



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

**TÍTULO DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

**EVALUACIÓN DE APLICACIÓN DEL MÉTODO HUFF AND PUFF  
MEDIANTE LA INYECCIÓN DE GAS ASOCIADO PARA  
INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN POZOS DE  
LOS CAMPOS AHUQUIMI Y ANCÓN**

**AUTORES**

Galarza Caisa Jorge Luis  
Jara Cobos César Fabricio

**TRABAJO DE TITULACIÓN**

Previo a la obtención del grado académico en  
MAGÍSTER EN PETRÓLEOS

**TUTOR**

Ing. Sánchez Rodríguez Christian, Mgtr.

**La Libertad, Ecuador**

**Año 2025**



**UPSE**

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA  
DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN**

---

**Ing. Toledo Montece Victor, Mgtr.  
COORDINADOR DEL PROGRAMA**

---

**Ing. Sánchez Rodríguez Christian, Mgtr  
TUTOR**

---

**Ing. Gutiérrez Hinestroza Marllelis, PhD.  
DOCENTE ESPECIALISTA**

---

**Ing. Villegas Salabarría Jose, PhD.  
DOCENTE ESPECIALISTA**

---

**Ab. Rivera González María, Mgtr.  
SECRETARIA 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 Jorge Luis Galarza Caisa y César Fabricio Jara Cobos, como requerimiento para la obtención del título de Magíster en Petróleos.

**TUTOR**

---

**Ing. Sánchez Rodríguez Christian, Mgtr.**

**13 días del mes de marzo del año 2025**



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

**DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD**

Nosotros, **Galarza Caisa Jorge Luis y Jara Cobos César Fabricio**

**DECLARO QUE:**

El trabajo de Titulación, “**Evaluación de aplicación del método Huff and Puff mediante la inyección de gas asociado para incrementar la producción de petróleo en pozos de los Campos Ahuquimi y Ancón**” 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, nos responsabilizamos del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

La Libertad, a los 13 días del mes de marzo del año 2025

**LOS AUTORES**

---

**Galarza Caisa Jorge Luis**

---


**Jara Cobos César Fabricio**



**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 aplicación del método Huff and Puff mediante la inyección de gas asociado para incrementar la producción de petróleo en pozos de los Campos Ahuquimi y Ancón”**, presentado por los estudiantes, GALARZA CAISA JORGE LUIS y JARA COBOS CÉSAR FABRICIO fue enviado al Sistema Antiplagio COMPILATIO, presentando un porcentaje de similitud correspondiente al 3%, por lo que se aprueba el trabajo para que continúe con el proceso de titulación.

 CERTIFICADO DE ANÁLISIS  
magister

SUBIR\_TESIS HUFF AND PUFF\_FINAL  
archivo plano

**3%**  
Textos  
sospechosos

- 0% Similitudes (ignorado)  
0% similitudes entre comillas  
0% entre las fuentes  
mencionadas
- 3% Idiomas no reconocidos
- 33% Textos potencialmente  
generados por IA (ignorado)

Nombre del documento: SUBIR_TESIS HUFF AND PUFF_FINAL archivo plano.docx	Depositante: Christian Alejandro Sánchez Rodríguez	Número de palabras: 12.683
ID del documento: 56b85594bdab8b6701da333d2bbf333d708efdcbb	Fecha de depósito: 18/1/2025	Número de caracteres: 81.502
Tamaño del documento original: 457,33 kB	Tipo de carga: interface	
Autores: César Jara Cobos, Jorge Galarza Caiza	fecha de fin de análisis: 18/1/2025	

**TUTOR**

---

**Ing. Sánchez Rodríguez Christian, Mgtr.**



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

**AUTORIZACIÓN**

Nosotros, **Galarza Caisa Jorge Luis y Jara Cobos César Fabricio**

Autorizamos 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.

Cedemos los derechos en línea patrimoniales del informe de investigación con fines de difusión pública, además aprobamos la reproducción de este informe de investigación dentro de las regulaciones de la Universidad, siempre y cuando esta reproducción no suponga una ganancia económica y se realice respetando nuestros derechos de autor.

Santa Elena, a los 13 días del mes de marzo del año 2025

**LOS AUTORES**

---

**Galarza Caisa Jorge Luis**

---

**Jara Cobos César Fabricio**

## AGRADECIMIENTO

Agradezco en primer lugar a Dios, por ser mi guía, mi fortaleza y la fuente de sabiduría que me ha permitido llegar hasta aquí. Su amor y bendiciones han sido el motor para seguir adelante en cada paso de este camino.

A mi amada esposa e hijos, quienes han sido mi mayor motivación y apoyo incondicional. Su paciencia, sacrificio y amor constante me han impulsado a superar cada desafío. Este logro es tanto de ustedes como mío.

Al Mtr. Sc. Christian Sánchez Rodríguez, mi tutor, por su valiosa orientación, paciencia y dedicación durante el desarrollo de este trabajo. Su experiencia y apoyo han sido fundamentales para la culminación de este proyecto.

A todos los docentes que me impartieron clases durante la maestría, por compartir su conocimiento y por el compromiso demostrado en cada lección. Su enseñanza no solo me ha formado académicamente, sino que también me ha inspirado a seguir creciendo como profesional y como persona.

A todos ustedes, les expreso mi más profundo agradecimiento por ser parte de este logro tan importante en mi vida.

Con gratitud,

*Galarza Caisa Jorge Luis*

## **AGRADECIMIENTO**

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento al Ing. Christian Sánchez por su valiosa tutoría y orientación durante este proceso, su experiencia y conocimiento fueron fundamentales para el éxito de este trabajo de titulación.

A la empresa Petróleos del Pacífico S.A. Pacifpetrol por su colaboración al permitirme tener acceso a la información necesaria para llevar a cabo este trabajo.

*Jara Cobos César Fabricio*



## **DEDICATORIA**

A Dios, por ser mi fortaleza, mi guía constante y la fuente de sabiduría que me ha permitido superar cada desafío en este camino. Gracias por tus bendiciones y por iluminar cada paso de mi vida.

A mi amada esposa e hijos, quienes han sido mi mayor motivación y apoyo incondicional. Su amor, comprensión y paciencia han sido fundamentales para alcanzar este logro. Este esfuerzo y triunfo también les pertenece.

A mis queridos padres, por haberme inculcado desde pequeño los valores del esfuerzo, la perseverancia y el compromiso. Gracias por creer en mí, por su amor incondicional y por ser mi ejemplo de vida.

Con todo mi amor y gratitud, les dedico este trabajo como un homenaje a su apoyo inquebrantable y al papel tan importante que desempeñan en mi vida.

*Galarza Caisa Jorge Luis*

## **DEDICATORIA**

A Dios omnipotente y amoroso, que ilumina mi camino y me da la fuerza para seguir adelante.

A mi amada Verónica, compañera de vida y madre de nuestra futura bebé, por tu amor incondicional y apoyo constante.

A mis padres, por su guía, sabiduría y amor inagotable que me han brindado desde mi infancia.

A mis hermanos, por todos aquellos buenos momentos compartidos que han enriquecido mi vida.

Les dedico este trabajo con gratitud y amor, esperando que sea una fuente de bendiciones y alegrías para todos.

*Jara Cobos César Fabricio*

# ÍNDICE GENERAL

<b>TÍTULO DEL TRABAJO DE TITULACIÓN .....</b>	<b>I</b>
<b>TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN .....</b>	<b>II</b>
<b>CERTIFICACIÓN.....</b>	<b>III</b>
<b>DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD .....</b>	<b>IV</b>
<b>CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO .....</b>	<b>V</b>
<b>AUTORIZACIÓN .....</b>	<b>VI</b>
<b>AGRADECIMIENTO .....</b>	<b>VII</b>
<b>AGRADECIMIENTO .....</b>	<b>VIII</b>
<b>DEDICATORIA.....</b>	<b>IX</b>
<b>DEDICATORIA.....</b>	<b>X</b>
<b>ÍNDICE GENERAL .....</b>	<b>XI</b>
<b>ÍNDICE DE TABLAS .....</b>	<b>XV</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS .....</b>	<b>XVII</b>
<b>RESUMEN .....</b>	<b>XVIII</b>
<b>ABSTRACT.....</b>	<b>XIX</b>
<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL.....</b>	<b>5</b>
1.1. Revisión de literatura .....	5
1.1.1. Descripción general del área de interés .....	5
1.1.2. Ubicación geográfica y extensión .....	6
1.1.3. Sistemas de levantamiento artificial.....	7
1.1.4. Geología regional .....	8
1.1.5. Estratigrafía del Bloque 2 GGV .....	9
1.1.6. Principales propiedades petrofísicas de los yacimientos del Bloque GGV..	12
1.1.7. Otros parámetros de los yacimientos del Bloque 2 GGV.....	17
1.2. El método Huff and Puff.....	22
1.2.1. Breve historia del método Huff and Puff .....	22
1.2.2. Evolución del Uso de Gases en Huff and Puff.....	23
1.2.3. Teoría del método Huff and Puff.....	24
1.2.3.1. Fase de inyección de gas.....	25
1.2.3.2. Fase de remojo .....	25

1.2.3.3.	Fase de producción .....	27
1.2.4.	Tipos de gases comúnmente usados en el método Huff and Puff .....	27
1.2.4.1.	Inyección de nitrógeno.....	27
1.2.4.1.1.	Desarrollo del Huff and Puff con N <sub>2</sub> .....	28
1.2.4.1.2.	Ventajas que impulsaron el desarrollo del Huff and Puff con N <sub>2</sub> .....	28
1.2.4.2.	Inyección de CO <sub>2</sub> .....	29
1.2.4.3.	Inyección de gas asociado.....	31
1.2.5.	Herramientas y equipos para implementar el método Huff and Puff .....	33
1.2.5.1.	CIBP.....	33
1.2.5.2.	Packer.....	35
1.2.5.2.1.	Funciones Principales de un Packer.....	35
1.2.5.2.2.	Tipos de Packers .....	36
1.2.5.2.3.	Partes Principales de un Packer .....	36
1.2.5.2.4.	Ventajas de los Packers.....	37
1.2.5.2.5.	Desventajas o Limitaciones .....	37
1.2.5.2.6.	Aplicaciones Comunes .....	37
1.2.5.3.	Tubería de completación.....	38
1.2.5.3.1.	Características y Funciones .....	38
1.2.5.3.2.	Componentes Comunes: .....	39
1.2.5.3.3.	Casing (Revestimiento del Pozo).....	39
1.2.5.3.4.	Tubing (Tubería de Producción).....	40
1.2.5.3.5.	Completación de un pozo inyector de gas tipo .....	43
1.2.5.3.6.	Válvula de inyección en fondo .....	44
1.2.5.4.	Tubería Polypipe.....	46
1.2.5.4.1.	Características Principales de la Tubería Polypipe.....	46
1.2.5.4.2.	Aplicaciones Específicas en la Industria Petrolera .....	47
1.2.5.4.3.	Clasificación por SDR .....	47
1.2.5.5.	Válvula Reguladora .....	49
1.2.5.6.	Árbol de Navidad.....	51
1.2.5.7.	Medición del Gas .....	53
1.2.5.8.	Compresor de gas natural .....	55
1.2.5.8.1.	Tipos principales de compresores:.....	55

1.2.5.8.2. Aplicaciones comunes: .....	56
1.3. Proceso de producción y recolección de gas asociado del Bloque 02 GGV ....	56
1.3.1. Proceso de Producción: .....	56
<b>CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA.....</b>	<b>58</b>
2.1 Contexto de la investigación .....	58
2.2. Diseño y alcance de la investigación .....	58
Recolección de datos.....	58
2.3. Tipo y métodos de investigación.....	59
2.4. Población y muestra .....	60
2.4.1. Población de estudio: .....	60
2.4.2. Muestra.....	60
2.4.3. Variables .....	60
2.5. Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos .....	60
2.5.1 Técnicas de Recolección de Datos .....	60
2.5.2 Instrumentos de Recolección de Datos .....	61
2.6. Procesamiento de la Evaluación: Validez y Confiabilidad de los Instrumentos..	61
<b>CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN .....</b>	<b>62</b>
3.1 Criterios de selección de pozos candidatos .....	62
3.2 Criterios de selección de screening para establecer los pozos candidatos finales	64
3.3 Parámetros petrofísicos de los pozos seleccionados .....	65
3.4 Calidad y cantidad del gas asociado necesaria para implementar el proyecto.....	66
3.5 Evaluación técnico-económica del proyecto.....	69
3.5.1 Evaluación técnica .....	69
3.5.2 Tiempo de remojo para el proyecto de Huff and Puff en el Bloque GGV.....	73
3.5.3 Evaluación económica .....	75
3.5.3.1. Análisis de costos.....	75
3.5.3.2. Análisis de producción.....	77
3.5.3.3. Evaluación de precios .....	79
3.5.3.4. Evaluación de rentabilidad.....	79
<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>82</b>
<b>RECOMENDACIONES .....</b>	<b>84</b>
<b>REFERENCIAS.....</b>	<b>85</b>

<b>Anexo 1. Matriz de Screening.....</b>	<b>90</b>
<b>Anexo 2. Flujo de Caja del Proyecto.....</b>	<b>91</b>
<b>Anexo 3. Cálculo de variables fundamentales para la aplicación del Huff and Puff</b>	<b>93</b>
<b>Anexo 4. Prognosis de producción posterior al Huff and Puff.....</b>	<b>99</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> <i>Vértices del Bloque 02</i> .....	6
<b>Tabla 2.</b> <i>Sistemas de levantamiento artificial operativos en el Bloque GGV (nov. 2024)</i> .....	8
<b>Tabla 3.</b> <i>Porosidad por yacimiento</i> .....	13
<b>Tabla 4.</b> <i>Permeabilidades por yacimiento</i> .....	14
<b>Tabla 5.</b> <i>Saturación de agua por yacimiento</i> .....	15
<b>Tabla 6.</b> <i>Saturación de petróleo residual por yacimiento</i> .....	16
<b>Tabla 7.</b> <i>Clasificación de la gravedad API</i> .....	16
<b>Tabla 8.</b> <i>Gravedad API por yacimiento</i> .....	17
<b>Tabla 9.</b> <i>Factor volumétrico del petróleo por yacimiento</i> .....	18
<b>Tabla 10.</b> <i>Volumen de roca por yacimiento</i> .....	22
<b>Tabla 11.</b> <i>Ventajas de la inyección cíclica de Nitrógeno</i> .....	29
<b>Tabla 12.</b> <i>Desventajas de la inyección cíclica de Nitrógeno</i> .....	29
<b>Tabla 13.</b> <i>Ventajas de la inyección miscible de CO<sub>2</sub></i> .....	30
<b>Tabla 14.</b> <i>Desventajas de la inyección miscible de CO<sub>2</sub></i> .....	31
<b>Tabla 15.</b> <i>Ventajas de la inyección de gas asociado</i> .....	32
<b>Tabla 16.</b> <i>Desventajas de la inyección de gas asociado</i> .....	32
<b>Tabla 17.</b> <i>Diferencias entre casing y tubing</i> .....	41
<b>Tabla 18.</b> <i>Ventajas de las tuberías polypipe</i> .....	48
<b>Tabla 19.</b> <i>Desventajas de las tuberías polypipe</i> .....	48
<b>Tabla 20.</b> <i>Criterios iniciales de selección de pozos</i> .....	63
<b>Tabla 21.</b> <i>Resultado del primer filtro de pozos zona Ancón</i> .....	63
<b>Tabla 22.</b> <i>Resultado del primer filtro de pozos zona Ahuquimi</i> .....	64
<b>Tabla 23.</b> <i>Pozos seleccionados</i> .....	65
<b>Tabla 24.</b> <i>Parámetros petrofísicos de la formación objetivo</i> .....	66
<b>Tabla 25.</b> <i>Calidad del gas natural asociado producido</i> .....	67
<b>Tabla 26.</b> <i>Uso del gas natural asociado producido en el Bloque 2</i> .....	68
<b>Tabla 27.</b> <i>Resultados de las variables de interés para del proyecto</i> .....	69
<b>Tabla 28.</b> <i>Parámetros de entrada para el diseño de la inyección</i> .....	72
<b>Tabla 29.</b> <i>Resultado del modelo la inyección cíclica de gas deshidratado</i> .....	73
<b>Tabla 30.</b> <i>Resumen de producción incremental del método Huff and Puff</i> .....	74

<b>Tabla 31.</b> Inversión total del proyecto deducida por pozo.....	75
<b>Tabla 32.</b> Inversión inicial desagregada del proyecto.....	76
<b>Tabla 33.</b> Costos operativos desagregados del proyecto .....	76
<b>Tabla 34.</b> Costos indirectos desagregados del proyecto .....	77
<b>Tabla 35.</b> Resultados del modelo de simulación en OFM .....	78
<b>Tabla 36.</b> Resultados de los indicadores de rentabilidad del proyecto Huff and Puff...	81



## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Ilustración 1.</b> Mapa de ubicación del Bloque 2 "Gustavo Galindo Velasco" .....	7
<b>Ilustración 2.</b> Columna estratigráfica del Bloque 2 "Gustavo Galindo Velasco" .....	12
<b>Ilustración 3.</b> Fases del método Huff and Puff .....	24
<b>Ilustración 4.</b> CIBP (tapón puente de hierro fundido) .....	34
<b>Ilustración 5.</b> Packer .....	38
<b>Ilustración 6.</b> Diagrama de tuberías de revestimiento de un pozo tipo .....	41
<b>Ilustración 7.</b> Tuberías de revestimiento de un pozo tipo .....	42
<b>Ilustración 8.</b> Completación de un pozo tipo .....	42
<b>Ilustración 9.</b> <i>Tubería ranurada</i> .....	43
<b>Ilustración 10.</b> Representación de un pozo inyector de gas tipo .....	43
<b>Ilustración 11.</b> Completación de un pozo inyector de gas tipo .....	44
<b>Ilustración 12.</b> <i>Tubería polypipe</i> .....	49
<b>Ilustración 13.</b> <i>Medidor de gas ultrasónico</i> .....	54
<b>Ilustración 14.</b> <i>Medidor de gas tipo turbina</i> .....	54
<b>Ilustración 15.</b> <i>Compresor de gas</i> .....	55
<b>Ilustración 16.</b> <i>Distribución del gas asociado y su uso en el Bloque 2</i> .....	68
<b>Ilustración 17.</b> <i>Ubicación de los pozos seleccionados</i> .....	71
<b>Ilustración 18.</b> <i>Estimación de la producción del proyecto de Huff and Puff</i> .....	78
<b>Ilustración 19.</b> <i>Pronóstico del barril de crudo indicador WTI</i> .....	79

## RESUMEN

Este proyecto de investigación consiste en evaluar la aplicación del método de Huff and Puff mediante inyección cíclica de gas asociado en el Bloque 2 GGV en los campos Ancón y Ahuquimi. Se determinó mediante métodos de evaluación técnica y económica de que es factible implementarlo con resultados beneficiosos en el Campo Ancón. La inyección del gas asociado deshidratado permitirá obtener mayores ingresos a los actuales bajo los estándares pertinentes. De los resultados del análisis, se utilizarían alrededor de 400.000 pies<sup>3</sup>/día de gas seco para obtener 143,42 BPPD muy por encima de los valores actuales de producción de los pozos seleccionados del proyecto. Los indicadores económicos indican una TIR de 23%, VAN cercano al millón de dólares con una tasa de descuento del 15% y una DPI superior a 4, los cuales dan la factibilidad de ser tomado en cuenta como proyecto de inversión para recuperación mejorada de petróleo.

**Palabras claves:** Huff and Puff, inyección cíclica de gas asociado, Bloque 2 GGV, campo maduro.

## **ABSTRACT**

This research project consists of evaluating the application of the Huff and Puff method through cyclic injection of associated gas in Block 2 GGV in the Ancón and Ahuquimi fields. It was determined through technical and economic evaluation methods that it is feasible to implement it with beneficial results in the Ancón Field. The injection of dehydrated associated gas will allow obtaining higher income than current ones under the relevant standards. From the results of the analysis, around 400,000 ft<sup>3</sup>/day of dry gas would be used to obtain 143.42 BPPD, well above the current production values of the selected wells of the project. The economic indicators indicate an IRR of 23%, NPV close to one million dollars with a discount rate of 15% and a DPI greater than 4, which give the feasibility of being considered as an investment project for enhanced oil recovery.

**Keywords:** Huff and Puff, cyclic associated gas injection, GGV Block 2, mature field.

# INTRODUCCIÓN

En Ecuador, durante los últimos 5 años, se ha observado una significativa disminución (aproximadamente el 9.8%) en la producción de petróleo, a pesar del aumento gradual de la demanda nacional e internacional. En respuesta a esta tendencia, se han implementado diversas iniciativas, incluyendo la ejecución de proyectos de perforación de pozos, optimizaciones en los sistemas de levantamiento artificial y la adopción de métodos de recuperación secundaria y mejorada. Estas acciones tienen como objetivo primordial incrementar la producción petrolera, al tiempo que se minimiza el impacto ambiental y se asegura la operatividad con costos de producción reducidos y un alto nivel de seguridad (Ministerio de Energía y Minas, 2023; Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2021).

El Bloque No. 2 "Gustavo Galindo Velasco" (GGV), ubicado en la provincia de Santa Elena, emerge como un referente consagrado en la historia de la explotación de hidrocarburos en Ecuador. Su trayectoria se remonta a más de un siglo, durante el cual los primeros 50 años marcaron una etapa de intensa actividad centrada en la exploración y explotación mediante la perforación de numerosos pozos para la producción de los yacimientos que lo componen (EP PETROECUADOR, 2013). Sin embargo, luego de esta fase de desarrollo, es común que la producción de cualquier campo petrolero tienda a declinar debido a la pérdida de energía natural de sus yacimientos a lo largo de su vida productiva. Este patrón se refleja claramente en el Bloque No. 2. En respuesta a este desafío y con el propósito de mejorar el factor de recobro e incrementar la extracción de petróleo, se han implementado diversos proyectos, como la acidificación, el fracturamiento hidráulico, el cañoneo de pozos para abrir nuevas zonas productivas, así como la implementación y optimización de sistemas de levantamiento artificial (SLA) (Escobar et al., 2019; Paz Villarroel, 2018).

Además de las acciones previamente implementadas y delineadas con el objetivo de prolongar la vida productiva del bloque, ha emergido la necesidad de llevar a cabo evaluaciones y estudios sobre nuevos métodos de recuperación de petróleo, adaptados a las condiciones operativas, geológicas y de reservorio particulares. En este contexto,

surge la idea de evaluar la viabilidad de la técnica de "Huff and Puff", mediante la inyección de gas asociado en los yacimientos en los campos Ahuquimi y Ancón. Cabe destacar que en el campo Ahuquimi se extrae crudo pesado con un promedio de 17 °API de la formación Santa Elena, mientras que en los yacimientos del campo Ancón se extrae crudo liviano, con aproximadamente 36.1 °API, de varios reservorios como Atlanta (AT), Passage Beds (PB), Santo Tomás (ST), Clay Pebble Beds (CPB) y Socorro (SO).

La aplicación del método "Huff and Puff" mediante la inyección cíclica de gas asociado se espera que contribuya significativamente a la recuperación de petróleo. Este proceso reduciría la viscosidad del crudo además de disminuir la presión interfacial en los poros del reservorio y por tanto aumentaría su movilidad, facilitando así el desplazamiento del petróleo residual atrapado en la roca reservorio. Este enfoque tiene el potencial de generar un aumento sustancial en la producción de los pozos seleccionados, ya sea que se encuentran en producción activa o en estado de paro transitorio (PT). El método propuesto implicaría una serie de etapas, que incluyen la inyección, el período de remojo y la producción, y su aplicabilidad podría resultar efectiva en campos donde el agotamiento energético del yacimiento supere el 40% de su presión inicial.

El método "Huff and Puff" propuesto implica la inyección rápida de gas asociado para presurizar el reservorio antes de cerrar el pozo durante un período de 1 a 2 semanas. Durante este tiempo, se permite que el gas asociado interactúe con el petróleo atrapado en los poros del yacimiento, provocando su desplazamiento. Posteriormente, se inicia la etapa de producción. La estructura del presente trabajo de investigación se detalla a continuación:

- En el capítulo 1 se desarrolla el Marco Teórico, el cual proporciona una visión general del Bloque 2 "Gustavo Galindo Velasco", detalla el método de recuperación mejorada "Huff and Puff" y ofrece una breve revisión histórica de los resultados obtenidos mediante la aplicación de este método en otros campos petroleros.
- En el capítulo 2 se presenta la metodología propuesta, diseñada para la selección de los pozos candidatos que serán sometidos al método de recuperación mejorada mediante la inyección inmisible de gas asociado.

- El capítulo 3 exhibe los resultados obtenidos, tanto desde una perspectiva técnica como económica, que respaldan la viabilidad y aplicabilidad del método propuesto.
- Finalmente, se presentan las conclusiones y recomendaciones derivadas del desarrollo de la investigación, ofreciendo una síntesis de los hallazgos y señalando posibles áreas de desarrollo futuro.

### **Planteamiento de la investigación:**

Como resultado de la explotación del Bloque 2 "Gustavo Galindo Velasco" a lo largo de más de un siglo de actividad productiva, ha sido notable la declinación en la producción de petróleo, atribuible a la pérdida de energía en sus reservorios. Esta tendencia ha impulsado la búsqueda de nuevas alternativas que posibiliten mejorar el factor de recobro y generar un aumento en la producción petrolera.

### **Formulación del problema de investigación:**

¿Cuáles son las causas que influyen en la disminución progresiva de la producción de petróleo en el Bloque 2 Gustavo Galindo Velasco?

### **Objetivo General:**

Evaluar la aplicación del método Huff and Puff mediante la inyección de gas asociado como estrategia de recuperación mejorada de petróleo en los pozos ubicados en los campos Ahuquimi y Ancón, pertenecientes al Bloque 2 "Gustavo Galindo Velasco".

### **Objetivos Específicos:**

- Establecer criterios de selección para la identificación objetiva los pozos más adecuados para la aplicación del método Huff and Puff en los campos Ahuquimi y Ancón, considerando aspectos geológicos, operativos y económicos.
- Determinar la cantidad y calidad del gas asociado requerida para la aplicación efectiva del método propuesto, considerando las características del yacimiento y los requisitos de producción de los pozos seleccionados.
- Evaluar tanto técnica como económicamente la viabilidad de la aplicación del método Huff and Puff en los pozos de los campos Ahuquimi y Ancón, determinando su

eficiencia en términos de aumento de la producción de petróleo y su rentabilidad en relación con los costos asociados.

**Planteamiento Hipotético:**

A través de la implementación del método Huff and Puff con inyección de gas asociado, se plantea la posibilidad de presurizar el reservorio, reducir la viscosidad del petróleo en el yacimiento, disminuir la tensión interfacial y mejorar la movilidad del crudo, lo cual facilitaría su desplazamiento y resultaría en un incremento en la producción de los pozos seleccionados.

# **CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL**

## **1.1. Revisión de literatura**

### **1.1.1. Descripción general del área de interés**

El Bloque 2 “Gustavo Galindo Velasco” (GGV) originalmente conocido como Campo Ancón, marca el inicio de la industria petrolera en Ecuador, con sus primeras exploraciones datadas en 1911. En ese año se perforó el primer pozo petrolero, denominado ANC0001, el cual condujo al descubrimiento del extenso yacimiento de Atlanta, una fuente de riqueza y empleo en la región peninsular durante más de cincuenta años. Desde 1921 hasta 1976, la compañía británica Anglo Ecuatorian Oilfields lideró las labores de exploración y explotación en el Bloque 2 “Gustavo Galindo Velasco”, perforando un total de 2,814 pozos. Durante este período, la producción alcanzó su punto máximo en 1956, con 10,000 barriles por día (EP PETROECUADOR, 2013).

En 1976, la estatal ecuatoriana CEPE (Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana) asumió la operación del Bloque 2 “Gustavo Galindo Velasco”, perforando 5 pozos y alcanzando una producción de 780 barriles por día. Desde 1994, la ESPOL (Escuela Superior Politécnica del Litoral) asumió la operación del Bloque 2 en colaboración con la compañía argentina CGC (Compañía General de Combustibles), formando el consorcio ESPOL-CGC. Este consorcio inició una nueva fase de inversión, llevando a cabo actividades de exploración mediante sísmica 2D en aproximadamente 400 km y actividades de explotación con la perforación de 15 pozos, logrando una producción promedio de 1,000 barriles por día (EP PETROECUADOR, 2013).

En el año 2002, la empresa Pacifpetrol S.A. adquirió los intereses de CGC, formando el consorcio ESPOL-PACIFPETROL y asumiendo la operación de 1500 pozos productivos divididos en tres zonas: Norte, Central y Sur. Durante este período, el consorcio ESPOL-PACIFPETROL desarrolló el campo Morrillo, perforando 5 pozos en esta área. En 2011, Pacifpetrol adquirió la operación total del Bloque 2 GGV mediante un contrato modificadorio con el Estado ecuatoriano (Pacifpetrol S.A., 2023).



Actualmente, el Bloque 2 GGV cuenta con un total de 2,884 pozos perforados, de los cuales aproximadamente 1,472 están reactivados (operativos bajo diferentes sistemas de levantamiento artificial), mientras que los 1,412 restantes se encuentran inactivos, ya sea en parado transitorio (PT) o fuera de servicio. La producción actual de petróleo en el Bloque 2 es de 866 barriles por día, con un promedio de calidad de hidrocarburo de 36.1 °API (Pacifpetrol S.A., 2023; Tigse Tituaña, 2018).

### 1.1.2. Ubicación geográfica y extensión

El Bloque 2 GGV se localiza en la provincia de Santa Elena, Ecuador, a una distancia aproximada de 130 kilómetros al suroeste de la ciudad de Guayaquil. Este bloque limita al norte y al oeste con el Bloque 1 "Pacoa" y el Océano Pacífico, al este con el Bloque 5 "Rodeo", y al sur con el Océano Pacífico, así como con los Bloques 4 y 39. La extensión total del bloque es de 1,200 kilómetros cuadrados, de los cuales 670 kilómetros cuadrados corresponden al área terrestre y 530 kilómetros cuadrados se encuentran en áreas costa afuera (*offshore*) (Petroamazonas EP, 2018). Es importante destacar que el área terrestre del Bloque 2 comprende las tres cabeceras cantonales de la provincia de Santa Elena: La Libertad, Salinas y Santa Elena.

Sus límites están definidos por una serie de vértices en el sistema de referencia WGS 84 zona 17 Sur:

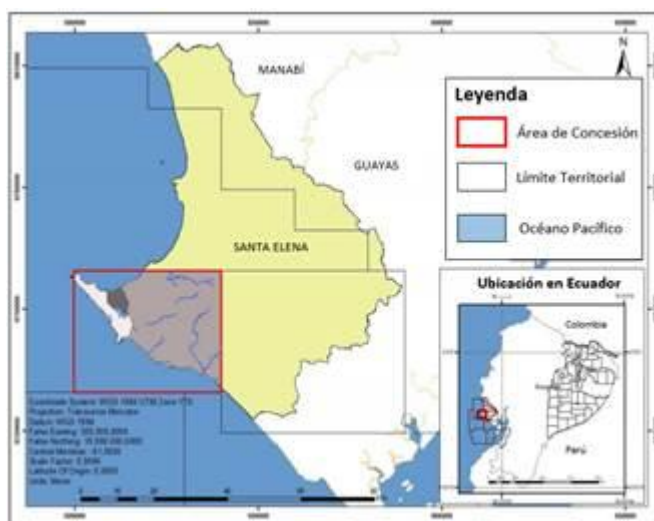
**Tabla 1.**

*Vértices del Bloque 02*

Vértices	Coordenada Este	Coordenada Norte
1	539.749,196	9.759.636,221
2	539.748,981	9.729.636,216
3	499.748,971	9.729.636,500
4	499.749,186	9.759.636,511

## Ilustración 1.

Mapa de ubicación del Bloque 2 "Gustavo Galindo Velasco"



Nota: El área de concesión comprende área marina y terrestre.

Fuente: (Mayorga-Mayorga & Reyes-Bueno, 2022)

### 1.1.3. Sistemas de levantamiento artificial

Posterior al inicio de la producción en un pozo de petróleo, finalmente se alcanza un punto en el que la energía natural proveniente de su depósito no basta para seguir elevando los fluidos desde el subsuelo hasta la superficie. Este panorama obliga al pozo a interrumpir su producción a través del flujo natural, lo que incentiva la búsqueda de opciones para cubrir la necesidad de energía requerida para que el pozo continúe generando de forma lucrativa y prolongue su durabilidad. Por esta razón, los sistemas de levantamiento artificial (SLA) son fundamentales en la extracción de hidrocarburos, pues sin estos resultaría complicado optimizar el beneficio y la recuperación del yacimiento (Fanchi & Christiansen, 2017; Guo et al., 2017).

En la actualidad, el Bloque 2 GGV cuenta con la implementación de 5 sistemas de levantamiento artificial en aproximadamente 1,472 pozos (Pacifpetrol S.A., 2023). Estos sistemas operativos son los siguientes:

- Bombeo Mecánico.
- Bombeo por Cavidades Progresivas no Convencionales.

- Plunger Lift.
- Swab.
- Herramienta Local.

La cantidad de pozos equipados con cada uno de estos Sistemas de Levantamiento Artificial (SLA) en el Bloque 2 GGV se detallan en la Tabla 2.

**Tabla 2.**

*Sistemas de levantamiento artificial operativos en el Bloque GGV (nov. 2024)*

SLA	Número de pozos	Producción
Bombeo Mecánico (BM)	309	15,217.87
Bombeo por Cavidades Progresivas no Convencional (BCPe)	62	2,171.01
Plunger Lift (PL)	2	394.77
Swab (SW)	233	4,392.87
Herramienta Local (HL)	527	3,825.50

#### 1.1.4. Geología regional

El marco tectónico regional de la costa ecuatoriana se compone de dos zonas principales, divididas por la falla regional Chongón-Colonche. Esta falla actúa como límite al norte con la cuenca Manabí y al sur con el levantamiento Santa Elena (Morocho Porras et al., 2015).

Al sur de la falla Chongón-Colonche, la sucesión estratigráfica exhibe una secuencia que abarca desde el Paleoceno Tardío hasta el desarrollo de la depresión que conformó la Cuenca Progreso del Neógeno. Benítez Acosta (2021) describe la Cuenca Ancón como una subsidencia que bordea el flanco oeste y sur de la cordillera Chongón-Colonche hasta el Graben del Litoral (Puerto López). Está ubicada al norte, suroeste y sur del Bloque Azúcar-Playas, que constituye la Península de Santa Elena (Benítez Acosta, 2021).

Según López Coronel (2016), el Bloque 2 GGV se encuentra en una unidad geológica llamada "Levantamiento Santa Elena", cuya secuencia sedimentaria se ha formado sobre la corteza oceánica que abarca desde el Cretácico hasta el Terciario Inferior. En la zona

occidental del bloque, afloran rocas del Cretácico, mientras que en la parte central y oriental se observa una secuencia gruesa de areniscas y conglomerados (López Coronel, 2016).

Además, se destaca que la Península de Santa Elena está compuesta por capas generalmente horizontales de areniscas y arenas sueltas, lo que indica una formación relativamente moderna que ha revelado restos de organismos marinos y otros animales extintos de la época cuaternaria.

### **1.1.5. Estratigrafía del Bloque 2 GGV**

La columna estratigráfica del Bloque 2 GGV está compuesta por depósitos sedimentarios que abarcan desde el Cretácico hasta el Terciario Inferior, desarrollados sobre basamentos correspondientes a la formación Piñón de origen oceánico y de edad Cretácica (Villacís Maita, 2018).

La colisión del terreno Cretácico con la Placa Sudamericana condujo a la deposición de sedimentos silicoclásticos en una cuenca de antearco, ahora conocida como Grupo Azúcar. Posteriormente a este evento, se produjo el levantamiento de terrenos alóctonos, lo que se caracteriza por un hiato en el registro sedimentario. Durante el Eoceno Inferior, Medio y Superior, ocurrió una transgresión regional que permitió la deposición en cuencas de antearco de formaciones reconocidas como Passage Beds (PB), Clay Pebbles Beds (CPB), así como las formaciones del Grupo Ancón, Socorro, Seca y Zapotal (Jaillard et al., 1995).

Las formaciones geológicas presentes en el Bloque 2 GGV se detallan a continuación:

#### **Formación Socorro (Eoceno Medio)**

Esta estratificación está compuesta por capas de lutitas grises oscuras y limonitas intercaladas, con finas láminas de areniscas grises. El depósito alcanza un espesor total que varía entre 1000 y 1800 pies. La Fm. Lower Socorro se caracteriza por ser una secuencia turbidítica conformada por alternancias de areniscas y lutitas, depositadas en canales y abanicos submarinos. El grosor neto de la capa de arena oscila entre 30 y 150 pies. La profundidad media del depósito se encuentra entre 1000 y 2200 pies, dependiendo de la configuración estructural. Aunque los datos sobre los principales

parámetros petrofísicos de la Fm. Lower Socorro son limitados, la porosidad medida en núcleos varía entre el 20% y el 25%, la saturación de petróleo registrada en núcleos ronda el 45%, mientras que se estima una permeabilidad de 82 mD y una salinidad del agua de formación que oscila entre 12000 y 14000 ppm de NaCl. Se emplea un factor volumétrico de 1.2 RB/STB. La recuperación prevista es del 14.56%.

### **Formación Clay Pebble Bed (Eoceno Inferior)**

Esta unidad geológica se compone de paquetes gruesos de tonalidad gris verdosa, los cuales contienen una mezcla de areniscas, calizas y lutitas, con un grosor variable que puede alcanzar hasta 2000 pies. A pesar de la falta de información petrofísica directa de los núcleos extraídos de esta formación, se estima que la porosidad ronda el 10% y la saturación de petróleo se calcula en un 50% utilizando datos de registros eléctricos. El índice de recuperación se sitúa en torno al 8.96%.

### **Formación Santo Tomás**

Esta capa geológica se compone de una secuencia de conglomerados y areniscas de tamaño medio a grueso, alternadas con lutitas grises. Presenta un espesor total promedio de alrededor de 700 pies. El grosor neto de las arenas varía entre 24 y 550 pies. La profundidad media del reservorio varía entre 2000 y 3000 pies, dependiendo de la estructura subyacente. La salinidad del agua de formación fluctúa entre 13000 y 15000 ppm de NaCl. La porosidad se sitúa en el 11% y la saturación de agua alcanza el 64%. El índice de recuperación se estima en el 8.63%.

### **Formación Passage Beds**

Esta unidad geológica se extiende por toda el área del campo Ancón, a excepción de zonas elevadas como Certeza. Exhibe una variedad de facies que incluyen lutitas, areniscas y conglomerados. La porosidad se registra en un 7.5%, mientras que la saturación de agua alcanza el 64%. El índice de recuperación se calcula en aproximadamente 1.62%.

### **Formación Atlanta**

Esta unidad geológica representa una sucesión turbidítica que contiene capas alternadas de areniscas y lutitas, las cuales se depositaron en canales y abanicos submarinos. Se divide en dos conjuntos de secuencias turbidíticas. El grosor neto de las arenas en el

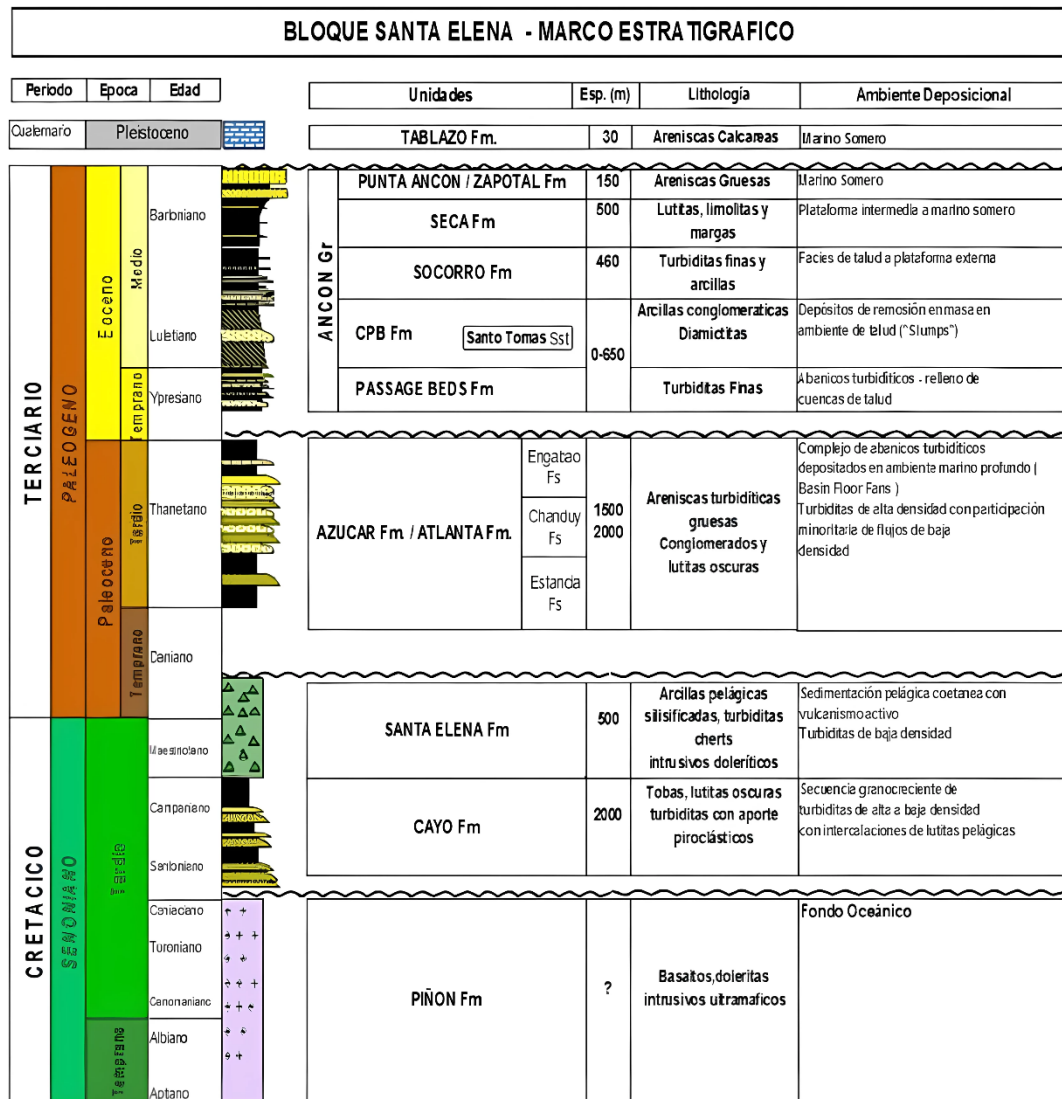
conjunto de secuencias superiores varía entre 0 y 1000 pies. La profundidad media del reservorio oscila entre 1800 y 5400 pies, dependiendo de la estructura subyacente. La porosidad se registra en un 10%, mientras que la saturación de agua alcanza el 64%. El índice de recuperación se estima en alrededor del 8.21%.

### **Formación Santa Elena**

Esta capa geológica se localiza en el área de Santa Paula y está mayormente constituida por reservorios fisurados de tipo Chert. Su composición litológica abarca bancos de limolitas y lutitas tobáceas, intercalados con estratos altamente silicificados de limolitas que contienen nódulos de Chert. La secuencia finaliza con una capa densa de lutitas oscuras, denominada Fm. Salinas. Los principales productores en este depósito son los estratos de Chert. La porosidad se calcula en un 11%, la saturación de agua alcanza el 60%, y el índice de recuperación se estima en el 11.19%.

**Ilustración 2.**

*Columna estratigráfica del Bloque 2 "Gustavo Galindo Velasco"*



Fuente: (Chunga, 2015)

**1.1.6. Principales propiedades petrofísicas de los yacimientos del Bloque GGV**

**Porosidad**

Es una propiedad fundamental de las rocas del reservorio, que se refiere al porcentaje del volumen total de la roca que está compuesto por espacios vacíos, conocidos como poros. Estos poros pueden contener fluidos como agua, petróleo o gas. La porosidad se clasifica en dos tipos: porosidad total y porosidad efectiva. La porosidad total incluye todos los

poros presentes en la roca, mientras que la porosidad efectiva considera solo aquellos poros que están interconectados y, por lo tanto, son capaces de contribuir al flujo de fluidos. La porosidad es un factor clave en la evaluación de la capacidad de un reservorio para almacenar hidrocarburos (Craft & Hawkins, 2015; Dake, 1998).

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

Donde:

$\phi$  = porosidad, fracción en decimales

$V_p$  = volumen poroso de la roca

$V_T$  = volumen total de la roca

La porosidad de los yacimientos del Bloque 2 GGV empleada para los cálculos de reservas de cada uno de los yacimientos, es la siguiente:

**Tabla 3.**

*Porosidad por yacimiento*

<b>Campo</b>	<b>Yacimiento</b>	<b>Porosidad (Frac.)</b>
Ancón	Socorro	0.25
	CBP	0.10
	Santo Tomás	0.11
	Passage Beds	0.08
Ahuquimi	Atlanta	0.10
	Santa Elena (Chert)	0.11

### **Permeabilidad**

Es la capacidad de una roca para permitir el paso de fluidos a través de sus poros interconectados. Es una propiedad clave en la ingeniería de yacimientos porque afecta la facilidad con la que los hidrocarburos (petróleo, gas) pueden moverse dentro del reservorio hacia los pozos de producción. Se mide en darcies D o en su submúltiplo milidarcies mD (Craft & Hawkins, 2015; Dake, 1998).



$$Q = \frac{kA}{\mu} \Delta P \quad \text{Ec. (2)}$$

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

$\Delta P$  es la diferencia de presión entre los extremos del medio poroso.

$\mu$  es la viscosidad del fluido.

La permeabilidad del Bloque 2 GGV, empleada para los cálculos de reservas de cada uno de los yacimientos, es la siguiente:

**Tabla 4.**

*Permeabilidades por yacimiento*

<b>Campo</b>	<b>Yacimiento</b>	<b>Permeabilidad (mD)</b>
Ancón	Socorro	82.00
	CBP	55.00
	Santo Tomás	6.00
	Passage Beds	5.00
	Atlanta	3.00
Ahuquimi	Santa Elena (Chert)	7.70

### **Saturación de Agua ( $S_w$ )**

Es la fracción del volumen total de poros en una roca que está ocupada por agua. Es una propiedad importante en los reservorios petroleros, ya que determina cuánto espacio dentro de la formación porosa está lleno de agua en lugar de hidrocarburos. El valor de saturación de agua puede variar entre 0% (sin agua en los poros) y 100% (todos los poros llenos de agua). La saturación de agua es fundamental para calcular la cantidad de petróleo o gas recuperable en un yacimiento (Ahmed, 2010).

La saturación de agua estimada en el Bloque 2 GGV, utilizada para los cálculos de reservas de cada uno de los yacimientos, es la siguiente:

**Tabla 5.**

*Saturación de agua por yacimiento*

<b>Campo</b>	<b>Yacimiento</b>	<b>Sw (Frac.)</b>
	Socorro	0.55
	CBP	0.50
Ancón	Santo Tomás	0.64
	Passage Beds	0.64
	Atlanta	0.64
Ahuquimi	Santa Elena (Chert)	0.60

### **Saturación de Petróleo Residual (Sor)**

Es el petróleo que queda atrapado en los poros de la roca después de que se ha producido todo el petróleo móvil. Este petróleo no puede fluir debido a las fuerzas capilares que lo retienen, lo que lo hace inaccesible mediante métodos de producción convencionales (Craft & Hawkins, 2015; Dake, 1998).

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

Donde:

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

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

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

Para el Bloque 2 GGV la saturación de petróleo residual ( $S_{or}$ ) ha sido estimada en los siguientes porcentajes para cada uno de los yacimientos:

**Tabla 6.***Saturación de petróleo residual por yacimiento*

<b>Campo</b>	<b>Yacimiento</b>	<b>Sor (Frac.)</b>
	Socorro	0.30
	CBP	0.25
Ancón	Santo Tomás	0.28
	Passage Beds	0.36
	Atlanta	0.36
Ahuquimi	Santa Elena (Chert)	0.30

**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 7.***Clasificación de la gravedad API*

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

Para el Bloque 2 GGV las gravedades API del petróleo producido en cada uno de los yacimientos, son las siguientes:

**Tabla 8.**

*Gravedad API por yacimiento*

<b>Campo</b>	<b>Yacimiento</b>	<b>API (°)</b>
	Socorro	36.80
	CBP	39.00
Ancón	Santo Tomás	38.80
	Passage Beds	39.00
	Atlanta	40.00
Ahuquimi	Santa Elena (Chert)	33.60

### **1.1.7. Otros parámetros de los yacimientos del Bloque 2 GGV**

#### **Factor Volumétrico del Petróleo**

Es la relación entre el volumen de petróleo en condiciones de yacimiento y el volumen de ese mismo petróleo cuando es llevado a condiciones estándar de superficie (normalmente a 14,7 psia y 60°F). Este factor permite a los ingenieros convertir las tasas de producción de petróleo medidas en superficie (barriles estándar a condiciones de superficie, STB) al volumen correspondiente en el yacimiento (barriles a condiciones de yacimiento, RB).

El factor volumétrico del petróleo varía principalmente debido a la compresibilidad del petróleo, la disolución de gas en el petróleo en condiciones de yacimiento y los cambios en la temperatura y presión desde el reservorio hasta la superficie. Este parámetro es crucial para calcular el volumen de petróleo presente en el yacimiento y para las simulaciones de yacimientos.

Para el Bloque 2 GGV el factor volumétrico del petróleo para cada uno de los yacimientos es el siguiente:

**Tabla 9.**

*Factor volumétrico del petróleo por yacimiento*

<b>Campo</b>	<b>Yacimiento</b>	<b>Bo (RB/STB)</b>
	Socorro	1.20
	CBP	1.20
Ancón	Santo Tomás	1.20
	Passage Beds	1.20
	Atlanta	1.20
Ahuquimi	Santa Elena (Chert)	1.20

### **Espesor Neto de la formación de interés**

El espesor neto de una formación geológica es la parte de la formación que tiene propiedades que permiten la producción de hidrocarburos, como alta porosidad y permeabilidad. Este espesor excluye zonas no productivas, como capas impermeables o con alta saturación de agua (Craft & Hawkins, 2015; Dake, 1998).

### **Presión de Reservorio (Pr)**

La presión de reservorio es la presión en el interior de los poros de una formación geológica a una profundidad dada. Esta presión se utiliza para movilizar los fluidos en el yacimiento hacia los pozos productores. Conforme se produce el hidrocarburo, la presión de reservorio disminuye, a menos que se implemente un método de mantenimiento de presión (T. Ahmed, 2001; T. H. Ahmed & Meehan, 2012).

### **Presión de Fondo Fluyente (Pwf)**

La presión de fondo fluyente es la presión medida en el fondo del pozo mientras se está produciendo. Esta medida es fundamental para el análisis de la eficiencia de la producción y para planificar intervenciones en el pozo. La diferencia entre la presión de reservorio y la presión de fondo fluyente proporciona información sobre la caída de presión durante la producción (Craft & Hawkins, 2015).

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

Donde:

$P_r$  = presión de reservorio.

$P_{wf}$  = presión de fondo fluuyente.

### **Presión Final**

La presión final es la presión medida al final de un período específico de producción o inyección. Esta presión es utilizada para evaluar la eficiencia de la recuperación de hidrocarburos y para ajustar las estrategias de producción o inyección (T. Ahmed, 2001; T. H. Ahmed & Meehan, 2012).

### **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).

### **Profundidad Media**

La profundidad media es el promedio entre el tope y la base de una zona productiva dentro del yacimiento. Este valor es útil para simplificar cálculos relacionados con la profundidad en intervenciones de pozos y análisis de presión. Proporciona una representación única de la profundidad efectiva del intervalo productivo (Craft & Hawkins, 1959).

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

Donde:

$D_{media}$  = profundidad media.

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

### Área de Drenaje

El área de drenaje es la superficie del reservorio que está siendo influenciada por un pozo productor. Conocer esta área es fundamental para estimar el volumen de hidrocarburos en sitio y el volumen de producción posible. El área de drenaje se calcula en función de las propiedades del yacimiento y la tasa de producción (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.

$\phi$  = porosidad, fracción.

$h$  = espesor neto.

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

### Radio de Drenaje

El radio de drenaje es la distancia desde el pozo hasta el borde del área de drenaje. Esta distancia delimita la zona donde la producción del pozo está afectando la presión y el flujo de fluidos. El radio de drenaje es útil para planificar el espaciado de pozos en un campo (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.

### **Volumen Bruto del Reservorio**

El volumen bruto del reservorio es el volumen total de la formación que contiene la acumulación de hidrocarburos, incluyendo tanto las zonas porosas como no porosas. Este valor se utiliza para calcular la cantidad total de hidrocarburos en el yacimiento (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.

### **Volumen Poral del Reservorio**

El volumen poral del reservorio es la cantidad de espacio vacío en la roca que puede almacenar fluidos, como petróleo, gas o agua. Este volumen se calcula multiplicando el volumen bruto por la porosidad (Okotie & Ikporo, 2018).

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

Donde:

$V_p$  = volumen poral del reservorio.

$\phi$  = porosidad.

$V_b$  = volumen bruto del reservorio.

Para el Bloque 2 GGV el volumen de la roca para cada uno de los yacimientos son los siguientes:



**Tabla 10.**

*Volumen de roca por yacimiento*

<b>Campo</b>	<b>Yacimiento</b>	<b>Vol. Roca (acre-pie)</b>
Ancón	Socorro	267,808
	CBP	72,006
	Santo Tomás	521,001
	Passage Beds	480,034
	Atlanta	3,963,844
Ahuquimi	Santa Elena (Chert)	220,360

## **1.2. El método Huff and Puff**

### **1.2.1. Breve historia del método Huff and Puff**

El método Huff and Puff, también conocido como inyección cíclica de vapor, surgió como una técnica de recuperación térmica de petróleo en la década de 1960 en Estados Unidos, específicamente para abordar los desafíos de producción en yacimientos de crudo pesado (Karacaer et al., 2023).

### **Orígenes**

Este método evolucionó a partir de la recuperación térmica convencional y se popularizó como una alternativa a la inyección continua de vapor, siendo más económica y flexible. Se desarrolló principalmente en los campos petroleros de California, donde los reservorios de crudo pesado con alta viscosidad requerían métodos innovadores para movilizar el petróleo atrapado (Sie & Nguyen, 2020).

### **Expansión y Aplicación**

Durante las décadas de 1970 y 1980, el Huff and Puff se extendió a otros países con importantes yacimientos de crudo pesado, como Venezuela, Canadá, y algunas regiones del Medio Oriente (Jia et al., 2018).

Se implementó en campos maduros y en pozos individuales como una solución para maximizar la producción en etapas finales del yacimiento (Carpenter, 2018).

Posteriormente, su aplicación se diversificó con fluidos distintos al vapor, como gases (CO<sub>2</sub>, gas asociado) y solventes, dependiendo de las condiciones del yacimiento (Ding et al., 2021).

## **Desarrollo Tecnológico**

A partir de la década de 1990, el método comenzó a integrar simulaciones numéricas y técnicas avanzadas para optimizar el diseño de los ciclos (H. Chen et al., 2024; Tellez et al., 2023).

En la actualidad, sigue siendo un componente clave en la recuperación térmica, especialmente en campos maduros y en regiones con yacimientos de crudo pesado, como Canadá (arenas bituminosas) y América Latina.

### **1.2.2. Evolución del Uso de Gases en Huff and Puff**

#### **1. Década de 1970 – 1980: Inicio con CO<sub>2</sub>**

- El CO<sub>2</sub> fue uno de los primeros gases utilizados en Huff and Puff, impulsado por su capacidad para disolver el petróleo, reducir su viscosidad y aumentar el hinchamiento del crudo (swelling) (Zhu et al., 2021).
- Estados Unidos fue pionero en su aplicación, especialmente en la Cuenca Pérmica, donde se disponía de fuentes de CO<sub>2</sub> naturales (Cudjoe et al., 2016).

#### **2. Década de 1990: Introducción de N<sub>2</sub> y gases mezclados**

- Se exploró el uso de nitrógeno (N<sub>2</sub>) debido a su bajo costo y abundancia. El N<sub>2</sub> no interactúa químicamente con el petróleo, pero ayuda a mantener la presión del reservorio y mejora la expulsión del crudo hacia el pozo (Elturki & Imqam, 2022).
- En esta etapa, también se experimentó con gases de combustión (mezclas de CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> y otros), aprovechando emisiones industriales para reducir costos y emisiones de carbono (X. Chen et al., 2023).

### 3. 2000 en adelante: Innovación y sustentabilidad

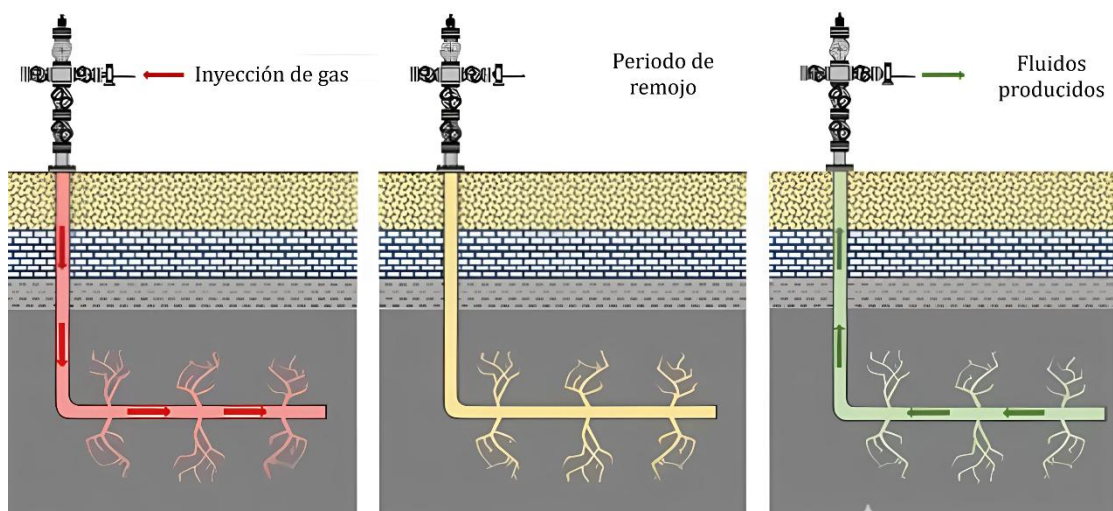
- Se comenzaron a combinar gases con solventes ligeros para aumentar la eficiencia de recuperación, especialmente en reservorios profundos y de alta presión (Al-Rubaye et al., 2023).
- El enfoque en la captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS) incentivó el uso de CO<sub>2</sub> reciclado en operaciones petroleras, promoviendo una recuperación de petróleo más sostenible (Bao et al., 2023).

#### 1.2.3. Teoría del método Huff and Puff

El método Huff and Puff es una técnica de recuperación mejorada de petróleo que implica la inyección de gas en pozos productores o no productores permitiendo la re-presurización de sus yacimientos, mejorando su producción e incrementando su factor de recobro (Sheng, 2017b). Este método está conformado de 3 etapas, la primera que consiste en la inyección del gas, la segunda etapa que comprende el cierre temporal del pozo y la tercera que es la fase de apertura de este para producción (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)

### **1.2.3.1. Fase de inyección de gas**

En esta etapa, se inyecta gas a presión hacia el yacimiento de interés desde una fuente de compresión hacia el pozo candidato a través del manifold de inyección, válvula del cabezal del pozo y sarta de tubing. Para esta primera fase de inyección es importante conocer previamente los siguientes factores:

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

Es necesario recalcar que, para generar el desplazamiento del petróleo remanente en el yacimiento, no es indispensable crear una miscibilidad entre el gas inyectado y el petróleo presente en el reservorio, siendo este método idóneo en campos maduros donde se encuentran pozos con revestimientos de mucha antigüedad, los cuales estarían propensos a colapsar a elevadas presiones de inyección, si se pretendiera crear miscibilidad. A través de la inyección inmisible de gas asociado se pueden lograr varios objetivos, tales como:

- Presurización del yacimiento.
- Reducción de la viscosidad del petróleo.
- Reducción de la tensión superficial entre el petróleo y los poros de la roca productora.
- Incremento de la movilidad del petróleo en el yacimiento.

Por otra parte, se puede mencionar que otro de los beneficios de inyectar gas de forma cíclica es que esta técnica permite disminuir el corte de agua en arenas petrolíferas con alta conificación, además de disminuir la permeabilidad relativa del agua, la humectabilidad de la roca y la tensión superficial de los granos de arena preferentes al contacto con el líquido.

### **1.2.3.2. Fase de remojo**

Una vez inyectado el fluido (gas) al volumen indicado, se suspende la inyección de gas al pozo y pasa al estado de remojo con la finalidad de que el gas se expanda, logrando entrar en el medio poroso de la formación y de esta forma desplazar el hidrocarburo hacia el pozo en la etapa de apertura.

El tiempo de remojo en un proceso de Huff and Puff está determinado por diversos factores, entre los cuales se incluyen:

#### **Características del Reservorio:**

- **Permeabilidad:** Los reservorios con alta permeabilidad constituyen un escenario ideal, ya que facilitan la distribución eficiente del gas inyectado.
- **Porosidad:** La porosidad del reservorio es crucial, ya que permite el almacenamiento y la distribución eficiente del gas inyectado.
- **Presión del Yacimiento:** La relación entre la presión inicial del yacimiento y la presión incremental durante el proceso de inyección influyen directamente en la rapidez con la que se distribuye el gas a través del reservorio.
- **Heterogeneidad:** En reservorios con baja continuidad de arena y alta variabilidad en las propiedades petrofísicas, la distribución del gas puede verse retardada, lo que impide que se logre una distribución uniforme de manera rápida.

#### **Propiedades del petróleo:**

- **Viscosidad del petróleo:** La viscosidad del petróleo influye significativamente en el tiempo requerido para el proceso de Huff and Puff. Cuando el petróleo presenta una mayor viscosidad, el gas inyectado necesita más tiempo para reducirla, lo que a su vez mejora la movilidad del petróleo y facilita su recuperación.

#### **Condiciones Operativas:**

- **Presión de Inyección:** Una presión de inyección elevada favorece la aceleración de la distribución del gas dentro del yacimiento, lo que facilita su propagación y permite un proceso más rápido de desplazamiento del petróleo hacia los pozos productores.

### **1.2.3.3. Fase de producción**

Iniciada esta etapa se procederá con la apertura del pozo, para permitir la salida del colchón de gas asociado que se originó durante la fase de inyección y poner en producción al pozo con la finalidad de evaluar su incremental.

### **1.2.4. Tipos de gases comúnmente usados en el método Huff and Puff**

El Huff and Puff, como método de recuperación mejorada tiene la finalidad de incrementar la presión en el reservorio para mejorar la producción de petróleo. Para la aplicación de este método se pueden utilizar los siguientes tipos de gases:

- Nitrógeno.
- CO<sub>2</sub>.
- Gas asociado.

#### **1.2.4.1. Inyección de nitrógeno**

El uso del gas nitrógeno aplicado en proyectos de recuperación mejorada mediante el método de Huff and Puff, tuvo sus inicios en la década de los 80 del siglo pasado, con la finalidad de mantener la presión del reservorio, sin embargo, esta técnica no sólo mantuvo la presión de este, sino también la incrementó y mejoró el factor de recobro (Lu et al., 2017). Otros de los efectos que produce la inyección de gas son los siguientes:

- Provoca un efecto de vaporización de las fracciones ligeras contenidas en el hidrocarburo, ocasionando miscibilidad siempre y cuando la presión de inyección sea lo suficientemente alta.
- Genera un empuje de gas que desplaza al petróleo y llena los espacios porosos con el gas inyectado.
- Permite mejorar el drenaje gravitacional en reservorios que presentan un buen buzamiento (miscible o inmisible).

#### **1.2.4.1.1. Desarrollo del Huff and Puff con N<sub>2</sub>**

##### **1. Década de 1990: Pruebas en Yacimientos de Baja Presión**

- Las primeras aplicaciones documentadas del Huff and Puff con N<sub>2</sub> ocurrieron en campos de Estados Unidos, como los de Texas y la Cuenca Pérmica.
- Durante esta década, se realizaron experimentos piloto en pozos maduros, logrando resultados prometedores al incrementar la producción mediante la restauración de la presión del reservorio.

##### **2. Expansión Global**

- En los años 2000, el uso de N<sub>2</sub> en Huff and Puff se expandió a otros países, incluidos:
  - **México (Cantarell):** El N<sub>2</sub> se utilizó para mantener la presión del yacimiento en pozos de crudo pesado.
  - **Omán:** Implementaciones exitosas en pozos de baja presión, aprovechando la disponibilidad de tecnologías de generación de nitrógeno in situ.

##### **3. Tecnología Avanzada y Sustentabilidad**

- En la actualidad, se han desarrollado sistemas avanzados para generar N<sub>2</sub> directamente en campo mediante separación del aire, lo que reduce los costos operativos y facilita su aplicación.
- El enfoque en tecnologías sustentables también ha llevado a combinar el uso de N<sub>2</sub> con otros métodos, como la inyección de solventes o espumas para mejorar el contacto con el petróleo.

#### **1.2.4.1.2. Ventajas que impulsaron el desarrollo del Huff and Puff con N<sub>2</sub>**

##### **1. Económico y Abundante:**

- A diferencia del CO<sub>2</sub>, el nitrógeno se puede generar in situ utilizando aire comprimido y separadores, lo que lo hace más accesible en áreas remotas.

##### **2. Flexible:**

- Se adapta a una variedad de condiciones de reservorio, desde crudos livianos hasta crudos pesados con baja presión.

### 3. Seguro y No Reactivo:

- Su carácter inerte lo hace ideal para formaciones sensibles, evitando reacciones químicas adversas o problemas de corrosión.

Tabla 11.

*Ventajas de la inyección cíclica de Nitrógeno*

<b>Criterio</b>	<b>Ventajas</b>
<b>Costo</b>	Relativamente bajo en comportamiento con otros gases, entre ellos GLP, CO <sub>2</sub> y otros.
<b>Componentes livianos del nitrógeno</b>	Se vaporizan los componentes livianos del nitrógeno en el crudo, permitiendo desplazar el petróleo hacia los pozos productores.
<b>Corrosividad</b>	No es corrosivo, por lo tanto, no se requieren grandes modificaciones en las instalaciones.
<b>Formación</b>	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 12.

*Desventajas de la inyección cíclica de Nitrógeno*

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

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

#### 1.2.4.2. Inyección de CO<sub>2</sub>

El dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) es el gas más utilizado en proyectos de recuperación mejorada de petróleo mediante la inyección cíclica de gas Huff and Puff, debido a los



efectos que este produce en el reservorio para el incremento de la producción de petróleo. El CO<sub>2</sub> permite recuperar hidrocarburos por las siguientes razones:

- Reduce la viscosidad del petróleo.
- Disminuye la tensión interfacial entre el crudo y la fase CO<sub>2</sub>– crudo, en las zonas donde se ha producido miscibilidad.
- Expansión del petróleo y reducción en su densidad.
- Provoca un efecto de acidificación en reservorios carbonatados y arenas.

**Tabla 13.**

*Ventajas de la inyección miscible de CO<sub>2</sub>*

<b>Criterio</b>	<b>Ventajas</b>
<b>Solvente</b>	En conjunto con la saturación de petróleo residual ayuda a superar la capilaridad e incrementar la movilidad del petróleo.
<b>Eficiencia de desplazamiento</b>	Cercana al 100%, debido que al mezclarse con el petróleo produce un decremento en la tensión interfacial (aprox. Cero) y un incremento en la mojabilidad del petróleo.
<b>Alto poder disolvente</b>	Consiste en extraer componentes de hidrocarburos y desplazar el petróleo.
<b>Segregación gravitacional</b>	Compatibilidad con el petróleo al poseer el CO <sub>2</sub> una alta densidad.
<b>Viscosidad</b>	Permite la reducción de la viscosidad del petróleo y un pequeño incremento en la viscosidad del agua, debido a la alta solubilidad del CO <sub>2</sub> .
<b>Expansión de petróleo</b>	La expansión del petróleo es debido al incremento de contenido de metano en un rango del 10 al 20%, dependiendo de la composición y presión de saturación.
<b>Medio ambiente</b>	El uso de CO <sub>2</sub> disminuiría las emisiones de gas de efecto invernadero.
<b>Característica de la Formación</b>	Inyección en formaciones homogéneas con baja permeabilidad vertical y bajo espesor.

**Fuente:** (Hou et al., 2021; Jia et al., 2018)

**Tabla 14.***Desventajas de la inyección miscible de CO<sub>2</sub>*

<b>Criterio</b>	<b>Desventajas</b>
<b>Disponibilidad</b>	Almacenamiento
<b>Eficiencia de barrido</b>	Se vería afectada por canalizaciones, altas permeabilidades o fracturas, sin embargo, el uso de espumas alrededor del pozo como proceso auxiliar incrementa la recuperación de hidrocarburos.
<b>Presencia de oxígeno</b>	La recuperación de petróleo disminuirá mientras la presencia de oxígeno sea mayor.
<b>Contaminación</b>	La contaminación de CO <sub>2</sub> , N <sub>2</sub> , O <sub>2</sub> o CH <sub>4</sub> puede incrementar la presión mínima de miscibilidad, mientras que la presencia de H <sub>2</sub> S, SO <sub>2</sub> , C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> o hidrocarburos intermedios (C <sub>3</sub> o C <sub>4</sub> ) pueden reducirla.
<b>Ruptura temprana</b>	Causada por la corrosión que presentan los pozos productores.
<b>Espesor de la formación</b>	Grandes espesores.
<b>Hinchazón</b>	El potencial de hinchamiento de arcillas disminuye a medida que la salinidad del fluido aumenta. Durante la inyección se produce hinchamiento de las arcillas causando daño a la formación, esto dependerá de los cationes presentes en los fluidos
<b>Estado de la Formación</b>	Si la formación presenta fracturamiento extensivo, acuíferos activos o presencia de capa de gas.

**Fuente:** (Cudjoe et al., 2016)

### 1.2.4.3. Inyección de gas asociado

El gas asociado se lo inyecta con la finalidad de mantener la presión en el reservorio y obtener una producción incremental significativa, permitiendo minimizar la declinación de las tasas de producción de petróleo. Los efectos que produce el gas asociado en un yacimiento son los siguientes:

- Presurización del yacimiento.
- Reduce la viscosidad del petróleo.
- Aumento de la movilidad del petróleo.
- Incremento en la tasa de producción.

**Tabla 15.***Ventajas de la inyección de gas asociado*

<b>Ventaja</b>	<b>Descripción</b>
<b>Disponibilidad en Campo</b>	El gas asociado ya está disponible como subproducto de la producción de petróleo, reduciendo costos de transporte.
<b>Reutilización del Gas</b>	Parte del gas inyectado se recupera durante la producción y puede ser reutilizado en ciclos posteriores.
<b>Reducción de la Quema de Gas</b>	Permite aprovechar el gas asociado que de otro modo sería quemado, reduciendo emisiones de gases de efecto invernadero.
<b>Aumento de la Presión del Reservorio</b>	Mejora la presión local, movilizándolo el petróleo atrapado en los poros de la roca.
<b>Reducción de Costos Operativos</b>	Evita la necesidad de comprar o transportar gases externos como CO <sub>2</sub> o N <sub>2</sub> .
<b>Flexibilidad Operativa</b>	Puede adaptarse tanto a pozos maduros como a reservorios con baja presión.
<b>Simplicidad en la Implementación</b>	Requiere menos infraestructura en comparación con métodos térmicos o con gases importados.
<b>Beneficio Ambiental</b>	Contribuye a minimizar el impacto ambiental al aprovechar un subproducto del petróleo.

Fuente: (Junira et al., 2022; Sheng, 2017a)

**Tabla 16.***Desventajas de la inyección de gas asociado*

<b>Desventaja</b>	<b>Descripción</b>
<b>Composición Variable del Gas</b>	El gas asociado puede contener impurezas como H <sub>2</sub> S o CO <sub>2</sub> , que pueden causar problemas de corrosión o daños al reservorio.
<b>Eficiencia Menor en Petróleo Extrapesado</b>	En crudos muy viscosos, la inyección de gas asociado no es tan efectiva como métodos térmicos o con CO <sub>2</sub> .
<b>Pérdidas de Gas al Reservorio</b>	Parte del gas inyectado puede quedar atrapado en la formación, reduciendo la eficiencia del proceso.

<b>Desventaja</b>	<b>Descripción</b>
<b>Baja Miscibilidad con el Crudo</b>	El gas asociado no se mezcla fácilmente con el petróleo, limitando su capacidad para reducir la viscosidad del crudo.
<b>Aumento de la Saturación de Gas</b>	En algunos casos, el gas puede bloquear los flujos de petróleo al incrementar la saturación de gas en el reservorio.
<b>Infraestructura Limitada</b>	La compresión y manejo del gas asociado requiere equipo especializado, lo que puede aumentar los costos iniciales.
<b>Dependencia del Volumen Producido</b>	La cantidad de gas asociado disponible depende del nivel de producción de petróleo, lo que puede limitar su uso en campos de baja producción.
<b>Riesgo de Fugas o Emisiones No Controladas</b>	Si no se maneja adecuadamente, el gas asociado puede liberarse al medio ambiente, afectando la sostenibilidad del proyecto.

**Fuente:** (Mydland et al., 2021; Sie & Nguyen, 2023)

### **1.2.5. Herramientas y equipos para implementar el método Huff and Puff**

Para la ejecución del método Huff and Puff, es necesario contar con equipos y herramientas que permitan realizar la inyección cíclica de gas bajo parámetros operativos previamente establecidos, los cuales aseguren el éxito de la intervención. A continuación, se describen los equipos y herramientas necesarios para esta actividad.

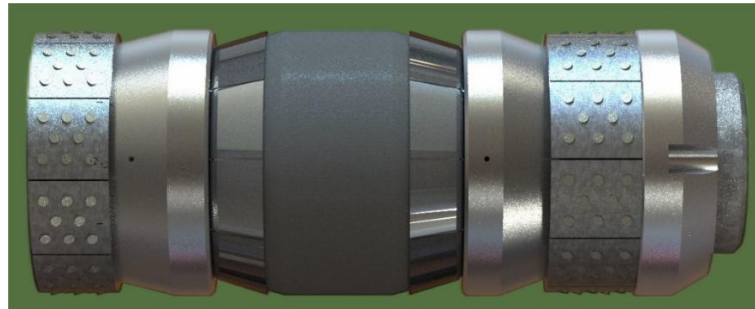
#### **1.2.5.1. CIBP**

Un CIBP (Cast Iron Bridge Plug o tapón puente de hierro fundido) es un dispositivo mecánico diseñado para sellar o aislar una sección específica del pozo en la tubería de revestimiento (casing). Está compuesto principalmente de hierro fundido (cast iron) y materiales de sellado como elastómeros. Este tipo de tapón se utiliza en la industria petrolera y gasífera para una variedad de aplicaciones durante las operaciones de completación, intervención y abandono de pozos. Esta herramienta es fundamental para la ejecución del método Huff and Puff, ya que permite aislar zonas o formaciones que no

son de interés para la inyección de gas, lo que brinda una mejor selectividad del reservorio (Wan, 2008).

#### **Ilustración 4.**

*CIBP (tapón puente de hierro fundido)*



**Fuente:** [https://www.kingwelloilfield.com/bridge\\_plug/108.html](https://www.kingwelloilfield.com/bridge_plug/108.html)

#### **Características Técnicas de un CIBP**

- **Material:** Generalmente fabricado de hierro fundido, que se puede perforar fácilmente si es necesario.
- **Sistema de Sellado:** Incluye elementos de sellado de goma o elastómeros que garantizan una presión hermética contra la pared del casing.
- **Capacidad de Presión:** Diseñado para soportar presiones altas, dependiendo de la aplicación.
- **Tipo de Activación:**
  - **Mecánico:** Activado mediante herramientas de cable o tubería.
  - **Hidráulico:** Activado mediante presión de fluido.

#### **Ventajas de los CIBP**

- Fácil de instalar y remover.
- Alta resistencia a presiones y temperaturas extremas.
- Compatible con una variedad de aplicaciones en pozos.

## **Desventajas o Limitaciones**

- No es reutilizable (diseñado para ser perforado o destruido).
- Su instalación requiere herramientas específicas y personal capacitado.
- En algunos casos, puede haber pérdida de sellado si no se instala correctamente.

### **1.2.5.2. Packer**

Un packer es un dispositivo mecánico utilizado en la industria petrolera y gasífera para sellar el espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento (casing) en un pozo. Su función principal es crear una barrera hermética que permite aislar zonas específicas del pozo, evitando la comunicación no deseada entre diferentes formaciones o entre fluidos en el espacio anular (Wan, 2008).

#### **1.2.5.2.1. Funciones Principales de un Packer**

- 1. Aislamiento Zonal:**
  - Asegura que los fluidos de una formación específica no migren a otras zonas del pozo o a la superficie.
- 2. Control de Presión:**
  - Contiene y maneja presiones dentro del pozo, protegiendo los equipos de superficie y la integridad del pozo.
- 3. Optimización de Producción:**
  - Facilita la producción simultánea de múltiples zonas productivas al aislarlas y permitir un control independiente.
- 4. Protección de la Tubería:**
  - Reduce el estrés en la tubería de producción al aislarla de presiones externas y fluidos corrosivos.
- 5. Soporte para Equipos de Completación:**
  - Actúa como una base para herramientas de completación, como válvulas o equipos de levantamiento artificial.

### 1.2.5.2.2. Tipos de Packers

#### 1. Según su Activación:

- **Mecánicos:** Se activan por movimientos de la tubería (tensión o compresión).
- **Hidráulicos:** Se activan mediante presión hidráulica aplicada desde la superficie.
- **Inflables:** Se expanden utilizando fluido o gas para sellar el espacio anular.

#### 2. Según su Uso:

- **Permanentes:** Diseñados para permanecer en el pozo de forma indefinida; su remoción requiere técnicas destructivas.
- **Recuperables:** Pueden ser instalados, retirados y reutilizados en otro pozo.
- **Deslizantes (Slips Packers):** Permiten cierto movimiento de la tubería de producción después de ser instalados.

#### 3. Según su Aplicación:

- **De Producción:** Utilizados durante la fase de producción para aislar zonas específicas.
- **De Inyección:** Empleados en operaciones de inyección, como agua, vapor o gas.
- **De Prueba:** Diseñados para pruebas de formación y otras operaciones temporales.

### 1.2.5.2.3. Partes Principales de un Packer

#### 1. Cuerpo Principal:

- Fabricado generalmente de acero para soportar altas presiones y temperaturas.

#### 2. Elementos de Sellado:

- Compuestos de elastómeros resistentes a la corrosión y al desgaste, que crean el sello entre las tuberías.

### 3. **Slips (Garros):**

- Dientes de metal que se anclan al revestimiento para fijar el packer en su lugar.

### 4. **Mecanismo de Activación:**

- Componentes mecánicos, hidráulicos o inflables que permiten su instalación y fijación.

#### 1.2.5.2.4. **Ventajas de los Packers**

- **Aislamiento efectivo:** Previene problemas como la mezcla de fluidos de diferentes formaciones.
- **Protección del pozo:** Mejora la integridad del pozo al manejar presiones y fluidos no deseados.
- **Versatilidad:** Hay diseños para diversas aplicaciones, desde producción hasta inyección o pruebas.

#### 1.2.5.2.5. **Desventajas o Limitaciones**

- **Costo elevado:** Algunos modelos, especialmente los hidráulicos o inflables, pueden ser costosos.
- **Riesgo de falla:** Si no se instala correctamente o si el material de sellado se degrada, puede perder efectividad.
- **Mantenimiento y recuperación:** Los packers permanentes requieren equipos y técnicas especializadas para ser removidos.

#### 1.2.5.2.6. **Aplicaciones Comunes**

##### 1. **Completación de Pozos:**

- Para aislar zonas productivas o controlar zonas no deseadas, como acuíferos.

##### 2. **Inyección de Fluidos:**

- Durante operaciones de EOR (recuperación mejorada) o inyección de gas o agua.



### 3. Pruebas de Pozos:

- Para evaluar la presión, permeabilidad y características del reservorio en zonas específicas.

### 4. Producción Multizonal:

- En pozos con múltiples zonas productivas, los packers permiten controlar y producir cada zona de manera independiente.

#### Ilustración 5.

*Packer*



Nota: Packer mecánico modelo JLM-1.

Fuente: <https://shop.texproil.com.ar/producto/packer-mecanico-1215-modelo-jlm-1/>

### 1.2.5.3. Tubería de completación

La tubería de completación (o completación del pozo) es el conjunto de herramientas y tuberías instaladas dentro del pozo para permitir y controlar la producción de petróleo o gas, o la inyección de fluidos (Wan, 2008).

#### 1.2.5.3.1. Características y Funciones

- **Conexión al Yacimiento:**
  - Permite el flujo de hidrocarburos desde el yacimiento hacia la superficie.
- **Aislamiento Zonal:**
  - Aísla y selecciona las zonas productivas específicas dentro del pozo.
- **Control de Producción:**

- Integra equipos como válvulas, packers, y coladores para optimizar el flujo.
- **Personalización:**
  - Se diseña según las condiciones específicas del pozo, como presión, temperatura y tipo de fluido (aceite, gas, agua).

#### 1.2.5.3.2. Componentes Comunes:

- **Colador (Sand Screen):** Filtra partículas de arena del yacimiento.
- **Packers:** Sellan zonas específicas para aislarlas.
- **Válvulas de Producción:** Controlan el flujo de hidrocarburos.
- **Tubing (ver descripción más adelante):** Principal elemento para transportar fluidos.

#### 1.2.5.3.3. Casing (Revestimiento del Pozo)

El casing es una serie de tuberías de acero que se instalan y cementan dentro del pozo para reforzar la estructura del agujero perforado y aislar las distintas formaciones geológicas.

#### Funciones Principales:

- **Refuerzo del Pozo:**
  - Evita el colapso del agujero perforado.
- **Aislamiento de Formaciones:**
  - Impide la migración de fluidos (agua, gas, petróleo) entre formaciones.
- **Protección Ambiental:**
  - Evita la contaminación de acuíferos cercanos.
- **Base para el Equipo de Completación:**
  - Proporciona soporte para los packers, tubing y otros equipos.

#### Tipos de Casing Según Profundidad:

1. **Conductor Casing:**
  - Primera sección, cerca de la superficie, evita el colapso del suelo superficial.

2. **Surface Casing (Revestimiento Superficial):**
  - Protege acuíferos y refuerza la parte superior del pozo.
3. **Intermediate Casing:**
  - Aísla zonas problemáticas (como formaciones con presión anómala o inestabilidad).
4. **Production Casing (Revestimiento de Producción):**
  - Instalado hasta la profundidad del yacimiento para facilitar la producción.

#### 1.2.5.3.4. Tubing (Tubería de Producción)

El tubing es una tubería más delgada que se coloca dentro del casing y que transporta los hidrocarburos desde el yacimiento hasta la superficie.

#### **Funciones Principales:**

- **Flujo de Hidrocarburos:**
  - Proporciona un camino eficiente para el transporte de petróleo o gas.
  -
- **Aislación de Fluidos:**
  - Reduce el contacto de los hidrocarburos con el casing, prolongando su vida útil.
- **Facilita Intervenciones:**
  - Puede removerse para reparaciones o ajustes en el pozo sin afectar el casing.

#### **Características del Tubing:**

- **Diámetro:** Más pequeño que el casing, generalmente de 2.375 a 4 ½ pulgadas.
- **Material:** Acero de alta resistencia, resistente a la corrosión y a altas presiones.
- **Conexión:** Instalado con un sistema de roscas o acopladores para garantizar un sellado hermético.

**Tabla 17.**

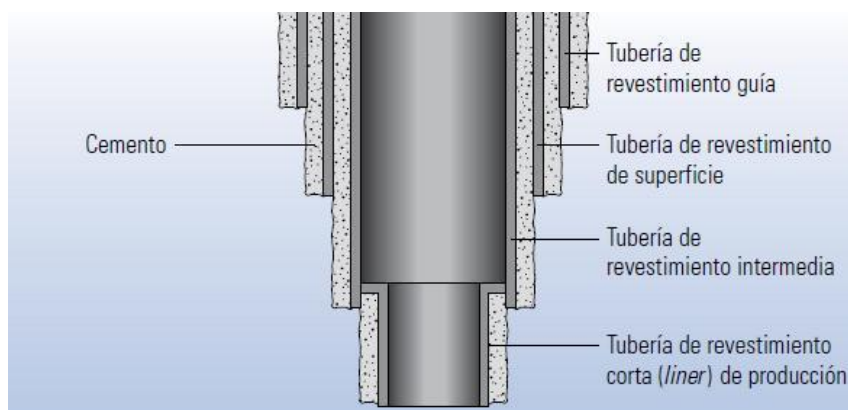
*Diferencias entre casing y tubing*

Aspecto	Casing	Tubing
Función Principal	Refuerza el pozo y aísla las formaciones	Transporta hidrocarburos o fluidos al exterior
Diámetro	Mayor (4.5 a 20 pulgadas)	Menor (2.375 a 4.5 pulgadas)
Instalación	Cementado en su lugar	No cementado; puede retirarse fácilmente
Interacción con Fluidos	No interactúa directamente con hidrocarburos	Transporta el fluido producido
Durabilidad	Diseñado para durar toda la vida del pozo	Puede reemplazarse según sea necesario

**Fuente:** (Wan, 2008)

**Ilustración 6.**

*Diagrama de tuberías de revestimiento de un pozo tipo*



**Fuente:** <https://www.hannacolombia.com>

### Ilustración 7.

*Tuberías de revestimiento de un pozo tipo*

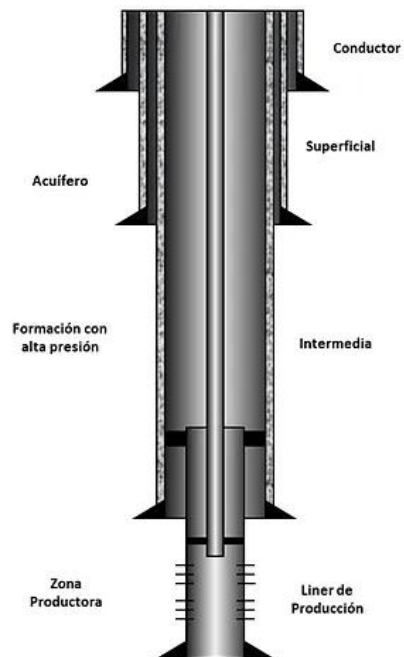


Nota: tubería de revestimiento API 5 CT grado P 110.

Fuente: <https://www.octalacero.com/api-5ct-p110-tubo-y-revestimiento>.

### Ilustración 8.

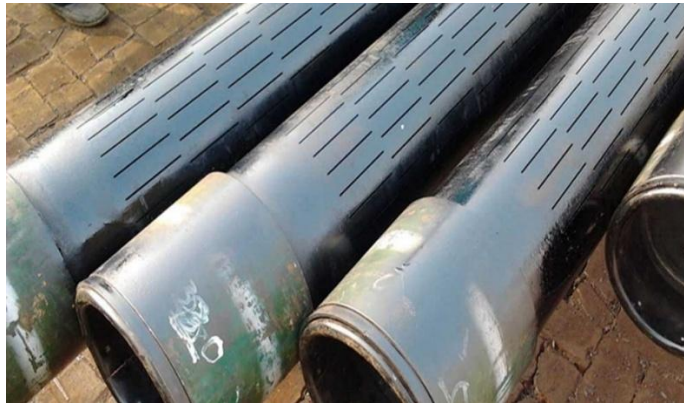
*Completación de un pozo tipo*



Fuente: <https://www.cayrosgroup.com/>

## Ilustración 9.

### Tubería ranurada



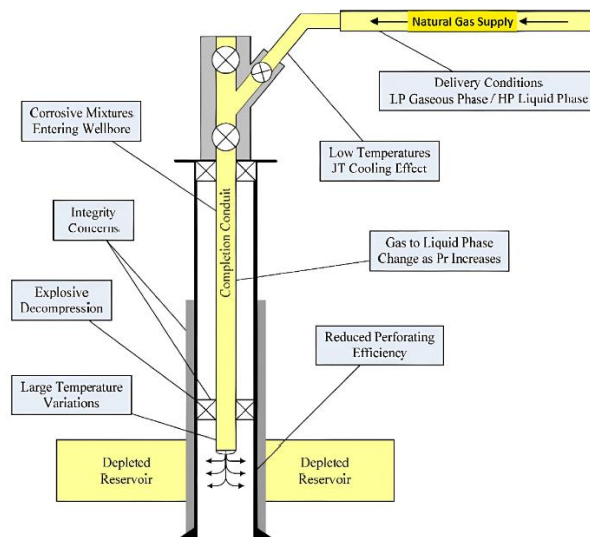
Fuente: <https://www.bestarpipe.com/>

### 1.2.5.3.5. Completación de un pozo inyector de gas tipo

Una representación y un esquema de un pozo inyector tipo para la inyección de gas, se puede visualizar, a continuación.

## Ilustración 10.

### Representación de un pozo inyector de gas tipo

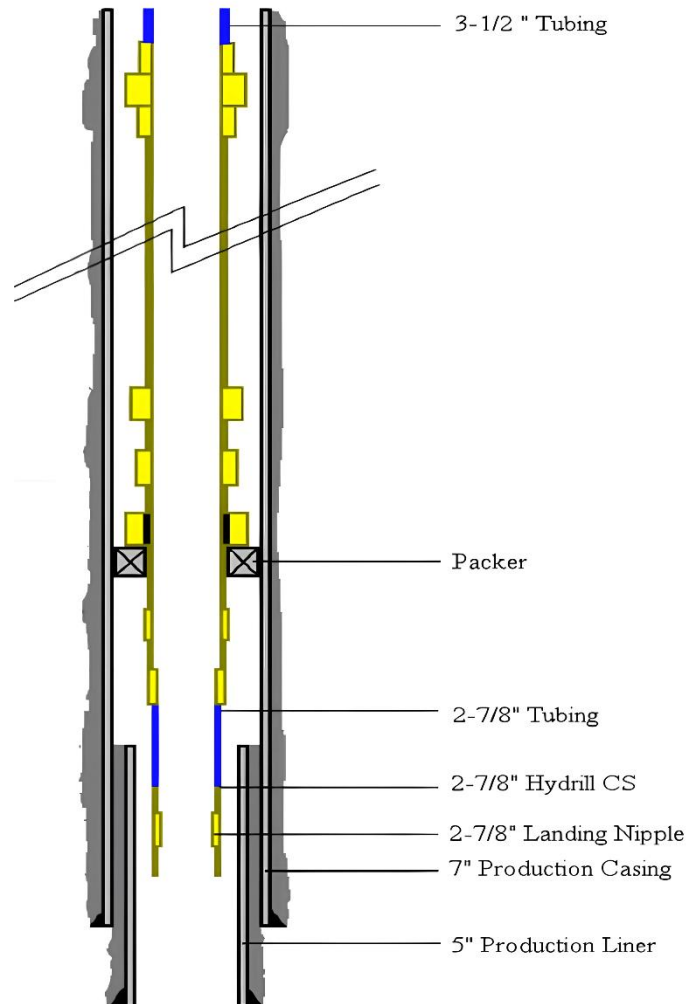


Nota: todo fluido inyectado a la tubería y por ende a la formación conlleva el riesgo de afectar la completación de fondo y la(s) formación(es) de manera corrosiva o reactiva.

Fuente: adaptado de (Bai et al., 2015)

### Ilustración 11.

#### Completación de un pozo inyector de gas tipo



Nota: No a escala, solo de modo orientativo.

Fuente: adaptado de (Bai et al., 2015)

#### 1.2.5.3.6. Válvula de inyección en fondo

Una válvula de inyección de gas diseñada para proyectos de recuperación mejorada de petróleo (EOR) bajo el método Huff and Puff debe cumplir con requisitos específicos de seguridad, resistencia a altas presiones y flexibilidad operativa para garantizar la inyección eficiente del gas natural en el reservorio. A continuación, se describe una idea de diseño para este tipo de válvula:

## 1. Características Principales

### A. Materiales de Construcción

**Aleaciones de Alta Resistencia:** Materiales como acero inoxidable 17-4 PH, Inconel o Monel son ideales para resistir la corrosión causada por gases como CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, o el gas natural asociado, especialmente si contienen impurezas como sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S).

**Sellos de Alta Calidad:** Los sellos deben ser de elastómeros compatibles con gas a altas presiones y temperaturas, como Viton o Teflón reforzado.

### B. Diseño de la Válvula

- **Tipo de Válvula:**
  - **Válvula Tipo Aguja o Reguladora:** Permite un control preciso del flujo de gas durante la inyección, esencial para ajustar las tasas según la capacidad del reservorio.
  - **Válvula de Bola con Alta Presión:** Es adecuada para operaciones cíclicas, debido a su diseño simple y duradero.
- **Conexión con el Árbol de Navidad:** Diseñada para integrarse con facilidad al cabezal del pozo mediante conexiones bridadas o roscadas, según las especificaciones del equipo en superficie.
- **Control Bidireccional:** La válvula debe permitir el flujo unidireccional hacia el reservorio durante la inyección, pero también soportar posibles contraflujos durante las fases de remojo y producción.

### C. Operación Automática o Manual

- **Automatización (Opcional):** Equipar la válvula con actuadores neumáticos o eléctricos para controlar el flujo remotamente desde un sistema de supervisión. Esto es útil en proyectos que requieren ajustes frecuentes en las tasas de inyección.



- **Manual:** Si se busca un diseño más simple, la válvula puede operarse manualmente, con indicadores claros de posición (abierta/cerrada).

#### **D. Capacidad de Alta Presión y Temperatura**

- La válvula debe estar clasificada para manejar presiones de inyección típicas en proyectos Huff and Puff, que suelen oscilar entre 1,500 y 5,000 psi.
- Rango de temperatura operativo: entre -20 °C y 150 °C, dependiendo del tipo de gas y las condiciones del reservorio.

## **2. Funcionalidad**

- **Control de Flujo:** Regulación precisa de la tasa de inyección del gas para maximizar la eficiencia del barrido del petróleo en el reservorio.
- **Sellado Seguro:** Durante la fase de remojo, la válvula debe garantizar un cierre hermético para evitar fugas del gas inyectado hacia la superficie.
- **Compatibilidad Multigás:** La válvula debe ser versátil para trabajar con distintos gases (gas natural, CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, etc.) utilizados en EOR.

### **1.2.5.4. Tubería Polypipe**

La tubería Polypipe es un tipo de tubería fabricada con materiales termoplásticos, como el polietileno de alta densidad (HDPE), polietileno de baja densidad (LDPE) o variantes de polietileno más avanzadas. Estas tuberías son conocidas por su flexibilidad, durabilidad, y resistencia a la corrosión, lo que las hace ideales para una amplia variedad de aplicaciones, tanto en la industria petrolera como en otros sectores.

#### **1.2.5.4.1. Características Principales de la Tubería Polypipe**

- 1. Material Plástico Termoplástico:**
  - Fabricadas principalmente con polietileno, lo que las hace ligeras y resistentes.
- 2. Flexibilidad:**
  - Su diseño flexible permite que se adapten a terrenos irregulares y sean fáciles de instalar.

**3. Resistencia Química:**

- Son altamente resistentes a químicos agresivos, corrosión y abrasión.

**4. Durabilidad:**

- Vida útil prolongada, incluso bajo condiciones extremas de presión, temperatura o exposición química.

**5. Bajo Costo de Mantenimiento:**

- Menor necesidad de reparaciones en comparación con tuberías metálicas o tradicionales.

**6. Uniones:**

- Se conectan mediante termofusión, electrofusión o uniones mecánicas, lo que garantiza un sistema hermético.

**1.2.5.4.2. Aplicaciones Específicas en la Industria Petrolera**

**1. Líneas de Producción y Recolección:**

- Transporta agua, gas y crudo en campos petroleros.

**2. Líneas de Inyección:**

- Usada para inyección de agua o productos químicos en pozos.

**3. Recolección de Gas Natural:**

- En sistemas de baja presión para recolectar y transportar gas asociado.

**1.2.5.4.3. Clasificación por SDR**

El SDR (Standard Dimension Ratio) es una relación entre el grosor de la pared y el diámetro exterior de la tubería, que determina su capacidad para resistir presión:

- SDR Bajo (e.g., SDR 7, SDR 9): Para aplicaciones de alta presión.
- SDR Alto (e.g., SDR 17, SDR 26): Para aplicaciones de baja presión o gravedad.

**Tabla 18.**

*Ventajas de las tuberías polypipe*

<b>Ventaja</b>	<b>Descripción</b>
<b>Resistencia a la Corrosión</b>	No se oxidan ni deterioran al estar expuestas a agua, químicos o gases corrosivos.
<b>Ligereza</b>	Más fáciles de manejar e instalar que las tuberías de metal o concreto.
<b>Flexibilidad</b>	Pueden adaptarse a terrenos difíciles, reduciendo la necesidad de codos o uniones adicionales.
<b>Bajo Costo de Mantenimiento</b>	Menos propensas a fallas o roturas, lo que reduce costos operativos a largo plazo.
<b>Hermeticidad</b>	Las uniones soldadas garantizan que no haya fugas, incluso bajo alta presión.
<b>Resistencia a la Presión y Temperatura</b>	Capaces de operar en condiciones extremas según el tipo de polietileno utilizado.
<b>Amigable con el Medio Ambiente</b>	Material reciclable y menos contaminante que otros materiales tradicionales.

Fuente: <https://polypipeplastics.com/>

**Tabla 19.**

*Desventajas de las tuberías polypipe*

<b>Desventaja</b>	<b>Descripción</b>
<b>Limitaciones de Temperatura</b>	El polietileno puede deformarse si se expone a temperaturas extremadamente altas (>60-80°C).
<b>Sensibles a los Rayos UV</b>	La exposición prolongada al sol puede degradar el material, aunque se puede usar protección UV.
<b>Costo Inicial</b>	Aunque es menor que otras tuberías especializadas, puede ser más alto que materiales básicos.

Desventaja	Descripción
<b>Resistencia al Impacto</b>	Aunque es flexible, puede dañarse con impactos severos durante el manejo o instalación.

Fuente: <https://polypipeplastics.com/>

**Ilustración 12.** *Tubería polypipe*

*Tubería polypipe*



Fuente: <https://polypipeplastics.com/>

#### 1.2.5.5. Válvula Reguladora

Una válvula reguladora de inyección instalada en la cabeza del pozo es un componente clave en proyectos de inyección de gas, incluyendo el método Huff and Puff. Su función principal es controlar con precisión la cantidad y la presión del gas inyectado al reservorio. A continuación, describo sus características, componentes y funciones:

## 1. Función Principal

- **Control del Flujo:** Regula la tasa de inyección del gas para garantizar que el reservorio no se someta a presiones excesivas que puedan comprometer su integridad.
- **Seguridad Operativa:** Actúa como un punto de control en caso de sobrepresión, minimizando riesgos.
- **Optimización de la Inyección:** Permite ajustar dinámicamente el flujo según las condiciones del reservorio, como presión inicial y capacidad de almacenamiento del gas.

## 2. Características de Diseño

### A. Tipo de Válvula

- **Válvula de Aguja:** Ideal para ajustes finos de tasas de flujo.
- **Válvula de Globo (Globe Valve):** Popular en operaciones de alta presión, ofrece un cierre hermético y control preciso.
- **Válvula de Bola con Regulación:** Más simple, pero eficiente en la operación cíclica de inyección y cierre.

### B. Materiales de Construcción

- Construida con **acero inoxidable** o **Inconel**, materiales que resisten corrosión por gases como CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> o gas natural.
- Sellos de elastómeros como Viton o Teflón, compatibles con altas temperaturas y gases presurizados.

### C. Conexiones

- **Bridadas:** Ofrecen mayor resistencia para operaciones de alta presión.
- **Roscadas:** Útiles en aplicaciones más simples o de menor presión.

### D. Automatización

- Puede ser operada manualmente o mediante actuadores neumáticos, hidráulicos o eléctricos, integrados a un sistema de control remoto.

### **3. Ubicación en la Cabeza de Pozo**

- La válvula se instala directamente en el árbol de Navidad, conectado al tubing que lleva el gas al reservorio.
- Incluye puertos para sensores de presión y temperatura que monitorean el flujo y las condiciones del gas durante la inyección.

#### **1.2.5.6. Árbol de Navidad**

El árbol de Navidad de un pozo inyector de gas es un conjunto de válvulas, accesorios y componentes instalados en la cabeza del pozo, diseñado específicamente para controlar y monitorear la inyección de gas durante el método Huff and Puff. Su función principal es manejar las operaciones de inyección de gas de manera segura y eficiente, proporcionando un control preciso del flujo y presión, así como protegiendo el pozo durante las diferentes fases del proceso.

### **1. Componentes Principales del Árbol de Navidad**

#### **A. Válvula Maestra Inferior**

- Controla el flujo principal del gas hacia el pozo.
- Generalmente se encuentra completamente abierta durante la operación de inyección.
- Material de alta resistencia para soportar alta presión y corrosión.

#### **B. Válvula Maestra Superior**

- Se utiliza como respaldo para la válvula maestra inferior.
- Permite cerrar el flujo en caso de mantenimiento o emergencia.

#### **C. Válvula de Inyección de Gas**

- Regula la entrada de gas hacia el tubing del pozo.
- Puede ser manual o automática (accionada neumática o hidráulicamente).
- Diseñada para soportar altas presiones y corrosión por gases como CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> o gas natural.

#### **D. Válvula de Línea de Flujo Lateral**

- Permite el control y monitoreo del flujo lateral, por ejemplo, para recircular el gas o derivarlo a otras líneas.
- Útil durante el mantenimiento o en situaciones de emergencia.

#### **E. Válvula de Choke o Estrangulador**

- Controla la tasa de flujo del gas inyectado.
- Proporciona precisión en la inyección al evitar sobrepresiones en el reservorio.

#### **F. Puerto para Sensores de Presión y Temperatura**

- Miden las condiciones operativas del gas en tiempo real.
- Los datos ayudan a monitorear la inyección y garantizar que las condiciones sean óptimas para el EOR.

#### **G. Adaptador de Cabeza de Pozo**

- Conecta el árbol de Navidad con el casing del pozo.
- Diseñado para resistir las altas presiones generadas durante la inyección.

### **2. Funcionamiento Durante el Método Huff and Puff**

#### **1. Fase de Inyección:**

- El gas comprimido se inyecta desde la línea de superficie hacia el árbol de Navidad.
- La válvula de inyección regula el flujo hacia el tubing, controlando la presión y la tasa de inyección.

#### **2. Fase de Remojo:**

- Todas las válvulas principales del árbol permanecen cerradas para mantener el gas dentro del reservorio.
- Los sensores monitorean la presión y la temperatura del gas almacenado.

#### **3. Fase de Producción:**

- Durante esta etapa, el árbol de Navidad se ajusta para manejar el flujo de petróleo y gas hacia la superficie.

- Las válvulas laterales y principales se configuran para permitir la producción sin interrupciones.

### 3. Características Clave del Árbol de Navidad

- **Resistencia a Altas Presiones:** Diseñado para manejar presiones de hasta 10,000 psi o más, dependiendo del tipo de reservorio.
- **Compatibilidad con Gases Corrosivos:** Materiales como acero inoxidable, Inconel o Monel para resistir los efectos de gases como CO<sub>2</sub> o H<sub>2</sub>S.
- **Monitoreo en Tiempo Real:** Equipado con puertos para sensores que transmiten datos a sistemas de control en superficie.
- **Flexibilidad Operativa:** Configurado para permitir operaciones tanto de inyección como de producción.

#### 1.2.5.7. Medición del Gas

Es un elemento utilizado para medir y registrar de manera confiable el caudal de gas inyectado. Su uso en el Huff and Puff es fundamental, ya que permite cuantificar el caudal de gas que se está inyectando al pozo, asegurando que este volumen se mantenga dentro de los parámetros de diseño para el proceso de inyección.

Se tienen dos tipos de medidores de gas:

##### 1. Medidor Ultrasónico

Un medidor ultrasónico mide el caudal de gas mediante la transmisión y recepción de pulsos ultrasónicos a través del flujo. Entre las ventajas se pueden anotar:

- **Alta precisión:** Ideal para grandes volúmenes, con errores típicos de  $\pm 0.5\%$  o menos.
- **Baja caída de presión:** Adecuado para mantener la eficiencia del sistema.
- **Monitoreo en tiempo real:** Incluye capacidades de diagnóstico avanzado para evaluar condiciones del flujo.



## 2. Medidor Tipo Turbina

Un medidor de turbina utiliza una rueda giratoria que se mueve proporcionalmente al flujo del gas. Entre las ventajas se pueden anotar:

- **Económico:** Su costo inicial es menor comparado con medidores ultrasónicos.
- **Alta capacidad:** Bien adaptado para rangos como operativos de transporte.
- **Precisión confiable:** Usualmente dentro de  $\pm 1\%$  para flujos constantes.

### Ilustración 13.

*Medidor de gas ultrasónico*



Fuente: <https://www.es.endress.com/>

### Ilustración 14. Medidor de gas tipo turbina

*Medidor de gas tipo turbina*



Fuente: <https://ingprosuppliers.com/>

### 1.2.5.8. Compresor de gas natural

Un compresor de gas natural es un equipo diseñado para aumentar la presión del gas natural con el objetivo de transportarlo, almacenarlo o inyectarlo en procesos industriales. Funciona mediante el principio de compresión de gases, reduciendo su volumen y aumentando su presión según las necesidades específicas del sistema (Kidnay et al., 2020).

**Ilustración 15.**

*Compresor de gas*



**Fuente:** <https://houstodynamic.com/equipment-series-compressors/>

#### 1.2.5.8.1. Tipos principales de compresores:

1. **Compresores centrífugos:** Utilizan un rotor giratorio para acelerar el gas y convertir esa energía cinética en presión. Son ideales para grandes volúmenes de gas a presiones moderadas.
2. **Compresores reciprocantes:** Usan pistones para comprimir el gas dentro de cilindros. Son más adecuados para aplicaciones de alta presión y menor volumen.
3. **Compresores de tornillo:** Emplean rotores helicoidales que comprimen el gas. Son compactos y confiables para aplicaciones continuas.

#### **1.2.5.8.2. Aplicaciones comunes:**

- **Transporte:** En gasoductos, para mantener el flujo constante.
- **Procesamiento:** En plantas para deshidratar, desulfurar o acondicionar el gas natural.
- **Almacenamiento:** Para inyectar gas en cavernas subterráneas o tanques.
- **Recuperación mejorada de petróleo (EOR):** Comprimir gas para reinyección en yacimientos.

### **1.3. Proceso de producción y recolección de gas asociado del Bloque 02 GGV**

El Bloque 2 GGV tiene aproximadamente 2900 pozos perforados en total. Estos pozos están distribuidos en yacimientos ya indicados anteriormente, siendo el más importante el campo Ancón, que ha acumulado el 95% de la producción histórica de la península de Santa Elena (Bernardino Soriano & Duque Yagual, 2015).

#### **1.3.1. Proceso de Producción:**

##### **1. Recolección del Gas:**

- El gas se recolecta desde 135 pozos distribuidos en varias estaciones de producción (como las secciones 67 y Tigre).
- El fluido proveniente de estos pozos se separa en separadores bifásicos para dividir el gas, el agua y el petróleo. El petróleo se almacena, y el gas es dirigido hacia las estaciones de compresión.

##### **2. Compresión:**

- El gas es comprimido en dos estaciones de compresión, lo que eleva su presión a aproximadamente 120-130 psi. Este gas comprimido se transporta por medio de un gasoducto de 4 pulgadas hacia la planta de gasolina natural.

##### **3. Planta de Gasolina Natural:**

- El gas llega a la planta donde se somete a un proceso de enfriamiento con propano mediante una válvula de expansión y compresión súbita bajo el método de Joule-Thompson, en donde las moléculas pesadas presentes en el gas se condensan en fracciones de hidrocarburos líquidos del tipo C3+.

#### 4. **Control y Monitoreo:**

- El sistema de operación de la planta se controla mediante un sistema SCADA que supervisa parámetros como flujo, presión, temperatura y niveles, asegurando una operación eficiente y controlada en tiempo real.

## CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA

### 2.1 Contexto de la investigación

La investigación se lleva a cabo en los campos de petróleo Ahuquimi y Ancón, ubicados en las zonas norte y centro-sur del Bloque 2 GGV, respectivamente. Estos campos han sido seleccionados debido a su potencial para aplicar el método Huff and Puff mediante la inyección cíclica de gas natural asociado, con el fin de evaluar su viabilidad y eficiencia en la mejora de la producción de petróleo en estos yacimientos.

### 2.2. Diseño y alcance de la investigación

Este estudio tiene un enfoque experimental y un alcance descriptivo, siguiendo una serie de pasos secuenciales para lograr los objetivos planteados. La metodología aplicada incluye las fases detalladas a continuación, siguiendo los lineamientos de Hernández-Sampieri et al. (2014):

#### Recolección de datos

- **Selección de Pozos Candidatos:** Identificación de los pozos que serán evaluados para aplicar el tratamiento de recuperación mejorada a través del método Huff and Puff.
- **Análisis de Factibilidad:** Se determinarán las propiedades del gas, las características petrofísicas del reservorio objetivo, y se calcularán los parámetros operativos clave como la profundidad, el volumen poroso a inyectar, el tiempo de inyección y de remojo, así como la estimación de la producción adicional de petróleo y gas, y los costos asociados.

#### Preparación de la Información

- **Análisis Preliminar:** Se empleará el método de filtrado o screening para identificar los pozos más adecuados para la implementación del proyecto. La base de datos se creará considerando las mejores zonas y aplicando estimadores de aceptación de pozos basados en la literatura científica consultada.
- **Evaluación de Candidatos Potenciales:** Se evaluarán los pozos candidatos tomando en cuenta factores económicos, como la distancia de los pozos a las estaciones de compresión y los costos de tendido de líneas hasta los cabezales de los pozos inyectores.

## **Selección y Evaluación**

- **Selección de Candidatos Finales:** Se seleccionarán los pozos que cumplan con los tres criterios claves: técnico, económico y ambiental.
- **Análisis de Variables Críticas:** Se estudiarán factores como el tiempo de inyección, remojo y producción, además de otros parámetros operativos que afectan la eficiencia del tratamiento, como la temperatura, el uso de productos químicos (inhibidores de hidratos, anticorrosivos, y antiparafínicos), y los costos de inversión y operación.

## **Análisis de Resultados**

- **Eficiencia de Barrido/Volumen Recuperado:** Se analizará el volumen de petróleo y gas recuperado en cada pozo para determinar la efectividad del tratamiento.
- **Indicadores Económicos:** Se calcularán los indicadores económicos (como la rentabilidad y los costos operativos) para evaluar la viabilidad económica del proyecto.

## **Validación**

- **Optimización de Parámetros:** Con base en los resultados obtenidos, se ajustarán los parámetros operativos para maximizar la eficiencia y asegurar la viabilidad del tratamiento a largo plazo.

## **Conclusiones y Recomendaciones**

- **Síntesis de Resultados:** Se integrarán los resultados obtenidos, proporcionando una visión completa sobre la viabilidad del uso del método Huff and Puff en los pozos seleccionados.
- **Propuestas para la Industria:** Se ofrecerán recomendaciones sobre tratamientos adaptados a las características específicas de los crudos del campo, enfocándose en mejorar la rentabilidad operativa y la sostenibilidad del proceso.

### **2.3. Tipo y métodos de investigación**

La investigación es de tipo cuantitativo y se basa en un enfoque experimental y descriptivo (Hernández-Sampieri et al., 2014; Pérez Castaños & Santamaría, 2023). Se utilizarán datos e información de estudios previos, artículos científicos y tesis relevantes,

así como de informes técnicos sobre la aplicación del método Huff and Puff en yacimientos similares, particularmente aquellos de alta complejidad geológica como en el Bloque 2 GGV.

En cuanto a los métodos, se aplicará un enfoque deductivo, en el cual se probará la hipótesis de que la implementación de este método puede aumentar la producción de petróleo mediante la mejora de la movilidad del crudo y la reducción de la viscosidad del petróleo en el yacimiento.

## **2.4. Población y muestra**

### **2.4.1. Población de estudio:**

El estudio se enfocará en el Bloque 2 GGV, donde se encuentran los campos Ahuquimi y Ancón.

### **2.4.2. Muestra**

La muestra estará constituida por los pozos ubicados en los campos Ahuquimi y Ancón que se consideren adecuados para aplicar el método de recuperación mejorada a través de la inyección cíclica de gas natural asociado.

### **2.4.3. Variables**

- **Dependiente:** Volumen de crudo producido o volumen barrido de petróleo.
- **Independiente:** Saturaciones residuales de petróleo, gas y agua; propiedades petrofísicas, parámetros operativos como profundidad de inyección, temperatura, tiempo de inyección, entre otros.

## **2.5. Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos**

Se utilizaron técnicas cuantitativas tales como reportes e informes de producción y reportes de producción de este tipo de crudos en los campos seleccionados (Díaz Narváez, 2014; Hernández-Sampieri et al., 2014).

### **2.5.1 Técnicas de Recolección de Datos**

- A. Observación y Monitoreo de Campo:** Se recopilarán datos de producción y se identificarán posibles problemas operativos en los pozos seleccionados.
- B. Análisis Documental y de Datos Históricos:** Se consultarán registros de producción y de inyección de químicos, entre otros datos relevantes.

### **2.5.2 Instrumentos de Recolección de Datos**

1. **Software de Monitoreo de Campo y Simulación:** Se utilizarán plataformas como Oil Field Manager (OFM) para el monitoreo de la producción y el análisis de datos.
2. **Sensores de Presión y Caudal:** Se tomarán datos recientes de dispositivos de medición de presión y caudal de los pozos seleccionados.
3. **Bases de Datos de Pozos y Formaciones:** Se accederá a bases de datos del campo Ahuquimi y Ancón para obtener información técnica sobre formaciones productoras.

### **2.6. Procesamiento de la Evaluación: Validez y Confiabilidad de los Instrumentos.**

La validación de los resultados se la realizará a través de la comparación con estudios previos sobre la aplicación del Huff and Puff en yacimientos similares, considerando las condiciones específicas del Bloque 2 GGv. Además, se verificará la confiabilidad de los datos mediante la triangulación con otros trabajos y la consistencia de los indicadores de producción y costos a nivel nacional e internacional.



## **CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN**

En este capítulo se presentan y analizan los resultados obtenidos durante la implementación de la técnica de inyección cíclica de gas natural asociado Huff and Puff. Los resultados se exponen en forma de tablas, gráficos y análisis comparativos, con el propósito de evaluar la efectividad de la técnica en términos de incremento en la recuperación de hidrocarburos y optimización de la producción. De acuerdo con la metodología planteada, el proyecto se dividió en cuatro fases para distribuir el trabajo de manera óptima y tratar de obtener los mejores resultados.

### **3.1 Criterios de selección de pozos candidatos**

Para la ejecución de esta actividad, se delimitó el área a los pozos circundantes a la instalación de la Planta de Gasolina. Esto se debe a que dicha infraestructura cuenta con estaciones compresoras cercanas que serían utilizadas para la inyección de gas, ya que los costos de instalaciones adicionales en pozos distantes serán inviables debido a que se trata de un campo maduro.

Una vez delimitada el área, se realizó una revisión exhaustiva de la información disponible de los pozos dentro de la zona de estudio como, por ejemplo:

- Se accedió a bases de datos y reportes históricos de los pozos dentro del área de estudio.
- Se consultó registros de perforación, pruebas de producción, reportes de workover y análisis de presiones.
- Se efectuó el análisis de registros eléctricos, como gamma ray, resistividad, densidad y neutrón, para caracterizar las zonas productivas.
- Se determinó espesores netos usando registros de corte y correlaciones de pozos.
- Se estimó radios de drenaje a partir de ecuaciones empíricas, entre otros.

Este enfoque sistemático permitió consolidar información clave para la toma de decisiones referentes a la viabilidad de la implementación de este proyecto de recuperación mejorada de petróleo.

A continuación, en la Tabla 20 se presentan los criterios iniciales de selección de pozos:

**Tabla 20.**

*Criterios iniciales de selección de pozos*

<b>Cercanía a facilidades de compresión</b>	3 km de radio	Cercanía a las instalaciones de compresión reduce inversión en nuevas líneas y facilidades de inyección.
<b>Parámetros petrofísicos</b>		Formaciones con porosidad y permeabilidad moderada, permiten una adecuada inyección y difusión del gas.
<b>Petróleo acumulado por pozo (Np)</b>	≥ 30,000 bbls	Permite maximizar la producción a corto plazo.
<b>Producción diaria</b>	> 0 bppd	Preferiblemente se deben considerar pozos que se encuentren productivos.
<b>Diámetro y tipo de casing</b>		Se deben considerar pozos que hayan sido completados con diámetros comerciales de revestimientos y que no posean casing ranurado en la zona de interés.
<b>Integridad del pozo</b>		Pozos obstruidos por encima del intervalo a inyectar gas o con problemas de integridad de casing no deben ser considerados.
<b>Antigüedad del pozo</b>		Pozos más antiguos son propensos a presentar revestimientos y cementación con problemas de integridad.

Con este filtrado inicial se tienen los siguientes resultados:

**Tabla 21.**

*Resultado del primer filtro de pozos zona Ancón*

CANTIDAD DE POZOS				
Zona	Acopio	Perforados	Productivos	Producción Mensual (BBLS)
Central	66	953	346	8,998.67
	67			
	72			
	74			
	TIGRE			
Sur	65	836	424	7,525.12
	68			
	69			
	70			
	71			
	72			
	CERTEZA			

En el caso del campo Ahuquimi, este se sitúa en la zona Norte del Bloque 2 GGV. Es importante destacar que existe un número reducido de pozos perforados en este campo que actualmente se encuentran en producción, mientras que la mayoría de ellos se hallan en estado de paro transitorio (PT), e incluso algunos no cuentan con ubicación física respecto a la data histórica disponible del Bloque. A continuación, se presentan los datos generales del Campo Ahuquimi:

**Tabla 22.**

*Resultado del primer filtro de pozos zona Ahuquimi*

<b>CANTIDAD DE POZOS</b>				
<b>Zona</b>	<b>Acopio</b>	<b>Perforados</b>	<b>Productivos</b>	<b>Producción Mensual (BBLs)</b>
<b>Norte</b>	Santa Paula	57	3	140

Es de resaltar que la distancia de la zona de Ahuquimi respecto a la ubicación de la planta de tratamiento de gas natural (conocida como Planta de Gasolina Natural de manera histórica) es mayor a la distancia establecida en el screening, por lo que inicialmente queda descartada esta zona del proyecto de recuperación mejorada por inyección de gas natural cíclico, por no encontrarse dentro de la distancia mínima a la Planta de Tratamiento de Gasolina Natural ( $\leq 3$  Km) y que incide en mayores costos de implementación debido a que se necesitarían tareas de reacondicionamiento, recañoneo o incluso fracturamiento hidráulico para mejorar la conductividad de la formación que incrementarían la inversión, así que se lo descarta definitivamente dentro del proyecto de inyección de gas cíclica mediante el método de Huff and Puff.

### **3.2 Criterios de selección de screening para establecer los pozos candidatos finales**

Para la selección de los pozos candidatos se consideró tomar en consideración lo descrito por Al Adasani y Bai (2011), Ekrem Alagoz (2023) y Taber (1997a y 1997b) (Al Adasani & Bai, 2011; Ekrem Alagoz, 2023; Taber et al., 1997b, 1997a). En el Anexo 1 se tiene la tabla de criterio de screening para los pozos candidatos finales.

**Tabla 23.***Pozos seleccionados*

POZO	TD (ft)	Fm. PRODUCTORAS	Fm. OBJETIVO	$\Phi$ CSG Fm. OBJETIVO (pulg.)	RADIO CONVERGENCIA (km.)	PETRÓLEO ACUM. (BBL)	PRODUCCIÓN DIARIA (BPPD)
ANC1934	4,497	SO - CPB - ST - PB - AT	ST	4.5	2.1	86,950.39	1.93
ANC1262	4,990	SO - CPB - ST - PB - AT	ST	4.5	2.3	53,188.54	1.25
ANC1273	4,780	ST - AT	ST	4.5	2.3	52,272.47	0.64
ANC1884	4,889	ST - AT	ST	5.5	2.7	99,149.38	1.45
ANC1909	1,750	SO - CPB - ST	ST	4.5	2.7	46,466.19	0.66

**3.3 Parámetros petrofísicos de los pozos seleccionados**

La obtención de parámetros petrofísicos para cada uno de los pozos seleccionados en este proyecto presenta una complejidad considerable debido a la limitada información disponible en cada uno de ellos. Por esta razón, se ha decidido realizar correlaciones, con el objetivo de utilizar los valores petrofísicos de pozos vecinos o de aquellos que cuenten con este tipo de información.

En el presente estudio, el reservorio Santo Tomás (ST) ha sido seleccionado como formación objetivo, debido a la información petrofísica y sísmica 3D disponible, la cual evidencia que el área analizada se encuentra dividida en tres unidades tectónicas. En la zona norte de la estructura, se identifica depósitos agradacionales donde los reflectores sísmicos se presentan sin alteraciones tectónicas. Hacia el centro de la estructura, se observa un desplazamiento gravitacional manifestado en una falla normal, cuyo rechazo genera el aislamiento de la estructura norte. Por otro lado, en la porción sur, que corresponde a la porción más profunda, se reconoce la culminación del evento Santo Tomás, delimitada por una falla con componente horizontal tipo strike-slip.

La configuración geológica del yacimiento Santo Tomás ha dado lugar a una serie de compartimentos estructurales controlados por fracturas geológicas. Esta compartimentalización facilita el atrapamiento del gas inyectado dentro de estos compartimentos, permitiendo la presurización del reservorio con un menor volumen de gas y en un menor tiempo, en comparación con reservorios más extensos y con menor

compartimentalización. Además, el análisis de los reflectores sísmicos sugiere una mayor continuidad de la arena dentro de estos compartimentos, lo que favorecería un barrido más eficiente durante las fases de inyección, remojo y producción del pozo en evaluación.

**Tabla 24.**

*Parámetros petrofísicos de la formación objetivo*

<b>PARÁMETROS PETROFÍSICOS - BLOQUE GGV</b>							
<b>Yacimiento</b>	<b>Porosidad Frac.</b>	<b>Permeabilidad mD.</b>	<b>Sw Frac.</b>	<b>Swi Frac.</b>	<b>Sor Frac.</b>	<b>Bo RB/STB</b>	<b>FR %</b>
ST	0.110	6	0.64	0.21	0.25	1.20	11

Estos parámetros, a su vez, permitirán identificar otras variables importantes para determinar el volumen, caudal y tiempo de inyección de gas, tales como:

- Espesor neto de la formación de interés.
- Tope y base del espesor neto.
- Profundidad media.
- Volumen bruto del reservorio.
- Volumen poral del reservorio.
- Área de drenaje.
- Radio de drenaje.
- Factor de recobro.
- Presión de inyección.
- Presión final.

### **3.4 Calidad y cantidad del gas asociado necesaria para implementar el proyecto**

El gas asociado producido en el Bloque Gustavo Galindo Velasco se caracteriza por contener aproximadamente un 10% de fracciones licuables en su composición. Esto ha permitido por años, tanto a Anglo Ecuadorian Oilfields Ltda, CEPE Península, CGC S.A. y la actual operadora Pacifpetrol S.A., implementar procesos que permitan extraer los hidrocarburos líquidos para obtener condensado y/o gasolina natural, derivado que

posteriormente es entregado a la Refinería La Libertad para su uso en la elaboración de GLP (Bernardino Soriano & Duque Yagual, 2015).

A continuación, en la Tabla 25, se presenta una cromatografía del gas que ingresa a la Planta de Gasolina Natural, proveniente de los pozos que se encuentran en el sistema de captación.

**Tabla 25.**

*Calidad del gas natural asociado producido*

<b>CALIDAD DE GAS ASOCIADO - BLOQUE GGV</b>			
<b>Componentes</b>	<b>% Peso</b>	<b>Moles</b>	<b>% Moles</b>
<b>Aire</b>	5.58	0.20	4.36
<b>Metano</b>	57.44	3.58	78.37
<b>CO2</b>	1.55	0.04	0.77
<b>Etano</b>	8.97	0.30	6.53
<b>Propano</b>	8.24	0.19	4.09
<b>Isobutano</b>	4.07	0.07	1.53
<b>Nbutano</b>	4.46	0.08	1.68
<b>Isopentano</b>	2.94	0.04	0.89
<b>Npentano</b>	1.38	0.02	0.42
<b>C6+</b>	5.37	0.06	1.36
<b>Total</b>	100	4.57	100

El gas asociado proviene de unos 135 pozos, que están bajo el sistema de captación, el cual luego de ser comprimido en las Estaciones compresoras Tigre y 67, es transferido y dirigido a través de un gasoducto hacia la Planta de Gasolina Natural. En dicha planta, el gas asociado que ingresa se utiliza en el proceso de compresión y enfriamiento para obtener condensados o gasolina natural. El volumen de gas que sale del proceso antes mencionado conocido como gas pobre, se distribuye hacia la planta de generación eléctrica para la producción de energía. Diariamente, un cierto volumen de gas que luego de la distribución a los distintos procesos queda como remanente, es decir, no es utilizado en ningún proceso, es direccionado al mechero ubicado en el interior de la Planta de Gasolina. A continuación, en la Tabla 26, se presenta el volumen total de gas que ingresa a la Planta de Gasolina y su respectiva distribución.

**Tabla 26.**

*Uso del gas natural asociado producido en el Bloque 2*

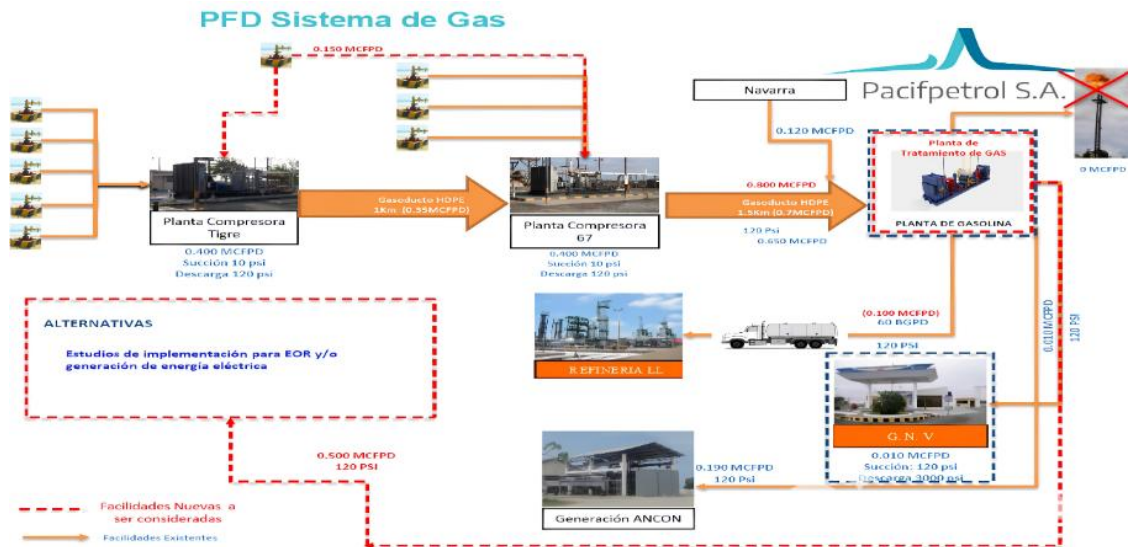
<b>DISTRIBUCIÓN DE GAS ASOCIADO EN PLANTA DE GASOLINA</b>	
Caudal total de Entrada (scfd)	0.800 MMSCFD
Usado en Condensados (scfd)	0.100 MMSCFD
Usado en Generación (scfd)	0.190 MMSCFD
Mechero (scfd)	0.500 MMSCFD

Nota: hay disponibilidad de 0.5 MMSCFD de gas natural seco

La distribución de la producción, tratamiento y uso del gas natural se aprecia en la Ilustración 16. Nótese la disponibilidad de 500,000 SCFD (0.5 MMSCFD) para el desarrollo de dos tipos de proyectos, principalmente que tiene en estudio la empresa Pacifpetrol S.A. uno de los cuales es parte de la presente investigación.

**Ilustración 16.**

*Distribución del gas asociado y su uso en el Bloque 2*



Nota: en el gráfico el acrónimo M significa millones, por encontrarse con otro tipo de nomenclatura de proyectos de ingeniería diferente al usado en el argot técnico petrolero.

**Fuente:** Pacifpetrol S.A.

Con base en el análisis de la información presentada en la Tabla 26 e Ilustración 16, se ha determinado que el volumen diario de gas asociado disponible para la inyección en los pozos seleccionados para la aplicación del método Huff and Puff de inyección cíclica es

de unos 400 MSCFD, dejando un margen de 100 MSCFD para la ampliación de la producción de condensado en la Planta de Gasolina Natural. Este volumen de gas que ha sido determinado corresponde al volumen promedio de gas que se direcciona diariamente al mechero. Este volumen es fundamental para establecer, principalmente, el caudal y tiempo de inyección.

### 3.5 Evaluación técnico-económica del proyecto

#### 3.5.1 Evaluación técnica

Una vez realizado el análisis técnico se establece que los pozos candidatos enlistados en la Tabla 23 corresponden a los candidatos finales para realizar el análisis técnico de la inyección cíclica de gas natural asociado deshidratado.

A continuación, en la Tabla 27 se presenta un resumen de los resultados obtenidos de las principales variables en cada uno de los pozos seleccionados para la aplicación del método Huff and Puff por inyección cíclica de gas asociado deshidratado y en la Ilustración 17 su ubicación geográfica en el campo. En todos los pozos se ha asumido una inyección de gas deshidratado de 400 M SCFD, con tiempos de inyección de 24.2 días para el pozo ANC1934, de 20.4 para el ANC1262, 12.8 para el ANC1273, 37.9 para el ANC1884 y 4.7 días para el ANC1909, respectivamente.

**Tabla 27.**

*Resultados de las variables de interés del proyecto*

ANC1934		ANC1262	
Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
Área Drenaje (pies <sup>2</sup> )	1,346,786	Área Drenaje (pies <sup>2</sup> )	679,248
Radio Drenaje (pie)	655	Radio Drenaje (pie)	465
Volumen Bruto (pie <sup>3</sup> )	107,742,875	Volumen Bruto (pie <sup>3</sup> )	68,468,157
Volumen Poral (pie <sup>3</sup> )	2,378,963	Volumen Poral (pie <sup>3</sup> )	1,506,299
Volumen de Gas (pie <sup>3</sup> )	9,661,927	Volumen de Gas (pie <sup>3</sup> )	8,154,605
Presión de Inyección (psig)	1,610	Presión de Inyección (psig)	1,632
Presión de Fractura (psig)	2,575	Presión de Fractura (psig)	2,611
Q. Inyección gas (pie <sup>3</sup> /día)	400,000	Q. Inyección gas (pie <sup>3</sup> /día)	400,000
Tiempo de Iny. (días)	24.2	Tiempo de Iny. (días)	20.4



ANC1273		ANC1884	
Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
Área Drenaje (pies <sup>2</sup> )	961,270	Área Drenaje (pies <sup>2</sup> )	1,230,089
Radio Drenaje (pie)	553	Radio Drenaje (pie)	626
Volumen Bruto (pie <sup>3</sup> )	67,288,926	Volumen Bruto (pie <sup>3</sup> )	125,469,036
Volumen Poral (pie <sup>3</sup> )	1,480,356	Volumen Poral (pie <sup>3</sup> )	2,760,319
Volumen de Gas (pie <sup>3</sup> )	5,109,055	Volumen de Gas (pie <sup>3</sup> )	15,174,153
Presión de Inyección (psig)	1,729	Presión de Inyección (psig)	1,622
Presión de Fractura (psig)	2,766	Presión de Fractura (psig)	2,594
Q. Inyección gas (pie <sup>3</sup> /día)	400,000	Q. Inyección gas (pie <sup>3</sup> /día)	400,000
Tiempo de Iny. (días)	12.8	Tiempo de Iny. (días)	37.9

ANC1909	
Parámetro	Valor
Área Drenaje (pies <sup>2</sup> )	1,869,208
Radio Drenaje (pie)	771
Volumen Bruto (pie <sup>3</sup> )	59,814,665
Volumen Poral (pie <sup>3</sup> )	1,315,923
Volumen de Gas (pie <sup>3</sup> )	1,885,408
Presión de Inyección (psig)	1,153
Presión de Fractura (psig)	1,845
Q. Inyección gas (pie <sup>3</sup> /día)	400,000
Tiempo de Iny. (días)	4.7

Haciendo un análisis de los resultados obtenidos y mostrados en la Tabla 27, se puede considerar lo siguiente:

Dentro de un análisis comparativo desde el punto de vista de área y radio de drenaje se puede indicar que el pozo ANC1909 (1,869,208 pies<sup>2</sup>) presenta la mayor área de drenaje de todos los pozos seleccionados. A diferencia del pozo ANC1262 (679,248 pies<sup>2</sup>), cuya área de drenaje es menor que el resto de los pozos seleccionados.

Tanto el pozo ANC1884 (125,469,036 pies<sup>3</sup> y 2,760,319 pies<sup>3</sup>) y el pozo ANC1934 (107,742,875 pies<sup>3</sup> y 2,378,963 pies<sup>3</sup>) presentan el mayor volumen bruto y poral respectivamente que el resto de los pozos seleccionados, lo que implica mayor capacidad de almacenamiento de hidrocarburos.

Referente al volumen de gas a inyectarse, el pozo ANC1884 (15,174,153 pies<sup>3</sup>) muestra una capacidad significativamente superior para retener gas en el espacio poral, lo que lo hace más atractivo para la inyección cíclica.

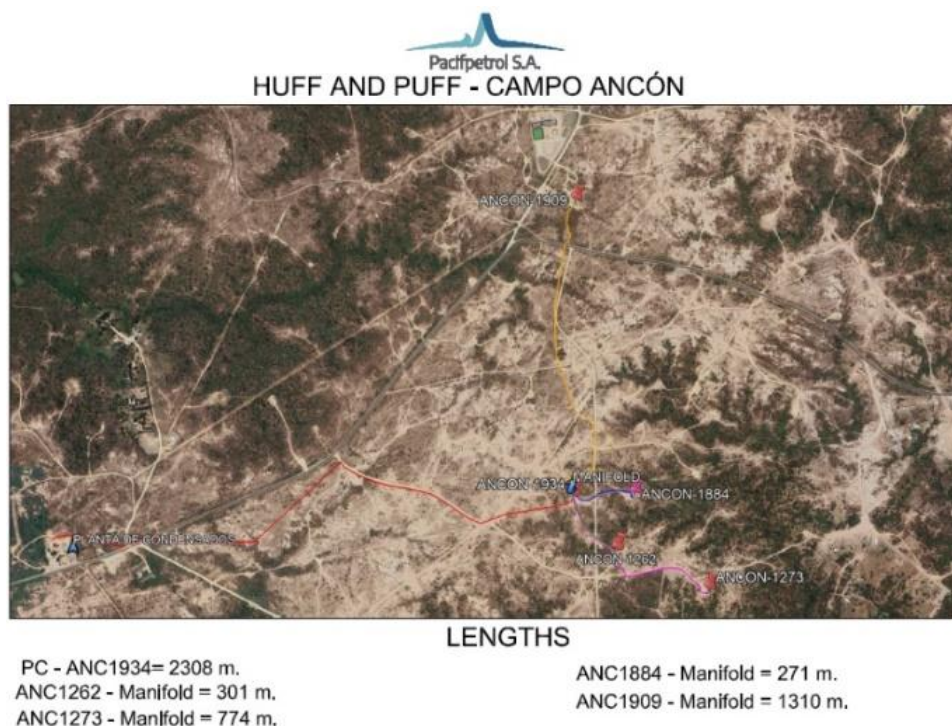
Por otra parte, el pozo ANC1273 (1,729 psig), es el pozo con mayor presión de inyección, lo que permitiría una mejor distribución del gas, considerando que esta presión debe estar por debajo de la presión de fractura para evitar daños en la formación.

En relación con el tiempo de inyección, los resultados del análisis indican que en el pozo ANC1884 se requerirá aproximadamente 37.9 días para completar el proceso de inyección, siendo este el pozo con el mayor tiempo estimado tiempo para la inyección del gas asociado.

Adicional a lo mencionado en el párrafo anterior, es fundamental considerar las recomendaciones teóricas basadas en experiencias previas de implementación de este método en distintos campos a nivel mundial. La teoría establece que, cuando el diferencial de presión entre la presión en cabeza del pozo y la presión de inyección se estabiliza varios días durante el periodo de inyección, se debe suspender la inyección de gas asociado. Este comportamiento indica una reducción en la capacidad de recepción del gas a nivel del yacimiento, lo que puede afectar la eficiencia del proceso y limitar la efectividad del método de recuperación mejorada.

#### Ilustración 17.

*Ubicación de los pozos seleccionados*



En la Tabla 28 se presentan los parámetros de entrada bajo los cuales se realizaron los diseños de la inyección cíclica de gas. Estos corresponden a los datos de los yacimientos que se encuentran habilitados para la implementación del proyecto en base al análisis previo de selección de pozos candidatos y de ingeniería de producción y yacimientos.

**Tabla 28.**

*Parámetros de entrada para el diseño de la inyección*

Variables de análisis	Pozos				
	ANC1934	ANC1262	ANC1273	ANC1884	ANC1909
<b>Np (bbls)</b>	86.950,39	53.188,54	52.272,47	99.149,38	46.466,19
<b>Bo (RB/STB)</b>	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20
<b>t prod. (años)</b>	57,00	59,00	59,00	58,00	59,00
<b>Φ1</b>	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
<b>Φ2</b>					
<b>Φavg.</b>	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
<b>H1 (pies)</b>	80,00	100,80	70,00	102,00	32,00
<b>H2 (pies)</b>					
<b>H Total (pies)</b>	80,00	100,80	70,00	102,00	32,00
<b>Swi (Fracción)</b>	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
<b>Sor (Fracción)</b>	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
<b>GOR (SCF/STB)</b>	500,00	500,00	500,00	500,00	500,00
<b>Pyac. (psig)</b>	463,00	463,00	463,00	463,00	463,00
<b>Pwf (psig)</b>	413,00	413,00	413,00	413,00	413,00
<b>PFinal (psig)</b>	577,00	548,52	597,15	547,22	786,15
<b>Tope (pie)</b>	1.986,00	2.028,00	2.137,00	1.961,00	1.412,00
<b>Base (pie)</b>	2.306,00	2.324,00	2.473,00	2.363,00	1.663,00
<b>Prof. Media (pie)</b>	2.146,00	2.176,00	2.305,00	2.162,00	1.537,50
<b>T Iny. (días)</b>	10,00	10,00	1,00	1,00	8,00
<b>G.F. (psi/pie)</b>	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20
<b>G P.H. (psi/pie)</b>	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
<b>K (Darcy)</b>	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
<b>μ (cP)</b>	2,66	2,66	2,66	2,66	2,66
<b>R pozo (pie)</b>	0,19	0,19	0,23	0,19	0,19

Los resultados del modelamiento de la inyección cíclica del gas deshidratado se presentan en la Tabla 29. En base al volumen poroso disponible para inyección se obtuvo el volumen de gas a inyectar y los respectivos tiempos de inyección para cada pozo. El menor tiempo de inyección se lo obtuvo para el pozo ANC1909, el cual corresponde a

4.71 días. Sin embargo, las tasas de producción de petróleo son muy parecidas entre los pozos, y oscilan entre 25 y 30 barriles por día.

**Tabla 29.**

*Resultado del modelo la inyección cíclica de gas deshidratado*

Variables de análisis	Pozos				
	ANC1934	ANC1262	ANC1273	ANC1884	ANC1909
<b>A. Drenaje (pie<sup>2</sup>)</b>	1.346.786	679.248	961.271	1.230.089	1.869.209
<b>R. Drenaje (pie)</b>	654,75	464,99	553,16	625,74	771,35
<b>V. Bruto (pie<sup>3</sup>)</b>	107.742.875	68.468.157	67.288.926	125.469.037	59.814.666
<b>V. Poral (pie<sup>3</sup>)</b>	2.378.963	1.506.300	1.480.357	2.760.319	1.315.923
<b>V. Gas (pie<sup>3</sup>)</b>	9.661.927	8.154.605	5.109.055	15.174.153	1.885.408
<b>P. Inyección (psi)</b>	1.609,50	1.632,00	1.728,75	1.621,50	1.153,13
<b>P. Fractura (psi)</b>	2.575,20	2.611,20	2.766,00	2.594,40	1.845,00
<b>Q. disponible gas (pie<sup>3</sup>/día)</b>	400.000,00	400.000,00	400.000,00	400.000,00	400.000,00
<b>t Iny. (días)</b>	24,15	20,39	12,77	37,94	4,71
<b>Q. prod. (BPPD)</b>	28,31	30,91	29,28	29,72	25,21

### 3.5.2 Tiempo de remojo para el proyecto de Huff and Puff en el Bloque GGV

Se considera que un tiempo de remojo razonable para un proyecto de Huff and Puff con las características de los reservorios del Bloque GGV oscila entre 7 a 15 días. Esta consideración se la efectúa en función de que la permeabilidad del reservorio seleccionado (Santo Tomás) es relativamente buena y que la viscosidad del crudo atrapado en el mismo no es extremadamente alta, al contrario, es en promedio un crudo liviano. Este periodo de remojo puede aumentar dependiendo de la complejidad del yacimiento y de la viscosidad del petróleo presente, ya que estos factores influyen en la eficiencia de la distribución del gas y la movilidad del petróleo. Otra forma de poder identificar el momento adecuado para interrumpir la fase remojo es cuando la presión de cabezal, que empezó a disminuir al inicio de esta etapa, se estabiliza durante un periodo de al menos tres días, siendo este un indicador de que se ha logrado un equilibrio dentro del yacimiento, estando listo para la fase de producción.

En función de lo antes mencionado, el tiempo teórico de remojo considerado para los pozos seleccionados en la aplicación del método Huff and Puff en el Bloque Gustavo

Galindo Velasco es de 7 días, considerando, además, el comportamiento de la presión de cabezal descrito previamente.

En la Tabla 30, se presenta un cuadro comparativo de las tasas antes de la implementación y la recuperación esperada con el método de Huff and Puff. Se nota claramente el beneficio de implementar este proyecto respecto a no intervenir estos pozos con esta metodología de recuperación mejorada.

**Tabla 30.**

*Resumen de producción incremental del método Huff and Puff*

<b>INCREMENTAL DE PRODUCCIÓN</b>			
<b>Pozo</b>	<b>Q. oil antes (BPPD)</b>	<b>Q. oil después (BPPD)</b>	<b>Incremental (BPPD)</b>
<b>ANC1934</b>	1.93	28.31	26.38
<b>ANC1262</b>	1.25	30.91	29.66
<b>ANC1273</b>	0.64	29.28	28.64
<b>ANC1884</b>	1.45	29.72	28.27
<b>ANC1909</b>	0.66	25.21	24.55
		<b>Total</b>	<b>137.5</b>

Los resultados obtenidos tras la implementación del método de inyección evidencian un incremento significativo en la producción de petróleo en los pozos evaluados. Antes de la aplicación del proceso, las tasas de producción de crudo variaban entre 0.64 y 1.93 BPPD. Posteriormente, se registró un aumento considerable en la producción, alcanzando valores entre 25.21 y 30.91 BPPD.

El análisis del incremento neto en producción muestra que los valores oscilaron entre 24.55 y 29.66 BPPD, con un total acumulado de 137.5 BPPD en los cinco pozos analizados. Este comportamiento sugiere que la estrategia de inyección lograría una optimización en el drenaje del hidrocarburo dentro de los compartimentos del yacimiento, favoreciendo una mayor recuperación de crudo en comparación con las condiciones iniciales.

El alto diferencial entre la producción previa y posterior indica una mejora sustancial en la eficiencia del sistema, lo que refuerza la viabilidad de la técnica aplicada. La evaluación detallada de estos resultados permitirá estimar la sostenibilidad del incremento en la producción y su impacto en la rentabilidad del proyecto.

### 3.5.3 Evaluación económica

Para la evaluación económica se tomaron en cuenta el análisis de costo, análisis de producción, evaluación de precios, evaluación de rentabilidad, beneficios económicos y estratégicos.

#### 3.5.3.1. Análisis de costos

Para el análisis de costos se consideraron los siguientes componentes con sus respectivos rubros:

- **Inversión inicial:** Equipos de inyección, modificación de infraestructura, ingeniería y diseño, logística y transporte.
- **Costos operativos:** Inyección de gas asociado, mantenimiento y monitoreo, personal técnico, energía eléctrica y combustibles.
- **Costos Indirectos:** Seguros y permisos regulatorios, gestión ambiental.

En la Tabla 31 se presenta un resumen de la inversión total a realizarse por el proyecto y deducida por pozo. El valor total de la inversión estimada es de USD 336,260.00, para lo cual se ha tomado como premisa que los costos de inversión para cada pozo sean los mismos.

**Tabla 31.**

*Inversión total del proyecto deducida por pozo*

<b>POZO</b>	<b>COSTOS ASOCIADOS</b>
ANC1934	\$ 67,252
ANC1262	\$ 67,252
ANC1273	\$ 67,252
ANC1884	\$ 67,252
ANC1909	\$ 67,252
<b>Total</b>	<b>\$ 336,260.0</b>
Adicionales	\$ -
<b>Costo total</b>	<b>\$ 336,260.00</b>

Las inversiones desagregadas se presentan a continuación en las Tablas 32 a 34. Los rubros que están indicados se han considerado los necesarios para implementar el proyecto de acuerdo con las características mecánicas de los pozos y operativas en superficie. El estimado es de USD 276,290.00 como se presenta en la Tabla 32.

**Tabla 32.**

*Inversión inicial desagregada del proyecto*

<b>CANT</b>	<b>UDM</b>	<b>EQUIPOS Y CONSUMIBLES</b>	<b>PRECIO</b>	<b>TOTAL</b>
12	mes	Compresor	\$13,125.00	\$157,500.00
2500	metros	Tubería polypipe	\$8.30	\$20,750.00
5	Und.	Reacondicionamiento de cabezal	\$1,500.00	\$7,500.00
1	Und.	Medidor de gas	\$8,500.00	\$8,500.00
4	Und.	RBP	\$6,000.00	\$24,000.00
4	Und.	PACKER + asentamiento	\$8,000.00	\$32,000.00
1600	pie	Tubería de acero de 2 3/8"	\$4.40	\$7,040.00
3	Und.	Manifold de distribución	\$2,333.33	\$7,000.00
1	Und.	Válvula reguladora	\$2,000.00	\$2,000.00
1	Global	Ingeniería y diseño	\$10,000.00	\$10,000.00
			<b>Total</b>	<b>\$276,290.00</b>

Los costos operativos se han considerado para el mantenimiento periódico de los equipos de superficie para inyección del gas tratado. En total se estima unos USD 29,970.00 como se muestra a continuación en la Tabla 33.

**Tabla 33.**

*Costos operativos desagregados del proyecto*

<b>CANT</b>	<b>UDM</b>	<b>EQUIPOS Y CONSUMIBLES</b>	<b>PRECIO</b>	<b>TOTAL</b>
2	Global	Mtto. compresor	\$4,200.00	\$8,400.00
1	Global	Repuestos para compresor	\$15,000.00	\$15,000.00
3000	Gal	Energización de compresor	\$2.19	\$6,570.00
			<b>Total</b>	<b>\$29,970.00</b>

Para los costos indirectos en cambio se ha considerado solamente el rubro de USD 30,000.00 para el pago de la licencia ambiental de operación del proyecto, tal como se muestra en la Tabla 34.

**Tabla 34.**

*Costos indirectos desagregados del proyecto*

CANT	UDM	EQUIPOS Y CONSUMIBLES	PRECIO	TOTAL
1	Serv.	Asesoría licencia ambiental	\$30,000.00	\$30,000.00

La Licencia Ambiental es un permiso obligatorio para actividades o proyectos de mediano o alto impacto ambiental, esta es otorgada por el Ministerio del Ambiente, Agua y Transición Ecológica (MAATE) en su calidad de Autoridad Ambiental.

### **3.5.3.2. Análisis de producción**

Los resultados presentados en la Ilustración 18 y la Tabla 35 reflejan la proyección de producción estimada mediante la simulación en OFM (Oil Field Manager), una herramienta ampliamente utilizada en la industria petrolera para modelar, analizar y pronosticar la producción de hidrocarburos con base en datos históricos y modelado de reservorios.

Al comparar la producción estimada con y sin la implementación de este método podemos tener como resultado lo siguiente:

- Producción estimada con Huff and Puff: 38.6 M bbls
- Producción estimada sin Huff and Puff: 9.2 M bbls

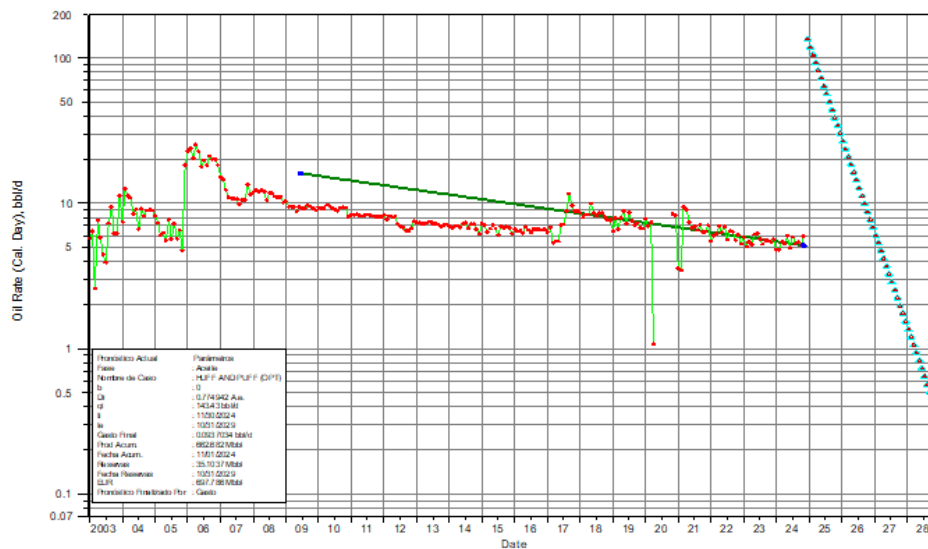
Esto significa que la producción adicional atribuida a la inyección cíclica de gas sería de 29.4 M bbls, lo que representa un incremento del 320% con respecto a la producción base sin intervención.



En resumen, la aplicación del modelo de OFM estima que el proyecto Huff and Puff generará 39 mil barriles (M bbls) de crudo, lo que deriva en que este método contribuirá significativamente en la producción futura. Adicional a esto, el modelo indica también que después de la implementación del Huff and Puff el yacimiento aún contendrá 698 M bbls de petróleo remanente, lo que debe generar una apertura al monitoreo continuo de la eficiencia de este método para determinar si ciclos adicionales pueden optimizar la recuperación y aumentar el recobro.

**Ilustración 18.**

*Estimación de la producción del proyecto de Huff and Puff*



**Tabla 35.**

*Resultados del modelo de simulación en OFM*

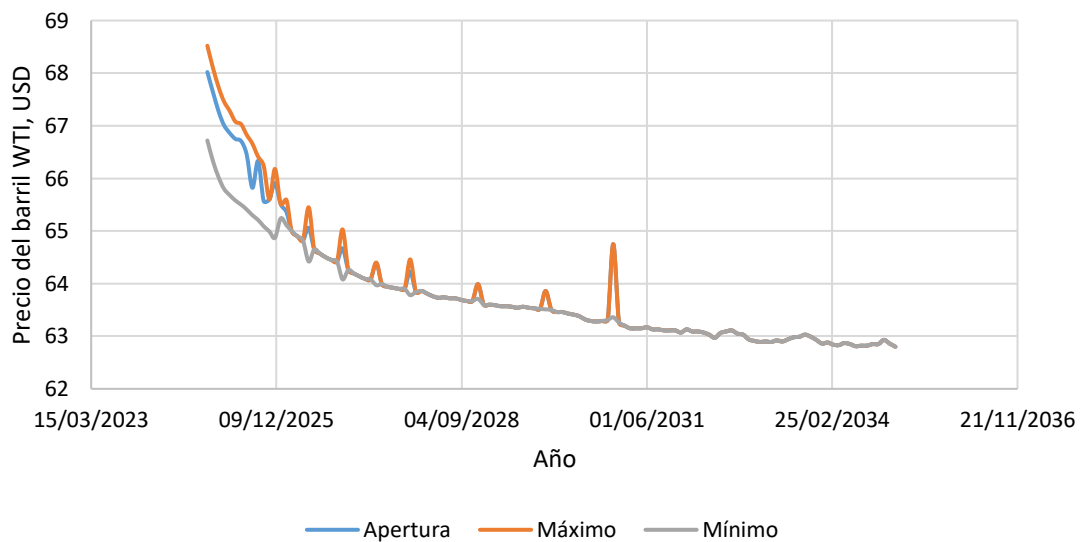
<b>Periodo Actual de Pronóstico</b>	<b>11/30/2024 - 12/31/2029</b>
<b>Producción Pronosticada</b>	39 Mbb1
<b>Periodo Restante Pronosticado</b>	11/30/2024 - 12/31/2029
<b>Reservas Restantes Pronosticadas</b>	39 Mbb1
<b>Ultimate Reservas Recuperables</b>	698 Mbb1

### 3.5.3.3. Evaluación de precios

La proyección del precio del petróleo para los próximos años se tomó a partir de los pronósticos del precio del indicador WTI de Agencia Internacional de Energía IEA.

#### Ilustración 19.

*Pronóstico del precio del barril de crudo indicador WTI*



Fuente: <https://www.eia.gov/analysis/>

### 3.5.3.4. Evaluación de rentabilidad

La rentabilidad del proyecto se la realizó mediante el análisis del Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), Relación beneficio-inversión descontada (DPI), y del Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI).

Las fórmulas de los indicadores utilizadas son las siguientes:

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{FCN_t}{(1 + TMAR)^t} - I_0 \quad \text{Ec. (10)}$$

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{FCN_t}{(1 + TIR)^t} - I_0 \quad \text{Ec. (11)}$$

$$DPI = \frac{VAN + I_0}{I_0} \quad \text{Ec. (12)}$$

$$PRI = \frac{I_0}{\overline{FCN}_t} \quad \text{Ec. (13)}$$

Donde

$FCN_t$  = flujo de caja neto en el periodo t

$TMAR$  = tasa mínima atractiva del mercado

$I_0$  = inversión inicial

$\overline{FCN}_t$  = flujo de caja neto promedio en el intervalo de 0 a t, donde t es el periodo de recuperación de la inversión.

Los resultados son los que se presentan en la Tabla 36. En ella se relacionan los resultados con los criterios de aceptación o rechazo para cada uno de ellos. El más relevante de todos y que es de amplio uso en valoración de inversión en proyectos corporativos de hidrocarburos es el DPI, donde su indicador está por encima de valores normalmente aceptados en la industria.

**Tabla 36.**

*Resultados de los indicadores de rentabilidad del proyecto Huff and Puff*

<b>Indicador</b>	<b>Resultado</b>	<b>Criterio</b>	<b>Aceptación/Rechazo</b>
<b>VPN</b>	USD 998.099,98	> 0	Se acepta
<b>TIR</b>	23%	> TMAR (15% EA)	Se acepta
<b>DPI</b>	4,61	> 1.5	Se acepta
<b>PRI</b>	< 3,87 meses	< 1 año	Se acepta

En el Anexo 2, se presenta la corrida financiera del proyecto.

## CONCLUSIONES

Este proyecto de inyección cíclica de gas asociado, permitió determinar la conveniencia de implementar este tipo de método para la recuperación mejorada de petróleo en el Bloque 2 GGV, en el área productiva de Ancón y se descartó la zona de Ahuquimi por no encontrarse cerca de la Planta de Gasolina Natural y además por tener pocos pozos como candidatos y el costo de las facilidades en superficie generarían una mayor inversión.

Se describió de manera detallada el proceso de inyección cíclica de gas asociado, conocido como Huff and Puff, su funcionamiento y los principios detrás de este método de recuperación mejorada de petróleo, para ser implementada en el Bloque 2 GGV.

Se establecieron los criterios de selección que permitieron identificar de manera objetiva los pozos más adecuados para la aplicación del método Huff and Puff en los campos Ahuquimi y Ancón, considerando aspectos geológicos, operativos y económicos. Como se mencionó anteriormente, se descartó Ahuquimi por no cumplir los criterios técnicos y económicos para ser tomado en cuenta y se concentró el proyecto en el área de Ancón.

Se evaluó la información recopilada de los pozos, mediante el análisis de datos geológicos, petrofísicos y operacionales, de manera integrada con el objetivo de definir los pozos candidatos óptimos para la implementación del método Huff and Puff en el campo Ancón. Los pozos seleccionados fueron ANC 1934, ANC1262, ANC1273, ANC1884 y ANC1909.

Se determinó la cantidad y calidad del gas asociado requerida para la aplicación efectiva del método propuesto, considerando las características del yacimiento y los requisitos de producción de los pozos seleccionados. Como se describió a lo largo de la investigación el gas asociado recolectado de los pozos productores y además del Campo Navarra se deshidrata en la Planta de Gasolina Natural y de este se tomará un volumen aproximado de 400.000 pies cúbicos por día para la implementación del proyecto de Huff and Puff.

Se evaluó tanto técnica como económicamente la viabilidad de la aplicación del método Huff and Puff en los pozos en el campo Ancón, y se obtuvo un tiempo del proyecto de alrededor de 5 años, un caudal diario inicial de 143,42 BPPD de producción total. Para los cálculos de ingresos se tomó la cotización más baja del barril de petróleo y en los egresos un costo de extracción de aproximadamente 20 dólares. También, para la estimación del VAN se tomó una tasa del 15% efectiva anual, mensualizada. Los indicadores económicos del proyecto indican que la TIR es de 23% la cual es superior al 15% de la tasa nominal de aceptación, un VAN cercano al millón de dólares lo cual lo hace atractivo para ser tomado en consideración. Adicionalmente, se ha tomado el DPI o relación beneficio/inversión descontada, muy útil para evaluar proyectos corporativos en el área petrolera, el cual arrojó un valor mayor de 4,61, muy superior a 1,5 que es tomado en la industria para aceptación de inversión corporativa.

En conclusión, la implementación de este tipo de proyectos cumple los principales parámetros técnicos y económicos para su implementación en la industria del *upstream* de la industria hidrocarburífera, por lo cual se ha demostrado que es conveniente para su implementación como proyecto de inversión en la línea de Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR) conocido como Huff and Puff mediante inyección cíclica de gas asociado en el Campo Ancón, en los pozos seleccionados para tal efecto.

## RECOMENDACIONES

Como se ha determinado, este tipo de proyecto es muy atractivo para su implementación en el sector del *upstream* de la industria extractiva de hidrocarburos, por lo tanto, a fin de que se pueda seguir estudiando este método, es importante tomar estas recomendaciones:

A pesar de que el campo Ahuquimi fue descartado debido a su falta de proximidad a la Planta de Gasolina Natural y la insuficiencia de pozos candidatos, se recomienda reevaluar dicha zona en el futuro si las condiciones operativas y económicas cambian. Un análisis continuo de nuevas áreas dentro del Bloque 2 GGV podría abrir oportunidades para la implementación de este método de recuperación mejorada en campos previamente no considerados.

Aunque los indicadores económicos del proyecto muestran una tasa interna de retorno (TIR) favorable y un valor actual neto (VAN) positivo, se recomienda realizar evaluaciones económicas periódicas durante la ejecución del proyecto. Esto permitirá ajustar las proyecciones financieras y asegurar que el proyecto se mantenga dentro de los márgenes de rentabilidad previstos, considerando posibles variaciones en los costos operativos y los precios del petróleo.

La evaluación continua de los parámetros relacionados con los tiempos de inyección y remojo deberá ser monitoreada durante la ejecución del proyecto. Este proceso permitirá realizar ajustes precisos a los modelos de inyección de cada pozo, así como establecer una curva base que servirá como referencia para la evaluación y optimización de los pozos candidatos en etapas posteriores.

Se recomienda estudiar la posibilidad de implementar proyectos similares en campos con características geológicas y operacionales comparables dentro del país. Esta iniciativa permitiría generar una curva de aprendizaje, basada en una comprensión más profunda de las teorías, técnicas y herramientas involucradas, lo que facilitaría el ajuste más eficiente de los parámetros operativos y la mejora en la predicción de resultados.

## 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.
- Al Adasani, A., & Bai, B. (2011). Analysis of EOR projects and updated screening criteria. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 79(1–2), 10–24. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2011.07.005>
- 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>
- Bai, M., Sun, J., Song, K., Li, L., & Qiao, Z. (2015). Well completion and integrity evaluation for CO<sub>2</sub> 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., Frago, 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>
- Benítez Acosta, S. (2021). *Évolution géodynamique de la province cotiere sud-équatorienne au Crétacé supérieur-Tertiaire TOMO 71*  $\pi$  EVOLUCIÓN GEODINÁMICA DE LA COSTA SUR ECUATORIANA DESDE EL CRETÁCICO SUPERIOR AL TERCIARIO PRIMERA EDICIÓN ESPAÑOL 2021. <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.23065.75369>
- 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>
- Chunga, K. (2015). *Geología de superficie para el sitio Loma Alta y Suspiro de la provincia de Santa Elena*. <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.17655.93604>
- 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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>
- Ekrem Alagoz. (2023). Enhanced Oil Recovery (EOR) Screening Criteria at a Glance . *International Journal of Earth Sciences Knowledge and Applications*, 3(2021), 405–411.
- 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. (2013). *El Petróleo en el Ecuador La nueva Era Petrolera*.
- Escobar, K., Erazo, R., Armijo, D., & Oña, J. (2019). Generación de curvas de presión de formación y fractura para optimizar la perforación de pozo en el campo Gustavo Galindo Velasco. *GEO Latitud*, 2(1).

- <https://geolatitud.geoenergia.gob.ec/ojs/ojs/index.php/GeoLatitud/article/download/34/67>
- Fanchi, J. R., & Christiansen, R. L. (2017). *Introduction to Petroleum Engineering*. John Wiley & Sons Inc.
- Guo, Boyun., Liu, Xinghui., & Tan, Xuehao. (2017). *Petroleum Production Engineering: A Computer-Assisted Approach*. Elsevier Science & Technology.
- Hernández-Sampieri, R., Fernández-Collado, C., & Baptista-Lucio, P. (2014). *Metodología de la Investigación* (M. Toledo-Castellanos & M. I. Rocha-Martínez, Eds.; 6th ed.). Mc Graw Hill.
- Hou, G., Ma, X., Zhao, W., Diwu, P., Liu, T., & Hou, J. (2021). Synergistic Modes and Enhanced Oil Recovery Mechanism of CO<sub>2</sub> Synergistic Huff and Puff. *Energies*, *14*(12), 3454. <https://doi.org/10.3390/en14123454>
- Jaillard, E., Ordonez, M., Benítez, S., Berrones, G., Jiménez, N., Montenegro, G., & Zambrano, I. (1995). *Basin development in an accretionary, oceanic-floored fore-arc setting: Southern coastal Ecuador during Late Cretaceous-Late Eocene time*.
- Jia, B., Tsau, J. S., & Barati, R. (2018). Role of molecular diffusion in heterogeneous, naturally fractured shale reservoirs during CO<sub>2</sub> 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.
- López Coronel, M. C. (2016). *ANÁLISIS ESTRUCTURAL DE LA CUENCA PROGRESO-SECUENCIAS PALEÓGENAS* [Proyecto de grado en ingeniería en geología]. ESPOL.
- Lu, T., Li, Z., Li, J., Hou, D., & Zhang, D. (2017). Flow behavior of N<sub>2</sub> 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>
- Mayorga-Mayorga, H. S., & Reyes-Bueno, F. (2022). Análisis de Derrames de Petróleo en el Campo Ancón Mediante Sistemas de Información Geográfica. *Revista Politécnica*, *49*(1), 53–60. <https://doi.org/10.33333/rp.vol49n1.05>
- 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>

- Ministerio de Energía y Minas. (2023). *5000 Pozos Petroleros Oriente Ecuatoriano. Historia de Perforación de Pozos Petroleros En El Oriente Ecuatoriano.*
- Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables. (2021, October 21). *INICIA CAMPAÑA DE PERFORACIÓN EN SACHA PARA INCREMENTAR 3 MIL BARRILES DE PETRÓLEO HASTA DICIEMBRE 2021.*
- Morocho Porras, C. B., Carrión Cano, A. H., & Benavides Jaramillo, E. M. (2015). *MODELO GEOLÓGICO ESTRUCTURAL DEL ÁREA GASÍFERA NAVARRA DEL CAMPO ANCÓN-SANTA ELENA DESDE ANÁLISIS DE POZOS Y REGISTROS ELÉCTRICOS DETERMINANDO POTENCIALES RESERVAS DE GAS* [Bachelor project]. ESPOL.
- 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>
- Pacifpetrol S.A. (2023). *Historia Campo Ancón.*
- Paz Villarroel, J. (2018). *ESTUDIO PARA EL INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN EN YACIMIENTOS DEPLETADOS DE BAJA PERMEABILIDAD* [Tesis de Maestría en Exploración y Producción de Petróleo]. Escuela Politécnica Nacional.
- Pérez Castaños, S., & Santamaría, S. (2023). *La investigación cuantitativa* (pp. 121–196).
- Petroamazonas EP. (2018). *Reporte técnico de bloques de la región Costa.*
- 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>
- Taber, J. J., Martin, F. D., & Seright, R. S. (1997a). EOR Screening Criteria Revisited - Part 2: Applications and Impact of Oil Prices. *SPE Reservoir Engineering (Society of Petroleum Engineers)*, 12(3), 199–204. <https://doi.org/10.2118/39234-pa>
- Taber, J. J., Martin, F. D., & Seright, R. S. (1997b). EOR Screening Criteria Revisited - Part 1 : Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects.

- SPE Reservoir Engineering (Society of Petroleum Engineers)*, 12(3), 189–197.  
<https://doi.org/10.2118/35385-pa>
- Tellez, C. H., Fragoso, A., & Aguilera, R. (2023). Reservoir Simulation of Primary and Enhanced Oil Recovery by Huff and Puff Gas Injection, and CO<sub>2</sub> Storage in la Luna Shale of Colombia. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference Proceedings, 2023-June*. <https://doi.org/10.2118/213159-MS>
- Tigse Tituaña, F. E. (2018). *OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO POR MEDIO DEL MÉTODO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO* [Tesis de grado en ingeniería en petróleo]. UCE.
- Villacís Maita, A. P. (2018). *MODELO ESTÁTICO DE LA FORMACIÓN ATLANTA EN EL ÁREA CERTEZA DEL CAMPO ANCÓN PENÍNSULA DE SANTA ELENA* [Tesis de grado en geología]. UCE.
- Wan, R. (2008). *WELL COMPLETION ENGINEERING* (3rd ed.). Gulf Professional Publishing Inc.
- 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 CO<sub>2</sub> 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., 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>

## Anexo 1. Matriz de Screening

Ref. (Taber et al., 1997b, 1997a)	Propiedades del petróleo					Características del Reservorio				
	Método EOR	Gravedad (°API)	Viscosidad (cP)	Composición	Saturación de Petróleo (% PV)	Tipo de Formación	Espesor Neto (ft)	Permeabilidad promedio (mD)	Profundidad (ft)	Temperatura (°F)
<b>Métodos de Gas de Inyección (Miscible)</b>										
1	Nitrógeno y gas de combustión	>35 ↗ <u>48</u> ↗	< 0.4 ↘ <u>0.2</u> ↘	Alto porcentaje de C1 a C7	> 40 ↗ <u>75</u> ↗	Arenisca o Carbonato	Diluido a menos que se sumerja	NC	>6,000	NC
2	Hydrocarburo	>35 ↗ <u>41</u> ↗	< 3 ↘ <u>0.5</u> ↘	Alto porcentaje de C2 a C7	> 30 ↗ <u>80</u> ↗	Arenisca o Carbonato	Diluido a menos que se sumerja	NC	>4,000	NC
3	CO2	>22 ↗ <u>36</u> ↗ <sup>a</sup>	< 10 ↘ <u>1.5</u> ↘	Alto porcentaje de C5 a C12	> 20 ↗ <u>55</u> ↗	Arenisca o Carbonato	Amplia gama	NC	>2,500 <sup>a</sup>	NC
1-3	Gases inmiscibles	>12	< 600	NC	> 35 ↗ <u>70</u> ↗	NC	NC si se sumerge buena permeabilidad vertical	NC	>1,800	NC
<b>(Mejorado) Inundación de agua</b>										
4	Micelar, Polímeros, ASP y inundaciones alcalinas	> 20 ↗ <u>35</u> ↗	< 0.4 ↘ <u>13</u> ↘	Ligeros, intermedios, algunos ácidos orgánicos para inundaciones alcalinas	> 35 ↗ <u>53</u> ↗	Arenisca preferida	NC	> 10 ↗ <u>460</u> ↗	>900 ↘ 3,250	>200 ↘ 80
5	Inundación de polímeros	>15	<150 >10	NC	> 50 ↗ <u>80</u> ↗	Arenisca preferida	NC	> 10 ↗ <u>800</u> ↗ <sup>b</sup>	<9,000	>200 ↘ 140
<b>Térmica / Mecánica</b>										
6	Combustión	>10 ↗ <u>16</u> →?	< 5,000 ↓ <u>1,200</u>	Algunos componentes asomáticos	> 50 ↗ <u>72</u> ↗	Porosidad alta Arenisca o Carbonato	>10	>50 <sup>c</sup>	< 11,500 ↘ <u>3,500</u>	> 100 ↗ <u>135</u>
7	Vapor	>8 a <u>13.5</u> →?	< 200,000 ↓ <u>4,700</u>	NC	> 40 ↗ <u>66</u> ↗	Porosidad alta Arenisca o Carbonato	> 20	> 200 ↗ <u>2,540</u> ↗ <sup>d</sup>	< 4,500 ↘ <u>1,500</u>	NC
-	Minería de superficie	7 a 11	Flujo de frío cero	NC	>8 agua % arena	Arena de alquitrán explotable	>10 <sup>c</sup>	NC	>31 Relación de sobrecarga a arena	NC

NC = No crítico

Transmisibilidad >20 mD-Wpc

Los valores subrayados representan la media aproximada o el promedio de los proyectos de campo actuales.

<sup>b</sup>>3mD de algunos yacimientos carbonatados si la intención es limpiar solo el sistema de fractura.

<sup>d</sup> Transmisibilidad >50 mD-Wpc

<sup>c</sup> ver profundidad

## Anexo 2. Flujo de Caja del Proyecto

Mes	Qo BPPM*	Costo barril USD	Ingresos USD	Lifting Cost USD	Egresos USD	Ingresos Netos USD
<b>0</b>						-276.290,00
<b>1</b>	1.645,62	66,72	109.795,82	20,00	32.912,42	76.883,41
<b>2</b>	1.573,51	66,32	104.354,96	20,00	31.470,13	72.884,83
<b>3</b>	1.504,55	66,01	99.315,52	20,00	30.091,05	69.224,47
<b>4</b>	1.438,62	65,80	94.661,22	20,00	28.772,41	65.888,81
<b>5</b>	1.375,58	65,68	90.347,92	20,00	27.511,55	62.836,37
<b>6</b>	1.315,30	65,58	86.257,18	20,00	26.305,94	59.951,24
<b>7</b>	1.257,66	65,50	82.376,62	20,00	25.153,17	57.223,45
<b>8</b>	1.202,55	65,41	78.658,49	20,00	24.050,91	54.607,58
<b>9</b>	1.149,85	65,30	75.085,05	20,00	22.996,95	52.088,09
<b>10</b>	1.099,46	65,21	71.695,73	20,00	21.989,18	49.706,55
<b>11</b>	1.051,28	65,09	68.427,73	20,00	21.025,58	47.402,16
<b>12</b>	1.005,21	64,99	65.328,58	20,00	20.104,20	45.224,39
<b>13</b>	961,16	64,87	62.350,42	20,00	19.223,19	43.127,23
<b>14</b>	919,04	65,24	59.958,16	20,00	18.380,80	41.577,36
<b>15</b>	878,77	65,11	57.216,44	20,00	17.575,32	39.641,12
<b>16</b>	840,26	65,00	54.616,68	20,00	16.805,13	37.811,55
<b>17</b>	803,44	64,90	52.142,93	20,00	16.068,70	36.074,23
<b>18</b>	768,23	64,82	49.796,47	20,00	15.364,54	34.431,93
<b>19</b>	734,56	64,42	47.320,48	20,00	14.691,24	32.629,24
<b>20</b>	702,37	64,65	45.408,35	20,00	14.047,44	31.360,91
<b>21</b>	671,59	64,57	43.364,74	20,00	13.431,86	29.932,89
<b>22</b>	642,16	64,50	41.419,47	20,00	12.843,25	28.576,22
<b>23</b>	614,02	64,45	39.573,69	20,00	12.280,43	27.293,26
<b>24</b>	587,11	64,42	37.821,88	20,00	11.742,28	26.079,60
<b>25</b>	561,39	64,08	35.973,59	20,00	11.227,71	24.745,88
<b>26</b>	536,78	64,26	34.493,78	20,00	10.735,69	23.758,09
<b>27</b>	513,26	64,19	32.946,27	20,00	10.265,23	22.681,04
<b>28</b>	490,77	64,14	31.477,96	20,00	9.815,39	21.662,57
<b>29</b>	469,26	64,09	30.075,08	20,00	9.385,26	20.689,81
<b>30</b>	448,70	64,08	28.752,65	20,00	8.973,98	19.778,66
<b>31</b>	429,04	63,97	27.445,46	20,00	8.580,73	18.864,73
<b>32</b>	410,24	63,99	26.250,95	20,00	8.204,70	18.046,25
<b>33</b>	392,26	63,94	25.080,97	20,00	7.845,16	17.235,81
<b>34</b>	375,07	63,92	23.974,38	20,00	7.501,37	16.473,01
<b>35</b>	358,63	63,90	22.916,60	20,00	7.172,65	15.743,96
<b>36</b>	342,92	63,90	21.912,35	20,00	6.858,33	15.054,03
<b>37</b>	327,89	63,78	20.912,77	20,00	6.557,78	14.354,99

<b>38</b>	313,52	63,84	20.015,14	20,00	6.270,41	13.744,73
<b>39</b>	299,78	63,86	19.144,04	20,00	5.995,63	13.148,41
<b>40</b>	286,64	63,81	18.290,78	20,00	5.732,89	12.557,89
<b>41</b>	274,08	63,76	17.475,54	20,00	5.481,66	11.993,88
<b>42</b>	262,07	63,73	16.701,86	20,00	5.241,45	11.460,42
<b>43</b>	250,59	63,74	15.972,46	20,00	5.011,76	10.960,71
<b>44</b>	239,61	63,72	15.267,73	20,00	4.792,13	10.475,60
<b>45</b>	229,11	63,72	14.598,67	20,00	4.582,13	10.016,54
<b>46</b>	219,07	63,69	13.952,36	20,00	4.381,33	9.571,02
<b>47</b>	209,47	63,67	13.336,75	20,00	4.189,34	9.147,41
<b>48</b>	200,29	63,67	12.752,31	20,00	4.005,75	8.746,56
<b>49</b>	191,51	63,71	12.201,14	20,00	3.830,21	8.370,93
<b>50</b>	183,12	63,60	11.646,32	20,00	3.662,36	7.983,95
<b>51</b>	175,09	63,60	11.135,95	20,00	3.501,87	7.634,08
<b>52</b>	167,42	63,59	10.646,28	20,00	3.348,41	7.297,87
<b>53</b>	160,08	63,57	10.176,54	20,00	3.201,68	6.974,86
<b>54</b>	153,07	63,57	9.730,59	20,00	3.061,38	6.669,21
<b>55</b>	146,36	63,56	9.302,71	20,00	2.927,22	6.375,49
<b>56</b>	139,95	63,54	8.892,25	20,00	2.798,95	6.093,30
<b>57</b>	133,81	63,56	8.505,25	20,00	2.676,29	5.828,96
<b>58</b>	127,95	63,54	8.129,98	20,00	2.559,01	5.570,97
<b>59</b>	122,34	63,53	7.772,48	20,00	2.446,87	5.325,61
<b>60</b>	116,98	63,52	7.430,71	20,00	2.339,64	5.091,06
<b>Total</b>	35.000,00		2.272.585,18		700.000,00	1.572.585,18

\*BPPM = barriles de petróleo por mes.

### **Anexo 3. Cálculo de variables fundamentales para la aplicación del Huff and Puff**

Después de seleccionar los pozos ideales para la aplicación de este método, se realizó el cálculo correspondiente para determinar entre otras cosas el volumen del yacimiento de interés, el volumen de gas a inyectar, el caudal, la presión y el tiempo de inyección. A continuación, se presenta un ejemplo de los cálculos realizados en el pozo seleccionado ANC1262.

#### **ANC1262**

El pozo ANC1262 finalizó su perforación el 28 de noviembre de 1958 y fue completado el 28 de enero de 1959. Su inicio de producción se registró el 30 de enero de 1959, aportando hasta la fecha una producción acumulada de 53,188.54 bbls de petróleo. En la actualidad, este pozo produce 1.25 bppd con una densidad de 35.6 API. Para este pozo, la formación de interés donde se inyectará el gas asociado es el yacimiento Santo Tomás, cuyos parámetros petrofísicos y demás información relacionada al pozo, se presenta a continuación:

#### **Cálculo del área de drenaje**

Con la finalidad de determinar las variables importantes para la aplicación del método EOR Huff and Puff en el pozo ANC1262, se realizó el cálculo del área de drenaje, la cual está en función de la producción acumulada y el tiempo en que ha producido dicho pozo.

Los datos necesarios para la obtención del área de drenaje son los siguientes:

*Datos del pozo ANC1262*

<b>PARÁMETRO</b>	<b>VALOR</b>
Q (bbls)	53,188.54
Bo (By/Bn)	1.2
t (años)	57
$\phi$ (%)	0.11
h	101 ft
Swi	0.50



Con los datos antes proporcionados calculamos el área de drenaje, obteniendo:

$$A_d = \frac{Q * B_o * t}{\phi * h * (1 - S_{wi})}$$

$$A_d = \frac{53,188.54 * 1.20 * 59}{0.11 * 101 * (1 - 0.50)}$$

$$A_d = \frac{3'638.096.13}{5.55}$$

$$A_d = 679,248 \text{ ft}^2$$

El área de drenaje obtenido mediante la aplicación de la ecuación anteriormente descrita es de 679,248 ft<sup>3</sup>. Esta variable permitirá calcular el radio de drenaje de esta formación.

### **Cálculo de radio de drenaje**

Una vez determinado el área de drenaje del reservorio Santo Tomás en el pozo ANC1262, se procedió a calcular el respectivo radio de drenaje mediante la aplicación de la siguiente ecuación.

$$r_d = \sqrt{\frac{A_d}{\pi}}$$

$$r_d = \sqrt{\frac{679,248}{3.1416}}$$

$$r_d = \sqrt{216,210.85}$$

$$r_d = 465 \text{ ft}$$

El radio de drenaje calculado para la extensión horizontal del reservorio Santo Tomás en el pozo ANC1262 es de 465 ft, este valor representa el límite efectivo del área de influencia que tiene actualmente el pozo en esa sección del yacimiento.

### **Cálculo del volumen de roca**

Con el valor obtenido de área de drenaje y el espesor neto del yacimiento Santo Tomás del pozo ANC1262, se determinó el volumen de roca, el cual representa el tamaño del reservorio en función de su espesor neto.

$$V_b = A_d * h$$

$$V_b = 679,248 * 101$$

$$V_b = 68'468,157 ft^3$$

El volumen de roca que corresponde al espesor neto del yacimiento Santo Tomás en el pozo ANC1262 es de 68'468,157 ft<sup>3</sup>. Este volumen de roca contiene los poros en donde se almacenan los fluidos como petróleo, gas y agua, el mismo que se determinará más adelante a fin de conocer la cantidad de gas asociado a inyectar.

### **Cálculo de volumen poral**

La obtención del volumen poral ( $V_p$ ) del espesor neto del reservorio de Santo Tomás es fundamental para estimar el volumen de gas necesario para la fase de inyección.

$$V_p = \phi * V_b$$

$$V_p = 0.11 * 68'468,157$$

$$V_p = 1'506,299 ft^3$$

Se observa que, para el espesor neto del yacimiento Santo Tomás en el pozo ANC1262, el volumen poral determinado es de 1'506,299 ft<sup>3</sup>, volumen que deberá ser llenado con gas asociado para la presurización del reservorio.

### **Cálculo del volumen de gas a inyectar**

Para la obtención de esta variable fue necesaria la determinación de la presión del yacimiento ST ( $P_i$ ) y estimar la presión final ( $P_f$ ) a la que se desea llegar para tener una presurización óptima del reservorio.

$$V_g = \frac{P_i * V_p}{P_f - P_i}$$

$$V_g = \frac{463 * 1'506,299}{549 - 463}$$

$$V_g = \frac{697'416,437}{86}$$

$$V_g = 8'154,605 \text{ ft}^3$$

La presión de yacimiento usada para este cálculo proviene de datos recopilados de las últimas estimaciones de presión de reservorio y de fondo fluente de varios pozos pertenecientes al Bloque Gustavo Galindo Velasco.

Con estos parámetros, se determinó que el volumen de gas asociado necesario para presurizar el yacimiento en 86 PSI adicionales a su presión de reservorio antes de la fase de inyección es de 8'154,605 ft<sup>3</sup>. Con este volumen total de gas asociado a inyectarse en el yacimiento se logrará el desplazamiento de una parte del petróleo remanente que aún se encuentra atrapado en el volumen poral.

### **Cálculo de presión de inyección**

Para este tipo de proyecto de recuperación mejorada de petróleo, es fundamental que la presión de inyección no iguale ni mucho menos exceda la presión de fractura de la formación, de esta forma, se procedió a determinar la presión de inyección considerando la profundidad media a la que se encuentra la sección de interés en el yacimiento seleccionado.

$$Prof. med = \frac{\text{tope} + \text{base}}{2}$$

$$Prof. med = \frac{2028+2324}{2}$$

$$Prof. med = \frac{4,352}{2}$$

$$Prof. med = 2,176 \text{ ft}$$

Una vez determinado la profundidad media, se puede calcular la presión de fractura de la formación con el objetivo de, posteriormente, obtener la presión de inyección, la cual debe ser menor que la presión de fractura. Para este caso, se tomará como gradiente de fractura el valor descrito en el trabajo de investigación de Jaled Juez y Ronald Ruíz “Evaluación de un Proyecto de Inyección de Nitrógeno en el campo Ancón”, es decir, un gradiente de 1.2 psi/ft.

$$P_{frac} = Gr \cdot Prof. med$$

$$P_{frac} = 1.2 \cdot 2,176$$

$$P_{frac} = 2,611.2 \text{ PSI}$$

Para la determinación de la presión máxima de inyección, algunos autores recomiendan utilizar un gradiente de presión hidrostática de 0.75 psi/ft, lo que proporciona un margen de seguridad adecuado para evitar fracturar la formación.

$$P_{iny} = Gr * Prof. med$$

$$P_{iny} = 0.75 * 2,176$$

$$P_{iny} = 1,632 \text{ PSI}$$

El resultado de este cálculo indica que la presión máxima de inyección que se debe manejar para el pozo ANC1262 es de 1,632 PSI, una presión que se encuentra por debajo de la presión de fractura estimada anteriormente en 2,611.2 PSI.

### **Determinación del caudal de inyección de gas**

Este parámetro está en función del volumen de gas natural asociado disponible en el campo, así como de las características del compresor que se utilizará para la aplicación de este proyecto.

Según lo indicado en la Tabla 26, el volumen de gas que se direcciona diariamente al mechero de la Planta de Gasolina (0.500 MMSCFD) se considera como gas disponible para proyectos de inyección. Con base a esta premisa, se ha considerado que el volumen diario de gas natural asociado disponible para la inyección en los pozos seleccionados para la aplicación del método Huff and Puff es de 400 MSCFD, dejando un margen de 100 MSCFD para la ampliación de la producción de condensado en la Planta de Gasolina Natural.

### **Tiempo de inyección en el pozo ANC1262**

El tiempo de inyección es un valor estimado exclusivamente para el pozo analizado en este apartado y que se encuentra en función de la disponibilidad de gas natural asociado en Planta de Gasolina.

$$t = \frac{V_g}{Q_g}$$

$$t = \frac{8'154,605}{400,000}$$

$$t = 20.4 \text{ días}$$

Sin embargo, es fundamental considerar que la culminación de la inyección debe realizarse cuando el diferencial de presión entre la presión de inyección y la presión de cabezal permanezcan constantes por lo menos 7 días, lo que indica una baja capacidad de recepción de gas al nivel del yacimiento.

## Anexo 4. Prognosis de producción posterior al Huff and Puff

Uno de los factores clave para determinar la viabilidad de un proyecto de esta magnitud, son los resultados de producción obtenidos en los pozos tras su intervención. Por esta razón, a partir de las características petrofísicas de cada pozo y mediante el uso de la ecuación de flujo radial de Darcy, es posible estimar dicha producción y evaluar su rentabilidad.

$$Q = \frac{7.08 \cdot K \cdot h \cdot m (P' - P_w)}{u \cdot \left( \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) + S - 0.75 \right)}$$

$$Q = \frac{7.08 \cdot 0.01 \cdot 101 (549 - 413)}{2.66 \cdot \left( \ln \left( \frac{465}{0.19} \right) + 0 - 0.75 \right)}$$

$$Q = 30.91 \text{ BPD}$$

Con la aplicación de la ecuación de flujo radial de Darcy en el pozo ANC1262 se pronosticó una producción inicial de petróleo de 30.91 BPD tras la intervención mediante el método Huff and Puff. Esto representa un incremento de producción de 29.66 BPD en comparación con la producción previa a la intervención, que era de 1.25 bls diarios.