



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

TEMA:

**“SIMULACIÓN DE LA INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD EN
LA FORMACIÓN NAPO DEL CAMPO PALO AZUL PARA LA
PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORES:

**GABRIELA JOMAYRA YAGUAL SUÁREZ
ROBINSON ANTONIO ALAVA UBE**

TUTOR:

ING. FIDEL VLADIMIR CHUCHUCA AGUILAR, MSc.

LA LIBERTAD, ECUADOR

2024

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

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

TEMA:

**SIMULACIÓN DE LA INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD EN
LA FORMACIÓN NAPO DEL CAMPO PALO AZUL PARA LA
PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORES:

**GABRIELA JOMAYRA YAGUAL SUÁREZ
ROBINSON ANTONIO ALAVA UBE**

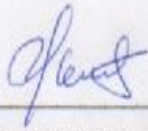
TUTOR:

ING. FIDEL CHUCHUCA AGUILAR, MSc.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2024

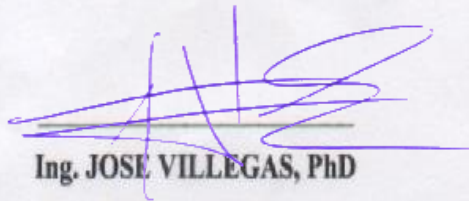
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



Ing. MARLLELIS GUTIERREZ, PhD.
DIRECTOR DE CARRERA



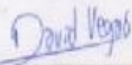
Ing. FIDEL CHUCHUCA, MSc.
DOCENTE TUTOR



Ing. JOSE VILLEGAS, PhD
DOCENTE ESPECIALISTA



Ing. CARLOS MALAVÉ, MSc.
DOCENTE GUIA DE LA UIC



Ing. DAVID VEGA
SECRETARIO DEL TRIBUNAL

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a Dios y a mi familia, en especial a mis padres por su esfuerzo. Y por ser nuestros primeros formadores, por inculcar la importancia y el valor de la educación. Su motivación fue clave para que hoy culmine este proyecto con éxito.

A mis docentes por su paciencia, y sus valiosos conocimientos.

Robinson Alava Ube


Este trabajo está dedicado con todo mi amor y gratitud a aquellas personas que han sido pilares fundamentales en mi vida y en mi formación académica. A Dios por ser la guía a lo largo de mi formación académica.

A mis padres, Antonio Yagual y Olga Suárez y a mis hermanos, por su amor incondicional, su apoyo constante y por creer en mí en cada paso de este camino. Sin su esfuerzo y sacrificio, este logro no habría sido posible. A mis docentes, por compartir su sabiduría y guiarme con paciencia y dedicación.

Gabriela Yagual Suarez

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema **SIMULACIÓN DE LA INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD EN LA FORMACIÓN NAPO DEL CAMPO PALO AZUL PARA LA PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS**, elaborado por los estudiantes **GABRIELA JOMAYRA YAGUAL SUÁREZ Y ROBINSON ANTONIO ALAVA UBE**, egresados 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 **4%** de la valoración permitida.

 INFORME DE ANÁLISIS
magister

Tesis Yagual-Alava SIMULACIÓN DE LA INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD

4%
Textos sospechosos

4% Similitudes
0% similitudes entre comillas
0% entre las fuentes mencionadas
0% Idiomas no reconocidos

Nombre del documento: Tesis Yagual-Alava SIMULACIÓN DE LA INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD .docx	Depositante: FIDEL VLADIMIR CHUCHUCA AGUILAR	Número de palabras: 8690
ID del documento: a635a3f215698ff9157bbcb227da377de3628a5	Fecha de depósito: 21/6/2024	Número de caracteres: 53.998
Tamaño del documento original: 222,01 kB	Tipo de carga: interface	
	fecha de fin de análisis: 22/6/2024	

FIDEL VLADIMIR CHUCHUCA AGUILAR
Firmado digitalmente por FIDEL VLADIMIR CHUCHUCA AGUILAR
Fecha: 2024.07.25 11:08:36 -05'00'
Versión de Adobe Acrobat Reader: 2024.002.20933

Ing. Fidel Vladimir Chuchuca Aguilar, MSc.

C.I.: **0704789502**

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Gabriela Jomayra Yagual Suárez y Robinson Antonio Alava Ube, declaramos bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado “SIMULACIÓN DE LA INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD EN LA FORMACIÓN NAPO DEL CAMPO PALO AZUL PARA LA PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS”, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en 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,



GABRIELA YAGUAL SUÁREZ

Autor de Tesis

C.I. 2450511130



ROBINSON ALAVA UBE

Autor de Tesis

C.I. 0928357680

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Fidel Chuchuca Aguilar, MSc.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo **SIMULACIÓN DE LA INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD EN LA FORMACIÓN NAPO DEL CAMPO PALO AZUL PARA LA PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS** previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos, elaborado por los señores: Gabriela Jomayra Yagual Suárez y Robinson Antonio Alava Ube, 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.

FIDEL VLADIMIR
CHUCHUCA
AGUILAR

Firmado digitalmente por FIDEL
VLADIMIR CHUCHUCA AGUILAR
Fecha: 2024.07.25 11:08:36
-05'00'
Versión de Adobe Acrobat
Reader: 2024.002.20933

ING. FIDEL VLADIMIR CHUCHUCA AGUILAR, MSc.
TUTOR

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

La Libertad, julio 09 de 2024.

Yo, *Alexi Javier Herrera Reyes*, con C.I 0924489255, *Magister en Diseño y Evaluación de Modelos Educativos*, por medio de la presente **CERTIFICO**: Que he revisado la redacción y ortografía del contenido del proyecto de Integración Curricular: **“SIMULACIÓN DE LA INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD EN LA FORMACIÓN NAPO DEL CAMPO PALO AZUL PARA LA PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS”**, elaborado por los egresados **YAGUAL SUÁREZ GABRIELA JOMAYRA & ALAVA UBE ROBINSON ANTONIO**, previo a la obtención del título de: **INGENIERO EN PETRÓLEOS**.

Para efecto he procedido a leer y analizar de manera profunda el estilo y la forma del contenido del texto:

- Se denota pulcritud en la escritura en todas sus partes.
- La acentuación es precisa.
- Se utilizan los signos de puntuación de manera acertada.
- Hay concreción y exactitud en las ideas.
- No incurre en errores en la utilización de las letras.
- Se maneja con conocimiento y precisión de la morfosintaxis.
- El lenguaje es pedagógico, académico, sencillo y directo; por lo tanto, es de fácil comprensión.

Por lo expuesto y en uso de mis derechos como Magister en Diseño y Evaluación de Modelos Educativos, recomiendo la VALIDEZ ORTOGRÁFICA de su tesis previo a la obtención del Título de INGENIERO EN PETRÓLEOS y dejo a vuestra consideración el certificado de rigor para los efectos legales correspondientes.

Es todo cuanto puedo manifestar en honor a la verdad.

Atentamente,



Docente de Español A: Literatura
C.I. 0924489255
Reg. Senescyt: 1050-14-86052904
Cuarto Nivel
Teléfono: 0962989420
e-mail: alexiherrerareyes@hotmail.com

AGRADECIMIENTOS

Agradecimiento especial a Dios, quien estuvo en cada paso de este arduo y a la vez anhelado objetivo.

A nuestros padres, que nos obsequiaron su apoyo incondicional, ellos siempre serán promotores y pilares para seguir cumpliendo nuestras metas propuestas.

A todas aquellas personas que con una simple palabra nos incentivaron a seguir adelante.

A la universidad, que nos acogió haciéndonos parte de ella y a los docentes por sus enseñanzas y sabiduría.

No fue sencillo el camino, hubo obstáculos, pero nada es insuperable y lo conseguimos, con esfuerzo, dedicación, empeño y el deseo de lograr nuestras metas.

CONTENIDO

Pág.

DEDICATORIA	iv
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO.....	v
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	vi
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	vii
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA	viii
AGRADECIMIENTOS	ix
CONTENIDO	x
LISTA DE FIGURAS.....	xiv
LISTA DE TABLAS	xvii
GLOSARIO DE TERMINOS.....	xviii
RESUMEN	xix
ABSTRACT.....	xx
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN	1
1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	1
1.2 ANTEDECENTES	2
1.3 HIPÓTESIS.....	4
1.4 OBJETIVOS	4
1.4.1 Objetivo General.....	4

1.4.2 Objetivos Específicos.....	4
1.5 ALCANCE.....	4
1.6 VARIABLES	5
1.6.1 Variables Dependientes.	5
1.6.2 Variables Independientes.	5
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO	6
2.1 GENERALIDADES DEL CAMPO PALO AZUL	6
2.1.1 Litología del campo Palo Azul.	7
2.1.2 Estratigrafía del campo Palo Azul.	7
2.2 PROPIEDADES DEL RESERVORIO.....	8
2.2.1 Permeabilidad.	10
2.2.2 Porosidad.....	10
2.2.3 Mojabilidad.....	11
2.2.4 Tensión interfacial	12
2.2.5 Presiones.	12
2.2.6 Salinidad del agua de formación.....	13
2.2.7 Propiedades del fluido.....	13
2.3 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN DE UN CAMPO PETROLERO	15
2.3.1 Producción primaria.....	15
2.3.2 Producción secundaria.	17
2.3.3 Producción terciaria EOR.	18

2.4 INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD.....	21
2.4.1 Mecanismos para inyección de agua de baja salinidad.....	21
2.4.2 Calidad del agua.....	21
2.4.3 Arreglos de pozos inyectores y productores.	22
2.5 SOFTWARE DE INGENIERÍA.....	24
2.5.1 Software CMG.....	26
CAPÍTULO III: METODOLOGÍA	27
3.1 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	27
3.1.1 Tipo de investigación.....	27
3.1.2 Método de la investigación	27
3.1.3 Población y muestra.....	28
3.1.4 Técnicas de recopilación de datos.....	28
3.1.5 Procedimiento y análisis	29
3.2 MODELAMIENTO DEL FLUIDO	29
3.2.1 Selección de componentes	29
3.2.2 División de la fracción molar pesada.....	30
3.2.3 Agrupación de componentes.....	31
3.2.4 Ajuste de las propiedades PVT	32
3.2.5 Viscosidad para modelo dinámico	33
3.3 MODELAMIENTO ESTÁTICO.....	34
3.3.1 Mapa de profundidades y espesores	34

3.3.2 Modelo geológico en el software de ingeniería	35
3.4 MODELAMIENTO DINÁMICO	36
3.4.1 Composición del fluido pesado.....	36
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	42
4.1 FACTORES DE RECOBRO	42
4.2 PRESIONES	43
4.3 PRODUCCIONES	44
4.4 PH Y MINERALES.....	46
4.5 FASE ACUOSA DE LA INYECCIÓN.....	47
4.6 ANÁLISIS ECONÓMICO	48
4.6.1 Precio del crudo	48
4.6.2 Indicadores económicos.....	48
4.6.3 Costos de inversión	51
4.6.4 Resultados del análisis económico.....	52
CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	54
5.1 CONCLUSIONES	54
5.2 RECOMENDACIONES.....	55
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	56
ANEXOS	60
ANEXO A.....	60
ANEXO B.....	61

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ubicación geográfica del campo, (Benavides, 2015).....	6
Figura 2. Cuenca sedimentaria de la columna estratigráfica del campo petrolero Palo Azul, (Lara, 2016).	8
Figura 3. Presión del yacimiento por mecanismo de empuje (Alagorni et al., 2015).....	15
Figura 4. Mecanismos de producción secundaria, (Goodarzi & Kantzas, 2008).	17
Figura 5. Fases del modelo de simulación del método de inyección de agua de baja salinidad. Adaptado de (Mwikipunda et al., 2023).....	25
Figura 6. Procedimiento metodológico de la investigación. Elaboración propia.	29
Figura 7. Selección de componentes de la librería (Software de ingeniería, 2024).....	29
Figura 8. División del C7+ en 30 componentes (Software de ingeniería, 2024).....	30
Figura 9. Agrupación de 30 a 5 componentes (Software de ingeniería, 2024).....	31
Figura 10. Ajuste de las propiedades PVT del crudo pesado (Software de ingeniería, 2024).....	32
Figura 11. Resultado final del modelo de fluido y viscosidad (Software de ingeniería, 2024)....	33
Figura 12. Creación de puntos en el área del campo Palo Azul (GMSH, 2024).	34
Figura 13. Modelo geológico del campo Palo Azul (GMSH, 2024).	35

Figura 14. Propiedades del fluido PVT para 15.9 API del campo Palo Azul, (Software de ingeniería, 2024).	36
Figura 15. Especificación de modelo de inyección de agua de baja salinidad (Software de ingeniería, 2024).	40
Figura 16. Factores de recobro de las inyecciones de LSWI y flujo natural (Software de ingeniería, 2024)	42
Figura 17. Presiones de las inyecciones de LSWI y flujo natural (Software de ingeniería, 2024).	43
Figura 18. Producciones de petróleo de los casos de inyección (LSWI) y flujo natural (Software de ingeniería, 2024).	44
Figura 19. Producciones de los fluidos del reservorio y agua de inyección (Software de ingeniería, 2024).	45
Figura 20. pH y minerales en la formación (Software de ingeniería, 2024).	46
Figura 21. Composición de la fase acuosa del fluido de inyección y reservorio (Software de ingeniería, 2024).	47
Figura 22. Proyección de los precios del petróleo crudo Brent y WTI (Energy Information Administration, 2021)	48
Figura 23. Flujo de efectivo vs el tiempo para diferentes precios del petróleo.	52
Figura 24. Valor Actual Neto vs la tasa de descuento para diferentes precios del petróleo.	53
Figura 25. Vista 3D de los pozos del campo Palo Azul, (Software de ingeniería, 2024).	60
Figura 26. Vista 2D Areal de los pozos del campo Palo Azul, (Software de ingeniería, 2024).	60
Figura 27. Saturaciones promedio de petróleo, agua y gas, (Software de ingeniería, 2024).	61
Figura 28. Producción acumulada en superficie de las fases livianas y pesada, (Software de ingeniería, 2024).	61

Figura 29. Saturación de petróleo del modelo 3D año 2044, (Software de ingeniería, 2024).....	62
Figura 30. pH en el modelo 3D año 2044, (Software de ingeniería, 2024).....	62
Figura 31. Vista superior de la distribución de pozos, (Software de ingeniería, 2024).....	63
Figura 32. Barrido de petróleo del método de baja salinidad, (Software de ingeniería, 2024). ...	63

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Areniscas de la formación Napo, (D. Meza & Gómez, 2012).....	7
Tabla 2. Propiedades de la roca del campo Palo Azul, (Gualacata, 2020).	9
Tabla 3. Propiedades del fluido-campo Palo Azul, (Gualacata, 2020).....	9
Tabla 4. Tipos de mojabilidad, (Larco & Montesdeoca, 2019).....	11
Tabla 5. Presiones de los reservorios del campo Palo Azul, (Gualacata, 2020).....	12
Tabla 6. Mecanismos de producción en campos petroleros, (Goodarzi & Kantzas, 2008).....	16
Tabla 7. Mecanismos EOR en campos petroleros, (Zhou et al., 2019).	18
Tabla 8. Arreglos de pozos, (Lin & Reyes, 2017).	22
Tabla 9. Permeabilidades relativas de crudos pesados, (Sharoh et al., 2020).....	37
Tabla 10. Pozos productores e inyectores definidos para el campo Palo Azul, (Software de ingeniería, 2024).	38
Tabla 11. Composición del agua de baja salinidad para inyección, (Muhammad et al., 2022)....	39
Tabla 12. Costos fijos y variables para proyecto de inyección de agua de baja salinidad (Ihekoronye et al., 2019).	51

GLOSARIO DE TERMINOS

API: Instituto Americano de Petróleo.

BRENT: Tipo del petróleo que se extrae del Mar del Norte.

CAPEX: Gastos de Capital.

CMG: Software de grupo de modelado por computadora.

EIA: Administración de información energética.

EOR: Recuperación mejorada del petróleo.

EOS: Ecuaciones de estado.

FW: Agua de formación.

GMSH: Programa de descripción, visualización y discretización de entidades geométricas.

GOR: Relación Gas Petróleo.

LSWI: Inyección de agua de baja salinidad.

MBBL: Miles de barriles de petróleo.

MMSCF: Millones de pies cúbicos estándar.

NPV: Valor Presente Neto.

OOIP: Volumen original de petróleo in situ.

OPEX: Gastos Operativos.

pH: Potencial de Hidrógeno.

PVT: Presión, volumen y temperatura.

TIR: Tasa Interna de Retorno.

UTM: Mercator transversal universal.

VAN: Valor Actual Neto.

WTI: West Texas Intermediate.

**“SIMULACIÓN DE LA INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA
SALINIDAD EN LA FORMACIÓN NAPO DEL CAMPO PALO
AZUL PARA LA PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS”**

Autor: Gabriela Jomayra Yagual Suárez

Robinson Antonio Alava Ube

Tutor: Fidel Chuchuca Aguilar

RESUMEN

La inyección de agua de baja salinidad (LSWI) es una técnica de alta eficiencia en el desplazamiento de crudos ligeros, medianos y pesados que modifica el equilibrio termodinámico del yacimiento. El objetivo de este trabajo de investigación evalúa la efectividad de la inyección de agua de baja salinidad en crudos viscosos y presencia de carbonatos de la formación Napo del campo Palo Azul, mediante un software de ingeniería. La metodología de este estudio empieza con una recopilación bibliográfica y un análisis de las condiciones actuales del campo. Posteriormente, se realiza la caracterización estática y dinámica de la formación Napo mediante modelamiento. Se procede al diseño de arreglos de pozos y se realiza la simulación numérica 3D. Los resultados muestran un impacto significativo de LSWI en el factor de recobro de hidrocarburos pesados desde las fracciones molares de C15-C36, que demuestra el aumento del factor de recobro en condiciones de salinidad reducida. Este aumento refleja mejoras en la recuperación de petróleo, que justifica la viabilidad técnica de esta estrategia en el campo Palo Azul.

PALABRAS CLAVE: inyección de agua, baja salinidad, factor de recobro, simulación numérica, crudos pesados, Palo Azul.

“SIMULATION OF THE INJECTION OF LOW-SALINITY WATER INTO THE NAPO FORMATION OF THE PALO AZUL FIELD FOR THE PRODUCTION OF HEAVY CRUDE OILS”

Autor: Gabriela Jomayra Yagual Suárez

Robinson Antonio Alava Ube

Tutor: Fidel Chuchuca Aguilar

ABSTRACT

Low salinity water injection (LSWI) is a highly efficient technique for displacing light, medium and heavy crude oil that modifies the thermodynamic balance of the reservoir. The objective of this research work is to evaluate the effectiveness of the injection of low-salinity water in viscous crude oils and the presence of carbonates from the Napo formation of the Palo Azul field using engineering software. The methodology of this study begins with a bibliographic compilation and an analysis of current field conditions. Subsequently, the static and dynamic characterization of the Napo formation is carried out through modelling. The sound arrangement design and the 3D numerical simulation are carried out. The results show a significant impact of LSWI on the recovery factor of heavy hydrocarbons from the C15-C36 mole fractions, demonstrating the recovery factor increase under reduced salinity conditions. This increase reflects improvements in oil recovery, which justifies the technical viability of this strategy in the Palo Azul field.

KEYWORDS: water injection, low salinity, recovery factor, numerical simulation, heavy crude oil, Palo Azul.

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

La existencia de carbonatos en la simulación de reservorios agrega un nivel adicional de complejidad a la recuperación de hidrocarburos, las rocas carbonatadas son comunes en yacimientos de petróleo y gas. La composición del agua de inyección se convierte en un factor crítico, ya que puede influir en la mojabilidad de estas rocas, lo que a su vez afecta la producción de un campo petrolero en Irán (Negahdari et al., 2022). En general, la problemática se enfoca en la optimización de la composición del agua de inyección para abordar los desafíos específicos de las rocas carbonatadas como la alteración de la mojabilidad en estas rocas, es esencial para mejorar la recuperación de petróleo, pero no existe una fórmula universal debido a la variabilidad entre yacimientos.

Por otra parte, en un estudio realizado en México, se ha identificado una problemática crítica relacionada con la producción de hidrocarburos viscosos en yacimientos carbonatados. Esta problemática surge como consecuencia del incremento de la demanda para producir los pozos y la disminución de la producción en los yacimientos petroleros convencionales. Para abordar esta situación, es esencial desarrollar nuevas técnicas de recuperación de petróleo que permitan la incorporación de reservas y maximizar la producción (Fuentes, 2021).

De esta manera, se define que el objetivo principal de cualquier empresa y proyecto relacionado con la industria petrolera es lograr la máxima eficiencia técnica/económica en la recuperación de petróleo. Para alcanzar este objetivo, se requieren modelos matemáticos y de simulación que describan los mecanismos que rigen el desplazamiento de fluidos en medios porosos carbonatados, especialmente durante la implementación de procesos de recuperación.

Dentro del presente caso de estudio en Ecuador, el campo Palo Azul aborda la problemática del crudo viscoso y la existencia de carbonatos en la formación Napo, los cuales presentan desafíos particulares en términos de recuperación de hidrocarburos. Las rocas carbonatadas pueden ser sensibles a la composición del agua de inyección, lo que influye en su mojabilidad y, por ende, en la efectividad de la producción. En este sentido, el presente estudio se enfocará en la formulación de simulaciones que describan los mecanismos que rigen el desplazamiento de fluidos en medios porosos carbonatados en la formación Napo, especialmente durante la implementación de procesos de recuperación mejorada basados en la inyección de agua de baja salinidad. El objetivo principal será alcanzar la máxima eficiencia de recuperación y económica de petróleo, considerando las particularidades de la formación y las condiciones específicas de Ecuador.

1.2 ANTEDECENTES

Monroy & Pérez (2017) elaboraron un modelo de simulación analítica del proceso de recobro secundario de inyección de agua en cinco pozos del campo Yariguí-Cantagallo, Colombia. Este estudio utilizó el simulador comercial Sahara y el método de cálculo de flujo segregado para la evaluación de diferentes alternativas de tasas de inyección de agua en diferentes escenarios: caso base, aumento de tasa de inyección en 15% (escenario 1), disminución de tasa de inyección en 15% (escenario 2) y optimización de volúmenes de inyección (escenario 3). Los resultados del estudio destacan el comportamiento de la producción de petróleo acumulado a través del tiempo (hasta el año 2036) de los escenarios 1 y 3 debido a que presentan valores similares de producción de petróleo acumulado, 36612 Mbbl y 36614 Mbbl respectivamente. Con la diferencia que el escenario 3 consiguió un mejor aprovechamiento de los recursos por su disminución de los caudales de inyección.

Ordoñez Cruz et al. (2015) estudiaron métodos de control y monitoreo utilizados en los procesos de inyección de agua para obtener un barrido eficiente e incrementar el petróleo recuperado. Para aquello, emplearon un sistema de control con sartas selectivas, válvulas de control de flujo accionadas desde superficie y el sistema de supervisión con el método de Hall. Esta propuesta permitió disminuir las intervenciones en pozos, problemas en el proceso y suministrar la

información de las variables de fondo de pozo y superficie, de tal forma que los ingenieros puedan encontrar los caudales óptimos en las zonas de inyección.

Navas et al. (2020) analizaron cambios en los volúmenes de inyección de agua por arena en función de los volúmenes remanentes del petróleo del campo Casabe, Colombia; a través de eficiencia volumétrica/desplazamiento y estudios de conectividad hidráulica. Con estos volúmenes se establecieron pronósticos de producción incremental mediante curvas de flujo fraccional. Los resultados muestran zonas de estudio con una disminución del 25% del índice de falla. Incremento de la producción en 21%. Reversión de la tendencia de declinación del campo del 15% al 7%. Y una reducción del 30% en los costos de consumo de energía y química para el tratamiento del agua.

Cabrera et al. (2012) analizaron los campos petroleros Dillinger Ranch de Estados Unidos, con diferentes características geológicas para aplicar proyectos de inyección periférica de agua, a través del método Buckley y Leverett antes de la ruptura y el procedimiento de Welge después de la ruptura. Además, utilizaron el historial de los campos, problemas de perforación/producción y propiedades de las rocas/fluidos. Este estudio encontró que el yacimiento posee las condiciones adecuadas para una inyección de agua exitosa, por lo tanto, sugiere la implementación de un sistema de inyección con arreglo de 5 pozos.

Pin & Ramírez (2023) analizaron la implementación técnica y económica de la inyección de agua de baja salinidad en la formación Socorro del campo Pacoa, Ecuador; a través del software CMG para simular el comportamiento de un arreglo de 5 pozos con una tasa de inyección de 100 bbld a 1000 psi de la bomba. Los resultados muestran el comportamiento de la inyección de agua en el factor de recobro con salinidad de 3000 ppm, 7000 ppm, 35000 ppm y 70000 ppm. Además, la viabilidad técnica y económica factible indica la inyección de agua con salinidad de 7000 ppm, con un aumento en el factor de recobro de 19.5% comparado con el de recuperación primaria en este yacimiento.

1.3 HIPÓTESIS

El factor de recobro experimentará un incremento al emplear la técnica de inyección de agua de baja salinidad en la formación Napo con presencia de carbonatos correspondiente al campo Palo Azul

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo General.

- Evaluar la efectividad de la inyección de agua de baja salinidad en crudos viscosos y presencia de carbonatos de la formación Napo del campo Palo Azul mediante un software de ingeniería.

1.4.2 Objetivos Específicos.

- Generar los modelos estático y dinámico de la formación Napo del Campo Palo Azul a condiciones actuales.
- Evaluar la producción utilizando la inyección de agua de baja salinidad mediante corridas de simulación.
- Determinar la viabilidad, la técnica y la estrategia operativa de la inyección de agua de baja salinidad en la formación Napo, mediante un análisis económico.

1.5 ALCANCE

La propuesta se enfoca en el análisis de la efectividad de la inyección de agua de baja salinidad en situaciones que involucran crudos viscosos y la presencia de carbonatos en la formación Napo del

campo Palo Azul. Este análisis se llevará a cabo mediante el uso de software de ingeniería especializado, lo que permitirá evaluar la viabilidad de esta técnica de inyección de baja salinidad para cuatro concentraciones: 100%, 50%, 25% y 5%, con el fin de mejorar la producción de hidrocarburos en los pozos PLAN-029 y en los pozos del 49 al 57, ubicados en un entorno geológico específico. La propuesta incluye la caracterización integral de la formación Napo, desde condiciones estáticas hasta dinámicas, junto con el estudio de las condiciones operativas actuales de los pozos en el campo. Se planifica la implementación de 6 pozos productores nuevos y 7 inyectores a una tasa de 1056 bbl/d por pozo, considerando un 15% del volumen poroso de la malla de simulación, con un periodo que va desde febrero de 2024 hasta febrero de 2044. El objetivo es determinar la eficiencia de producción y el factor de recobro. Además, se llevará a cabo un análisis económico mediante la evaluación financiera de proyectos, que incluirá la viabilidad técnica y operativa de la inyección de agua de baja salinidad. Asimismo, se propondrán recomendaciones para mejorar la eficiencia y la rentabilidad en la recuperación de hidrocarburos en esta área de interés para la industria petrolera.

1.6 VARIABLES

1.6.1 Variables Dependientes.

- Producción de crudo viscoso y factor de recobro.

1.6.2 Variables Independientes.

- Pozos del campo Palo Azul de la formación Napo.
- Análisis de Presión, Volumen y Temperatura (PVT).
- Salinidad.
- Tasas de inyección del agua de baja salinidad.
- Propiedades petrofísicas de la formación Napo.

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 GENERALIDADES DEL CAMPO PALO AZUL

El campo petrolero Palo Azul se sitúa en el cantón La Joya de los Sachas, Provincia de Orellana del Ecuador. Limita al Norte con el Bloque 11, al Sur con los bloques 7 y 19, al Este con campos petroleros de Petroamazonas EP y al Oeste con el parque nacional Sumaco (Benavides, 2015).

Los reservorios principales donde se encuentran mayor acumulación de hidrocarburos de este campo son: i) la arenisca de la formación Hollín, ii) la arenisca del miembro Basal Tena y iii) las arenas del miembro U y T de la formación Napo.

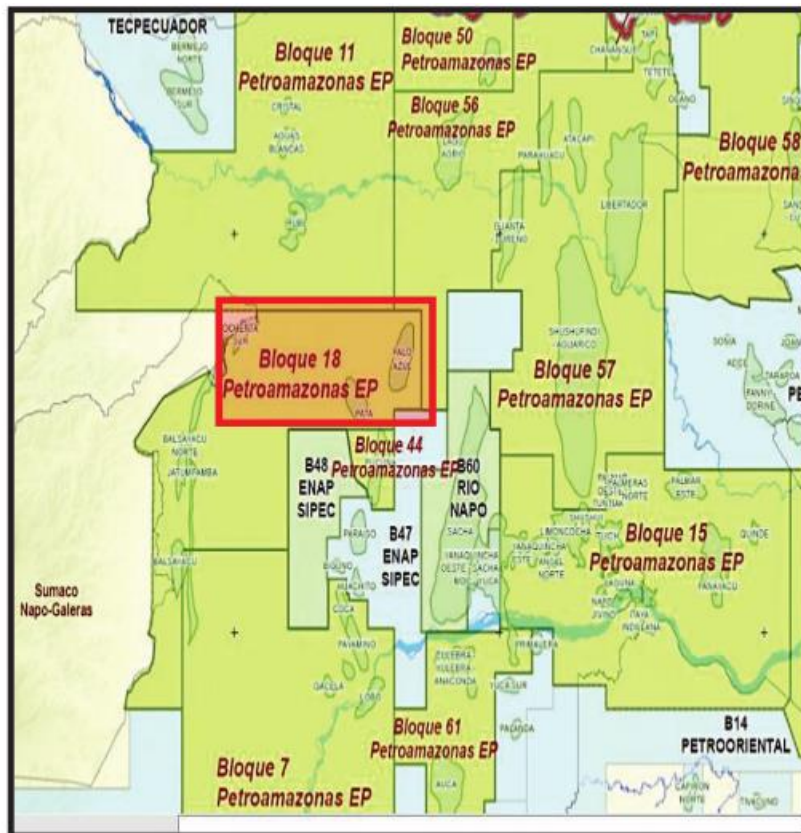


Figura 1. Ubicación geográfica del campo, (Benavides, 2015).

2.1.1 Litología del campo Palo Azul.

La formación Napo descansa sobre la Formación Hollín, consistiendo en aproximadamente 350 metros de lutitas y calizas con intercalaciones de areniscas. Esta formación se clasifica en cuatro miembros: i) Napo Basal, ii) Napo Inferior, iii) Napo Medio y iv) Napo Superior. Estos corresponden a secuencias marinas de aguas poco profundas con niveles de calizas (D. Meza & Gómez, 2012). La tabla 1 muestra las areniscas presentes en esta formación.

Tabla 1. Areniscas de la formación Napo, (D. Meza & Gómez, 2012).

Formación	Espesor	Descripción
Arenisca T	122 pies	<ul style="list-style-type: none">- Posee intercalaciones de areniscas con niveles de arcilla y caliza.- Areniscas calcáreas.- Cuarzo-arenita de color café claro.
Arenisca U	90 pies	<ul style="list-style-type: none">- Posee intercalaciones de areniscas con niveles arcillosos.- Cuarzo-arenita de color gris claro.

2.1.2 Estratigrafía del campo Palo Azul.

En el campo petrolero Palo Azul se establecen modelos de deposición y evolución fluvial para las arenas del Hollín Inferior (Constante & Moreira, 2015). También aparecen ambientes de estuario

con mareas y depósitos de costa y mar abierto, en donde se ubica la caliza C. La figura 2 presenta la cuenca sedimentaria del campo.

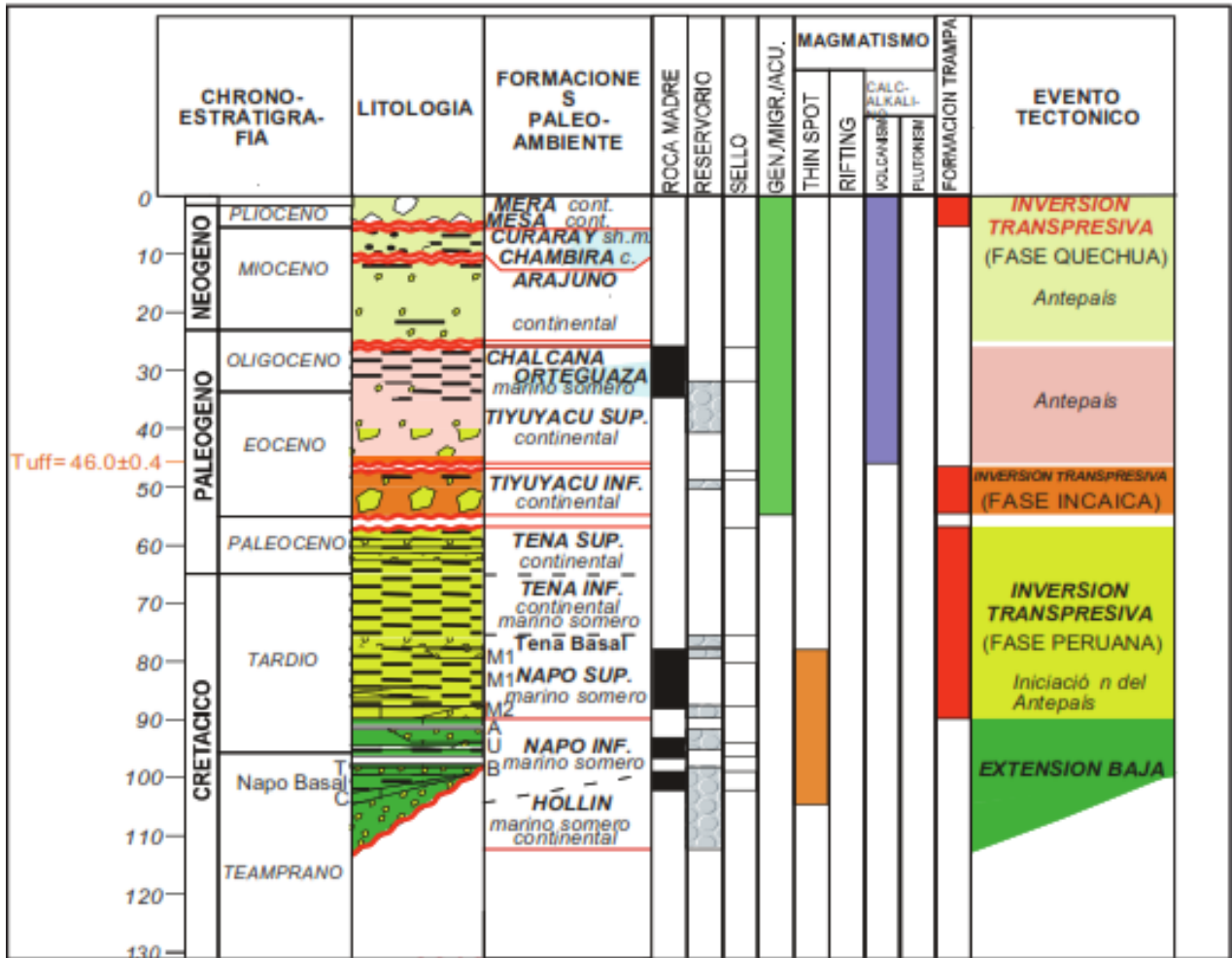


Figura 2. Cuenca sedimentaria de la columna estratigráfica del campo petrolero Palo Azul, (Lara, 2016).

2.2 PROPIEDADES DEL RESERVORIO

La tabla 2 muestra las características esenciales de la roca correspondiente al campo Palo Azul. Las arenas que más destacan son Basal, Tena y Hollín.

Tabla 2. Propiedades de la roca del campo Palo Azul, (Gualacata, 2020).

Reservorio	Porosidad	Permeabilidad(md)
Basal Tena	14.6	500
Napo U	12.8	25
Napo T	13.9	16,5
Hollín Superior	13	80
Hollín Inferior	14.5	420
Hollín	13.7	250

La tabla 3 presenta las propiedades del fluido con sus respectivas arenas.

Tabla 3. Propiedades del fluido-campo Palo Azul, (Gualacata, 2020).

Reservorio	Factor volumétrico inicial	Saturación de agua	Salinidad	Viscosidad
Basal Tena	1.145	25.8	24400	8.3
Napo U	1.265	31.7	20000	1.16
Napo T	1.431	30.4	15000	0.57
Hollín Superior	1.178	22.4	4500	1.45
Hollín Inferior	1.178	30.3	4500	1.45
Hollín	1.178	26.3	4500	1.45

2.2.1 Permeabilidad.

La permeabilidad es la capacidad que posee la roca para transmitir fluidos en medios porosos interconectados (Larco & Montesdeoca, 2019). Además, según características de rangos se determinan como aceptable, bueno y excelente:

- Aceptable: 10 a 100 md.
- Bueno: 100 a 1000 md.
- Excelente: Mayor a 1000 md.

Según (Fuentes, 2021) la permeabilidad está clasificada en:

- Permeabilidad absoluta:** Cuando el medio poroso está saturado totalmente de un solo fluido.
- Permeabilidad efectiva:** Cuando el medio poroso está saturado con dos o más fluidos inmiscibles, y están representadas por K_o , K_g y K_w .
- Permeabilidad relativa:** La permeabilidad relativa de una fase en un medio poroso es la razón entre la permeabilidad efectiva de dicha fase y la absoluta.

2.2.2 Porosidad.

La porosidad es una propiedad importante de las rocas en la industria del petróleo/gas. Describe el espacio vacío dentro de la roca, conocido como poros, asociado con el volumen total de la roca (Cedeño & Peralta, 2018). Se expresa de la siguiente manera:

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_t} \quad (1)$$

\emptyset = Porosidad de la roca.

V_p = Volumen poroso de la roca

V_t = Volumen total de la roca.

Adicionalmente, existen diversos tipos de porosidad relacionados con el tiempo de formación de la roca. La porosidad primaria se refiere a los poros formados durante la deposición y consolidación original de los sedimentos. En contraste, la porosidad secundaria se desarrolla después de la formación original debido a procesos como la disolución, fracturación o compactación diferencial (Guano, 2018).

2.2.3 Mojabilidad.

La mojabilidad es la fuerza que posee un fluido para adherirse a la superficie de la roca en el medio poroso. Esta propiedad se clasifica en tres categorías principales: i) mojado por agua (water wet), ii) mojado por petróleo (oil wet) y iii) mojado mixto (mixed wet), y cada tipo tiene implicaciones significativas en la producción de petróleo debido a su impacto en la distribución de fluidos en un yacimiento (Tabla 4).

Tabla 4. Tipos de mojabilidad, (Larco & Montesdeoca, 2019).

Propiedad	Descripción
Mojabilidad por agua	<ul style="list-style-type: none"> - Agua tiende a mojar y cubrir la superficie de la roca de forma más eficiente que el petróleo. - Facilita la extracción del petróleo.
Mojabilidad por petróleo	<ul style="list-style-type: none"> - El petróleo posee una mejor capacidad para mojar y cubrir la superficie de la roca. - Recuperación de crudo menos eficiente.

Continúa.

Mojabilidad mixta

- Diversas áreas mojadas por agua y petróleo.
 - Patrones de flujo complejos.
-

2.2.4 Tensión interfacial

Los fluidos inmiscibles, por definición, no se mezclan; es decir, las moléculas de cada uno mantienen su afinidad con las similares. Cerca de la superficie, estas moléculas se atraen con mayor intensidad, generando una fuerza mecánica en la interfaz conocida como tensión interfacial. Esta fuerza resulta de efectos moleculares que crean una interfaz o superficie que separa los fluidos. En el caso de los líquidos, si la tensión interfacial es nula, se considera que los líquidos son miscibles entre sí (Lorenzo & Morato, 2018).

2.2.5 Presiones.

Según Gualacata (2020), la presión del reservorio es una propiedad fundamental en la evaluación de un yacimiento. En este campo, las presiones son variables dinámicas que experimentan cambios a lo largo del tiempo y en función de la producción. Estas presiones han experimentado un declive gradual, lo cual se refleja en la tabla 5 correspondiente.

Tabla 5. Presiones de los reservorios del campo Palo Azul, (Gualacata, 2020).

Reservorio	Presión inicial	Presión actual	Presión de burbuja
		(Psi)	
Basal Tena	3700	1200	845

Continúa.

Napo U	3870	1500	1327
Napo T	4074	1800	1598
Hollín Superior	4340	3800	1256
Hollín Inferior	4340	3800	1256
Hollín	4340	3800	1256

2.2.6 Salinidad del agua de formación.

La salinidad del agua de formación se define como la cantidad de sal disuelta en una porción de agua (Larco & Montesdeoca, 2019). Además, se puede determinar la salinidad del agua de formación por la presencia de cloruro de sodio. La salinidad de agua de la formación Napo oscila entre 10000 a 12000 ppm (Rodríguez, 2021).

2.2.7 Propiedades del fluido.

- **Saturación**

La saturación es un parámetro que mide la cantidad de fluidos presentes en el espacio poroso. La saturación inicial, que es la fracción del espacio poroso ocupado por cualquiera de estos fluidos, ya sea aceite, gas o agua, es fundamental para calcular las reservas iniciales del yacimiento. Se define como la proporción o porcentaje del volumen de poros ocupado por un fluido específico, ya sea agua, gas o petróleo (Meza, 2013).

La expresión general es:

$$\textit{saturación de un fluido} = \frac{\textit{volumen del fluido}}{\textit{volumen poroso}} \quad (2)$$

- **Presión capilar**

La presión capilar se define como la diferencia de presión a través de la interfaz. Estas fuerzas se originan por la acción molecular de dos o más fluidos inmiscibles (como petróleo, agua y gas) que coexisten en el medio yacimiento (Gutiérrez & Iturralde, 2017).

La ecuación de la presión capilar se la define como:

$$P_c = P_{mn} - P_m \quad (3)$$

P_m = Presión de la fase mojante

P_{mn} = Presión de la fase no mojante

La ecuación para un sistema agua-petróleo es:

$$P_c = P_o - P_w \quad (4)$$

P_o = Presión de la fase petróleo

P_w = Presión de la fase agua

- **Viscosidad**

La viscosidad desempeña un papel crucial en el movimiento del flujo de petróleo a través del medio poroso y a lo largo de las tuberías. Generalmente se describe como la resistencia interna que ofrece el petróleo al moverse (Ferrer, 2008).

Esta propiedad en los crudos representa su característica de fluidez; los crudos extrapesados son más viscosos que los pesados, los pesados más viscosos que los medianos, los medianos más viscosos que los livianos, los livianos y condensados son los más fluidos. La viscosidad se expresa típicamente en unidades como poise o centipoise, y varía según la temperatura y la composición del fluido (Rivera, 2004).

2.3 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN DE UN CAMPO PETROLERO

2.3.1 Producción primaria.

La producción primaria de un campo petrolero es la etapa donde la energía natural del yacimiento se utiliza para transportar hidrocarburo a los pozos de producción (Alagorni et al., 2015). La pronta determinación de un mecanismo impulsor es una estrategia principal en la vida temprana del yacimiento, debido a que mejora la gestión y recuperación de las reservas del yacimiento en su vida media y posterior. Existen diferentes mecanismos de producción que son importantes:

- Empuje de gas en solución y expansión de los fluidos.
- Empuje por capa de gas.
- Empuje con agua.
- Empuje por drenaje gravitacional.
- Empuje combinado.

Estos mecanismos mantienen la presión del yacimiento, pero el empuje con agua se mantiene más alto que los empujes por capa de gas y que el de gas en solución (Figura 3).

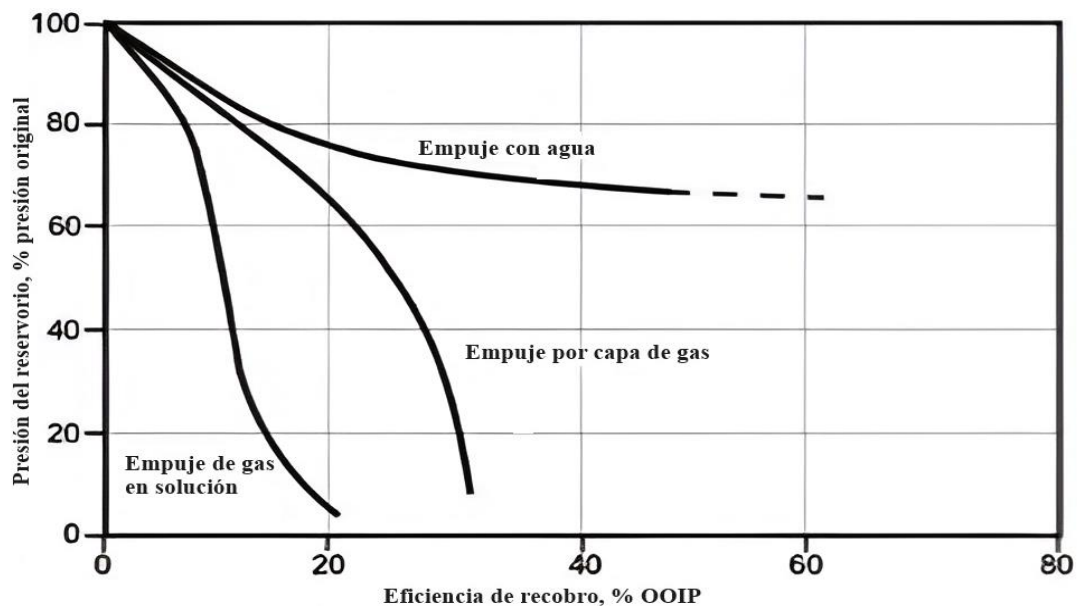


Figura 3. Presión del yacimiento por mecanismo de empuje (Alagorni et al., 2015).

La tabla 6 muestra las características principales de los mecanismos de producción de petróleo en campos petroleros:

Tabla 6. Mecanismos de producción en campos petroleros, (Goodarzi & Kantzas, 2008).

Mecanismos de producción	Características
Empuje por gas en solución y expansión de los fluidos	<ul style="list-style-type: none"> - Expansión de gases disueltos en petróleo y agua, proporcionan gran parte de la energía para el yacimiento. - Tipos de yacimientos saturados, donde la presión es menor que la presión del punto de burbuja. - Recuperación de petróleo entre 20 y 30% del petróleo original en sitio.
Empuje por capa de gas	<ul style="list-style-type: none"> - Capa de gas se expande empujando el contacto gas -aceite hacia abajo. - Relación GOR aumenta en grandes cantidades. - Recuperación de yacimientos en capas de gas podría estar entre el 20 a 40%.
Empuje con agua	<ul style="list-style-type: none"> - Energía de impulso proporcionada por un acuífero que interactúa con el petróleo en el yacimiento (relación petróleo-agua). - La recuperación de empuje por agua podría ser entre el 20 al 60% del petróleo original en sitio. - Producción de petróleo hasta la irrupción de agua.

Continúa.

Empuje por drenaje gravitacional	<ul style="list-style-type: none"> - Segregación natural del yacimiento determinadas por la densidad del petróleo, gas y agua. - Relativamente débil. - Se utiliza en combinación con otros mecanismos de producción.
Empuje combinado	<ul style="list-style-type: none"> - Un yacimiento de petróleo incorpora al menos dos mecanismos de empuje principales. Por tanto, este impulsor es considerado un mecanismo de producción en campos petrolíferos.

Adicionalmente, para Freire & Miranda (2011) la formación Napo posee mecanismos de producción por expansión de roca y fluido, y gas en solución con un empuje parcial de agua. También, Salazar & Zambrano (2018) resaltan generalmente que, el mecanismo de empuje de la formación Napo es de tipo de empuje por gas en solución.

2.3.2 Producción secundaria.

La producción secundaria es la segunda etapa de producción de hidrocarburos, donde se inyecta al yacimiento un fluido externo como el agua o gas (inyección de agua/inyección de gas), a través de pozos de inyección que poseen comunicación con pozos productores. La Figura 4 muestra los mecanismos de producción secundaria en campos petroleros.

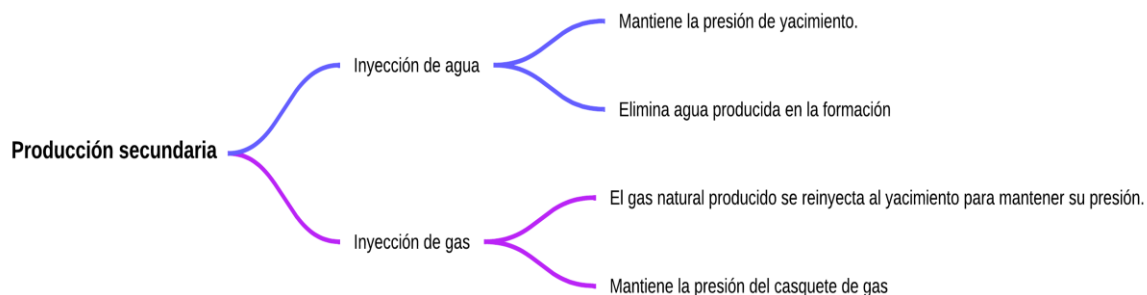


Figura 4. Mecanismos de producción secundaria, (Goodarzi & Kantzas, 2008).

2.3.3 Producción terciaria EOR.

La producción terciaria del petróleo (EOR) implica el desplazamiento del petróleo en escenarios con excesiva cantidad de agua, en ciertas ocasiones el agua ocupa más espacio poroso que el petróleo dentro de la roca (Babadagli, 2007). EOR se utiliza para recuperar hidrocarburos adicionales, introduciendo fluidos que reducen la viscosidad y mejoran el flujo. La tabla 7 muestra los principales mecanismos EOR que se implementan en campos petroleros:

Tabla 7. Mecanismos EOR en campos petroleros, (Zhou et al., 2019).

EOR	Alternativas EOR	Descripción
Térmicas	Vapor	<ul style="list-style-type: none"> - El vapor se inyecta en el yacimiento en forma continua o cíclica. - Se aplica a pozos de inyección y producción. - Fácil control. - Tiempo de respuesta del 25 al 50% menor que la combustión in situ.
	Agua Caliente	<ul style="list-style-type: none"> - La energía térmica aumenta la movilidad del petróleo, proporcionando una mayor eficiencia de barrido. - Porosidad y permeabilidad aumentan al inyectar aguas a alta temperatura.

Continúa.

	<ul style="list-style-type: none"> - Inyección de gas que contiene oxígeno en el yacimiento y reacciona con el aceite del yacimiento creando un frente de combustión. - Se evapora el gas y agua del yacimiento. - El vapor, el agua caliente y el gas actúan para el empuje del petróleo a los pozos de producción.
<p style="text-align: center;">Combustión</p> <hr/> <p style="text-align: center;">Inyección química</p> <p>No Térmicas</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Utilizan productos químicos agregados al agua para alterar la eficiencia de la inundación con la finalidad de mejorar la recuperación del petróleo. - Aumento de la viscosidad del agua. - Disminución de la permeabilidad relativa del agua (polímeros reticulados). - Incremento de la permeabilidad relativa al petróleo (inyección micelar y alcalina).
<p style="text-align: center;">Inyección por polímeros</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Los polímeros mejoran la eficiencia del barrido vertical al reducir la relación agua-petróleo. - Polímeros se inyectan a través de pozos de inyección de agua. - Aumento de la viscosidad del flujo desplazante. - Reducción de la permeabilidad relativa.

Continúa.

<p style="text-align: center;">Inyección de polímero micelar</p>	<ul style="list-style-type: none"> - 100% del petróleo puede desplazarse debido a la solución micelar. - Reduce la tensión interfacial para mejorar la recuperación del petróleo. - Solución micelar es una mezcla de tensioactivos, electrolitos, hidrocarburos y agua.
<p style="text-align: center;">Inyección de gas</p>	<ul style="list-style-type: none"> - El gas se inyecta de forma única o alternada con agua, agua-gas-alternante. - Inyección de gas miscible, el gas se inyecta a una presión mínima o superior de miscibilidad. - Inyección de gas inmisible, se realiza por debajo de la presión mínima de miscibilidad.
<p style="text-align: center;">Inyección de CO₂</p>	<ul style="list-style-type: none"> - El CO₂ puro se mezcla con el petróleo, haciéndolo más ligero y lo separa de las superficies de la roca, para que pueda ser barrido desde el pozo inyector al pozo productor.
<p style="text-align: center;">Inyección de Nitrógeno</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Se utiliza para petróleo pesado, ligero y mediano. - Se aplica a yacimientos de areniscas y carbono. - Recupera desde un 45 a 90% de reservas iniciales.

En este estudio se utiliza la técnica EOR de inyección de agua de baja salinidad. Su característica principal es la alteración de la humectabilidad (Hassani, 2022). Y posee bajo costo operativo en relación con otros métodos.

2.4 INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD

La inyección de agua de baja salinidad se presenta como una técnica emergente para mejorar la recuperación de petróleo. Esta metodología implica el control preciso de la salinidad y composición del agua inyectada con el propósito de alterar el equilibrio termodinámico del yacimiento. Su propósito es modificar la humectabilidad y reducir la tensión interfacial en formaciones tanto de arenisca como de carbonato. En el caso de las areniscas, el rango de salinidad del agua inyectada es menor a 5000 ppm para un rendimiento óptimo. Por otro lado, el rango de baja salinidad para rocas carbonatadas está entre 20000 y 50000 ppm (Causil, 2019).

2.4.1 Mecanismos para inyección de agua de baja salinidad

Los mecanismos de la inyección de agua de baja salinidad implican una serie de procesos físicos y químicos que interactúan con la roca y los fluidos presentes en el yacimiento. Según (Durán & Palacios, 2019) los mecanismos más importantes son:

- a) Migración de finos
- b) Saponificación y disolución mineral
- c) Desorción de materiales orgánicos
- d) Efecto Salting-in
- e) Efecto de doble capa
- f) Alteración de la mojabilidad

Estos mecanismos pueden mejorar significativamente la eficiencia de la recuperación de petróleo al inyectar agua de baja salinidad en los yacimientos petrolíferos. Según (Causil, 2019) los mecanismos por los que este método funciona todavía no son completamente claros. Sin embargo, es importante tener en cuenta que los efectos de cada mecanismo pueden variar dependiendo de las características específicas del yacimiento.

2.4.2 Calidad del agua.

La inyección de agua de baja salinidad implica el uso de gran cantidad de agua, en ocasiones con diversos productos químicos cuando se implementa de forma incorrecta. Lo que ocasiona problemas de salud y seguridad (Mwakipunda et al., 2023). Por tanto, la calidad de agua en el método de inyección de agua de baja salinidad requiere de menos impurezas, que implica el procesamiento del agua para este método de recuperación de petróleo, caso contrario se compromete la producción de este.



2.4.3 Arreglos de pozos inyectoros y productores.

Luego de someter a recuperación secundaria a los campos maduros, se desarrolla un espaciado irregular de los pozos. Por tanto, una mejor comprensión del yacimiento conlleva el uso de arreglos y espaciados uniformes en pozos perforados. Es decir, el campo estará desarrollado en una base de arreglo regular, formando figuras geométricas entre sus pozos inyectoros y productores (Lin & Reyes, 2017).

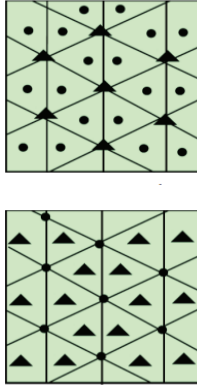
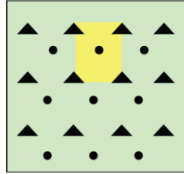
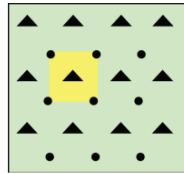
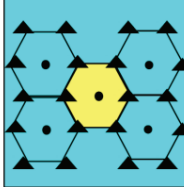
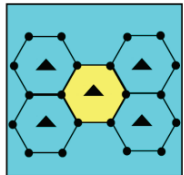
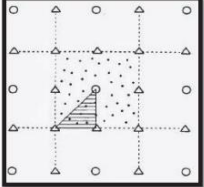
La selección del arreglo depende de la estructura, límites del yacimiento, continuidad de las arenas, variación de permeabilidad/porosidad, número/posición de pozos.

La tabla 8 muestra los tipos de arreglos de pozos inyectoros y productores.

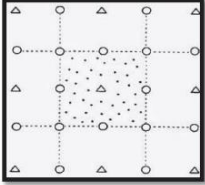
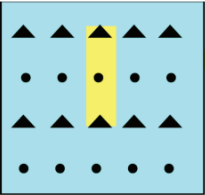
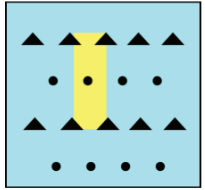
Tabla 8. Arreglos de pozos, (Lin & Reyes, 2017).

Arreglo	Descripción	Representación gráfica
Arreglo de 2 pozos	<ul style="list-style-type: none"> - Un pozo inyector - Un pozo productor 	
Arreglo de 3 pozos aislados	<ul style="list-style-type: none"> - Dos pozos productores - Un pozo inyector 	

Continúa.

Arreglo de 4 pozos normal e invertido	<ul style="list-style-type: none"> - Normal, esquema de un triángulo con sus pozos inyectoros en la esquina de este y pozo productor en el centro. - Invertido, pozos productores en las esquinas del triángulo y pozo inyector en el centro. 	
Arreglo de 5 pozos normal	<ul style="list-style-type: none"> - Es el arreglo más utilizado debido a que proporciona buena eficiencia de barrido. 	
Arreglo de 5 pozos invertido	<ul style="list-style-type: none"> - Figura geométrica cuadrada, donde el pozo inyector se encuentra en el centro. 	
Arreglo de 7 pozos normal	<ul style="list-style-type: none"> - Se utiliza cuando la inyectividad de los pozos es baja. 	
Arreglo de 7 pozos invertido	<ul style="list-style-type: none"> - Pozos de inyección se ubican en el centro del hexágono y los pozos de producción se ubican en los vértices. 	
Arreglo de 9 pozos normal	<ul style="list-style-type: none"> - Pozos inyectoros sobrepasan a los pozos productores por un factor de 3. 	

Continúa.

Arreglo de 9 pozos invertido	- Pozo inyector en el centro y productores en vértices y puntos medios de los lados del cuadrado.	
Arreglos de pozos en línea directa	- Pozos inyectoros frente a pozos productores.	
Arreglos de pozos en línea alterna	- Pozos inyectoros se desplazan sobre su línea a una distancia media.	

2.5 SOFTWARE DE INGENIERÍA.

Según (Opoku Boampong et al. 2023) existen varios conjuntos de ecuaciones que deben considerarse para el modelo y simulación de la inyección de agua de baja salinidad en diferentes aplicaciones o software de ingeniería como:

- Utchem y Solmineq.88
- Iphreeqc
- Toughreact
- Computer modeling group (CMG)
- Geochemist's Workbench
- Schlumberger Eclipse
- Utchem- Iphreeqc
- Kgeoflow

Los pasos para seguir para el modelado y simulación de inyección de agua de baja salinidad se muestran en la Figura 5.

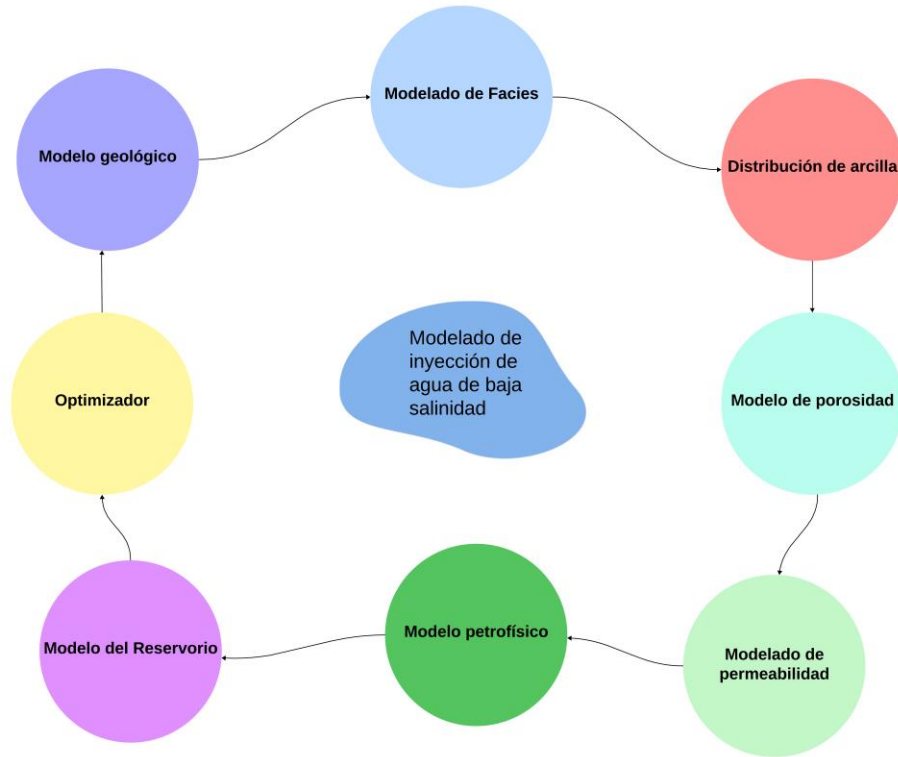


Figura 5. Fases del modelo de simulación del método de inyección de agua de baja salinidad. Adaptado de (Mwikipunda et al., 2023).

2.5.1 Software CMG.

Este software, desarrollado por Computer Modelling Group, es una herramienta estándar en la industria petrolera para la simulación de yacimientos. Su función principal es modelar tanto los parámetros estáticos como dinámicos de un yacimiento petrolero, lo que permite realizar pronósticos precisos sobre la producción futura de fluidos.

Los programas que desarrolla CMG son:

- STARS (simulador térmico),
- GEM (simulador de composición y no convencional),
- WinProp (simulador de caracterización de propiedades de fluidos),
- IMEX (simulador de petróleo negro),
- Builder y Results (simulador de creación del reservorio).

CMG ofrece los resultados más precisos para una amplia gama de procesos, incluyendo composicionales, convencionales, no convencionales y técnicas avanzadas de IOR/EOR. Su software es reconocido como el estándar de la industria en términos de usabilidad, física, robustez y rendimiento (Borbor & Montalván, 2021).

CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

3.1 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

3.1.1 Tipo de investigación

- **Investigación bibliográfica:** Se llevó a cabo una revisión de la literatura existente. Este componente bibliográfico respaldó teóricamente la investigación, proporcionando una base sólida de conocimiento en relación con la inyección de agua de baja salinidad en formaciones similares, y permitió contextualizar los hallazgos de la investigación en el marco existente de conocimiento científico y técnico (Minas et al., 2020).
- **Investigación cuantitativa:** La presente investigación adoptó un enfoque cuantitativo que se centra en la recolección y análisis de datos numéricos. Lo cual permitió obtener una comprensión más profunda y completa de la simulación de la inyección de agua de baja salinidad en la formación Napo del Campo Palo Azul. Los métodos cuantitativos se utilizaron para medir el comportamiento de parámetros relacionados a la producción (Onghena, 2023).

3.1.2 Método de la investigación

La investigación se enmarcó en una perspectiva hipotético-deductiva, adoptando un enfoque que implicó la formulación de hipótesis específicas derivada de teorías y conocimientos previos relacionados con la inyección de agua de baja.

La selección de esta perspectiva hipotético-deductiva se basó en la necesidad de estructurar la investigación de manera lógica que pudo ser sometida a pruebas mediante métodos empíricos y simulación numérica. Este enfoque facilitó una orientación clara hacia la validación o refutación de la hipótesis, contribuyendo así a la rigurosidad, coherencia del proceso investigativo y metodológico.

3.1.3 Población y muestra

- Población: La población objetivo correspondió a la formación Napo del Campo Palo Azul y cualquier entidad relevante para la simulación, así como la literatura científica y técnica relacionada con la inyección de agua de baja salinidad.
- Muestra: Se seleccionó una muestra representativa de pozos y áreas dentro del Campo Palo Azul para la recopilación de datos cuantitativos. En términos de recopilación bibliográfica, se revisaron estudios, informes y documentos científicos pertinentes al método; es decir, que no se aplicó una fórmula estadística y el tipo de muestro implementado fue por conveniencia.

3.1.4 Técnicas de recopilación de datos

Los datos se obtuvieron de la empresa estatal encargada del Campo Palo Azul que incluyó la obtención de información clave y datos específicos relacionados con el diseño de la simulación en cuestión. De esta manera se garantizó un enfoque robusto y completo para la adquisición de datos necesarios para el éxito de la investigación.

3.1.5 Procedimiento y análisis

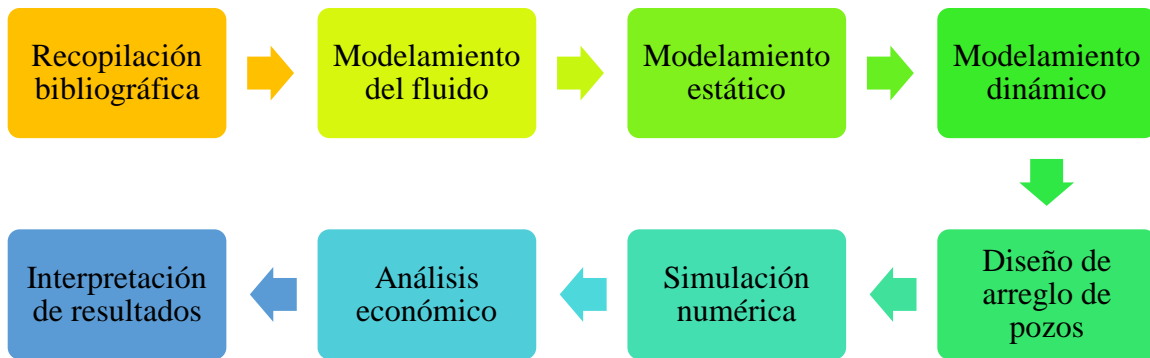


Figura 6. Procedimiento metodológico de la investigación.

3.2 MODELAMIENTO DEL FLUIDO

3.2.1 Selección de componentes

En la Figura 7 se puede observar cómo se ingresó los componentes desde el N_2 hasta el FC6 con la temperatura del reservorio; además, se estableció “Constant Volume Shift” y posteriormente se aplicó los cambios.

Ins Lib	No.	Component	HC	Pc (atm)	Tc (K)	Acentric fact.	Mol. weight	Vol. Shift	V Shift Coef1 (t)
Ins Own	1	N2	0	33.5	126.2	0.04	28.013	0	0
	2	CO2	3	72.8	304.2	0.225	44.01	0	0
	3	H2O	2	217.6	647.3	0.344	18.015	0	0
Copy	4	CH4	1	45.4	190.6	0.008	16.043	0	0
Paste	5	C2H6	1	48.2	305.4	0.098	30.07	0	0
	6	C3H8	1	41.9	369.8	0.152	44.097	0	0
Delete	7	IC4	1	36	408.1	0.176	58.124	0	0
	8	NC4	1	37.5	425.2	0.193	58.124	0	0
	9	IC5	1	33.4	460.4	0.227	72.151	0	0
	10	NC5	1	33.3	469.6	0.251	72.151	0	0
	11	FC6	1	32.46	507.5	0.27504	86	0	0

Figura 7. Selección de componentes de la librería (Software de ingeniería, 2024).

En cuanto a la fracción pesada del C7+ no se colocó en esta lista debido a que se debe realizar subdivisiones para obtener información más precisa sobre la distribución de los componentes en el rango de carbono C7+ y superior. Los hidrocarburos más pesados tienden

a tener propiedades y comportamientos diferentes. Por lo que es importante conocer su distribución detallada para varios propósitos, como el comportamiento con las propiedades del reservorio y un ajuste correcto de la viscosidad.

3.2.2 División de la fracción molar pesada

En la Figura 8 se puede visualizar, que en la sección de “Component” se agregaron los 30 componentes de la fracción pesada del C7+, para ello se aplicó el método de “Plus Fraction Splitting” dónde se utilizó un peso molecular de 250 gr/mol , una gravedad específica de 0.9596 y la fracción del C7+= 0.85629.

Además, como parte del proceso se verificó que la fracción pesada se agregue posterior al componente FC6 con una fracción molar de 0.85629 como parte del método “Plus Fraction Splitting”.

Este enfoque permitió desglosar la fracción molar pesada en una gama más detallada de 30 componentes, proporcionando así una representación más refinada de la distribución de hidrocarburos en el rango de carbono hasta el C36+. El método "Plus Fraction Splitting" es una técnica efectiva que se utilizó para segmentar y analizar con precisión la composición de los hidrocarburos más pesados dando una sumatoria de 1 en toda la mezcla de crudo pesado, contribuyendo a una caracterización más completa y detallada de la muestra.

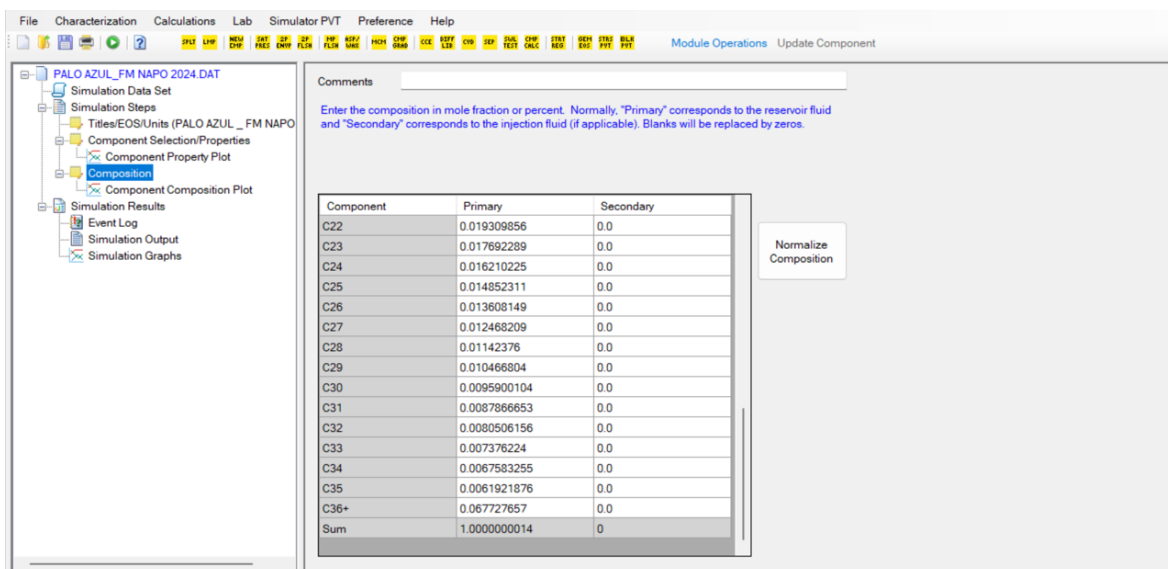


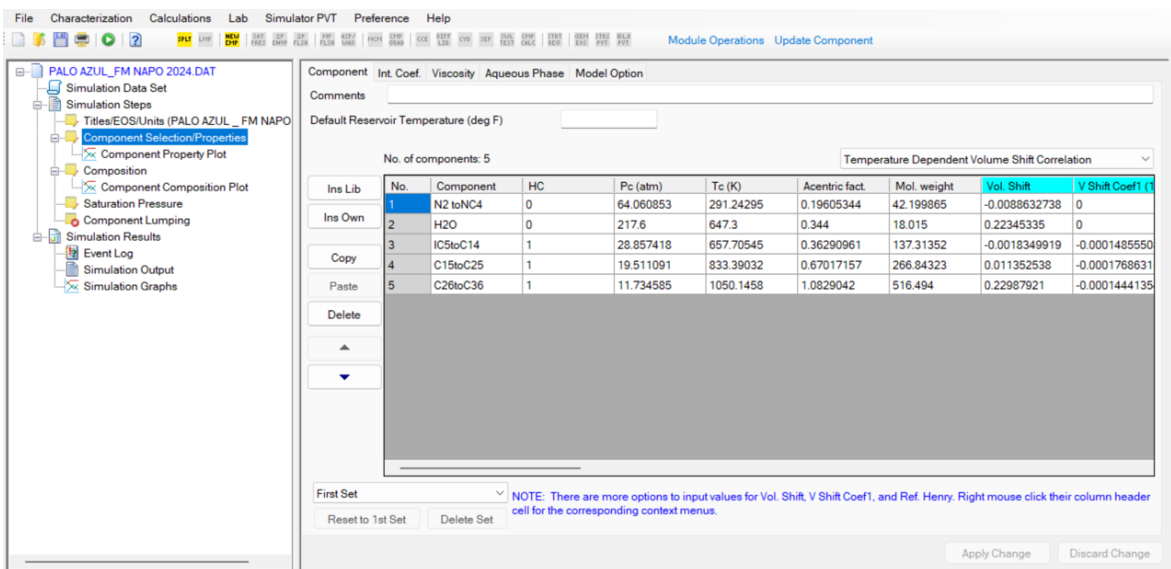
Figura 8. División del C7+ en 30 componentes (Software de ingeniería, 2024).

3.2.3 Agrupación de componentes

En la Figura 9 se observa el resultado de la agrupación de 30 a 5 componentes que surge por condición y razón de que ciertos componentes pueden poseer comportamientos similares o estar influenciados de manera similar por las condiciones molares. Agruparlos permitió representar de manera efectiva el comportamiento colectivo de estos componentes, lo que ahorra recursos computacionales sin perder información esencial para los objetivos de la simulación.

Por otra parte, se realizó un ajuste de la presión de saturación debido a que inicialmente se corrió la simulación con un valor de 400 Psi “Before” y en la regresión arrojó como resultado 460 Psi “After”. Luego se validó nuevamente con el valor de “After” y dio un valor cercano, lo cual indica que el error es mínimo.

También, se seleccionó “Temperature Dependent Volume Shift Correlation” porque los hidrocarburos experimentan variaciones significativas en las propiedades de los fluidos bajo diferentes condiciones de temperatura y presión.



The screenshot displays a software interface for component selection and properties. The main window shows a table with the following data:

Ins Lib	No.	Component	HC	Pc (atm)	Tc (K)	Acentric fact.	Mol. weight	Vol. Shift	V Shift Coef1 (1)
Ins Own	1	N2 to NC4	0	64.060853	291.24295	0.19605344	42.199865	-0.0088632738	0
	2	H2O	0	217.6	647.3	0.344	18.015	0.22345335	0
Copy	3	IC5toC14	1	28.857418	657.70545	0.36290961	137.31352	-0.0018349919	-0.0001485550
Paste	4	C15toC25	1	19.511091	833.39032	0.67017157	266.84323	0.011352538	-0.0001768631
Delete	5	C26toC36	1	11.734585	1050.1458	1.0829042	516.494	0.22987921	-0.0001444135

Below the table, there are buttons for "Reset to 1st Set" and "Delete Set", and a "NOTE: There are more options to input values for Vol. Shift, V Shift Coef1, and Ref. Henry. Right mouse click their column header cell for the corresponding context menus." The interface also includes a "First Set" dropdown and "Apply Change" and "Discard Change" buttons.

Figura 9. Agrupación de 30 a 5 componentes (Software de ingeniería, 2024).

3.2.4 Ajuste de las propiedades PVT

Con base a la Figura 10 se puede observar los parámetros que se ingresaron como el factor volumétrico del petróleo, relación gas petróleo, viscosidad y gravedad específica a condiciones normales. Además, de haber realizado el ajuste con "Linear Temperature Dependent Volume Shift" para las variaciones que experimentan las propiedades en función de la temperatura. El valor que se asignó de "0" y "1" corresponden a exclusión e inclusión de propiedades.

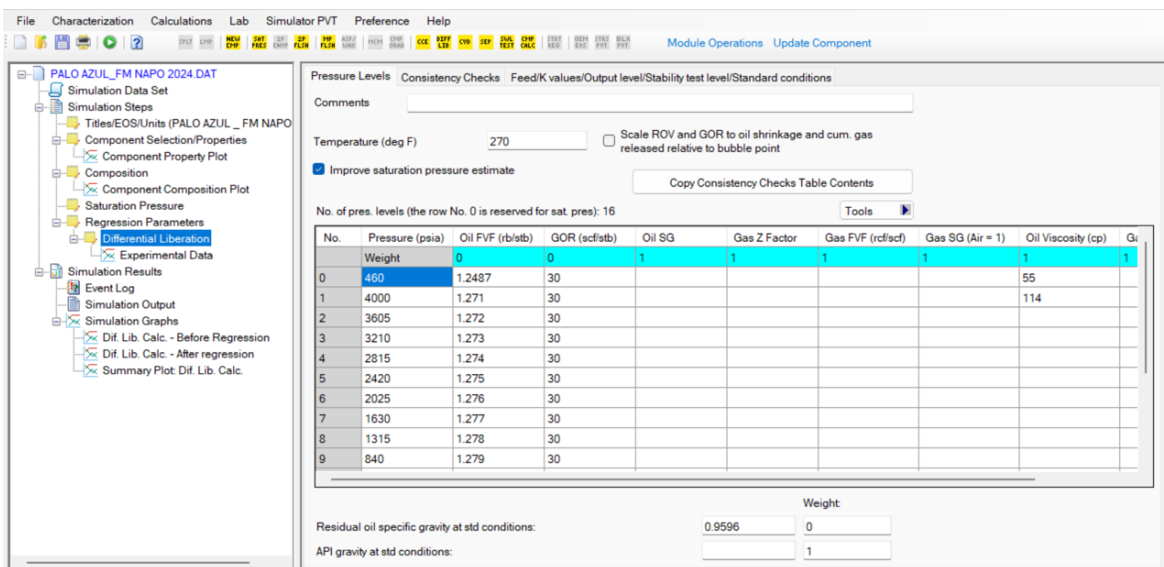


Figura 10. Ajuste de las propiedades PVT del crudo pesado (Software de ingeniería, 2024).

Al haber aplicado este ajuste, se consiguió una representación más realista de cómo las condiciones térmicas afectan las propiedades del petróleo y el gas. Por tal razón, se incluyó presiones hasta los 4000 Psi y la temperatura a 270 °F. Esto resultó fundamental para mejorar la capacidad predictiva del modelo al considerar de manera adecuada las fluctuaciones térmicas en simulación y análisis dentro del rango pesado de 16°API.

Por otra parte, se aplicó la prueba de liberación diferencial junto con una regresión de parámetros. Este enfoque fue crucial para evaluar la variabilidad y la interrelación de los datos experimentales, permitiendo así una identificación más precisa de los cambios en los parámetros clave bajo diversas condiciones de operación.

3.2.5 Viscosidad para modelo dinámico

En la Figura 11 se puede visualizar el ajuste preciso de la viscosidad del petróleo y gas en función de la presión, dónde la viscosidad del petróleo a condiciones normales es de 200 cp, a condiciones de saturación 60 cp y a condiciones de reservorio 120 cp.

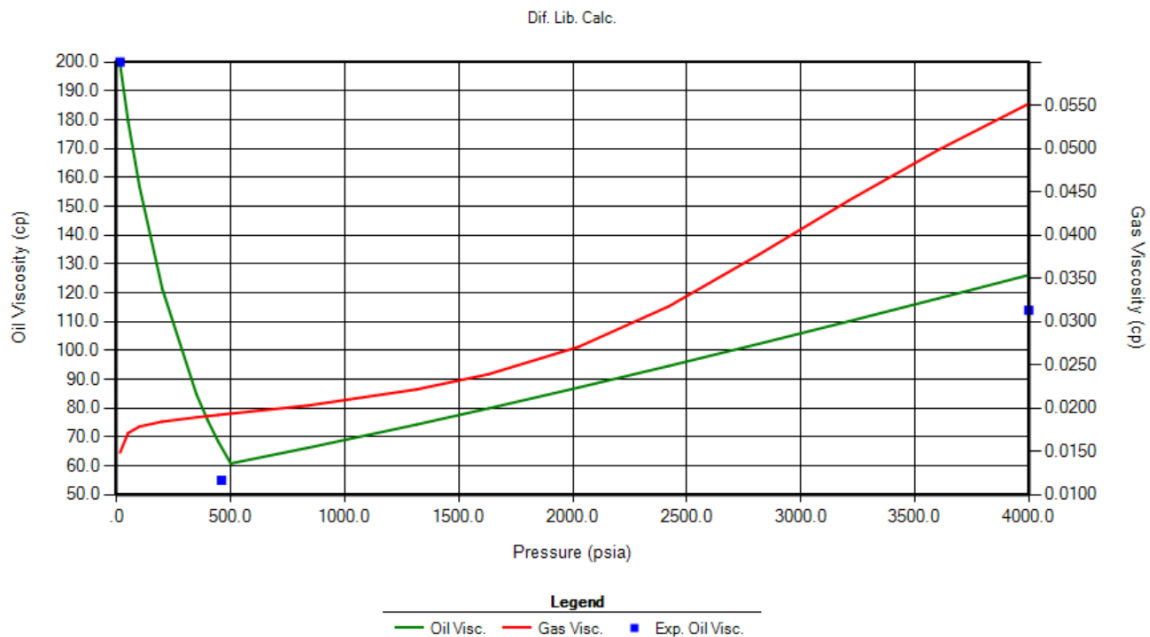


Figura 11. Resultado final del modelo de fluido y viscosidad (Software de ingeniería, 2024).

Posteriormente, se generó el modelo del fluido en un archivo compatible para el modelamiento dinámico “.out” que incorporó las ecuaciones de estado "EOS", así como la correlación de densidad acuosa de "Rowe-Chou" y la correlación de viscosidad acuosa de "Kestin", el cual permitió modelar la variación de la viscosidad del agua en relación con las condiciones de temperatura y presión.

Esta integración de ecuaciones de estado y correlaciones específicas para la densidad y viscosidad acuosa, fue esencial para obtener un modelo comprensivo y representativo de las propiedades del fluido en el sistema estudiado de la inyección de baja salinidad “Low Water Salinity”.

3.3 MODELAMIENTO ESTÁTICO

3.3.1 Mapa de profundidades y espesores

En la Figura 12 se puede observar los 1341 puntos que se crearon en el software GMSH para diseño de mapas de licencia libre, los cuales correspondieron a las profundidades de 7840 ft a 7980 ft, luego se realizó un ajuste de los puntos creados con las dimensiones del mapa real debido a que este se encontraba en unidades UTM (Universal Transverse Mercator); por tal razón, los valores de la coordenada de “X” se multiplicaron por “15.26” y los valores de la coordenada de “Y” por “15.33” para ajustar al tamaño real y convertir en pies ya que el simulador de ingeniería es compatible con unidades de campo. Las dimensiones del mapa real para “Y” inicia en 9983600 m y finaliza en “9986700”, para el eje “X” inicia en 282400 m y finaliza en 285550 m; por otro lado, el mapa de GMSH con unidades adimensional en “X” inicia en 1054 y finaliza en 1730.8 y para “Y” inicia en 113.3 y termina en 776.7, al realizar la relación de intervalos del real con el mapa creado y convertir los metros a pies justifica los valores de multiplicación.

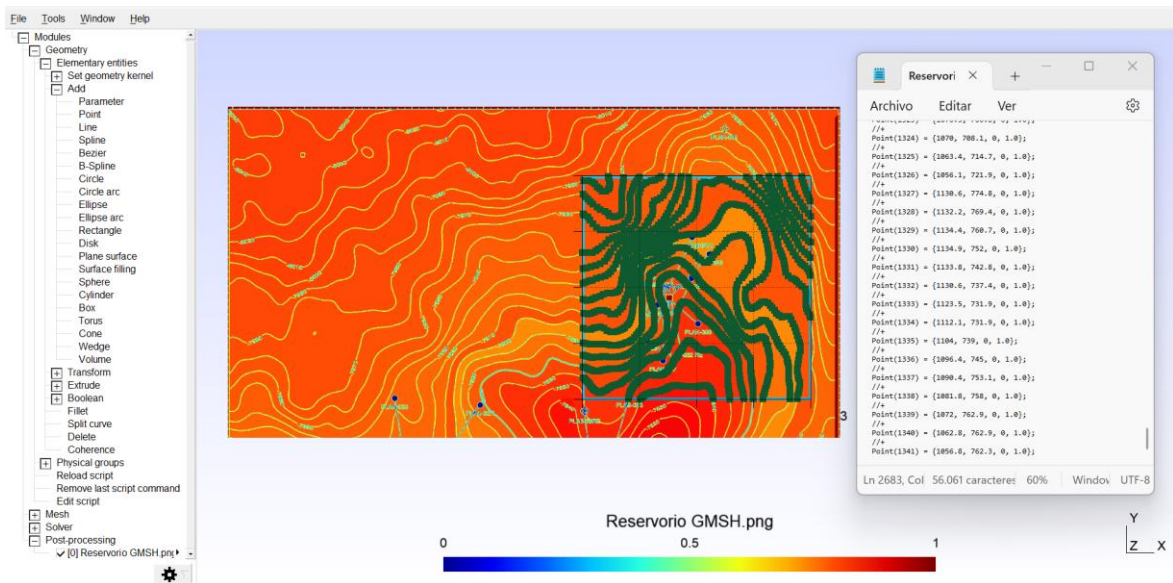


Figura 12. Creación de puntos en el área del campo Palo Azul (GMSH, 2024).

Luego del ajuste en un archivo “.bna” se ordenaron las capas desde 7980ft a 7840ft con las coordenadas en “X”, “Y” y “la cantidad de puntos en negativo” y a profundidad de la capa. Luego, se realizó una copia del mismo archivo de profundidades para el de espesores con la

estructura de “X”, “Y” y “la cantidad de puntos en negativo” y el espesor de la capa que empezó desde cero hasta los 140 ft.

3.3.2 Modelo geológico en el software de ingeniería

En la Figura 13 se puede observar el mapa de profundidad y espesores ingresados al software de ingeniería donde se fijaron 50 celdas para la dirección “X” de 203 ft y 50 celdas para la dirección “Y” de 199 ft y para la dirección K se crearon 10 capas. Además, en el mapa de espesores se multiplicó por “0.1” para asegurar que la división de las celdas fuera equitativa, permitiendo así una interpolación uniforme de las propiedades petrofísicas. Este ajuste se realizó para evitar discrepancias en la representación de los espesores y garantizar que las propiedades del reservorio se distribuyan de manera homogénea a lo largo de todos los contornos y espesores, mejorando la precisión del modelo.

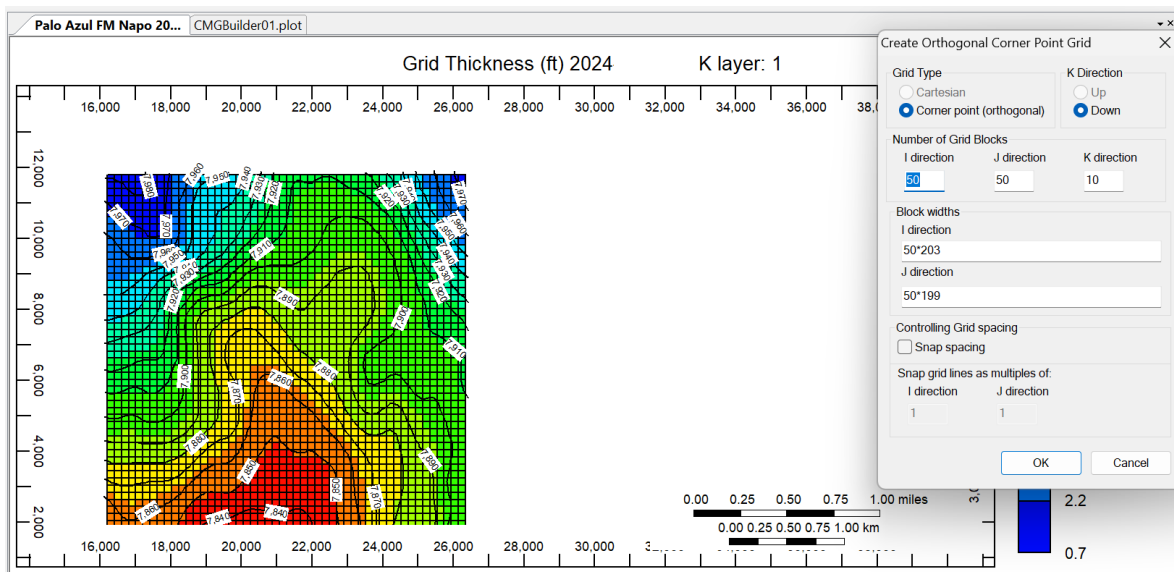


Figura 13. Modelo geológico del campo Palo Azul (GMSH, 2024).

Para la interpolación, se agregó en la sección de componentes y reservorio, la porosidad en todas las capas de “0.14” y permeabilidad de “24 md”. De esta manera se corroboró que la interpolación se realice sin errores como huecos en la malla de simulación, generación de fallas en el modelo geológico y bloques nulos. La posición de la malla de simulación se definió para que empiece desde la coordenada “I=16200.43933ft” y “J=11800.005421ft” con esto se garantizó que toda la sección del mallado cubra los contornos y espesores.

3.4 MODELAMIENTO DINÁMICO

3.4.1 Composición del fluido pesado.

En la Figura 14 se visualiza la selección del archivo con extensión “.gem”, en dónde se encuentran las propiedades PVT que se agruparon para 5 componentes, de tal manera que el número de cálculos por componentes se simplifique en la simulación. Además, esto permitió que las propiedades se mantuvieran en equilibrio con las propiedades estáticas, asegurando una coherencia y estabilidad en el modelo de simulación. Al agrupar las propiedades PVT en cinco componentes, se optimizó el proceso de simulación, reduciendo la complejidad y el tiempo de cálculo necesario. Este enfoque permitió que las propiedades dinámicas de las fracciones livianas y pesadas del crudo que varían con las condiciones del yacimiento se alinearan adecuadamente con las propiedades estáticas, que son fijas y no cambian con el tiempo.

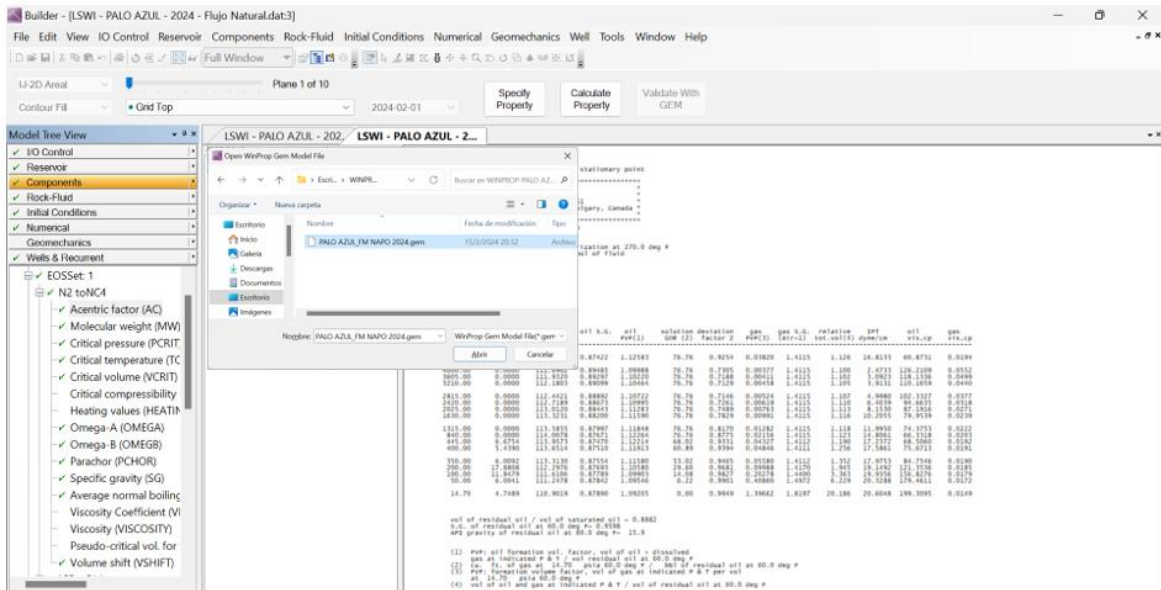


Figura 14. Propiedades del fluido PVT para 15.9 API del campo Palo Azul, (Software de ingeniería, 2024).

Posteriormente, se insertó la presión de referencia de 4000 Psi y la viscosidad del agua de 40 cp que se determinaron en los cálculos del modelado del fluido.

3.4.2 Tipo de roca-fluido.

Los valores que se detallan en la Tabla 9 se utilizaron para ajustar el modelo de simulación a las condiciones de fluido pesado, debido a que generalmente se suele implementar modelos cuadráticos de permeabilidades, lo cual genera cierta incertidumbre. En este caso, los valores de permeabilidades relativas del agua-petróleo tienen un corte en el 50%, mientras que los valores de permeabilidades relativas del petróleo-gas presentan un corte en el 76%. Este comportamiento se debe a las características intrínsecas de las rocas carbonatadas, que suelen tener una estructura porosa más heterogénea y compleja en comparación con las rocas areniscas. Las rocas carbonatadas tienden a mostrar una mayor variabilidad en la distribución del tamaño de poros y en la conectividad de estos, lo que afecta significativamente la movilidad y la saturación de los fluidos dentro de la formación.

En las rocas carbonatadas, las permeabilidades relativas del agua y el petróleo suelen equilibrarse en torno al 50% debido a la presencia de múltiples sistemas de poros que facilitan una saturación equitativa de ambos fluidos. Por otro lado, la permeabilidad relativa del petróleo-gas se corta en el 76% debido a la mayor facilidad del gas para moverse a través de las vías porosas, especialmente en presencia de fracturas y poros interconectados que son comunes en estas formaciones.

Tabla 9. Permeabilidades relativas de crudos pesados, (Sharoh et al., 2020)

Sw	Krw	Krow	Sg	Krg	Krog
0.3	0	1	0.3	0.3	0
0.34	0.015	0.9	0.35	0.27	0
0.36	0.033	0.76	0.38	0.25	0
0.37	0.04	0.65	0.4	0.23	0
0.38	0.046	0.57	0.45	0.18	0
0.39	0.05	0.48	0.5	0.15	0
0.41	0.056	0.4	0.56	0.136	0
0.43	0.06	0.36	0.58	0.12	0
0.45	0.07	0.25	0.6	0.1	0
0.47	0.08	0.2	0.65	0.09	0
0.49	0.09	0.15	0.7	0.08	0
0.51	0.1	0.1	0.732	0.067	0
0.53	0.12	0.07	0.76	0.05	0.05
0.55	0.14	0.05	0.8	0.03	0.08

0.565	0.156	0.025	0.83	0.02	0.11
0.58	0.18	0.01	0.85	0	0.21
0.79	0.5	0.001	0.9	0	0.4
1	1	0	1	0	1

3.4.3 Perforación de pozos.

En la Tabla 10 se describen los pozos que se implementaron en la malla de simulación, desde el PLAN-029 hasta en el PLAN-057 corresponden a los pozos que ya se han perforado; posteriormente, se encuentran los pozos inyectores que se ubicaron de manera irregular pero considerando las regiones potenciales de los pozos existentes, luego se detalla los nuevos pozos productores los cuales se perforaron para drenar áreas adicionales que generan los pozos inyectores, porque es una zona potencial de hidrocarburos y corresponde al mismo espesor de arena de los pozos iniciales. La distribución de los pozos en la malla se puede observar en la Figura 25 del Anexo A.

Tabla 10. Pozos productores e inyectores definidos para el campo Palo Azul, (Software de ingeniería, 2024).

Condition	Well_name	Type	X-Coord (ft)	Y-Coord (ft)	Z-Coord (ft)	UBA
Old	PLAN-029	Producer	21782.9	8317.51	7896.62	28 18 1:10
Old	PLAN-049	Producer	21173.9	9113.51	7902.8	25 14 1:10
Old	PLAN-050	Producer	19346.9	7322.51	7882.31	16 23 1:10
Old	PLAN-051	Producer	20970.9	7322.51	7881.58	24 23 1:10
Old	PLAN-052	Producer	20767.9	4138.51	7856.68	23 39 1:10
Old	PLAN-053	Producer	19549.9	5929.51	7880.52	17 30 1:10
Old	PLAN-054	Producer	18940.9	4337.51	7882.32	14 38 1:10
Old	PLAN-055	Producer	18331.9	8118.51	7913.96	11 19 1:10
Old	PLAN-056	Producer	21376.9	5332.51	7864.84	26 33 1:10
Old	PLAN-057	Producer	19752.9	3342.51	7861.44	18 43 1:10
New	PLAN-I1	Injector	20361.9	8317.51	7890.04	21 18 1:8
New	PLAN-I2	Injector	20767.9	6526.51	7871.34	23 27 1:8
New	PLAN-I3	Injector	20158.9	4735.51	7868.54	20 36 1:8
New	PLAN-I4	Injector	18128.9	6128.51	7910.68	10 29 1:8
New	PLAN-I5	Injector	18128.9	3143.51	7873.49	10 44 1:8
New	PLAN-I6	Injector	21985.9	2944.51	7851.87	29 45 1:8
New	PLAN-I7	Injector	22797.9	9909.51	7900.64	33 10 1:8
New	PLAN-N1	Producer	17519.9	4735.51	7903.13	7 36 1:10
New	PLAN-N2	Producer	20767.9	2546.51	7849.23	23 47 1:10
New	PLAN-N3	Producer	19549.9	9312.51	7924.94	17 13 1:10
New	PLAN-N4	Producer	21376.9	10108.5	7911.82	26 9 1:10
New	PLAN-N5	Producer	22391.9	3939.51	7859.56	31 40 1:10

3.4.4 Definición del método de baja salinidad para carbonatos

Tabla 11. Composición del agua de baja salinidad para inyección, (Muhammad et al., 2022)

Componente	LSWI (100%)	LSWI (50%)	LSWI (25%)	LSWI (5%)
Cl ⁻	9346	4673	2337	467
Mg ²⁺	615	308	154	31
Na ⁺	4763	2382	1191	238
SO ₄ ⁻	130	65	33	7
Ca ²⁺	114	57	29	6
HCO ₃ ⁻	80	40	20	4
Total (ppm)	15048	7524	3762	752.4

En la Tabla 11 se pueden apreciar los seis componentes principales que se utilizaron para el intercambio iónico. El agua de formación del campo Palo Azul varía de 15000 ppm a 40000 ppm. En este caso, se implementó una salinidad de 35000 ppm, que se eligió para representar una condición intermedia y realista dentro del rango de variación natural del yacimiento. Este valor permite evaluar el comportamiento del sistema bajo condiciones típicas del yacimiento, sin inclinarse hacia los extremos más altos o bajos de salinidad, proporcionando así una base equilibrada para las simulaciones y análisis.

El criterio para aplicar los diferentes rangos de salinidad en la tabla se basa en la necesidad de estudiar el efecto de la inyección de agua de baja salinidad (LSWI) en la recuperación de petróleo y en la modificación de las propiedades del yacimiento. Los valores de la inyección de agua de baja salinidad se establecieron en 100%, 50%, 25% y 5%, con el fin de observar cómo diferentes concentraciones de sal afectan la eficiencia del desplazamiento del petróleo y las interacciones químicas en el yacimiento. Este enfoque permite identificar el punto óptimo de salinidad que maximiza la recuperación de petróleo al minimizar los efectos negativos de la salinidad alta, como la reducción de la permeabilidad y el aumento de la viscosidad del agua de inyección.

Además, se utilizó un pH tipo incrustante de 9, idóneo para formaciones de areniscas con presencia de carbonatos, ya que este valor de pH favorece la precipitación de ciertos minerales y la alteración de la mojabilidad de la roca, factores que pueden mejorar la eficiencia del proceso de recuperación mejorada de petróleo.

En la Figura 15 se puede observar las ecuaciones que se seleccionaron para las reacciones acuosas en este caso la 355 del agua, la 98 del sulfato de calcio y la 255 del carbonato de magnesio + hidrógeno. En cuanto a los minerales de la formación se seleccionó calcita al 10% y dolomita al 20% y el 70% restante corresponde a la arenisca o arena, luego se ingresó las condiciones del agua de formación de la Tabla 11; posteriormente, se agregaron las composiciones en ppm de la inyección de baja salinidad de manera independiente, es decir que cada porcentaje de LSWI correspondió a un caso de estudio.

Step 2 - Input Specific Data For Low Salinity water injection (LSWI) Models	
Choose from one of the following options:	Custom
Select low salinity modelling method	Simple rel. perm. interpolation of an aqueous phase component
Add salt as two components (Na+ and Cl-)	<input checked="" type="checkbox"/>
Show all reactions	<input type="checkbox"/>
Select aqueous reaction to add from the...	
355: + (H+) (OH-) = H2O : uncheck to delete	<input checked="" type="checkbox"/>
98: CaSO4 = (Ca++) + (SO4-) : uncheck to d...	<input checked="" type="checkbox"/>
255: + (H+) MgCO3 = (HCO3-) + (Mg++) : un...	<input checked="" type="checkbox"/>
Select mineral reaction to add from the ...	
113: Calcite(CaCO3)+ (H+) = (Ca++) + (HCO...	<input checked="" type="checkbox"/>
195: Dolomite(CaMg(CO3)2)+ 2 (H+) = (Ca++)...	<input checked="" type="checkbox"/>
Select aqueous component for rel. perm. inter...	SO4--
Rel. perm. interpolation begin (concentration o...	70
Rel. perm. interpolation end (concentration of ...	23.6
Number of rel. perm. sets for interpolation	2
Sorw reduction (Sorw_LSWI/Sorw_WInj) for re...	0.6
Krw reduction (Krw_LSWI/Krw_WInj) for rel. pe...	0.7
Change Kro curvature when Sor < 0.1	<input checked="" type="checkbox"/>
Calculate effective Sor if Kro is below	0.001
Kro curvature (Corey) when Sor < 0.1	2
Set constant initial aqueous compositions	<input checked="" type="checkbox"/>
pH of initial water (used to calculate H+)	8.9976
Ca++ initial aqueous concentration (ppm)	27
SO4-- initial aqueous concentration (ppm)	257
HCO3- initial aqueous concentration (ppm)	2298
Mg++ initial aqueous concentration (ppm)	10
Na+ initial aqueous concentration (ppm)	7830
Cl- initial aqueous concentration (ppm)	10773
Set constant initial mineral volume fracti...	<input checked="" type="checkbox"/>
Calcite initial volume fraction	0.7
Dolomite initial volume fraction	0.1

Figura 15. Especificación de modelo de inyección de agua de baja salinidad (Software de ingeniería, 2024).

3.4.5 Métodos de producción.

- **Arreglo de pozos tipo irregular**

Para los pozos productores se establecieron las mismas condiciones que para las condiciones normales y fecha. Y los inyectores con el método de inyección continúa considerando el 15% del volumen poroso de 51.81MMbbl las siguientes condiciones:

- Presión de fondo mínima de 4100 Psi.
- Tasa de agua máxima en superficie de 1056 bbl/día

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 FACTORES DE RECOBRO

En la Figura 16 se puede observar que el factor de recobro a flujo natural es de 6%, mientras que con el método de inyección de agua de baja salinidad del 100% de inyección (15048 ppm) se obtuvo el 37%, cuando la salinidad de inyección se redujo al 50% (7524 ppm) se obtuvo un factor de recobro de 43%, con la reducción de la salinidad al 25% (3762 ppm) se obtuvo un factor de recobro del 43.5%, y finalmente con la salinidad al 5% (7524 ppm) se obtuvo un recobro de 44.5%.

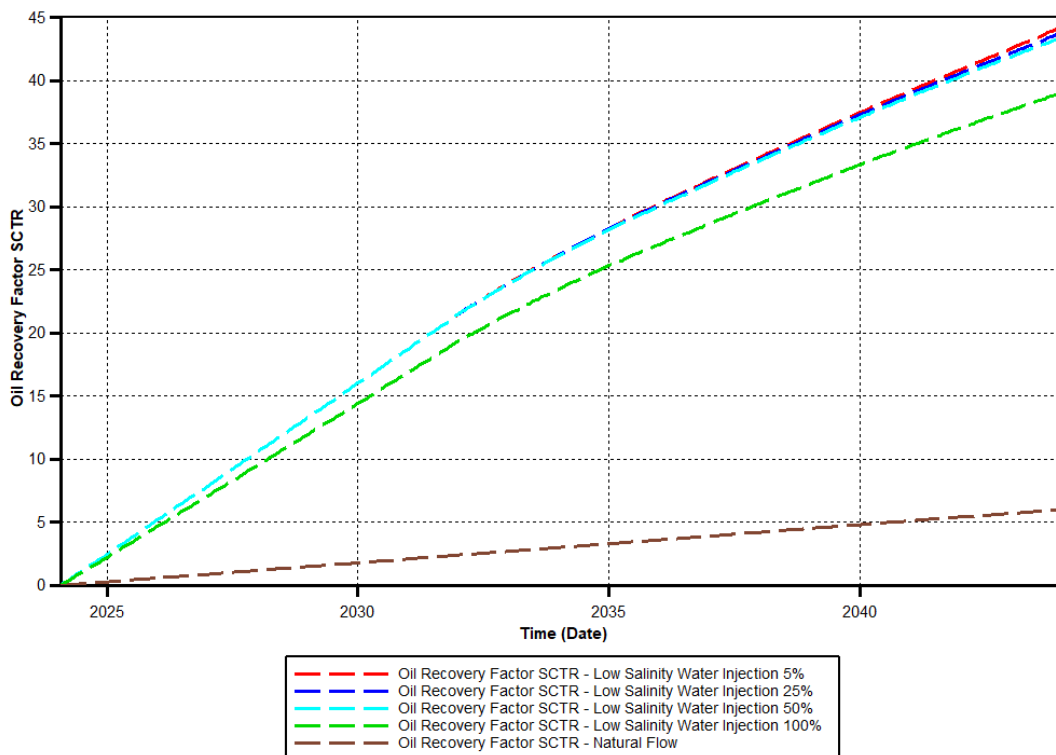


Figura 16. Factores de recobro de las inyecciones de LSWI y flujo natural (Software de ingeniería, 2024)

De esta manera, los resultados muestran que el método de inyección de agua de baja salinidad tiene un impacto significativo en el factor de recobro, en comparación con el flujo natural y puede mejorar la eficiencia de recuperación de los hidrocarburos pesados del yacimiento como se muestra en la Figura 27 del Anexo B1.

4.2 PRESIONES

Con base a los resultados de las presiones promedio del reservorio de la Figura 17 se puede visualizar que la presión a flujo natural declina de manera gradual hasta el año 2041, luego se mantiene constante con 450 Psi hasta el año 2044; con la inyección del agua salina al 100% la presión declina gradualmente hasta marzo de 2032, posteriormente la presión se mantiene constante con 425 Psi. Con la inyección del agua salina al 50% la presión declina hasta abril de 2032. Posteriormente la presión se mantiene constante con 700 Psi, con la inyección del agua salina al 25% la presión declina hasta mayo de 2032. Luego, la presión se mantiene constante con 800 Psi, con la inyección del agua salina al 5% la presión declina hasta junio de 2032 y la presión se mantiene constante con 900 Psi.

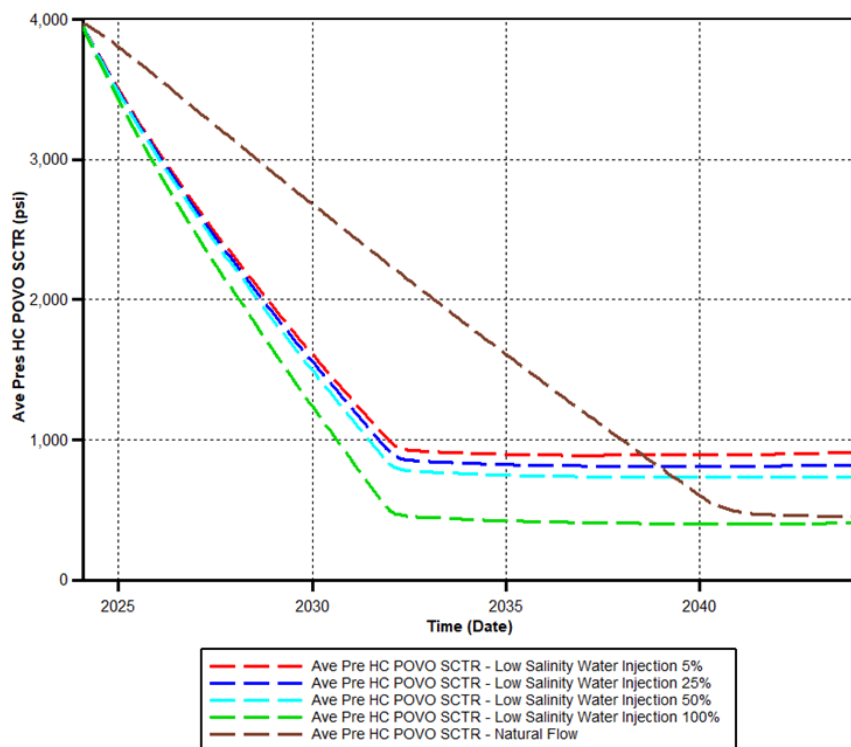


Figura 17. Presiones de las inyecciones de LSWI y flujo natural (Software de ingeniería, 2024).

A medida que el agua de baja salinidad inunda en el reservorio, su mayor afinidad por el petróleo causa la liberación gradual de gas disuelto en el petróleo; este gas liberado, al acumularse en los poros del reservorio contrarresta la disminución de presión debido al proceso de producción y como resultado la presión del reservorio se estabiliza con el tiempo.

4.3 PRODUCCIONES

De acuerdo con la Figura 18 se puede observar que la producción de petróleo a flujo natural hasta el 2041. Los 10 pozos iniciales mantienen un promedio de 100bbl/día lo cual da mensualmente 30000bbl y para el año 2044 la producción declina a 90bbl/día. Con los 6 pozos productores adicionales y para la salinidad del 100%, 50%,25% y 5% la producción de cada pozo oscila los 200bbl/día, lo cual da mensualmente 71000bbl hasta el año 2033. Para el año 2044 con la salinidad del 100% la producción de cada pozo oscila 110bbl/día y mensualmente 37000bbl, con la salinidad del 50% la producción de cada pozo oscila 115bbl/día y mensualmente 40000bbl, con la salinidad del 25% la producción de cada pozo oscila 120bbl/día y mensualmente 43000bbl. Finalmente, con la salinidad del 5% la producción de cada pozo oscila 125bbl/día y mensualmente 45000bbl.

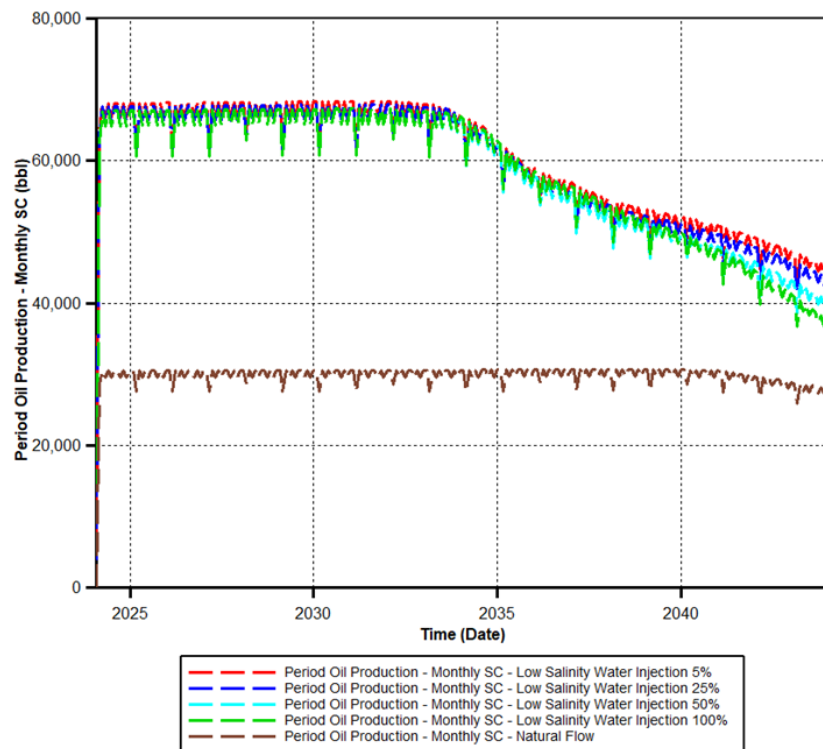


Figura 18. Producciones de petróleo de los casos de inyección (LSWI) y flujo natural (Software de ingeniería, 2024).

En la Figura 19 se puede visualizar las producciones de los fluidos del campo donde se incluye a los pozos productores e inyectores. La producción de petróleo oscila los 70,000bbl hasta el año 2032 y para el año 2044 declina a 30,000bbl, la producción de gas oscila los 4MMSCF y para el año 2044 se reduce a 2.3MMSCF. Por otra parte, la producción de agua del reservorio comienza con 1,100bbl y declina a 900bbl en junio de 2032 y para el año 2044 alcanza una producción de 2,450bbl. También, se puede observar que la producción de agua producto de los pozos inyectores inicia con 12,500bbl y declina a 2,500bbl en el año 2026 después se incrementa hasta alcanzar 17,000bbl en el año 2044. Con estos resultados, se puede corroborar que en el campo Palo Azul se lleva a cabo tanto la producción natural de agua del reservorio como la inyección controlada de agua. La producción de agua del reservorio es un subproducto inevitable de la extracción de petróleo y gas, mientras que la inyección de agua se emplea deliberadamente para mantener la presión del yacimiento y mejorar la recuperación de hidrocarburos pesados, este enfoque dual demuestra un esfuerzo por optimizar la producción y prolongar la vida útil del campo petrolero mediante la técnica de recuperación de inyección de agua de baja salinidad.

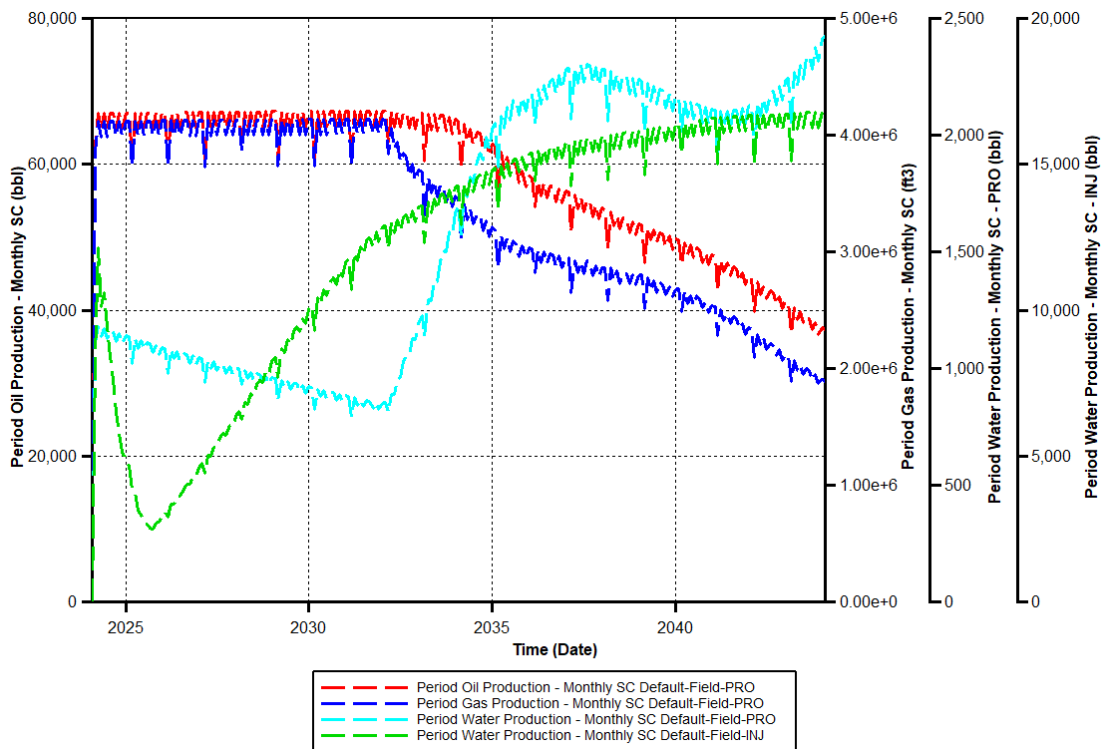


Figura 19. Producciones de los fluidos del reservorio y agua de inyección (Software de ingeniería, 2024).

4.4 PH Y MINERALES

Con base a la Figura 20 se puede observar que el pH de tipo incrustante inicial de 9 se reduce a 8.37 para el año 2026, luego tiende a incrementarse a 8.79 hasta el año 2044. Además, el Log10 del índice de saturación de calcita en el año 2024 es de 1.46387 posteriormente se reduce a 1.46230 en el año 2044 y el Log10 del índice de saturación de dolomita en el año 2024 es de 2.52240, luego se reduce a 2.52077 en el año 2044.

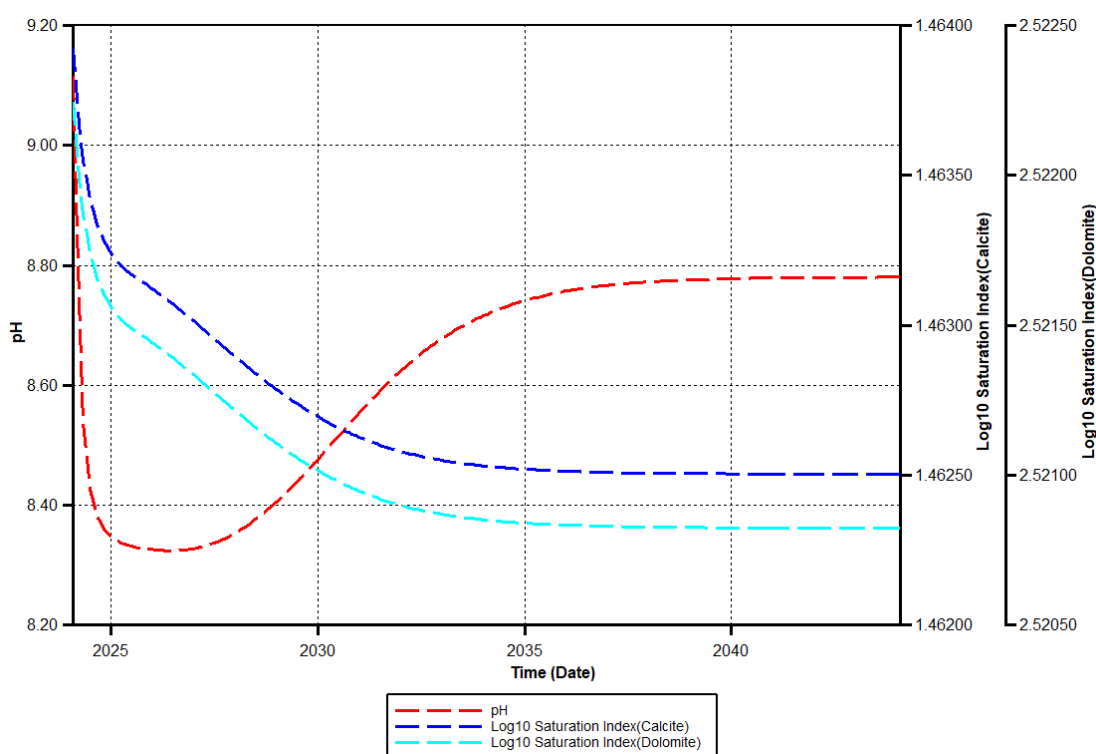


Figura 20. pH y minerales en la formación (Software de ingeniería, 2024).

Los resultados de los análisis se inclinan hacia la subsaturación de calcita y dolomita a lo largo de los 20 años, lo que indica una disolución progresiva de estos minerales en la formación. Esta tendencia hacia la disolución mineral tiene un positivo en la permeabilidad del yacimiento al facilitar la apertura de poros, lo que a su vez mejora la movilidad de los fluidos, incluyendo el agua inyectada y los hidrocarburos. Asimismo, la neutralización gradual del pH del agua inyectada indica una estabilización química en la formación, lo que potencialmente contribuye a una mayor eficacia en el proceso de recuperación de hidrocarburos.

4.5 FASE ACUOSA DE LA INYECCIÓN

En la Figura 21 se puede observar que el primer grupo de componentes (Ca^{++} , HCO_3^- , SO_4^{--} y Mg^{++}) son: 200M, 5.7MM, 500M y 100M gmoles respectivamente para el año 2024 y para el año 2044 son: 900000, 5.71M, 400000 y 500000 gmoles. Para el segundo grupo de componentes de (Na^+ y Cl^-) son: 52MM y 45.5MM gmoles respectivamente para el año 2024 y para el año 2044 son: 60.8MM y 57.5MM gmoles. Finalmente, el último componente acuoso correspondiente al agua (H_2O) inicia en el año 2024 con 8040 MM gmoles y finaliza en el año 2044 con 10900MM gmoles.

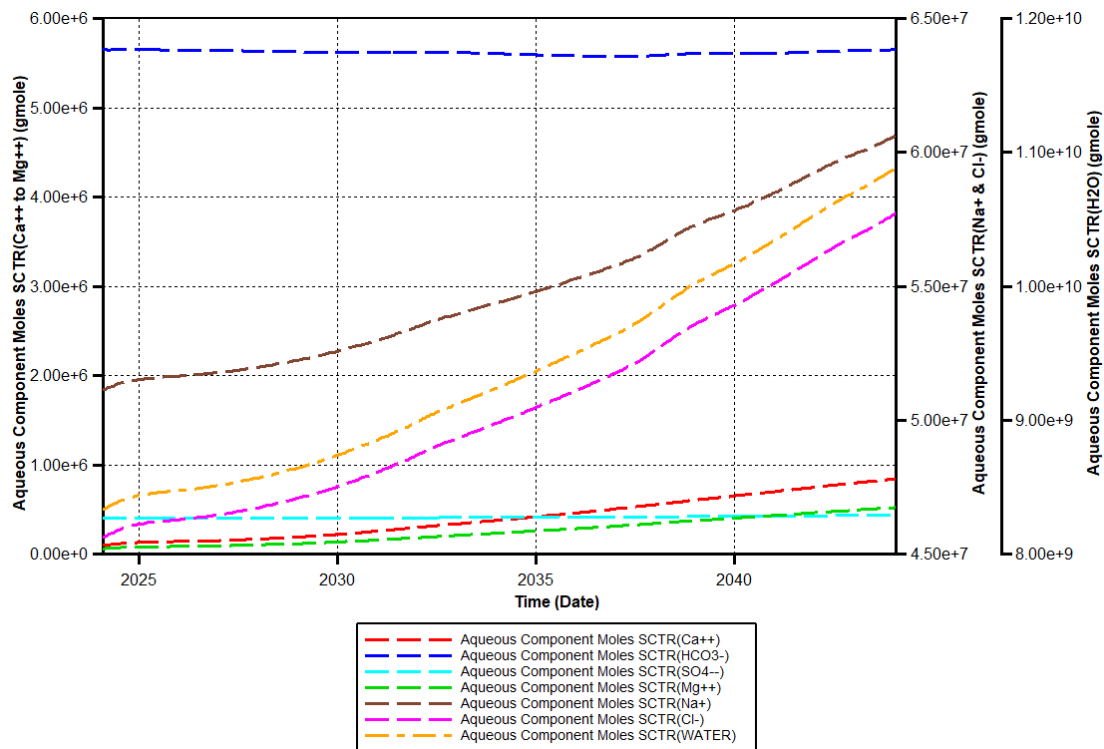


Figura 21. Composición de la fase acuosa del fluido de inyección y reservorio (Software de ingeniería, 2024).

Los resultados indican un cambio significativo en la composición química del agua de inyección en los 20 años, con un aumento notable en la concentración de componentes como calcio, bicarbonato, sulfato y magnesio. Este incremento genera una interacción con la formación, lo que potencialmente mejora la efectividad de la inyección. Por otro lado, la estabilidad relativa en la concentración de sodio, cloruro y agua indica una

consistencia en la formulación del fluido, crucial para mantener propiedades a lo largo del tiempo y mayor actividad en la recuperación en el reservorio.

4.6 ANÁLISIS ECONÓMICO

4.6.1 Precio del crudo

Con base a la Figura 22, se puede observar que el precio de referencia del crudo en el año 2024 oscila los \$63/bbl y para el año 2044 alrededor de \$88/bbl; además, el precio bajo del crudo para el año 2024 oscila los \$35/bbl y para el año 2044 \$45/bbl. Por lo tanto, para el escenario optimista del análisis económico se utilizará los 88 dólares por barril y el valor para el escenario pesimista del análisis económico se utilizará los 35 dólares por barril ya que ha sido el valor bajo determinado por la EIA para el año 2020 en los registros de precio del petróleo crudo.

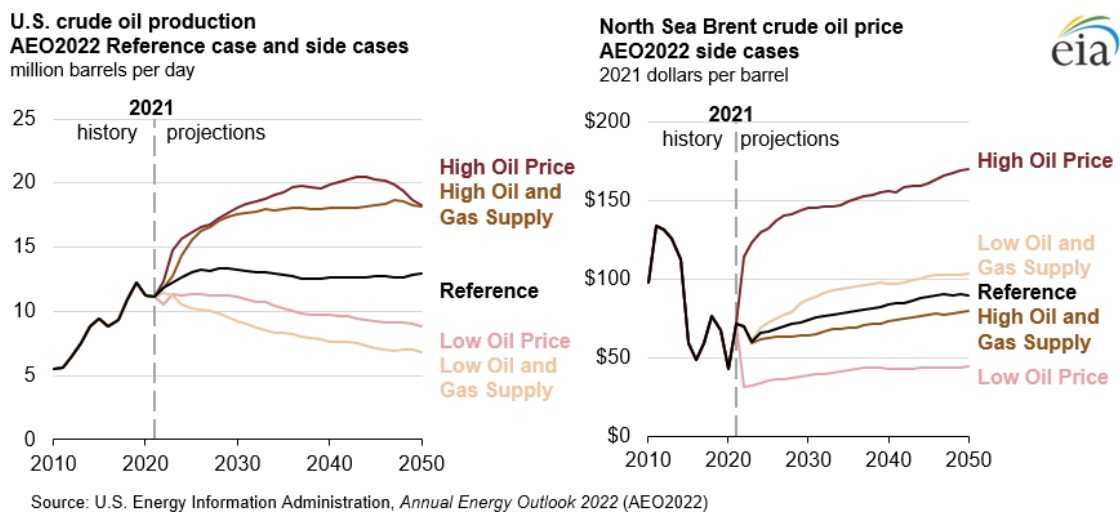


Figura 22. Proyección de los precios del petróleo crudo Brent y WTI (Energy Information Administration, 2021)

4.6.2 Indicadores económicos

- Valor Actual Neto

El Valor Actual Neto (VAN), también conocido como Net Present Value (NPV) en inglés, es una medida financiera que evalúa la rentabilidad de una inversión o proyecto. Representa la diferencia entre el valor presente de todos los flujos de efectivo futuros generados por el proyecto y el costo inicial de la inversión. En otras palabras, el VAN/NPV calcula la suma de los flujos de efectivo netos descontados a una tasa establecida durante el período de cálculo del proyecto (Liu, 2022).

Esta medida es crucial en las áreas de contabilidad y finanzas, ya que ayuda a determinar si un proyecto generará valor para la empresa. Según la regla del valor presente neto, los gerentes aumentan la riqueza de los accionistas al aceptar todos los proyectos dependiendo de:

- Si el VAN es positivo, indica que el proyecto es rentable y viable para la empresa.
- Si el VAN es negativo sugiere que el proyecto no sería rentable y no se recomienda su realización/ejecución.

En resumen, el VAN/NPV proporciona una herramienta importante para la toma de decisiones de inversión al calcular el excedente del proyecto, determinar su viabilidad financiera y está representado por la ecuación 7.

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} \quad (7)$$

Donde:

CF_t : Flujo de efectivo neto en el año t.

r : Tasa de descuento.

n : Período de tiempo del proyecto.

- **Tasa interna de retorno**

La Tasa Interna de Retorno (TIR), conocida en inglés como Internal Rate of Return (IRR), es una medida financiera utilizada en la evaluación de inversiones. Se define como la tasa de descuento que iguala el valor presente neto (VPN) de los flujos de efectivo de una

inversión con cero. En otras palabras, es la tasa de rendimiento que hace que el valor actual de los beneficios sea igual al valor actual de los costos de una inversión. La TIR es un indicador importante para evaluar la rentabilidad de un proyecto o inversión y se utiliza comúnmente como un criterio de decisión en la toma de decisiones de inversión y está representado por la ecuación 8 (Yan & Zhang, 2022).

$$IRR = -CF_0 + \sum_{n=0}^n \frac{CF_n}{(1+r)^n} \quad (8)$$

Donde:

CF_0 : Costo inicial (primer flujo de efectivo neto).

CF_n : Flujo de efectivo en el año n.

r : Tasa de descuento

n : Periodo de tiempo del proyecto.

Adicionalmente, es importante considerar que la TIR tiene sus limitaciones, supuestos asociados, y su interpretación debe asociarse en conjunto con otras medidas de evaluación de inversiones como:

- Para proyectos independientes, se llevan a cabo proyectos si la TIR es mayor que la tasa de referencia o de descuento.
- Para proyectos mutuamente excluyentes, se acepta el proyecto que posee la TIR más alta, es decir, mayor que la tasa de referencia.
- El método de la TIR asume que los flujos de efectivo futuros serán reinvertidos por los inversionistas para que obtengan un rendimiento igual a la TIR.
- La TIR ignora las diferencias en el tamaño y la escala de los proyectos.
- Si existen diferencias en las clases de riesgo de los proyectos y en el racionamiento de capital, causará diferencias de clasificación cuando se basen únicamente en la TIR.

4.6.3 Costos de inversión

El proyecto de inyección de agua de baja Salinidad (LSWI) implica considerables costos tanto en inversión inicial (CAPEX) como en operación (OPEX). El CAPEX abarca los gastos asociados con la perforación, completación y equipamiento de pozos, así como la instalación de facilidades para el tratamiento del agua, incluyendo bombas de inyección y sistemas de recogida. Por otro lado, el OPEX incluye costos anuales de los componentes de agua de baja salinidad, transporte y operaciones, así como los gastos de mano de obra y mantenimiento.

Estos costos son cruciales para el análisis económico del proyecto, ya que impactan directamente en la viabilidad financiera a largo plazo y se detallan en la Tabla 12.

Tabla 12. Costos fijos y variables para proyecto de inyección de agua de baja salinidad (Ihekoronye et al., 2019).

Costos	Descripción	Valor
	Costo de perforación y completación	\$5,400,000
	Costo de instalación de cabezal de pozo y equipos	\$20,000
	Costo total por pozo	\$5,420,000
Costo de Inversión	Facilidades para tratamiento de agua	\$18,000,000
	Costo de instalación de bomba de inyección de agua	\$180,000
	Costo de instalación de un sistema de recogida de agua	\$60,000
	Gastos varios	\$3,500,000
	Costo de capital total (Incluido la perforación de 6 productores y 7 inyectoros)	\$92,200,000
	Costo de componentes para baja salinidad al 0.35% + transporte y costos operativos	\$7,500,000
Costo operativo	Costo anual de mano de obra (50 trabajadores)	\$1,200,000
	Costos totales de mantenimiento	\$2,000,000
	Costo operativo total anual	\$10,700,000

Además, en el análisis económico se tomaron en cuenta los resultados anuales de producción de petróleo para un valor de 25% de inyección de agua de baja salinidad, el cual se encuentra dentro de los valores mínimos y máximos de la técnica LSWI.

4.6.4 Resultados del análisis económico

- **Flujo de efectivo**

En la Figura 23 se puede observar que para todos los casos de precios del petróleo producido, inician con un valor negativo que corresponde a la inversión de 92.2MM\$. En el caso del escenario optimista para un precio de petróleo producido de 88\$/bbl para el año 2026 se alcanza un flujo de efectivo de 58.8MM\$ y hasta el año 2033 se incrementa hasta 59 MM\$, luego tiende a declinar hasta 27.3MM\$ para el año 2044.

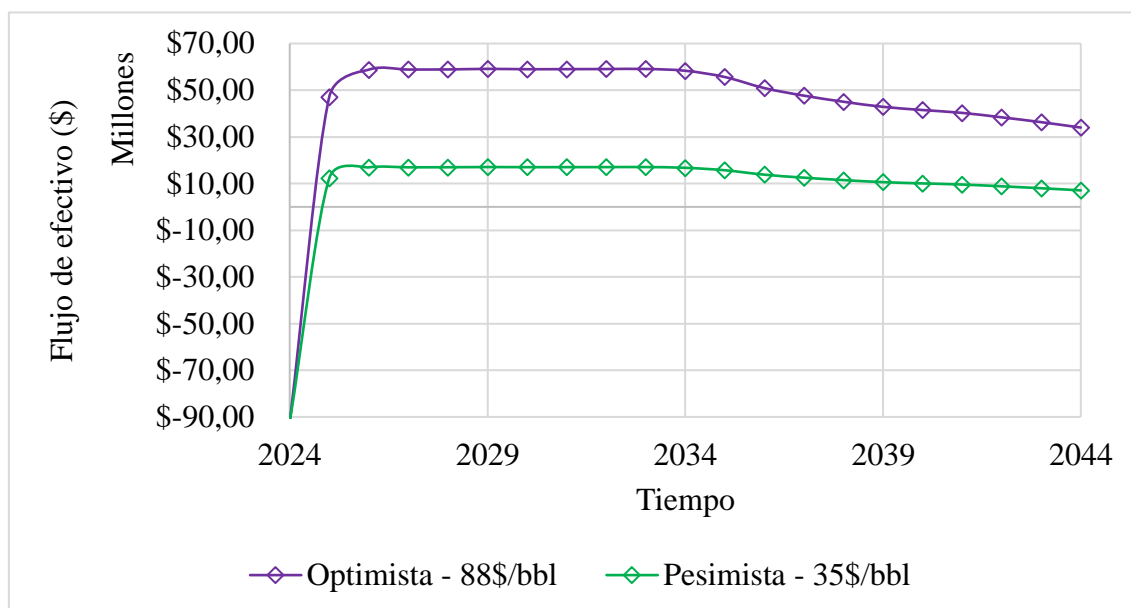


Figura 23. Flujo de efectivo vs el tiempo para diferentes precios del petróleo.

Para la situación pesimista con un precio de 35\$/bbl para el año 2026 se tiene un flujo de efectivo de 16.9 MM\$ que se incrementa hasta 17 MM\$ para el año 2033 y termina en el año 2044 con 7 MM\$. Los resultados muestran que el proyecto de producción de petróleo es rentable bajo condiciones optimistas y precios bajos del petróleo crudo, generando flujos de efectivo positivos para los dos casos.

- **Tasas internas de retorno**

Con base a la Figura 24 se puede visualizar la influencia del Valor Actual Neto con la tasa de descuento, cada valor de VAN y TIR se detallan en el Anexo. Para el caso optimista de 88\$/bbl el proyecto a una tasa de descuento $r = 12.06\%$ genera un VAN de 310 MM\$ con una TIR del 59% y en el escenario pesimista con 35\$/bbl y una tasa de descuento $r = 12.06\%$ genera un VAN de 20 MM\$ con una TIR del 16%.

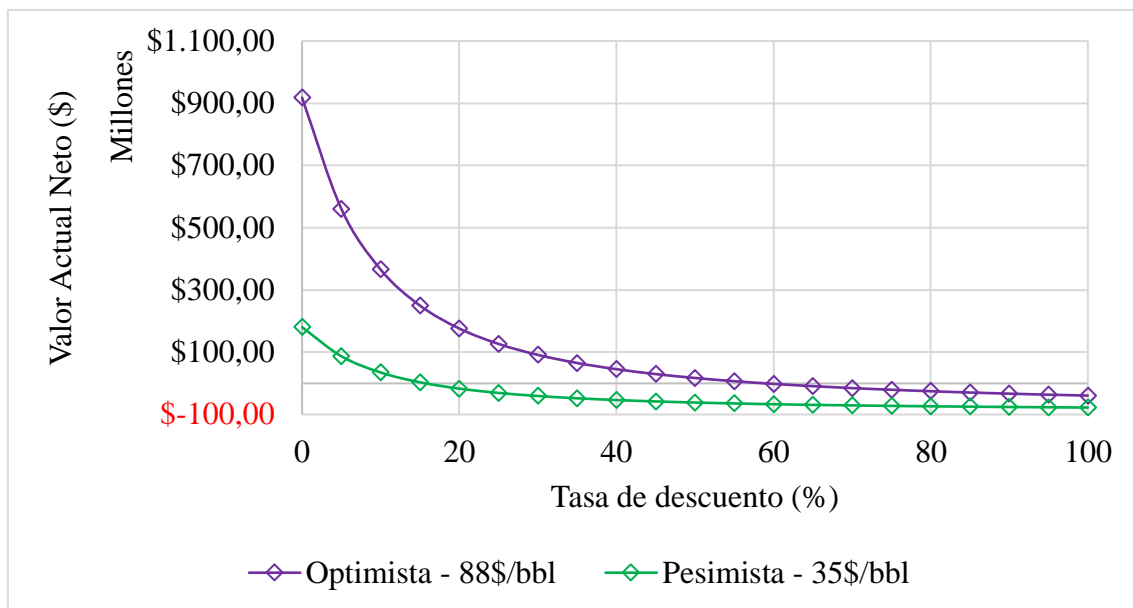


Figura 24. Valor Actual Neto vs la tasa de descuento para diferentes precios del petróleo.

Los resultados muestran que el proyecto es rentable en los escenarios optimista y pesimista, donde los precios del barril son de 88\$ y 35\$ respectivamente, ya que en ambos casos la Tasa Interna de Retorno (TIR) supera la tasa de descuento del 12.06%. En el primer caso, el VAN es significativamente positivo, demostrando una fuerte viabilidad económica. Incluso en el escenario pesimista, aunque el VAN es menor, sigue siendo positivo, indicando que el proyecto es factible. De esta manera, se consideró dos escenarios para evaluar la viabilidad del presente proyecto, ya que las fluctuaciones en los precios del petróleo pueden tener un impacto significativo en su rentabilidad y limitaciones.

CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Con el análisis realizado, se observa un impacto significativo de la inyección de agua de baja salinidad en el factor de recobro de hidrocarburos pesados desde las fracciones molares de C15-C36. En particular, el método de inyección de agua de baja salinidad puede mejorar la eficiencia de recuperación, como lo demuestra el aumento del factor de recobro del 6% al 44.5% en condiciones de salinidad reducida, lo que respalda la viabilidad técnica de la estrategia de inyección de agua de baja salinidad en el campo Palo Azul.
- Basado en los resultados de las corridas de simulación, la inyección de agua de baja salinidad en el campo Palo Azul ha demostrado ser efectiva. Se observa un aumento significativo en la producción de petróleo, con valores que oscilan entre 125 barriles por día (bbl/día) con la inyección de agua de baja salinidad al 5%. Además, se registra una estabilización de las presiones del reservorio, manteniéndose en torno a 900 Psi para el año 2044. También se nota una tendencia hacia la neutralización gradual del pH del agua inyectada y una disminución en los índices de saturación de minerales, indicando una mejora en la permeabilidad del yacimiento.
- De acuerdo con el análisis del flujo de efectivo y las tasas internas de retorno para diferentes escenarios de precios del petróleo, se concluye que el proyecto de producción de petróleo en el campo Palo Azul es viable en condiciones optimistas y pesimista, donde los precios del barril están en torno a los \$88 y \$35 respectivamente. Para el caso optimista, el proyecto genera un Valor Actual Neto (VAN) de \$310 millones con una TIR del 59%, mientras que, en el escenario pesimista, el VAN es de \$20 millones con una TIR del 16%.

5.2 RECOMENDACIONES

- Desarrollar un programa de monitoreo exhaustivo y continuo emerge como una recomendación clave para la implementación efectiva de la técnica de inyección de agua de baja salinidad (LSWI). Este programa debe abarcar la instalación de sensores y sistemas de medición en el yacimiento, permitiendo la recolección de datos en tiempo real sobre parámetros clave como presiones, producciones de petróleo, gas y agua, así como la composición del fluido inyectado y producido. Al integrar tecnologías avanzadas de monitoreo y análisis de datos, se facilita la detección temprana de cambios en el comportamiento del yacimiento y se posibilita la identificación de oportunidades para optimizar la producción.
- Fortalecer la gestión de riesgos para mitigar los efectos adversos de la volatilidad del mercado petrolero, es esencial incluir las prácticas de gestión de riesgos. Esto implica identificar y evaluar proactivamente los riesgos potenciales, tanto internos como externos, y desarrollar estrategias de mitigación específicas para cada área. La implementación de instrumentos financieros de cobertura, como contratos futuros u opciones, puede ayudar a protegerse contra cambios abruptos en los precios del petróleo, mientras que la diversificación de la cartera de inversiones reducirá la exposición al riesgo sistemático.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Alagorni, A. H., Yaacob, Z. Bin, & Nour, A. H. (2015). An Overview of Oil Production Stages: Enhanced Oil Recovery Techniques and Nitrogen Injection. *International Journal of Environmental Science and Development*, 6(9), 693–701. <https://doi.org/10.7763/IJESD.2015.V6.682>
- Babadagli, T. (2007). Development of mature oil fields — A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 57(3–4), 221–246. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2006.10.006>
- Benavides, M. (2015). *Implementación del concepto de energía mecánica específica (MSE) para la optimización de los parámetros de perforación del campo Palo Azul*.
- Borbor, R., & Montalvan, A. (2021). *ESTUDIO DE IMPLEMENTACIÓN DE RECUPERACIÓN MEJORADA POR INYECCIÓN DE POLÍMEROS, EN EL CAMPO PACOA – BLOQUE 1* [Universidad Estatal Península de Santa Elena]. <https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/6606>
- Cabrera, J., Cabrera, F., & Delgado, J. (2012). *Análisis y Propuestas de Mejora de Proyectos de Inyección de Agua Ejecutados en Reservorios de Diversas Características*. 2–9.
- Causil, M. (2019). *Mejoramiento de la inyección de agua de baja salinidad mediante nanopartículas aplicado al recobro mejorado de petróleo*. <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/76102>
- Cedeño, D., & Peralta, C. (2018). *Desarrollo de la arena Basal Tena en el Well Pad Norte del campo Palo Azul*.
- Constante, J., & Moreira, K. (2015). *Estudio técnico económico de los tiempos no productivos (NPT) incurridos en las operaciones de perforación del campo Palo Azul en el periodo 2012-2014*.

- Durán, S., & Palacios, D. (2019). *Modelo de simulación matemática para la evaluación de inyección de agua de baja salinidad en la arenisca U Inferior del campo Paka Norte, B15*. <https://doi.org/10.29166/revfig.v1i1.1796>
- Freire, C., & Miranda, B. (2011). *Aplicación de pruebas de presión para monitoreo de los yacimientos del campo Napo II del Oriente Ecuatoriano*.
- Fuentes, L. (2021). “*SIMULACIÓN NUMÉRICA DE LA INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD (LSW) EN YACIMIENTOS CARBONATADOS USANDO SIMULADOR COMERCIAL*.” Universidad Autónoma Del Carmen .
- Goodarzi, N. N., & Kantzas, A. (2008). Observations of Heavy Oil Primary Production Mechanisms From Long Core Depletion Experiments. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 47(04). <https://doi.org/10.2118/08-04-46>
- Gualacata, N. (2020). *Análisis de tendencias históricas de los patrones de comportamiento en equipos electrosumergibles para el monitoreo de pozos en el campo Palo Azul, mediante la utilización del software Lowis*.
- Guano, J. (2018). *Optimización de la producción del campo Palo Azul mediante fracturamiento hidráulico en base a los modelos PKN, KGD y Radial en el reservorio Hollín*.
- Gutiérrez, M., & Ituttalde, S. (2017). *Elementos Básicos De Ingeniería de Yacimientos*.
- Hassani, K. (2022). A short review of recent studies on applying low salinity water injection in unconventional reservoirs: An experimental approach. *Unconventional Resources*, 2, 91–96. <https://doi.org/10.1016/j.uncred.2022.09.004>
- Lara, L. (2016). *Estudio técnico de los puntos apretados y empaquetamiento de la tubería respecto a la limpieza en las secciones 12 1/4 y/o 8 1/2 de pozos perforados en el campo Palo Azul*.
- Larco, A., & Montesdeoca, C. (2019). *Optimización del fluido de completación para reacondicionamientos de pozos en el bloque 18-Palo Azul*.

- Lin, E., & Reyes, D. (2017). *Desarrollo de un simulador para la toma de decisiones en la implementación de recuperación secundaria en campos maduros*.
- Lorenzo, E., & Morato, A. (2018). *Geología del Petróleo* (Universidad Estatal Península de Santa Elena, Ed.).
- Meza, D., & Gómez, G. (2012). *Estudio de la composición óptima del fluido Maxdrill y su efecto en la inhibición de las formaciones reactivas del campo Palo Azul*.
- Meza, K. (2013). *Parámetros petrofísicos compuestos en la caracterización de yacimientos* [Universidad Nacional Autónoma de México]. <https://repositorio.unam.mx/contenidos/165805>
- Minas, J. P., Simpson, N. C., & Tacheva, Z. Y. (2020). Complete bibliographic data, cluster assignments and combined citation network of emergency response operations research extant literature. *Data in Brief*, *31*, 105908. <https://doi.org/10.1016/j.dib.2020.105908>
- Monroy, B., & Pérez, J. (2017). *Evaluación Técnica de los Patrones de Inyección de Agua mediante Simulación Analítica en Cinco Pozos del Bloque V Centro del Campo Yarigú-Cantagallo mediante el Software Sahara*.
- Mwikipunda, G. C., Jia, R., Mgimba, M. M., Ngata, M. R., Mmbuji, A. O., Said, A. A., & Yu, L. (2023). A critical review on low salinity waterflooding for enhanced oil recovery: Experimental studies, simulations, and field applications. *Geoenergy Science and Engineering*, *227*, 211936. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.211936>
- Navas, E., Jimenez, R., Caldera, G., Ortiz, J., Agudelo, O., Hernández, M., López, J., & Mora, G. (2020). Integrated analysis of the water injection process in the Casabe field: A strategy to reduce uncertainty and improve recovery efficiency. *Fuentes El Reventon Energetico*, *18*(2), 123–133. <https://doi.org/10.18273/REVFUE.V18N2-2020008>
- Ongghena, P. (2023). Mixed methods research synthesis for literature reviews. In *International Encyclopedia of Education (Fourth Edition)* (pp. 655–665). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-818630-5.11066-8>

- Opoku Boampong, L., Rafati, R., & Sharifi Haddad, A. (2023). Modelling of carbonate rock wettability based on surface charge and calcite dissolution. *Fuel*, 331, 125856. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.125856>
- Ordoñez Cruz, H. D., Vélez Duque, J. P., & Flórez Marulanda, J. F. (2015). Propuesta Metodológica para el Control y Monitoreo de un Proceso de Inyección de Agua. *Revista Fuentes El Reventón Energético*, 13(2), 35–44. <https://doi.org/10.18273/revfue.v13n2-2015004>
- Pin, J., & Ramírez, B. (2023). *Inyección de Agua de Baja Salinidad en el Bloque 1, del Campo Pacoa ubicado en la Comuna Morrillo, Provincia de Santa Elena.*
- Rivera, J. (2004). *Prácticas de ingeniería de yacimientos petrolíferos.*
- Rodríguez, B. (2021). *Estudio de Factibilidad para Desarrollar la Zona Sur Oeste del Campo Pucuna.*
- Salazar, M., & Zambrano, J. (2018). *Consideraciones para la selección del sistema de Levantamiento Artificial en el campo Joma-Distrito Oriente Ecuatoriano.*
- Zhou, Y., Yin, D., Chen, W., Liu, B., & Zhang, X. (2019). A comprehensive review of emulsion and its field application for enhanced oil recovery. *Energy Science & Engineering*, 7(4), 1046–1058. <https://doi.org/10.1002/ese3.354>

ANEXOS

ANEXO A

Anexo A1. Diseño de simulación.

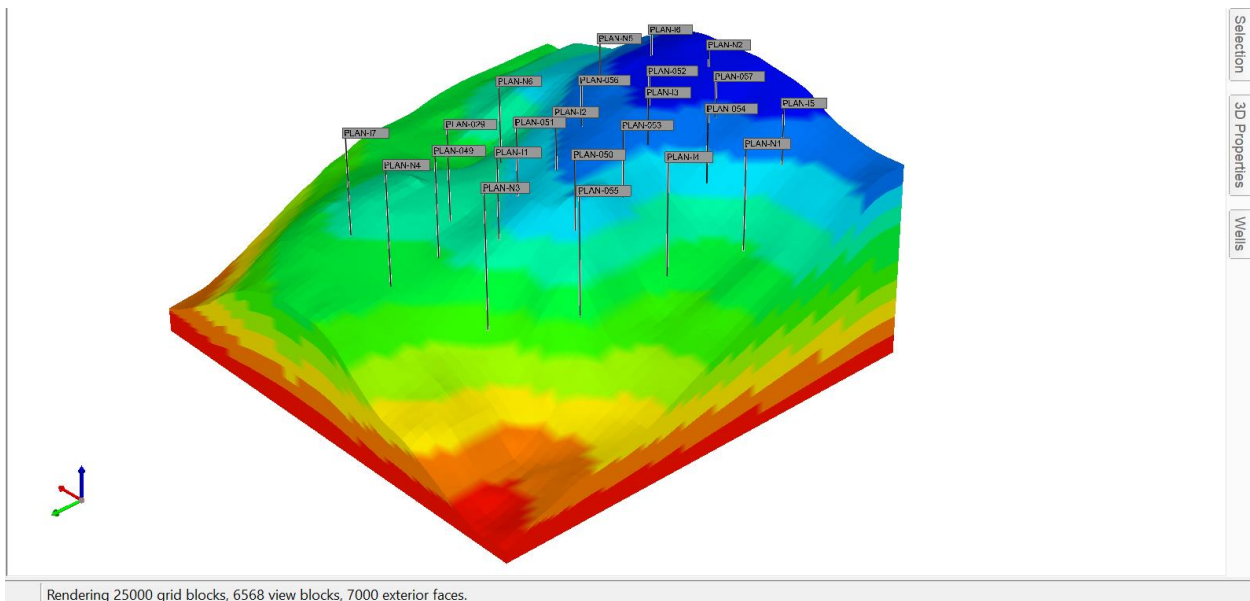


Figura 25. Vista 3D de los pozos del campo Palo Azul, (Software de ingeniería, 2024).

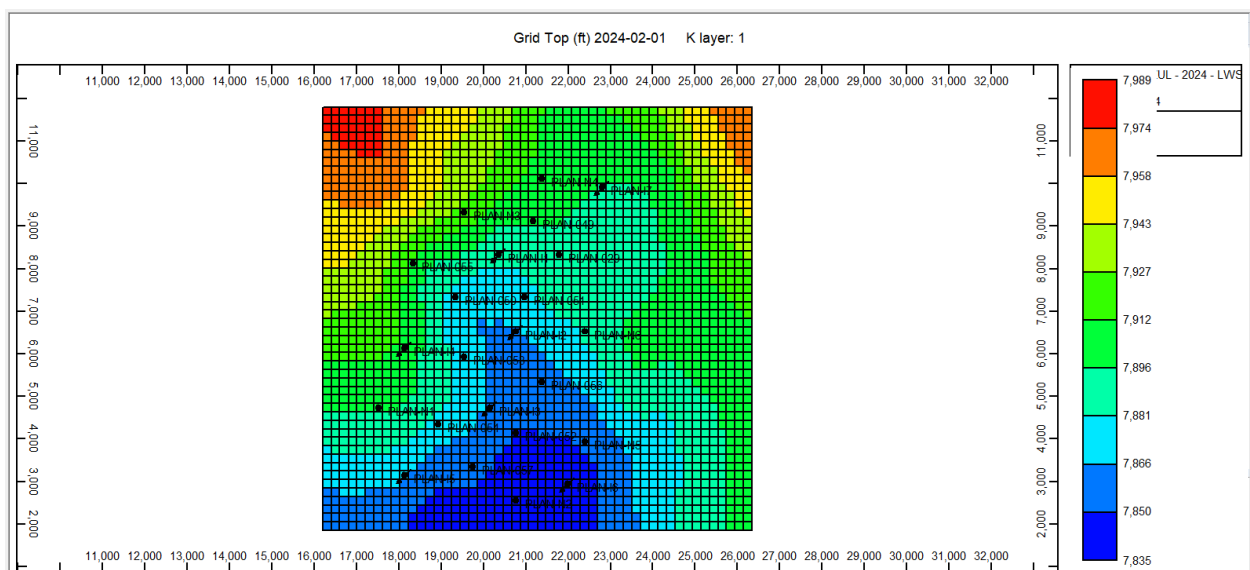


Figura 26. Vista 2D Areal de los pozos del campo Palo Azul, (Software de ingeniería, 2024).

ANEXO B

Anexo B1. Curvas complementarias de la simulación.

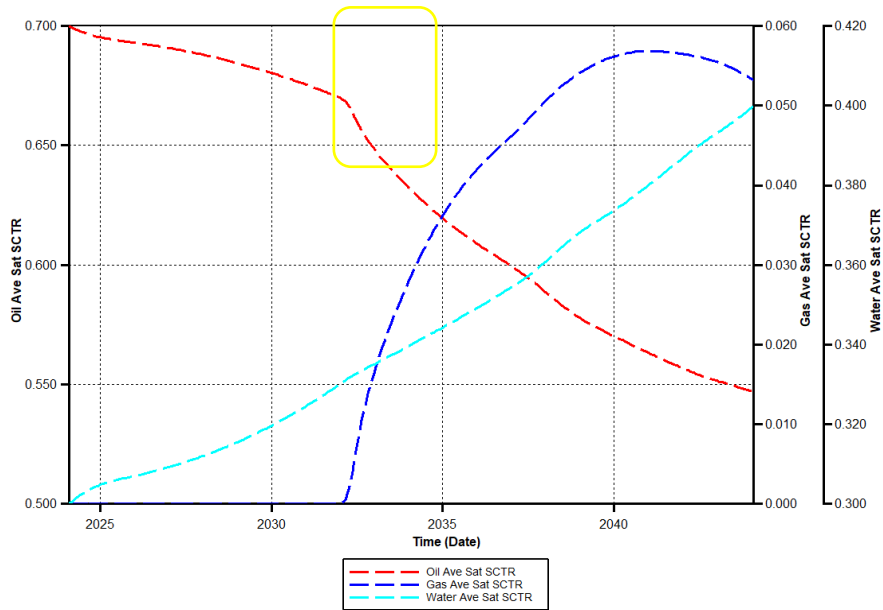


Figura 27. Saturaciones promedio de petróleo, agua y gas, (Software de ingeniería, 2024).

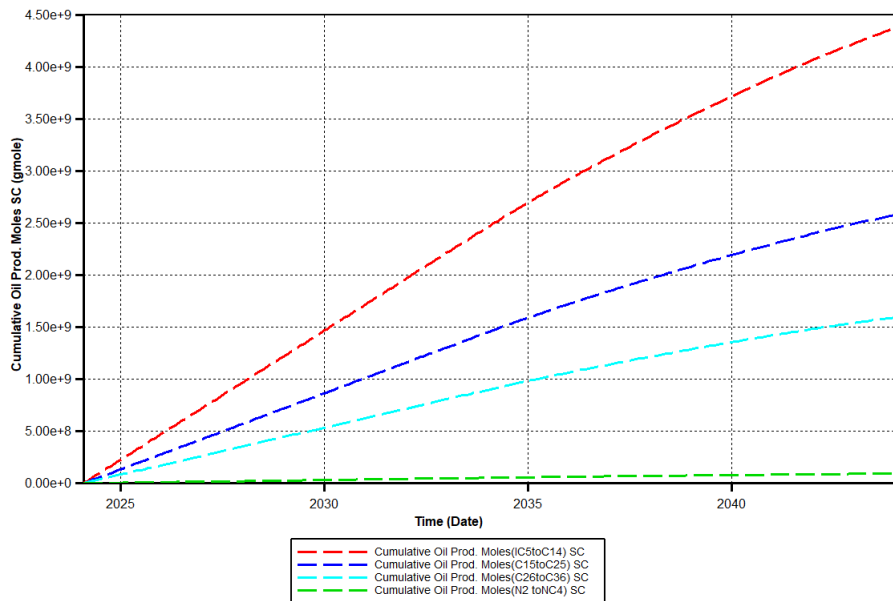


Figura 28. Producción acumulada en superficie de las fases livianas y pesada, (Software de ingeniería, 2024).

Anexo B2. Modelo 3D de la simulación.

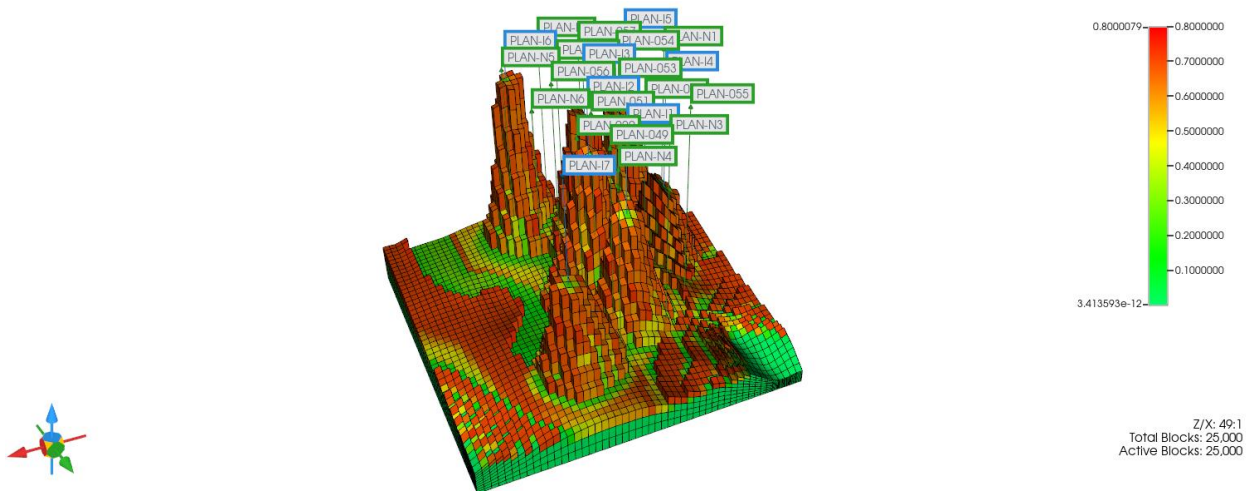


Figura 29. Saturación de petróleo del modelo 3D año 2044, (Software de ingeniería, 2024).

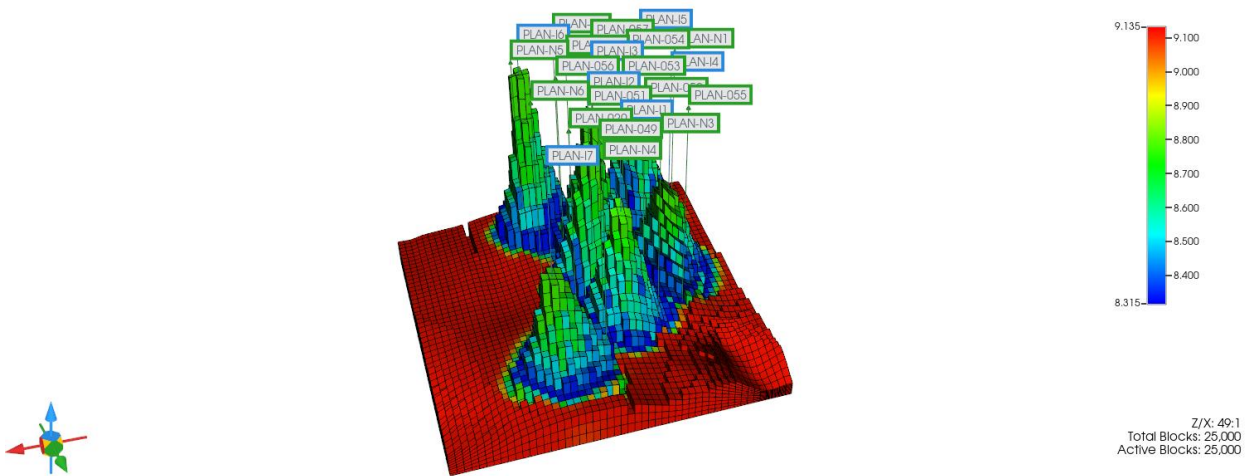


Figura 30. pH en el modelo 3D año 2044, (Software de ingeniería, 2024).

Anexo B3. Modelo areal de la simulación.

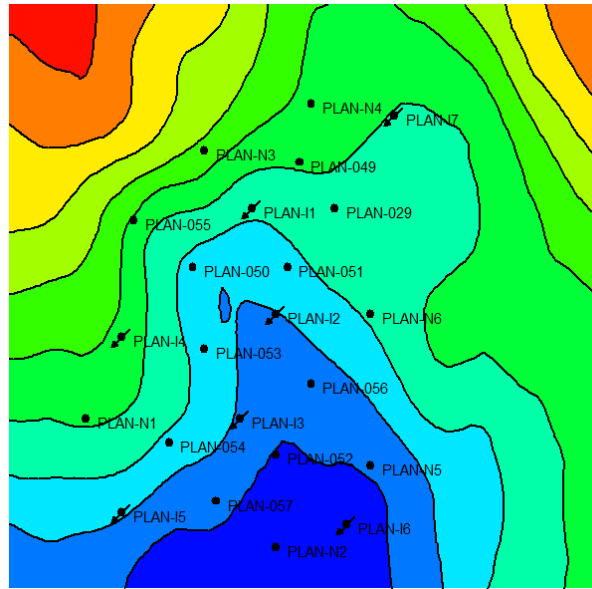


Figura 31. Vista superior de la distribución de pozos, (Software de ingeniería, 2024).

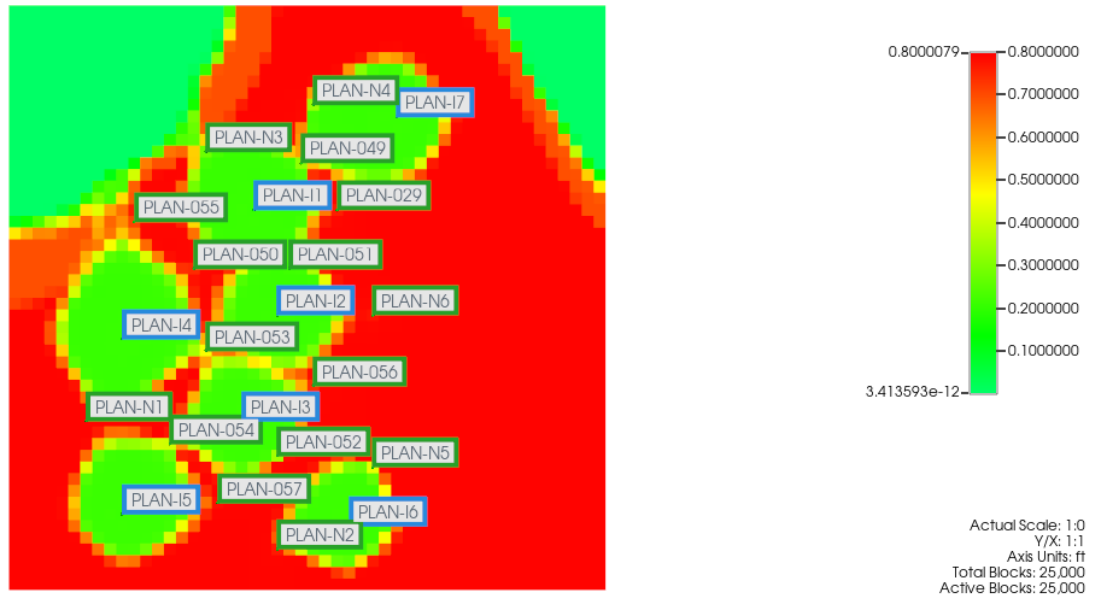


Figura 32. Barrido de petróleo del método de baja salinidad, (Software de ingeniería, 2024).

ANEXO C

Anexo C1. Flujo de efectivo para 2 escenarios.

Tabla 13. Flujo de efectivo e indicadores económicos para 88 y 35 \$/bbl de petróleo producido.

Año	Producción de petróleo anual (Barriles)	Optimista - 88 \$/bbl	Pesimista - 35 \$/bbl
		Flujo de efectivo (dólares/barril)	Flujo de efectivo (dólares/barril)
2024	Inversión	\$-92,200,000.00	\$-92,200,000.00
2024	657,379	\$47,149,308.00	\$12,308,247.50
2025	789,832	\$58,805,183.00	\$16,944,106.88
2026	790,390	\$58,854,287.00	\$16,963,636.88
2027	790,915	\$58,900,542.00	\$16,982,033.75
2028	793,587	\$59,135,678.00	\$17,075,553.75
2029	791,899	\$58,987,090.00	\$17,016,456.25
2030	792,362	\$59,027,812.00	\$17,032,652.50
2031	792,799	\$59,066,312.00	\$17,047,965.00
2032	793,179	\$59,099,708.00	\$17,061,247.50
2033	784,552	\$58,340,576.00	\$16,759,320.00
2034	753,946	\$55,647,248.00	\$15,688,110.00
2035	700,088	\$50,907,744.00	\$13,803,080.00
2036	663,296	\$47,670,048.00	\$12,515,360.00
2037	633,642	\$45,060,496.00	\$11,477,470.00
2038	608,873	\$42,880,824.00	\$10,610,555.00
2039	593,181	\$41,499,928.00	\$10,061,335.00
2040	579,344	\$40,282,272.00	\$9,577,040.00
2041	557,617	\$38,370,296.00	\$8,816,595.00
2042	534,105	\$36,301,240.00	\$7,993,675.00
2043	507,839	\$33,989,832.00	\$7,074,365.00
2044	493,347	\$32,714,536.00	\$6,567,145.00
VAN		\$310,622,546.82	\$20,210,545.46
TIR		59%	16%