

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

Evaluación del proceso de GAGD (*Gas Assisted Gravity
Drainage*) en las Arenas Naricual– Campo El Furrial

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela

Por los Brs:

Angélica A. López P.

Alexander H. Ollarves S.

Para optar al Título
De Ingeniero de Petróleo.

Caracas, 2017

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

Evaluación del proceso de GAGD (*Gas Assisted Gravity Drainage*) en las Arenas Naricual – Campo El Furrial

TUTOR ACADEMICO: Profa. Yujeisly Reina.

CO-TUTOR ACADEMICO: Prof. Diego Manfre.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela

Por los Brs:

Angélica A. López P.

Alexander H. Ollarves S.

Para optar al Título
De Ingeniero de Petróleo.

Caracas, 2017

Caracas, Noviembre 2017.

Los abajo firmantes miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por los bachilleres Angélica López y Alexander Ollarves, el cual lleva por título:

“EVALUACIÓN DEL PROCESO DE GAGD (GAS ASSISTED GRAVITY DRAINAGE) EN LAS ARENAS NARICUAL – CAMPO EL FURRIAL”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudio contundente al título de Ingeniero de Petróleo y sin que ello signifique que se hacen solidarios por las ideas expuestas por los autores, lo declaran APROBADO.



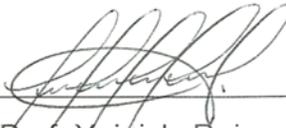
Prof. Miguel Expósito

Jurado



Prof. Alberto Vegas

Jurado



Prof. Yujéisly Reina

Tutora Académica

Dedicatoria

A mi madre Carmen Pérez, por siempre darme fuerzas, por su amor y por apoyarme en cada momento.

A mi padre Julio López, por siempre aconsejarme, escucharme y por siempre estar a mi lado.

Angélica A. López P.

A mi papa, mi mama, mi tía, Carmen, Yasmina y Alejandra, por siempre estar para mí y acompañarme en todo mis momentos difíciles.

Alexander H. Ollarves S.

Agradecimientos

A Dios y a San Miguel Arcángel, por haberme dado salud, acompañarme y guiarme durante todo este tiempo.

A la Universidad Central Venezuela, por forjarme responsabilidad, buenos valores pero sobre todo por enseñarme a valorar a esta segunda casa.

A los profesores de la Escuela de Petróleo, por inculcarme grandes conocimientos y por guiarme en el transcurso de estos años.

A mis padres, por todos sus sacrificios, enseñanzas y por apoyarme en todo momento. Este logro es tan mío como de ustedes.

A mis hermanos, por siempre brindarme su apoyo.

A Miguel Cedeño, por siempre estar para mí y apoyarme en cada momento.

Al profesor Diego Manfre, por su dedicación, sus consejos, su ayuda fundamental en el transcurso de este trabajo y por su tiempo invaluable.

A la profesora Yujeisly Reina, por la paciencia, su excelente trato, sus motivaciones, sus recomendaciones para lograr concluir esta meta y su grandiosa amistad.

A Steven Valladares, por haberme acompañado, aconsejado y escuchado en todo momento.

Al profesor Miguel Castillejo, la profesora Lisbeth Miranda y al profesor Sandro Gasbarri, por su apoyo y amistad a lo largo de esta experiencia.

A mis amigos Anais, Romina, Yennifer, Emmanuel, Marcos, Julio y Genesis por brindarme su amistad y apoyo durante todo este tiempo.

Angélica A. López P.

Agradecimientos

A dios, por estar siempre presente en los momentos que más lo necesite.

A una persona en especial que ya no está presente físicamente. Gracias por todos esos momentos felices y apoyo incondicional cuando más lo necesite, y por cuidarnos desde cualquier lugar donde te encuentres te quiero mucho papá.

A mi madre por su apoyo e interés, que nunca me permitieron decaer en los momentos más difíciles.

A mi familia durante mis estudios me brindaron su apoyo.

A Alejandra por todos estos años, por el tiempo y la dedicación que hacen que todo se vea más fácil.

A mis compañeros gracias por todos los momentos compartidos.

A todas aquellas amistades que de una forma u otra contribuyeron a la realización de este trabajo.

Alexander H. Ollarves S.

López., Angélica y Ollarves., Alexander

Evaluación del proceso de GAGD (*Gas Assisted Gravity Drainage*) en las Arenas Naricual – Campo El Furrial.

Tutor Académico: Profa. Yujeisly Reina. Co-Tutor Académico: Prof. Diego Manfre. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2017, 104 p.

Palabras Clave: GAGD, Arenas Naricual – Campo El Furrial, Diseño Experimental, Optimización mediante simulación numérica.

Resumen: El presente trabajo tiene por objetivo evaluar el desempeño del método GAGD, en un yacimiento con propiedades características de las Arenas Naricual – Campo El Furrial, mediante simulaciones numéricas en CMG. El método GAGD es conocido por obtener un gran porcentaje de recobro en crudos medianos y pesados dependiendo del ángulo de buzamiento, generando un gran interés debido a que no ha sido aplicado en Venezuela. El estudio de este método mediante la simulación numérica permitirá conocer los parámetros operacionales y de yacimientos más influyentes. Para ello se generó un modelo de simulación base, con la información obtenida de diversas fuentes bibliográficas. Una vez realizado y analizado el proceso de simulación, se implementaron técnicas de diseño experimental, generando una superficie de respuesta que modelara el comportamiento de los resultados obtenidos de las simulación. Para luego optimizar el proceso y determinar la combinación de parámetros más influyentes en el método.

Índice General

| | |
|--|------|
| Índice de Tablas..... | xi |
| Índice de Figuras | xiii |
| INTRODUCCIÓN | 1 |
| PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA..... | 3 |
| 1.1 Objetivos..... | 4 |
| 1.1.1. Objetivo General..... | 4 |
| 1.1.2. Objetivos Específicos | 4 |
| 1.2 Alcance..... | 5 |
| 1.3 Justificación | 5 |
| 1.4 Limitaciones..... | 5 |
| MARCO TEÓRICO | 6 |
| 2.1 Ubicación Geográfica del Área en estudio..... | 6 |
| 2.2 Estructura | 6 |
| 2.2.1 Estratigrafía y Sedimentología | 7 |
| 2.2.2 Formación Naricual | 7 |
| 2.2.3 Yacimiento Naricual Superior | 7 |
| 2.2.4 Yacimiento Naricual Inferior | 8 |
| 2.3 Drenaje de Gravedad Asistido Por Gas (GAGD)..... | 8 |
| 2.3.1 Segregación Gravitacional | 9 |
| 2.4 Simulación de Yacimientos..... | 10 |
| 2.4.1 Simulador de Yacimientos..... | 10 |
| 2.4.2 Estructura de un Simulador..... | 11 |
| 2.4.3 Funciones de un Simulador..... | 11 |

| | |
|---|----|
| 2.5 Análisis de Sensibilidad | 12 |
| 2.5.1 Diseño experimental Full Factorial | 12 |
| □ Diseño experimental Central Compuesto | 13 |
| 2.5.3 Diagrama de Pareto | 14 |
| 2.5.4 Optimización..... | 14 |
| 2.5.5 Diseño de superficie de respuesta | 15 |
| 2.5.6 Métodos basados en Geometría algebraica..... | 15 |
| MARCO METODOLÓGICO | 16 |
| 3.1 Tipo de la investigación. | 16 |
| 3.2 Diseño de la investigación. | 16 |
| 3.3 Recopilación de datos para generar el modelo de simulación..... | 16 |
| 3.4 Generación del modelo conceptual | 17 |
| 3.4.2 Curvas de Permeabilidad relativa..... | 19 |
| 3.5 Diseño del mallado de simulación | 22 |
| 3.6 Análisis de Sensibilidad | 23 |
| 3.6.1 Determinación de los parámetros más influyentes..... | 24 |
| 3.6.2 Diseño Full Factorial de dos niveles..... | 25 |
| 3.6.3 Diseño Central Compuesto | 27 |
| 3.7 Optimización | 29 |
| 3.7.1 Superficie de respuesta..... | 29 |
| 3.7.2 Calculo de error..... | 32 |
| ANÁLISIS DE RESULTADOS..... | 33 |
| 4.1 Modelo de Simulación | 33 |
| 4.1.1 Características del yacimiento..... | 33 |

| | |
|--|----|
| 4.1.2 Definición del caso base..... | 34 |
| 4.2 Resultados de las simulaciones..... | 36 |
| 4.2.1 Calculo de efectos | 41 |
| 4.2.2 Diagrama de Pareto. | 46 |
| 4.2.3 Análisis de efectos e interacciones destacadas | 50 |
| 4.3 Generación de la Superficie de Respuesta | 69 |
| 4.3.2 Superficie Cuadrática | 72 |
| 4.4 Optimización de la Superficie de Respuesta | 77 |
| 4.4.1 Optimización con derivadas Parciales..... | 77 |
| 4.5 Comparaciones adicionales..... | 84 |
| CONCLUSIONES | 87 |
| RECOMENDACIONES | 89 |
| Bibliografía..... | 90 |

Índice de Tablas

| | |
|--|----|
| Tabla 3.1 Permeabilidad relativa del agua-petróleo..... | 19 |
| Tabla 3.2. Permeabilidad relativa del gas-petróleo..... | 20 |
| Tabla 3.3. Valores del punto medio. | 28 |
| Tabla 3.4. Corridas adicionales de los puntos medios..... | 28 |
| Tabla 4.1. Propiedades iniciales del yacimiento. | 34 |
| Tabla 4.2. Resultados del Np para el caso de 26 API..... | 36 |
| Tabla 4.3. Resultados del FR para el caso de 26 grados API..... | 37 |
| Tabla 4.4. Resultados del Np para el caso de 12 grados API..... | 38 |
| Tabla 4.5. Resultados del FR para el caso de 12 grados API..... | 39 |
| Tabla 4.6. Efecto de parámetros analizados para el Np para el caso de 26 grados API. | 41 |
| Tabla 4.7. Efecto de interacciones analizadas para el Np del caso de 26 grados API. | 42 |
| Tabla 4.8. Efecto de parámetros analizados para el FR del caso de 26 grados API. | 42 |
| Tabla 4.9. Efecto de las interacciones analizadas para el FR del caso de 26 grados API. | 43 |
| Tabla 4.10. Efecto de parámetros analizados para el Np del caso de 12 grados API. | 43 |
| Tabla 4.11. Efecto de las interacciones analizadas para el Np del caso de 12 grados API. | 44 |
| Tabla 4.12. Efecto de parámetros analizados para el FR del caso de 12 grados API. | 45 |
| Tabla 4.13. Efecto de interacciones analizadas para el FR del caso de 12 grados API. | 45 |
| Tabla 4.14. Porcentaje promedio de Np que representa cada efecto para el caso de 26 grados API..... | 47 |

| | |
|---|----|
| Tabla 4.15. Porcentaje promedio de FR que representa cada efecto para el caso de 26 grados API..... | 48 |
| Tabla 4.16. Porcentaje promedio de Np que representa cada efecto para el caso de 12 grados API..... | 49 |
| Tabla 4.17. Porcentaje promedio de FR que representa cada efecto para el caso de 12 grados API..... | 49 |
| Tabla 4.18. Resultados de presiones del caso de 26 grados API..... | 56 |
| Tabla 4.19. Resultados de presiones del caso de 12 grados API..... | 57 |
| Tabla 4.20. Simulaciones Aleatorias utilizadas para el cálculo del Error. | 70 |
| Tabla 4.21. Simulaciones Adicionales para el Diseño de 3 niveles. | 73 |
| Tabla 4.22. Calculo de Error del diseño experimental. | 75 |
| Tabla 4.23 Calculo de los errores de las simulaciones aleatorias..... | 76 |
| Tabla 4.24 Valores del FR para un ángulo de 0..... | 78 |
| Tabla 4.25. Valores del FR para un ángulo de 30..... | 79 |
| Tabla 4.26 Valores óptimos obtenidos por derivadas parciales..... | 83 |
| Tabla 4.27 Valores óptimos obtenidos por derivadas parciales..... | 86 |

Índice de Figuras

| | |
|---|----|
| Figura 2.1. Ubicación del Campo Furrial en el Estado Monagas, Venezuela. | 6 |
| Figura 2.2. Método de Recobro GAGD..... | 9 |
| Figura 2.3. Segregación gravitacional..... | 10 |
| Figura 2.3. Diseño Full Factorial de dos factores..... | 13 |
| Figura 2.4. Diseño Central Compuesto..... | 13 |
| Figura 3.1. Curvas de R_s , B_o vs P | 18 |
| Figura 3.2 Curvas de Viscosidad vs P | 19 |
| Figura 3.3. Curvas de K_{rw} y K_{ro} vs S_w | 20 |
| Figura 3.4. Curvas de K_{rg} y K_{rog} vs S_l | 21 |
| Figura 3.5. Diagrama de Permeabilidades Relativas Trifásicas..... | 21 |
| Figura 3.6. Mallado 3D del caso base en CMG. | 23 |
| Figura 3.7. Mallado en visa IK-2D del caso base en CMG..... | 23 |
| Figura 3.8. Diagrama de Pareto..... | 27 |
| Figura 4.1. Comportamiento de producción del pozo horizontal del caso base. | 35 |
| Figura 4.2. Comportamiento de producción del pozo vertical del caso base. | 35 |
| Figura 4.3. Demostración del POES en los casos de 0, 20 y 30 grados..... | 51 |
| Figura 4.4. Efecto de los parámetros analizados sobre el N_p para el caso de 26 grados API. | 52 |
| Figura 4.5. Efecto de los parámetros analizados sobre el FR para el caso de 26 grados API. | 53 |
| Figura 4.6. Efecto de los parámetros analizados sobre el N_p para el caso de 12 grados API. | 54 |
| Figura 4.7. Efecto de los parámetros analizados sobre el FR para el caso de 12 grados API. | 55 |
| Figura 4.8. Comparación de presiones..... | 58 |
| Figura 4.9. Vista IK de la saturación del gas en el modelo de 30 grados. | 60 |

| | |
|---|----|
| Figura 4.10. Producción acumulada de petróleo con su máximo valor de tasa de gas y tasa de petróleo..... | 61 |
| Figura 4.11. Producción acumulada de petróleo con su mínimo valor de tasa de gas y máximo valor e tasa de petróleo..... | 61 |
| Figura 4.12. Producción acumulada de petróleo con su máximo valor de tasa de gas y tasa de petróleo..... | 62 |
| Figura 4.13. Producción acumulada de petróleo con su mínimo valor de tasa de gas y máximo de tasa de petróleo. | 62 |
| Figura 4.14. Producción acumulada de petróleo donde toma su mínimo valor de tasa de petróleo. | 63 |
| Figura 4.15. Producción acumulada de petróleo donde toma su mínimo valor de tasa de petróleo. | 64 |
| Figura 4.16. Producción del pozo horizontal del caso 2..... | 65 |
| Figura 4.17. Saturación de petróleo del caso 2..... | 65 |
| Figura 4.19 Producción acumulada del caso 128 donde toma los valores máximos..... | 67 |
| Figura 4.20 Producción acumulada del caso 110 donde toma los valores mínimos. | 68 |
| Figura 4.21 Producción acumulada del caso 112 donde toma los valores mínimos y máximos. | 68 |
| Figura 4.22 Producción acumulada del caso 126 donde toma los valores mínimos y máximos. | 69 |
| Figura 4.23. Superficie cuadrática donde se observa el mínimo local. | 78 |
| Figura 4.24. Superficie cuadrática comprendida entre los rango de los parámetros..... | 80 |
| Figura 4.25. Superficie cuadrática de la tasa de petróleo vs la tasa de gas del pozo productor..... | 81 |
| Figura 4.26. Superficie cuadrática de la tasa de gas del productor vs la tasa de gas del pozo horizontal..... | 82 |
| Figura 4.27. Perfil de saturación de petróleo. | 84 |

| | |
|---|-----|
| Figura B.1: Modelo conceptual del caso optimizado #1..... | 98 |
| Figura B.2: producción acumulada del caso optimizado #1..... | 98 |
| Figura B.3: producción acumulada del caso optimizado #2..... | 99 |
| Figura B.4: producción acumulada del caso optimizado #2..... | 99 |
| Figura B.5: producción acumulada del caso optimizado #3..... | 100 |
| Figura B.6: producción acumulada del caso optimizado #3..... | 100 |
| Figura B.7: producción acumulada del caso optimizado #4..... | 101 |
| Figura B.8: producción acumulada del caso optimizado #4..... | 101 |
| Figura B.9: producción acumulada del caso optimizado #5..... | 102 |
| Figura B.10: producción acumulada del caso optimizado #5..... | 102 |
| Figura B.11: producción acumulada del caso optimizado #6..... | 103 |
| Figura B.12: producción acumulada del caso optimizado #6..... | 103 |
| Figura B.13: producción acumulada del caso optimizado #7..... | 104 |
| Figura B.14: producción acumulada del caso optimizado #7..... | 104 |

INTRODUCCIÓN

En la industria petrolera existen varios métodos de recobros que pueden ser aplicados en los campos petroleros, para obtener un factor de recobro rentable. Todos estos métodos pueden ser utilizados en zonas distintas dependiendo de sus características y generan resultados diferentes debido a que todos los yacimientos no son iguales.

En relación a lo antes expuesto, en esta investigación se estudia la producción de las Arenas Naricual– Campo El Furrial mediante un modelo de simulación numérica en el programa CMG aplicando el método GAGD. De acuerdo a sus siglas en inglés “*Gas Assisted Gravity Drainage*” o “Drenaje de Gravedad Asistido por Gas”, el GAGD es una técnica que logra incrementar de 55% a 75% el recobro de petróleo mediano y pesado original en sitio (POES) dependiendo del ángulo de buzamiento, convirtiendo al desplazamiento de petróleo por inyección de gas en uno de los mejores métodos de recuperación de petróleo debido a su excelente eficiencia de barrido. Sin embargo, como todo proceso posee ciertos problemas, uno de ellos es la inestabilidad del frente de inyección y un avance temprano debido a la relación de movilidad desfavorable.

El proceso GAGD consta de un pozo inyector vertical de gas en el tope del yacimiento, mientras que en la base del yacimiento se puede utilizar un pozo horizontal o varios pozos verticales para producir el petróleo. El pozo en el tope se encarga de inyectar gas generando mayor presión en el yacimiento y desplazando el petróleo hacia el pozo (horizontal) productor o los pozos (verticales) productores. El desempeño del proceso GAGD es influenciado significativamente por la configuración de los pozos y las propiedades del método en los parámetros como buzamiento de las capas. Por lo tanto, es necesario entender los efectos de estos parámetros para determinar la mejor estrategia para el proceso GAGD.

La investigación se centra en la generación de una simulación numérica con los datos petrofísicos característicos de las Arenas Naricual, con el fin de evaluar el comportamiento del método GAGD y mediante sensibilidades de parámetros operacionales y de yacimiento para lograr determinar que parámetros son más influyentes en dicho método.

Para lograr obtener el modelo conceptual del yacimiento en estudio se necesita la data del yacimiento la cual comprende de datos PVT, petrofísicos, datos de los fluidos, estructurales, entre otros; los cuales se obtuvieron de diversas fuentes bibliográficas. Luego es introducida en el simulador CMG generando un modelo estático el cual describirá el yacimiento en estudio y los cambios en los parámetros, para luego convertirlo en un modelo dinámico al aplicarle perforaciones de pozo y calcular la producción arrojada por el mismo.

Este estudio se basa en evaluar el comportamiento del método GAGD en un yacimiento con propiedades características de las Arenas Naricual– Campo El Furrial, para así elaborar un modelo conceptual del yacimiento, con el fin de identificarlos parámetros de yacimiento y operacionales más influyentes para el método.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Actualmente en los campos venezolanos se utilizan métodos de recuperación que alcanzan factores de recobro de 30%. Las empresas que operan en estos campos están constantemente buscando métodos alternativos que logren aumentar el factor de recobro sin impactar el costo de la producción. El método GAGD “Drenaje de Gravedad Asistido por Gas” es un método que recupera rápida y económicamente grandes cantidades de petróleo atrapados en los yacimientos después de una recuperación primaria y técnicas de recuperación secundaria. Este es un nuevo método alternativo que no ha sido estudiado en yacimientos en Venezuela y que consiste en inyectar gas desde el tope del yacimientos para así mantener la presión y a su vez desplazar el petróleo hacia al pozo productor o los pozos productores.

Este proceso, ofrece una baja saturación residual de petróleo en la zona de gas, de baja tensión interfacial gas-petróleo o miscibilidad al mantener la presión del yacimiento cerca de la presión mínima de miscibilidad a través del control del flujo del gas inyectado y los líquidos producidos. La medición de las tensiones interfaciales de las tres fases es importante para obtener la determinación del coeficiente de difusión del petróleo, que no solo controla la naturaleza de las tres fases, sino también los tipos de drenaje del petróleo en la línea de flujo.

Al respecto, los dos componentes principales para la implementación del proceso de GAGD son la caracterización de yacimientos y simulación del flujo del yacimiento. La caracterización de yacimientos requiere espesor del yacimiento y los mejores mapas estructurales para definir los límites del yacimiento y los registros de pozos, análisis de núcleos para determinar el volumen poroso (porosidad) y la permeabilidad. La simulación del flujo del yacimiento utiliza los datos sobre el comportamiento de fase fluidos,

características de flujo de roca-fluidos y la historia del partido en los datos de presión del yacimiento y la producción de fluidos para predecir el rendimiento GAGD a nivel de campo.

De manera que, al hacer uso de estos pasos, se puede evaluar la aplicabilidad potencial y el rendimiento del proceso de GAGD para cualquier yacimiento específico, por lo tanto este trabajo evaluará la aplicación del método GAGD en una simulación numérica con datos característicos de las Arenas Naricual– Campo El Furrial con el simulador CMG, la finalidad de este trabajo es realizar un análisis de sensibilidad con parámetros de yacimiento y operacionales para así determinar qué parámetros son más influyentes en la respuesta de la producción generada por la aplicación del método.

1.1 Objetivos

1.1.1. Objetivo General

Evaluar el desempeño del método GAGD en un yacimiento con propiedades características de las Arenas Naricual del campo El Furrial, mediante el simulador CMG.

1.1.2. Objetivos Específicos

- Recopilar datos petrofísicos y geológicos necesarios para construir un modelo numérico en el cual se evalué el comportamiento del método GAGD en las Arenas Naricual– Campo El Furrial.
- Diseñar un modelo conceptual del yacimiento representativo de las Arenas Naricual– Campo El Furrial.
- Establecer cuáles propiedades del yacimiento son los más influyentes en el comportamiento del proceso GAGD.
- Establecer cuáles parámetros operacionales son los más influyentes en el comportamiento del proceso GAGD.

1.2 Alcance.

Obtener una noción del comportamiento del proceso GAGD para yacimientos similares a los de las Arenas Naricual en el campo El Furrial y establecer sus parámetros de operación más influyentes.

1.3 Justificación.

En el presente trabajo es de suma importancia conocer qué métodos alternativos pudiesen ser empleados en los yacimientos de Venezuela de modo que aumenten el factor de recobro. También, le permite al intérprete conocer los parámetros operacionales y de yacimientos óptimos para la aplicación del método. En este sentido, el método GAGD es un método nuevo cuyas investigaciones anteriores indican que pudiese funcionar en yacimientos con características similares a los de las Arenas Naricual-Campo El Furrial.

Adicionalmente, este trabajo servirá como base documental para la realización de estudios más profundos sobre las complejidades que se pueden conseguir en diferentes tipos de campos venezolanos.

1.4 Limitaciones

Las limitaciones para realizar este trabajo son:

1. Se trabajará con datos de artículos técnicos e investigaciones anteriores y no con datos reales obtenidos del campo.
2. Falta de datos de producción histórica del campo para cotejar el modelo numérico.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Ubicación Geográfica del Área en estudio

El campo El Furrial se encuentra ubicado geográficamente a 25 kilómetros al Nor-Oeste de la Ciudad de Maturín, Estado Monagas, en el Oriente de Venezuela. En la Figura 2.1 se muestra los campos productores de crudo del Nor-Oeste del Edo. Monagas. (PDVSA, 2007).

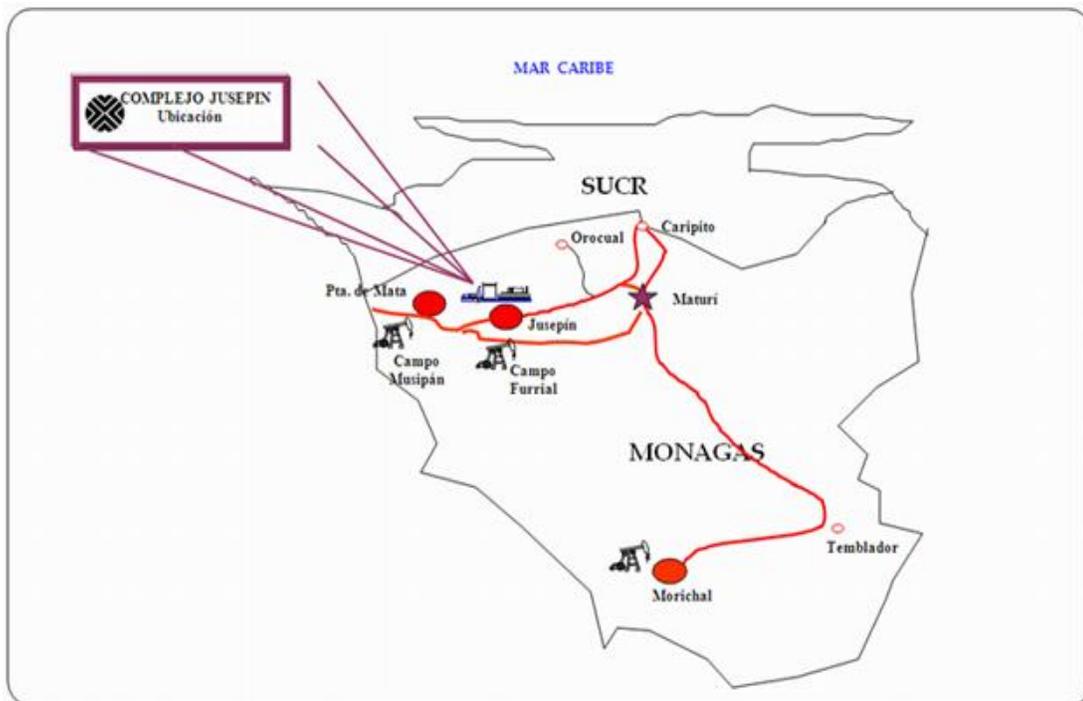


Figura 2.1. Ubicación del Campo Furrial en el Estado Monagas, Venezuela.

[Fuente: PDVSA, Gerencia Jusepin].

2.2 Estructura

El campo El Furrial se extiende en un área aproximada de 31.250 acres. Se puede describir como un anticlinal ligeramente asimétrico de extensión sur-oeste y Nor-Oeste, orientado hacia el Norte con 70° al este, con buzamiento

variable entre 15° y 21° en el flanco Sur y en el flanco Norte entre 18° y 25°. (Figueroa, 2005)

2.2.1 Estratigrafía y Sedimentología

La estratigrafía del campo El Furrial se caracteriza por ser una columna de sedimentos que excede los 16000 pies de espesor y cuya edad abarca desde el Cretácico Temprano hasta el Reciente, en donde se reconocen en orden descendente las formaciones La Mesa, Las Piedras, La pica, Carapita, Areo, Los Jabillos y Naricual.

Los yacimientos bajo estudio, compuestos esencialmente por areniscas limpias, se encuentran dentro de capas que pertenecen a niveles estratigráficos que van desde el más profundo denominado Cretáceo hasta el nivel Oligoceno y parte del Mioceno Inferior (Formación Naricual). Estos yacimientos, por razones operacionales están identificados informalmente como yacimientos los Jabillos, Naricual Inferior y Naricual Superior. (Figueroa, 2005).

2.2.2 Formación Naricual

Se subdivide en dos miembros, El Naricual Superior e Inferior, separados por un intervalo lutítico de aproximadamente unos 80 pies de espesor. (Figueroa, 2005).

2.2.3 Yacimiento Naricual Superior

Espesor total del yacimiento Naricual superior varía desde 700 pies al Sur-Oeste, zona Oeste y área de Carito-Mulata, hasta 900 pies en el Norte. Se ubica en la primera arena que se encuentra en contacto concordante con la base de la secuencia lutítica, de edad Mioceno, correspondiente a la formación Carapita, y su base coincide con el tope del yacimiento Naricual Inferior.

Las arenas que conforman el yacimiento Naricual Superior son de granulometría variable de media a gruesa, limpias, de origen fluviodeltaico, a plataforma interna, con cemento arcilloso silicio y a veces carbonatico. Desde un punto de vista genérico son arenas subarcósicas que se pueden desarrollar en niveles individuales cuyos espesores abarcan desde unos pies hasta 120-150 pies.

El yacimiento que es de edad Oligoceno tardío comprende una gran diversidad de depósitos sedimentos, los cuales están bastante relacionados con la calidad de roca.

2.2.4 Yacimiento Naricual Inferior

El espesor de este miembro, tiene una tendencia general a incrementar hacia al norte entre 500 y 800pies, de edad Cretácico Superior a Paleoceno-Eoceno. De base a tope comienza con un apilamiento de arenas finas con cierta influencia de mareas, interpretadas como depósitos de barras y canales probablemente estuarios. Por encima de esta secuencia y en contacto discordante se observa un apilamiento de canales fluviales, separados por arcillas de bahías interdistributarias.

La secuencia transgresiva compuesta por canales estuarios y barras de desembocadura. La sección de Naricual Inferior termina con un nivel glauconítico por encima del cual se localiza un sistema de barras de anteplaya. (Figuroa, 2005).

2.3 Drenaje de Gravedad Asistido Por Gas (GAGD)

El método GAGD se describe como un procedimiento rápido y económico para aumentar la recuperación de hidrocarburos que se utiliza en yacimientos convencionales. El proceso de drenaje de gravedad asistido por gas consiste en un pozo vertical utilizado como pozo de inyección y uno o varios pozos productores que se encuentra un poco más arriba del contacto

agua petróleo llevando a que el gas desplace el hidrocarburo hacia el pozo horizontal o los pozos verticales. La Figura 2.2 muestra el método GAGD.

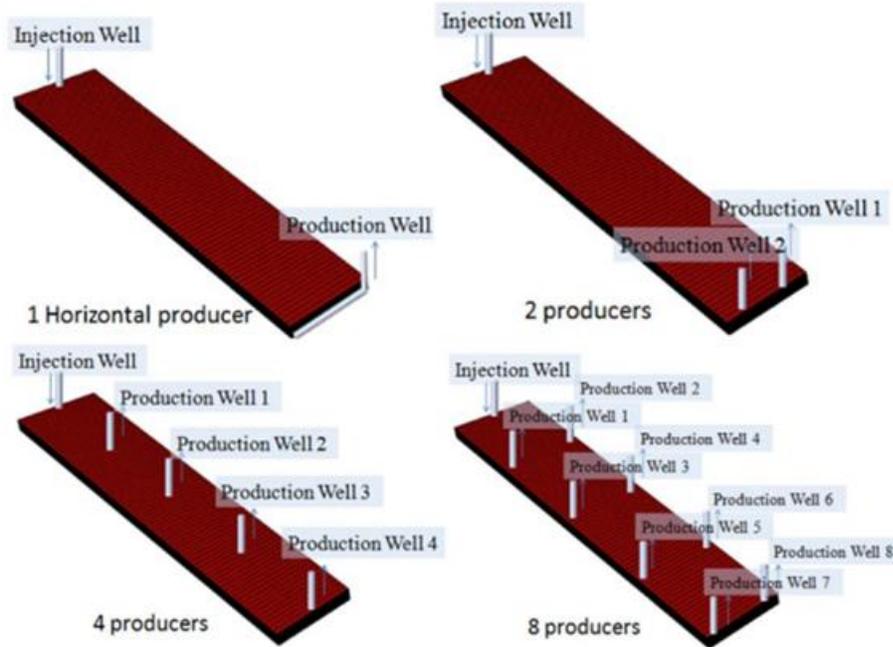


Figura 2.2. Método de Recobro GAGD

[Fuente: ID 66, *Evaluation and optimization of GAGD Process*]

El proceso GAGD se aprovecha de la segregación gravitacional del gas inyectado en el yacimiento debido a la diferencia de densidad y es ampliamente aplicable a diferentes tipos de yacimientos (por ejemplo, yacimientos fracturados y no fracturados de areniscas, y yacimientos de carbonato y dolomíticos), ya sea con o sin antecedentes de procesos de inyección. (T. Vaccharasiritham, S. Athichanagorn, 2013)

2.3.1 Segregación Gravitacional

En la segregación gravitacional, el gas libre a medida que es expulsado del petróleo se mueve hacia el tope de la estructura, esto ocurre cuando al gas en su saturación crítica, le es más fácil subir al tope del yacimiento que al pozo cuando hay una buena permeabilidad vertical, mientras que el petróleo

drena hacia abajo, bajo la influencia de la gravedad. Este flujo es paralelo al ángulo de buzamiento en vez de ser perpendicular a este. En el tope de la estructura se forma una capa de gas que se va expandiendo y esto permite la movilización del hidrocarburo. (Barreiro, 2009)

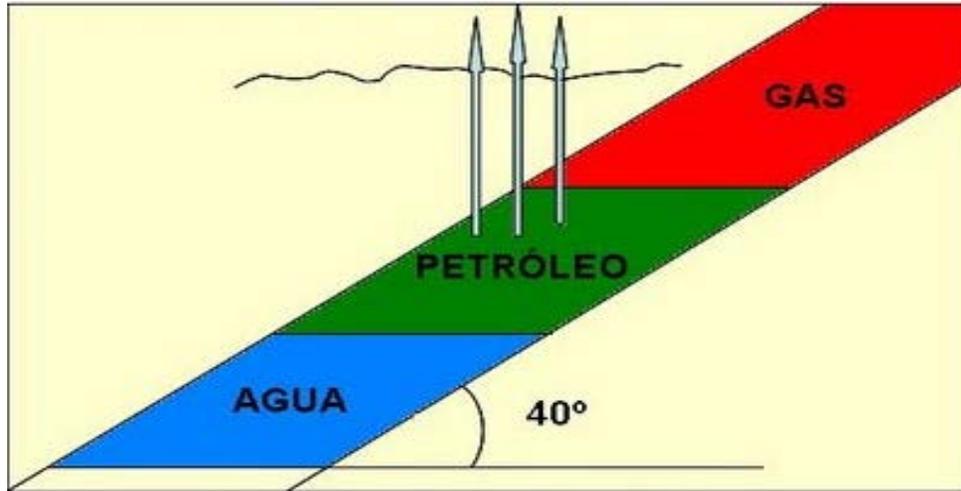


Figura 2.3. Segregación gravitacional.

[Fuente: Guía de ingeniería de yacimiento II, UCV Ing. Angel Da Silva]

2.4 Simulación de Yacimientos

La simulación de yacimientos es la manera de poder predecir cómo se comportará un yacimiento antes y después de haber sido perforado. Una vez obtenida la data proveniente de ingenieros geofísicos, geólogos, petroleros, entre otros, esta será suministrada a un simulador de yacimientos el cual se encargara de la tarea más pesada, que es la de calcular y simular. (Fanchi, 1997)

2.4.1 Simulador de Yacimientos

Un Simulador de Yacimientos es aquel que mediante algoritmos matemáticos, soluciona numéricamente las distintas ecuaciones del modelo matemático que representan el yacimiento y obtiene soluciones aproximadas de tales ecuaciones. (Fanchi, 1997)

2.4.2 Estructura de un Simulador

Su estructura se compone de tres etapas:

- **Inicialización:** en ella se ingresan en el simulador los datos iniciales para describir el yacimiento, se definen las propiedades de la roca y los fluidos, de esta manera el simulador podrá calcular los valores de saturación y presión de cada celda y estimar el valor de POES. Esta etapa es fundamental y no puede ser obviada por el usuario.
- **Ajuste Histórico:** esta etapa permite evaluar la historia de producción e instalación de un pozo mediante la corrida de cálculos en el simulador a lo largo de la vida del pozo hasta el momento actual o un punto específico que desee evaluar el usuario. Esta etapa no es fundamental, no se utiliza en pozos nuevos ni es necesario para hacer la predicción del comportamiento futuro del yacimiento, sin embargo es muy útil a la hora de corroborar el ajuste de datos y así aumentar la confiabilidad de los valores predichos.
- **Predicciones:** En esta etapa se realiza la predicción de la tasa de recobro, a su vez permite estimar las reservas recuperables y finalmente hacer un análisis económico en base a los resultados obtenidos. (Fanchi, 1997)

2.4.3 Funciones de un Simulador

Básicamente la función de un simulador numérico de yacimientos es calcular a lo largo del tiempo saturaciones, presiones y de esa manera evaluar y predecir el comportamiento de un yacimiento. Para ello un simulador se fundamenta en ciertos aspectos:

- El yacimiento debe dividirse en un número finito de celdas.

- Los pozos están localizados parcial o totalmente en las celdas.
- Se proporcionan datos para cada celda, estos datos corresponden a propiedades básicas de la roca y de los fluidos.
- La producción de los pozos es suministrada en función del tiempo.
- El simulador básicamente calcula saturaciones, presiones y estima la producción de un pozo, y las ecuaciones que contiene están dispuestas para ello. (Fanchi, 1997)

2.5 Análisis de Sensibilidad

Un análisis de sensibilidad permite la definición de una ventana de proceso estable y se usa en el diseño conceptual de un proceso de conformado. Este análisis se puede realizar para apoyar el proceso de toma de decisiones con hechos. El análisis incluye múltiples simulaciones con valores de parámetros de diseño automáticamente seleccionados. El grado en que el parámetro de diseño influye en los resultados define la sensibilidad. La ventana de proceso para el parámetro de diseño se define como los valores extremos con los cuales el proceso de conformado se puede realizar con éxito. (Farías, 2010)

2.5.1 Diseño experimental Full Factorial

Un diseño factorial es un tipo de experimento diseñado que permite estudiar los efectos que pueden tener varios factores sobre una respuesta. Al realizar un experimento, el hecho de variar los niveles de todos los factores al mismo tiempo en lugar de uno a la vez permite estudiar las interacciones entre los factores. (17, s.f.) (Ferré, 2004)

Existen dos tipos de diseños Full Factorial:

- Diseño de dos factores

El cual está descrito por la ecuación 2^n , donde n es el número de variables a estudiar.

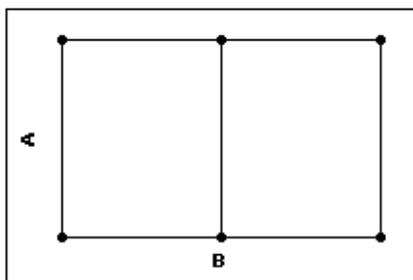


Figura 2.3. Diseño Full Factorial de dos factores.

[Fuente: Soporte de minitab 17]

➤ Diseño experimental Central Compuesto

El diseño central compuesto es el experimento diseñado de superficie de respuesta que más se utiliza. Los diseños centrales compuestos son un diseño factorial o factorial fraccionado con puntos centrales, ampliado con un grupo de puntos axiales (también denominados puntos de estrella) que permiten estimar la curvatura.

Para un diseño central compuesto, el número de bloques ortogonales depende del número de factores, el número de corridas y la fracción de diseño que se elija. Un diseño central compuesto siempre se puede dividir en un bloque factorial y un bloque de puntos axiales. Con tres o más factores, el bloque factorial también se puede dividir en dos o más bloques. (17, s.f.).

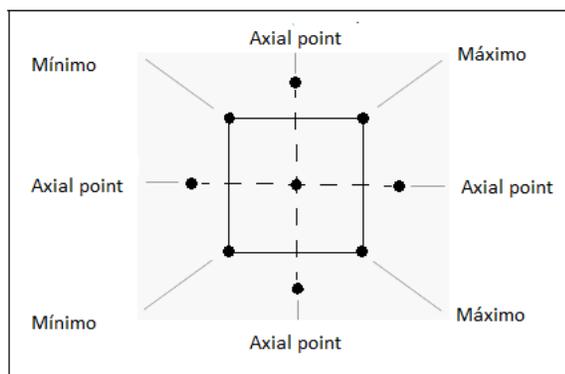


Figura 2.4. Diseño Central Compuesto.

[Fuente: Soporte de minitab 17]

2.5.3 Diagrama de Pareto

El diagrama de Pareto es un tipo especial de gráfica de barras parecida al histograma, donde los valores graficados están organizados de mayor a menor representando así el grado de importancia o peso que tienen los diferentes factores que afectan a un proceso, operación o resultado. (Singer, 1997)

2.5.4 Optimización

El término de optimización hace referencia a la búsqueda de una cualidad óptima. Matemáticamente optimización o programación matemática está constituida por un conjunto de resultados y métodos analíticos y numéricos enfocados a encontrar e identificar al mejor candidato entre una colección de alternativas, sin tener que enumerar y evaluar explícitamente todas esas alternativas. Un problema de optimización es, en general, un problema de decisión.

El objetivo de la optimización consiste en la búsqueda de valores para unas determinadas variables de forma que, cumpliendo un conjunto de requisitos representados mediante ecuaciones, proporcionan el mejor valor posible para una función que es utilizada para medir el rendimiento del sistema que se estudia. Como se ha comentado previamente, con el mejor valor se quiere indicar el mayor o el menor valor posible para la función objetivo. En resumen, se buscan valores que cumplan unas condiciones y minimicen o maximicen una función que caracteriza el sistema. En los problemas de optimización podemos conseguir varias respuestas que no son las que se quieren obtener, como un mínimo local o un máximo local es ves de obtener el máximo global.

2.5.5 Diseño de superficie de respuesta

Un diseño de superficie de respuesta es un conjunto de técnicas avanzadas de diseño de experimentos que ayudan a entender mejor y optimizar la respuesta. La metodología del diseño de superficie de respuesta suele utilizarse para refinar los modelos después de determinar los factores importantes utilizando los diseños factoriales, especialmente si se sospecha que existe curvatura en la superficie de respuesta. (17, s.f.)

Para generar la superficie de respuesta siempre es necesario tener un modelo representativo. Una vez que se consigue, basta con graficar la superficie de respuesta y determinar los puntos máximos o mínimos. Los modelos más comunes en superficies de respuestas son lineales, cuadráticos o cúbicos.

2.5.6 Métodos basados en Geometría algebraica

Es un método determinista y comprende todos los procedimientos matemáticos empleados para conseguir máximos y mínimos de una función establecida. La manera más directa es mediante el uso de derivadas continuas: dada una función $F(x)$, esta puede ser optimizada al cumplirse la siguiente ecuación.

$$\frac{\delta F}{\delta x} = 0 \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Al igualar la derivada de la función a cero se obtiene una expresión donde es posible encontrar el máximo o mínimo. El principal inconveniente con este método, es la dificultad a la hora de derivar estas ecuaciones debido a que no todas son lineales y se pueden obtener múltiples soluciones, la cual se puede verificar graficando la función y observar si algunos de los puntos es el máximo.

CAPITULO III

MARCO METODOLÓGICO

Se estableció un diseño de investigación documental, para lograr cumplir con los objetivos propuestos en esta investigación, llevándose a cabo a partir de datos existentes de informes, pruebas ya realizadas, trabajos de grados, entre otros, necesarios para la realización del trabajo, conjuntamente fueron consultados una variedad de documentos técnicos referentes a la simulación numérica de yacimientos y al proceso de drenaje por gravedad asistida por gas (GAGD).

3.1 Tipo de la investigación.

La modalidad de la investigación cumple con las características de tipo Exploratorio. Según el autor (Hernandez Sampieri R., 1991), define:

“Los estudios exploratorios también conocido como estudio piloto, son aquellos que se investigan por primera vez o son estudios muy pocos investigados. También se emplean para identificar una problemática.”

3.2 Diseño de la investigación.

La investigación se fundamenta bajo los principios de un diseño experimental. Según el autor (Hernandez Sampieri R., 1991), define:

“Se manipula una o varias variables independientes, ejerciendo el máximo control. Su metodología es generalmente cuantitativa.”

3.3 Recopilación de datos para generar el modelo de simulación

Para lograr la realización del modelo estático en el simulador IMEX, se recolectó información sobre la aplicación del método GAGD en trabajos técnicos, para así hallar las características y criterios necesarios para la implementación de este método, con el objetivo de realizar una selección de

los campos de Venezuela que mejor se adapten a las características del método.

Este resultado reveló que una de las zonas en la cual este método tiene probabilidades de éxito es la correspondiente a las Arenas Naricual– Campo El Furrial, debido a que cumple con el criterio de poseer un alto ángulo de buzamiento en las capas comparado con el resto de los campos existentes en Venezuela de acuerdo a Singer, 1997.

Luego de tener toda la información necesaria para generar el modelo conceptual del yacimiento de las Arenas de Naricual se procedió a investigar los posibles parámetros de yacimiento y operacionales que permitan generar un estudio de sensibilidad al aplicar el método GAGD en la zona seleccionada, estos parámetros se podrán observar más adelante.

3.4 Generación del modelo conceptual

Para la generación del modelo conceptual fue necesario recopilar información referente a trabajos de simulación numérica realizados en la zona de interés, los cuales ofrecieran información sobre un mallado para ser usado como ejemplo como modelo conceptual, como resultado se obtuvo que no existe algún estudio de simulación actual en las Arenas Naricual– Campo El Furrial. Por ende, se procedió a generar un mallado de forma ideal y plano, con un ángulo de inclinación en las capas obtenido de Singer, 1997, con el objetivo de realizar un modelo con tiempos de cómputos manejables permitiendo así obtener una gran cantidad de corridas.

Por último las propiedades petrofísicas y análisis de PVT usadas para el modelo conceptual fueron seleccionadas de acuerdo a la información obtenida por desarrollos previos de Almarza (1998) mientras que las propiedades de los fluidos se obtuvieron de Claridge (1999).

3.4.1 Propiedades del petróleo y gas

A continuación se muestran en las figuras 3.1 y 3.2 las propiedades correspondientes a factores volumétricos de formación, relación gas-petróleo y viscosidad. Estas propiedades fueron tomadas a partir del trabajo realizado por Todd y Claridge (1999).

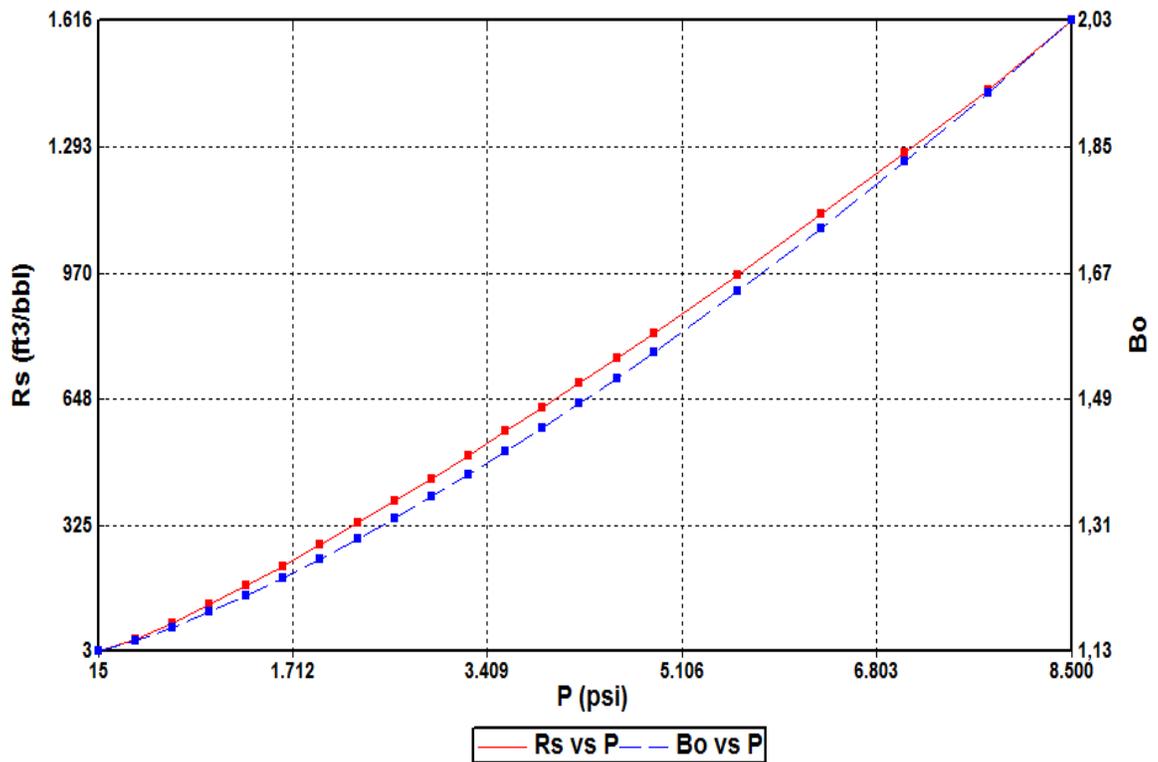


Figura 3.1. Curvas de Rs, Bo vs P
[Fuente: SPE 53716, Todd y Claridge]

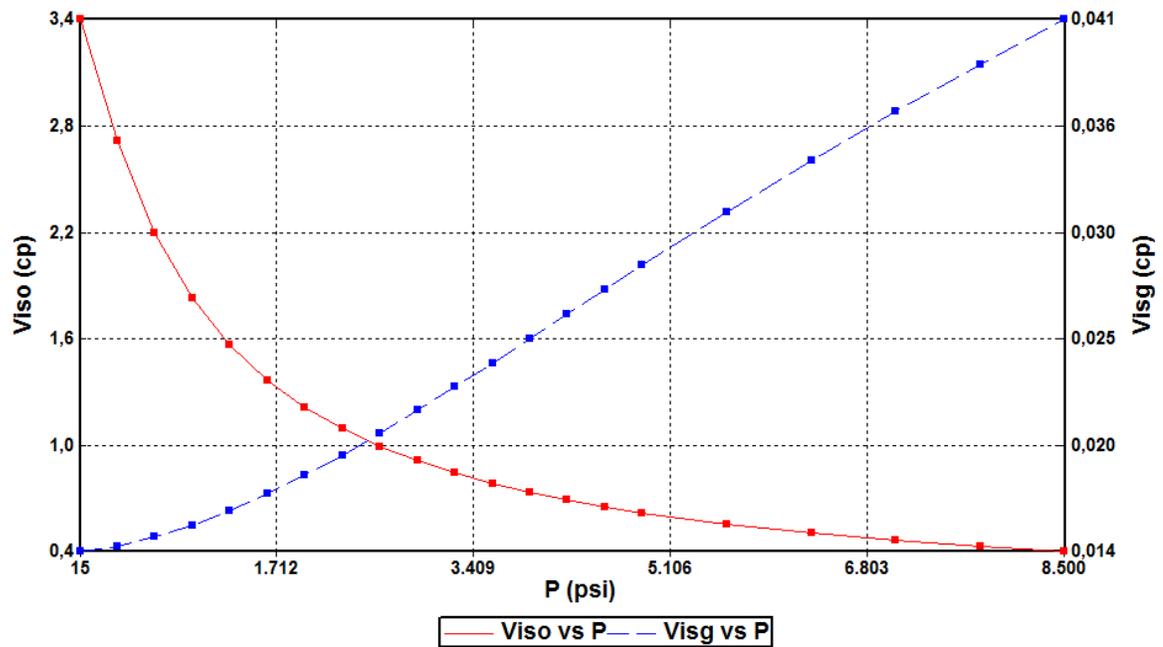


Figura 3.2 Curvas de Viscosidad vs P
 [Fuente: SPE 53716, Tood y Claridge]

3.4.2 Curvas de Permeabilidad relativa

En las figuras 3.3, 3.4 y 3.5 se muestran las curvas de permeabilidad relativa del petróleo y el agua vs la saturación, al igual que las permeabilidades relativa del gas y el líquido vs la saturación y por último el diagrama de permeabilidades trifásicas, obtenida de los valores de la tabla 3.1 y 3.2.

Tabla 3.1 Permeabilidad relativa del agua-petróleo.

| Sw | Krw | Krow |
|------|-------|-------|
| 0,14 | 0 | 0,94 |
| 0,2 | 0,025 | 0,66 |
| 0,3 | 0,12 | 0,31 |
| 0,4 | 0,2 | 0,12 |
| 0,5 | 0,36 | 0,025 |
| 0,6 | 0,5 | 0 |
| 0,7 | 0,64 | 0 |

| Sw | Krw | Krow |
|-----------|------------|-------------|
| 0,8 | 0,74 | 0 |
| 0,9 | 0,86 | 0 |
| 1 | 1 | 0 |

Tabla 3.2. Permeabilidad relativa del gas-petróleo.

| Sl | Krg | Krog |
|-----------|------------|-------------|
| 0,14 | 1 | 0 |
| 0,2 | 0,8 | 0 |
| 0,3 | 0,45 | 0 |
| 0,4 | 0,24 | 0 |
| 0,5 | 0,12 | 0,01 |
| 0,6 | 0,02 | 0,02 |
| 0,7 | 0,01 | 0,12 |
| 0,8 | 0 | 0,26 |
| 0,9 | 0 | 0,54 |
| 1 | 0 | 0,94 |

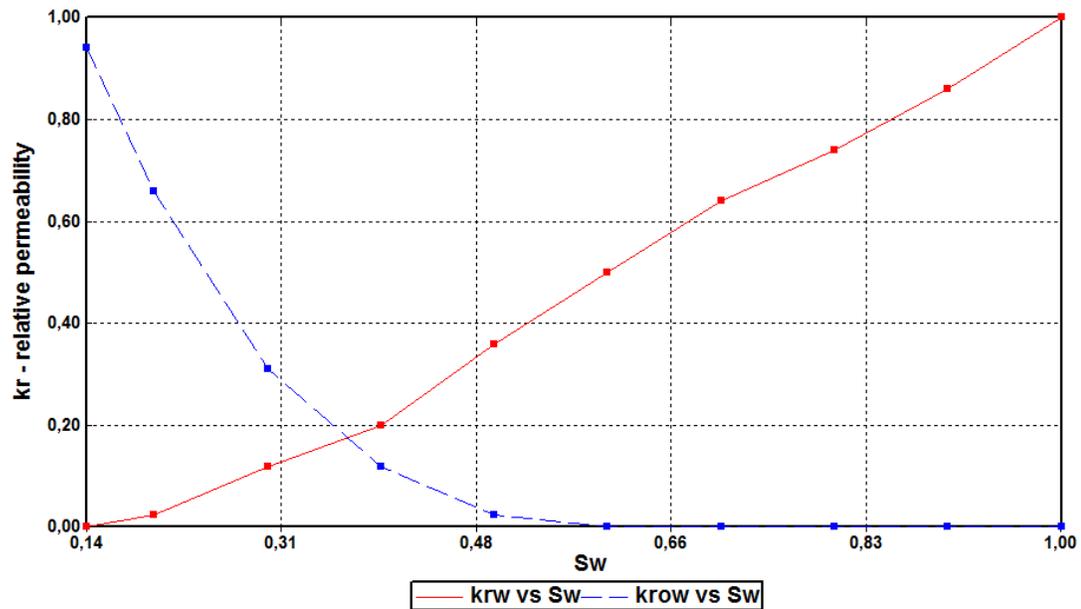


Figura 3.3. Curvas de Krw y Kro vs Sw.
[Fuente: SPE 53716, Tood y Claridge]

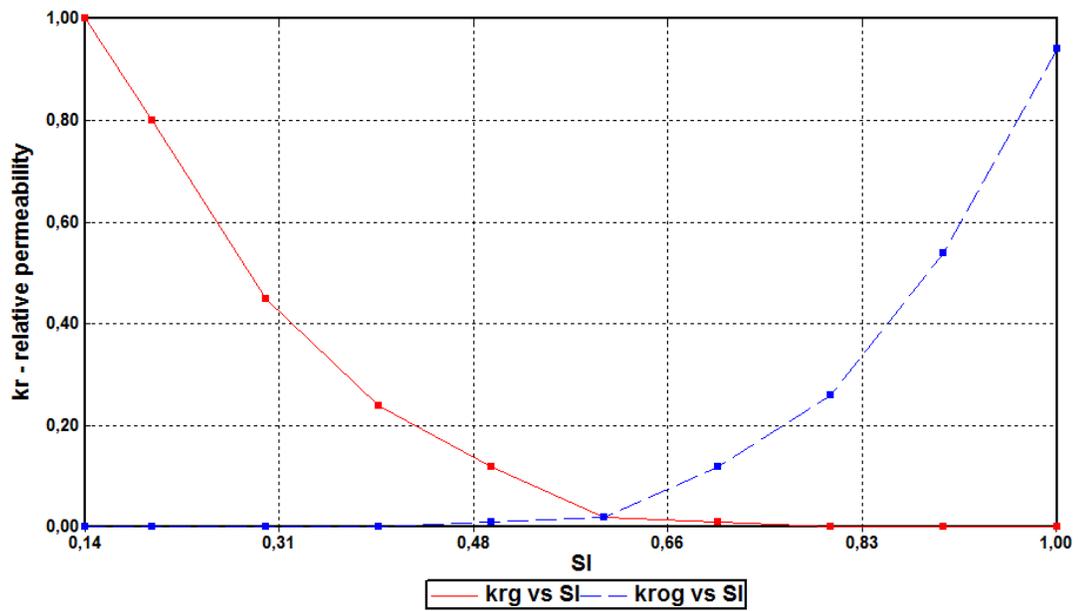


Figura 3.4. Curvas de Krg y Krog vs SI
[Fuente: SPE 53716, Tood y Claridge]

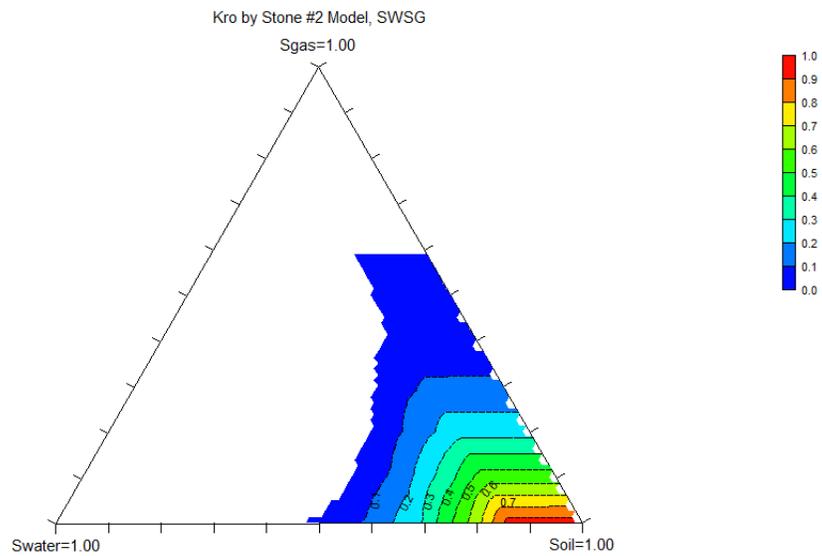


Figura 3.5. Diagrama de Permeabilidades Relativas Trifásicas
[Fuente: SPE 53716, Tood y Claridge]

3.5 Diseño del mallado de simulación

El mallado se generó mediante la información procedente de estudios de simulación numérica implementado en Campos de Venezuela como lo es el ejemplo seleccionado de Colina, 2009. Basado en este caso se realizó un análisis donde se concluyó que con mayor cantidad de capas y de menor espesor se podrá visualizar mejor la segregación gravitacional ocasionada por la implementación del método GAGD, quedando un mallado con un total de 32.000 celdas, divididas en 50 celdas en i, 32 celdas en j y 20 en la dirección k, siendo k el número de capas que tendrá el mallado. El espesor de estas capas es de 10 pies y el ángulo de inclinación es 20 grados.

Luego de obtener el mallado deseado se procedió a crear los pozos del modelo, necesarios para cumplir con las características del método. Se determinaron tres pozos de los cuales uno es un horizontal productor con una longitud horizontal de 2000 pies y 17 capas de profundidad respecto al modelo, un inyector vertical de gas ubicado al comienzo de la sección horizontal del pozo, y por un último un productor vertical ubicado encima de la sección final del pozo horizontal, ambos con una longitud vertical basado en el mallado de 14 celdas.

En las figuras 3.6 y 3.7 se muestran el mallado del caso base usada en la investigación.

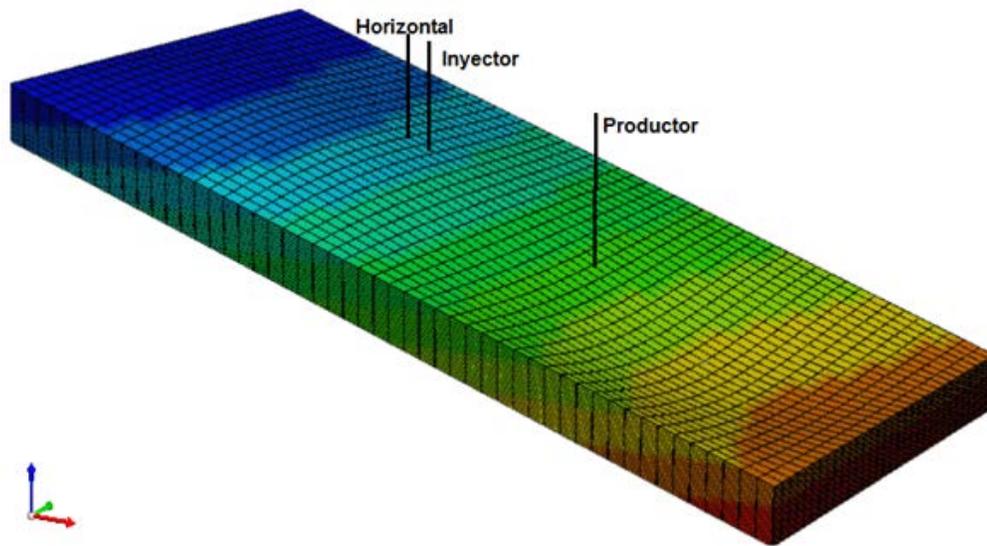


Figura 3.6. Mallado 3D del caso base en CMG.

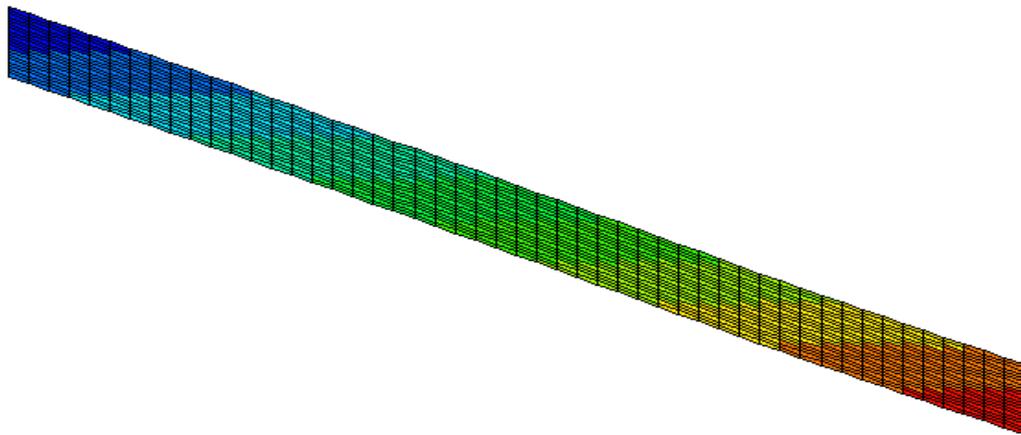


Figura 3.7. Mallado en visa IK-2D del caso base en CMG.

3.6 Análisis de Sensibilidad

En un análisis de sensibilidad se utilizan parámetros operacionales y de yacimiento, las cuales son variadas, debido a que son consideradas

importantes respecto a su influencia en el comportamiento de producción del modelo.

3.6.1 Determinación de los parámetros más influyentes.

Antes de comenzar a generar una superficie de respuesta y proceder la optimización del proceso, se debe determinar cuáles son los parámetros más influyentes en la producción de petróleo, es decir que hay variables que afectan en mayor grado a la producción total de petróleo en sentido positivo o negativo. Por lo tanto fue necesario interpretar qué parámetros eran los más influyentes para el método GAGD, a este proceso de determinación de los parámetros se le llama “*screening*” o filtrado de factores.

Una de las ventajas del diseño experimental es observar qué parámetro es el que afecta en mayor o menor grado. Se utilizó esta ventaja para obtener qué parámetros afectan la producción y tomarlas en cuenta para el proceso de optimización.

Los parámetros que se analizaron en esta investigación son los siguientes:

- **Permeabilidad (md):** la permeabilidad es un parámetro fundamental en los yacimientos ya que permite el flujo de fluidos a través del medio poroso, esto ayuda a aumentar la producción de petróleo y el factor de recobro. Este parámetro se seleccionó debido al importante papel que juega en un yacimiento y en la movilidad del fluido, generando la incertidumbre si afectara de forma influyente al método GAGD.
- **Angulo de Buzamiento:** el ángulo de buzamiento es esencial para el método GAGD ya que esto ayuda a la producción de petróleo por medio de la segregación gravitacional, aumentando así la producción total de petróleo (N_p) y el factor de recobro.
- **Grados (API):** se está evaluando la gravedad API, para determinar si el método GAGD es recomendable para crudos pesados y si es aplicable en los campos petroleros de Venezuela.

- **Tasa de Petróleo (Bbl/d):** la tasa de petróleo se utiliza para controlar y mantener la caída de presión en un tiempo de 20 años y tener un nivel de respuesta eficiente para el método, ya que este parámetro pueden ser controlados en superficie de manera eficiente.
- **Tasa de Gas (ft³/d):** la tasa de gas se controla para mantener la presión del yacimiento y no obtener una declinación de la presión brusca, generando que la producción se vea afectada, por ende se decide evaluar este parámetro en el método.
- **Tasa de Inyección de gas (ft³/d):** la tasa de inyección se utiliza de manera que haga un empuje a la capa de petróleo para obtener una mejor producción de petróleo y aumentar el factor de recobro del yacimiento por medio de la segregación gravitacional, sin embargo también ayuda a mantener la presión del yacimiento.

Tomando en cuenta los parámetros estudiados que influyen en la producción de petróleo y en las investigaciones realizadas en las simulaciones se obtuvieron los límites máximos y mínimos, que se encuentran en la tabla 3.2.

Tabla 3.2. Rango de datos de los parámetros para el análisis de sensibilidad.

| PARAMETROS DEL YACIMIENTO | MINIMO | MAXIMO |
|---|---------------|---------------|
| Tasa de petróleo del pozo horizontal (Bbl/d) | 2.000 | 8.000 |
| Tasa de gas del pozo horizontal (Mft ³ /d) | 1.700 | 6.500 |
| Tasa de petróleo del pozo productor vertical (Bbl/d) | 1.000 | 6.000 |
| Tasa de gas del pozo productor vertical (Mft ³ /d) | 850 | 3.000 |
| Tasa de gas del pozo inyector (Mft ³ /d) | 2.000 | 8.000 |
| Angulo (Grados) | 0 | 30 |
| Permeabilidad (mD) | 268 | 509 |

3.6.2 Diseño Full Factorial de dos niveles.

Tal como fue mencionado previamente, el diseño Full Factorial permite determinar los efectos generados por varios factores en una misma respuesta. Por consiguiente se realizó la aplicación de este método para

obtener la cantidad de casos a trabajar en esta investigación. El diseño full factorial de dos niveles estableció que existían 128 posibles combinaciones de parámetros de acuerdo a las 7 variables elegidas. En primer lugar se realizó una evaluación empleando un crudo mediano de 26 grados API y luego se procederá a repetir las simulaciones con un crudo de 12 grados API, con el fin de evaluar si el método GAGD es aplicable para diferentes tipos de fluidos. En la tabla A.1 se muestran los 128 casos.

En relación a las corridas estas fueron generadas mediante el programa Minitab ® 2017, con el cual se obtuvo las posibles combinaciones a partir de los siete parámetros seleccionados en la tabla A.1.

Por otra parte luego de haber generado y finalizados los posibles casos, se procedió a estudiar y analizar el petróleo producido y el factor de recobro de cada caso, con el fin de conocer qué parámetro influenció más en la respuesta de producción del modelo. Sin embargo para representar gráficamente los efectos obtenidos se realizó un Diagrama de Pareto, el cual facilita el estudio de valores de la diferencia el efecto ejercido por los parámetros en el estudio, el cual puede ser un efecto tanto positivo como negativo, mediante un gráfico parecido a un histograma como se muestra en la figura 3.8. A su vez en el diagrama se incluyó la evaluación de la interacción de los parámetros entre ellos, esta interacción se determinó mediante la ecuación de Ferré (2004). Donde se basa en que el efecto A, viene dado por la diferencia entre los resultados promediados obtenidos de las corridas en las que A toma el valor máximo $yA^{(+)}$ y en los que A poseía el valor mínimo $yA^{(-)}$.

$$A = \overline{yA^{(+)}} - \overline{yA^{(-)}} \quad \text{(Ec.3.1)}$$

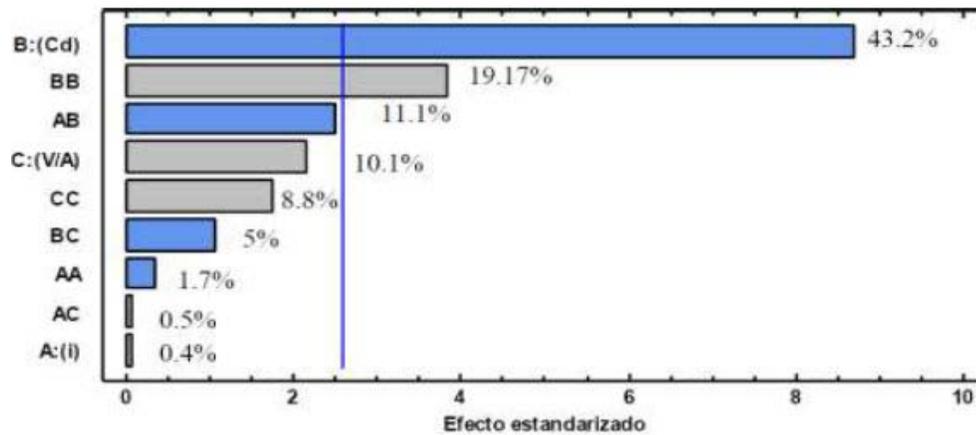


Figura 3.8. Diagrama de Pareto.

[Fuente: E. Gilpavas, 2016]

3.6.3 Diseño Central Compuesto

Como se mencionó en el capítulo II, el diseño experimental Central Compuesto permite ampliar el estudio de una curvatura a través de puntos axiales, es decir permite estudiar puntos mínimos, medios y máximos con el fin de obtener una superficie curva.

Este diseño se implementó en el proyecto con la finalidad de extender el estudio de los diferentes parámetros con mayor influencia o efecto generado en el modelo, para lograr llegar a una superficie de respuesta y optimizar. Para ello se agregaron que agregar los valores de punto medio los cuales se pueden visualizar en la tabla 3.3.

Luego mediante el software de Minitab ® 2017 se generaron 161 corridas de las cuales las primeras 128 son las estudiadas en el diseño de dos niveles pudiéndose visualizar en la tabla A.1, mientras que las 33 corridas adicionales son proveniente de las posibles combinaciones que se pueden hacer con los puntos medios donde los valores se pueden observar en la tabla 3.3.

Tabla 3.3. Valores del punto medio.

| Q_o Horizontal (Bbl/d) | Q_g Horizontal (ft3/d) | Q_g Inyección (ft3/d) | Q_o Productor (Bbl/d) | Q_g Productor (ft3/d) | K (mD) | Tita (°) |
|---|---|--|--|--|-------------------|---------------------|
| 5.000 | 4.100.000 | 5.000 | 3.500 | 1.925.000 | 370 | 20 |

Tabla 3.4. Corridas adicionales de los puntos medios.

| Caso | Q_o Horizontal (Bbl/d) | Q_g Horizontal (ft3/d) | Q_g Inyección (ft3/d) | Q_o Productor (Bbl/d) | Q_g Productor (ft3/d) | K (mD) | Tita |
|-------------|---|---|--|--|--|-------------------|-------------|
| 129 | 2.000 | 1.700.000 | 5.000 | 1.000 | 850.000 | 370 | 30 |
| 130 | 8.000 | 1.700.000 | 5.000 | 1.000 | 850.000 | 370 | 0 |
| 131 | 2.000 | 6.500.000 | 5.000 | 1.000 | 850.000 | 370 | 0 |
| 132 | 8.000 | 6.500.000 | 5.000 | 1.000 | 850.000 | 370 | 30 |
| 133 | 2.000 | 1.700.000 | 5.000 | 6.000 | 850.000 | 370 | 0 |
| 134 | 8.000 | 1.700.000 | 5.000 | 6.000 | 850.000 | 370 | 30 |
| 135 | 2.000 | 6.500.000 | 5.000 | 6.000 | 850.000 | 370 | 30 |
| 136 | 8.000 | 6.500.000 | 5.000 | 6.000 | 850.000 | 370 | 0 |
| 137 | 2.000 | 1.700.000 | 5.000 | 1.000 | 3.000.000 | 370 | 0 |
| 138 | 8.000 | 1.700.000 | 5.000 | 1.000 | 3.000.000 | 370 | 30 |
| 139 | 2.000 | 6.500.000 | 5.000 | 1.000 | 3.000.000 | 370 | 30 |
| 140 | 8.000 | 6.500.000 | 5.000 | 1.000 | 3.000.000 | 370 | 0 |
| 141 | 2.000 | 1.700.000 | 5.000 | 6.000 | 3.000.000 | 370 | 30 |
| 142 | 8.000 | 1.700.000 | 5.000 | 6.000 | 3.000.000 | 370 | 0 |
| 143 | 2.000 | 6.500.000 | 5.000 | 6.000 | 3.000.000 | 370 | 0 |
| 144 | 8.000 | 6.500.000 | 5.000 | 6.000 | 3.000.000 | 370 | 30 |
| 145 | 5.000 | 4.100.000 | 5.000 | 3.500 | 1.925.000 | 370 | 20 |
| 146 | 2.000 | 4.100.000 | 5.000 | 3.500 | 1.925.000 | 370 | 20 |
| 147 | 8.000 | 1.700.000 | 5.000 | 3.500 | 1.925.000 | 370 | 20 |
| 148 | 5.000 | 1.700.000 | 5.000 | 3.500 | 1.925.000 | 370 | 20 |
| 149 | 5.000 | 6.500.000 | 5.000 | 3.500 | 1.925.000 | 370 | 20 |

| Caso | Q _o Horizontal (Bbl/d) | Q _g Horizontal (ft ³ /d) | Q _g Inyección (ft ³ /d) | Q _o Productor (Bbl/d) | Q _g Productor (ft ³ /d) | K (mD) | Tita |
|------|---|--|---|--|---|-----------|------|
| 150 | 5.000 | 4.100.000 | 5.000 | 1.000 | 1.925.000 | 370 | 20 |
| 151 | 5.000 | 4.100.000 | 5.000 | 6.000 | 850.000 | 370 | 20 |
| 152 | 5.000 | 4.100.000 | 5.000 | 3.500 | 850.000 | 370 | 20 |
| 153 | 5.000 | 4.100.000 | 5.000 | 3.500 | 3.000.000 | 370 | 20 |
| 154 | 2.000 | 1.700.000 | 5.000 | 3.500 | 1.925.000 | 370 | 20 |
| 155 | 8.000 | 6.500.000 | 5.000 | 3.500 | 1.925.000 | 370 | 20 |
| 156 | 5.000 | 4.100.000 | 5.000 | 1.000 | 850.000 | 370 | 20 |
| 157 | 5.000 | 4.100.000 | 5.000 | 6.000 | 3.000.000 | 370 | 20 |
| 158 | 2.000 | 6.500.000 | 5.000 | 3.500 | 1.925.000 | 370 | 20 |
| 159 | 5.000 | 4.100.000 | 5.000 | 3.500 | 1.925.000 | 370 | 0 |
| 160 | 5.000 | 4.100.000 | 5.000 | 3.500 | 1.925.000 | 370 | 30 |
| 161 | 5.000 | 4.100.000 | 5.000 | 1.000 | 3.000.000 | 370 | 20 |

3.7 Optimización

Para realizar la optimización se determinaron los parámetros que generan un impacto significativo en el petróleo producido y en el factor de recobro, con la finalidad de realizar una superficie de respuesta que modele el comportamiento de dichos parámetros en el modelo.

Para lograr la optimización de la superficie de respuesta generada es importante analizar los términos de la ecuación que describe dicha superficie. Una superficie lineal con interacciones puede ser optimizada mediante métodos algebraicos, mientras que una de segundo grado posee una complicación adicional puesto que se debe estudiar de manera gráfica para verificar si es un máximo global y resolver sistemas de ecuaciones.

3.7.1 Superficie de respuesta

➤ Generación de superficie de Respuesta

Una vez determinado los parámetros de mayor impacto en el factor de recobro, se procederá a generar una superficie de respuesta que modele el

factor de recobro en función de dichos parámetros. En primer lugar se genera una superficie lineal haciendo el uso de respuestas obtenidas mediante cada uno de los casos. Es necesario recordar que el carácter lineal proviene de un modelo de dos niveles utilizando los parámetros de mayor influencia.

Luego de generar una superficie de respuesta lineal se procede a calcular el error que esta genera comparando el factor de recobro obtenidos del simulador. Este error se calcula a través de unas simulaciones en las cuales a los parámetros se les asigna unos valores. Si este valor de error resultara ser bajo y por ende es un indicador de buen ajuste, entonces se optara como respuesta definitiva la conseguida mediante un ajuste lineal. Por el contrario si el error resultara alto se optara por realizar una superficie de respuesta cuadrática mediante la aplicación de un diseño experimental de 3 niveles.

➤ **Ajuste de los coeficientes de la superficie de respuesta**

Para obtener los coeficientes de la ecuación que representaban la superficie de respuesta se hizo el uso del método de mínimos cuadrados. Este método consiste en buscar los coeficientes que acompañan al parámetro o variable de una ecuación, tal que intenta minimizar el error de la suma de cuadrados de las diferencias entre los puntos generados por la función y los correspondientes en los datos.

Si la ecuación que modela un determinado proceso es la expresada en la ecuación 3.2.

$$y_i = \gamma_0 + \sum_{j=1}^k \gamma_j X_{ij} + \varepsilon_i = 1, 2 \dots, n \quad (\text{Ec.3.2})$$

Entonces el método de mínimos cuadrados busca los K's de modo que la suma de los cuadrados del error ε_i sea minimizado. Si se expresa esto matemáticamente en la ecuación 3.3 entonces se puede afirmar que se busca minimizar la función L.

$$L = \sum_{i=1}^n (y_i - \gamma_0 - \sum_{j=1}^k K_j X_{ij})^2 \quad (\text{Ec. 3.3})$$

Para lograr minimizar la función L los coeficientes $\gamma_0, \gamma_1, \dots, \gamma_n$ deben cumplir lo expresado en la siguiente ecuación 3.4 que se traduce a la implementación de un sistema de ecuaciones.

$$\frac{\delta L}{\delta K_0} |_{K_0, K_1, \dots, K_n} = -2 \sum_{i=1}^n (y_i - \gamma_0 - \sum_{j=1}^k \gamma_j X_{ij})^2 = 0 \quad (\text{Ec. 3.4})$$

Resolver un problema de mínimos cuadrados se hace más fácil si se implementa una notación matricial en donde se quiere hallar la matriz γ en la ecuación 3.5.

$$y = X\gamma + \varepsilon \quad (\text{Ec. 3.5})$$

Quedando la matriz de la siguiente manera:

$$y = \begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ \vdots \\ y_n \end{bmatrix}, \quad X = \begin{bmatrix} 1 & X_{11} & X_{21} & \vdots & X_{31} \\ 1 & X_{21} & X_{22} & \vdots & X_{32} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 1 & X_{n1} & X_{n2} & \vdots & X_{nk} \end{bmatrix}$$

$$\gamma = \begin{bmatrix} \gamma_1 \\ \gamma_2 \\ \vdots \\ \gamma_n \end{bmatrix} \quad \varepsilon = \begin{bmatrix} \varepsilon_1 \\ \varepsilon_2 \\ \vdots \\ \varepsilon_n \end{bmatrix}$$

Dónde:

y = valores de respuesta

X = columnas de cada uno de los parámetros utilizados

γ = coeficientes de la superficie de respuesta

ε = error

En el vector y se colocara las respuestas obtenidas, en el caso de esta investigación será el factor de recobro para cada uno de los casos. Para la matriz X se tiene cada uno de los parámetros utilizados en cada caso. En caso de un ajuste de una superficie cuadrática se debe colocar en la matriz

los valores elevados al cuadrado de cada uno de los parámetros con los cuales se desea realizar el ajuste, en caso de tener interacciones entre los parámetros no se deben elevar al cuadrado. Una vez colocados todos los valores en forma matricial, se procede a conseguir los valores de los coeficientes mediante la ecuación 3.6

$$\gamma = (X'X)^{-1}X'y \quad (\text{Ec. 3.6})$$

Luego de haber obtenido los valores de γ , se coloca cada uno de ellos acompañando a cada uno de los parámetros correspondientes que modela la superficie de respuesta. De esta manera se consigue genera un modelo matemático que vincule los valores obtenidos de la simulación con los parámetros operacionales.

3.7.2 Calculo de error

Después de obtener la superficie de respuesta es necesario conocer que tanto se ajusta ese modelo con los datos experimentales obtenidos en las simulaciones. Para ello se calcula la diferencia porcentual entre los datos obtenidos de la ecuación de la superficie de respuesta con los datos obtenidos experimentalmente mediante las simulaciones por medio de la ecuación 3.7, la diferencia porcentual debe ser menor al 10% y si es posible menor al 5%.

$$Error \% = \left| \frac{N_{psimulacion} - N_{psuperficie}}{N_{psimulacion}} \right| \times 100 \quad (\text{Ec. 3.7})$$

Dónde:

$N_{psimulacion}$ = Valor de petróleo producido obtenido de la simulación de todos los casos de estudios (Bbl).

$N_{psuperficie}$ = Valor de petróleo producido obtenido de la ecuación de la superficie de respuesta (Bbl).

CAPITULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 Modelo de Simulación

4.1.1 Características del yacimiento.

El análisis PVT, las propiedades petrofísicas y la de los fluidos se obtuvieron mediante estudios previos de Ramon Almarza (1998), Todd y Claridge (1999) y J. Herbas Pizarro (1992), lo cuales fueron usados en el modelo conceptual de simulación. Los valores correspondientes a permeabilidad, porosidad, espesor, entre otros están en proporción al área de estudio de las Arenas Naricual- Campo El Furrial.

La porosidad se fijó en un 15,1% debido a que se encuentra entre los valores encontrado de 14,8% y 15,3%, mientras que el valor de permeabilidad se encuentra entre 268 mD y 509 mD, estos valores se pueden visualizar en la tabla 4.1. Finalmente, concerniente a la densidad del petróleo, se tomaron dos magnitudes de 26 grados API y de 12 grados API. Cabe mencionar que el valor de densidad del gas se obtuvo mediante la ecuación 4.1.

$$GE = \frac{\rho_g}{\rho_a} \quad (\text{Ec 4.1})$$

Dónde:

GE= Gravedad específica del gas (adimensional).

ρ_g = Densidad del gas (Lb/ft³).

ρ_a = Densidad del aire (Lb/ft³).

En la ecuación 4.1, el valor de la gravedad específica es el mostrado en la tabla 4.1. Por otra parte, la densidad del aire se asumió como 1. El resultado de esto es que la densidad del gas es igual a 0,85.

Tabla 4.1. Propiedades iniciales del yacimiento.

| PROPIEDADES DE YACIMIENTO | DESCRIPCION |
|---|--------------------|
| Fluidos Presentes | Petróleo-Gas-Agua |
| Profundidad (pies) | 13.800 |
| Tope (pies) | 13.600 |
| Espesor (pies) | 10 |
| Porosidad (%) | 15,1 |
| Permeabilidad X,Y,Z (mD) | 370 |
| Presión Inicial (lpc) | 8.500 |
| Presión de burbuja (lpc) | 4.860 |
| Compresibilidad de la formación (1/psi) | 2,75e-5 |
| Densidad del petróleo (API) | 26 |
| Gravedad especifica del gas | 0,85 |
| Temperatura (°F) | 305 |
| Salinidad (ppm) | 13.000 |

4.1.2 Definición del caso base.

La simulación del caso base fue desarrollada utilizando un sistema de mallado ideal tipo cartesiano (Ver Capítulo III) con dos pozos para una producción de tres fases (agua, petróleo y gas), y un pozo para la inyección de gas con una tasa de 5.000 ft³/d y una presión de inyección de 9.500 lpc siendo esta 1.1 veces la presión inicial del yacimiento, con un tiempo de estudio de veinte años iniciando el 14 de marzo de 2017.

El pozo productor horizontal se restringió mediante un valor de tasa de petróleo de 5.000 bbl/d, un valor de tasa de gas de 4.100 Mft³/d y una presión de fondo fluente de 4.000 lpc. El pozo productor vertical se restringió con valores de tasa de petróleo, tasa de gas y presión de fondo fluente de 3.500 bbl/d, 1.925 Mft³/d y 4.000 lpc. Por último el pozo inyector vertical se restringió con tasa de gas y presión de fondo fluente siendo sus valores 5.000 ft³/d y 9.500 lpc.

El resultado de la producción luego de colocar las restricciones se puede ver en las figuras 4.1 y 4.2, evidenciándose así un comportamiento estable en la producción y presión.

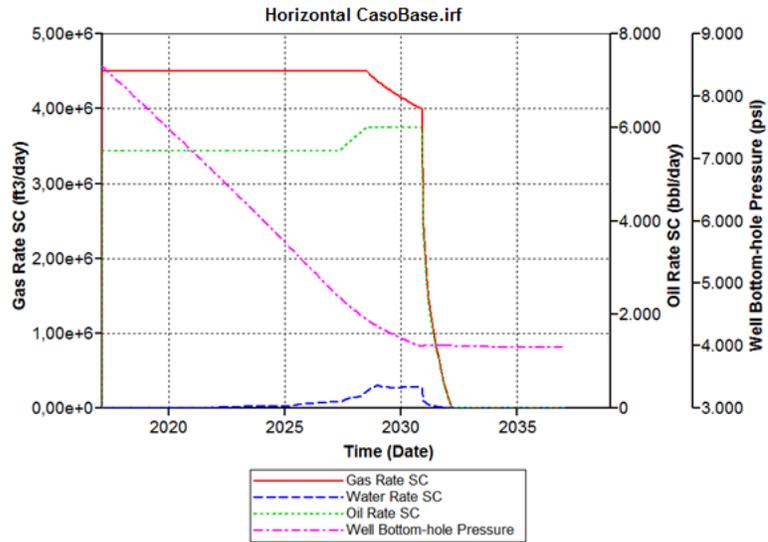


Figura 4.1. Comportamiento de producción del pozo horizontal del caso base.

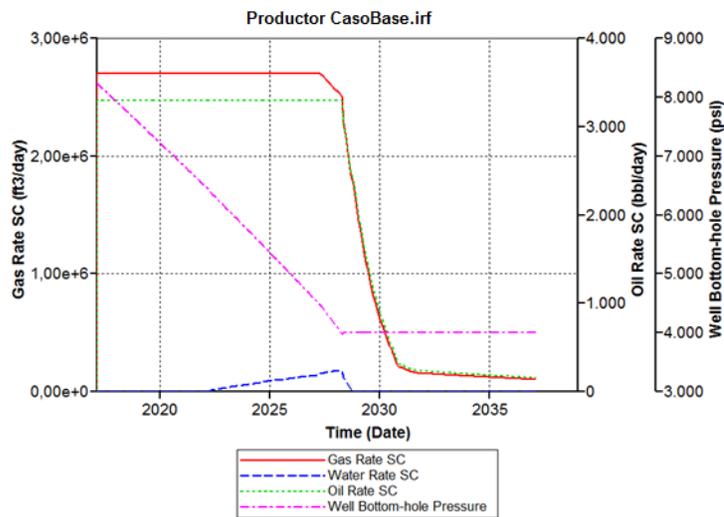


Figura 4.2. Comportamiento de producción del pozo vertical del caso base.

4.2 Resultados de las simulaciones

Al establecer el caso base se procedió a realizar el análisis de sensibilidad, siendo este 128 corridas para el caso base de 26 grados API y 128 corridas para el caso base de 12 grados API, dando un total de 256 corridas obtenidas por el diseño experimental full factorial.

Para el análisis de resultado se decidió estudiar todo el petróleo acumulado en los veinte años de estudio (Np) y el factor de recobro (FR) de cada uno de los casos. Estos valores se encuentran en las tablas 4.2 y 4.3 para el caso base de 26 grados API y las tablas 4.4 y 4.5 para el caso base de 12 grados API.

Tabla 4.2. Resultados del Np para el caso de 26 API.

| Caso | Np (MMBbl) |
|-------------|-------------------|-------------|-------------------|-------------|-------------------|-------------|-------------------|
| 1 | 21,915 | 33 | 21,915 | 65 | 21,915 | 97 | 21,915 |
| 2 | 22,467 | 34 | 22,467 | 66 | 22,467 | 98 | 22,467 |
| 3 | 21,915 | 35 | 21,915 | 67 | 21,915 | 99 | 21,915 |
| 4 | 44,857 | 36 | 44,843 | 68 | 34,857 | 100 | 36,007 |
| 5 | 21,915 | 37 | 21,915 | 69 | 21,915 | 101 | 21,915 |
| 6 | 22,425 | 38 | 22,424 | 70 | 22,424 | 102 | 22,424 |
| 7 | 21,915 | 39 | 21,915 | 71 | 21,915 | 103 | 21,915 |
| 8 | 45,077 | 40 | 45,051 | 72 | 34,929 | 104 | 36,047 |
| 9 | 22,198 | 41 | 22,198 | 73 | 22,198 | 105 | 22,198 |
| 10 | 22,75 | 42 | 22,750 | 74 | 22,750 | 106 | 22,750 |
| 11 | 22,198 | 43 | 22,198 | 75 | 22,198 | 107 | 22,198 |
| 12 | 44,856 | 44 | 44,896 | 76 | 34,854 | 108 | 35,987 |
| 13 | 22,198 | 45 | 22,198 | 77 | 22,198 | 109 | 22,198 |
| 14 | 22,707 | 46 | 22,706 | 78 | 22,707 | 110 | 22,707 |
| 15 | 22,198 | 47 | 22,198 | 79 | 22,198 | 111 | 22,198 |
| 16 | 45,066 | 48 | 45,093 | 80 | 34,900 | 112 | 36,026 |
| 17 | 21,915 | 49 | 21,915 | 81 | 21,915 | 113 | 21,915 |
| 18 | 22,467 | 50 | 22,467 | 82 | 22,467 | 114 | 22,467 |

| Caso | Np (MMBbl) |
|-------------|-------------------|-------------|-------------------|-------------|-------------------|-------------|-------------------|
| 19 | 21,915 | 51 | 21,915 | 83 | 21,915 | 115 | 21,915 |
| 20 | 44,857 | 52 | 44,843 | 84 | 34,857 | 116 | 36,007 |
| 21 | 21,915 | 53 | 21,915 | 85 | 21,915 | 117 | 21,915 |
| 22 | 22,425 | 54 | 22,424 | 86 | 22,424 | 118 | 22,424 |
| 23 | 21,915 | 55 | 21,915 | 87 | 21,915 | 119 | 21,915 |
| 24 | 45,077 | 56 | 45,051 | 88 | 34,929 | 120 | 36,047 |
| 25 | 38,611 | 57 | 39,773 | 89 | 34,022 | 121 | 35,361 |
| 26 | 39,189 | 58 | 40,390 | 90 | 34,067 | 122 | 35,401 |
| 27 | 38,611 | 59 | 39,773 | 91 | 34,022 | 123 | 35,361 |
| 28 | 44,961 | 60 | 45,015 | 92 | 34,247 | 124 | 35,373 |
| 29 | 38,61 | 61 | 39,737 | 93 | 34,101 | 125 | 35,370 |
| 30 | 39,182 | 62 | 28,243 | 94 | 34,117 | 126 | 35,427 |
| 31 | 38,61 | 63 | 39,737 | 95 | 34,101 | 127 | 35,370 |
| 32 | 45,196 | 64 | 45,117 | 96 | 34,303 | 128 | 35,411 |

Tabla 4.3. Resultados del FR para el caso de 26 grados API.

| Caso | FR(%) | Caso | FR(%) | Caso | FR(%) | Caso | FR(%) |
|-------------|--------------|-------------|--------------|-------------|--------------|-------------|--------------|
| 1 | 9,207 | 33 | 9,207 | 65 | 14,985 | 97 | 14,985 |
| 2 | 9,439 | 34 | 9,439 | 66 | 15,362 | 98 | 15,362 |
| 3 | 9,207 | 35 | 9,207 | 67 | 14,985 | 99 | 14,985 |
| 4 | 18,846 | 36 | 18,840 | 68 | 23,834 | 100 | 24,620 |
| 5 | 9,207 | 37 | 9,207 | 69 | 14,985 | 101 | 14,985 |
| 6 | 9,421 | 38 | 9,421 | 70 | 15,333 | 102 | 15,333 |
| 7 | 9,207 | 39 | 9,207 | 71 | 14,985 | 103 | 14,985 |
| 8 | 18,938 | 40 | 18,927 | 72 | 23,883 | 104 | 24,648 |
| 9 | 9,326 | 41 | 9,326 | 73 | 15,178 | 105 | 15,178 |
| 10 | 9,558 | 42 | 9,558 | 74 | 15,556 | 106 | 15,556 |
| 11 | 9,326 | 43 | 9,326 | 75 | 15,178 | 107 | 15,178 |
| 12 | 18,845 | 44 | 18,862 | 76 | 23,832 | 108 | 24,606 |
| 13 | 9,326 | 45 | 9,326 | 77 | 15,178 | 109 | 15,178 |
| 14 | 9,540 | 46 | 9,540 | 78 | 15,526 | 110 | 15,526 |
| 15 | 9,326 | 47 | 9,326 | 79 | 15,178 | 111 | 15,178 |
| 16 | 18,934 | 48 | 18,945 | 80 | 23,863 | 112 | 24,633 |

| Caso | FR(%) | Caso | FR(%) | Caso | FR(%) | Caso | FR(%) |
|-------------|--------------|-------------|--------------|-------------|--------------|-------------|--------------|
| 17 | 9,207 | 49 | 9,207 | 81 | 14,985 | 113 | 14,985 |
| 18 | 9,439 | 50 | 9,439 | 82 | 15,362 | 114 | 15,362 |
| 19 | 9,207 | 51 | 9,207 | 83 | 14,985 | 115 | 14,985 |
| 20 | 18,846 | 52 | 18,840 | 84 | 23,834 | 116 | 24,620 |
| 21 | 9,207 | 53 | 9,207 | 85 | 14,985 | 117 | 14,985 |
| 22 | 9,421 | 54 | 9,421 | 86 | 15,333 | 118 | 15,333 |
| 23 | 9,207 | 55 | 9,207 | 87 | 14,985 | 119 | 14,985 |
| 24 | 18,938 | 56 | 18,927 | 88 | 23,883 | 120 | 24,648 |
| 25 | 16,222 | 57 | 16,710 | 89 | 23,263 | 121 | 24,178 |
| 26 | 16,465 | 58 | 16,969 | 90 | 23,294 | 122 | 24,206 |
| 27 | 16,222 | 59 | 16,710 | 91 | 23,263 | 123 | 24,178 |
| 28 | 18,890 | 60 | 18,912 | 92 | 23,417 | 124 | 24,187 |
| 29 | 16,221 | 61 | 16,695 | 93 | 23,317 | 125 | 24,185 |
| 30 | 16,462 | 62 | 11,866 | 94 | 23,328 | 126 | 24,224 |
| 31 | 16,221 | 63 | 16,695 | 95 | 23,317 | 127 | 24,185 |
| 32 | 18,988 | 64 | 18,955 | 96 | 23,455 | 128 | 24,213 |

Tabla 4.4. Resultados del Np para el caso de 12 grados API.

| Caso | Np (MMBbl) |
|-------------|-------------------|-------------|-------------------|-------------|-------------------|-------------|-------------------|
| 1 | 21,915 | 33 | 21,915 | 65 | 21,915 | 97 | 21,915 |
| 2 | 22,467 | 34 | 22,467 | 66 | 22,467 | 98 | 22,466 |
| 3 | 21,915 | 35 | 21,915 | 67 | 21,915 | 99 | 21,915 |
| 4 | 44,826 | 36 | 44,999 | 68 | 34,444 | 100 | 35,507 |
| 5 | 21,915 | 37 | 21,915 | 69 | 21,915 | 101 | 21,915 |
| 6 | 22,424 | 38 | 22,424 | 70 | 22,423 | 102 | 22,423 |
| 7 | 21,915 | 39 | 21,915 | 71 | 21,915 | 103 | 21,915 |
| 8 | 45,071 | 40 | 45,141 | 72 | 34,513 | 104 | 35,542 |
| 9 | 22,198 | 41 | 22,198 | 73 | 22,198 | 105 | 22,198 |
| 10 | 22,75 | 42 | 22,75 | 74 | 22,75 | 106 | 22,75 |
| 11 | 22,198 | 43 | 22,198 | 75 | 22,198 | 107 | 22,198 |
| 12 | 44,801 | 44 | 44,981 | 76 | 34,43 | 108 | 35,484 |
| 13 | 22,198 | 45 | 22,198 | 77 | 22,198 | 109 | 22,198 |

| Caso | Np (MMBbl) |
|-------------|-------------------|-------------|-------------------|-------------|-------------------|-------------|-------------------|
| 14 | 22,707 | 46 | 22,707 | 78 | 22,707 | 110 | 22,706 |
| 15 | 22,198 | 47 | 22,198 | 79 | 22,198 | 111 | 22,198 |
| 16 | 45,091 | 48 | 45,153 | 80 | 34,527 | 112 | 35,516 |
| 17 | 21,915 | 49 | 21,915 | 81 | 21,915 | 113 | 21,915 |
| 18 | 22,467 | 50 | 22,467 | 82 | 22,467 | 114 | 22,466 |
| 19 | 21,915 | 51 | 21,915 | 83 | 21,915 | 115 | 21,915 |
| 20 | 44,826 | 52 | 44,999 | 84 | 34,446 | 116 | 35,507 |
| 21 | 21,915 | 53 | 21,915 | 85 | 21,915 | 117 | 21,915 |
| 22 | 22,424 | 54 | 22,424 | 86 | 22,423 | 118 | 22,423 |
| 23 | 21,915 | 55 | 21,915 | 87 | 21,915 | 119 | 21,915 |
| 24 | 45,071 | 56 | 45,141 | 88 | 34,513 | 120 | 35,542 |
| 25 | 38,394 | 57 | 39,743 | 89 | 33,434 | 121 | 34,674 |
| 26 | 39,118 | 58 | 40,355 | 90 | 33,479 | 122 | 34,749 |
| 27 | 38,394 | 59 | 39,743 | 91 | 33,434 | 123 | 34,674 |
| 28 | 44,923 | 60 | 45,076 | 92 | 33,878 | 124 | 34,841 |
| 29 | 38,39 | 61 | 39,743 | 93 | 33,524 | 125 | 34,793 |
| 30 | 38,908 | 62 | 28,243 | 94 | 33,571 | 126 | 34,717 |
| 31 | 38,39 | 63 | 39,743 | 95 | 33,524 | 127 | 34,793 |
| 32 | 45,154 | 64 | 45,176 | 96 | 33,951 | 128 | 34,889 |

Tabla 4.5. Resultados del FR para el caso de 12 grados API.

| Caso | FR(%) | Caso | FR(%) | Caso | FR(%) | Caso | FR(%) |
|-------------|--------------|-------------|--------------|-------------|--------------|-------------|--------------|
| 1 | 9,208 | 33 | 9,208 | 65 | 14,979 | 97 | 14,979 |
| 2 | 9,440 | 34 | 9,440 | 66 | 15,357 | 98 | 15,356 |
| 3 | 9,208 | 35 | 9,208 | 67 | 14,979 | 99 | 14,979 |
| 4 | 18,834 | 36 | 18,907 | 68 | 23,543 | 100 | 24,270 |
| 5 | 9,208 | 37 | 9,208 | 69 | 14,979 | 101 | 14,979 |
| 6 | 9,422 | 38 | 9,422 | 70 | 15,327 | 102 | 15,327 |
| 7 | 9,208 | 39 | 9,208 | 71 | 14,979 | 103 | 14,979 |
| 8 | 18,937 | 40 | 18,967 | 72 | 23,591 | 104 | 24,294 |
| 9 | 9,327 | 41 | 9,327 | 73 | 15,173 | 105 | 15,173 |
| 10 | 9,559 | 42 | 9,559 | 74 | 15,550 | 106 | 15,550 |
| 11 | 9,327 | 43 | 9,327 | 75 | 15,173 | 107 | 15,173 |

| Caso | FR(%) | Caso | FR(%) | Caso | FR(%) | Caso | FR(%) |
|-------------|--------------|-------------|--------------|-------------|--------------|-------------|--------------|
| 12 | 18,824 | 44 | 18,900 | 76 | 23,534 | 108 | 24,254 |
| 13 | 9,327 | 45 | 9,327 | 77 | 15,173 | 109 | 15,173 |
| 14 | 9,541 | 46 | 9,541 | 78 | 15,521 | 110 | 15,520 |
| 15 | 9,327 | 47 | 9,327 | 79 | 15,173 | 111 | 15,173 |
| 16 | 18,946 | 48 | 18,972 | 80 | 23,600 | 112 | 24,276 |
| 17 | 9,208 | 49 | 9,208 | 81 | 14,979 | 113 | 14,979 |
| 18 | 9,440 | 50 | 9,440 | 82 | 15,357 | 114 | 15,356 |
| 19 | 9,208 | 51 | 9,208 | 83 | 14,979 | 115 | 14,979 |
| 20 | 18,834 | 52 | 18,907 | 84 | 23,545 | 116 | 24,270 |
| 21 | 9,208 | 53 | 9,208 | 85 | 14,979 | 117 | 14,979 |
| 22 | 9,422 | 54 | 9,422 | 86 | 15,327 | 118 | 15,327 |
| 23 | 9,208 | 55 | 9,208 | 87 | 14,979 | 119 | 14,979 |
| 24 | 18,937 | 56 | 18,967 | 88 | 23,591 | 120 | 24,294 |
| 25 | 16,132 | 57 | 16,699 | 89 | 22,853 | 121 | 23,701 |
| 26 | 16,436 | 58 | 16,956 | 90 | 22,884 | 122 | 23,752 |
| 27 | 16,132 | 59 | 16,699 | 91 | 22,853 | 123 | 23,701 |
| 28 | 18,875 | 60 | 18,939 | 92 | 23,157 | 124 | 23,815 |
| 29 | 16,130 | 61 | 16,699 | 93 | 22,915 | 125 | 23,782 |
| 30 | 16,348 | 62 | 11,867 | 94 | 22,947 | 126 | 23,730 |
| 31 | 16,130 | 63 | 16,699 | 95 | 22,915 | 127 | 23,782 |
| 32 | 18,972 | 64 | 18,982 | 96 | 23,206 | 128 | 23,848 |

En la tabla 4.2 para el fluido de 26 grados API se puede observar que el caso 32 posee el mayor valor de Np. Mientras que en la tabla 4.3 el caso con mayor factor de recobro (FR) es el 104 y el 120. Mientras que para el caso base de 12 grados API en la tabla 4.4 se puede ver que el caso 64 posee el mayor valor de Np. Por otra parte en la tabla 4.5 el caso con mayor porcentaje de factor de recobro es el 104 y 120.

Cabe destacar que uno de los parámetros de gran importancia en el método GAGD es el buzamiento, debido a que este valor aumenta el volumen de petróleo producido mediante la segregación gravitacional. Es importante destacar que mientras más alto sea el buzamiento el método será más

eficiente, esto se debe a que el gas es más liviano que el petróleo, por ende tiende a formar una capa de gas, la cual produce un mejor barrido areal debido a la segregación gravitacional.

4.2.1 Calculo de efectos

Una vez realizada todas las sensibilidades es posible seleccionar qué parámetros incluyendo las interacciones, afectan la producción acumulada de los fluidos de forma significativa con respecto a los demás. Para hacer el estudio de las posibles combinaciones o interacciones entre los parámetros se aplica la ecuación 3.1 (Ver Capitulo III), la cual plantea que el N_p promedio en su máximo valor menos el N_p promedio en su mínimo valor será igual al efecto generado. Esta ecuación se emplea también para el FR.

Se puede notar que algunos de los efectos son negativos, esto quiere decir que cuando el parámetro o la interacción en cuestión aumentan su valor contribuye a un descenso del petróleo producido y por el contrario, cuando dicho parámetro disminuye, hace que el petróleo producido incremente. Esto también aplica para el factor de recobro.

Estos valores obtenidos se pueden visualizar en la tabla 4.6, 4.7, 4.8 y 4.9 para el N_p y FR para el caso base con 26 grados API y en la tabla 4.10, 4.11, 4.12 y 4.13 para el N_p y FR para el caso base con 12 grados API.

Luego de tener los efectos ocasionados por los parámetros y su interacción entre ellos se darán a conocer las consideraciones para llevar a cabo la elaboración del Diagrama de Pareto.

Tabla 4.6. Efecto de parámetros analizados para el N_p para el caso de 26 grados API.

| Parámetro | \bar{N}_p^+ (MMBbl) | \bar{N}_p^- (MMBbl) | Efecto (MMBbl) |
|---------------------------------|-----------------------|-----------------------|----------------|
| Q_o Horizontal | 32,994 | 25,744 | 7,249 |
| Q_g Horizontal | 32,944 | 25,793 | 7,151 |
| Q_g Inyección | 29,287 | 29,451 | -0,164 |

| Parámetro | \bar{Np}^+ (MMBbl) | \bar{Np}^- (MMBbl) | Efecto (MMBbl) |
|--------------------------------|----------------------|----------------------|----------------|
| Q_o Productor | 32,117 | 26,621 | 5,496 |
| Q_g Productor | 31,011 | 26,727 | 5,283 |
| K | 29,460 | 29,277 | 0,183 |
| Tita | 27,816 | 30,922 | -3,106 |

Tabla 4.7. Efecto de interacciones analizadas para el Np del caso de 26 grados API.

| Parámetro | \bar{Np}^+ (MMBbl) | \bar{Np}^- (MMBbl) | Efecto (MMBbl) |
|---|----------------------|----------------------|----------------|
| Q_o Horizontal *Q_g Horizontal | 32,944 | 25,793 | 7,151 |
| Q_o Horizontal *Q_g Inyección | 29,285 | 29,453 | -0,167 |
| Q_o Horizontal *Q_o Productor | 28,288 | 30,450 | 2,162 |
| Q_o Horizontal *Q_g Productor | 28,323 | 30,415 | -2,092 |
| Q_o Horizontal * K | 29,649 | 29,088 | 0,561 |
| Q_o Horizontal * Tita | 28,374 | 30,364 | -1,989 |
| Q_g Horizontal *Q_g Inyección | 29,483 | 29,255 | 0,228 |
| Q_g Horizontal *Q_o Productor | 28,503 | 39,234 | -1,730 |
| Q_g Horizontal *Q_g Productor | 28,539 | 30,199 | -1,660 |
| Q_g Horizontal * K | 29,495 | 29,243 | 0,251 |
| Q_g Horizontal * Tita | 28,219 | 30,518 | -2,298 |
| Q_g Inyección *Q_o Productor | 29,276 | 29,462 | -0,187 |
| Q_g Inyección *Q_g Productor | 29,276 | 29,462 | -0,185 |
| Q_g Inyección * K | 29,270 | 29,467 | 0,197 |
| Q_g Inyección * Tita | 29,457 | 29,281 | 0,176 |
| Q_o Productor *Q_g Productor | 32,011 | 26,727 | 5,283 |
| Q_o Productor * K | 29,391 | 29,347 | 0,148 |
| Q_o Productor * Tita | 29,003 | 29,735 | -2,493 |
| Q_g Productor * K | 29,389 | 29,349 | 0,040 |
| Q_g Productor * Tita | 29,369 | 29,733 | -0,727 |
| K vs Tita | 29,542 | 29,196 | 0,345 |

Tabla 4.8. Efecto de parámetros analizados para el FR del caso de 26 grados API.

| Parámetro | $\bar{FR}+$ (%) | $\bar{FR}-$ (%) | Efecto (%) |
|---------------------------------|-----------------|-----------------|------------|
| Q_o Horizontal | 17,875 | 14,136 | 3,739 |
| Q_g Horizontal | 17,827 | 14,183 | 3,644 |
| Q_g Inyección | 15,071 | 16,039 | -0,419 |
| Q_o Productor | 17,474 | 14,537 | 2,937 |
| Q_g Productor | 17,415 | 14,595 | 2,820 |
| K | 16,078 | 15,932 | 0,914 |
| Tita | 19,019 | 12,991 | 6,028 |

Tabla 4.9. Efecto de las interacciones analizadas para el FR del caso de 26 grados API.

| Parámetro | $\bar{FR}+$ (%) | $\bar{FR}-$ (%) | Efecto (%) |
|---|-----------------|-----------------|------------|
| Q_o Horizontal *Q_g Horizontal | 17,8274 | 14,1830 | 3,644 |
| Q_o Horizontal *Q_g Inyección | 15,9704 | 16,0400 | -0,070 |
| Q_o Horizontal *Q_o Productor | 15,4340 | 16,5767 | -1,143 |
| Q_o Horizontal *Q_g Productor | 15,4538 | 16,5570 | -1,103 |
| Q_o Horizontal * K | 16,1360 | 15,8741 | 0,262 |
| Q_o Horizontal * Tita | 15,9342 | 16,0760 | -0,142 |
| Q_g Horizontal *Q_g Inyección | 16,0540 | 15,9562 | 0,098 |
| Q_g Horizontal *Q_o Productor | 15,5328 | 16,4780 | -0,945 |
| Q_g Horizontal *Q_g Productor | 15,5530 | 17,1934 | -1,641 |
| Q_g Horizontal * K | 16,0713 | 15,9390 | 0,132 |
| Q_g Horizontal * Tita | 15,8420 | 16,1683 | -0,326 |
| Q_g Inyección *Q_o Productor | 15,9667 | 16,0440 | -0,077 |
| Q_g Inyección *Q_g Productor | 15,967 | 16,044 | -0,076 |
| Q_g Inyección * K | 15,9530 | 16,0470 | -0,084 |
| Q_g Inyección * Tita | 16,0430 | 15,9675 | 0,076 |
| Q_o Productor *Q_g Productor | 17,4155 | 14,5950 | 2,820 |
| Q_o Productor * K | 16,0310 | 15,9800 | 0,050 |
| Q_o Productor * Tita | 16,1655 | 15,8450 | 0,320 |
| Q_g Productor * K | 16,0290 | 15,9810 | 0,049 |
| Q_g Productor * Tita | 16,1530 | 15,8580 | 0,295 |
| K * Tita | 16,1127 | 15,8980 | 0,215 |

Tabla 4.10. Efecto de parámetros analizados para el Np del caso de 12 grados API.

| Parámetro | \bar{N}_p^+ (MMBbl) | \bar{N}_p^- (MMBbl) | Efecto (MMBbl) |
|---------------------------------|-----------------------|-----------------------|----------------|
| Q_o Horizontal | 32,845 | 25,654 | 7,191 |
| Q_g Horizontal | 32,944 | 25,793 | 7,151 |
| Q_g Inyección | 29,287 | 29,451 | -0,164 |
| Q_o Productor | 32,117 | 26,621 | 5,496 |
| Q_g Productor | 31,011 | 26,727 | 5,283 |
| K | 29,460 | 29,277 | 0,183 |
| Tita | 27,816 | 30,922 | -3,106 |

Tabla 4.11. Efecto de las interacciones analizadas para el N_p del caso de 12 grados API.

| Parámetro | \bar{N}_p^+ (MMBbl) | \bar{N}_p^- (MMBbl) | Efecto (MMBbl) |
|--|-----------------------|-----------------------|----------------|
| Q_o Horizontal *Q_g Horizontal | 32,795 | 25,703 | 7,092 |
| Q_o Horizontal *Q_g Inyección | 29,162 | 29,336 | -0,175 |
| Q_o Horizontal *Q_o Productor | 28,189 | 30,309 | -2,119 |
| Q_o Horizontal *Q_g Productor | 28,226 | 30,273 | -2,046 |
| Q_o Horizontal * K | 29,526 | 28,973 | 0,553 |
| Q_o Horizontal * Tita | 28,208 | 30,291 | -2,083 |
| Q_g Horizontal vs Q_g Inyección | 29,365 | 29,133 | 0,231 |
| Q_g Horizontal *Q_o Productor | 28,405 | 30,093 | -1,888 |
| Q_g Horizontal *Q_g Productor | 28,441 | 30,057 | -1,616 |
| Q_g Horizontal * K | 29,374 | 29,124 | 0,251 |
| Q_g Horizontal * Tita | 29,158 | 30,443 | -2,387 |
| Q_g Inyección *Q_o Productor | 29,150 | 29,339 | -0,182 |
| Q_g Inyección *Q_g Productor | 29,157 | 29,341 | -0,185 |
| Q_g Inyección * K | 29,151 | 29,347 | 0,197 |
| Q_g Inyección * Tita | 29,340 | 29,157 | 0,183 |
| Q_o Productor *Q_g Productor | 31,823 | 26,675 | 5,147 |
| Q_o Productor * K | 29,273 | 29,567 | -0,294 |
| Q_o Productor * Tita | 28,838 | 30,002 | -1,164 |
| Q_g Productor * K | 29,274 | 29,566 | -0,999 |
| Q_g Productor * Tita | 28,839 | 30,002 | -1,163 |
| K vs Tita | 29,395 | 29,446 | -0,051 |

Tabla 4.12. Efecto de parámetros analizados para el FR del caso de 12 grados API.

| Parámetro | $\bar{F}R+$ (%) | $\bar{F}R-$ (%) | Efecto (%) |
|---------------------------------|-----------------|-----------------|------------|
| Q_o Horizontal | 17,769 | 14,075 | 3,694 |
| Q_g Horizontal | 17,722 | 14,123 | 3,599 |
| Q_g Inyección | 15,889 | 15,955 | -0,065 |
| Q_o Productor | 17,246 | 14,498 | 2,848 |
| Q_g Productor | 17,288 | 14,556 | 2,733 |
| K | 15,995 | 15,849 | 0,146 |
| Tita | 18,857 | 12,988 | 5,869 |

Tabla 4.13. Efecto de interacciones analizadas para el FR del caso de 12 grados API.

| Parámetro | $\bar{F}R+$ (%) | $\bar{F}R-$ (%) | Efecto (%) |
|---|-----------------|-----------------|------------|
| Q_o Horizontal *Q_g Horizontal | 17,712 | 14,123 | 3,599 |
| Q_o Horizontal *Q_g Inyección | 15,885 | 15,959 | -0,074 |
| Q_o Horizontal *Q_o Productor | 15,365 | 16,479 | -1,115 |
| Q_o Horizontal *Q_g Productor | 15,385 | 16,459 | -1,074 |
| Q_o Horizontal * K | 16,049 | 15,795 | 0,255 |
| Q_o Horizontal * Tita | 15,821 | 16,024 | -0,203 |
| Q_g Horizontal *Q_g Inyección | 15,972 | 15,872 | 0,099 |
| Q_g Horizontal *Q_o Productor | 15,464 | 16,381 | -0,917 |
| Q_g Horizontal *Q_g Productor | 15,484 | 17,095 | -1,611 |
| Q_g Horizontal * K | 15,987 | 15,858 | 0,129 |
| Q_g Horizontal * Tita | 15,730 | 16,114 | -0,384 |
| Q_g Inyección *Q_o Productor | 15,885 | 15,959 | -0,074 |
| Q_g Inyección *Q_g Productor | 15,885 | 15,959 | -0,075 |
| Q_g Inyección * K | 15,881 | 15,964 | -0,083 |
| Q_g Inyección * Tita | 15,962 | 15,882 | 0,795 |
| Q_o Productor *Q_g Productor | 17,288 | 14,699 | 2,589 |
| Q_o Productor * K | 15,947 | 16,041 | -0,589 |
| Q_o Productor * Tita | 16,048 | 15,939 | 0,108 |
| Q_g Productor * K | 15,948 | 16,041 | -0,093 |
| Q_g Productor * Tita | 16,035 | 15,954 | 0,081 |
| K vs Tita | 10,016 | 15,973 | 0,043 |

4.2.2 Diagrama de Pareto.

Con la finalidad de hacer más sencillo el análisis se utiliza el diagrama de Pareto para obtener las variables que más influyen en el método, empleando el porcentaje que representa cada efecto promedio del Np y FR. Es decir, el efecto será calculado mediante la ecuación (4.2 y 4.3), que será dividido entre el Np promedio o el factor de recobro, de esta manera se obtendrá el efecto promedio Np y FR de cada variable.

$$\%Efecto = \frac{\overline{Np}^+ - \overline{Np}^-}{\overline{Np}} \times 100\% \quad (Ec. 4.2)$$

$$\%Efecto = \frac{\overline{FR}^+ - \overline{FR}^-}{\overline{FR}} \times 100\% \quad (Ec. 4.3)$$

Dónde:

\overline{Np}^+ = Promedio del petróleo producido cuando toma el efecto positivo (Bbl).

\overline{Np}^- = Promedio del petróleo producido cuando toma el efecto negativo (Bbl).

\overline{Np} = Promedio del petróleo producido (Bbl).

\overline{FR}^+ = Promedio del factor de recobro cuando toma el efecto positivo (%).

\overline{FR}^- = Promedio del factor de recobro cuando toma el efecto negativo (%).

\overline{FR} = Promedio del factor de recobro (%).

En las tablas 4.14, 4.15, 4.16 y 4.17 se muestra el porcentaje sobre el Np promedio y el FR promedio que tiene cada uno de los efectos e interacciones. Es relevante mencionar que al realizar el diagrama de Pareto se asumió que todos los valores eran positivos tomándolos en cuenta solo en los nombres de las variables y en el análisis, ya que es de vital importancia a la hora de ver como fue el efecto generado en el modelo conceptual.

Con los valores de las tablas anteriormente mencionadas se construyó el diagrama de Pareto el cual se muestran en las figuras 4.4, 4.5, 4.6 y 4.7 más adelante.

Tabla 4.14. Porcentaje promedio de N_p que representa cada efecto para el caso de 26 grados API.

| PARAMETRO/INTERACCIÓN | % N_p PROMEDIO |
|--|------------------------------------|
| Q_g Productor * K (+) | 0,137 |
| Q_o Productor * K (+) | 0,148 |
| Q_g Inyección (-) | 0,558 |
| Q_o Horizontal * Q_g Inyección (-) | 0,569 |
| Q_g Inyección * Tita (+) | 0,600 |
| K (+) | 0,622 |
| Q_g Inyección * Q_g Productor (-) | 0,631 |
| Q_g Inyección + Q_o Productor (-) | 0,637 |
| Q_g Inyección * K (-) | 0,672 |
| Q_g Horizontal * Q_g Inyección (+) | 0,776 |
| Q_g Horizontal * K (+) | 0,856 |
| K * Tita (+) | 1,175 |
| Q_o Horizontal * K (+) | 1,912 |
| Q_g Productor * Tita (-) | 2,478 |
| Q_o Productor * Tita (-) | 2,493 |
| Q_g Horizontal * Q_g Productor (-) | 5,652 |
| Q_g Horizontal * Q_o Productor (-) | 5,892 |
| Q_o Horizontal * Tita (-) | 6,773 |
| Q_o Horizontal * Q_g Productor (-) | 7,122 |
| Q_o Horizontal * Q_o Productor (-) | 7,362 |
| Q_g Horizontal * Tita (-) | 7,825 |
| Tita (-) | 10,578 |
| Q_g Productor (+) | 17,989 |
| Q_o Productor * Q_g Productor (+) | 17,989 |
| Q_o Productor (+) | 18,713 |
| Q_g Horizontal (+) | 24,349 |
| Q_o Horizontal * Q_g Horizontal (+) | 24,349 |

| PARAMETRO/INTERACCIÓN | % Np PROMEDIO |
|-------------------------------------|----------------------|
| Q_o Horizontal (+) | 24,685 |

Tabla 4.15. Porcentaje promedio de FR que representa cada efecto para el caso de 26 grados API.

| PARAMETRO/INTERACCIÓN | % FR PROMEDIO |
|--|----------------------|
| Q_g Productor * K (+) | 0,308 |
| Q_o Productor* K (+) | 0,315 |
| Q_g Inyección (-) | 0,420 |
| Q_o Horizontal *Q_g Inyección (-) | 0,437 |
| Q_g Inyección * Tita (+) | 0,472 |
| Q_g Inyección * Q_g Productor (-) | 0,478 |
| Q_g Inyección * Q_o Productor (-) | 0,483 |
| Q_g Inyección * K (-) | 0,525 |
| Q_g Horizontal * Q_g Inyección (+) | 0,614 |
| Q_g Horizontal * K (+) | 0,824 |
| Q_o Horizontal * Tita (-) | 0,889 |
| K (+) | 0,914 |
| K * Tita (+) | 1,341 |
| Q_o Horizontal * K (+) | 1,639 |
| Q_g Productor * Tita (+) | 1,842 |
| Q_o Productor * Tita (+) | 2,001 |
| Q_g Horizontal * Tita (-) | 2,036 |
| Q_g Horizontal * Q_o Productor (-) | 5,905 |
| Q_o Horizontal * Q_g Productor (-) | 6,892 |
| Q_o Horizontal * Q_o Productor (-) | 7,139 |
| Q_g Horizontal * Q_g Productor (-) | 10,252 |
| Q_g Productor (+) | 17,621 |
| Q_o Productor * Q_g Productor (+) | 17,621 |
| Q_o Productor (+) | 18,349 |
| Q_o Horizontal (+) | 22,767 |
| Q_o Horizontal * Q_g Horizontal (+) | 22,767 |
| Q_g Horizontal (+) | 23,363 |
| Tita (+) | 37,660 |

Tabla 4.16. Porcentaje promedio de Np que representa cada efecto para el caso de 12 grados API.

| PARAMETRO/INTERACCIÓN | % Np PROMEDIO |
|--|----------------------|
| K * Tita (-) | 0,173 |
| Q_g inyección (-) | 0,553 |
| Q_o Horizontal * Q_g Inyección (-) | 0,597 |
| Q_g Inyección * Q_o Productor (-) | 0,621 |
| Q_g Inyección * Tita (+) | 0,625 |
| Q_g Inyección * Q_g Productor (-) | 0,631 |
| K (+) | 0,664 |
| Q_g Inyección * K (-) | 0,671 |
| Q_g Horizontal * Q_g Inyección (+) | 0,7908 |
| Q_g Horizontal * K (+) | 0,857 |
| Q_g Productor * K (-) | 0,999 |
| Q_o Productor * K (-) | 1,005 |
| Q_o Horizontal * K (+) | 1,892 |
| Q_g Productor * Tita (-) | 3,975 |
| Q_o Productor * Tita (-) | 3,979 |
| Q_g Horizontal * Q_g Productor (-) | 5,524 |
| Q_g Horizontal * Q_o Productor (-) | 5,773 |
| Q_o Horizontal * Q_g Productor (-) | 6,998 |
| Q_o Horizontal * Tita (-) | 7,122 |
| Q_o Horizontal * Q_o Productor (-) | 7,246 |
| Q_g Horizontal * Tita (-) | 8,162 |
| Tita (-) | 11,362 |
| Q_o Productor * Q_g Productor (+) | 17,598 |
| Q_g Productor (+) | 17,599 |
| Q_o Productor (+) | 18,318 |
| Q_g Horizontal (+) | 24,246 |
| Q_o Horizontal * Q_g Horizontal (+) | 24,246 |
| Q_o Horizontal (+) | 25,585 |

Tabla 4.17. Porcentaje promedio de FR que representa cada efecto para el caso de 12 grados API.

| PARAMETRO/INTERACCIÓN | % FR PROMEDIO |
|---|---------------|
| K * Tita (-) | 0,269 |
| Q _g inyección (-) | 0,409 |
| Q _g Inyección * Q _o Productor (-) | 0,463 |
| Q _o Horizontal * Q _g Inyección (-) | 0,465 |
| Q _g Inyección * Q _g Productor (-) | 0,473 |
| Q _g Inyección * Tita (+) | 0,499 |
| Q _g Productor * Tita (-) | 0,511 |
| Q _g Inyección * K (-) | 0,524 |
| Q _g Productor * K (-) | 0,583 |
| Q _o Productor * K (-) | 0,589 |
| Q _g Horizontal * Q _g Inyección (+) | 0,627 |
| Q _o Productor * Tita (-) | 0,68 |
| Q _g Horizontal * K (+) | 0,809 |
| K (+) | 0,915 |
| Q _o Horizontal * Tita (-) | 1,273 |
| Q _o Horizontal * K (+) | 1,603 |
| Q _g Horizontal * Tita (-) | 2,409 |
| Q _g Horizontal * Q _o Productor (-) | 5,757 |
| Q _o Horizontal * Q _g Productor (-) | 6,747 |
| Q _o Horizontal * Q _o Productor (-) | 6,999 |
| Q _g Horizontal * Q _g Productor (-) | 10,121 |
| Q _o Productor * Q _g Productor (+) | 16,259 |
| Q _g Productor (+) | 17,162 |
| Q _o Productor (+) | 17,891 |
| Q _g Horizontal (+) | 22,605 |
| Q _o Horizontal * Q _g Horizontal (+) | 22,605 |
| Q _o Horizontal (+) | 23,199 |
| Tita (+) | 36,86 |

4.2.3 Análisis de efectos e interacciones destacadas

Al analizar los diagramas de Pareto tanto para el Np como para el FR se pudo ver que en ambos las variables están ordenadas de mayor a menor

pero que no coinciden en el orden entre sí, esto se debe a diferentes factores entre los cuales está el buzamiento, el POES y el petróleo no movible.

Cuando se hace referencia a buzamiento para este estudio significa, que al variar los grados de inclinación, el POES se ve afectado debido a que para cada caso (0, 20 y 30 grados) los contactos entre los fluidos se mantienen constantes, pero la profundidad del mallado no, es decir, que al existir mayor grado de inclinación en el modelo conceptual esto afecta directamente, como se muestra en la Figura 4.3.

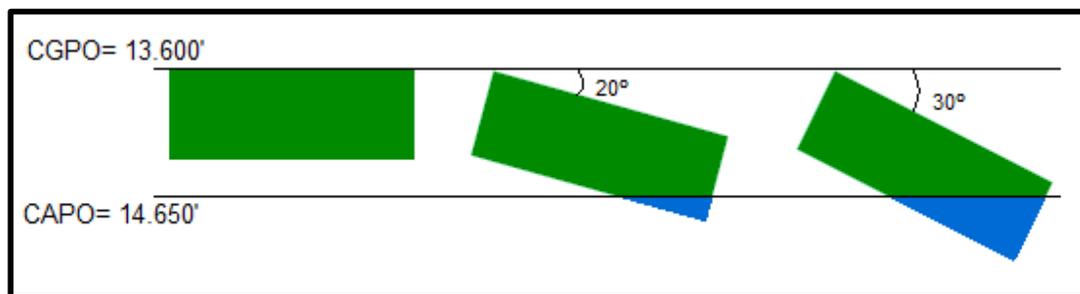


Figura 4.3. Demostración del POES en los casos de 0, 20 y 30 grados

La producción acumulada es influenciada por el petróleo no removible, debido a que en el caso de estudio de este yacimiento esta mojado por petróleo, generando que a mayor POES mayor cantidad de petróleo no removible.

Ya aclarado la diferencia en las posiciones de los diagramas de Pareto se decidió realizar los análisis de los resultados obtenidos mediante el FR, por el motivo que al evaluar un método se busca obtener la mayor eficiencia y la mejor manera de verlo sería mediante el FR, debido a que si se estudia mediante el Np solo se evaluaría el resultado de la producción mas no incluiría el petróleo original en sitio. De igual forma se muestran ambos diagrama de Pareto de cada caso para que se pueda visualizar lo mencionado.

Para proceder a analizar los diagramas de Pareto se discriminó mediante el porcentaje de cada efecto para seleccionar aquellos que más impactan, tomando así los parámetros cuyos efectos estén por encima de 10% para el FR.

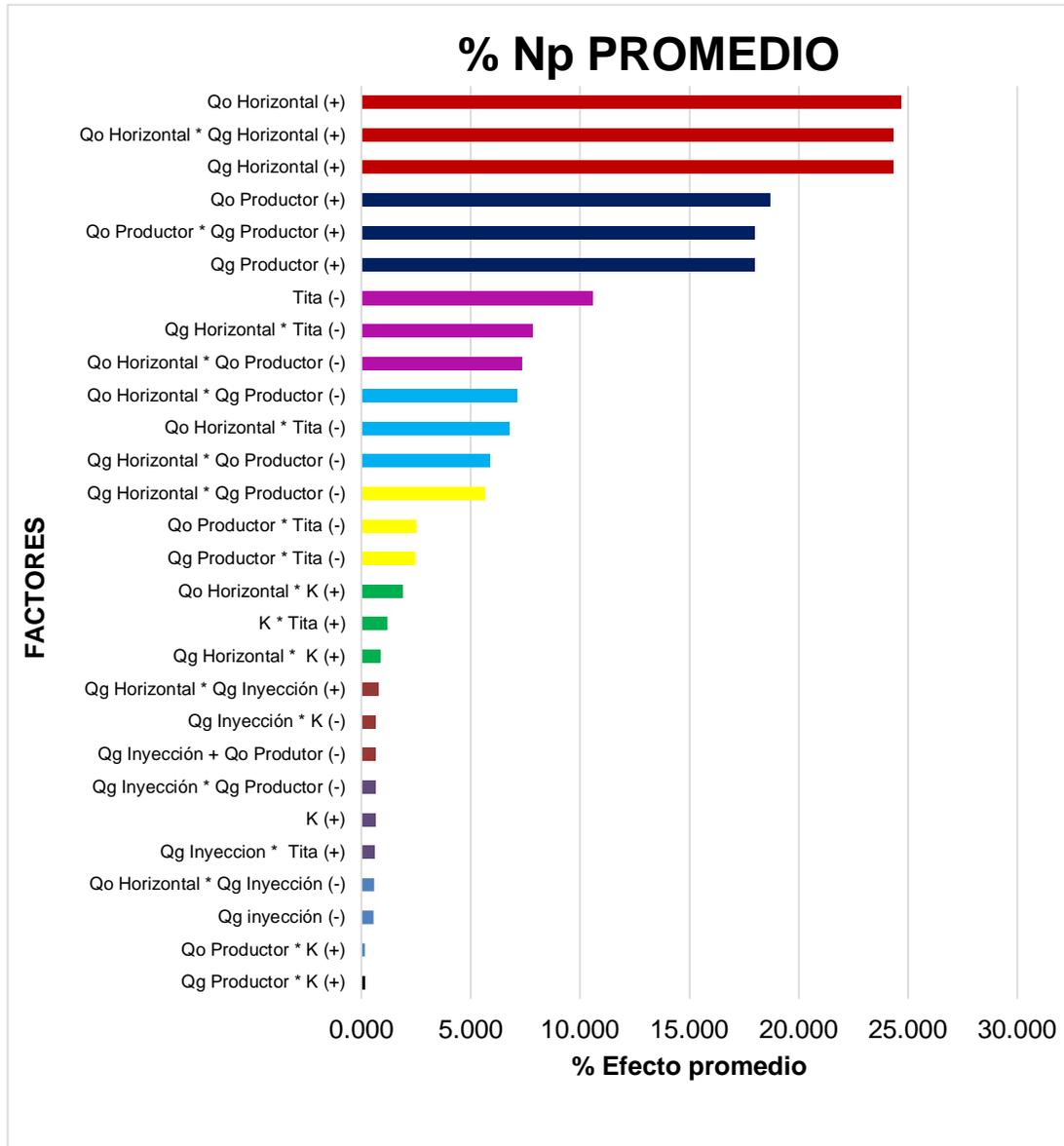


Figura 4.4. Efecto de los parámetros analizados sobre el Np para el caso de 26 grados API.

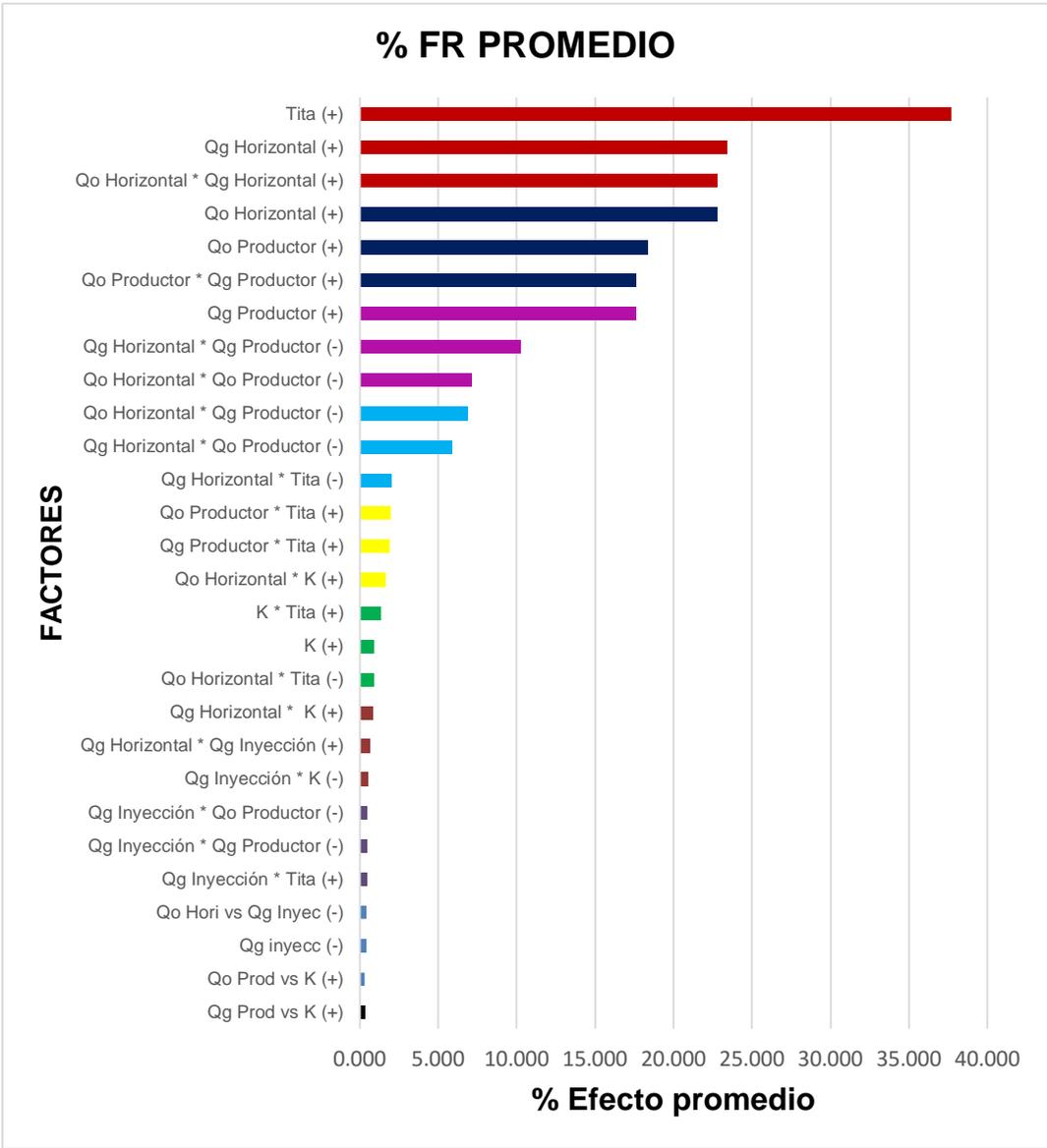


Figura 4.5. Efecto de los parámetros analizados sobre el FR para el caso de 26 grados API.

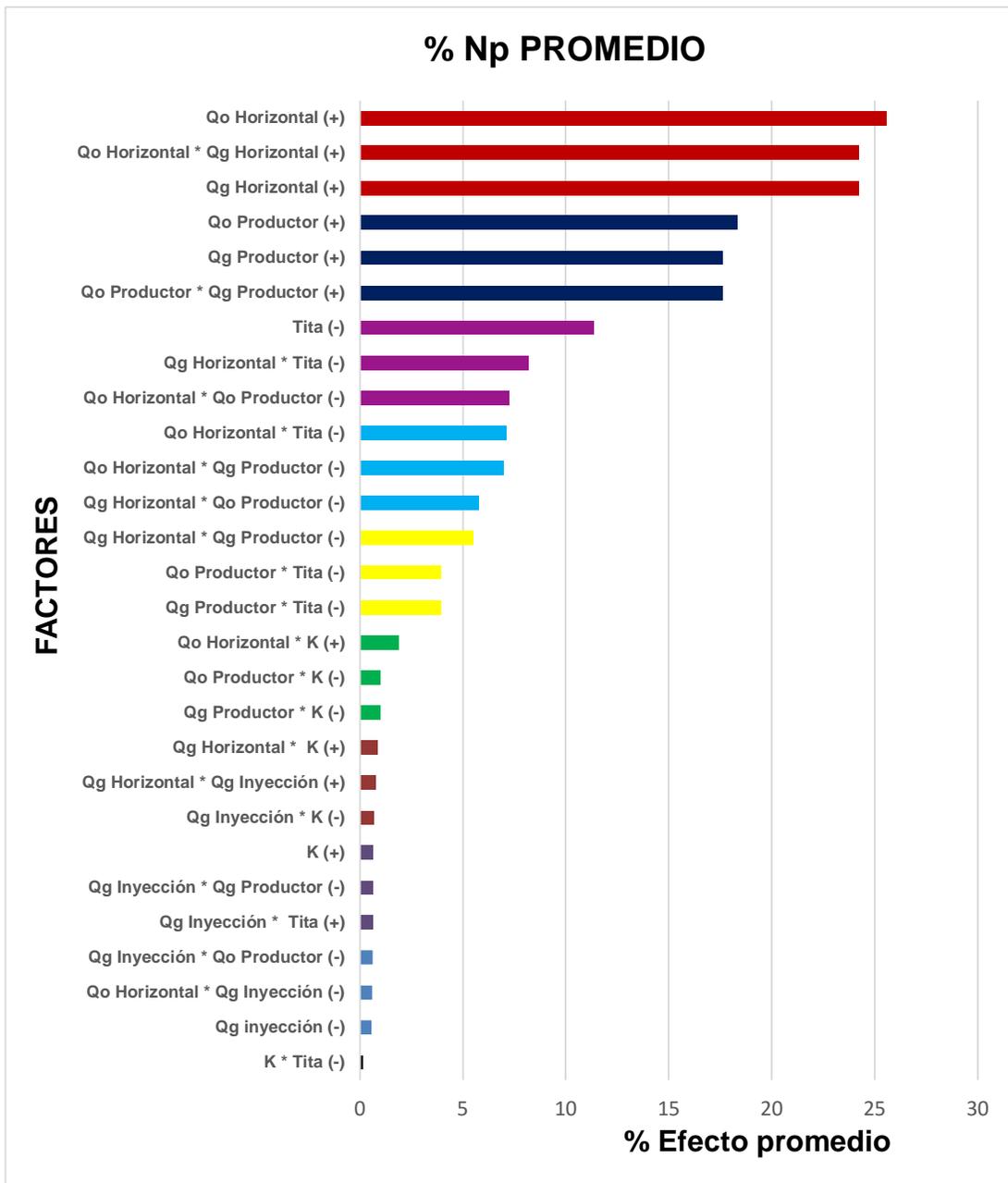


Figura 4.6. Efecto de los parámetros analizados sobre el Np para el caso de 12 grados API.

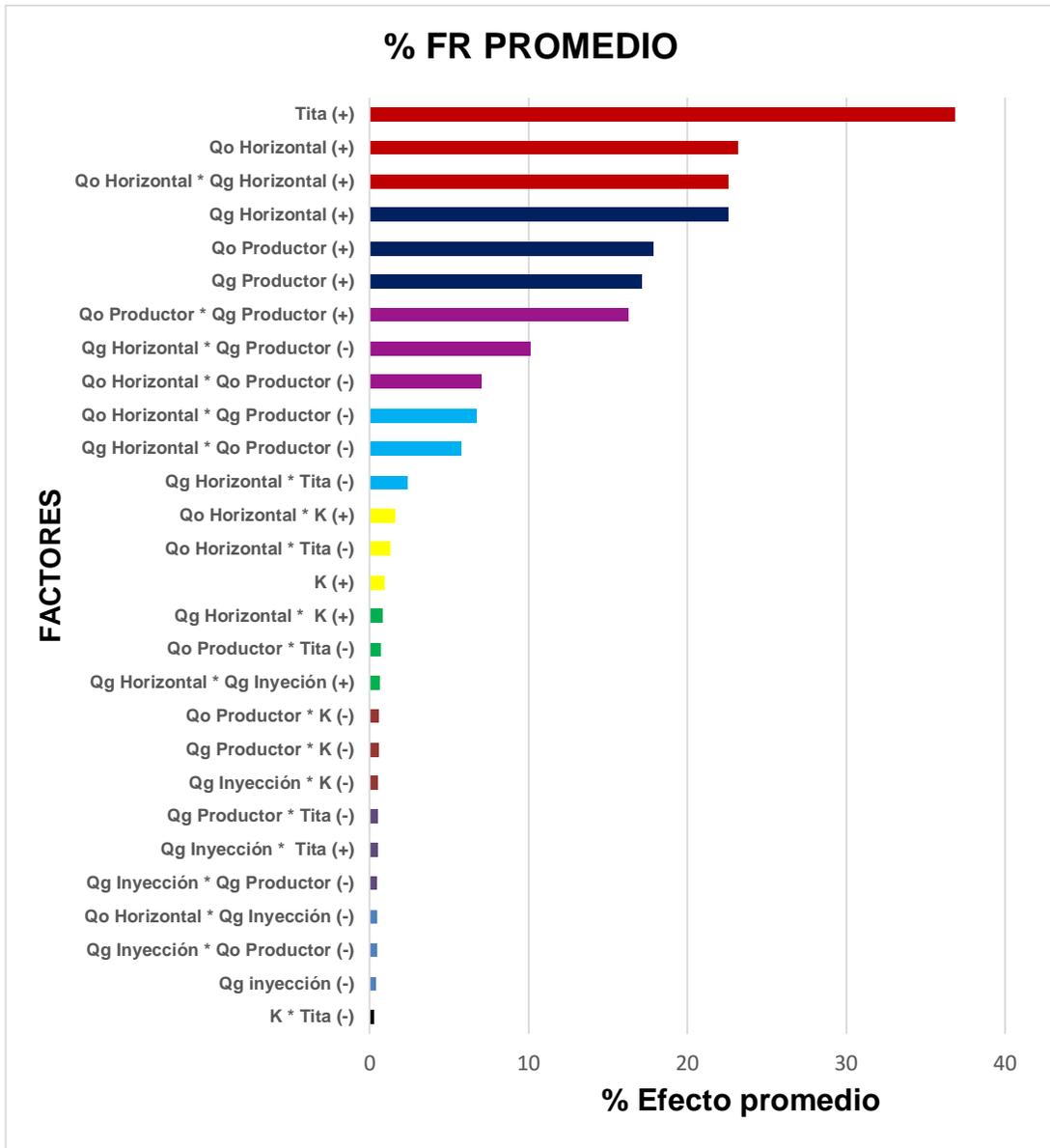


Figura 4.7. Efecto de los parámetros analizados sobre el FR para el caso de 12 grados API.

Antes de continuar con el análisis de las variables que superan el 10%, se compararon los diagramas de Pareto del caso de 26 grados API con el de 12 grados API. Se puede visualizar que se asemejan mucho en los resultados del porcentaje promedio tanto de Np como el de FR, por ende se procedió a realizar un estudio de la presión de los 128 casos de 26 grados API y compararlo con el de 12 grados API, donde los valores obtenidos se pueden ver en las tablas 4.18 y 4.19. Este análisis arrojó como resultado una

diferencia mínima entre las presiones de ambos casos como se muestra en la figura 4.8, siendo esta figura un estudio más simplificado donde se eliminaron los valores repetidos y los cercanos, con el fin de poder evaluar y estudiar mejor la figura.

Tabla 4.18. Resultados de presiones del caso de 26 grados API.

| Caso | Presión (lpc) |
|-------------|----------------------|-------------|----------------------|-------------|----------------------|-------------|----------------------|
| 1 | 6.096 | 33 | 6.097 | 65 | 5.997 | 97 | 6.079 |
| 2 | 6.033 | 34 | 6.035 | 66 | 5.915 | 98 | 6.002 |
| 3 | 6.096 | 35 | 6.097 | 67 | 5.997 | 99 | 6.079 |
| 4 | 4.029 | 36 | 4.028 | 68 | 4.122 | 100 | 4.097 |
| 5 | 6.096 | 37 | 6.099 | 69 | 5.997 | 101 | 6.079 |
| 6 | 6.045 | 38 | 6.041 | 70 | 5.921 | 102 | 6.008 |
| 7 | 6.096 | 39 | 6.099 | 71 | 5.997 | 103 | 6.079 |
| 8 | 4.017 | 40 | 4.018 | 72 | 4.117 | 104 | 4.096 |
| 9 | 6.064 | 41 | 6.066 | 73 | 5.953 | 105 | 6.041 |
| 10 | 6.002 | 42 | 6.003 | 74 | 5.870 | 106 | 5.963 |
| 11 | 6.064 | 43 | 6.066 | 75 | 5.953 | 107 | 6.041 |
| 12 | 4.029 | 44 | 4.028 | 76 | 4.122 | 108 | 4.097 |
| 13 | 6.065 | 45 | 6.067 | 77 | 5.954 | 109 | 6.041 |
| 14 | 6.007 | 46 | 6.009 | 78 | 5.877 | 110 | 5.970 |
| 15 | 6.065 | 47 | 6.067 | 79 | 5.954 | 111 | 6.041 |
| 16 | 4.017 | 48 | 4.018 | 80 | 4.117 | 112 | 4.095 |
| 17 | 6.096 | 49 | 6.097 | 81 | 5.997 | 113 | 6.079 |
| 18 | 6.033 | 50 | 6.035 | 82 | 5.915 | 114 | 6.002 |
| 19 | 6.096 | 51 | 6.097 | 83 | 5.997 | 115 | 6.079 |
| 20 | 4.029 | 52 | 4.028 | 84 | 4.122 | 116 | 4.097 |
| 21 | 6.096 | 53 | 6.099 | 85 | 5.997 | 117 | 6.079 |
| 22 | 6.039 | 54 | 6.041 | 86 | 5.921 | 118 | 6.008 |
| 23 | 6.069 | 55 | 6.099 | 87 | 5.997 | 119 | 6.079 |
| 24 | 4.017 | 56 | 4.018 | 88 | 4.117 | 120 | 4.096 |
| 25 | 4.404 | 57 | 4.332 | 89 | 4.164 | 121 | 4.152 |
| 26 | 4.366 | 58 | 4.311 | 90 | 4.159 | 122 | 4.145 |

| Caso | Presión (lpc) |
|-------------|----------------------|-------------|----------------------|-------------|----------------------|-------------|----------------------|
| 27 | 4.404 | 59 | 4.332 | 91 | 4.164 | 123 | 4.152 |
| 28 | 4.027 | 60 | 4.029 | 92 | 4.113 | 124 | 4.086 |
| 29 | 4.406 | 61 | 4.337 | 93 | 4.158 | 125 | 4.150 |
| 30 | 4.365 | 62 | 5.391 | 94 | 4.152 | 126 | 4.143 |
| 31 | 4.406 | 63 | 4.337 | 95 | 4.158 | 127 | 4.150 |
| 32 | 4.017 | 64 | 4.018 | 96 | 4.109 | 128 | 4.085 |

Tabla 4.19. Resultados de presiones del caso de 12 grados API.

| Caso | Presión (lpc) |
|-------------|----------------------|-------------|----------------------|-------------|----------------------|-------------|----------------------|
| 1 | 6.093 | 33 | 6.094 | 65 | 5.948 | 97 | 6.050 |
| 2 | 6.032 | 34 | 6.032 | 66 | 5.863 | 98 | 5.970 |
| 3 | 6.093 | 35 | 6.094 | 67 | 5.948 | 99 | 6.050 |
| 4 | 4.031 | 36 | 4.031 | 68 | 4.124 | 100 | 4.097 |
| 5 | 6.099 | 37 | 6.113 | 69 | 5.949 | 101 | 6.051 |
| 6 | 6.099 | 38 | 6.055 | 70 | 5.870 | 102 | 5.977 |
| 7 | 6.032 | 39 | 6.113 | 71 | 5.949 | 103 | 6.051 |
| 8 | 4.031 | 40 | 4.031 | 72 | 4.119 | 104 | 4.095 |
| 9 | 6.061 | 41 | 6.063 | 73 | 5.902 | 105 | 6.010 |
| 10 | 6.010 | 42 | 6.001 | 74 | 5.817 | 106 | 5.929 |
| 11 | 5.903 | 43 | 6.063 | 75 | 5.902 | 107 | 6.010 |
| 12 | 4.031 | 44 | 4.031 | 76 | 4.124 | 108 | 4.097 |
| 13 | 6.066 | 45 | 6.080 | 77 | 5.903 | 109 | 6.010 |
| 14 | 6.010 | 46 | 6.023 | 78 | 5.824 | 110 | 5.936 |
| 15 | 6.066 | 47 | 6.080 | 79 | 5.903 | 111 | 6.010 |
| 16 | 4.031 | 48 | 4.031 | 80 | 4.119 | 112 | 4.095 |
| 17 | 6.093 | 49 | 6.094 | 81 | 5.948 | 113 | 6.050 |
| 18 | 6.032 | 50 | 6.032 | 82 | 5.863 | 114 | 5.970 |
| 19 | 6.093 | 51 | 6.094 | 83 | 5.948 | 115 | 6.050 |
| 20 | 4.031 | 52 | 4.031 | 84 | 4.124 | 116 | 4.097 |
| 21 | 6.099 | 53 | 6.113 | 85 | 5.949 | 117 | 6.051 |
| 22 | 6.043 | 54 | 6.055 | 86 | 5.870 | 118 | 5.977 |
| 23 | 6.099 | 55 | 6.113 | 87 | 5.949 | 119 | 6.051 |

| Caso | Presión (lpc) |
|------|---------------|------|---------------|------|---------------|------|---------------|
| 24 | 4.031 | 56 | 4.031 | 88 | 4.119 | 120 | 4.095 |
| 25 | 4.418 | 57 | 4.331 | 89 | 4.169 | 121 | 4.154 |
| 26 | 4.384 | 58 | 4.292 | 90 | 4.163 | 122 | 4.148 |
| 27 | 4.418 | 59 | 4.331 | 91 | 4.169 | 123 | 4.154 |
| 28 | 4.031 | 60 | 4.031 | 92 | 4.115 | 124 | 4.086 |
| 29 | 4.420 | 61 | 4.334 | 93 | 4.161 | 125 | 4.152 |
| 30 | 4.384 | 62 | 4.296 | 94 | 4.157 | 126 | 4.145 |
| 31 | 4.420 | 63 | 4.334 | 95 | 4.161 | 127 | 4.152 |
| 32 | 4.028 | 64 | 4.029 | 96 | 4.111 | 128 | 4.085 |

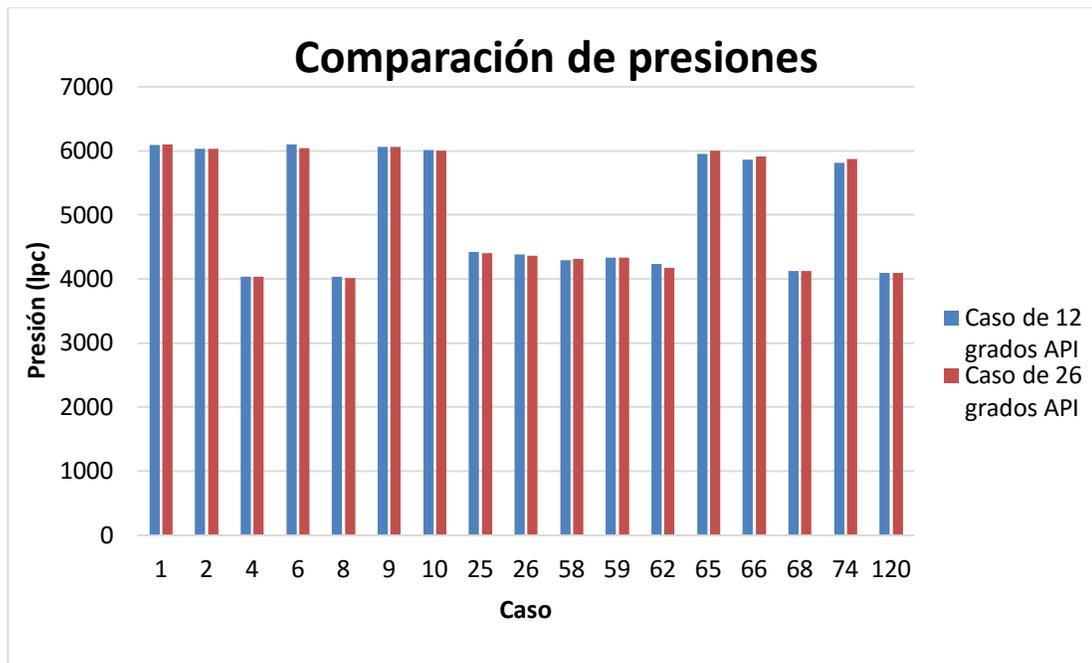


Figura 4.8. Comparación de presiones.

Al analizar la gráfica de comparación de presiones se puede observar que los diferentes casos son similares, esto se debe a que al realizar el estudio del caso base con la sensibilidad de 12 grados API, no genero disminución o incremento en la producción, debido a que los pozos están siendo

controlados mediante diferentes “*constraint*” lo cual controla la producción del modelo, además se debe tomar en cuenta que el caso base esta generado con datos característicos a un crudo de 26 grados API, por esta razón no se realizó el estudio de 12.

A continuación se visualiza los parámetros e interacciones cuyos efectos fueron más impactantes que el resto, en este caso los mayores al 10%.

Ángulo de buzamiento

A simple vista se observa que el parámetro con mayor influencia en el factor de recobro es el ángulo de buzamiento, esto se debe a que el gas inyectado genera una segregación gravitacional la cual ayuda a retrasar el paso del gas al pozo productor vertical generando así que la producción de petróleo aumente, puesto que se estarían ocupando los espacios originalmente saturados por el petróleo. Por otra parte, es importante destacar que se visualizó que cuando el valor de este parámetro aumentaba se tenía un mejor factor de recobro, comportándose de una manera directamente proporcional.

Para lograr visualizar la segregación gravitacional del caso base se generó la figura 4.9 con vista IK en el post procesador Result 3D de CMG del caso 120 el cual posee un ángulo de 30 grados. En esta figura se muestra el empuje y el aumento de la saturación del gas debido a la inyección, mientras que en el caso de cero grados no se muestra una figura, ya que al evaluar la saturación en el post procesador no se logró visualizar ningún cambio en el modelo.

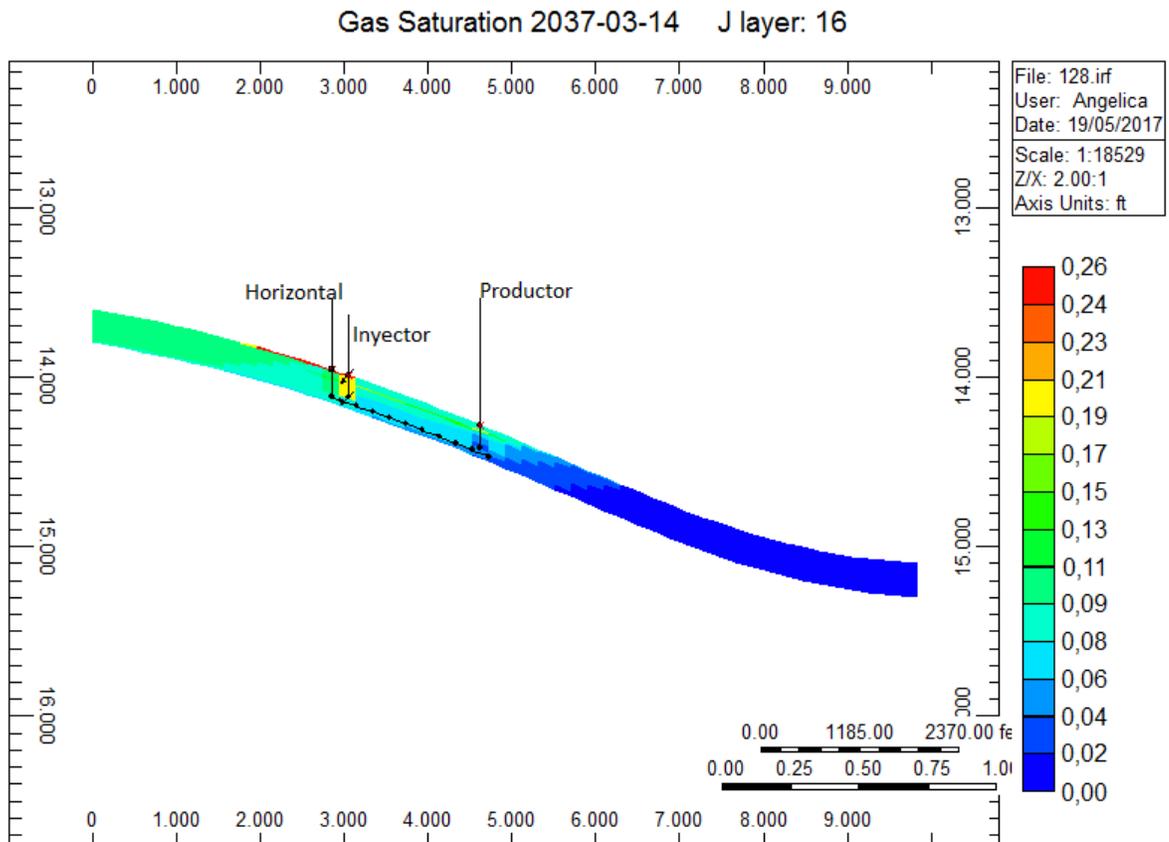


Figura 4.9. Vista IK de la saturación del gas en el modelo de 30 grados.

Tasa de Gas

La tasa de gas mostró ser un parámetro de gran influencia, ya que genera un incremento en la producción de petróleo si se aumenta su valor, esto aplica siempre y cuando la producción de petróleo sea rentable.

Por otra parte, la tasa de gas influye de manera diferente en cada pozo, en este caso afecta más al pozo horizontal que al vertical, esto se debe a que dicho pozo tiene mayor área de contacto con el modelo, generando una mayor producción que el pozo productor vertical. Por ende, su tasa de gas tiene que ser mayor debido a que se encuentra más cerca al pozo inyector viéndose afectado por el empuje generado.

En las figuras 4.10 y 4.11 se puede visualizar el comportamiento de la producción de petróleo acumulado en el campo, cuando toma el valor

máximo y el valor mínimo de tasa de gas en los casos 128 y 110 con ángulo de 30 grados, mientras que en las figuras 4.12 y 4.13 se muestran con un ángulo de 0 grados siendo los casos 64 y 46.

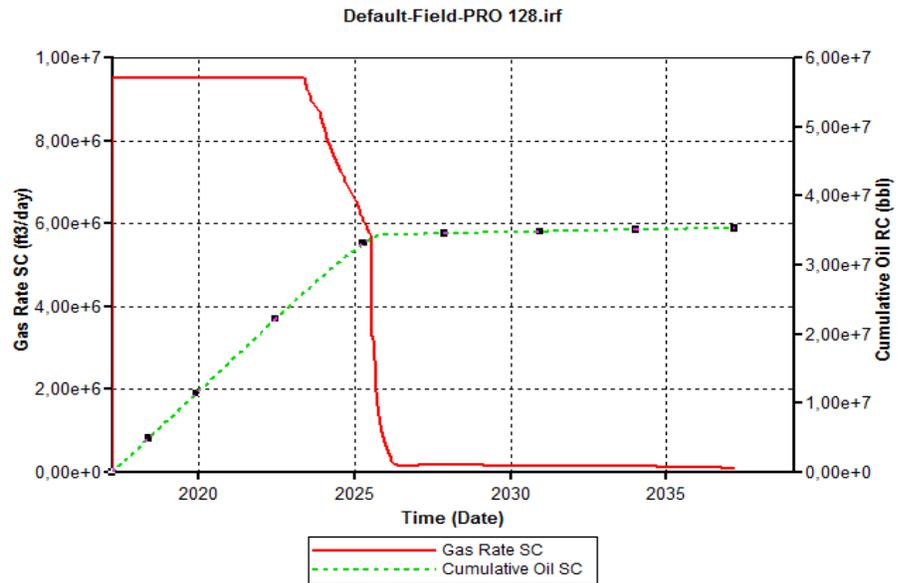


Figura 4.10. Producción acumulada de petróleo con su máximo valor de tasa de gas y tasa de petróleo.

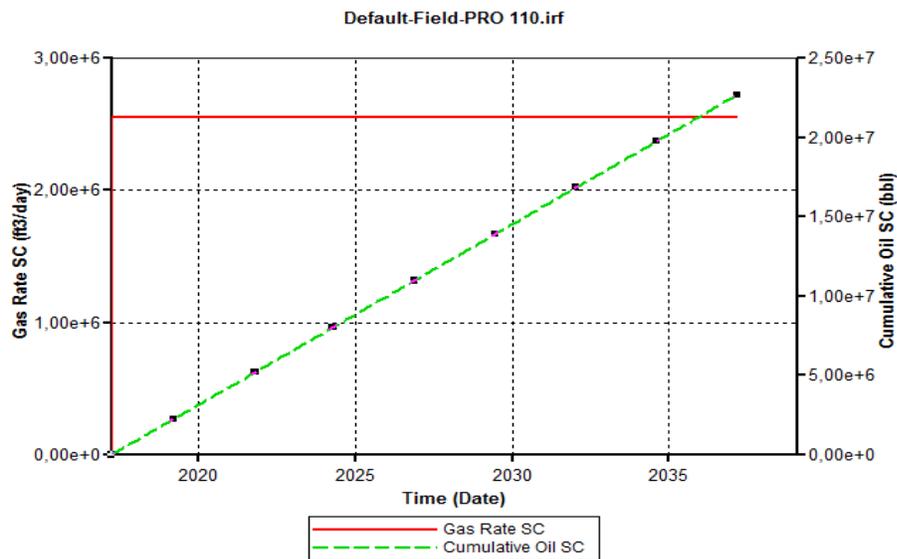


Figura 4.11. Producción acumulada de petróleo con su mínimo valor de tasa de gas y máximo valor e tasa de petróleo.

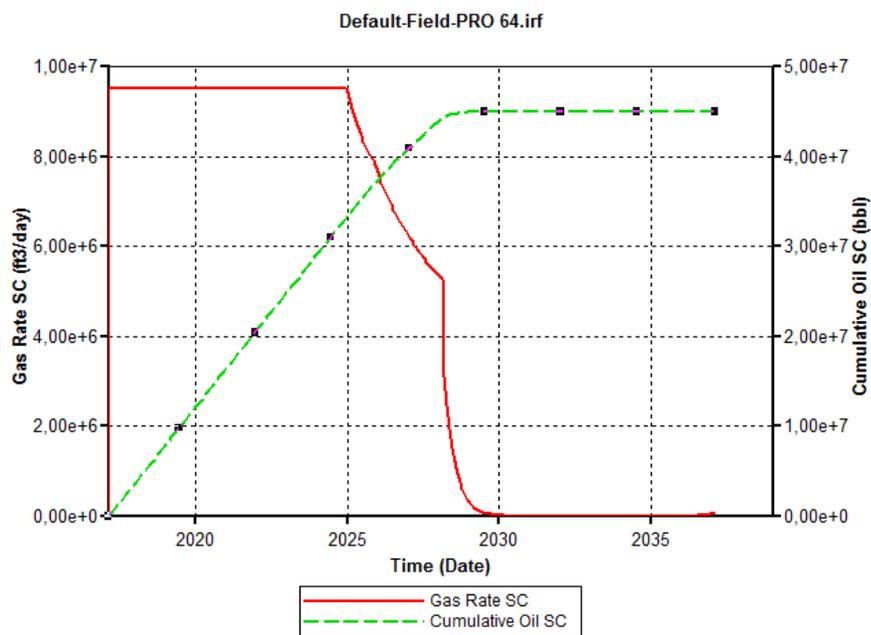


Figura 4.12. Producción acumulada de petróleo con su máximo valor de tasa de gas y tasa de petróleo.

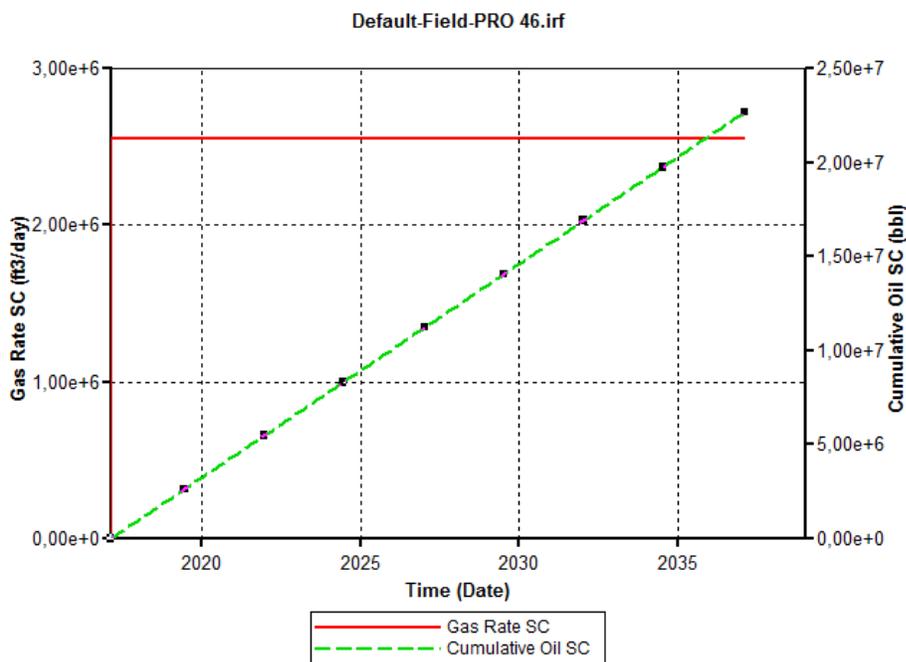


Figura 4.13. Producción acumulada de petróleo con su mínimo valor de tasa de gas y máximo de tasa de petróleo.

Tasa de Petróleo

La tasa de petróleo mostro ser bastante influyente, lo cual es lo esperado, debido a que está asociado a la producción de petróleo del pozo, lo que indica que si este valor está en su máximo o mínimo influirá en la producción acumulada del petróleo y por ende el factor de recobro aumente o disminuya.

Por otra parte, este parámetro afecta al pozo horizontal y al pozo vertical productor, siendo el más afectado el pozo horizontal debido a que posee mayor área de contacto con el modelo en estudio generando un mayor barrido de petróleo, ayudándole a su vez el barrido por segregación gravitacional de la inyección de gas.

La producción de petróleo se puede visualizar en las figuras 4.10 y 4.14 donde toma su valor máximo y mínimo con un ángulo de 30 grados de los casos 128 y 103 mientras que para un ángulo de cero grados la producción de petróleo acumulada se puede ver en las figuras 4.12 y 4.15 de los casos 64 y 55.

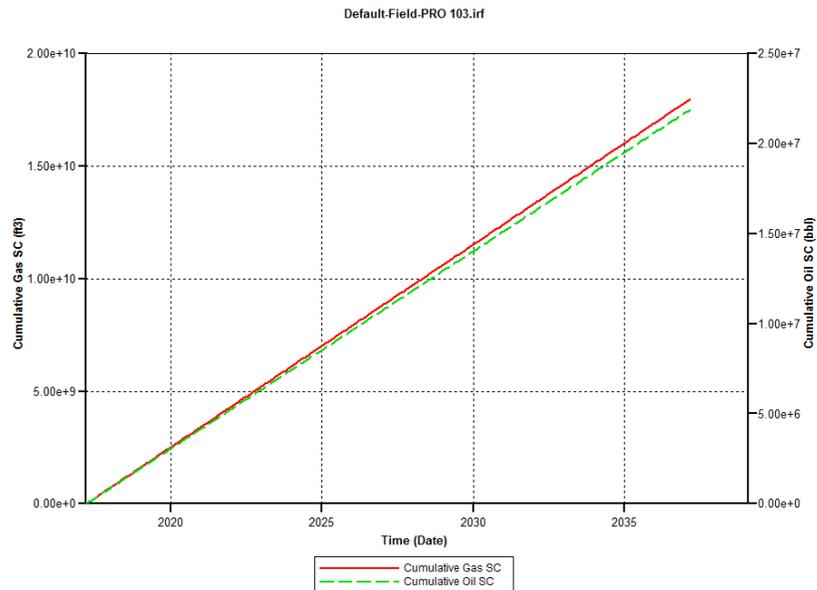


Figura 4.14. Producción acumulada de petróleo donde toma su mínimo valor de tasa de petróleo.

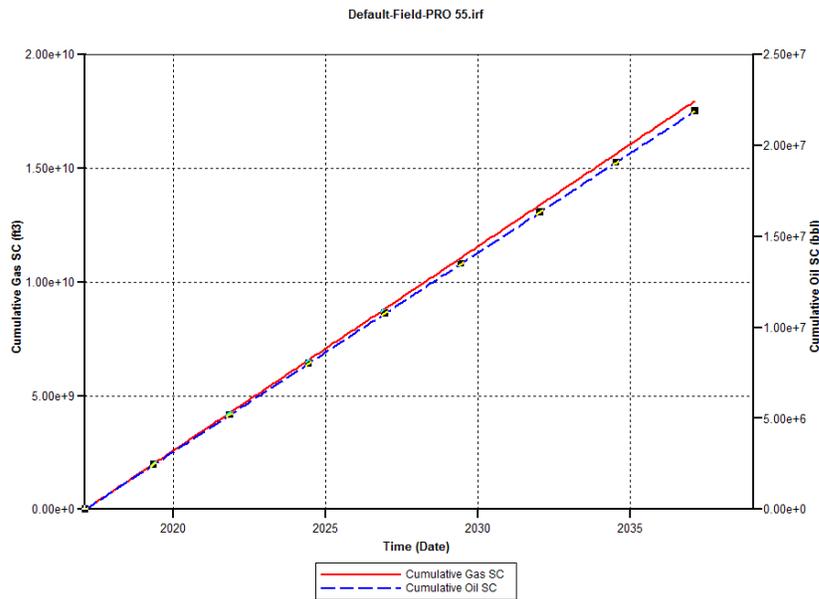


Figura 4.15. Producción acumulada de petróleo donde toma su mínimo valor de tasa de petróleo.

Interacción de tasa de petróleo – tasa de gas

Estos parámetros al interactuar se vuelven influyentes puesto que individualmente son parámetros de gran influencia en los efectos del factor de recobro. Cabe destacar que al restringir la tasa de gas la tasa de petróleo también se ve afectada de la misma manera. En uno de los casos estudiados se tiene que la tasa de petróleo es 8.000 (bbl/d) pero la tasa de gas es 1,7 (MMft³/d), esta tasa de gas restringe la producción de la tasa de petróleo a 2.000(bbl/d), debido a la limitación de gas en superficie la cual fija la tasa de petróleo. Una muestra de esta situación se observa en la figura 4.16 de la producción del pozo horizontal del caso 2. Por otra parte, se puede visualizar en las figuras 4.17 y 4.18 la saturación de petróleo del caso 2 y 4. Donde se demuestra que el menor efecto generado es en el caso 2, ya que la saturación de petróleo disminuye en menor medida en comparación a la saturación de petróleo del caso 4. Esto se debe a que el caso 2 trabaja con una tasa de gas de 1,7MMft³/d en el pozo horizontal mientras que el caso 4

trabaja con una restricción de tasa de gas de 6,5MMft³/d permitiendo una mayor producción de petróleo en superficie.

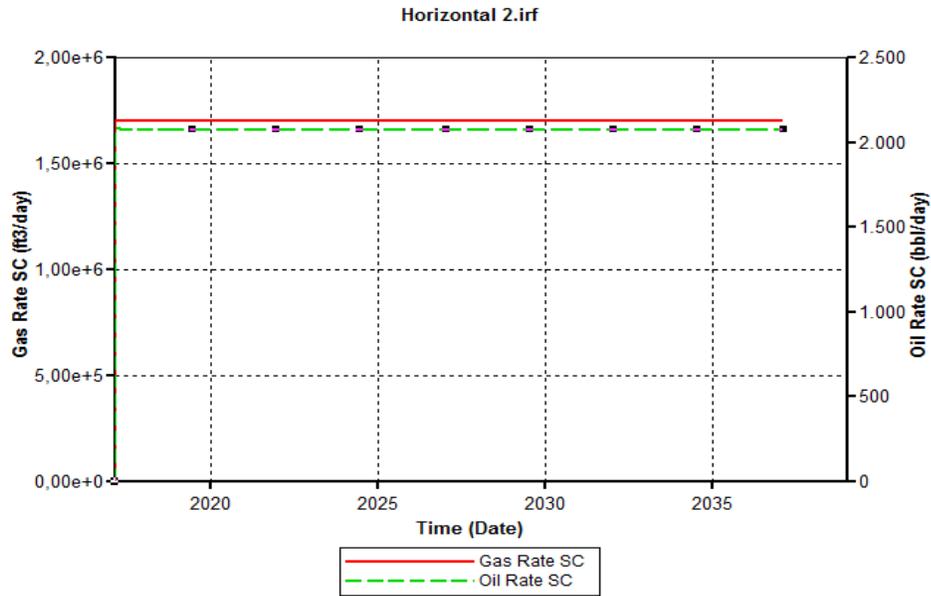


Figura 4.16. Producción del pozo horizontal del caso 2.

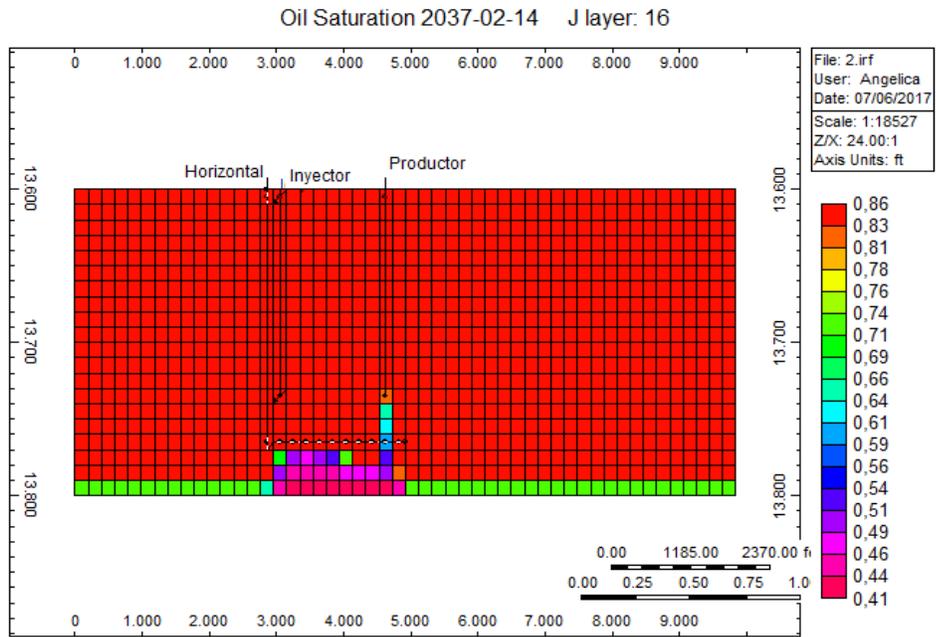
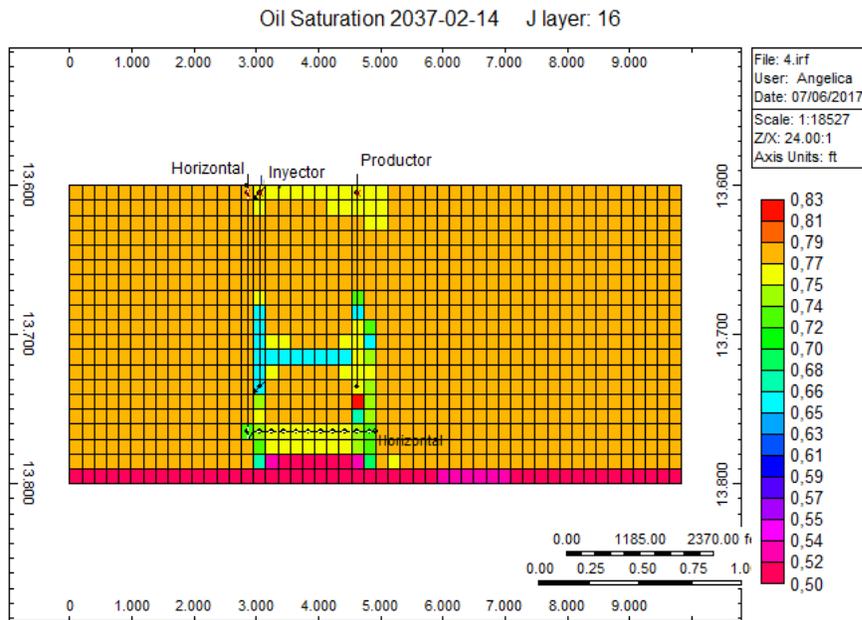


Figura 4.17. Saturación de petróleo del caso 2.



4.18. Saturación de petróleo del caso 4.

Cabe destacar que el pozo horizontal se ve más afectado por la producción de gas debido a que el pozo inyector está localizado cerca de él, generando que aumente la producción de gas a causa de la segregación gravitacional ocasionada por el empuje del mismo, mientras que el pozo vertical no se ve afectado de forma directa por la segregación gravitacional y ubicación del pozo inyector.

Interacción tasa de gas del pozo horizontal– tasa de gas del pozo productor

Para este caso de interacción ocurre que el efecto es negativo, como ya se mencionó anteriormente cuando un efecto es negativo significa que al aumentar el valor de un parámetro su resultado debería de ser un aumento de la producción pero en este caso se generó lo contrario una disminución en la producción.

La explicación para este caso se genera cuando ambos parámetros trabajan con tasas mínimas y máximas en el mismo caso generando que para un

pozo el barrido sea mayor, ya que el otro esta siendo controlada por una tasa de gas diaria menor ocasionando que la producción de petróleo este limitado, mientras que por el contrario el otro tiene una restricción con una tasa de gas diaria alta la cual deja producir petróleo con mayor facilidad generando un mayor barrido. El pozo que más influye a este efecto negativo, es el pozo horizontal debido a que posee mayor área contacto con el modelo y logra obtener una mayor producción que el pozo productor vertical.

En las Figuras 4.19, 4.20, 4.21 y 4.22 se puede visualizar la producción acumulada de los casos 128, 110, 112, y 126, donde estos representan las posibles combinaciones de los parámetros Q_g horizontal y Q_g productor. Se puede observar que para los casos 112 y 126 donde su interacción se basa en la combinación de la tasa mínima con la tasa máxima o viceversa, obtiene mayor producción de petróleo que los casos 128 y 110, demostrando así el efecto negativo mencionado anteriormente.

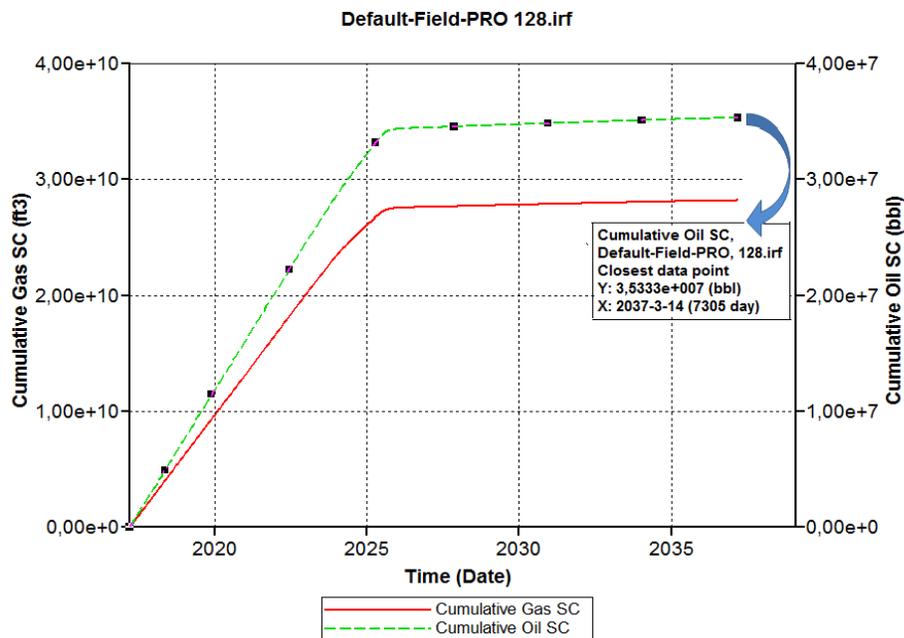


Figura 4.19 Producción acumulada del caso 128 donde toma los valores máximos.

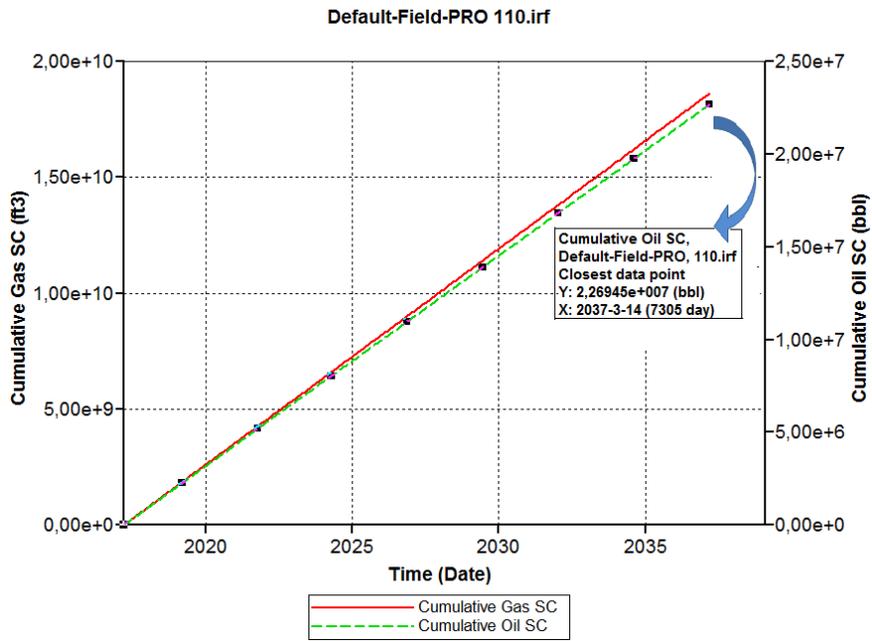


Figura 4.20 Producción acumulada del caso 110 donde toma los valores mínimos.

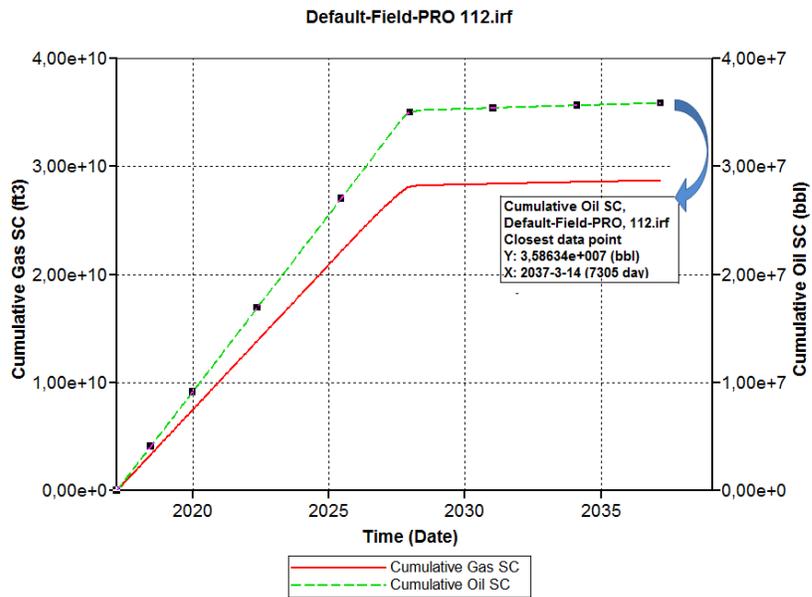


Figura 4.21 Producción acumulada del caso 112 donde toma los valores mínimos y máximos.

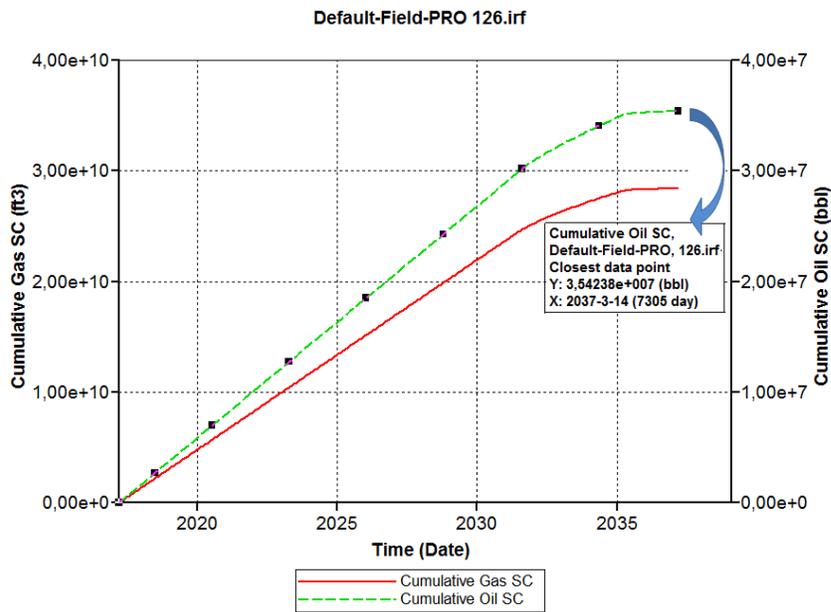


Figura 4.22 Producción acumulada del caso 126 donde toma los valores mínimos y máximos.

4.3 Generación de la Superficie de Respuesta

Tomando en cuenta los pasos explicados para generar la superficie de respuesta (ver capítulo III) se realizaron varias superficies de respuestas con el objetivo de elegir cuál es la que más se ajusta al modelo.

Utilizando los datos mostrados en la tabla A.1 perteneciente a los 128 casos de 26 grados API se procedió a elaborar una superficie lineal, en la cual se calculó el error empleando las simulaciones aleatorias. Las simulaciones aleatorias se muestran en la siguiente tabla 4.20.

Cabe destacar que el buzamiento no se tomó en cuenta para este estudio realizado en Excel debido a que los valores mínimo, medio y máximo ya están preestablecidos siendo estos 0, 20 y 30 grados respectivamente.

Tabla 4.20. Simulaciones Aleatorias utilizadas para el cálculo del Error.

| Caso | Q_o Horizontal (Bbl/d) | Q_g Horizontal (ft³/d) | Q_g Inyección (ft³/d) | Q_o Productor (Bbl/d) | Q_g Productor (ft³/d) | K (mD) | Ángulo |
|-------------|---|--|---|--|---|-------------------|---------------|
| 1 | 5.690 | 5.057.529 | 7.656 | 5.677 | 1932485 | 390 | 0 |
| 2 | 3.685 | 5.820.036 | 6.924 | 2.592 | 2545986 | 451 | 0 |
| 3 | 5.792 | 5.553.655 | 6.203 | 5.889 | 2600653 | 382 | 0 |
| 4 | 4.098 | 5.285.415 | 3.460 | 1.342 | 1187808 | 271 | 0 |
| 5 | 2.451 | 3.631.442 | 3.448 | 1.110 | 2793638 | 479 | 0 |
| 6 | 6.296 | 2.809.044 | 2.549 | 1.577 | 1997112 | 443 | 0 |
| 7 | 5.218 | 5.355.005 | 3.429 | 1.752 | 1442401 | 482 | 0 |
| 8 | 2.511 | 4.326.176 | 3.504 | 3.569 | 2949365 | 429 | 0 |
| 9 | 6.602 | 1.715.210 | 4.357 | 1.010 | 2556855 | 273 | 0 |
| 10 | 5.383 | 5.256.778 | 3.707 | 2.155 | 1881259 | 440 | 0 |
| 11 | 2.725 | 4.655.370 | 3.458 | 2.106 | 1624197 | 272 | 20 |
| 12 | 5.990 | 3.583.543 | 3.879 | 2.594 | 1813166 | 390 | 20 |
| 13 | 7.024 | 5.119.265 | 4.307 | 3.618 | 2652365 | 279 | 20 |
| 14 | 2.038 | 2.266.164 | 5.057 | 2.002 | 1647929 | 294 | 20 |
| 15 | 3.890 | 3.924.613 | 6.157 | 1.338 | 1475959 | 497 | 20 |
| 16 | 3.617 | 4.075.807 | 3.274 | 5.860 | 2995601 | 356 | 20 |
| 17 | 4.377 | 6.260.753 | 2.554 | 1.091 | 1237524 | 343 | 20 |
| 18 | 5.235 | 5.848.396 | 5.039 | 5.600 | 1820996 | 355 | 20 |
| 19 | 5.201 | 2.352.892 | 5.553 | 1.633 | 2960542 | 309 | 20 |
| 20 | 3.456 | 3.173.181 | 5.168 | 5.769 | 2616801 | 296 | 20 |
| 21 | 4.572 | 2.574.750 | 2.179 | 5.041 | 867675 | 367 | 30 |
| 22 | 7.988 | 2.411.966 | 2.994 | 2.461 | 2233867 | 431 | 30 |
| 23 | 4.928 | 2.274.689 | 7.327 | 2.700 | 1998324 | 489 | 30 |
| 24 | 7.543 | 6.089.109 | 3.404 | 4.154 | 1730172 | 311 | 30 |
| 25 | 5.152 | 2.623.931 | 2.938 | 3.859 | 2882889 | 442 | 30 |
| 26 | 4.719 | 4.294.923 | 6.308 | 1.831 | 1019996 | 472 | 30 |
| 27 | 2.382 | 4.182.829 | 6.901 | 2.832 | 1070694 | 498 | 30 |
| 28 | 7.961 | 3.440.863 | 2.920 | 1.131 | 2229845 | 391 | 30 |
| 29 | 7.537 | 2.876.595 | 5.341 | 3.995 | 1235080 | 354 | 30 |

| Caso | Q _o Horizontal (Bbl/d) | Q _g Horizontal (ft ³ /d) | Q _g Inyección (ft ³ /d) | Q _o Productor (Bbl/d) | Q _g Productor (ft ³ /d) | K (mD) | Ángulo |
|------|---|--|---|--|---|-----------|--------|
| 30 | 7.057 | 2.117.369 | 7.714 | 2.325 | 2451678 | 269 | 30 |

4.3.1 Superficie lineal tomando parámetros con efectos porcentuales mayores al 10%

Una vez realizado los cálculos de los coeficientes del ajuste lineal se obtuvo la siguiente ecuación 4.3.

$$FR = 9,7526 - 0,00041654 \times Q_{o_{horizontal}} - 1,2789 \times 10^{-7} \times Q_{g_{horizontal}} - 0,0043266 \times Q_{o_{productor}} + 2,5676 \times 10^{-7} \times Q_{g_{productor}} + 0,20441 \times \emptyset + 2,576 \times 10^{-10} \times Q_{o_{horizontal}} \times Q_{g_{horizontal}} + 5,2667 \times 10^{-10} \times Q_{o_{productor}} \times Q_{g_{productor}} - 2,1074 \times 10^{-13} \times Q_{g_{horizontal}} \times Q_{g_{productor}} \quad (Ec.4.3)$$

Dónde:

Q_{o_j} = tasa de petróleo en el pozo j a condiciones de yacimiento (Bbl/d)

Q_{g_j} = tasa de gas en el pozo j a condiciones de yacimiento (ft³/d)

\emptyset = Angulo de buzamiento del yacimiento medido en grados (°)

El resultado del error de la superficie de respuesta del diseño experimental fue de 15,05%, mientras que para las simulaciones aleatorias de la tabla 4.20 fue de 8,14%. Al comparar ambos valores se evidencio que hay gran diferencia entre ambos, lo cual indica que la ecuación no se ajusta al comportamiento de la superficie, por ende, se procede a buscar otra superficie de respuesta la cual modele el comportamiento de las simulaciones realizadas.

4.3.2 Superficie Cuadrática

Como se explicó en el Capítulo III si se desea ajustar a una superficie cuadrática es necesario emplear un diseño experimental de 3 niveles. En esta ocasión con el propósito de tomar en cuenta las simulaciones ya realizadas, se optó por tomar un diseño de composición central que complementa al diseño full factorial de 2 niveles para que pueda ser ajustado a una superficie cuadrática.

En el caso de la investigación de las 128 simulaciones se adicionaron 33 simulaciones en un total de 161 simulaciones para ajustar el modelo de 3 niveles. En la tabla 4.21 se muestran las simulaciones adicionales que se realizaron.

Adicionalmente se tomaron 30 simulaciones aleatorias de la tabla 4.20 mencionada anteriormente, con el fin de obtener el porcentaje de error de la nueva ecuación obtenida por superficie cuadrática y los resultados de las simulaciones.

Es necesario notar que la simulación número 145 es el punto central la cual toma todo los valores intermedios, esta es la única que se diferencia de los otros parámetros, ya que estos tendrán uno o más parámetros diferentes al valor intermedio.

Una vez convertido el diseño full factorial de 2 niveles en un diseño composición central de 3 niveles, es posible generar una superficie de respuesta ajustada a los parámetros con efecto porcentual mayor al 10%, es decir: $Q_{o\text{horizontal}}^2$, $Q_{g\text{horizontal}}^2$, $Q_{o\text{prod}}^2$, $Q_{g\text{prod}}^2$, Angulo^2 , se puede observar el resultado del ajuste cuadrático en la siguiente ecuación 4.4.

Tabla 4.21. Simulaciones Adicionales para el Diseño de 3 niveles.

| Caso | Q_o Horizontal (Bbl/d) | Q_g Horizontal (ft³/d) | Q_g Inyección (ft³/d) | Q_o Productor (Bbl/d) | Q_g Productor (ft³/d) | K (mD) | Angulo |
|-------------|---|--|---|--|---|-------------------|---------------|
| 129 | 2.000 | 1.700.000 | 5.000 | 1.000 | 850.000 | 370 | 30 |
| 130 | 8.000 | 1.700.000 | 5.000 | 1.000 | 850.000 | 370 | 0 |
| 131 | 2.000 | 6.500.000 | 5.000 | 1.000 | 850.000 | 370 | 0 |
| 132 | 8.000 | 6.500.000 | 5.000 | 1.000 | 850.000 | 370 | 30 |
| 133 | 2.000 | 1.700.000 | 5.000 | 6.000 | 850.000 | 370 | 0 |
| 134 | 8.000 | 1.700.000 | 5.000 | 6.000 | 850.000 | 370 | 30 |
| 135 | 2.000 | 6.500.000 | 5.000 | 6.000 | 850.000 | 370 | 30 |
| 136 | 8.000 | 6.500.000 | 5.000 | 6.000 | 850.000 | 370 | 0 |
| 137 | 2.000 | 1.700.000 | 5.000 | 1.000 | 3.000.000 | 370 | 0 |
| 138 | 8.000 | 1.700.000 | 5.000 | 1.000 | 3.000.000 | 370 | 30 |
| 139 | 2.000 | 6.500.000 | 5.000 | 1.000 | 3.000.000 | 370 | 30 |
| 140 | 8.000 | 6.500.000 | 5.000 | 1.000 | 3.000.000 | 370 | 0 |
| 141 | 2.000 | 1.700.000 | 5.000 | 6.000 | 3.000.000 | 370 | 30 |
| 142 | 8.000 | 1.700.000 | 5.000 | 6.000 | 3.000.000 | 370 | 0 |
| 143 | 2.000 | 6.500.000 | 5.000 | 6.000 | 3.000.000 | 370 | 0 |
| 144 | 8.000 | 6.500.000 | 5.000 | 6.000 | 3.000.000 | 370 | 30 |
| 145 | 5.000 | 4.100.000 | 5.000 | 3.500 | 1.925.000 | 370 | 20 |
| 146 | 2.000 | 4.100.000 | 5.000 | 3.500 | 1.925.000 | 370 | 20 |
| 147 | 8.000 | 1.700.000 | 5.000 | 3.500 | 1.925.000 | 370 | 20 |
| 148 | 5.000 | 1.700.000 | 5.000 | 3.500 | 1.925.000 | 370 | 20 |
| 149 | 5.000 | 6.500.000 | 5.000 | 3.500 | 1.925.000 | 370 | 20 |
| 150 | 5.000 | 4.100.000 | 5.000 | 1.000 | 1.925.000 | 370 | 20 |
| 151 | 5.000 | 4.100.000 | 5.000 | 6.000 | 850.000 | 370 | 20 |
| 152 | 5.000 | 4.100.000 | 5.000 | 3.500 | 850.000 | 370 | 20 |
| 153 | 5.000 | 4.100.000 | 5.000 | 3.500 | 3.000.000 | 370 | 20 |
| 154 | 2.000 | 1.700.000 | 5.000 | 3.500 | 1.925.000 | 370 | 20 |
| 155 | 8.000 | 6.500.000 | 5.000 | 3.500 | 1.925.000 | 370 | 20 |
| 156 | 5.000 | 4.100.000 | 5.000 | 1.000 | 850.000 | 370 | 20 |
| 157 | 5.000 | 4.100.000 | 5.000 | 6.000 | 3.000.000 | 370 | 20 |
| 158 | 2.000 | 6.500.000 | 5.000 | 3.500 | 1.925.000 | 370 | 20 |
| 159 | 5.000 | 4.100.000 | 5.000 | 3.500 | 1.925.000 | 370 | 0 |

| Caso | Q _o Horizontal (Bbl/d) | Q _g Horizontal (ft ³ /d) | Q _g Inyección (ft ³ /d) | Q _o Productor (Bbl/d) | Q _g Productor (ft ³ /d) | K (mD) | Angulo |
|------|---|--|---|--|---|-----------|--------|
| 160 | 5.000 | 4.100.000 | 5.000 | 3.500 | 1.925.000 | 370 | 30 |
| 161 | 5.000 | 4.100.000 | 5.000 | 1.000 | 3.000.000 | 370 | 20 |

$$\begin{aligned}
FR = & -0,40304 - 2,9104 \times 10^{-7} \times Q_{o_{Horizontal}}^2 + 0,0024885 \times Q_{o_{Horizontal}} - \\
& 3,9028 \times 10^{-13} \times Q_{g_{Horizontal}}^2 + 3,0261 \times 10^{-6} \times Q_{g_{Horizontal}} + 4,71 \times 10^{-8} \times \\
& Q_{o_{Productor}}^2 - 0,00074933 \times Q_{o_{Productor}} - 5,57 \times 10^{-13} \times Q_{g_{Productor}}^2 + 2,34 \times \\
& 10^{-6} \times Q_{g_{Productor}} + 0,0063378 \times \phi^2 + 0,0037133 \times \phi + 2,58 \times 10^{-10} \times \\
& Q_{o_{Horizontal}} \times Q_{g_{Horizontal}} + 5,23 \times 10^{-10} \times Q_{o_{Productor}} \times Q_{g_{Productor}} - 1,97 \times \\
& 10^{-13} \times Q_{g_{Horizontal}} \times Q_{g_{Productor}} \quad \quad \quad (Ec.4.4)
\end{aligned}$$

Dónde:

Q_{o_j} = tasa de petróleo en el pozo j a condiciones de yacimiento (Bbl/d)

Q_{g_j} = tasa de gas en el pozo j a condiciones de yacimiento (ft³/d)

ϕ = angulo de buzamiento del yacimiento medido en grados (°)

Esta superficie de respuesta se ajustó con un error porcentual de 9,05% para el diseño experimental, mientras que las simulaciones aleatorias generaron un error de 6,70%. Al comparar ambos valores se observó que estos no son tan próximos, pero si representan una aproximación mucho más acertada que la ofrecida por el modelo lineal, por ende se tomara como superficie de respuesta definitiva la ecuación obtenida del modelo de superficie cuadrática para emplearla en el proceso de optimización. Los valores correspondientes a los cálculos del error de las simulaciones respecto al diseño experimental y de las simulaciones aleatorias se encuentran en la tabla 4.22 y 4.23.

Tabla 4.22. Calculo de Error del diseño experimental.

| Caso | Error | Caso | Error | Caso | Error |
|-------------|--------------|-------------|--------------|-------------|--------------|
| 1 | 1,570 | 55 | 2,275 | 109 | 0,737 |
| 2 | 0,151 | 56 | 12,646 | 110 | 0,867 |
| 3 | 10,688 | 57 | 4,655 | 111 | 6,268 |
| 4 | 5,935 | 58 | 5,513 | 112 | 3,928 |
| 5 | 1,570 | 59 | 11,779 | 113 | 6,800 |
| 6 | 0,339 | 60 | 17,795 | 114 | 4,837 |
| 7 | 10,688 | 61 | 4,569 | 115 | 1,144 |
| 8 | 6,394 | 62 | 35,125 | 116 | 9,224 |
| 9 | 1,592 | 63 | 11,699 | 117 | 6,800 |
| 10 | 0,190 | 64 | 17,529 | 118 | 5,038 |
| 11 | 10,594 | 65 | 1,219 | 119 | 1,144 |
| 12 | 5,282 | 66 | 0,607 | 120 | 9,325 |
| 13 | 1,592 | 67 | 6,821 | 121 | 10,054 |
| 14 | 0,380 | 68 | 1,221 | 122 | 9,736 |
| 15 | 10,594 | 69 | 1,219 | 123 | 14,977 |
| 16 | 5,723 | 70 | 0,416 | 124 | 16,152 |
| 17 | 10,654 | 71 | 6,821 | 125 | 10,077 |
| 18 | 9,012 | 72 | 1,425 | 126 | 9,802 |
| 19 | 2,275 | 73 | 0,737 | 127 | 14,999 |
| 20 | 12,268 | 74 | 1,054 | 128 | 16,027 |
| 21 | 10,654 | 75 | 6,268 | 129 | 1,219 |
| 22 | 9,216 | 76 | 0,698 | 130 | 0,250 |
| 23 | 2,275 | 77 | 0,737 | 131 | 10,688 |
| 24 | 12,696 | 78 | 0,867 | 132 | 2,868 |
| 25 | 1,786 | 79 | 6,268 | 133 | 1,592 |
| 26 | 2,617 | 80 | 0,828 | 134 | 0,958 |
| 27 | 9,124 | 81 | 6,800 | 135 | 6,268 |
| 28 | 17,937 | 82 | 4,837 | 136 | 5,606 |
| 29 | 1,783 | 83 | 1,144 | 137 | 10,654 |
| 30 | 2,600 | 84 | 6,229 | 138 | 4,940 |
| 31 | 9,121 | 85 | 6,800 | 139 | 1,144 |
| 32 | 17,324 | 86 | 5,038 | 140 | 12,634 |

| Caso | Error | Caso | Error | Caso | Error |
|-------------|--------------|-------------|--------------|-----------------|--------------|
| 33 | 1,570 | 87 | 65,667 | 141 | 8,365 |
| 34 | 0,151 | 88 | 6,422 | 142 | 4,037 |
| 35 | 10,688 | 89 | 6,514 | 143 | 10,487 |
| 36 | 5,906 | 90 | 6,202 | 144 | 18,057 |
| 37 | 1,570 | 91 | 11,631 | 145 | 1,054 |
| 38 | 0,343 | 92 | 19,971 | 146 | 9,287 |
| 39 | 10,688 | 93 | 6,731 | 147 | 6,041 |
| 40 | 6,340 | 94 | 6,339 | 148 | 10,839 |
| 41 | 1,592 | 95 | 11,836 | 149 | 1,255 |
| 42 | 0,190 | 96 | 19,775 | 150 | 3,299 |
| 43 | 10,594 | 97 | 1,219 | 151 | 5,649 |
| 44 | 5,366 | 98 | 0,607 | 152 | 7,389 |
| 45 | 1,592 | 99 | 6,821 | 153 | 4,043 |
| 46 | 0,384 | 100 | 4,376 | 154 | 5,148 |
| 47 | 10,594 | 101 | 1,219 | 155 | 3,750 |
| 48 | 5,779 | 102 | 0,416 | 156 | 6,016 |
| 49 | 10,654 | 103 | 6,821 | 157 | 19,254 |
| 50 | 9,012 | 104 | 4,482 | 158 | 6,320 |
| 51 | 2,275 | 105 | 0,737 | 159 | 2,946 |
| 52 | 12,241 | 106 | 1,054 | 160 | 0,365 |
| 53 | 10,654 | 107 | 6,268 | 161 | 6,893 |
| 54 | 9,221 | 108 | 3,824 | Promedio | 6,707 |

Tabla 4.23 Calculo de los errores de las simulaciones aleatorias.

| Casos | Error | Casos | Error | Casos | Error |
|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| 1 | 8,857 | 11 | 4,926 | 21 | 5,759 |
| 2 | 12,911 | 12 | 2,854 | 22 | 19,557 |
| 3 | 16,380 | 13 | 8,268 | 23 | 13,344 |
| 4 | 2,127 | 14 | 1,815 | 24 | 5,943 |
| 5 | 20,258 | 15 | 2,962 | 25 | 2,309 |
| 6 | 12,326 | 16 | 11,855 | 26 | 8,623 |
| 7 | 5,669 | 17 | 0,357 | 27 | 2,645 |
| 8 | 10,383 | 18 | 8,663 | 28 | 13,048 |

| Casos | Error | Casos | Error | Casos | Error |
|-------|--------|-------|--------|-------|--------|
| 9 | 30,654 | 19 | 13,113 | 29 | 15,267 |
| 10 | 3,459 | 20 | 5,634 | 30 | 15,054 |

4.4 Optimización de la Superficie de Respuesta

Al obtener la superficie de respuesta, se procede a seleccionar el mejor método para maximizar la producción, teniendo en cuenta los valores máximos para cada uno de los parámetros. A continuación, se dará detalle de cada parámetro y cuál fue la combinación con mayor producción.

4.4.1 Optimización con derivadas Parciales

Es el método más simple y rápido para realizar el método de optimización de una función. Se puede observar como la pendiente de la función al igualar esta derivada parcial a 0 se podría obtener un valor máximo o mínimo de la función.

Uno de los principales problemas de la optimización por este método es que el punto que se obtiene puede ser un mínimo o un máximo de una función, siendo el deseado el máximo.

El procedimiento que se sigue es derivar parcialmente con respecto a cada una de las variables, igualar la expresión obtenida a 0 y resolver el sistema de ecuación que se obtiene. Es importante destacar que al obtener el punto se debe verificar si es un máximo o mínimo de la función, ya que se obtiene la pendiente de una recta tangente puede estar ubicada en un máximo o mínimo local. Logrando definir el punto máximo mediante la superficie generada de la ecuación 4.5, tomando en cuenta el/los parámetros estudiados

Buzamiento

En la ecuación 4.5 se observa la derivada parcial del término de buzamiento (\emptyset) con respecto al FR:

$$\frac{\partial FR}{\partial \phi} = 0,0126756 \times \phi + 0,0037133 = 0 \quad (\text{Ec.4.5})$$

$$\phi = -0,29 \approx 0^\circ$$

Dónde:

ϕ = ángulo de buzamiento del yacimiento medido en grados ($^\circ$)

Al observar en la figura 4.23 se observa que el punto que no está dando de manera teórica es un mínimo local, observándose que el valor es exactamente un mínimo. Se revisaron en las simulaciones y se observa que los mayores valores de Factor de Recobro se encuentran en el buzamiento de 30° , se pueden observar en las Tabla 4.24.

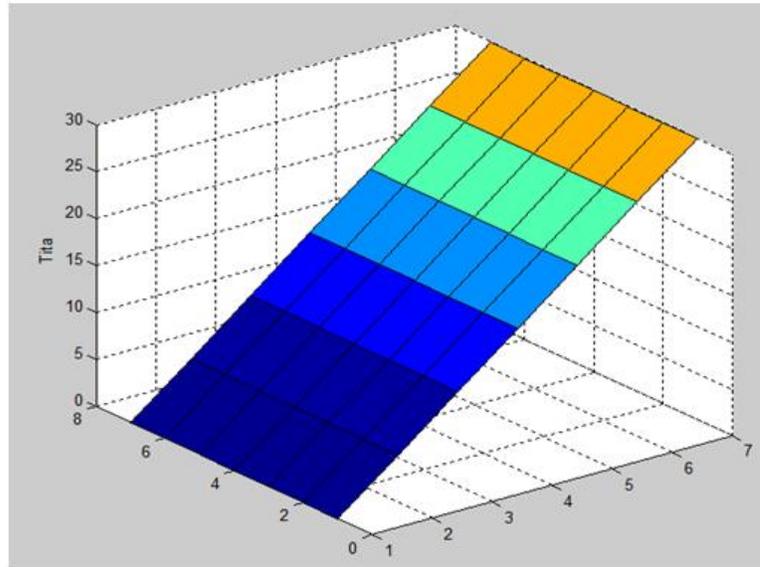


Figura 4.23. Superficie cuadrática donde se observa el mínimo local.

Tabla 4.24 Valores del FR para un ángulo de 0° .

| Caso | Q_o Horizontal (Bbl/d) | Q_g Horizontal (ft ³ /d) | Q_g Inyección (ft ³ /d) | Q_o Productor (Bbl/d) | Q_g Productor (ft ³ /d) | K (mD) | FR (%) |
|------|--------------------------------|---|--|-------------------------------|--|-----------|-----------|
| 1 | 5.690 | 5.057.529 | 7.656 | 5.677 | 1.932.485 | 390 | 18,934 |
| 2 | 3.685 | 5.820.036 | 6.924 | 2.592 | 2.545.986 | 451 | 18,386 |
| 3 | 5.792 | 5.553.655 | 6.203 | 5.889 | 2.600.653 | 382 | 18,934 |
| 4 | 4.098 | 5.285.415 | 3.460 | 1.342 | 1.187.808 | 271 | 16,62 |

| Caso | Q _o Horizontal (Bbl/d) | Q _g Horizontal (ft ³ /d) | Q _g Inyección (ft ³ /d) | Q _o Productor (Bbl/d) | Q _g Productor (ft ³ /d) | K (mD) | FR (%) |
|------|---|--|---|--|---|-----------|-----------|
| 5 | 2.451 | 3.631.442 | 3.448 | 1.110 | 2.793.638 | 479 | 10,929 |
| 6 | 6.296 | 2.809.044 | 2.549 | 1.577 | 1.997.112 | 443 | 13,935 |
| 7 | 5.218 | 5.355.005 | 3.429 | 1.752 | 1.442.401 | 482 | 18,806 |
| 8 | 2.511 | 4.326.176 | 3.504 | 3.569 | 2.949.365 | 429 | 17,398 |
| 9 | 6.602 | 1.715.210 | 4.357 | 1.010 | 2.556.855 | 273 | 9,52 |
| 10 | 5.383 | 5.256.778 | 3.707 | 2.155 | 1.881.259 | 440 | 18,856 |

Tabla 4.25. Valores del FR para un ángulo de 30.

| Caso | Q _o Horizontal (Bbl/d) | Q _g Horizontal (ft ³ /d) | Q _g Inyección (ft ³ /d) | Q _o Productor (Bbl/d) | Q _g Productor (ft ³ /d) | K (mD) | FR (%) |
|------|---|--|---|--|---|-----------|-----------|
| 21 | 4.572 | 2.574.750 | 2.179 | 5.041 | 867.675 | 367 | 21,041 |
| 22 | 7.988 | 2.411.966 | 2.994 | 2.461 | 2.233.867 | 431 | 24,160 |
| 23 | 4.928 | 2.274.689 | 7.327 | 2.700 | 1.998.324 | 489 | 24,318 |
| 24 | 7.543 | 6.089.109 | 3.404 | 4.154 | 1.730.172 | 311 | 23,796 |
| 25 | 5.152 | 2.623.931 | 2.938 | 3.859 | 2.882.889 | 442 | 24,075 |
| 26 | 4.719 | 4.294.923 | 6.308 | 1.831 | 1.019.996 | 472 | 24,531 |
| 27 | 2.382 | 4.182.829 | 6.901 | 2.832 | 1.070.694 | 498 | 18,434 |
| 28 | 7.961 | 3.440.863 | 2.920 | 1.131 | 2.229.845 | 391 | 24,291 |
| 29 | 7.537 | 2.876.595 | 5.341 | 3.995 | 1.235.080 | 354 | 24,066 |
| 30 | 7.057 | 2.117.369 | 7.714 | 2.325 | 2.451.678 | 269 | 23,387 |

Al observar los valores obtenidos que se mostraron en la figura y tabla anterior se toma como el valor óptimo del buzamiento es de 30°, debido a que el cálculo por las derivadas parciales nos da un valor de un mínimo local.

Tasa de petróleo y gas del pozo horizontal, Tasa de petróleo y gas del pozo productor.

Estos cuatro parámetros no se pueden estudiar solos debido a que interactúan entre ellos, por lo tanto tiene que ser analizadas en conjunto. Si se estudia la Tasa de petróleo horizontal se puede concluir el su aporte a la

factor de recobro esta modelada por la función $y = 0,0024885Q_{o_{horizontal}} - 2.9104 \times 10^{-7}Q_{o_{horizontal}}^2 + 2,58 \times 10^{-10}Q_{o_{horizontal}}Q_{g_{horizontal}}$, la cual no solo depende de la tasa de petróleo horizontal sino también de la tasa de gas del horizontal.

Dónde:

Q_{o_j} = tasa de petróleo en el pozo j a condiciones de yacimiento (Bbl/d)

Q_{g_j} = tasa de gas en el pozo j a condiciones de yacimiento (ft³/d)

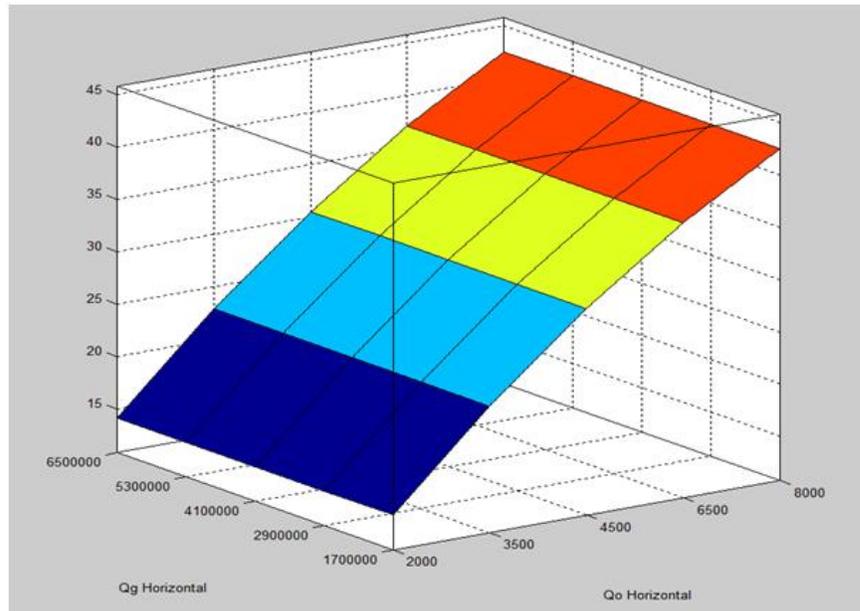


Figura 4.24. Superficie cuadrática comprendida entre los rango de los parámetros.

La grafica de esta superficie entre los rangos de cada variable se puede observar en la figura 4.24. Con una tasa de petróleo en su valor alto se observa que el aporte al FR es alto. Por lo tanto el valor óptimo de la tasa horizontal es 8.000 bbl/d.

Una vez determinado el valor de la tasa de petróleo horizontal optimizada, se procede a buscar la optimización de la tasa de petróleo del pozo productor, al estudiarla se puede concluir el aporte del factor de recobro esta modelada

por la función $y = 4,71 \times 10^{-8} \times Q_{o_{\text{Productor}}}^2 - 0,00074933 \times Q_{o_{\text{Productor}}} + 5,23 \times 10^{-10} \times Q_{o_{\text{productor}}} \times Q_{g_{\text{productor}}}$, la cual también no solo depende de la tasa de petróleo sino también de la tasa de gas del productor.

Dónde:

Q_{o_j} = tasa de petróleo en el pozo j a condiciones de yacimiento (Bbl/d)

Q_{g_j} = tasa de gas en el pozo j a condiciones de yacimiento (ft³/d)

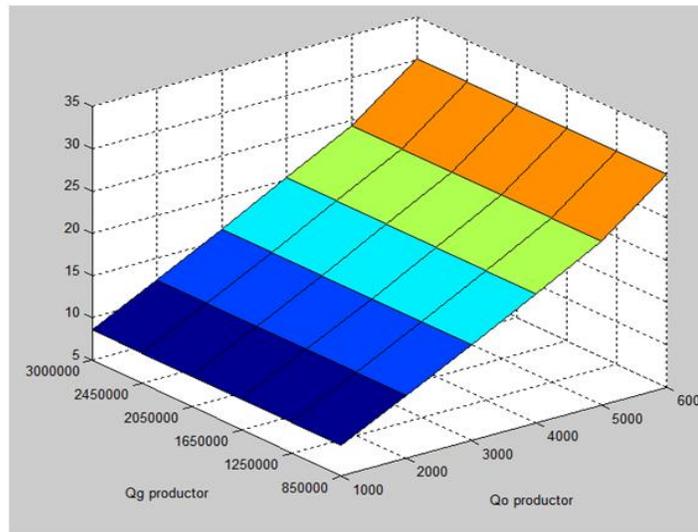


Figura 4.25. Superficie cuadrática de la tasa de petróleo vs la tasa de gas del pozo productor.

La grafica de esta superficie está en entre los rangos de cada parámetro como se observa en la figura 4.25. Se puede observar que el valor óptimo de la Tasa del pozo productor es 6.000 con un aporte alto en el FR. Por lo tanto, se toma el valor óptimo de 6.000 para Q_o del pozo productor.

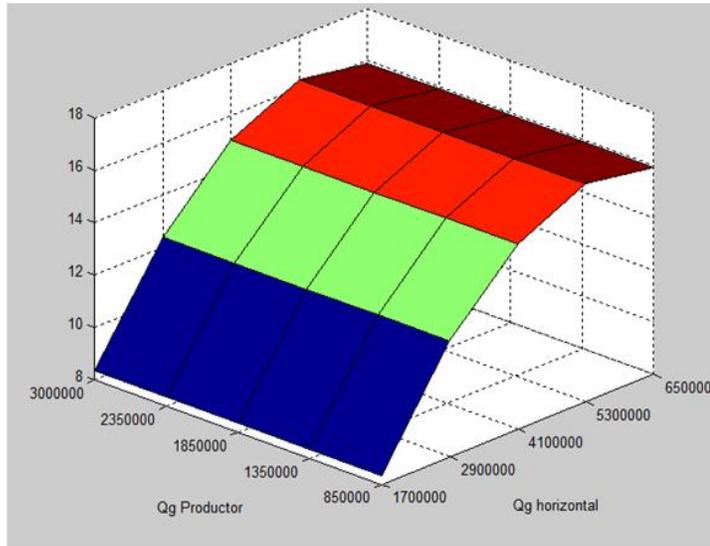


Figura 4.26. Superficie cuadrática de la tasa de gas del productor vs la tasa de gas del pozo horizontal.

Ya determinado el valor de tasa de petróleo de ambos pozos, se procedió a maximizar el FR mediante la búsqueda de los valores óptimos de la tasa de gas del pozo productor vertical y el horizontal, utilizando los valores de tasa de petróleo optimizados, quedando la expresión de la siguiente manera:

$$y = 3,0261 \times 10^{-6} Q_{g_{horizontal}} - 3,9028 \times 10^{-13} Q_{g_{horizontal}}^2 + 2,58 \times 8.000 \times Q_{g_{horizontal}} - 1,97 \times 10^{-13} Q_{g_{horizontal}} Q_{g_{productor}} - 5,57 \times 10^{-13} Q_{g_{productor}}^2 + 2,34 \times 10^{-6} Q_{g_{productor}} + 5,23 \times 10^{-10} \times 6.000 \times Q_{g_{productor}} \quad (\text{Ec 4.6})$$

Donde:

Q_{o_j} = tasa de petróleo en el pozo j a condiciones de yacimiento (Bbl/d)

Q_{g_j} = tasa de gas en el pozo j a condiciones de yacimiento (ft³/d)

En la figura 4.26 se observa la gráfica de esta superficie, como no se puede obtener un máximo de la función gráficamente, para obtener el punto se tiene que realizar derivadas parciales. Se toma la ecuación 4.6 y se deriva

parcialmente con respecto a Q_g horizontal y Q_g Productor, realizando las derivadas parciales quedan las siguientes expresiones:

$$\frac{\partial FR}{\partial Q_{g \text{ horizontal}}} = 5,0901 \times 10^{-6} - 7,8056 \times 10^{-13} Q_{g \text{ Horizontal}} - 1,97 \times 10^{-13} Q_{g \text{ producto}} = 0$$

$$\frac{\partial FR}{\partial Q_{g \text{ Productor}}} = 5,478 \times 10^{-6} - 1,97 \times 10^{-13} Q_{g \text{ horizontal}} - 1,114 \times 10^{-12} Q_{g \text{ productor}} = 0$$

Estas dos ecuaciones conforman un sistema lineal con dos incógnitas. Luego de resolverlo se obtiene que la Q_g horizontal es $5,5267 \times 10^6$ ft³/d y la Q_g productor es $3,940100 \times 10^5$ ft³/d. con estos valores se completa el proceso de optimización y se puede asumir que las magnitudes de los parámetros maximizan el factor de recobro se encuentra en la tabla 4.26

Tabla 4.26 Valores óptimos obtenidos por derivadas parciales.

| Tita (°) | Q_o Horizontal (Bbl/d) | Q_o Productor (Bbl/d) | Q_g Horizontal (ft ³ /d) | Q_g Productor (ft ³ /d) | FR (%) |
|----------|--------------------------|-------------------------|---------------------------------------|--------------------------------------|--------|
| 30 | 8.000 | 6.000 | $5,5267 \times 10^6$ | $3,9401 \times 10^5$ | 21,746 |

Luego de haber obtenido los valores óptimos de los parámetros mediante la superficie de respuesta que modela el comportamiento del método GAGD, se procedió a simular con los valores óptimos encontrados y con el valor máximo de la permeabilidad. La respuesta de la simulación arrojó un FR de 24,35%, dando como diferencia un error de 2,604% respecto a la respuesta obtenida mediante la optimización. Este error obtenido permite validar los valores óptimos, indicando que esta combinación es la que posee mayor eficiencia en el método aplicado. En la figura 4. 27 se puede visualizar el comportamiento de la saturación de petróleo del caso optimizado.

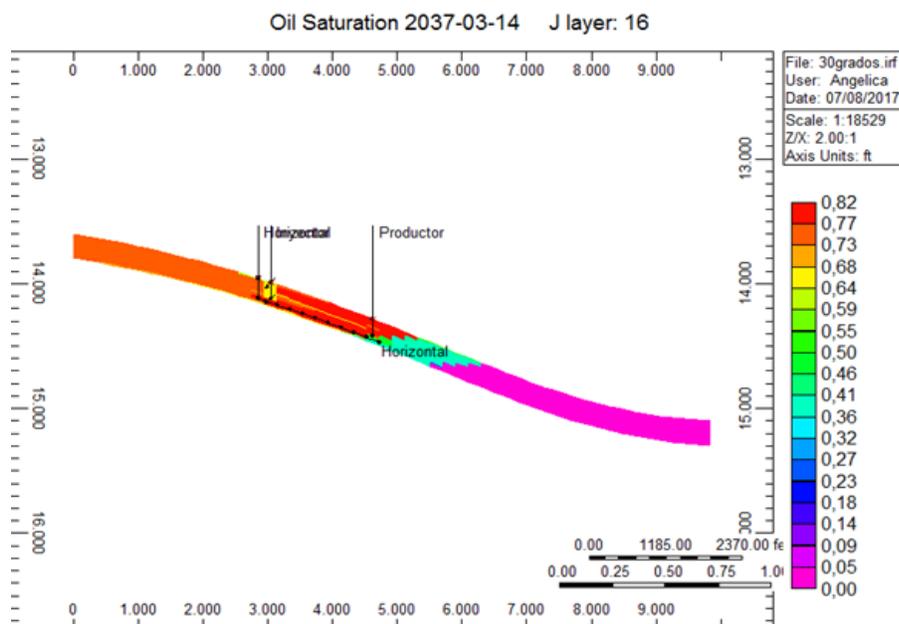


Figura 4.27. Perfil de saturación de petróleo.

Al analizar la figura 4.27 se pudo visualizar que en ciertas partes del modelo su valor es cercano al de la saturación de petróleo residual, lo cual indica que el método GAGD con la combinación de parámetros optimizados logra generar un excelente barrido en la zona. Cabe mencionar que la zona que posee una saturación menor a 0,30 es debido a que está por debajo del contacto agua petróleo el cual está a una profundidad de 14.650 ft.

4.5 Comparaciones adicionales.

Con el fin de comparar diferentes localizaciones de pozos, número de pozos y aumento de tasa de inyección de gas, donde se visualizara si alguna comparación generaba un incremento de la producción se realizaron los siguientes casos:

➤ Caso (Optimización #1)

Se generó un cambio de localización entre el pozo inyector vertical y el pozo productor vertical, quedando el pozo inyector al final del pozo horizontal y el

pozo productor vertical al principio del tramo horizontal., utilizando los valores óptimos obtenidos. En las figuras B.1 y B.2 se podrá visualizar el modelo y la producción acumulada para este caso, respectivamente.

➤ **Caso (Optimización #2)**

En cambio en este caso, únicamente se realizó un aumento en la tasa de inyección de gas de 8.000 a 20.000 ft³/d del pozo vertical inyector, manteniendo los demás valores y la ubicación de los pozos. En la figura B.3 se podrá visualizar el modelo y en B.4 la producción acumulada de todos los fluidos.

➤ **Caso (Optimización #3)**

En esta ocasión se mantuvieron fijas las ubicaciones de los pozos y los valores óptimos, agregando un pozo vertical inyector con una tasa de inyección de 8.000 ft³/d. En las figuras B.5 y B.6 se pueden observar el modelo y la producción acumulada durante los 20 años de estudio.

➤ **Caso (Optimización #4)**

En este caso se mantuvieron las localizaciones de los pozos y los valores óptimos, incluyendo solo un pozo vertical productor con una tasa de petróleo de 6.000 Bbl/d siendo este el valor óptimo. Pudiéndose visualizar en las figuras B.7 y B.8.

➤ **Caso (Optimización #5)**

Se realizó la eliminación del pozo horizontal y la creación de otro pozo vertical productor, con una tasa de petróleo de 6.000 Bbl/d. Lográndose visualizar en la figura B.9 mientras que la producción acumulada se puede visualizar en la figura B.10.

➤ **Caso (Optimización #6)**

Al igual que en el caso anterior se eliminó el pozo horizontal dejando solo el pozo inyector y el pozo vertical productor, lográndose ver en la figura B.11 el modelo y la producción acumulada en la figura B.12.

➤ **Caso (Optimización #7)**

En este último se eliminó el pozo horizontal y se agregaron 3 pozos verticales productores adicionales, quedando un total de 4 pozos con una tasa de petróleo de 6.000 Bbl/d cada uno, visualizándose en la figura B.13 y la producción acumulada en la figura B.14.

Se pudo determinar que ninguno de las comparaciones adicionales genero un incremento significativo en la producción de petróleo o en el factor de recobro, al comprar el factor de recobro del caso optimizado con los casos estudiados anteriormente, lográndose ver en la tabla 4.27

Tabla 4.27 Valores óptimos obtenidos por derivadas parciales.

| Caso | Petróleo (MBbl) | Gas (MMft³) | Agua (MBbl) | Presión (psi) | FR (%) |
|------------------------|------------------------|-------------------------------|--------------------|----------------------|---------------|
| Optimización #1 | 35.556 | 28.538 | 7.603,4 | 4.170 | 24,30 |
| Optimización #2 | 35.656 | 28.624 | 8.474,9 | 4.123 | 24,37 |
| Optimización #3 | 35.624 | 28.587 | 8.471,7 | 4.123 | 24,34 |
| Optimización #4 | 35.761 | 28.632 | 8.543,6 | 4.110 | 24,44 |
| Optimización #5 | 6.963,4 | 5.697,9 | 0,15945 | 7.930 | 0,004 |
| Optimización #6 | 3.481,7 | 2.849 | 0,0456 | 8.369 | 0,002 |
| Optimización #7 | 13.927 | 11.396 | 562,84 | 7.072 | 9,519 |

CONCLUSIONES

Usando la información obtenida de las diversas fuentes bibliográficas, se generó un modelo conceptual (caso base) que representa las características de las Arenas Naricual – Campo El Furrial.

Se analizaron los parámetros operacionales y de yacimiento mediante análisis de sensibilidad, obteniendo el efecto de cada uno en el método GAGD, seleccionándose aquellos que su efecto generara gran influencia en la producción. Los cuales fueron: ángulo de buzamiento, tasa de gas y tasa de petróleo. De igual forma se determinó que hay parámetros que en conjunto generan gran influencia en el método. Estas interacciones fueron: Tasa de petróleo y tasa de gas para ambos pozos, así como también tasa de gas del pozo horizontal y tasa de gas del pozo vertical.

Se determinó que, entre las ecuaciones generadas mediante superficie lineal y superficie cuadrática, la que más se ajusta al comportamiento del modelo fue la cuadrática con un error promedio de 9,05%.

Se estableció que la combinación óptima de los parámetros operacionales y de yacimiento son: 30° para el ángulo de buzamiento, 8000 bbl/d y 5,5267 MMft³/d para el pozo horizontal productor, 6000 bbl/d y 0,394 MMft³/d para el pozo vertical productor. La diferencia en valor del FR obtenido con el modelo analítico y el de la simulación fue de 2,604%.

La evaluación del método GAGD tuvo un buen desempeño al ser aplicado en las Arenas Naricual–Campo El Furrial o en yacimientos con propiedades similares.

Se visualizó que el método tuvo mayor producción con un ángulo de 30 grados, pero puede ser usado en yacimientos con menor buzamiento que cumpla con propiedades similares al campo estudiado.

El estudio del método GAGD no genero una influencia significativa al comparar la producción de los casos de 12 y 26 grados API, esto se debe a que los parámetros de yacimiento y fluidos están basados en un crudo de 26 y la producción de los pozos estaba siendo controlada.

RECOMENDACIONES

1. Aplicar el método GAGD en yacimientos con propiedades de crudo pesado.
2. Estimar la tasa de inyección de gas óptima para el método en estudio.
3. Analizar el comportamiento del método GAGD en un yacimiento con heterogeneidades propias de las Arenas Naricual–Campo El Furrial.
4. Incluir más variables al análisis de sensibilidad como espesor de las capas, temperatura y presión de fondo fluyente.
5. Estudiar el comportamiento del modelo al aplicarle inyección de gas caliente, realizando el modelo conceptual en el Pre-procesador STARS.
6. Ampliar el estudio con otros diseños experimentales con el fin de lograr una mayor aproximación en el modelaje del comportamiento del yacimiento.
7. Realizar estudios de sensibilidad en el ángulo de buzamiento mediante el uso del simulador PETREL.

Bibliografía

- 17, m. (s.f.). *Minitab*. Obtenido de <http://support.minitab.com>
- Acosta, L. M. (2006). *Reservoir Study V9 of El Furrial Field, Venezuela. SPE 95047*.
- Almarza, R. (1998). *PDVSA*. Obtenido de <http://www.pdvsa.com/lexico/camposp/cp051.htm>
- autor. (2017). *título*.
- Barreiro, J. (2009). *Segregacion Gravitacional*. Obtenido de la comunidad petrolera: <http://yacimientos-de-gas.lacomunidadpetrolera.com/2009/03/mecanismos-de-empuje-segregacion.html>
- Bashiri, N. K. (2009). *Gas Assited Gravity Drainage (GAGD) Process for Improved Oil Recovery*. Iran.
- Carapaica, J. (2010). *ucvpetroleo*. Obtenido de <http://ucvpetroleo.blogspot.com/2010/01/simulacion-de-yacimientos.html>
- Claridge, T. y. (1999). *Mechanistic Study of Alternative Gas Injection Process for Enhanced Oil Recovery in the Los Jabillos (Cretaceous) Reservoir, Furrial Field, Norte Monagas, Venezuela*.
- Colina, F. (2009). *Evaluacion del proceso de inyeccion alterna de vapor con solventes en pozos horizontales en el yacimiento Jobo 01, Campo Job*.
- D.N. Rao, S. A. (2004). *Development of gas Assited Gravity Drainage (GAGD) Process for Improved Light Oil Recovery. SPE 89357*. Louisiana.

- Fanchi, J. (1997). *Principles of Applied Reservoir Simulation*. EE.UU: Gulf Publishing Company Houston.
- Farías, E. B. (2010). *Ingeniería de producción*. Obtenido de http://users.dcc.uchile.cl/~nbaloian/DSS-DCC/Esp/3_5.pdf.
- Ferré, J. (2004). *El diseño Factorial Completo*.
- Figueroa, K. (2005). *Evaluación del proceso de inyección de agua, en el área oeste flanco norte yacimiento Naricual superior del Campo El Furrial mediante el modelo de simulación v-9*. Tesis de grado, Universidad de Oriente Nucleo de Anzoategui.
- Gilpavas, E. (2016). *scielo*. Obtenido de <http://www.scielo.cl>
- Guevara, J. E. (2010). *Análisis del comportamiento dinámico en las arenas de la Formación Nricual, Miembro Superior, perteneciente al Yacimiento SBC-130, Campo Santa Bárbara*. Monagas.
- Magdalena, F. (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, Capítulo 2*.
- Manfre, D. (2009). *Optimización del proceso X-SAGD en un área con características representativas de la Faja del Orinoco aplicando técnicas de diseño experimental*.
- Montgomery, D. (2001). *Design and Analysis of Experiments*. Arizonas.
- PDVSA, G. d. (2007). *Informe de Supervisión*. Campo El Furrial.
- Pizarro, J. H. (1992). *Reservoir Engineering Studies to Implement Additional Recovery Projects in El Furrial Field*. SPE 23685.
- Hernandez Sampieri R. ((1991).). *Metodología de la Investigación*. . Mc Graw Hill. Mexico.

Singer, J. (1997). *Evaluacion de pozos WEC*.

T. Vaccharasiritham, S. Athichanagorn. (2013). *Evaluation and Optimization of Gas Assisted Gravity Drainage Process*. Thailand.

Apéndice A

DATOS DE ENTRADA AL SIMULADOR.

Mediante el programa Minitab ® 2017 se originaron las 128 posibles combinaciones de los datos mínimos y máximos establecidos para el estudio.

Tabla A.1: Datos de entrada al simulados para el proceso de sensibilidad.

| Caso | Q_o Horizontal (Bbl/d) | Q_g Horizontal (ft3/d) | Q_g Inyección (ft3/d) | Q_o Productor (Bbl/d) | Q_g Productor (ft3/d) | K (mD) | Angulo |
|-------------|---|---|--|--|--|-------------------|---------------|
| 1 | 2.000 | 1.700.000 | 2.000 | 1.000 | 850.000 | 268 | 0 |
| 2 | 8.000 | 1.700.000 | 2.000 | 1.000 | 850.000 | 268 | 0 |
| 3 | 2.000 | 6.500.000 | 2.000 | 1.000 | 850.000 | 268 | 0 |
| 4 | 8.000 | 6.500.000 | 2.000 | 1.000 | 850.000 | 268 | 0 |
| 5 | 2.000 | 1.700.000 | 8.000 | 1.000 | 850.000 | 268 | 0 |
| 6 | 8.000 | 1.700.000 | 8.000 | 1.000 | 850.000 | 268 | 0 |
| 7 | 2.000 | 6.500.000 | 8.000 | 1.000 | 850.000 | 268 | 0 |
| 8 | 8.000 | 6.500.000 | 8.000 | 1.000 | 850.000 | 268 | 0 |
| 9 | 2.000 | 1.700.000 | 2.000 | 6.000 | 850.000 | 268 | 0 |
| 10 | 8.000 | 1.700.000 | 2.000 | 6.000 | 850.000 | 268 | 0 |
| 11 | 2.000 | 6.500.000 | 2.000 | 6.000 | 850.000 | 268 | 0 |
| 12 | 8.000 | 6.500.000 | 2.000 | 6.000 | 850.000 | 268 | 0 |
| 13 | 2.000 | 1.700.000 | 8.000 | 6.000 | 850.000 | 268 | 0 |
| 14 | 8.000 | 1.700.000 | 8.000 | 6.000 | 850.000 | 268 | 0 |
| 15 | 2.000 | 6.500.000 | 8.000 | 6.000 | 850.000 | 268 | 0 |
| 16 | 8.000 | 6.500.000 | 8.000 | 6.000 | 850.000 | 268 | 0 |
| 17 | 2.000 | 1.700.000 | 2.000 | 1.000 | 3.000.000 | 268 | 0 |
| 18 | 8.000 | 1.700.000 | 2.000 | 1.000 | 3.000.000 | 268 | 0 |
| 19 | 2.000 | 6.500.000 | 2.000 | 1.000 | 3.000.000 | 268 | 0 |
| 20 | 8.000 | 6.500.000 | 2.000 | 1.000 | 3.000.000 | 268 | 0 |
| 21 | 2.000 | 1.700.000 | 8.000 | 1.000 | 3.000.000 | 268 | 0 |
| 22 | 8.000 | 1.700.000 | 8.000 | 1.000 | 3.000.000 | 268 | 0 |
| 23 | 2.000 | 6.500.000 | 8.000 | 1.000 | 3.000.000 | 268 | 0 |
| 24 | 8.000 | 6.500.000 | 8.000 | 1.000 | 3.000.000 | 268 | 0 |

| Caso | Q_o Horizontal (Bbl/d) | Q_g Horizontal (ft3/d) | Q_g Inyección (ft3/d) | Q_o Productor (Bbl/d) | Q_g Productor (ft3/d) | K (mD) | Angulo |
|-------------|---|---|--|--|--|-------------------|---------------|
| 25 | 2.000 | 1.700.000 | 2.000 | 6.000 | 3.000.000 | 268 | 0 |
| 26 | 8.000 | 1.700.000 | 2.000 | 6.000 | 3.000.000 | 268 | 0 |
| 27 | 2.000 | 6.500.000 | 2.000 | 6.000 | 3.000.000 | 268 | 0 |
| 28 | 8.000 | 6.500.000 | 2.000 | 6.000 | 3.000.000 | 268 | 0 |
| 29 | 2.000 | 1.700.000 | 8.000 | 6.000 | 3.000.000 | 268 | 0 |
| 30 | 8.000 | 1.700.000 | 8.000 | 6.000 | 3.000.000 | 268 | 0 |
| 31 | 2.000 | 6.500.000 | 8.000 | 6.000 | 3.000.000 | 268 | 0 |
| 32 | 8.000 | 6.500.000 | 8.000 | 6.000 | 3.000.000 | 268 | 0 |
| 33 | 2.000 | 1.700.000 | 2.000 | 1.000 | 850.000 | 509 | 0 |
| 34 | 8.000 | 1.700.000 | 2.000 | 1.000 | 850.000 | 509 | 0 |
| 35 | 2.000 | 6.500.000 | 2.000 | 1.000 | 850.000 | 509 | 0 |
| 36 | 8.000 | 6.500.000 | 2.000 | 1.000 | 850.000 | 509 | 0 |
| 37 | 2.000 | 1.700.000 | 8.000 | 1.000 | 850.000 | 509 | 0 |
| 38 | 8.000 | 1.700.000 | 8.000 | 1.000 | 850.000 | 509 | 0 |
| 39 | 2.000 | 6.500.000 | 8.000 | 1.000 | 850.000 | 509 | 0 |
| 40 | 8.000 | 6.500.000 | 8.000 | 1.000 | 850.000 | 509 | 0 |
| 41 | 2.000 | 1.700.000 | 2.000 | 6.000 | 850.000 | 509 | 0 |
| 42 | 8.000 | 1.700.000 | 2.000 | 6.000 | 850.000 | 509 | 0 |
| 43 | 2.000 | 6.500.000 | 2.000 | 6.000 | 850.000 | 509 | 0 |
| 44 | 8.000 | 6.500.000 | 2.000 | 6.000 | 850.000 | 509 | 0 |
| 45 | 2.000 | 1.700.000 | 8.000 | 6.000 | 850.000 | 509 | 0 |
| 46 | 8.000 | 1.700.000 | 8.000 | 6.000 | 850.000 | 509 | 0 |
| 47 | 2.000 | 6.500.000 | 8.000 | 6.000 | 850.000 | 509 | 0 |
| 48 | 8.000 | 6.500.000 | 8.000 | 6.000 | 850.000 | 509 | 0 |
| 49 | 2.000 | 1.700.000 | 2.000 | 1.000 | 3.000.000 | 509 | 0 |
| 50 | 8.000 | 1.700.000 | 2.000 | 1.000 | 3.000.000 | 509 | 0 |
| 51 | 2.000 | 6.500.000 | 2.000 | 1.000 | 3.000.000 | 509 | 0 |
| 52 | 8.000 | 6.500.000 | 2.000 | 1.000 | 3.000.000 | 509 | 0 |
| 53 | 2.000 | 1.700.000 | 8.000 | 1.000 | 3.000.000 | 509 | 0 |
| 54 | 8.000 | 1.700.000 | 8.000 | 1.000 | 3.000.000 | 509 | 0 |
| 55 | 2.000 | 6.500.000 | 8.000 | 1.000 | 3.000.000 | 509 | 0 |
| 56 | 8.000 | 6.500.000 | 8.000 | 1.000 | 3.000.000 | 509 | 0 |

| Caso | Q_o Horizontal (Bbl/d) | Q_g Horizontal (ft3/d) | Q_g Inyección (ft3/d) | Q_o Productor (Bbl/d) | Q_g Productor (ft3/d) | K (mD) | Angulo |
|-------------|---|---|--|--|--|-------------------|---------------|
| 57 | 2.000 | 1.700.000 | 2.000 | 6.000 | 3.000.000 | 509 | 0 |
| 58 | 8.000 | 1.700.000 | 2.000 | 6.000 | 3.000.000 | 509 | 0 |
| 59 | 2.000 | 6.500.000 | 2.000 | 6.000 | 3.000.000 | 509 | 0 |
| 60 | 8.000 | 6.500.000 | 2.000 | 6.000 | 3.000.000 | 509 | 0 |
| 61 | 2.000 | 1.700.000 | 8.000 | 6.000 | 3.000.000 | 509 | 0 |
| 62 | 8.000 | 1.700.000 | 8.000 | 6.000 | 3.000.000 | 509 | 0 |
| 63 | 2.000 | 6.500.000 | 8.000 | 6.000 | 3.000.000 | 509 | 0 |
| 64 | 8.000 | 6.500.000 | 8.000 | 6.000 | 3.000.000 | 509 | 0 |
| 65 | 2.000 | 1.700.000 | 2.000 | 1.000 | 850.000 | 268 | 30 |
| 66 | 8.000 | 1.700.000 | 2.000 | 1.000 | 850.000 | 268 | 30 |
| 67 | 2.000 | 6.500.000 | 2.000 | 1.000 | 850.000 | 268 | 30 |
| 68 | 8.000 | 6.500.000 | 2.000 | 1.000 | 850.000 | 268 | 30 |
| 69 | 2.000 | 1.700.000 | 8.000 | 1.000 | 850.000 | 268 | 30 |
| 70 | 8.000 | 1.700.000 | 8.000 | 1.000 | 850.000 | 268 | 30 |
| 71 | 2.000 | 6.500.000 | 8.000 | 1.000 | 850.000 | 268 | 30 |
| 72 | 8.000 | 6.500.000 | 8.000 | 1.000 | 850.000 | 268 | 30 |
| 73 | 2.000 | 1.700.000 | 2.000 | 6.000 | 850.000 | 268 | 30 |
| 74 | 8.000 | 1.700.000 | 2.000 | 6.000 | 850.000 | 268 | 30 |
| 75 | 2.000 | 6.500.000 | 2.000 | 6.000 | 850.000 | 268 | 30 |
| 76 | 8.000 | 6.500.000 | 2.000 | 6.000 | 850.000 | 268 | 30 |
| 77 | 2.000 | 1.700.000 | 8.000 | 6.000 | 850.000 | 268 | 30 |
| 78 | 8.000 | 1.700.000 | 8.000 | 6.000 | 850.000 | 268 | 30 |
| 79 | 2.000 | 6.500.000 | 8.000 | 6.000 | 850.000 | 268 | 30 |
| 80 | 8.000 | 6.500.000 | 8.000 | 6.000 | 850.000 | 268 | 30 |
| 81 | 2.000 | 1.700.000 | 2.000 | 1.000 | 3.000.000 | 268 | 30 |
| 82 | 8.000 | 1.700.000 | 2.000 | 1.000 | 3.000.000 | 268 | 30 |
| 83 | 2.000 | 6.500.000 | 2.000 | 1.000 | 3.000.000 | 268 | 30 |
| 84 | 8.000 | 6.500.000 | 2.000 | 1.000 | 3.000.000 | 268 | 30 |
| 85 | 2.000 | 1.700.000 | 8.000 | 1.000 | 3.000.000 | 268 | 30 |
| 86 | 8.000 | 1.700.000 | 8.000 | 1.000 | 3.000.000 | 268 | 30 |
| 87 | 2.000 | 6.500.000 | 8.000 | 1.000 | 3.000.000 | 268 | 30 |
| 88 | 8.000 | 6.500.000 | 8.000 | 1.000 | 3.000.000 | 268 | 30 |

| Caso | Q_o Horizontal (Bbl/d) | Q_g Horizontal (ft3/d) | Q_g Inyección (ft3/d) | Q_o Productor (Bbl/d) | Q_g Productor (ft3/d) | K (mD) | Angulo |
|-------------|---|---|--|--|--|-------------------|---------------|
| 89 | 2.000 | 1.700.000 | 2.000 | 6.000 | 3.000.000 | 268 | 30 |
| 90 | 8.000 | 1.700.000 | 2.000 | 6.000 | 3.000.000 | 268 | 30 |
| 91 | 2.000 | 6.500.000 | 2.000 | 6.000 | 3.000.000 | 268 | 30 |
| 92 | 8.000 | 6.500.000 | 2.000 | 6.000 | 3.000.000 | 268 | 30 |
| 93 | 2.000 | 1.700.000 | 8.000 | 6.000 | 3.000.000 | 268 | 30 |
| 94 | 8.000 | 1.700.000 | 8.000 | 6.000 | 3.000.000 | 268 | 30 |
| 95 | 2.000 | 6.500.000 | 8.000 | 6.000 | 3.000.000 | 268 | 30 |
| 96 | 8.000 | 6.500.000 | 8.000 | 6.000 | 3.000.000 | 268 | 30 |
| 97 | 2.000 | 1.700.000 | 2.000 | 1.000 | 850.000 | 509 | 30 |
| 98 | 8.000 | 1.700.000 | 2.000 | 1.000 | 850.000 | 509 | 30 |
| 99 | 2.000 | 6.500.000 | 2.000 | 1.000 | 850.000 | 509 | 30 |
| 100 | 8.000 | 6.500.000 | 2.000 | 1.000 | 850.000 | 509 | 30 |
| 101 | 2.000 | 1.700.000 | 8.000 | 1.000 | 850.000 | 509 | 30 |
| 102 | 8.000 | 1.700.000 | 8.000 | 1.000 | 850.000 | 509 | 30 |
| 103 | 2.000 | 6.500.000 | 8.000 | 1.000 | 850.000 | 509 | 30 |
| 104 | 8.000 | 6.500.000 | 8.000 | 1.000 | 850.000 | 509 | 30 |
| 105 | 2.000 | 1.700.000 | 2.000 | 6.000 | 850.000 | 509 | 30 |
| 106 | 8.000 | 1.700.000 | 2.000 | 6.000 | 850.000 | 509 | 30 |
| 107 | 2.000 | 6.500.000 | 2.000 | 6.000 | 850.000 | 509 | 30 |
| 108 | 8.000 | 6.500.000 | 2.000 | 6.000 | 850.000 | 509 | 30 |
| 109 | 2.000 | 1.700.000 | 8.000 | 6.000 | 850.000 | 509 | 30 |
| 110 | 8.000 | 1.700.000 | 8.000 | 6.000 | 850.000 | 509 | 30 |
| 111 | 2.000 | 6.500.000 | 8.000 | 6.000 | 850.000 | 509 | 30 |
| 112 | 8.000 | 6.500.000 | 8.000 | 6.000 | 850.000 | 509 | 30 |
| 113 | 2.000 | 1.700.000 | 2.000 | 1.000 | 3.000.000 | 509 | 30 |
| 114 | 8.000 | 1.700.000 | 2.000 | 1.000 | 3.000.000 | 509 | 30 |
| 115 | 2.000 | 6.500.000 | 2.000 | 1.000 | 3.000.000 | 509 | 30 |
| 116 | 8.000 | 6.500.000 | 2.000 | 1.000 | 3.000.000 | 509 | 30 |
| 117 | 2.000 | 1.700.000 | 8.000 | 1.000 | 3.000.000 | 509 | 30 |
| 118 | 8.000 | 1.700.000 | 8.000 | 1.000 | 3.000.000 | 509 | 30 |
| 119 | 2.000 | 6.500.000 | 8.000 | 1.000 | 3.000.000 | 509 | 30 |
| 120 | 8.000 | 6.500.000 | 8.000 | 1.000 | 3.000.000 | 509 | 30 |

| Caso | Q_o Horizontal (Bbl/d) | Q_g Horizontal (ft3/d) | Q_g Inyección (ft3/d) | Q_o Productor (Bbl/d) | Q_g Productor (ft3/d) | K (mD) | Angulo |
|-------------|---|---|--|--|--|-------------------|---------------|
| 121 | 2.000 | 1.700.000 | 2.000 | 6.000 | 3.000.000 | 509 | 30 |
| 122 | 8.000 | 1.700.000 | 2.000 | 6.000 | 3.000.000 | 509 | 30 |
| 123 | 2.000 | 6.500.000 | 2.000 | 6.000 | 3.000.000 | 509 | 30 |
| 124 | 8.000 | 6.500.000 | 2.000 | 6.000 | 3.000.000 | 509 | 30 |
| 125 | 2.000 | 1.700.000 | 8.000 | 6.000 | 3.000.000 | 509 | 30 |
| 126 | 8.000 | 1.700.000 | 8.000 | 6.000 | 3.000.000 | 509 | 30 |
| 127 | 2.000 | 6.500.000 | 8.000 | 6.000 | 3.000.000 | 509 | 30 |
| 128 | 8.000 | 6.500.000 | 8.000 | 6.000 | 3.000.000 | 509 | 30 |

Apéndice B

COMPARACIONES ADICIONALES.

Mediante el simulador CMG se generaron 7 comparaciones nuevas con el caso optimizado.

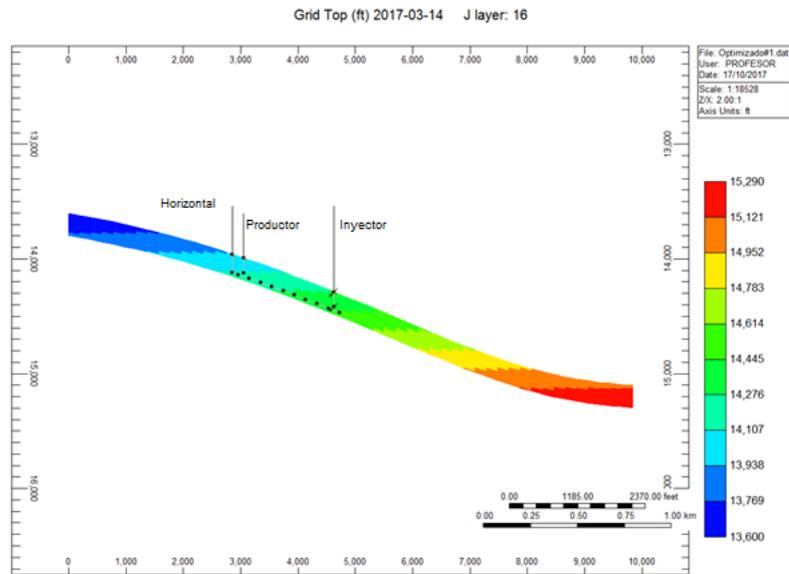


Figura B.1: Modelo conceptual del caso optimizado #1.

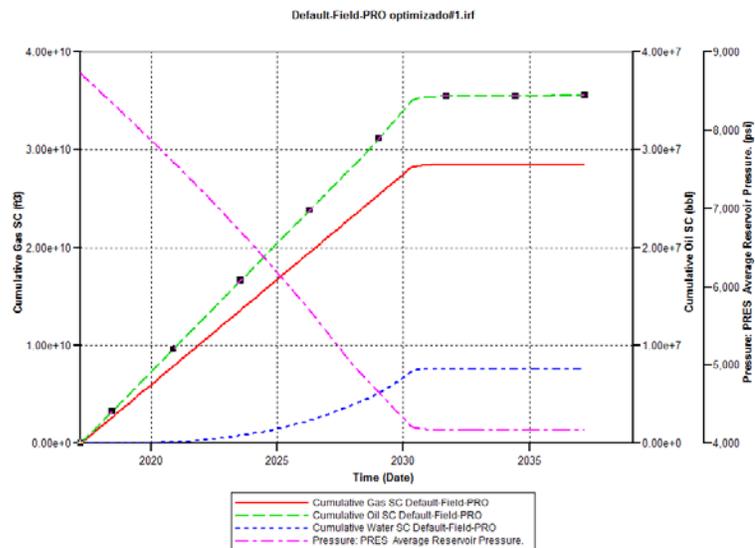


Figura B.2: producción acumulada del caso optimizado #1.

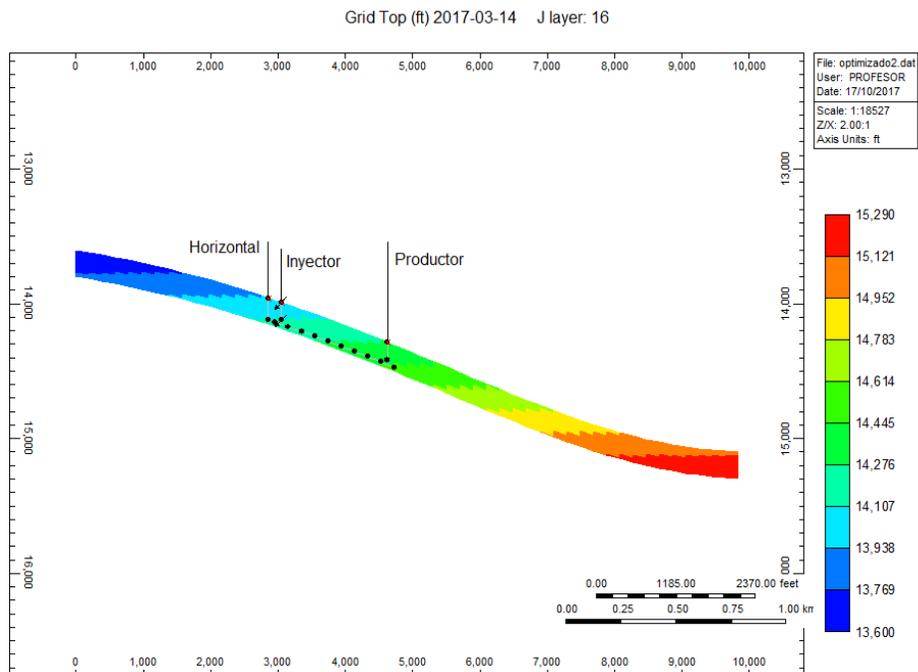


Figura B.3: producción acumulada del caso optimizado #2.

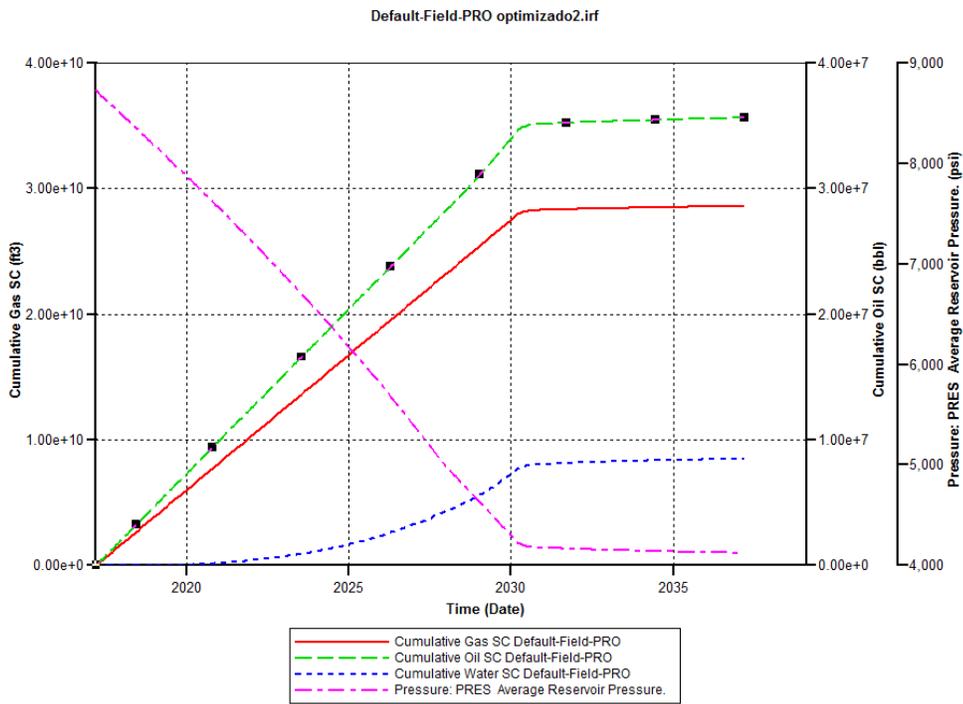


Figura B.4: producción acumulada del caso optimizado #2.

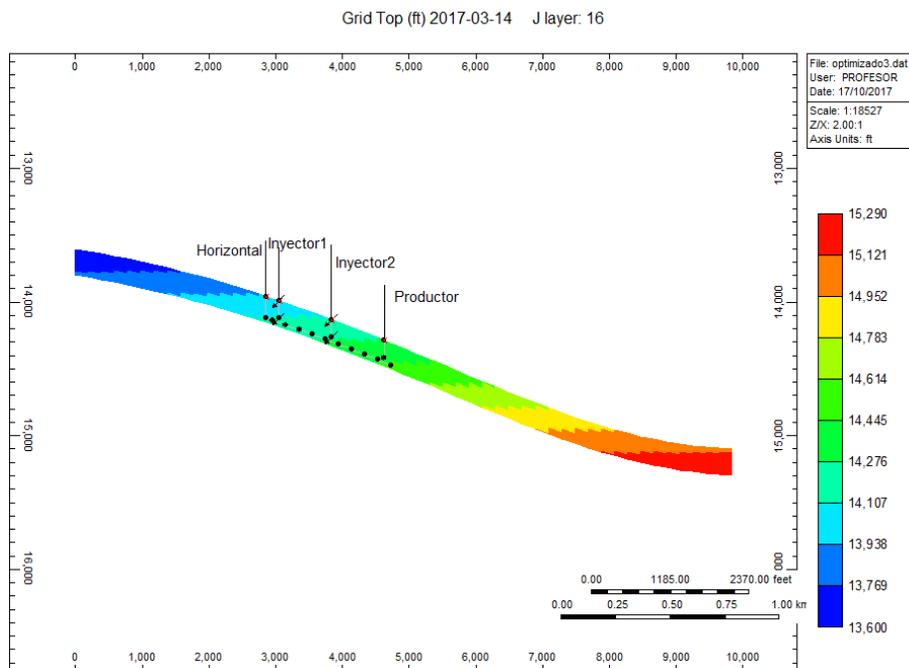


Figura B.5: producción acumulada del caso optimizado #3.

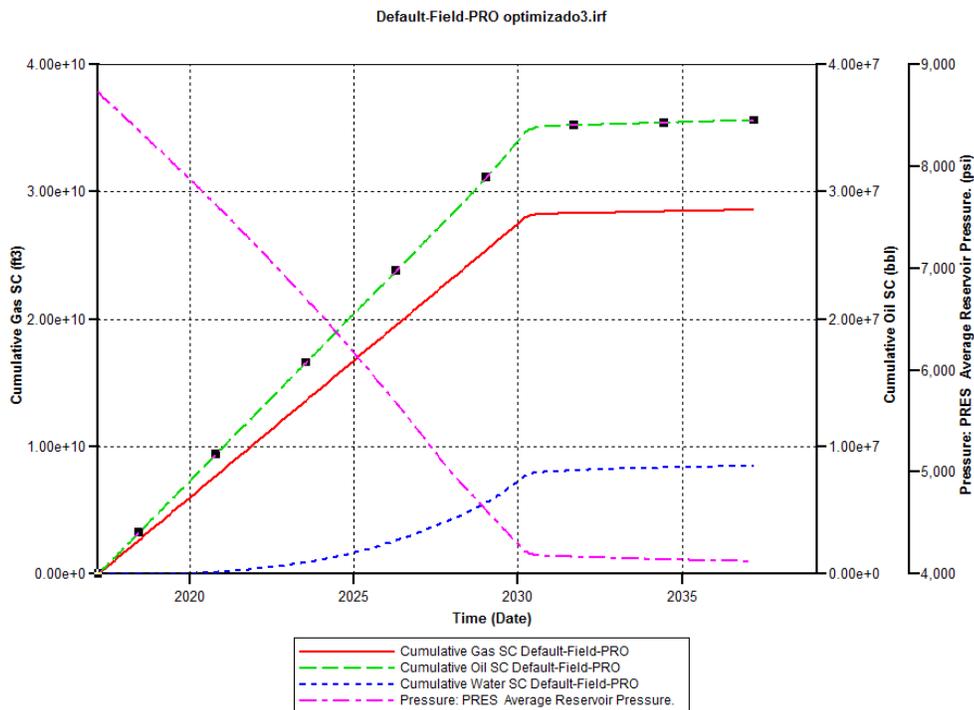


Figura B.6: producción acumulada del caso optimizado #3

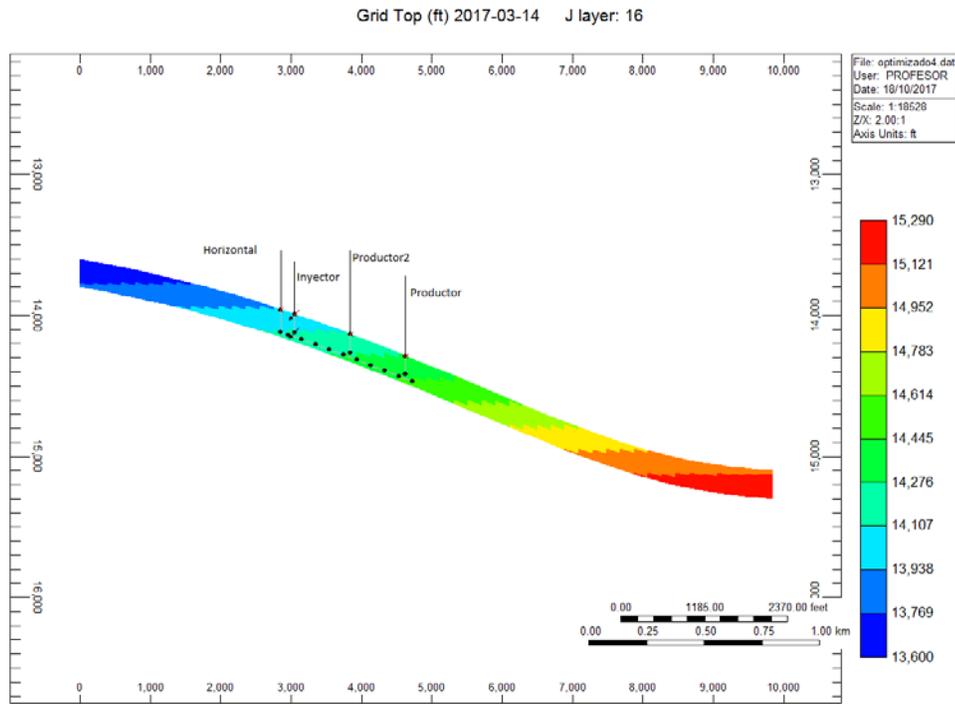


Figura B.7: producción acumulada del caso optimizado #4.

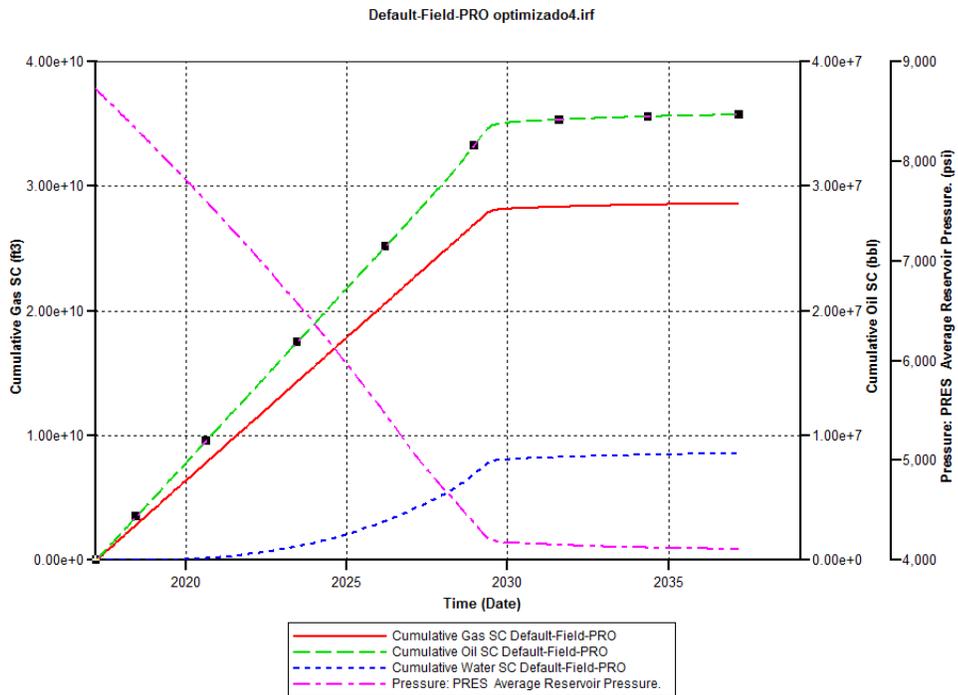


Figura B.8: producción acumulada del caso optimizado #4.

Grid Top (ft) 2017-03-14 K layer: 1

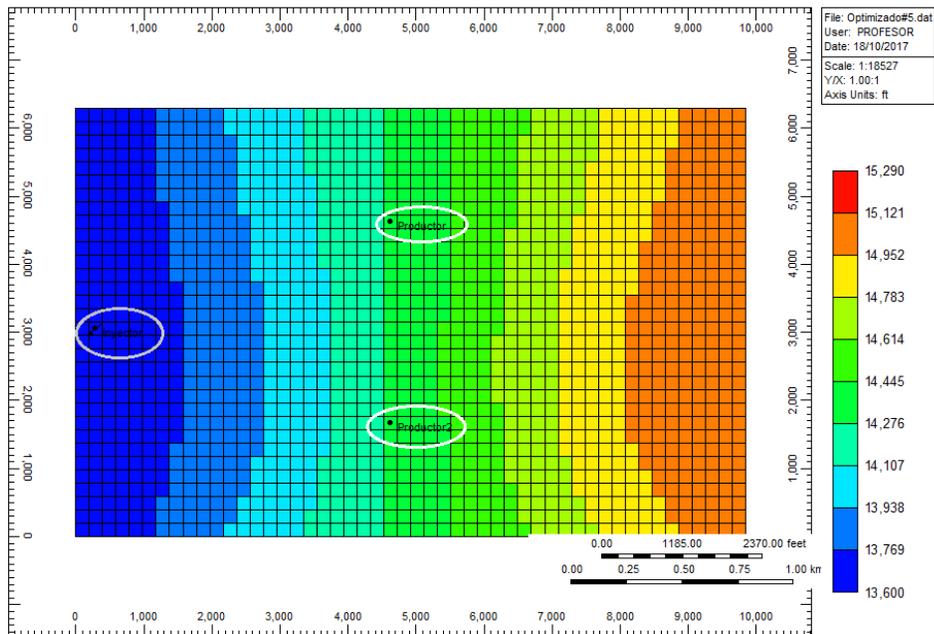


Figura B.9: producción acumulada del caso optimizado #5.

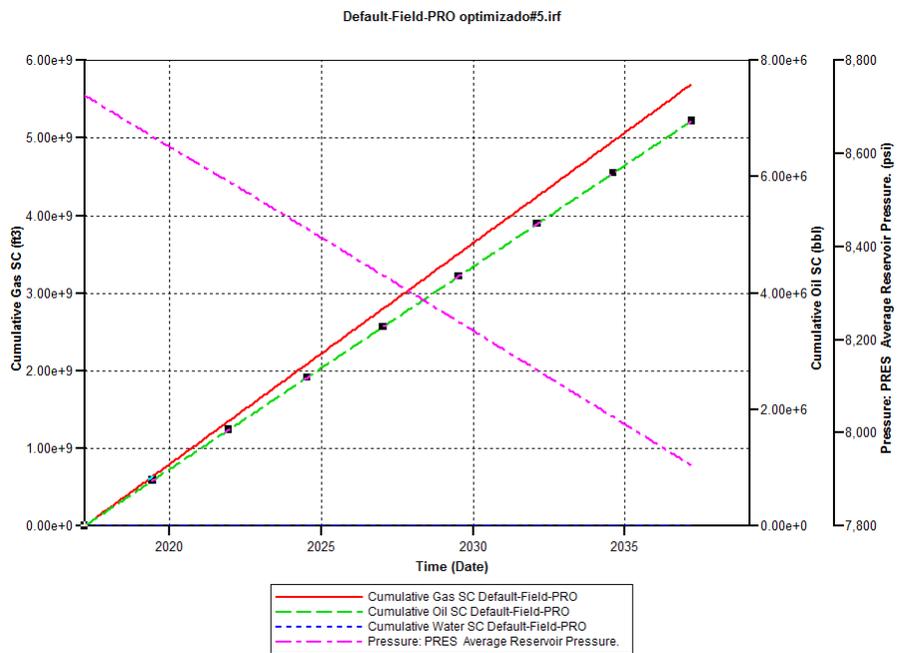


Figura B.10: producción acumulada del caso optimizado #5.

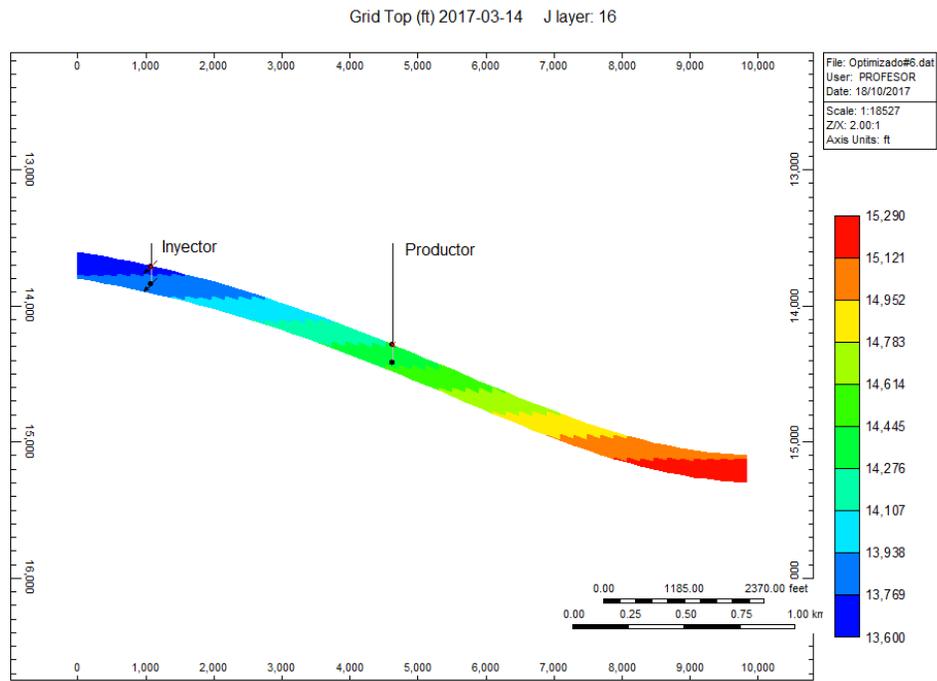


Figura B.11: producción acumulada del caso optimizado #6.

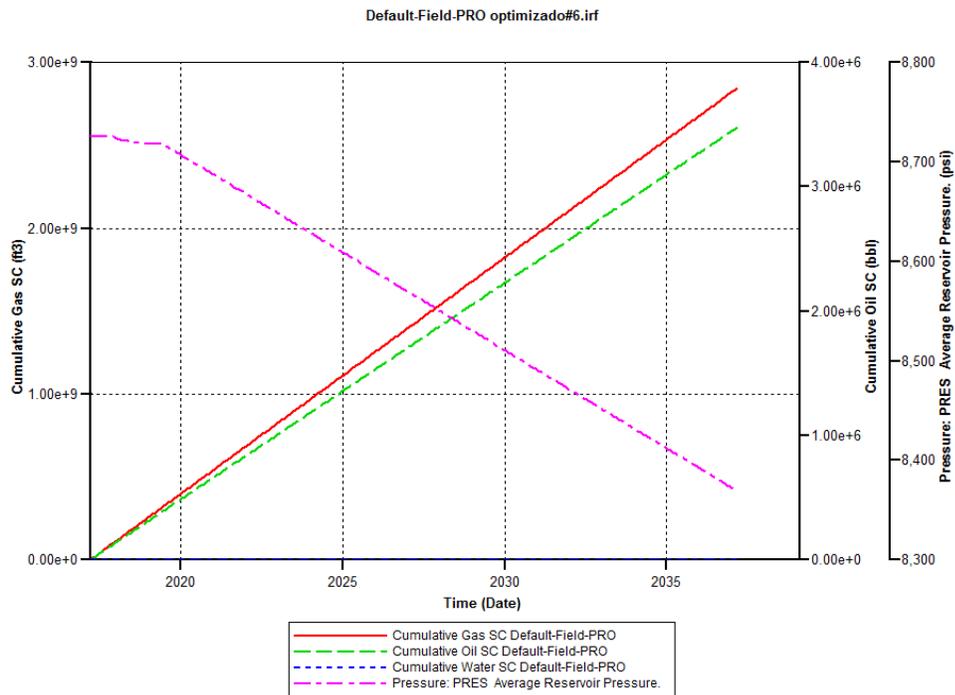


Figura B.12: producción acumulada del caso optimizado #6.

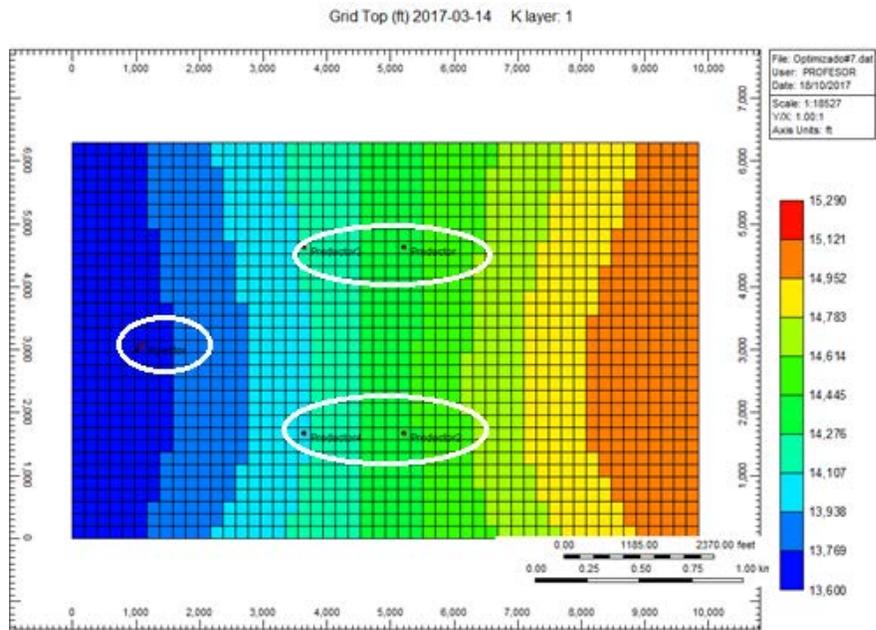


Figura B.13: producción acumulada del caso optimizado #7.

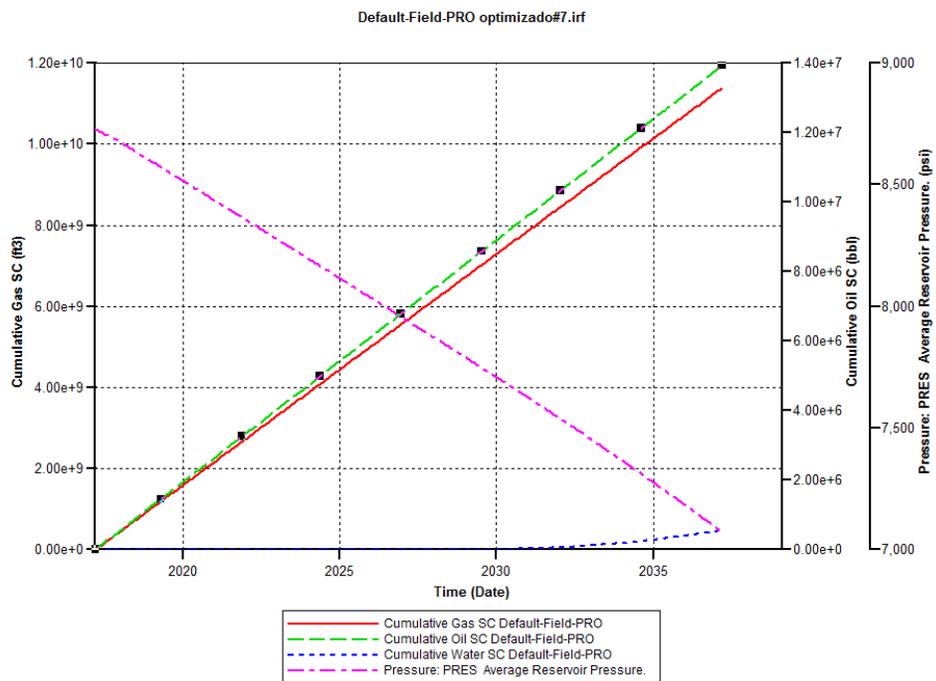


Figura B.14: producción acumulada del caso optimizado #7.