

EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE LA INYECCIÓN ALTERNADA DE  
NITRÓGENO CON GENERACIÓN IN SITU COMO MECANISMO DE  
RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO EN UN POZO DE LOS CAMPOS  
JAZMÍN Y GIRASOL

DAVID FELIPE CIPAGAUTA PEDEREOS  
JUAN DAVID GOMEZ FLECHAS

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERIAS  
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BOGOTA D.C  
2019

EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE LA INYECCIÓN ALTERNADA DE  
NITRÓGENO CON GENERACIÓN IN SITU COMO MECANISMO DE  
RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO EN UN POZO DE LOS CAMPOS  
JAZMÍN Y GIRASOL

DAVID FELIPE CIPAGAUTA PEDEREOS  
JUAN DAVID GOMEZ FLECHAS

Proyecto integral de grado para optar el título de:  
INGENIERO DE PETROLEOS

Director:  
ERICK DAVID CIFUENTES  
Ingeniero Mecánico

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE ÁMERICA  
FACULTAD DE INGENIERIAS  
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BOGOTA D.C  
2019

## NOTA DE ACEPTACIÓN

---

---

---

---

---

---

---

ADRIÁNGELA ROMERO SANCHEZ

---

FERNANDO W- LONDOÑO GALVIS

Bogotá D.C, Noviembre de 2019

## **DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD**

Presidente de la Universidad y Rector del CLAUSTRO

Dr. MARIO POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCIA-PEÑA

Vicerrectoría Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano Facultad de Ingenierías

Dr. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRIGUEZ

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos Corresponden únicamente a los autores

*Este trabajo va dedicado primero que todo a Dios por darme el valor y las fuerzas necesarias en este proyecto, por bendecir e iluminar el sendero de mi vida  
A mis padres Víctor David Cipagauta y Dalia Pedreros que me formaron e inculcaron los valores más valiosos para ser una persona dedicada y disciplinada, por tanto amor, sacrificio y esfuerzo que me han permitido llegar a este momento y convertirme en lo que soy.*

*A mi abuelo David Cipagauta que desde el cielo me brinda fortaleza y es la inspiración para ir en busca de mis sueños, siendo responsable, humilde y honesto como siempre me lo enseñó.*

*A mi abuela Araminta por brindarme siempre el apoyo incondicional con infinito amor.*

*A Gaby mi hermanita pez, por aconsejarme y hacerme la vida día a día más alegre.*

*Finalmente a mi compañero, Juancho ejemplo de lucha, disciplina, perseverancia y humildad.*

*David Felipe Cipagauta Pedreros*

*Quiero agradecer principalmente a Dios por permitirme llegar hasta aquí, a mi familia por su apoyo incondicional, a mi padre por sus consejos y su sabiduría, a mi madre por su amor, su entrega y la fortaleza que me brindó, a todos los que me acompañaron en este proceso y especialmente mi compañero de tesis Cipita, por su dedicación, constancia y compromiso.*

*Juan David Gómez Flechas*

## AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan su agradecimiento a:

**Fundación Universidad De América**, por el espacio y los recursos brindados para la elaboración de este proyecto.

La empresa **NITROTECH S.A.S** por su apoyo técnico y el acompañamiento durante el desarrollo de este proyecto.

**Ing. Erick Cifuentes Ramírez**, director, por el tiempo dedicado, por la oportunidad de permitirnos desarrollar este proyecto y por todo el conocimiento otorgado.

Al Cuerpo Docente, Personal Administrativo de la Universidad América por la formación académica y las herramientas otorgadas a lo largo de este proceso para culminar de manera satisfactoria el proyecto de grado.



## CONTENIDO

	pág.
RESUMEN	22
INTRODUCCION	24
1. MARCO TEORICO	27
1.1 MARCO GEOLÓGICO	27
1.1.1 Geología Estructural	27
1.1.2 Columna Estratigráfica	27
1.1.3 Geología del petróleo	29
1.2 INYECCIÓN CICLICA DE VAPOR	30
1.2.1 Etapas de la inyección cíclica de vapor	31
1.3 INYECCIÓN DE NITRÓGENO	33
1.3.1 Propiedades del nitrógeno	33
1.3.2 Obtención y generación de nitrógeno	34
1.3.3 Aplicaciones y ventajas	37
1.3.4 Procesos EOR	38
2. METODOLOGIA	42
2.1 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACION	44
2.1.1 Descripción y antecedentes de los Campos	44
2.1.2 Características del yacimiento	46
2.1.3 Propiedades PVT	50
2.2 SELECCIÓN DEL ENFOQUE	51
2.2.1 Criterios de selección	53
2.2.2 Resultados y análisis de selección	53
2.2.3 Técnica de inyección	54
2.3 DESARROLLO DEL MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN	54
2.3.1 Descripción del reservorio	54
2.3.2 Propiedades estáticas	55
2.3.3 Interacción roca-fluidos	56
2.3.4 Información y comportamiento de pozos	57
2.3.5 Validación del modelo	58
2.3.6 Evaluación de predicciones	58
3. DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	59
3.1 CAMPO GIRASOL	59
3.1.1 Caso base	59
3.1.2 Influencia del tiempo de inyección	62
3.1.3 Influencia del tiempo de producción	64
3.1.4 Influencia del tiempo de cierre	69

3.1.5	Influencia de la tasa de inyección	70
3.2	CAMPO JAZMIN	73
3.2.1	Caso base	73
3.2.2	Influencia del tiempo de inyección	76
3.2.3	Influencia del tiempo de producción	79
3.2.4	Influencia del tiempo de remojo	83
3.2.5	Influencia de la tasa de inyección	84
3.3	ESCENARIO ÓPTIMO	86
3.3.1	Campo Girasol	86
3.3.2	Campo Jazmín	89
3.4	ANÁLISIS FINANCIERO	91
3.4.1	Conceptualización	91
3.4.2	Escenarios objeto del análisis financiero	94
4.	CONCLUSIONES	98
5.	RECOMENDACIONES	99
	BIBLIOGRAFIA	100
	ANEXOS	102

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
<b>Figura 1.</b> Columna estratigráfica generalizada del Valle Medio Del Magdalena.	28
<b>Figura 2.</b> Etapas inyección cíclica de vapor	32
<b>Figura 3.</b> Planta de separación de nitrógeno por membranas	35
<b>Figura 4.</b> Unidad de generación de nitrógeno in-situ.	36
<b>Figura 5.</b> Ventajas de la inyección de nitrógeno.	37
<b>Figura 6.</b> Desplazamiento inmisible mediante inyección de nitrógeno	39
<b>Figura 7.</b> Vista esquemática del proceso de flujo inmisible.	39
<b>Figura 8.</b> Desplazamiento miscible mediante inyección de nitrógeno	40
<b>Figura 9.</b> Diagrama de procesos para la metodología propuesta	42
<b>Figura 10.</b> Localización Campo Jazmín y Campo Girasol.	44
<b>Figura 11.</b> Columna estratigráfica generalizada Bloque B.	46
<b>Figura 12.</b> Modelo 2D Modelo conceptual	55
<b>Figura 13.</b> Metodología para la evaluación de predicciones.	58

## LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
<b>Gráfica 1.</b> Diagrama de fases del N2	41
<b>Gráfica 2.</b> Pozo tipo Campos de estudio.	45
<b>Gráfica 3.</b> PHIE VS. SWIRR	49
<b>Gráfica 4.</b> PHIE VS. SOR	49
<b>Gráfica 5.</b> Curvas de permeabilidad relativa Petróleo-Agua	56
<b>Gráfica 6.</b> Curvas de permeabilidad relativa Gas-petróleo.	57
<b>Gráfica 7.</b> Ajuste tasa de petróleo s=0 GIR_P01	60
<b>Gráfica 8.</b> Ajuste tasa de petróleo s=-2 GIR_P01	60
<b>Gráfica 9.</b> Predicción Caso base GIR_P01	61
<b>Gráfica 10.</b> P iny. vs tiempo. Influencia del tiempo de inyección GIR_P01	63
<b>Gráfica 11.</b> Comportamiento de la presión de inyección Vs Tiempo GIR_INY01	63
<b>Gráfica 12.</b> Influencia del tiempo de inyección sobre el Np GIR_P01	64
<b>Gráfica 13.</b> Qo vs tiempo, 1 ciclo GIR_P01	65
<b>Gráfica 14.</b> Influencia tiempo de producción sobre el FR y la P GIR_P01 1 ciclo	66
<b>Gráfica 15.</b> Influencia del tiempo de producción sobre el Np 1 ciclo	66
<b>Gráfica 16.</b> Factor de recobro Vs Tiempo. 8 y 12 ciclos de inyección GIR_P01	67
<b>Gráfica 17.</b> FR vs tiempo. Influencia del tiempo de cierre GIR_P01	69
<b>Gráfica 18.</b> Influencia del tiempo de remojo sobre el Np	70
<b>Gráfica 19.</b> Petróleo recuperado Vs Tiempo. Tasa de inyección GIR_P01	71
<b>Gráfica 20.</b> Influencia del Qiny sobre el Np	72
<b>Gráfica 21.</b> Ajuste tasa de petróleo s=0 JAZ_P01	73
<b>Gráfica 22.</b> Ajuste tasa de petróleo s=-2 JAZ_P01	74
<b>Gráfica 23.</b> Predicción caso Base JAZ_P01	75
<b>Gráfica 24.</b> Qo vs tiempo, influencia del tiempo de inyección JAZ_P01	77
<b>Gráfica 25.</b> Influencia del tiempo de inyección sobre el Np	78
<b>Gráfica 26.</b> Influencia del tiempo de inyección sobre el FR y la P JAZ_P01	78
<b>Gráfica 27.</b> P iny. vs tiempo. Influencia del tiempo de inyección JAZ_INY01	79
<b>Gráfica 28.</b> Qo vs tiempo, influencia del tiempo de produccion JAZ_P01	80
<b>Gráfica 29.</b> Influencia tiempo de producción sobre el FR y la P JAZ_P01 1 ciclo	81
<b>Gráfica 30.</b> Influencia del tiempo de producción sobre el Np 1 ciclo	81
<b>Gráfica 31.</b> Factor de recobro vs Tiempo. Ciclos de inyeccion JAZ_P01	82
<b>Gráfica 32.</b> Factor de recobro Vs Tiempo de cierre JAZ_P01	83
<b>Gráfica 33.</b> Petróleo recuperado Vs Tiempo. Tiempo de remojo JAZ_P01	84
<b>Gráfica 34.</b> Influencia del Qiny. sobre el FR JAZ_P01	85
<b>Gráfica 35.</b> Influencia del Qiny sobre el Np JAZ_P01	86
<b>Gráfica 36.</b> Petróleo recuperado Vs Tiempo. Caso óptimo GIR_P01	87
<b>Gráfica 37.</b> P iny, Tasa de inyección Vs tiempo. Caso óptimo GIR_P01	87
<b>Gráfica 38.</b> Comparación Np escenario base - escenario óptimo Campo Girasol	88
<b>Gráfica 39.</b> Petróleo recuperado Vs Tiempo. Caso óptimo JAZ_P01	89
<b>Gráfica 40.</b> P iny, Tasa de inyección Vs tiempo. Caso óptimo JAZ_P01	90

<b>Gráfica 41.</b> Comparación Np escenario base - escenario óptimo Campo Jazmín	91
<b>Gráfica 42.</b> Comparación Np Campo Girasol	95
<b>Gráfica 43.</b> Comparación Np Campo Jazmín	96

## LISTA DE ECUACIONES

	pág.
<b>Ecuación 1.</b> Índice de arcillosidad método lineal	47
<b>Ecuación 2.</b> Porosidad efectiva a partir del volumen shale	48
<b>Ecuación 3.</b> Correlación Coates - Denoo	50
<b>Ecuación 4.</b> Correlación Timur	50
<b>Ecuación 5.</b> Valor presente neto (VPN)	92
<b>Ecuación 6.</b> Tasa interna de retorno	93
<b>Ecuación 7.</b> Regalias	94

## LISTA DE TABLAS

	pág.
<b>Tabla 1.</b> Propiedades químicas y físicas del nitrógeno	33
<b>Tabla 2.</b> Parámetros técnicos del equipo de generación de nitrógeno in-situ.	36
<b>Tabla 3.</b> Propiedades del yacimiento.	51
<b>Tabla 4.</b> Criterios de selección para procesos de inyección de nitrógeno.	53
<b>Tabla 5.</b> Tabla de selección para determinar el proceso de inyección de N <sub>2</sub>	53
<b>Tabla 6.</b> Resultados predicción caso base GIR_P01	61
<b>Tabla 7.</b> Resultados influencia del tiempo de inyección GIR_P01	62
<b>Tabla 8.</b> Resultados influencia del tiempo de producción GIR_P01 1 ciclo	64
<b>Tabla 9.</b> Resultados de la influencia del tiempo de producción 8 y 12 ciclos	68
<b>Tabla 10.</b> Resultados de la influencia del tiempo de remojo	70
<b>Tabla 11.</b> Resultados de la influencia de la tasa de inyección	71
<b>Tabla 12.</b> Resultados predicción caso base JAZ_P01	76
<b>Tabla 13.</b> Resultados influencia del tiempo de inyección JAZ_P01	76
<b>Tabla 14.</b> Resultados influencia del tiempo de producción JAZ_P01 1 ciclo	79
<b>Tabla 15.</b> Resultados de la influencia del tiempo de producción 8 y 12 ciclos	82
<b>Tabla 16.</b> Resultados influencia del tiempo de remojo	84
<b>Tabla 17.</b> Resultados influencia del Qiny JAZ_P01	85
<b>Tabla 18.</b> Criterios escenario óptimo Campo Girasol	86
<b>Tabla 19.</b> Comparación escenario base- escenario óptimo Campo Girasol	88
<b>Tabla 20.</b> Comparación escenario base- escenario óptimo Campo Jazmín	90
<b>Tabla 21.</b> Costos Operacionales equipo de inyección	94
<b>Tabla 22.</b> Tasa de producción diaria campo Girasol	95
<b>Tabla 23.</b> Resultados análisis financiero Campo Girasol	96
<b>Tabla 24.</b> Tasa de producción diaria campo Jazmín	96
<b>Tabla 25.</b> Resultados análisis financiero Campo Jazmín.	97

## LISTA DE ANEXOS

	pág.
<b>Anexo A</b> Efecto de los procesos de inyección	103
<b>Anexo B</b> Características petrofísicas	105
<b>Anexo C</b> Propiedades PVT	110
<b>Anexo D</b> Interacción roca fluidos	116
<b>Anexo E</b> Flujos de caja neto	117
<b>Anexo F</b> Información INPUT	119



## LISTA DE ABRBIATURAS

<b>%</b>	Por ciento
<b>°</b>	Grados
<b>°C</b>	Grados centígrados
<b>°F</b>	Grados Fahrenheit
<b>ANH</b>	Agencia Nacional de Hidrocarburos
<b>API</b>	Unidades API para calidad de crudo
<b>Bbls</b>	Barriles
<b>BOPD</b>	Barriles de petróleo por día
<b>CMG</b>	Computer Modelling Group
<b>cP</b>	Centipoise
<b>EOR</b>	Enhanced oil recovery
<b>ft</b>	Pies
<b>Kh</b>	Permeabilidad horizontal
<b>Kv</b>	Permeabilidad Vertical
<b>Kro</b>	Permeabilidad relativa del petróleo
<b>Krg</b>	Permeabilidad relativa del gas
<b>Krw</b>	Permeabilidad relativa del agua
<b>mD</b>	Milidarcy
<b>Psi</b>	Pound square inch
<b>PVT</b>	Presión-Volumen-Temperatura

<b>Rs</b>	Razón Gas-Petróleo en solución
<b>SCF</b>	Standard cubic feet
<b>So</b>	Saturación de petróleo
<b>Sor</b>	Saturación de petróleo residual
<b>Sw</b>	Saturación de agua
<b>Swirr</b>	Saturación de agua irreducible
<b>TIO</b>	Tasa interna de oportunidad
<b>TIR</b>	Tasa interna de retorno
<b>VPN</b>	Valor presente neto
<b>USD</b>	Dólar Estadounidense

## GLOSARIO

**AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN:** condiciones geográficas, físicas, químicas y biológicas, en las que se depositan los sedimentos en una cuenca.

**ANISOTROPÍA:** cualidad de parámetros físicos y petrofísicos de cambiar su valor o atributo al cambiar la dirección de la medición dejando fija la posición,

**ANTICLINAL:** pliegue de tipo positivo en donde las rocas estratificadas presentan un buzamiento en sentido contrario al plano axial, su estructura es opuesta al sinclinal y presenta los estratos más antiguos en el núcleo.

**ARCILLA:** partícula mineral de grano fino menor a 1/256 mm, tipo de mineral de grupo de filosilicatos.

**ARENISCA:** roca sedimentaria de tipo detrítico con tamaños de grano entre 2 mm y 1/16 mm, compuesta por cuarzo, pequeñas cantidades de feldespato y otros minerales. Los granos se mantienen unidos por un material cementante compuesto por sílice, carbonato de calcio u óxido de hierro.

**BASAMENTO:** conjunto de capas ubicadas en la base de la cuenca sedimentaria, conformada principalmente por rocas ígneas o metamórficas.

**CALIZA:** roca sedimentaria, de origen químico o bioquímico, con tamaño de grano muy fino, y compuesto principalmente por carbonatos.

**CAMPO:** es la distribución en superficie de uno o más pozos que permiten la explotación de forma rentable y sostenible de uno o más yacimientos.

**CAPA:** unidad litoestratigráfica de menor rango que el de un estrato, varias capas hacen parte de una formación.

**CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS:** corresponde al estudio, comprensión y descripción del yacimiento. Comprende todos los estudios y análisis para caracterizar de un yacimiento las propiedades petrofísicas, fluidos, comportamiento energético, así como predecir si comportamiento futuro y maximizar su productividad.

**CUENCA SEDIMENTARIA:** área deprimida en donde se acumulan los sedimentos, para posteriormente por un proceso de diagénesis convertirse en roca. Ocasionado por la tectónica de las placas.

**ESPESOR:** distancia en un punto dado, entre las superficies que limitan un estrato, conjunto de capas o estructuras.

**FACIES:** características físicas, químicas y ambientales que representan la forma en cómo se depositó una unidad litoestratigráfica, reflejando su origen.

**FALLA:** desplazamiento de un estrato con respecto a otro colindante en un plano de falla, producto de esfuerzos tectónicos.

**FORMACIÓN:** secuencia de capas con características semejantes como facies ambientes de deposición y fuentes de aportes.

**GEOLOGIA ESTRUCTURAL:** rama de la geología encargada de estudiar los aspectos relacionados a la geotecnia de la corteza terrestre.

**GEOLOGIA DEL PETRÓLEO:** aplicación de la geología encargada del estudio de las formaciones de yacimientos petrolíferos.

**GRUPO:** término para designar conjuntos de capas con características litológicas y facies semejantes.

**HETEROGENIEDAD:** cualidad de parámetros físicos y petrofísicos de cambiar su valor o atributo al cambiar la posición de la medición sin importar la dirección.

**MARCO GEOLÓGICO:** resumen de estudios geológicos en un lugar geográfico determinado, incluye estratigrafía, tipos de rocas presentes, entre otros.

**MADUREZ:** estabilidad de los componentes mineralógicos de una roca sedimentaria.

**MIGRACIÓN:** movimiento de los hidrocarburos desde la roca madre hacia rocas reservorios.

**PERMEABILIDAD:** propiedad de la roca que indica la capacidad que posee la formación rocosa para permitir el paso de los fluidos que la ocupan a través de ella.

**POROSIDAD:** relación entre el volumen poroso existente que puede contener fluidos respecto al volumen total de la roca.

**PERMEABILIDAD:** capacidad que tienen ciertos materiales para permitir el paso de fluidos a través de ella sin modificar su estructura interna.

**REGISTRO ELÉCTRICO:** se refiere a cualquier registro adquirido mediante un cable o guaya con el objetivo de adquirir y registrar información geológica proveniente de la profundidad de la tierra.

**ROCA RESERVORIO:** es una unidad rocosa del subsuelo que posee espacios porales que se encuentran interconectados permitiendo el flujo de fluidos, y una alta porosidad para permitir el almacenamiento y acumulación de petróleo, gas y/o agua.

**ROCA SELLO:** es aquel tipo de roca que actúa como barrera al escape del petróleo dentro del reservorio o yacimiento (generalmente latitas) y en ocasiones el sello lo constituye una anomalía estructural o estratigráfica.

**SATURACIÓN RESIDUAL DE PETRÓLEO:** es la saturación de petróleo que queda en la zona de barrido de un yacimiento después de realizar un proceso de desplazamiento.

**ROCA GENERADORA:** rocas que han dado origen a fases fluidas ricas en hidrocarburos, los cuales por un proceso de migración se han acumulado en rocas almacenadoras o reservorio, también llamada roca madre.

**ROCA RESERVORIO:** rocas que gracias a sus propiedades contienen las acumulaciones de hidrocarburos, también llamada roca almacenadora.

**ROCA SELLO:** capa de roca impermeable que impide la migración del hidrocarburo.

**YACIMIENTO:** formación rocosa en el subsuelo capaz de acumular hidrocarburo movable, que está confinado por formaciones impermeables y se caracteriza por un sistema de una sola presión

## RESUMEN

Durante las últimas décadas la inyección de nitrógeno ha sido una alternativa eficiente y rentable, particularmente en la recuperación de crudos pesados. Su uso como método EOR (Enhanced Oil Recovery), se ofrece como una alternativa para incrementar el potencial productivo en campos donde se presentan problemas en disminución de la productividad asociada a la pérdida de energía del yacimiento y el uso de técnicas ineficientes. En este proyecto de investigación, se desarrolló un modelo conceptual de simulación para evaluar técnica y financieramente la inyección alternada de nitrógeno con generación in situ en un pozo de los Campos Jazmín y Girasol como mecanismo inmiscible de desplazamiento de petróleo, teniendo en cuenta los parámetros operacionales requeridos por la compañía, con el fin de determinar el mejor escenario productivo y mejorar la viabilidad económica de los proyectos.

Se desarrolló un modelo conceptual de simulación en el software CMG (Computer Modelling Group), tomando como base las propiedades petrofísicas de los Campos, el comportamiento de los fluidos dentro del yacimiento y las condiciones operacionales, para así determinar las variables que afectan este tipo de inyección. Se obtuvo que los parámetros que más afectan la recuperación de petróleo son el tiempo de inyección del nitrógeno, el tiempo de cierre donde el gas interactúa con la formación y el número de ciclos donde se repite el proceso. Se observó un aumento del factor de recobro entre 30 y 40% con respecto al escenario base, evaluando la técnica para 12 días de inyección, 4 días de remojo y 30 días de producción, para un total de 8 ciclos de inyección. Mediante el análisis del flujo de caja se observó que el VPN (Valor Presente Neto) indicó un valor de USD 289,914 para Campo Girasol y USD 630,953 para campo Jazmín, con una TIR de 76% y 87% para Campo Girasol Y Campo Jazmín respectivamente, rectificando la viabilidad del proyecto, debido al incremento de la producción y las ventajas económicas que otorga el equipo de inyección.

**Palabras clave:** Cuenca del Valle Medio Del Magdalena, Campo Jazmín, Campo Girasol, inyección de nitrógeno, recuperación mejorada, simulación de yacimientos.

## ABSTRACT

During the last decades nitrogen injection it has been an efficient and cost-effective alternative, particularly in heavy oil recovery. Use as method EOR (Enhanced Oil Recovery) is offered as an alternative to increase production through optimal economic and operational techniques. In this research project a conceptual simulation model was developed to evaluate technical and financial alternating nitrogen injection in situ generation in a well of jasmine and sunflower fields as immiscible displacement mechanism oil considering the operational parameters required by the company in order to determine the best production stage and improve the economic viability of the projects.

Initially we proceed to develop a conceptual simulation model developed in the CMG (Computer Modeling Group) software based on the fields petrophysical properties of and the behavior of fluids in the reservoir also operating conditions to determine the variables affect this type of injection. It is obtained that the parameters that affect oil recovery are injection time, soaking time and the number of cycles an increased recovery factor between 30 and 40% compared to the base case is observed. The technique for evaluating injection 12 days, 4 days and 30 days soaking production for a total of 8 injection cycles. By analyzing the cash flow, it was observed that the VPN (Net Present Value) indicated a value of USD 289,914 for Girasol Field and USD 630,953 for Jazmín Field with a 76% and 87% of an internal rate of return for Girasol and Jazmín respectively.

**Keywords:** Basin Middle Magdalena Valley, Jazmin Field, Girasol Field, nitrogen injection, enhanced oil recovery, reservoir simulation

## INTRODUCCION

En Colombia, la industria del petróleo trabaja arduamente para para aumentar las reservas de crudo, ante esta situación se implementan nuevas tecnologías para extraer los recursos que permitan garantizar la necesidad energética del país. Una de estas técnicas son los proyectos avanzados de recuperación mejorada de petróleo en campos que cumplan ciertos parámetros para su ejecución. La importancia de estos métodos radica en la suficiente investigación y aportes científicos que se realicen antes de poner en marcha algún proyecto EOR.

Los Campos Jazmín y Girasol pertenecientes a la asociación Nare, Ubicados en el borde suroeste de la Cuenca del Valle Medio Del Magdalena comenzaron su producción alrededor de los años 2002 y 2007 respectivamente, debido al alto grado de madurez que han mostrado los Campos de crudo pesado Jazmín y Girasol donde opera la empresa Mansarovar, en los últimos 5 años se ha presentado una disminución parcial de la productividad asociada al depletamiento de la formación Chuspas Zona-B y a la baja eficiencia de la inyección cíclica de vapor.

Los yacimientos pertenecientes a los Campos son de origen fluvial, formados por capas delgadas de arenas y arcillas<sup>1</sup>, la porosidad se encuentra en el orden de 20% y 25%; mientras que la permeabilidad media es inferior a 1.0 Darcy, debido a la presencia de alta arcilla, la saturación inicial del aceite es 69% y presión inicial de 950 psi, con un valor actual de 700 psi, conteniendo crudos pesados desde 11 a 15 grados API. Dada la viscosidad alta y baja gravedad API del crudo producido, fue necesaria la aplicación de algunos procesos térmicos como la inyección cíclica de vapor para acelerar el mecanismo de recobro de los yacimientos. Inicialmente el Campo Jazmín en el 2008 alcanza su pico alto de producción (16,748 BOPD)<sup>2</sup>, debido a campañas de perforación y reacondicionamiento de pozos, y desde entonces ha venido declinando, en muchos de los pozos se observa una baja eficiencia de inyección de vapor, un aumento en la producción de agua, producción de arena y problemas mecánicos.

Para evaluar la inyección alternada de nitrógeno debe llevar a cabo un previo estudio de las causas del problema asociado a la baja productividad de petróleo en los Campos de estudio, con el fin de recolectar la suficiente información. Con base en ella se propone desarrollar un modelo conceptual de simulación que utilice similitudes de conceptos geométricos, petrofísicos y térmicos, que se ajusten al

---

<sup>1</sup>TRIGOS, E., LOZANO E., JIMENEZ A., Mansarovar Energy., Ecopetrol. css: Strategies to Recovery Optimization. SPE- 190791-MS, 2018.

<sup>2</sup>YATTE, F., BUSTOS, C., LOZANO, E., RODRÍGUEZ, H., OSORIO, C., MAYA, M., SANDOVAL, P., JIMÉNEZ; J. Mansarovar Energy., Ecopetrol. Desafíos actuales en la explotación de campos maduros de crudo pesados con alta relación de arena arcilla bajo el esquema de estimulación cíclica de vapor. Artículo técnico. ACIPET, 2017.



Yacimiento de estudio. Una vez se valida la información se procede a realizar una serie de predicciones teniendo en cuenta el efecto que ejercen aspectos operacionales como el tiempo de inyección, tiempo de remojo, tiempo de producción y tasa de inyección, con el propósito de seleccionar el mejor esquema de explotación y realizar un análisis financiero para determinar la viabilidad económica del proyecto.

Se propone como objetivo general evaluar técnico-financieramente la inyección alternada de nitrógeno con generación in-situ como mecanismo de recuperación mejorada de petróleo en un pozo de los Campos Jazmín y Girasol, y los objetivos específicos fueron:

- Describir las generalidades y geología de los Campos Jazmín y Girasol de la Cuenca del Valle Medio Del Magdalena.
- Describir el comportamiento de la inyección cíclica de vapor utilizada actualmente en los Campos Jazmín y Girasol.
- Explicar los factores que controlan la inyección de nitrógeno y su implementación como mecanismo de recobro mejorado.
- Describir el modelo de simulación actual de los campos de estudio.
- Modelar mediante simulación numérica la inyección alternada de nitrógeno en los Campos Jazmín y Girasol.
- Realizar un análisis comparativo con base en los resultados obtenidos después de la simulación de inyección alternada de nitrógeno y los datos que se recopilaban bajo el modelo de inyección actual.
- Evaluar la factibilidad financiera del proceso de inyección alternada de nitrógeno con generación in-situ mediante el uso del VPN (Valor presente neto).

El uso del nitrógeno como método EOR es una alternativa práctica y económica, utilizada para aumentar factores de recuperación en campos de crudo pesado. Su fácil implementación mediante las unidades de generación de nitrógeno in-situ, permite aumentar la eficiencia y disminuir costos, sustituyendo otros métodos de producción.

## SINOPSIS

El cumplimiento de los objetivos específicos propuestos se desarrolla de la siguiente manera:

- En el marco teórico se describen las generalidades y geología de los Campos Jazmín y Girasol de la Cuenca del Valle Medio Del Magdalena, así como el comportamiento de la inyección cíclica de vapor utilizada actualmente en los Campos Jazmín y Girasol, alcanzando los dos primeros objetivos del proyecto. En este mismo capítulo, desde la página 32, se da cumplimiento al objetivo número 3, donde se explican los factores que controlan la inyección de nitrógeno, sus generalidades y su implementación como mecanismo de recobro mejorado.
- En el segundo capítulo se describe el modelo de simulación actual de los campos de estudio, dando por cumplido el objetivo número 4.
- El objetivo número 5 se cumple entre el capítulo metodológico y el capítulo de Discusión y Análisis de resultados, donde se modela mediante una simulación numérica la inyección alternada de nitrógeno en los Campos Jazmín y Girasol.
- Finalmente, los objetivos 6 y 7, se cumplen satisfactoriamente en el capítulo 3 de Discusión y Análisis de resultados, con un análisis comparativo en base a los resultados obtenidos después de la simulación de inyección alternada de nitrógeno y los datos que se recopilaron bajo el modelo de inyección actual, para posteriormente realizar la evaluación financiera del proceso de inyección alternada de nitrógeno con generación in-situ mediante el uso del VPN (Valor presente neto).

## 1. MARCO TEORICO

A continuación, se mencionan las generalidades de la geología perteneciente a la cuenca del valle Medio del Magdalena, donde se ubican los campos Jazmín y Girasol seguido a esto se describirá el proceso de la recuperación de petróleo por inyección cíclica de vapor y finalmente las generalidades de la inyección de nitrógeno como método de recuperación mejorada teniendo en cuenta sus propiedades, aplicaciones y mecanismos de desplazamiento.

### 1.1 MARCO GEOLÓGICO

El marco geológico abarca la columna estratigráfica generalizada del Valle Medio del Magdalena y la descripción de las formaciones geológicas, la geología estructural del campo y la geología del petróleo.

**1.1.1 Geología Estructural.** Geológicamente el Campo Jazmín se encuentra en un sector de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, en el que la estructura general es un monoclin, con rumbo SW-NE y buzamiento máximo de 8° hacia el este.

El estilo tectónico característico del área está relacionado a dos sistemas principales de fallas de rumbo, uno de dirección NW-SE y movimiento lateral izquierdo, al cual pertenece la Falla de Velásquez – Palagua y otro de dirección SW-NE y movimiento lateral derecho, al cual pertenece la Falla de Cocorná. Los dos sistemas mencionados son de carácter transtensivo, por lo cual generan fallas de apariencia normal que presenta el bloque hundido hacia la cuenca<sup>3</sup>.

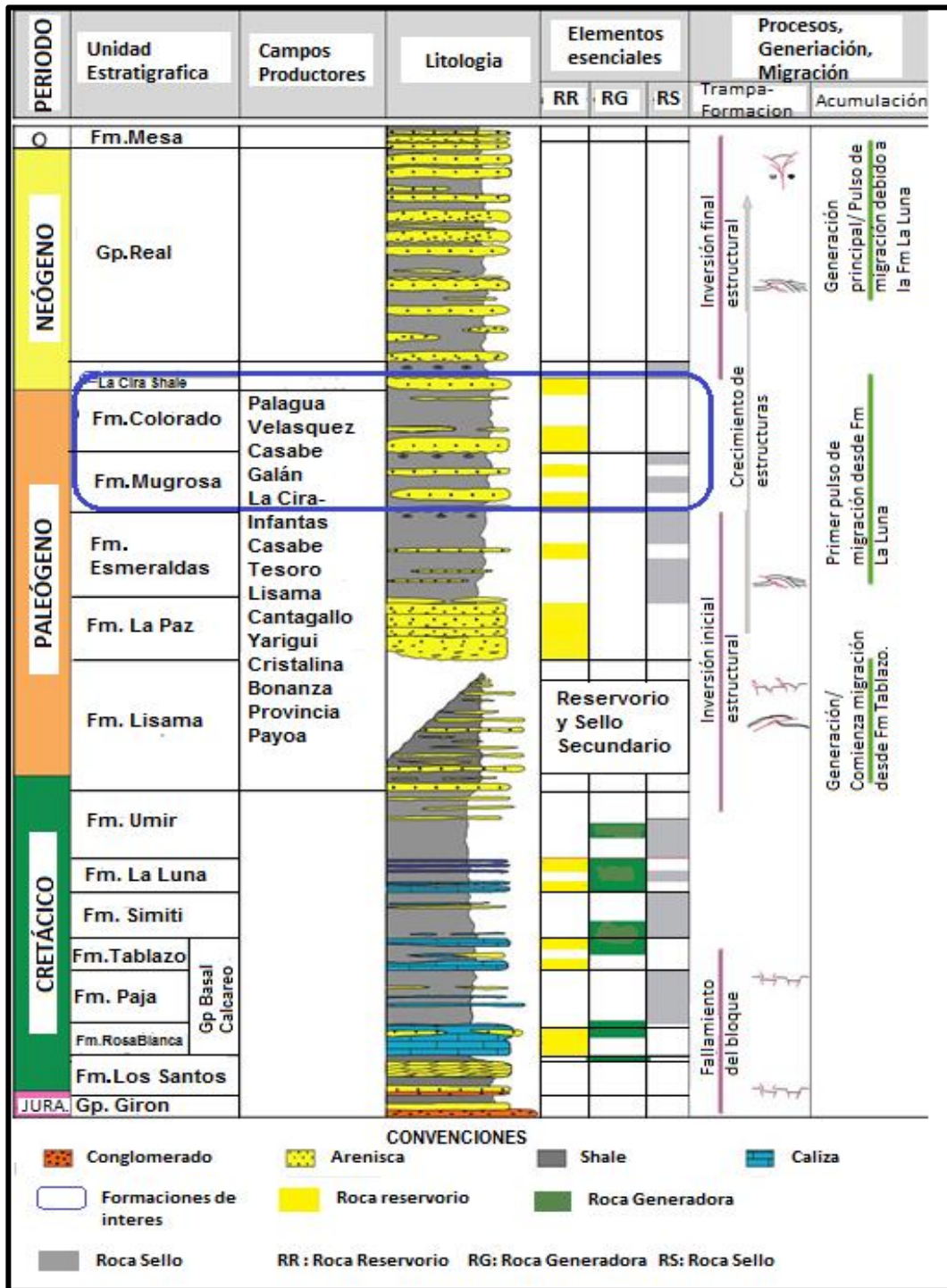
Esta cuenca constituye una depresión tectónica asimétrica con dos márgenes diferentes. Al occidente se tiene un borde pasivo, que se caracteriza por una geometría monoclin con notables truncamientos de las formaciones cretácicas, que desaparecen en dirección a la Cordillera Central bajo un progresivo recubrimiento de los sedimentos terciarios, con interrupciones causadas por flexuras y fallas; hacia la Cordillera Oriental se presenta un complicado margen compresional.

**1.1.2 Columna Estratigráfica.** La **Figura 1** expone la Columna Estratigráfica generalizada para la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, donde se encuentra localizado el campo Jazmín.

---

<sup>3</sup> FULA, Hernán, RODRIGUEZ, Javier. Análisis del sistema de recolección de fluidos del Campo Girasol utilizando un modelo multifásico para evaluar la variación de la producción. Tesis de Pregrado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2013. p. 123

Figura 1. Columna estratigráfica generalizada del Valle Medio Del Magdalena.



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Colombia Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Colombia, 2007. p. 79. Modificado por autores.

**1.1.3 Geología del petróleo.** Según el departamento Geológico de Mansarovar<sup>4</sup> el Campo Jazmín es un entrapamiento estructural asociado a la Falla de Cocorná y corresponde a una extensión que abarca los campos Nare, Underriver y Teca asociados a la misma falla. El Campo Jazmín es un campo superficial de 1,200 a 2,500 pies de profundidad. Los yacimientos corresponden a areniscas, constituidos por una secuencia de sedimentos poco consolidados de origen fluvial, depositados en un ambiente de meandros y canales entrelazados. La gravedad del crudo producido se encuentra entre 11.5° y 12° API.

**1.1.3.1 Roca Generadora.** La Formación La Luna, se considera la principal roca generadora, presenta valores promedio de TOC actual entre 2 y 6% y kerógeno tipo II. En la parte norte de la cuenca se han alcanzado valores medios a maduros para la generación de hidrocarburos líquidos y en la parte sur se registran valores correspondientes a la ventana de gas. Adicionalmente las calizas y shales de las formaciones Rosablanca, Paja, y Tablazo se pueden considerar también rocas fuente de hidrocarburos, aunque con un potencial limitado<sup>5</sup>.

**1.1.3.2 Roca Reservorio.** Las rocas almacenadoras en esta parte de la Cuenca son areniscas de origen continental, depositadas en un ambiente de meandros y canales entrelazados de edad del Terciario (Paleoceno – Eoceno - Oligoceno), correspondientes a los grupos Chorro y Chuspas, con promedio de porosidades de 15% al 28%, permeabilidades comprendidas entre 600 y 1,200 md., y espesor neto petrolífero promedio de 200 pies<sup>6</sup>.

**1.1.3.3 Roca Sello.** Son roca sello los niveles arcillosos de las unidades terciarias y las unidades arcillosas del Cretáceo, siendo estas últimas más efectivas, dadas su espesor y extensión regional. Fallas inversas y normales actúan como sello cuando ponen en contacto rocas almacén con rocas sello. Dentro de la secuencia cretácea los shales de las formaciones Paja y Simití pueden constituir el sello de los intervalos de calizas fracturados<sup>7</sup>.

**1.1.3.4 Migración.** Según la Agencia Nacional de Hidrocarburos<sup>8</sup>, la discordancia del Eoceno produce un sistema de rutas de migración que es apropiado para el transporte de hidrocarburos de los cuales se han identificado tres tipos:

---

<sup>4</sup> MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD. (Departamento de Geología-Bogotá).

<sup>5</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. informe ejecutivo evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas colombianas. Colombia abril 2009, P 75

<sup>6</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, [en línea]. [citado marzo 2019]. Disponible en <<http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tecnicos/VMM.pdf>>

<sup>7</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Óp. cit., p. 75

<sup>8</sup> Ibid., p.75

- Migración directa principal desde la Formación La Luna hacia la inconformidad del Eoceno.
- Migración lateral a lo largo de arenas del Eoceno.
- Migración vertical gracias a las fallas en donde la Formación La Luna no tenía conexión en la parte inferior con la inconformidad del Eoceno.

1.1.3.5 **Trampa.** El Campo Jazmín presenta un atrapamiento estructural asociado al bloque hundido de la Falla de Cocorná de carácter transtensivo con poco desplazamiento y corresponde a la extensión norte de los campos Teca y Nare, relacionados a la misma falla. Fallas normales e inversas actúan como sello lateral cuando ponen en contacto rocas reservorio con rocas sello<sup>9</sup>.

## 1.2 INYECCION CICLICA DE VAPOR

La inyección cíclica de vapor es una de las técnicas más utilizadas en cuanto a recuperación térmica de petróleo pesado y extrapesado en el mundo, debido a algunas ventajas como la producción de crudo a altas tasas de forma rápida, baja inversión inicial, fácil implementación de equipos, entre otros. Comúnmente denominada como “Huff and Puff”, se encuentra dentro de un grupo de procesos térmicos que implican la inyección de un fluido caliente en la zona del yacimiento cercana a los pozos productores, reduciendo la resistencia al flujo por medio de la transferencia de energía que se crea entre el vapor inyectado y el fluido contenido dentro de la roca<sup>10</sup>.

Como proceso térmico consiste en inyectar vapor en un pozo durante un periodo de tiempo (dos a cuatro semanas). Posteriormente el pozo es cerrado entrando a una fase de remojo, la cual, permite la transferencia de energía hacia los alrededores. Al abrir nuevamente el pozo, la tasa de producción de crudo aumenta debido a la reducción de su viscosidad, sin embargo, la temperatura en la zona va minimizándose como resultado de la pérdida del calor al producir los fluidos y origina con esto la declinación en la producción provocando un nuevo ciclo de inyección de vapor<sup>11</sup>.

---

<sup>9</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Óp. cit., p. 76

<sup>10</sup> TRIGOS, E., Óp. cit p. 3

<sup>11</sup> PRIETO, Tayde. Resultados exitosos del método alterno a la inyección de vapor, para la incorporación de producción de aceite extrapesado en arenas con altas saturaciones de agua en el campo Samaria Terciario. En: PEMEX exploración y producción. Julio, 2016. Vol. 56, p. 404.

## 1.2.1 Etapas de la inyección cíclica de vapor

1.2.1.1 **Etapas de inyección.** Se puede observar en la **Figura 2** cómo se suministra calor en forma de vapor húmedo a la formación de interés por varios días o semanas según los estudios del yacimiento. Este tiempo depende de las cantidades de vapor a inyectar y de la capacidad de los equipos usados en el proceso. En esta etapa es recomendable utilizar altas tasas para reducir las pérdidas de calor a lo largo del sistema de conducción de calor tanto en superficie como en el pozo<sup>12</sup>.

1.2.1.2 **Etapas de remojo.** Se puede apreciar en la **Figura 2** cómo una vez que sea inyectado el vapor deseado dentro de la zona de interés, comienza la etapa de remojo, su alcance es cerrar el pozo para que la energía contenida en el vapor sea transferida hacia la formación y los fluidos; permitiendo así una distribución más amplia de la energía inyectada. La transferencia de calor provoca un aumento en la temperatura de la zona disminuyendo así la viscosidad del crudo en las cercanías de los pozos estimulados, lo cual facilita el flujo de aceite dentro de la formación. La duración del cierre del pozo depende de la cantidad de vapor inyectado<sup>13</sup>

1.2.1.3 **Etapas de producción.** Se puede ver en la **Figura 2** cómo luego del periodo de remojo, el pozo es abierto y puesto en producción, empezando a producir altas tasas de agua a temperaturas elevadas, como consecuencia de la condensación del vapor inyectado cerca de la cara del pozo. La tasa de agua va disminuyendo a medida que pasa el tiempo, dando lugar a un aumento de la tasa de aceite. Por tal motivo, la respuesta del pozo a la estimulación dependerá básicamente de la viscosidad del petróleo y de otros parámetros como la permeabilidad, presión inicial del yacimiento y el daño removido con el calor<sup>14</sup>.

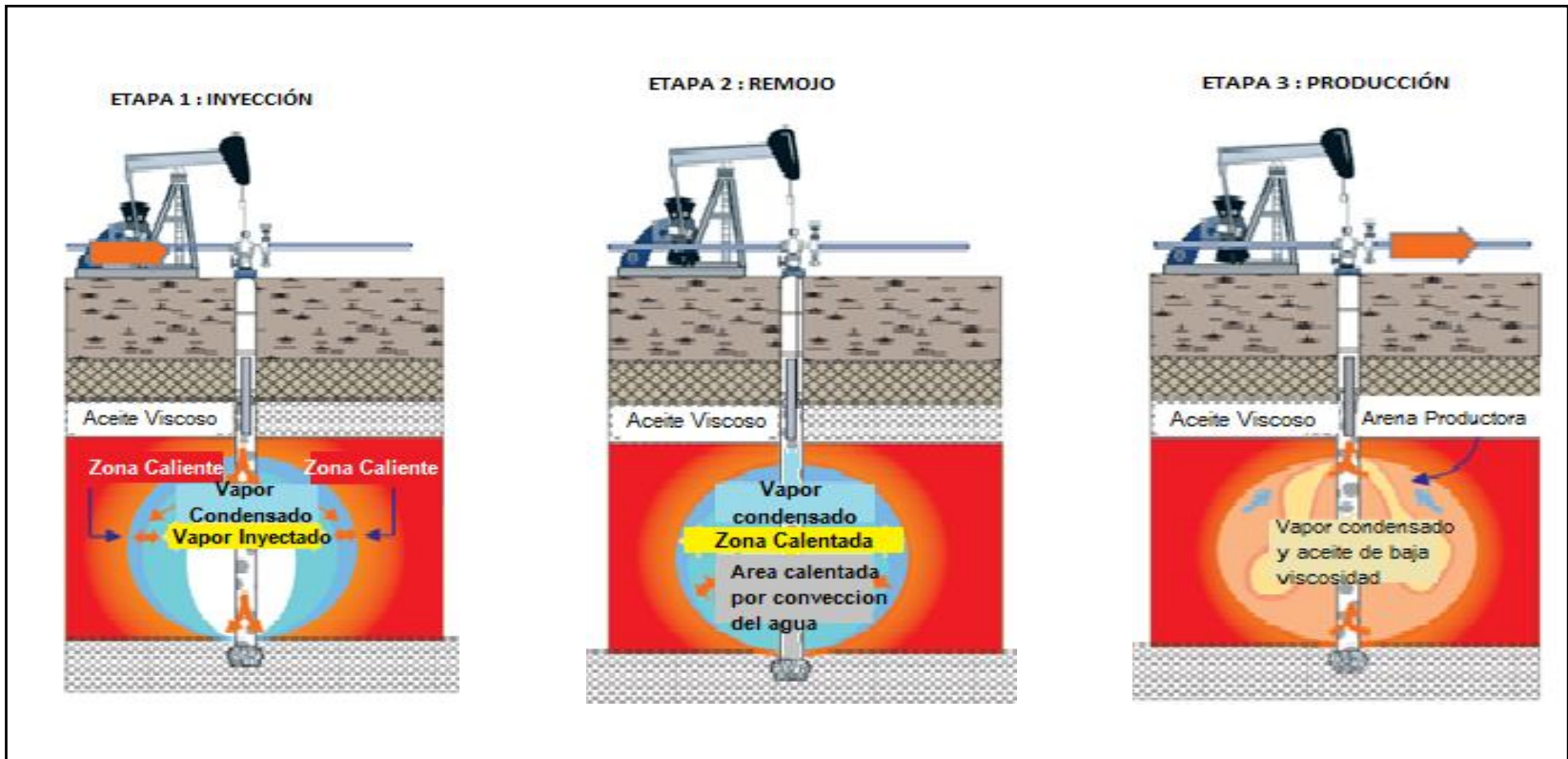
---

<sup>12</sup> GONZALES, D. Problemas operacionales frecuentes durante procesos de inyección cíclica de vapor. REVISTA FUENTES, El reventón energético. Vol 5. No.2. Octubre 2007. p. 20.

<sup>13</sup> *Ibíd.*, p. 20.

<sup>14</sup> *Ibíd.*, p. 21.

**Figura 2.** Etapas inyección cíclica de vapor



**FUENTE:** COMISIÓN MEXICANA DE HIDROCARBUROS, “El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR”, 2010. Modificado por autores.



### 1.3 INYECCIÓN DE NITRÓGENO

La inyección de nitrógeno es un proceso de inyección de gas supercrítico, debido a que el nitrógeno es un gas inorgánico a condiciones de superficie y en mucho mayor grado a condiciones de yacimiento. Como regla general, el petróleo debe poseer un contenido de C5 a C30 no menor al 30% para lograr un proceso de inyección exitoso.

**1.3.1 Propiedades del nitrógeno.** El Nitrógeno es el gas más abundante en el planeta tierra, siendo un 78% de los gases presentes en la atmósfera. A condiciones ideales de P y T°, es incoloro, insípido e inodoro. El nitrógeno elemental, tiene una reactividad baja hacia la mayor parte de las sustancias comunes, a temperatura ambiente. En la tabla 2, se pueden observar las propiedades químicas y físicas del nitrógeno. A su vez este elemento está presente en la atmósfera no solo como N<sub>2</sub> sino también en una gran variedad de compuestos. Al ser un gas poco reactivo se emplea para crear atmósferas protectoras, y como gas criogénico, para obtener temperaturas de 78°K de manera eficaz y económica.

**Tabla 1.** Propiedades químicas y físicas del nitrógeno

PROPIEDAD	VALOR	UNIDAD
Peso	28	g/mol
Solubilidad en agua	0.023	Vol/Vol a 32°F
Gravedad específica	0.967	H <sub>2</sub> O= 1 a 70°F
Densidad de vapor	0.0724	lb/ft <sup>3</sup>
Densidad	50.7	lb/ft <sup>3</sup>
Punto de ebullición	-320	°F
Punto de Fusión	-346	°F

**Fuente:** ARÉVALO VILLEGAS, Alejandro y SÁNCHEZ, Javier Miguel. Nitrógeno asociado a la producción de hidrocarburos. Trabajo de grado Ingeniero Petrolero. México D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. 2014. p 100. Modificado por autores.

**1.3.2 Obtención y generación de nitrógeno.** Según KERUI<sup>15</sup>, el nitrógeno se puede obtener a escalas industriales mediante la separación física del aire, dado que, el aire está compuesto por 78% de nitrógeno; 21% de oxígeno y 1% de otros gases e impurezas, para ello se utilizan las plantas criogénicas y las plantas de separación por membranas.

**1.3.2.1 Plantas de destilación criogénicas.** Funcionan exactamente igual que una destilación normal, pero a temperaturas bajo cero. El aire licuado entra a una torre de destilación, donde es “hervido” hasta alcanzar la temperatura de gasificación del componente más volátil: el nitrógeno. Una vez separado el nitrógeno, la mezcla de oxígeno y argón es separada en sus dos componentes, de esta manera se obtienen los productos oxígeno, nitrógeno y argón en forma líquida y con una pureza mayor a 94%. Finalmente, cada componente llega a un tanque de almacenamiento para su posterior uso selectivo o venta. La destilación criogénica se puede llevar a cabo en la separación del aire o de componentes del gas natural encontrado en el yacimiento, sin embargo, los proyectos de destilación criogénica del gas se han visto reducidos a lo largo de los últimos años, debido a la comercialización del gas natural. “La separación criogénica del aire ha resultado ser la forma más flexible y económica de producir altos volúmenes de nitrógeno. En todo el mundo existen plantas operativas criogénicas de nitrógeno en tierra y costa afuera, con una capacidad de producción que alcanza un máximo de 600 MMSCFD”<sup>16</sup>.

**1.3.2.2 Plantas de separación por membranas.** Son plantas de separación de gases que utilizan membranas filtrantes especiales para separar los componentes del aire con la finalidad de obtener el Nitrógeno. En este proceso no es necesario bajar la temperatura del aire hasta su punto de ebullición. Este tipo de plantas típica de separación por membranas produce en forma inmediata el Nitrógeno en el lugar que se requiera. De acuerdo con ATLAS COPCO<sup>17</sup>, Los generadores de nitrógeno de membrana se basan en un sencillo principio de funcionamiento. La parte principal de un generador de membrana es el módulo de membranas, lleno de pequeñas fibras huecas de polímero. En primer lugar, entra el aire comprimido limpio y seco y, debido a la estructura de estas fibras del aire, fluiría hacia el exterior de la fibra. Este proceso se denomina "permeación". Durante este proceso, el agua, el oxígeno y parte del argón salen a través de los lados de la membrana de las fibras.

---

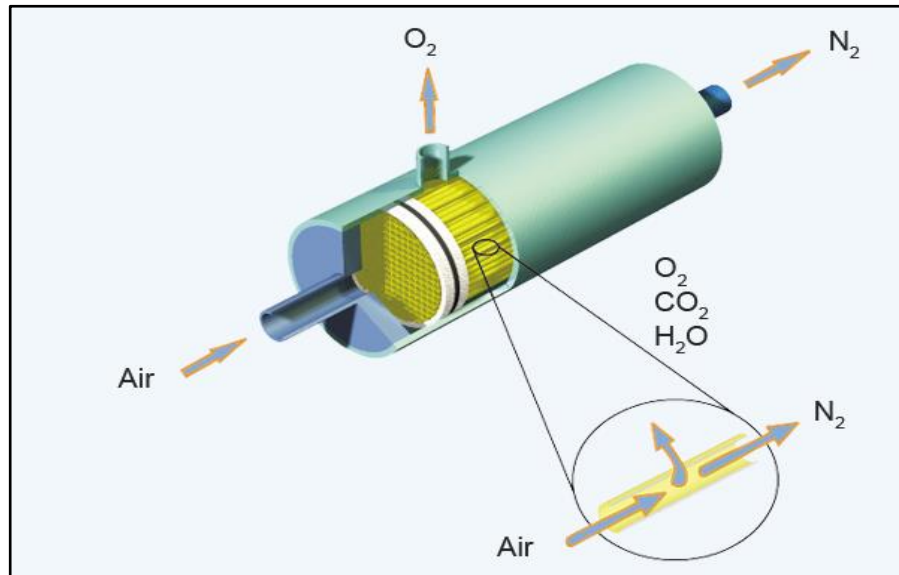
<sup>15</sup> SHANDONG KERUI PETROLEUM EQUIPMENT CO., LTD. Usos del nitrógeno y nuevas tecnologías.

<sup>16</sup> ARÉVALO, J. A., SAMANIEGO, F., LÓPEZ, F. F., URQUICTA, E., “On the Exploitation Conditions of the Akal Reservoir Considering Gas Cap Nitrogen Injection”, Paper SPE 35319, 1996.

<sup>17</sup> ATLAS COPCO. [sitio web]. MADRID: ATLAS COPCO. [consulta: 10 marzo 2019]. Disponibilidad en <<https://www.atlascopco.com/es-es/compressors/wiki/compressed-air-articles/generating-nitrogen-membrane>>

Al final, solo quedará el nitrógeno. Esto es posible debido a que diferentes moléculas penetran a diferentes velocidades, debido a la penetración a través de la pared de la fibra, se produciría una sobrepresión en el interior de la carcasa de la membrana, las fibras se obstruirían y la eficacia de la penetración sería significativamente inferior. Para evitar que suceda esto, hay una abertura en la carcasa, la salida de permeado, por donde estos gases se pueden liberar.

**Figura 3.** Planta de separación de nitrógeno por membranas



**Fuente:** HIDALGO, Andrea. AGUIRRE, Mónica. Estudio técnico-económico de inyección alternada de nitrógeno huff & puff para recuperación mejorada de petróleo en pozos del campo Gustavo Galindo Velasco. Trabajo de grado ingeniero en Petróleo. La Libertad Ecuador: Universidad Estatal Península de Santa Elena. Facultad de ingeniería. 2015. p. 58. Modificado por autores.

**1.3.2.3 Unidad de generación in-situ de nitrógeno.** Está basada en la tecnología de separación por membranas; Se montan en un solo remolque, con total interconexión y calibración, y se completan con medición de entrada y salida. Están diseñados específicamente para un despliegue rápido en ubicaciones remotas. A su vez minimizan el tiempo de transporte, montaje y remoción, además, se destacan por ser ambientalmente aceptadas, al tiempo que maximizan la eficiencia y el mantenimiento. En la **Figura 4** se observa la unidad de generación in-situ de nitrógeno móvil, aportada por la empresa NITROTECH SAS, y a su vez, en la **Tabla 2**, se pueden ver las condiciones técnicas operacionales.

**Figura 4.** Unidad de generación de nitrógeno in-situ.



Fuente: NITROTECH SAS, 2019.

**Tabla 2.** Parámetros técnicos del equipo de generación de nitrógeno in-situ.

Operación	Flujo de nitrógeno	Pureza de nitrógeno	Presión nominal de descarga	Temperatura
Valor	45,000	95 - 98	100-4,000	60-70
Unidad	Ft <sup>3</sup> /h	%	psi	°F

Fuente: NITROTECH SAS, 2019. Modificado por autores.

**1.3.3 Aplicaciones y ventajas.** Los diferentes métodos de obtención de  $N_2$  a bajo costo, lo han potenciado alrededor del mundo en diversos usos como perforación bajo balance, inducción, cañoneo y sobre balance, estimulación y fracturamiento, corrida de herramientas en ductos, bombeo neumático y EOR. Actualmente el uso del nitrógeno se ha extendido a las ramas de la perforación, terminación, reparación y el mantenimiento de pozos, así como al almacenamiento y distribución de los hidrocarburos. Las aplicaciones del nitrógeno en la inyección como método para recuperar aceite son muy variadas, puesto que puede usarse en una mezcla de gases formada en su mayoría por nitrógeno o bien de forma pura. Además, presenta la facilidad de que puede usarse para realizar operaciones de mantenimiento de presión, para desplazamiento inmisible y miscible. En Colombia, el uso del nitrógeno en la industria petrolera ha tenido un gran aumento en la última década, debido al depletamiento de las cuencas a lo largo del territorio nacional, aunque, su uso se ha visto limitado debido a las altas viscosidades de los crudos presentes en la mayoría de los yacimientos regionales y la necesidad de una alta presión de inyección para los resultados esperados.

En la **Figura 5**, se pueden presentar algunas de las ventajas asociadas a la inyección de nitrógeno.

**Figura 5.** Ventajas de la inyección de nitrógeno.



**Fuente:** SHANDONG KERUI PETROLEUM EQUIPMENT CO., LTD. Usos del nitrógeno y nuevas tecnologías. Modificado por autores.

**1.3.4 Procesos EOR.** Como lo menciona JANSSEN<sup>18</sup>, el uso de nitrógeno en procesos de recuperación mejorada es una de las técnicas más apropiadas para aumentar la capacidad productiva en un Campo de crudo pesado. Según HEUCKE<sup>19</sup>, existen tres mecanismos de desplazamiento usando el nitrógeno como método EOR; Inicialmente la inyección de nitrógeno puede aplicarse a yacimientos con un mecanismo primario de capa de gas junto a la segregación gravitacional, donde la inyección continua en la capa de gas permita el mantenimiento de presión, seguida de una producción de petróleo continua con gas. Otro método se conoce como desplazamiento inmiscible, donde el N<sub>2</sub> es inyectado directamente en la zona de petróleo a altas presiones aumentando la movilidad del petróleo, disminuyendo la tensión interfacial y manteniendo la presión del reservorio por encima del punto de burbuja. Finalmente, el desplazamiento miscible se da cuando se crea un frente miscible por vaporización de componentes livianos presentes en el crudo y se presente la miscibilidad instantánea, y con la inyección continua de N<sub>2</sub> se logra desplazar el frente miscible a lo largo del yacimiento, moviendo un banco de crudo hacia los pozos productores.

El tipo de desplazamiento depende de diferentes parámetros como la temperatura y presión del reservorio, las características del fluido y las facilidades de superficie tenidas en cuenta para el proceso. Un estudio detallado permite seleccionar la técnica adecuada para desarrollar un plan de inyección.

**1.3.4.1 Desplazamiento Inmiscible.** La miscibilidad para reservorios de petróleo se define como la condición física entre dos o más fluidos que les permitirá mezclarse en todas las proporciones sin la existencia de una interface. Por otro lado, si una cantidad de fluido se adiciona a otro, y si se forma dos fases fluidas, los fluidos son considerados inmiscibles y existe una tensión interfacial entre las fases<sup>20</sup>. El petróleo pesado no tiene habilidad para salir por sí mismo de los poros de la roca, más bien se mueve por el empuje que puede generar la acumulación de un fluido inmiscible como lo es el nitrógeno. Este tipo de mecanismo implica la inyección de N<sub>2</sub> a presiones altas en la capa de gas (Si existe), o preferencialmente directo a la zona de petróleo, a su vez, es un proceso donde no se mezclan el gas inyectado y la fase de aceite desplazado a nivel de poro a través de la transferencia de masa de los componentes.

---

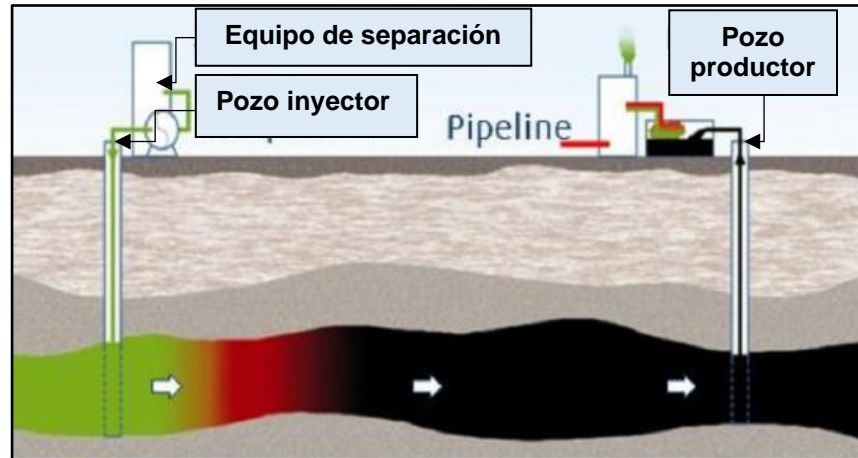
<sup>18</sup> JANSSEN, M. T. G., AZIMI, F., & ZITHA, P. L. J. Immiscible Nitrogen Flooding in Bentheimer Sandstones: Comparing Gas Injection Schemes for Enhanced Oil Recovery. SPE Improved Oil Recovery Conference. doi:10.2118/190285-ms. 2018.

<sup>19</sup> HEUCKE, U. Nitrogen Injection as IOR/EOR Solution For North African Oil Fields. SPE North Africa Technical Conference and Exhibition. doi:10.2118/175730-ms. 2015.

<sup>20</sup> RIVERA ACOSTA Diego Armando Y VALLES PINILLA Francy Katherine. Factibilidad de inyectar nitrógeno como método de recobro secundario en un pozo del campo llanito. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería. 2009. p. 118.

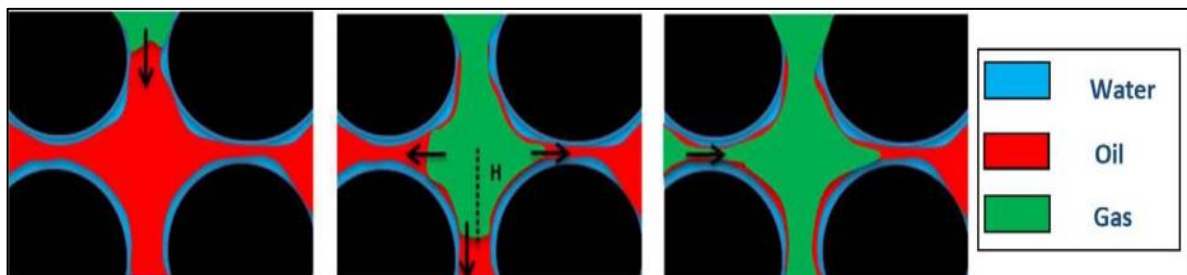
En el proceso de inyección de gas inmiscible observado en la **Figura 6**, el gas inyectado ayuda a mejorar la movilidad y también a reducir la tensión interfacial, sin embargo, su comportamiento depende de varios factores que incluyen presión, temperatura y composiciones tanto de los fluidos, como del gas inyectado. Se han utilizado varias técnicas que incluyen métodos analíticos y empíricos, así como diagramas temáticos para describir y predecir el comportamiento del proceso de inyección de gas inmiscible.

**Figura 6.**Desplazamiento inmiscible mediante inyección de nitrógeno



**Fuente:** HEUCKE, U. Nitrogen Injection as IOR/EOR Solution For North African Oil Fields. SPE North Africa Technical Conference and Exhibition. doi:10.2118/175730-ms. 2015. Modificado por autores.

**Figura 7.**Vista esquemática del proceso de flujo inmiscible.



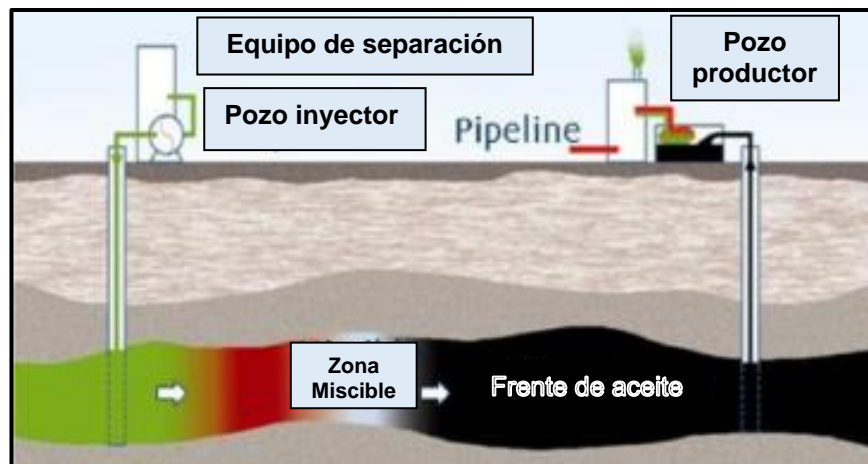
**Fuente:** JANSSEN, M. T. G., AZIMI, F., & ZITHA, P. L. J.. Immiscible Nitrogen Flooding in Bentheimer Sandstones: Comparing Gas Injection Schemes for Enhanced Oil Recovery. SPE Improved Oil Recovery Conference. doi:10.2118/190285-ms. 2018.

Para observar el comportamiento de una forma más esquemática se puede ver la **Figura 7**, donde se considera un sistema mojado por agua donde se inyecta gas a Sor ( $S_{wc}$ ), en condiciones estables. En un momento determinado la fase gaseosa fluye a través de la garganta de poro, y una vez que la distancia vertical  $H$  sea

proporcional entre el frente de gas y la garganta de poro, la presión capilar será lo suficientemente alta para permitir el ingreso del fluido a través del centro del poro. Nótese que la continuidad capilar debe existir, puesto que, en la entrada de una pequeña garganta de poro puede generar un comportamiento curvado lo cual provocaría una restricción al flujo dando como resultado un porcentaje de aceite residual.

**1.3.4.2 Desplazamiento Miscible.** El nitrógeno puede desarrollar miscibilidad con el petróleo del reservorio a través de transferencias de masa y después de múltiples contactos. El  $N_2$  forma una mezcla con los componentes H-C, creando una zona miscible como se observa en la **Figura 8**, donde se disuelve en el aceite reduciendo así su viscosidad. El mecanismo por el cual se logra la miscibilidad gira entorno a la vaporización de los componentes livianos e intermedios del crudo, por lo tanto, la presencia de componentes livianos junto a una presión adecuada es esencial para llegar a la mínima presión de miscibilidad, la cual es directamente proporcional a la temperatura y presión del yacimiento. Se puede inferir que los yacimientos de crudo pesado y bajas presiones dificultan procesos miscibles de  $N_2$ .

**Figura 8.** Desplazamiento miscible mediante inyección de nitrógeno

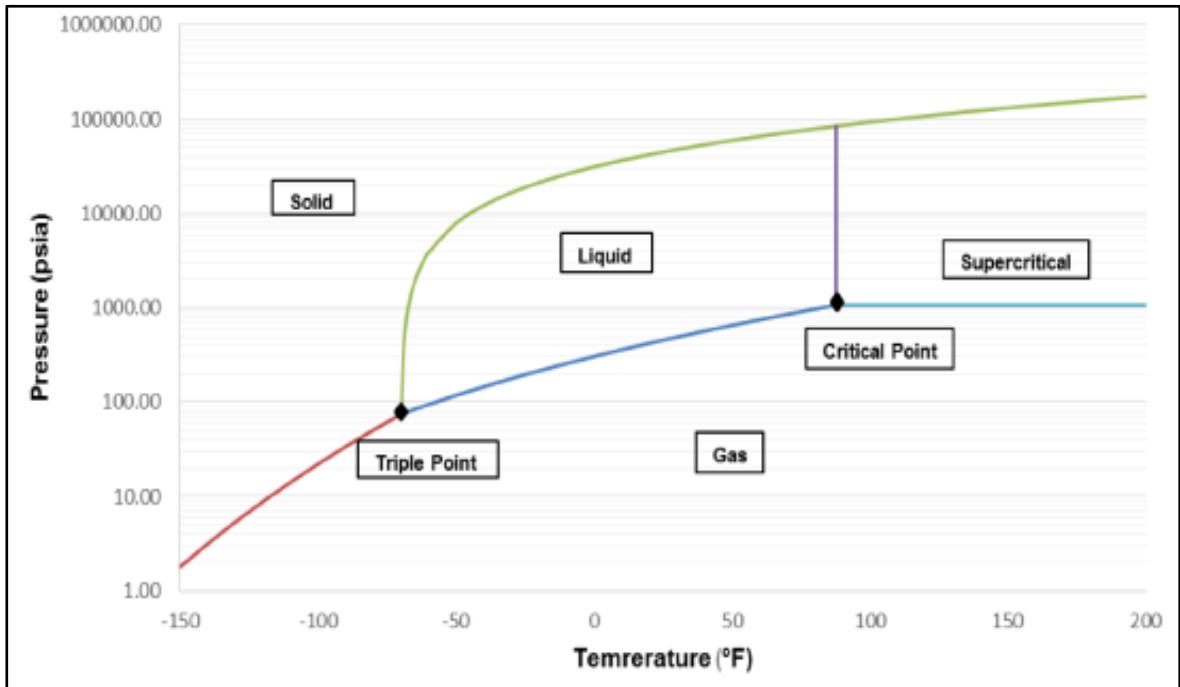


**Fuente:** HEUCKE, U. Nitrogen Injection as IOR/EOR Solution For North African Oil Fields. SPE North Africa Technical Conference and Exhibition. doi:10.2118/175730-ms. 2015. Modificado por autores.



Para entender mejor el comportamiento del gas nitrógeno, se presenta en la **Gráfica 1**, el correspondiente diagrama de fases, a su vez, en el anexo A se puede observar el comportamiento bajo diferentes valores de presión de inyección y volumen poroso inyectado y cómo influye este valor para lograr la mínima presión de miscibilidad, la cual es directamente proporcional al aceite recuperado, es decir, los procesos miscibles generan un porcentaje de recobro más alto que los procesos inmiscibles

**Gráfica 1.**Diagrama de fases del N<sub>2</sub>

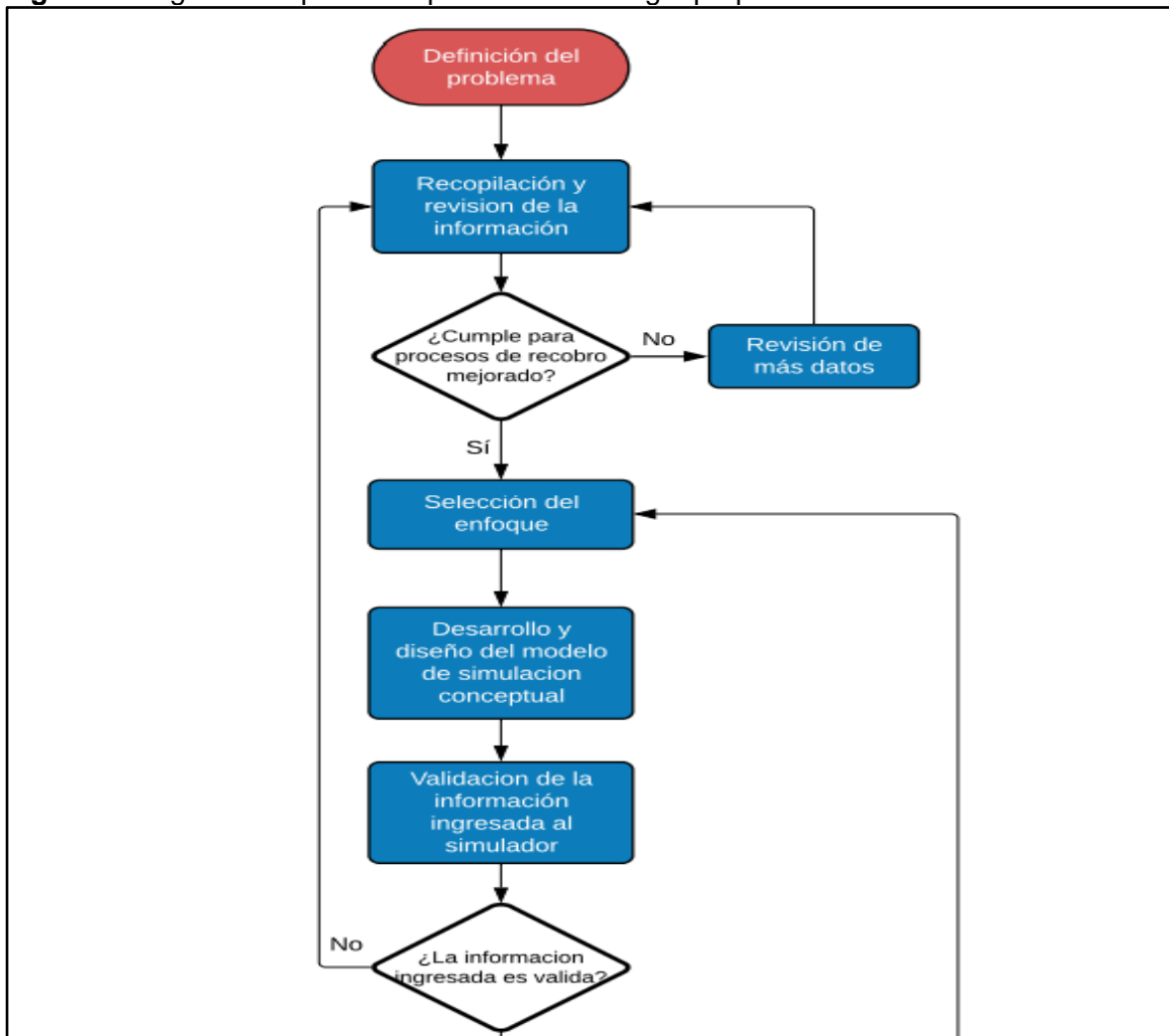


**Fuente:** JANSSEN, M. T. G., AZIMI, F., & ZITHA, P. L. J.. Immiscible Nitrogen Flooding in Bentheimer Sandstones: Comparing Gas Injection Schemes for Enhanced Oil Recovery. SPE Improved Oil Recovery Conference. doi:10.2118/190285-ms. 2018.

## 2. METODOLOGIA

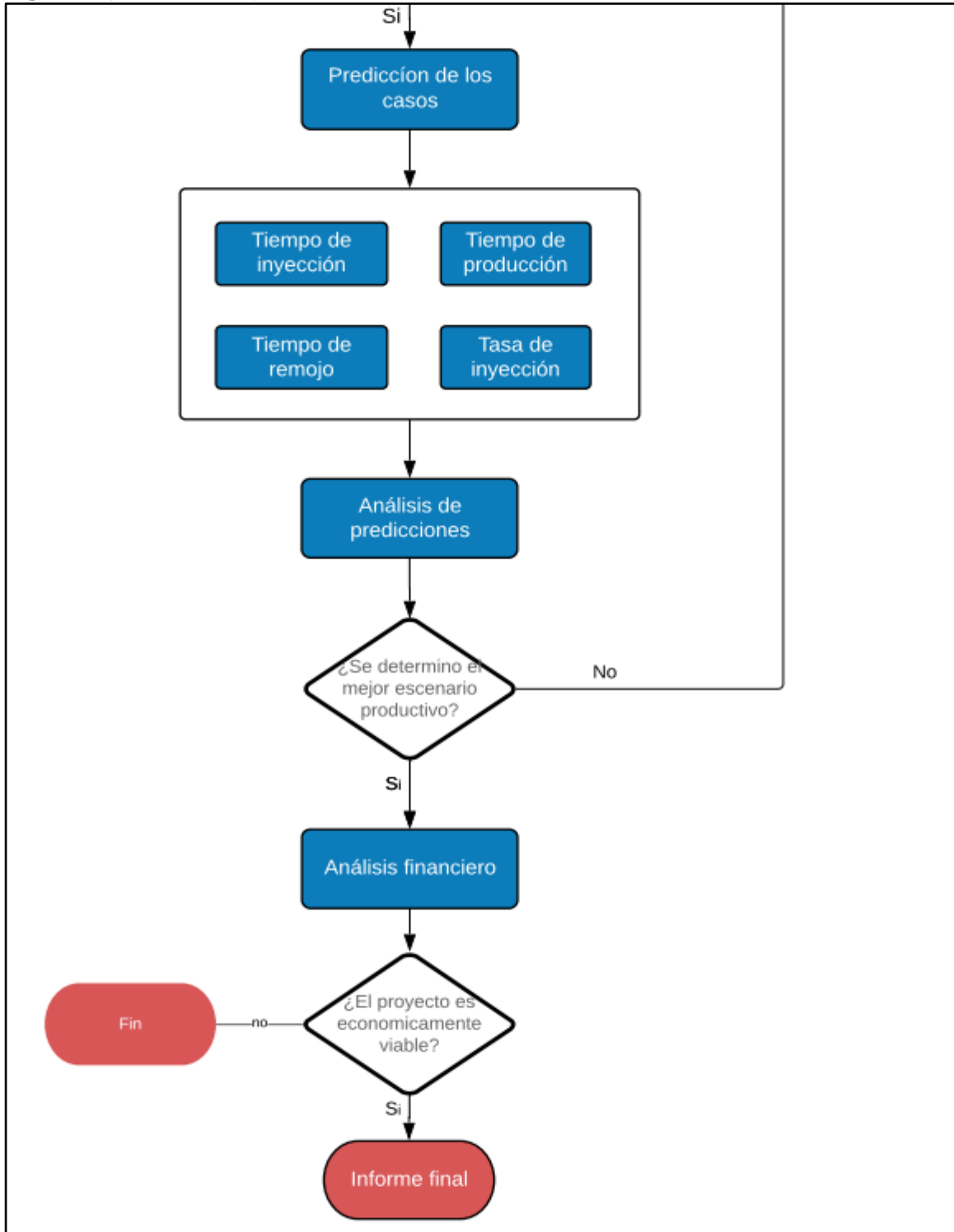
El grado de éxito de un proyecto de recobro mejorado depende de una buena selección y análisis de parámetros operacionales, los cuales permitan analizar previamente el comportamiento futuro del esquema de explotación del yacimiento mediante la simulación numérica. A continuación, se mencionarán todos los aspectos relacionados con la metodología, con el fin de determinar la viabilidad técnica de recuperación mejorada de petróleo, teniendo en cuenta la información y condición de los Campos, el tipo de modelo de simulación y las características de este para definir un esquema óptimo de inyección alternada de nitrógeno para un pozo de los Campos Jazmín y Girasol.

**Figura 9.**Diagrama de procesos para la metodología propuesta



**Fuente:** elaboración propia.

Figura 9.(Continuación)



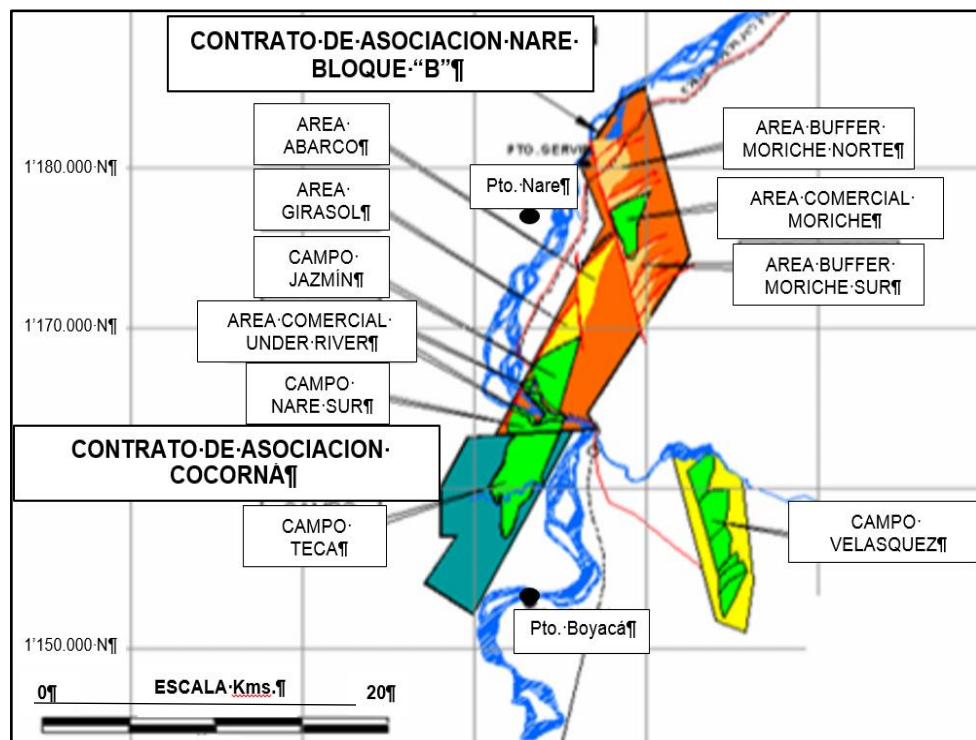
Fuente: elaboración propia.

## 2.1 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Para investigar los efectos de la inyección de la inyección alternada de nitrógeno como mecanismo de desplazamiento de petróleo se debe llevar a cabo un previo estudio de las causas del problema asociado a la baja productividad de petróleo en los Campos de estudio, con el fin de recolectar la suficiente información para plantear una posible solución y así seleccionar el tipo de enfoque asociado a los métodos EOR.

**2.1.1 Descripción y antecedentes de los Campos.** Los Campos Jazmín y Girasol se encuentran ubicados en la República de Colombia, pertenecen a la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, en el departamento de Boyacá, puntualmente en el municipio de Puerto de Boyacá. Hacen parte del Contrato de Asociación Nare integrando el bloque B (Ver **Figura 10**), “que indica unas reservas de aproximadamente 464 MMBbl de petróleo, de los cuales 92.8 MMBbl son recuperables”<sup>21</sup>.

**Figura 10.** Localización Campo Jazmín y Campo Girasol.

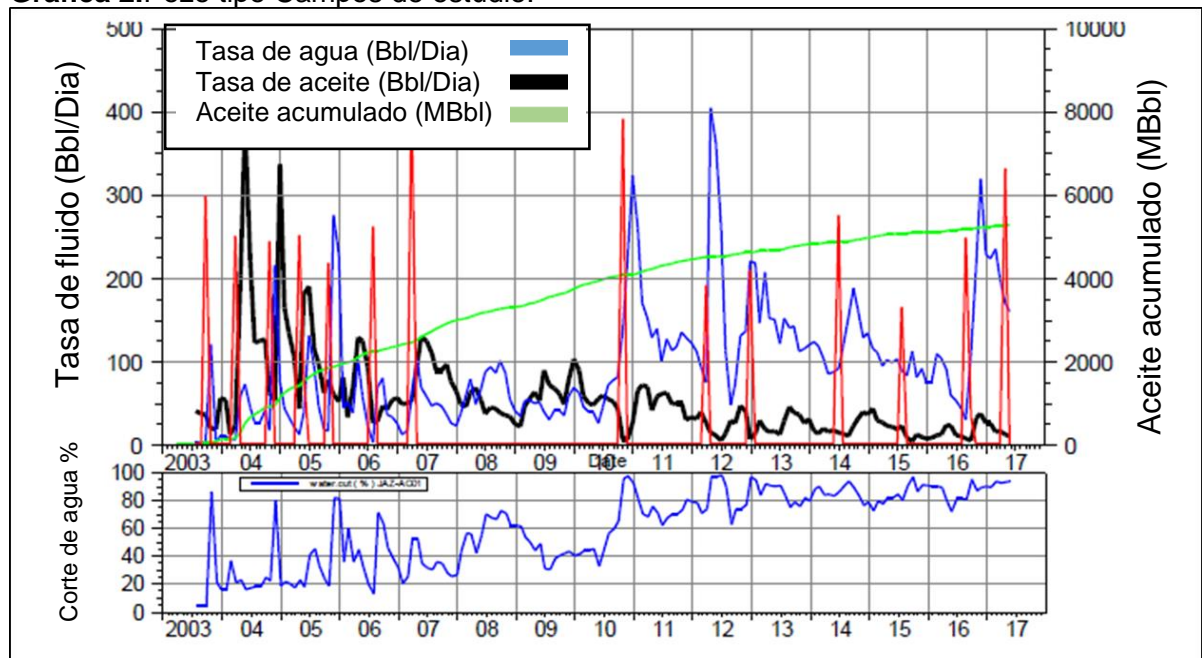


**Fuente:** ANLA. AUTO N° 06462. Diciembre 2014. Modificado por autores.

<sup>21</sup> FUNAMBIENTE, Estudio de Impacto Ambiental para la Perforación de pozos de producción y sus líneas de flujo en el Campo Jazmín- Nare Norte. Puerto Boyacá. Abril 1998.

Los Campos Jazmín y Girasol inician su producción a mediados del 2002, y poco tiempo después comenzó a implementarse la inyección cíclica de vapor como método de recuperación térmica de crudo pesado. “El yacimiento presenta espesores totales entre 150 pies a 200 pies, y espesores netos promedio de 40 pies. Las arenas productoras están separadas por arcillolitas delgadas en promedio de 3 a 5 pies. Adicionalmente las arenas supra yacentes cuentan con alta saturación de agua. Por otro lado, la gran mayoría de los pozos han sido completados en hueco abierto con liner ranurado empaquetado con grava y algunos con mallas para el control de arena”<sup>22</sup>. Durante los últimos años debido a la baja eficiencia del método de producción, alto %BSW y producción de agua, se observa una disminución significativa de la producción de aceite, provocando problemas económicos y operacionales para la compañía que opera los Campos. En la **Gráfica 2**, se puede observar el comportamiento de declinación de producción con respecto al tiempo y el agua producida en un pozo típico de los Campos de estudio. Teniendo en cuenta este tipo de comportamiento, es necesario cambiar las técnicas habituales y estudiar nuevas tecnologías que permitan mejorar el potencial de producción de petróleo.

**Gráfica 2.** Pozo tipo Campos de estudio.



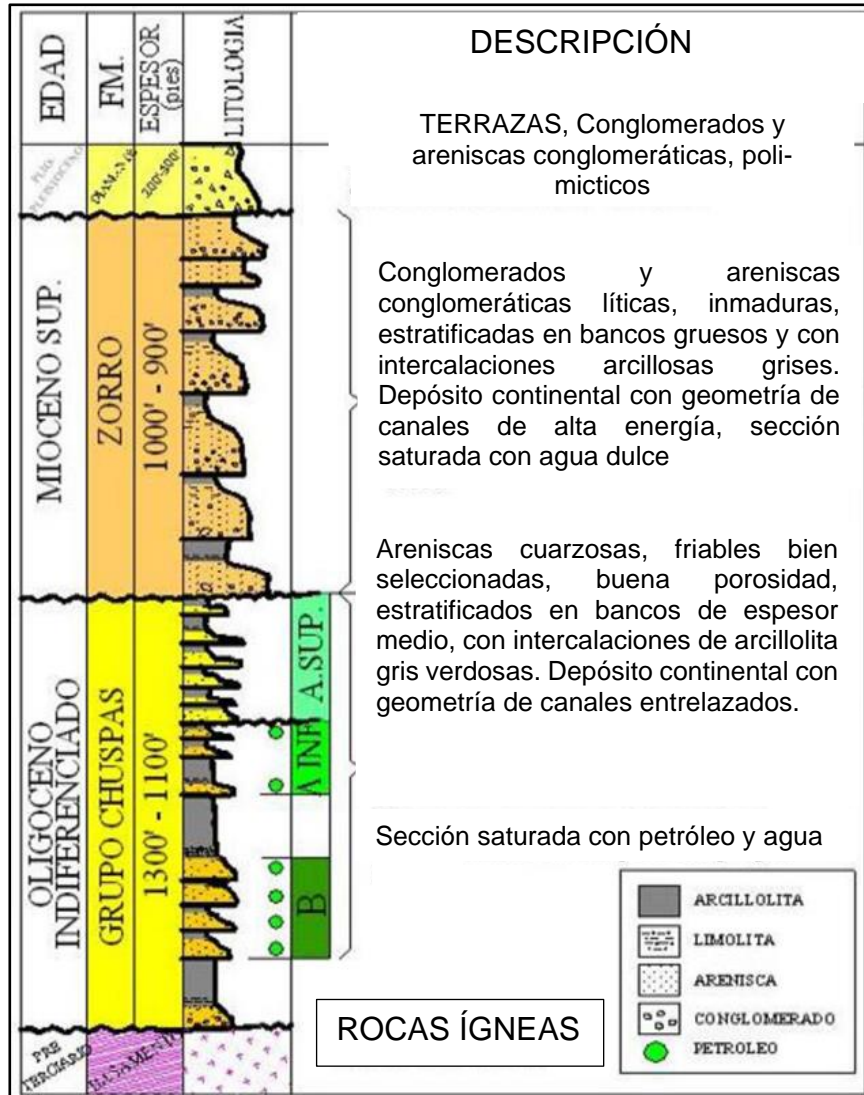
**Fuente:** TRIGOS, E., LOZANO E., JIMENEZ A., MANSAROVAR ENERGY., ECOPETROL. Coss: Strategies to recovery optimization. SPE-190791-MS, 2018.

<sup>22</sup> . YATTE., C. BUSTOS., E. LOZANO., H. RODRÍGUEZ, C. OSORIO., M. MAYA., P. SANDOVAL., J. JIMÉNEZ; Mansarovar Energy., Ecopetrol. Desafíos actuales en la explotación de campos maduros de crudo pesados con alta relación de arena arcilla bajo el esquema de estimulación cíclica de vapor. Artículo técnico. ACIPET, 2017.

## 2.1.2 Características del yacimiento

2.1.2.1 **Estratigrafía.** Como se puede observar en la **Figura 11**, se describen diferentes características de Las formaciones de interés, para el Campo Jazmín y Girasol, las cuales corresponden al Grupo Chuspas.

**Figura 11.** Columna estratigráfica generalizada Bloque B.



**Fuente:** CUADROS, J., SALAMANCA, A., AMADO, N. R., CUADROS, G., ROJAS, E., & VIRAMONTE, J. "Horizontal Well Placement for Heavy Oil Production in Colombia". Artículo SPE 157926-MS, 2012.

**2.1.2.2 Información Petrofísica.** La caracterización petrofísica de un yacimiento se realiza mediante un estudio detallado de datos provenientes de análisis de núcleos, registros eléctricos o pruebas de presión, y su correcta correlación permite determinar algunas propiedades como son la porosidad, permeabilidad o saturación. En el **Anexo B**, se observa el registro eléctrico correlacionado en los Campos Jazmín y Girasol, el cual sirve como base para determinar los parámetros petrofísicos del modelo, dado que, no se cuenta con un análisis detallado de núcleos. Para determinar las propiedades petrofísicas es necesario llevar a cabo una metodología como se observa en el **Anexo B**, que tiene como objetivo identificar las zonas potencialmente almacenadoras mediante el análisis, y calcular los parámetros usando las correlaciones de pozo para determinar la porosidad efectiva, posteriormente aplicando el uso de relaciones entre la saturación de agua irreducible, saturación de petróleo residual y la porosidad efectiva, realizando la respectiva gráfica, para determinar mediante correlaciones empíricas la permeabilidad vertical y horizontal.

A continuación, se definen las características petrofísicas y las correlaciones matemáticas usadas para los cálculos petrofísicos del conjunto roca-fluido teniendo en cuenta el orden metodológico que se planteó.

- Volumen de arcilla: Es considerado como el porcentaje neto de arcilla presente en la formación. El registro de GR puede ser usado para determinar el volumen de arcilla en el medio poroso, siguiendo la relación entre los mayores volúmenes de arcilla y arena, según el modelo lineal, como se muestra en la **Ecuación 1**.

**Ecuación 1.** Índice de arcillosidad método lineal

$$I_{sh} = V_{sh} = \frac{GR - GR_{clean}}{GR_{shale} - GR_{clean}}$$

**Fuente:** FAKHRY, A. et. Al. Field methods for geologist and hydrogeologist. USA: NY. 2004. p. 161.

Donde:

*V<sub>sh</sub>*: Volumen de arcilla/shale.

*GR*: Es la lectura promedio de los rayos gamma en la zona de interés, unidades API.

*GR<sub>clean</sub>* : Es la lectura de los rayos gamma en la zona más limpia, unidades API.

*GR<sub>shale</sub>* : Es la lectura de los rayos gamma en la zona de arcillas, unidades API.

El **Anexo B**, indica los valores a considerar para el cálculo de volumen shale.

- Porosidad efectiva: Es la relación del volumen poroso interconectado con el volumen bruto de roca. Es el valor que se utiliza en todos los cálculos de ingeniería de yacimientos, además, es el valor que en realidad interesa ya que sólo el hidrocarburo almacenado en este espacio es el que puede ser recuperado de los yacimientos. Se puede calcular a partir del volumen shale como se observa en la **Ecuación 2**.

**Ecuación 2.** Porosidad efectiva a partir del volumen shale

$$\phi_e = \phi_r (1 - V_{sh})$$

**Fuente:** FAKHRY, A. et. Al. Field methods for geologist and hydrogeologist. USA: NY, 2004. p. 161.

Donde:

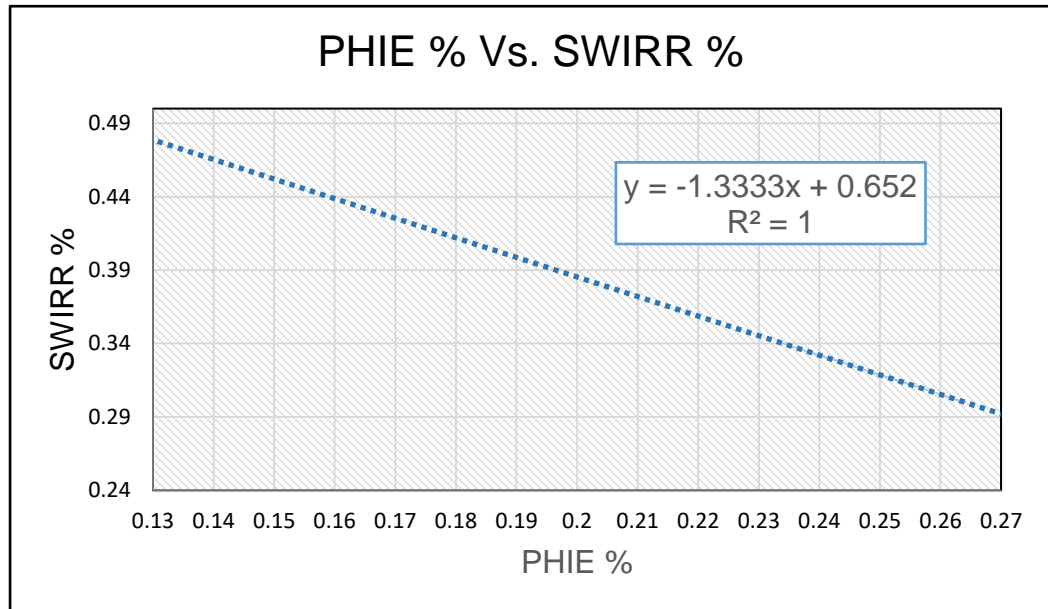
$\phi_e$  = Porosidad efectiva  
 $\phi_r$  = Porosidad promedio  
 $V_{sh}$  = Volumen Shale

El **Anexo B**, indica la información de las propiedades calculadas.

- Saturación de Agua Irreducible (Swirr): Se define como la máxima saturación de agua que permanece como fase discontinua dentro del medio poroso, Es la saturación de agua que no puede ser reducida sin importar cuanto más aumente la presión capilar En el **Anexo B**, se encuentra la información correspondiente a la interacción roca-fluido. En la **Gráfica 3**, se observa la relación entre la porosidad efectiva y saturación de agua irreducible para el yacimiento, donde se tabularon los datos según la tendencia lineal mediante la ecuación de la gráfica.
- Saturación residual de petróleo: durante un proceso de desplazamiento del petróleo en el medio poroso ya sea por inyección de agua o gas, habrá un remanente dejado atrás que puede ser caracterizado con un valor de saturación superior a la saturación crítica, a este valor se le conoce como saturación residual de petróleo o también llamada saturación de petróleo remanente. En el **Anexo B**, se encuentra la información correspondiente la interacción roca-fluido. En la **Gráfica 4**, se observa la relación entre la porosidad efectiva y saturación de petróleo residual para el yacimiento, donde se tabularon los datos según la tendencia exponencial mediante la ecuación de la gráfica.

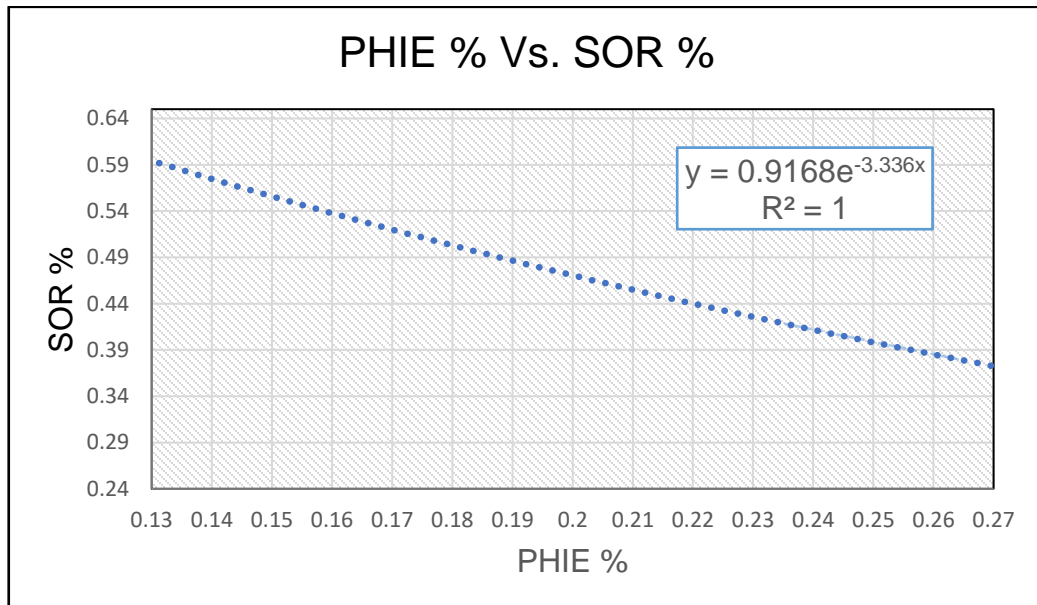


**Gráfica 3.**PHIE VS. SWIRR



Fuente: elaboración propia.

**Gráfica 4.**PHIE VS. SOR



Fuente: elaboración propia.

El cálculo de la permeabilidad se realizó empleando las correlaciones, puesto que no se posee un análisis de núcleos, basándose principalmente en datos de porosidad efectiva y saturación de agua irreducible, a partir de la **Ecuación 3 y Ecuación 4**.

**Ecuación 3.**Correlación Coates - Denoo

$$K = 10\phi^4 * \left(\frac{1 - Swirr}{Swirr}\right)^2$$

**Fuente:** COATES, G.R. DENOO, S. the producibility answer product. USA: Houston, 1981. p. 55 -63.

Donde:

$K$ = Permeabilidad

$\phi$  =Porosidad edectiva

$Swirr$  = Saturación de agua irreducible

**Ecuación 4.**Correlación Timur

$$K = 0.135 * \frac{\phi^{4.4}}{Swirr^2}$$

**Fuente:** TIMUR, A. An investigation of permeability, porosity and residual water saturation relationship. USA: New Orleans, 1968.

Donde:

$K$ = Permeabilidad

$\phi$  =Porosidad efectiva

$Swirr$  = Saturación de agua irreducible

**2.1.3 Propiedades PVT.** Una de las propiedades más importantes para la caracterización del fluido del yacimiento es precisamente la información PVT, dado que, define el comportamiento del fluido dentro medio poroso.

Según BANZER<sup>23</sup>, en el análisis del comportamiento de yacimientos, cálculo de reservas y diseño de equipos, se debe tener al tanto las propiedades físicas de los fluidos, que, normalmente se determinan por medio de un análisis de fluidos en el laboratorio. Para el desarrollo del proyecto no se dispone de la información experimental de los fluidos, en este caso, las propiedades son determinadas mediante correlaciones empíricas, las cuales, son desarrolladas a partir de pruebas de laboratorio con datos obtenidos de varios campos y diferentes tipos de crudos que posteriormente se expresan mediante ecuaciones numéricas.

En el **Anexo C**, se presenta una revisión de las propiedades de los fluidos junto a las correlaciones empleadas con los rangos de aplicabilidad y su respectiva validación, para finalmente establecer un modelo PVT, el cual se acerque lo más realmente posible a propiedades del yacimiento, y se realiza una comparación gráfica entre la curva tipo y la curva obtenida, según las características del fluido que fueron mencionadas en el trabajo de grado titulado: “Evaluación técnico-financiera del comportamiento del yacimiento frente a la calidad de vapor que llega de fondo de pozo durante el proceso de inyección cíclica de vapor de los Campos Jazmín y Moriche en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena” publicada por William Geovanny Bernal Nosa en 2014, donde especifican valores resumidos en la **Tabla 3** como presión de burbuja, factor volumétrico, viscosidad y relación gas disuelto.

**Tabla 3.** Propiedades del yacimiento.

Parámetro	Temperatura	Pb	Rs @Pb	Bo @Pb	μo @Pb
Valor	120	552	51.01	1.04	156.3
Unidad	°F	psi	PCN/BY	BN/BY	cp.

**Fuente:** BERNAL NOSA, William, Fundación universidad de América. Evaluación técnico-financiera del comportamiento del yacimiento frente a la calidad de vapor que llega de fondo de pozo durante el proceso de inyección cíclica de vapor de los Campos Jazmín y Moriche en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. 2014. p. 164. Modificado por autores.

## 2.2 SELECCIÓN DEL ENFOQUE.

Según HEUCKE<sup>24</sup>, para determinar el potencial de la inyección de nitrógeno en procesos de recuperación mejorada se deben tener en cuenta ciertos criterios de

<sup>23</sup> BÁNZER, Carlos. Correlaciones numéricas PVT. Maracaibo, 1996

<sup>24</sup> HEUCKE, U. Nitrogen Injection as IOR/EOR Solution For North African Oil Fields. SPE North Africa Technical Conference and Exhibition. doi:10.2118/175730-ms. 2015

selección que definen el tipo de proceso a desarrollar y el comportamiento del yacimiento

**2.2.1 Criterios de selección.** En base a diferentes estudios y análisis a proyectos EOR a nivel mundial realizados por CLANZY<sup>25</sup>, resume que los parámetros más importantes a la hora de seleccionar el tipo de procesos bajo la inyección de nitrógeno son: la gravedad API del petróleo, presión, profundidad, y viscosidad. Se considera que la temperatura y propiedades como la porosidad, saturación y permeabilidad no son criterios importantes de selección.

**Tabla 4.** Criterios de selección para procesos de inyección de nitrógeno.

Parámetro				
Método EOR	° API	Presión (psi)	Profundidad (ft)	Viscosidad (cp)
N2 Miscible	>30	>3,000	1,800 - 9,000	<10
N2 Inmiscible	>10	>500	550 - 1,800	<600

**Fuente:** HEUCKE, U. Nitrogen Injection as IOR/EOR Solution For North African Oil Fields. SPE North Africa Technical Conference and Exhibition. doi:10.2118/175730-ms. 2015.

**2.2.2 Resultados y análisis de selección.** Con base a los criterios mencionados...**ver sección 1.3.4...**, se propone realizar una tabla de selección teniendo en cuenta las propiedades del yacimiento para Campos Jazmín y Girasol.

**Tabla 5.** Tabla de selección para determinar el proceso de inyección de N<sub>2</sub>

Campo	Parámetro	Valor	Método EOR	
			N2 Miscible	N2 Inmiscible
Campo Girasol	°API	11	-	✓
	Presión (psi)	650	-	✓
	Profundidad (ft)	1400	-	✓
	Viscosidad (cp)	300-500	-	✓
Campo Jazmín	°API	13	-	✓
	Presión (psi)	870	-	✓
	Profundidad (ft)	1600	-	✓
	Viscosidad (cp)	200-450	-	✓

**Fuente:** elaboración propia.

<sup>25</sup> CLANCY, J, P., GILCHRID, R. CHENG, L, .H., .BYWATER, D, R., Analysis of Nitrogen Injetction projects to develop Screening Guides and Offshore Design Criteria. JPT, 1097-1104. 1985.

Al realizar la respectiva comparación se puede ver que ningún parámetro relacionado con la información del yacimiento para cada Campo cumple con los mínimos requerimientos para realizar el proceso como método miscible, pues para que este sea un proceso exitoso, se debe contar con un crudo ligero, presiones altas y un reservorio profundo. Se decide que el estudio de la inyección de nitrógeno se debe basar en un proceso de desplazamiento inmiscible dependiendo de varios factores que incluyen presión, temperatura y composiciones tanto de los fluidos, como del gas inyectado.

**2.2.3 Técnica de inyección.** La inyección alternada de nitrógeno como mecanismo de desplazamiento comúnmente denominada como “Huff and Puff”, se encuentra dentro de un grupo de procesos que implican la inyección de un fluido en la zona del yacimiento, reduciendo la resistencia de flujo por medio de la interacción de fuerzas capilares y movilidades entre el fluido inyectado y el fluido contenido dentro de la roca. El proceso se desarrolla por medio de ciclos, los cuales están compuestos de tres etapas: Una de inyección, remojo y finalmente una de producción.

## **2.3 DESARROLLO DEL MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN**

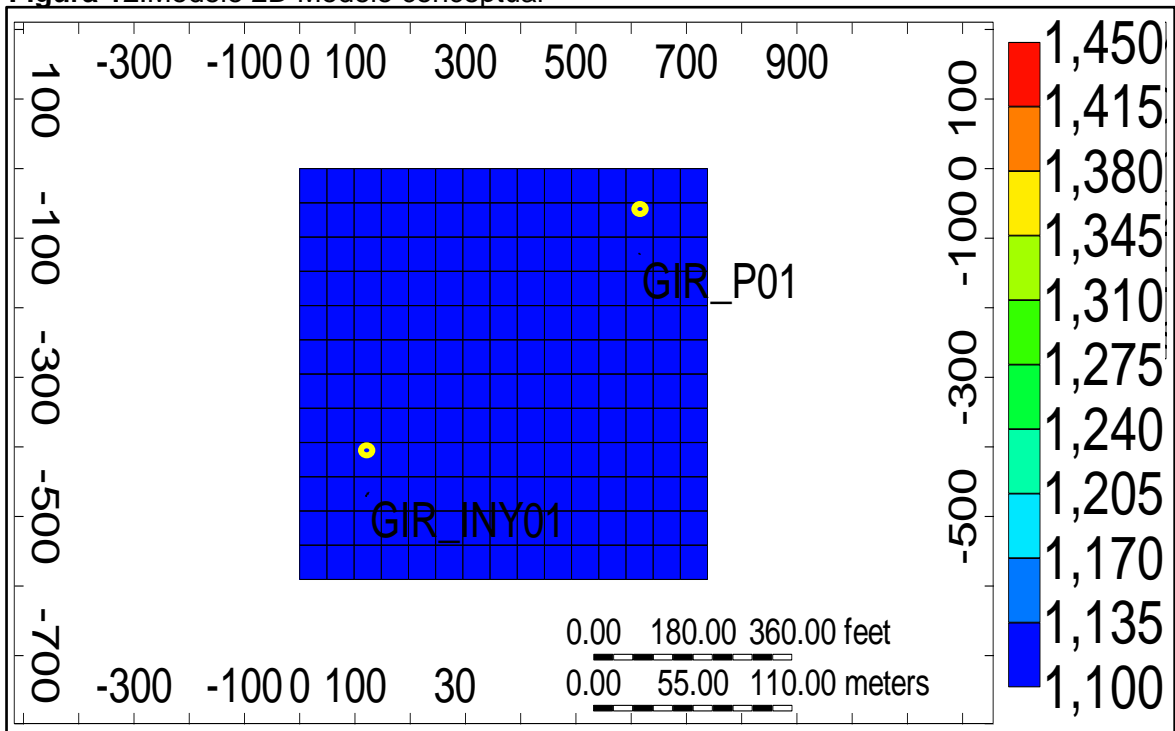
Una vez seleccionado el enfoque de estudio, se propone el uso del software STARS perteneciente al grupo CMG (Computer modelling Group), siendo este un simulador de procesos especiales, ideal para analizar el comportamiento de yacimientos sometidos a recuperación mejorada de petróleo como la inyección de nitrógeno, inyección de vapor, inyección de polímeros, etc. La metodología para el uso de este recurso informático es recolectar la información suficiente para ser ingresada y verificada para desarrollar el modelo adecuado de simulación.

Se desarrolla un modelo conceptual que considera un cuarto de patrón de dos puntos, teniendo un pozo productor y un pozo inyector en la zona de estudio, además, se considera la descripción del reservorio a escala, las propiedades estáticas, propiedades PVT, la interacción de los fluidos en el medio y las condiciones operacionales para realizar la inyección alternada de nitrógeno.

**2.3.1 Descripción del reservorio.** El modelo de simulación para Campo Jazmín y Campo Girasol es generado usando un tipo de malla cartesiana, regular y proporcional, a escala geológica. Para el desarrollo del modelo se toma un área total de 10 Acres con un número de bloques en dirección i, j y k de 15, 12 y 8 respectivamente para un total de 1440 celdas. El yacimiento modelado presenta un espesor total de 400 ft, y capas con espesores

Promedios de 50 ft. Las arenas productoras están separadas por arcillolitas con 5 ft de espesor. El resumen de las propiedades del reservorio para el modelo de Campo Jazmín y Campo Girasol se observan en el **Anexo D**, y la **Figura 12** ilustra el modelo 2D del reservorio.

**Figura 12.** Modelo 2D Modelo conceptual



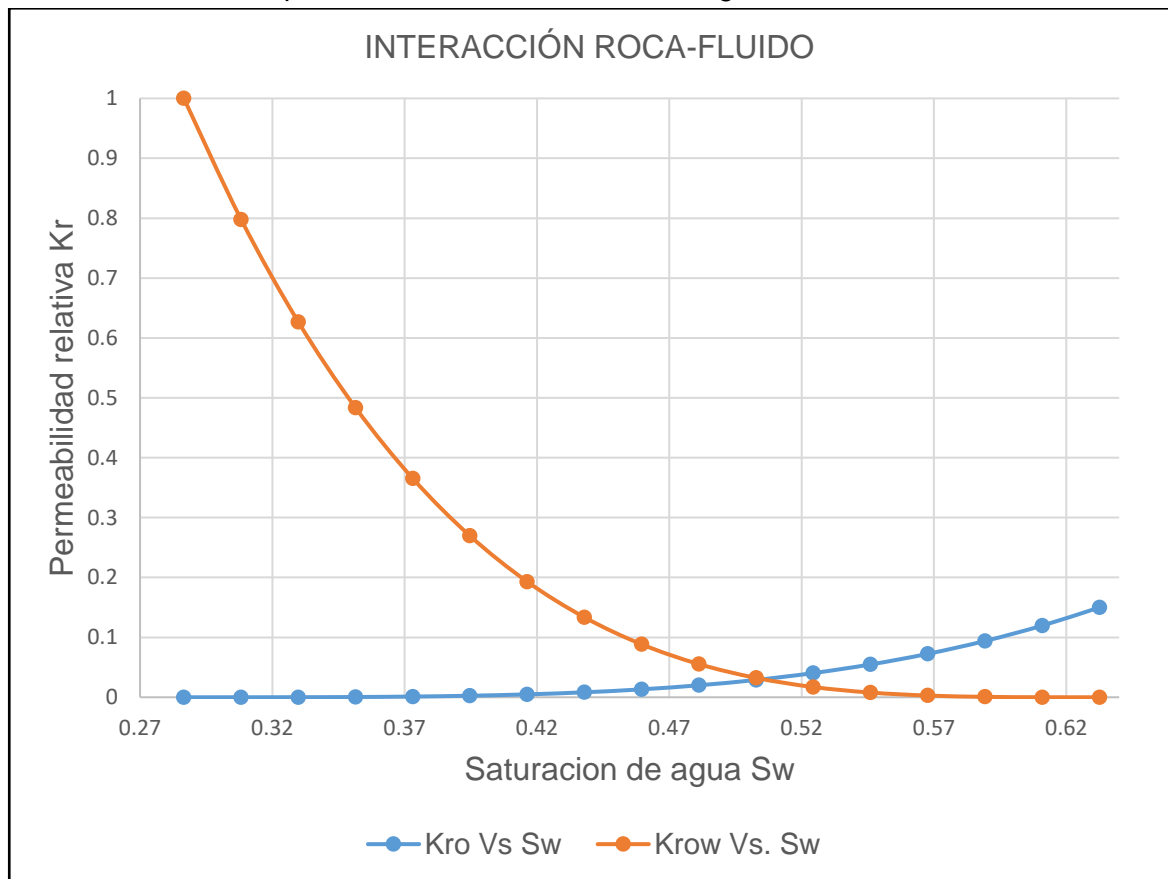
**Fuente:** elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).

**2.3.2 Propiedades estáticas.** Para determinar las propiedades estáticas requeridas por el simulador, es necesario llevar a cabo la metodología... **ver sección 2.1.2.2...** que tiene como objetivo identificar las zonas potencialmente almacenadoras mediante el análisis de registros, y calcular los parámetros petrofísicos usando las correlaciones de pozo para determinar la porosidad efectiva, posteriormente aplicando el uso de relaciones entre la saturación de agua irreducible, saturación de petróleo residual y la porosidad efectiva se determina mediante correlaciones empíricas la permeabilidad vertical y horizontal ingresando la información al simulador para ser validada.

**2.3.3 Interacción roca-fluidos.** Una de las propiedades importantes en el momento de diseñar el modelo de simulación es la interacción entre la roca y los fluidos, dado que, indica el comportamiento del fluido dentro del yacimiento. Es posible definir la información a través de correlaciones generadas por el simulador para los sistemas bifásicos agua-petróleo y liquido-gas.

En el **Anexo D**, se encuentran especificados los valores de permeabilidades relativas a los diferentes valores de saturación de agua, con los cuales se generan las curvas de permeabilidades relativas observados en la **Gráfica 5** y **Gráfica 6**, que según ESCOBAR<sup>26</sup>, es la relación existente entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta y es muy importante en la ingeniería de yacimientos, ya que da una medida de la forma como un fluido se desplaza en el medio poroso.

**Gráfica 5.**Curvas de permeabilidad relativa Petróleo-Agua

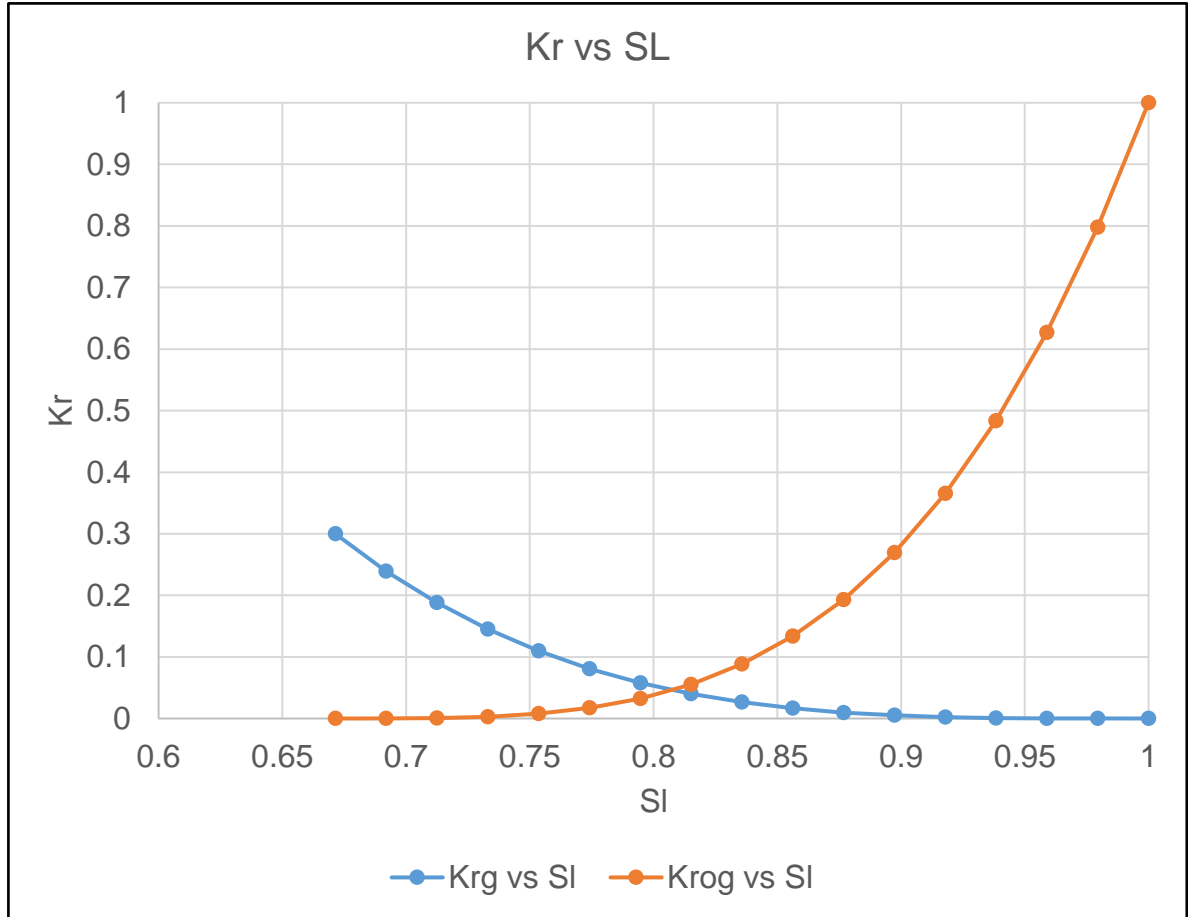


**Fuente:** elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group)

<sup>26</sup> ESCOBAR, Freddy H. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. p 34.



**Gráfica 6.**Curvas de permeabilidad relativa Gas-petróleo.



**Fuente:** elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group)

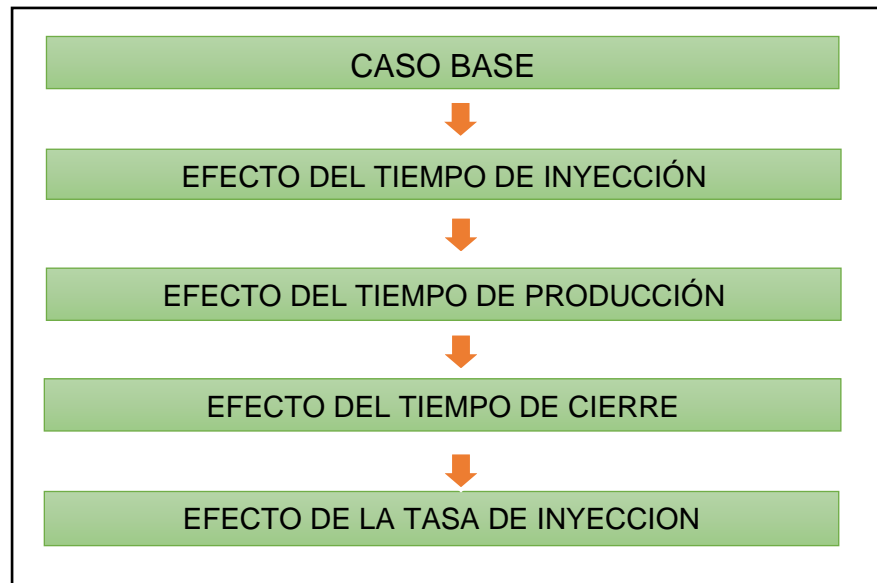
**2.3.4 Información y comportamiento de pozos.** En esta sección del simulador se especifican las propiedades de los pozos y sus condiciones de operación, además, se pueden definir las fechas de los eventos que se llevaran a cabo durante el proceso como los son el tiempo de inyección, tiempo de producción, cierre de pozos, entre otros.

El modelo conceptual de simulación para ambos Campos cuenta con un pozo inyector y un pozo productor, que en su trayectoria atraviesan la zona de interés. El pozo productor cuenta con un radio de 0.3541 y un daño correspondiente a 0, por otro lado, a fecha de inicio el control primario del pozo es la tasa de aceite a 600 Bbl/día y el control secundario es la presión en fondo que no supera los 552 psi, dado que se espera únicamente producción de petróleo. Para el pozo inyector el radio es de 0.3541 y un daño correspondiente a -1.6.

**2.3.5 Validación del modelo.** Una vez Ingresada la información del reservorio, propiedades estáticas, PVT, interacción roca-fluidos e información de pozos al modelo, se válida para verificar que este ajustado al comportamiento real de reservorio. Al generar la validación se puede observar que genera el volumen poroso y el volumen de aceite, con valores de  $3.5353 \times 10^7$  ft<sup>3</sup> y 3.96 MMBbl de petróleo respectivamente para el modelo de Campo Jazmín, a su vez,  $3.9688 \times 10^7$  ft<sup>3</sup> y 4.66 MMBbl de petróleo para el modelo de Campo Girasol.

**2.3.6 Evaluación de predicciones.** Una vez el modelo conceptual es desarrollado y validado, se procede a realizar una serie de predicciones teniendo en cuenta el efecto que ejercen aspectos operacionales como el tiempo de inyección, tiempo de remojo, tiempo de producción y tasa de inyección, con el propósito de seleccionar el mejor esquema de explotación y realizar un análisis financiero para determinar la viabilidad económica el proyecto. A continuación, se menciona la metodología usada para estudiar el comportamiento del modelo bajo diferentes esquemas de explotación.

**Figura 13.** Metodología para la evaluación de predicciones.



**Fuente:** elaboración propia.

### 3. DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

Con el objetivo de seleccionar el mejor escenario de inyección de nitrógeno, en base a la metodología planteada, se describen los resultados obtenidos para cada uno de los casos de estudio. Cabe resaltar que durante el estudio, se cuantifica el volumen de petróleo recuperado durante la inyección alternada de nitrógeno para el modelo conceptual de Campo Girasol y Campo Jazmín, donde se varían aspectos operacionales como, el tiempo de inyección, tiempo de producción, tiempo de remoyo y la tasa de inyección, para finalmente comparar el mejor escenario con el caso de referencia, dando respuesta al objetivo número 6 del trabajo de grado.

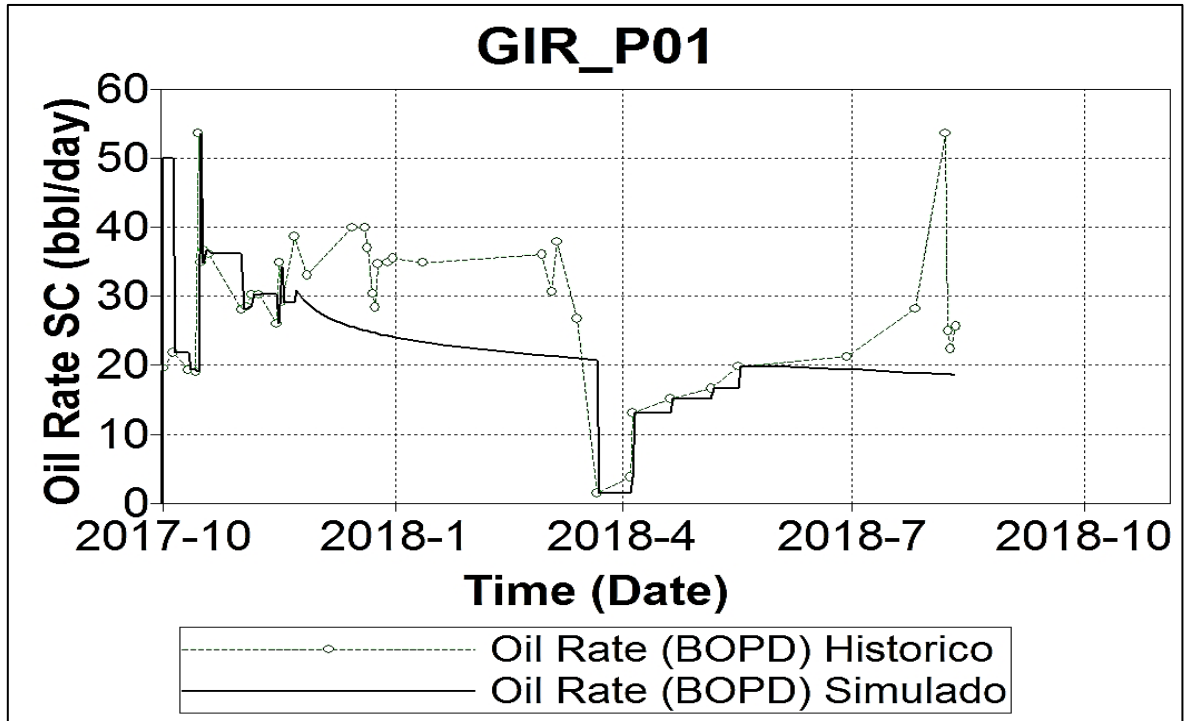
#### 3.1 CAMPO GIRASOL

**3.1.1 Caso base.** Se tiene en cuenta el esquema de explotación actual de los campos de estudio realizando un ajuste histórico de producción, el cual se basa principalmente en la información de producción proporcionada, donde se tuvo en cuenta la tasa de aceite como parámetro de control primario. Para el ajuste de la producción histórica se realiza un análisis de sensibilidad para los valores de skin hasta lograr que la tasa de aceite de la simulación reproduzca la tasa observada en la historia, teniendo en cuenta que el valor de skin mínimo que acepta el simulador es -3.5.

Inicialmente se plantea el ajuste histórico de petróleo para el pozo GIR\_P01 como se observa en la **Gráfica 7**, con un valor de skin igual a 0, sin embargo, se puede observar que los datos simulados no se logran ajustar en su totalidad al comportamiento de producción generando un grado de desviación del 21.95 %. Para este caso el mejor ajuste lo presenta un valor de skin igual a -2 observado en la **Gráfica 8**, logrando una desviación de datos históricos menor al 5 %.

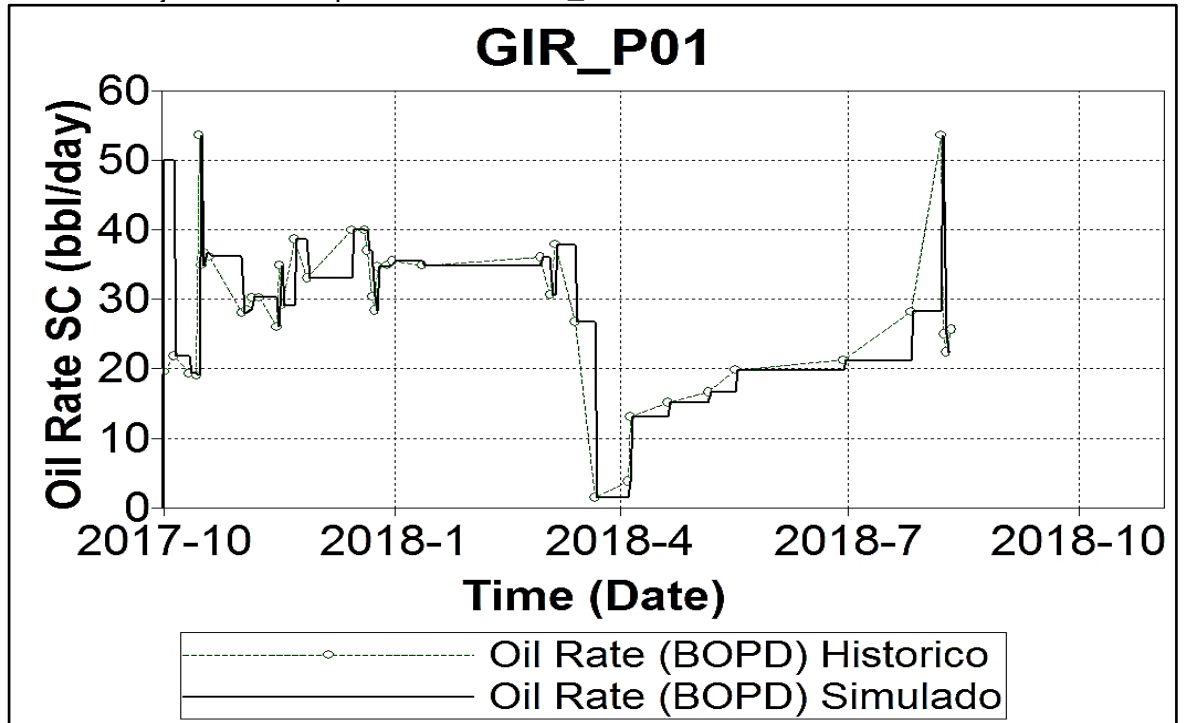
Una vez realizado el ajuste, se genera la predicción del comportamiento del pozo productor desde 01-10-2017 hasta el 01-10-2020. Bajo el esquema actual de explotación se puede comprobar la disminución parcial de producción asociada a la ineficiencia y al depletamiento de la formación productora, según la predicción se obtiene un factor de recobro de 0.4. A su vez, para el pozo de estudio de Campo Girasol, se obtiene una tasa de producción final entre 15 y 20 BOPD, lo cual permite observar la rápida declinación de la tasa de producción y el bajo factor de recobro que este escenario genera. Por tal motivo se procede a evaluar el sistema de inyección de nitrógeno para lograr mayores beneficios en la recuperación del petróleo remanente

Gráfica 7. Ajuste tasa de petróleo s=0 GIR\_P01



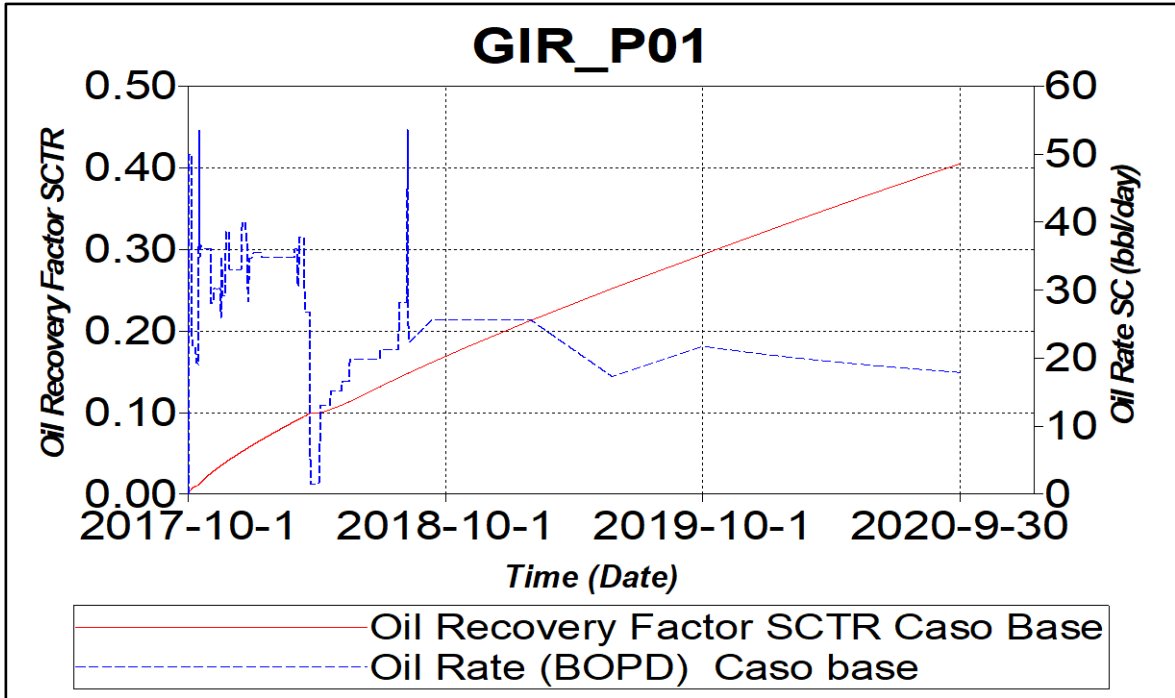
Fuente: elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).

Gráfica 8. Ajuste tasa de petróleo s=-2 GIR\_P01



Fuente: elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).

**Gráfica 9.** Predicción Caso base GIR\_P01



**Fuente:** elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).

**Tabla 6.** Resultados predicción caso base GIR\_P01

Parámetro	Valor	Unidades
Factor de recobro	0.40	%
Petróleo acumulado	18,394	Bbls
Tiempo total de producción	1,096	Días

**Fuente:** elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).

Bajo el esquema actual de explotación se puede comprobar la disminución parcial de producción asociada a la ineficiencia y al depletamiento de la formación productora, según la predicción a los 1,096 días se obtiene un valor de 18,394 Bbls de petróleo recuperado. A su vez, para el pozo de estudio de Campo Girasol, se

obtiene una tasa de producción inicial de 101 Bbl/día y finalmente disminuye a una tasa de 14 Bbl/día. Las gráficas del caso base permiten ver la rápida declinación de la tasa de producción y el bajo factor de recobro que este escenario genera. Por tal motivo se procede a evaluar el sistema de inyección de nitrógeno para lograr mayores beneficios en la recuperación del petróleo remanente.

**3.1.2 Influencia del tiempo de inyección.** Con el objetivo determinar la importancia que ejerce el tiempo de inyección durante el proceso de inyección huff and puff, se analiza el comportamiento de este parámetro para un ciclo de inyección, es decir, en este estudio el ciclo comprende el tiempo de inyección variable y el tiempo de producción constante. En la **Tabla 7** se muestra la relación entre el tiempo de inyección, el petróleo recuperado y la presión promedio durante el ciclo huff and puff. Se analiza el comportamiento de este parámetro para un ciclo de inyección, es decir, en este estudio el ciclo comprende el tiempo de inyección variable y el tiempo de producción constante. La **Gráfica 10** indica la influencia de los días de inyección sobre la presión promedio durante el ciclo y el factor de recuperación. La **Gráfica 11** muestra la tendencia de las curvas de presión de inyección en relación con el tiempo para cada escenario propuesto. La **Gráfica 12** indica el comportamiento del petróleo recuperado con respecto al tiempo de inyección. Cuando se inyecta nitrógeno entre 1 y 12 días se obtienen valores de presión entre 624 psi y 1,090 psi, y un factor de recuperación entre 0.301% y 0.315%. Si se realiza la inyección entre 12 y 24 días se obtiene un aumento de presión de 1,090 psi a 1,145, el factor de recobro incrementa de 0.315 % hasta 0.319 %, mientras que, si la inyección es realizada entre 24 y 25 se observa un aumento de presión de 1,145 hasta 1,215, y el factor de recobro tiende a disminuir de 0.324% hasta 0.319%.

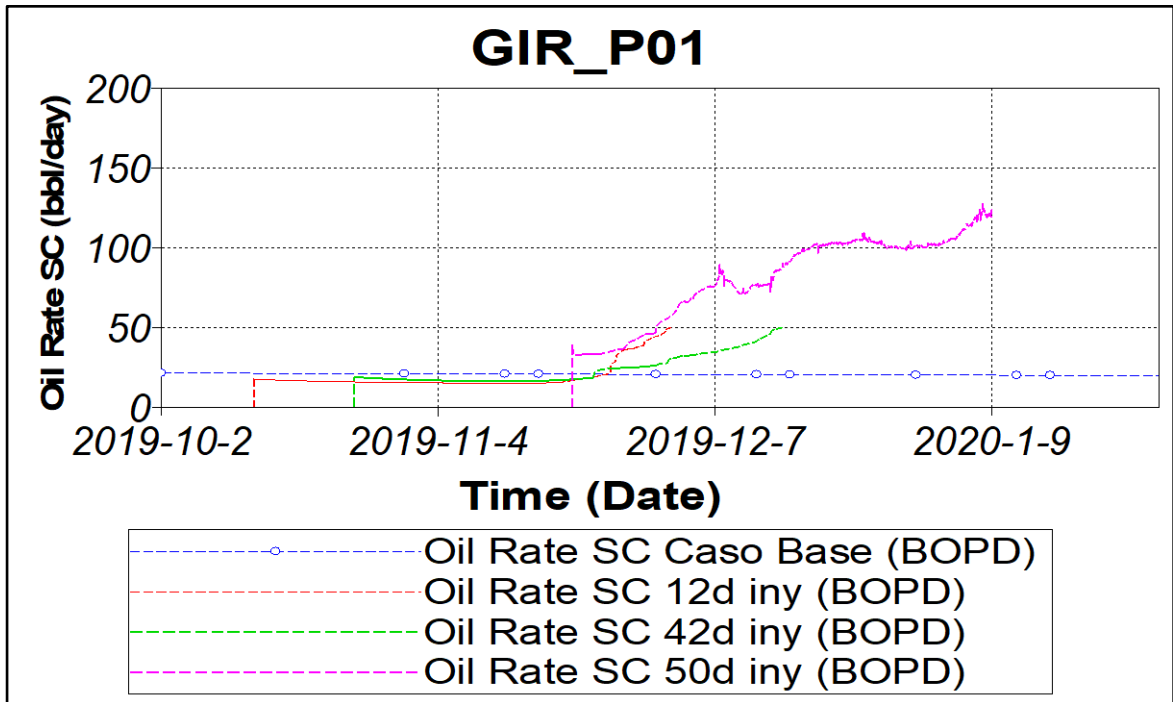
**Tabla 7.**Resultados influencia del tiempo de inyección GIR\_P01

Escenario de operación	Días de inyección	Días de producción	Np (Bbls)	FR %	P AVG (psi)
1.(Iny=1 d)	1	50	722	0.301	624
2.(Iny=12 d)	12		997	0.315	1,090
3.(Iny=24 d)	24		1,234	0.324	1,145
4.(Iny=50 d)	50		1,012	0.319	1,215

**Fuente:** elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).

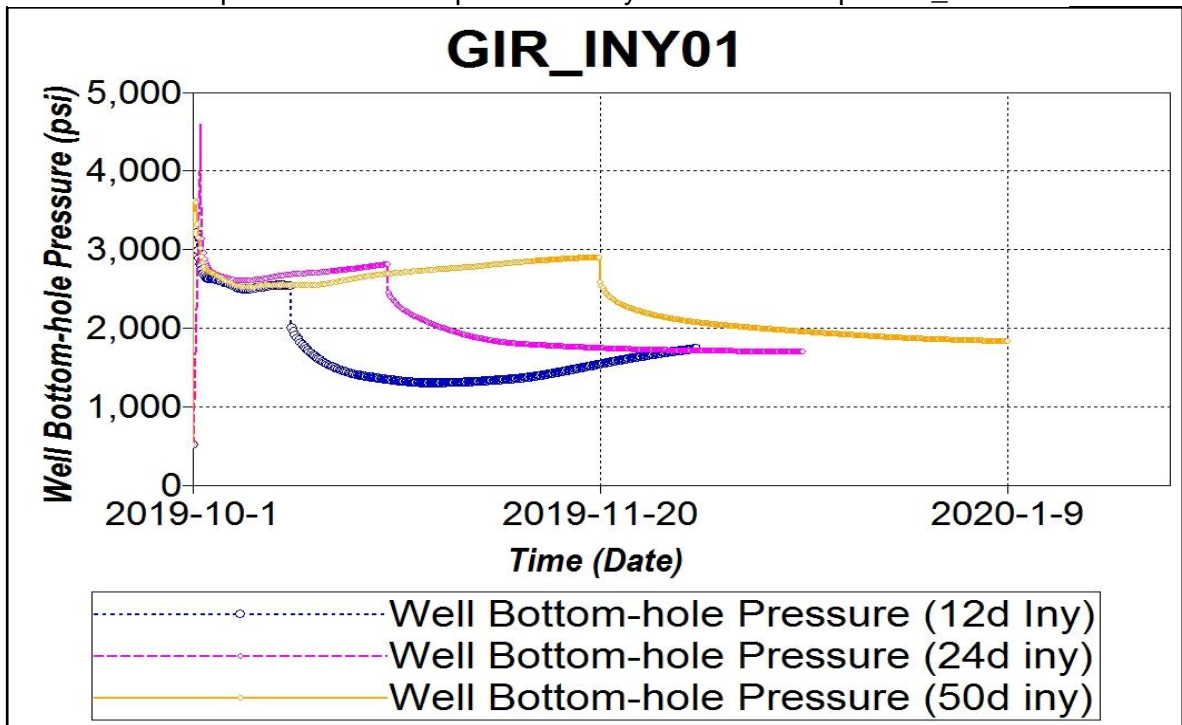
Se puede observar en ambos casos, tanto para el pozo de campo Jazmín como para el de campo Girasol, que la presión no tiene cambios significativos para los escenarios con más de 24 días de inyección, por lo tanto, después del día 24, la tendencia de la curva de presión del factor de recuperación empieza a disminuir y no es relevante superar este valor de días de inyección, por lo cual trabajaremos en un rango menor a este valor.

Gráfica 10.P iny. vs tiempo. Influencia del tiempo de inyección GIR\_P01



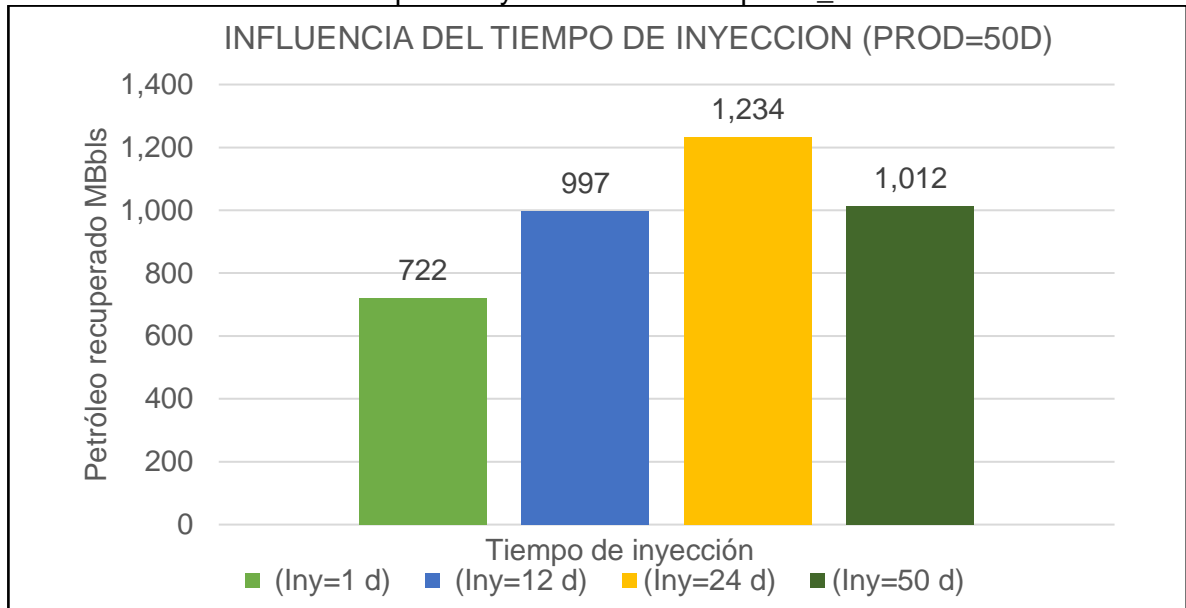
Fuente: elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).

Gráfica 11.Comportamiento de la presión de inyección Vs Tiempo GIR\_INY01



Fuente: elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).

**Gráfica 12.** Influencia del tiempo de inyección sobre el Np GIR\_P01



**Fuente:** elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).

Otro factor para la selección del escenario es referente a costos, cuánta producción se deja de recibir al tener un escenario con tantos días de inyección. Por tal motivo se seleccionó el segundo escenario como el más viable, puesto que, aunque se recupere más petróleo en un sistema con mayor tiempo de inyección, se logra obtener mayor recuperación de petróleo, en el mismo tiempo, teniendo abierto el pozo productor por más días.

**3.1.3 Influencia del tiempo de producción.** Para la evaluación de este parámetro se seleccionó un tiempo de inyección constante de 12 días y escenarios de producción variables como se observa en la **Tabla 8**, donde se relaciona el tiempo de producción, el aceite recuperado, la presión promedio y el factor de recuperación, considerando el estudio para 1 ciclo de inyección.

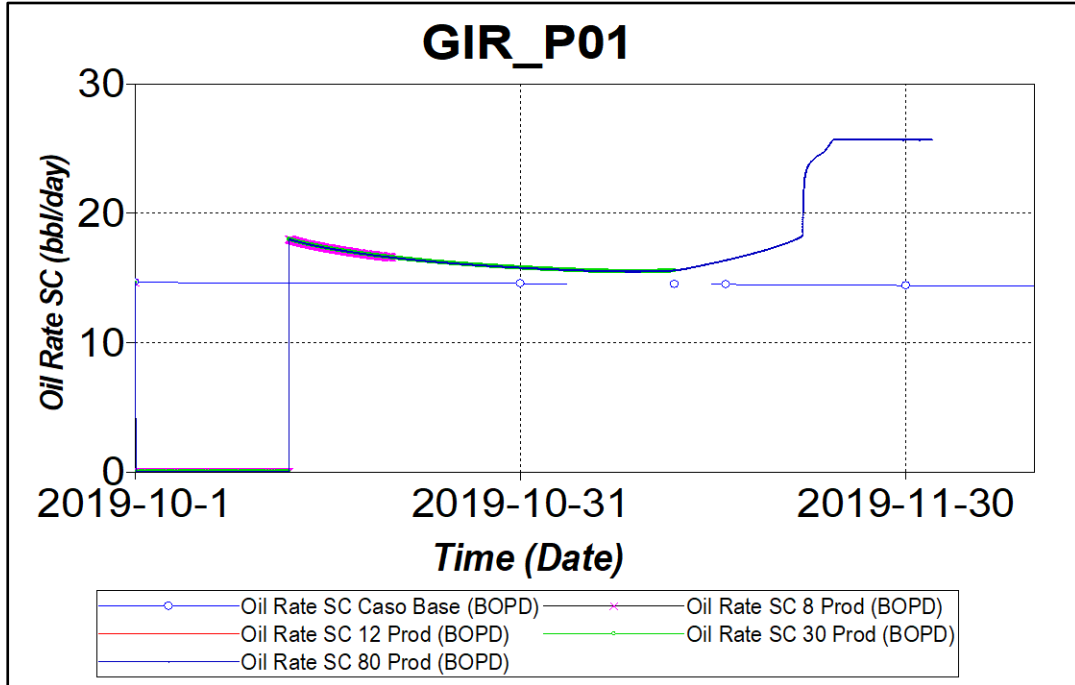
**Tabla 8.** Resultados influencia del tiempo de producción GIR\_P01 1 ciclo

Escenario de operación	Días de inyección	Días de producción	Np (Bbls)	FR%	P AVG
1.(Prod=8 d)	12	8	137	0.296	847
2.(Prod=15 d)		15	251	0.299	900
3. (Prod=30 d)		30	485	0.304	978
4. (Prod=80d)		80	897	0.308	1052

**Fuente:** elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).



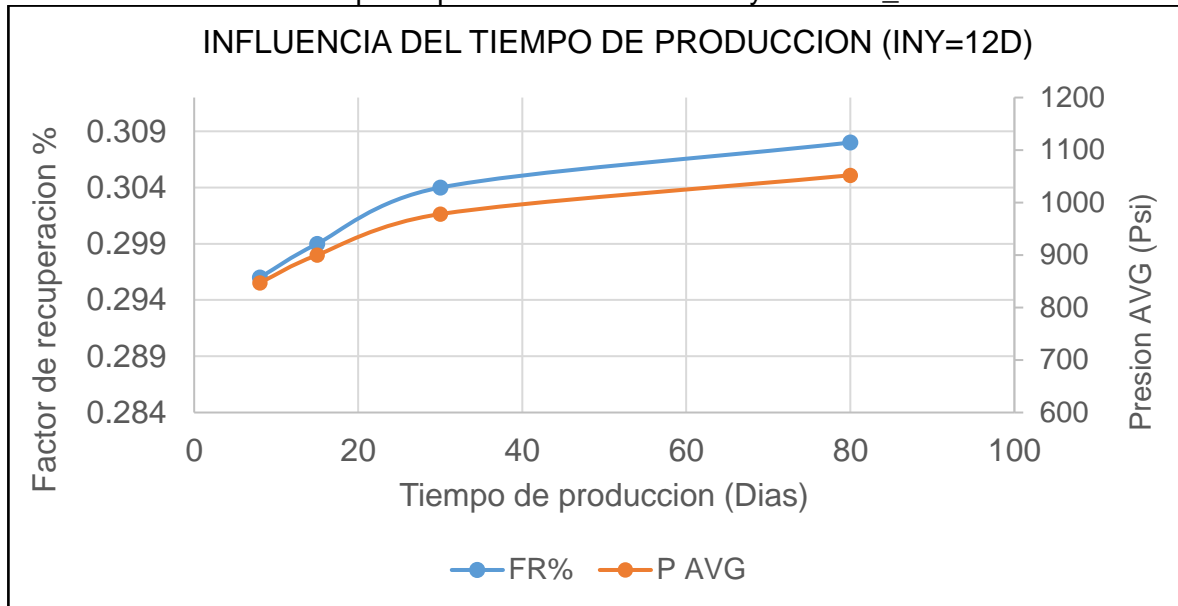
**Gráfica 13.** Qo vs tiempo, 1 ciclo GIR\_P01



**Fuente:** elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).

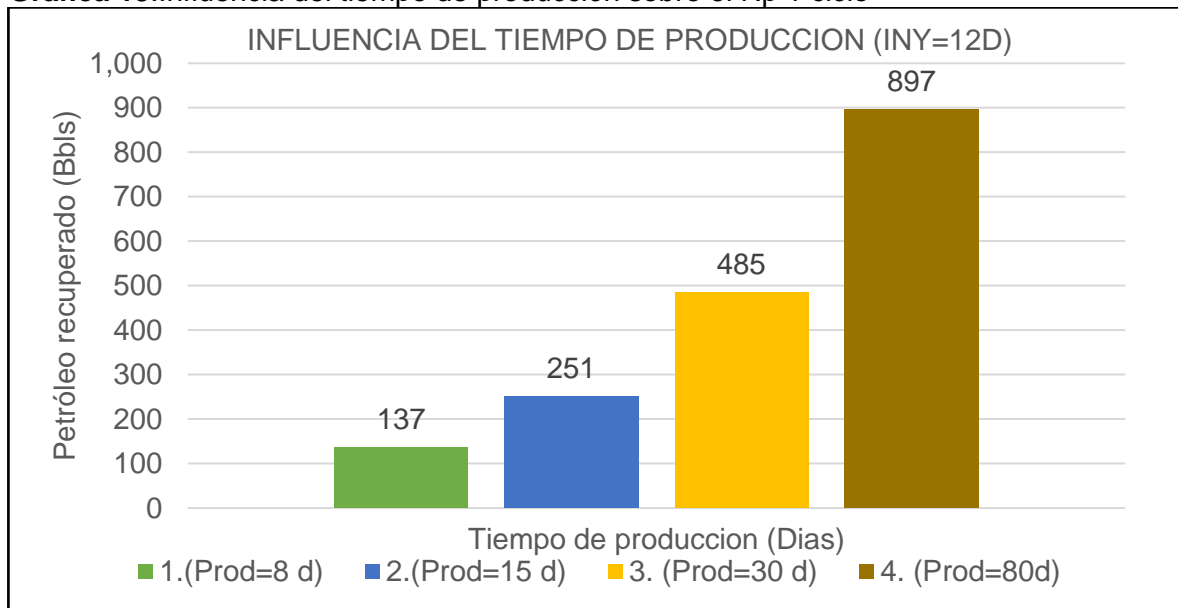
Si se consideran intervalos de tiempo entre 30 y 80 días se pueden obtener valores altos de aceite recuperado que van desde los 485 Bbls hasta 897 Bbls, sin embargo, se puede ver que la presión no tiene cambios significativos, dado que, para 80 y 30 días de inyección se tienen valores de 1,052 psi y 978 psi respectivamente. En el momento que el tiempo producción disminuye de 30 a 8 días, se puede observar el cambio de presión que va desde 978 psi hasta 847 psi, y un factor de recobro de 0.304% hasta 0.296%, lo cual indica que a medida que el tiempo de producción disminuya, los valores de recuperación de aceite se verán afectados y no serán representativos. En la **Gráfica 14** se puede observar el comportamiento del factor de recuperación y la presión promedio bajo la influencia del tiempo de producción, a su vez, la **Gráfica 15** indica el efecto del tiempo de producción sobre la recuperación de petróleo.

**Gráfica 14.** Influencia tiempo de producción sobre el FR y la P GIR\_P01 1 ciclo



**Fuente:** elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).

**Gráfica 15.** Influencia del tiempo de producción sobre el Np 1 ciclo

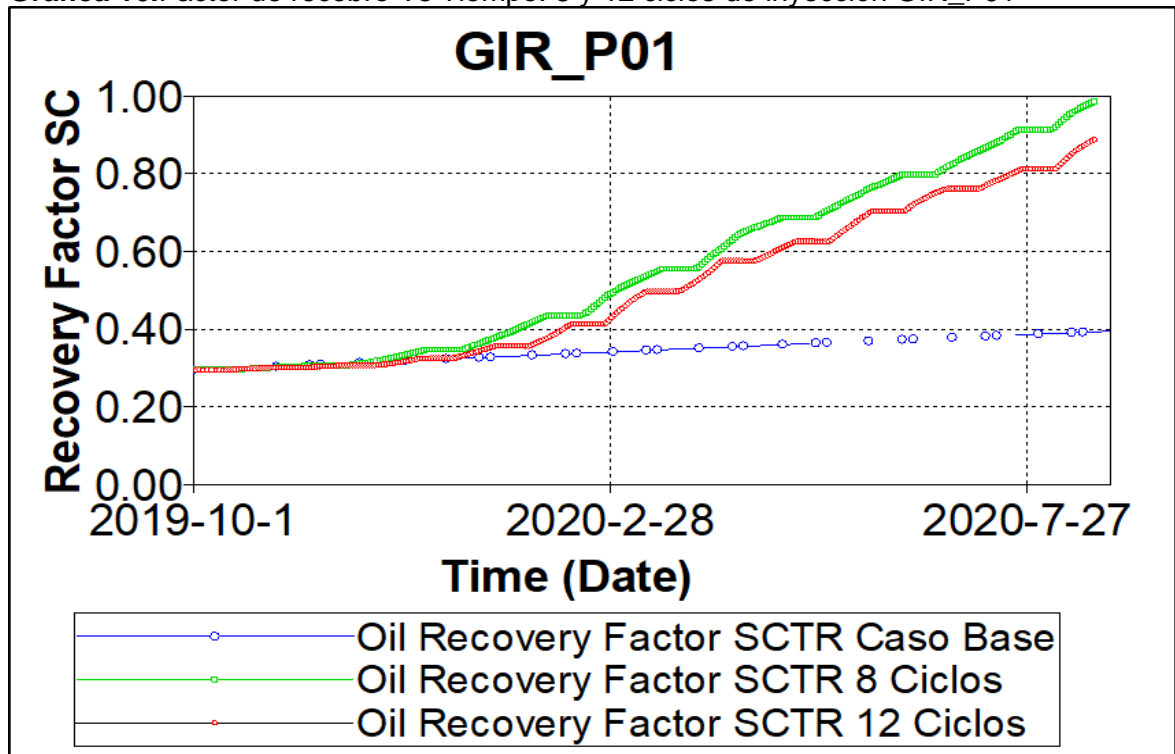


**Fuente:** elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).

Es recomendable observar el comportamiento de este parámetro para un tiempo más considerable, por este motivo, se realiza el estudio en un intervalo de 330 días, donde, dependiendo los días de producción se desarrollarán 12 y 8 ciclos, para 12 días de inyección-15 días de producción y 12 días de inyección-30 días de producción respectivamente.

**3.1.3.1 Influencia del tiempo de producción 8 y 12 ciclos de inyección.** Según el cronograma de inyección, se alternan las condiciones operacionales de los pozos para cumplir la apertura y cierre de los ciclos de inyección, considerando 8 días de inyección y 30 días de producción para el primer escenario y 12 días de inyección y 15 días de producción para el segundo escenario. La **gráfica 16** indica el comportamiento del factor de recuperación con respecto al tiempo, además, la tasa de inyección en cada ciclo se considera constante con un valor de 45,000 ft<sup>3</sup>/h.

**Gráfica 16.**Factor de recobro Vs Tiempo. 8 y 12 ciclos de inyección GIR\_P01



**Fuente:** elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).

La **tabla 9** muestra la relación entre el tiempo de producción, número de ciclos, aceite recuperado y factor de recobro. Se puede contemplar la diferencia entre ambos casos, donde para el primero de ellos, se tiene una producción acumulada de 27,053 Bbls y en el segundo caso la producción llega hasta los 31,601 Bbls. Cabe resaltar que para este estudio ya se tienen los 12 ciclos de inyección para el primer escenario y los 8 ciclos para el segundo, descritos anteriormente en la metodología, evaluando un total de 330 días dando cumplimiento al cronograma de recuperación mejorada por inyección alternada de nitrógeno. Por lo tanto, el mejor escenario de este estudio fue 12 días inyectando y 30 de producción para un total de 8 ciclos del programa de inyección, teniendo en cuenta lo mencionado en la sección 3.1.2, donde se habló de la importancia de tener el pozo productor abierto durante más días, generando mayor recuperación de petróleo, como se demuestra en la **Gráfica 16**.

**Tabla 9.** Resultados de la influencia del tiempo de producción 8 y 12 ciclos

Escenario de operación	Días de inyección	Días de producción	N° Ciclos	Np (Bbls)	FR%
1. (Iny=12;Prod=15)	12	15	12	27,053	0.89
2.(Iny=12;Prod=30)		30	8	31,601	0.99

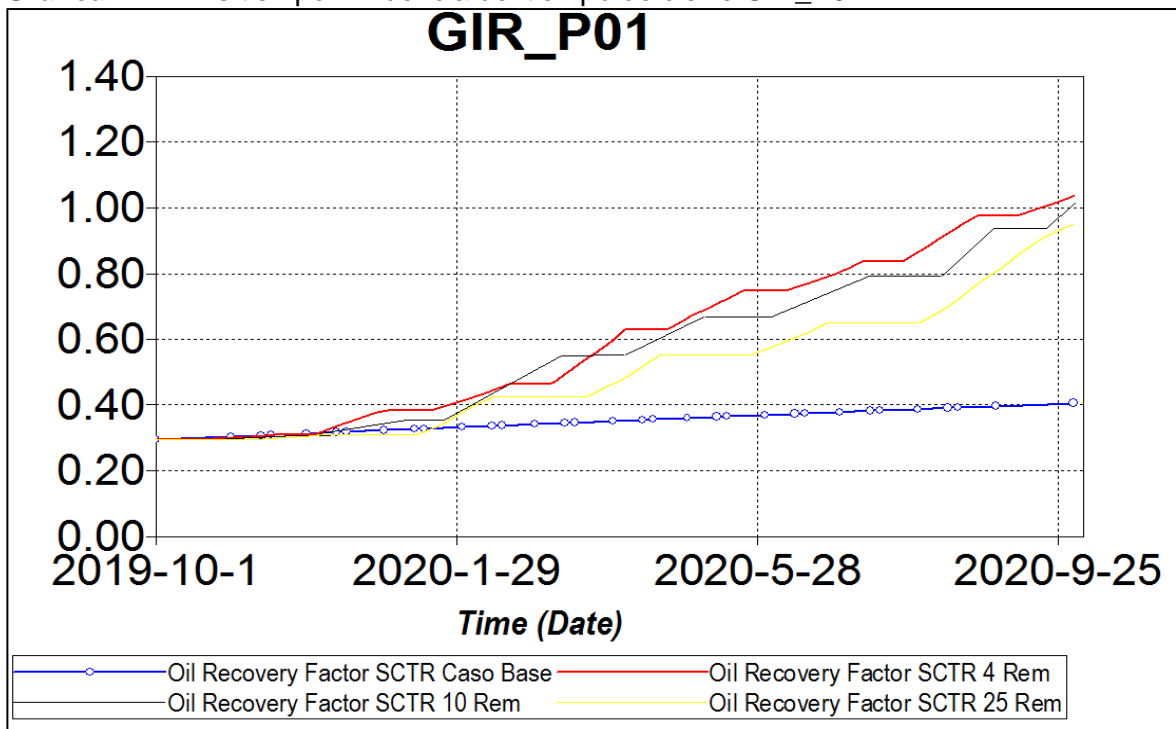
**Fuente:** elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).

Al finalizar los 8 ciclos, la tasa de petróleo vuelve a caer y demuestra su tendencia negativa, por tal motivo, la importancia de mantener un programa de recuperación mejorada en estos pozos será de suma importancia para lograr mantener la presión del reservorio, por ende, mantener una producción de petróleo deseada hasta que el sistema muestre alguna ineficiencia.

**3.1.4 Influencia del tiempo de cierre.** El tiempo de remojo según diferentes estudios, es clave para entender y optimizar procesos “huff and puff”. Se evalúan diferentes tiempos de remojo teniendo en cuenta los escenarios previos, es decir, el tiempo de inyección constante de 12 días, tiempo de producción constante de 30 días y el tiempo de remojo variable. Es de importancia aclarar que el estudio se realiza en un intervalo de 365 días, dado que, dependiendo los días de remojo, inyección y producción, se desarrollaran tres casos. Inicialmente se hace referencia al caso donde se alternan 4 días de remojo, 12 días de inyección y 30 días de producción para un total de 8 ciclos. Se evalúa un segundo escenario con 10 días de cierre para un total de 8 ciclos y finalmente un escenario de 25 días de cierre para completar 5 ciclos del modelo de inyección.

La **Grafica 17** indica el comportamiento del factor de recuperación con respecto al tiempo, además, la tasa de inyección en cada ciclo se considera constante con un valor de 45,000 ft<sup>3</sup>/hr.

**Gráfica 17.** FR vs tiempo. Influencia del tiempo de cierre GIR\_P01



**Fuente:** elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).

La **Tabla 10** muestra los resultados de los tres casos de estudio. El aceite recuperado para 4, 10 y 25 días de remojo alcanza valores de 33,681 Bbls, 30,402 Bbls y 29,866 Bbls respectivamente. Se logra determinar que un número alto de días de remojo provoca una disminución gradual de producción y entre menor sea

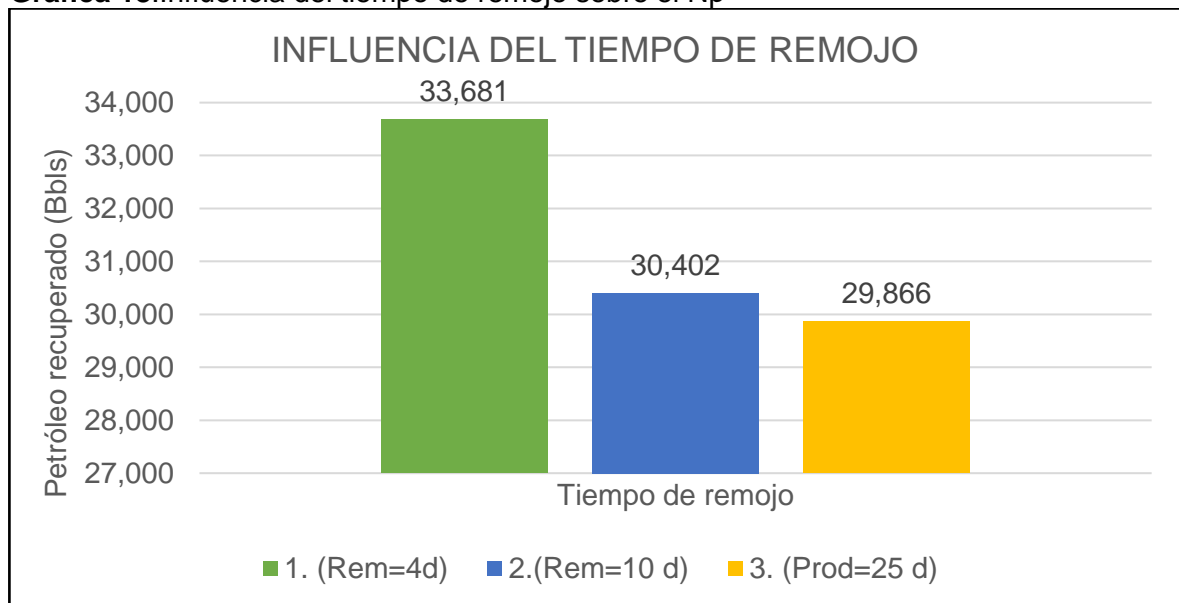
el tiempo de remojo, los resultados reflejados en el factor de recuperación serán superiores. Por lo tanto, el mejor escenario para realizar el proceso de inyección es el 1 con 4 días de remojo, 12 días de inyección y 30 días de producción para un total de 8 ciclos.

**Tabla 10.** Resultados de la influencia del tiempo de remojo

Escenario de operación	Días de inyección	Días de producción	N° Ciclos	Np (Bbls)	FR %
1. (Cierre=4d)	12	30	8	33,681	1,03
2.(Cierre=10 d)			7	30,402	0.97
3. (Cierre=25 d)			5	29,866	0.96

**Fuente:** elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).

**Gráfica 18.** Influencia del tiempo de remojo sobre el Np



**Fuente:** elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).

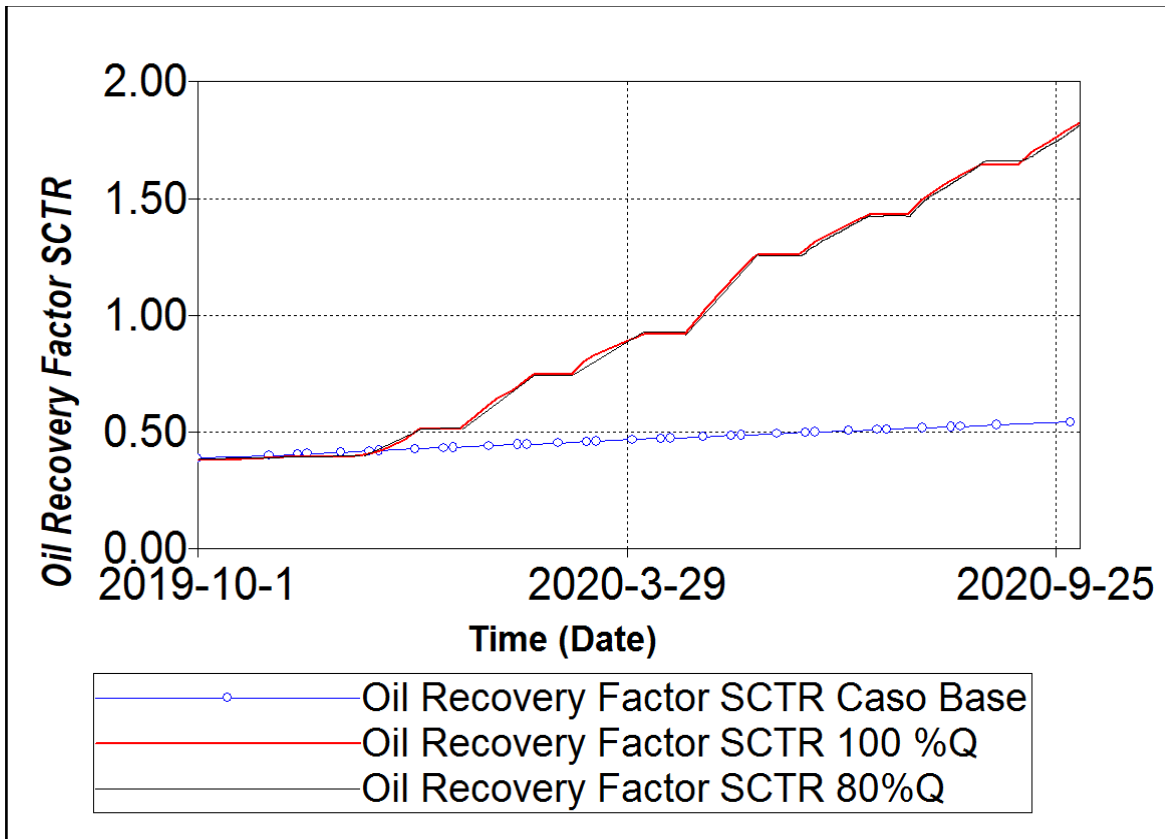
**3.1.5 Influencia de la tasa de inyección.** El último parámetro variable para considerar tiene que ver netamente con el equipo de inyección. Para esta evaluación se toma un 100% del caudal máximo del equipo, es decir 45,000 ft<sup>3</sup>/h y en el segundo caso, un 80% del caudal máximo que toma un valor de 36,000 ft<sup>3</sup>/h. En la **Tabla 11** se ilustra el resultado de la inyección de N<sub>2</sub> y en la **Gráfica 19**, podemos observar el comportamiento del factor de recobro en el tiempo para cada escenario, comparado con el caso base.

**Tabla 11.** Resultados de la influencia de la tasa de inyección

Escenario de operación	Días de inyección	Días de remojo	Días de producción	Tasa de inyección Ft3/hr	N° Ciclos	Np (Bbls)	FR %
1. (Tasa de inyección= 100%)	12	4	30	45,000	8	47,014	1.03
2. (Tasa de inyección 80%)				36,000			

Fuente: elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).

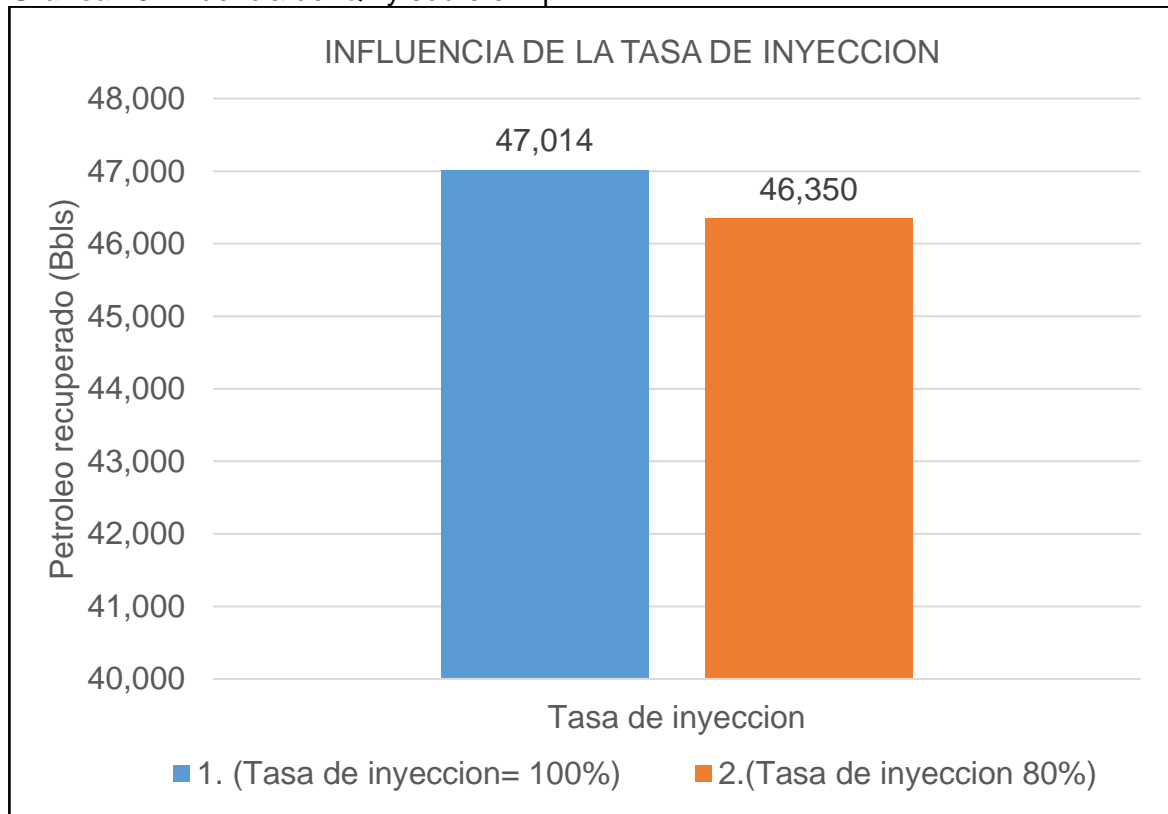
**Gráfica 19.** Petróleo recuperado Vs Tiempo. Tasa de inyección GIR\_P01



Fuente: elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).

Se podría deducir que, para un estudio técnico, ambos casos resultan favorables para la implementación de la inyección alternada de nitrógeno, puesto que como observamos en la **Gráfica 19** y **Gráfica 20**, la diferencia en el petróleo recuperado entre ambos casos es de 664 barriles al finalizar los 8 ciclos de inyección, obteniendo 47,014 barriles de petróleo en un escenario de 45,000 ft<sup>3</sup>/h y 46,350 barriles de petróleo para una tasa de inyección de 36,000 ft<sup>3</sup>/h. Sin embargo, sería necesaria la evaluación financiera para analizar las ganancias monetarias en cuanto a los barriles producidos y los galones de ACPM consumidos en cada caso.

**Gráfica 20.** Influencia del Qiny sobre el Np



**Fuente:** elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).

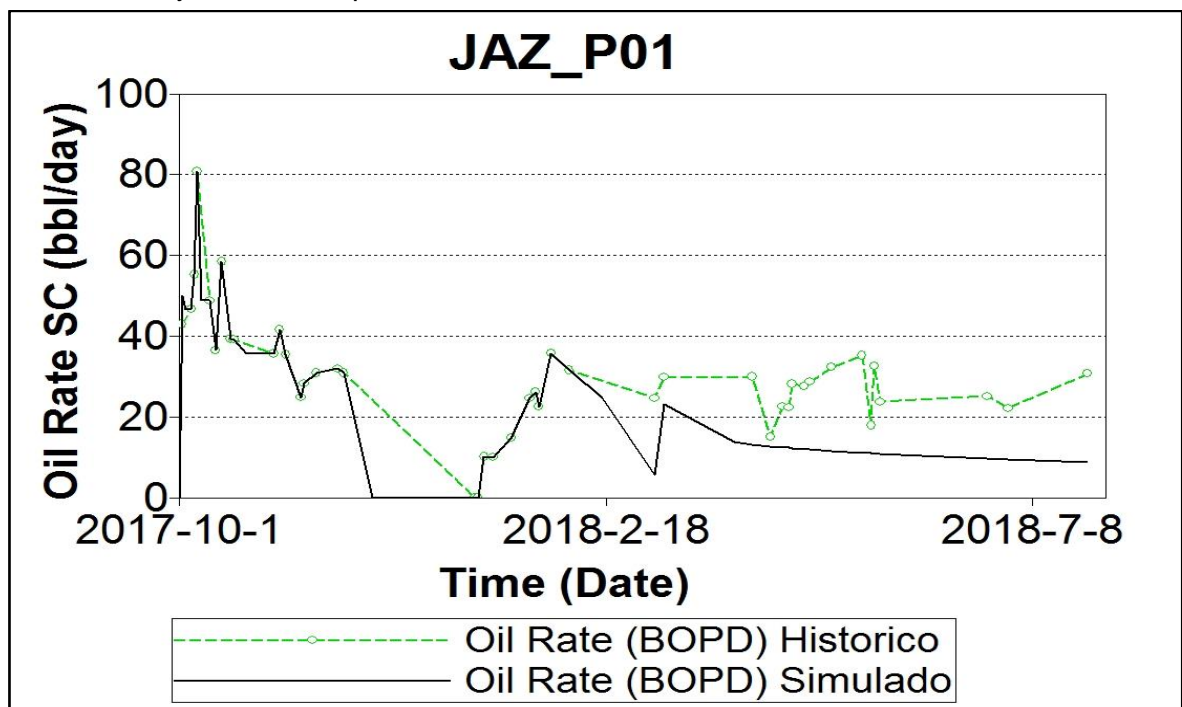


### 3.2 CAMPO JAZMIN

3.2.1 **Caso base.** Se tiene en cuenta el esquema de explotación actual de los campos de estudio realizando un ajuste histórico de producción, el cual se basa principalmente en la información de producción proporcionada, donde se tuvo en cuenta la tasa de aceite como parámetro de control primario. Para el ajuste de la producción histórica se realiza un análisis de sensibilidad para los valores de skin hasta lograr que la tasa de aceite de la simulación reproduzca la tasa observada en la historia, teniendo en cuenta que el valor de skin mínimo que acepta el simulador es -3.5.

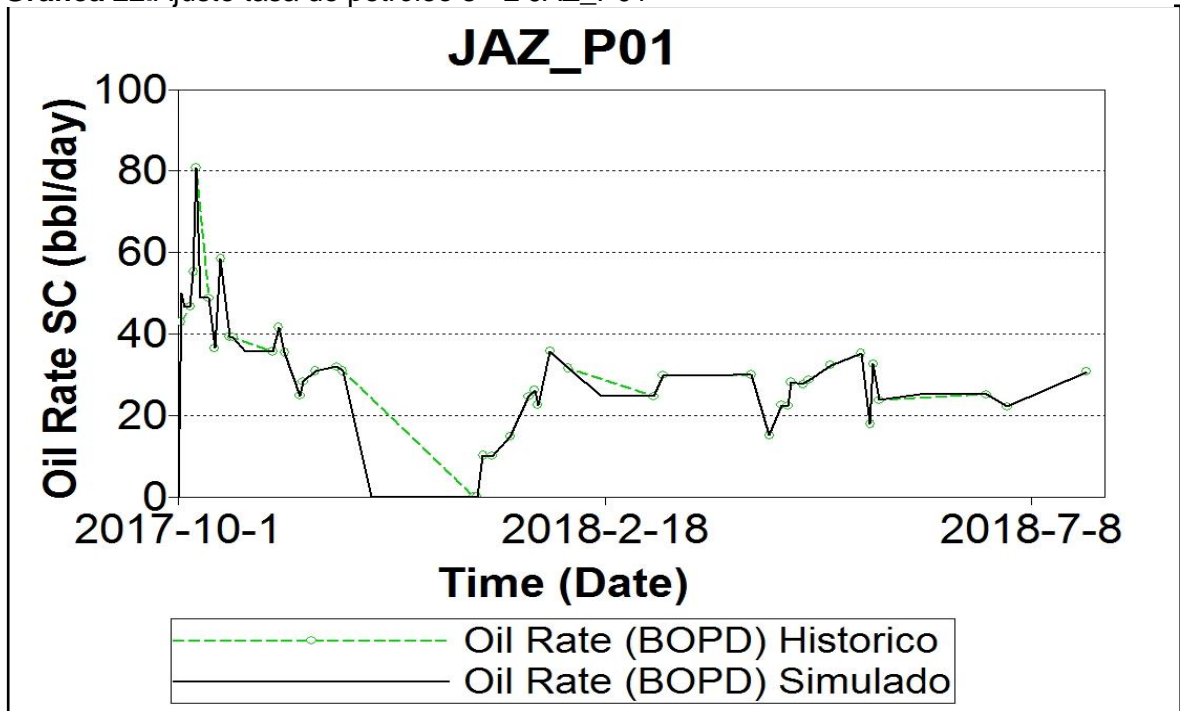
Inicialmente se plantea el ajuste histórico de petróleo para el pozo JAZ\_P01 como se observa en la **Gráfica 21**, con un valor de skin igual a 0, sin embargo, se puede observar que los datos simulados no se logran ajustar en su totalidad al comportamiento de producción generando un grado de desviación del 16.95 %. Para este caso el mejor ajuste lo presenta un valor de skin igual a -2 observado en la **Gráfica 22**, logrando una desviación de datos históricos menor al 5 %.

**Gráfica 21.** Ajuste tasa de petróleo  $s=0$  JAZ\_P01



Fuente: elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).

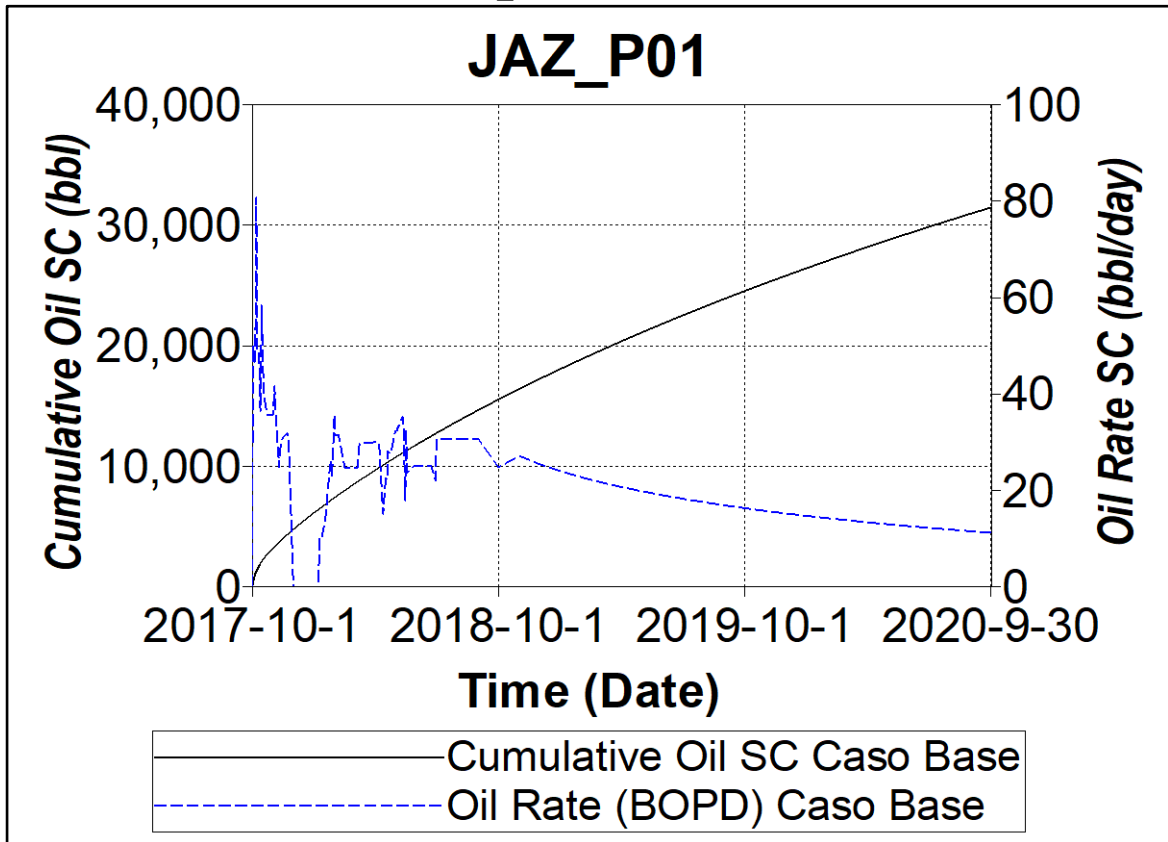
Gráfica 22. Ajuste tasa de petróleo s=-2 JAZ\_P01



Fuente: elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).

Una vez realizado el ajuste, se genera la predicción del comportamiento del pozo productor desde 01-10-2017 hasta el 01-10-2020. Bajo el esquema actual de explotación se puede comprobar la disminución parcial de producción asociada a la ineficiencia y al depletamiento de la formación productora, según la predicción se obtiene un factor de recobro de 0.82. A su vez, para el pozo de estudio de Campo Jazmín, se obtiene una tasa de producción final entre 10 y 15 BOPD, lo cual permite observar la rápida declinación de la tasa de producción y el bajo factor de recobro que este escenario genera. Por tal motivo se procede a evaluar el sistema de inyección de nitrógeno para lograr mayores beneficios en la recuperación del petróleo remanente

Gráfica 23. Predicción caso Base JAZ\_P01



Fuente: elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).

Bajo el esquema actual de explotación se puede comprobar la disminución parcial de producción asociada a la ineficiencia y al depletamiento de la formación productora, según la predicción a los 1,96 días se obtiene un valor de 18,394 Bbls de petróleo recuperado. A su vez, para el pozo de estudio de Campo Girasol, se obtiene una tasa de producción inicial de 101 Bbl/día y finalmente disminuye a una tasa de 14 Bbl/día. Las gráficas del caso base permiten ver la rápida declinación de la tasa de producción y el bajo factor de recobro que este escenario genera.

Por tal motivo se procede a evaluar el sistema de inyección de nitrógeno para lograr mayores beneficios en la recuperación del petróleo remanente.

**Tabla 12.**Resultados predicción caso base JAZ\_P01

Parámetro	Valor	Unidades
Factor de recobro	0.82	%
Petróleo acumulado	31,492	Bbls
Tiempo total de producción	1,096	Dias

**Fuente:** elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).

**3.2.2 Influencia del tiempo de inyección** Con el objetivo determinar la importancia que ejerce el tiempo de inyección durante el proceso de inyección huff and puff, se analiza el comportamiento de este parámetro para un ciclo de inyección, es decir, en este estudio el ciclo comprende el tiempo de inyección variable y el tiempo de producción constante. En la **Tabla 13** se muestra la relación entre el tiempo de inyección, el petróleo recuperado y la presión promedio durante el ciclo huff and puff.

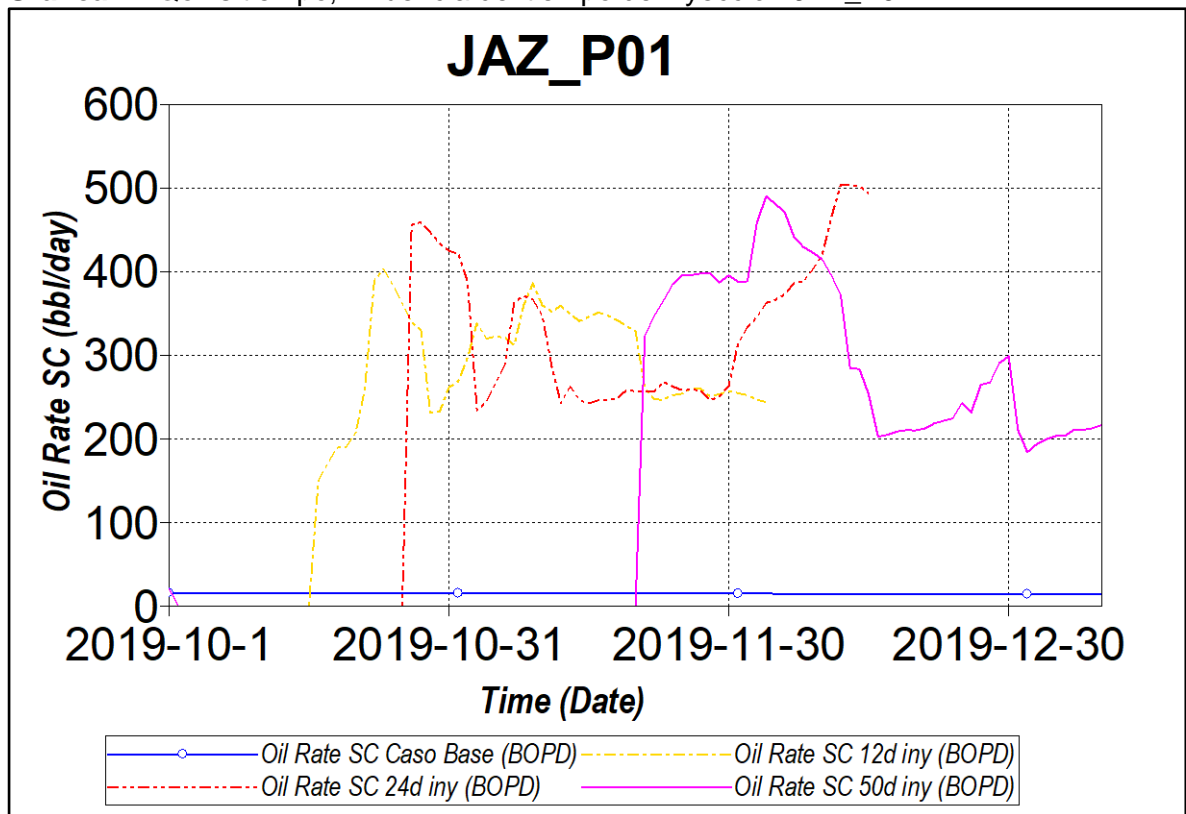
**Tabla 13.**Resultados influencia del tiempo de inyección JAZ\_P01

Escenario de operación	Días de inyección	Días de producción	Np (Bbl)	FR %	P AVG (Psi)
1. (Iny=1 d)	1	50	2,497	0.72	797
2.(Iny=12 d)	12		14,385	1.01	1,064
3.(Iny=24 d)	24		16,750	1.06	1,119
4.(Iny=50 d)	50		15,342	1.03	1,224

**Fuente:** elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).

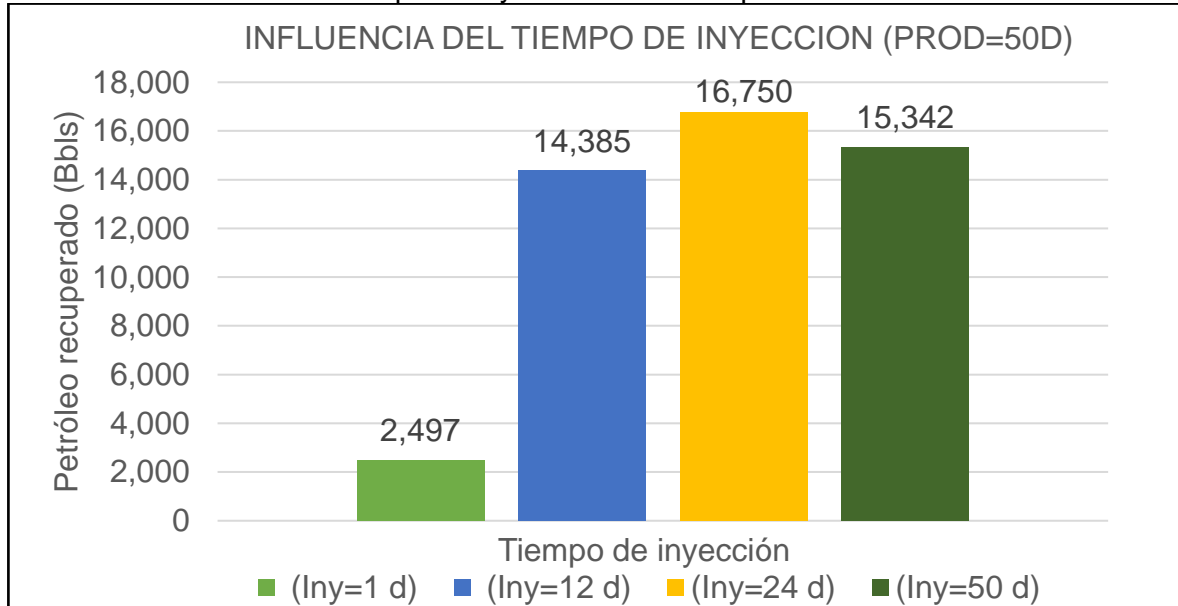
La **Gráfica 24** indica el comportamiento de la tasa de petróleo con respecto al tiempo de inyección, cuantitativamente podemos observar los resultados en la **Gráfica 25** y la **Gráfica 26** indica la influencia de los días de inyección sobre la presión promedio durante el ciclo y el factor de recuperación. Cuando se inyecta nitrógeno entre 1 y 12 días se obtienen valores de presión entre 797 psi y 1,064 psi, y un factor de recuperación entre 0.72% y 1.01%. Si se realiza la inyección entre 12 y 24 días se obtiene un aumento de presión de 1,064 psi a 1,119, el factor de recobro incrementa de 1.01 % hasta 1,06 %, mientras que, si la inyección es realizada entre 24 y 25 se observa un aumento de presión de 1,119 hasta 1,224, y el factor de recobro tiende a disminuir de 1.06 hasta 1.03. Cuando se incrementa el tiempo de inyección, la recuperación de petróleo tiende a aumentar, debido al aumento del gradiente de presión, se puede decir que la producción aumenta al tener más días de inyección, pero en este caso, se llega a un punto donde el tiempo mayor a 24 días contribuye a un cambio de presión que no influye directamente con el aumento del factor de recobro y en cambio, tiende a disminuir.

**Gráfica 24.** Qo vs tiempo, influencia del tiempo de inyección JAZ\_P01



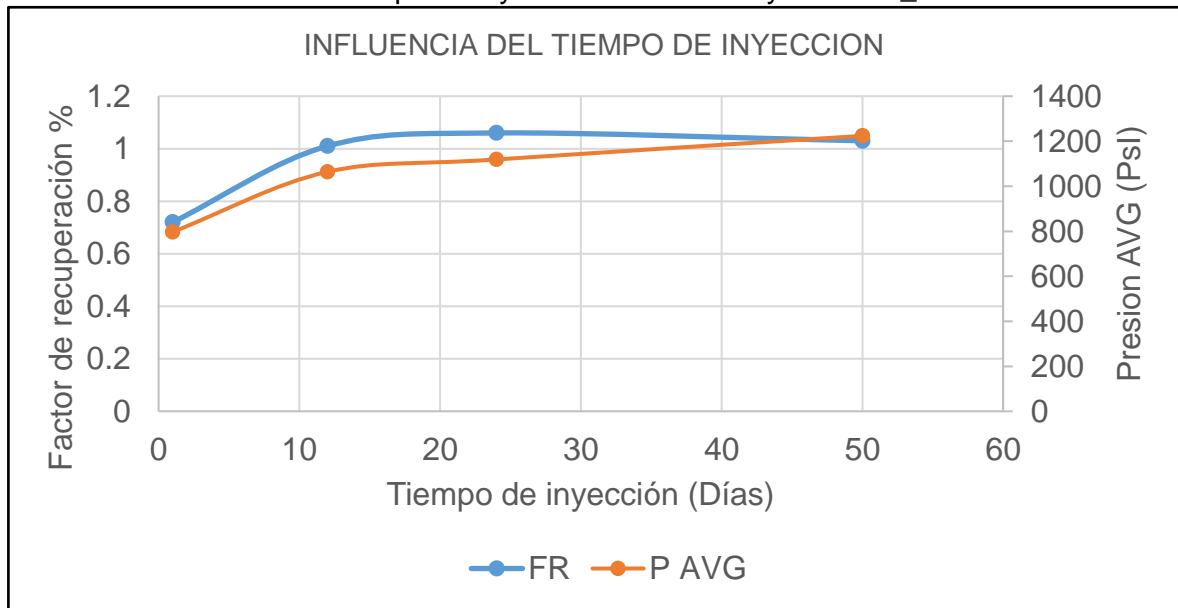
Fuente: elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).

**Gráfica 25.** Influencia del tiempo de inyección sobre el Np



**Fuente:** elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).

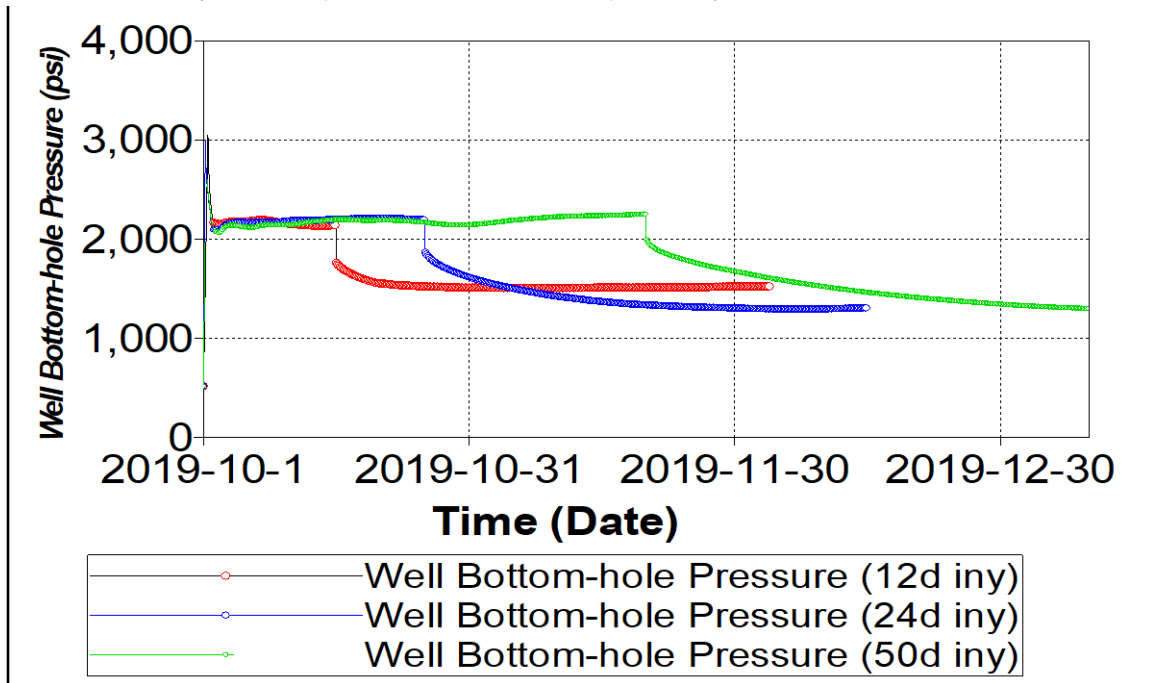
**Gráfica 26.** Influencia del tiempo de inyección sobre el FR y la P JAZ\_P01



**Fuente:** elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).

En la **Gráfica 27** observamos el comportamiento de la presión de inyección respecto al tiempo en cada escenario evaluado. Tal cual como en el caso de la evaluación para el pozo de Campo Girasol, podemos determinar el segundo escenario como óptimo teniendo en cuenta el mayor provecho en días productivos que inyectados.

**Gráfica 27.**P iny. vs tiempo. Influencia del tiempo de inyección JAZ\_INY01



**Fuente:** elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).

**3.2.3 Influencia del tiempo de producción.** Para la evaluación de este parámetro se seleccionó un tiempo de inyección constante de 12 días y un tiempo de producción variable como se observa en la **Tabla 14** donde se relaciona el tiempo de producción, el aceite recuperado, la presión promedio y el factor de recuperación, considerando el estudio para 1 ciclo de inyección.

**Tabla 14.**Resultados influencia del tiempo de producción JAZ\_P01 1 ciclo

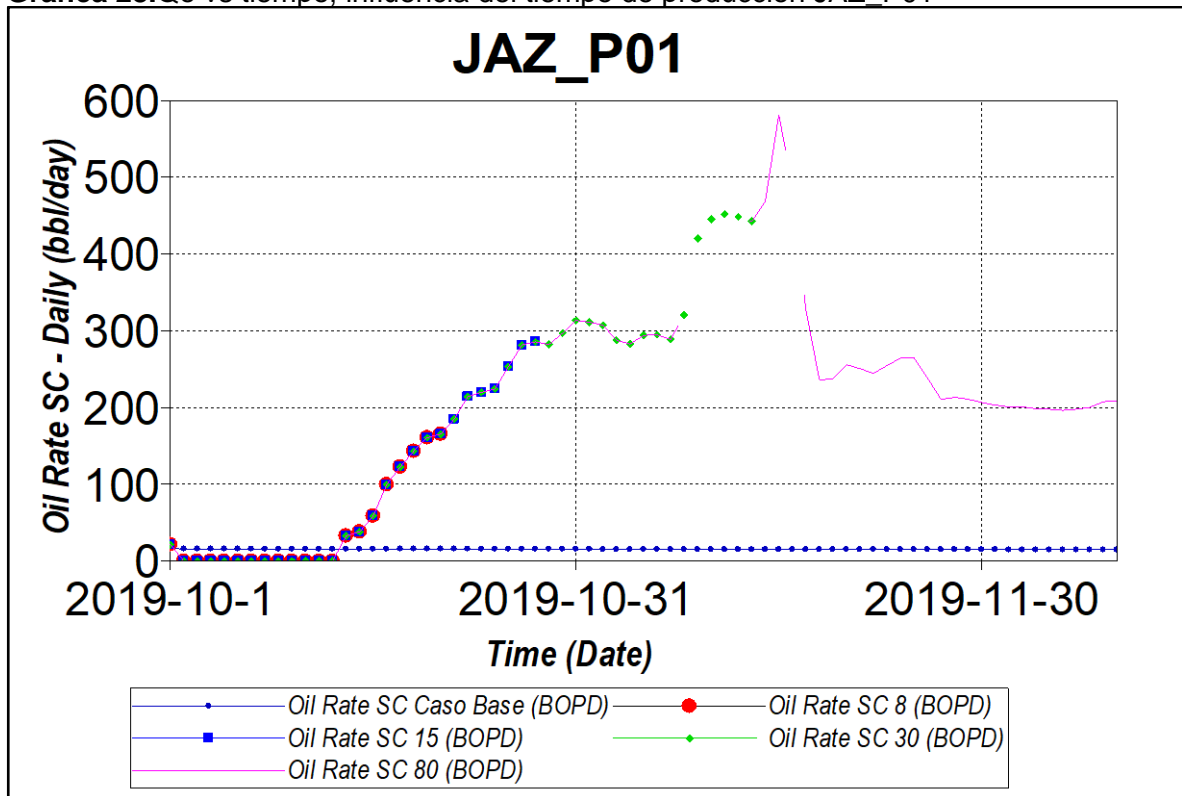
Escenario de operación	Días de inyección	Días de producción	Np (Bbls)	FR%	P AVG (psi)
1. (Prod=80d)	12	80	14,612	1.01	1,032
2. (Prod=30 d)		30	7,441	0.85	1,013
3.(Prod=15 d)		15	1,953	0.68	964
4.(Prod=8 d)		8	290	0.65	909

**Fuente:** elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).

Si se consideran intervalos de tiempo entre 30 y 80 días se pueden obtener valores altos de aceite recuperado que van desde los 7,441 Bbls hasta 14,612 Bbls, sin embargo, se puede ver que la presión no tiene cambios significativos, dado que, para 80 y 30 días de inyección se tienen valores de 1,032 psi y 1,013 psi respectivamente. En el momento que el tiempo producción disminuye de 30 a 8 días, se puede observar el cambio de presión que va desde 1,013 psi hasta 909 psi, y un factor de recobro de 0.85% hasta 0.65%, lo cual indica que a medida que el tiempo de producción disminuya, los valores de recuperación de aceite se verán afectados y no serán representativos. En la **Gráfica 28** se puede observar el comportamiento del petróleo recuperado durante 1 ciclo de inyección y en la **Gráfica 29**, la tendencia de la curva del factor de recuperación y la presión promedio bajo la influencia del tiempo de producción, a su vez, la **Gráfica 30** indica el efecto del tiempo de producción sobre la recuperación de petróleo cuantitativamente.

Es recomendable observar el comportamiento de este parámetro para tiempo más considerable, por este motivo, se realizará el estudio en un intervalo de 336 días, donde, dependiendo los días de producción se desarrollarán cierto número de ciclos.

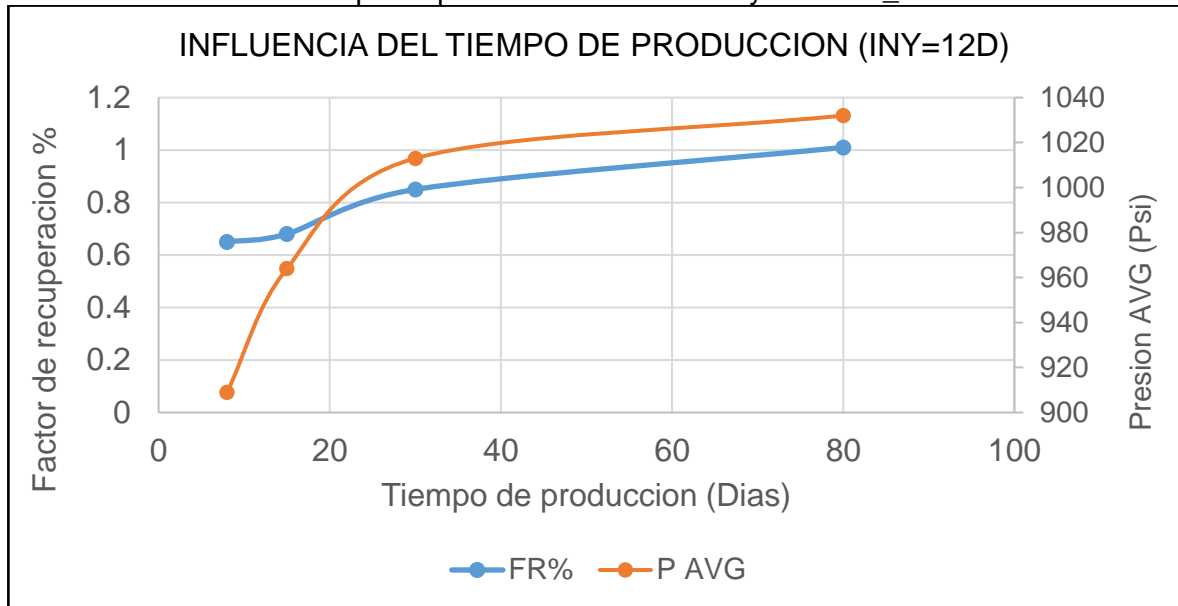
**Gráfica 28.** Qo vs tiempo, influencia del tiempo de producción JAZ\_P01



**Fuente:** elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).

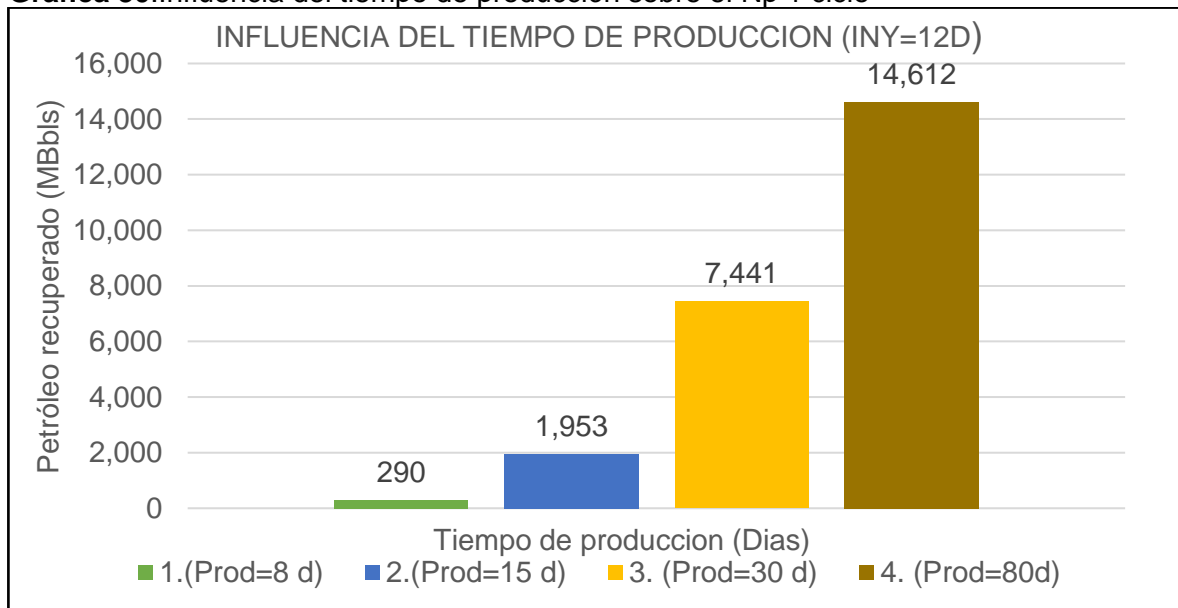


**Gráfica 29.** Influencia tiempo de producción sobre el FR y la P JAZ\_P01 1 ciclo



**Fuente:** elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).

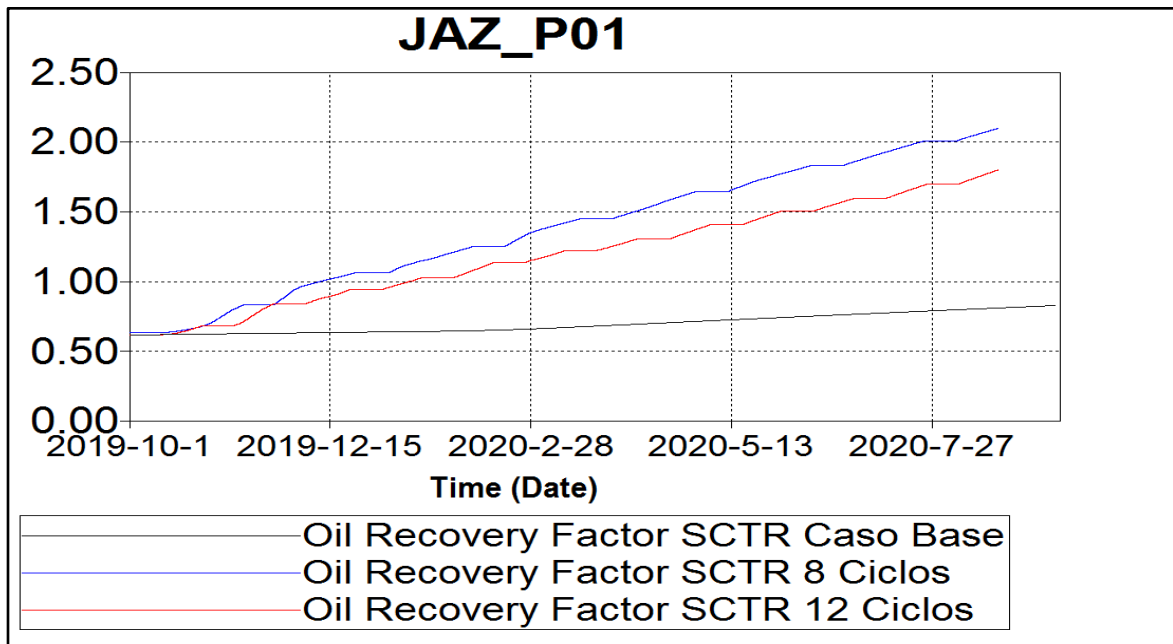
**Gráfica 30.** Influencia del tiempo de producción sobre el Np 1 ciclo



**Fuente:** elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).

**3.2.3.1 Influencia del tiempo de producción 8 y 12 ciclos de inyección.** Se alternan las condiciones operacionales de los pozos siguiendo la metodología planteada tal cual como se evaluó para Campo Girasol.

**Gráfica 31.**Factor de recobro vs Tiempo. Ciclos de inyección JAZ P01



**Fuente:** elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).

La **tabla 15** muestra los resultados de los escenarios comprendidos. Se puede contemplar la diferencia entre ambos casos de 11,449 barriles de petróleo recuperados de más en el segundo escenario. Por lo tanto, el mejor escenario de este estudio fue 12 días inyectando y 30 de producción para un total de 8 ciclos, tal cual como se observó en el pozo de Campo Girasol, como se demuestra en la **gráfica 31**.

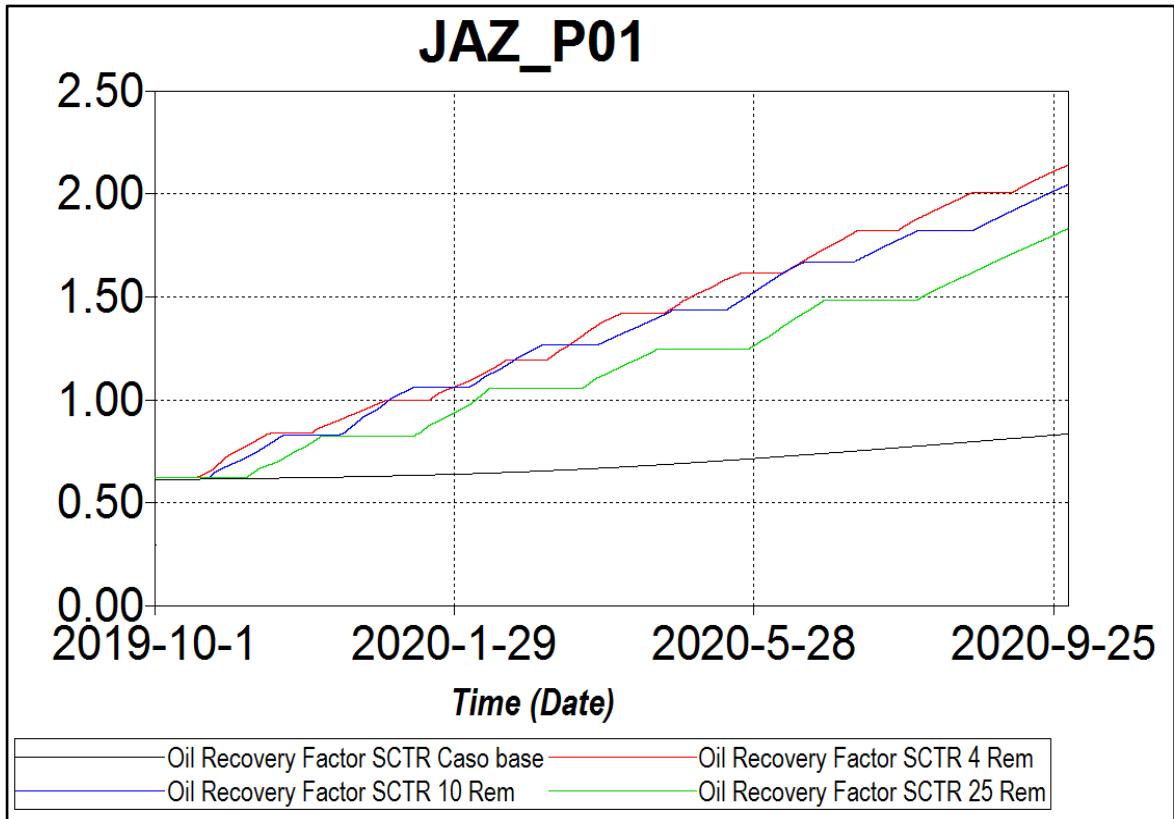
**Tabla 15.**Resultados de la influencia del tiempo de producción 8 y 12 ciclos

Escenario de operación	Dias de inyección	Dias de producción	N° Ciclos	Np (Bbls)	FR%
1. (Iny=12;Prod=15)	12	15	12	44,966	1.8
2.(Iny=12;Prod=30)		30	8	56,415	2.1

**Fuente:** elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).

**3.2.4 Influencia del tiempo de cierre.** Siguiendo la metodología propuesta, inicialmente se hace referencia al caso donde se alternan 4 días de remojo, 12 días de inyección y 30 días de producción para un total de 8 ciclos. Se evalúa un segundo escenario con 10 días de cierre para un total de 8 ciclos y finalmente un escenario de 25 días de cierre para completar 5 ciclos del modelo de inyección.

**Gráfica 32.**Factor de recobro Vs Tiempo de cierre JAZ\_P01



**Fuente:** elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group)..

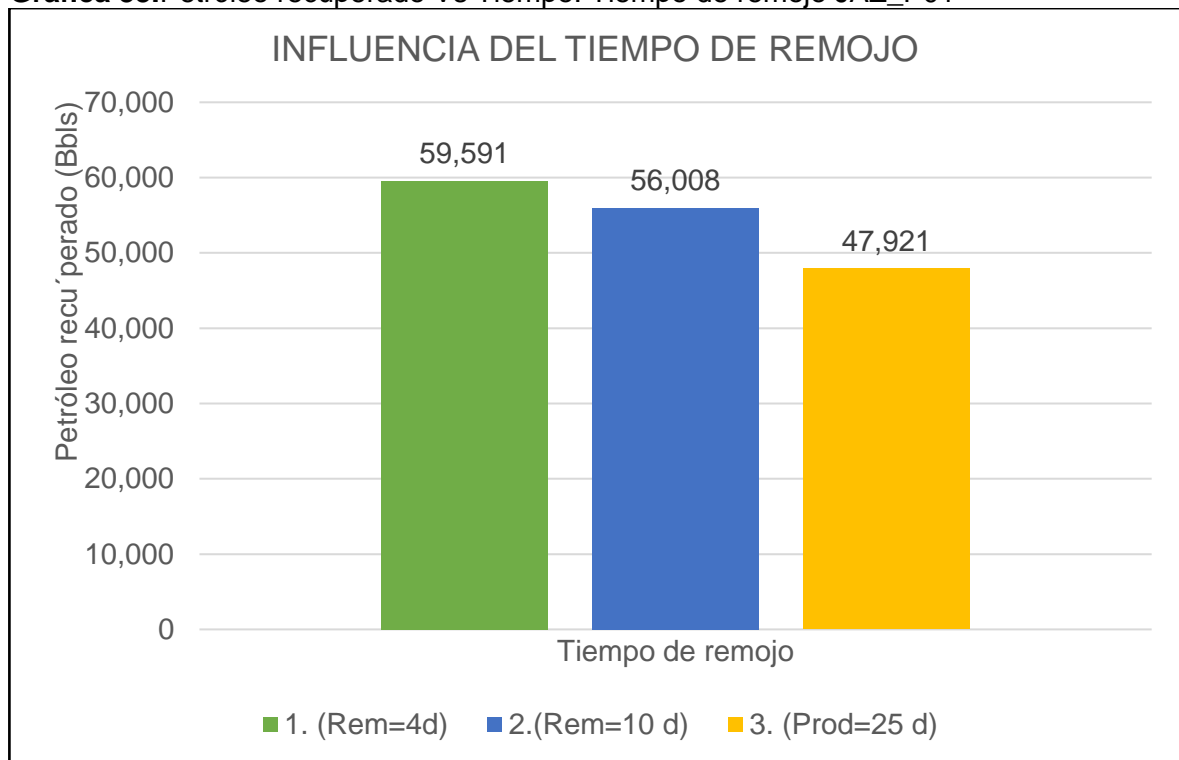
La **tabla 16** indica los resultados de los tres casos de estudio. El aceite recuperado para 4,10 y 25 días de remojo alcanza valores de 59,521 Bbls, 56,591 Bbls y 47,921 Bbls respectivamente reflejados en la **Gráfica 33**. Se logra determinar que un número alto de días de remojo provoca una disminución gradual de producción y entre menor sea el tiempo de remojo, los resultados reflejados en el factor de recuperación serán superiores. Por lo tanto, el mejor escenario para realizar el proceso de inyección es el 1 con 4 días de remojo, 12 días de inyección y 30 días de producción para un total de 8 ciclos.

**Tabla 16.**Resultados influencia del tiempo de remojo

Escenario de operación	Dias de inyección	Dias de producción	N° Ciclos	Np (Bbls)	FR %
1. (Cierre=4d)	12	30	8	59,591	2,2
2.(Cierre=10 d)			7	56,008	2,08
3. (Cierre=25 d)			5	47,921	1,87

**Fuente:** elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).

**Gráfica 33.**Petróleo recuperado Vs Tiempo. Tiempo de remojo JAZ\_P01

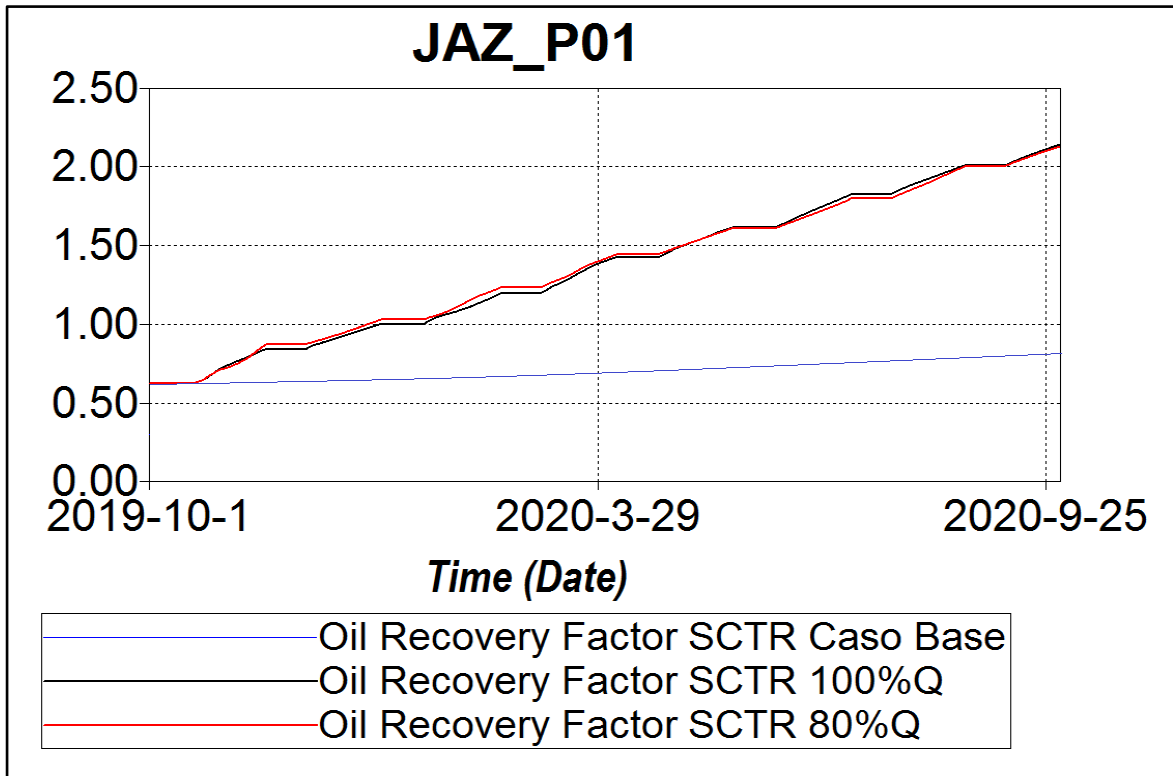


**Fuente:** elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).

### 3.2.5 Influencia de la tasa de inyección.

Teniendo todo el esquema seleccionado, el último parámetro variable a considerar tiene que ver netamente con el equipo de inyección. En la **Gráfica 34** se ilustra el resultado de la inyección de N<sub>2</sub> en cuanto al factor de recobro, para los dos casos considerados en la metodología, el primero tomando el 100% del caudal de inyección y el segundo con un 80% de éste.

**Gráfica 34.** Influencia del Qiny. sobre el FR JAZ\_P01



**Fuente:** elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).

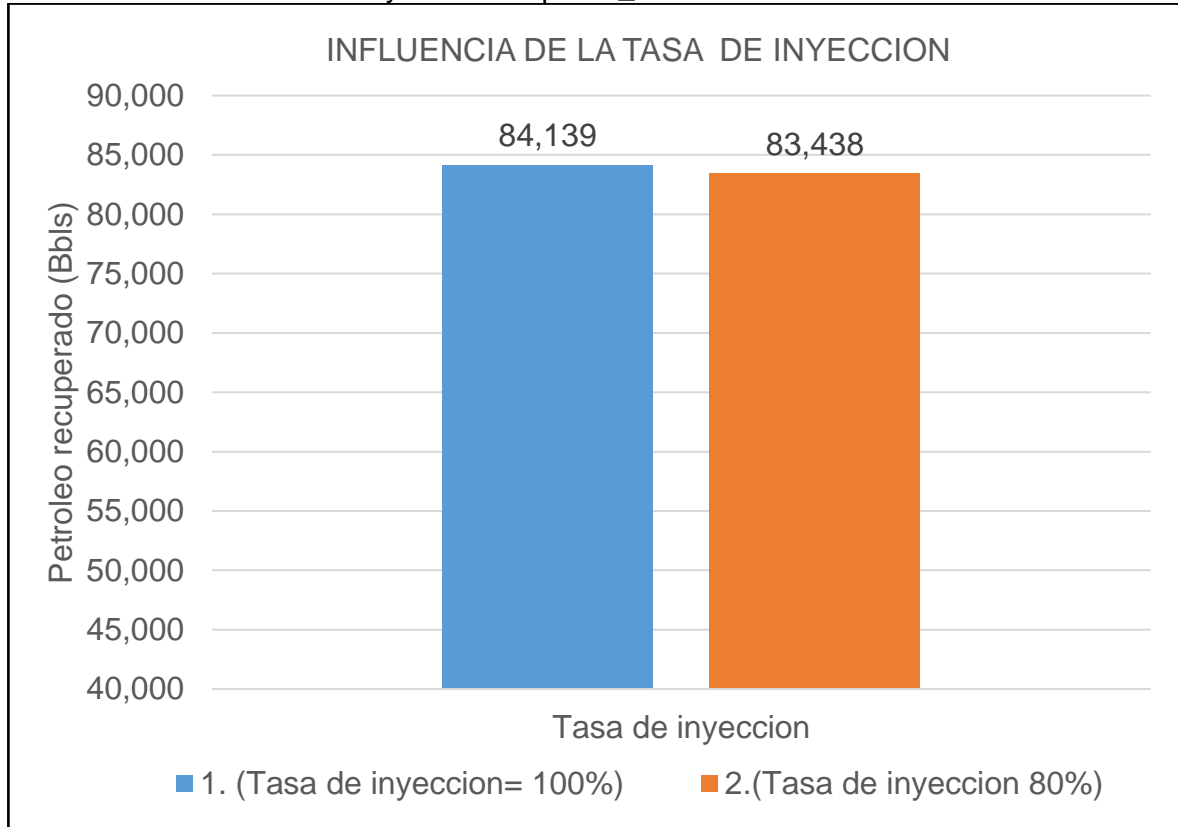
Los resultados se reflejan en la **Tabla 17** y cuantitativamente en la **Gráfica 35**. Tal como pasó con el caso de Campo Girasol, ambos escenarios mostraron resultados muy similares y técnicamente ambos parámetros operacionales pueden ser escogidos o analizar financieramente cada uno para una mejor selección operacional.

**Tabla 17.** Resultados influencia del Qiny JAZ\_P01

Escenario de operación	Dias de inyección	Dias de remojo	Dias de producción	Tasa de inyección Ft3/hr	N° Ciclos	Np (Bbls)	FR %
1. (Tasa de inyección= 100%)	12	4	30	45,000	8	84,139	2.2
2. (Tasa de inyección 80%)				36,000			

**Fuente:** elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).

**Gráfica 35.** Influencia del Qiny sobre el Np JAZ\_P01



**Fuente:** elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).

### 3.3 ESCENARIO ÓPTIMO

#### 3.3.1 Campo Girasol

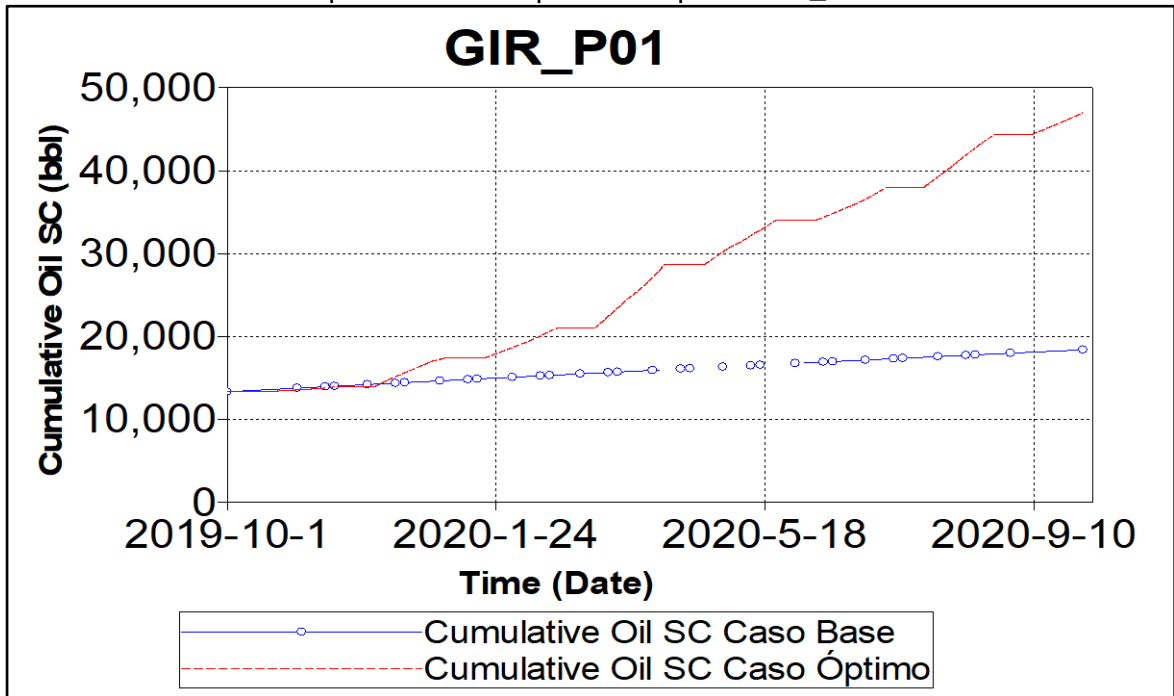
La **Gráfica 36** y **Gráfica 37** muestran el comportamiento del escenario final escogido por las secciones anteriores plasmados en la **Tabla 18**, con la cual se obtienen óptimos resultados esperados.

**Tabla 18.** Criterios escenario óptimo Campo Girasol

Escenario de operación	Días de inyección	Días de remojo	Días de producción	Caudal de inyección (ft <sup>3</sup> /hr)	N° Ciclos
1. Huff and puff	12	4	30	45000	8

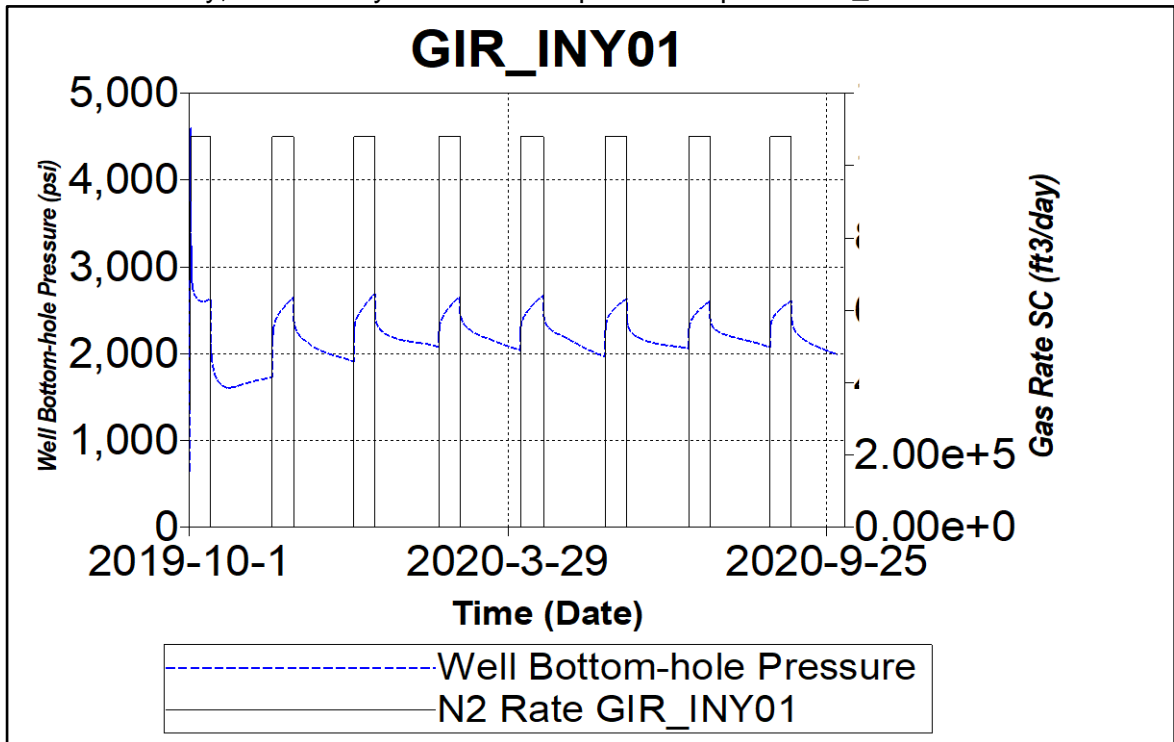
**Fuente:** elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).

**Gráfica 36.** Petróleo recuperado Vs Tiempo. Caso óptimo GIR\_P01



**Fuente:** elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).

**Gráfica 37.** P iny, Tasa de inyección Vs tiempo. Caso óptimo GIR\_P01



**Fuente:** elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).

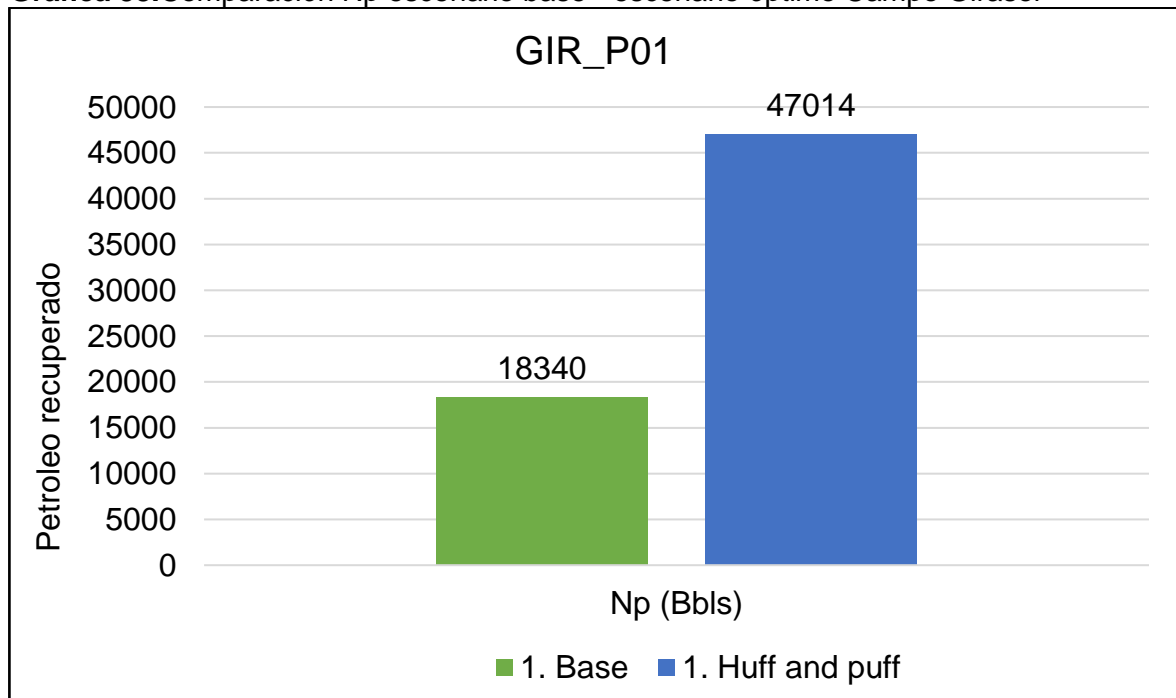
La tasa de inyección fue de 1'080,000 pies cúbicos por día, con un cronograma de 8 ciclos de inyección donde se inyecta nitrógeno por 12 días, con tiempo de remojo correspondiente a 4 días y finalmente un tiempo de producción de 30 días por cada ciclo. La producción acumulada en el caso base llegó hasta 18,340 barriles de petróleo y después de realizada la inyección, este valor logró los 47,014 barriles, obteniendo un aumento respecto al caso base reflejado en un aumento de 28,674 barriles, con un factor de recobro del 1.01% como se observa en la **Tabla 19**.

**Tabla 19** Comparación escenario base- escenario óptimo Campo Girasol

Escenario de operación	Tiempo total de producción (días)	Np (Bbls)	Np incremental (Bbls)	FR%
1. Base	1096	18,340	0	0.4
1. Huff and puff	1096	47,014	28,674	1.01

**Fuente:** elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).

**Gráfica 38.** Comparación Np escenario base - escenario óptimo Campo Girasol



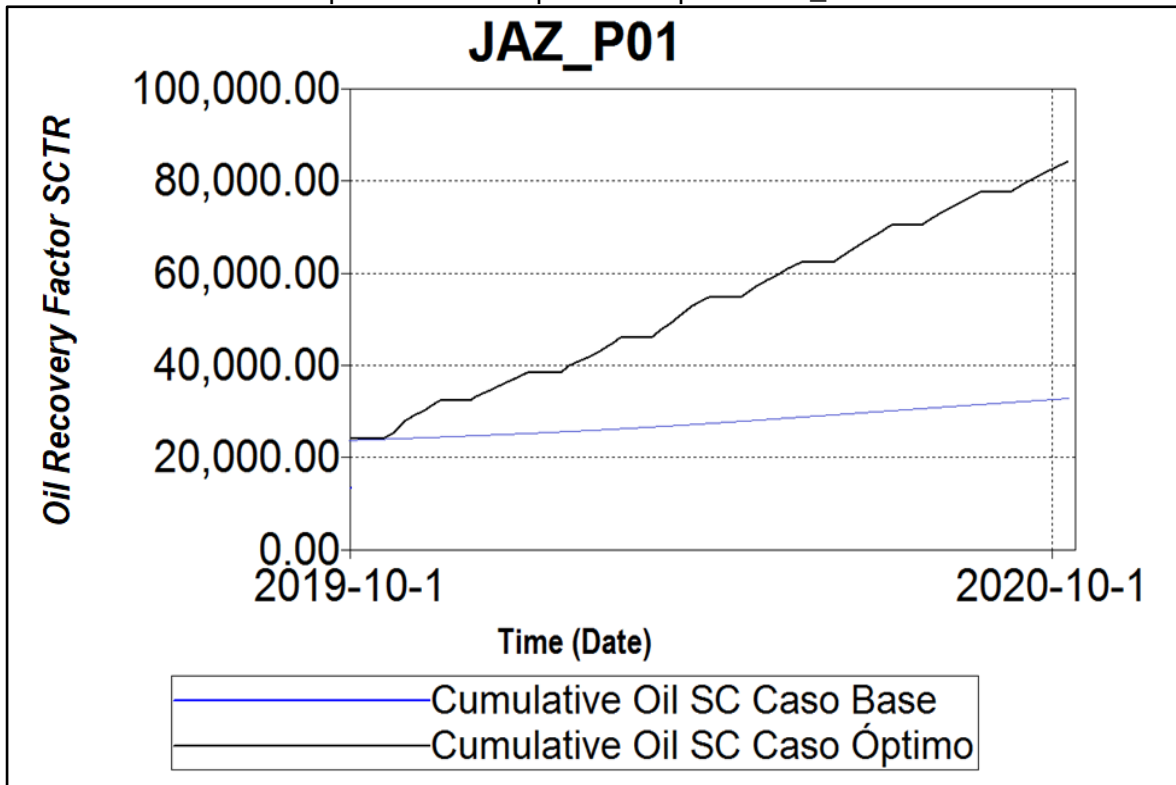
**Fuente:** elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).



### 3.3.2 Campo Jazmín

Con los mismos parámetros escogidos para el pozo de Campo Girasol (**TABLA 18**), se realizó la simulación para el pozo de Campo Jazmín y los resultados se pueden observar en la **Gráfica 39** y **Gráfica 40**.

**Gráfica 39.** Petróleo recuperado Vs Tiempo. Caso óptimo JAZ\_P01

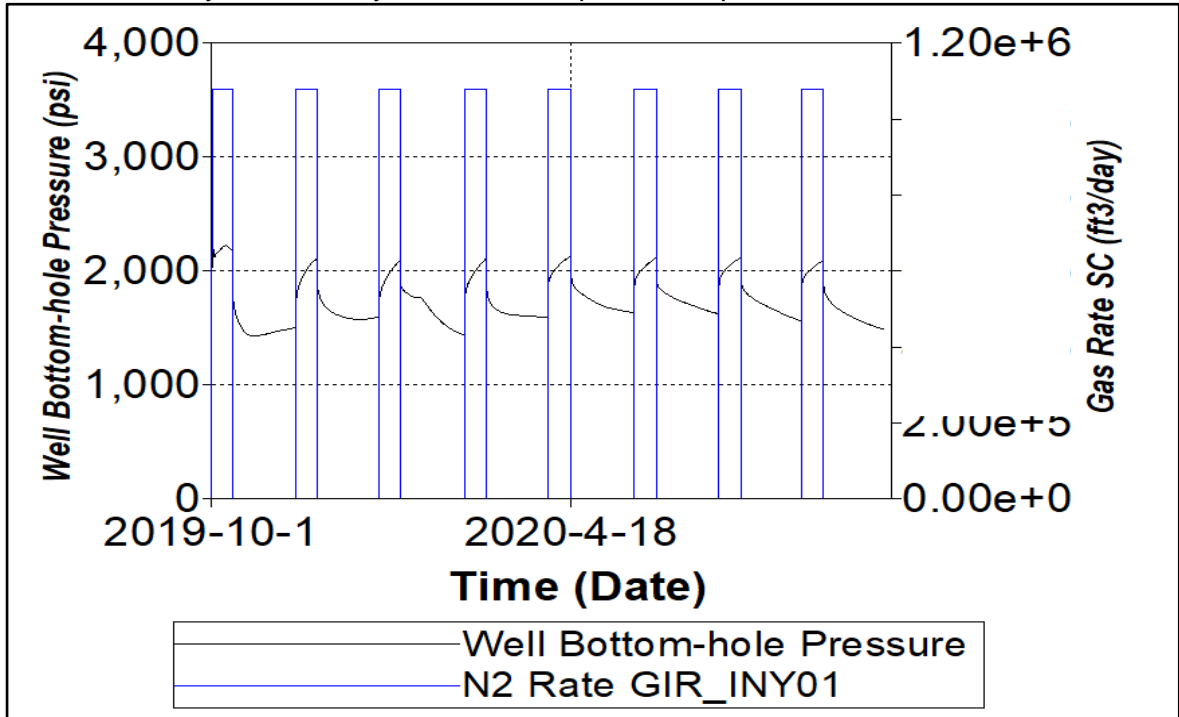


**Fuente:** elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).

La tasa de inyección fue de 1'080,000 pies cúbicos por día, con un cronograma de 8 ciclos de inyección donde se inyecta nitrógeno por 12 días, con tiempo de remojo correspondiente a 4 días y finalmente un tiempo de producción de 30 días por cada ciclo.

El petróleo recuperado al finalizar el cronograma fue de 84,138 barriles y con respecto al acumulado en el caso base donde se recuperaron apenas 32,013 barriles de petróleo, podemos observar un incremento mayor correspondiente a 52,125 barriles de petróleo recuperado con un factor de recobro del 2.2, como se refleja en la **Tabla 20** y en la **Gráfica 41**.

Gráfica 40.P iny, Tasa de inyección Vs tiempo. Caso óptimo JAZ\_P01



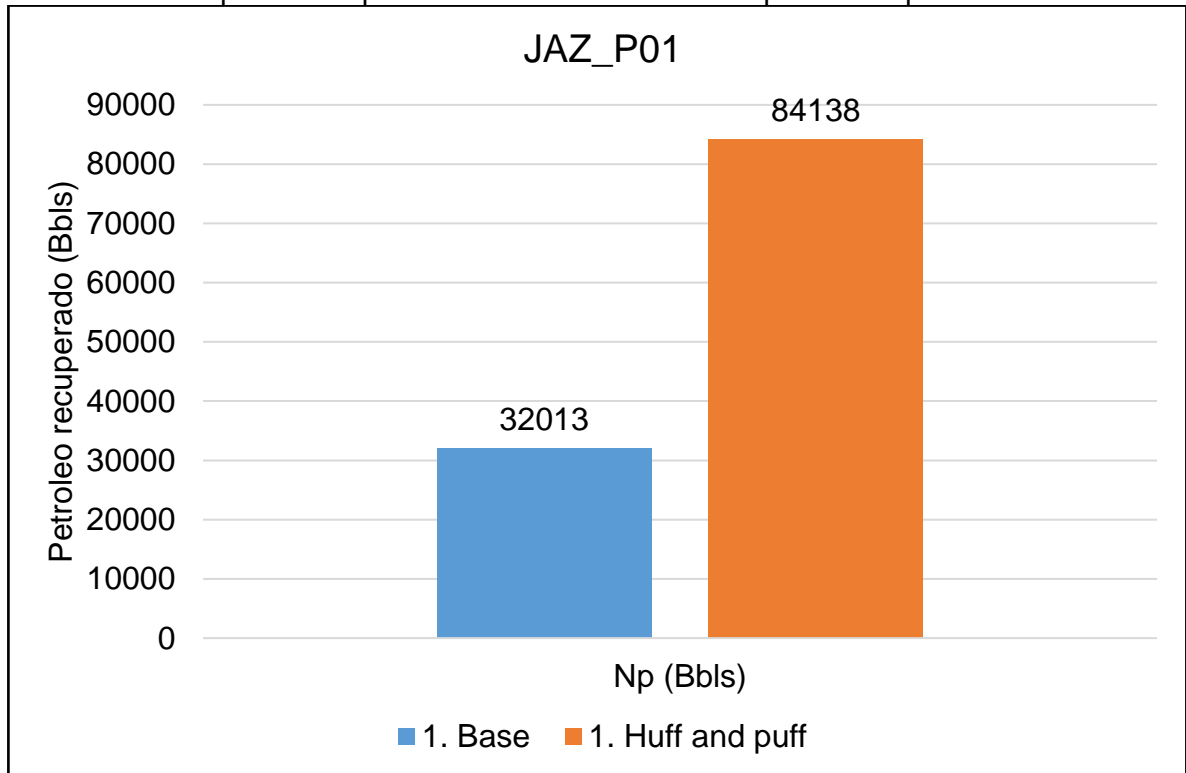
Fuente: elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).

Tabla 20.Comparación escenario base- escenario óptimo Campo Jazmín

Escenario de operación	Tiempo total de producción (días)	Np (Bbls)	Np incremental (Bbls)	FR%
1. Base	1096	32,013	0	0.82
1. Huff and puff N <sub>2</sub>	1096	84,138	52,125	2.2

Fuente: elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).

**Gráfica 41.** Comparación Np escenario base - escenario óptimo Campo Jazmín



**Fuente:** elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).

### 3.4 ANÁLISIS FINANCIERO

El factor de recuperación por agotamiento natural de los campos Jazmín y Girasol, se considera bastante pequeño, por lo cual, se inician trabajos de recobro secundario y terciario desde muy temprano en los pozos de estos campos. Por esta razón, se realiza el análisis financiero del proyecto para determinar la viabilidad económica de la inyección alternada de nitrógeno, teniendo en cuenta la implementación de la membrana de separación móvil otorgada por la empresa **NITROTECH S.A.S.**

El precio del barril de petróleo para Colombia se rige según la referencia BRENT y se estableció constante desde el segundo semestre del 2019 con un margen de error del 5 % debido a la estabilización que ha tenido en los últimos meses entre \$60 y \$65 USD.

**3.4.1 Conceptualización.** El estudio financiero se realizará mediante los indicadores VPN (Valor presente Neto), TIO (tasa de interés de oportunidad) y teniendo en cuenta como unidad monetaria de valor constante el dólar americano.

**3.4.1.1 Valor presente neto (VPN).** Es una medida de cuánto valor se crea o agrega al efectuar una inversión y/o la cantidad total del incremento del capital después de realizado el proyecto, además, es una cifra monetaria que resulta de comparar el valor presente de los ingresos con el valor presente de los egresos<sup>27</sup>. Técnicamente mide la rentabilidad de un proyecto de inversión aplicando la diferencia entre las salidas y entradas de dinero que ocurren durante la vida del proyecto a una tasa de interés fija. si el  $VPN > 0$  el proyecto se considera factible; caso contrario, si el  $VPN < 0$ , se considera no viable y si el  $VPN = 0$ , el proyecto es financieramente indiferente y no genera mayor rentabilidad.

Para el cálculo del VPN se tiene la siguiente ecuación:

**Ecuación 5.** Valor presente neto (VPN)

$$VPN = \sum_{t=0}^n \frac{Ft}{(1+i)^t}$$

**Fuente:** BACCA,Guillermo. Ingeniería económica. Politecnico Grancolombiano. Octava edición. Fondo Educativo Panamericano. Bogota D.C. Capítulo 9 P. 197.

Donde:

VPN: Valor presente neto  
 Ft: Flujo neto de efectivo  
 i: Tasa interna de oportunidad

**3.4.1.2 Flujo de caja.** Según MEZA<sup>28</sup>, todas las operaciones financieras se caracterizan por tener ingresos y egresos. Estor valores se pueden registrar a través del tiempo de duración de la operación financiera. Si nos encontramos con un flujo de caja neto positivo significa que nuestros ingresos han sido mayores que los gastos que hayamos tenido que hacer frente. Y, por el contrario, si el flujo de caja es negativo significa que hemos gastado más de lo que hemos ingresado.

<sup>27</sup> MEZA OROZCO Jhonny de Jesús. Matemáticas Financieras Aplicadas. Quinta edición. Bogotá D.C. 2013. P 456.

<sup>28</sup> *Ibíd.*, p.23

**3.4.1.3 TIO (Tasa interna de oportunidad).** Es aquella tasa mínima que se está dispuesto a aceptar, es decir aquella rentabilidad mínima que se espera ganar al llevar a cabo dicha inversión. Esta tasa se define de acuerdo con el conocimiento que se tenga sobre el proyecto y demás análisis que se hagan al respecto. La tasa de interés de oportunidad se establece en 14% efectivo anual aportada por la empresa.

**3.4.1.4 TIR (Tasa interna de retorno).** Es aquella tasa de interés que iguala el valor presente de los flujos descontados con la inversión. Cuando se utiliza el método de la TIR para evaluar proyectos de inversión los criterios de aceptación o rechazo son los siguientes:

- TIR>TIO, el proyecto se debe aceptar
- TIR<TIO, el proyecto se debe rechazar
- TIR=TIO, es indiferente emprender el proyecto de inversión

**Ecuación 6.**Tasa interna de retorno

$$P = \sum_{t=0}^n \frac{FNE_t}{(1 + TIR)^t}$$

**Fuente:** MEZA OROZCO Jhonny de Jesús. Matemáticas Financieras Aplicadas. Sexta edición. Bogotá D.C. 2017. P 456..

Donde:

P: Valor presente

FNE: Flujo neto de efectivo

TIR: Tasa interna de retorno

**3.4.1.5 Regalías.** Según la contraloría general de la república, las regalías son los pagos que las compañías mineras y petroleras del estado colombiano, por explotar recursos no renovables. Se destinan a solucionar las necesidades básicas insatisfechas de los departamentos y municipios como la educación básica, salud, agua potable y alcantarillado entre otros y a financiar grandes proyectos que traigan progreso a la región.

#### Ecuación 7.Regalías

$$Regalias (\%) = 8 + \left( Prod \frac{MBbl}{día} - 5 \frac{MBbl}{Día} \right) * 0.10$$

**Fuente:** COLOMBIA. FONDO NACIONAL DE REGALÍAS. Ley 756. (23, Julio, 2002). Por la cual se modifica la Ley 141 de 1994. Diario Oficial BOGOTÁ D.C., 2002. p. 20.

3.4.1.6 **Costos operacionales.** A continuación, se presenta una tabla aproximada con los costos que se asumen mensualmente (sin IVA), durante la operación del equipo de separación e inyección de la empresa NITROTECH S.A.S:

**Tabla 21.** Costos Operacionales equipo de inyección

ELEMENTOS	PRECIO (USD)
PERSONAL	2,170
PROCESO DE INYECCIÓN	660
ALOJAMIENTO DEL PERSONAL	980
ALIMENTACION DEL PERSONAL	1,170
MOVILIZACIÓN	1,220
<b>TOTAL</b>	<b>6,200</b>

**Fuente:** Nitrotech S.A.S.

3.4.2 **Escenarios objeto del análisis financiero.** Con la finalidad de evaluar el proyecto financieramente, se toma la decisión de realizar un análisis a los escenarios optimos seleccionados para la inyección alternada de nitrógeno determinando la viabilidad económica de la tecnología implementar a través de los indicadores económicos VPN y TIR.

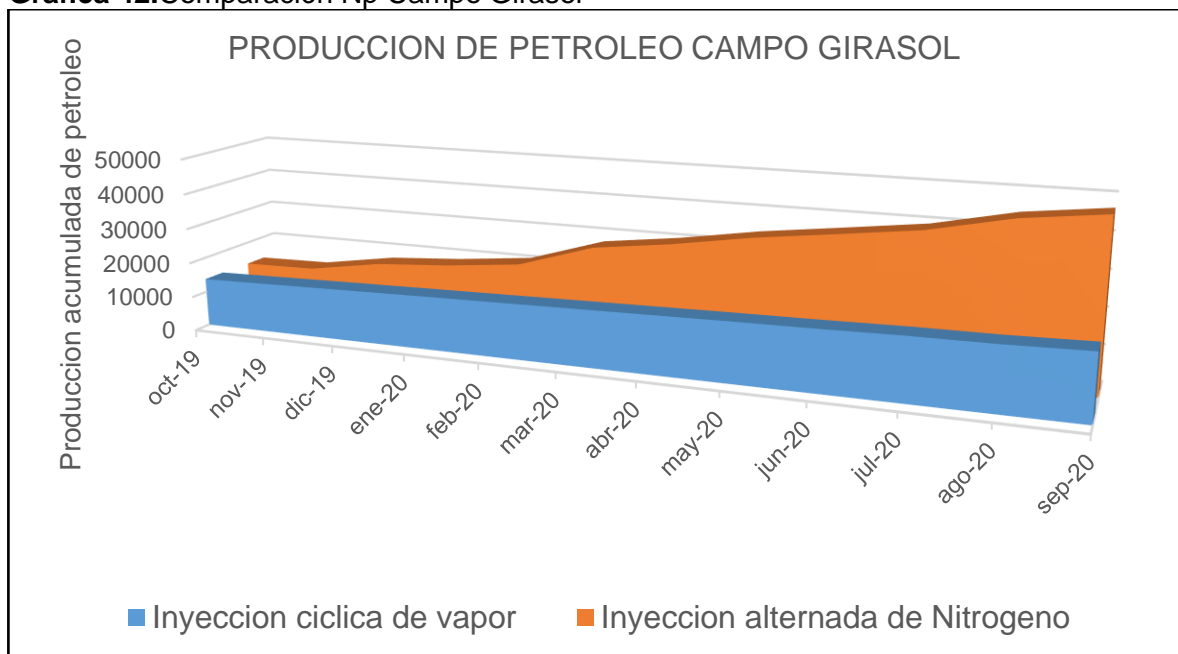
3.4.2.1 **Escenario optimo inyección alternada de nitrógeno Campo Girasol.** Para el análisis financiero se debió tener en cuenta la tasa de producción de petróleo, como se observa en la **Tabla 22**, adicionalmente se puede observar el incremento en la producción para la tecnología evaluada, respecto a la producción bajo inyección cíclica de vapor.

**Tabla 22.**Tasa de producción diaria campo Girasol

Mes/Año	oct-19	nov-19	dic-19	ene-20
<b>Producción diaria (Bbls)</b>	10.52	10.78	168	171
Mes/Año	feb-20	mar-20	abr-20	may-20
<b>Producción diaria (Bbls)</b>	194.25	224.54	189.31	341
Mes/Año	jun-20	jul-20	ago-20	sep-20
<b>Producción diaria (Bbls)</b>	202.14	161	204.63	238.32

**Fuente:** elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).

**Gráfica 42.**Comparación Np Campo Girasol



**Fuente:** elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).

Para el desarrollo de la implementación de la inyección alternada de nitrógeno en un pozo del Campo Girasol los resultados obtenidos fueron positivos, dado que, los indicadores de evaluación financiera indicaron un comportamiento aceptable para la ejecución del proyecto. El valor presente neto (VPN) fue de \$ 289, 914.20, lo cual representa que la inversión generaría una ganancia superior a la esperada y la alternativa de inversión puede ser aceptada, además la TIR reflejo un valor de 76%, siendo mayor a la TIO, lo que corrobora que el proyecto es viable financieramente. Se realizó el análisis de flujo de efectivo para la inyección de nitrógeno... Ver **Anexo E...** demostrando el rendimiento que se obtiene al poner en marcha el proyecto.

**Tabla 23.**Resultados análisis financiero Campo Girasol

Técnica	VPN (USD)	TIR (%)
Inyección alternada de nitrógeno	289.914.20	76

**Fuente:** elaboración propia.

### 3.4.2.2 Escenario optimo inyección alternada de nitrógeno Campo Girasol.

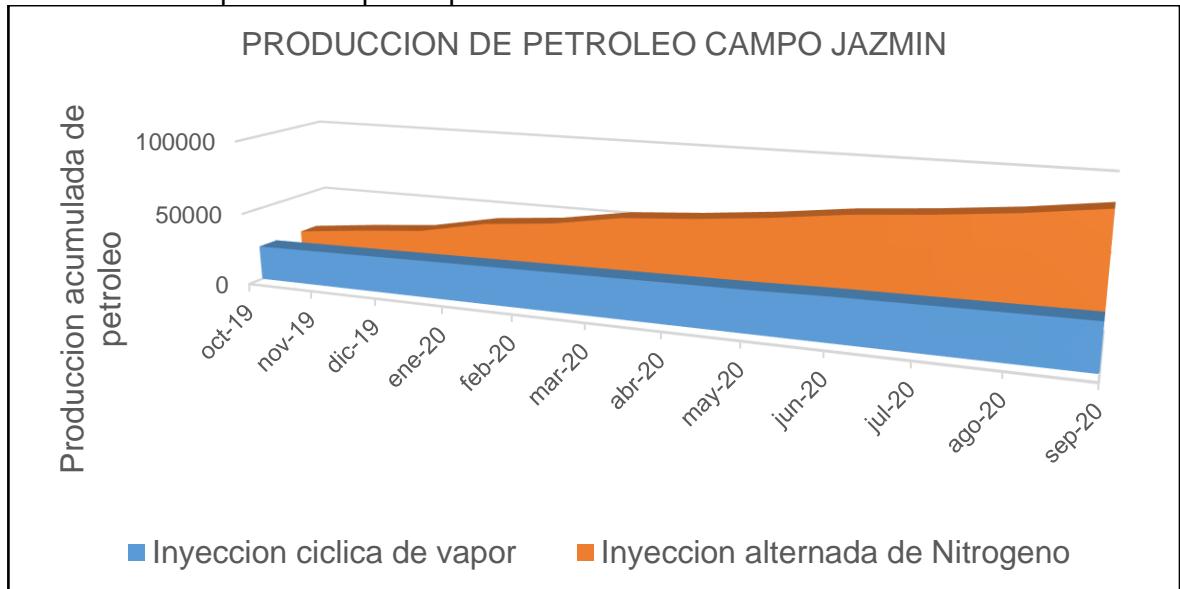
Para el análisis financiero se debió tener en cuenta la tasa de producción de petróleo, como se observa en la **Tabla 24**, adicionalmente se puede observar el incremento en la producción para la tecnología evaluada, respecto a la producción bajo inyección cíclica de vapor.

**Tabla 24.**Tasa de producción diaria campo Jazmín

Mes/Año	oct-19	nov-19	dic-19	ene-20
Producción diaria (Bbls)	141.22	137.84	189.90	103.37
Mes/Año	feb-20	mar-20	abr-20	may-20
Producción diaria (Bbls)	155.72	254.21	112.83	158.34
Mes/Año	jun-20	jul-20	ago-20	sep-20
Producción diaria (Bbls)	197.48	131.54	166.57	169.19

**Fuente:** elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).

**Gráfica 43.**Comparación Np Campo Jazmín



**Fuente:** elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).



De igual manera que en Campo Girasol, para Campo Jazmín los resultados obtenidos fueron positivos, dado que, los indicadores de evaluación financiera indicaron un comportamiento aceptable para la ejecución del proyecto. El valor presente neto (VPN) fue de \$ 630,953.11 y la TIR reflejo un valor de 87%, siendo mayor a la TIO, lo que corrobora que el proyecto es viable financieramente. Se realizó el análisis de flujo de efectivo para la inyección de nitrógeno...Ver **Anexo E...** demostrando el rendimiento que se obtiene al poner en marcha el proyecto.

**Tabla 25.** Resultados análisis financiero Campo Jazmín.

Técnica	VPN (USD)	TIR (%)
Inyección alternada de nitrógeno	630,953.11	87

**Fuente:** elaboración propia con base en CMG (Computer Modelling Group).

#### 4. CONCLUSIONES

- Los Campos de estudio no cumplen los requerimientos técnicos mínimos para la inyección alternada de Nitrógeno como mecanismo de desplazamiento miscible, que según J CLANZY, la presión del yacimiento debe ser mayor a 3000 psi y su profundidad entre 1,800 y 9,000 pies, con una °API mayor a 30. Por esta razón, las características del fluido no permiten la implementación de esta técnica, por lo tanto, se desarrolló la metodología bajo un modelo de desplazamiento inmisible.
- La viabilidad técnica de la inyección alternada de nitrógeno se comprobó mediante la comparación de las predicciones en cada caso evaluado frente a un escenario base, donde se mantiene el sistema de explotación actual, para finalmente compararlo con el escenario óptimo escogido, el cual refleja un aumento significativo de recuperación de petróleo de 52,125 Bbl y 28,674 Bbl para los Campos Jazmín y Girasol respectivamente, además de un incremento en el factor de recobro de 0,61 para Girasol y de 1,4 para Jazmín.
- El escenario óptimo de la simulación de la inyección alternada de nitrógeno fue de 8 ciclos con 12 días de inyección, 4 días de cierre y 30 días de producción para una evaluación total de 336 días. Los resultados del petróleo recuperado para 8 ciclos ascienden a valores de 84,138 Bbl y 47,014 Bbl, para el Campo Jazmín y Campo Girasol respectivamente.
- Se demostró la eficiencia de la disminución del tiempo de cierre en la capacidad productiva de los modelos. Los tiempos largos de cierre, como 10 y 25 días provocan una disminución en el petróleo recuperado, mientras que periodos cortos de cierre optimizan la recuperación aumentando el factor de recobro entre un 15 y 30 %. Por lo tanto, estamos optimizando el tiempo y cambiando alrededor de 25 días de remojo por días de producción en un año.
- Con el análisis del caudal variable de inyección, pudimos observar que en algunos estudios, es necesario realizar un análisis financiero para determinar el escenario óptimo de un sistema de recuperación mejorada puesto que, técnicamente ambos casos mostraron resultados muy similares en cuanto al petróleo recuperado, sin embargo la elección del mejor escenario se dio analizando el consumo energético por parte del equipo en cada uno de estos.
- Mediante el análisis del flujo de caja se observó un índice de rentabilidad positivo debido al incremento de la producción y las ventajas económicas que otorga el equipo de inyección en cuanto a costos operacionales constantes y mantenimiento a muy bajo costo. El valor presente neto (VPN) tuvo un valor de US \$ 630,953 para el modelo de Campo Jazmín y de US\$ 289,914 para el modelo de Campo Girasol, con una TIR de 87% y 76% respectivamente.

## 5. RECOMENDACIONES

- Realizar el análisis petrofísico necesario para una correcta caracterización del yacimiento, dado que, para el desarrollo del proyecto se usaron correlaciones para tal fin.
- Aplicar la metodología propuesta en cuencas de petróleo con °API mayor a 20° o en Campos más profundos con mayor presión de yacimiento.
- Analizar el comportamiento de la inyección en pozos horizontales para evaluar el efecto de desplazamiento vertical.
- Construir una base de datos con información sobre pruebas de núcleos en los campos pertenecientes al contrato de asociación NARE, para disminuir la incertidumbre en los proyectos futuros de investigación.

## BIBLIOGRAFIA

ARÉVALO VILLEGAS, Alejandro; SÁNCHEZ, Javier Miguel. Nitrógeno asociado a la producción de hidrocarburos. Trabajo de grado Ingeniero Petrolero. México D.F, 2014. Universidad Nacional Autónoma de México. P. 100

ARÉVALO, J. A., Samaniego, F., LÓPEZ, F. F., Urquicta, E. On the Exploitation Conditions of the Akal Reservoir Considering Gas Cap Nitrogen Injection, México, 1996. Paper, Society of Petroleum Engineers.

BÁNZER, Carlos. Correlaciones numéricas PVT. Venezuela, 1996

BACCA,Guillermo. Ingenieria económica. Politecnico Grancolombiano. Octava edicion. Fondo Educativo Panamericano. Bogota D.C.

COATES, G.R. DENOO, S. The producibility answer product. Estados Unidos, 1981.

COMISIÓN MEXICANA DE HIDROCARBUROS. El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR, 2010.

CUADROS, Jaime, et al. Horizontal Well Placement for Heavy Oil Production in Colombia, Canadá, 2012. Paper, Society of Petroleum Engineers.

CURTIS, Carl. Yacimientos de petróleo pesado. Oilfield Review, II, Vol 23. 2003.

FAKHRY, A. et. Al. Field methods for geologist and hydrogeologist. Estados Unidos, 2004.

FULA, Hernán, RODRIGUEZ, Javier. Análisis del sistema de recolección de fluidos del Campo Girasol utilizando un modelo multifásico para evaluar la variación de la producción. Bucaramanga,2013.

FUNAMBIENTE, Estudio de Impacto Ambiental para la Perforación de pozos de producción y sus líneas de flujo en el Campo Jazmín- Nare Norte. Puerto Boyacá, 1998.

GONZALES, D. Problemas operacionales frecuentes durante procesos de inyección cíclica de vapor. REVISTA FUENTES, El reventón energético. Vol. 5. No.2. 2007.

HEUCKE, U. Nitrogen Injection as IOR/EOR Solution For North African Oil Fields, Egipto, 2015. Paper, Society of Petroleum Engineers.

HIDALGO, Andrea. AGUIRRE, Mónica. Estudio técnico-económico de inyección alternada de nitrógeno huff & puff para recuperación mejorada de petróleo en pozos

del campo Gustavo Galindo Velasco. Trabajo de grado ingeniero en Petróleo. La Libertad Ecuador: Universidad Estatal Península de Santa Elena. Facultad de ingeniería. 2015.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACION. Comprendido de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166 Bogotá D.C.: El instituto, 2018. ISBN 9789588585673 153 p.

JANSSEN, Martin. T. G., AZIMI, Fardin., & ZITHA, Pacelli. L. J.. Immiscible Nitrogen Flooding in Bentheimer Sandstones: Comparing Gas Injection Schemes for Enhanced Oil Recovery. Estados Unidos, 2018. Paper, Society of Petroleum Engineers.

MEZA OROZCO Jhonny de Jesús. Matemáticas Financieras Aplicadas. Sexta edición. Bogotá D.C. 2017. P 483.

MUNGAN NECMETTIN. High pressure nitrogen injection for miscible/ immiscible EOR. Trinidad, 2003. Paper Society of Petroleum Engineers.

PEREZ MARTINEZ, Iván Darío. Modelo analítico predictivo para establecer el comportamiento futuro del campo Jazmín en caso de ser sometido a un proceso de inyección continua de vapor. Bogotá. 2003

PRIETO, Tayde. Resultados exitosos del método alternativo a la inyección de vapor, para la incorporación de producción de aceite extrapesado en arenas con altas saturaciones de agua en el campo Samaria Terciario. En: PEMEX exploración y producción. Julio, 2016. Vol. 56, p. 404.

RIVERA ACOSTA Diego Armando Y VALLES PINILLA Francy Katherine. Factibilidad de inyectar nitrógeno como método de recobro secundario en un pozo del campo llanito. Bogotá D.C, 2009.

SHANDONG KERUI PETROLEUM EQUIPMENT CO., LTD. Usos del nitrógeno y nuevas tecnologías

TABER, J.J., MARTIN, F.D. Technical Screening Guides for The Enhanced Oil Recovery of Oil. Estados Unidos, 1983. Paper Society of Petroleum Engineers.

TRIGOS, E., LOZANO E., JIMENEZ A., Mansarovar Energy., Ecopetrol. css: Strategies to Recovery Optimization. Peru, 2016. Paper Society of Petroleum Engineers.

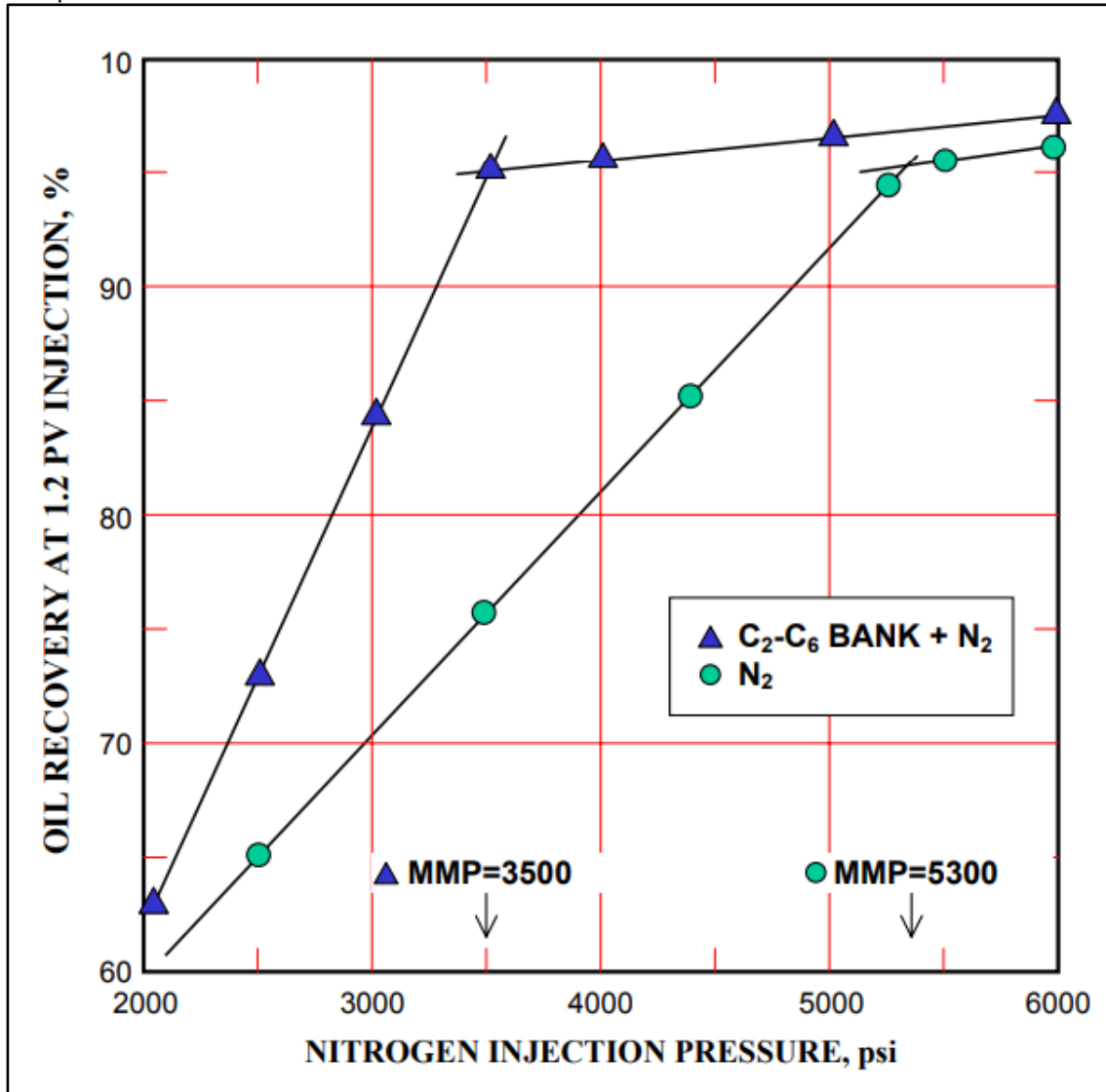
UIS. Guía de simulación para procesos de inyección de agua a partir de modelos conceptuales utilizando el software IMEX 2007 de la compañía Computer Modelling Group. (CMG). 2010.

# **ANEXOS**

## ANEXO A

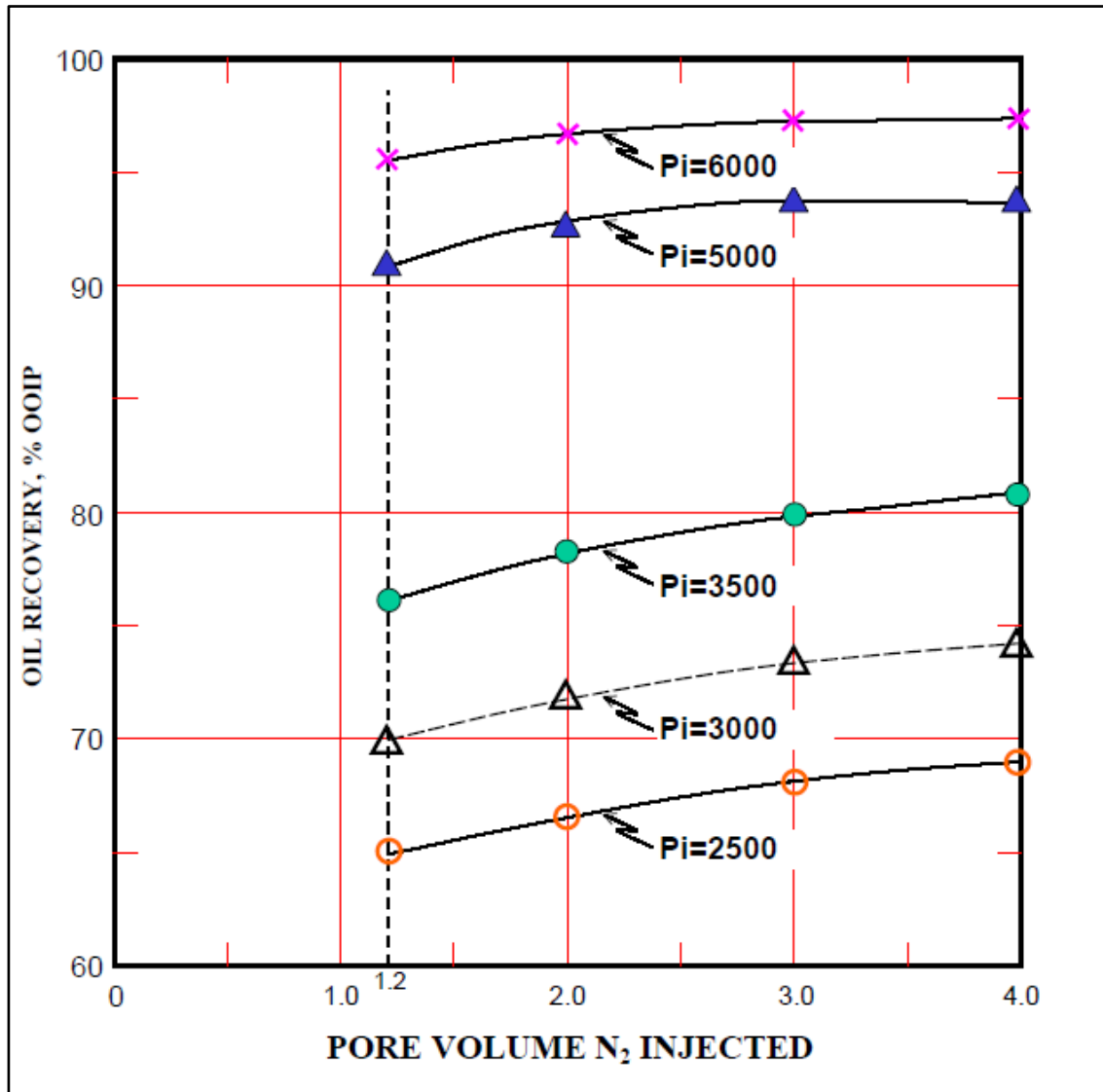
### EFFECTO DE LOS PROCESOS DE INYECCION DE N<sub>2</sub> EN EL ACEITE RECUPERADO

**Grafica A1.** Efecto de la presión de inyección y el volumen poroso inyectado en el aceite recuperado



**Fuente:** MUNGAN NECMETTIN. High pressure nitrogen injection for miscible/ immiscible EOR. SPE 81008, 2003.

**Grafica A2.** Efecto de la presión y el volumen poroso inyectado en el aceite recuperado



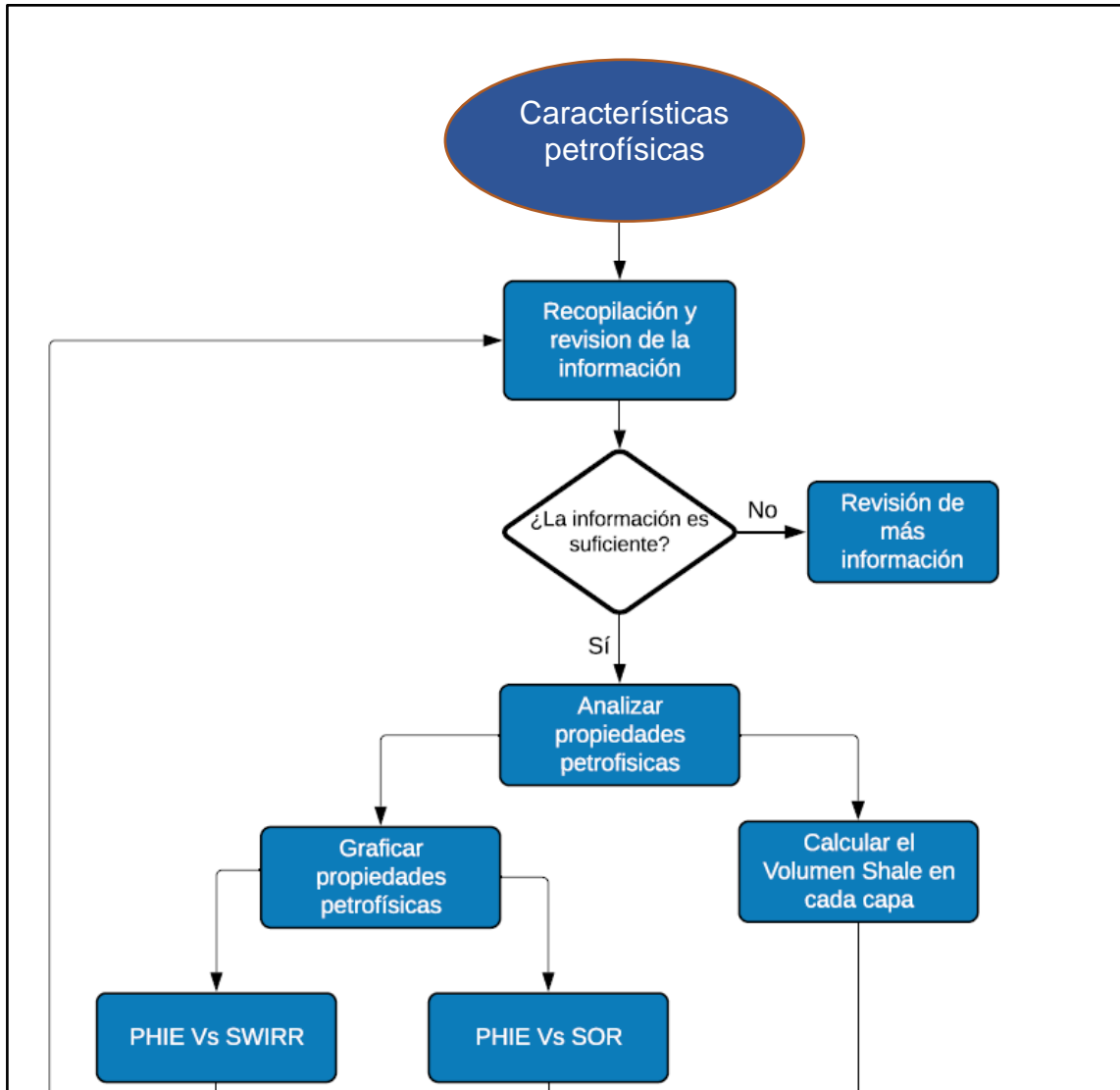
**Fuente:** MUNGAN NECMETTIN. High pressure nitrogen injection for miscible/ immiscible EOR. SPE 81008, 2003.



## ANEXO B

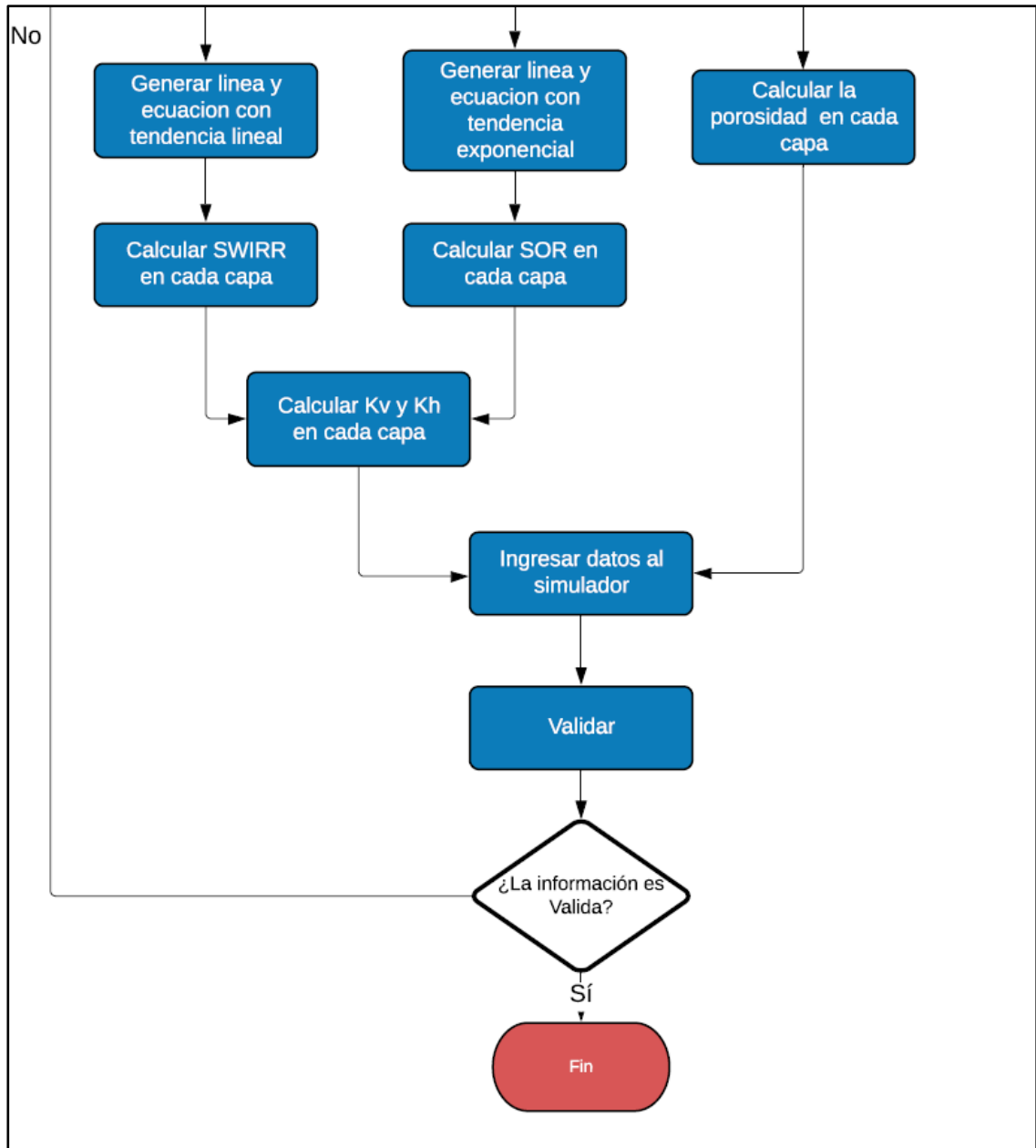
### CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS

Figura B1. Metodología para calcular características petrofísicas



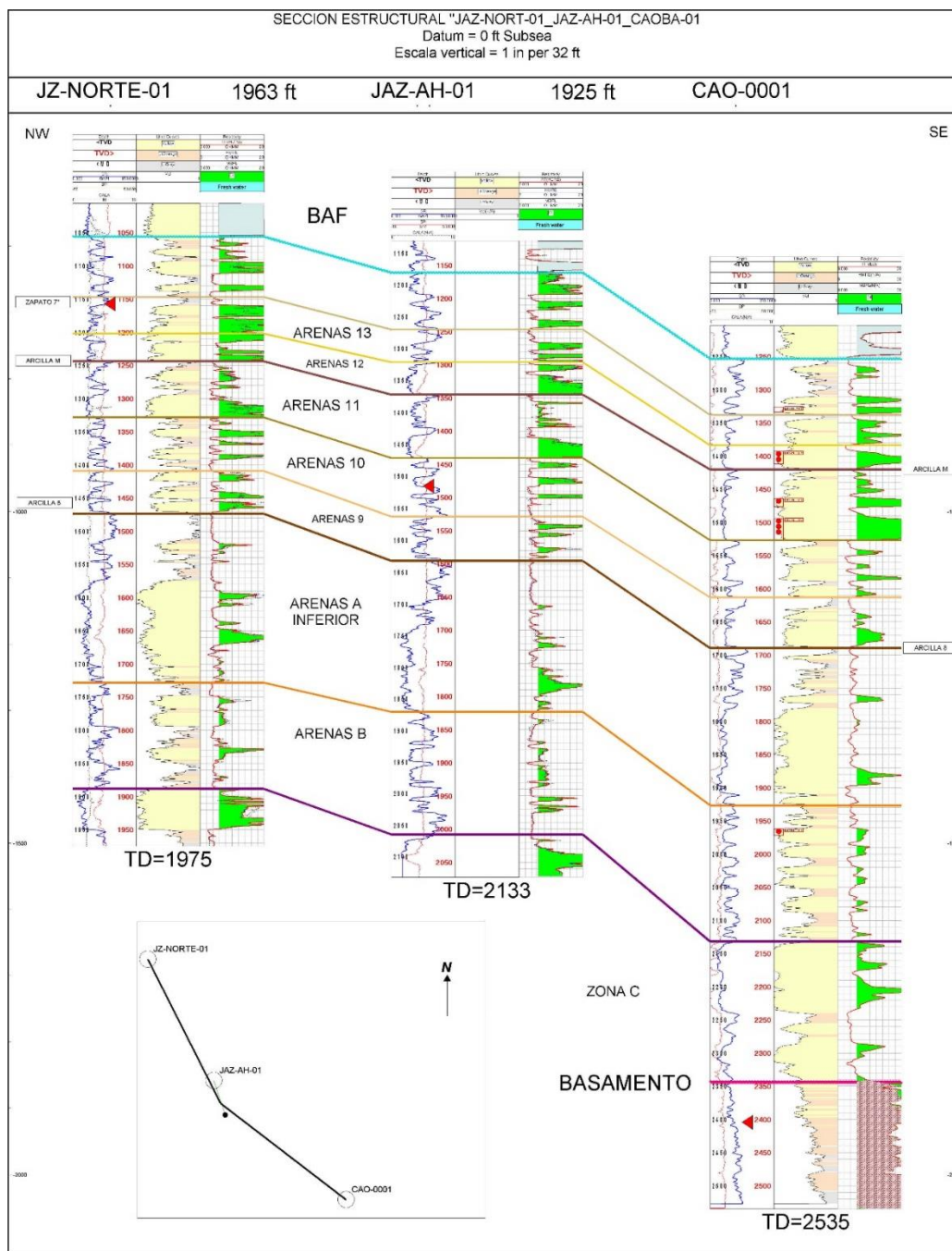
Fuente: elaborado por autores.

Figura B1. (Continuación):



Fuente: elaborado por autores.

**Figura B2. Correlación áreas Girasol-Jazmín**



**Fuente:** Pérez Martínez, Iván Darío. Modelo analítico predictivo para establecer el comportamiento futuro del campo Jazmín en caso de ser sometido a un proceso de inyección continua de vapor. Fundación Universidad de América. 2003. Modelo Petrofísico

**Tabla B1.** Cutoff para evaluación de arcillosidad

Parámetro	GR Clean	GR Shaly	PHIT Clean	PHIT Shaly
Valor	31.16	85.53	0.26	0.021

Fuente: elaborado por autores.

**Tabla B2.** Resumen de propiedades calculadas

Capa	GR API	PHIT %	VSH %	PHIE%
1	40.38	0.22	0.17	0.18
2	36.93	0.21	0.11	0.19
3	31.16	0.26	0	0.26
4	34.62	0.24	0.06	0.22
5	32.31	0.28	0.02	0.27
6	33.46	0.18	0.04	0.17
7	42.69	0.16	0.21	0.13
8	36.92	0.18	0.11	0.16

Fuente: elaborado por autores

**Tabla B3.** Información Roca-fluido PHIE Vs SWIRR

PUNTO	PHIE %	SWIRR %
1	0.264	0.3
2	0.234	0.34

Fuente: Pérez Martínez, Iván Darío. Modelo analítico predictivo para establecer el comportamiento futuro del campo Jazmín en caso de ser sometido a un proceso de inyección continua de vapor. Fundación Universidad de América. 2003. Modelo Petrofísico p. 11. Modificado por autores

**Tabla B4.** Información Roca-Fluido PHIE Vs SOR

PUNTO	PHIE %	SOR %
1	0.264	0.38
2	0.234	0.42

**Fuente:** Pérez Martínez, Iván Darío. Modelo analítico predictivo para establecer el comportamiento futuro del campo Jazmín en caso de ser sometido a un proceso de inyección continua de vapor. Fundación Universidad de América. 2003. Modelo Petrofísico p. 11. Modificado por autores

## ANEXO C

### PROPIEDADES PVT

A continuación, se presenta una revisión de las propiedades de los fluidos junto a las correlaciones empleadas, los rangos de aplicabilidad, para finalmente establecer un modelo PVT, el cual, se acerque lo más realmente posible a propiedades del yacimiento, y se presenta una comparación grafica entre la curva tipo y la curva determinada a través del programa KPVT.

**Tabla C1.** Resumen de correlaciones para datos PVT.

Parámetro	Temperatura	Pb	Rs @Pb	Bo @Pb	$\mu_o$ @Pb
Valor	120	552	51.01	1.04	206.3
Unidad	°F	Psi	PCN/BY	BN/BY	cp

**Fuente:** BERNAL NOSA, William, Fundación universidad de América. Evaluación técnico-financiera del comportamiento del yacimiento frente a la calidad de vapor que llega de fondo de pozo durante el proceso de inyección cíclica de vapor de los Campos Jazmín y Moriche en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. 2014. p. 164. Modificado por autores.

Es necesario tener en cuenta que el simulador requiere de entrada una serie de parámetros incondicionales para generar el PVT. En este punto la información del modelo de los Campos se introduce como valores iniciales teniendo en cuenta la gravedad API del crudo, la presión inicial de yacimiento y la gravedad específica del gas

**Tabla C2.** Resumen de correlaciones para datos PVT.

Parámetro	Pb	Rs	Bo	Co	$\mu_o$
Autor	Standing	Standing	Petrosky	Vásquez and Beggs	Beggs and Robinson

**Fuente:** elaborado por autores.

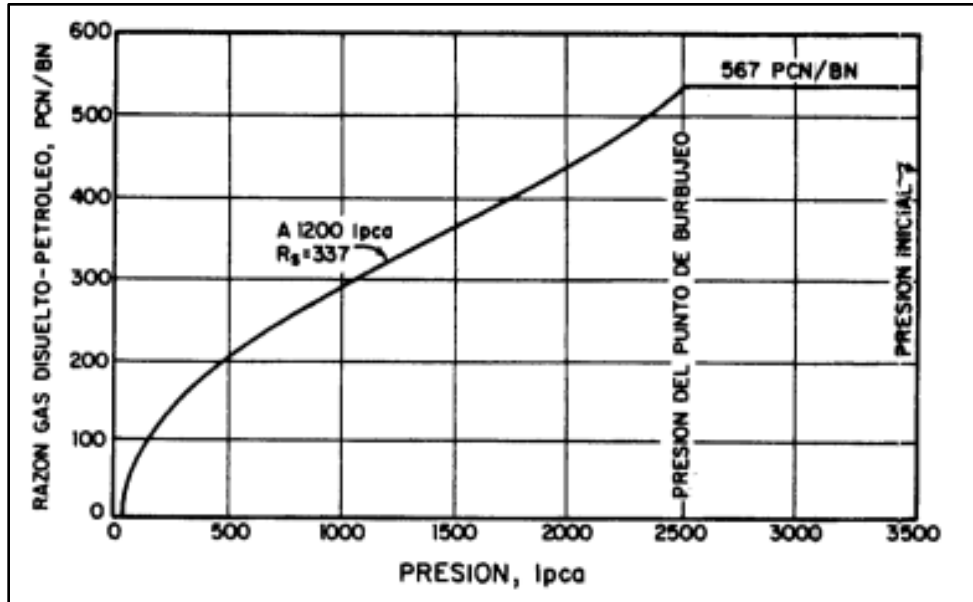
**Tabla C3.** Parámetros de selección para correlaciones PVT

PARAMETRO	STANDING	LASARTER	VASQUEZ & BEGGS	PETROSKY
API	16.5- 63.8	17.9-51.1	30.6-59.4	14.4-58-9
Pb (psi)	1300-7000	48-5780	15-6,055	14.7-6,054.7
Bo (BY/BN)	1.024-2.5	X	1.028-2.226	1.007-2.144
Rs (PCN/BY)	20-1,425	3-2,905	0-2,199	0-2,890
T (°F)	100-258	82-272	180	75-320

**Fuente:** BÁNZER, Carlos. Correlaciones numéricas PVT. Maracaibo, 1996. p. 50-60. Modificado por autores.

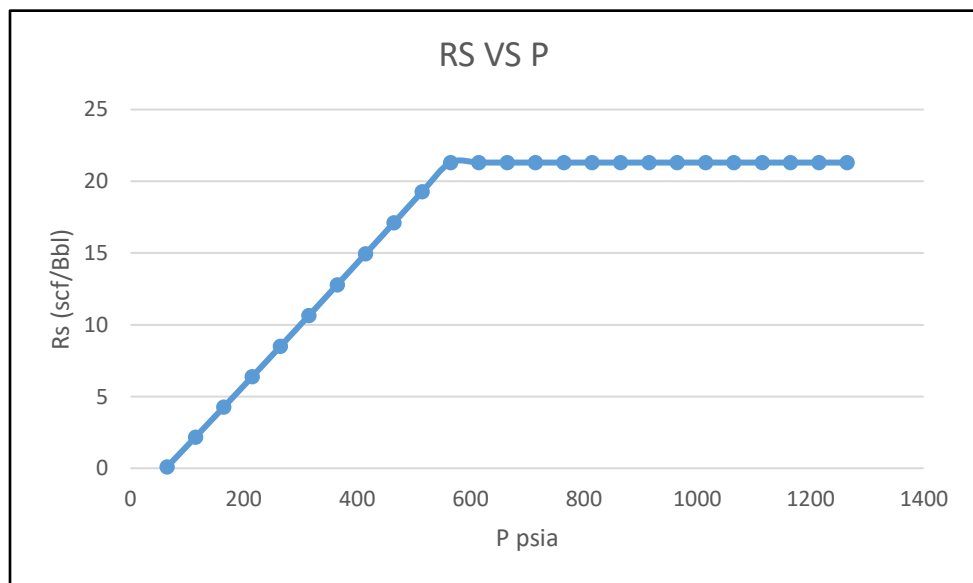
A continuación, se presenta una comparación gráfica de los resultados obtenidos del PVT para el  $R_s$  y la curva típica.

**Grafica C1.** Comportamiento típico de  $B_o$  vs P



**Fuente:** BÁNZER, Carlos. Correlaciones numéricas PVT. Maracaibo, 1996. p 64.

**Grafica C2.** Comportamiento  $R_s$  vs P

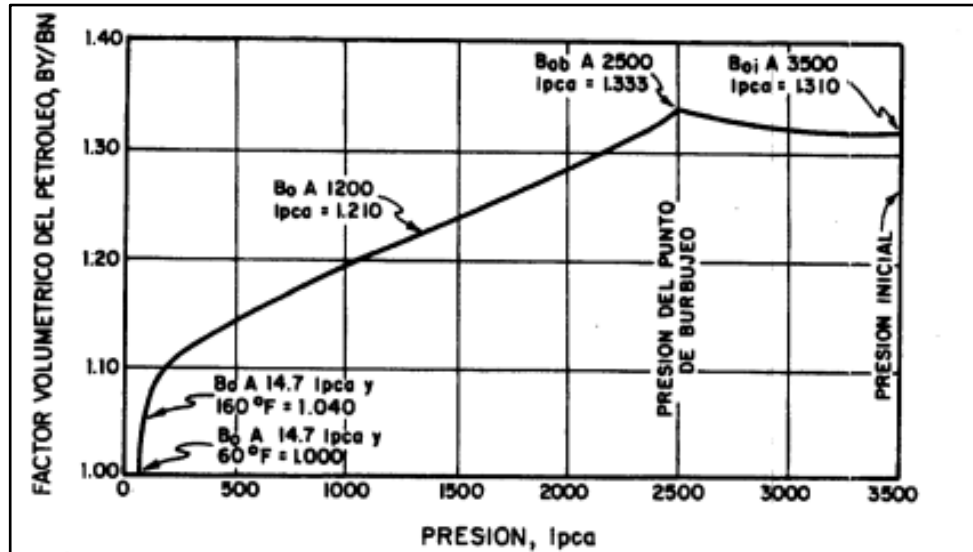


**Fuente:** elaborado por autores con base en KAPPA PVT v2.00.01.



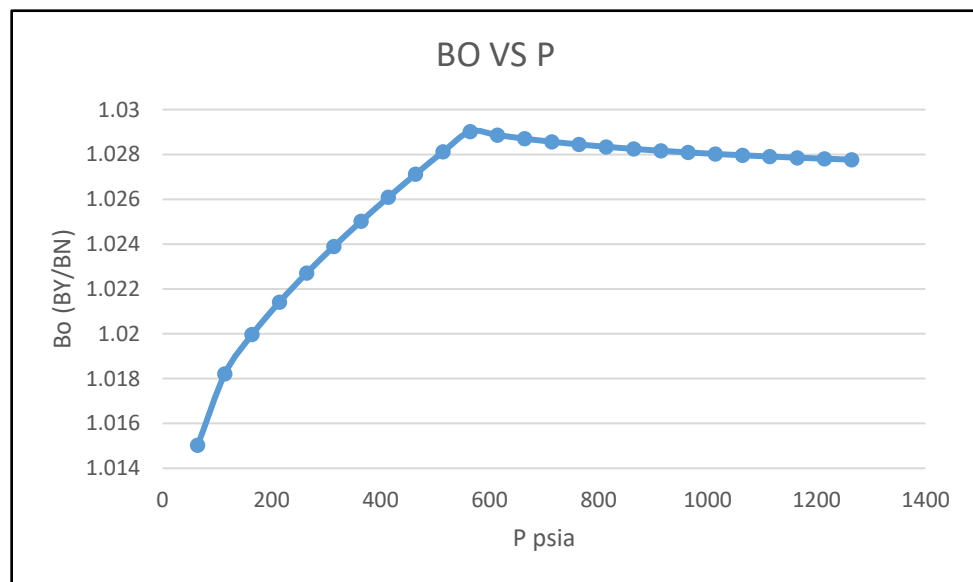
A continuación, se presenta una comparación gráfica de los resultados obtenidos del PVT para el Bo y la curva típica.

**Grafica C3.** Comportamiento típico de Bo vs P



**Fuente:** BÁNZER, Carlos. Correlaciones numéricas PVT. Maracaibo, 1996. P 72.

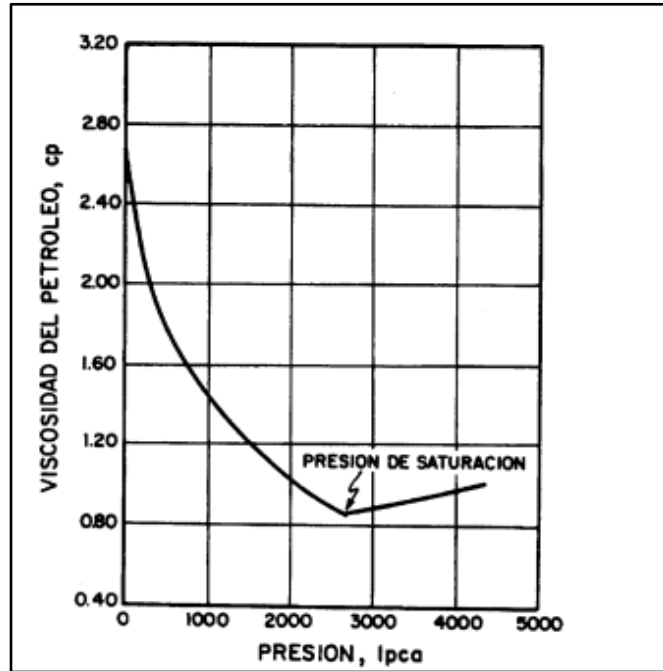
**Grafica C4.** Comportamiento Bo vs P



**Fuente:** elaborado por autores con base en KAPPA PVT v2.00.01.

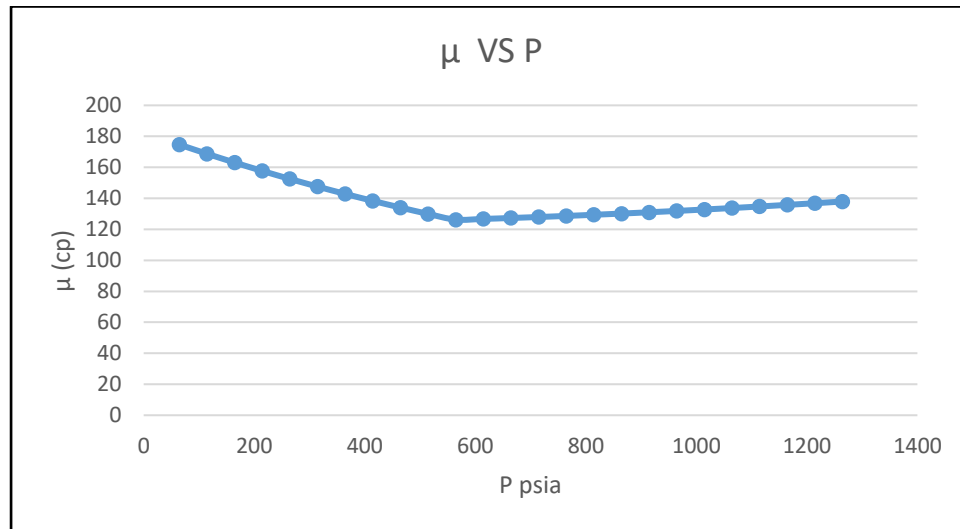
A continuación, se presenta una comparación gráfica de los resultados obtenidos del PVT para la  $\mu$  y la curva típica.

**Grafica C5.** Comportamiento típico de  $\mu$  vs P



**Fuente:** BÁNZER, Carlos. Correlaciones numéricas PVT. Maracaibo, 1996. p 94.

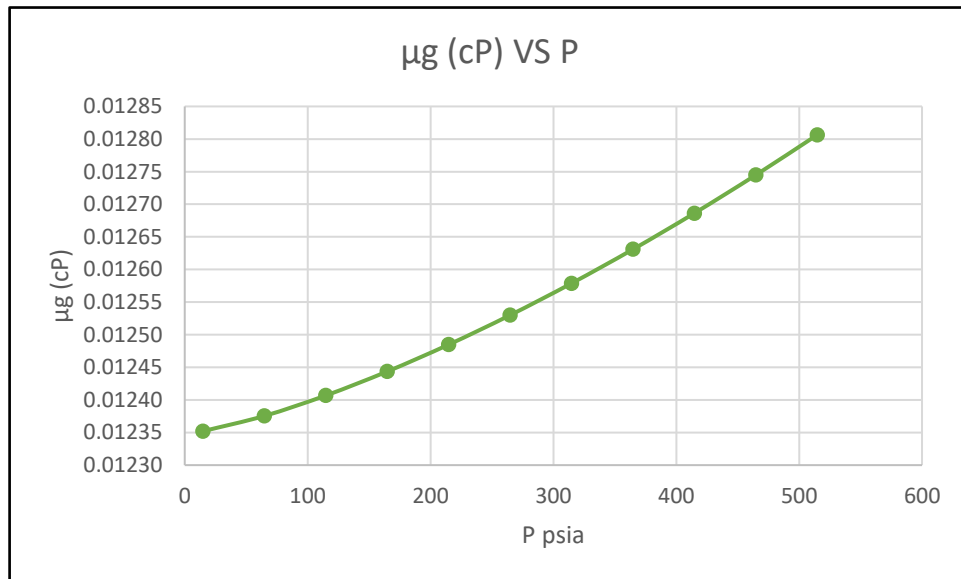
**Grafica C6.** Comportamiento  $\mu$  vs P



**Fuente:** KAPPA PVT v2.00.01. Modificado por autores.

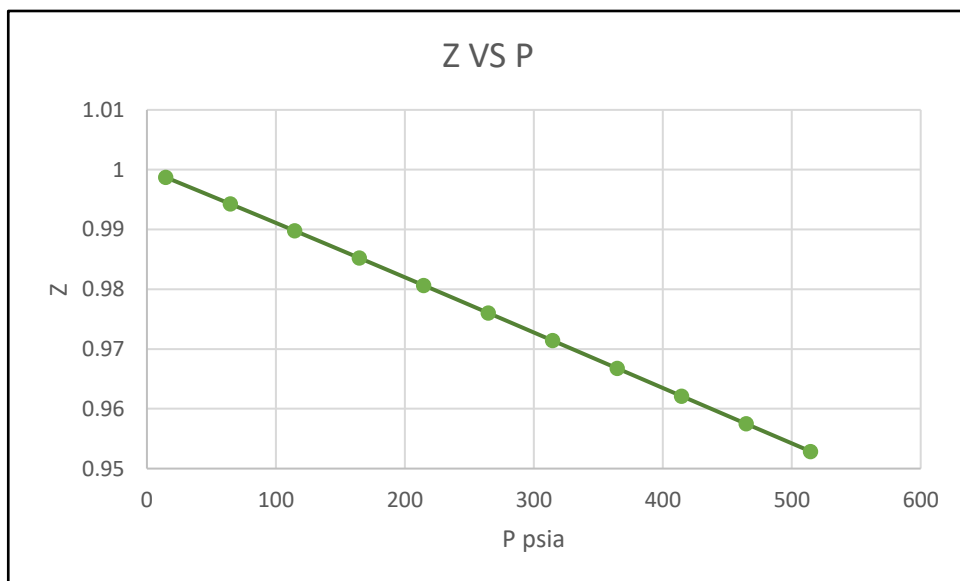
Las propiedades del gas como lo son el factor de compresibilidad Z y la viscosidad se presentan hasta el punto de burbuja, puesto que, es la información exclusiva que requiere el simulador.

**Grafica C7.** Comportamiento de  $\mu_g$  vs P



**Fuente:** KAPPA PVT v2.00.01. Modificado por autores.

**Grafica C8.** Comportamiento de Z vs P



**Fuente:** KAPPA PVT v2.00.01. Modificado por autores.

**ANEXO D**  
**INTERACCIÓN ROCA FLUIDOS**

**Tabla D1.** Permeabilidad relativa del agua y petróleo vs saturación de agua

Sw	Kro	Krow
0.286572	0	1
0.308196	0.00000916	0.79781
0.32982	0.00010358	0.626655
0.351444	0.00042815	0.483484
0.373068	0.00117187	0.365354
0.394693	0.00255898	0.269435
0.416317	0.00484396	0.19301
0.437941	0.00830834	0.133484
0.459565	0.0132583	0.0883883
0.481189	0.0200226	0.055389
0.502813	0.0289515	0.0322931
0.524437	0.0404153	0.0170598
0.546061	0.0548032	0.0078125
0.567686	0.0725225	0.00285433
0.58931	0.0939982	0.00069053
0.610934	0.119671	0.00006104
0.632558	0.15	0

**Fuente:** elaborado por autores con base en CMG (Computer Modelling Group).

## ANEXO E

### FLUJOS DE CAJA NETO

**Tabla E1.** Flujo de caja neto Campo Girasol.

# Ciclo.Mes-Año	0	1. Nov-19	2.Dic-19	3.Ene-20	4.Feb-20	5.Mar-20	6.Abr-20	7.May-20	8.jun-20	9.Jul-20	10.Ago-20	11.Sep-20
<b>Ingresos</b>												
Producción total de petróleo (BOPD)	-	57.81	147.95	132.83	149.58	171.63	174.61	209.12	199.6	202.2	200.22	197.53
Producción total de petróleo (BO)	-	257	364	3361	1481	2224	6686	2783	3568	2749	2809	4740
Precio barril de petróleo (USD)	-	\$ 61.50	\$ 61.50	\$ 61.50	\$ 61.50	\$ 62.35	\$ 62.35	\$ 62.35	\$ 62.35	\$ 62.35	\$ 62.35	\$ 62.35
<b>INGRESOS MENSUALES (USD)</b>	<b>0</b>	<b>\$ 15,805.50</b>	<b>\$ 22,386.00</b>	<b>\$ 206,701.50</b>	<b>\$ 91,081.50</b>	<b>\$ 138,666.40</b>	<b>\$ 416,872.10</b>	<b>\$ 173,520.05</b>	<b>\$ 222,464.80</b>	<b>\$ 171,400.15</b>	<b>\$ 175,141.15</b>	<b>\$ 295,539.00</b>
<b>Egresos</b>												
Desarrollo del proyecto	\$ 8,300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costos operacionales	\$ 7,378	\$ 7,378	\$ 7,378	\$ 7,378	\$ 7,378	\$ 7,378	\$ 7,378	\$ 7,378	\$ 7,378	\$ 7,378	\$ 7,378	\$ 7,378
Regalias (USD)	-	\$ 3,161.10	\$ 4,477.20	\$ 41,340.30	\$ 18,216.30	\$ 27,733.28	\$ 83,374.42	\$ 34,704.01	\$ 44,492.96	\$ 34,280.03	\$ 35,028.23	\$ 59,107.80
<b>EGRESOS MENSUALES (USD)</b>	<b>\$ 15,678</b>	<b>\$ 10,539.10</b>	<b>\$ 11,855.20</b>	<b>\$ 48,718.30</b>	<b>\$ 25,594.30</b>	<b>\$ 35,111.28</b>	<b>\$ 90,752.42</b>	<b>\$ 42,082.01</b>	<b>\$ 51,870.96</b>	<b>\$ 41,658.03</b>	<b>\$ 42,406.23</b>	<b>\$ 66,485.80</b>
<b>FLUJO DE CAJA NETO</b>	<b>-\$ 15,678</b>	<b>\$ 5,266.40</b>	<b>\$ 10,530.80</b>	<b>\$ 157,983.20</b>	<b>\$ 65,487.20</b>	<b>\$ 103,555.12</b>	<b>\$ 326,119.68</b>	<b>\$ 131,438.04</b>	<b>\$ 170,593.84</b>	<b>\$ 129,742.12</b>	<b>\$ 132,734.92</b>	<b>\$ 229,053.20</b>
<b>VALOR PRESENTE NETO (VPN)</b>	<b>\$289,914.20</b>											
TIO	14%					TIR	76%					

**Fuente:** Realizado por autores

**Tabla E2.** Flujo neto de caja Campo Jazmín

# Ciclo.Mes-Año	0	1. Nov-19	2.Dic-19	3.Ene-20	4.Feb-20	5.Mar-20	6.Abr-20	7.May-20	8.jun-20	9.Jul-20	10.Ago-20	11.Sep-20
<b>Ingresos</b>												
Producción total de petróleo (BOPD)	-	57.29	39.08	41.509	43.41	85.47	202.87	184.47	202.14	215.53	196.18	204.64
Producción total de petróleo (BO)	-	3902	4095	6066	3118	1282.05	3043.05	2767.05	3032.1	3232.95	2942.7	3069.6
Precio barril de petróleo (USD)	-	\$ 61.50	\$ 61.50	\$ 61.50	\$ 61.50	\$ 62.35	\$ 62.35	\$ 62.35	\$ 62.35	\$ 62.35	\$ 62.35	\$ 62.35
<b>INGRESOS MENSUALES (USD)</b>	<b>0</b>	<b>\$ 239,973.00</b>	<b>\$251,842.50</b>	<b>\$ 373,059.00</b>	<b>\$191,757.00</b>	<b>\$ 79,935.82</b>	<b>\$189,734.17</b>	<b>\$ 172,525.57</b>	<b>\$ 189,051.44</b>	<b>\$201,574.43</b>	<b>\$183,477.35</b>	<b>\$191,389.56</b>
<b>Egresos</b>												
Desarrollo del proyecto	\$ 8,300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costos operacionales	\$ 7,378	\$ 7,378	\$ 7,378	\$ 7,378	\$ 7,378	\$ 7,378	\$ 7,378	\$ 7,378	\$ 7,378	\$ 7,378	\$ 7,378	\$ 7,378
Regalías (USD)	-	\$ 71,991.90	\$ 75,552.75	\$ 111,917.70	\$ 57,527.10	\$ 23,980.75	\$ 56,920.25	\$ 51,757.67	\$ 56,715.43	\$ 60,472.33	\$ 55,043.20	\$ 57,416.87
<b>EGRESOS MENSUALES (USD)</b>	<b>\$ 15,678</b>	<b>\$ 86,747.90</b>	<b>\$ 82,930.75</b>	<b>\$ 119,295.70</b>	<b>\$ 64,905.10</b>	<b>\$ 31,358.75</b>	<b>\$ 64,298.25</b>	<b>\$ 59,135.67</b>	<b>\$ 64,093.43</b>	<b>\$ 67,850.33</b>	<b>\$ 62,421.20</b>	<b>\$ 64,794.87</b>
<b>FLUJO DE CAJA NETO</b>	<b>-\$ 15,678</b>	<b>\$153,225.10</b>	<b>\$168,911.75</b>	<b>\$ 253,763.30</b>	<b>\$126,851.90</b>	<b>\$ 48,577.07</b>	<b>\$125,435.92</b>	<b>\$ 113,389.90</b>	<b>\$ 124,958.00</b>	<b>\$133,724.10</b>	<b>\$121,056.14</b>	<b>\$126,594.69</b>
<b>VALOR PRESENTE NETO (VPN)</b>	<b>\$630,953.11</b>											
TIO	14%						TIR	87%				

**Fuente:** Realizado por autores

## ANEXO F

### INFORMACIÓN INPUT

A continuación, se especifican los parámetros usados para el desarrollo conceptual de simulación incluyendo las propiedades del reservorio, sección componentes, interacción roca-fluido, sección numérica e información de pozos.

**Tabla F1.** Configuración Inicial

Parámetro	Valor
Simulador	STARS
Unidades de trabajo	Field
Porosidad	Single Porosity

**Fuente:** elaborado por autores con base en CMG (Computer Modelling Group).

#### 1. Propiedades del reservorio

##### 1.1 Cartesian Grid

**Tabla F2.** Información Geometría de yacimiento.

INFORMACION GEOMETRIA	
LARGO YACIMIENTO (ft)	726
ANCHO YACIMIENTO (ft)	600
AREA (ft <sup>2</sup> )	435,600
AREA (Acres)	10
ESPELOR YACIMIENTO (ft)	400
TIPO DE MALLA	CARTESIANA- REGULAR- PROPORCIONAL
MODELADO DE CELDA	BLOCK CENTER
ESCALA DEL MODELO	GEOLOGICA
Tope Yacimiento-MD	1,300
Base Yacimiento-MD	1,700

**Fuente:** elaborado por autores con base en CMG (Computer Modelling Group).

## 1.2 Propiedades de los componentes

Tabla F3. Información componentes

Parámetro	Valor
Temperatura (F)	110
Presión (Psi)	850
Presion de burbuja (Psi)	515
Gravedad API	13
Gravedad Especifica Gas	0.65
Salinidad del agua (ppm)	10,000

Fuente: elaborado por autores con base en CMG (Computer Modelling Group).

Tabla F4. Información de referencia

Parámetro	Valor
Temperatura de referencia (°F)	75
Gradiente Geotérmico (°F/ft)	0.0155
Profundidad de referencia (ft)	0

Fuente: elaborado por autores con base en CMG (Computer Modelling Group).

## 1.3 Información Roca- Fluidos

Tabla F5. Interacción Roca-Fluidos

Parámetro	Valor
Tipo de roca	Arenisca Limpia
Humectabilidad	Agua
Kro@Swirr	1
Krw@Swmax	0.15
Krg@Swmax	0.3
Sgr	0
Sor	0.34
Swirr	0.26
Tipo de sistema	10,000

Fuente: elaborado por autores con base en CMG (Computer Modelling Group).



## 1.4 Inicialización

Tabla F6. Información de Inicialización

Parámetro	Valor
Tipo de inicialización	Equilibrio
Numero de fases	3
Datum TVSS	1400
OWOC	No observado
OGOC	No observado
Caracterización termodinámica	Su saturado

Fuente: elaborado por autores con base en CMG (Computer Modelling Group).

## 1.5. Información de pozos

Tabla F7. Información pozo productor

Parámetro	Valor
Nombre	GIR_P01
Radio (ft)	0.25
Daño estimado	0
Tipo de pozo	Vertical

Fuente: elaborado por autores con base en CMG (Computer Modelling Group).

Tabla F8. Información pozo inyector

Parámetro	Valor
Nombre	GIR_INY01
Radio	0.25
Daño estimado	-0.5
Tipo de pozo	Vertical

Fuente: elaborado por autores con base en CMG (Computer Modelling Group).