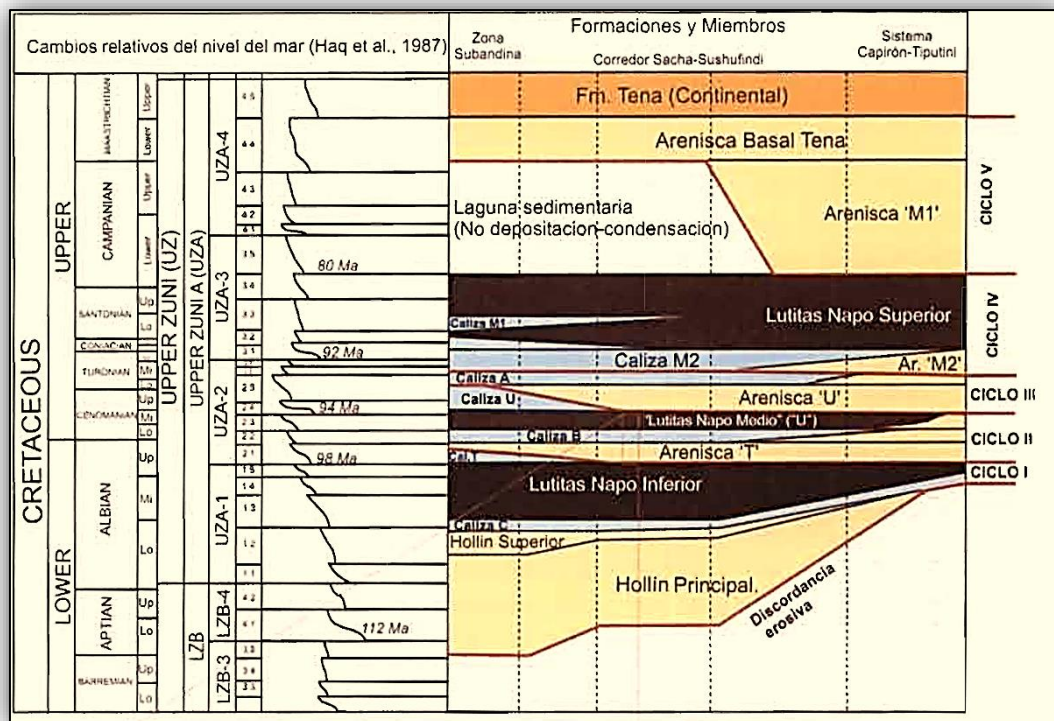


Figura 2: Formaciones, miembros y ciclos sedimentarios de la Cuenca Oriente

Fuente: Patrice baby, 2004

La arenisca M1 es considerado el único yacimiento productivo que representa el ciclo deposicional más joven de la formación Napo y se sobrepone erosivamente a las lutitas marinas costa afuera, alcanzando espesores superiores a los 50 pies en el área.

➤ **Descripción de la arenisca U (Campo Fanny)**

El reservorio de la arenisca U es controlado en su mayoría por estructuras con barreras locales resultantes de variaciones litológicas en dirección de pendiente arriba. Su mecanismo de entrapamiento en el campo Fanny es una combinación de variaciones estructurales y estratigráficas. También se las interpreta como canales fluviales que progradan verticalmente a areniscas de canales de marea estuarinas con sus correspondientes facies de abandono.

La producción del campo Fanny corresponde a la arenisca M-1 que equivale aproximadamente el 88%, y el 12% pertenece a la arenisca U inferior. El reservorio presenta problemas de alto corte de agua, y el agua es reinyectada a la formación. Este reservorio posee un área de 71.56 km² con un POES probado de 513.9 MMB(Fernando & Lamar, 2008)

Conocer cada una de las características del fluido del campo Fanny es esencial para establecer condiciones de reservorio. (Fernando & Lamar, 2008) establecen los valores de cada una de las propiedades que definen al campo Fanny:

- °API: 21.
- Viscosidad del petróleo: 9,57 cp.
- Saturación de agua inicial: 27%.
- Permeabilidad: 2500 md.
- Temperatura del reservorio: 198°F.
- Salinidad: 16300 ppm.
- Presión del reservorio: 2400 psi.
- Factor Volumétrico del petróleo: 1,1 (bbl/STB).

2.1.2 Columna estratigráfica

En lo que se refiere a estratigrafía, los yacimientos que forman parte del campo Fanny se encuentran en la era Mesozoico del periodo Cretáceo, lo cual se ilustra de mejor manera en la (Figura 3).

ERA	PERIODO	EDAD	FORMACION	MIEMBRO	LITOLOGIA	DESCRIPCION LITOLOGICA	
MESOZOICO	CRETACICO	CENOMANIANO - CAMPANIANO	TENA			ARCILLAS ROJAS	
				ARENISCA BASAL TENA		ARE. QZ. GEM. CALCAREO	
			NAPO	ARENISCA "M - 1"		ARE. QZ.	
				LUT. NAPO SUP.	CAL "M - 1" MARC. L CAL "M - 2"	LUTITAS GRISES OSCURAS Y CALIZAS MICRITICAS	
				ARENISCA "M - 2"		ARE. QZ. GLAUC.	
				CALIZA "A"		CALIZA BIOMICRITICA	
				ARENISCA "U"	SUPERIOR MEDIA INFERIOR	ARE. QZ. GLAUC. ARE. QZ. GLAUC. ARE. QZ.	
				CALIZA "B"		CALIZA Y LUTITA GRIS - OSC.	
				ARENISCA "T"	SUPERIOR MEDIA INFERIOR	ARE. QZ. GLAUC. ARE. QZ. GLAUC. ARE. QZ. GLAUC.	
				CALIZA "C"		CALIZA Y LUTITA GRIS - OSC.	
				ARENISCA BASAL NAPO		ARE. GLAUC. QZ.	
				HOLLIN	PRINCIPAL		ARE. QZ.
					INFERIOR		
				PRE - CRETACICO			

Figura 3 Columna estratigráfica de la sección cretácea de la cuenca oriente

Fuente Andes Petroleum Ecuador Ltd

2.1.3 POES (PETRÓLEO ORIGINAL IN SITU)

Se lo define como el volumen de petróleo, existente en el sub suelo el mismo que se estima de los resultados obtenidos durante las actividades de exploración.

$$POES = \frac{7758 * A * h * \Phi * S_{oi}}{B_{oi}} \dots \dots (1)$$

Donde

A: Área del yacimiento

S_{oi} : Saturación de petróleo inicial

h: Espesor del yacimiento

B_{oi} : Factor volumétrico inicial de petróleo

Φ : Porosidad

El POES presente en el campo Fanny tiende a variar dependiendo de los estudios geológicos y las exploraciones realizadas, pero de acuerdo a información histórica, se estima que el campo Fanny tiene alrededor de 200 MB de petróleo original in situ. Lo cual lo destaca como un campo de tamaño mediano a grande, aunque en términos de reservas totales, los campos más grandes de Ecuador como Shushufindi o Cuyabeno tienen volúmenes mucho mayores.

2.2 PROPIEDADES DEL RESERVORIO

2.2.1 Presiones

Las presiones en los yacimientos petroleros son uno de los parámetros más críticos para el diseño, operación, manejo seguro de pozos y campos. Entenderlas nos ayuda a optimizar la producción, evitar riesgos operacionales y prolongar la vida útil del yacimiento.

A continuación, se presenta un breve resumen de las presiones más relevantes en el reservorio.

➤ Presión de formación

Es la presión que es ejercida por los fluidos (petróleo, agua, gas) contenidos en los poros de una formación rocosa a cierta profundidad. También se la conoce como presión de poro. Esta nos permite determinar la estabilidad del pozo y el comportamiento del yacimiento.

➤ Presión de burbuja

La presión de burbuja (P_b) es la presión a la cual el gas comienza a liberarse del petróleo crudo en solución cuando la presión del sistema disminuye, es decir, es la presión máxima a la que el gas puede permanecer completamente disuelto en el petróleo a una temperatura determinada. Por debajo de esta presión, se forman burbujas de gas libre.

➤ **Presión de Fondo Fluyente (Pwf)**

Es la presión en el fondo del pozo cuando este está en proceso de producción, se usa para:

- Calcular la tasa de producción.
- Diseñar sistemas de levantamiento artificial.
- Construir curvas IPR (Inflow Performance Relationship).

➤ **Presión en la cabeza del pozo.**

La presión en la cabeza del pozo es la presión medida en la superficie, justo en la parte superior del pozo, donde se encuentra el árbol de válvulas o "árbol de Navidad". Esta presión refleja el comportamiento del fluido al llegar a superficie y está influenciada por: la presión del yacimiento, la resistencia al flujo en el pozo.

2.2.2 *Permeabilidad*

La permeabilidad es la capacidad que tiene el medio poroso (reservorio) para permitir el flujo de fluidos. Para flujo lineal la ley de Darcy dice que la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional a la fuerza de empuje (gradiente de presión) e inversamente proporcional a la viscosidad. (Escobar, n.d.)

Es una propiedad que influye directamente en el flujo del reservorio.

$$v = -\frac{k}{\mu} * \frac{dp}{dL} \quad \dots \dots (2)$$

Donde

- v: Velocidad del flujo del flujo aparente
- $\frac{dp}{dL}$: variación de presión por unidad de longitud
- μ : Viscosidad
- k: Permeabilidad

➤ **Tipos de permeabilidad**

- **Permeabilidad absoluta:** Es una propiedad característica de la roca que indica la capacidad inherente para transmitir un fluido específico, es decir que un solo fluido satura el 100% del espacio poroso. Generalmente se usan líquidos o gases para su medición.
- **Permeabilidad efectiva:** Se refiere a la capacidad de la roca para transmitir un fluido en particular cuando esta parcialmente saturada con varios fluidos. Es una fracción de la permeabilidad absoluta.
- **Permeabilidad relativa:** Es una propiedad adimensional de la capacidad de un medio poroso para transmitir un fluido en presencia de dos o más fluidos moviéndose al tiempo, siempre tiene un valor entre 0 y 1. Esta medida permite cuantificar la capacidad del fluido para fluir cuando coexiste con otros.

2.2.3 *Espesor de la arena*

La mayoría de los yacimientos tienen varios estratos, debido a las variaciones que existieron durante el ambiente en que se depositaron los sedimentos.

El diagrama de la Figura 4 representa un caso simple donde la diferencia entre los intervalos productores y no-productores es claramente visible en los registros tomados.

Esto no siempre es el caso, sobre todo en yacimientos de carbonatos donde a menudo es difícil establecer si un determinado intervalo producirá petróleo limpio, o petróleo y agua, o sólo agua. (Magdalena P de Ferrer, 2009)

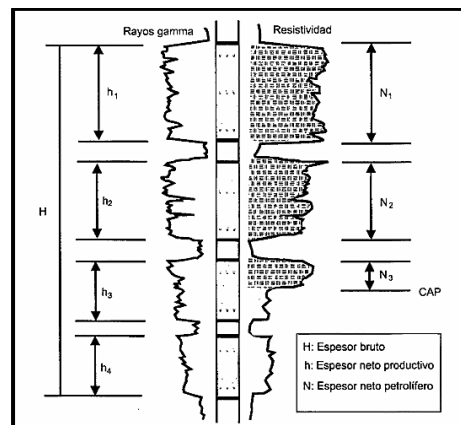


Figura 4 Representación de los tipos de espesor

Fuente Magdalena P de Ferrer, 2009

Los diferentes tipos de espesor utilizados en la industria del petróleo son:

- **Espesor bruto:** Es el intervalo de la formación definido estratigráficamente en el cual se encuentran los cuerpos de arena, incluyendo los intervalos no-productivos que pueden intercalarse entre los intervalos productivos. El diagrama de la Figura permite visualizar este concepto, el cual se designa con la letra H. (Magdalena P de Ferrer, 2009)
- **Espesor neto petrolífero:** Es el intervalo de la formación que sólo incluye las secciones donde existe petróleo, o sea, se eliminan las porciones que contienen agua y/o gas, por lo que cabe esperar que este tipo de intervalo produzca petróleo de ser penetrado por un pozo debidamente completado. Se denota en la Figura 4 con la letra N. (Magdalena P de Ferrer, 2009)
- **Espesor neto productivo:** Es el intervalo de la formación en el cual la porosidad y la permeabilidad son lo suficientemente altas para que pueda producir petróleo y/o gas. Como en el yacimiento casi siempre existen intercalaciones de lutitas o de otro tipo de roca, que debido a su baja porosidad y permeabilidad o alta

saturación de agua no contienen reservas recuperables, el espesor de estos estratos no productivos debe restarse del espesor bruto del yacimiento para obtener el espesor neto. Se denotan en la figura 4 con la letra h . (Magdalena P de Ferrer, 2009)

La razón de la suma de los espesores h_1 , h_2 y h_3 (espesor neto productivo) con respecto al espesor H (espesor bruto) es el parámetro que debe usarse para estimar el espesor de la zona productora. Con el fin de calcular el espesor bruto de la zona productora se deben localizar las profundidades del contacto agua-petróleo, CAP, y del contacto gas-petróleo, CGP. (Magdalena P de Ferrer, 2009)

2.2.4 *Radio de drenaje*

Se lo define como la distancia radial máxima desde un pozo productor hasta la cual el fluido del yacimiento contribuye significativamente a la producción del pozo. Este parámetro es fundamental en la evaluación del comportamiento del yacimiento, ya que determina el volumen de roca y fluidos que están siendo efectivamente explotados por el pozo.

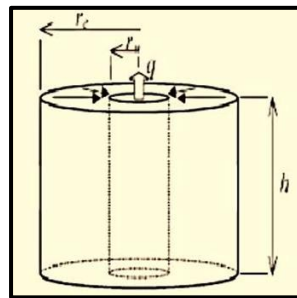


Figura 5 Radio de drenaje

Factores que afectan el radio de drenaje

- Tiempo de producción del pozo.
- Permeabilidad y porosidad de la roca.
- Presión inicial del yacimiento.
- Viscosidad y compresibilidad del fluido.
- Condiciones de frontera del yacimiento (cerradas o abiertas).
- Tasa de producción.

2.3 PROPIEDADES DEL FLUIDO

Las propiedades de los Hidrocarburos son de suma importancia, ya que sirven para comprender su comportamiento en la extracción, transporte, refinación y procesamiento.

2.3.1 Gravedad API

La gravedad API es una forma estandarizada de expresar la densidad del petróleo crudo, se deriva del peso específico a 60°F.

La clasificación de los hidrocarburos por su densidad fue propuesta por el Instituto Americano del Petróleo, por lo que fue reconocida a nivel mundial, los cuales relacionan la densidad del crudo con la del agua, a través de la gravedad específica del aceite; la siguiente ecuación se ocupa para el cálculo de la densidad en °API:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{\rho} - 131.5 \quad \dots (3)$$

$$\gamma = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad \dots (4)$$

Tabla 1: Clasificación del crudo según su gravedad °API

CLASIFICACIÓN	°API	γ
<i>SUPER LIGERO</i>	>39	<0.83
<i>LIGERO</i>	31.1-39	0.87-0.83
<i>MEDIANO</i>	22.3-31.1	0.92-0.87
<i>PESADO</i>	10-22.3	1-0.92
<i>EXTRAPESADO</i>	<10	>1

Fuente: Comunidad Petrolera, 2009

2.3.2 *Viscosidad del petróleo, agua y gas*

La viscosidad es una de las características más importantes de los hidrocarburos en diferentes aspectos de la industria; en la simulación de yacimientos, pruebas de presión, producción, el transporte y hasta en la refinería.

La viscosidad dinámica es una medida de la resistencia interna al flujo. La unidad para medir la viscosidad en el sistema CGS, es el Poise (P) o Centipoise, cP (0.01P). Otro término muy comúnmente usado y referido a la viscosidad dinámica es la viscosidad cinemática, la cual simplemente es la viscosidad dividida entre la gravedad específica del fluido, las unidades de esta es el Stoke (cm²/seg.). Un fluido que no tiene viscosidad, es llamado fluido ideal.

La viscosidad es un parámetro muy importante a tener en cuenta, ya que esto determinará la facilidad con la que el hidrocarburo fluirá, en el yacimiento, así como en las tuberías.

Viscosidad del petróleo. Se denota como μ_o . Se define como la medida de la resistencia del petróleo al flujo. Es usualmente medida en centipoises, cp, (gr/cm*seg). La resistencia al flujo es causada por fricción interna generada cuando las moléculas del fluido tratan de desplazarse unas sobre otras. Los valores de μ_o se requieren a diferentes presiones, tanto en Ingeniería de Yacimientos como en Ingeniería de Producción. Si se dispone de un análisis PVT las medidas de la viscosidad se reportan a la presión y temperatura del yacimiento y a diferentes presiones. El método más común de obtener la viscosidad del petróleo, μ_o , consiste en evaluar la propiedad para petróleo muerto (petróleo sin gas disuelto) para luego corregirla por efectos del gas disuelto.(Escobar, n.d.)

Viscosidad de gas. Se denota como μ_g . Es una propiedad importante para determinar la resistencia al flujo que presenta el gas durante su producción y transporte. Generalmente, la viscosidad del gas aumenta con los incrementos de presión. A presiones bajas la viscosidad del gas (al contrario que los líquidos) se incrementa con la temperatura. (Escobar, n.d.)

2.3.3 Corte de agua

El corte de agua es el porcentaje de agua que se encuentra presente en una mezcla de crudo extraído de un yacimiento. Se expresa como un porcentaje de la producción total. En la industria petrolera, este valor es un indicador clave para el monitoreo y optimización de las operaciones de extracción

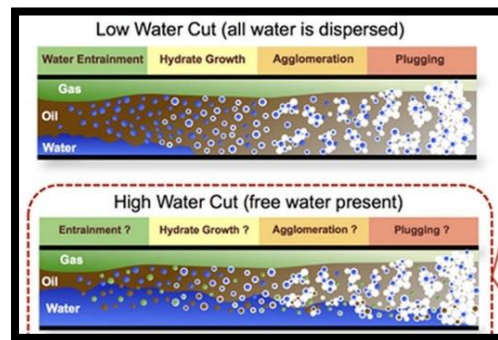


Figura 6: Corte de agua

Fuente: Science Direct

➤ Causas del corte de agua

Se presentan algunas razones por las que el agua puede ser producida junto con el petróleo:

- **Presencia de agua en el yacimiento:** El petróleo se encuentra en reservorios donde hay presencia de acuíferos, lo que produce una mezcla de hidrocarburo y agua. Esta agua de formación se extrae junto al petróleo.
- **Inyección de agua:** Para aumentar la producción, se inyecta agua en el yacimiento para mantener la presión y mejorar la producción en los pozos petroleros. Lo que resulta en una mayor cantidad de agua en el petróleo producido.
- **Explotación avanzada:** En fases más avanzadas de explotación el corte de agua puede aumentar debido a la disminución de presión del reservorio.

➤ **Efectos del corte de agua**

El corte de agua tiene una serie de implicaciones para la producción y el tratamiento del petróleo extraído:

- **Impacto en la calidad del crudo:** El agua puede disminuir la calidad del petróleo, ya que generalmente se prefiere el crudo sin agua para su procesamiento. El agua presente en el crudo también puede generar problemas de corrosión en las instalaciones de producción y transporte.
- **Costos de separación:** El agua debe ser separada del petróleo antes de que este último pueda ser procesado o transportado. Esto genera costos adicionales asociados a la instalación y operación de equipos de separación como deshidratadores o separadores de agua.
- **Efectos en la rentabilidad:** El tratamiento y la separación del agua aumentan los costos operativos, lo que puede afectar la rentabilidad de la producción, especialmente en campos petroleros con altos niveles de corte de agua.

2.3.4 Crudo pesado

Es tipo de petróleo es caracterizado por su alto contenido de hidrocarburos de mayor peso molecular, lo que lo hace más espeso, menos fluido y más difícil de tratar. Su gravedad API entre 10 – 22,3°. Hace referencia a un tipo de petróleo crudo que tiene baja densidad y una alta viscosidad en comparación con otros tipos de crudo, como el crudo ligero. Mientras que los extrapesados tienen una gravedad API menor de 10 (figura 7). Este término es esencial en la industria del petróleo y tiene implicaciones significativas en la extracción, el transporte y el procesamiento del petróleo. El crudo pesado contiene mayores cantidades de impurezas y compuestos de azufre, lo que complica su procesamiento y refinación. Debido a estas características, el crudo pesado requiere técnicas especializadas para su extracción, transporte y tratamiento, convirtiéndose en un

desafío para la industria petrolera, pero también puede ser una fuente valiosa de energía y productos petroquímicos si se maneja adecuadamente. (Cristian Cortés, 2017)

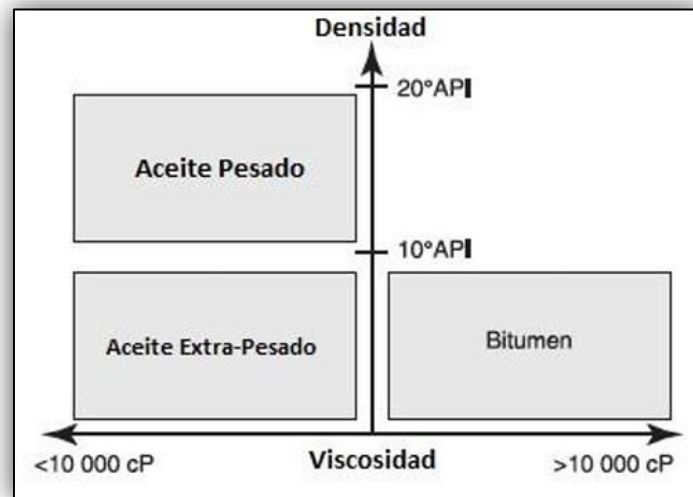


Figura 7: Densidad y viscosidad de aceites pesados y extrapesados

Fuente: (Camacho C & Cámara J, 2014)

➤ Características del crudo pesado

El crudo pesado posee una viscosidad superior a 10 (cP) y una densidad entre 10° a 22,3° API, según el Congreso Mundial del Petróleo. Este se caracteriza por sus bajas relaciones H-C, alto contenido de asfaltenos, azufre, nitrógeno, metales pesados y elevada acidez. Su origen tiene similitud al de los crudos livianos, que migran hacia trampas más someras. Originalmente, el petróleo crudo producido por la roca madre tiene densidades entre 30 y 40 API, volviéndose pesado tras una degradación sustancial durante la migración y el atrapamiento, facilitada por procesos biológicos, físicos y químicos que transforman los hidrocarburos aromáticos, nafténicos y parafínicos en moléculas más pesadas.

El petróleo pesado se produce típicamente de formaciones geológicamente jóvenes; Pleistoceno, Plioceno y Mioceno. Estos yacimientos tienden a ser someros y con sellos poco efectivos, exponiéndolos a condiciones que conducen a la formación de petróleo pesado. (Cristian Cortés, 2017)

Una de las características principales que presenta un crudo pesado es la viscosidad, que a su vez es inversamente proporcional a la temperatura.

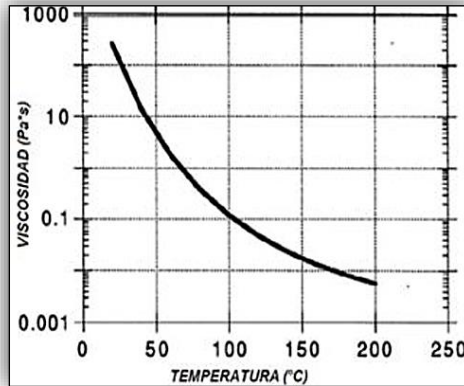


Figura 8: Tendencia de la viscosidad con la temperatura en crudos pesados

Fuente: Chopra, Schmitt, Batzle & Laurence (2010)

A continuación, la (tabla 2) presenta las Características del Crudo Pesado.

Tabla 2: Características del crudo pesado

Características del crudo pesado	
Viscosidad, cP	100 - 10000
Densidad, kg/m ³	94.3 – 1000
Contenido de azufre, %	>2
Gravedad específica	0.959
Metales, ppm	>360

Fuente: Elaboración propia

2.4 SISTEMA DE PRODUCCIÓN

2.4.1 *Flujo natural*

El flujo natural en pozos petroleros es el proceso mediante el cual los fluidos del yacimiento (principalmente petróleo, gas y agua) ascienden hasta la superficie sin la asistencia de equipos artificiales de levantamiento, es decir, únicamente impulsados por la energía natural del yacimiento. Esta energía puede ser suministrada por la presión de los fluidos presentes en el reservorio, la expansión del gas, el empuje de acuíferos o la disolución de gas en el petróleo.

Básicamente se distinguen cinco tipos de mecanismos de producción natural. (Magdalena P de Ferrer, 2009)

- Empuje por gas en solución
- Empuje por capa de gas
- Empuje con agua
- Empuje por drenaje gravitacional
- Empuje combinado

La siguiente figura presenta curvas típicas de presión versus recobro para diferentes tipos de empuje.

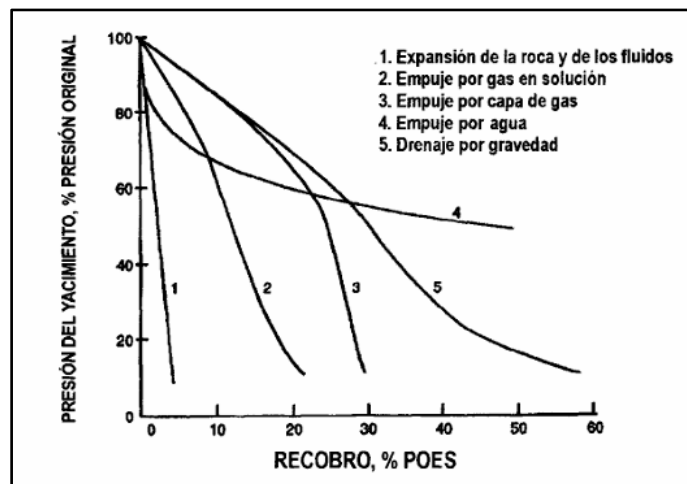


Figura 9 Curvas de presión vs recobro

Fuente Magdalena P de Ferrer, 2009

2.4.2 Levantamiento artificial (BES)

El Sistema de Bombeo Electrosumergible (BES) es un sistema de producción de fluidos en pozos de petróleo que incluye un motor eléctrico subterráneo, una bomba sumergible, y un conjunto de cables eléctricos para la transmisión de energía. Es uno de los más comunes en pozos de alta producción y con fluidos de baja viscosidad.

En 1911, el ingeniero ruso Armais Arutunoff, de 18 años, inventó el primer motor eléctrico que funcionaba en agua. Añadió un taladro y una bomba centrífuga al motor, inventando lo que hoy se conoce como bomba sumergible eléctrica. Arutunoff emigró a Estados Unidos, donde fundó Russian Electrical Dynamo of Arutunoff (REDA). Actualmente, las bombas sumergibles eléctricas funcionan en yacimientos terrestres y marítimos de todo el mundo. Comúnmente se aplica en yacimientos con alto corte de agua y baja relación de solubilidad de gas, incluso se puede aplicar también para crudos altamente viscosos, pozos gasíferos, pozos con altas temperaturas y de diámetro reducido, y en pozos con fluidos abrasivos (Von Flattern, 2015).

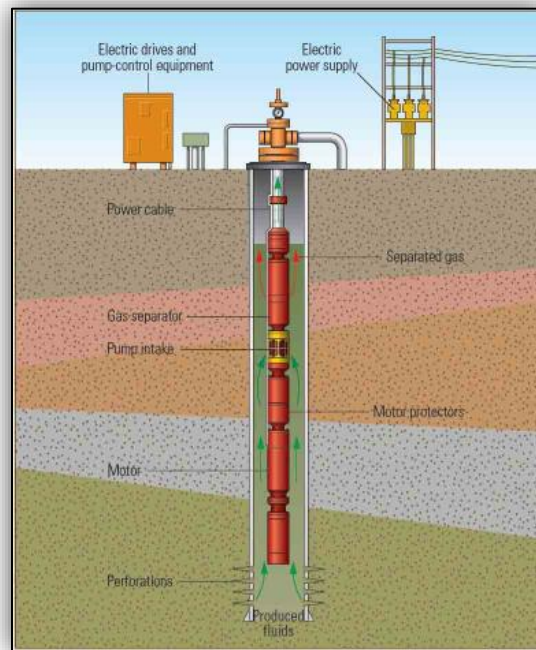


Figura 10: Sistema de bombeo electrosumergible

Fuente: (Von Flattern, 2015)

➤ **Principios de Funcionamiento**

El principio de funcionamiento del sistema BES se fundamenta en la centrifugación de los fluidos, donde se transmite en forma de presión, la energía de un motor al fluido del pozo y opera de la siguiente manera:

- **Energía Eléctrica:** La unidad de superficie con vierte la energía y la envía hasta el motor sumergible mediante el cable de potencia.
- **Motor Sumergible:** Convierte la energía eléctrica en mecánica, impulsando la bomba centrífuga.
- **Bomba:** Eleva el fluido desde el fondo del pozo hasta la superficie.
- **Flujo de Fluido:** El fluido producido es transportado a través de la tubería de producción hasta superficie donde es procesado y almacenado.

Un sistema BES es una bomba centrífuga de múltiples etapas que se encuentran apiladas, en donde el número de etapas son determinadas en base a los requisitos operativos del pozo y el diseño de la completación. Cada etapa contiene un impulsor rotativo y difusores estacionarios diseñados para soportar el daño por abrasión o por corrosión. Cuando el fluido del pozo fluye hacia la primera etapa de la bomba, pasa a través de un impulsor y se centrifuga radialmente hacia afuera, adquiriendo energía cinética. La bomba centrífuga se acciona mediante un motor de inducción que puede alcanzar velocidades de operación de más de 5,000 RPM siempre y cuando se utilice un variador de velocidad. Después de salir del impulsor, el fluido es forzado a hacer un giro brusco para ingresar en el difusor. A medida que atraviesa esta sección, el fluido se difunde, y la energía cinética se convierte en presión. El fluido que ahora posee una presión levemente más alta que cuando ingreso a la primera etapa, ingresa a la siguiente etapa de impulsor y difusor para reiterar el proceso, hasta pasar por todas las etapas, en donde adquiere la presión deseada o designada para llevar el fluido hasta superficie(Von Flattern, 2015).

➤ **Componentes del sistema BES**

Los componentes del sistema de BES pueden ser clasificados en dos partes

- **Componentes de fondo.**

- BOMBA
- INTAKE
- PROTECTOR
- MOTOR
- SENSOR DE FONDO
- CABLE DE POTENCIA

- **Componentes de superficie.**

- SWITCH
- CAJA DE VENTEO
- TRANSFORMADOR ELEVADOR SUT/ REDUCTOR SDT
- VARIADOR DE FRECUENCIA VSD
- CABLE DE SUPERFICIE

2.4.3 *Recuperación secundaria*

La recuperación secundaria es una etapa del proceso de explotación de un yacimiento que tiene como objetivo incrementar la producción de petróleo una vez que el flujo natural y la recuperación primaria dejan de ser suficientes.

Para mejorar este rendimiento, se implementa la recuperación secundaria, que inyecta energía externa al yacimiento, principalmente mediante agua o gas, con el fin de mantener la presión y desplazar el crudo remanente. Esta técnica se basa en el uso de métodos artificiales para mantener la presión del yacimiento y desplazar el petróleo hacia los pozos productores

Tipos de recobro Secundario

- Inyección de agua/gas
- Mantenimiento de presión

2.4.4 *Recuperación terciaria*

La recuperación terciaria, también conocida como mejoramiento de la recuperación de petróleo (EOR – Enhanced Oil Recovery), es una etapa avanzada de explotación que se aplica después de la recuperación primaria y secundaria. Su objetivo es incrementar el factor de recuperación mediante métodos que modifican las propiedades del crudo o del medio poroso para movilizar el petróleo residual atrapado

Tipos de recobro Terciario

- Químico
- Térmico
- Miscible

2.5 OPTIMIZACIÓN DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN

2.5.1 *Inyección de diluyente*

El método de inyección de diluyentes consiste en inyectar un agente químico o incluso un hidrocarburo ligero, con el propósito que se mezcle con el crudo pesado con el objetivo de disminuir la viscosidad del aceite y mejorar la movilidad de los fluidos del yacimiento, y de la misma manera, reducir las pérdidas de presión por fricción al momento de que esta mezcla fluya por la tubería. Inicialmente, el diluyente era inyectado en la cabeza del pozo, con el objetivo de reducir la viscosidad a lo largo de toda la tubería de producción; sin embargo, se ha desarrollado una nueva técnica en donde el diluyente se inyecta directamente en el fondo del pozo a través de un tubo capilar o inyectando el diluyente a través del espacio anular (Camacho C & Cámara J, 2014).

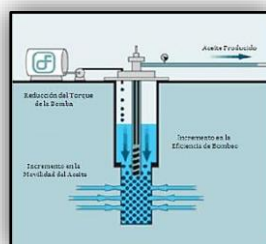


Figura 11: Inyección de diluyentes por espacio Anular ((Camacho C & Cámara J, 2014))

Para la producción de crudos pesados es altamente recomendado la inyección de diluyente por el espacio anular (Figura 11) acompañado de una instalación con una bomba en el fondo, debido a que el diluyente en el fondo del pozo crea una zona de mezclado, propiciándose la entrada a la bomba, y aumentando la eficiencia de esta.

2.5.2 *Software PROSPER*

Prosper es un software especializado en la simulación y análisis de pozos petroleros, particularmente en la industria de la explotación de hidrocarburos. Este tipo de software es utilizado por ingenieros y geo científicos para simular, modelar y analizar el comportamiento de los pozos y sistemas de producción, lo que permite optimizar la extracción de recursos y mejorar la eficiencia operativa.

El uso de software **Prosper** permite tomar decisiones más informadas y precisas sobre el desarrollo de pozos y yacimientos petroleros. Las decisiones basadas en simulaciones y análisis detallados son clave para:

- Maximizar la producción y los ingresos.
- Optimizar la utilización de los recursos, como el agua, gas y otros fluidos inyectados.
- Reducir costos operativos y de mantenimiento.
- Mejorar la seguridad operacional al prever posibles fallos o problemas en el sistema de producción.

Simulación de pozos petroleros.

El software Prosper permite realizar simulaciones de los sistemas de producción de los pozos, lo que incluye la estimación del comportamiento de la presión en el yacimiento, la producción de fluidos, la capacidad de los equipos de bombeo, y el rendimiento de los pozos bajo diversas condiciones operativas.

Aplicación en la industria Petrolera

El software Prosper es utilizado en diversas etapas de los proyectos petroleros:

- **Fase de Exploración:** Durante la fase inicial, el software puede ser útil para estimar la capacidad de producción de un pozo o campo potencial.
- **Fase de Producción:** Durante la vida útil del pozo, Prosper se usa para monitorear el rendimiento, ajustar las estrategias de intervención y evaluar el impacto de diversas técnicas de producción.
- **Fase de Rehabilitación:** Cuando la producción de un pozo cae, Prosper ayuda a identificar las mejores intervenciones para recuperar la producción, como la inyección de fluidos o el cambio de sistemas de bombeo.

3 CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

3.1 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

3.1.1 *Tipo de investigación.*

La presente investigación es de tipo no experimental, ya que no se manipulan deliberadamente las variables independientes; en su lugar, se observan y analizan los fenómenos tal como ocurren en su contexto natural (Vega & Barrantes, 2022). Es decir, en los pozos de crudo pesado de la Arena M1 del Campo Fanny. No se interviene en las operaciones reales, sino que se estudian los datos existentes y se realizarán simulaciones para evaluar el comportamiento del sistema.

Además, se trata de una investigación con diseño longitudinal, dado que se analizarán datos recolectados a lo largo del tiempo sobre la producción de hidrocarburos, corte de agua, viscosidad del crudo y desempeño de los sistemas de bombeo electrosumergible (BES), con el fin de observar cómo varían estos parámetros y evaluar el impacto de la inyección de diluyente en distintos escenarios.

3.1.2 *Método de investigación.*

El enfoque metodológico de esta investigación se basa en el método hipotético-deductivo, el cual parte de la formulación de una hipótesis que propone que la implementación de un sistema de inyección de diluyente mejora el comportamiento de producción en los pozos de crudo pesado de la Arena M1 del Campo Fanny.

A partir de esta hipótesis, se deducen consecuencias observables que se contrastan con el modelado y simulaciones. Este método permite validar o refutar la hipótesis en función de los resultados obtenidos. Además del análisis técnico-operativo, se incorpora una evaluación económica, considerando los costos asociados al diluyente y los ingresos generados por el incremento de producción, lo que permite determinar la viabilidad financiera del sistema propuesto.

3.1.3 Población

La población es de tipo finita y está compuesta por todos los pozos de crudo pesado con características similares de alta viscosidad y alto corte de agua, que utilizan sistemas de bombeo electrosumergible (BES) en el Bloque Tarapoa, específicamente en la Arena M1 del Campo Fanny. Esta definición abarca cualquier pozo en esta área que cumpla con las condiciones específicas del campo.

3.1.4 Muestra

La muestra se conformará por un subconjunto de pozos específicos que han sido cerrados o muestran baja producción debido a un alto corte de agua, que se elegirán con el criterio de conveniencia debido a la disponibilidad de la información y datos. De esta manera, la selección permitirá observar los efectos de la inyección de diluyente en condiciones controladas para mejorar la producción.

3.1.5 Recopilación de los datos

La recopilación de datos en esta investigación se realizará mediante un enfoque documental y bibliográfico, utilizando información técnica relevante proveniente de

artículos científicos, reportes técnicos, bases de datos de producción y literatura relacionada con el comportamiento de pozos de crudo pesado. Además, se analizarán datos operativos históricos del Campo Fanny, los cuales serán tratados bajo estrictos criterios de confidencialidad, respetando la privacidad y manejo ético de la información proporcionada por la fuente primaria.

3.1.6 Metodología del desarrollo

El presente diagrama de flujo de la Figura 12 representa la metodología propuesta para evaluar la aplicación de diluyentes en pozos con sistemas de bombeo electro-sumergible (BES) en la arena M1 del campo Fanny, caracterizados por presentar alta producción de agua y bajo rendimiento de crudo. El proceso inicia con una recopilación bibliográfica que permite identificar pozos candidatos y establecer criterios técnicos sobre el uso de diluyentes en crudos pesados. Posteriormente, se selecciona el diluyente más adecuado en función de sus propiedades fisicoquímicas y compatibilidad con el crudo del área de estudio.

Una vez seleccionado el diluyente, se llevan a cabo simulaciones iniciales utilizando el software PROSPER, a fin de predecir el comportamiento del sistema frente a diferentes condiciones de inyección. Con base en estas simulaciones, se diseñan diversos escenarios variando proporciones y parámetros de inyección para optimizar el desempeño del pozo. Finalmente, se realiza un análisis técnico y económico comparativo de los resultados, enfocado en la mejora de la producción, reducción de viscosidad y viabilidad financiera del uso del diluyente en campo.

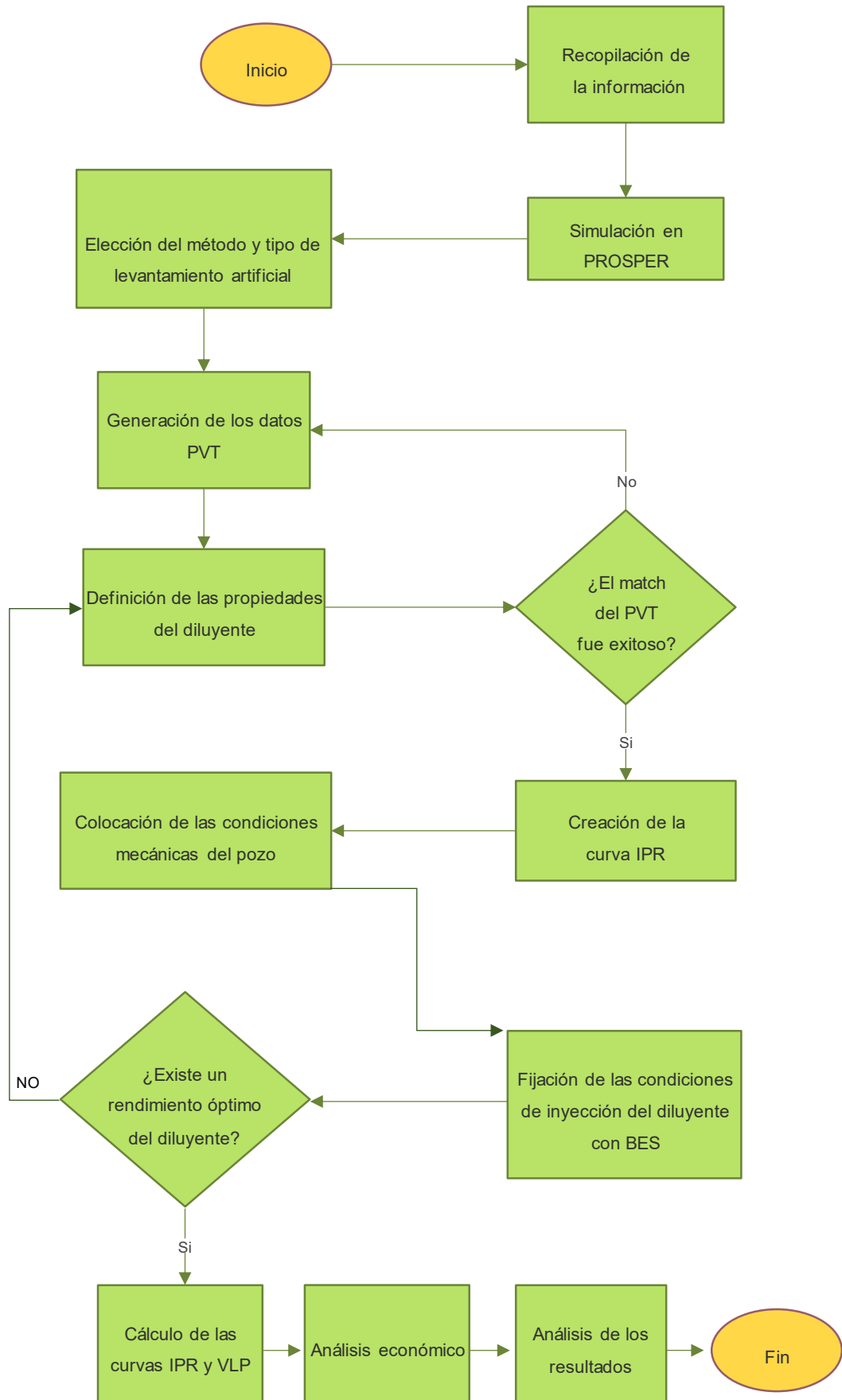


Figura 12 Metodología del desarrollo de la inyección de diluyente, (Elaboración propia, 2025)

3.2 Simulación en PROSPER

The screenshot displays the PROSPER software interface with the following settings:

- Fluid Description:** Fluid: Oil and Water; Method: Black Oil; Separator: Single-Stage Separator; Emulsions: No; PVT Warnings: Disable Warning; Water Viscosity: Use Default Correlation; Viscosity Model: Newtonian Fluid.
- Calculation Type:** Predict: Pressure and Temperature (on land); Model: Rough Approximation; Range: Full System.
- Brine Modelling:** Brine Properties Correlation: Default.
- Well:** Flow Type: Tubing Flow; Well Type: Producer.
- Well Completion:** Type: Cased Hole; Sand Control: None.
- Artificial Lift:** Method: Diluent Injection; Type: Annular Injection with ESP.
- Reservoir:** Inflow Type: Single Branch; Gas Coning: No.
- User information:** Company: Andes Petroleum; Field: Fanny-18B Oil and Gas Field; Location: Ecuador; Well: Pozo 1 y Pozo 2; Platform: ; Analyst: ; Date: martes, 29 de abril de 2025.
- Comments:** (Cntl-Enter for new line)

Figura 13 Elección de método y tipo de levantamiento artificial, (PROSPER,2025)

La selección del método de inyección del diluyente y del sistema de bombeo electrosumergible para los pozos 1 y 2 se presenta en la Figura 13. Estos métodos fueron diseñados para pozos de producción de agua y petróleo, en los cuales el flujo se realiza a través del tubing, permitiendo que la inyección del diluyente se efectúe por el espacio anular.

Para los cálculos técnicos se consideraron las condiciones de presión y temperatura en superficie, dado que se trata de pozos costa adentro con completación finalizada. Adicionalmente, en la sección de información general se incluyeron los datos de la compañía operadora, “Andes Petroleum”, el nombre del campo en estudio, “Campo Fanny-18B”, y el país en el que se encuentra ubicado, “Ecuador”.

3.2.1 Pozo 1

- PVT

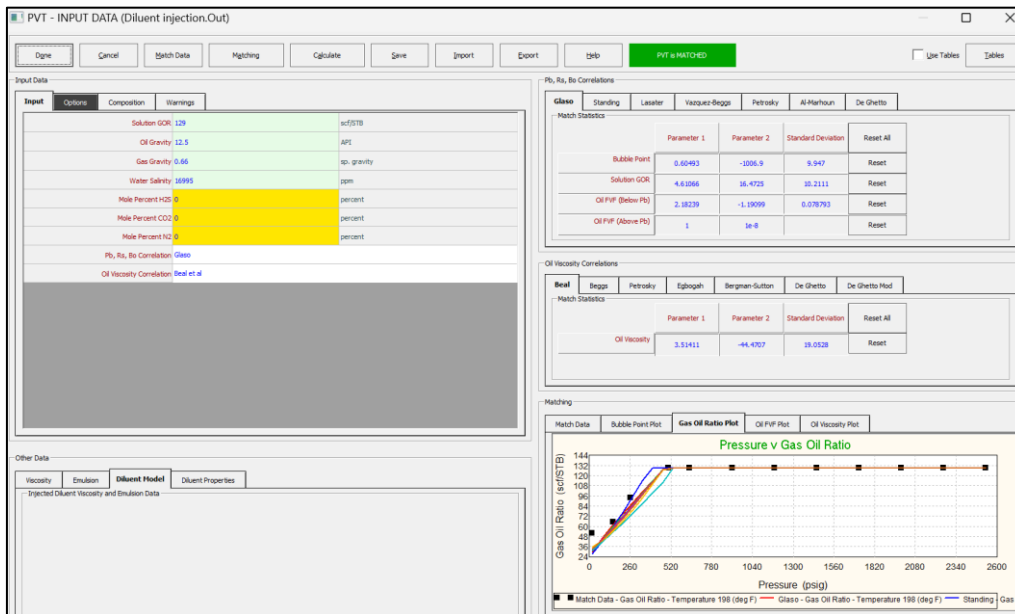


Figura 14 Match de las propiedades PVT del crudo pesado del pozo 1, (PROSPER,2025)

El match de las propiedades PVT para el crudo pesado de 12.5 API del pozo 1 se pueden visualizar en la Figura 14. Donde, se ingresó la relación gas petróleo de 129 scf/STB, la gravedad específica del gas de 0.66 y la salinidad del agua de formación de 16995 ppm.

Adicionalmente, se estableció como método de Glaso para el cálculo de las propiedades de la solubilidad y factor volumétrico del petróleo relacionadas a la presión de burbuja de 504 Psi. En cuanto a la viscosidad del petróleo se eligió la correlación de Beal et al, debido a que estos modelos permitieron hacer un mejor ajuste de las propiedades PVT.

Al finalizar el match de los valores ingresados para las condiciones del reservorio se generó un recuadro de color verde “PVT is MATCHED” el cual indica que fue exitoso el cálculo de las correlaciones y ajuste de las curvas en base a las propiedades del crudo pesado.

- IPR

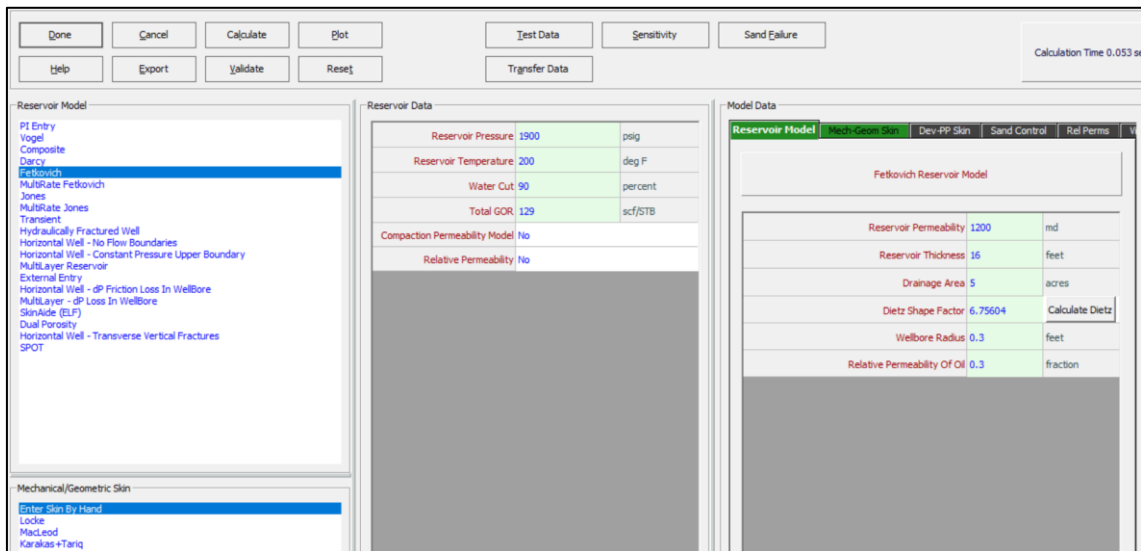


Figura 15 Match del IPR del pozo 1. (PROSPER, 2025)

En la Figura 15 se presentó el ajuste correspondiente a la construcción de la curva de Inflow Performance Relationship (IPR), en el cual se ingresaron los parámetros característicos del pozo y del yacimiento. Se utilizó una presión de reservorio de 1900 psi, una temperatura de 200 °F, un corte de agua del 90 % y un GOR (Gas-Oil Ratio) de 129 scf/STB. Estos valores permitieron representar adecuadamente las condiciones operativas del pozo. Para el modelado del comportamiento de producción, se seleccionó el método de Fetkovich, dado que permite integrar tanto el flujo laminar como el pseudo estable en la estimación del desempeño del pozo.

En cuanto a las propiedades del yacimiento, se consideró una permeabilidad de 1200 milidarcys (md), un espesor neto de 16 pies, y un área de drenaje estimada en 5 acres. El factor de forma de Dietz fue determinado en función de las condiciones de frontera del pozo, considerando geometría radial y continuidad del yacimiento. Luego de ingresar todas las propiedades del sistema yacimiento-pozo, el modelo permitió estimar un caudal de flujo absoluto (AOF, por sus siglas en inglés) de 1194.54 barriles por día (STB/día), lo cual refleja el potencial productivo del pozo bajo condiciones de flujo máximo sin restricciones en la presión de fondo fluyente.

- Configuración mecánica

Input Data										
Point	Label	Type	Measured Depth (feet)	Tubing Inside Diameter (inches)	Tubing Inside Roughness (inches)	Tubing Outside Diameter (inches)	Tubing Outside Roughness (inches)	Casing Inside Diameter (inches)	Casing Inside Roughness (inches)	Rate Multiplier
1		Xmas Tree	0							
2		Casing	75					20	0.0006	1
3		Casing	5200					10.75	0.0006	1
4		Tubing	7613	3.068	0.0006	3.5	0.0006	7	0.0006	1
5		Casing	8268					7	0.0006	1
6										

Figura 16 Esquema mecánico del pozo 1. (PROSPER, 2025)

La Figura 16 presenta la estructura interna del pozo desde el árbol de navidad hasta el fondo. El árbol de navidad se ubicó a 0 pies. Desde allí, el casing se extendió hasta los 75 pies con un diámetro interno de 20 pulgadas y una rugosidad de 0.0006 pulgadas. Posteriormente, otro tramo de casing alcanzó una profundidad de 5200 pies con un diámetro interno de 10.75 pulgadas. A partir de los 7613 pies se instaló tubing con un diámetro interno de 3.068 pulgadas, rugosidad de 0.0006 pulgadas, diámetro externo de 3.5 pulgadas y rugosidad externa de 0.0006 pulgadas, alojado dentro de casing de 7 pulgadas de diámetro interno y rugosidad de 0.0006 pulgadas. Finalmente, el casing se prolongó hasta los 8268 pies manteniendo las mismas dimensiones internas. Todos los tramos mostraron un multiplicador de tasa igual a 1, lo cual indica que no se aplicaron factores de corrección en el flujo para cada segmento.

Overall Heat Transfer Coefficient				8	BTU/h/ft ² /F
Formation Gradient					
Depth Reference		RKB	Enter Measured Depth		
Point	Formation TVD (feet)	Formation Measured Depth (feet)	Formation Temperature (deg F)		
1	0	0	60		
2	7788.65	8268	200		

Figura 17 Gradiente de Temperatura del pozo 1. (PROSPER, 2025)

La Figura 17 presenta los parámetros fundamentales que fueron utilizados para calcular el coeficiente global de transferencia de calor, el cual se estableció en 8 BTU/h·ft²·°F. Este valor representó la eficiencia con la que el calor se transfirió a través de las paredes del pozo, siendo un componente clave en la modelación térmica durante las operaciones de producción o perforación. La profundidad de referencia fue el RKB (Rotary Kelly Bushing), por lo que se midió una profundidad real (Measured Depth) de 8,268 pies. La profundidad vertical verdadera (TVD) de la formación se reportó en 7,788.65 pies, lo que permitió establecer relaciones más precisas con respecto a la temperatura de formación y el gradiente geotérmico.

La temperatura medida en la formación a dicha profundidad fue de 200 °F, mientras que la temperatura en superficie fue de 60 °F. Con estos valores, se dedujo un gradiente térmico aproximado, necesario para evaluar el comportamiento térmico del pozo y su entorno geológico.

Cp Oil	0.53	BTU/lb/F
Cp Gas	0.51	BTU/lb/F
Cp Water	1	BTU/lb/F

Figura 18 Capacidades caloríficas del pozo 1. (PROSPER, 2025)

La Figura 18 presenta los valores de capacidad calorífica específica de los principales fluidos presentes en el yacimiento. Este conjunto de datos fue fundamental para establecer los balances de energía en el sistema de producción y para evaluar la respuesta térmica del pozo ante variaciones en las condiciones operativas. Según los resultados obtenidos, la capacidad calorífica del aceite (Cp Oil) fue de 0.53 BTU/lb·°F, mientras que la del gas (Cp Gas) fue de 0.51 BTU/lb·°F.

Estos valores reflejaron las propiedades térmicas particulares de los hidrocarburos bajo las condiciones de presión y temperatura simuladas. Además, la capacidad calorífica del agua (C_p Water) fue calculada en 1.00 BTU/lb·°F, lo que coincidió con el valor típico para agua líquida en condiciones estándar. Estos mismos valores se utilizaron para el pozo 2, ya que el simulador los establece como estándares.

- **Inyección de diluyente para sistema BES**

Para la inyección del diluyente se basaron en las guías de Ensalzado (2016) y de Astutik y otros (2017), quienes establecieron que, en casos de reservorios con alto corte de agua, se debe considerar la utilización de un fluido de mayor grado API. Por esta razón, en el presente estudio se consideró un crudo de 30° API, el cual es producido en el campo Fanny, como fluido diluyente para mejorar el comportamiento del flujo en el sistema de producción.

Dentro del software PROSPER se ingresaron las condiciones de superficie, asignando una temperatura de 60 °F y una presión de 14.7 psi, las cuales se utilizaron como referencia para interpolar con las condiciones de fondo, que fueron una temperatura de 200 °F y una presión de 1900 psi. Estos parámetros permitieron simular el efecto del diluyente sobre la viscosidad del crudo pesado y evaluar el desempeño del sistema bajo condiciones operativas representativas del yacimiento, que se encuentra representado en la Figura 19.

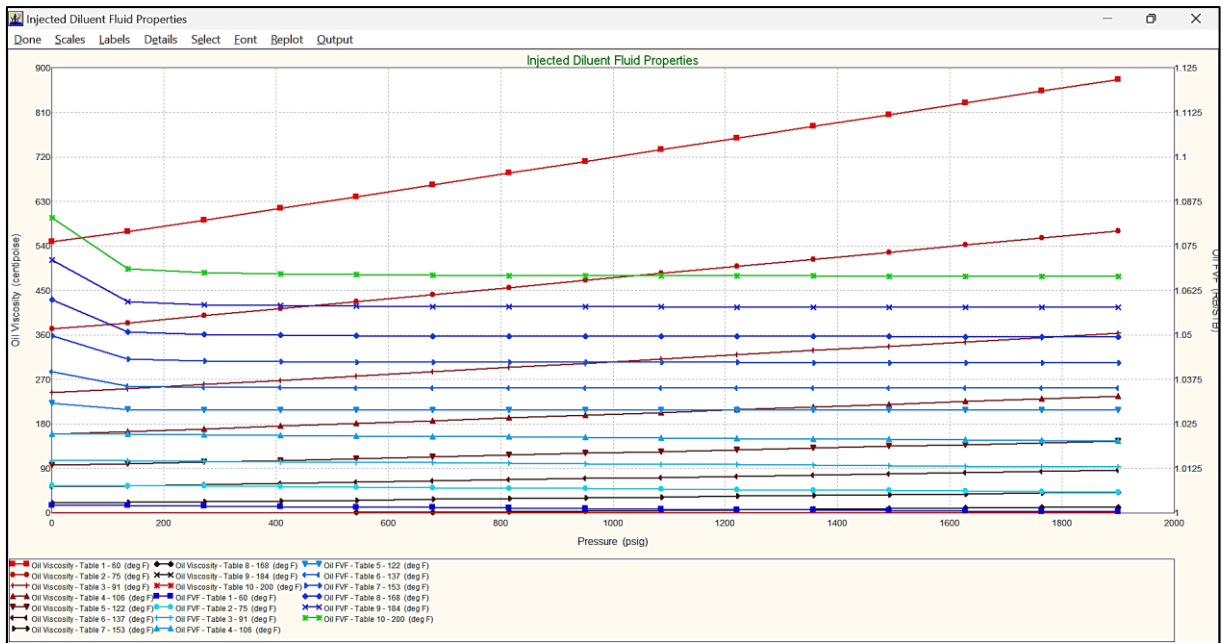


Figura 19 Comportamiento del diluyente en la viscosidad del pozo 1. (PROSPER,2025)

Input Data		
Diluent Injection Depth	7600	feet
Diluent Injection Rate	300	STB/day
Pump Depth (Measured)	7700	feet
Operating Frequency	60	Hertz
Maximum Pump OD	3.5	inches
Length Of Cable	7350	feet
Gas Separator Efficiency	0	percent
Number Of Stages	174	
Voltage At Surface	2325	Volts
Pump Wear Factor	0	fraction
Current Pump	CENTRILIFT FCNPSH 4 inches (250-4750 RB/day)	
Current Motor	Centrilift 450 175HP 2285V 50A	
Current Cable	#2 Aluminium 0.53 (Volts/1000ft) 70 (amps) max	

Figura 20 Inyección de diluyente en el equipo BES del pozo 1. (PROSPER,2025)

La Figura 20 detalla la configuración de la inyección del diluyente en el equipo BES del pozo 1, según los datos obtenidos mediante simulación. La profundidad de inyección del diluyente fue establecida en 7,600 pies, con una tasa de inyección de 300 STB/día. La bomba se colocó a una profundidad medida de 7,700 pies, y operó a una frecuencia de 60 Hz. El equipo instalado incluyó una bomba CENTRILIFT FCNPSH de 4 pulgadas, con un rango de capacidad entre 250 y 4,750 barriles por día, y un total de 174 etapas.

La eficiencia del separador de gas fue asumida como cero, lo cual implicó un diseño sin separación previa de gas libre. El motor utilizado fue un Centrilift 450 de 175 HP, operando a 2,285 V y 50 A, mientras que el cable eléctrico de conexión fue de aluminio #2, con una caída de tensión de 0.53 V por cada 1,000 pies y una longitud total de 7,350 pies. La tensión aplicada en superficie fue de 2,325 V, y la corriente máxima registrada alcanzó los 70 amperios. Estos parámetros permitieron simular de forma realista la operación del sistema BES bajo condiciones de inyección de diluyente, contribuyendo a optimizar el desempeño del pozo.

3.2.2 Pozo 2

- PVT

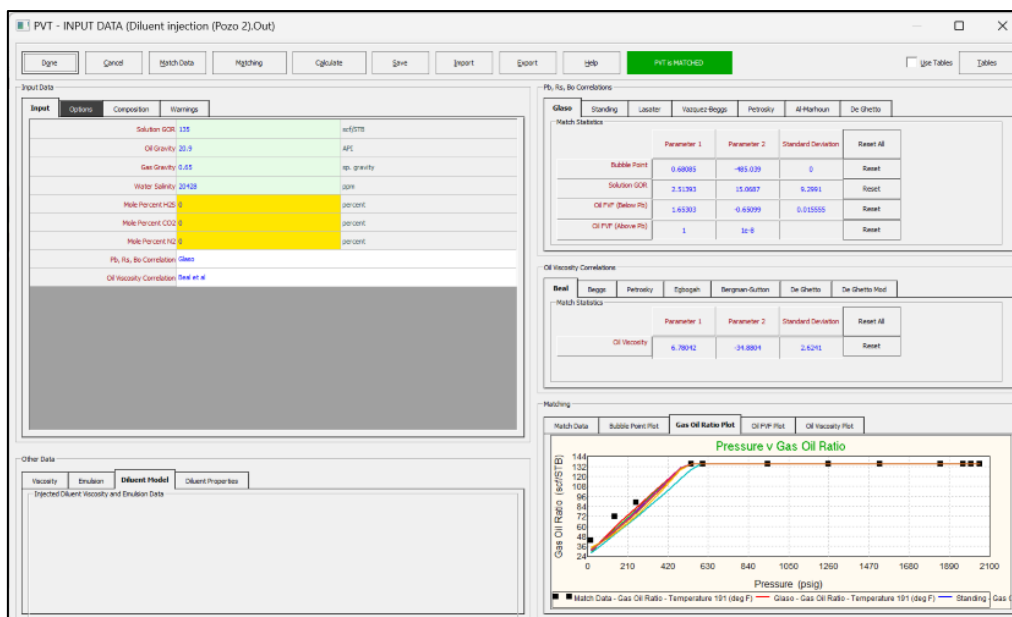


Figura 21 Match de las propiedades PVT del crudo pesado del pozo 2. (PROSPER,2025)

El ajuste de las propiedades PVT para el crudo pesado de 20.5°API correspondiente al pozo 2 se ilustra en la Figura 21. Para este análisis, se utilizaron como datos de entrada una relación gas-petróleo de 135 scf/STB, una gravedad específica del gas de 0.65 y una salinidad del agua de formación de 20,428 ppm.

Se seleccionó el método de Glaso para el cálculo de la solubilidad del gas y del factor volumétrico del petróleo, ya que se relacionan directamente con la presión de burbuja, la cual se fijó en 540 psi. En cuanto a la viscosidad del petróleo, se empleó la correlación de Beal et al., debido a que estas correlaciones ofrecieron un mejor ajuste a las propiedades PVT.

Una vez finalizado el proceso de ajuste con los valores de las condiciones del reservorio, se generó un recuadro verde con la leyenda “PVT is MATCHED”, lo cual confirma el éxito en el cálculo y ajuste de las curvas basadas en las propiedades del crudo pesado.

- IPR

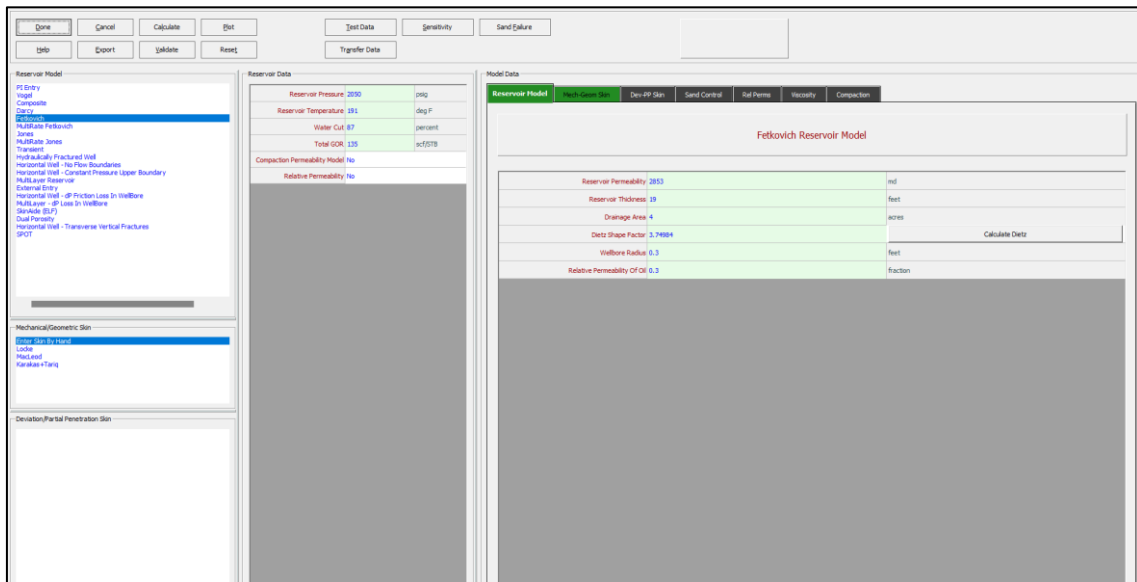


Figura 22 Match del IPR del pozo 2. (PROSPER,2025)

El resultado del ajuste correspondiente a la curva de Inflow Performance Relationship (IPR) se muestra en la Figura 22, elaborado a partir de los parámetros representativos del pozo y del yacimiento. Para la simulación se utilizaron una presión de yacimiento de 2050 psi, una temperatura de 191 °F, un corte de agua del 87 % y una relación gas-petróleo (GOR) de 135 scf/STB, lo que permitió reflejar con precisión las condiciones reales de operación.

El método seleccionado para modelar el comportamiento del pozo fue el de Fetkovich, ya que permite integrar tanto el régimen de flujo laminar como el pseudoestable, ofreciendo así una representación más completa del desempeño del pozo.

En cuanto a las propiedades del yacimiento, se utilizaron los siguientes valores: una permeabilidad de 2853 milidarcys (md), un espesor neto de 19 pies y un área de drenaje aproximada de 4 acres. El factor de forma de Dietz se calculó considerando las condiciones de frontera y la geometría radial del sistema. Con todos los parámetros del sistema pozo-yacimiento ingresados, el modelo estimó un caudal absoluto de flujo (AOF, por sus siglas en inglés) de 4329.92 barriles por día (STB/día), lo que refleja el potencial máximo de producción del pozo bajo condiciones ideales, sin restricciones por presión en el fondo fluyente.

- **Configuración mecánica**

Input Data										
Point	Label	Type	Measured Depth	Tubing Inside Diameter	Tubing Inside Roughness	Tubing Outside Diameter	Tubing Outside Roughness	Casing Inside Diameter	Casing Inside Roughness	Rate Multiplier
			(feet)	(inches)	(inches)	(inches)	(inches)	(inches)	(inches)	
1		Xmas Tree	0							
2		Casing	4909					9.625	0.0006	1
3		Tubing	7476	2.992	0.0006	3.5	0.0006	7	0.0006	1
4		Casing	8055					7	0.0006	1
5										

Figura 23 Esquema mecánico del pozo 2. (PROSPER,2025)

La Figura 23 muestra la configuración interna del pozo, el cabezal del pozo se encuentra a una profundidad de 0 pies. Desde ese punto, se instaló un revestimiento (casing) que se extiende hasta los 4909 pies, con un diámetro interno de 9.625 pulgadas y una rugosidad de 0.0006 pulgadas. A partir de los 7476 pies de profundidad, se introdujo la tubería de producción (tubing), la cual tiene un diámetro interno de 2.992 pulgadas, rugosidad interna de 0.0006 pulgadas, un diámetro externo de 3.5 pulgadas y la misma rugosidad en su superficie externa. Esta tubería se alojó dentro de un casing de 7 pulgadas de diámetro interno y rugosidad de 0.0006 pulgadas. El casing continúa hasta alcanzar una profundidad total de 8268 pies, manteniendo sus dimensiones internas constantes.

Cabe destacar que en todos los segmentos del pozo se utilizó un multiplicador de tasa igual a 1, lo que implica que no se consideraron factores de corrección en el flujo a lo largo de la trayectoria.

Point	Formation TVD (feet)	Formation Measured Depth (feet)	Formation Temperature (deg F)
1	0	0	60
2	7912.5	8055	191

Figura 24 Gradiente de Temperatura del pozo 2. (PROSPER,2025)

La Figura 24 muestra los parámetros clave utilizados para calcular el coeficiente global de transferencia de calor, que se determinó en 8 BTU/h·ft²·°F. Este valor refleja la eficiencia de transferencia térmica a través de las paredes del pozo. La profundidad de referencia fue el RKB, con una profundidad medida de 8,055 pies y una profundidad vertical verdadera (TVD) de 7,912.15 pies. A esa profundidad, la temperatura de la formación fue de 191 °F y la temperatura superficial de 60 °F, lo que permitió estimar el gradiente geotérmico del pozo 2.

- **Inyección de diluyente para sistema BES**



Figura 25 Comportamiento del diluyente en la viscosidad del pozo 2. (PROSPER,2025)

Siguiendo el mismo enfoque utilizado para el pozo 1, en el pozo 2 se seleccionó un crudo de 30° API como diluyente, con el propósito de optimizar el comportamiento del flujo en un entorno caracterizado por un alto corte de agua. En el software PROSPER se ingresaron las condiciones de superficie, con una temperatura de 60 °F y una presión de 14.7 psi, las cuales fueron interpoladas con las condiciones de fondo, que corresponden a una temperatura de 191 °F y una presión de reservorio de 2050 psi. Estos parámetros permitieron simular el efecto del diluyente sobre la viscosidad del crudo en el pozo 2, cuyos resultados se presentan en la Figura 25.

Input Data		
Diluent Injection Depth	7470	feet
Diluent Injection Rate	300	STB/day
Pump Depth (Measured)	7574	feet
Operating Frequency	60	Hertz
Maximum Pump OD	3.5	inches
Length Of Cable	7620	feet
Gas Separator Efficiency	0	percent
Number Of Stages	152	
Voltage At Surface	2370	Volts
Pump Wear Factor	0	fraction
Current Pump	CENTRILIFT R38 4 inches (2500-4500 RB/day)	
Current Motor	Centrilift 562 450HP 2460V 105A	
Current Cable	#1 Copper 0.26 (Volts/1000ft) 115 (amps) max	

Figura 26 Inyección de diluyente en el equipo BES del pozo 2. (PROSPER,2025)

La Figura 26 muestra la configuración de la inyección de diluyente en el sistema de bombeo electro-sumergible (BES) del pozo 2, conforme a los datos simulados en el software PROSPER. La inyección del diluyente se estableció a una profundidad de 7,470 pies, con una tasa constante de 300 STB/día. La bomba fue instalada a una profundidad medida de 7,574 pies, operando a una frecuencia de 60 Hz. Se utilizó una bomba CENTRILIFT R38 de 4 pulgadas de diámetro, con una capacidad operativa entre 2,500 y 4,500 barriles por día, distribuida en 152 etapas.

Al igual que en el pozo 1, se asumió una eficiencia nula del separador de gas, por lo que no se consideró separación previa de gas libre. El sistema fue impulsado por un motor Centrilift 562 de 450 HP, operando a 2,460 V y 105 A, conectado mediante un cable de cobre calibre #1, con una caída de tensión de 0.26 V por cada 1,000 pies. La longitud total del cable fue de 7,620 pies, alcanzando una tensión en superficie de 2,460 V y registrando una corriente máxima de 115 amperios.

Esta configuración permitió realizar una simulación realista del sistema BES en condiciones operativas con inyección de diluyente, proporcionando datos fundamentales para la evaluación del desempeño del pozo 2.

4 CAPÍTULO IV: RESULTADOS

4.1 ANÁLISIS DE LA INYECCIÓN DEL DILUYENTE

4.1.1 Pozo 1.

- Profundidad de la inyección de diluyente

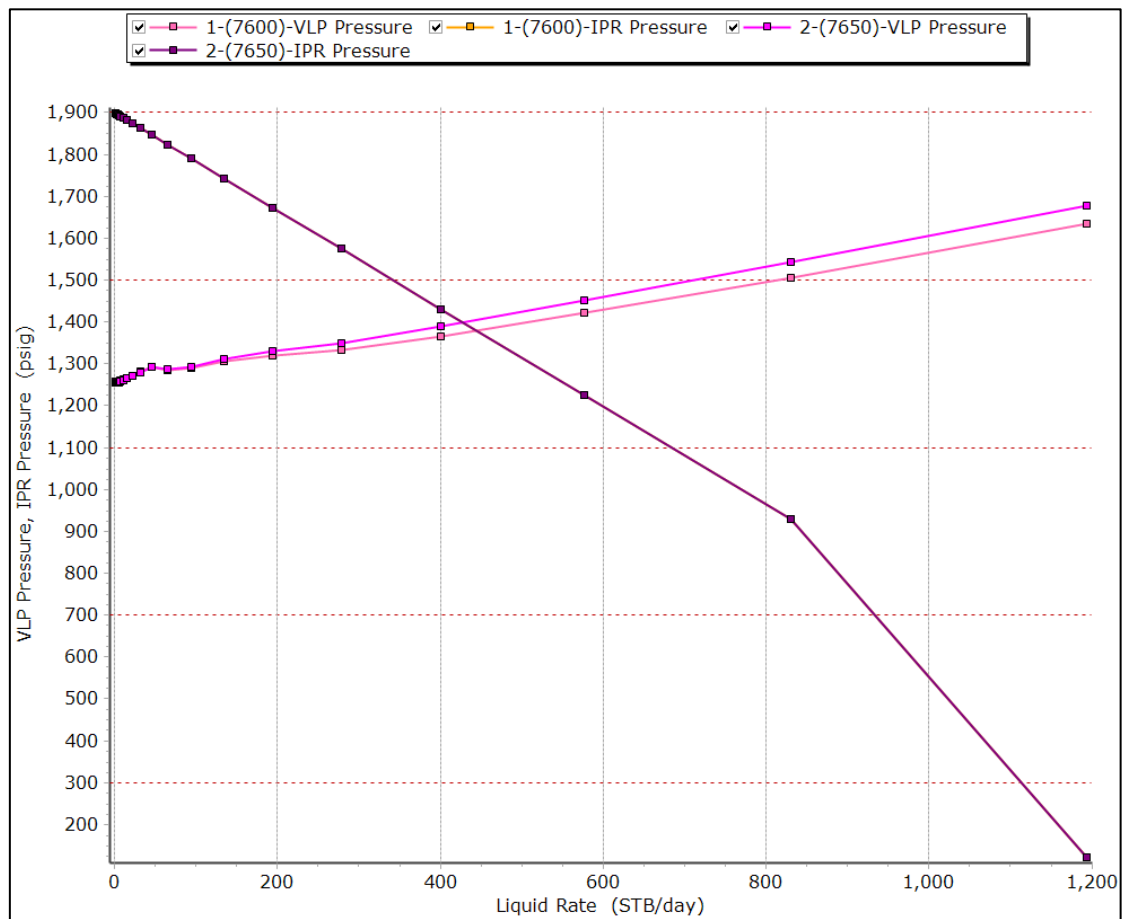


Figura 27 Profundidad de la inyección de diluyente en el equipo BES del pozo 1. (PROSPER,2025)

El comportamiento de la producción del pozo 1 en función de la profundidad de inyección del diluyente en el sistema BES se visualiza en la Figura 27. Mediante dos escenarios clave: el primero, con una inyección a 7600 pies, donde la intersección de las curvas de desempeño del yacimiento (IPR) y del sistema de levantamiento (VLP) permitió alcanzar una tasa de extracción de 435 barriles estándar por día (STB/día); el segundo, a una profundidad mayor de 7650 pies, mostró una disminución en la eficiencia, logrando únicamente 422 STB/día. Esta diferencia evidencia que una mayor profundidad no siempre implica un mejor rendimiento, ya que las condiciones de presión y aporte del diluyente pueden variar significativamente con apenas 50 pies adicionales. Por lo tanto, para este caso específico, resulta más conveniente seleccionar una profundidad de inyección de 7600 ft, al ofrecer un equilibrio más favorable entre caudal, eficiencia del sistema y diluyente de 30 API.

- **Tasa de la inyección del diluyente**

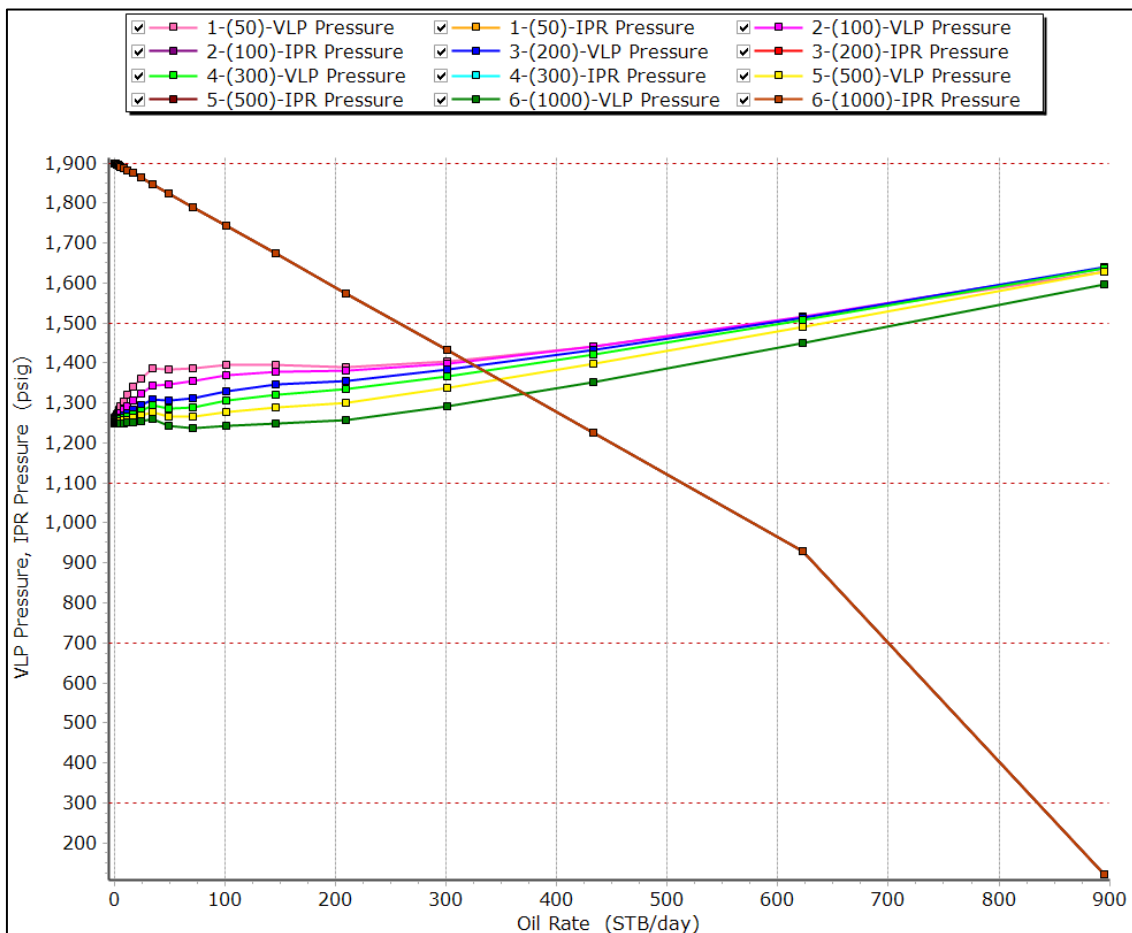


Figura 28 Tasa de la inyección de diluyente en el equipo BES del pozo 1. (PROSPER,2025)

La Figura 28, presenta el comportamiento de la producción del pozo 1 en función de diferentes tasas de inyección del diluyente en el equipo BES. Se evidenció que a medida que se incrementaba la cantidad de diluyente inyectado, también lo hacía la producción de crudo. Para una tasa de 50 STB/día, se alcanzó una extracción de 315 STB/día, mientras que al duplicar la inyección a 100 STB/día, el volumen producido se incrementó ligeramente a 318 STB/día. Este crecimiento se mantuvo de forma progresiva: con 200 STB/día de diluyente se obtuvo una producción de 325 STB/día, y con 300 STB/día (tasa seleccionada en el diseño del sistema) se logró una producción de 335 STB/día.

A partir de este punto, se observaron mejoras notables en la eficiencia del sistema. Cuando se inyectaron 500 STB/día, la producción aumentó a 348 STB/día, y al alcanzar una tasa de 1000 STB/día, el flujo de petróleo se elevó significativamente a 370 STB/día. En este sentido, la tasa de diseño de 300 STB/día representó una opción técnicamente aceptable, pero podrían explorarse escenarios de optimización para maximizar la eficiencia del sistema BES.

- **Número de etapas en la bomba BES**

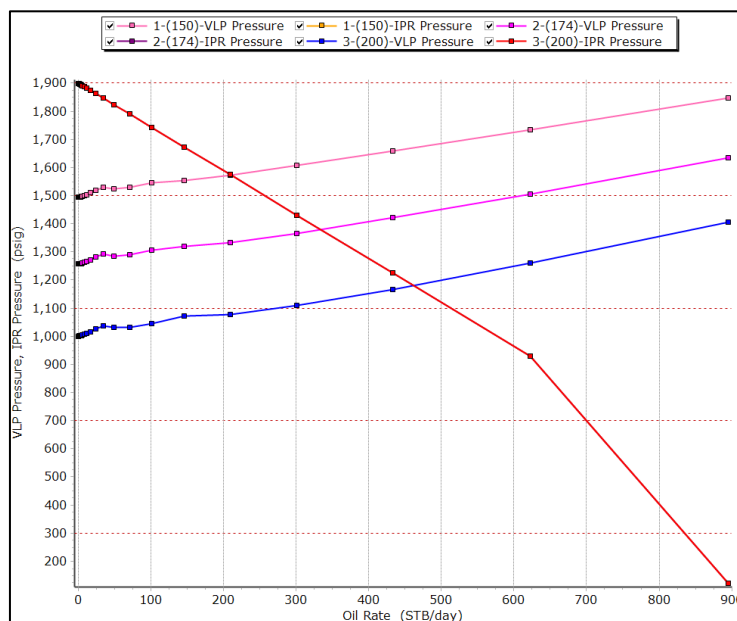


Figura 29 Número de etapas en el equipo BES del pozo 1. (PROSPER,2025)

La Figura 29, muestra el impacto del número de etapas en el desempeño del equipo BES instalado en el pozo 1. Se observó que con 150 etapas la producción alcanzó apenas los 210 STB/día, mientras que al incrementar el número a 174 etapas (correspondiente a la bomba seleccionada en el diseño) la producción mejoró significativamente hasta 340 STB/día. Finalmente, con 200 etapas se logró una extracción de 460 STB/día, evidenciando una relación directa entre el número de etapas y el caudal de producción.

No obstante, el aporte del reservorio, sumado al efecto del diluyente, mejora la movilidad del crudo y reduce la exigencia mecánica sobre el equipo. Esto permite que, en ciertas condiciones, se pueda operar con un menor número de etapas sin comprometer significativamente la eficiencia del sistema. En este caso, la elección de una bomba de 174 etapas representó un punto de equilibrio adecuado entre el soporte del yacimiento, la eficiencia del método de inyección y el rendimiento del equipo de levantamiento.

4.1.2 Pozo 2

- **Profundidad de la inyección de diluyente**

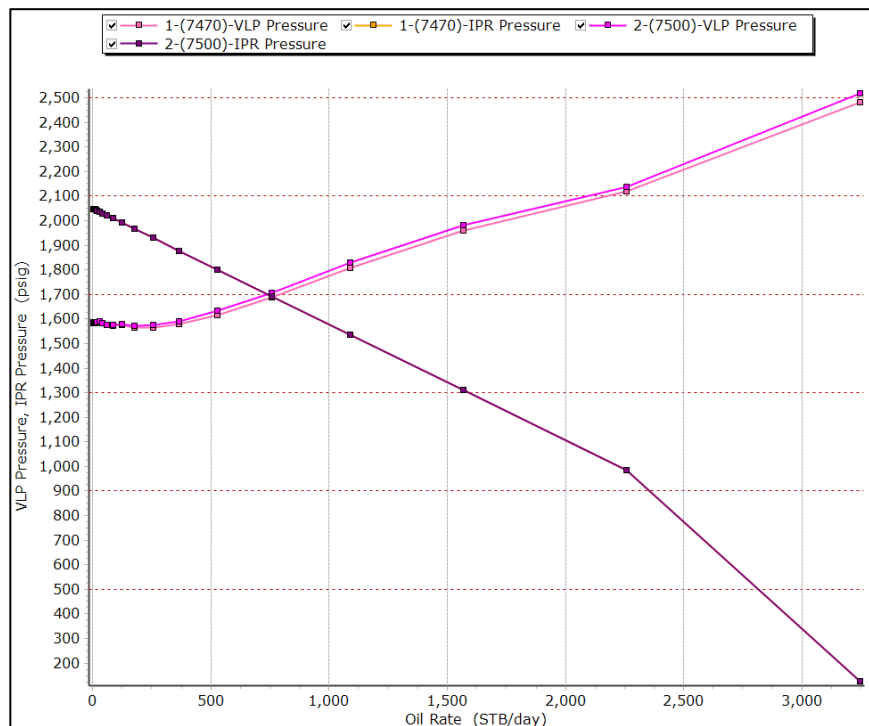


Figura 30 Profundidad de la inyección de diluyente en el equipo BES del pozo 2. (PROSPER,2025)

La Figura 30 muestra el comportamiento de la producción del pozo 2 en función de la profundidad de inyección del diluyente en el sistema BES. Para una inyección a 7470 pies, la intersección de las curvas IPR y VLP permitió alcanzar una producción de 750 STB/día, mientras que a una profundidad ligeramente mayor de 7500 pies, la producción se redujo a 740 STB/día. Esta diferencia, aunque mínima en distancia, reflejó una disminución en la eficiencia del sistema.

El análisis evidenció que una mayor profundidad no garantiza un mejor desempeño, ya que el comportamiento del yacimiento y la efectividad del diluyente pueden variar con pequeñas modificaciones. En este caso, la profundidad de 7470 ft resultó más favorable, permitiendo un mayor caudal y un mejor aprovechamiento de las condiciones del pozo, por lo que se considera la opción óptima para operar el sistema BES.

- **Tasa de la inyección del diluyente**

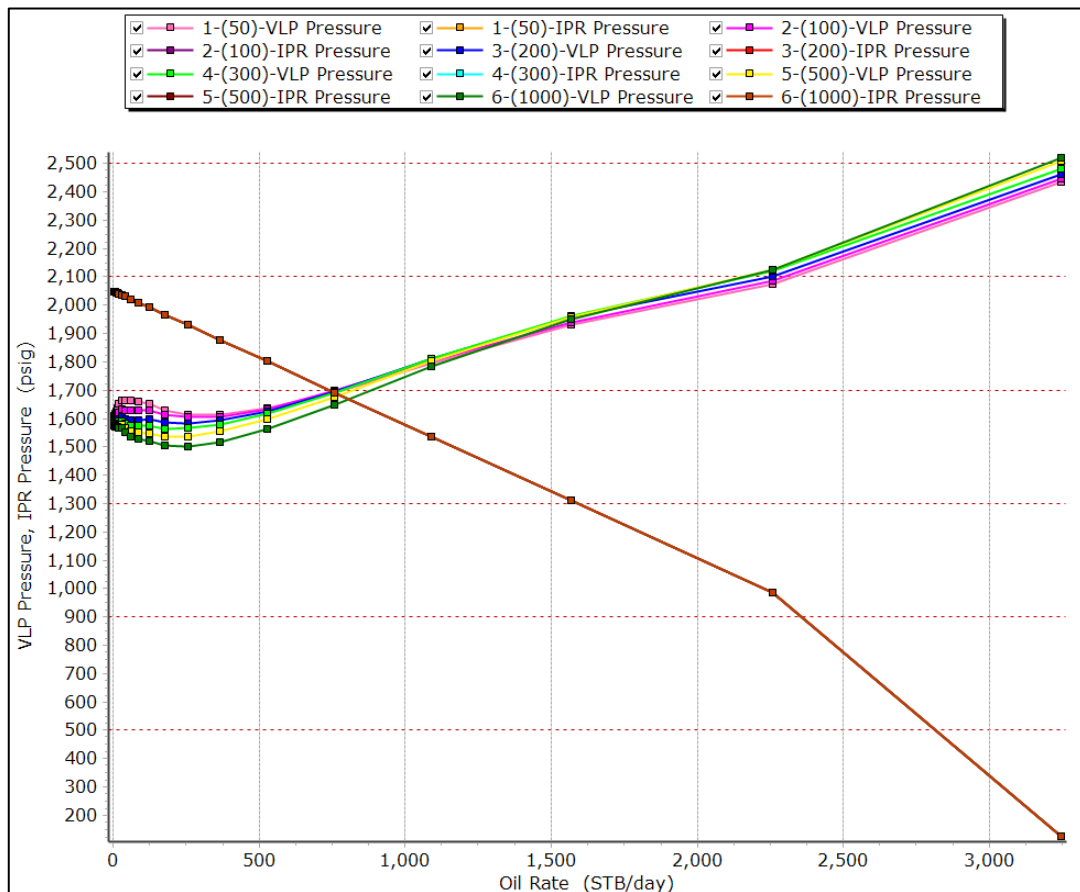


Figura 31 Tasa de la inyección de diluyente en el equipo BES del pozo 2. (PROSPER,2025)

La Figura 31 muestra el comportamiento de la producción del pozo 2 frente a distintas tasas de inyección del diluyente en el sistema BES, según los resultados generados con la sensibilidad. Para una tasa de 50 STB/día se obtuvo una producción de 762 STB/día, mientras que al duplicar la inyección a 100 STB/día, el volumen producido disminuyó levemente a 750 STB/día. Posteriormente, con una tasa de 200 STB/día, la producción aumentó a 758 STB/día, y al inyectar 300 STB/día, valor considerado en el diseño, se alcanzó un caudal de 764 STB/día.

A partir de ese punto se evidenció una mejora sostenida en el rendimiento del sistema. Con una inyección de 500 STB/día, la producción creció a 768 STB/día, y al aplicar 1000 STB/día, se logró una extracción de 810 STB/día. Estos resultados indicaron que, si bien la tasa de diseño fue técnicamente adecuada, la posibilidad de incrementar la inyección podría traducirse en una mayor eficiencia operativa.

- **Número de etapas en la bomba BES**

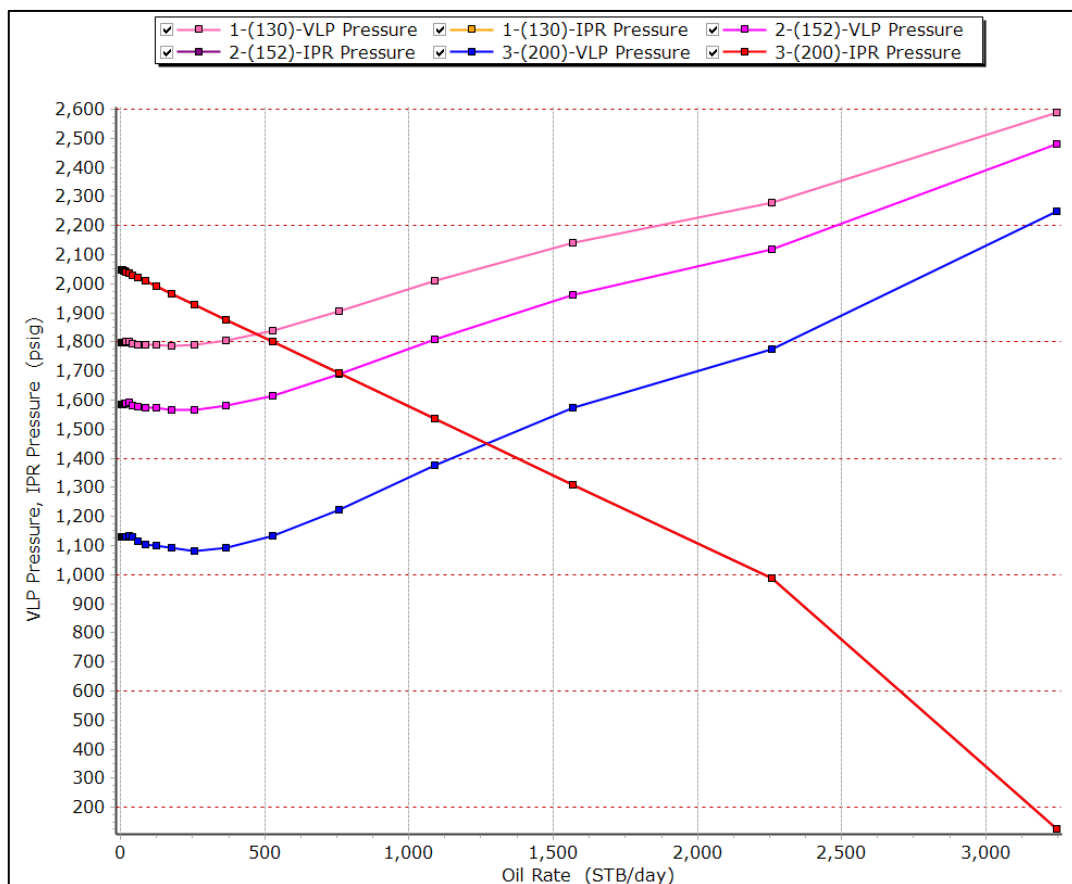


Figura 32 Número de etapas en el equipo BES del pozo 2. (PROSPER, 2025)

La Figura 32 muestra el efecto del número de etapas en el comportamiento del equipo BES utilizado en el pozo 2, con una configuración de 130 etapas, la producción alcanzó los 500 STB/día, mientras que al aumentar a 152 etapas, correspondiente a la bomba seleccionada en el diseño, se logró una extracción de 750 STB/día. Finalmente, al incrementar hasta 200 etapas, el sistema fue capaz de alcanzar un caudal de 1270 STB/día, evidenciando una relación positiva entre el número de etapas y la producción obtenida.

Sin embargo, el aporte energético del reservorio combinado con el efecto del diluyente mejora la movilidad del crudo y reduce la carga sobre el sistema de levantamiento. Esto permite, en ciertas condiciones operar eficientemente con un número menor de etapas sin comprometer el rendimiento global del pozo. En este contexto, la selección de una bomba de 152 etapas resultó ser una alternativa técnica y económicamente equilibrada, aprovechando tanto el impulso natural del yacimiento como la efectividad del método de inyección para optimizar la operación del equipo BES.

4.2 ANÁLISIS ECONÓMICO

Según Wigwe y otros (2021), para la evaluación de proyectos de inversión en el sector petrolero es fundamental considerar indicadores financieros como el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), ya que permiten determinar la viabilidad económica del proyecto. El VAN permite conocer si el proyecto generará valor a lo largo del tiempo, mientras que la TIR indica la rentabilidad esperada, facilitando la toma de decisiones en contextos de alta inversión y riesgo característicos de la industria petrolera.

4.2.1 *Definiciones de los indicadores económicos*

- **Valor Actual Neto**

El Valor Actual Neto (VAN) es un indicador de rentabilidad utilizado en la evaluación financiera de proyectos de inversión. Este indicador calcula la diferencia entre el valor

presente de los ingresos y beneficios futuros esperados y el valor presente de los costos asociados al proyecto. Este indicador permite determinar la viabilidad económica de inversiones en exploración, extracción, refinación y distribución de hidrocarburos, al comparar el valor presente de los flujos de caja netos futuros que el proyecto generará (ingresos menos costos operativos, de capital y ambientales) descontados a una tasa que refleja el costo de oportunidad del capital. Un VAN positivo indica que el proyecto no solo recuperará la inversión inicial, sino que también generará valor adicional para la empresa, mientras que un VAN negativo evidencia que la inversión no compensará adecuadamente los riesgos y costos asociados (Rodríguez, 2024).

- **TIR**

La tasa interna de retorno es la tasa porcentual que refleja la rentabilidad promedio por un tiempo determinado que produce el capital que se ha invertido en un proyecto, por lo tanto, es un ratio financiero de fundamental implementación para conocer el beneficio que tendrá la inversión a realizarse, o al contrario proyecta el bajo nivel de rentabilidad que propone invertir. La TIR representa la tasa de descuento que iguala el valor presente de los ingresos netos generados por el proyecto con la inversión inicial, expresando la rentabilidad esperada del proyecto como un porcentaje anual. Si la TIR supera el costo de capital de la empresa, el proyecto se considera económicamente viable y atractivo, ya que generará un rendimiento superior al mínimo requerido para compensar el riesgo. En el sector petrolero, la TIR ayuda a comparar y priorizar proyectos de exploración, producción y desarrollo, permitiendo seleccionar aquellos que maximicen la creación de valor en un entorno competitivo y dinámico (Lobelles-Sardiñas et al., 2025).

En este contexto de evaluación financiera mediante el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), Anyaoha y Zhang (2022) establecieron las siguientes ecuaciones para estimar la viabilidad de un proyecto. El VAN se calcula como:

$$NPV = -TCI + \sum_{j=0}^T \frac{CF_j}{(1+i)^j} \quad \dots (5)$$

$$NPV=0 = -TCI + \sum_{j=0}^T \frac{CF_j}{(1+IRR)^j} \quad \dots (6)$$

Donde:

- *NPV*: Valor Actual Neto.
- *IRR*: Tasa Interna de Retorno.
- *CF_j*: Flujo de caja o ingresos por año (j).
- *TCI*: Inversión total de capital o inversión inicial.
- *i*: Tasa de descuento.

Para que un proyecto sea considerado rentable desde el punto de vista financiero, es necesario que el Valor Actual Neto sea mayor que cero, lo que indica que los ingresos proyectados superan los costos descontados a lo largo del tiempo. En otras palabras, un VAN positivo refleja la generación de valor económico. Asimismo, la Tasa Interna de Retorno debe ser mayor que la tasa de descuento o tasa mínima requerida de inversión; si la TIR supera esta tasa, significa que el proyecto ofrece una rentabilidad superior al costo del capital, lo cual lo hace financieramente atractivo. Cuando ambas condiciones se cumplen, se puede concluir que el proyecto es viable y recomendable para su ejecución.

4.2.2 Precios del crudo para proyectos de inversión

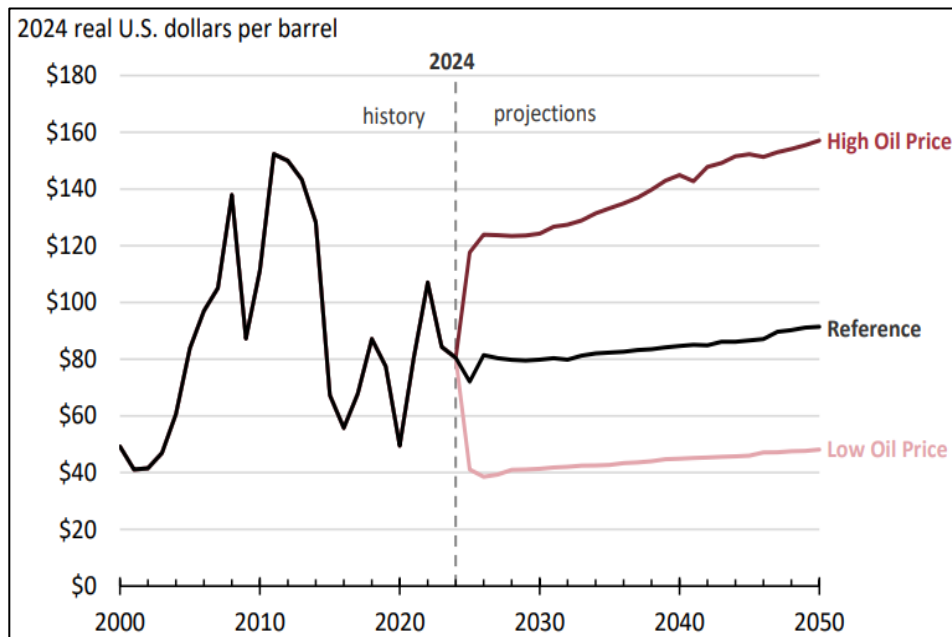


Figura 33 Valores del precio del crudo para proyectos de inversión. (EIA,2025)

La Figura 33 presenta los valores proyectados del precio del crudo hasta el año 2050, según la Agencia de Información de Energía (EIA). Esta proyección consideró tres escenarios: uno conservador con un precio bajo de \$42 por barril, un escenario base o de referencia con un precio de \$72 por barril, y un escenario optimista con un precio alto de aproximadamente \$118 por barril. Estas estimaciones sirvieron como base para evaluar la viabilidad económica de proyectos de inversión en el sector petrolero, tomando en cuenta la volatilidad histórica del mercado de hidrocarburos.

En el contexto del presente estudio, que se enfocó en la optimización de la inyección de diluyente en pozos de crudo pesado con alto corte de agua y sistemas de bombeo electrosumergible en la arena M1 del Campo Fanny, estas proyecciones resultaron fundamentales. Los costos operativos adicionales, derivados del uso de diluyentes y tecnologías especializadas, fueron comparados con los ingresos esperados bajo cada escenario de precio del crudo. De esta manera, el análisis económico permitió determinar la rentabilidad y los riesgos asociados al proyecto en el mediano y largo plazo.

4.2.3 Costos de inversión para proyectos de inyección de diluyente con sistemas BES

Tabla 3 Costos de la inyección de diluyente para sistemas BES. (Toro, 2021) y (Sapkota y otros, 2018)

Costos fijos, variables y asociadas		
Tipo	Descripción	Valor
Fijos	Costo de perforación y terminación por pozo	\$2,555,000
	Pozos en WellPad	2
	Costo por pozo en WellPad	\$5,110,000
	Sistema de inyección del diluyente	\$1,500,000
	Procesos y equipos auxiliares	\$2,000,000
	Mantenimiento y reparaciones, 6% Inversión	\$669,900
	Suministros operativos, 0.9% inversión	\$37,529
Variables	Electricidad BES (Estimado con 0.07\$/kWh), anual	\$735,840
	Costo del diluyente (USD/barril)	34.49
	Mano de obra operativa (USD/hora)	20.81
	Cantidad de trabajadores	10
	Transporte (USD/barril)	4.93
Otros	Tasa de interés anual (15% asumido)	0.15
	Precio bajo del crudo, \$/bbl	42
	Precio de referencia del crudo, \$/bbl	72
	Precio alto del crudo, \$/bbl	118
Inversión inicial		\$25,383,269

La Tabla 3 detalla los principales costos asociados al proceso de inyección de diluyente en pozos con sistemas de bombeo electrosumergible (BES), conforme a los estudios de Toro (2021) y Sapkota y otros., (2018). Dentro de los costos fijos, se incluyeron el costo

de perforación y terminación por pozo (\$2,555,000), el costo total por WellPad con dos pozos (\$5,110,000), el sistema de inyección del diluyente (\$1,500,000), y los procesos y equipos auxiliares (\$2,000,000). También se consideraron el mantenimiento y reparaciones, estimados en el 6% de la inversión (\$669,900), los suministros operativos con el 0.9% de la inversión (\$37,529), y el consumo anual de electricidad del sistema BES de \$735,840.

En cuanto a los costos variables, se incorporaron el costo del diluyente, estimado en \$34.49 por barril, el valor de la mano de obra operativa de \$20.81 por hora con un equipo de diez trabajadores, y el costo de transporte de \$4.93 por barril. Por otro lado, se asumió una tasa de interés anual del 15% para el análisis financiero del proyecto. Además, se consideraron tres escenarios de precio del crudo: bajo (\$42/bbl), de referencia (\$72/bbl) y alto (\$118/bbl). La inversión inicial total del proyecto fue de \$25,383,269, monto que sirvió como base para evaluar la rentabilidad y sostenibilidad económica de la optimización del sistema de producción.

4.2.4 *Análisis de los pozos*

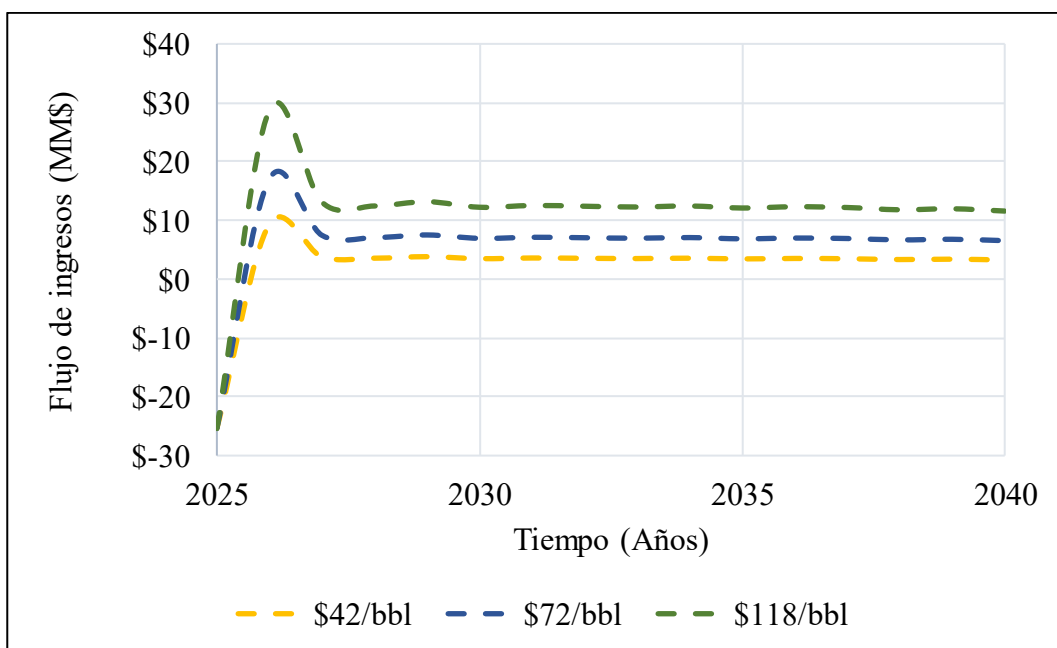


Figura 34 Flujo de ingreso del pozo 1. (Elaboración propia, 2025)

La Figura 34 muestra el flujo de ingresos proyectado para el Pozo 1 bajo tres escenarios de precio del crudo: \$42, \$72 y \$118 por barril. Durante los primeros cinco años de operación (2025–2030), el proyecto inició con una inversión negativa de \$25,383,269 en 2025 para los tres escenarios, seguida de ingresos positivos. En 2026, los ingresos fueron de \$9,372,168 (escenario bajo), \$17,026,222 (escenario de referencia) y \$28,762,435 (escenario alto). Hacia 2030, el flujo de ingresos se estabilizó con valores que oscilaron entre \$3.4 y \$6.9 millones en los escenarios bajo y de referencia, y superaron los \$12 millones en el escenario alto. Estos resultados evidenciaron una recuperación progresiva de la inversión inicial y un comportamiento sensible a la variación del precio del crudo.

En cuanto a los indicadores financieros, el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR) mostraron un desempeño altamente dependiente del precio del petróleo. El VAN obtenido fue de \$613,757 para el escenario bajo, \$24,794,543 para el de referencia, y \$61,871,702 para el escenario alto. La TIR, por su parte, alcanzó el 16%, 39% y 78%, respectivamente, para cada caso. Estos valores indicaron que, aunque el proyecto fue marginalmente rentable bajo un escenario de precio bajo, su rentabilidad aumentó significativamente cuando los precios del crudo fueron más favorables, justificando la inversión desde una perspectiva económica en escenarios optimistas.

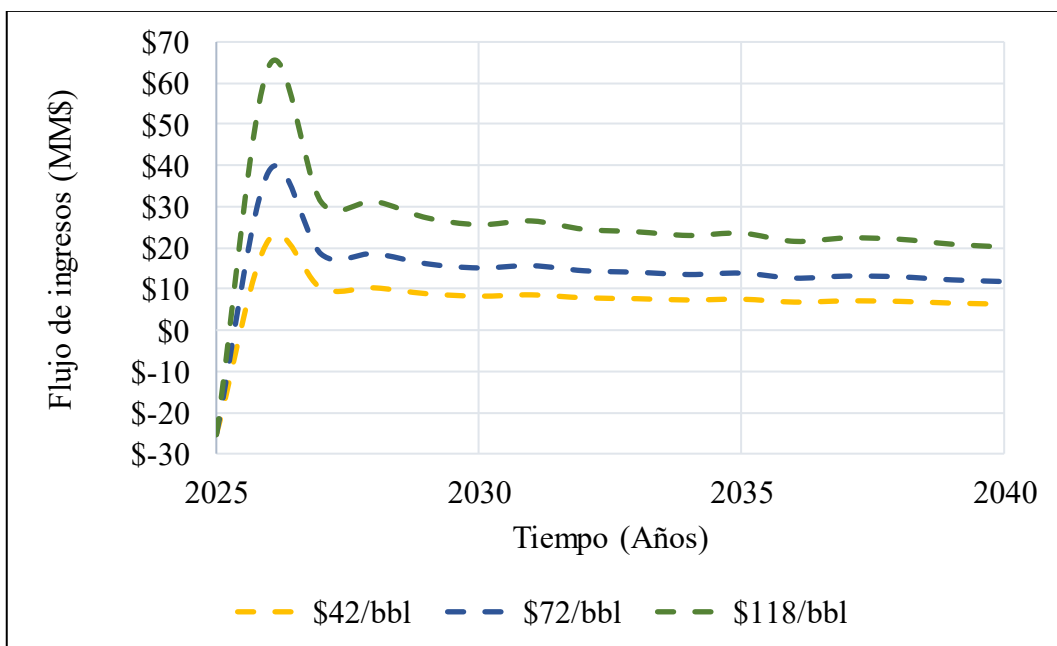


Figura 35 Flujo de ingreso del pozo 2. (Elaboración propia, 2025)

La Figura 35 presenta el flujo de ingresos proyectado para el Pozo 2 bajo los escenarios de precio del crudo de \$42, \$72 y \$118 por barril. En los primeros cinco años (2025–2030), se evidenció una recuperación acelerada de la inversión inicial de \$25,383,269, gracias a una mayor producción en comparación con el Pozo 1. En 2026, los ingresos alcanzaron \$21,942,774 (escenario bajo), \$38,575,825 (escenario de referencia) y \$64,079,836 (escenario alto). Para el año 2030, los flujos anuales se mantuvieron sólidos, con un rango entre \$8.2 y \$15.1 millones en los escenarios bajo y de referencia, y hasta \$25.6 millones en el escenario alto. Esta tendencia reflejó un desempeño financiero significativamente más favorable, impulsado por una mayor capacidad productiva del pozo.

Respecto a los indicadores económicos, el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR) mostraron resultados ampliamente superiores a los del Pozo 1. El VAN alcanzó \$36,049,049 en el escenario de precio bajo, \$85,540,694 en el de referencia, y \$161,427,859 en el escenario alto. De igual forma, la TIR fue del 54%, 114% y 210%, respectivamente. Estos valores indicaron que el Pozo 2 no solo fue rentable en todos los escenarios analizados, sino que ofreció un margen considerable de ganancia, atribuible principalmente a su mayor producción de crudo. Esto reforzó su viabilidad económica como una opción prioritaria para la optimización del sistema de inyección de diluyente.

5 CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- La eficiencia de los sistemas de bombeo electrosumergible (BES) en pozos con crudo pesado y alto corte de agua está altamente influenciada por la profundidad y tasa de inyección del diluyente, tal como se evidenció en los pozos 1 y 2 del Campo Fanny, Arena M1. En ambos casos, pequeñas variaciones en la profundidad de inyección de alrededor de 50ft generaron diferencias considerables en la producción de hidrocarburos, siendo más eficientes las profundidades de 7600 ft (Pozo 1) y 7470 ft (Pozo 2).
- El incremento progresivo en la tasa de inyección del diluyente mostró una correlación positiva con la producción de crudo, alcanzando valores máximos de 370 STB/día en el Pozo 1 y 810 STB/día en el Pozo 2 con inyecciones de hasta 1000 STB/día. No obstante, los diseños actuales (300 STB/día) se mantienen como alternativas operativamente aceptables, aunque se identificó margen para optimizaciones futuras.
- El número de etapas en las bombas BES tiene una relación directa con el caudal producido, observándose un aumento significativo en la producción al elevar el número de etapas hasta 200 en ambos pozos. Sin embargo, el efecto del diluyente y la energía del yacimiento permitieron operar eficientemente con configuraciones menores de 174 etapas en el Pozo 1 y 152 etapas en el Pozo 2.
- La caracterización PVT del fluido evidenció la necesidad de usar diluyentes de 30 °API para mejorar la movilidad del crudo y optimizar la producción conservando el sistema BES. Esto es especialmente relevante en condiciones de alto corte de agua, donde la viscosidad del fluido afecta directamente el

levantamiento artificial y la eficiencia volumétrica. Cabe destacar que en el Campo Fanny se han identificado crudos de hasta 30 °API, lo que representa una ventaja operativa, ya que podrían emplearse como diluyentes internos para mejorar el desempeño del sistema sin requerir aditivos externos.

- Desde el punto de vista económico, la optimización de la inyección de diluyente demostró ser rentable bajo escenarios de precios medios y altos del crudo. El análisis financiero del Pozo 1 arrojó un Valor Actual Neto (VAN) de hasta \$61.8 millones y una TIR de hasta 78% en el escenario alto (\$118/bbl), mostrando una recuperación favorable de la inversión inicial. En contraste, el escenario de precios bajos (\$42/bbl) arrojó una rentabilidad marginal, lo que subraya la importancia de considerar la volatilidad del mercado en futuras estrategias de inversión.
- La evaluación económica de los pozos 1 y 2 del Campo Fanny revela que ambos proyectos presentan una recuperación progresiva de la inversión inicial de \$25,383,269, con rentabilidades altamente influenciadas por el precio del crudo. El Pozo 1 mostró ingresos acumulados más modestos, con un VAN que varió entre \$613,757 y \$61,871,702 y una TIR entre 16% y 78%, dependiendo del escenario de precios. En cambio, el Pozo 2 exhibió una recuperación más acelerada y flujos de ingreso considerablemente mayores en todos los escenarios, alcanzando en 2026 hasta \$64 millones en el caso más favorable, lo que sugiere un desempeño económico superior. En conjunto, ambos pozos demuestran que, con una correcta optimización operativa y un entorno de precios favorable, es posible lograr retornos atractivos, siendo el Pozo 2 particularmente más rentable debido a su mayor productividad.

5.2 RECOMENDACIONES

- Optimizar de manera continua la profundidad de inyección del diluyente mediante simulaciones y pruebas de campo controladas, ya que se ha demostrado que variaciones incluso menores, del orden de 50 pies, pueden generar cambios significativos en la eficiencia del levantamiento artificial. Por lo tanto, se recomienda implementar estrategias de monitoreo en tiempo real para ajustar dinámicamente la ubicación de inyección, especialmente en pozos con alto corte de agua y crudo viscoso como los del Campo Fanny.
- Incrementar progresivamente la tasa de inyección de diluyente en fases piloto controladas, superando el diseño actual de 300 STB/día hasta niveles cercanos a los 1000 STB/día, en función de los límites operacionales del sistema BES y la capacidad de manejo de fluidos. Esta estrategia permitirá validar en campo los beneficios observados en simulaciones, mejorar el barrido del crudo pesado y evaluar el impacto económico de mayores tasas de producción frente al costo del diluyente.
- Ajustar el número de etapas de los sistemas BES en función de la presión de entrada, la viscosidad del crudo y el caudal objetivo, considerando rangos que pueden llegar hasta 200 etapas en escenarios de alta productividad. No obstante, es clave buscar un equilibrio entre eficiencia energética y costos operacionales, por lo que se sugiere realizar análisis técnico-económicos que justifiquen configuraciones menores cuando las condiciones del yacimiento y el uso de diluyentes así lo permitan.
- Aprovechar los crudos de 30 °API ya presentes en el Campo Fanny como diluyentes internos estratégicos, desarrollando un sistema logístico integral que permita su identificación, separación, transporte y reutilización dentro del mismo campo. Esta medida no solo reducirá costos asociados a la importación o compra externa de diluyentes, sino que también mejorará la sostenibilidad del proyecto y

aumentará la eficiencia en la producción de crudos más pesados mediante un enfoque de economía circular.

- Evaluar periódicamente la rentabilidad de los pozos bajo distintos escenarios de precio del crudo, incorporando variables macroeconómicas, proyecciones de mercado y riesgos asociados. Se recomienda utilizar modelos financieros dinámicos que permitan ajustar la estrategia de producción e inversión según el comportamiento de precios, especialmente considerando que bajo escenarios de baja rentabilidad puede tornarse marginal, mientras que en condiciones favorables, los retornos pueden ser altamente atractivos.
- Implementar tecnologías digitales avanzadas, como modelos de inteligencia artificial, que integren datos en tiempo real de presión, corte de agua, temperatura y eficiencia del BES. Estas soluciones permitirán anticipar comportamientos operativos, optimizar el desempeño del sistema de levantamiento artificial y reducir tiempos de intervención, favoreciendo la toma de decisiones basada en datos y aumentando la confiabilidad del sistema.
- Priorizar en las futuras fases de desarrollo los pozos con mayor desempeño productivo y económico, como el Pozo 2, que ha demostrado una capacidad de generación de ingresos y recuperación de inversión significativamente superior. Para ello, se sugiere enfocar los recursos técnicos y financieros en replicar su configuración operativa, evaluar su potencial de expansión y utilizarlo como modelo para la planificación de nuevos desarrollos en zonas con características geológicas similares dentro del Campo Fanny.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Al-Murayri, M. T., Akther, S., Baroon, B., Soltani, A., Garifullin, R., Delamaide, E., & Rousseau, D. (2024). Overcoming Practical Artificial Lift Challenges to Produce Extra-Heavy Oil from a Deep Reservoir in Northern Kuwait. *Society of Petroleum Engineers - ADIPEC 2024*. <https://doi.org/10.2118/222162-MS>
- Camacho C, & Cámara J. (2014). *UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO "EVALUACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS DIRECTOR*.
- Cristian Cortés. (2017). *Cortez 2017*.
- Escobar, F. H. (n.d.). *FUNDAMENTOS DE INGENIERIA DE YACIMIENTOS*.
- Fernando, H., & Lamar, M. (2008). *ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL ESCUELA DE INGENIERÍA EVALUACIÓN Y CONTROL ACTUALIZADO DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA DEL CAMPO FANNY 18-B DEL BLOQUE TARAPOA PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN PETRÓLEOS*.
- Juan Fonseca, & Kamila Lagos. (2020). *fonseca-lagos*.
- Magdalena P de Ferrer. (2009). *Paris de Ferrer, M. - Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*.
- Oscar Arias. (2013). *UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR*.
- Ricardo, A., & Quelal, M. (2007). *ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL ESCUELA DE INGENIERÍA ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA PERFORACIÓN DE POZOS RE-ENTRY EN EL CAMPO FANNY PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TITULO DE INGENIERO EN PETRÓLEOS*.
- Rodriguez, F., Belhaj, H., Rousseau, D., & AIDhuhoori, M. (2022). Generation of Complex Emulsions During the Application of Improved Recovery Methods in Venezuelan Heavy and Extra-Heavy Oil Reservoirs: A Critical Review.

Society of Petroleum Engineers - ADIPEC 2022.
<https://doi.org/10.2118/211106-MS>

Von Flattern. (2015). *La serie definitoria: Bombas sumergibles eléctricas*. SLB.

Xiang-lin Xu, Tian-hang Zhou, Jian Liu, & Ke-xin Zhang. (2023). *Tecnología de producción de aligeramiento de crudo pesado y prueba piloto en el bloque X de Ecuador*. ResearchGate.

Burgos, A., Serrano, F., & Chinchilla, R. (2021). Ecuador: Producción de Crudo Extra Pesado mediante la aplicación del sistema de bombeo electrosumergible (BES) con inyección permanente de diluyente en la parte inferior del pozo, a través de tubería flexible de una pulgada. *PGE PETRÓLEO Y GAS*, 20-28. <https://www.aihe.org.ec/wp-content/uploads/2021/04/REVISTA-PETROLEO-Y-GAS-MARZO-2021-WEB-OK.pdf>

EP Petroecuador. (7 de Julio de 2024). *Reporte de producción diaria de petróleo y gas natural*. <https://controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2024/07/REPORTE-DIARIO-DE-PRODUCCION-Y-OPERACIONES-PRELIMINAR-24-DE-JULIO-DE-2024.xlsx.pdf>

EP Petroecuador. (19 de Agosto de 2024). *Reporte de producción diaria de petróleo y gas natural*. <https://controlhidrocarburos.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2024/08/REPORTE-DIARIO-DE-PRODUCCION-Y-OPERACIONES-PRELIMINAR-19-DE-AGOSTO-DE-2024-1.pdf>

- Al-Bazali, T., & Alkhaldi, M. (2023). Reliability of chemical osmosis as a practical method to extract water out of shale and promote shale's mechanical stability. *Journal of Oil and Gas Research Reviews*, 3(1). <https://doi.org/10.33140/JOGRR.03.01.04>
- Alkhamis, M., & Imqam, A. (2021). A Simple Classification of Wellbore Integrity Problems Related to Fluids Migration. *Arabian Journal for Science and Engineering*, 46(7), 6131–6141. <https://doi.org/10.1007/s13369-021-05359-3>
- Aslani, F., Zhang, Y., Manning, D., Valdez, L. C., & Manning, N. (2022a). Additive and alternative materials to cement for well plugging and abandonment: A state-of-the-art review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 215, 110728. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110728>
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2014). *La-Cuenca-Oriente-Geologia-y-Petroleo-Nueva-edicion*.
- Cantos, J. (2017). *Diseño de una Planta para el Tratamiento de Agua de Formación para su Reinyección en el Campo Sacha*.
- Castillo, J. (2024). *Desarrollo del Mapa de Presiones para las Arenas U y T del Campo SACHA mediante el Análisis de Pruebas de Presión*.
- Fan, Z., Li, J., Yang, Y., Wang, J., Li, Q., Xue, S., Wang, H., Lou, J., & Zhang, X. (2017). “Ductile” Fracture of Metallic Glass Nanolaminates. *Advanced Materials Interfaces*, 4(21). <https://doi.org/10.1002/admi.201700510>
- Haghighat-Nejad, F. (2019). *Flexible Geopolymer for Oil and Gas Well Cementing: An Experimental Study*.
- Kiran, R., Teodoriu, C., Dadmohammadi, Y., Nygaard, R., Wood, D., Mokhtari, M., & Salehi, S. (2017). Identification and evaluation of well integrity and causes of failure of well integrity barriers (A review). *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 45, 511–526. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2017.05.009>
- Korochkin, A. V. (2020). Influence of Geosynthetic Reinforcing Materials on the Strength of Rigid Pavements with Asphalt Concrete Coating. *Stroitel'nye Materialy*, 778(1–2), 82–87. <https://doi.org/10.31659/0585-430X-2020-778-1-2-82-87>

Mera, G., & Villacís, M. (2018). *Optimización del Sistema de Producción mediante el Uso de Tanque Bota en el Campo SACHA.*

Obando, L. (2015). *Modelo Integrado de Análisis Nodal (Subsuelo-Superficie) Económico de los Pozos de la Estación Norte del Campo SACHA.*

Thiercelin, M. J., Dargaud, B., Baret, J. F., & Rodriguez, W. J. (1998). Cement Design Based on Cement Mechanical Response. *SPE Drilling & Completion*, 13(04), 266–273. <https://doi.org/10.2118/52890-PA>

Villarreal, K. (2018). *Análisis Técnico Económico de la Implementación de Bombas Electrosumergibles con Tecnología Power Save en Pozos del Campo SACHA.*

ANEXOS

Anexo A. Configuraciones del esquema mecánico de los pozos 1 y 2

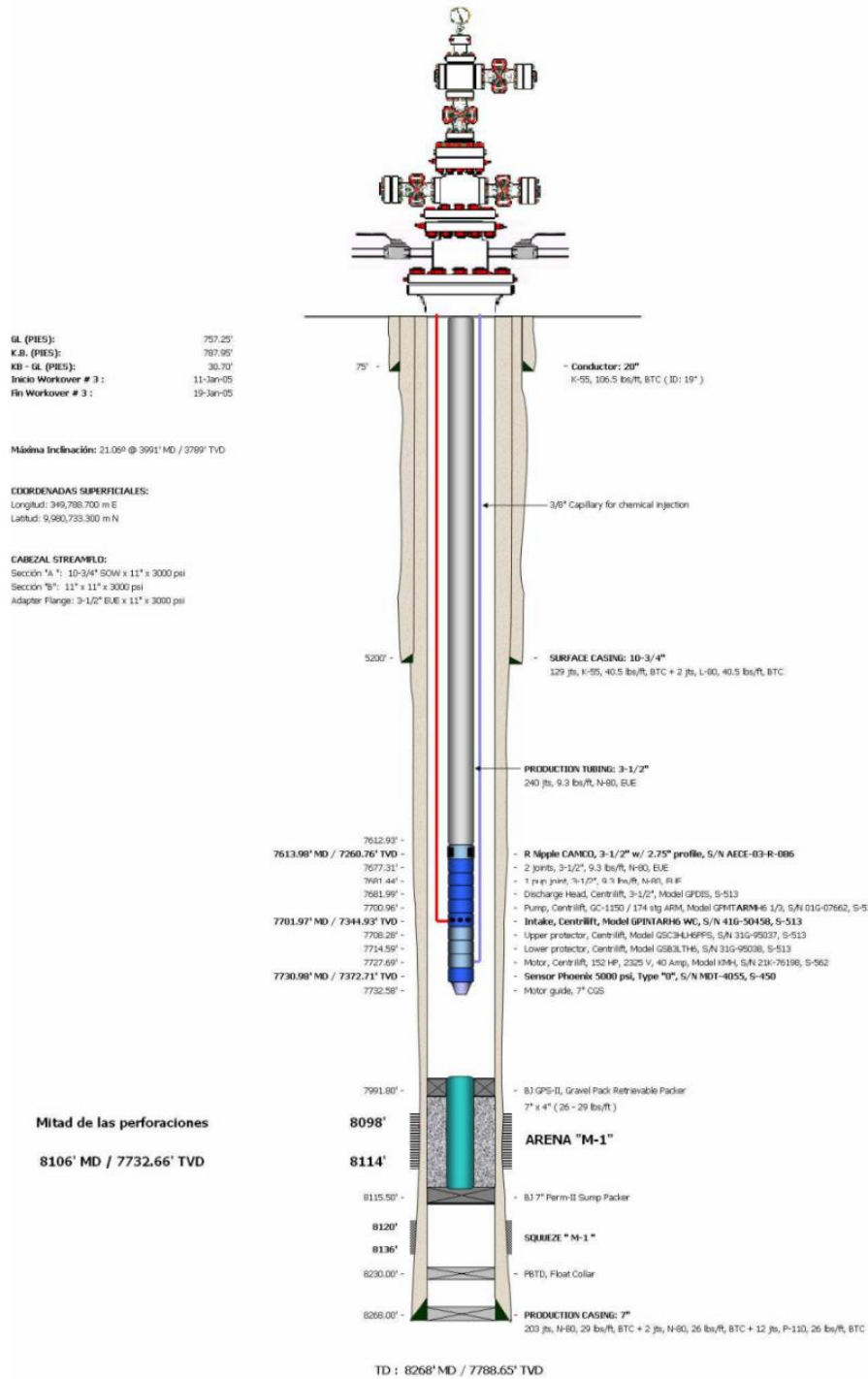


Figura 36 Esquema mecánico del pozo 1. (Andes Petroleum, 2024)

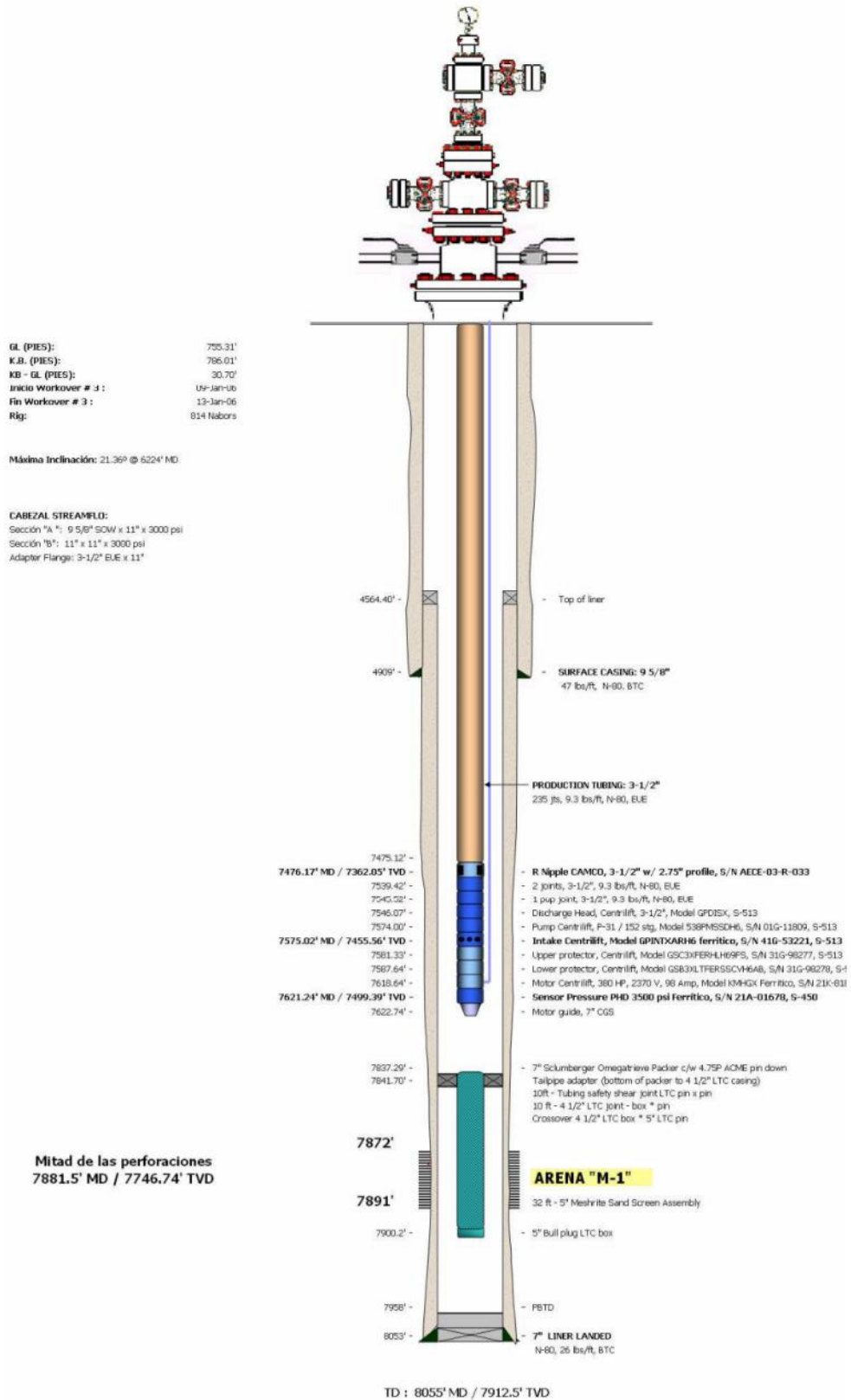


Figura 37 Esquema mecánico del pozo 2. (Andes Petroleum, 2024)

Anexo B. Prolongación de la producción de los pozos 1 y 2.

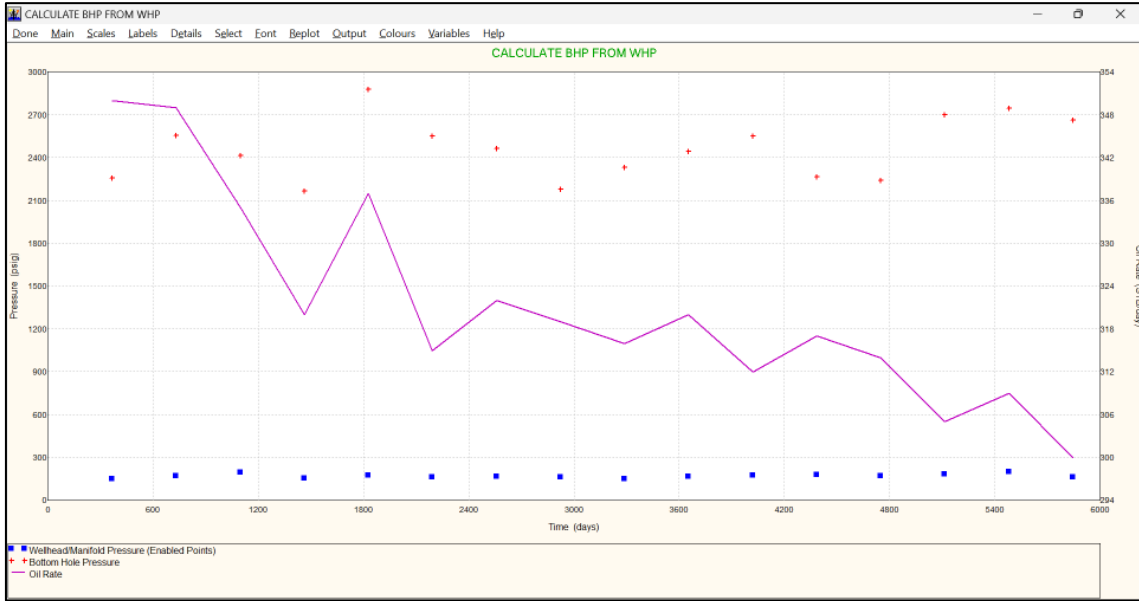


Figura 38 Prolongación de la producción del pozo 1. (PROSPER,2025)

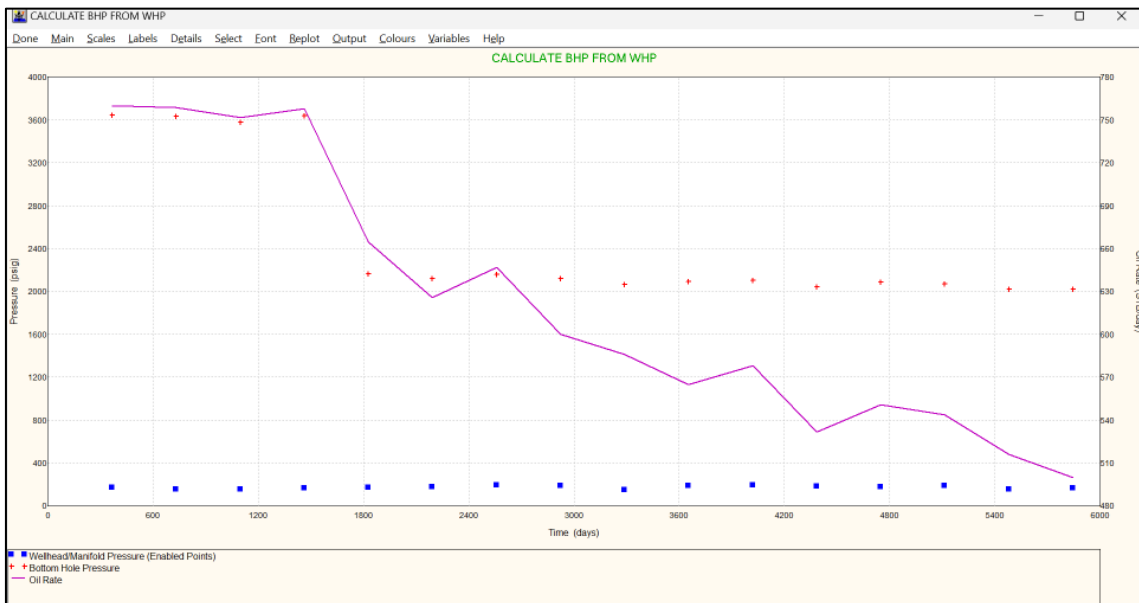


Figura 39 Prolongación de la producción del pozo 2. (PROSPER, 2025)

Anexo C. Análisis económico de los pozos 1 y 2.

Tabla 4 Flujo de ingresos de los pozos 1 y 2. (Elaboración propia, 2025)

Tiempo (PROSPER)		Producción de petróleo anual del pozo 1	Producción de petróleo anual del pozo 2	Flujo de ingresos del pozo 1			Flujo de ingresos del pozo 2		
años	días	bbbl	bbbl	\$42/bbl	\$72/bbl	\$118/bbl	\$42/bbl	\$72/bbl	\$118/bbl
2025	365	350	760	\$-	\$-	\$-	\$-	\$-	\$-25,383,269
2026	730	349	759	25,383,269	25,383,269	25,383,269	25,383,269	25,383,269	\$64,079,836
2027	1096	335	752	\$9,372,168	\$17,026,222	\$28,762,435	\$21,942,774	\$38,575,825	\$31,045,145
2028	1461	320	758	\$3,792,038	\$7,460,296	\$13,084,951	\$10,184,659	\$18,419,063	\$31,303,565
2029	1826	337	665	\$3,562,087	\$7,066,096	\$12,438,900	\$10,276,639	\$18,576,743	\$27,298,054
2030	2191	315	626	\$3,822,698	\$7,512,856	\$13,171,091	\$8,850,948	\$16,132,702	\$25,618,324
2031	2557	322	647	\$3,485,437	\$6,934,695	\$12,223,550	\$8,253,077	\$15,107,782	\$26,522,794
2032	2922	319	600	\$3,592,747	\$7,118,656	\$12,525,041	\$8,575,008	\$15,659,662	\$24,498,504
2033	3287	316	586	\$3,546,757	\$7,039,816	\$12,395,830	\$7,854,497	\$14,424,501	\$23,895,524
2034	3652	320	565	\$3,500,767	\$6,960,976	\$12,266,620	\$7,639,876	\$14,056,581	\$22,991,054
2035	4018	312	578	\$3,562,087	\$7,066,096	\$12,438,900	\$7,317,946	\$13,504,701	\$23,550,964
2036	4383	317	532	\$3,439,446	\$6,855,855	\$12,094,340	\$7,517,236	\$13,846,341	\$21,569,743
2037	4748	314	551	\$3,516,097	\$6,987,256	\$12,309,690	\$6,812,055	\$12,637,461	\$22,388,074
2038	5113	305	544	\$3,470,106	\$6,908,415	\$12,180,480	\$7,103,326	\$13,136,781	\$22,086,584
2039	5479	309	516	\$3,332,136	\$6,671,895	\$11,792,850	\$6,996,016	\$12,952,821	\$20,880,623
2040	5844	300	500	\$3,393,456	\$6,777,015	\$11,965,130	\$6,566,775	\$12,216,980	\$20,191,503
VAN (\$)				\$613,757	\$24,794,543	\$61,871,702	\$36,049,049	\$85,540,694	\$161,427,859
TIR (%)				16%	39%	78%	54%	114%	210%