

**EVALUACIÓN TÉCNICA PARA LA DISPOSICIÓN DEL GAS HIDROCARBURO EN CAMPO  
ESCUELA COLORADO**

**JOSE ALFREDO RIOS AGUIRRE  
YURY KATHERINE SANCHEZ CACUA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA  
2017**

**EVALUACIÓN TÉCNICA PARA LA DISPOSICIÓN DEL GAS HIDROCARBURO EN CAMPO  
ESCUELA COLORADO**

**JOSE ALFREDO RIOS AGUIRRE  
YURY KATHERINE SANCHEZ CACUA**

**Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero De Petróleos**

**Director del proyecto  
M. Sc. JORGE MARIO PALMA BUSTAMANTE**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA  
2017**

## **AGRADECIMIENTOS**

Queremos expresar nuestros agradecimientos; a Dios primeramente por las oportunidades y capacidades que nos brinda para hacer un buen uso de ellas, también a nuestro director de tesis el M.Sc Jorge Mario Palma quien nos orientó para llevar a cabo este proyecto, a la Universidad Industrial de Santander como la institución educativa que nos formó para ser hoy unos profesionales de calidad que donde quiera que vayan dejen en alto su nombre, a nuestras familias por el apoyo incondicional en toda la trayectoria académica.

## DEDICATORIA

*Este triunfo que será el primero de tantos que deseo cumplir en la vida se lo dedico enteramente a Dios quien paso a paso ha orientado mi vida con cada oportunidad que me coloca al frente y quien ha sabido prepararme para ser una buena administradora del conocimiento y los recursos que hasta hoy me ha permitido obtener y del cual espero hacer el mejor uso posible en pro de ser una excelente profesional y ser humano.*

*A mis padres Mauricio y Jeanette quienes me criaron para convertirme en una mujer emprendedora y con propósitos en este mundo, y quienes me animan a trabajar con sacrificio para conseguir mis sueños y dejar huella a donde sea que vaya.*

*A mis hermanas Karen y Laura por quienes siempre lucharé para darles el mejor ejemplo posible y quienes han sido motivación en muchas de las decisiones que he tomado en mi vida.*

*A la señora Edith Carrizosa quien fue un pilar importante en mi formación profesional y quien con mucho amor y desinterés supo enseñarme y transmitirme los primeros pilares de formación laboral y a quien estaré eternamente agradecida de que haya estado en mi camino porque su paso por mi vida será definitivo en mi futuro.*

Yury Katherine Sánchez Cagua

## DEDICATORIA

*A Dios gracias por la vida, la salud, y todas mis capacidades, por permitirme cumplir esta meta, por ayudarme en todo momento, por haber puesto personas en mi camino que sin ellas no hubiera llegado hasta acá.*

*A mis padres Alfredo Rios y Maria Rosario Aguirre por su constante apoyo incondicional, por su ejemplo de vida, por inculcarme el valor y la disciplina del estudio y el conocimiento.*

*A mis tíos Leticia Rios y Humberto Ballesteros por su apoyo, su paciencia, y por acogerme como uno más de sus hijos.*

*Jose Alfredo Rios Aguirre*

## CONTENIDO

|  |    |
|--|----|
| INTRODUCCION .....   | 16 |
| 1. ASPECTOS GENERALES DEL CAMPO ESCUELA COLORADO .....   | 18 |
| 1.1. UBICACIÓN DEL CAMPO COLORADO .....  | 18 |
| 1.2. HISTORIA DEL DESARROLLO DEL CAMPO COLORADO .....  | 19 |
| 1.3. GEOLOGIA Y ESTRUCTURA DEL CAMPO COLORADO.....   | 21 |
| 1.3.1. Modelo Geológico del Campo Colorado .....   | 21 |
| 1.3.2. Modelo Estructural del Campo Colorado .....   | 23 |
| 1.3.3. Modelo Estratigráfico del Campo Colorado.....   | 23 |
| 2. GAS EN EL CAMPO ESCUELA COLORADO .....  | 28 |
| 2.1. RESEÑA HISTORICA DEL GAS EN COLOMBIA .....  | 28 |
| 2.2. PRODUCCIÓN DE GAS EN EL CAMPO ESCUELA COLORADO.....                                       | 31 |
| 3. ALTERNATIVAS DE EMPLEO DE GAS PROVENIENTE DEL CAMPO ESCUELA COLORADO .....                  | 39 |
| 3.1. ALTERNATIVA DE INYECCION DE GAS COMO METODO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA .....              | 39 |
| 3.1.1. Inyección de Gas Interna o Dispersa .....   | 40 |
| 3.1.2. Inyección de Gas Externa .....  | 41 |
| 3.1.3. Mecanismos De Desplazamiento Por Inyección De Gas .....                                 | 41 |
| 3.1.4. Criterios Geológicos Para La Inyección De Gas .....                                     | 42 |
| 3.1.5. Selección De Pozos Para Realizar Inyección De Gas.....                                  | 43 |
| 3.2. ALTERNATIVA DE ALMACENAMIENTO SUBTERRANERO DE GAS .....                                   | 46 |
| 3.2.1. Variables A Evaluar Para El Almacenamiento Subterráneo.....                             | 49 |
| 3.2.2. Tipos De Almacenamiento Subterráneo .....   | 49 |
| 3.2.3. Funciones Del Almacenamiento Subterráneo De Gas .....                                   | 54 |
| 3.2.4. Condiciones Del Gas Natural Para Ser Empleado En Inyección Y Almacenamiento De Gas..... | 57 |

|          |   |    |
|----------|---|----|
| 4.       | METODOLOGIA PARA ANALIZAR LA INYECCIÓN GAS COMO METODO DE RECOBRO SECUNDARIO EN EL CAMPO COLORADO ..... | 60 |
| 4.1.     | METODOLOGÍA DE LA SIMULACION NUMÉRICA.....  | 60 |
| 4.1.1.   | Selección de datos del modelo .....   | 60 |
| 4.1.2.   | Construcción de modelos de simulación .....   | 61 |
| 4.1.3.   | Análisis de Sensibilidad de Parámetros .....  | 62 |
| 4.1.4.   | Modelo conceptual de simulación.....  | 62 |
| 4.1.4.1. | Construcción del Enmallado Del Piloto.....  | 63 |
| 4.1.4.2. | Definición de las Propiedades Del Enmallado .....   | 64 |
| 4.1.4.3. | Modelo del fluido.....  | 65 |
| 4.1.5.   | Resultados Iniciales.....   | 68 |
| 4.1.6.   | Ajuste del modelo inicial.....  | 69 |
| 4.1.7.   | Análisis utilizando un Anillo de Confinamiento .....  | 70 |
| 4.1.8.   | Ajuste de la porosidad en el anillo de confinamiento .....  | 70 |
| 4.1.9.   | Implementación del Anillo de Confinamiento.....   | 73 |
| 4.1.10.  | Resultados del corregido en producción primaria .....   | 74 |
| 4.1.11.  | Implementación de inyección de gas como método de recobro secundario ...                                | 76 |
| 4.1.12.  | Análisis de sensibilidad del proceso de inyección de gas hidrocarburo.....                              | 76 |
| 4.1.13.  | Sensibilidad a la tasa de inyección de gas hidrocarburo .....   | 77 |
| 4.1.14.  | Sensibilidad a la presión de inyección de gas hidrocarburo.....   | 80 |
| 4.2.     | RESULTADOS DE LA INYECCIÓN DE GAS HIDROCARBURO .....  | 82 |
| 5.       | CONCLUSIONES.....   | 86 |
| 6.       | RECOMENDACIONES.....  | 87 |
|          | BIBLIOGRAFIA.....   | 88 |

## LISTA DE FIGURAS

|  |    |
|--|----|
| Figura 1. Ubicación del Campo Escuela Colorado                                     | 19 |
| Figura 2. Producción acumulada de los fluidos en el Campo Colorado                 | 21 |
| Figura 3. Columna estratigráfica de la cuenca del Valle del Magdalena Medio        | 23 |
| Figura 4. Distribución de Bloques y Pozos en el Campo Colorado                     | 25 |
| Figura 5. Historia de producción del Campo Escuela Colorado                        | 33 |
| Figura 6. Producción de Aceite, Agua y Gas del Campo Colorado.                     | 34 |
| Figura 7. Producción de Aceite, Agua Y Gas del Campo Colorado.                     | 35 |
| Figura 8. Mapa campo colorado pozos candidatos a inyectores                        | 45 |
| Figura 9. Pozo inyector COL 50   | 46 |
| Figura 10. Evolución de las Reservas Totales de Gas Natural en Colombia            | 47 |
| Figura 11. Distribución de Pozos en el Piloto de Inyección                         | 64 |
| Figura 12. Enmallado del Piloto Vista 3D   | 65 |
| Figura 13. Curva de permeabilidad relativa agua-aceite                             | 66 |
| Figura 14. Curva de permeabilidad relativa gas-liquido                             | 67 |
| Figura 15. Distribución de pozos en el modelo                                      | 67 |
| Figura 16. Presión Promedio del Yacimiento   | 68 |
| Figura 17. Tasa de producción de aceite  | 69 |
| Figura 18. Anillo de confinamiento con permeabilidad modificada                    | 70 |
| Figura 19. Presión promedio del yacimiento variando la porosidad                   | 71 |
| Figura 20. Factor de recobro variando la porosidad                                 | 72 |
| Figura 21. Anillo de confinamiento con porosidad modificada                        | 72 |
| Figura 22. Presión promedio del yacimiento caso base y con anillo de confinamiento | 73 |
| Figura 23. Presión promedio del yacimiento en producción en frio                   | 74 |
| Figura 24. Tasa de producción de aceite en producción en frio                      | 75 |
| Figura 25. Factor de recobro de aceite en producción en frio                       | 75 |
| Figura 26. Presión promedio del yacimiento a varias tasas de inyección             | 78 |
| Figura 27. Tasa de producción de aceite a varias tasas de inyección                | 79 |
| Figura 28. Factor de recobro a varias tasas de inyección                           | 79 |
| Figura 29. Presión Promedio Del Yacimiento A Varias Presiones De Inyección         | 81 |
| Figura 30. Tasa De Producción De Aceite A Varias Presiones De Inyección            | 81 |

|  |    |
|--|----|
| Figura 31. Presión promedio del yacimiento en producción primaria y con inyección de gas | 82 |
| Figura 32. Factor De Recobro De Aceite En Producción Primaria Y Con Inyección De Gas     | 84 |
| Figura 33. Producción Acumulada De Aceite En Producción Primaria Y Con Inyección De Gas. | 84 |

## LISTA DE TABLAS

|  |    |
|--|----|
| Tabla 1. Propiedades petrofísicas y de saturación de las formaciones Mugrosa para las zonas productoras B1, B2, C1 y C2..... | 24 |
| Tabla 2. Distribución de los pozos de Campo Colorado por Bloque.....   | 26 |
| Tabla 3. Reporte de producción por año Arena C, bloque I.....  | 35 |
| Tabla 4. Pozos Campo Escuela Colorado .....  | 44 |
| Tabla 5. Intervalo perforado de los pozos candidatos a inyectores .....  | 45 |
| Tabla 6. Propiedades Iniciales del Piloto de Inyección .....   | 64 |
| Tabla 7. Propiedades del fluido.....   | 66 |
| Tabla 8. Resultados de la inyección de gas hidrocarburo utilizado en el piloto .....   | 85 |

## RESUMEN

**TÍTULO: “EVALUACIÓN TÉCNICA PARA LA DISPOSICIÓN DEL GAS HIDROCARBURO EN CAMPO ESCUELA COLORADO”\***

**AUTORES:** José Alfredo Ríos Aguirre  
Yury Katherine Sánchez Cagua \*\*

**PALABRAS CLAVE:** inyección de gas, almacenamiento subterráneo, simulación numérica, campo Colorado.

### DESCRIPCIÓN

Los campos maduros que llevan muchos años en producción o que han agotado su energía potencial, son objetos de interés para las nuevas propuestas de recuperación de hidrocarburos pues por algún tiempo fueron catalogados como reservas probables debido a su inaccesibilidad tecnológica.

Hoy se desea el almacenamiento subterráneo de gas hidrocarburo o la inyección de gas en dichos campos, la cual puede hacer un barrido o un empuje al crudo del campo objeto de estudio, mejorando su movilidad hacia los pozos productores.

La tecnología de almacenamiento subterráneo entrega una mayor confiabilidad en el suministro de gas natural y supone un mejor aprovechamiento de este recurso cuando los precios de combustible sean altos.

El proyecto consiste en evaluar técnicamente dos diferentes alternativas para la disposición del gas hidrocarburo en un campo colombiano, las cuales son el emplear el gas para inyectarlo como método de recuperación secundaria y/o almacenarlo de forma subterránea, y así evitar su quema al menos de una forma parcial e incurrir en los riesgos que esto conlleva.

La alternativa de la inyección de gas como método de recobro secundario se evaluó con la simulación numérica con el fin de observar su comportamiento y desempeño. Se realizó un análisis

---

\* Trabajo de Grado.

\*\* Facultad de Ingenierías Físico – Químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos. Director: M. Sc. Jorge Mario Palma Bustamante.

de sensibilidad de los parámetros y de las variables más influyentes para obtener las condiciones más óptimas y favorables para su aplicación.

## ABSTRACT

**TITLE: TECHNICAL EVALUATION FOR HYDROCARBON GAS DISPOSITION IN THE COLORADO FIELD\***

**AUTHORS:** José Alfredo Ríos Aguirre

Yury Katherine Sánchez Cacua \*\*

**KEYWORDS:** Gas injection, underground storage, Colorado field, numeric simulation.

## DESCRIPTION

Mature fields that have been in production for many years or that have exhausted their potential energy are objects of interest for new hydrocarbons recovery proposals since they were classified as probable reserves for some time because of their technological inaccessibility.

Today both the hydrocarbon gas underground storage or gas injection in those same fields, are desired, because those options can make a sweep or push of the crude, improving its mobility towards the production wells.

Hydrocarbon gas underground storage technology delivers great reliability in the delivery of natural gas and makes better use of this resource when fuel/oil prices are high.

The project consists in technically evaluating two different alternatives for the disposal of hydrocarbon gas in a Colombian field, which are using the gas to inject it as a secondary recovery method and/or to store it underground, so it avoids burning the gas produced at least in a partial way and incur the risks that this entails.

The gas injection alternative as a secondary recovery method was evaluated using numerical simulation in order to observe its behavior and performance. We made a sensitivity analysis of the parameters and the most influential variables to obtain the most favorable conditions for its application.

---

\* Degree Project

\*\* Physicochemical Engineering's Faculty. Petroleum Engineering School. Director: M. Sc. Jorge Mario Palma Bustamante.

## INTRODUCCION

Hoy en día el gas natural en Colombia es uno de los recursos energéticos más importantes en el desarrollo de la economía nacional. Desde 1990 se ejecuta el Plan de Masificación del Gas como alternativa para reemplazar los combustibles tradicionales logrando cambios en la estructura del consumo energético, convirtiéndose en la segunda con un consumo del 16% al igual que la hidroenergía y después del petróleo y sus derivados con un 46%.<sup>1</sup>

La producción nacional de gas ocurre principalmente en la costa Caribe y los llanos Orientales. La Guajira (campos de Ballenas-Chuchupa) y Casanare (Campo Cusiana-Cupiagua), agrupan el 47% de las reservas probadas de gas en Colombia y el volumen de producción de estos dos campos representó el 84% del total nacional para el año 2012. La producción diaria estimada promedio mensual de gas con corte a 31 de Octubre de 2016 alcanzó los 1.034 Millones de pies cúbicos por día MPCD según la ANH<sup>2</sup>

Por otro lado, los campos maduros que llevan muchos años de producción o que han agotado su energía potencial, son objetos de interés para las nuevas propuestas de recuperación de hidrocarburos pues por algún tiempo fueron catalogados como reservas probables debido a su inaccesibilidad tecnológica. Hoy se desea el almacenamiento de gas hidrocarburo o la inyección del mismo en dichos campos, la cual puede hacer un barrido o

---

<sup>1</sup> Guerrero S., Fernando. Llano C., Fernando. Gas Natural en Colombia – Gas E.S.P. Universidad ICESI. Recuperado de [https://www.icesi.edu.co/revistas/index.php/estudios\\_gerenciales/article/view/110/html](https://www.icesi.edu.co/revistas/index.php/estudios_gerenciales/article/view/110/html).

<sup>2</sup> Producción Mensual de Petróleo. Recuperado de <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>

un empuje al crudo del campo objeto de estudio, mejorando su movilidad hacia los pozos productores. La tecnología de almacenamiento subterráneo entrega una mayor confiabilidad en el suministro de gas natural y supone un mejor aprovechamiento de este recurso cuando los precios de combustible sean altos.

El proyecto consiste en evaluar técnicamente las diferentes alternativas para la disposición del gas hidrocarburo en un campo colombiano, las cuales son el emplear el gas para inyectarlo como método de recuperación secundaria y/o almacenarlo de forma subterránea.

El contenido de esta investigación se desarrolló en seis capítulos, en donde el primero muestra una recopilación de la información acerca del campo y los datos disponibles del mismo, al día de hoy. El capítulo dos se presenta una breve reseña del gas en Colombia y en el Campo Escuela Colorado. El capítulo tres presenta la descripción de cada una de las alternativas de empleo de gas propuestas; el capítulo cuatro describe la metodología empleada para realizar la simulación de cada una de las alternativas para determinar la más favorable, y en el capítulo cinco finalmente se formula conclusiones y recomendaciones de acuerdo al análisis de los resultados.

## **1. ASPECTOS GENERALES DEL CAMPO ESCUELA COLORADO**

El Campo Colorado, como se llamó hasta el 2009, luego del convenio interinstitucional entre Ecopetrol S.A. y la Universidad Industrial de Santander, es reconocido como una unidad académica y formativa que lleva como nombre Campo Escuela Colorado. A continuación se presenta una descripción del campo:

### **1.1. UBICACIÓN DEL CAMPO COLORADO**

El Campo Colorado se encuentra ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM), en inmediaciones de los municipios de San Vicente de Chucurí, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) y al sur del Campo La Cira Infantas, en el área que pertenecía a la antigua Concesión de Mares.<sup>3</sup>

Su ubicación geológica es el Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental; su estructura corresponde a un anticlinal asimétrico de hasta 80° en su flanco oeste y hasta de 25° en su flanco este. Este anticlinal posee una extensión aproximada de 10 kilómetros de largo y 3 kilómetros de ancho.

---

<sup>3</sup> Rodríguez Ceballos, Edson Ricardo. Evaluación Técnica de reservas de gas y pronóstico de su producción del Campo Escuela Colorado. Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Página 47

**Figura 1. Ubicación del Campo Escuela Colorado**



**Fuente:** ECOPETROL – ICP 2003 D.E.R

## **1.2. HISTORIA DEL DESARROLLO DEL CAMPO COLORADO**

La exploración del campo Colorado fue realizada entre 1923 y 1932 por la compañía Tropical Oil Company (TROCO) perforando 7 pozos. En 1945 empezaron a perforar 8 pozos con los que se oficializó el inicio de producción con una tasa de 300 BOPD. Entre 1953 y 1964 la empresa colombiana Ecopetrol desarrolló el campo perforando 60 pozos adicionales, para completar un total de 75 pozos a lo largo de todo el campo. En 1961 alcanzó su máxima producción, con un caudal de 1771 BOPD, el cual se redujo rápidamente hasta llegar 467 BOPD en 1966. En este periodo de 5 años, el campo perdió pozos productores debido a diferentes problemas mecánicos entre los que se destacaban el taponamiento de las líneas por acumulación de parafinas. A partir de 1966 se empezó a notar una disminución muy considerable de la tasa de producción hasta llegar a 47 BOPD en 1989. Desde entonces su producción se ha mantenido en un promedio variable; según

el informe a Junio de 2012 el campo Colorado cuenta con 23 pozos activos con una producción aproximada de 424,17 BOPD y un promedio de 400 KPCD de gas.

A lo largo de la vida del campo, se han utilizado dos sistemas de levantamiento artificial. Bombeo mecánico y plungerlift. Este último fue retirado debido a pérdidas de eficiencia y daños ocasionados por la precipitación de parafinas nuevamente<sup>4</sup>. Durante los últimos años ha presentado un incremento notable en su producción debido a las operaciones y reactivación de pozos, cual se evidencia en los reportes e informes de producción que muestra mensualmente el campo. El aceite original estimado de acuerdo al último reporte es de 121 MMSTB y las reservas primarias producidas son de 8,9 MMSTB (2003) con un factor de recobro de 7,157%. (Ver figura 2).

El Campo Colorado se clasifica como maduro, debido a que presenta las siguientes características:

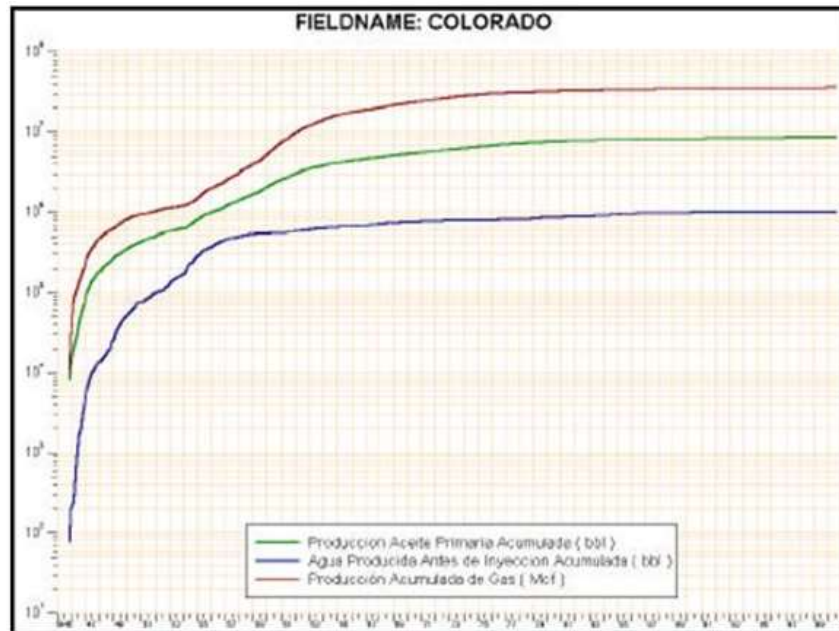
- Etapa de producción estabilizada en su curva de declinación, y una tasa excesivamente baja con respecto a la tasa inicial.
- Es muy poco aporte del mecanismo de empuje predominante (gas en solución).
- Presenta bajo nivel de energía en el yacimiento.
- Bajo índice de productividad en todos los pozos.

Actualmente el gas se ha venido bombeando a la estación tratamiento y recolección del gas centro que se encuentra ubicada en el Campo Cira Infantas.

---

<sup>4</sup> Rodríguez Ceballos, Edson Ricardo. Evaluación Técnica de reservas de gas y pronóstico de su producción del Campo Escuela Colorado. Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Página 60.

**Figura 2. Producción acumulada de los fluidos en el Campo Colorado**



**Fuente:** Ecopetrol SA-ICP. Diagnóstico y Estrategias de Recobro Campo Colorado.

### **1.3. GEOLOGIA Y ESTRUCTURA DEL CAMPO COLORADO**

**1.3.1. Modelo Geológico del Campo Colorado.** La evolución tectónica del Valle Medio del Magdalena (VMM) ha estado caracterizada por eventos distensivos que tuvieron lugar en el triásico tardío y el cretácico tardío con algunas interrupciones. La fase tectónica compresiva de la depresión del VMM se formó a finales del cretáceo e inicios del paleoceno y adquirió su forma actual en el mioceno. La estratigrafía de base a techo de la secuencia terciaria del Valle medio del Magdalena corresponde a las formaciones Lisama, La Paz, Esmeraldas, Mugrosa, Colorado, además del grupo Real y el Grupo Mesa. Las

formaciones Colorado, Mugrosa y Esmeraldas constituyen las principales unidades almacenadoras de hidrocarburos en el VMM.<sup>5</sup>

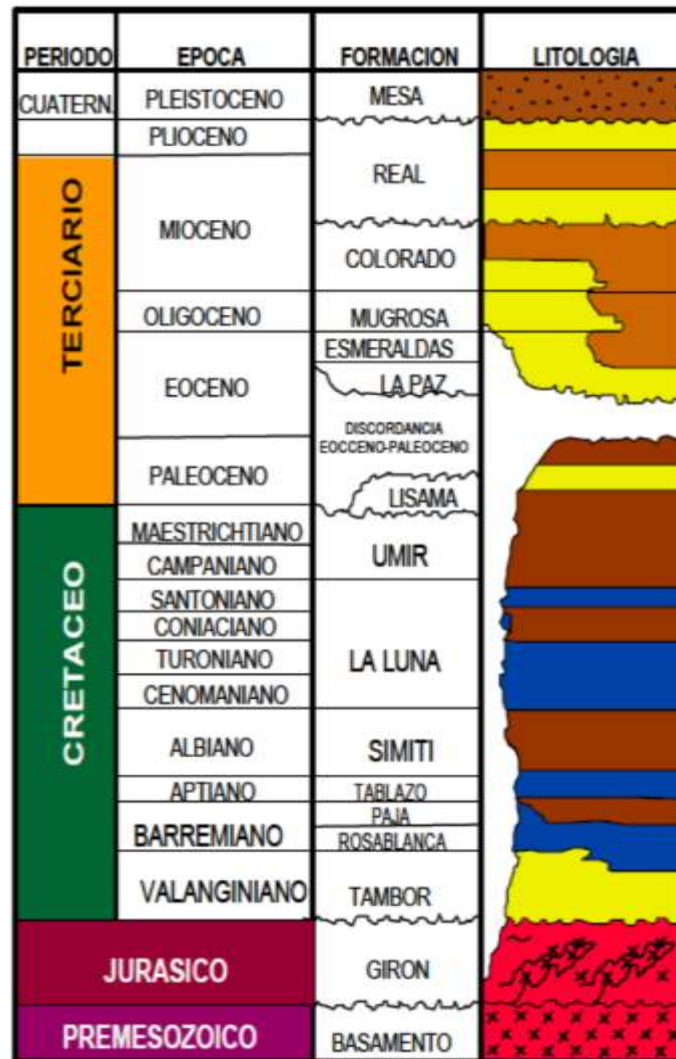
El petróleo se extrae principalmente de las formaciones Mugrosa (Zona B y C), Esmeralda y la Paz (D) de edad Oligoceno-Mioceno inferior, caracterizada por las intercalaciones de depósitos de areniscas y lodolitas continentales, ilustrado en la figura 3. Las areniscas de la formación Mugrosa se dividen en 4 unidades operacionales en el Campo Colorado, las cuales son: Zona B, Zona B2, Zona C y Zona C2; tiene un espesor que varían aproximadamente desde 1.800 a 4.500 pies y está compuesta por intercalaciones de arenisca de grano fino y lodolitas vari-coloreadas, acumuladas dentro de un ambiente de tipo meándritico.

Las unidades operacionales en el campo poseen una porosidad promedio y un espesor de arena neta petrolífera de 12,9% y 21.8 pies para la zona B1. 13,5% y 23.2 pies para la zona B2. 15,7% y 24.9 pies para la zona C1 y 19,6% y 42.3 pies para C2. Las acumulaciones son aceite liviano y gas con gravedad 36° a 42° API y el mecanismo de producción predominante es el empuje por gas en solución. El aceite original estimado es de 121 MMBLS y las reservas primarias producidas son el 8,59 MMBLS con un factor de recobro de 14.6%.

---

<sup>5</sup> Amaya K., Clavo J. "Geo-estadística univariable aplicada a atributos petrofísicos de la formación Mugrosa para la determinación de áreas prospectivas del Campo Escuela Colorado", 2010. Página 75.

Figura 3. Columna estratigráfica de la cuenca del Valle del Magdalena Medio



Fuente: Ecopetrol SA-ICP. Diagnóstico y Estrategias de recobro Campo Colorado.

**1.3.2. Modelo Estructural del Campo Colorado.** La estructura del Campo Colorado está conformada por un anticlinal asimétrico, cuyo flanco más extenso, buza al oriente y el más corto hacia el occidente con inclinaciones entre 25° a 45°, con eje N-S y cabeceo hacia el norte, ubicado en el bloque colgante de una falla inversa homotéctica en sentido N-S y buzamiento al Norte.

El campo está comprendido por un sistema de fallas en el bloque colgante de la falla Colorado, de los cuales se distinguen seis fallas de tipo inverso y una normal que evidencia la relajación del sistema de esfuerzos compresivos, por tal motivo el campo se divide en seis bloques, como se ilustra en la siguiente figura 4.

**Tabla 1. Propiedades petrofísicas y de saturación de las formaciones Mugrosa para las zonas productoras B1, B2, C1 y C2.**

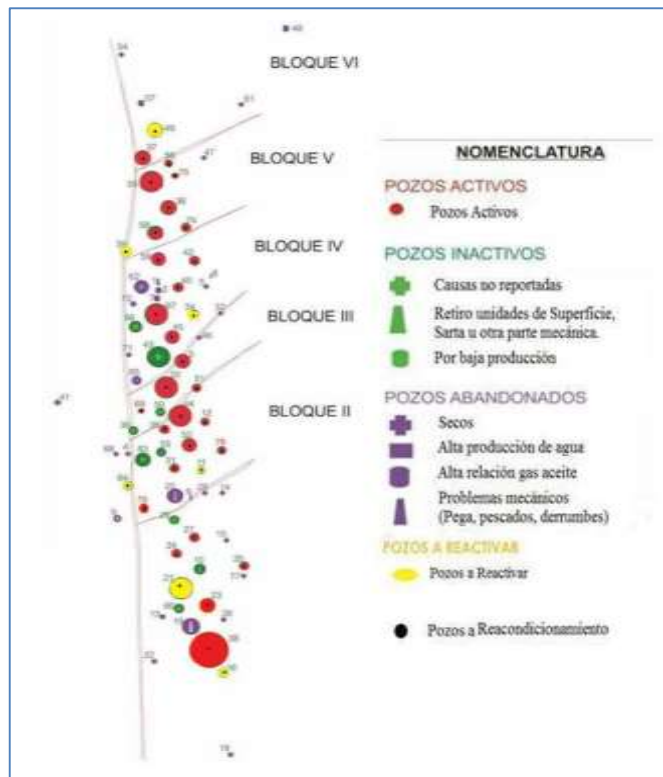
| Zona Productora | Área (m <sup>2</sup> ) | Porosidad | Saturación de Agua (Sw) | Espesor (ft) |
|-----------------|------------------------|-----------|-------------------------|--------------|
| B1              | 6.92 E+06              | 0.131     | 0.30                    | 40           |
| B2              | 5.34 E+06              | 0.135     | 0.30                    | 50           |
| C1              | 7.39 E+06              | 0.16      | 0.29                    | 20           |
| C2              | 5.35 E+06              | 0.19      | 0.28                    | 63-100       |

**Fuente:** Modificado de “Geo-estadística univariable aplicada a atributos petrofísicos de la formación Mugrosa para la determinación de áreas prospectivas del Campo Escuela Colorado”. 2010.

De sur a norte se denominan los bloques I, II, III y IV están limitados por fallas inversas con buzamiento hacia el sur, cabalgándose unos a otros hacia el norte de tal forma que el bloque I está más alto y bloque IV más bajo. Este último está limitado al norte por una falla inversa que buza hacia el norte y que lo separa del bloque V, el cual a su vez está

limitado por una falla normal que buza hacia el norte y que lo separa del bloque VI en la parte norte del campo<sup>6</sup>.

**Figura 4. Distribución de Bloques y Pozos en el Campo Colorado**



**Fuente:** Modificado de Informe Mensual Actividades – Campo Escuela Colorado. División Agosto de 2011

En la tabla 2 se observa la distribución de los pozos a lo largo del yacimiento en cada uno de los bloques, además de los pozos que se perforaron y se encontraron secos.

<sup>6</sup> Amaya K. y Calvo J., Geo-estadística univariable aplicada a atributos petrofísicos de la formación mugrosa para la determinación de áreas prospectivas del Campo Escuela Colorado. 2010.

**Tabla 2. Distribución de los pozos de Campo Colorado por Bloque**

| BLOQUE       | POZOS  |
|--------------|--|
| I            | 10,13,14,15,16,18,19,21,22,23,24,25,26,27,28,29,38,60,77 |
| II           | 4,6,9,11,12,20,31,35,44,51,52,53,63,64,68,70,76,         |
| III          | 3,30,32,33,46,50,69                                      |
| IV           | 1,2,5,7,8,34,40,42,43,45,59,62,65,66,67,71,72            |
| V            | 36,39,47,55,56,58,74,75                                  |
| VI           | 37,48,49,54,57,61  |
| <b>Secos</b> | 1,4,5,6,8,17,29,32,41,42,43,44,46,61,68,71,72,77         |

**Fuente:** CARPIO, Oscar y OSPINO, Orlando. “Informe sobre aplicabilidad de Greenzyme para estimulación del Campo Colorado”. División de Geología y Yacimientos. Campo Escuela Colorado. UIS 2008.

**1.3.3. Modelo Estratigráfico del Campo Colorado.** Los pozos perforados en el Campo Colorado atraviesan unidades de interés económico pertenecientes a la secuencia terciaria del VMM que descansa sobre la discordancia del eoceno medio. De manera general, estas formaciones están caracterizadas por intercalaciones de depósitos areniscas y lodolitas continentales que varían lateralmente en un sistema fluvial meándrico a trezado. Estos depósitos se desarrollaron posteriormente a los eventos tectónicos relacionados con la subsidencia de la cordillera central al Occidente y el levantamiento de la cordillera Oriental<sup>7</sup>.

<sup>7</sup> Torres León, Jorge. Rangel Silva, William. Análisis de datos de producción a nivel de completamientos para la asignación de la producción del Campo Colorado. 2008. Página 27.

Según el informe ECOPETROL-ICP del 2003, las variaciones granulométricas entre las arenas de grano muy fino a medio y las laminaciones e intercalaciones con lodolitas arenosas, lodolitas y limolitas arcillosas varicoloreadas reflejan múltiples variaciones en el régimen de flujo que indican etapas de acreción vertical y lateral de canales hasta abandono en llanuras de inundación. Esto sugiere un sistema de ríos meándricos con corrientes en la parte final de un estado juvenil, teniendo en cuenta el dominio de granulometría fina.

## **2. GAS EN EL CAMPO ESCUELA COLORADO**

### **2.1. RESEÑA HISTORICA DEL GAS EN COLOMBIA**

La Colombian Petroleum (COLPET), titular de la concesión Cicuco-Violó, en el año 1945 encontró petróleo. Sin embargo este yacimiento también contenía gas. De esta manera se encontró el primer depósito de gas en el país. En el año 1958, la compañía San Andrés Development, descubrió gas entre los departamentos de Sucre y Córdoba, siendo este el primer campo de gas libre de petróleo en el país. Se crea, entonces la Promotora de Gasoducto del Atlántico, (PROMIGAS), la cual costeo el estudio de reservas con que contaba la región. Tiempo después junto con COLPET, constituyeron la empresa Gas Natural Colombiano S.A.

La sociedad se creó bajo el objetivo de transportar gas natural de Cicuco a Barranquilla, para abastecer con este combustible la industria y de paso reducir los costos, los cuales eran un veinticinco por ciento más baratos que el uso del fuel oil que venían usando las plantas. De esta manera fue posible construir el primer gasoducto en Colombia con capacidad para transportar entre 30 y 60 millones de pies cúbicos por día.

La utilización del gas natural en Colombia se remonta al descubrimiento de los campos de Santander. Con excepción de los campos de gas libre, el gas asociado fue considerado en el país como un subproducto de la explotación del crudo, y era quemado en las teas de los campos petroleros. Desde 1961, la conciencia sobre el valor del gas se empieza a plasmar en la legislación, y es por primera vez a través de la Ley 10 de 1961, que se prohíbe de forma explícita su quema, posteriormente se ratifica mediante el decreto 1873 de 1973.

Entre los años 1972-1975 la Texas Petroleum Company (hoy Chevron Petroleum Company), que tenía contrato de asociación en un bloque en la Guajira, se encontró con unos enormes yacimientos de gas natural, tratándose de los campos Ballenas, Riohacha y Chuchupa, siendo este último costa afuera, con reservas aproximadas de 7 terapias cúbicas de gas.

En 1973 se inicia la construcción en la costa atlántica del primer gasoducto para atender las necesidades del sector industrial para esa zona del país, extendiéndose a todos sus departamentos. Con el objeto de sustituir energéticos de alto costo, en 1986 se estableció el primer plan nacional de uso general del gas natural, llamado "Programa de gas para el cambio", pero el bajo volumen de reservas de esa época y la coyuntura en que se desenvolvían los energéticos, los cuales estaban subsidiados, limitaron el desarrollo de este plan.

Desde inicios de la década de los 90, la política energética tuvo como objetivo la masificación del consumo de gas en el país teniendo en cuenta la necesidad de crear la cultura del gas. En el año 1991 el CONPES aprobó el programa de masificación de consumo de gas, a raíz del descubrimiento del gas de la Guajira. Se lograron avances significativos en la sustitución de combustibles derivados del petróleo y energía eléctrica por gas natural.

Hacia finales de 1991, El Consejo Nacional de Política Económica y Social CONPES, aprobó el programa para la masificación del consumo de gas, con base en el estudio que había adelantado en cooperación con la Comunidad Económica Europea, en el cual se identificaron los principales proyectos del plan de masificación del gas. En este documento el CONPES esbozó una política macroeconómica y energética integral, en la que se establecieron las facilidades para los particulares en la construcción de gasoductos

troncales, mediante el esquema de concesión. Igualmente se presentó la posibilidad de la distribución a cargo de empresas privadas o mixtas.

La entonces Comisión Nacional de Energía aprobó, en Mayo de 1992, el sistema de transporte de gas, separándolo en troncales, subsistemas y distribución, para garantizar un suministro adecuado a los futuros usuarios. En 1993, se elaboró el documento Minminas Ecopetrol DNP-2646- UINF-DIMEN, a través del cual se expresó nuevamente la necesidad de promocionar una matriz energética más eficiente y conveniente para el país, mediante sustitución de energéticos de alto costo.

El gobierno adicionalmente propuso que se llevara el gas hasta la costa y una vez allí este sería vendido a precios internacionales, de esta manera PROMIGAS construyó un gasoducto desde Ballenas hasta Cartagena, con una extensión de 380 kilómetros y un diámetro entre 12 y 20 pulgadas. Sólo hasta el año 1993, se tomó la determinación de la construcción que lleva el gas de la Guajira al interior del país, así como la construcción de la segunda plataforma de Chuchupa que estuvieron terminadas en el año 1996 para operar.

En el mismo año 1993 se expidió el Decreto 408 de Marzo 3, en el cual el CONPES aprobó las estrategias para el desarrollo del Plan Gas, que contemplaban la conformación de un sistema de transporte de gas natural, donde Ecopetrol ejercería, directamente o por contrato, la construcción de los gasoductos utilizando esquemas de BOMT (siglas en inglés del esquema de financiación en donde un inversionista privado Construye (B), Opera (O), Mantiene (M) y Transfiere (T o similares), para conectar los campos de producción con los centros de consumo en el país.

Se vió también la necesidad de crear un sistema de transporte de gas independiente de

los productores, comercializadores y distribuidores, que garantizase el acceso abierto en igualdad de condiciones a todos los usuarios. Así se llegó, después de varios años de debate, a la creación de la Empresa Colombiana de Gas ECOGAS, el 20 de agosto de 1997, como una empresa industrial y comercial del estado, con autonomía presupuestal y administrativa, cuya misión era administrar y controlar, operar y explotar comercialmente los sistemas de gasoductos en el interior del país.

A partir de ese momento, se presentaron cambios importantes en materia institucional y regulatoria que han consolidado el desarrollo de la industria del gas natural. Institucionalmente, Ecopetrol dejó de asumir la responsabilidad de ejecutar el Plan de Masificación de Gas de forma centralizada y así mismo de acometer la totalidad de las inversiones en infraestructura básica, particularmente, lo concerniente a la construcción de gasoductos troncales, para dedicarse exclusivamente a la exploración y explotación de hidrocarburos, actividad objeto de su razón de negocio.<sup>8</sup>

## **2.2. PRODUCCIÓN DE GAS EN EL CAMPO ESCUELA COLORADO**

La exploración del campo se realizó entre los años de 1923 a 1932 cuando se perforaron 7 pozos, de los cuales todos, excepto el N° 7, fueron abandonados por problemas mecánicos. En Febrero 11 de 1932 y con el abandono del pozo C-6 se finalizó la primera fase exploratoria. Posteriormente se realizaron estudios superficiales; se hicieron levantamientos gravimétricos. El 3 de Septiembre de 1945 se empezó a perforar el pozo C-9 al cual se le realizaron pruebas adecuadas que trajeron resultados satisfactorios, estos alentaron a la TROCO a programar perforaciones para el lapso (1945-1946) perforando un total de 8 pozos.

---

<sup>8</sup> <http://espgasnaturaldomiciliario.blogspot.com.co/>

Entre los años de 1953 a 1964, Ecopetrol desarrolló completamente el campo, mediante la perforación de 60 pozos para un total de 77 pozos perforados en la estructura. En el año 1961 alcanzó la máxima producción, con un caudal de 1771 BOPD declinado rápidamente, hasta llegar a un valor de 467 BOPD en 1966, caracterizándose este periodo por la pérdida de pozos productores debido a diferentes problemas mecánicos como el taponamiento de las líneas por parafinas. El máximo número de pozos antiguos se alcanzó en 1963 con un total de 44 pozos.

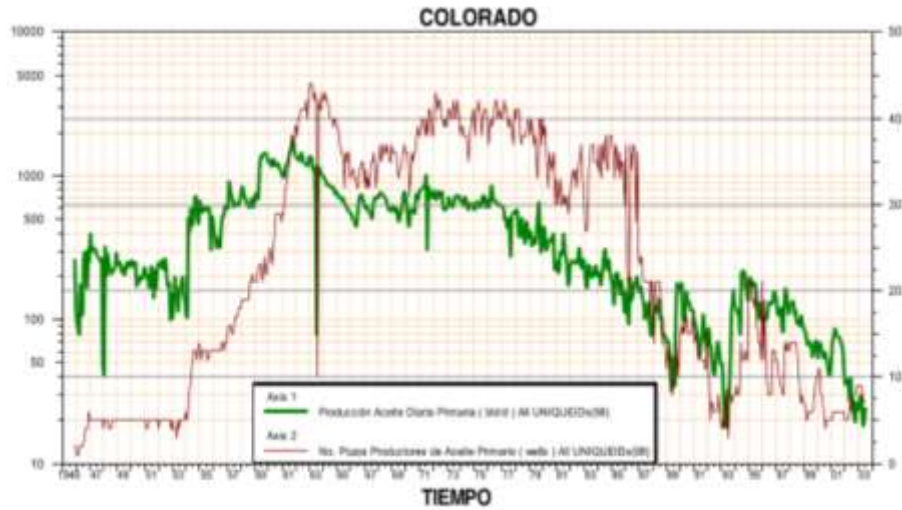
A partir de 1966 y hasta el año 1976 se mantuvo con una producción promedio de 670 BOPD. Desde 1976 se empezó a notar un aumento en la declinación, pasando de 692 BOPD en 1976 a 47 BOPD en 1989<sup>9</sup> (Ver figura 5).

Se han realizado campañas de workover recuperando la producción del área, pero la declinación es igualmente fuerte perdiéndose rápidamente los resultados de los trabajos realizados.

---

<sup>9</sup> Rodríguez Ceballos, Edson Ricardo. Evaluación Técnica de reservas de gas y pronóstico de su producción del Campo Escuela Colorado. Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Página 57

**Figura 5. Historia de producción del Campo Escuela Colorado**

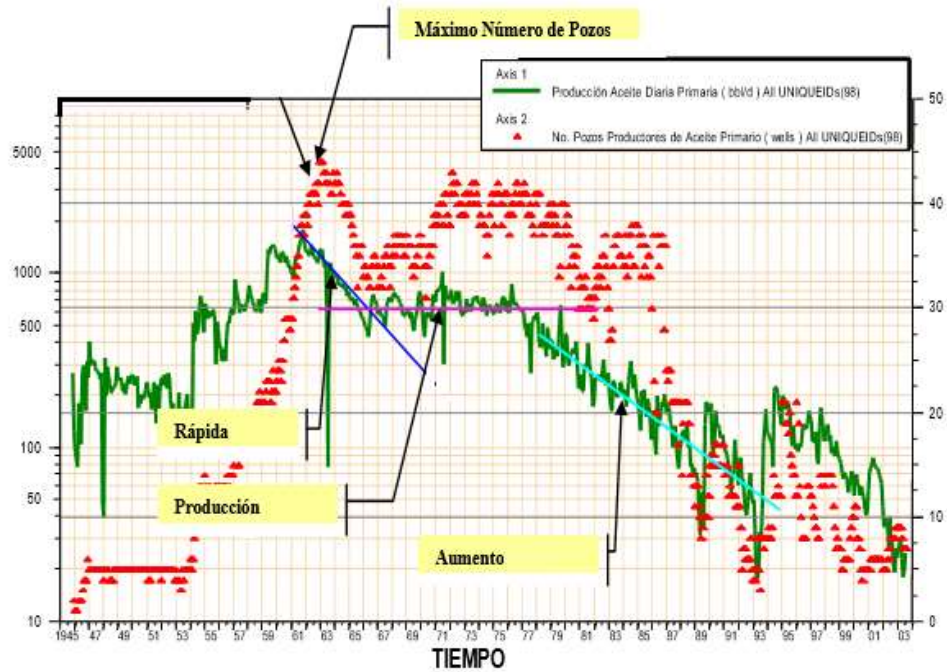


**Fuente:** Ecopetrol SA-ICP. Diagnóstico y Estrategias de recobro Campo Colorado.

El comportamiento del campo en cuanto a producción de aceite se ha caracterizado por una fuerte declinación que se ha mantenido desde el año 1994. Este periodo de tiempo se ha caracterizado por la continua pérdida de pozos productores dando como resultado una producción promedio entre 20 BOPD y 30 BOPD de los 5 ó 7 pozos que se encuentran produciendo tal como se puede ver en la Figura 6.

El Campo Colorado presenta una baja producción de agua en su comportamiento histórico, siendo este comportamiento típico de un campo con una influencia mínima o nula de algún tipo de acuífero. Por la parte de la producción de gas, ésta ha estado casi constante desde el año 1989 con un valor promedio de 225 KSCFD con un drástica disminución el año 2003, debido precisamente a la pérdida de pozos productores.

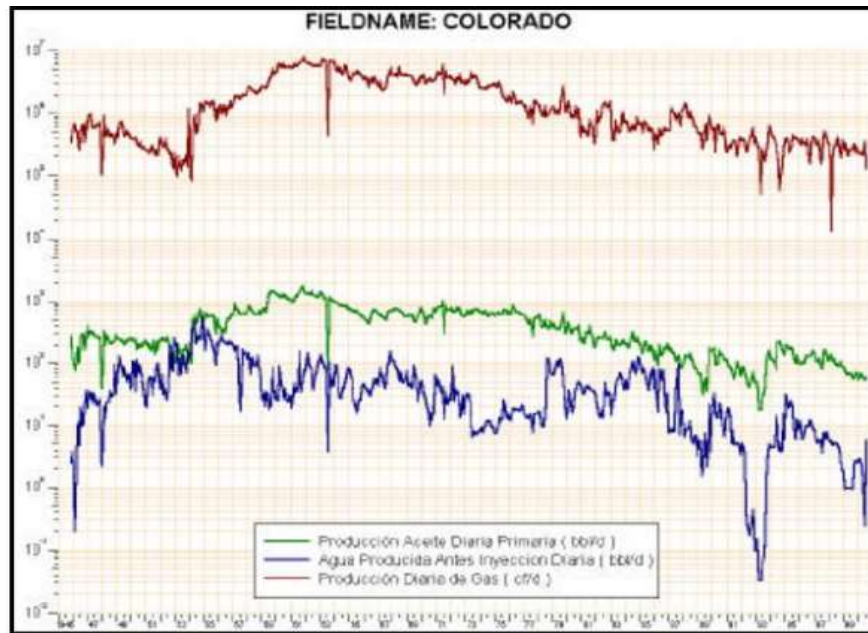
**Figura 6. Producción de Aceite, Agua y Gas del Campo Colorado.**



**Fuente:** Ecopetrol SA – ICP. Diagnóstico y estrategias de Recobro Campo Colorado.

Las principales arenas productoras en el campo se han denominado como “Arenas B y Arenas C”, siendo los pozos completados en forma independiente o en conjunto algunas veces. También se tienen como horizontes productores las “Arenas D y E” pero con estas presentan bajas producciones. Debido a las diferencia entre los fluidos producidos por las arenas B y C fue necesario evaluar el comportamiento de cada uno por separado.

**Figura 7. Producción de Aceite, Agua Y Gas del Campo Colorado.**



**Fuente:** Ecopetrol SA-ICP. Diagnóstico y Estrategias de Recobro Campo Colorado.

**Tabla 3. Reporte de producción por año Arena C, bloque I**

| <b>AÑO</b>  | <b>Caudal anual Gas (MSCF)</b> | <b>Caudal anual Aceite (STB)</b> |
|-------------|--------------------------------|----------------------------------|
| <b>1946</b> | 12718,28                       | 7193,37                          |
| <b>1947</b> | 31772,19                       | 20572,37                         |
| <b>1948</b> | 27438,41                       | 14626,99                         |
| <b>1949</b> | 16604,88                       | 12558,64                         |
| <b>1950</b> | 27585,96                       | 15185,66                         |
| <b>1951</b> | 29509,71                       | 12897,98                         |
| <b>1952</b> | 23847,60                       | 15310,56                         |
| <b>1953</b> | 10980,11                       | 12686,51                         |
| <b>1954</b> | 173246,43                      | 89335,56                         |
| <b>1955</b> | 324746,08                      | 130195,32                        |

|             |           |          |
|-------------|-----------|----------|
| <b>1956</b> | 253613,24 | 81824,69 |
| <b>1957</b> | 217558,68 | 70938,43 |
| <b>1958</b> | 157698,99 | 56562,86 |
| <b>1959</b> | 137456,99 | 43987,72 |
| <b>1960</b> | 101614,11 | 32385,57 |
| <b>1961</b> | 159629,77 | 32918,98 |
| <b>1962</b> | 170181,25 | 31239,15 |
| <b>1963</b> | 150525,52 | 22150,49 |
| <b>1964</b> | 181700,79 | 22740,11 |
| <b>1965</b> | 61299,72  | 23094,57 |
| <b>1966</b> | 81365,60  | 20897,78 |
| <b>1967</b> | 190941,98 | 26442,14 |
| <b>1968</b> | 131460,11 | 23906,95 |
| <b>1969</b> | 100927,96 | 20119,99 |
| <b>1970</b> | 264103,35 | 28293,66 |
| <b>1971</b> | 279732,24 | 30147,68 |
| <b>1972</b> | 236511,98 | 22871,46 |
| <b>1973</b> | 158650,03 | 22182    |
| <b>1974</b> | 92935,99  | 20612,07 |
| <b>1975</b> | 73259,88  | 22577,62 |
| <b>1976</b> | 55702,09  | 23757,01 |
| <b>1977</b> | 36938,57  | 15546,82 |
| <b>1978</b> | 29616,34  | 14414,2  |
| <b>1979</b> | 58202,47  | 19753,27 |
| <b>1980</b> | 34342,78  | 9828,14  |
| <b>1981</b> | 4516,09   | 3161,51  |
| <b>1982</b> | 1503,31   | 999,83   |
| <b>1983</b> | 7615,25   | 3139,01  |
| <b>1984</b> | 9143,29   | 5130,43  |

|      |          |          |
|------|----------|----------|
| 1985 | 6612,87  | 4070,08  |
| 1986 | 5454,63  | 4152,39  |
| 1987 | 7689,21  | 2020,19  |
| 1988 | 23568,72 | 1134,53  |
| 1989 | 3561,34  | 320,4    |
| 1990 | 4910,38  | 2677,11  |
| 1991 | 6254,62  | 2899,87  |
| 1992 | 1968,01  | 1806,79  |
| 1993 | 2711,05  | 1190,2   |
| 1994 | 20874,51 | 4011,03  |
| 1995 | 10310,4  | 2231,46  |
| 1996 | 22887,91 | 3280,04  |
| 1997 | 7017,68  | 2047,33  |
| 1998 | 11633,45 | 3891,01  |
| 1999 | 0        |          |
| 2000 | 0        |          |
| 2001 | 4392,09  | 4318,33  |
| 2002 | 3524,73  | 1901,79  |
| 2003 | 3037,92  | 1306,56  |
| 2004 | 2033,14  | 487,02   |
| 2005 | 2499,78  | 578,24   |
| 2006 | 0        | 2807,94  |
| 2007 | 0        | 4346     |
| 2008 | 0        | 3711     |
| 2009 | 0        | 3481     |
| 2010 | 0        | 3009,26  |
| 2011 | 0        | 3203,205 |

**Fuente:** Rodríguez Ceballos, Edson Ricardo. Evaluación Técnica de reservas de gas y pronóstico de su producción del Campo Escuela Colorado.

En el Campo Escuela Colorado sólo se registra producción en 56 pozos, siendo estas muy pobres al igual que las acumuladas hasta el 2011, en donde solamente un pozo (Colorado 38) produjo más de medio millón de barriles y solo 20 pozos han producido más de 200 mil barriles. Los mejores pozos productores de aceite se encuentran en la parte central del anticlinal, donde están los mejores desarrollos de Arenas B. Estos pozos productores de aceite se encuentran rodeados por pozos con bajos acumulados, denotando una marcada lenticularidad en el campo o problemas de tipo mecánico en los pozos o líneas de producción. Entonces se puede determinar que en su gran mayoría los pozos perforados se clasifican como pozos con bajo potencial de hidrocarburos.

La arena C posee el 71% de las reservas iniciales evaluadas de gas y el 39% para la arena B. Las reservas remanentes de gas con mayor acumulación se encuentran ubicadas en el bloque V con un 25%, seguido del bloque II con 23% y el bloque IV con 22% del total de las reservas remanentes calculados para las arenas B y C.

### **3. ALTERNATIVAS DE EMPLEO DE GAS PROVENIENTE DEL CAMPO ESCUELA COLORADO**

#### **3.1. ALTERNATIVA DE INYECCION DE GAS COMO METODO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA**

Las fuerzas primarias que actúan en los yacimientos de petróleo como mecanismos de recuperación, generalmente se han complementado mediante la inyección de agua y gas como procesos secundarios de recobro con el fin de aumentar la energía, y en consecuencia aumentar el recobro. En el presente trabajo se tendrá en cuenta la inyección de gas como método de recuperación secundaria.

La inyección de gas es un proceso de recuperación secundaria que tiene como objetivo principal ayudar a mantener la presión del yacimiento y restaurar la producción de los pozos. La inyección de gas puede ser un proceso de desplazamiento miscible o inmisible.

El gas al ser más liviano que el petróleo tiende a formar una capa de gas bien definida, aún si la formación tiene poco buzamiento. Para que se mantenga la energía y así tener una producción más elevada, la zona en la que se esté produciendo debe estar en la parte más baja de la capa de gas. El gas disuelto en el petróleo disminuye su viscosidad y mantiene alta la presión y, en consecuencia, los pozos productores pueden mantener la tasa de producción a un nivel más elevado durante la vida productiva del campo.

Con esto se lograra un recobro en un tiempo más corto lo que por medio natural requeriría un tiempo más largo. Además, el gas disuelto en el petróleo disminuye su viscosidad y mantiene alta la presión y, en consecuencia, los pozos productores pueden

mantener la tasa de producción a un nivel más elevado durante la vida productiva del campo.

Las características del petróleo y el gas a cierta temperatura y presión de la inyección determinan cual será el tipo de proceso. El gas puede ser inyectado en el yacimiento para mantener la presión (inyección de gas dispersa o interna) o inyectar un banco de gas para barrer el crudo hacia los pozos productores (inyección en la capa de gas o externa), procesos descritos a continuación.

**3.1.1. Inyección de Gas Interna o Dispersa.** Este proceso se refiere a la inyección de gas dentro de la zona de petróleo. Se aplica, por lo general, en yacimientos con empuje por gas en solución, sin capa de gas inicial y donde no hay tendencia de desarrollarse una capa de gas secundaria. El gas inyectado emerge junto con el petróleo al poco tiempo de haber sido inyectado.

Entre las características de la inyección de gas interna o dispersa se pueden nombrar:

- Se aplica en yacimientos homogéneos, con poco buzamiento y relativamente delgados.
- Se requiere un número elevado de puntos de inyección. La selección de los pozos inyectoros y el tipo de arreglo dependen de la configuración estructural del yacimiento y la disposición de los pozos existentes, de la continuidad de arena y de las variaciones de porosidad y permeabilidad.
- La permeabilidad efectiva al gas debe ser preferiblemente baja.

**3.1.2. Inyección de Gas Externa.** Se refiere a la inyección de gas en la cresta de la estructura donde se encuentra la capa de gas, bien sea primaria o secundaria. Por lo general se lleva a cabo en yacimientos donde ocurre segregación debido a la influencia de las fuerzas de gravedad.

Entre las características de la inyección de Gas Externa se encuentran:

- Se usa en yacimientos de alto relieve estructural, para permitir que la capa de gas desplace el petróleo.
- Se aplica en yacimientos con altas permeabilidades verticales, >200 md.
- Los pozos de inyección se colocan de manera que se logre una buena disposición del gas inyectado, a fin de obtener mayores beneficios del drenaje por gravedad.

### **3.1.3. Mecanismos De Desplazamiento Por Inyección De Gas.**

- **Reducción de la viscosidad:** El gas inyectado se disuelve en el petróleo crudo y reduce su viscosidad y, por lo tanto, la resistencia al flujo cerca del pozo de inyección también se reduce. De esta manera, se forma un banco de petróleo de menos viscosidad alrededor del pozo. Solo se requieren reducciones moderadas para lograr los beneficios de este mecanismo, pero, para que esto ocurra, la eficiencia del contacto del gas inyectado y el petróleo debe ser buena.
- **Aumento de la energía del yacimiento:** El gas inyectado aumenta la energía del yacimiento, efecto transitorio que dura un corto tiempo, lo cual puede ser el principal efecto cuando los periodos de inyección de gas son cortos.
- **Eliminación de depósitos sólidos:** El gas inyectado se disuelve en el petróleo crudo y reduce su viscosidad y, por lo tanto, la resistencia al flujo cerca del pozo de inyección también se reduce. De esta manera, se forma un banco de petróleo de

menor viscosidad alrededor del pozo. Solo se requieren reducciones moderadas para lograr los beneficios de este mecanismo, pero, para que esto ocurra, la eficiencia del contacto del gas inyectado y el petróleo debe ser buena.

- **Vaporización:** En algunos casos este mecanismo puede ser el causante de que se produzcan cantidades adicionales de petróleo por recuperación secundaria; una porción del petróleo contactado por el gas seco inyectado se vaporiza y se mueve hacia los pozos productores en la fase de vapor.

**3.1.4. Criterios Geológicos Para La Inyección De Gas.** Para llevar a cabo la inyección de gas en un yacimiento, se debe tener en cuenta el tipo de yacimiento en cuestión, de esta manera éstos se distinguen así:

- **Yacimientos con capa de gas:** Debido a que a inyectar gas en la capa se mantiene alta la presión de la zona de petróleo entonces la permeabilidad relativa al petróleo se mantiene alta y se produce mayor cantidad de petróleo y con una mayor tasa.
- **Yacimientos con buena permeabilidad vertical y buzamiento:** Resultan con buen recobro por inyección de gas debido a la segregación gravitacional.
- **Yacimientos que contienen crudo volátil:** La vaporización de los componentes livianos del crudo resulta en una alta eficiencia de recobro el gas rico generado por el contacto del gas seco con el crudo volátil al ser producido contribuye con la producción de crudo. El factor de recobro es sustancialmente mayor al predicho por el método convencional de completa inmiscibilidad. El cual no considera la vaporización y el equilibrio entre la fase del crudo y el gas.

Las fuerzas primarias que actúan en los yacimientos de petróleo como mecanismos de recuperación, generalmente se han complementado mediante la inyección de agua y gas como procesos secundarios de recobro con el fin de aumentar la energía, y en consecuencia aumentar el recobro.

Posterior a esto se han utilizado métodos mejorados de recuperación de petróleo, pero debido a que está limitado por la rentabilidad, la inyección de agua y gas siguen siendo los métodos de recobro más utilizados.

**3.1.5. Selección De Pozos Para Realizar Inyección De Gas.** Para seleccionar los pozos candidatos a inyectoros, se deben tener en cuenta los siguientes criterios:

- Los pozos deben tener producción absolutamente mínima de agua e hidrocarburos, o debe ser nula.
- Preferiblemente los pozos deben estar ubicados cerca a las facilidades del campo, en un margen no mayor a los 10 km, para tratar de evitar en lo posible incurrir en inversiones y adecuación de línea que lleven el gas desde la estación compresora hasta la boca del pozo.
- Es importante que los pozos estén totalmente perforados hasta la formación que inicialmente fue productora, y estén totalmente completados y cementados.

**Tabla 4. Pozos Campo Escuela Colorado**

|                   | <b>ACTIVOS</b>                     | <b>INACTIVOS</b>   | <b>ABANDONADOS</b>                     |
|-------------------|------------------------------------|--------------------|--|
| <b>BLOQUE I</b>   | COL 23, 24, 25, 27, 38             | COL 10, 28, 60, 13 | COL 13, 14, 15, 19, 18, 22, 26, 29, 77 |
| <b>BLOQUE II</b>  | COL 12, 31, 35, 44, 51, 52, 70, 76 | COL 53, 63         | COL 4, 6, 9, 20, 68                    |
| <b>BLOQUE III</b> | COL 3, 33, 69                      | COL 30, 50         | COL 32, 46                             |
| <b>BLOQUE IV</b>  | COL 40, 42, 45, 59, 67             | COL 43, 66         | COL 1, 2, 5, 7, 8, 62, 65, 71, 72      |
| <b>BLOQUE V</b>   | COL 36, 55, 56, 58, 74, 75         | -----              | COL 47                                 |
| <b>BLOQUE VI</b>  | COL 37                             | -----              | COL 48, 54, 57, 61                     |

**Fuente:** Modificado por los autores del trabajo de grado “Evaluación Técnica de reservas de gas campo colorado.

De acuerdo a los criterios de selección mencionados, los pozos de interés para ser candidatos a inyectores son sólo los pozos inactivos, los cuales son COL 10, COL 28, COL 60, COL 13, COL 53, COL 63, COL 30, COL 50, COL 43, Y COL 66, los cuales están ubicados dentro del bloque I, II, III, y IV<sup>10</sup>.

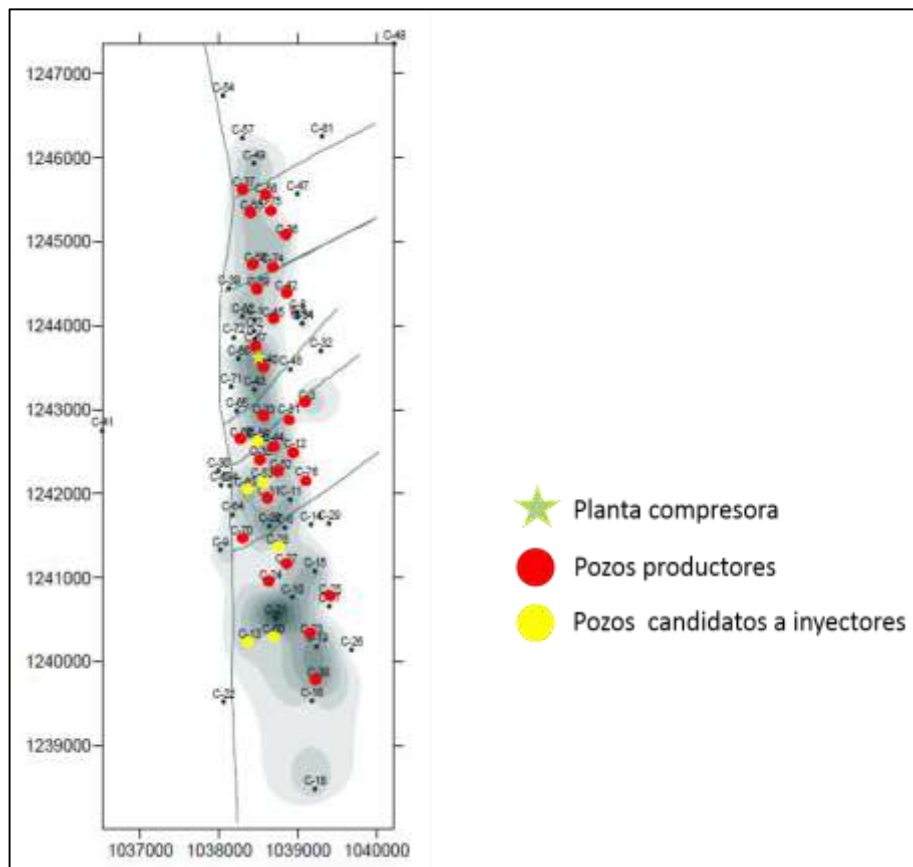
De los 10 pozos inactivos se excluyen los pozos COL 10, COL 30, COL 43, Y COL 66, ya que no cuentan con los respectivos registros ni información para su estudio. Por lo tanto los pozos candidatos a inyectores serán los pozos COL 28, COL 60, COL 13, COL 53, COL 63, Y COL 50. En la tabla 5 se muestra los intervalos perforados de los pozos candidatos a inyectores.

<sup>10</sup> Carpio P., Oscar Fabián, Ospino Ospino, Orlando Miguel. Evaluación de la Factibilidad para la Inyección del gas producido en Campo Escuela Colorado.

Tabla 5. Intervalo perforado de los pozos candidatos a inyectores

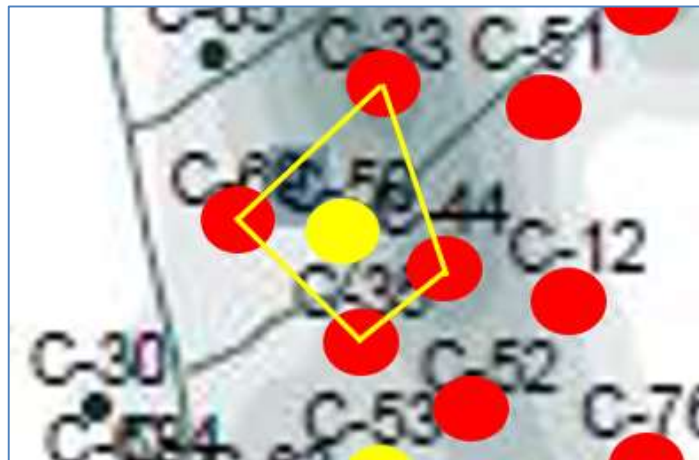
| POZOS  | INTERVALO PERFORADO (ft) |           |
|--------|--------------------------|-----------|
|        | Mugrosa B                | Mugrosa C |
| COL 13 | 1705-2680                | -----     |
| COL 28 | 1835-3758                | 3758-4640 |
| COL 60 | 1745-3585                | 3585-4500 |
| COL 53 | 1833-3673                | 3673-4512 |
| COL 63 | 1818-3650                | -----     |
| COL 50 | 1898-3689                | 3689-4612 |

Figura 8. Mapa campo colorado pozos candidatos a inyectores



De acuerdo al análisis realizado se seleccionó el pozo COL 50 como inyector de gas, ya que se encuentra ubicado cerca de la planta compresora, y además está ubicado cerca a los pozos productores COL 35, COL 44, COL 33, y COL 69, asemejándose a un patrón de 5 puntos, los cuales están dentro de una distancia aceptable dentro de la recomendada para implementar este proceso.

**Figura 9. Pozo inyector COL 50**



### **3.2. ALTERNATIVA DE ALMACENAMIENTO SUBTERRANEO DE GAS**

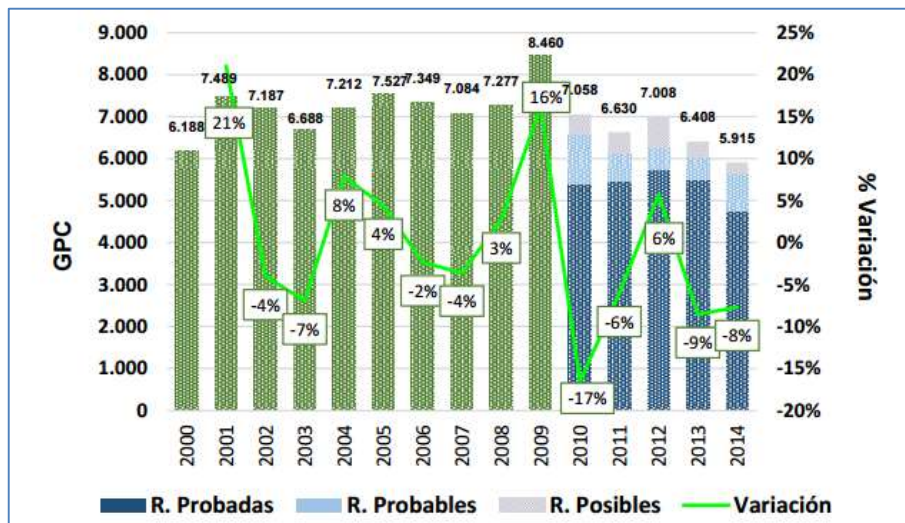
La demanda por gas natural actual proviene de tres principales mercados: el sector domiciliario, el sector industrial y el sector de generación de electricidad. Esto implica, que se debe generar planes alternos que permitan disponer de gas natural para suplir la demanda cuando se requieran suministros adicionales de gas por eventuales fallas o cortes inesperados y por el cambio climático.

Las reservas totales de gas natural en Colombia están compuestas por reservas probadas, cuya rentabilidad ha sido establecida bajo condiciones económicas a la fecha de evaluación, mientras las reservas probables y posibles pueden estar basadas en condiciones económicas futuras.

Las reservas totales de gas natural a 31 de 2014 alcanzaron los 5.914,96 GPC. Las reservas probadas lograron un volumen de 4.758,51 GPC, las reservas probables llegaron a 866,41 GPC y las posibles fueron de 290,03 GPC.

En la siguiente gráfica se observa la evolución de las reservas totales de gas natural en el país, en volumen y en tasa de variación.

**Figura 10. Evolución de las Reservas Totales de Gas Natural en Colombia**



Fuente: ANH

El suministro de gas natural al sistema nacional de gasoductos de Colombia proviene principalmente de la Guajira con un 56% y de Cusiana – Cupiagua con un 28%, lo cual está incrementando constantemente debido a la mayor acogida en los últimos años del plan de masificación del gas natural.

Se hace necesario entonces tener un sistema de respaldo a través de unidades de almacenamiento de gas subterráneo ubicados estratégicamente en regiones de fácil acceso que permitan disponer del gas natural para garantizar el flujo continuo en situaciones de fallas o interrupciones inesperadas en el sistema de gasoductos nacionales.

Un almacenamiento subterráneo de gas es la operación de inyección de un volumen de gas natural en el subsuelo para ser guardado de manera artificial por una roca porosa y se caracteriza por tener una vida útil muchísimo mayor que los pozos de producción de hidrocarburos.

Para el desarrollo del proceso de almacenamiento subterráneo es necesario realizar estudios sobre las propiedades de la formación primero. En reservorios agotados, estas propiedades se evalúan con respecto a la porosidad, permeabilidad de la roca reservorio respecto al cierre estructural de los sellos. Para yacimientos con manejo de agua se deben incluir estudios sobre el movimiento del acuífero e impermeabilidad de la roca sello. Las formaciones salinas se evalúan en relación con la resistencia de la roca y el volumen de la misma.

**3.2.1. Variables A Evaluar Para El Almacenamiento Subterráneo.** Se deben tener en cuenta las siguientes variables:

- *Capacidad total de almacenamiento*, el cual es el máximo volumen de gas que podrá almacenar el yacimiento.
- *Cantidad necesaria de gas colchón*, volumen de gas necesario que se queda en la roca almacén y que no podrá ser recuperado en ninguno de los ciclos durante el almacenamiento.
- *Capacidad operativa (gas útil o efectivo)*, la cual está definida por la diferencia entre la capacidad total y el gas colchón, es decir el volumen de gas realmente utilizado en los ciclos de inyección/extracción del almacenamiento.
- *Capacidad de inyección*, la cual se refiere a caudal de gas efectivo que es posible inyectar diariamente en el depósito.
- *Numero de pozos requeridos*, cantidad de pozos necesarios para proporcionar el máximo de entrega en el momento de venta del gas.

**3.2.2. Tipos De Almacenamiento Subterráneo.** El almacenamiento subterráneo de gas natural se clasifica en tres, según el tipo de estructura geológica que los alberga, así por ejemplo tenemos:

- a.) Reservorios agotados de gas natural o petróleo
- b.) Con manejo de agua, y
- c.) Cavidades de sal

Es importante resaltar que cada uno de almacenamientos subterráneos de gas, son complementarios entre ellos, donde unos almacenan gran cantidad de volúmenes y otros son excelentes para realizar varios ciclos de almacenamiento (inyección/extracción).<sup>11</sup>

- **Almacenamiento en yacimiento tipo roca porosa:** Este tipo de almacenamiento subterráneo es realizado para yacimientos vacíos pero que originalmente albergaron hidrocarburos.
- **Almacenamiento en yacimiento agotado de gas natural:** Consiste en la reposición del gas natural en un yacimiento de roca porosa el cual ya ha producido gas pero se encuentra empobrecido, para el cual sus volúmenes de gas ya no son aceptables para el mercado. En la mayoría de los casos, este tipo de reservorios se caracteriza por contener la cantidad requerida del gas colchón para guardar la presión necesaria en fondo utilizado en la operación del almacenamiento.
- **Almacenamiento en yacimientos empobrecidos de petróleo:** Este tipo de almacenamiento se caracteriza por tener gran cantidad de ventajas para el desarrollo del almacenamiento y es muy probable tener gran cantidad de pozos perforados en esta clase de yacimientos.

La capacidad volumétrica de almacenamiento de gas para este tipo de proyecto depende espacio disponible en la roca porosa a y las condiciones que originalmente posee el yacimiento tal como la presión y la temperatura.

---

<sup>11</sup> MIGUEL DE, Fernando y FRUTOS, Luis. Almacenamientos Subterráneos de Gas. Una Importante Herramienta de Gestión Logística. En: Revista Petrolera. Octubre 2001. p. 44-50

Es de vital importancia el estudio de los datos de producción el índice de productividad que tuvo el yacimiento en su primera explotación y los recobros realizados al mismo, los cuales generan una visión del comportamiento que tendrá el yacimiento, su capacidad de almacenamiento y capacidad de extracción.

El desarrollo de este tipo de almacenamiento en yacimientos depletados fue la primera opción utilizada para albergar gas, donde originalmente se encontraba petróleo. El almacenamiento en este tipo de yacimientos tiene ventajas debido a que se conoce a fondo sobre su aplicabilidad en todo el mundo, otra de sus ventajas es el amplio conocimiento que se tiene sobre el yacimiento y su estructura geológica.

El Campo Escuela Colorado cuenta con más de 80 años en producción y con gran información documentada de tipo geológico y de producción, que lo convierte en un candidato perfecto para el almacenamiento de gas subterráneo.

Otras de sus ventajas de acuerdo con la información recolectada es la gran capacidad que tiene para albergar gas en su estructura geológica, razón por la cual lo hace más atractivo si se considera un proyecto a largo plazo.

Otra ventaja de la utilizar almacenamiento subterráneo en el Campo Colorado, es la gran cantidad de pozos que se tienen perforados, el cual permite tener ventaja sobre un campo que cuente con menor número de pozo perforados, el cual reduce las posibilidades a la hora de seleccionar los pozos inyectores. Las operaciones de reacondicionamiento de los mismos incurrirían en costos adicionales para el proyecto, convirtiéndolo en un proyecto poco atractivo a la inversión.

- **Almacenamiento en reservorio de acuífero:** El proceso de almacenamiento subterráneo de gas natural con manejo de agua se basa en inyectar gas en una formación porosa, que presenta una saturación de agua, para la cual se requiere realizar un desplazamiento por parte del gas inyectado.

Desarrollado únicamente en ausencia de yacimientos de roca porosa agotados de hidrocarburo, debido al aumento de las dificultades para el desarrollo de este tipo de proyectos como que no se cuenta con un amplio conocimiento de la estructura geología del yacimiento o no se tienen datos de producción además que para los ciclos de inyección se requiere de grandes cantidades de gas colchón y se pueden tener problemas de contaminación de agua. Finalmente la capacidad de inyección y extracción es limitada.

Se debe considerar para este tipo de almacenamiento, las siguientes características:

*Propiedades de la roca almacén:* Es el factor que afecta la capacidad que tendrá el reservorio para guardar el gas natural. Entre las principales propiedades a evaluar están la permeabilidad, porosidad y retención capilar del agua.

*Impermeabilidad de la roca sello:* Es necesario la evaluación de la calidad de la roca sello.

*Nivel de afectación de los diferenciales de presión al movimiento del acuífero:* El espacio almacenado tendrá cambios de presión drásticos según la fase del proyecto en la cual se encuentre (inyección/extracción), estos cambios producirán movimiento en el acuífero.

- **Almacenamiento en cavernas de sal:** La principal ventaja de este tipo de yacimiento es tener alto nivel de entrega de gas, el volumen necesario de gas colchón es muy limitado en comparación con los almacenamientos en formaciones porosas.<sup>12</sup>

Este tipo de almacenamiento se basa en la inyección del gas natural en cavidades salinas excavadas para este proceso, en las que son aprovechadas las propiedades de la sal como resistencia moderadamente alta y su comportamiento plástico lo que se refleja en su alta impermeabilidad que le permite el sellado de fracturas para evitar líneas de fugas debido a los esfuerzos, lo que genera que los reservorios se mantendrán durante varios años cumpliendo con ser excelentes almacenes.

Entre sus desventajas está que el almacenamiento de cavernas de sal tiene un proceso de construcción largo y complicado a comparación de otro almacenamiento y se genera problemas con la salmuera producida ya que es necesario evacuarla o inyectarla en el subsuelo.

El almacenamiento en cavidades se caracteriza por tener un proceso de lixiviación, donde el agua dulce que es bombeado en el pozo por la sarta de producción y retorna salmuera. Se necesitan alrededor de ocho volúmenes de agua para disolver un volumen de sal, se debe inyectar también un fluido protector, por lo general gas licuado (nitrógeno) para controlar la disolución de la sal, además de controlar la columna de disolución.

---

<sup>12</sup>KATZ, Donaldo. y VARY, John. Design of Gas Storage Fields. En: T.P. 8045. University of Michigan. Michigan Consolidate Gas Co. p. 1-5

### **3.2.3. Funciones Del Almacenamiento Subterráneo De Gas**

- Evitar la quema del gas cuando no es comercialmente viable su venta, evitando daños ambientales y para cumplimiento de las normas establecidas por el gobierno de cada país, para el manejo del gas.
- Seguridad de suministro, para poder prevenir interrupciones en el suministro de gas, debidas, por ejemplo, a crisis internacionales.
- Ajuste a la demanda, que puede ser estacional, semanal, o diaria, y que permite hacer frente además a picos de demanda invernal o por cambios climáticos.
- Optimización del sistema gasista, permitiendo tener una cierta flexibilidad y optimizaciones técnico-económicas.

Se pretende entonces hacer un análisis de la viabilidad técnica que tendría implementar esta técnica en el Campo Escuela Colorado, evaluando las diferentes variables que influyen en el almacenamiento subterráneo y así verificar si este es apto o no para el almacenamiento., siendo en este caso el objetivo principal, el almacenar el gas con el fin de evitar la quema del mismo, evitando daños ambientales y así cumplir con las normas establecidas.

Para implementar esta técnica se deben tener en cuenta varias consideraciones, las cuales son:

- Consideraciones geológicas
- Análisis de los pozos
- Evaluación del volumen de gas

Se analizarán estos criterios para determinar si en el Campo Escuela Colorado cumple con las condiciones necesarias para realizar el almacenamiento subterráneo de gas.

En cuanto a la geología del yacimiento es importante que cuente con las siguientes características: debe contar con una roca permeable y continua, como arenas, calizas o dolomitas, la cual va a servir como depósito para el gas. Debe estar configurado estructuralmente con una roca sello, como pueden ser arcilla, sal o anhidrita, que impidan fugas hacia formaciones cercanas y su estructura geológica debe permitir el cierre, como lo es un anticlinal y profundidad adecuada.

Para que se lleve a cabo el almacenamiento de gas subterráneo se debe contar con una estructura de yacimiento configurada por una roca permeable y continua (arenas, calizas, o dolomitas), que sirve de recipiente para el gas natural y una roca sello (arcilla, sal o anhidrita) que no permita fugas a formaciones aledañas. Además de una estructura geológica que permita el cierre como lo es un anticlinal y profundidad adecuada.

El Campo Escuela Colorado cuenta con una estructura geológica de un anticlinal de forma asimétrica, las formaciones productoras de hidrocarburos son principalmente la formación Mugrosa zona B que se divide en B1 y B2, el depósito está compuesto de arenas de grano fino y lodolitas varicoloreadas que pertenecen a un sistema de depositación continental.

Dicho lo anterior, la formación productora de hidrocarburos principal del campo Colorado es la formación Mugrosa zona B, la cual está compuesta por arenas de grano fino y

lodolitas varicoloreadas que pertenecen a un sistema de depositación continental. Cuenta con un espesor que varía de los 1900 a los 2400 pies, y cuenta con una porosidad promedio entre el 12.9% al 13.5%. El tope de la formación por un sistema rico en arcillas, fósiles de agua dulce y restos de reptiles, el cual se conoce como “el horizonte fosilífero de la mugrosa”.

De acuerdo a los criterios geológicos establecidos, el Campo Escuela Colorado tiene las condiciones adecuadas para realizar el almacenamiento subterráneo de gas natural.

Por otro lado, el estado mecánico de los pozos del campo colorado en general se encuentra en condiciones aceptables para la inyección de gas subterráneo, y como se explicó anteriormente, se han escogido los pozos que cumplen las condiciones requeridas para ser candidatos a inyectores.

Por último, para realizar la fase de inyección de gas, se debe evaluar inicialmente el volumen de poro de la formación, a partir de los mapas isópacos que se convierten en una herramienta de gran ayuda en este caso.

Una anotación práctica a la hora de iniciar la inyección de gas, es no sobrepasar en su primer llenado la capacidad de gas que originalmente él tenía en solución. Debido a que

en esta fase del llenado se hace una evaluación del volumen de gas que soporta el campo. En esta fase se hace una evaluación preventiva y se continúa con la inyección<sup>13</sup>.

Teniendo en cuenta que el pozo COL 50 se seleccionó para inyectar gas como método de recobro, se seleccionaron los pozos COL 53 y COL 63 para implementar este proceso, ya que se encuentran lo más cercano posible a la estación compresora y su intervalo perforado no es muy profundo en comparación a los otros pozos candidatos a inyectores, por lo que al estar más cerca al tope de la formación facilitarían el proceso de inyección.

En los siguientes capítulos se establecerán cuáles de estos pozos seleccionados como candidatos a inyectores serán los más adecuados para hacer inyección de gas como método de recobro o como almacenamiento subterráneo.

**3.2.4. Condiciones Del Gas Natural Para Ser Empleado En Inyección Y Almacenamiento De Gas.** El gas natural asociado con la producción de petróleo (gas asociado) generalmente contiene componentes considerables de H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> y vapor de agua.

El proceso de campo para el gas natural implica la remoción de estos componentes antes de que el gas pueda ser utilizado en el mercado. Específicamente el contenido de H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> y vapor de agua deben ser removidos o reducidos a una aceptable concentración. Muchos esquemas pueden ser recomendados para el procesamiento y separación del gas natural, pero específicamente la solución está en función de la composición del corriente gas, la locación del hidrocarburo y el uso de este.

---

<sup>13</sup> Gonzales, Andrés García, Sarmiento Barrera, Greiss Lizeth. Ingeniería Conceptual para la aplicación de almacenamiento subterráneo de gas; caso Campo Escuela Colorado

El procesamiento del gas natural usualmente incluye:

- *Remoción del vapor de agua:* (Deshidratación del Gas), representa el más común de los procesos de tratamiento del Gas. El vapor de agua es una impureza universal del gas natural, causando condensación o solidificación dentro de la fase gaseosa cuando el Gas se comprime o enfría. El líquido proveniente de vapor de agua acelera la corrosión de tuberías y equipos involucrados, también reduce la capacidad de las tuberías cuando se presenta la solidificación de hidratos, daños en válvulas entre otros equipos.
- *Separación de Gas Acido:* Los gases ácidos contienen sulfuro de hidrogeno y dióxido de carbono (H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>). Ambos gases se consideran impurezas que deben ser removidos del Gas Natural. El sulfuro de hidrogeno es extremadamente toxico; cuando hace combustión, esto produce óxidos sulfúricos que son una molestia para los consumidores. ambos H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> son corrosivos especialmente en presencia del agua. Una vez removido el H<sub>2</sub>S, puede ser utilizado comercialmente en la producción de sulfuro y otros procesos industriales.
- *Separación de Hidrocarburos Pesados:* Se debe considerar la remoción de hidrocarburos pesados específicamente C<sub>3</sub>+ que tienden condensarse formando dos fases en la tubería y genera problemas de operación, así como la recolección de subproductos.

El gas para el proceso de almacenamiento de gas subterráneo debe proporcionarse en un estado seco con el fin de que tenga tendencia a no causar corrosión interna de la tubería,

por tal razón es necesario mantener un control de monitoreo de corrosión en las líneas que llevan el gas a el pozo almacenador.

#### **4. METODOLOGIA PARA ANALIZAR LA INYECCIÓN GAS COMO METODO DE RECOBRO SECUNDARIO EN EL CAMPO COLORADO**

Esta alternativa se evaluará mediante simulación numérica, y se observará el comportamiento y desempeño de la inyección de gas. Para establecer los mejores escenarios y las condiciones más favorables para la aplicación de este proceso es necesario hacer un análisis de sensibilidad de los parámetros y de las variables más influyentes, y así obtener las condiciones más óptimas y favorables para su aplicación.

La simulación numérica es una herramienta muy utilizada en la industria petrolera, ya que permite analizar cómo se comportaran los diferentes fluidos en el yacimiento antes y después de haber sido perforado e intervenido. El objetivo principal es evaluar el yacimiento bajo diferentes escenarios de explotación, y así mejorar su producción, integrando las diferentes ramas de la ingeniería de petróleos como ingeniería de yacimientos, petrofísica, ingeniería de producción y facilidades de superficie.

##### **4.1. METODOLOGÍA DE LA SIMULACION NUMÉRICA**

Con el propósito de llevar a cabo la simulación numérica supuesta, se tuvieron en cuenta las siguientes acciones:

**4.1.1. Selección de datos del modelo.** Basados en los criterios del screening para un proceso de inyección de gas, se determinaron las propiedades más adecuadas para la elaboración de los modelos de simulación. Es importante también destacar la recopilación de información sobre las experiencias del campo, pruebas piloto y trabajos de simulación que puedan ayudar a reforzar la selección de datos.

**4.1.2. Construcción de modelos de simulación.** La realización de un modelo de simulación requiere primero la elaboración de un caso base de simulación, en el cual se efectuaran corridas de ajuste preliminares para analizar los resultados previos obtenidos, y de esta manera ajustar y corregir ciertas propiedades y parámetros que hayan sido escogido de forma incorrecta. Los pasos para la construcción de los modelos de simulación fueron los siguientes:

- **Selección del Grid de simulación:** En la selección del grid de simulación se deben tener en cuenta los criterios básicos de selección para evitar inconvenientes en cuanto a exactitud y convergencia; el tiempo de corrida debe ser optimizado, y revisar errores que se puedan dar en el balance de materia del yacimiento. Para esto se evalúa que tan coherentes son los resultados de los diferentes casos de simulación previamente planteados, cuanto varían entre ellos, y el tiempo de simulación de cada uno de ellos.
- **Análisis de modelos no confinados y confinados:** En la generación del modelo final de simulación es necesario establecer que tan conveniente es utilizar un patrón confinado o uno no confinado, para así establecer escenarios de simulación más óptimos. En el modelo no confinado no hay influencia de los alrededores sobre el patrón de inyección, mientras que en el modelo confinado los alrededores si influyen en el comportamiento de este patrón.
- **Elaboración de modelos de producción primaria:** Ya que la inyección de gas se hace con el objetivo de optimizar la producción y comportamiento de la presión, es necesario ajustar los modelos de producción primaria previos a la inyección de gas, para que sobre ellos se pueda evaluar un verdadero desempeño al aplicar este proceso.

- **Corridas preliminares y ajuste de parámetros:** Se hacen corridas preliminares con el objetivo de revisar los datos no recurrentes y corroborar que tan validos son los datos de entrada del modelo realizado, identificando y corrigiendo los problemas que se puedan presentar, para lograr así unos resultados confiables.
- **Construcción del caso base de simulación de inyección de gas:** Después de haber realizado los respectivos ajustes al modelo de producción primaria, se construye un caso base de simulación del proceso de inyección de gas en base a los criterios de screening mostrados anteriormente. Se hacen las corridas preliminares y se ajusta el modelo para efectuar el análisis de sensibilidad sobre él.

**4.1.3. Análisis de Sensibilidad de Parámetros.** Ya establecido el modelo base, se hacen corridas adicionales en las cuales se variaran parámetros operacionales como la tasa de inyección y la presión de inyección, y observar la incidencia que tienen sobre las funciones objetivo como son tasa de producción de aceite, factor de recobro de aceite y aceite incremental, y así lograr establecer los mejores escenarios de producción para el piloto en desarrollo.

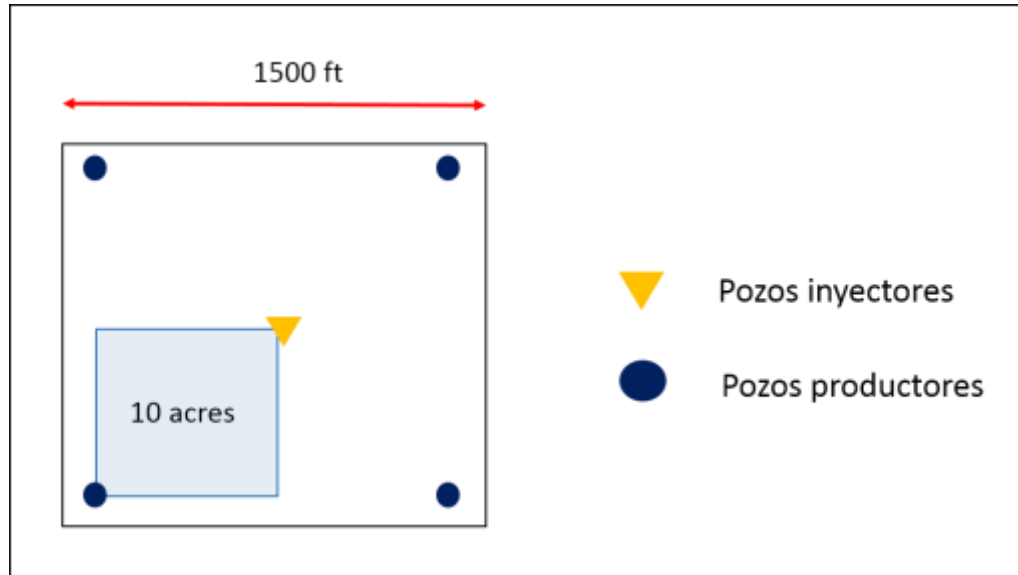
**4.1.4. Modelo conceptual de simulación.** Para analizar y evaluar la eficiencia de un proceso de inyección de gas, se construyó un modelo conceptual basado en las propiedades generales del Campo Colorado de una de las zonas productoras más representativas. Dicho modelo conceptual es la representación simplificada de un modelo de campo entero, el cual tiene las características principales (geológicas, petrofísicas, y del fluido) del modelo principal.

Para la creación del modelo conceptual que represente las características de un piloto de yacimiento, sobre el cual se podrán hacer varias pruebas y evaluar la efectividad del proceso de inyección de gas, se utilizara el simulador de aceite negro IMEX de la compañía CMG, mencionado anteriormente.

En el presente trabajo se construye un modelo de simulación el cual tiene un patrón de inyección de 5 puntos, 4 pozos productores y 1 pozo inyector. En primera instancia se hará un análisis de sensibilidad de determinados parámetros operacionales y del yacimiento para obtener un modelo más adecuado y representativo para implementar este proceso.

**4.1.4.1. Construcción del Enmallado Del Piloto.** Para definir el tamaño del piloto se utilizó un enmallado cartesiano, el cual contó con un total de 9.900 celdas, de las cuales son 30 celdas en dirección I, 30 en dirección J, y 11 en dirección K. Para la distancia entre pozos productores e el pozo inyector se tuvo en cuenta la recomendación que para un proceso de inyección de gas la distancia entre estos debe estar alrededor de los 10 [acres], lo que equivale a una distancia entre pozos de 1.320 [pies]; entonces para este modelo se consideró una longitud de 1.400 [pies] en dirección I, y 1.500 [pies] en dirección J como se puede apreciar en la figura 11. De acuerdo a esto cada celda tendrá una longitud de 50 [pies] en las direcciones I y J.

**Figura 11. Distribución de Pozos en el Piloto de Inyección**



**4.1.4.2 Definición de las Propiedades Del Enmallado.** Una vez fué determinado el tamaño del enmallado del piloto, se ingresaron las propiedades iniciales y petrofísicas del yacimiento, los cuales están fundamentadas en las propiedades generales de una de las zonas productoras del Campo Colorado, mostrado en la Tabla 6.

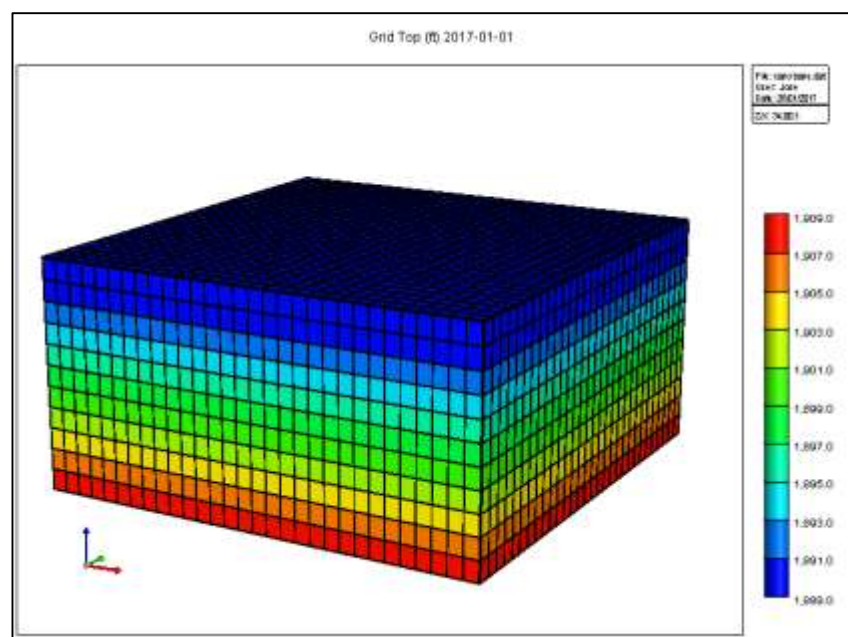
**Tabla 6. Propiedades Iniciales del Piloto de Inyección**

| Propiedades del Grid de Simulación |      |
|------------------------------------|------|
| Profundidad a tope (ft)            | 1889 |
| Esesor (ft)                        | 22   |
| Porosidad (%)                      | 13.5 |
| Permeabilidad en I (mD)            | 54   |
| Permeabilidad en J (mD)            | 54   |
| Permeabilidad en K (mD)            | 10   |

|                                    |             |
|------------------------------------|-------------|
| Compresibilidad de la roca (1/psi) | 4.28372E-05 |
| Presión (psi)                      | 900         |
| Temperatura (°F)                   | 104         |

El espesor neto de la formación son 22 [pies], por lo que cada una de las 11 celdas tendrán una longitud en dirección K de 2 [pies].

**Figura 12. Enmallado del Piloto Vista 3D**



**Fuente: Computer Modeling Group (CMG) Builder.**

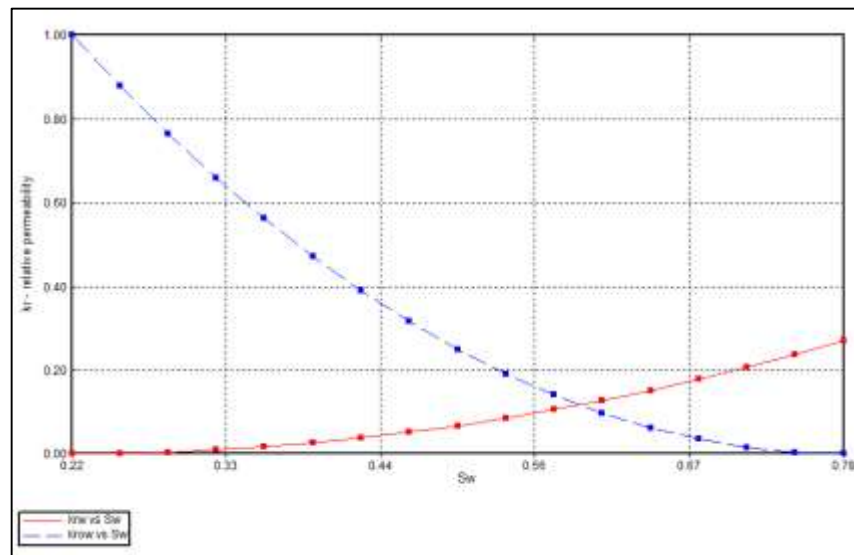
**4.1.4.3 Modelo del fluido.** Basado en la correlación de Hirasaki se realizó la tabla de permeabilidades relativas para agua-aceite y gas-liquido, y así de esta forma construir las curvas de permeabilidades, las cuales regirán la movilidad de los fluidos en el yacimiento.

**Tabla 7. Propiedades del fluido**

| Propiedades del fluido                        |      |
|---|------|
| Gravedad (°API)                               | 1889 |
| Gravedad específica del gas                   | 22   |
| Viscosidad del aceite @ Pb (cP)               | 13.5 |
| Factor volumétrico del aceite @ Pb (rBbl/STB) | 54   |
| Salinidad del agua (ppm)                      | 54   |
| Presión de burbuja (psi)                      | 10   |

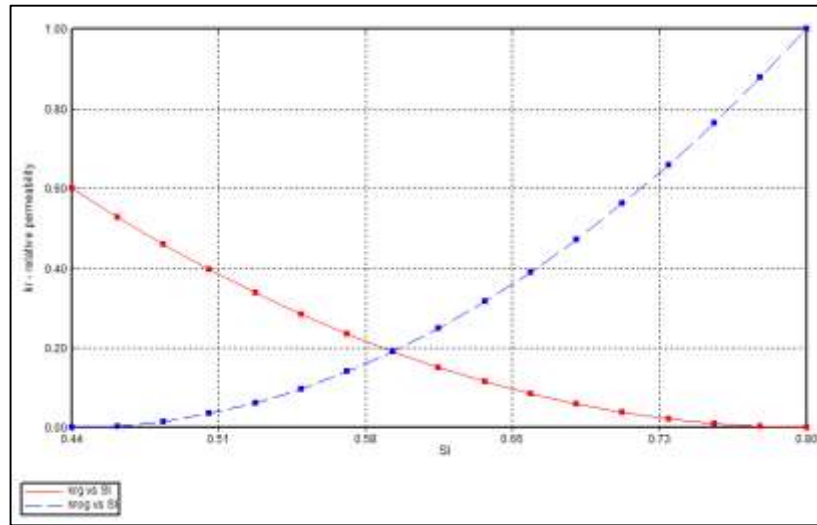
**Fuente:** Los autores

**Figura 13. Curva de permeabilidad relativa agua-aceite**



**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG) Builder.

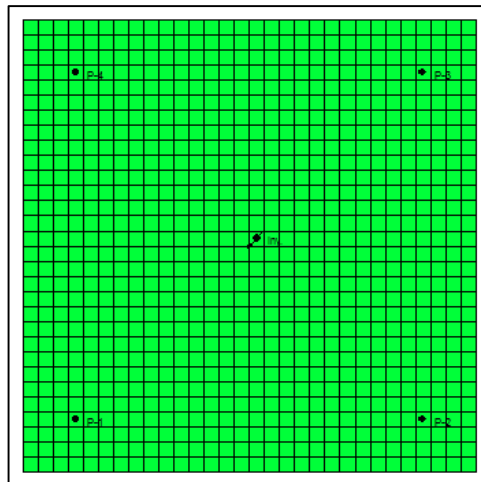
**Figura 14. Curva de permeabilidad relativa gas-liquido**



**Fuente:** Computer modeling Group (CMG) Builder.

Como se dijo anteriormente el modelo cuenta con cuatro pozos productores y un pozo inyector. En la producción primaria sólo se usan los 4 pozos de los extremos para la producción de los fluidos del yacimiento.

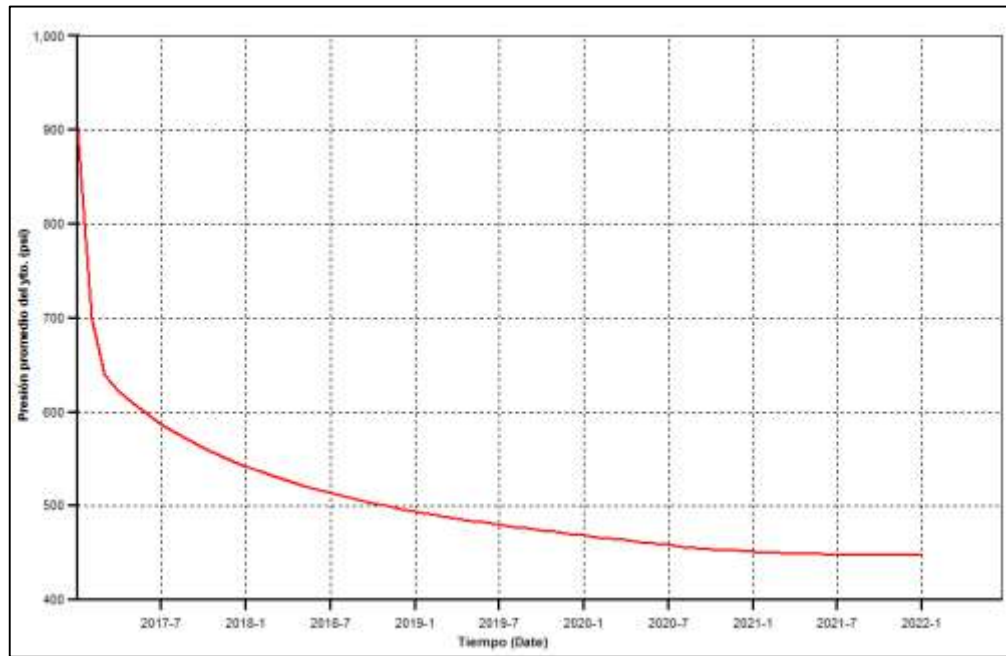
**Figura 15. Distribución de pozos en el modelo**



**Fuente:** Computer modeling Group (CMG) Builder.

**4.1.5 Resultados Iniciales.** A continuación se muestra el comportamiento del modelo base en cuanto a presión promedio del yacimiento y tasa de producción de aceite. Se manejó una presión de fondo (BHP) de 450 psi, sin restricción en la tasa de producción para los cuatro pozos productores, ya que a estas condiciones el modelo muestra un comportamiento más cercano al deseado.

**Figura 16. Presión Promedio del Yacimiento**



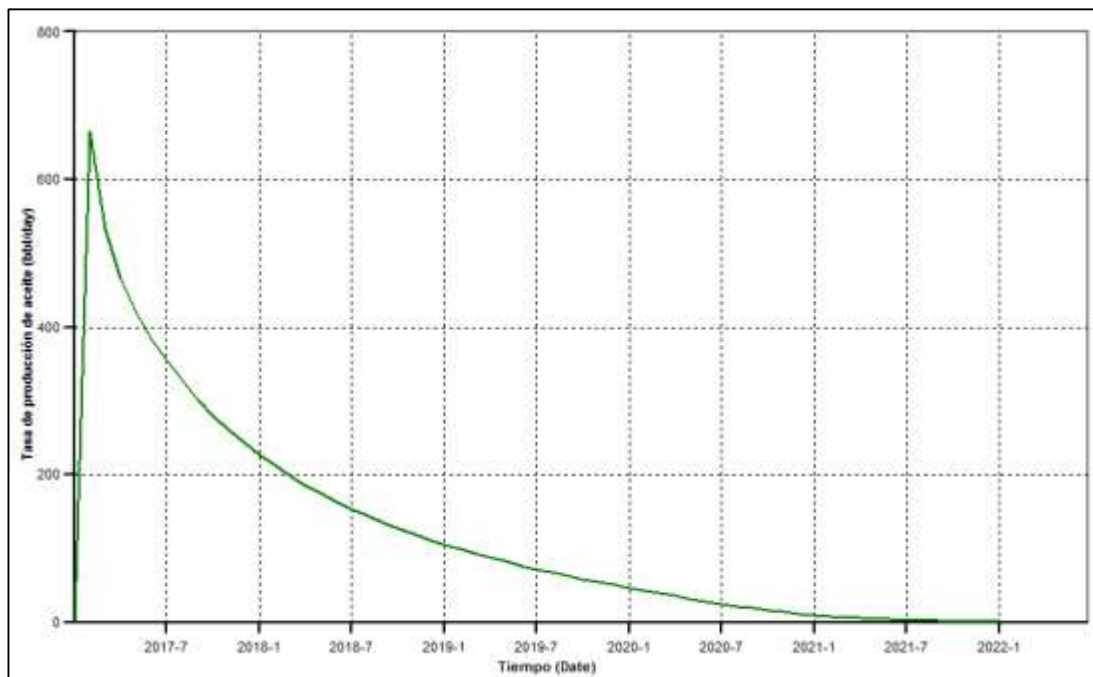
**Fuente:** Computer modeling Group (CMG) Builder.

Como se puede observar, la presión promedio del yacimiento en producción en frío en menos del primer año de producción cae rápidamente por debajo de los 600 psi, y de ahí mantiene una tendencia a disminuir, manejando una presión de fondo de pozo (BHP) de 450 psi, y sin restricción de tasa de producción para cada uno de los pozos.

Aunque la presión no cae de una forma abrupta a presiones muy bajas, dicha caída sigue siendo significativa, así como se puede observar en la figura 15, donde se observa que la

tasa de producción de aceite para el año 2022 cae casi hasta los 0 bbl/día, por lo que se hace necesario hacer algunos ajustes y empleo de técnicas para que el comportamiento del modelo sea muy similar al de uno modelo de un campo real en producción.

**Figura 17. Tasa de producción de aceite**



**Fuente:** Computer modeling Group (CMG) Builder.

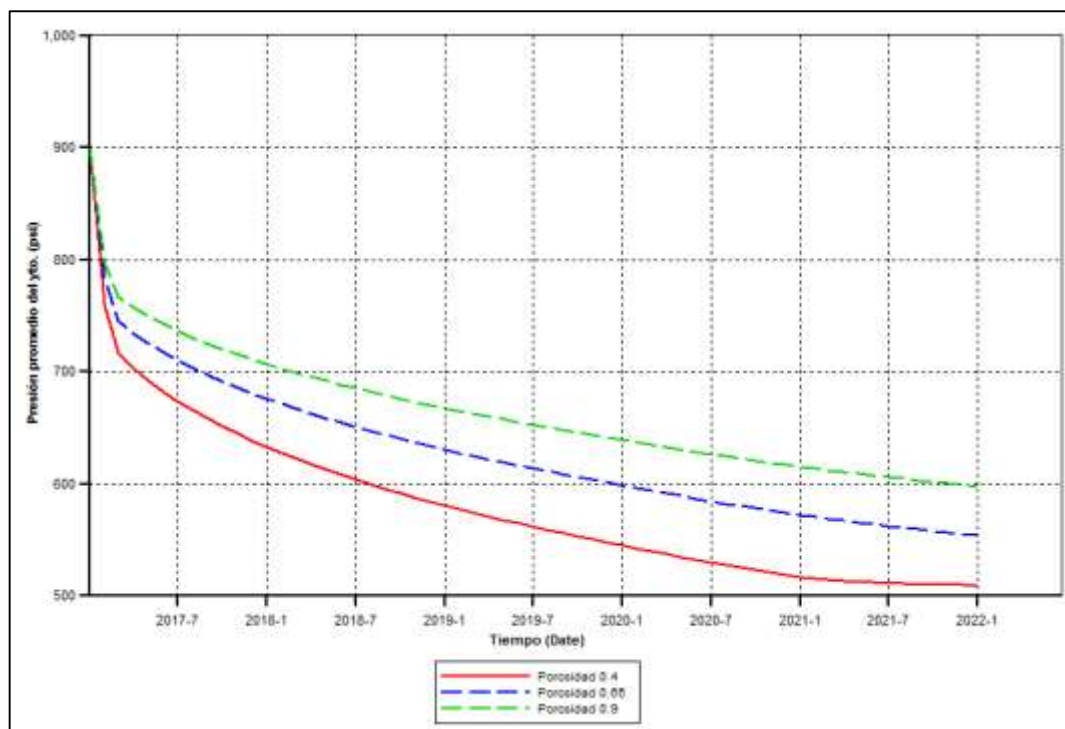
**4.1.6 Ajuste del modelo inicial.** Una de las alternativas para mejorar el comportamiento de la presión en el modelo la cual se pudo observar en los resultados iniciales, es la utilización de un anillo de confinamiento y un modificador de volumen, los cuales ayudaran a suavizar la caída de presión promedio del yacimiento, por lo que se ajustaran algunas propiedades en el borde del modelo construido para lograr esto.



un mejor comportamiento cuando el valor de la porosidad es 0.9, pero en la Figura 20 se muestra que el factor de recobro disminuye notablemente para este valor, ya que se está añadiendo más OOIP al modelo.

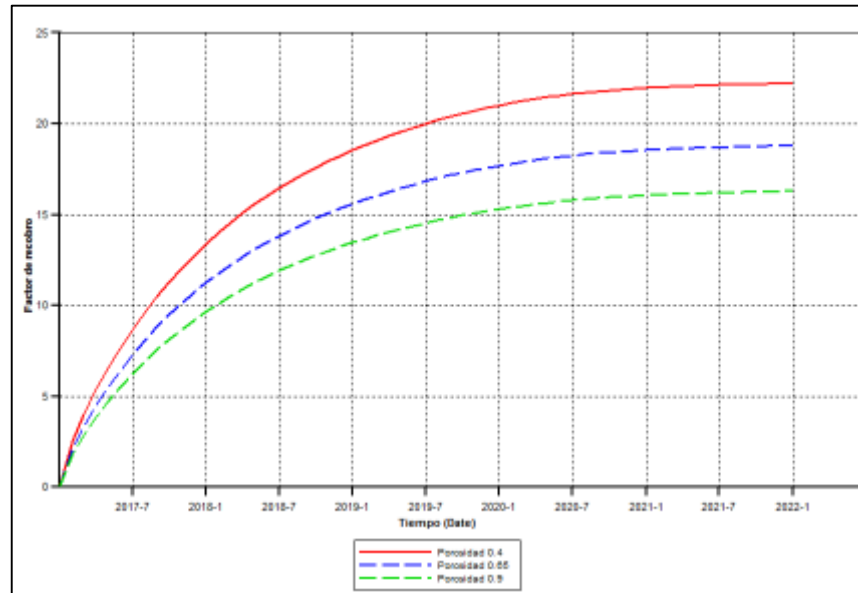
Por lo tanto se decide tomar un valor de porosidad en el anillo de confinamiento de 0.65, el cual mantiene un equilibrio en cuanto al mejoramiento de la suavidad de la curva de presión y un factor de recobro significativo.

**Figura 19. Presión promedio del yacimiento variando la porosidad**



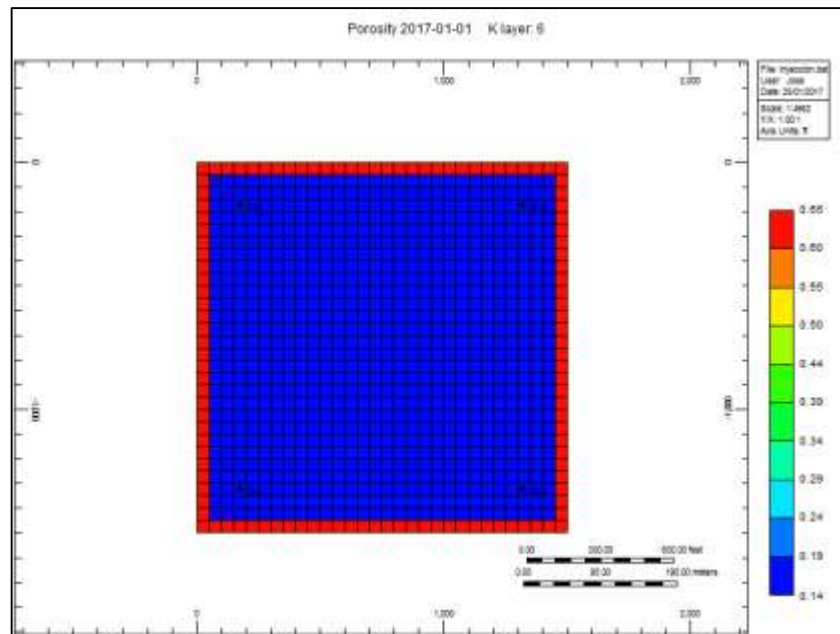
**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG) Builder.

**Figura 20. Factor de recobro variando la porosidad**



**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG) Builder.

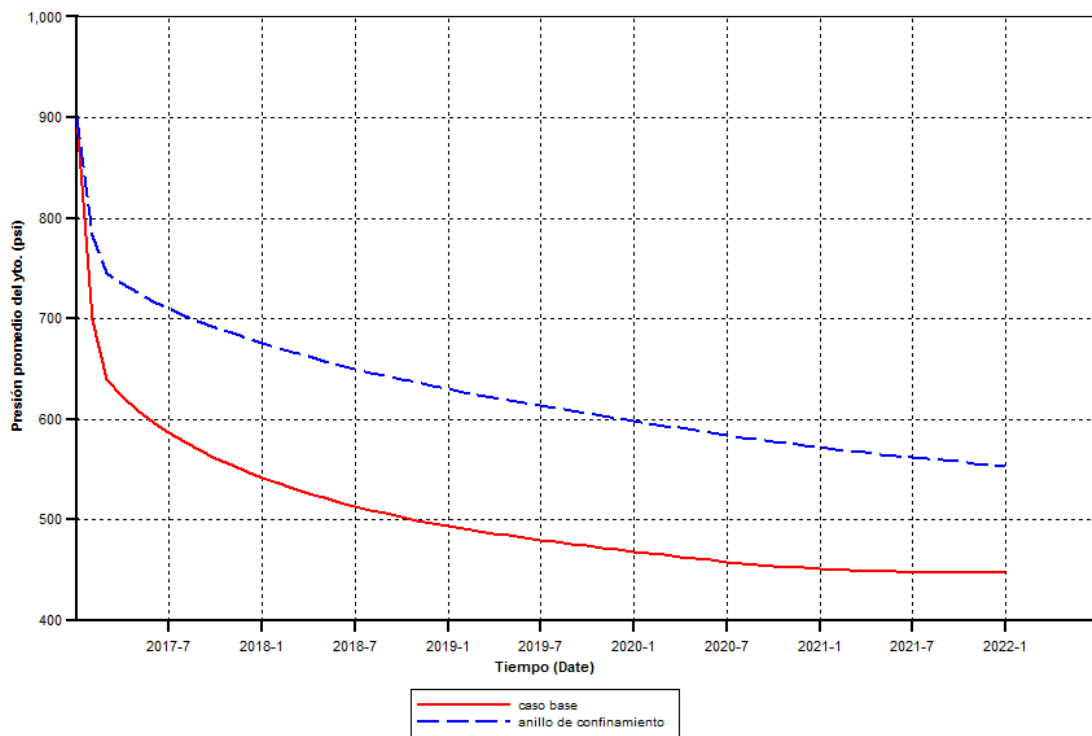
**Figura 21. Anillo de confinamiento con porosidad modificada**



**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG) Builder.

**4.1.9 Implementación del Anillo de Confinamiento.** Una vez implementado el anillo de confinamiento se logra suavizar significativamente la caída de presión con respecto al caso base, logrando el comportamiento deseado como se muestra en la Figura 22, por lo que no se hace necesario utilizar la herramienta del modificador de volumen, ya que aunque mejoraría un poco el comportamiento de la presión, disminuiría notablemente el factor de recobro al añadir más volumen a las celdas del anillo de confinamiento, porque de la misma forma se añadirá más OOIP.

**Figura 22. Presión promedio del yacimiento caso base y con anillo de confinamiento**

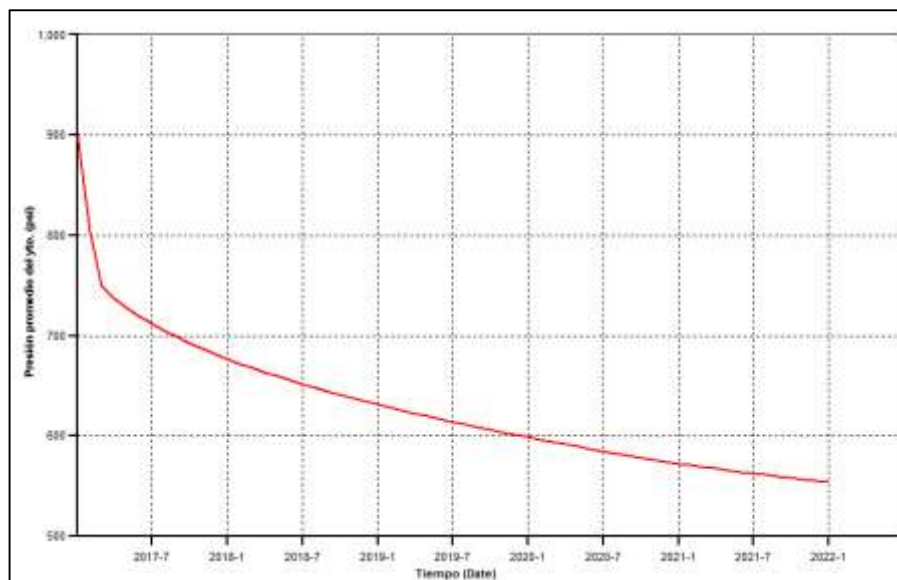


**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG) Builder.

**4.1.10 Resultados del corregido en producción primaria.** Al tener establecidos y corregidos los diferentes parámetros del modelo de simulación, éste empieza su etapa de producción primaria, en la cual por medio de su energía natural entregará cierta cantidad de fluidos. Para este caso se encontró conveniente fijar una tasa de producción de 150 bbl/día para cada pozo.

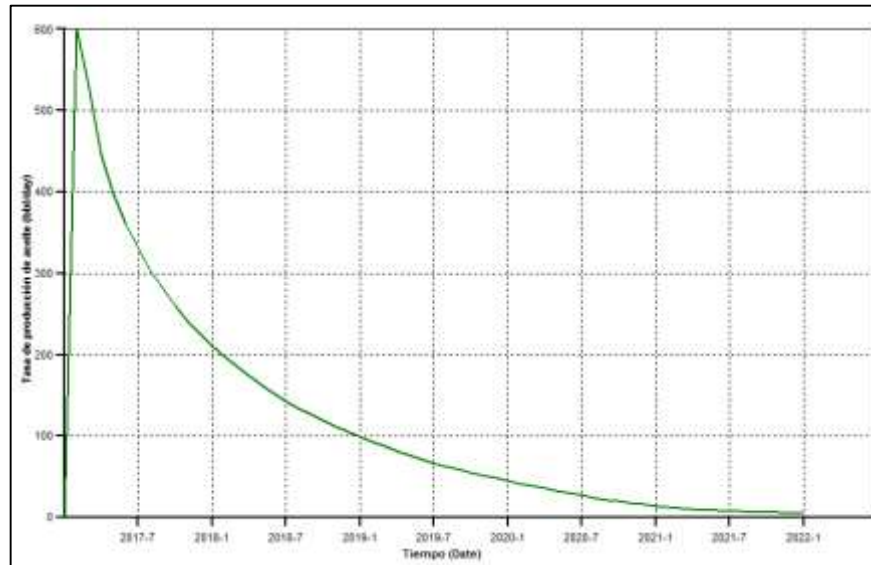
El tiempo que puede durar esta etapa depende de las diferentes características del yacimiento, como saturaciones, presión inicial y tamaño. En las gráficas 23, 24 y 25 se muestran la presión promedio del yacimiento, tasa de producción y factor de recobro, se puede observar el comportamiento del modelo en su etapa de producción primaria durante 5 años.

**Figura 23. Presión promedio del yacimiento en producción en frío**



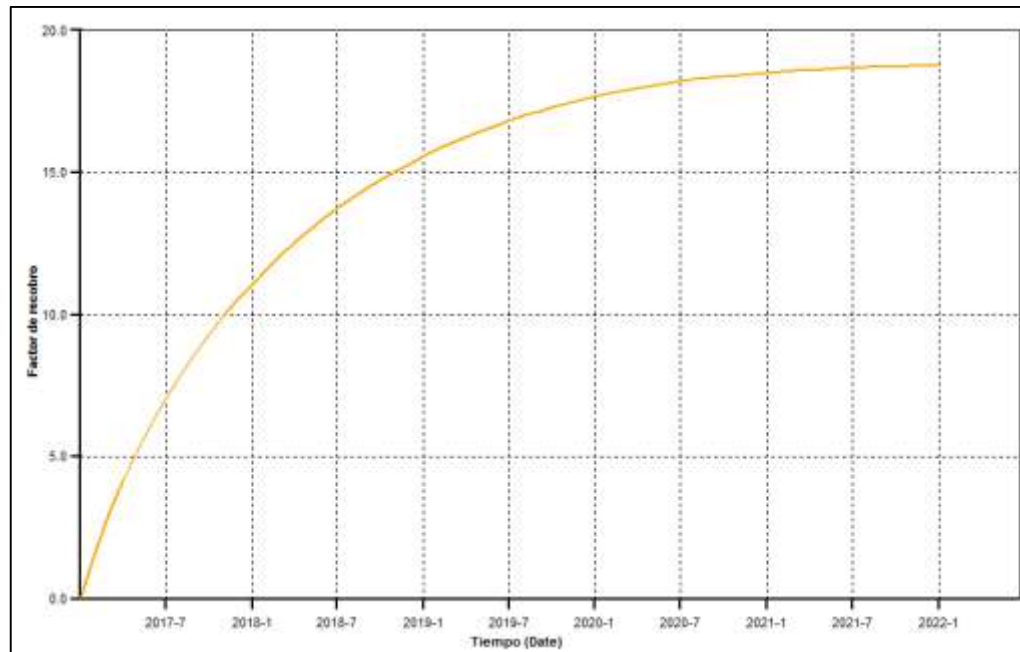
**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG) Builder.

**Figura 24.**Tasa de producción de aceite en producción en frío



**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG) Builder.

**Figura 25.**Factor de recobro de aceite en producción en frío



**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG) Builder.

El modelo se ha puesto en producción durante 5 años, y para el año 2027 se observa en la Figura 23 que la presión ha caído casi hasta los 550 psi, en la Figura 24 se muestra que la tasa de producción de aceite ha llegado prácticamente a 0 bbl/día, y en la Figura 25 se ve que el factor de recobro ha alcanzado un valor del 18% para este año.

Una vez teniendo definido el modelo de producción primaria ya se puede efectuar sobre el la inyección de gas como método de recobro secundario, y analizar los efectos que tendrá la implementación de este proceso en su comportamiento.

**4.1.11 Implementación de inyección de gas como método de recobro secundario.** Ya con el modelo de producción primaria totalmente definido, se procede a realizar un proceso de inyección de gas hidrocarburo, y así analizar los efectos que este tendrá sobre el comportamiento del modelo base.

Como se mostró en la Figura 24, la tasa de producción de aceite cae rápidamente por debajo de los 100 bbl por día en el año 2019, por lo que se decide implementar la inyección de gas en este año para evitar esta caída y permitir un aumento en el factor de recobro.

**4.1.12 Análisis de sensibilidad del proceso de inyección de gas hidrocarburo.** El objetivo de realizar un análisis de sensibilidad a los diferentes parámetros operacionales y del yacimiento en el desarrollo de un proceso de inyección de gas hidrocarburo es ver los efectos y grado de incidencia que determinadas variables independientes tendrán sobre

las funciones objetivo, las cuales mostraran el comportamiento y la efectividad del proceso aplicado.

En este caso las variables independientes a analizar en el proceso de inyección serán:

- Tasa de inyección
- Presión de inyección

Las funciones objetivo sobre las cuales se evaluará la incidencia de los parámetros mencionados anteriormente son:

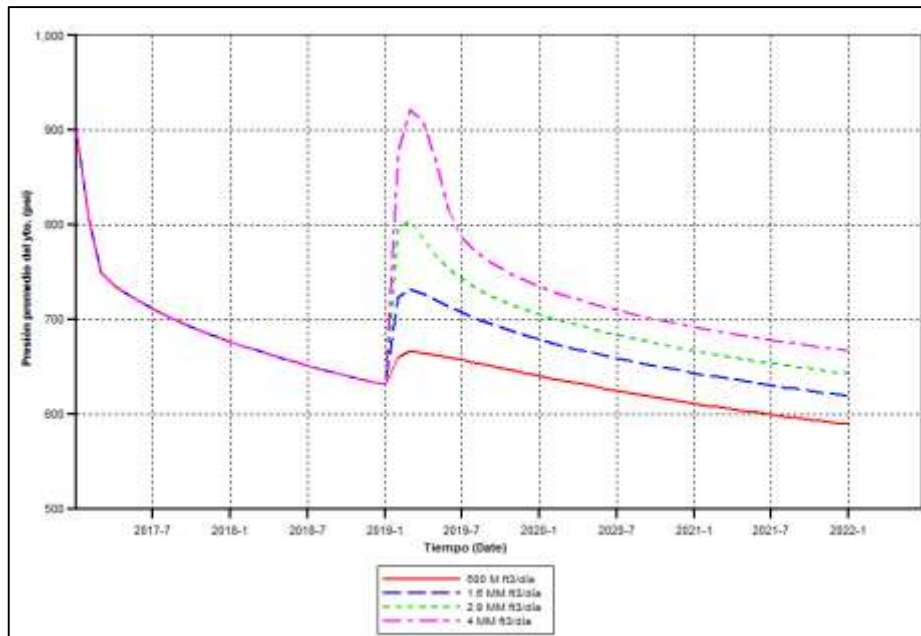
- Tasa de producción de aceite
- Presión promedio del yacimiento
- Factor de recobro de aceite

**4.1.13 Sensibilidad a la tasa de inyección de gas hidrocarburo.** Ya que uno de los objetivos de este trabajo es ver la viabilidad de la aplicación de inyección de gas hidrocarburo en el Campo Colorado, la sensibilidad a la tasa de inyección se hará en base a la producción de gas y la proyección que se tiene de este a futuro.

Para esto nos basamos en la proyección de producción de gas mostrada en la tesis “Evaluación de la Factibilidad para la Inyección del Gas Producido en Campo Escuela Colorado” de los autores Carpio Oscar y Ospino Orlando, del año 2012, la cual muestra una proyección de producción que va desde los 500 M ft<sup>3</sup> que es aproximadamente la cantidad de gas que producía el campo a principios del año 2012, hasta los 4 MM ft<sup>3</sup>.

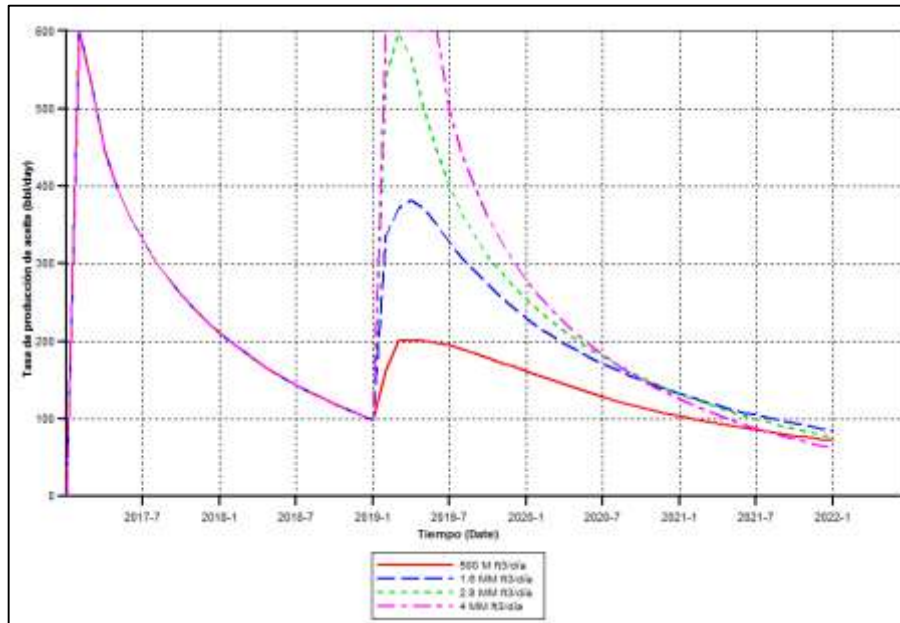
Por lo tanto se variará la tasa de inyección dentro del rango de 500 M ft3 a los 4 MM de ft3 sin restricción en la presión de fondo (BHP) para el pozo inyector. Para los pozos productores como se dijo anteriormente se maneja un BHP de 450 psi y una restricción en la tasa de 150 bbl/día.

**Figura 26. Presión promedio del yacimiento a varias tasas de inyección**



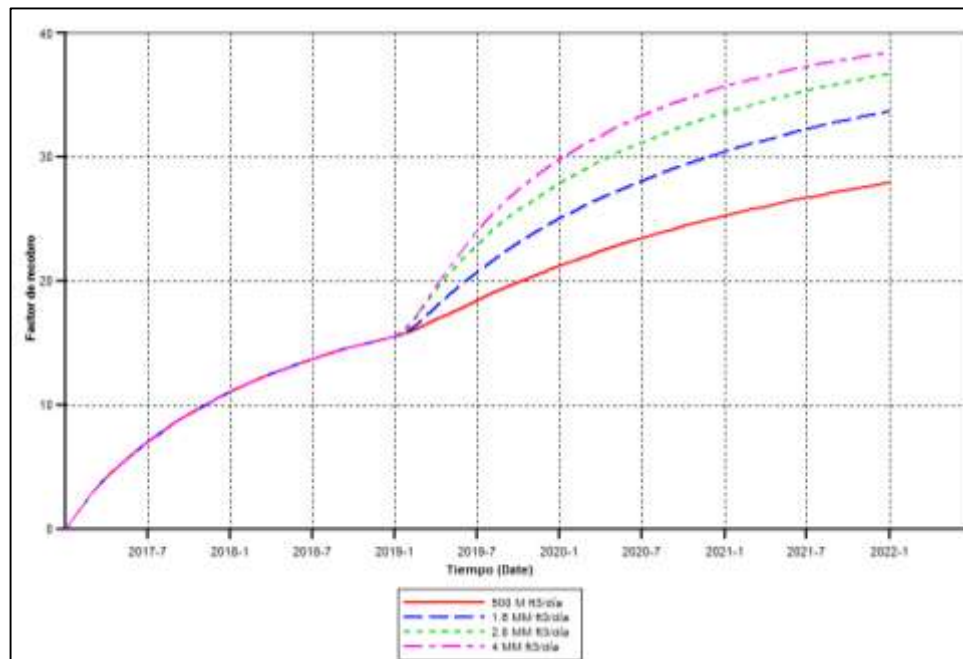
**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG) Builder.

Figura 27. Tasa de producción de aceite a varias tasas de inyección



Fuente: Computer Modeling Group (CMG) Builder.

Figura 28. Factor de recobro a varias tasas de inyección



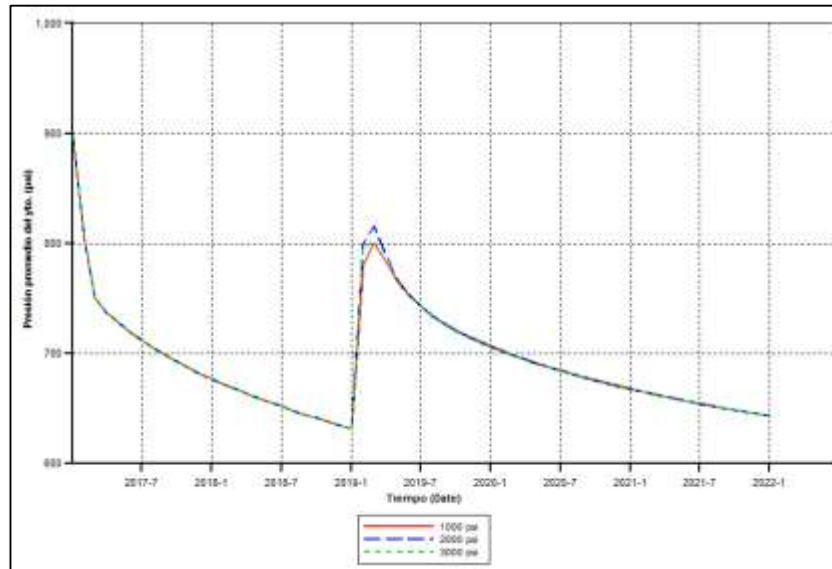
Fuente: Computer Modeling Group (CMG) Builder.

Como se observa en las figuras 24, 25 y 26 la tasa de inyección que presentó un mejor comportamiento fué la 2.8 MM ft<sup>3</sup>/día debido a las siguientes razones:

- Logra aumentar la presión significativamente, hasta los 800 psi, sin pasarse de la presión inicial del yacimiento, como pasa cuando se inyectan 4 MM ft<sup>3</sup>/día; lo que podría llevar a ocasionar un daño en la formación, y durante todo el tiempo que dura el proceso no cae por debajo de los 650 psi, que es el valor de la presión cuando se inicia el proceso de inyección.
- La tasa de producción la eleva prácticamente hasta los 600 bbl/día, que es la producción inicial, y logra mantener una tasa relativamente alta a lo largo de la implementación del proceso, llegando hasta el año 2021 con una tasa por encima de los 100 bbl/día, la cual era la tasa de producción cuando se inició la inyección.
- El factor de recobro logra aumentarlo hasta el 35%, el cual es un valor muy cercano a cuando la tasa de inyección es de 4 MM ft<sup>3</sup>/día y 1.6 MM ft<sup>3</sup>/día.

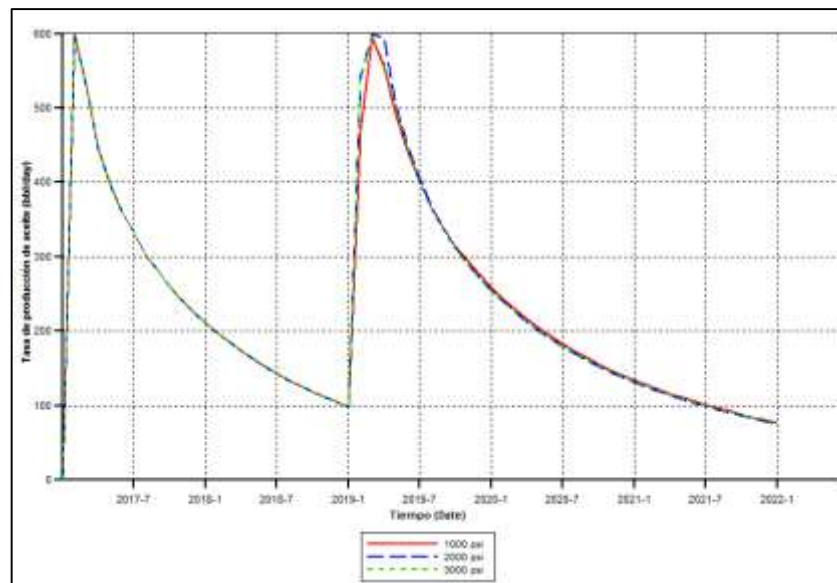
**4.1.14. Sensibilidad a la presión de inyección de gas hidrocarburo.** Debido a que la presión de fractura de la zona productora del campo, en el cual nos basamos para hacer este modelo, es de 1200 psi, de acuerdo al estudio realizado por Andrés González, y Mario Gómez en su tesis de pregrado “Revaluación de las Presiones de Formación y Fractura a partir de Registros en el Campo Colorado”.(Escuela de Petróleos, Universidad Industrial de Santander, 2011), hacer una inyección a presiones que superen este valor conllevaría a posibles daños en el yacimiento. Valores menores a 3000 psi en la presión de inyección no tendrán ningún efecto sobre el comportamiento del modelo, como se muestra en las figuras 28 y 29, por lo que no tiene sentido realizar un análisis a presiones mayores que ésta ya que estos valores superan la presión de fractura.

**Figura 29. Presión Promedio Del Yacimiento A Varias Presiones De Inyección**



**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG) Builder.

**Figura 30. Tasa De Producción De Aceite A Varias Presiones De Inyección**



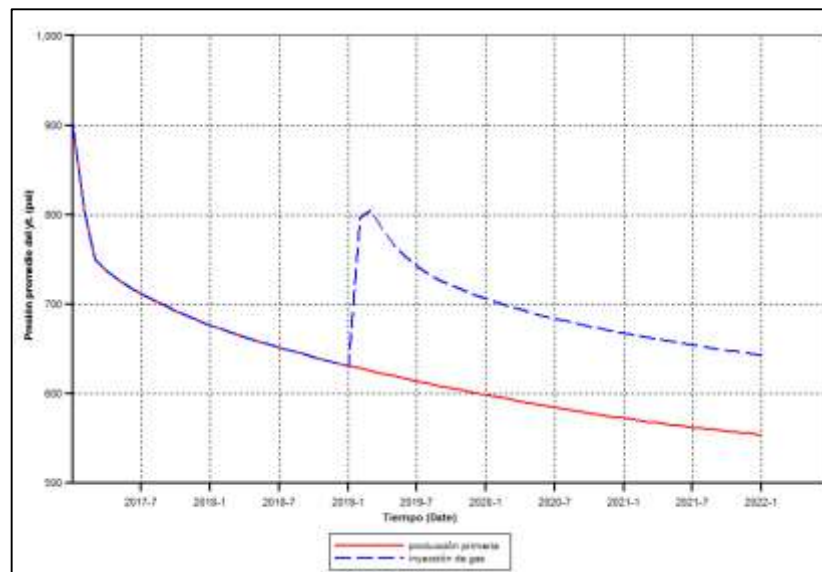
**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG) Builder.

Por lo tanto se decide dejar un valor de 1.050 psi para la presión de inyección a una tasa de inyección de gas 2.8 MM ft<sup>3</sup>/día, la cual fue escogida anteriormente como el valor óptimo para la implementación de este proceso.

#### 4.2. RESULTADOS DE LA INYECCIÓN DE GAS HIDROCARBURO

Una vez realizado el análisis de sensibilidad a los parámetros escogidos en el modelo de inyección de gas, en las Figuras 31, 32 y 33 se pueden observar los resultados haciendo una comparación respecto al caso de producción primaria.

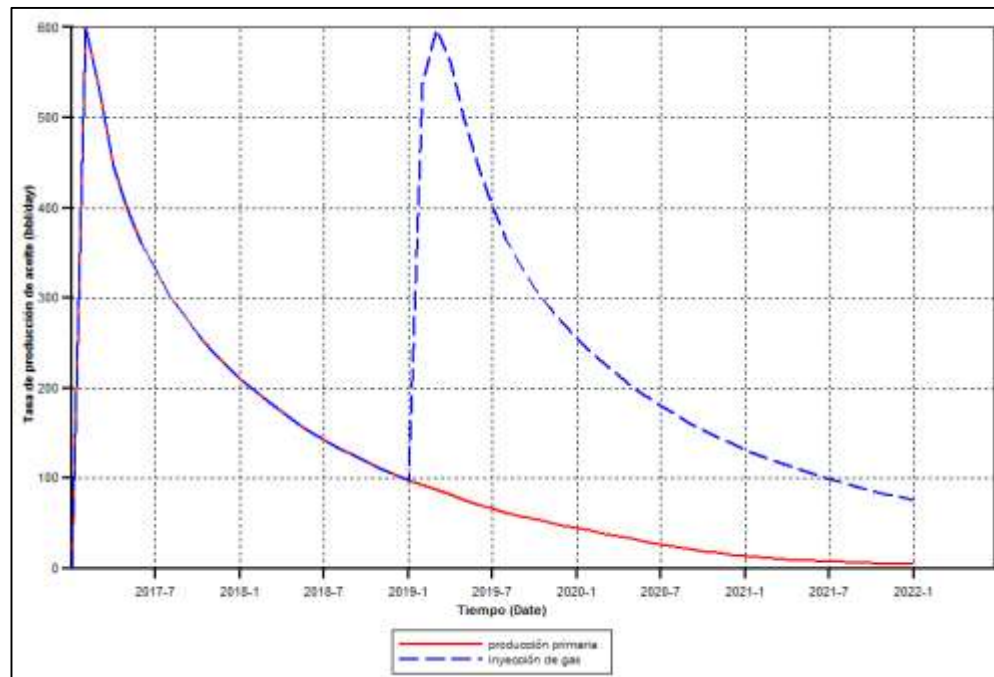
**Figura 31. Presión promedio del yacimiento en producción primaria y con inyección de gas**



**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG) Builder.

En la Figura 31 se muestra que en el año 2019 cuando se implementa el proceso de inyección de gas la presión promedio del yacimiento aumenta de los 650 psi a los 800 psi, y de ahí logra mantener una caída suave a lo largo de todo el proceso, volviendo al valor de 650 psi en el año 2022.

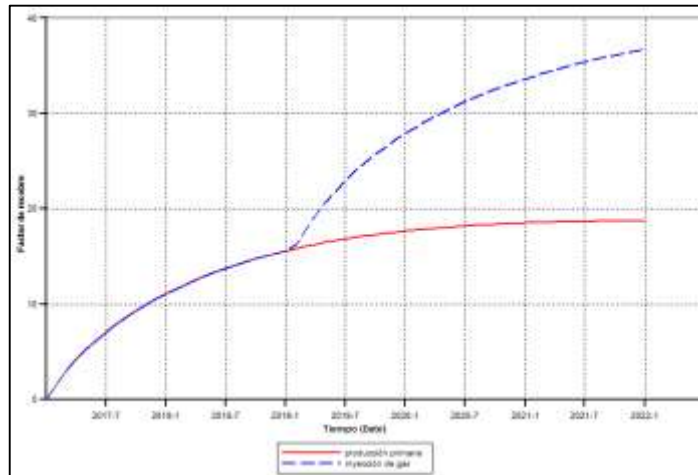
**Figura 31. Tasa de producción de aceite en producción primaria y con inyección de gas**



**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG) Builder.

En la Figura 32 se observa un gran incremento en el valor de la tasa de producción al implementar la inyección de gas, llegando a una tasa de 600 bbl/día en el primer año de inicio del proceso, manteniendo una producción elevada y por encima de los 100 bbl/día respecto a la producción primaria.

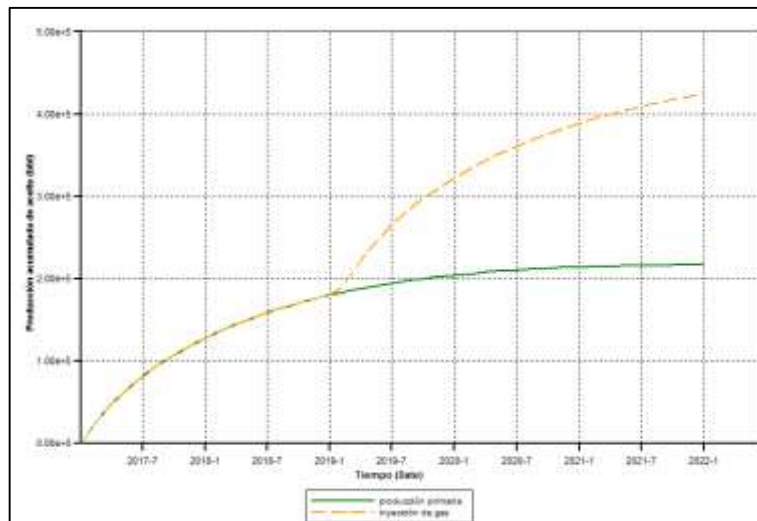
**Figura 32. Factor De Recobro De Aceite En Producción Primaria Y Con Inyección De Gas**



**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG) Builder.

Como se puede apreciar en la Figura 33 se logra aumentar el factor de recobro de un 15% a un 36% para el año 2022 que es cuando finaliza el proceso de inyección de gas, obteniendo un factor de recobro incremental del 21%.

**Figura 33. Producción Acumulada De Aceite En Producción Primaria Y Con Inyección De Gas.**



**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG) Builder.

Se observa en la Figura 33 que la producción acumulada de aceite para el proceso de inyección de gas hasta el año 2022 sería aproximadamente de 420.000 barriles de aceite, logrando así una producción acumulada incremental de aceite incremental de 240.000 barriles.

En la siguiente tabla comparativa se muestran los resultados en cuanto a los factores de recobro alcanzados en la etapa de producción primaria y la etapa de implementación de inyección de gas hidrocarburo como método de recobro.

**Tabla 8. Resultados de la inyección de gas hidrocarburo utilizado en el piloto**

| <b>Método de recuperación</b> | <b>Producción acumulada incremental [STB]</b> | <b>Factor de recobro incremental [%]</b> |
|-------------------------------|---|--|
| Producción primaria           | 175000  | 15                                       |
| Inyección de gas hidrocarburo | 250000  | 21                                       |
| <b>Total</b>                  | <b>425000</b>                                 | <b>36</b>                                |

## 5. CONCLUSIONES

-Con la investigación realizada en este proyecto se observa como el almacenamiento subterráneo, se convierte en una excelente herramienta, casi indispensable para la industria gasífera en todo el mundo debido a las altas demandas del recurso; por tanto el desarrollo de este proceso genera una fuente actual para garantizar el suministro de gas en la región.

-El desarrollo de proyectos como el del almacenamiento subterráneo de gas, se convierten en una necesidad debido surgimiento de las normas legales implantadas por el ministerio de medio ambiente, en búsqueda de la disminución del impacto ambiental generados actualmente por la industria petrolera, para este caso en el Campo Colorado este modelo investigativo resuelve la necesidad del cumplimiento de las normas ambientales y busca generar operaciones amigables con el ambiente.

-El proceso de inyección de gas como método de recobro en el Campo Escuela Colorado evitara que este sea quemado al menos de una forma parcial, y al mismo tiempo ayudaría a incrementar la producción del campo, que está bastante depletado.

## 6. RECOMENDACIONES

-Se recomienda a seguir extendiendo la documentación sobre almacenamiento de gas subterráneo, debido a que de esta forma se puede disminuir la incertidumbre que rodea el tema actualmente.

-Una vez planteada la metodología, es recomendable utilizar herramientas tecnológicas que permitan establecer un modelo más exacto frente a los especulados a partir de datos de producción, como por ejemplo la simulación.

-Es recomendable emplear diferentes campos empobrecidos de petróleo para el almacenamiento de gas subterráneo, o agotados de gas, en los cuales no se esté adelantando ningún tipo de proceso de recuperación mejorada para el caso de los agotados de aceite.

-Se sugiere emplear datos de producción más recientes una vez estén disponibles por parte de la oficina de Campo Escuela Colorado, con el fin de evaluar la viabilidad económica del proyecto.

## 7. BIBLIOGRAFIA

- ABDEL, Aal H. y MOHAMED. Petroleum and Gas Field Processing. New York: 1972.
- ALMEIDA TELLEZ, Luis; Análisis Técnico Económico para el Uso del Gas Campo Escuela Colorado. Universidad Industrial de Santander COLOMBIA. 2012.
- ANLA Autoridad Nacional de Licencias Ambientales. [En línea]. Licencias Ambientales, Bogotá. 2014 <<http://www.anla.gov.co/contenido>>
- BARY, Alexander. y HENZELL, Michel. Almacenamiento Subterráneo de Gas Natural. Journal Schlumberger. Agosto 2002.
- CAMPO ESCUELA COLORADO. Informe final de liquidación del gas. Colombia, 2012
- DEL VASTO, Gustavo A. Mercado del Gas. Universidad Industrial de Santander, Colombia. 2013.
- Empresa Colombiana de Petróleo. ECOPETROL S.A. [en línea]. Precios de Referencia del Gas Natural, Bogotá. 2012.
- ENGINEERING DATA BOOK. "Gas Processors Suppliers Association" GPSA, 12th ed. 2004.
- Empresa Colombiana de Petróleo. ECOPETROL S.A (en línea). Precios de Referencia del Gas Natural. Bogotá. 2012 <<http://www.ecopetrol.com.co>>
- MME. Ministerio de Minas y Energía. [En línea]. Informe Preliminar de Cobertura IV.
- OSPINO, Orlando miguel y CARPIO, Oscar Fabián. Evaluación de la Factibilidad para la Inyección del Gas Producido en Campo Escuela Colorado. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander Colombia, 2012.
- PARRA DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de la Ingeniería de Yacimientos, Venezuela, 2009.
- PARRA, José D. Tips Generales Energía y Gas. Especialización en Ingeniería del Gas. Universidad Industrial de Santander. Colombia, 2012.