



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

TÍTULO DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

**EVALUACIÓN DE LA APLICACIÓN DEL MÉTODO HUFF AND
PUFF MEDIANTE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE NITRÓGENO PARA
EL INCREMENTO DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN EL POZO
PACOA 10 DEL CAMPO PACOA, SANTA ELENA, ECUADOR**

AUTORA

PEÑA INDIO, DANIELA JAMILEX

TRABAJO DE TITULACIÓN

**Previo a la obtención del grado académico en
MAGÍSTER EN PETRÓLEOS**

TUTOR

Ing. Jorge Ordoñez Andrade, PhD.

La Libertad, Ecuador

Año 2025



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

**Econ. Roxana Álvarez Acosta, PhD
COORDINADORA (E) DEL
PROGRAMA**

**Ing. Jorge Ordoñez Andrade, PhD.
TUTOR**

**Ing. Jaime González Maya, PhD
DOCENTE ESPECIALISTA 1**

**Ing. Carlos Portilla Lazo, PhD
DOCENTE ESPECIALISTA 2**

**Ab. Rivera González María, Mgtr
SECRETARIO GENERAL
UPSE**



UPSE

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

CERTIFICACIÓN

Certifico que luego de haber dirigido científica y técnicamente el desarrollo y estructura final del trabajo, este cumple y se ajusta a los estándares académicos, razón por el cual apruebo en todas sus partes el presente trabajo de titulación que fue realizado en su totalidad por DANIELA JAMILEX PEÑA INDIO, como requerimiento para la obtención del título de Magíster en Petróleos.

TUTOR

Ing. Jorge Ordoñez Andrade, PhD

27 días del mes de Octubre del año 2025



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, DANIELA JAMILEX PEÑA INDIO

DECLARO QUE:

El trabajo de Titulación, EVALUACIÓN DE LA APLICACIÓN DEL MÉTODO HUFF AND PUFF MEDIANTE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE NITRÓGENO PARA EL INCREMENTO DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN EL POZO PACOA 10 DEL CAMPO PACOA, SANTA ELENA, ECUADOR previo a la obtención del título en Magíster en Petróleos, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

La Libertad, a los 27 días del mes de octubre del año 2025

LA AUTORA

DANIELA JAMILEX PEÑA INDIO



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO

Certifico que después de revisar el documento final del trabajo de titulación denominado EVALUACIÓN DE LA APLICACIÓN DEL MÉTODO HUFF AND PUFF MEDIANTE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE NITRÓGENO PARA EL INCREMENTO DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN EL POZO PACOA 10 DEL CAMPO PACOA, SANTA ELENA, ECUADOR, presentado por la estudiante, DANIELA JAMILEX PEÑA INDIO fue enviado al Sistema Antiplagio URKUND, presentando un porcentaje de similitud correspondiente al 8%, por lo que se aprueba el trabajo para que continúe con el proceso de titulación.

 CERTIFICADO DE ANÁLISIS magister		
TESIS MAESTRÍA - DANIELA PEÑA_V4_COMPILATIO		 8% Textos sospechosos
		 7% Similitudes 0% similitudes entre comillas 0% entre las fuentes mencionadas
		 1% Idiomas no reconocidos
		 9% Textos potencialmente generados por IA (ignorado)
Nombre del documento: TESIS MAESTRÍA - DANIELA PEÑA_V4_COMPILATIO.docx ID del documento: 7072d7a01e04689bcc0ef301b8e78a221f5dfe4c Tamaño del documento original: 316.5 kB	Depositante: CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO Fecha de depósito: 29/10/2025 Tipo de carga: interface fecha de fin de análisis: 29/10/2025	Número de palabras: 7607 Número de caracteres: 48.933

TUTOR

Ing. Jorge Ordoñez Andrade, PhD.

V



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

AUTORIZACIÓN

Yo, DANIELA JAMILEX PEÑA INDIO

Autorizo a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, para que haga de este trabajo de titulación o parte de él, un documento disponible para su lectura consulta y procesos de investigación, según las normas de la Institución.

Cedo los derechos en línea patrimoniales de artículo profesional de alto nivel con fines de difusión pública, además apruebo la reproducción de este artículo académico dentro de las regulaciones de la Universidad, siempre y cuando esta reproducción no suponga una ganancia económica y se realice respetando mis derechos de autor

La Libertad, a los 27 días del mes de Octubre del año 2025

LA AUTORA

Daniela Jamilex Peña Indio

AGRADECIMIENTO

A mis padres, por su respaldo incondicional a lo largo de mi vida estudiantil, siendo ellos los primeros en depositar su confianza, transmitiéndome la seguridad y carácter necesarios para continuar mis estudios, brindándome cariño y amor en todo momento.

A mi tutor de Tesis, Ing. Jorge Ordoñez por haberme guiado en este trabajo de titulación.

Daniela Jamilex, Peña Indio

DEDICATORIA

A Dios, por permitirnos el haber llegado hasta este momento tan importante de nuestra formación profesional, nuestros padres, ya que son pilar fundamental y apoyo en nuestra formación académica, a todas las personas que nos brindaron un hombro amigo gracias por su apoyo.

Daniela Jamilex, Peña Indio

ÍNDICE GENERAL

TRABAJO DE TITULACIÓN	I
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
DECLARO QUE:	IV
CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO	V
AUTORIZACIÓN	VI
AGRADECIMIENTO	VII
DEDICATORIA	VIII
ÍNDICE GENERAL	IX
ÍNDICE DE TABLAS	XII
ÍNDICE DE FIGURAS	XIII
RESUMEN	XIV
ABSTRACT	XV
INTRODUCCIÓN	1
Planteamiento de la investigación	2
Formulación del problema de investigación	4
Objetivo General	4
Objetivos Específicos	4
Planteamiento hipotético	5
CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL	7
1.1. Revisión de literatura.....	7
1.1.1. Descripción del área de estudio	7
1.1.2. Ubicación geográfica y extensión.....	8
1.1.3. Geología	8
1.1.4. Estratigrafía del Bloque 1 Pacoa.....	9

1.1.5.	Niveles productores	13
1.1.6.	Facilidades de producción	15
1.1.7.	Situación actual del Campo Pacoa.....	16
1.1.8.	Reservas	17
1.2.	Parámetros petrofísicos	17
1.2.1.	Porosidad.....	17
1.2.2.	Permeabilidad.....	18
1.2.3.	Saturación de Agua (Sw).....	18
1.2.4.	Saturación de Petróleo Residual (Sor)	19
1.2.5.	Gravedad API.....	19
1.2.6.	Factor Volumétrico del Petróleo	20
1.2.7.	Espesor Neto de la formación de interés.....	20
1.2.8.	Presión de Reservorio (Pr).....	21
1.2.9.	Presión de Fondo Fluyente (Pwf)	21
1.2.10.	Presión Final.....	22
1.2.11.	Tope y Base del espesor neto.....	22
1.2.12.	Profundidad Media	22
1.2.13.	Área de Drenaje.....	23
1.2.14.	Radio de Drenaje	23
1.2.15.	Volumen Bruto del Reservorio	24
1.2.16.	Volumen Poral del Reservorio.....	24
1.3.	Aplicación del Nitrógeno (N ₂) en Procesos de Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR/EOOR).....	25
1.3.1.	Mecanismos de Movilización y Propiedades Físicas	25
1.3.2.	Importancia de la Presión Mínima de Miscibilidad (MMP).....	26
1.4.	El método Huff and Puff	26
1.4.1.	Teoría del método Huff and Puff.....	26
1.4.1.1.	Fase de inyección de gas	27
1.4.1.2.	Fase de remojo.....	28
1.4.1.3.	Fase de producción.....	28
1.4.1.4.	Ventajas y desventajas de Huff and Puff con nitrógeno.....	28
CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA.....		30

2.1	Contexto de la investigación.....	30
2.2.	Diseño y alcance de la investigación	30
	Recolección de datos.....	30
2.3.	Tipo y métodos de investigación	33
2.4.	Población y muestra	33
2.4.1.	Población de estudio:.....	33
2.4.2.	Muestra	33
2.4.3.	Variables	33
2.5.	Técnicas e instrumentos de recolección de datos.....	34
2.5.1	Técnicas de recolección de datos.....	35
2.5.2	Instrumentos de recolección de datos	36
2.6.	Procesamiento de la evaluación: Validez y confiabilidad de los instrumentos aplicados para el levantamiento de información.....	38
CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN		40
3.1.	CRITERIOS DE SELECCIÓN DE POZO.....	40
3.2.	PARÁMETROS PETROFÍSICOS DEL POZO	42
3.3.	CANTIDAD Y CALIDAD DEL NITRÓGENO PARA EL POZO PACOA 10	47
3.4.	EVALUACIÓN DE VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA.....	47
3.4.1.	Evaluación Técnica.....	48
3.4.2.	Tiempo de remojo para el proyecto <i>Huff and Puff</i>	53
3.4.3.	Evaluación Económica	54
3.4.4.	Evaluación Rentabilidad.....	59
CONCLUSIONES		62
RECOMENDACIONES		63
REFERENCIAS.....		64
ANEXOS.....		71
	Anexo1. Resultados de simulación en software OFM (Oild Field Management).....	71
	Anexo2. Flujo de caja mensual por un periodo de 36 meses	75

ÍNDICE DE TABLAS

- Tabla 1.** *Propiedades petrofísicas de los niveles productivos*14
- Tabla 2.** *Pozos de la Estación Norte del Campo Pacoa*15
- Tabla 3.** *Pozos de la Estación Central del Campo Pacoa*15
- Tabla 4.** *Pozos de la Estación Sur del Campo Pacoa*16
- Tabla 5.** *Pozos del Campo Pacoa y Sistemas de producción*17
- Tabla 6.** *Clasificación de la gravedad API*20
- Tabla 7.** *Ventajas de la inyección cíclica de Nitrógeno*28
- Tabla 8.** *Desventajas de la inyección cíclica de Nitrógeno*29
- Tabla 9.** Características para selección de pozo.41
- Tabla 10** Criterios de viabilidad para el pozo Pacoa 10 para la inyección de nitrógeno.42
- Tabla 11.** Parámetros petrofísicos del pozo Pacoa 1045
- Tabla 12.** Resultados de las variables de interés49
- Tabla 13.** Parámetros de ingreso para el diseño de la inyección.50
- Tabla 14.** Resultados del modelado de inyección cíclica de gas nitrógeno.51
- Tabla 15.** Comparación entre resultados de producción53
- Tabla 16.** Gastos asociados para el pozo Pacoa 1055
- Tabla 17.** Inversión inicial desagregada del proyecto57
- Tabla 18.** Costos Operativos del proyecto58
- Tabla 19.** Gastos indirectos ocasionados en el proyecto58
- Tabla 20.** Flujo de caja59
- Tabla 21.** Resultados de indicadores de rentabilidad60
- XII**

ÍNDICE DE FIGURAS

- Ilustración 1.** Mapa de ubicación del Bloque 1 "Pacoa"8
- Ilustración 2.** Columna estratigráfica del Bloque 1 "Pacoa"13
- Ilustración 3.** Fases del método Huff and Puff27
- Ilustración 4** Ubicación geográfica del campo Pacoa48
- Ilustración 5** Proyección de producción a 24 meses.71
- Ilustración 6** Curva de declinación del pozo Pacoa 10.72
- Ilustración 7.** Comparación de producción y factor de recobro.72
- Ilustración 8.** Comparación de producción en bbpd73
- Ilustración 9.** Gráfica de producción de crudo, agua y factor de recobro.73
- Ilustración 10.** Gráfica comparativa de producciones y factor de recobro74

RESUMEN

El sector petrolero enfrenta un gran reto cuando se trata de optimizar procesos para extracción de hidrocarburos, en el área técnica y económica. Las áreas geográficas como la provincia de Santa Elena, en Ecuador, no es la excepción, para el estudio específicamente se ha seleccionado el pozo Paca 10, dentro del campo que lleva el mismo nombre. En este yacimiento se evidencia una disminución continua del rendimiento de productividad, exigiendo la implementación de metodologías de recobro mejoradas. Con este contexto, la propuesta de investigación realizada tiene su centro en la viabilidad de implementar el ciclo *Huff and Puff* con inyección de nitrógeno, planteándolo como una solución factible para elevar los índices de productividad. Este sistema está conformado por tres etapas: inyección del gas, tiempo de espera o remojo, y extracción de crudo, la eficiencia de este método ha sido comprobada en otros yacimientos cuyas propiedades geológicas mantienen características similares. Sin embargo, el rendimiento del método no ha sido examinado dentro del campo Pacoa, por tal razón la propuesta persigue la cuantificación del impacto operativo y beneficio económico que puede aportar el *Huff and Puff*. Para lo cual se recurre a los análisis de comparación de producción, simulaciones de comportamiento y ejercicios de análisis comparativos de producción. Los hallazgos permitirán la definición del Campo Pacoa y aportarán información valiosa para la toma de decisiones en los procesos de recobro de hidrocarburos y en la administración del campo. Este análisis permite cumplir con principios de maximización de recursos energéticos.

Palabras claves: Huff and Puff, inyección, nitrógeno, remojo.

ABSTRACT

The oil sector faces a great challenge when it comes to optimizing processes for hydrocarbon extraction, in the technical and economic area. Geographical areas such as the province of Santa Elena, in Ecuador, is no exception, for the study the Paca 10 well has been specifically selected, within the field that bears the same name. In this field, there is evidence of a continuous decrease in productivity performance, requiring the implementation of improved recovery methodologies. In this context, the research proposal carried out focuses on the feasibility of implementing the Huff and Puff cycle with nitrogen injection, proposing it as a feasible solution to increase productivity rates. This system is made up of three stages: gas injection, waiting or soaking time, and crude oil extraction, the efficiency of this method has been proven in other reservoirs whose geological properties maintain similar characteristics. However, the performance of the method has not been examined within the Pacoa field, for this reason the proposal seeks to quantify the operational impact and economic benefit that the Huff and Puff can provide. To this end, production comparison analyses, behavioural simulations and production comparative analysis exercises are used. The findings will allow the definition of the Pacoa Field and will provide valuable information for decision-making in the processes of hydrocarbon recovery and in the management of the field. This analysis allows compliance with principles of maximization of energy resources.

Keywords: Huff and Puff, injection, nitrogen, soak.

INTRODUCCIÓN

El Campo Pacoa es considerado como una de las zonas con mayor trayectoria operativa dentro de la provincia de Santa Elena. A pesar de que inicialmente este campo fue trabajado por la compañía Anglo Ecuadorian Oilfields, no presentó rentabilidad potencial hasta que la compañía Petroamazonas EP tomó las riendas de las gestiones operativas. Con la readecuación realizada mediante la introducción de nuevas tecnologías y planes de optimización para el recobro de hidrocarburos, se logró elevar su rendimiento y rentabilidad (Rodríguez & Tomalá, 2012). Con el pasar del tiempo, se ha optado por realizar diversos análisis para la caracterización de los horizontes de producción. De estos estudios se ha podido deducir que los estratos C y B de la Formación Socorro, identificados como los principales horizontes productores del Campo Pacoa, presentan características petrofísicas productivas, como es el caso de porosidad y permeabilidad de 25.4% y 444 mD, respectivamente (Cuadros, 2018).

En el contexto del campo Pacoa se ha propuesto la inyección de agua con temperaturas elevadas con la intención de aumentar el índice de recobro, para este proceso un estudio realizó las simulaciones respectivas del proceso para 5 pozos, obteniendo como resultado que el factor de recuperación se puede incrementar en un valor de hasta 5.78% para esquemas de patrones invertidos (Salinas & Suárez, 2021). De igual manera se revisa literatura especializada donde se puede sustentar que el método *Huff and Puff* con utilización de nitrógeno en yacimientos de edades avanzadas han tenido éxito (Ozowe et al., 2020). (Ferrer, 2001).

A pesar de las características adecuadas del Campo Pacoa para la aplicación del método, este no ha sido explorado en profundidad. La inyección cíclica de nitrógeno en el pozo Paca 10 se fundamenta técnicamente, pues la técnica sirve para yacimientos con crudos de viscosidad moderada a alta y de bajas temperaturas dentro del reservorio (Zou et al., 2020), donde la inyección de vapor es inviable o poco rentable. La inyección de nitrógeno logra elevar la presión del reservorio y actúa como agente de desplazamiento, trasladando el crudo hacia el pozo. A diferencia de las otras técnicas mejoradas de recuperación el *Huff and Puff* con nitrógeno se presenta como una solución efectiva que permite la

optimización de la producción de pozos individuales (Altawati et al., 2022), debido a que presenta una producción declinante. Esta investigación tiene como objetivo evaluar la efectividad del método *Huff and Puff* en el pozo Pacoa 10, considerando las características particulares del reservorio y los resultados obtenidos previamente mediante otros métodos en campos de condiciones similares (Orlando, 2008; Salinas & Suárez, 2021).

Es conocido que el método *Huff and Puff* tiene un gran potencial debido a su mecanismo único de interacción gas-crudo en la vecindad del pozo (Mursalim, 2021), no solo para la maximización de los procesos de extracción de crudo, sino también para innovar un modelado inicial que permita su posterior uso en reservorios en estado de agotamiento dentro del territorio ecuatoriano (Zou et al., 2022). De esta manera, se busca aportar evidencia sobre la viabilidad técnica y económica de este método, promoviendo su inclusión en estrategias futuras de desarrollo de campos maduros en el país. Dentro de este contexto la industria ecuatoriana, misma que es representada por tener pozos maduros como porción significativa de la producción total, la optimización propuesta para la recuperación del crudo mediante métodos de bajo costos y alto impacto es necesario para la prolongación de la vida útil de los campos asegurando la productividad.

Planteamiento de la investigación

Gestionar reservorios petroleros en estado de agotamiento dentro de la provincia de Santa Elena representa un reto técnico y económico. Los campos maduros de esta región muestran presiones actuales entre un 40 % y un 60 % menores que las presiones iniciales, factores de recobro inferiores al 25 %, tasas de declinación anual entre el 8 % y el 12 %, y un aumento progresivo del corte de agua, indicadores característicos de la pérdida de energía natural del yacimiento (EP Petroecuador, 2024). Estas condiciones dificultan mantener niveles estables de producción y justifican la necesidad de aplicar técnicas de recuperación mejorada.

En este contexto, se requiere implementar tecnologías EOR que permitan revitalizar la productividad del pozo y mejorar el factor de recobro. Entre las alternativas disponibles,

el método *Huff and Puff* mediante la inyección cíclica de nitrógeno se presenta como una opción viable debido a sus beneficios documentados en yacimientos maduros con características petrofísicas similares. Sheng (2017) demuestra que el nitrógeno reduce la viscosidad del crudo, incrementa su hinchamiento y aumenta la energía del reservorio. Eltahan et al. (2020) validan, mediante modelación numérica, mejoras significativas en la producción temporal de pozos sometidos a ciclos de inyección de gas.

Aunque esta técnica ha sido aplicada con éxito en otros países, no existen estudios específicos que evalúen su factibilidad técnica y económica en las condiciones geológicas, operativas y productivas del pozo Pacoa 10. Tampoco se dispone de información sobre el comportamiento del crudo del Campo Pacoa frente a la inyección de nitrógeno, ni sobre sus efectos en la presión de fondo fluyente o en la movilidad del petróleo atrapado.

Ante esta situación, surge la necesidad de realizar una evaluación integral del método Huff and Puff con inyección cíclica de nitrógeno orientada a determinar su impacto sobre el incremento de la producción del pozo Pacoa 10. El incremento en el Índice de Producción (IP) del pozo, que mide su capacidad de flujo, es la principal indicación de la efectividad del método Huff and Puff con nitrógeno. Este aumento se logra al actuar simultáneamente sobre los dos factores principales que rigen la productividad: la movilidad del crudo y la energía motriz. Durante la fase de inyección (Huff), el Nitrógeno (N₂) re-presuriza la zona de drenaje inmediata, restaurando la energía potencial. Esta energía se maximiza en la fase de remojo (Soaking), donde el N₂ se disuelve parcialmente en el petróleo remanente, provocando un hinchamiento del crudo y una crucial reducción de su viscosidad. Al disminuir la viscosidad, el crudo encuentra menor resistencia para fluir, mejorando su movilidad. Finalmente, en la fase de producción (Puff), la rápida expansión del N₂ almacenado genera un gradiente de presión altamente eficiente. Esta combinación de crudo menos viscoso siendo impulsado por una mayor fuerza motriz se traduce directamente en un aumento significativo de la tasa de flujo, elevando el Índice de Producción del pozo por encima de la producción base. Este estudio permitirá generar información clave para la toma de decisiones técnicas y económicas en el campo, y podría sentar las bases para su replicabilidad en otros pozos con características similares dentro de la región.

Formulación del problema de investigación

La aplicación del método Huff and Puff mediante la inyección cíclica de nitrógeno permite incrementar la producción de petróleo en el pozo Pacoa 10 del campo Pacoa, ubicado en la provincia de Santa Elena, Ecuador.

Objetivo General

Evaluar la aplicación del método Huff and Puff mediante la inyección cíclica de gas nitrógeno como método de recuperación mejorada para el incremento de producción de petróleo en el pozo Pacoa 10 del Campo Pacoa.

Objetivos Específicos

1. Describir el proceso de inyección cíclica de nitrógeno, mediante la técnica de Huff and Puff, como método de recuperación mejorada de petróleo.
2. Definir los criterios de ingeniería de yacimientos para la aplicación del método de recuperación mejorada Huff and Puff en el pozo Pacoa 10.
3. Evaluar la información recopilada del pozo, mediante el análisis de datos geológicos, petrofísicos y operacionales del pozo Pacoa 10.
4. Determinar la cantidad de nitrógeno a inyectar para incrementar el factor de recobro de petróleo del pozo Pacoa 10 de acuerdo con el volumen poroso, volumen de petróleo residual e instalaciones del pozo y superficie a través del uso de software especializado, OFM (Oil Field Management).
5. Evaluar la factibilidad económica mediante el método de retorno de la inversión descontada.

Planteamiento hipotético

¿En qué medida la aplicación del método Huff and Puff mediante la inyección cíclica de nitrógeno puede incrementar el factor de recobro en la producción de petróleo en el pozo Pacoa 10 del Campo Pacoa, en la provincia de Santa Elena, Ecuador?

Justificación

La presente investigación se justifica en tres ámbitos fundamentales: el teórico-científico, el práctico-técnico y el económico-social, todos alineados con el objetivo de optimizar la producción de hidrocarburos en el Campo Pacoa.

Justificación Teórico-Científica. - El estudio contribuye significativamente al acervo científico de la ingeniería petrolera en Ecuador al evaluar la eficiencia de la inyección cíclica de Nitrógeno (N₂) en un yacimiento maduro de crudos medianos como el Pozo Pacoa 10. Esta tesis establece un marco metodológico riguroso para el modelado y simulación de procesos de Optimized Oil Recovery (EOR) mediante gases inmiscibles o parcialmente miscibles, una aplicación escasamente documentada para las condiciones geológicas y termodinámicas de la Península de Santa Elena. El trabajo valida parámetros clave como el tiempo de remojo y el volumen de inyección de N₂, generando un *know-how* aplicable a futuros proyectos de reactivación de pozos.

Justificación Práctico-Técnica. - El Pozo Pacoa 10 presenta actualmente una declinación de producción acelerada, evidenciada por el análisis histórico de datos. La aplicación del método *Huff and Puff* con N₂ es una solución técnicamente viable para mitigar esta declinación, ya que aprovecha la inercia y capacidad de expansión del gas para incrementar la energía del yacimiento y reducir la viscosidad del crudo en la vecindad del pozo. Este informe proporciona una hoja de ruta de ingeniería detallada,

utilizando el software OFM para la calibración del modelo base y la cuantificación del incremento proyectado. El resultado técnico directo es la determinación de los parámetros operacionales óptimos para el ciclo de inyección, lo que minimiza el riesgo de fallas operativas.

Justificación Económico-Social. - La principal justificación radica en el impacto económico tangible del proyecto. La evaluación demuestra que la implementación del *Huff and Puff* con N2 resulta en un incremento de la Producción Acumulada de petróleo, lo cual se traduce directamente en la generación de ingresos adicionales para la operadora y el Estado Ecuatoriano, extendiendo la vida útil rentable del pozo. El análisis de Viabilidad Económica proyectado (basado en indicadores financieros como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Tiempo de Retorno de la Inversión (Payback)) demostrará que la inversión requerida para el suministro e inyección de N2 es altamente rentable frente al valor incremental del petróleo recuperado.

Finalmente, al maximizar la explotación de los recursos petroleros existentes, el proyecto asegura la sostenibilidad económica de la operación de Pacoa, cumpliendo con el objetivo de eficiencia en la gestión de recursos nacionales.

CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL

1.1. Revisión de literatura

1.1.1. Descripción del área de estudio

El Campo Pacoa fue descubierto en 1985 con la perforación del pozo Pacoa 01 e inició su producción en septiembre de 1991. La explotación petrolera en el Bloque 1 comenzó formalmente el 22 de abril de 1992, cuando se declaró la comercialidad del Campo Pacoa, bajo la responsabilidad de la empresa TIPETROL Exploration and Production Co. Posteriormente, el 26 de noviembre de 1998, se suscribió un contrato de transferencia de derechos y obligaciones hidrocarburíferas entre PETROECUADOR, TRIPETROL Exploration and Production, y CANADA GRANDE LIMITED. A través de este acuerdo, CANADA GRANDE adquirió el 50 % de la participación que tenía TRIPETROL en el contrato del Bloque 1, y el 18 de diciembre del mismo año asumió su operación. El otro 50 % de participación de TRIPETROL fue incautado por la AGD (Peña Indio & Pilozo Quimí, 2022).

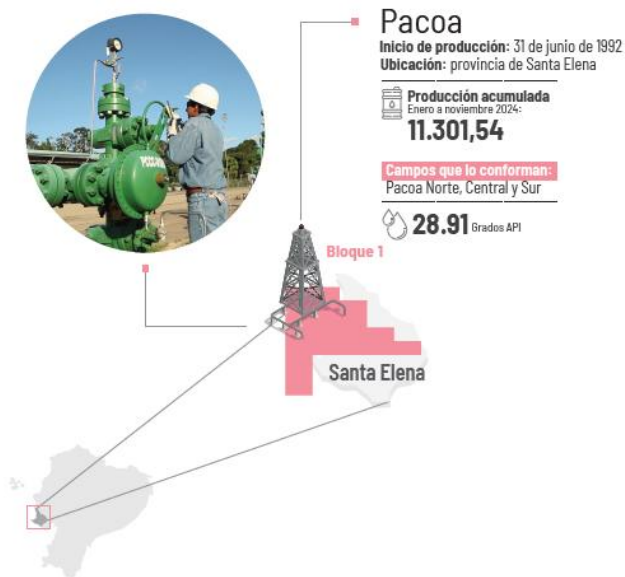
El 25 de noviembre de 2010, mediante la Resolución No. 288, se dio por terminado el contrato de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos con CANADA GRANDE. Desde entonces, se inició el proceso de reversión del Bloque 1 a EP PETROECUADOR. Finalmente, el 25 de marzo de 2011, EP PETROECUADOR asumió oficialmente la operación del Bloque 1. A la fecha, se han perforado 46 pozos en total, de los cuales 45 se encuentran activos y uno resultó improductivo (Peña Indio & Pilozo Quimí, 2022).

1.1.2. Ubicación geográfica y extensión

El campo Pacoa se encuentra en una ubicación estratégica localizada en el cantón Santa Elena, provincia de Santa Elena. Este campo se encuentra en la zona circundante a las comunas San Pablo, Morrillo, Cerro Alto, y Santa Rosa, a una distancia de 120 Km desde la ciudad de Guayaquil, el campo tiene una expansión de área de aproximadamente 4000 Km² (Yagual Limón, 2014).

Ilustración 1.

Mapa de ubicación del Bloque 1 "Pacoa"



Fuente: (EP PETROECUADOR, 2024)

1.1.3. Geología

En la cuenca geológica se definen tres unidades estructurales:

- Cordillera Chongón- Colonche

- El levantamiento de Santa Elena.
- Cuenca Progreso.

El Bloque 1 Pacoa se halla dentro de la zona septentrional del levantamiento de Santa Elena, además, incorpora el sector septentrional y emplazado en la sección occidental de las cuencas Progreso y Aguadita, respectivamente (Peña Indio & Pilozo Quimí, 2022; Peralta Ochoa & Dumani Dueñas, 2013).

1.1.4. Estratigrafía del Bloque 1 Pacoa

El campo Pacoa se encuentra comprendida por tres unidades estratigráficas principales:

- Eoceno medio.
- Paleoceno.
- Cretáceo.

La estructuración estratigráfica de la cuenca permite la comprensión geológica del subsuelo, ver figura 2. A continuación, se ordena la columna estratigráfica con los elementos principales, de la base a la cima.

Base Oceánica. – se constituye por la formación Piñón.

Cobertura Volcano – Clástica. – Corresponde que data del Cretáceo Superior al Paleoceno.

Depósito Turbidíticos. – Se representan por el grupo Ancón, que se subdivide en Socorro, Seca, y Punta Ancón.

Formación Seca

De acuerdo con la litología la unidad está compuesta por lutitas de tonalidades gris y café oscuro, e Iodolitas que presentan contenido de yeso. De igual manera se encuentran estratos de arenisca cuya granulometría oscila entre fina y media, con características gradada y rítmicas de Bouma. (Tumbaco, 2019).

Formación Socorro

El horizonte de reservorio primario está constituido por la formación Socorro, esta estructura litológica presenta arenisca con granulometría variada, como característica principal. El espesor vertical de esta formación tiene 451 m en promedio.

Formación Clay Pebble Beds

Como resultado de varios procesos sedimentarios gravitacionales se obtiene la formación *Clay Pebble Beds*, lo que indica una depositación en un ambiente de talud continental. Esta formación se caracteriza por tener una secuencia de composición arcillosa de superficie lisa. Esta composición presenta además cuarcitas negras calcáreas y areniscas de pelitas durasintercalados con estratos delgados. (Peralta & Dumani, 2013).

Formación Santa Elena

Esta formación tiene la característica de presentar un elevado índice de cementación y compactación, especificaciones que evitan la formación de hidrocarburos comerciales. La evidencia geofísica de los registros de pozo muestra valores altos de inducción eléctrica y bajos de velocidad sónica, lo que significa que la formación tiene una baja porosidad efectiva, lo que la descarta como horizonte de reservorio (Cadena, 2017).

Formación Rosario

La formación presenta una característica de extensa distribución areal en la cuenca. La delimitación y definición se establecieron gracias a la interpretación de los resultados de los estudios sísmicos, en conjunto con la correlación de las propiedades obtenidas en pozos exploratorios. Se considera como una brecha estratigráfica, de acuerdo con los reportes entregados por Canadá Grande. Los niveles de litológicos se catalogan en intervalos de interés para la exploración petrolífera por su potencial reservorio (ARCH, 2011)

Formación Cayo

Las turbiditas volcánicas elásticas de gran espesor y alta densidad es la principal composición de la formación geológica, esto se puede interpretar como depositadas dentro de un abanico submarino. La documentación histórica ha evidenciado de manera indirecta la existencia en el área inmediata del campo, los pozos que han atribuido esto son los exploratorios Aragón 2 y Aragón 3, a una profundidad de 1390.5 metros (Chiluiza & Rosales, 2013).

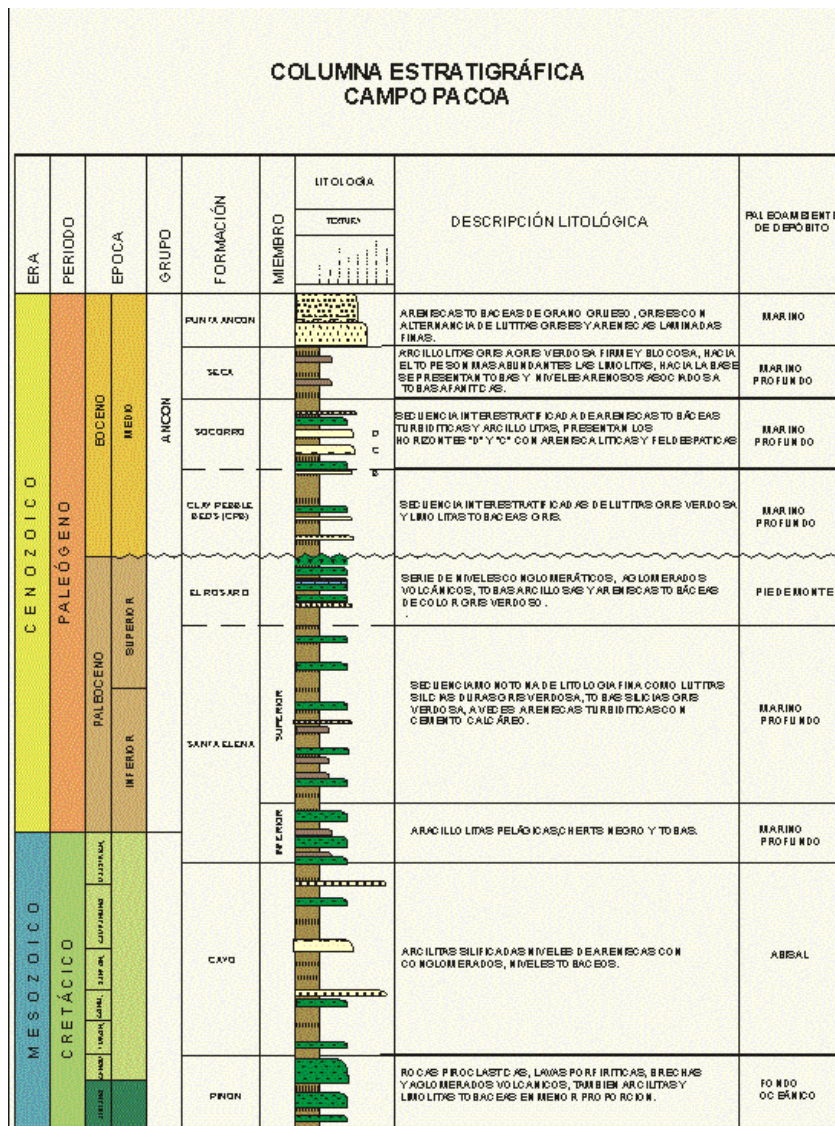
Formación Piñón

La literatura geológica afirma que la formación Piñón, se encuentra aflorando entre las cordilleras Chongón Colonche y Costera, así como en la cuenca de Esmeraldas. Esta

formación es la representación de rocas volcánicas cuya composición es la más básica, que se caracteriza por presentar rocas basálticas de grano fino (Tumbaco, 2019).

Ilustración 2.

Columna estratigráfica del Bloque 2 "Pacoa"



Fuente: (Yagual Limón, 2014)

1.1.5. Niveles productores

El nivel de presenta una distribución secuencial litológica que está compuesta por areniscas arcillosas, lutitas intercaladas y lomos finos. Referente a las propiedades de

fluidos, el agua de formación contiene un alto índice de salinidad, que se ha cuantificado en 46200 ppm de cloruro de sodio. Inicialmente, de acuerdo con los registros históricos, presentó presiones de 649 psi, en la actualidad la presión se registra en 450 psi (Salinas & Suarez, 2021).

El nivel C presenta un potencial limitado como reservorio de hidrocarburos líquidos. Sus características litológicas presentan gran continuidad con lutitas y calizas feldespáticas intercaladas. Las presiones registradas son de 966 psi con un espesor de 34 ft y porosidad del 16.8% (Tumbaco, 2019).

La distinción del nivel B se debe a las características petrofísicas favorables, presentando niveles de porosidad de 25.40% mientras que su espesor neto productor del horizonte se cuantifica en 25 ft (Rodriguez & Tomala, 2012).

La arenisca que conforma el nivel E tiene una caracterización de depósitos elásticos líticos y feldespáticos ocasionando que presenten una baja porosidad de manera general. Este nivel se subdivide en dos: E superior e inferior. Adicional a esto, la información sobre este nivel es insuficiente, razón por la cual es difícil realizar un análisis detallado (Rodriguez & Tomala, 2012).

Tabla 1.

Propiedades petrofísicas de los niveles productivos

Nivel	H, pies	ϕ , %	K, mD	API°	Rw, Ω -m	Sw, %	FR, %	Presión inicial, psi	Presión actual, psi
D	39.38	16.5	114	34.3	0.19	41	82.5	649	320
C	34.00	16.8	286	34	0.24	45	11.45	966	520
B	25.40	25.4	444	40.8	0.2	39	13.51	968	490
E	35.00	21			0.21	51	10		

Fuente: (Peña Indio & Pilozo Quimí, 2022; Yagual Limón, 2014)

1.1.6. Facilidades de producción

El campo se encuentra segmentado en tres secciones productivos principales: Norte, Sur y central. es importante mencionar que la estación norte se encuentra en estado inactivo. Consecuentemente el volumen de producción registrada de manera diaria proviene de los pozos presentes en esta área que son redireccionados y gestionados en la estación Central, tabla 2.

Tabla 2. Pozos de la Estación Norte del Campo Pacoa

<i>PAC – 014</i>	<i>PAC – 026</i>
<i>PAC – 015</i>	<i>PAC – 028</i>
<i>PAC – 016</i>	<i>PAC – 030</i>
<i>PAC – 017</i>	<i>PAC – 031</i>
<i>PAC – 018</i>	<i>PAC – 033</i>
<i>PAC – 020</i>	<i>PAC – 034</i>
<i>PAC – 023</i>	<i>PAC – 035</i>
<i>PAC – 025</i>	<i>La Mata Chivato</i>

Fuente: (Peña Indio & Pilozo Quimí, 2022; Yagual Limón, 2014)

La estación central es considerada como el centro principal de procesamiento y recolección, el cual gestiona la producción total de hidrocarburos del campo, incluyendo los flujos que provienen de la estación Norte y Sur, ver tabla 3.

Tabla 3.

Pozos de la Estación Central del Campo Pacoa

<i>PAC – 004</i>	<i>PAC – 038</i>
<i>PAC – 012</i>	<i>PAC – 039</i>
<i>PAC – 024</i>	<i>PAC – 046</i>

<i>PAC – 017</i>	<i>PAC – 031</i>
<i>PAC – 032</i>	<i>PAC – 036</i>

Fuente: (Peña Indio & Pilozo Quimí, 2022; Yagual Limón, 2014)

Inicialmente la estación Sur se construyó con la finalidad de procesar los fluidos. Sin embargo, esta se encuentra fuera de servicio debido a esto, la producción proveniente de esta área se redirige a la estación central para su procesamiento, ver tabla 4.

Tabla 4. *Pozos de la Estación Sur del Campo Pacoa*

<i>PAC – 001</i>	<i>PAC – 011</i>
<i>PAC – 002</i>	<i>PAC – 022</i>
<i>PAC – 005</i>	<i>PAC – 040</i>
<i>PAC – 006</i>	<i>PAC – 041</i>
<i>PAC – 007</i>	<i>PAC – 042</i>
<i>PAC – 009</i>	<i>PAC – 043</i>
<i>PAC – 010</i>	<i>PAC – 044</i>

Fuente: (Peña Indio & Pilozo Quimí, 2022; Yagual Limón, 2014)

1.1.7. Situación actual del Campo Pacoa

En la actualidad el campo Pacoa opera un total de 46 pozos. De estos, 39 se encuentran en estado activo, 5 cerrados, 1 en abandono y 1 como pozo inyector. Para la producción del campo se emplea mecanismos de levantamiento artificial que incluye bombeo mecánico para complementar el flujo natural de los pozos (Santa Elena Petroleum S.A., 2019).

Tabla 5.

Pozos del Campo Pacoa y Sistemas de producción

POZOS		MECANISMOS DE PRODUCCIÓN	
<i>Perforados</i>	<i>46</i>	<i>Productores</i>	<i>39</i>
<i>Productores</i>	<i>39</i>	<i>Flujo Natural</i>	<i>3</i>
<i>Reinyectores</i>	<i>1</i>	<i>Hidráulicos</i>	<i>4</i>
<i>Inyectores</i>	<i>0</i>	<i>Eléctricos</i>	<i>0</i>
<i>Abandonados</i>	<i>1</i>	<i>Bombeo Mecánico</i>	<i>20</i>
<i>Cerrados</i>	<i>5</i>	<i>Pistoneo</i>	<i>12</i>

Fuente: (Peña Indio & Pilozo Quimí, 2022; Yagual Limón, 2014)

1.1.8. Reservas

El volumen oficial de Petróleo Original en Sitio, POES, se ha logrado cuantificar en 45412 Millones de Barriles, MMBls, donde la eficiencia para la recuperación que se proyecta de manera inicial puede variar significativamente por horizonte productor de acuerdo con los factores por nivel de la tabla 6 (Chiluiza & Rosales, 2013).

1.2. Parámetros petrofísicos

1.2.1. Porosidad

Esta propiedad es considerada como fundamental para la relación porcentual entre el volumen de poros y el total de la roca. Los espacios son importantes para el albergue de fluidos como agua, petróleo o gas, en el subsuelo (Craft & Hawkins, 2015; Dake, 1998).

$$\phi = \frac{V_p}{V_T} \quad \text{Ec. (1)}$$

Donde:

ϕ = porosidad, fracción en decimales

V_p = volumen poroso de la roca

V_T = volumen total de la roca

1.2.2. Permeabilidad

La capacidad de la roca para permitir el paso del fluido mediante los poros interconectados. Esta propiedad determina la facilidad de movimiento de los hidrocarburos hacia los pozos, esta característica se mide en Darcy o milidarcy (Craft & Hawkins, 2015; Dake, 1998).

$$Q = \frac{kA(P_1 - P_2)}{\mu L} \quad \text{Ec. (2)}$$

Donde:

Q es la tasa de flujo volumétrico.

k es la permeabilidad de la roca

A es el área transversal a la dirección del flujo

$(P_1 - P_2)$ es la diferencia de presión entre los extremos del medio poroso.

μ es la viscosidad del fluido.

L es la longitud de la muestra de roca.

1.2.3. Saturación de Agua (S_w)

La saturación de agua es considerada como la fracción del volumen poral que ocupa este líquido, se reconoce como una propiedad altamente importante pues define la disponibilidad de espacio para los hidrocarburos, su valor puede ir de 0% a 100% y es fundamental para el cálculo de volumen de petróleo o gas recuperable dentro de un yacimiento (Ahmed, 2010).

1.2.4. Saturación de Petróleo Residual (S_{or})

Este parámetro hace referencia al petróleo inmovilizado en los poros rocosos tras la producción del petróleo móvil. Este fluido no se puede trasladarse hasta el pozo en condiciones primarias o secundarias debido a las fuerzas capilares que lo retienen. Por lo tanto este petróleo es inaccesible a través de los medios de recobro tradicionales (Craft & Hawkins, 2015; Dake, 1998).

$$S = 1 - S_{wi} - S_{gr} \quad \text{Ec. (3)}$$

Donde:

S_{or} = saturación residual de petróleo, decimales.

S_{wi} = saturación inicial de agua, decimales.

S_{gr} = saturación residual de gas, decimales.

1.2.5. Gravedad API

La densidad del petróleo a una temperatura específica (generalmente a 60°F) se refiere a su peso por unidad de volumen. La calidad del petróleo se la clasifica según el rango de grados API en el que se encuentra:

Tabla 6.

Clasificación de la gravedad API

Clasificación	API de rango de gravedad	Descripción
Crudo Ligero	> 31,1 ° API	Bajo en densidad, fácil de refinar, alto valor.
Crudo Mediano	22,3 - 31,1 ° API	Densidad intermedia, refinado moderado.
Crudo Pesado	< 22,3 ° API	Alto en densidad, difícil de refinar, bajo valor.
Crudo Extra Pesado	< 10 ° API	Muy denso, difícil de manejar, requiere procesamiento avanzado.

1.2.6. Factor Volumétrico del Petróleo

El factor volumétrico del petróleo se define como la relación cuantitativa entre el volumen de petróleo a condiciones de reservorio y el volumen de esa misma masa en condiciones de estabilización de superficie, generalmente se encuentra e 14.7 psi a 60° F. Esta relación se considera una herramienta capaz de convertir mediciones volumétricas de superficie, STB, a volumen equivalente en el yacimiento, RB. El valor de factor volumétrico tiende a realizar variaciones en función de compresibilidad del petróleo, gas disuelto, así como a las condiciones de temperatura y presión que el crudo presenta durante el trayecto del reservorio a la superficie.

1.2.7. Espesor Neto de la formación de interés

Este factor se considera la fracción vertical efectiva e la formación geológica, presentando propiedades petrofísicas requeridas en un mínimo de cumplimiento, en términos de movilización y recobro económico de los hidrocarburos. La métrica se considera una porción del reservorio que presenta lata porosidad y permeabilidad que permita el flujo

de líquidos. El espesor neto excluye las zonas no productivas, es decir aquellas que presenten baja permeabilidad y saturación de agua (Craft & Hawkins, 2015; Dake, 1998).

1.2.8. Presión de Reservorio (P_r)

La presión del reservorio es un factor interno producto de la fuerza ejercida por los fluidos en los poros de las rocas. Esta fuerza se considera como el impulsor primario para la movilización de los hidrocarburos, disminuyendo gradualmente durante el proceso de producción, es decir, que requerirá de la implementación de métodos de mantenimiento de presión para mantener la operatividad en estado activo (T. Ahmed, 2001; T. H. Ahmed & Meehan, 2012).

1.2.9. Presión de Fondo Fluyente (P_{wf})

Esta presión (P_{wf}) se define como una presión dinámica registrada en el fondo del yacimiento mientras se encuentra activa la fase de producción. Esta medición permite evaluar la continuidad de productividad y desempeño del pozo, aportando conocimientos para la toma de decisiones. El diferencial de presiones se establece con la presión del yacimiento y la presión de fondo fluyente, se considera un indicador crítico y responde a la siguiente ecuación (Craft & Hawkins, 2015).

$$\Delta P = P_r - P_{wf} \quad \text{Ec. (4)}$$

Donde:

P_r = presión de reservorio.

P_{wf} = presión de fondo fluyente.

1.2.10. Presión Final

Este factor es el resultante de la presión que se registra en un término de operación, puede ser en la fase de producción o en la fase de inyección. Este procedimiento es de gran utilidad, pues permite la evaluación después de la intervención, cuantificando la eficiencia efectiva del proceso de recuperación de hidrocarburos. Este parámetro permite el ajuste y calibración para operaciones de producción e inyección (T. Ahmed, 2001; T. H. Ahmed & Meehan, 2012).

1.2.11. Tope y Base del espesor neto

El tope y la base del espesor neto delimitan la parte productiva de una formación geológica. El tope es el límite superior de la zona productiva, y la base es el límite inferior. Estos límites son fundamentales para determinar el volumen neto de hidrocarburos y el espesor neto de la formación (Okotie & Ikporo, 2018).

1.2.12. Profundidad Media

Este parámetro representa la media aritmética entre la cota superior y la inferior, tope y base respectivamente. Este factor tiene su importancia debido a que representa profundidad efectiva del intervalo de producción, simplificando cálculos de gradiente, y referencia para el estándar de operaciones en los yacimientos (Craft & Hawkins, 1959).

$$D_{media} = \frac{D_{tope} + D_{base}}{2} \quad \text{Ec. (5)}$$

Donde:

D_{media} = profundidad media.

D_{tope} y D_{base} = profundidad del tope y la base del espesor neto, respectivamente.

1.2.13. Área de Drenaje

Considerada como una superficie lateral del reservorio, desde donde los fluidos se movilizan debido a la presión que genera un pozo productor. Permite la estimación del Petróleo Original en Sitio, POES, para realizar la proyección del volumen total de producción recuperable. Esta área se calcula mediante el uso de ecuaciones de flujo considerando las condiciones petrofísicas y las condiciones de operación de flujo (Okotie & Ikporo, 2018).

$$A_d = \frac{QB_o t}{\phi h(1 - S_{wi})} \quad \text{Ec. (6)}$$

Donde:

A_d = área de drenaje.

Q = tasa de producción.

B_o = factor de volumen de formación del petróleo.

t = tiempo de producción.

ϕ = porosidad, fracción.

h = espesor neto.

S_{wi} = saturación inicial de agua, fracción.

1.2.14. Radio de Drenaje

La propiedad hacer referencia a la distancia horizontal desde el punto central del pozo hasta el perímetro de drenaje del pozo. Además, es considerado como el ente delimitador de la zona de influencia donde las presiones descienden debido a que la producción afecta activamente la presión y el flujo de los líquidos dentro del reservorio. El conocimiento de este parámetro permite a la ingeniería el desarrollo de una planificación óptima que maximiza la eficiencia de barrido (Craft & Hawkins, 2015).

$$r_d = \sqrt{\frac{A_d}{\pi}} \quad \text{Ec. (7)}$$

Donde:

r_d = radio de drenaje.

A_d = área de drenaje.

1.2.15. Volumen Bruto del Reservorio

Esta se define como la magnitud volumétrica total del pozo que acumula los hidrocarburos. La medición incluye las matrices de las rocas, y los espacios porales. Considerado como un parámetro de alto nivel de relevancia para la ingeniería en yacimientos (T. H. Ahmed & Meehan, 2012).

$$V_b = Ah \quad \text{Ec. (8)}$$

Donde:

V_b = volumen bruto del reservorio.

A = área del reservorio.

h = espesor neto.

1.2.16. Volumen Poral del Reservorio

El volumen poral se considera un factor relevante debido a que muestra el espacio volumétrico disponible para el almacenamiento de fluido, sea gas o agua. Responde a la definición matemática (Okotie & Ikporo, 2018).

$$V_p = \phi V_b \quad \text{Ec. (9)}$$

Donde:

V_p = volumen poral del reservorio.

ϕ = porosidad.

V_p = volumen bruto del reservorio.

1.3. Aplicación del Nitrógeno (N₂) en Procesos de Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR/EOOR)

El nitrógeno (N₂) se selecciona como agente inyectado para el método *Huff and Puff* en el Pozo Pacoa 10 debido a una combinación de ventajas operacionales y mecanismos fisicoquímicos favorables para el tipo de crudo y las condiciones del yacimiento (Tileuberdi et al., 2023).

1.3.1. Mecanismos de Movilización y Propiedades Físicas

Expansión Volumétrica y Re-presurización (Mecanismo Principal). - El N₂ es un gas de alta disponibilidad y bajo costo operativo en comparación con el dióxido de carbono (CO₂) o el gas natural enriquecido. Al inyectarse, su principal función es incrementar la energía del yacimiento y re-presurizar el área cercana al pozo. El N₂ inyectado se expande rápidamente durante la fase de producción, empujando el crudo y los fluidos movilizados hacia el fondo del pozo (Hassan et al., 2023).

Reducción de Viscosidad y Tensión Interfacial (IFT). - Aunque el N₂ es clasificado como un agente inmiscible o de miscibilidad parcial en las condiciones de yacimiento de Pacoa, su disolución parcial en el crudo provoca un efecto de hinchamiento (*swelling*) y una reducción significativa en la viscosidad del petróleo remanente. Esta reducción facilita el flujo del crudo a través de la formación. Además, el contacto del N₂ puede contribuir a una reducción de la Tensión Interfacial (IFT) entre el crudo y el gas, aunque

en menor medida que el CO₂, lo que es crucial para la movilización de crudos medianos o pesados (Alagorni & Yaacob, 2015).

Inercia Química y Seguridad Operacional. - El N₂ es químicamente inerte, lo que minimiza los riesgos de corrosión en las tuberías y equipos de superficie, a diferencia del CO₂. Esta inercia reduce los costos de mantenimiento y prolonga la vida útil del hardware de inyección (Hudgins et al., 1990).

1.3.2. Importancia de la Presión Mínima de Miscibilidad (MMP)

Es fundamental determinar y modelar la Presión Mínima de Miscibilidad (MMP) del sistema crudo-nitrógeno bajo la temperatura del Campo Pacoa. Si la presión de inyección supera la MMP, el proceso de *Huff and Puff* operará bajo condiciones de miscibilidad, maximizando la eficiencia de desplazamiento al eliminar la IFT. Si la presión es inferior a la MMP (condiciones inmiscibles), el N₂ actuará principalmente como un agente de expansión y segregación por gravedad, donde la eficiencia dependerá de la reducción de viscosidad y la saturación de gas residual (Mungan, 2000). Por lo tanto, la simulación numérica debe validar que las tasas y volúmenes de inyección de N₂ puedan alcanzar las condiciones óptimas de presión para un desplazamiento eficiente en el Pozo Pacoa 10.

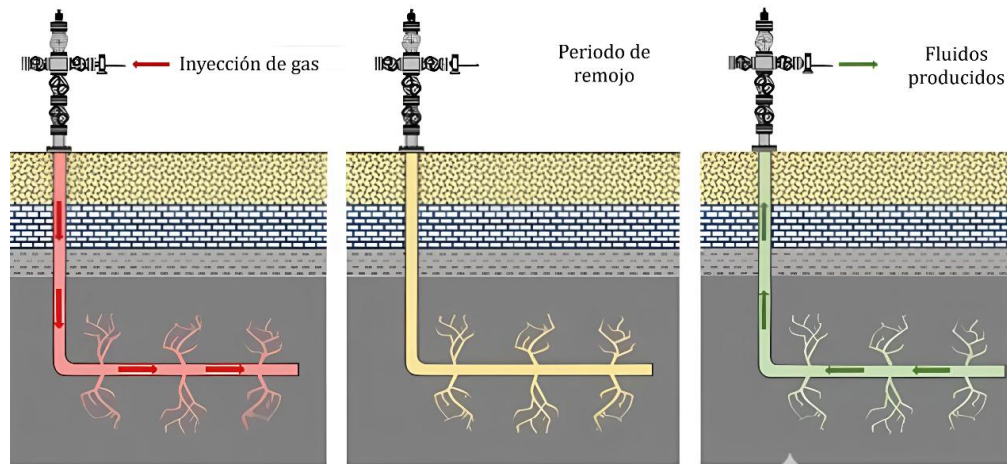
1.4. El método Huff and Puff

1.4.1. Teoría del método Huff and Puff

Este método, conocido como inyección cíclica de gas, se clasifica como un método mejorado de recobro de Petróleo (EOR), el cual se ejecuta en tres etapas: Inyección, Remojo y Producción. Lo que implica la introducción de manera controlada de un agente gaseoso, en este caso en particular será de nitrógeno. El propósito principal de la técnica

es la re-presurización del reservorio. (Sheng, 2017b) (Carlsen et al., 2020). A continuación, se describe cada una de las fases:

Ilustración 3. Fases del método Huff and Puff



Nota: La primera fase es la inyección del gas, la segunda el periodo de remojo y la tercera es la fase de producción.

Fuente: (Eltahan et al., 2020)

1.4.1.1. Fase de inyección de gas

La etapa inicial del proceso consiste en la inyección controlada de gas a presión sobre la zona del yacimiento. La correcta implementación del método depende de fundamentalmente de esta etapa y de las siguientes acciones:

- Presión de inyección.
- Volumen de gas a inyectar.
- Tiempo de inyección.

El éxito del desplazamiento no exige el alcance de la miscibilidad entre el gas inyectado y el crudo del reservorio. Es importante saber que en un pozo que presente una antigüedad considerable, es probable que la estructura colapse debido a las altas presiones de inyección necesarias para alcanzar la miscibilidad.

1.4.1.2. Fase de remojo

Terminado de inyectar el gas hasta el límite de volumen de diseño preestablecido, es necesario detener la inyección cerrando el pozo, con el objetivo de que este entre en la fase de remojo, que consiste en que el gas inyectado se expanda eficazmente en el medio poroso y facilite la difusión del gas en el crudo y optimice los procesos termodinámicos como reducción de viscosidad y el hinchamiento para que el crudo pueda movilizarse con mayor facilidad hacia el pozo.

1.4.1.3. Fase de producción

Finalizado el remojo y de acuerdo con el protocolo del ciclo, se realiza la apertura en un ambiente controlado del pozo para permitir la liberación del gas asociado, seguido se establece el pozo en estado de producción activa para iniciar el proceso de extracción de petróleo, durante esta fase se puede evaluar cuantitativamente el índice incremental de producción de hidrocarburo que pueda lograr el tratamiento.

1.4.1.4. Ventajas y desventajas de Huff and Puff con nitrógeno.

Tabla 7.

Ventajas de la inyección cíclica de Nitrógeno

criterio	Ventajas
Costo	Relativamente bajo en comportamiento con otros gases, entre ellos GLP, CO ₂ y otros.
Componentes livianos del nitrógeno	Se vaporizan los componentes livianos del nitrógeno en el crudo, permitiendo desplazar el petróleo hacia los pozos productores.
Corrosividad	No es corrosivo, por lo tanto, no se requieren grandes modificaciones en las instalaciones.

Formación	Se usa en formaciones que contengan areniscas o carbonatados con pocas fracturas y altas permeabilidades.
------------------	---

Fuente: (Meena et al., 2024; Zou et al., 2022)

Tabla 8.

Desventajas de la inyección cíclica de Nitrógeno

Criterio	Desventajas
Preferencia del crudo	Se utiliza en petróleos con API intermedio y liviano.
Reservorios profundos	Permite la estabilización de la gravedad, como en el caso de un ineficiente radio de movilidad.
<i>Viscous fingering “interdigitación viscosa”</i>	Mediano, produce una pobre eficiencia de barrido.
Presión	Es utilizado con presiones de reservorios altas.
Temperatura	Es utilizado con temperaturas de reservorios altas.

Fuente: (Meena et al., 2024; Zou et al., 2022)

CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA

2.1. Contexto de la investigación

Para la realización del presente trabajo de investigación, se seleccionó el Campo Pacoa, los cuales se encuentran ubicados en la parte centro sur y norte del Bloque 2 GGV, respectivamente.

2.2. Diseño y alcance de la investigación

La investigación realizada es de carácter experimental y descriptivo. Es experimental porque evalúa el comportamiento real del pozo Pacoa 10 frente a la aplicación del método Huff and Puff con inyección cíclica de nitrógeno, midiendo sus efectos sobre presión, movilidad del fluido y producción. Al mismo tiempo, es descriptiva porque analiza y caracteriza el estado actual del yacimiento, sus propiedades petrofísicas y su desempeño histórico previo a la intervención.

Siguiendo a Hernández-Sampieri et al. (2014), la investigación se organiza en fases consecutivas, lo que implica avanzar de manera ordenada desde la recolección de información, el análisis técnico y económico, la simulación o modelado del proceso, y finalmente la evaluación de resultados. Cada fase depende de la completa ejecución de la anterior.

2.2.1. Recolección de datos

- La identificación y nominación de pozos que se encuentren aptos para ser intervenidos mediante el tratamiento de recuperación mejorada de petróleo con el uso de inyección cíclica de gas nitrógeno.
- Se realizará un análisis a profundidad de los criterios técnicos (métodos de ingeniería de Yacimientos) y económicos (Evaluación financiera) que permitan

evaluar la viabilidad del proyecto, esto abarca las propiedades termodinámicas del nitrógeno y las propiedades petrofísicas del pozo.

2.2.2. Preparación de la Información

- **Identificación y nominación de pozos:** Se determinarán los pozos candidatos dentro del Campo Pacoa para verificar su adecuación a procesos EOR con nitrógeno.
- **Análisis técnico y económico en profundidad:** Se emplearán métodos de ingeniería de yacimientos tales como análisis PVT, evaluación petrofísica (porosidad, permeabilidad, saturación), análisis nodal, interpretación de curvas de declinación, análisis energético del reservorio y evaluación económica de la intervención. Estos métodos permitirán determinar la viabilidad de aplicar el proceso en el pozo Pacoa 10.

Preparación de la Información

- Se debe realizar un proceso de filtrado de datos para determinar el pozo de mayor potencial de éxito, esta clasificación se realiza aplicando estimadores de aceptación cuya base son las matrices de referencia dentro de la literatura revisada.
- Los pozos preseleccionados se deben ajustar en función del criterio económico, uno de los factores con mayor relevancia es la optimización de la logística de infraestructura, específicamente la distancia existente entre las estaciones de compresión y el pozo inyector, indicador que afecta de manera directa en los costos de tendido de líneas.

2.2.3. Selección y Evaluación

- Los pozos que cumplan con los indicadores técnicos, económicos y ambientales, serán los seleccionados para la ejecución del proyecto.

- Las duraciones de fase de inyección, remojo y producción se consideran factores claves para el estudio de impacto de la operatividad del pozo. De manera adicional los parámetros complementarios se evalúan para determinar la eficiencia costo – beneficio del tratamiento implementado.

2.2.4. Análisis de Resultados

- La cuantificación de la eficiencia con respecto a la recuperación de crudo en los pozos seleccionados establece el índice de rendimiento técnico de la metodología aplicada.
- Los indicadores económicos y financieros permiten la evaluación de la rentabilidad comercial de la implementación del proyecto con sus respectivas restricciones y entorno operacional en campo.

2.2.5. Validación

- El ajuste de la parametrización y condiciones de operatividad del tratamiento aplicado demuestra una maximización de eficiencia de recuperación de crudo.

2.2.6. Conclusiones y Recomendaciones

- Finalizado el procedimiento se resuelve integrar los resultados que se obtienen en cada una de las fases de análisis y validación.
- Las recomendaciones técnicas y de operatividad se adaptan a las características de los crudos y el reservorio elegido para la implementación del proyecto.

2.3. Tipo y métodos de investigación

La investigación tiene su naturaleza en el diseño cuantitativo, con la adopción de un enfoque Experimental y Descriptivo (Hernández-Sampieri et al., 2014; Pérez Castaños & Santamaría, 2023)., donde las fuentes de información primaria tienen su origen en la literatura especializada de artículos de revistas científicas de alto impacto, y de información técnica sobre métodos de recuperación mejorada para el petróleo.

Así mismo, la investigación emplea un método deductivo para validar la hipótesis: la implementación del método *Huff and Puff* con inyección de gas asociado genera efectos fisicoquímicos que se interrelacionan.

2.4. Población y muestra

2.4.1. Población de estudio:

La población objeto de estudio para el desarrollo de esta investigación se define que es el Bloque 1 del campo Pacoa. Representado por el universo geográfico y de operatividad.

2.4.2. Muestra

Se define como muestra los pozos operativos del campo Pacoa.

2.4.3. Variables

- Dependiente: eficiencia para la recuperación de Hidrocarburos, misma que responde a la ecuación matemática:
$$Eficiencia = \frac{Crudoproducido}{Volumenbarridodepetróleo}$$

- Independiente: Para este estudio, existen 4 grupos importantes que influyen de manera directa en la eficiencia de recuperación:

Grupo	Parámetro
Parámetro de yacimiento y fluidos	Saturación residual
	Propiedades petrofísicas de la roca
	Propiedades termodinámicas de los fluidos de fondo
	Espesor de capa
Parámetros operacionales de inyección	Profundidad y Temperatura
	Composición de gas deshidratado
	Volumen poroso por inyectar
	Caudal y tiempo de inyección
Parámetro de confinamiento y drenaje	Área y radio de drenaje
	Tiempo de remojo y producción
	Ciclos inyección / remojo / producción
	Distancias
Parámetro económico	Capex y Opex
	Indicadores de rentabilidad

2.5. Técnicas e instrumentos de recolección de datos

La estrategia para recopilar la información tiene una fundamentación en la aplicación de técnicas cuantitativas, mismas que se materializan a través de la instrumentación documental (Díaz Narváez, 2014; Hernández-Sampieri et al., 2014), es decir, se utilizan los reportes históricos y actualizados de producción de los yacimientos seleccionados, además de realizar una revisión de los registros específicos de explotación de crudo pesado dentro del área.

2.5.1. Técnicas de recolección de datos

La información necesaria para el desarrollo del estudio se obtiene mediante dos técnicas principales que permiten recopilar datos técnicos cuantificables y verificables, esenciales para el análisis del comportamiento del pozo Pacoa 10 y para la evaluación del método Huff and Puff con nitrógeno.

Observación Técnica y Monitoreo de Campo

La adquisición de los datos operacionales de manera sistemática es una técnica que se realiza en tiempo real mediante una inspección directa de las facilidades de producción el objetivo es la recopilación de variables críticas lo que incluye la tasa actual del rendimiento de producción en los pozos seleccionados y la detección de fallas de integridad en el subsuelo y la superficie para realizar la identificación de canalizaciones tuberías de revestimiento que tengan roturas, y el diagnóstico para instalaciones de fondo y superficies que se encuentren colapsadas. Esta técnica permitirá obtener variables críticas del comportamiento del pozo, entre ellas:

- Presión de fondo fluyente (Pwf)
- Presión de cabeza de pozo
- Tasa de producción de petróleo (BPD)
- Tasa de producción de agua (BWPD)
- Corte de agua (%)
- Gas producido (MSCFD)
- Presión de línea de flujo
- Ley de declinación diaria o mensual
- Temperatura de fondo
- Identificación de fallas de integridad:
 - canalizaciones,
 - daño en tuberías de revestimiento,
 - colapso o desgaste de equipos de fondo.

Estos datos permiten realizar cálculos posteriores como análisis nodal, evaluación de energías del reservorio, estimación de declinación y cálculos de incremento potencial por la inyección.

Análisis Documental y Revisión de Registros Históricos

La consulta y evaluación de documentación histórica se centrará en la revisión De registros de producción y reportes de intervenciones químicas, el cual mantiene un registro detallado referente a temas como inyección de químicos para el control de flujos y los tratamientos para las rupturas de emulsiones junto a la mitigación de precipitaciones orgánicas de parafinas y asfaltenos. La revisión incluirá:

- Registros históricos de producción (mensual y anual)
- Reportes de pruebas de presión
- Curvas de declinación históricas
- Registros PVT del crudo del campo Pacoa
- Reportes de intervenciones químicas realizadas
- Información sobre tratamientos para control de agua
- Historial de fallas operativas y reparaciones
- Propiedades petrofísicas del yacimiento

2.5.2. Instrumentos de recolección de datos

La información fue recopilada mediante el análisis de datos especializados y una instrumentación técnica, entre ellos se destaca:

Plataformas de análisis y Simulación de yacimientos. - Mediante reportes de operaciones diarias generadas por el software *Oil Field Manager*, OFM. Considerada como fuente primaria para el monitoreo de campo, así como también los análisis de las simulaciones realizadas. Estas herramientas proporcionan datos primordiales referente al rendimiento de pozos, entre ellos:

- Tasa de producción de petróleo (BPD)
- Tasa de producción de agua (BWPD)
- Volumen de gas producido (MSCFD)
- Corte de agua (%)
- Presión de cabeza y presión de fondo fluyente
- Índice de productividad (PI)
- Curvas de declinación histórica
- Tendencias de eficiencia del levantamiento artificial
- Registro de eventos operativos y fallas

Estos datos permiten evaluar el comportamiento dinámico del pozo y determinar la línea base productiva previa a la aplicación del método Huff and Puff.

Sistemas de Medición en Campo. – Uno de los métodos de medición directa a nivel de hardware son los sensores que miden presiones y caudales. Mismos que se encuentran instalados dentro de la infraestructura de superficie y subsuelo para capturar los registros continuamente y con precisión las tasas de flujo de producción, así como también las condiciones de presión dentro de los yacimientos operativos.

Repositorio de Datos Geo científicos y de Ingeniería de Yacimientos. - La base de datos histórica se considera una fuente primaria de información que proporciona las propiedades petrofísicas y geológicas del campo Pacoa. Proporcionando un contexto sobre las formaciones productoras y la arquitectura de los pozos, útiles para el modelado e interpretación del rendimiento del yacimiento.

2.6. Procesamiento de la evaluación: Validez y confiabilidad de los instrumentos aplicados para el levantamiento de información.

Los resultados fueron evaluados mediante un proceso de comparación dual, en primera instancia se realiza una referenciación externa, para contrastar los hallazgos del estudio con trabajos análogos de carácter nacional e internacional; subsecuentemente se realiza una referenciación interna, que permite el cotejo de los valores obtenidos en indicadores y costos de producción para el bloque Pacoa 1.

2.7. Calibración del Modelo Base y Análisis de Resultados con OFM (Oil Field Manager)

El proceso de evaluación se basó en el análisis de datos históricos y la proyección de escenarios mediante el software **OFM (Oil Field Manager)** de Schlumberger.

2.7.1. Justificación y Alcance de Uso del Software OFM

El software OFM, si bien no es un simulador numérico composicional para la inyección de gas a detalle (como CMG o Eclipse), es una herramienta indispensable para el análisis de producción, la gestión de datos, la visualización de resultados y el ajuste del historial de producción (History Matching). Su uso en esta investigación se justifica por tres razones principales:

Modelado de la Producción Base: Permite realizar un análisis de la Curva de Declinación (DCA) de la producción del Pozo Pacoa 10 para establecer el modelo base de producción (sin inyección), indispensable para el cálculo del incremento de petróleo.

Integración de Datos: Facilita la organización, validación y filtrado de grandes volúmenes de datos operativos y de yacimiento, garantizando la calidad de la información utilizada en la proyección.

Evaluación de Resultados: Se empleó para cargar y visualizar los resultados del escenario simulado de *Huff and Puff* (obtenido de un modelo composicional paralelo o integrado con las curvas de declinación), permitiendo el cálculo preciso de la producción incremental (N_p) y el análisis de las tendencias de producción post-inyección, datos esenciales para la evaluación económica.

CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Dentro de este apartado se presentan y analizan los resultados de la inyección cíclica de nitrógeno gaseoso mediante el método *Huff and Puff*, se presentarán datos estructurados en tablas, gráficos y se realizarán comparativas entre los procedimientos realizados sin la aplicación del método, de tal manera que se pueda visualizar la eficiencia de la técnica aplicada.

3.1. CRITERIOS DE SELECCIÓN DE POZO

La ejecución de esta implementación se realiza inicialmente con la limitación del área, para este caso se ha definido que el pozo Pacoa 10 será el candidato para el proceso de inyección cíclica de nitrógeno gaseoso. Realizar la implementación en un solo pozo se debe a que se pretende evaluar la viabilidad de esta técnica en un pozo activo, antes de expandir el proyecto.

Una vez delimitado o seleccionado el pozo para el programa piloto, se realiza una revisión y evaluación exhaustiva de información relevante de la zona de estudio, lo que comprende lo siguiente:

- Acceso a base de datos para analizar el reporte histórico de producción del pozo.
- Consulta en los registros de perforación, pruebas de producción, workover, y presiones.
- Revisión y análisis de registros eléctricos, gamma ray, resistividad, densidad y neutrón, que permiten realizar una caracterización de las zonas productivas del campo.

- Análisis de registros de corte y correlaciones de pozos, lo que permite establecer el nivel de espesor.
- Estimación de radios de drenaje

La sistematización de los procesos permite la consolidación de información que permita la toma de decisiones referentes a la viabilidad de la implementación del proyecto para mejorar las técnicas de recuperación dentro del campo Pacoa.

A continuación, la tabla 16 presenta los criterios para la selección del pozo del plan piloto.

Tabla 9.

Características para selección de pozo.

Característica	Descripción
Cercanía a la planta de nitrógeno	Mantener una infraestructura en las cercanías que ermita el abastecimiento de gas nitrógeno, reduce considerablemente los costos de logística.
Parámetros petrofísicos	El pozo debe tener formaciones con porosidades y permeabilidades moderadas, permitiendo la inyección y difusión del gas.
Petróleo acumulado	Seleccionar pozos que contengan una cantidad mayor a 30000bbbls permite la maximización de la producción a corto plazo
Producción diaria	El pozo seleccionado debe permanecer en estado activo. Es decir, debe mantener producción constante.
Diámetro y tipo de casing	La selección del pozo dependerá de que su diámetro no posea casing ranurado en la zona de interés, es decir debe tener un casing comercial.

Integridad del pozo Los pozos con obstrucción cuyos índices se encuentren sobre los intervalos de inyección o con problemas de integridad en el revestimiento, no deben ser considerados.

Antigüedad del pozo Se debe realizar análisis más exhaustivos de los parámetros anteriores en pozos con mayor antigüedad, debido a que estos son más propensos a presentar diversos tipos de fallas o no cumplir con alguno de los requisitos mencionados.

Fuete: Elaboración propia.

3.2. PARÁMETROS PETROFÍSICOS DEL POZO

Obtener las características petrofísicas de los pozos del campo Pacoa tiene un nivel de complejidad bastante elevado, esto debido a la poca información disponible de ellos. Por tal motivo para el proyecto se realizó correlaciones que permite el uso de parámetros de pozos vecinos o de los pozos de los cuales se cuente con información al respecto.

Para este proyecto se ha elegido el pozo Pacoa10, el cual servirá como referente para determinar por correlación las características de los pozos vecinos. A continuación, la tabla 17 muestra las características del pozo elegido para realizar el plan piloto de inyección cíclica de nitrógeno mediante técnica *Huff and Puff*.

Tabla 10

Criterios de viabilidad para el pozo Pacoa 10 para la inyección de nitrógeno.

Característica	Valor	Descripción
Porosidad	0.11	La formación mantiene una porosidad del 11% la cual permite la difusión del nitrógeno, es decir es

		ideal para la interacción del gas con el petróleo residual
Permeabilidad	6 mD	La permeabilidad presenta un valor moderado, suficiente para permitir la inyección de nitrógeno a presiones moderadas y bajo control. Las presiones ejercidas ayudan a mantener el nitrógeno en la zona de interés, evitando un exceso de fugas.
Saturación Residual	0.25	A saturación residual se establece en 25%, lo que indica que dentro del pozo aún existe una cantidad considerable de petróleo, de esta manera se maximiza el potencial para la implementación de procesos de recuperación adicional.
Petróleo acumulado	>32000	El valor acumulado de la cantidad presente de crudo asegura que la intervención será rentable maximizando el recobro en periodo de tiempo cortos.
Integridad de pozo	Excelente	La reducción del riesgo operacional es definida por la ausencia de problemas en el revestimiento y cementación, garantizando la inyección de nitrógeno sin pérdidas asociadas.
Distancia Fuente de nitrógeno	<5 Km	Los costos de logística se ven reducidos de manera importante al tener la fuente de nitrógeno cercano al campo de operación
Producción diaria	>0 bbpd	Este parámetro define que el pozo se encuentra en estado de producción (activo)

Comportamiento	Fracturas geológicas	La facilitación de presurización y mejora de eficiencia del barrido de petróleo se debe a la capacidad de contener el nitrógeno dentro de la zona de interés, debido a que la compartimentalización se realiza por fallas geológicas.
-----------------------	----------------------	---

Las características del pozo Pacoa 10 sugieren condiciones idóneas para la implementación del método *Huff and Puff* con gas nitrógeno, como Crudo Remanente: Alta saturación residual (25%). Contención: Buena integridad del pozo y compartimentalización (fracturas) para mantener el gas. Costo-Efectividad: Fuente de N₂ cercana (<5 km) para mantener la viabilidad económica. El análisis petrofísico muestra una permeabilidad media y una porosidad adecuada que permiten una eficiente inyección y almacenamiento temporal del gas. El yacimiento presenta una presión reducida y un crudo de viscosidad moderada, condiciones donde el nitrógeno incrementa la energía local y mejora la movilidad del petróleo. Adicionalmente, el pozo evidencia una tendencia de declinación productiva y un espesor neto productor suficiente para garantizar la efectividad del proceso. En conjunto, estos parámetros incrementan la probabilidad de éxito del proceso y justifican su selección como pozo candidato.

La tabla 18, muestra los parámetros petrofísicos más importantes del pozo Pacoa 10.

Tabla 11.

Parámetros petrofísicos del pozo Pacoa 10

Parámetro	Valor
Porosidad	0.112
Permeabilidad mD	6
Sw Frac.	0.63
Swi Frac	0.22
Sor Frac	0.24
Bo RB/STB	1.19
FR %	11

Fuente: Elaboración propia

Los parámetros petrofísicos presentados en la Tabla 11 permiten caracterizar de manera integral el comportamiento del reservorio asociado al pozo Pacoa 10 y constituyen la base técnica para evaluar su respuesta ante la aplicación del método *Huff and Puff* con inyección cíclica de nitrógeno. Cada uno de estos valores influye directamente en la capacidad del yacimiento para almacenar, movilizar y producir hidrocarburos, por lo que su análisis es esencial para definir el volumen, caudal y tiempo de inyección necesarios durante el proceso.

La porosidad (0.112) indica la fracción del volumen total de la roca que está disponible para almacenar fluidos. Un valor cercano al 11.2 % es típico de areniscas consolidadas de yacimientos maduros y señala una capacidad moderada de almacenamiento, lo cual permite el ingreso temporal del nitrógeno durante la etapa de remojo del proceso *Huff and Puff*.

La permeabilidad (6 mD) refleja la capacidad de la roca para permitir el flujo de fluidos. Aunque este valor se ubica en el rango de permeabilidades bajas, es suficiente para que el gas inyectado se distribuya dentro del espesor drenado y facilite la movilización del petróleo residual, especialmente considerando que el nitrógeno posee alta movilidad aún en medios de baja conectividad.

Los valores de saturación S_{wi} (0.22), S_{wc} (0.63), S_{or} (0.24) permiten comprender cómo se distribuyen los fluidos dentro del reservorio. La saturación inicial de agua relativamente baja y una saturación de petróleo residual moderada indican que existe un volumen de crudo atrapado que puede ser movilizado mediante la acción del gas y el efecto de hinchamiento generado por el nitrógeno.

El factor volumétrico de formación del petróleo B_o (1.19 RB/STB) señala el grado de expansión del crudo desde condiciones de yacimiento a superficie. Un B_o cercano a 1.2 es característico de crudos medianos y contribuye a estimar con mayor precisión el volumen total de petróleo contenido en el sistema.

Finalmente, el factor de recobro ($FR = 11\%$) evidencia que solo una fracción limitada del petróleo original en sitio ha sido recuperado, lo que confirma la existencia de un potencial importante para la extracción incremental. Este bajo nivel de recuperación coincide con las características de los yacimientos agotados y refuerza la necesidad de implementar métodos de recuperación mejorada.

En conjunto, estos parámetros permiten identificar variables operativas críticas como espesor drenado, volumen bruto del reservorio, área y radio de drenaje, presión inicial y actual, potencial de energización mediante gas y capacidad de respuesta del yacimiento. La integración de estos valores facilita el diseño del tratamiento, la estimación del volumen óptimo de nitrógeno a inyectar y la predicción del incremento de producción después del ciclo Huff and Puff.

3.3. CANTIDAD Y CALIDAD DEL NITRÓGENO PARA EL POZO PACOA 10

La cantidad de nitrógeno necesario para la inyección en el pozo Paca 10 se determina mediante los valores de volumen poroso, valor relevante para el diseño de la inyección cíclica. Este volumen determina que la cantidad de nitrógeno es de 420000pies³/día.

Referente a la calidad, el nitrógeno al ser un gas inerte mantiene una alta pureza lo que implica que no es necesario un proceso de tratamiento. El nitrógeno posee cualidades que reduce la corrosión en tuberías y formación de hidratos, de esta manera se protege la integridad del sistema de inyección.

Tiempo de inyección. – utilizando el valor del volumen poral para el yacimiento Pacoa 10 se determina que la cantidad total de nitrógeno es de 8374605 pies cúbicos. Por lo tanto, el tiempo de inyección se calcula mediante el uso de la siguiente ecuación:

$$t = \frac{\text{Volumen de nitrógeno}}{\text{caudal de inyección}}$$

$$t = \frac{8374605}{420000}$$

$$t = 19.94 \text{ días}$$

La planificación para la operatividad y el diseño del ciclo de inyección es esencial, pues se debe culminar con la inyección cuando el diferencial de presión de inyección y cabezal permanezcan constante, sin embargo, el tiempo de inyección no debe sobrepasar del cálculo realizado, cuando las presiones estén equiparadas se determina que el pozo ha alcanzado su límite para recepción de nitrógeno.

3.4. EVALUACIÓN DE VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA

3.4.1. Evaluación Técnica

El pozo Pacoa 10 ha sido seleccionado como pozo para el plan piloto, a continuación, se presenta en la tabla 19, el resumen de los resultados que se obtienen de las variables relevantes para la aplicación del método *Huff and Puff* con inyección cíclica de gas nitrógeno. La ilustración 16 muestra la ubicación del Campo petrolero Pacoa, ubicado en la provincia de Santa Elena. Es importante mencionar que este plan piloto se puede replicar en todos los pozos del campo, recalculando el tiempo de inyección de acuerdo con los volúmenes de porosidad de cada uno de ellos. En este reporte únicamente se ha realizado la evaluación técnica del pozo utilizado en el plan piloto.

Ilustración 4

Ubicación geográfica del campo Pacoa

Es importante considerar que, teóricamente, durante la etapa de inyección se establece que cuando el diferencial de presión entre la cabeza del pozo y la presión de inyección deja de aumentar y se mantiene estable durante varios días, se debe suspender la inyección de nitrógeno, aun cuando el tiempo estimado sea menor al calculado inicialmente. Esta estabilización indica que el reservorio ha alcanzado su límite de capacidad de recepción de gas, lo que significa que la permeabilidad efectiva al nitrógeno ha disminuido o que el sistema ha llegado a una condición de saturación cercana al equilibrio.

Esta condición es un indicador operativo crítico: revela que el pozo ha sufrido una reducción temporal en la capacidad de admisión del gas, lo cual afecta directamente la eficiencia del proceso y limita el beneficio incremental esperado del método de recuperación mejorada. Continuar la inyección en estas condiciones no solo resulta ineficiente, sino que puede incrementar costos operativos sin generar un aporte significativo a la recuperación y, en algunos casos, incluso comprometer la integridad del pozo o inducir efectos no deseados en el reservorio. Por esta razón, la interpretación de los valores de presión y capacidad de toma es fundamental para optimizar el rendimiento del ciclo Huff and Puff en el pozo Pacoa 10.

La tabla 13, presenta los parámetros de entrada con los que se realizaron los diseños para la inyección cíclica de nitrógeno en el pozo Pacoa10.

Tabla 13.

Parámetros de ingreso para el diseño de la inyección.

Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
Np (bbls)	86950.39	Pwf (psig)	403.00
Bo (RB/STB)	1.2	P Final (psig)	567.00
t. prod. (años)	57.00	Tope (pie)	1886.0 0
ϕ	0.11	Base (pie)	2316.0 0

ϕ_{avg}.	0.11	Prof. Media (pie)	2144.0 0
H1 (pies)	80.00	T Iny. (días)	10.00
H Total	80.00	G.F. (psi/pie)	1.19
Swi (fracción)	0.50	G P.H. (psi/pie)	0.74
Sor (fracción)	0.20	K (Darcy)	0.01
GOR (SCF/STB)	500.00	μ(cP)	2.63
Pyac. (psig)	463.00	R pozo (pie)	0.18

De acuerdo con el modelado de inyección cíclica de gas nitrógeno se obtienen los resultados mostrados en la tabla 21. Las pruebas se realizaron con base en el volumen poroso disponible donde se obtuvieron el volumen de nitrógeno y los tiempos de inyección del pozo Pacoa 10 el cual es de 19.94 días. Es importante mencionar que la tasa de producción de los pozos oscila entre 25 y 30 barriles por día.

Tabla 14.

Resultados del modelado de inyección cíclica de gas nitrógeno.

Parámetro	Valor
Área de drenaje (pie²)	1346754
Radio de drenaje (pie)	644.75
Volumen bruto (pie³)	107732865
Volumen poral (pie³)	2378954
Volumen de gas (pie³)	9661825
Presión de inyección (psi)	1608.48

Presión de fractura (psi)	2575.19
Caudal de gas (pie³/día)	420000
Tiempo de inyección (días)	19.94
Caudal producción (BPPD)	27.52

Los resultados mostrados en la Tabla 14 representan la simulación integral del proceso de inyección cíclica de nitrógeno en el pozo Pacoa 10, considerando las características geométricas del drenaje, los parámetros petrofísicos del yacimiento y las condiciones operativas necesarias para la implementación del método Huff and Puff. El área y el radio de drenaje obtenidos (1 346 754 pie² y 644.75 pies, respectivamente) permiten definir el volumen total del reservorio que contribuye a la producción del pozo, lo cual se refleja en un volumen bruto de más de 10.7 millones de pies cúbicos. A partir de este volumen, el cálculo del volumen poral (2 378 954 pie³) indica la capacidad efectiva de almacenamiento del fluido inyectado dentro de la matriz del yacimiento.

El volumen de gas requerido para el proceso (9 661 825 pie³) corresponde a la cantidad estimada para alcanzar una distribución adecuada del nitrógeno dentro del espesor drenado sin exceder los límites de presión. La presión de inyección simulada (1608.48 psi) se mantiene por debajo de la presión de fractura del yacimiento (2575.19 psi), lo cual garantiza la integridad estructural del reservorio y evita fracturas no deseadas que pudieran alterar el comportamiento natural del flujo.

El caudal de inyección de 420 000 pie³/día y el tiempo total de inyección de 19.94 días representan un equilibrio entre la capacidad de toma del pozo y la eficiencia esperada del proceso de remojo previo a la etapa de producción. Finalmente, la simulación predice un caudal de producción incremental de 27.52 barriles por día (BPPD), lo cual evidencia un aporte significativo de petróleo movilizado gracias a la acción del nitrógeno, confirmando la viabilidad del método como alternativa de recuperación mejorada para el pozo Pacoa 10.

3.4.2. Tiempo de remojo para el proyecto *Huff and Puff*

Es importante que el tiempo de remojo para un proyecto de este tipo sea de 7 a 15 días, de acuerdo con las características de los pozos. Este tiempo se debe a la función de permeabilidad del reservorio, donde su índice indica que es relativamente buena y la viscosidad del crudo no es extremadamente alta, por el contrario, se trata de un crudo liviano. El periodo del proceso de remojo puede modificarse debido a la complejidad del yacimiento, donde la viscosidad juega un rol importante debido a que afecta en la distribución del gas nitrógeno y la movilidad del petróleo. Otra forma de identificación para finalizar la etapa de remojo es con el control de presiones, cuando la presión de cabezal se estabiliza por un periodo de tres días como mínimo, lo que indica que dentro del yacimiento se llegó a un equilibrio listo para la fase de producción. Cabe mencionar que cuando inicia la etapa de remojo las presiones comienzan a disminuir.

Tomando en consideración lo mencionado anteriormente, el tiempo teórico de remojo para el pozo Pacoa 10 es de 8 días, considerando el comportamiento de presión de cabezal.

En la tabla 22, se presenta una comparativa de la producción dentro del pozo Pacoa 10 antes y después de la aplicación de gas nitrógeno.

Tabla 15.

Comparación entre resultados de producción

Parámetro	Antes de Inyección	Después de Inyección
Producción de petróleo	15 bppd	25 bppd
Factor de Recobro	22%	32%
Recobro adicional	--	10%
Producción total adicional estimada	--	80000 bbls

La comparación entre los parámetros de producción antes y después de la inyección cíclica de gas nitrógeno evidencia un incremento significativo en el comportamiento productivo del pozo Pacoa 10. Inicialmente, el yacimiento presentaba una producción estabilizada de 15 bppd y un factor de recobro del 22%, característico de un sistema en etapa madura que muestra agotamiento de la energía natural del reservorio.

Luego de la aplicación del método *Huff and Puff* mediante inyección cíclica de nitrógeno, se observa un incremento en la producción diaria hasta 25 bppd, lo que representa una mejora directa del 66% respecto al estado inicial. Este incremento de 10 bppd es consistente con los efectos esperados de la inyección de gas, tales como la expansión del fluido, disminución de la viscosidad del petróleo, mayor energía de empuje y liberación del crudo atrapado debido al hinchamiento por contacto con nitrógeno.

Asimismo, el factor de recobro experimenta un aumento de 22% a 32%, reflejando un recobro adicional del 10% del petróleo original en sitio (POES). Este porcentaje es considerable para un pozo maduro y confirma la efectividad del proceso al optimizar la movilización del petróleo residual en el volumen drenado.

La producción total adicional estimada de 80 000 barriles (bbbls) constituye un valor estratégico para la toma de decisiones operativas, ya que cuantifica el beneficio acumulado que puede ser alcanzado durante la vida útil posterior a la intervención. Este volumen adicional no solo valida la viabilidad técnica del método, sino que también evidencia su impacto económico positivo, dado que incrementa de forma directa el factor de recuperación del yacimiento con una inversión operacional relativamente baja comparada con otros métodos EOR.

3.4.3. Evaluación Económica

Análisis de costos. – Este análisis se realiza considerando los siguientes componentes:

Inversión Inicial: Referente a equipos de inyección, modificaciones en el área de diseño e ingeniería, así como logística, infraestructura y transportación.

Costos Operativos: estos costos incluyen rubros como inyección de nitrógeno, monitoreo, control y mantenimiento, así como también el pago de sueldos del personal técnico – operativo, también se incluye los gastos de energía eléctrica y consumo de combustible.

Costos Indirectos: Seguros, Permisos y gestión ambiental.

La tabla 23, muestra el detalle de los gastos asociados para la implementación en el pozo Pacoa 10-

Tabla 16.

Gastos asociados para el pozo Pacoa 10

Concepto de Gasto	Costo (USD)
Insumo Principal (Gas/CO2)	35000
Alquiler de Equipo de Inyección	18500
Mano de Obra Especializada	8000
Servicios de Campo y Logística	4252
Gastos Administrativos y de Supervisión	1500
Costo Total	67252

La Tabla 16 resume los costos asociados a la implementación del proceso de inyección cíclica de gas nitrógeno en el pozo Pacoa 10, permitiendo evaluar la viabilidad económica del método de recuperación mejorada. El insumo principal, correspondiente al gas nitrógeno o CO₂ utilizado para la presurización del reservorio, representa el componente de mayor peso dentro del presupuesto, con un valor de 35 000 USD, lo cual es consistente

con el alto volumen requerido y los costos de suministro de gases industriales en operaciones petroleras.

El alquiler del equipo de inyección, con un costo de 18 500 USD, incluye la movilización, instalación y operación de compresores, líneas temporales y sistemas de control necesarios para garantizar un flujo continuo y seguro del gas. Este rubro es fundamental, ya que la eficiencia del proceso depende directamente de la capacidad de los equipos para mantener el caudal y la presión establecida en el diseño del tratamiento.

La mano de obra especializada, valorada en 8 000 USD, contempla al personal técnico requerido para la ejecución y monitoreo del proceso, incluyendo ingenieros de yacimientos, operadores de compresión, supervisores de campo y personal de seguridad industrial. Su participación asegura que la operación se realice bajo estándares adecuados de control y optimización.

Los servicios de campo y logística (4 252 USD) agrupan los costos asociados al transporte de insumos, movilización de herramientas, soporte operativo en sitio y servicios auxiliares para el desarrollo de la intervención. Estos costos suelen ser proporcionales a la localización del pozo y a la infraestructura existente en el campo.

Finalmente, los gastos administrativos y de supervisión (1 500 USD) corresponden a la gestión operativa, trámites internos, permisos, coordinación técnica y seguimiento documental del proyecto.

El costo total estimado de 67 252 USD refleja una operación de bajo a mediano costo dentro del contexto de métodos de recuperación mejorada. Cuando se compara este valor con la producción adicional estimada (Tabla 15), que asciende a 80000 barriles, el análisis económico demuestra una alta rentabilidad del proceso, incluso con precios conservadores del crudo. En consecuencia, los resultados apoyan la implementación del método Huff and Puff como una alternativa económicamente viable para pozos maduros en el campo Pacoa.

Las tablas 24, 25, y 26 muestran los valores desagregados de rubros importantes y necesarios para la implementación del proyecto de acuerdo con las características mecánicas del pozo y operaciones en superficie.

Tabla 17.

Inversión inicial desagregada del proyecto

Concepto	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Costo Total por Pozo
Compresor	mes	2.40	13125.00	31500.00
Tubería poly pipe	metros	500.00	8.30	4150.00
Reacondicionamiento de cabezal	Und.	1.00	1500.00	1500.00
Medidor de gas	Und.	0.20	8500.00	1700.00
RBP	Und.	0.80	6000.00	4800.00
PACKER + asentamiento	Und.	0.80	8000.00	6400.00
Tubería de acero de 2 3/8"	pie	320.00	4.40	1408.00
Manifold de distribución	Und.	0.60	2333.33	1400.00
Válvula reguladora	Und.	0.20	2000.00	400.00
Ingeniería y diseño	Global	0.20	10000.00	2000.00
Costo Total por Pozo				55258.00

Referente a los costos operativos se considera el mantenimiento periódico de los equipos de superficie encargados de inyectar el gas nitrógeno. En la tabla 25 se muestran estos gastos. En la tabla 26 se muestra el costo indirecto de los permisos ambientales necesarios para el proyecto.

Tabla 18.

Costos Operativos del proyecto

EQUIPOS Y CONSUMIBLES	Costo Total por Pozo (USD)
Mantenimiento compresor	1680.00
Repuestos para compresor	3000.00
Energización de compresor	1314.00
Costo Operativo por Pozo	5994.00

Tabla 19.

Gastos indirectos ocasionados en el proyecto

Cant.	UDM	Equios y Consumibles	Valor
1	Servicio	Asesoría Ambiental	6000.00

La generación del flujo de caja del pozo Pacoa 10, se realiza mediante la consolidación de costos de producción, para esto se establece el precio del barril de petróleo en \$70, precio promedio de los últimos 5 años.

La inversión en el año 0 o costo inicial del proyecto se valora en 67252.00 de acuerdo con la tabla 23. Los costos operativos se calculan a partir de la producción incremental. Para los costos operativos se utiliza el valor de 5994.00 y se asume que este gasto es recurrente. De esta manera se obtiene el flujo de caja con la diferencia de ingresos – egresos.

A continuación, la tabla 27 muestra el flujo de caja para un periodo de tres años.

Tabla 20.

Flujo de caja

Año	Producción Incremental (bbls)	Ingresos (USD)	Costos Operativos (USD)	Inversión (USD)	Flujo de Caja Neto (USD)	Flujo de Caja Acumulado (USD)
0	0	0	0	-67,252	-67,252	-67,252
1	26,667	1,866,690	-5,994	0	1,860,696	1,793,444
2	26,667	1,866,690	-5,994	0	1,860,696	3,654,140
3	26,667	1,866,690	-5,994	0	1,860,696	5,514,836

3.4.4. Evaluación Rentabilidad

Los datos generados para el flujo de caja se analizan mediante la herramienta Excel para determinar los indicadores de rentabilidad como lo son: Tasa Interna de Retorno (TIR), Valor Actual Neto (VAN), Relación Beneficio Inversión (DPI), y el periodo de Recuperación de Inversión (PRI). Para lo cual se utilizan las siguientes expresiones matemáticas y se muestran en la tabla 28:

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{FCN_t}{(1 - TIR)^t} - I_0$$

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{FCN_t}{(1 - TIR)^t} - I_0$$

$$DPI = \frac{VAN + I_0}{I_0}$$

$$PRI = \frac{I_0}{\overline{FCN}_t}$$

Donde:

FCN_t= Flujo de caja

TMAR= Tasa mínima atractiva del mercado

I₀= Inversión inicial

FCN_t= Flujo de caja promedio en el intervalo de 0 a t. donde t es el periodo de recuperación

$$VAN = \frac{-67252}{(1 + 0.12)^0} + \frac{204006}{(1 + 0.12)^1} + \frac{183006}{(1 + 0.12)^2} + \frac{164106}{(1 + 0.12)^3}$$

$$VAN = 377661$$

$$PRI = \frac{\text{Inversión Inicial}}{\text{Flujo de caja del año 1}}$$

$$PRI = \frac{67252}{204006}$$

$$PRI \approx 0.33 \text{ años}$$

$$DPI = \frac{\text{Valor actual de ingresos netos}}{\text{Inversión Inicial}}$$

$$DPI = \frac{444913}{67252}$$

$$DPI \approx 6.61$$

Tabla 21.

Resultados de indicadores de rentabilidad

Indicador	Resultado	Criterio	Status
VPN	USD 377661.00	> 0	Aceptado
TIR	254.9 %	>Tmar (12%)	Aceptado
DPI	6.61	>1.5	Aceptado
PRI	0.33 años	<1 año	Aceptado

CONCLUSIONES

La aplicación del método de inyección cíclica de gas nitrógeno mediante Huff and Puff en el pozo Pacoa 10 permitió incrementar la producción de 15 a 25 barriles por día, demostrando una respuesta positiva del yacimiento frente al gas inyectado. Este aumento refleja la capacidad del proceso para mejorar la energía del sistema y movilizar crudo residual, validando su efectividad como técnica de recuperación mejorada. El incremento del 10% en la tasa de recobro confirma la viabilidad técnica del método.

El análisis económico evidencia que el proyecto es altamente rentable, dado que la inversión inicial de 67 252 USD se recupera en aproximadamente 0.33 años. El VAN obtenido (377 661 USD) y el índice de rentabilidad descontado de 6.61 indican que cada dólar invertido genera más de seis dólares de retorno. Esto posiciona al método como una alternativa de bajo riesgo y alto beneficio económico.

Los resultados demuestran que el proceso Huff and Puff con nitrógeno contribuye significativamente a la revitalización de pozos maduros, extendiendo su vida productiva y mejorando la eficiencia del drenaje. Esta técnica permite optimizar el aprovechamiento del petróleo original en sitio y reducir el impacto de la declinación natural del yacimiento. Su aplicación en pozos con condiciones similares podría replicar estos beneficios.

En términos operativos y de comportamiento del yacimiento, el método de inyección cíclica demostró ser compatible con las condiciones petrofísicas del pozo Pacoa 10, manteniéndose siempre por debajo de la presión de fractura y garantizando la integridad del sistema. El proceso permitió mejorar la movilidad del crudo, aumentar la presión local y obtener un rendimiento incremental significativo sin comprometer la infraestructura del pozo.

Estos resultados integran evidencia suficiente para recomendar la implementación del método en pozos que presenten características análogas, contribuyendo a maximizar la producción del campo Pacoa y fortaleciendo la gestión de yacimientos maduros en la región.

RECOMENDACIONES

Basado en la viabilidad técnica demostrada en el pozo Pacoa 10, se recomienda implementar el método de inyección cíclica de nitrógeno en otros pozos del campo que presenten características petrofísicas y dinámicas similares, con el objetivo de maximizar la producción incremental en yacimientos maduros.

Se sugiere establecer un programa permanente de monitoreo de presión de fondo y presión de cabeza, así como del caudal de producción posterior a la inyección, para evaluar la durabilidad del efecto incremental y detectar tendencias que permitan ajustar futuros ciclos de inyección.

Para aplicar este método en otros pozos, es necesario realizar un análisis previo más profundo de la permeabilidad efectiva, porosidad, saturaciones iniciales y presión actual del reservorio, con el fin de estimar adecuadamente el tiempo de remojo y el volumen óptimo de gas.

Se recomienda ampliar el modelado numérico de yacimientos para incorporar escenarios adicionales de caudales, presiones y volúmenes de gas, lo que permitirá predecir con mayor precisión la respuesta del pozo y optimizar el diseño de futuros ciclos Huff and Puff.

Se sugiere realizar una evaluación económica detallada del incremento de producción obtenido, incluyendo indicadores como VPN, TIR y tiempo de retorno, para determinar la rentabilidad real del proceso y su aplicabilidad masiva en el campo Pacoa.

Debido al incremento de presión durante la inyección, es recomendable llevar a cabo pruebas de integridad mecánica (MIT), revisión del estado del tubing, anomalías en el revestimiento y pruebas de presión para evitar fallas que comprometan la operación.

Se recomienda generar un procedimiento operativo estándar (POE) para la inyección cíclica de nitrógeno, que incluya tiempos de inyección, presiones límite, manejo del pozo en etapa de remojo y criterios de cierre, de manera que se facilite su réplica en futuros pozos del campo.

REFERENCIAS

- Ahmed, T. (2001). *Reservoir Engineering Handbook* (2nd ed.). Gulf Professional Publishing.
- Ahmed, T. H., & Meehan, D. Nathan. (2012). *Advanced Reservoir Management and Engineering* (2nd ed.). Gulf Professional Pub.
- Alagorni, A. H., & Yaacob, Z. B. (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>
- Al-Rubaye, A. H., Ameen, H. F. M., Jasim, D. J., & Al-Assal, J. R. (2023). Carbon Dioxide Huff and Puff as Environmentally Friendly Method for Enhanced Heavy Oil Recovery. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 1158(3).
<https://doi.org/10.1088/1755-1315/1158/3/032010>
- Altawati, F., Emadi, H., Khalil, R., Heinze, L., & Menouar, H. (2022). An experimental investigation of improving Wolfcamp Shale-Oil recovery using Liquid-N₂-assisted N₂ and/or CO₂ Huff-n-Puff injection technique. *Fuel*, 324, 124450.
<https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.124450>
- Bai, M., Sun, J., Song, K., Li, L., & Qiao, Z. (2015). Well completion and integrity evaluation for CO₂ injection wells. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 45, pp. 556–564). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.02.022>
- Bao, X., Fragoso, A., & Aguilera, R. (2023, March 10). CCUS and Comparison of Oil Recovery by Huff n Puff Gas Injection Using Methane, Carbon Dioxide, Hydrogen and Rich Gas in Shale Oil Reservoirs. Day 2 Thu, March 16, 2023.
<https://doi.org/10.2118/212818-MS>
- Bernardino Soriano, R., & Duque Yagual, M. (2015). DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD OPERATIVA DE LA TORRE DE ABSORCIÓN DE LA PLANTA DE GASOLINA SITUADA EN EL CAMPO GUSTAVO GALINDO PARA MEJORAR LA EFICIENCIA EN EL PROCESO DE DESHIDRATACIÓN DEL GAS NATURAL [Tesis de ingenieros en petróleo]. UPSE.

- Carlsen, M. L., Whitson, C. H., Dahouk, M. M., Younus, B., Yusra, I., Kerr, E., Nohavitzka, J., Thuesen, M., Drozd, J. H., Ambrose, R., & Mydland, S. (2020). Compositional tracking of a huff-n-puff project in the eagle ford. SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference 2020, URTeC 2020. <https://doi.org/10.15530/urtec-2019-539>
- Carpenter, C. (2018). Huff “n” Puff Gas-Injection Pilot Improves Oil Recovery in the Eagle Ford. *Journal of Petroleum Technology*, 70(11), 91–92. <https://doi.org/10.2118/1118-0091-JPT>
- Chen, H., Ji, B., Wei, B., Meng, Z., Li, Y., Lu, J., & Tang, J. (2024). Experimental simulation of enhanced oil recovery on shale rocks using gas injection from material to Characterization: challenges and solutions. *Fuel*, 356. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.129588>
- Chen, X., Zhang, Z., Liu, Q., Sun, L., Xiao, H., Gao, J., & Kang, H. (2023). Huff and Puff by Flue Gas for Tight Oil Recovery to Achieve Sustainable Energy Future. *Strategic Planning for Energy and the Environment*, 42(2), 353–374. <https://doi.org/10.13052/spee1048-5236.4225>
- Craft, B. C., & Hawkins, M. (2015). *Applied Petroleum Reservoir Engineering* (R. E. Terry & J. B. Rogers, Eds.; 3rd ed.). Pearson Education, Inc.
- Cudjoe, S., Vinassa, M., Henrique Bessa Gomes, J., & Barati, R. G. (2016). A comprehensive approach to sweet-spot mapping for hydraulic fracturing and CO₂ huff-n-puff injection in Chattanooga shale formation. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 33, 1201–1218. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.03.042>
- Dake, L. P. (1998). *Fundamentals of Reservoir Engineering*. Elsevier Science B.V.
- Díaz Narváez, V. P. (2014). El concepto de ciencia como sistema, el positivismo, neopositivismo y las “investigaciones cuantitativas y cualitativas.” *Salud Uninorte*, 30(2), 227–244. <https://doi.org/10.14482/sun.30.1.4309>
- Ding, M. C., Wang, Y., Liu, D., Wang, X., Zhao, H., & Chen, W. (2021). Enhancing tight oil recovery using CO₂ huff and puff injection: An experimental study of the influencing

- factors. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 90.
<https://doi.org/10.1016/j.jngse.2021.103931>
- Eltahan, E., Ganjdanesh, R., Yu, W., Sepehrnoori, K., Drozd, H., & Ambrose, R. (2020). Assisted History Matching using Bayesian Inference: Application to Multi-Well Simulation of a Huff-n-Puff Pilot Test in the Permian Basin. *Proceedings of the 8th Unconventional Resources Technology Conference*. <https://doi.org/10.15530/urtec-2020-2787>
- Elturki, M., & Imqam, A. (2022). Asphaltene Precipitation and Deposition during Nitrogen Gas Cyclic Miscible and Immiscible Injection in Eagle Ford Shale and Its Impact on Oil Recovery. *Energy and Fuels*, 36(20), 12677–12694.
<https://doi.org/10.1021/ACS.ENERGYFUELS.2C02533>
- EP PETROECUADOR. (2024). Bloques Petroleros. <https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/2024/12/Bloques-petroleros.pdf>
- Hassan, A., Azad, M. S., & Mahmoud, M. (2023). An analysis of nitrogen EOR screening criteria parameters based on the up-to-date review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 220, 111123. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.111123>
- Hernández-Sampieri, R., Fernández-Collado, C., & Baptista-Lucio, P. (2014). *Metodología de la Investigación* (M. Toledo-Castellanos & M. I. Rocha-Martínez, Eds.; 6th ed.). McGraw Hill.
- Hou, G., Ma, X., Zhao, W., Diwu, P., Liu, T., & Hou, J. (2021). Synergistic Modes and Enhanced Oil Recovery Mechanism of CO₂ Synergistic Huff and Puff. *Energies*, 14(12), 3454. <https://doi.org/10.3390/en14123454>
- Hudgins, D. A., Llave, F. M., & Chung, F. T. H. (1990). Nitrogen Miscible Displacement off Light Crude Oil: A Laboratory Study. *SPE Reservoir Engineering*, 5(01), 100-106.
<https://doi.org/10.2118/17372-PA>
- Jia, B., Tsau, J. S., & Barati, R. (2018). Role of molecular diffusion in heterogeneous, naturally fractured shale reservoirs during CO₂ huff-n-puff. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 164, 31–42. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.01.032>

- Junira, A., Biancardi, S., Ganjdanesh, R., Sepehrnoori, K., Yu, W., & Ambrose, R. (2022). In situ fluid and injection gas compatibility of huff-n-puff gas EOR in a low-permeability shale-sand-carbonate reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 208, 109587. <https://doi.org/10.1016/J.PETROL.2021.109587>
- Karacaer, C., Vajjha, P., Agartan, E., Chapman, P., Bennett, D., Hart, E., Thompson, C., Herrin, M., White, S., & Ozgen, C. (2023). Integrated Numerical Modeling of a Huff-n-Puff Pilot in Eagle Ford. Society of Petroleum Engineers - SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, URTC 2023. <https://doi.org/10.15530/urtec-2023-3870693>
- Kidnay, Arthur J, Parrish, William R, McCartney, & Daniel G. (2020). *Fundamentals of Natural Gas Processing* (3rd ed.). CRC Press.
- Lu, T., Li, Z., Li, J., Hou, D., & Zhang, D. (2017). Flow behavior of N₂ huff and puff process for enhanced oil recovery in tight oil reservoirs. *Scientific Reports*, 7(1), 15695. <https://doi.org/10.1038/s41598-017-15913-5>
- Meena, M., Chanchlani, K., Kumar, A., & Chouhan, V. (2024, April 22). Nitrogen Huff and Puff: Novel Method for Enhancing Liquid Production in the Brown Fields of the Mehsana. Day 2 Tue, April 23, 2024. <https://doi.org/10.2118/218508-MS>
- Mungan, N. (2000). Enhanced Oil Recovery with High Pressure Nitrogen Injection. SPE/AAPG Western Regional Meeting, SPE-62547-MS. SPE/AAPG Western Regional Meeting. <https://doi.org/10.2118/62547-MS>
- Mursalim, M. (2021). EOR Steam Injection Huff and Puff Method: An Analysis of Production Response in Low Performance Well. Proc of the Indonesian Petroleum Association 44th Annual Convention and Exhibition. Indonesian Petroleum Association 44th Annual Convention and Exhibition. <https://doi.org/10.29118/IPA21-SE-145>
- Mydland, S., Carlsen, M. L., & Whitson, C. H. (2021). The Gas Huff-n-Puff PVT Experiment. SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, URTC 2021. <https://doi.org/10.15530/urtec-2021-5016>

- Okotie, S., & Ikporo, B. (2018). Reservoir Engineering: Fundamentals and Applications. In Reservoir Engineering: Fundamentals and Applications. Springer International Publishing. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-02393-5>
- Ozowe, W., Zheng, S., & Sharma, M. (2020). Selection of hydrocarbon gas for huff-n-puff IOR in shale oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 195, 107683. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107683>
- Peña Indio, D., & Pilozo Quimí, V. (2022). ESTUDIO DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO POR INYECCIÓN DE AGUA CALIENTE DEL YACIMIENTO EN EL CAMPO PACOA EN LA PROVINCIA DE SANTA ELENA [Tesis de ingenieros en petróleo, Universidad Estatal Península de Santa Elena]. <https://repositorio.upse.edu.ec/bitstream/46000/7728/1/UPSE-TIP-2022-0012.pdf>
- Peralta Ochoa, F. E., & Dumani Dueñas, M. A. (2013). ESTUDIO TÉCNICO DE POZOS NO PRODUCTIVOS PARA SELECCIONAR POTENCIALES REINYECTORES, DISEÑO Y COSTOS DE FACILIDADES DE SUPERFICIE EN EL CAMPO PACOA, PROVINCIA DE SANTA ELENA [Universidad Estatal Península de Santa Elena]. <https://repositorio.upse.edu.ec/bitstream/46000/1610/1/ESTUDIO%20TÉCNICO%20DE%20POZOS%20NO%20PRODUCTIVOS%20PARA%20SELECCIONAR%20POTENCIALES%20REINYECTORES%20Y%20DISEÑO%20Y%20COSTOS%20DE%20FACILIDADES%20DE%20SUPERFICIE%20EN%20EL%20CAMPO%20PACOA%20C%20PROVINCIA%20DE%20SANTA%20ELENA%20E2%80%9D.pdf>
- Pérez Castaños, S., & Santamaría, S. (2023). La investigación cuantitativa (pp. 121–196).
- Sheng, J. J. (2017a). Oil & Natural Gas Technology Final Report Maximize Liquid Oil Production from Shale Oil and Gas Condensate Reservoirs by Cyclic Gas Injection Office of Fossil Energy. <https://netl.doe.gov/sites/default/files/2020-06/FE0024311-Final-Report.pdf>
- Sheng, J. J. (2017b). Optimization of huff-n-puff gas injection in shale oil reservoirs. *Petroleum*, 3(4), 431–437. <https://doi.org/10.1016/J.PETLM.2017.03.004>

- Sie, C. Y., & Nguyen, Q. P. (2020). Field gas Huff-N-Puff for improving oil recovery from eagle ford shale reservoirs. *Proceedings - SPE Symposium on Improved Oil Recovery*, 2020-August. <https://doi.org/10.2118/200471-ms>
- Sie, C. Y., & Nguyen, Q. P. (2023). Field Gas Huff-n-Puff for Improving Oil Recovery in the Eagle Ford Shale—The Effect of Injection Gas Composition and Cycle. *Energy and Fuels*, 37(7). <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.3c00202>
- Song, Y.-L., Song, Z.-J., Zhang, Y.-F., Xie, Z.-H., Zhang, L.-C., Wang, D.-G., & Hui, G. (2022). Pore scale performance evaluation and impact factors in nitrogen huff-n-puff EOR for tight oil. *Petroleum Science*, 19(6), 2932-2940. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2022.05.012>
- Tellez, C. H., Fragoso, A., & Aguilera, R. (2023). Reservoir Simulation of Primary and Enhanced Oil Recovery by Huff and Puff Gas Injection, and CO₂Storage in la Luna Shale of Colombia. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference Proceedings*, 2023-June. <https://doi.org/10.2118/213159-MS>
- Tileuberdi, N., Mashrapova, M., & Toktarbay, Z. (2023). A Review on Nitrogen Flooding for Enhanced Oil Recovery. *ES Materials and Manufacturing*, Volume 22 (December 2023).
- Wan, R. (2008). *WELL COMPLETION ENGINEERING* (3rd ed.). Gulf Professional Publishing Inc.
- Yagual Limón, I. (2014). *OBTENCIÓN DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS Y PROPIEDADES DE FLUIDOS A PARTIR DE DATOS DE CAMPO Y CORRELACIONES NUMÉRICAS PARA PREDECIR EL COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO: ESTIMACIÓN DEL FACTOR RECOBRO EN EL CAMPO PACOA* [Tesis de ingenieros en petróleo, Universidad Estatal Península de Santa Elena]. <https://repositorio.upse.edu.ec/bitstream/46000/1663/1/OBTENCIÓN%20DE%20PARÁMETROS%20PETROFÍSICOS%20Y%20PROPIEDADES%20DE%20FLUIDOS%20A%20PARTIR%20DE%20DATOS%20DE%20CAMPO%20Y%20CORRELACIONES%20NUMÉRICAS%20PARA%20PREDECIR%20EL%20COMPORTAMIENTO%20>

20DEL%20YACIMIENTO%20ESTIMACIÓN%20DEL%20FACTOR%20RECOBRO
%20EN%20EL%20CAMPO%20P.pdf

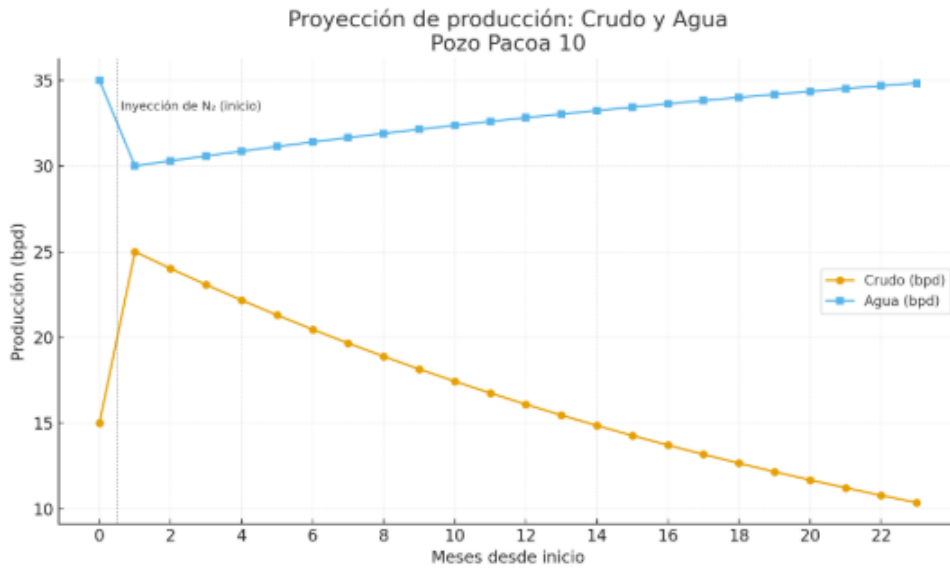
- Zhu, C. F., Guo, W., Wang, Y. P., Li, Y. J., Gong, H. J., Xu, L., & Dong, M. Z. (2021). Experimental study of enhanced oil recovery by CO₂ huff-n-puff in shales and tight sandstones with fractures. *Petroleum Science*, 18(3). <https://doi.org/10.1007/s12182-020-00538-7>
- Zou, B., Pu, W., Hu, X., Zhou, X., Zheng, A., & Zeng, F. (2020). Experimental study on foamy oil flow behavior of a heavy oil-N₂ system under reservoir condition. *Fuel*, 265, 116949. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.116949>
- Zou, B., Pu, W., Zhou, X., Du, D., Shi, Y., Xia, W., & Zeng, F. (2022). Experimental study on the feasibility of nitrogen huff-n-puff in a heavy oil reservoir. *Chemical Engineering Research and Design*, 184, 513-523. <https://doi.org/10.1016/j.cherd.2022.06.010>

ANEXOS

Anexo1. Resultados de simulación en software OFM (Oil Field Management)

Ilustración 5

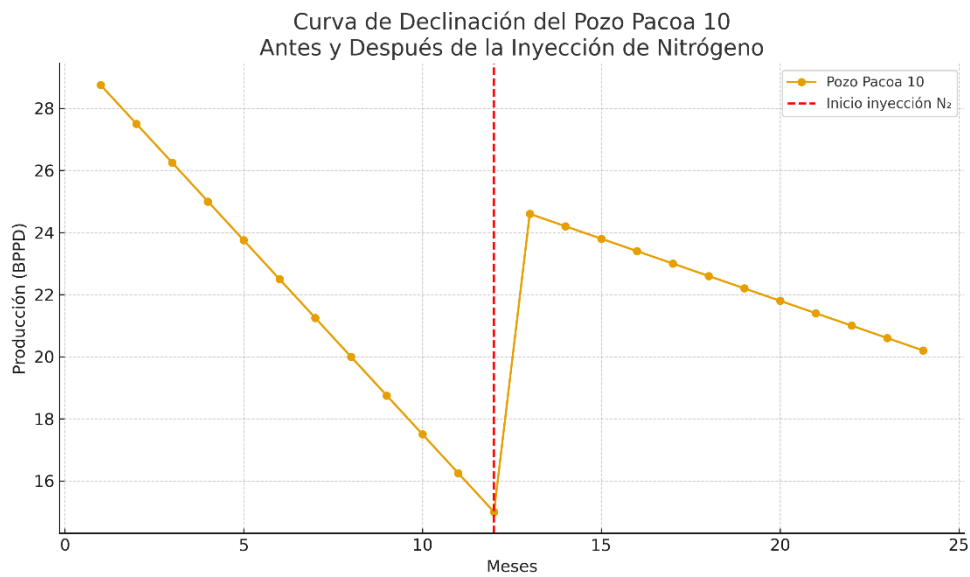
Proyección de producción a 24 meses.



La proyección a 24 meses, sin inyección de gas nitrógeno, se puede observar que inicialmente el crudo se obtiene 25 bbpd mientras que la producción de agua disminuye por temas de desplazamiento relativo, luego aumenta progresivamente.

Ilustración 6

Curva de declinación del pozo Pacoa 10.



En esta ilustración se puede observar como la producción de crudo aumenta una vez que el periodo de remojo haya concluido.

Ilustración 7.

Comparación de producción y factor de recobro.

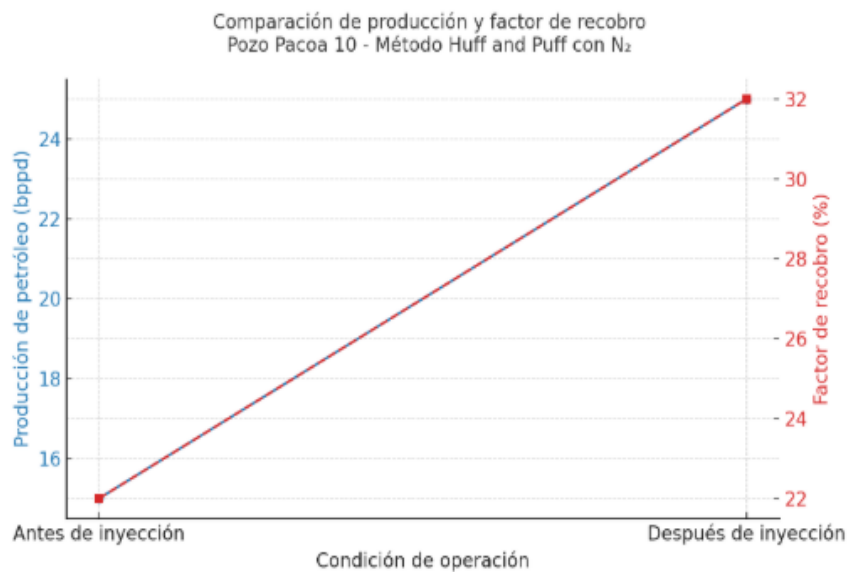
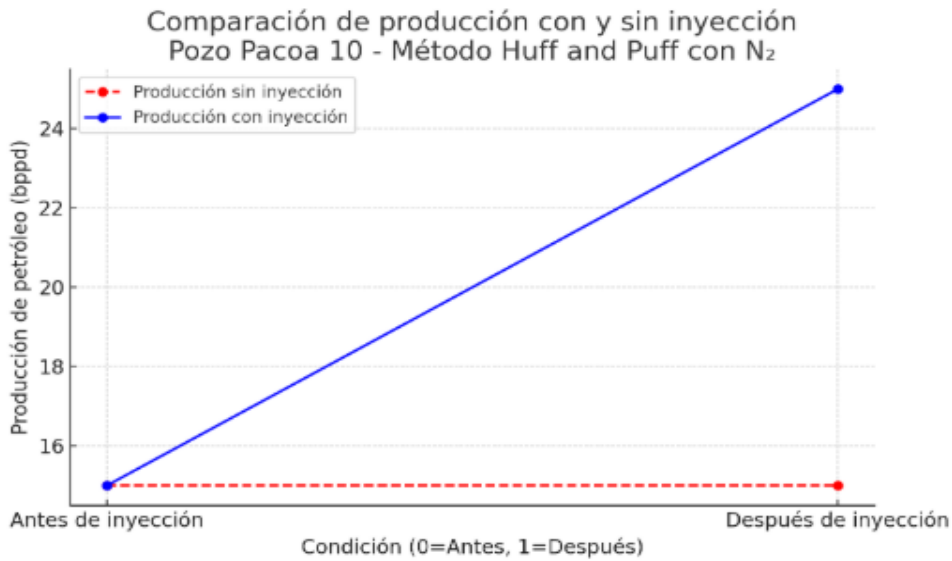


Ilustración 8.

Comparación de producción en bbpd



Ambas ilustraciones muestran como la producción pasa de 25 bbpd a 25 bbpd, s decir aumenta en 10 bbpd, referente al factro de recobro se aumenta en un 10%.

Ilustración 9.

Gráfica de producción de crudo, agua y factor de recobro.

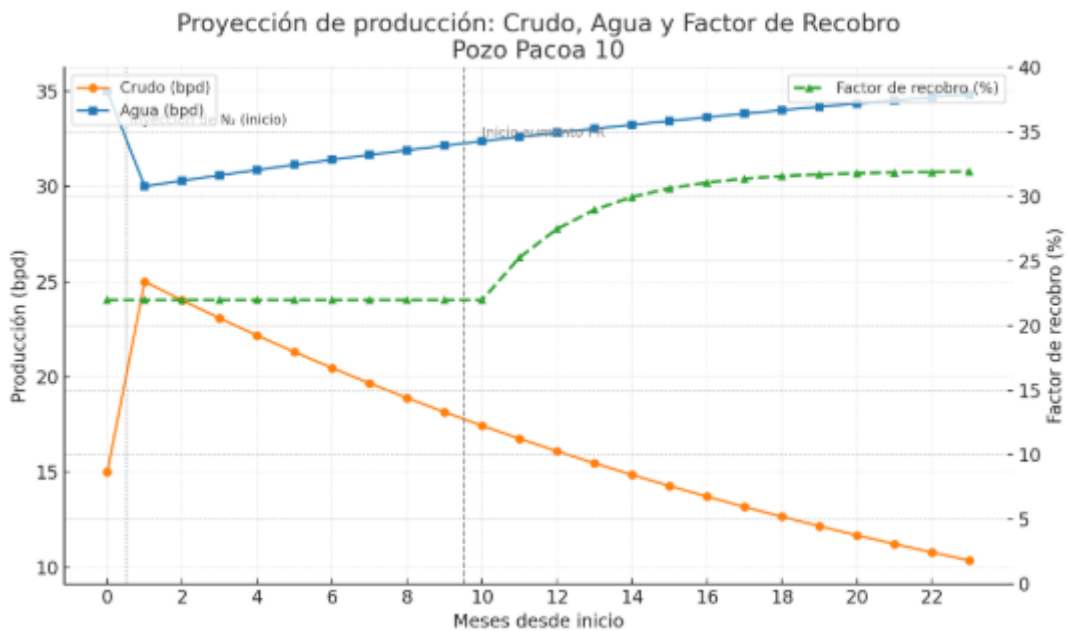
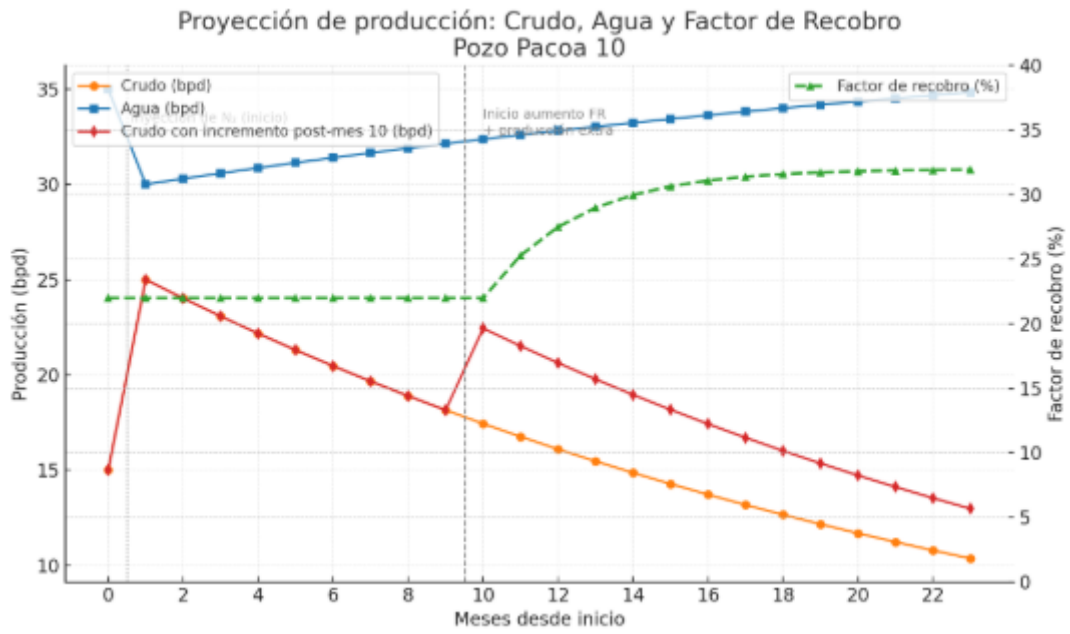


Ilustración 10. Gráfica comparativa de producciones y factor de recobro



Anexo2. Flujo de caja mensual por un periodo de 36 meses

Mes	Qo (BPPM)	Costo barril USD	Ingresos USD	Lifting Cost USD	Egresos USD	Ingresos Netos USD
0	1645.62	66.72	109795.77	20	32912.42	76883.35
1	1581.09	66.62	105332.5	20	32584.94	72747.57
2	1519.1	66.52	101050.45	20	32260.71	68789.74
3	1459.53	66.42	96942.25	20	31939.71	65002.54
4	1402.3	66.32	93000.86	20	31621.91	61378.95
5	1347.32	66.22	89219.51	20	31307.26	57912.25
6	1294.49	66.12	85591.71	20	30995.75	54595.96
7	1243.73	66.02	82111.24	20	30687.34	51423.91
8	1194.97	65.92	78772.12	20	30381.99	48390.12
9	1148.11	65.82	75568.61	20	30079.69	45488.92
10	1103.09	65.72	72495.21	20	29780.39	42714.82
11	1059.84	65.62	69546.65	20	29484.07	40062.58
12	1018.28	65.52	66717.86	20	29190.7	37527.16
13	978.35	65.42	64003.98	20	28900.25	35103.73
14	939.99	65.32	61400.35	20	28612.68	32787.66
15	903.14	65.22	58902.49	20	28327.98	30574.51
16	867.72	65.12	56506.12	20	28046.11	28460.00
17	833.7	65.02	54207.11	20	27767.05	26440.06
18	801.01	64.92	52001.52	20	27490.76	24510.76
19	769.6	64.82	49885.55	20	27217.23	22668.33

20	739.42	64.72	47855.57	20	26946.41	20909.16
21	710.43	64.62	45908.08	20	26678.29	19229.79
22	682.58	64.52	44039.74	20	26412.84	17626.91
23	655.81	64.42	42247.34	20	26150.02	16097.31
24	630.1	64.32	40527.79	20	25889.83	14637.96
25	605.39	64.22	38878.13	20	25632.22	13245.91
26	581.65	64.12	37295.53	20	25377.17	11918.36
27	558.85	64.02	35777.27	20	25124.67	10652.6
28	536.93	63.92	34320.73	20	24874.67	9446.06
29	515.88	63.82	32923.41	20	24627.16	8296.24
30	495.65	63.72	31582.9	20	24382.12	7200.78
31	476.22	63.62	30296.89	20	24139.51	6157.38
32	457.54	63.52	29063.18	20	23899.32	5163.86
33	439.6	63.42	27879.63	20	23661.52	4218.11
34	422.37	63.32	26744.22	20	23426.08	3318.14
35	405.8	63.22	25654.99	20	23192.99	2462.00
