

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**IDENTIFICACIÓN DE LAS VARIABLES CON MAYOR
IMPACTO EN LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO POR
AGOTAMIENTO NATURAL
Caso: Bloque 5, División Carabobo, Faja Petrolífera del Orinoco**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Cambas P. Yehimy C.,
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, Junio 2015.

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

IDENTIFICACIÓN DE LAS VARIABLES CON MAYOR IMPACTO EN LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO POR AGOTAMIENTO NATURAL Caso: Bloque 5, División Carabobo, Faja Petrolífera del Orinoco

Tutor Académico: Ing. Diego Manfre

Tutor Industrial: Ing. Kenia Salazar

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Cambas P., Yehimy C.,
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, Junio 2015.

Caracas, Junio 2015.

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 la Bachiller Yehimy Cambas, titulado:

**“IDENTIFICACIÓN DE LAS VARIABLES CON MAYOR IMPACTO EN LA
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO POR AGOTAMIENTO NATURAL
Caso: Bloque 5, División Carabobo, Faja Petrolífera del Orinoco”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.

Prof. Lisbeth Miranda
Jurado

Prof. Alida Padron
Jurado

Prof. Diego Manfre
Tutor Académico

Ing. Kenia Salazar
Tutor Industrial

DEDICATORIA

A mi mamá, papá y hermanas. Sé que pase lo que pase siempre me van a apoyar en
mis proyectos y metas.

A mi prometido Albenis, por apoyarme durante toda mi carrera y motivarme a seguir
adelante para ser una excelente profesional.

AGRADECIMIENTOS

A Dios por mostrarme el camino que debo seguir y darme fuerzas en los momentos que más lo necesitaba. Gracias Dios, yo también te amo.

A la gran casa de estudios, la casa que vence las sombras, la UCV, por brindarme tantos conocimientos y nutrir mi mente, por el crecimiento personal que me brindaste durante el tiempo que duró mi carrera.

A mis padres, Alirio y Bianca, por apoyarme en todo momento y hacerme sentir que tengo la capacidad para lograr las cosas por mis propios méritos.

A mi prometido, Albenis Miranda, él es mi gran apoyo, un ángel que Dios me regaló, es mi motivación para continuar y cumplir juntos las metas que nos tracemos.

A mis hermanas, Emily y Kelly, que día a día se sienten orgullosas por tantos logros que hemos obtenido.

A mi gran amigo, Edgar Dávila, por soportarme durante más de la mitad de mi carrera, por compartir sus conocimientos y apoyarme en todo.

Al profesor Pedro Díaz, por ser como mi padre, esa persona que te escucha y siempre tiene la respuesta correcta para solucionar problemas.

A mi tutor académico Diego Manfre, por su dedicación en la asesoría de mi tesis y por su inmensa ayuda, siempre muy agradecida con mi apreciado tutor.

A mi tutora industrial Kenia Salazar por su gran cariño incondicional y por guiarme en mi Trabajo Especial de Grado.

A todos mis profesores, por transmitirme el conocimiento que necesitaba para poder ser Ingeniera de Petróleo.

A todas las personas que conocí durante mi carrera, no los puedo nombrar a todos, pero siempre los recordaré, gracias por quererme tanto y sobreestimarme, siempre agradezco a Dios por colocármelos en el camino.

Especialmente al Padre Darwin Flores por su apoyo incondicional con el préstamo de su laptop, que gracias a esta ayuda, facilitó la culminación de mi trabajo especial de grado. Y a mi amiga Margaret Nieto por ayudarme a realizar el respaldo de toda la información para poder liberar espacio en el disco.

Cambas P., Yehimy C.

**IDENTIFICACIÓN DE LAS VARIABLES CON MAYOR
IMPACTO EN LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO POR
AGOTAMIENTO NATURAL**
Caso: Bloque 5, División Carabobo, Faja Petrolífera del Orinoco

Tutor Académico: Prof. Diego Manfre. Tutora Industrial: Ing. Kenia Salazar.
**Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de
Petróleo. Año 2015, n° pag. 128.**

Palabras Claves: Diseño de experimentos, simulación de yacimientos, Faja Petrolífera del Orinoco, análisis de incertidumbre y análisis de sensibilidad.

Resumen.

Las variables de yacimiento que están relacionadas con las propiedades de la roca, roca-fluido y propiedades del fluido, juegan un papel importante en el ámbito de la simulación de yacimientos, especialmente cuando se está iniciando su explotación, ya que en ese momento no se tiene suficiente información. Por esta razón se deben aproximar ciertos parámetros a partir de muestras existentes, pero se debe tener precaución ya que estas aproximaciones afectan el pronóstico de la producción.

Entonces los Ingenieros tienden a realizar análisis de sensibilidad para determinar los factores o variables que afectan significativamente las respuestas, este análisis lo realizan con el método de prueba y error, específicamente mueven un factor a la vez, obteniendo así una serie de resultados, y generando pocas conclusiones. Con este método se invierte mucho tiempo y recursos, es por esto que se incluye una nueva metodología relacionada con diseños estadísticos controlados para realizar este análisis de sensibilidad, se incluye los métodos de diseños de experimentos, ya que con éstos se emplean la menor cantidad de recursos, se minimiza el número de experimentos, se estudia el efecto individual de las variables y la interacción que hay entre ellas, entre otras ventajas de este método.

En este Trabajo Especial de Grado se planteó una metodología que integra la simulación de yacimientos con técnicas de diseño de experimentos, de tipo factoriales completos y fraccionados, para identificar cuáles variables son las que tienen mayor influencia en las respuestas obtenidas y de esta manera hacer un estudio de sensibilidad a las variables que influyen significativamente en la producción de petróleo por agotamiento natural del bloque 5, división Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco, con esto se puede hacer un pronóstico en el plan de desarrollo controlando estadísticamente las variables de incertidumbre.

ÍNDICE

LISTA DE TABLAS	x
LISTA DE FIGURAS	xii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	3
EL PROBLEMA	3
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
OBJETIVO GENERAL	4
OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	4
ALCANCE.....	5
JUSTIFICACIÓN	5
LIMITACIONES	6
CAPÍTULO II	7
MARCO REFERENCIAL.....	7
ANTECEDENTES DEL ESTUDIO.....	7
BASES TEÓRICAS.....	11
Faja Petrolífera del Orinoco	11
Descripción del área de estudio	12
Estratigrafía.....	14
Simulación de Yacimientos.....	16
Diseño de Experimentos	20
Diseños Factoriales	23
CAPÍTULO III	41
MARCO METODOLÓGICO.....	41
Revisión bibliográfica.....	42
Control de calidad del sub-modelo	42
Construcción del modelo dinámico.....	48
Estrategia de explotación para el sub-modelo.....	53

Aplicación de diseño de experimentos.....	55
Planeación y diseño.....	55
Esquema de estudio.....	56
Elección de los factores.....	56
Selección de la variable de respuesta.....	57
Elección del diseño experimental.....	58
Realización de los experimentos o las simulaciones.....	59
Análisis estadístico de los datos a través de las gráficas.....	59
CAPÍTULO IV.....	60
ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	60
Determinación de la configuración óptima de los pozos.....	60
Diseño factorial 2 a la 2, para los factores d y L.....	60
Diseño factorial fraccionado para los factores d y L.....	64
Diseño factorial de dos factores d y L, con tres niveles.....	65
Jerarquización de las propiedades que más impactan la producción.....	77
Determinar las variables del diseño de experimentos.....	77
Rango de incertidumbre de las variables.....	80
Proceso de selección o Screening.....	81
Generación de un modelo de superficie de respuesta.....	87
CONCLUSIONES.....	96
RECOMENDACIONES.....	97
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	98
BIBLIOGRAFÍA.....	100
GLOSARIO.....	102
APÉNDICES.....	103
A. Herramientas utilizadas.....	104
Petrel®.....	104
ECLIPSE 100 - Blackoil.....	104
Minitab.....	106
B. Propiedades del fluido.....	106

Propiedades del petróleo	107
Propiedades del gas	111
Permeabilidades relativas.....	112
C. Correlaciones de Petrel usadas para ajustar el modelo de fluido	114

LISTA DE TABLAS

Capítulo II

Tabla 2. 1 Seis maneras de escribir los tratamientos del diseño 2^2	24
Tabla 2. 2 Tratamientos y rendimiento del proceso de fermentación tequilera	25
Tabla 2. 3 Ejemplo de experimentación empírica.....	28
Tabla 2. 4 Efectos en los factoriales 2^k	32
Tabla 2. 5 Diseño en parcelas divididas para tres fertilizantes y cuatro variedades...35	
Tabla 2. 6 Tiempo de coagulación de la sangre	38
Tabla 2. 7 ANOVA de un factor con varias muestras por grupo	38
Tabla 2. 8 Partición aritmética de las desviaciones respecto a la media global.....	39
Tabla 2. 9 ANOVA para el ejemplo de coagulación de la sangre	40

Capítulo III

Tabla 3. 1 <i>End points</i> para las curvas de permeabilidades relativas	51
---	----

Capítulo IV

Tabla 4. 1 Matriz estándar de los tratamientos para el diseño 2 a la 2.....	61
Tabla 4. 2 Número de pozos perforados para el estudio de d y L	61
Tabla 4. 3 Petróleo Acumulado para cada uno de los tratamientos entre d y L	62
Tabla 4. 4 Plackett-Burman para los dos factores, d y L	64
Tabla 4. 5 Matriz del Diseño factorial de dos factores, d y L con 3 niveles.	66
Tabla 4. 6 Identificación de los pozos para el diseño factorial 3 a la 2 con los factores d y L	66
Tabla 4. 7 Producción acumulada para el pozo 5 en el ED de 9 tratamientos.	71
Tabla 4. 8 Diseño de experimentos con pozos multisegmentados.....	73
Tabla 4. 9 Resultados de N_p del pozo 5, con multisegmentos.....	74
Tabla 4. 10 Variables a estudiar en la jerarquización	80
Tabla 4. 11 Parámetros o rangos de estudio de cada uno de los factores.	81
Tabla 4. 12 Matriz para el método Plackett-Burman con 10 factores a estudiar	83
Tabla 4. 13 Producción de petróleo acumulada para cada uno de los tratamientos....	84
Tabla 4. 14 Matriz generada para el método Box-Behnken.....	88

Tabla 4. 15	Petróleo producido para cada uno de los tratamientos del método Box-Behnken.....	89
Tabla 4. 16	ANOVA para la superficie de respuesta cuadrática.....	90
Tabla 4. 17	Significancia de cada uno de los efectos.....	90
Tabla 4. 18	ANOVA sin los efectos $k\nu kh^2$, API^2 , $k\nu kh * API$ y $Cr * API$	92
Tabla 4. 19	ANOVA tomando en cuenta sólo los efectos lineales	93
Apéndice B		
Tabla B. 1	Propiedades del fluido del caso base.....	107
Tabla B. 2	Viscosidad para 8,5, 9,25 y 10 °API	108
Tabla B. 3	Relación gas en solución – petróleo para 8,5, 9,25 y 10 °API	109
Tabla B. 4	Factor volumétrico de formación del petróleo 8,5, 9,25 y 10 °API	110
Tabla B. 5	Presión versus βg y viscosidad del gas	111
Tabla B. 6	Curvas de permeabilidades relativas del sistema agua-petróleo	112
Tabla B. 7	Curvas de permeabilidades relativas del sistema gas-petróleo	113
Apéndice C		
Tabla C. 1	Farshad y Leblanc (1992) para el factor volumétrico de formación del petróleo.....	114
Tabla C. 2	Relación gas-petróleo a la P_b	114
Tabla C. 3	MacCain & Hill (1995) Densidad del petróleo	115
Tabla C. 4	Standing (1947) para la presión del punto de burbuja.....	115

LISTA DE FIGURAS

Capítulo II

Figura 2. 1 Faja Petrolífera del Orinoco (Imagen suministrada por la empresa)	12
Figura 2. 2 Empresa Mixta (Imagen suministrada por la empresa)	14
Figura 2. 3 Registro tipo del área (Imagen suministrada por la empresa)	15
Figura 2. 4 Proceso iterativo de aprendizaje	21
Figura 2. 5 Clasificación de los diseños de experimentos según su objetivo	23
Figura 2. 6 Interacción AB.....	27
Figura 2. 7 Interacción AB.....	27

Capítulo III

Figura 3. 1 Metodología del T.E.G.	41
Figura 3. 2 Las facies del sub-modelo del bloque 5 de Carabobo.	43
Figura 3. 3 Porosidad Vs. Facies.....	44
Figura 3. 4 Permeabilidad Vs. Facies.	44
Figura 3. 5 Correspondencia de la Porosidad de los pozos versus el modelo.....	45
Figura 3. 6 Correspondencia del volumen de lutita de los pozos versus el modelo. ..	46
Figura 3. 7 Distribución de frecuencias y propagación de la permeabilidad.	47
Figura 3. 8 Distribución de frecuencias y propagación de la porosidad.	47
Figura 3. 9 Relación gas en solución – petróleo (MPCN/BN).....	49
Figura 3. 10 Factor volumétrico de formación del petróleo (BY/BN).....	49
Figura 3. 11 Viscosidad del petróleo (cP).....	50
Figura 3. 12 βg en BY/MPCN y viscosidad del gas en cP	50
Figura 3. 13 Curva de permeabilidad relativa petróleo-agua.	52
Figura 3. 14 Curva de permeabilidad relativa gas-petróleo.	52
Figura 3. 15 Estrategia de explotación.....	54

Capítulo IV

Figura 4. 1 Diseño de experimentos con dos factores, d y L	60
Figura 4. 2 Volumen de petróleo acumulado para cada uno de los tratamientos.	62
Figura 4. 3 Efectos principales para los factores, d y L	63
Figura 4. 4 Interacción entre los factores, d y L	63

Figura 4. 5 Pareto para el diseño Plackett-Burman con d y L . $\alpha=0,05$	65
Figura 4. 6 Pozos evaluados para $L = 4000 \text{ ft}$	68
Figura 4. 7 Pozos evaluados para $L = 4500 \text{ ft}$	69
Figura 4. 8 Pozos evaluados para $L = 5000 \text{ ft}$	70
Figura 4. 9 Gráfica de interacción para el pozo 5 con tres niveles en cada factor.	72
Figura 4. 10 Interacción entre d y L para pozos multisegmentados.....	75
Figura 4. 11 Aumento de L manteniendo la calidad de las propiedades.	76
Figura 4. 12 Longitud horizontal del pozo 6 Vs. Petróleo producido.....	76
Figura 4. 13 Incertidumbres claves de subsuelo	78
Figura 4. 14 Carta de Pareto de efectos estandarizados para los diez factores estudiados con alfa igual a 0,05.	85
Figura 4. 15 Efectos principales para la gravedad API, $K_v K_h$ y C_r versus producción acumulada de petróleo.....	86
Figura 4. 16 Gráfica de Probabilidad normal, la respuesta es N_p (MMBN)	91
Figura 4. 17 Error experimental para la superficie de respuesta cuadrática	92
Figura 4. 18 Error experimental para la superficie de respuesta sin incluir cuatro efectos de segundo orden	93
Figura 4. 19 Errores experimentales para la superficie de respuesta lineal	94

INTRODUCCIÓN

La simulación de yacimientos es el proceso de inferir el comportamiento real a partir de modelos matemáticos y fenómenos físicos que ocurren en la naturaleza del yacimiento, en donde la solución de estos modelos es mediante el uso de métodos computacionales y numéricos. En la simulación intervienen todas las disciplinas relacionadas con la explotación de yacimientos, es decir, todas las propiedades y variables que involucran la descripción del yacimiento, propiedades de los fluidos del yacimiento, las relaciones de interacción de fuerzas entre roca - fluidos y los datos de pozos. Cuando se inicia la explotación del yacimiento, se desconocen los valores de parámetros en localizaciones que no han sido probadas, por esta razón se deben hacer aproximaciones a partir de muestras existentes, pero se debe tener precaución ya que estas aproximaciones influyen en los resultados obtenidos.

Tradicionalmente, para identificar cuáles son las variables que tienen mayor influencia en los resultados, se hace un análisis de sensibilidad moviendo una variable o factor a la vez, esto trae como consecuencia que el proceso sea ineficiente, ya que se invierte mucho tiempo en desarrollar el método, la comparación entre varios resultados no se hacen con un criterio estadístico y no se identifica si las variables interactúan entre ellas.

Por esta razón, la elaboración de pruebas que maximicen los resultados empleando la menor cantidad de recursos (costos y tiempo) siempre es un ámbito de interés. De allí el enfoque en diseño de experimentos como herramienta estadística complementaria en los estudios de simulación de yacimientos, ya que minimiza el número de experimentos, estudia el efecto individual de las variables y la interacción que hay entre ellas, así como otras ventajas. En el presente trabajo se planteará una metodología que integre la simulación de yacimientos, con técnicas de diseño de experimentos para conocer cuáles variables son las que tienen mayor influencia en las respuestas obtenidas en la simulación, como la distribución espacial de las presiones

de fluidos y las saturaciones, las relaciones gas-petróleo y agua-petróleo de producción y las tasas de producción de cada pozo a cada intervalo de tiempo. Para este estudio se utilizará un modelo representativo del bloque 5 del área de Carabobo (Faja Petrolífera del Orinoco) perteneciente a la empresa mixta.

La inclusión de las técnicas de diseño de experimentos en la simulación de yacimientos es de gran utilidad, ya que, al momento de introducir en el simulador los valores de cada una de las variables de yacimiento, se tomará en cuenta las variables que afectan significativamente los resultados de la simulación, a éstas se les disminuye el rango de variabilidad, o mejor aún, se busca que el valor de esta variable se asemeje más al valor real para que los resultados se vean menos afectados.

Los ingenieros de simulación de yacimientos se verán beneficiados, ya que al utilizar ésta metodología, es decir, integrar los métodos de diseño de experimentos con el simulador comercial, estarán optimizando los resultados, obteniendo así conclusiones interesantes que van más allá de la sensibilidad hecha tradicionalmente a través de los experimentos realizados con el método de prueba y error.

Este trabajo tiene la siguiente estructura, en el capítulo I se desglosa todo lo relacionado al problema en general, es decir, planteamiento del problema, objetivos del trabajo, alcance, justificación y limitaciones. El capítulo II se refiere al marco referencial; en el capítulo III se explica la metodología del trabajo; en el capítulo IV se muestran los resultados con sus respectivos análisis y para finalizar en el capítulo V, las conclusiones y recomendaciones.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La sensibilización de los parámetros de los yacimientos de petróleo es uno de los principales temas de interés. En los yacimientos subdesarrollados, hay muchos parámetros que afectan el pronóstico de la producción los cuales juegan un papel importante en la gerencia de yacimientos y en la toma de decisiones en el plan de desarrollo. Para determinar las propiedades que impactan significativamente el comportamiento de un yacimiento y para pronosticar la producción probabilística del mismo, el simulador se tiene que ejecutar o correr demasiadas veces con diferentes datos de entrada. Entonces, los experimentadores usan estructuras o métodos de trabajo distintos para estudiar el efecto de significancia, también es común que estas corridas se hagan sobre la marcha, a prueba y error, con base a la experiencia y la intuición, en lugar de seguir un plan experimental adecuado que garantice una buena respuesta a las interrogantes planteadas.

Entonces, en todas aquellas actividades involucradas con los cálculos que se relacionan con el comportamiento de un yacimiento, la incertidumbre es un elemento que debe ser tomado en cuenta. Para obtener resultados óptimos en la simulación de yacimientos se deben introducir valores al simulador con un rango de incertidumbre asociado para identificar a través de la sensibilidad, cuáles variables son las que afectan significativamente estos resultados. Pero el método tradicional de mover una variable o factor a la vez es ineficiente, ya que se invierte mucho tiempo en desarrollar el método y la comparación entre varios resultados no se hacen con un criterio estadístico. Por lo tanto se han gastado muchos recursos y se ha obtenido poca información; así mismo, no hay garantía de que la solución propuesta sea la mejor.

Por otra parte, en el área de la ingeniería de yacimientos se han incluido numerosas técnicas, que aunque no fueron desarrolladas inicialmente para ser aplicadas en esta área, han demostrado ser eficientes en el estudio y comprensión de la incertidumbre. Una de estas técnicas es el Diseño de Experimentos, que a través del arreglo de unidades experimentales controla la incertidumbre, lo que se traduce en máxima información, precisión y exactitud de los resultados. Además, a través de estas técnicas se minimiza el número de experimentos, se estudia el efecto individual de las variables y la interacción que hay entre ellas.

En el presente trabajo se planteará una metodología que integre la simulación de yacimientos, con técnicas de diseño de experimentos para el análisis de las variables relacionadas con modelos de yacimientos que afectan significativamente los resultados obtenidos con el simulador en el bloque Carabobo 5.

OBJETIVO GENERAL

Identificar las variables con mayor impacto en la producción de petróleo por agotamiento natural del bloque 5, división Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Recopilar la información necesaria para sustentar las bases teóricas de la investigación relacionada a la FPO (bloque Carabobo 5) y los métodos de diseño de experimentos.
- Revisar el modelo estático representativo del área de estudio.
- Construir el modelo dinámico del área de estudio.
- Identificar las variables claves a involucrar en el estudio de diseño de experimentos.

- Determinar la influencia de las variables que afectan significativamente la producción de petróleo, usando diseño de experimentos.
- Generar un modelo analítico para predecir la producción acumulada de petróleo, por agotamiento natural, en un horizonte definido.

ALCANCE

Esta investigación se centra en implementar una metodología basada en la aplicación de técnicas de diseño de experimentos para el análisis de sensibilidad asociadas a las diversas variables de yacimiento para identificar aquellas que afectan en mayor magnitud los resultados relacionados a la producción. Se tiene como base un modelo que representa sólo una parte del bloque 5.

JUSTIFICACIÓN

La inclusión de las técnicas de diseño de experimentos en la simulación de yacimientos tiene gran importancia ya que disminuye el número de corridas en el simulador de yacimientos al momento de realizar un análisis de sensibilidad de cada una de las variables de yacimiento sobre el factor de respuesta estudiado, además que con menos experimentos se podrá identificar la interacción entre cada una de las variables.

También es de gran utilidad, ya que, al momento de introducir en el simulador los valores de cada una de las variables de yacimiento, se tomará en cuenta las variables que afectan con mayor impacto los resultados de la simulación, a éstas se les disminuye el rango de variabilidad, o mejor aún, se busca que el valor de esta variable se asemeje más al valor real para que los resultados se vean menos afectados.

LIMITACIONES

La falta de potencia en hardware y software dificultan la inclusión del modelo completo del bloque 5, ya que dicho modelo es de aproximadamente 10 millones de celdas, por esta razón se debe trabajar con un sub-modelo representativo del bloque 5.

CAPÍTULO II

MARCO REFERENCIAL

ANTECEDENTES DEL ESTUDIO

Manfre Jaimes, D. (2009). *Optimización del proceso X-SAGD en un área con características representativas de la Faja del Orinoco aplicando técnicas de diseño experimental*. Trabajo Especial de Grado no publicado, Universidad Central de Venezuela, Caracas.

La Faja Petrolífera del Orinoco es conocida mundialmente por ser una de las más grandes acumulaciones de hidrocarburos pesados y extra-pesados. Esta situación hace necesario el desarrollo y la aplicación de métodos de recuperación distintos a los empleados habitualmente. Estos métodos, conocidos como métodos de recuperación mejorada, engloban técnicas tales como inyección de vapor, combustión in situ, inyección de dióxido de carbono e inyección de polímeros entre otros. La inyección de vapor es uno de los métodos más eficientes dentro de los procesos de recuperación mejorada y entre sus diversas modalidades la más reconocida ha sido la del Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor (SAGD por sus siglas en inglés). El SAGD consiste básicamente en perforar dos pozos horizontales uno por encima del otro. El pozo superior tendrá la función de inyectar vapor calentando el petróleo existente en el yacimiento y haciéndolo fluir hacia el pozo inferior bajo efecto de la gravedad. Una de las tantas variantes del SAGD es el denominado SAGD entrecruzado o X-SAGD. En este método se mantiene la estructura y la función de los pozos inyectores y productores pero se varía su ubicación de modo que estos últimos se ubiquen en un plano perpendicular a los inyectores formando un esquema entrecruzado. En esta investigación se analizó el funcionamiento del método X-SAGD en un área con propiedades características de la Faja Petrolífera del Orinoco. Para ello se generó un

modelo estático y dinámico de yacimiento partiendo de datos provenientes de diversas fuentes bibliográficas. Una vez analizado el proceso y utilizando técnicas de Diseño De experimentos, se generó una superficie de respuesta que vinculara los parámetros operacionales con la producción acumulada de petróleo. De esta forma fue posible optimizar el proceso hasta determinar una combinación de parámetros que maximizara la producción de petróleo.

Emeka, K. O. (2012). *SPE 162973. Optimización del comportamiento de un pozo usando diseño experimental*. Nigeria: Annual internacional Conference and Echibition held in Abuja.

La tasa de producción de un pozo es una relación funcional de los parámetros del sistema, tales como diámetro interno de la tubería de producción, la relación gas petróleo (RGP), presión de cabezal, permeabilidad, y entre otros daños. Un análisis de sensibilidad es hecho con el programa de comportamiento para obtener la tasa de flujo de producción óptima. El método convencional realizó esto por optimización secuencial. Debido a lo costoso de la computacionalidad y el tiempo consumido, la necesidad de determinar la configuración más rentable del diseño del pozo donde consideran un número de parámetros del sistema simultáneamente lo convierte en el más importante. Este procedimiento es llamado optimización Multivariada y es de interés en este artículo. Fue hecha una investigación preliminar de los factores que afectan la tasa de producción. El método de diseño Plackett-Burman de 11 variables fue usado para la ventana del significado de efectos de variables de flujo del yacimiento y a través de la tubería. La carta de Pareto fue graficada para los aspectos interesantes de los valores pesados.

Un diseño D-óptimo fue también aplicado para minimizar el volumen de un elipsoide para los coeficientes y proporcionar las estimaciones más exactas de los coeficientes del modelo. Una superficie de respuesta completamente cuadrática fue desarrollada. Un análisis gráfico donde lo usó para mostrar los

puntos óptimos así como la tasa de producción óptima. Éste modelo proporciona una herramienta para estimaciones preliminares de la tasa de producción óptima simultáneamente con los efectos de las variables.

Blanc, J. P. (1999). *SPE-56696 Gerencia de incertidumbres en el pronóstico de la producción usando métodos estadísticos integrados*. Texas: Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston.

La ingeniería de yacimientos requiere manejar fuentes de incertidumbres que pueden ser clasificadas en dos categorías: (a) Incertidumbres incontrolables a los parámetros de descripción física del yacimiento y (b) incertidumbres controladas a los parámetros para el desarrollo del yacimiento. En este contexto los ingenieros deben responder a varios problemas: describir la prioridad de las incertidumbres, identificar los que realmente influyen el proceso de producción de petróleo, hacer pronóstico seguro de producción y optimizar el esquema de producción de yacimiento.

En éste artículo, tratan varios métodos estadísticos con estos problemas presentados. Estos son (a) Diseño experimental, (b) Metodología de superficie de respuesta y (c) Método Monte-Carlo. Integrando estas técnicas permite construir un modelo simplificado de un proceso y estimar las incertidumbres en las respuestas de predicción. Este procedimiento íntegro, fue aplicado a un caso de campo mostrando ambos tipos de incertidumbre controlada e incontrolada. El resultado es una nueva estructura que permite a los ingenieros cuantificar las incertidumbres en la predicción condicionalmente a las incertidumbres de los parámetros del modelo de yacimiento. El procedimiento tiene bajos costos computacionales que con el método tradicional pero es bastante complejo y necesita un software adaptado para ser usado para ingeniería de yacimientos.

García P., Egle I. (2007). *Optimización del proceso SAGD en un modelo conceptual de yacimientos utilizando técnicas de diseño experimental*. Trabajo Especial de Grado no publicado, Universidad Central de Venezuela, Caracas.

Más del 90% de las reservas mundiales de petróleo pesado y extra pesado están depositadas en Canadá y Venezuela. Para desarrollar estos complejos yacimientos se requiere del uso de tecnologías sofisticadas. Una variedad de tecnologías han sido aplicadas satisfactoriamente en este tipo de yacimientos, tales como procesos inyección de vapor, estimulación cíclica con vapor, procesos de combustión, entre otras.

El proceso de drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD por sus siglas en Inglés) ha surgido como una tecnología efectiva y de gran potencial económico para el recobro de petróleo pesado y extra pesado. En general, este proceso utiliza dos pozos horizontales, uno por encima del otro separados por una distancia vertical. El pozo superior es usado para inyectar vapor a la formación, calentando el crudo y permitiéndole fluir hacia el pozo inferior bajo la acción de la gravedad.

El éxito de la implementación del proceso SAGD depende de dos factores principales: los parámetros del yacimiento y las condiciones operacionales. Por esta razón, es de gran importancia encontrar las condiciones operacionales apropiadas (que pueden ser controladas) para la optimización del proceso bajo condiciones de yacimiento específicas. En este estudio, varios parámetros fueron discriminados, utilizando la técnica de diseño experimental, para definir aquellos que tenían mayor influencia en el proceso SAGD, y esos parámetros fueron modelados usando la Metodología de Superficie de Respuesta, la cual puede ser utilizada para realizar predicciones y optimizaciones del proceso. De esta forma, en el presente estudio se desarrolla una metodología de optimización novedosa del proceso SAGD.

BASES TEÓRICAS

Faja Petrolífera del Orinoco

La Faja Petrolífera del Orinoco está ubicada al sureste de Venezuela, al norte del río Orinoco, y comprende una gran parte del sur de los estados Guárico, Monagas y Anzoátegui, constituyendo las mayores reservas de hidrocarburos extrapesados del mundo ($API < 10^\circ$), la cual “comprende una extensión de 75.100 km² y un área de explotación actual de 11.593 km²»⁽¹⁾.

Una de las características de las formaciones que conforman los yacimientos de crudos pesados y extrapesados es que son arenas no consolidadas, es decir, que los granos de arenas tienen poco material cementante. Esta condición de poca consolidación hace que el yacimiento en su estado virgen muestre alta porosidad y alta permeabilidad, con una porosidad promedio del 30% mientras que las permeabilidades varían entre 10 y 20 Darcys. Los espesores de arena se encuentran entre 50 y 200 pies y dichas arenas se encuentran a profundidades someras.

La Figura 2. 1 en la página 12, muestra la ubicación de la Faja Petrolífera del Orinoco en donde se puede apreciar que está dividida en cuatro zonas de exploración y producción: Boyacá (antiguamente conocida como Machete), Junín (antes Zuata), Ayacucho (antiguo Hamaca); y Carabobo (antes Cerro Negro).

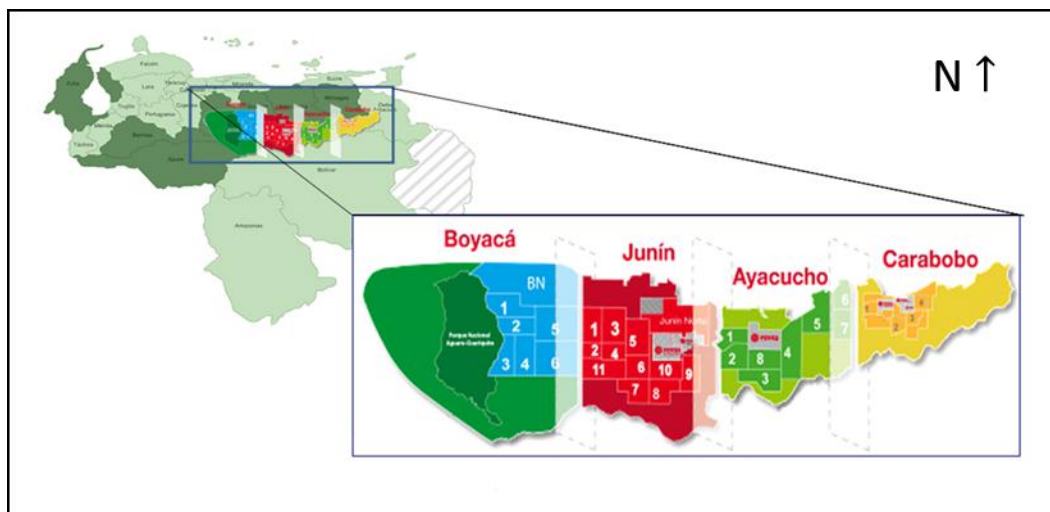


Figura 2. 1 Faja Petrolífera del Orinoco (Imagen suministrada por la empresa)

Durante el 2005 se concluyó el plan de certificación de la Faja Petrolífera del Orinoco con el Proyecto Magna Reserva, comprobándose que las reservas estimadas recuperables son de unos “259 mil millones de barriles de hidrocarburos pesados y extrapesados”⁽²⁾, en base a un factor de recuperación promedio del 20%, económicamente alcanzable usando la tecnología disponible, es decir, el petróleo original en sitio es de aproximadamente 1.336 MMBBN de crudo extrapesado.

Descripción del área de estudio

La concesión de la empresa mixta se encuentra en los llanos del sur de Venezuela, 375 kilómetros al sureste de Caracas, 150 kilómetros al noreste del campo Hamaca de Petropiar y de 25 a 50 kilómetros al norte del río Orinoco, un río continental que fluye hacia el este desde la selva amazónica en el sur. La concesión está junto al sur de los proyectos de crudo pesado de Petromonagas, Petrovictoria y de la Petrolera Sinovensa de la Faja que proporcionan buenos equivalentes de yacimientos. El área es plana con algunas elevaciones que van de los 250 a los 350 pies y se encuentra cubierta por plantaciones de pinos cultivados y pradera. Los ríos Yabo, Cogallar, Yabito o Campeno y Uracoa son afluentes del norte del Orinoco y dividen los márgenes del norte de los bloques. En la ribera del río se encuentran concentraciones de selva tropical conocidas como "morichales" que son áreas protegidas y delicadas a

nivel medioambiental donde se restringen las operaciones de superficie con el fin de preservarlas.

Esta empresa está conformada por tres áreas que abarcan más de 530 km², con más de 39 mil millones de barriles de petróleo en sitio. Las tres áreas se describen como: Carabobo 2 Sur (237 km²), Carabobo 3 Norte (210 km²) y Carabobo 5 (110 km²). Estas áreas se muestran en la Figura 2. 2 (pág.14) y se describen como sigue:

Bloque Carabobo 2 Sur

El Bloque Carabobo 2 Sur se encuentra en el este de Venezuela aproximadamente 60 Km. al noreste de Ciudad Bolívar y 70 Km. al noreste de la ciudad de Puerto Ordaz. Los sectores del noreste y este se encuentran dentro de la jurisdicción de Maturín en el estado Monagas y los sectores del noroeste, suroeste, sur y sureste se encuentran dentro de la jurisdicción de Barcelona en el estado Anzoátegui. El Bloque Carabobo 2 Sur limita al norte con el bloque C2N de Petrovictoria.

Bloque Carabobo 3 Norte

El Bloque Carabobo 3 Norte se encuentra en el este de Venezuela, al noreste del Área Carabobo, aprox. 30 Km. al norte de la ciudad de Puerto Ordaz. Se encuentra dentro de la jurisdicción de Maturín en el estado Monagas. El Bloque Carabobo 3 Norte limita al norte con la empresa mixta Petrosinovensa.

Bloque Carabobo 5

El Bloque Carabobo 5 se encuentra en el este de Venezuela aproximadamente 55 Km. al noreste de Ciudad Bolívar y 65 Km. al noroeste de la ciudad de Puerto Ordáz. Se encuentra dentro de la jurisdicción de Barcelona en el estado Anzoátegui. El Bloque Carabobo 5 limita al norte con la empresa mixta Petromonagas.

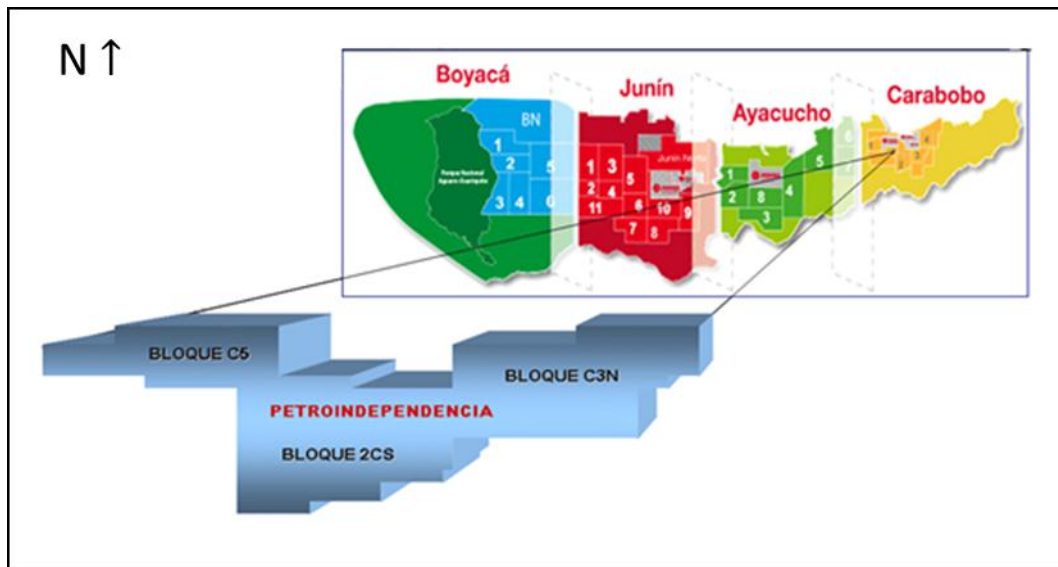


Figura 2. 2 Empresa Mixta (Imagen suministrada por la empresa)

Estratigrafía

Los intervalos de producción en las áreas estudiadas se asocian a la formación Oficina de la era del Mioceno. Tal formación se divide en cuatro miembros principales, que se denominan, del más antiguo al más reciente: Morichal, Yabo, Jobo y Pilon. Hacia el este del área de Carabobo, el espesor del miembro Morichal se reduce hasta que desaparece por acuñamiento en la parte alta de Uverito. Lo mismo ocurre hacia el sur donde dichas unidades sedimentarias se acuñan en el basamento metamórfico ígneo.

El miembro Morichal se ubica en la sección basal de dicha Formación y representa el intervalo de rocas con el mejor potencial desde el punto de vista de la producción de hidrocarburos.

Esta área está representada por una secuencia de bancos con poca consolidación e intercalada con lutitas y cieno con presencia de carbono. Hacia el basamento del intervalo denominado "Morichal Inferior" hay enormes conjuntos de bancos con poca consolidación asociados a un entorno fluvial donde se define el espesor principal de dichos bancos (de 60 a 80 pies), mientras que en las secciones media, denominada

"Morichal Medio", y superior, denominada "Morichal Superior", existen bancos intercalados con lutitas y cieno con presencia de carbono y su espesor es reducido (aproximadamente de 10 a 40 pies). Esta reducción en el espesor de los bancos se debe al traspaso de un entorno de sedimentación fluvial (Morichal Inferior) a un entorno transicional (Morichal Medio y Superior).

La zona con el mejor potencial en el miembro Morichal donde se encuentra un espesor que oscila entre los 220' y 250' de Arena Neta Petrolífera se trata actualmente como tres grandes subunidades: Inferior, Media y Superior. En la Figura 2.3 se muestra un registro tipo en donde se diferencian estas subunidades.

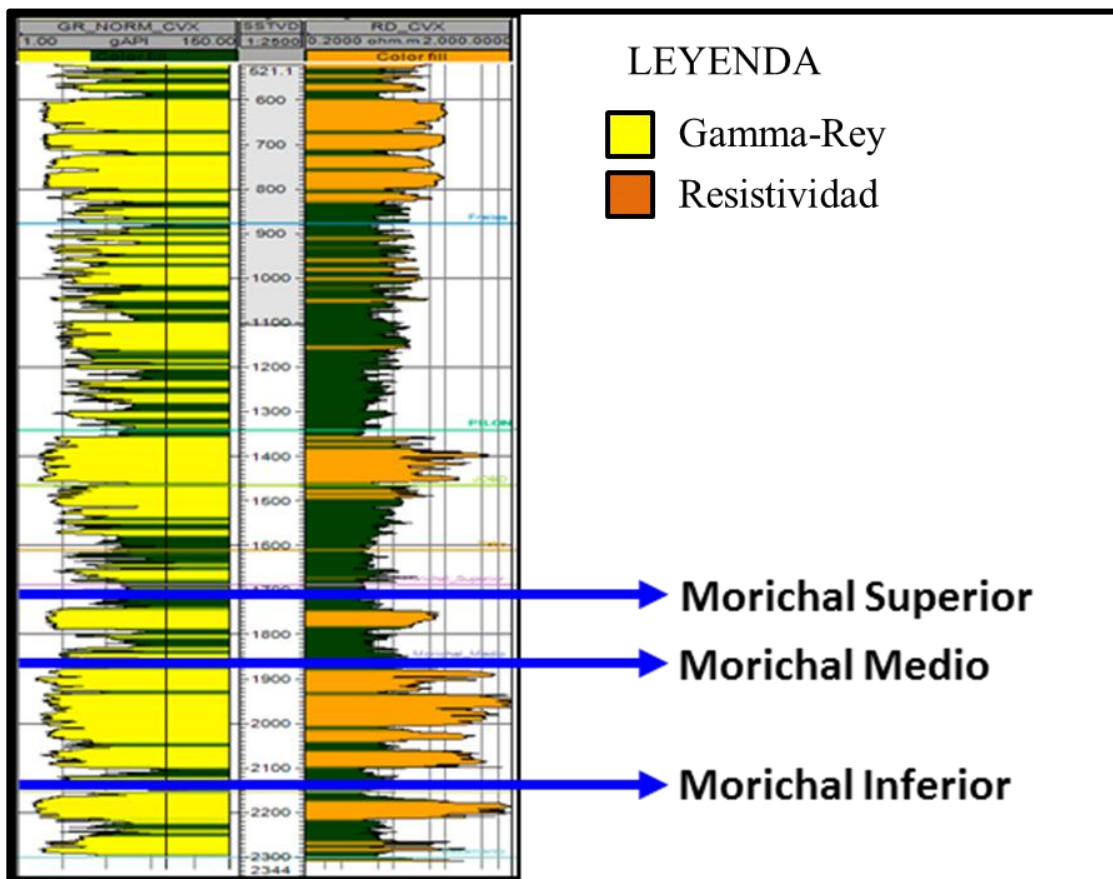


Figura 2. 3 Registro tipo del área (Imagen suministrada por la empresa)

Simulación de Yacimientos

Concepto

Al inicio de 1950, un numeroso grupo de compañías reconoce la eficiencia que provee al ingeniero el uso de simuladores de yacimientos. Su esfuerzo por investigar los aspectos fundamentales del análisis numérico y desarrollar métodos prácticos para usarlos en las computadoras disponibles consiguió que se generara el primer simulador a mediados de la década del 50. La principal aplicación de los primeros simuladores fue estudiar yacimientos que eran demasiado grandes como para justificar los estudios convencionales.⁽³⁾

Desde 1930 a la actualidad se han evidenciado muchos cambios en los cálculos relacionados con los yacimientos de petróleo y gas. Ya que el modelaje de yacimientos pasó de ser una caja con arena (el modelo empleado por Henry Darcy) a una representación del yacimiento formada por una serie de bloques interconectados en los cuales es posible determinar las características del flujo mediante ecuaciones resueltas numéricamente.⁽⁴⁾

Ahora los simuladores resuelven las mismas ecuaciones que se resolvían analíticamente a los inicios de la ingeniería de yacimientos en 1930, y toman en cuenta los estudios integrados de yacimientos, es decir, en un mismo archivo se pueden relacionar los resultados de cada ingeniería, como lo son, la petrofísica, geofísica, geología, sedimentología, estratigrafía, etc. También se puede construir con más facilidad el modelo estático incluyendo la heterogeneidad del yacimiento, entonces el ingeniero de yacimientos tiene a su disposición la visualización de todos estos resultados para comenzar a planificar lo relacionado con los fluidos del yacimiento o construir el modelo dinámico.

Dicho modelo consiste en la descripción matemática del flujo de agua, petróleo y gas en el medio poroso. Conceptualmente, esta descripción considera el flujo de fluidos en las tres direcciones básicas del espacio tridimensional e incluye los efectos en el

comportamiento del yacimiento de los siguientes parámetros: compresibilidad de la roca y de los fluidos, viscosidades de los fluidos, gravedad, presiones capilares, permeabilidades relativas y solubilidad del petróleo al gas.

La simulación de yacimientos evalúa el estado actual y el comportamiento futuro de los yacimientos con el objetivo de tomar decisiones con respecto a la planificación deseada. Esta es de mucha importancia porque permite estudiar detalladamente el movimiento de los fluidos del yacimiento a través de la roca, la trayectoria de los pozos, condiciones operacionales y además se pueden incluir modelos representativos del área para evaluar la eficiencia de cualquier método de recuperación con inyección de vapor, por ejemplo.

Un simulador numérico es capaz de realizar tres tipos de cálculos básicos: los de inicialización, los de cotejo histórico y los de predicción. Se efectúa partiendo de la construcción de un modelo matemático del yacimiento, generando ecuaciones fundamentales de flujo de fluidos en forma de ecuaciones diferenciales parciales para cada una de las fases presentes en el modelo, que se resuelven por métodos numéricos directos o iterativos. Estas ecuaciones se obtienen como unas combinaciones de ecuaciones de flujo, de continuidad y de estado. Mientras la ecuación de continuidad expresa la conservación de la masa, la ecuación que rige el flujo de fluidos es la ecuación de Darcy y la que describe la relación presión-volumen es la Ecuación de Estado.

Para cada momento, estas tres ecuaciones son combinadas en una única ecuación diferencial parcial. De esta forma se obtienen los valores iniciales. Luego, con los datos de producción y ubicación de los pozos es posible determinar cómo cambian los valores iniciales luego de un tiempo específico.

Dentro de la planificación de un estudio de simulación de cualquier yacimiento en particular, se pueden distinguir tres etapas fundamentales: inicialización del modelo del yacimiento, cotejo histórico del comportamiento pasado del yacimiento y predicción del comportamiento futuro del yacimiento.

Etapas fundamentales para la simulación de yacimientos

- *Inicialización del modelo*

Después de efectuar una revisión rigurosa de los datos que se van a utilizar en la simulación para identificar posibles errores en los datos que luego pueden perjudicar considerablemente la simulación, se continúa con el proceso de inicialización, el cual consiste en la validación del modelo del yacimiento, a través del cálculo de los volúmenes de los fluidos presentes en el yacimiento. La inicialización permite establecer las saturaciones iniciales de los fluidos y la distribución de presiones dentro del yacimiento.

- *Ajuste histórico del comportamiento del modelo*

Luego que el modelo ha sido completado se debe reproducir el comportamiento histórico del yacimiento para verificar si es capaz de imitar el comportamiento real, de esta manera se realizan cambios en las diferentes propiedades relacionadas con el yacimiento. La descripción del yacimiento usada en el modelo es validada mediante las condiciones históricas de producción y/o inyección de los pozos, permitiendo que el modelo simule y genere el comportamiento de presiones, producción de fluidos, relación gas-petróleo y corte de agua. Los resultados de esta simulación son comparados con los datos históricos de producción ya reportados para determinar el grado de semejanza entre el comportamiento del modelo generado y el comportamiento real del yacimiento.

Para alcanzar un buen ajuste, generalmente es necesario realizar modificaciones en ciertos parámetros referentes a la descripción estática o a las propiedades de los fluidos presentes en el yacimiento. Estos cambios deben hacerse en las variables requeridas hasta obtener un cotejo suficientemente satisfactorio.

- ***Predicción del comportamiento futuro del yacimiento***

Después de que se ha alcanzado un cotejo histórico satisfactorio, el modelo se considera válido para realizar predicciones del comportamiento del yacimiento. De esta manera se pueden obtener valores de tasa de producción de petróleo, corte de agua, presión del yacimiento, posición del frente de fluidos y tasas de recobro entre otras. Es importante destacar que la precisión de esta predicción dependerá directamente de la calidad de los datos proporcionados y del cotejo histórico.

Las predicciones generadas en la simulación del yacimiento proveen la base para el análisis económico, que en definitiva serán las que permitirán seleccionar el esquema de explotación óptimo.

Tipos de simuladores

Entre los simuladores disponibles en la actualidad, los más conocidos son los siguientes⁽³⁾:

- ***Simuladores de Petróleo Negro o Blackoil***

Estos simuladores fueron los primeros en ser desarrollados. Son capaces de modelar el flujo de agua, petróleo y gas, así como también cambios en la composición del petróleo o del gas.

- ***Simuladores Composicionales***

Pueden modelar el comportamiento de petróleo volátil y yacimientos de gas condensado en los que la composición de la fase varía considerablemente con la presión.

- ***Simuladores Térmicos***

Pueden modelar procesos de inyección de vapor. En estos casos es necesario emplear una ecuación adicional que cuantifique la conservación de energía en el yacimiento.

- *Simuladores de Procesos Químicos*

Fueron desarrollados para inyección de polímeros, de surfactantes y de sustancias alcalinas. Estos métodos de desplazamiento ameritan cambios profundos en las propiedades de los fluidos y es por esta razón que estos simuladores todavía no han sido desarrollados completamente.

- *Simulador de Líneas de Flujo*

Estos simuladores muestran el flujo de una mezcla multifásica a lo largo de líneas de flujo. De esta manera se visualiza el trayecto que siguen los fluidos en el yacimiento.

Diseño de Experimentos

El diseño de experimentos consiste en realizar un conjunto de pruebas con el objetivo de buscar datos que al ser analizados estadísticamente permitan responder a las interrogantes planteadas por el experimentador sobre determinada situación.

Cuando se va a realizar una investigación usando diseño de experimentos, se sigue un proceso iterativo que se encarga de generar aprendizaje y conocimientos, el cual está dirigido por la estructura del cerebro humano y además forma parte de nuestra cotidianidad. En la Figura 2. 4 se observa que a partir de una idea se hace una deducción, pero a través de los hechos (datos) se induce a otra idea o teoría y así sucesivamente, este proceso secuencial genera conocimientos y puede visualizarse como un ciclo de retroalimentación.

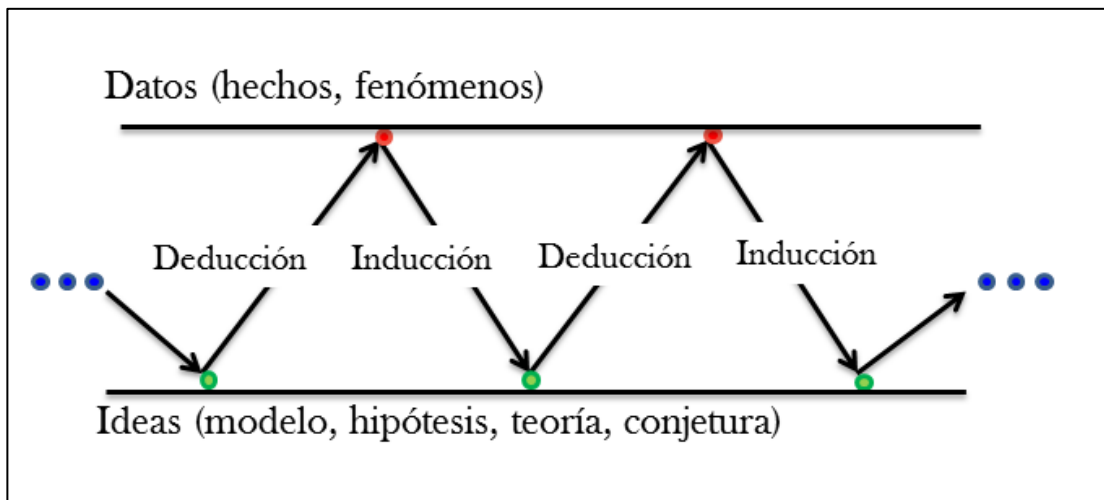


Figura 2. 4 Proceso iterativo de aprendizaje⁽⁵⁾

Los humanos tienen un cerebro bilateral, específicamente diseñado para realizar este tipo de continua conversación deductiva-inductiva. Aunque este proceso iterativo puede conducir a una solución de un problema, no se debe esperar que la naturaleza dé una solución, o el camino que ha seguido para alcanzarla, sea único.⁽⁵⁾

El uso del diseño estadístico de experimentos, minimiza la influencia del error experimental, evalúa varios factores con el menor número de pruebas, proporcionando información específica de la influencia de estos y tomando en cuenta únicamente aquellos que afectan considerablemente la respuesta. También evita que los efectos reales queden enmascarados por el error experimental, y evita que el investigador concluya erróneamente de la existencia de efectos que no existen. De esta forma no sólo es posible llegar a una conclusión de una manera más rápida sino que se conoce la manera en que los diversos factores interactúan entre ellos.

Cuando se tienen muchos datos pertenecientes a muchas variables y se necesita realizar un experimento, es normal cuestionarse acerca del método o camino que se va a tomar, ya que existen muchos diseños de experimentos para estudiar la gran diversidad de problemas o situaciones que ocurren en la práctica. Esta cantidad de diseños hace necesario saber cómo elegir el más adecuado para una situación dada y,

por ende, es preciso conocer cómo es que se clasifican los diseños de acuerdo con su objetivo y su alcance.

Los cinco aspectos que más influyen en la selección de un diseño de experimentos, en el sentido de que cuando cambian por lo general nos llevan a cambiar de diseño, son:

1. El objetivo del experimento.
2. El número de factores a estudiar.
3. El número de niveles que se prueban en cada factor.
4. Los efectos que interesa investigar (relación factores-respuesta).
5. El costo del experimento, tiempo y precisión deseada.

El objetivo del experimento se utiliza como un criterio general de clasificación de los diseños de experimentos, mientras que los otros cuatro puntos son útiles para sub-clasificarlos. En este sentido, de acuerdo con su objetivo y sin pretender ser exhaustivos, los diseños se pueden clasificar como:

1. Diseños para comparar dos o más tratamientos.
2. Diseños para estudiar el efecto de varios factores sobre la(s) respuesta(s).
3. Diseños para determinar el punto óptimo de operación del proceso.
4. Diseños para la optimización de una mezcla.
5. Diseños para hacer el producto o proceso insensible a factores no controlables.

En la Figura 2. 5 se listan de acuerdo a su objetivo los diseños particulares más representativos en cada rama y a continuación se resumen los diseños de experimentos que se utilizan para estudiar el efecto de varios factores sobre una o más variables de respuesta, ya que es el objetivo en el cual se enfoca este trabajo de investigación.

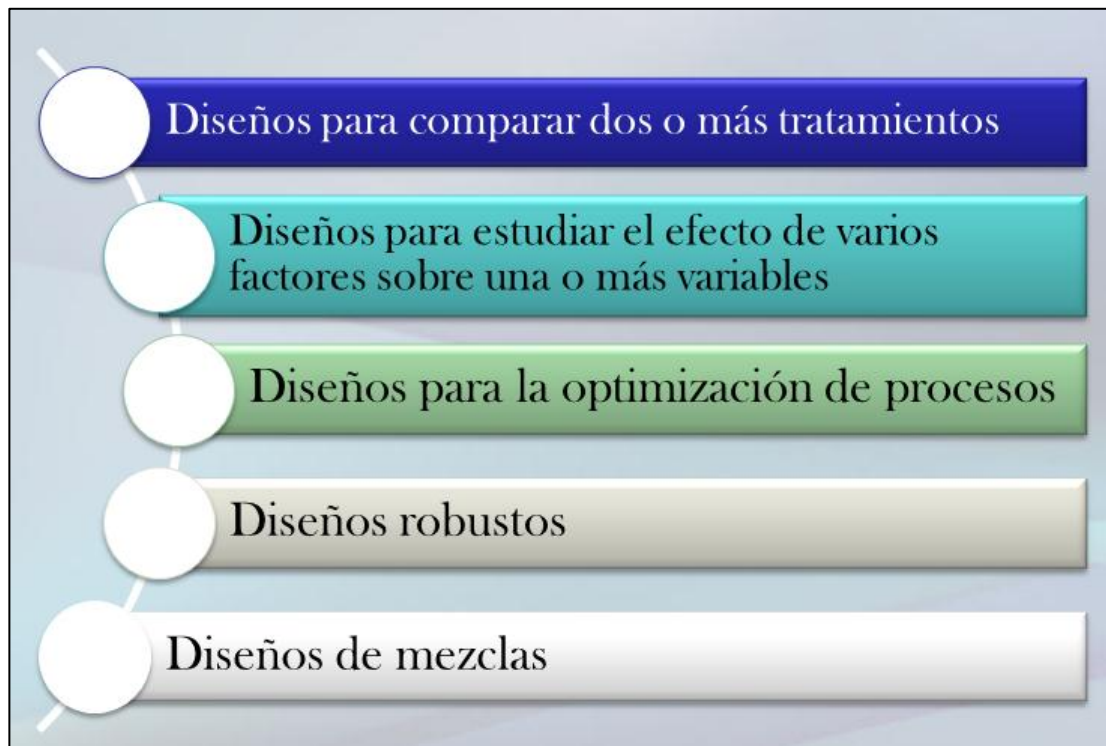


Figura 2. 5 Clasificación de los diseños de experimentos según su objetivo⁽⁶⁾

Para realizar un diseño de experimentos, primero, se debe comprender y plantear el problema, luego se eligen los factores y niveles, se seleccionan las variables de respuesta para luego elegir el tipo de diseño de experimentos. Para finalizar se realiza el experimento y se analizan los datos.

Diseños Factoriales

Cuando se estudia el efecto individual y de interacción de varios factores sobre una o varias respuestas se usan los diseños factoriales, estos pueden ser de dos o tres niveles, se denotan con la expresión exponencial 2^k y 3^k , respectivamente, donde k es el número de factores o variables a estudiar en cada experimento.

Para realizar un diseño factorial completo se corren aleatoriamente todas las posibles combinaciones que pueden formarse con los niveles de los factores a investigar, es importante y necesario elegir al menos dos niveles de prueba para hacer un estudio con diseño factorial.

Para explicar cómo se usa éste método, se trabaja con el diseño más sencillo, el diseño factorial 2^2 , en donde se estudia el efecto de dos factores considerando dos niveles en cada uno. Este diseño contiene cuatro tratamientos que se pueden denotar de diferentes maneras, como se muestra en la Tabla 2. 1, estas notaciones se usan en situaciones particulares; por ejemplo, la notación $+1, -1$ es útil para hacer cálculos de ajuste con mínimos cuadrados al modelo de regresión de los datos. La notación de signos $+, -$ es muy práctica para escribir las matrices de diseño. La notación con letras A^+, A^- se utiliza para escribir, al final del análisis del experimento, el mejor punto o tratamiento ganador que se ha encontrado.

Tabla 2. 1 Seis maneras de escribir los tratamientos del diseño $2^{2(6)}$

	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	Notación de Yates
Trat1	bajo	Bajo	A_1	B_1	A^-	B^-	-	-	0	0	-1	-1	(1)
Trat2	alto	Bajo	A_2	B_1	A^+	B^-	+	-	1	0	1	-1	<i>a</i>
Trat3	bajo	Alto	A_1	B_2	A^-	B^+	-	+	0	1	-1	1	<i>b</i>
Trat4	alto	Alto	A_2	B_2	A^+	B^+	+	+	1	1	1	1	<i>ab</i>

La notación de Yates (véase la última columna de la Tabla 2. 1) tiene un significado diferente a las demás: con ella se representa el total o la suma de las observaciones en cada tratamiento, más que el tratamiento mismo. Para entender esta notación se evidencia que si una letra minúscula está presente, entonces el factor correspondiente se encuentra en su nivel alto; si está ausente, el factor está en su nivel bajo; por ejemplo, *ab* se refiere al tratamiento en que los factores A y B están en su nivel alto.

Ya se conocen las maneras de denotar los tratamientos para el diseño factorial 2^2 , por otra parte los factores A y B pueden ser cualitativos, cuantitativos o combinaciones de estos. Los factores cualitativos toman valores de tipo nominal (Ejemplos: máquinas, lotes, marcas, etcétera); y los factores cuantitativos pueden tomar cualquier valor dentro de cierto intervalo en donde la escala es continua, como por ejemplo: temperatura, velocidad, presión, etcétera.

Para ejemplificar lo anteriormente expuesto, se supone que en un proceso de fermentación tequilera, se tienen dos factores, A: tipo de levadura y B: temperatura,

cada factor denotado con dos niveles $A_1 = 1$, $A_2 = 2$, $B_1 = 22^\circ\text{C}$, $B_2 = 30^\circ\text{C}$, respectivamente. En las tres primeras columnas de la Tabla 2.2 se muestran los cuatro tratamientos o puntos del diseño factorial 2^2 , y entre paréntesis se ha indicado cada nivel con los códigos (1,-1). A esta matriz (Tabla 2.2) se le llama matriz de diseño en orden estándar, no es recomendable realizar los experimentos en éste orden ya que no es apropiado, los resultados pueden ser erróneos, esta matriz se utiliza para saber las combinaciones que se pueden hacer con cada uno de los factores o el tipo de experimentos que se deben llevar a cabo, pero se debe tomar en cuenta que los experimentos se van a realizar de forma aleatoria.⁽⁶⁾

Tabla 2. 2 Tratamientos y rendimiento del proceso de fermentación tequilera⁽⁶⁾

Tratamientos	A: Levadura	B: Temperatura	Y: Rendimiento
1	$A_1 = 1 (-1)$	$B_1 = 22^\circ\text{C} (-1)$	28
2	$A_2 = 2 (1)$	$B_1 = 22^\circ\text{C} (-1)$	41
3	$A_1 = 1 (-1)$	$B_2 = 30^\circ\text{C} (1)$	63
4	$A_2 = 2 (1)$	$B_2 = 30^\circ\text{C} (1)$	45

Para este estudio la respuesta de interés es el Y : *rendimiento* del proceso de fermentación, en la última columna de la Tabla 2.2, se muestra los resultados de una prueba realizada para cada uno de los tratamientos. Con estas respuestas se puede evaluar el efecto que tiene un factor, el efecto principal y el de interacción.

El efecto de un factor es el cambio observado en la variable de respuesta debido al cambio de nivel en el factor. Por otra parte, los efectos principales son los cambios de la variable de respuesta que se deben a la acción individual de cada factor. En términos matemáticos, el efecto principal de un factor con dos niveles es la diferencia entre la respuesta media observada cuando tal factor estuvo en su nivel alto, y la respuesta media observada cuando el factor estuvo en su nivel bajo. Por ejemplo, para los datos de la Tabla 2.2, los efectos principales están dados por:

$$\text{Efecto } A = \frac{41 + 45}{2} - \frac{28 + 63}{2} = -2.5$$

$$\text{Efecto } B = \frac{63 + 45}{2} - \frac{28 + 41}{2} = 19.5$$

Cuando se hace referencia a un efecto principal se está queriendo decir que uno de los dos factores tienen más influencia que otro en la respuesta final, en este caso, se aprecia que el efecto principal de B es mayor, entonces la temperatura tiene mayor influencia en Y.

Para evaluar la interacción entre factores se debe calcular el efecto de un factor en cada nivel del otro factor, por eso se dice que dos factores interactúan de manera significativa sobre la variable de respuesta cuando el efecto de uno depende del nivel en que está el otro. Por ejemplo, de los datos de la Tabla 2.2 el efecto de A cuando B es bajo, está determinado por:

$$\text{Efecto } A (\text{con } B \text{ bajo}) = 41 - 28 = 13$$

Y cuando la temperatura es alta, el efecto de A es:

$$\text{Efecto } A (\text{con } B \text{ alto}) = 45 - 63 = -18$$

Como los resultados son muy diferentes es evidencia que los factores A y B interactúan sobre Y, entonces para optimizar el rendimiento de fermentación, la elección del tipo de levadura depende del nivel de temperatura del proceso. A continuación, con el análisis de gráficos de interacción, se explica más fácilmente si existen efectos simultáneos entre los factores A y B.

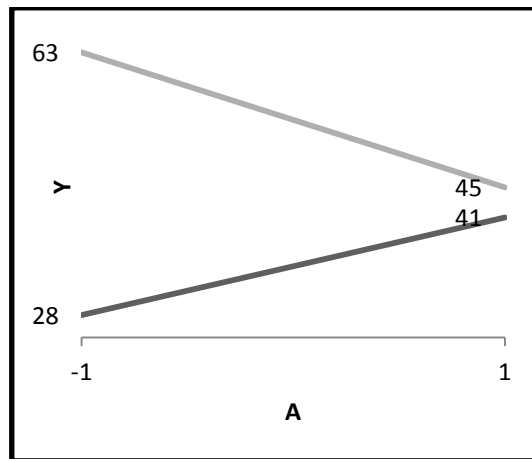


Figura 2. 6 Interacción AB⁽⁶⁾

Cuando existen interacción las líneas obtenidas tienen una pendiente muy diferente (véase la Figura 2. 6 y Figura 2. 7), y si no hay interacción las líneas tienen una pendiente que son aproximadamente paralelas. Con este ejemplo se aprecia que en la Figura 2. 6 hay interacción entre A y B, poniendo el factor A en el eje horizontal, mientras que en la Figura 2. 7 se representa el mismo efecto de interacción pero ahora con el factor B en el eje horizontal.

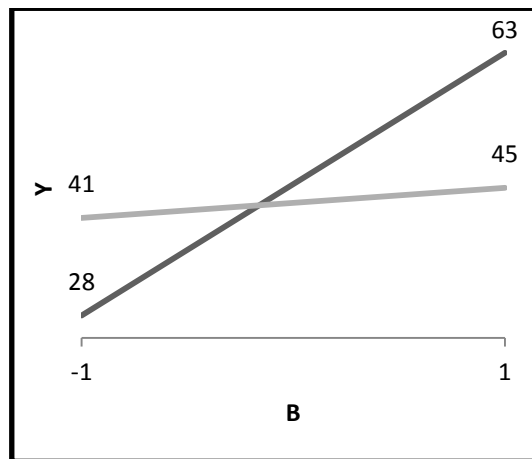


Figura 2. 7 Interacción AB⁽⁶⁾

La técnica de usar las gráficas para analizar los efectos de interacción no es la única técnica para analizar datos, se pueden hacer también con análisis de varianza

(ANOVA) siempre que haya por lo menos dos réplicas del experimento y con Cartas de Pareto.

Los diseños factoriales son más eficientes que el tradicional experimento de mover un factor a la vez (se varía un factor manteniendo constantes el resto de los factores), que se tienden a utilizar cuando no se tiene el conocimiento de diseño de experimentos.

Una forma de ver la ineficacia de mover un factor a la vez se ilustra a través del siguiente ejemplo. Se trata de estudiar los efectos sobre el rendimiento de un proceso que tienen tres factores: A (temperatura), B (contenido de sólidos) y C (tiempo de residencia). Cada factor se estudiará a dos niveles (-,+) y se realizarán cuatro pruebas cada vez que el factor estudiado cambie de nivel. Para ello, de acuerdo con el enfoque de experimentación de mover un factor a la vez, se procede de la siguiente manera:

1. Para estudiar el efecto de A los factores B y C se fijan en (-). Entonces se obtiene que A_+ , es mejor que A_- . Véase Tabla 2. 3:

Tabla 2. 3 Ejemplo de experimentación empírica⁽⁶⁾

Tratamiento	A	B	C	Tratamientos probados			Total de corridas para cada tratamiento
				Paso 1	Paso 2	Paso 3	
1	-	-	-	*			4
2	+	-	-	*	*		8
3	-	+	-				0
4	+	+	-		*	*	8
5	-	-	+				0
6	+	-	+				0
7	-	+	+				0
8	+	+	+			*	4
Total							24

2. Ahora se hace lo mismo para el factor B, pero fijando a A en (+) que fue el mejor y a C en (-). Con las cuatro pruebas en cada nivel se obtiene que con B_+ se logra un mejor rendimiento que con B_- .

3. De acuerdo con lo anterior se fija A_+ y B_+ , y de igual manera se estudia el efecto de C en sus dos niveles. Se obtiene que C_+ es mejor que C_- . Véase Tabla 2. 3.
4. Conclusión: condición óptima (A_+ , B_+ , C_+).

El problema es que hay tratamientos que se probaron en dos pasos (8 veces), y otros en ninguno, entonces después de realizar 24 pruebas sólo se estudiaron la mitad de los posibles tratamientos. Además, la comparación entre los resultados de un tratamiento y otro no se hizo con un criterio estadístico, y no se estudió el efecto simultáneo de los factores (no se estudió la interacción). Por lo tanto, se han gastado muchos recursos y se ha obtenido poca información; asimismo, no hay garantía de que la solución propuesta sea la mejor.

Si se hubiese trabajado con diseños factoriales se tendrían las mismas 8 combinaciones, pero se llegaría a obtener mejores conclusiones con sólo probar 8 o 16 casos aleatoriamente, además que se prueban todos los casos, se llega a la respuesta más conveniente, ya que se están usando técnicas estadísticas para el análisis de los resultados, además, se sacan otras conclusiones importantes que son imposibles de obtener moviendo un factor a la vez, como lo es, el efecto de interacción.

A medida que aumentan los factores, se agrava el estudio con el método de mover un factor a la vez, entonces la experimentación empírica en apariencia más simple y sencilla ha resultado cara y poco eficaz.

Por el ejemplo antes expuesto, se resumen las ventajas del diseño factorial:

- Permiten estudiar el efecto individual y de interacción de los distintos factores.
- Son diseños que se pueden aumentar para formar diseños compuestos en caso de que se requiera una exploración más completa.
- Cuando el interés es descartar de manera económica los factores que no son importantes, se pueden correr fracciones de los diseños factoriales.

- En las situaciones en las que no puede correrse todo el diseño factorial bajo las mismas condiciones, pueden utilizarse en combinación con diseños en bloques.
- La interpretación y cálculo de los efectos en los experimentos factoriales se puede hacer con aritmética elemental, en particular cuando cada factor se prueba en dos niveles.

Para hacer el estudio de las variables más significativas, se debe decidir si se va a realizar un diseño factorial completo o fraccionado, a continuación se detallan cada uno de estos diseños:

Diseños Factoriales Completos

El diseño factorial completo es el que se explicó anteriormente con el ejemplo de dos factores, con estos diseños se pueden estudiar gran cantidad de variables, pero tomando en cuenta que a medida que aumentan la cantidad de variables a estudiar, se deben hacer gran cantidades de experimentos, ya que se trabaja de esta manera, si es de dos factores, sería 2^k , donde k es el número de factores. Entonces, si se desean estudiar 12 factores, 2^{12} deberían hacerse 4096 experimentos, esto no sería factible económicamente, por esta razón y para optimizar más aún el estudio estadístico controlado (Diseño de experimentos) se estudian en la siguiente sesión, los diseños de experimentos fraccionados.

Diseños Factoriales Fraccionados

Cuando el interés sea estudiar 6 o más factores de dos niveles se requiere una estrategia que permita reducir de manera importante el número de tratamientos experimentales, pero que al mismo tiempo se pierda el mínimo de información valiosa. Esta estrategia la conforman los diseños factoriales fraccionados, ya que si en un experimento se desea estudiar 6 factores, se deberían correr $2^6 = 64$ pruebas, y si son 7 factores, entonces serían 128 corridas, por esta cantidad de experimentos, en la práctica, no sería posible hacer tantas corridas pero con esta nueva estrategia se harían una parte o fracción de las corridas.

La teoría de diseños fraccionados se basa en una jerarquización de los efectos: son más importantes los efectos principales, seguidos de las interacciones dobles, luego las triples, cuádruples, etcétera.

Los diseños fraccionados tienen como principios fundamentales:

1. El principio de parsimonia (efectos esparcidos o escasez de efectos): Cuando existen varias variables, es posible que en el proceso sólo influyan algunas de ellas, por sus efectos principales y las interacciones de orden inferior, ya que las interacciones de orden superior entre los factores no afectan el resultado final y son considerados como esencialmente inertes.
2. El Principio de Jerarquía: Con este principio es posible estudiar muchos factores con relativamente pocas corridas experimentales, ya que se sacrifican efectos de orden alto (interacciones triples en adelante) con el objetivo de estudiar los efectos principales en primer lugar, seguidos de las interacciones dobles de los factores.
3. Principio de herencia: Para que un efecto de interacción esté activo, es necesario que al menos uno de los efectos principales de los factores que lo conforman sea significativo.

La notación 2^{k-p} significa una fracción a la mitad del diseño factorial completo 2^k , que tiene sentido fraccionar de esta manera cuando k es mayor que 2 y p significa el número de factores a ignorar.

En la Tabla 2.4 se observa que para menos de cinco factores ($k < 5$) los efectos potencialmente importantes superan en número a los efectos ignorables, entonces si se fraccionan estos diseños es forzoso que se pierda información que puede ser relevante. Por otro lado, cuando $k \geq 5$, el número de efectos ignorables supera al número de efectos no ignorables o potencialmente importantes, lo cual indica que estos diseños se pueden fraccionar sin perder información valiosa, ya que se

sacrifican las interacciones de alto orden que son de interés secundario. Mientras más grande es el valor de k , el diseño admite un grado de fraccionamiento mayor.

Tabla 2. 4 Efectos en los factoriales $2^{k(6)}$

Diseño 2^k	Total de efectos	Efectos no ignorables	Efectos ignorables
2^2	3	3	0
2^3	7	6	1
2^4	15	10	5
2^5	31	15	16
2^6	63	21	42
2^7	127	28	99

- **Factores Confundidos o Aliados**

La resolución es lo que se pierde si se decide hacer un tipo de experimento fraccionado. La resolución de un diseño factorial fraccionado (la resolución se identifica con la letra R como subíndice de esta manera 2_R^{k-p}), indica el nivel de confusión entre los términos lineales y las interacciones, para estudiar los efectos potencialmente importantes, ésta puede ser de tres tipos básicamente:

Resolución III: Es cuando los efectos principales no son alias entre ellos, pero existen efectos principales que son alias de interacciones dobles, esto afecta en nuestro diseño, ya que estos efectos (principales y secundarios) son importantes en el experimento y no se tiene suficiente información para determinar cuál es el que verdaderamente está afectando el resultado del experimento. Estos diseños son difíciles de usar pero pueden ser interesantes porque son muy económicos.

Resolución IV: Cuando los efectos principales no tienen alias entre ellos ni con las interacciones dobles, pero algunas interacciones dobles son alias entre ellas.

Resolución V: Permite estimar libremente todos los efectos principales y todas las interacciones dobles. Cada uno de ellos están confundidos o aliados con interacciones triples o de mayor orden, y estos efectos (efectos triples en adelante) van perdiendo importancia a medida que aumentan, por ello entre una interacción doble y una triple,

se tomaría en cuenta la de menor orden, es decir, la interacción doble. Por lo tanto el diseño de resolución V es uno de los más interesantes pero puede ser bastante caro.

Con esto se concluye, que el diseño con la más alta resolución es el mejor pero el más costoso. Y mientras más baja sea la resolución mayor es el grado de error que se comete, esto trae como consecuencia, que se complique el entendimiento de los resultados de los experimentos.

- ***Modelo Plackett-Burman***

Estos son una clase de diseño factorial fraccionado de dos niveles de resolución III que se utilizan frecuentemente para estudiar efectos principales, es decir, no toman en cuenta el efecto de interacción. En el diseño de resolución III, los efectos principales forman estructuras de alias con interacciones dobles, como se estudió en la sesión anterior de factores confundidos o aliados.

Como se mencionó anteriormente, este diseño utiliza únicamente dos niveles (alto y bajo), por esta razón son fracciones del diseño factorial 2^k , donde el número de puntos de diseño N (cantidad de experimentos) es múltiplo de cuatro. Cuando N es potencia de dos, estos diseños son idénticos a los fraccionados 2^{k-p} antes descritos. Así, estos diseños representan otra alternativa para fraccionar diseños completos 2^k , que dan la posibilidad de optimizar los recursos disponibles, por su rapidez y sencillez.

Los diseños Plackett-Burman son usados también para hacer una primera evaluación acerca de las sensibilidades de un proceso e identificar los n parámetros claves que más influyen la respuesta.

Diseños especiales

Existen situaciones experimentales que, aunque se parecen a primera vista a los diseños factoriales, tienen particularidades que requieren un planteamiento y análisis diferentes. Aquí se definen dos de estos diseños:

- ***Diseños anidados***

En los diseños factoriales, los niveles de cada factor se pueden combinar en cualquier momento con los niveles del otro factor, y en este caso los niveles de un factor son exactamente los mismos que en cada nivel del otro factor. Por otra parte, cuando se dice que el factor B está anidado en el factor A significa que los niveles del factor B no son los mismos en cada nivel del factor A. Es decir, hay una especie de relación padre-hijo entre los niveles del factor A (padres) y los niveles del factor B (hijos). En este sentido, los diseños anidados también se conocen como diseños jerárquicos.

Para resumir, el diseño anidado o jerárquico se aplica cuando los niveles de un factor B están anidados en los niveles de otro factor A de mayor jerarquía. Al factor B se le llama factor anidado y sus niveles son diferentes en cada nivel de A.

- ***Diseños de parcelas divididas***

Experimento que involucra diferentes tamaños de unidades experimentales, que restringen la completa aleatorización de los tratamientos. Cada tipo de unidad genera un error experimental que es necesario estimar.

Por ejemplo, suponga que se quieren comparar varios fertilizantes, cada uno de ellos se aplica a una parcela completa o grande, pero dicha parcela a su vez se divide en parcelas pequeñas o subparcelas para estudiar diferentes variedades de un cultivo. De esta manera, se tiene el factor de parcela (fertilizante) y el factor de subparcela (variedad). El hecho relevante es que los fertilizantes se aleatorizan al asignarlos a las parcelas y las variedades al asignarlas a las subparcelas (pero dentro de cada parcela); por ello, no se tiene, ni es conveniente, una aleatorización completa de fertilizantes y variedades, como se haría con un diseño factorial. Una representación gráfica de las parcelas y las subparcelas en este experimento agrícola, considerando la asignación aleatoria de tres fertilizantes (F1, F2 y F3), cuatro variedades (V1, V2, V3 y V4) en tres réplicas (bloques I, II y III), se muestran en la Tabla 2. 5. Así cada columna es una parcela. ⁽⁶⁾

Tabla 2. 5 Diseño en parcelas divididas para tres fertilizantes y cuatro variedades⁽⁶⁾

F2	F1	F3	F1	F2	F3	F2	F3	F1
V1	V3	V4	V2	V2	V1	V3	V4	V4
V3	V4	V2	V4	V1	V3	V2	V1	V1
V4	V1	V3	V1	V3	V2	V4	V3	V4
V2	V2	V1	V3	V4	V4	V1	V1	V3
Bloque I			Bloque II			Bloque III		

Herramientas para analizar los Diseños de Experimentos

En el ejemplo explicado en los diseños factoriales de dos niveles, donde se estudiaba un proceso de fermentación tequilera, los resultados se analizaron con las gráficas de efectos principales y de interacción, éstas tienen utilidad cuando se estudian dos factores, pero si el interés es estudiar más de un factor, se deben utilizar las herramientas de análisis que se revelan a continuación:

- ***Carta de Pareto***

El nombre que se le da a esta carta es por Vilfredo Pareto, un economista italiano en 1906 donde él tuvo su trabajo más popular. El gráfico revela claramente qué parámetros tienen el mayor impacto, es decir, determina la magnitud y la importancia de un efecto (Véase la página 25, Cálculo de efectos en diseños factoriales de dos factores, explicada anteriormente), mostrando así el valor absoluto de los efectos y traza una línea de referencia en la gráfica. Cualquier efecto que se extienda más allá de esta línea de referencia es potencialmente importante. Si no existe el término del error, se utiliza el método de Lenth para trazar la línea y mostrar los efectos no estandarizados. Y si existe un término de error, se utiliza el valor- p para identificar los efectos importantes y mostrar los efectos estandarizados. Si los errores estándares de los coeficientes son cero, no se muestra la línea de referencia del diagrama de Pareto.

En el diagrama de Pareto estandarizado, se representan los efectos divididos entre su error estándar (efectos estandarizados). En general, para un diseño 2^k con n réplicas, el error estándar para un efecto puede ser estimado por:

$$\sigma = \sqrt{\frac{CM_{Error}}{n2^{k-2}}} \text{ Ecuación 2. 1}$$

El error estándar de un estadístico es una estimación de su desviación estándar, y ésta a su vez es una estimación de la variación muestral o experimental que tiene dicho estimador. Así, en el diagrama de Pareto estandarizado se grafica la estimación de los efectos estandarizados:

$$\text{efecto estandarizado} = \frac{\text{efecto}}{\sqrt{\frac{CM_{Error}}{n2^{k-2}}}} \text{ Ecuación 2. 2}$$

Donde el CM_{Error} se obtiene de la tabla de análisis de varianza con todos los efectos incluidos.

Es fácil demostrar que el efecto estandarizado sirve de estadístico de prueba para probar la hipótesis:

$$H_0: \text{Efecto poblacional} = 0 \text{ Ecuación 2. 3}$$

contra la alternativa de que el efecto poblacional es diferente de cero. Así, se rechaza H_0 si el valor absoluto del efecto estandarizado es mayor que el valor crítico de tablas de la distribución T de Student con v grados de libertad: $t_{\alpha/2,v}$, donde α es el nivel de significancia prefijado para la prueba (por lo general $\alpha = 0.05$) y v son los grados de libertad asociados al error. Una forma sencilla de hacer esta prueba es agregar una línea en el diagrama de Pareto estandarizado a la altura del valor crítico y los efectos cuyas barras superen tal línea serán significativos.

Para entender este último párrafo, véase a continuación lo que es el análisis de varianza, el cálculo del cuadrado del error y el cálculo del valor crítico.

- *Análisis de Varianza (ANOVA)*

Es la técnica central en el análisis de datos experimentales. La idea general de esta técnica es separar la variación total en las partes con las que contribuye cada fuente de variación en el experimento. En el caso de un diseño completamente al azar (DCA), se separan la variabilidad debida a los tratamientos y debida al error. ⁽⁶⁾

El objetivo del análisis de varianza es probar la hipótesis de igualdad de los tratamientos con respecto a la media de la correspondiente variable de respuesta (H_0 Hipótesis nula):

$$H_0: \mu_1 = \mu_2 = \dots = \mu_k = \mu \text{ Ecuación 2. 4}$$

$$H_A: \mu_i \neq \mu_j \text{ para algún } i \neq j \text{ Ecuación 2. 5}$$

El nombre es contradictorio ya que en realidad se están haciendo la comparación de medias y no de varianzas de un grupo de tres poblaciones o más. Pero al final se llama análisis de la varianza, ya que se compara la varianza dentro de los tratamientos con la varianza entre tratamientos, por lo tanto se concluye que si las dos varianzas son iguales entonces hay igualdad entre las medias de las poblaciones y viceversa.

Para comprender mejor este análisis observe la Tabla 2. 6, que contiene los tiempos de coagulación de muestras de sangre extraída a 24 animales alimentados con cuatro dietas diferentes A, B, C y D. La idea es determinar si las discrepancias *entre* las medias de los tratamientos son mayores, dentro de lo que se espera razonablemente, que la variación que ocurre *dentro* de cada tratamiento. En esta tabla se evidencia la media tomando en cuenta todos los tratamientos \bar{y} y la media de cada tratamiento \bar{y}_t ($\bar{y}_A, \bar{y}_B, \bar{y}_C$ y \bar{y}_D).

Tabla 2. 6 Tiempo de coagulación de la sangre ⁽⁵⁾

	Tratamientos: Dietas			
	y_{ti}			
	A	B	C	D
	62	63	68	56
	60	67	66	62
	63	71	71	60
	59	64	67	61
	63	65	68	63
59	66	68	64	
Media del tratamiento \bar{y}_t	61	66	68	61
Media global \bar{y}	64	64	64	64
Diferencia $\bar{y}_t - \bar{y}$	-3	2	4	-3

El siguiente paso es completar una tabla resumen, que es la que se utiliza para hacer el análisis de varianza (ver Tabla 2. 7):

Tabla 2. 7 ANOVA de un factor con varias muestras por grupo ⁽⁶⁾

Fuente de variabilidad	Suma de Cuadrados	Grados de Libertad	Cuadrado medio	F_0	Valor- p
Tratamientos	S_T	$v_T = k - 1$	$CM_{TRAT} = \frac{S_T}{k - 1}$	$\frac{CM_{TRAT}}{CM_{error}}$	$P(F > F_0)$
Error	S_E	$v_R = N - k$	$CM_{Error} = \frac{S_E}{N - k}$		
Total	S_D	$v_D = N - 1$			

Para calcular la suma de los cuadrados de los tratamientos, errores y diferencias, véase la Tabla 2. 8, en donde $S_D = (-2)^2 + (-4)^2 + \dots + (0)^2 = 340$, de la misma manera se calculan las sumas de cuadrados que faltan S_T y S_E . Los grados de libertad son los más sencillos de calcular, por ejemplo, para los diferencias (v_D) es $N - 1$, donde N para este experimento es 24, es decir, hay 24 elementos, entonces se tiene 23 grados de libertad, por esta razón hay 23 elementos que pueden ser asignados arbitrariamente en sus posiciones, ya que el vigésimo cuarto queda determinado.⁽⁵⁾

Tabla 2. 8 Partición aritmética de las desviaciones respecto a la media global⁽⁵⁾

Dietas (tratamientos) y_{ti}				Desviaciones respecto a y gorrito $y_{ti} - \bar{y}$				Desviaciones de los tratamientos $\bar{y}_t - \bar{y}$				Desviaciones residuales dentro de los tratamientos $y_{ti} - \bar{y}_t$			
A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D
62	63	68	56	-2	-1	4	-8	-3	2	4	-3	1	-3	0	-5
60	67	66	62	-4	3	2	-2	-3	2	4	-3	-1	1	-2	1
63	71	71	60	-1	7	7	-4	-3	2	4	-3	2	5	3	-1
59	64	67	61	-5	0	3	-3	-3	2	4	-3	-2	-2	-1	0
63	65	68	63	-1	1	4	-1	-3	2	4	-3	2	-1	0	2
59	66	68	64	-5	2	4	0	-3	2	4	-3	-2	0	0	3
Suma de cuadrados				$S_D = 340$				$S_T = 228$				$S_E = 112$			
Grados de libertad				23				3				20			

Los cuadrados medios CM_{Error} y CM_{TRAT} se obtienen tras dividir las sumas de los cuadrados por sus respectivos grados de libertad, el cociente entre los cuadrados medios siguen una distribución de F con v_T y v_R grados de libertad.

El valor de la significancia observada o valor- p es el área bajo la curva de la distribución $F_{3,20}$ a la derecha de $F_0 = 13,6$, que se puede obtener con Excel mediante la función $DISTR.F.CD(F_0, k-1, N-k)$ y da como resultado $4,65 * 10^{-5}$, si este valor es menor a 0,01 se rechaza la hipótesis nula (ver Tabla 2.9). Otra forma de rechazar o no una hipótesis es comparar el estadístico de prueba F_0 , contra un número crítico. Este resultado hace que se rechace la hipótesis nula y, en consecuencia, lo que realmente provocan las dietas son diferentes tiempos de coagulación.

Tabla 2. 9 ANOVA para el ejemplo de coagulación de la sangre ⁽⁶⁾

Fuente de variabilidad	Suma de Cuadrados	Grados de Libertad	Cuadrado medio	F_0	Valor- p
Entre tratamientos	228	$v_T = 3$	76	13,63	$4,65 * 10^{-5}$
Dentro de los tratamientos	112	$v_R = 20$	5,6		
Total sobre la media global	340	$v_D = 23$			

Cuando el ANOVA resulta que hay diferencias entre las medias o variabilidad debido a los tratamientos, es necesario ir a detalle y ver cuáles tratamientos son diferentes.

Es importante resaltar que el ANOVA supone que la respuesta en cada tratamiento se debe distribuir de manera normal, con varianza similar en cada tratamiento, y las mediciones deben ser independientes entre sí. Para comprobar cada supuesto (Poblaciones normales, independientes y con varianza constante), existen pruebas analíticas y gráficas, pero muchas veces se prefieren las pruebas gráficas por la sencillez.

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

El estudio se basa en una investigación de tipo analítica con un diseño experimental ⁽⁷⁾, ya que se realizaron simulaciones en ECLIPSE 100 para hacer un estudio de sensibilidad a las variables que influyen significativamente en la producción de petróleo por agotamiento natural del bloque 5, división Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco. A continuación se hace un resumen (ver Figura 3.1) de las etapas que se siguieron para la investigación:

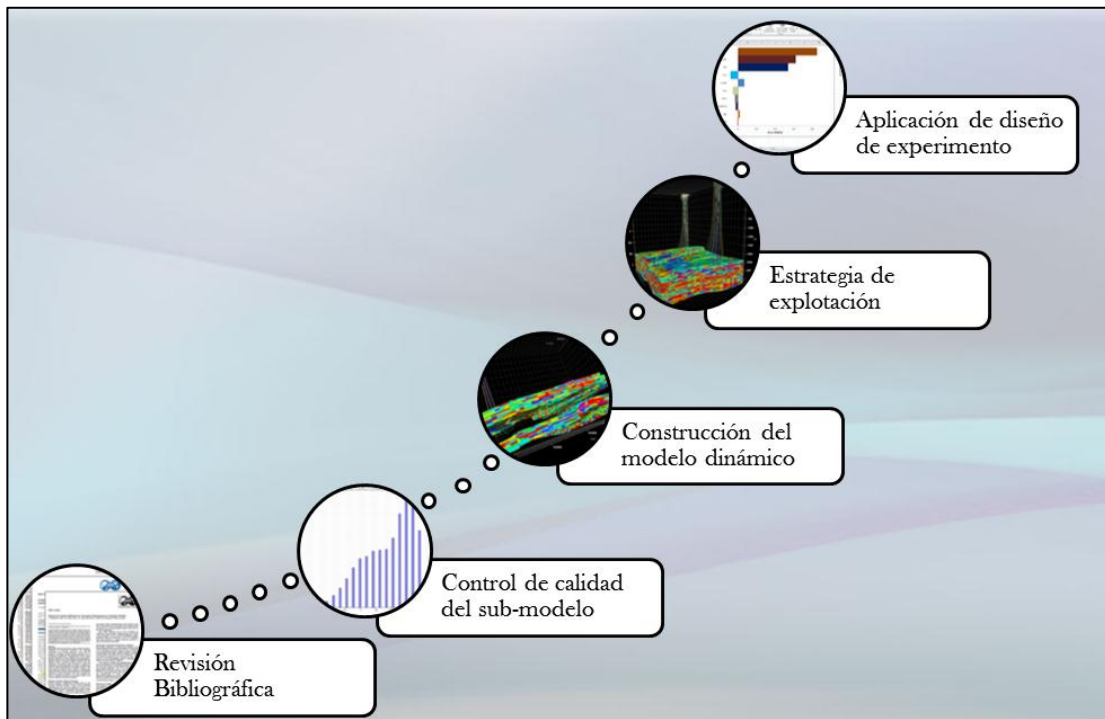


Figura 3. 1 Metodología del T.E.G.

Revisión bibliográfica

Se revisaron los diferentes textos relacionados a las técnicas de diseño de experimentos para así relacionarlo con la simulación de yacimientos, entre éstos están los artículos de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (*SPE*, por sus siglas en inglés) y los libros de diseño de experimentos que están en la bibliografía, los más destacados son el de Análisis y Diseño de Experimentos de Gutiérrez y de la Vara, y el libro de Estadística para Investigadores de Box, Hunter y Hunter, este último es valioso porque pone a disposición de los investigadores las herramientas científicas que puedan, en gran medida, catalizar la innovación, la resolución de problemas y los descubrimientos, y muestra cómo estas herramientas pueden ser utilizadas por los Ingenieros a medida que avanzan sus investigaciones con respecto al análisis de sensibilidad.

Control de calidad del sub-modelo

Para iniciar el control de calidad se hizo una revisión completa del Modelo Geocelular que generó el equipo de Geociencias de la empresa mixta, este modelo incluye toda la información disponible de interpretaciones en ámbitos de geofísica, geología, petrofísica y yacimientos. Esto se hizo con el objetivo de reproducir con menos incertidumbre un modelo estocástico que represente la naturaleza de los yacimientos del área.

De este modelo, se extrajo un sub-modelo geocelular que forma parte del bloque 5, perteneciente al área de Carabobo, el cual contiene 570000 celdas, éste se revisó para el control de calidad y para probar que si cumple con las características para que sea un yacimiento con suficientes recursos para la explotación petrolera.

Geológicamente el sub-modelo se caracteriza con una columna estratigráfica construida a partir de la interpretación de topes de tres unidades cronoestratigráficas de interés: Morichal Inferior, Medio y Superior. Los horizontes buzcan en dirección

NorOeste, con bajo ángulo de inclinación y está atravesado por una falla normal en la zona central y hacia los extremos existen fallas que no producen grandes deformaciones a este sub-modelo.

Además se verificó que no existieran celdas deformadas, es decir, que las celdas sean ortogonales, y de esta manera comprobar que no hay celdas con volúmenes negativos.

El sub-modelo fue construido propagando una interpretación de cinco facies en correspondencia con su potencial como unidades de flujo que se visualiza en la Figura 3.2, las cuales se distribuyen desde las zonas más limpias (color amarillo, mostaza y beige) hasta las zonas con mayor concentración de lutitas (gris y vinotinto). Específicamente las facies se diferencian desde el color amarillo como arena gruesa-media, mostaza como arena media-fina, color beige como arena fina-muy fina, el gris como arena muy fina-limo y el vinotinto como arcilla y carbón.

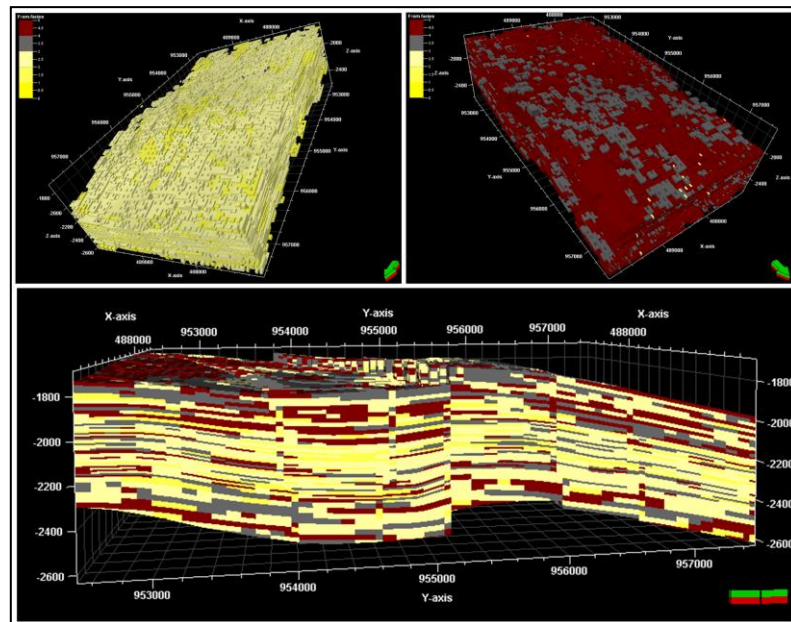


Figura 3. 2 Las facies del sub-modelo del bloque 5 de Carabobo.

En la parte inferior de la Figura 3. 2 se observan las cinco facies propagadas en todo el modelo, en la parte superior izquierda se ubican las facies que muestran correspondencia con las mayores permeabilidades y porosidades, desde 28% y 500

mD en adelante, respectivamente. Y en la parte superior derecha está la imagen que identifica las zonas de baja calidad.

En los histogramas de las Figuras Figura 3. 3 y Figura 3. 4 se puede verificar la proporción y cómo están distribuidas las zonas de mejor y peor calidad, en donde los colores claros están relacionados con las zonas de baja permeabilidad y porosidad. Y los colores oscuros se identifican con las zonas limpias.

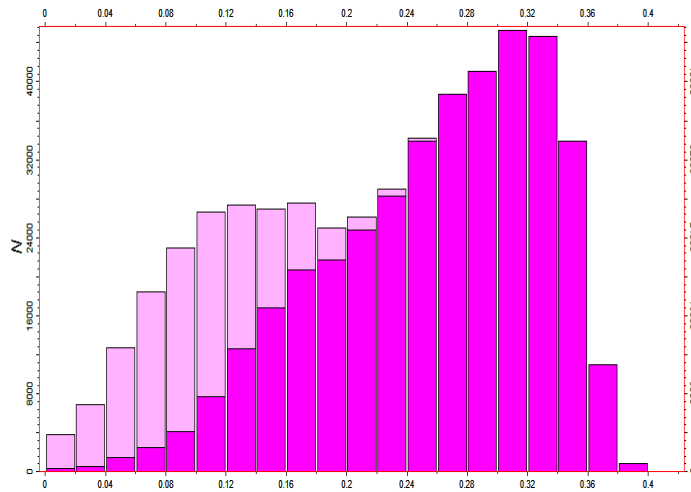


Figura 3. 3 Porosidad Vs. Facies.

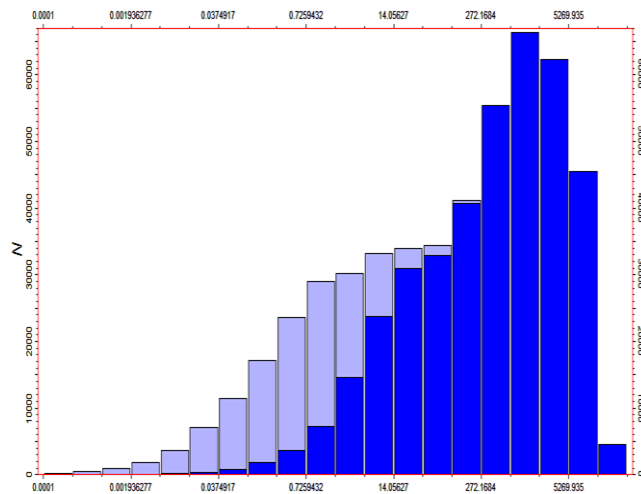


Figura 3. 4 Permeabilidad Vs. Facies.

Con la información proveniente de los pozos, se propagaron mediante métodos geoestadísticos, las propiedades petrofísicas, tales como: volumen de arcilla, porosidad y saturación de agua.

Para continuar con el control de calidad, se hizo una correlación con los datos reales, provenientes de los pozos, y los datos propagados del modelo, ver las Figuras Figura 3. 5 y Figura 3. 6 en donde se demuestra que hay correspondencia con los parámetros de tendencia central (media, mediana, desviación estándar) y distribución de la información de pozos, con las propiedades petrofísicas propagadas en el sub-modelo.

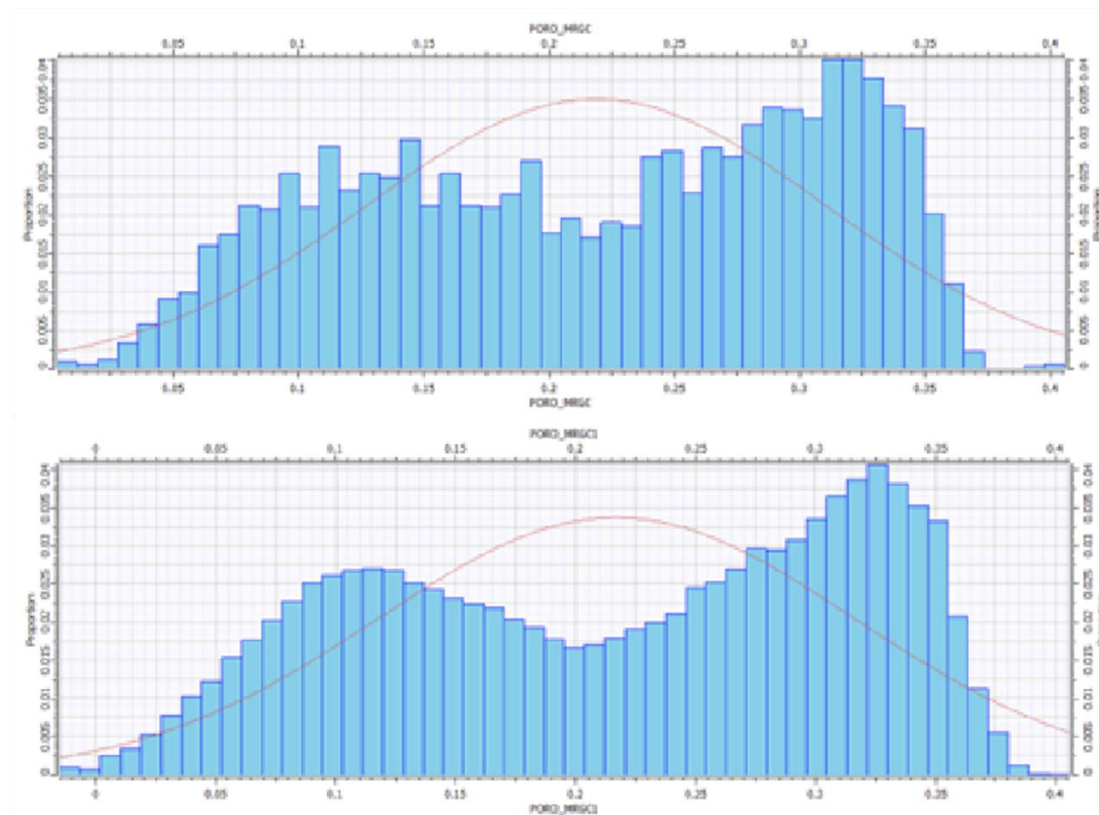


Figura 3. 5 Correspondencia de la Porosidad de los pozos versus el modelo.

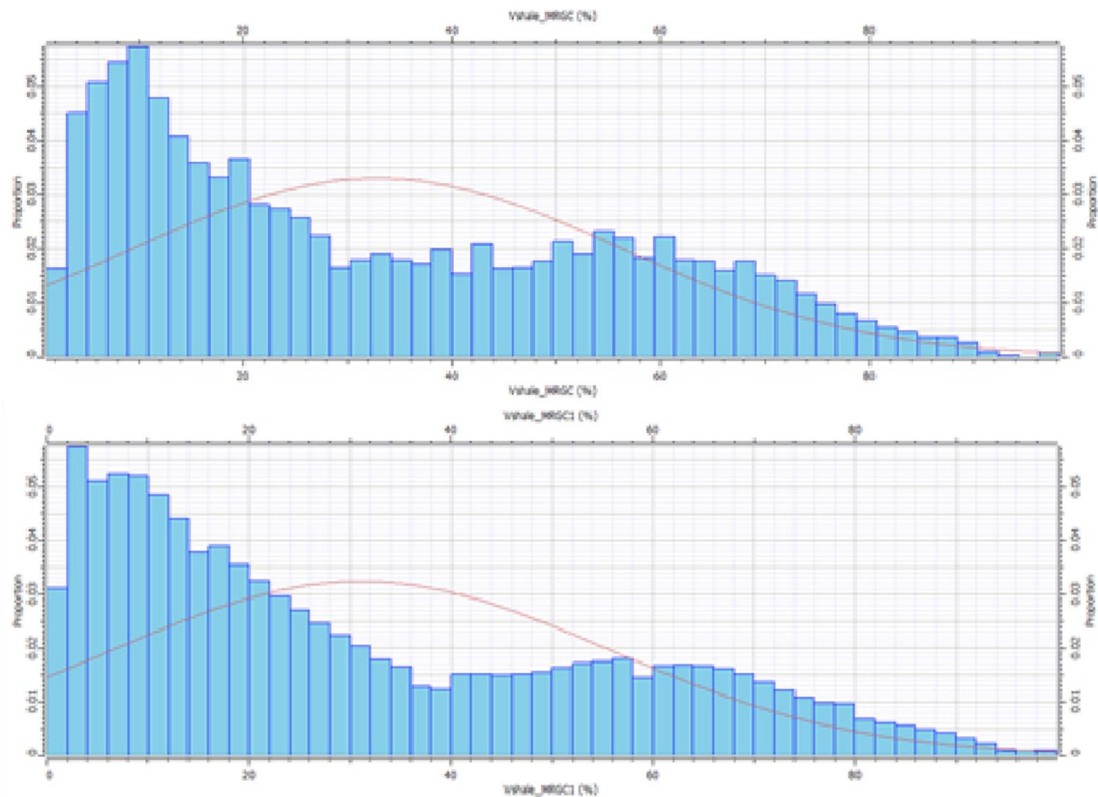


Figura 3. 6 Correspondencia del volumen de lutita de los pozos versus el modelo.

También se revisó cada una de estas propiedades para verificar que estén en el rango teórico. Por ejemplo, si existían valores de porosidad que eran menores que cero y mayores que 47,6%, se corrigieron colocando el valor de cero para las que eran negativas y para los valores que sobrepasan el valor máximo, se le coloca 47,6%, en esta revisión sólo ocurrió el primer caso, se evidenciaron porosidades negativas y se corrigieron.

Luego se calcularon las demás propiedades faltantes para completar el sub-modelo estático de yacimiento, a partir de los valores de porosidad y volumen de lutita se computarizaron las permeabilidades en las direcciones x y y (k_x , k_y), en donde se puede apreciar la correlación en la ecuación 3.1, ésta fue generada en la empresa y aún no ha sido publicada, por esta razón no se pueden mostrar los coeficientes.

La arena neta petrolífera (*NTG*, *Net to Gross*, por sus siglas en inglés) se calculó usando la ecuación 3.2 y para la anisotropía (k_v/k_h) se usó una relación de 0.8, para

determinar la permeabilidad con respecto al eje z, ver ecuación 3.4. A continuación se muestran las ecuaciones que relacionan estas variables:

$$Kx = \text{pow}(10, a - b\sqrt{Vshale} + c\sqrt{PORO}) \quad \text{Ecuación 3. 1}$$

$$Kx = Ky \quad \text{Ecuación 3. 2}$$

$$NTG = 1 - Vshale \quad \text{Ecuación 3. 3}$$

$$Kv/Kh = 0.8 \quad \text{Ecuación 3. 4}$$

Además de esto, la distribución de frecuencias de la porosidad y permeabilidad, así como su propagación en el sub-modelo se muestran en las Figuras 3.7 y 3.8:

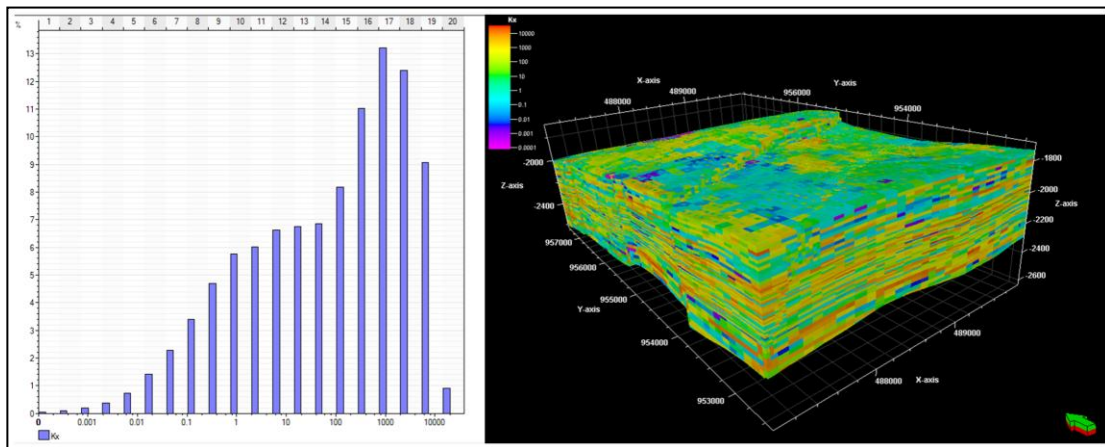


Figura 3. 7 Distribución de frecuencias y propagación de la permeabilidad.

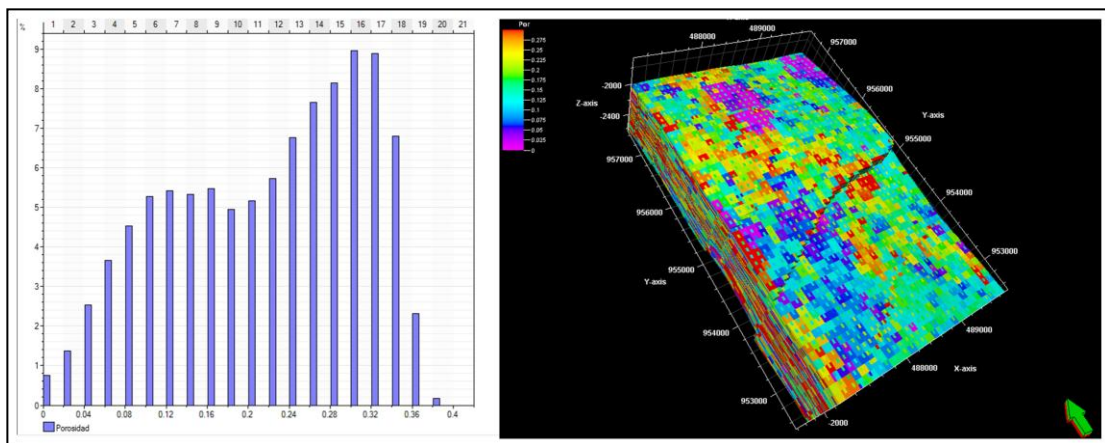


Figura 3. 8 Distribución de frecuencias y propagación de la porosidad.

En las Figura 3.7, se observa que existen dos poblaciones de roca, las cuales se identifican con poblaciones distintas de porosidad, si se separan de esta manera entonces la función de distribución acumulada de la porosidad tiene un comportamiento normal y en la Figura 3.8 se muestra que la permeabilidad tiene una distribución log-normal, esto ocurre con frecuencia en la mayoría de los yacimientos.

Construcción del modelo dinámico

Al finalizar la revisión y control de calidad del modelo estático, fue construido un modelo de simulación dinámico de yacimientos con la finalidad de desarrollar el diseño de experimentos enfocado en la sensibilidad de las variables de yacimiento y operacionales que afectan significativamente la producción de petróleo, involucrando sólo agotamiento natural.

Como la temperatura del yacimiento permanece constante se trabajó con un simulador Blackoil (Eclipse 100, por su nombre comercial), se introdujo la presión del yacimiento a la profundidad de referencia, esto se hizo tomando en cuenta los gradientes de presión del yacimiento del bloque Carabobo 5.

Se introdujeron cada una de las propiedades de los fluidos que están presentes en el yacimiento, los cuales son gas, petróleo y agua. En donde las propiedades PVT usadas en el modelo de simulación corresponden a las resultantes de un ajuste de ecuaciones de estado realizado con la información válida de una prueba de análisis PVT de un pozo con datos de fluidos consistentes y representativos en el área del bloque Carabobo 5. En las Figuras 3.9, 3.10, 3.11 y 3.12, se identifican cada una de las propiedades PVT para el fluido del caso base utilizado.

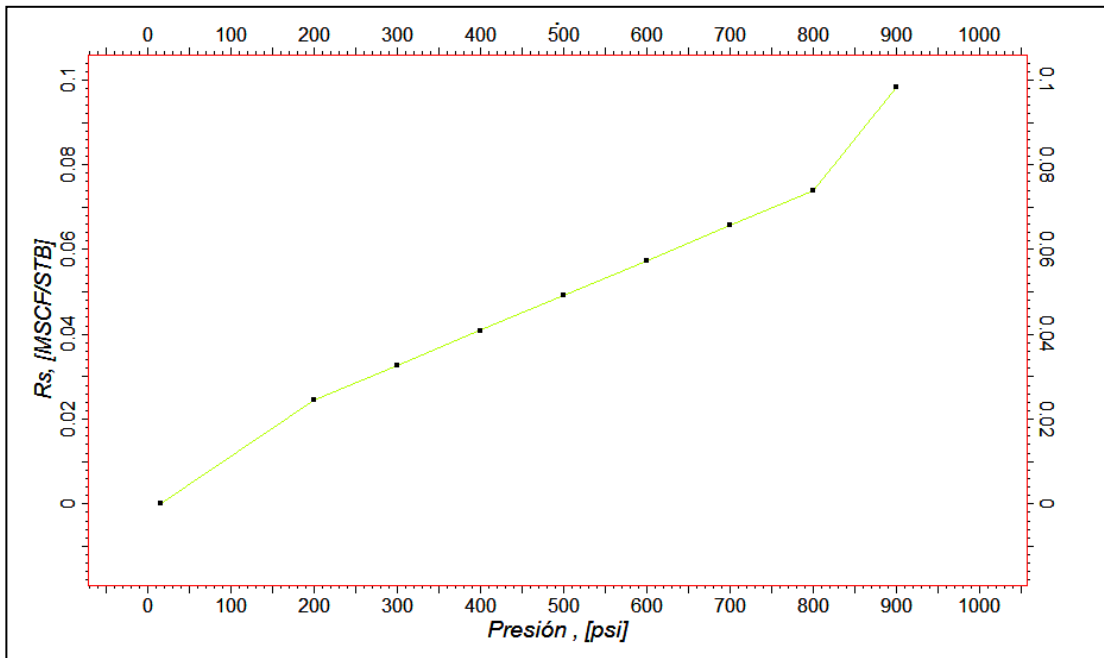


Figura 3. 9 Relación gas en solución – petróleo (MPCN/BN)

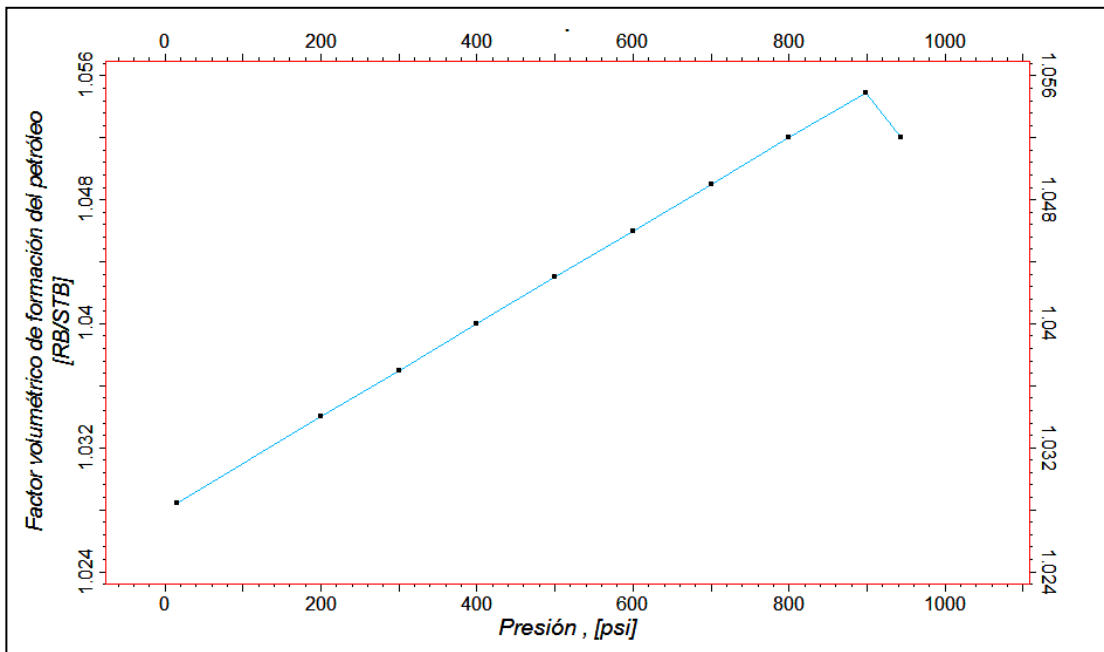


Figura 3. 10 Factor volumétrico de formación del petróleo (BY/BN)

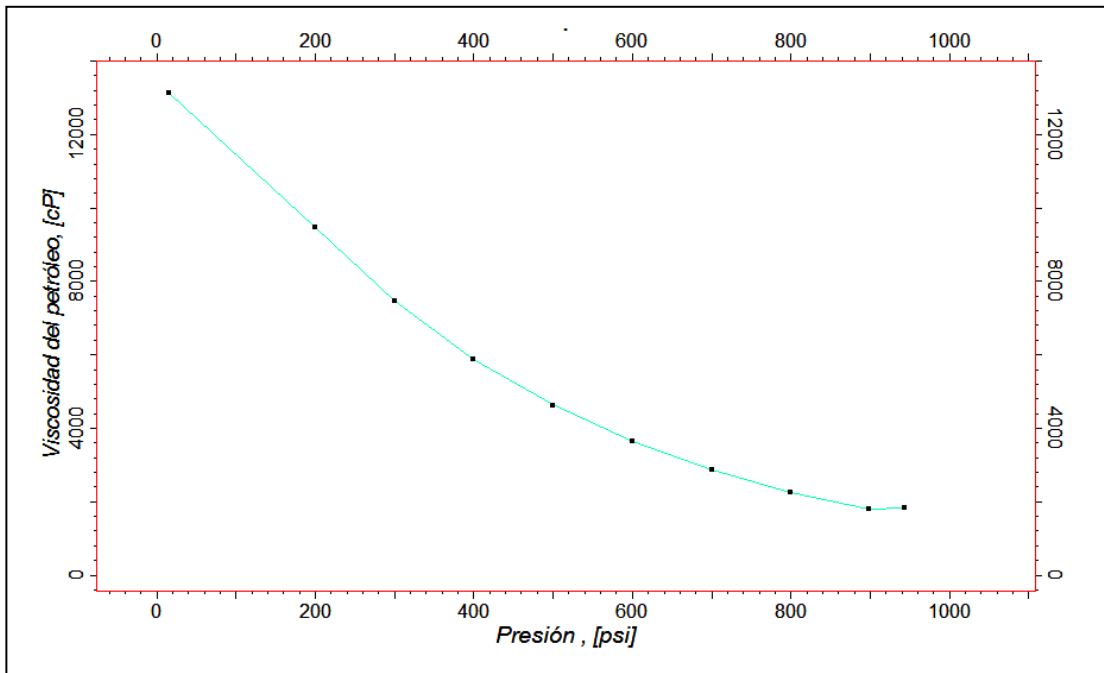


Figura 3. 11 Viscosidad del petróleo (cP)

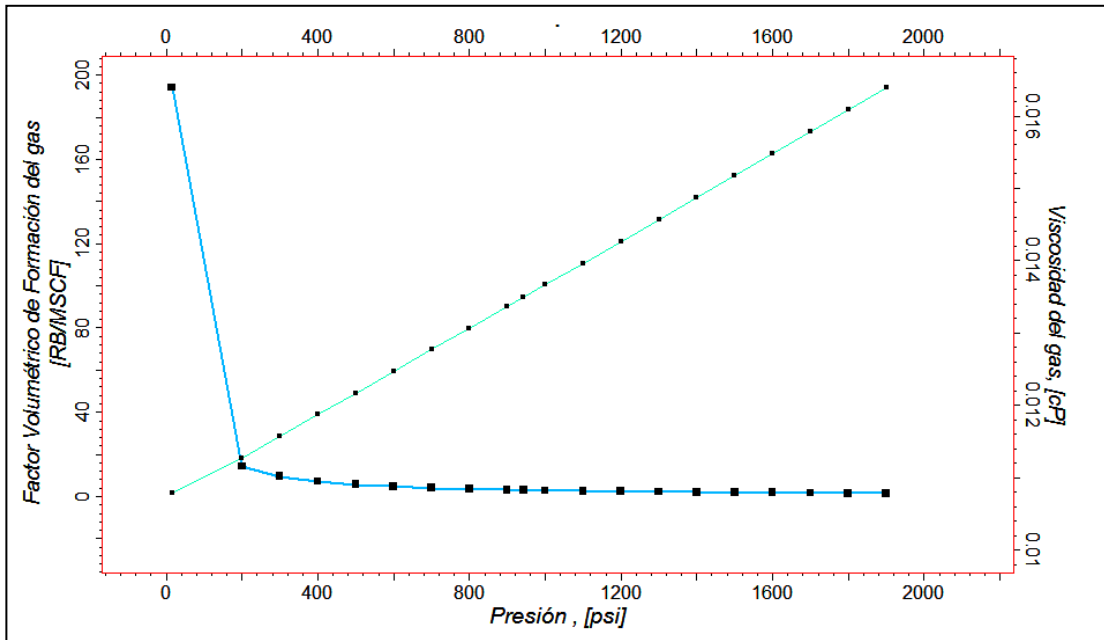


Figura 3. 12 β_g en BY/MPCN y viscosidad del gas en cP

En el Apéndice B, se detallan las tablas utilizadas para las propiedades de los fluidos anteriormente mostradas. Y en el apéndice C se mencionan los autores de cada una de

las correlaciones utilizadas para determinar el ajuste para fluido del caso base, así como sus rangos para los cuales aplica.

Las curvas de permeabilidad relativa utilizadas, corresponden a curvas promedio teóricas estimadas mediante la correlación de Corey, cuyos valores de *end points* son descritos en la Tabla 3.1, seguido de las Figuras Figura 3. 13 y Figura 3. 14 en donde se identifican las curvas de permeabilidades relativas de petróleo-agua y gas-petróleo, respectivamente.

Tabla 3. 1 *End points* para las curvas de permeabilidades relativas

Propiedad	Nombre del factor	Unidad	sub-modelo
Sorw	Saturación residual de petróleo al agua	%	0.2
Sorg	Saturación residual de petróleo al gas	%	0.15
Swc	Saturación de agua connata	%	0.15
Sgc	Saturación de gas crítica	%	0.12
Kro@Swc	Permeabilidad relativa al petróleo a la Swc	%	0.8
Kro@Sgc	Permeabilidad relativa al petróleo a la Sgc	%	0.85
Krw@Sorw	Permeabilidad relativa al agua a la Sor	%	0.7
Krg@Sorg	Permeabilidad relativa al gas a la Sor	%	1

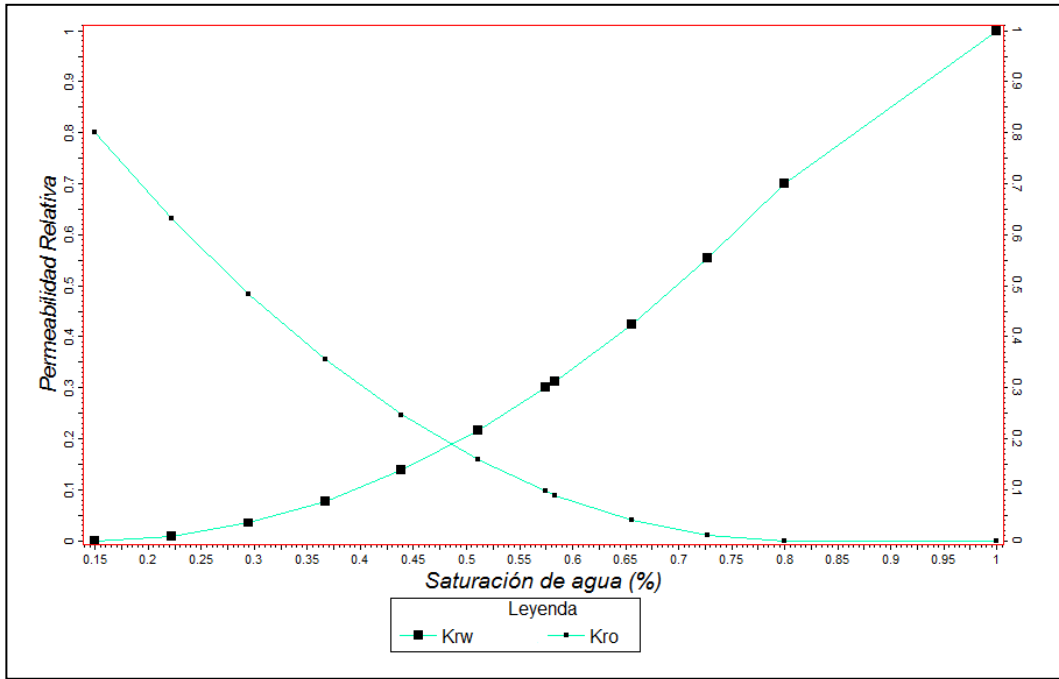


Figura 3. 13 Curva de permeabilidade relativa petróleo-água.

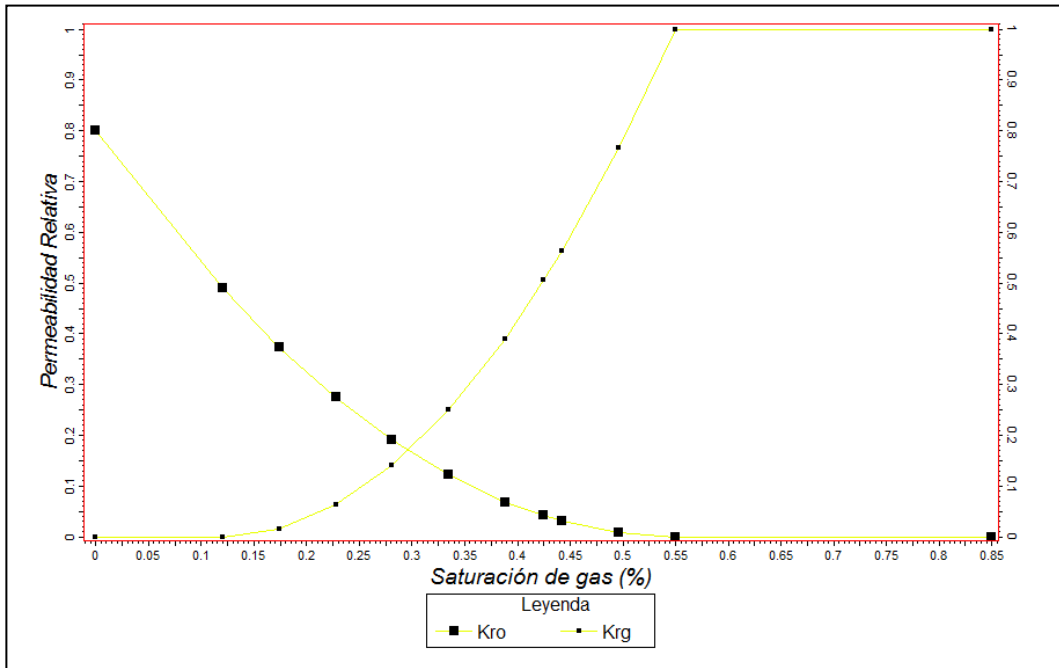


Figura 3. 14 Curva de permeabilidade relativa gás-petróleo.

Adicionalmente, fue considerado una compresibilidad de roca promedio de $82e-6 \text{ lpc}^{-1}$. Para determinar las condiciones iniciales y de flujo se realiza la inicialización del

modelo introduciendo cada una de las propiedades nombradas anteriormente, junto con la condición inicial.

Estrategia de explotación para el sub-modelo

Según el plan de explotación de la empresa, debe existir una macolla por cada 5 km² con un máximo de 32 pozos. Y de acuerdo con la experiencia en la perforación de pozos horizontales en el área, la configuración mayormente utilizada consta de pozos de radio medio con una fase superficial de 17 ½” o 16” de diámetro con una tubería de revestimiento de 13 ¾” de diámetro, cementado hasta superficie para proteger los mantos de agua superficiales, una fase intermedia de 12 ¼” de diámetro con una tubería de revestimiento de 9 ⅝”, cementado hasta superficie con la finalidad de cubrir zonas de lutitas a fin de garantizar una buena integridad que permita continuar perforando horizontalmente hasta alcanzar la profundidad final. Además de las dos fases antes mencionadas poseen una fase de producción horizontal de 8 ½”, con una tubería de revestimiento de producción (liner ranurado) de 7” de diámetro a hoyo desnudo.

Por lo antes expuesto y por la configuración del sub-modelo, se perforaron pozos horizontales en sentido este-oeste, los cuales tienen forma similar al de un tenedor, como se puede apreciar en la Figura 3.15:

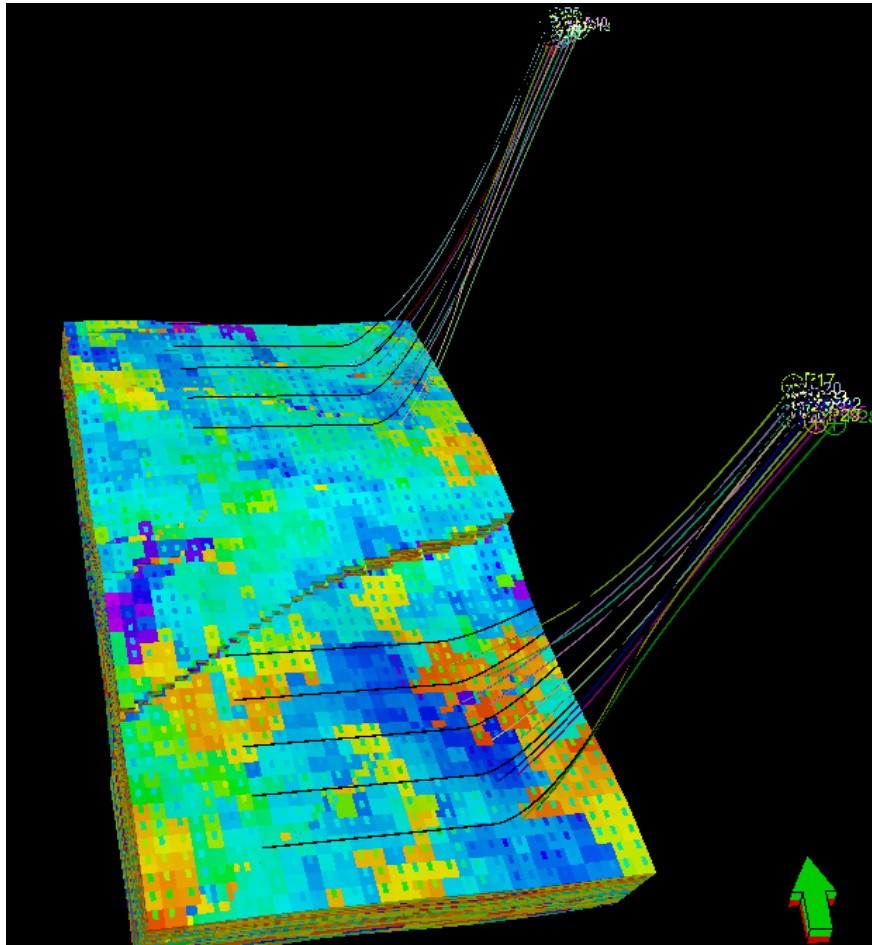


Figura 3. 15 Estrategia de explotación.

Estos pozos se ubicaron en donde se encuentran las zonas de mejor calidad, es decir, las permeabilidades y porosidades altas, con valores lo más cercanos a 1, de arena neta petrolífera. Luego por las dimensiones del sub-modelo se perforaron dos medias macollas, ya que existe una falla normal que lo divide.

La cantidad de pozos perforados, y las características como distancia horizontal entre pozos y longitud horizontal del pozo, va a depender de la variable de respuesta a ser estudiada en el diseño de experimentos, esto se verá con detalle en el Capítulo V, en donde se muestran los resultados de cada experimento.

Para todas las estrategias antes mencionadas, se hicieron las simulaciones bajo la restricción de presión de fondo de 500 lpc, ya que en Petromonagas usan en su sub-

modelo de simulación una mínima presión de fondo fluyente restringida a 350 lpc⁽¹⁰⁾. Entonces se usó una presión de fondo mayor a 350 lpc, es decir, de 500 lpc, para subestimar la producción de petróleo, y así disminuir las caídas de presión ΔP en los pozos y por ende se minimiza la liberación del gas en solución a condiciones de yacimiento. Y el tiempo u horizonte de producción fue de 10 años. En algunos experimentos se realizaron simulaciones en donde el horizonte de producción es de 5 años, esto es debido a limitaciones en capacidad de almacenamiento del disco duro del computador utilizado.

Con cada estrategia definida en el diseño de experimentos, se realizó una primera corrida para verificar que no tenía errores.

Aplicación de diseño de experimentos

A continuación se hará un resumen de las pautas generales para utilizar los métodos de diseño de experimentos (Aplicación de diseño de experimentos modificada para trabajar con simuladores comerciales)⁽⁶⁾:

Planeación y diseño

El primer paso que se debe seguir en la experimentación estadísticamente controlada es la planificación previa del experimento, siendo esta la etapa más importante, ya que se debe definir el objetivo y centrarse en el problema porque de aquí es donde se visualiza si el experimento va a ser exitoso. Para que esto ocurra, se recomienda especificar la forma de medir los resultados, ya sea usando los software relacionados con las respuestas y las variables de estudio o con las diferentes herramientas que están en el campo.

Determinar si se cuenta con experiencias de experimentos anteriores para definir claramente el objetivo que se persigue al realizar cada simulación, en el que quede claro el resultado deseado. Lo antes expuesto se enfoca en que se debe tener conocimiento previo del problema a resolver, ya que se puede hacer un estudio sin

saber los métodos de diseño de experimentos, pero si no se conoce el problema, es difícil realizar el experimento, así sea variando un factor a la vez.

Esquema de estudio

Se debe esquematizar el problema planteado destacando las respuestas (variables de salida), los rangos de operación (parámetros) y las principales propiedades del yacimiento.

Elección de los factores

Determinar los factores que deben investigarse, de acuerdo con su posible impacto en el problema. Se deben seleccionar de manera adecuada las propiedades (o causas) a investigar, ya que en la etapa inicial de una investigación experimental se consideran las propiedades que probablemente tienen mayor impacto en la variable de respuesta.

Cuando se utiliza la imaginación, el conocimiento y la experiencia se corrobora, con una primera simulación o experimento, que los factores son causa del cambio en la variable de respuesta.

Otro detalle que es importante es que para decidir cuáles son los factores que se van a estudiar, lo que se recomienda es incluir en el experimento a cada factor que pueda tener una influencia importante en la respuesta, esto se deduce con los experimentos realizados anteriormente. Cuando los factores son más de diez, en primera instancia se puede correr un diseño factorial fraccionado saturado que permita detectar con un mínimo de pruebas aquellos factores que parecen tener mayor influencia en la respuesta. En una segunda etapa experimental se pueden realizar experimentos más informativos sobre los factores que resulten importantes.

También se debe elegir los niveles de prueba de cada factor, basta con elegir dos niveles, salvo que por su naturaleza incluya tres o más niveles, tomando en cuenta que es importante la separación que se elija entre un nivel y otro en un factor dado. Los niveles muy juntos algunas veces no sirven para detectar el efecto de ese factor,

mientras que niveles muy separados pueden causar problemas. Se debe recurrir al conocimiento del comportamiento físico del yacimiento, de tal forma que los niveles representen los valores de las propiedades que se relacionen con datos reales obtenidos de los pozos perforados en la faja, en el caso de este trabajo de investigación.

Hay ocasiones en las que es difícil fijar en forma exacta el nivel de un factor, ya que si el campo es sub-desarrollado, no se tiene suficiente información o datos históricos para determinar el tipo de distribución acumulada que representa cada factor, si este es el caso, se debe asumir una distribución uniforme para resolver el problema planteado.

Como todos los yacimientos son heterogéneos, se debe tener mucha precaución al realizar un diseño de experimentos, ya que existen propiedades que por su heterogeneidad llegan a un punto en que no pueden ser controladas (factores no controlables), así como otras que no influyen en el diseño, denominadas factores constantes.

Para obtener resultados exitosos, si existen variables que perturban los resultados y éstas no son de interés, se deben bloquear de alguna manera para que se conviertan en factores que se controlan y de esta manera se obtiene los resultados deseados.

Selección de la variable de respuesta

Estas variables son el objetivo del experimento y se debe garantizar que se midan de manera confiable, en esta investigación, las respuestas se obtienen del simulador de yacimientos, el cual contiene una serie de ecuaciones diferenciales que se resuelven mediante métodos numéricos, es decir, no hace falta repetir un experimento o simulación con los mismos datos de entrada, porque se obtendrá el mismo resultado.

Se debe hacer una lista de las variables de salida en las que se espera que se reflejen los cambios en los factores controlados que se estudiarán. Luego se deben seleccionar

una o varias, tomando en cuenta el impacto que tendrían sobre ellas los factores a estudiar y que reflejen mejor la magnitud del problema. Es importante considerar como variables de respuesta, además de las que están relacionadas con el problema, aquellas que pueden resultar afectadas por los cambios en los factores, aunque actualmente no sea un problema.

Si se usan los diferentes programas relacionados con la ingeniería de petróleo no se tendrá problemas con las mediciones de las variables de respuesta. Pero si se desea realizar un experimento con datos medidos en campo, se debe tener precaución y asegurarse que se midan de manera confiable. En el último caso, se recomiendan hacer varias réplicas para luego ajustar estos valores mediante un promedio, o evaluarlos por separado.

Elección del diseño experimental

La selección del diseño experimental depende de la cantidad de factores, niveles seleccionados y objetivo del experimento, en esta etapa se debe considerar que la cantidad de corridas resulta de la cantidad de factores y niveles seleccionados, por esta razón se busca, si es posible, minimizar el tiempo de simulación.

Cuando sólo interesan los efectos lineales o principales de los factores, es suficiente un diseño factorial fraccionado de resolución III, que además es el más económico. Si interesan algunas o todas las interacciones entre ellos, será necesario utilizar un diseño factorial fraccionado de resoluciones IV o V. Pero si se esperan efectos de curvatura pura de algunos o de todos los factores, entonces se deberá incluir un punto al centro del diseño para detectar la presencia de curvatura, y si son pocos los factores, se espera que el diseño seleccionado de una vez permita estudiar los efectos de curvatura pura.

Un aspecto crítico a la hora de seleccionar un experimento es el tiempo de ejecución o simulación y el espacio que ocupa cada archivo resultante de las corridas que se hagan con el programa utilizado. Por lo antes expuesto debe buscarse que el tiempo

de corridas se minimice, pero que al mismo tiempo se cumplan los objetivos del experimento con la precisión deseada.

Realización de los experimentos o las simulaciones

A partir del diseño seleccionado, se organiza y planea con detalle el trabajo experimental. Se debe diseñar una hoja de trabajo en la que se especifique de manera clara los factores o propiedades de yacimiento en cada simulación, el orden en el que será la corrida y el programa que se utilizará. Luego se generan tantos modelos como tratamientos se tengan, e ir corriendo cada uno para obtener las respuestas del estudio.

Análisis estadístico de los datos a través de las gráficas

Antes de aplicar cualquier análisis, se debe detectar a simple vista las principales tendencias, también se recomienda que se usen las gráficas y pruebas analíticas como apoyo. El análisis estadístico y el análisis de varianza dependen del diseño empleado.

Es preciso hacer énfasis en las interacciones, y estudiar cómo estos efectos ayudan a conocer mejor los yacimientos, de esta manera se desechan conjeturas, desde la óptica del comportamiento físico de los yacimientos.

Si lo requiere, se puede utilizar un programa enfocado al análisis estadístico, para así minimizar aún más el tiempo y concentrarse en los análisis del diseño de experimento realizado.

Y para finalizar, se debe hacer un resumen con los principales resultados logrados desde el punto de vista técnico.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Determinación de la configuración óptima de los pozos

Diseño factorial 2 a la 2, para los factores d y L

Se realizó un estudio de dos factores (ver Figura 4. 1), los cuales son distancia entre los pozos en el plano horizontal, el cual se identifica con la letra d , y longitud horizontal del pozo, identificado con la letra L . Este estudio se hizo con la finalidad de identificar si estos dos factores, d y L influyen significativamente en la producción de petróleo.

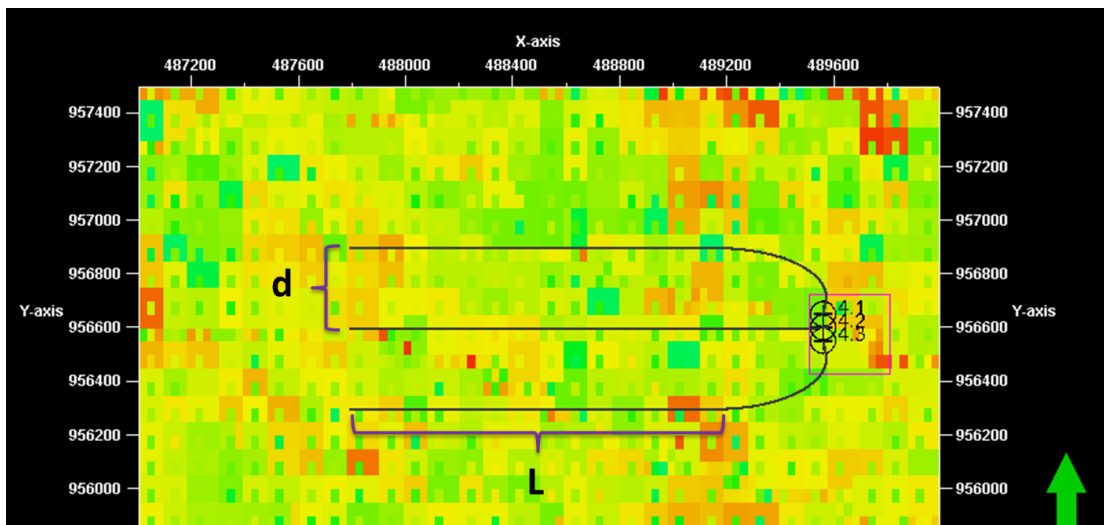


Figura 4. 1 Diseño de experimentos con dos factores, d y L .

Cada factor va a tener dos niveles (alto y bajo), en el caso de L varía desde 4000 a 4500 ft y d , varía desde 150m hasta 300m. En la Tabla 4.1 se muestra la tabla con los tratamientos generados:

Tabla 4. 1 Matriz estándar de los tratamientos para el diseño 2 a la 2.

Tratamientos	d (m)	L (ft)
1	150	4000
2	300	4000
3	150	4500
4	300	4500

La estrategia de explotación utilizada fue de nueve pozos horizontales, ubicados equitativamente en cada miembro, es decir, 3 pozos en Morichal Superior, 3 pozos en Morichal Medio y 3 pozos en Morichal Inferior. Estos pozos se ubicaron en la parte Norte del sub-modelo representativo del bloque 5. Con esta estrategia se bloquean los factores que no se están estudiando en este diseño de experimentos, ya que los pozos se ubicaron en un modelo de yacimiento heterogéneo.

La Tabla 4. 2 muestra detalladamente la cantidad de pozos que se utilizaron en este experimento, en donde cada pozo se nombró de la siguiente manera, el número del tratamiento al cual pertenece, seguido por un punto, y continúa con el número del pozo. Los pozos del 1 al 3 atraviesan las arenas del miembro Morichal Superior, los que van del 4 al 6 atraviesan Morichal Medio y los restantes, del 7 al 9 están en las arenas de Morichal Inferior.

Tabla 4. 2 Número de pozos perforados para el estudio de d y L .

Pozos Tratamientos	MS			MM			MI		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9
2	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5	2.6	2.7	2.8	2.9
3	3.1	3.2	3.3	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9
4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9

Esta misma nomenclatura se usó para los demás estudios relacionados con d y L . Entonces cada tratamiento contiene 9 pozos.

Se hicieron las corridas y se obtuvieron los resultados del total de la producción acumulada de petróleo de los nueve pozos, para cada uno de los tratamientos, los

cuales se observan en Tabla 4. 3 y en la Figura 4. 2, en donde se está contabilizando, la producción acumulada de petróleo del total de los nueve pozos, el análisis de estos resultados que se obtuvo a través del diseño estadístico controlado y se explica a continuación.

Tabla 4. 3 Petróleo Acumulado para cada uno de los tratamientos entre d y L .

Tratamientos	d (m)	L (ft)	N_p a 10 años (MMBN)
1	150	4000	6,2
2	300	4000	8,4
3	150	4500	7,3
4	300	4500	9,1

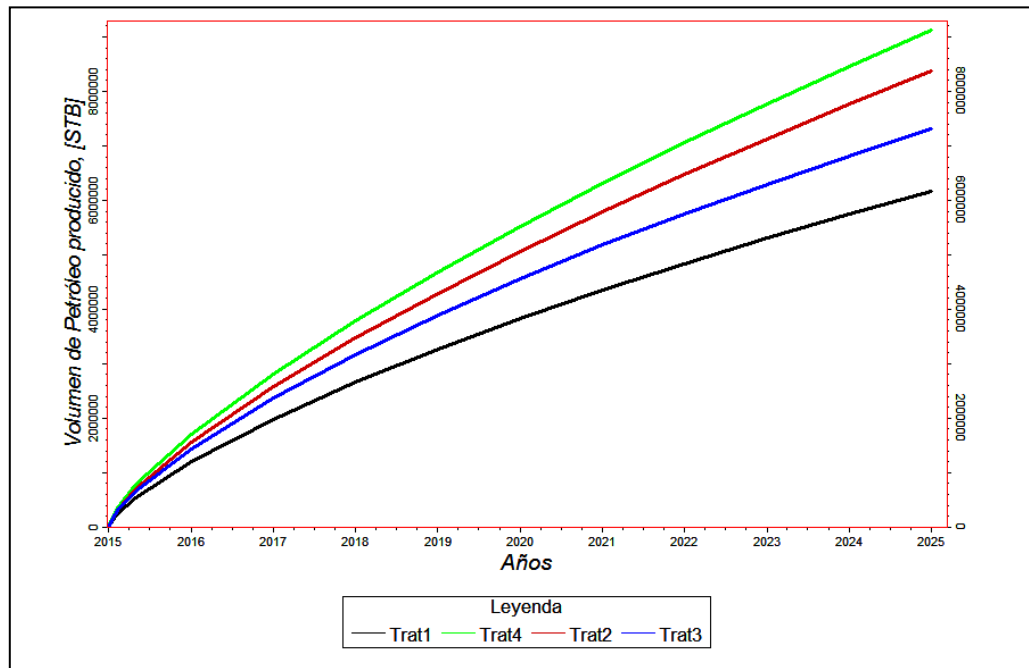


Figura 4. 2 Volumen de petróleo acumulado para cada uno de los tratamientos.

En la Figura 4.2 se grafica el volumen de petróleo acumulado en un horizonte de 10 años de producción, desde el inicio del año 2015 hasta inicio del año 2025.

Se muestran los gráficos de efectos principales y de interacción. En la Figura 4. 3 de los efectos principales se evidencia que a medida que d se acerca a 300m, se obtiene mayor volumen de petróleo producido, este fenómeno se debe a que cada pozo tiene un radio de drenaje definido, y a medida que se acercan los pozos, por ejemplo,

cuando están a 150m, disminuye la producción, ya que cada pozo comparte su radio de drenaje. Con respecto a la longitud del pozo, L , si esta aumenta, entonces aumenta la producción de petróleo, pero es evidente que por condiciones mecánicas de operación, la longitud del pozo tiene un límite operacional y de costo.

Por otra parte en la Figura 4. 4 de interacción se observa que los factores d y L no interactúan, ya que las pendientes de las rectas son aproximadamente paralelas, y evidentemente así lo es, no interactúan, ya que, si se alarga la longitud del pozo L , esto no afectará en ninguna medida el desplazamiento d entre pozos en el mismo plano horizontal. Y de este mismo gráfico se puede concluir que la mayor producción se obtiene con $d = 300m$ y $L = 4500$ ft.

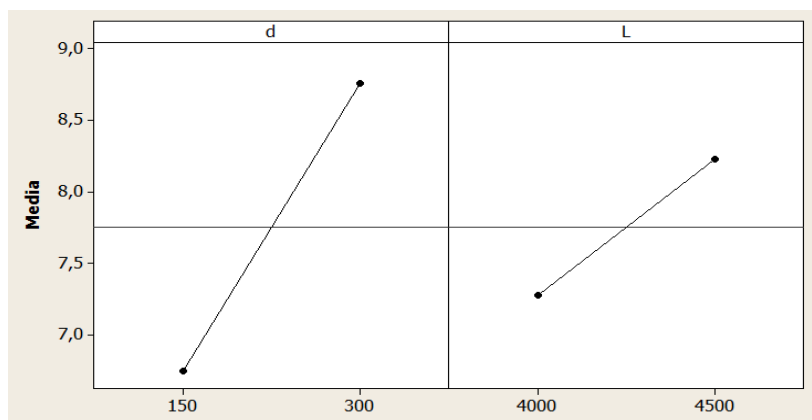


Figura 4. 3 Efectos principales para los factores, d y L .

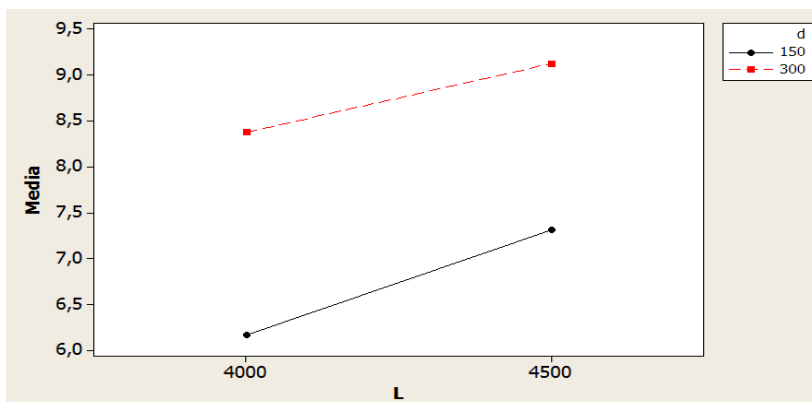


Figura 4. 4 Interacción entre los factores, d y L .

Se puede comprobar la eficiencia del método de diseño de experimentos, ya que con sólo cuatro experimentos, se hicieron varios análisis, tales como, evidenciar si d y L interactúan, si la producción de petróleo aumenta o disminuye con el espaciamiento de los pozos o con la longitud horizontal de los pozos, y también se puede determinar cuál es la configuración que tiene la mayor producción de petróleo, entre otras.

Diseño factorial fraccionado para los factores d y L

Ya que se tiene certeza que los factores no interactúan, se realizó un diseño factorial fraccionado, específicamente se usó el diseño Plackett-Burman para determinar mediante el diagrama de Pareto, cuáles factores son más significativos.

Tabla 4. 4 Plackett-Burman para los dos factores, d y L .

Tratamientos	d (m)	L (ft)	N_p (MMBN)
1	300	4000	8,4
2	300	4500	9,1
3	150	4500	7,3
4	300	4000	8,4
5	300	4500	9,1
6	300	4500	9,1
7	150	4500	7,3
8	150	4000	6,2
9	150	4000	6,2
10	300	4000	8,4
11	150	4500	7,3
12	150	4000	6,2

Aunque la matriz estándar para el diseño PB tiene más experimentos, se observa que en la Tabla 4.4 varios de estos se repiten, por lo tanto no hubo necesidad de hacer otros experimentos adicionales.

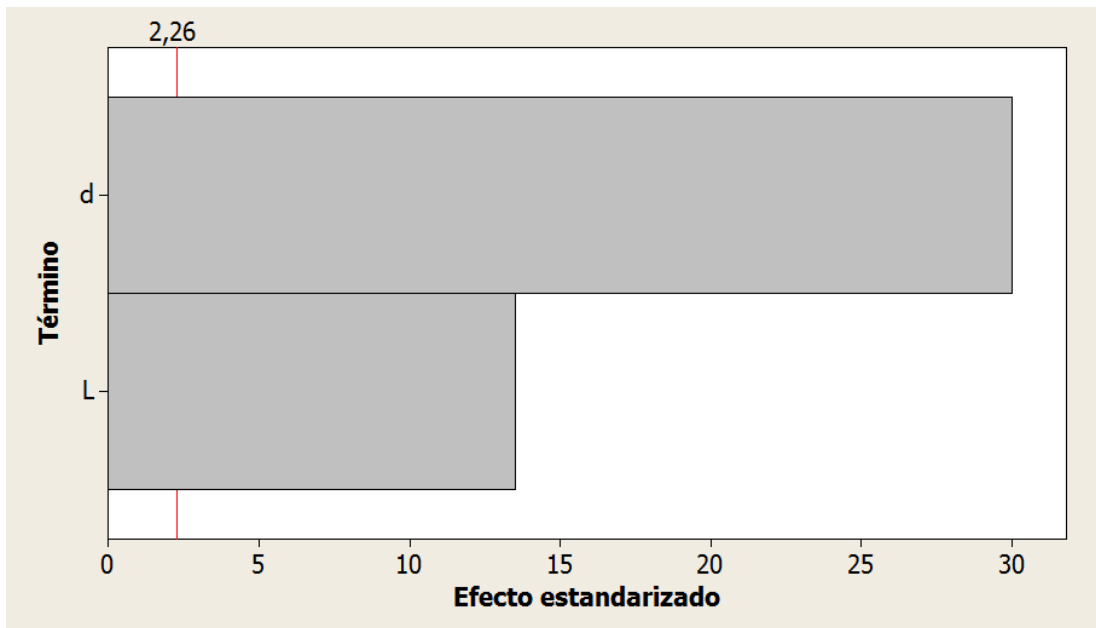


Figura 4. 5 Pareto para el diseño Plackett-Burman con d y L . $\alpha=0,05$

En el diagrama de Pareto (Ver figura 4.5) evidencia que d y L , son parámetros de gran significancia para la producción de petróleo, adicionalmente se puede observar que el espaciamiento entre pozos, d es el que afecta más en la producción de petróleo, al considerar las variaciones entre 150m y 300m.

Diseño factorial de dos factores d y L , con tres niveles

Para determinar si hay un incremento notable a medida que se aumenta el espaciamiento entre pozos y la distancia horizontal del pozo, se agregó un nivel más a este diseño, en donde se va a evaluar $d = 450 m$ y $L = 5000 ft$. Como son 2 factores de 3 niveles cada uno, sería 3^2 esto da un total de 9 tratamientos. La matriz estándar de los tratamientos (ver Tabla 4.5) queda de la siguiente manera:

Tabla 4. 5 Matriz del Diseño factorial de dos factores, d y L con 3 niveles.

Tratamientos	d (m)	L (ft)
1	150	4000
2	150	4500
3	150	5000
4	300	4000
5	300	4500
6	300	5000
7	450	4000
8	450	4500
9	450	5000

Así se perforaron 81 pozos, ya que cada tratamiento contiene nueve pozos, estos se identifican como se ilustra en la Tabla 4.6:

Tabla 4. 6 Identificación de los pozos para el diseño factorial 3 a la 2 con los factores d y L .

Pozos Tratamientos	MS			MM			MI		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9
2	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5	2.6	2.7	2.8	2.9
3	3.1	3.2	3.3	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9
4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9
5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9
6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9
7	7.1	7.2	7.3	7.4	7.5	7.6	7.7	7.8	7.9
8	8.1	8.2	8.3	8.4	8.5	8.6	8.7	8.8	8.9
9	9.1	9.2	9.3	9.4	9.5	9.6	9.7	9.8	9.9

Para que este diseño de experimentos no se vea influenciado por factores externos que tienen que ver con la heterogeneidad del yacimiento, se trabajó y analizó los resultados provenientes de un registro de permeabilidad en función de la profundidad en MD para un pozo en común, el pozo 5, se puede identificar en la tabla anterior, que este pozo pertenece al miembro morichal medio y está ubicado en medio del pozo 4 y 6. En las figuras que siguen a continuación, Figura 4. 6, Figura 4. 7 y Figura 4. 8 se evidencia que para 4000 ft, 4500 ft y 5000 ft, respectivamente, la distribución de la permeabilidad horizontal es idéntica para este pozo en cada uno de los nueve tratamientos. Estas figuras fueron generadas a través del módulo de *well section* de Petrel®.

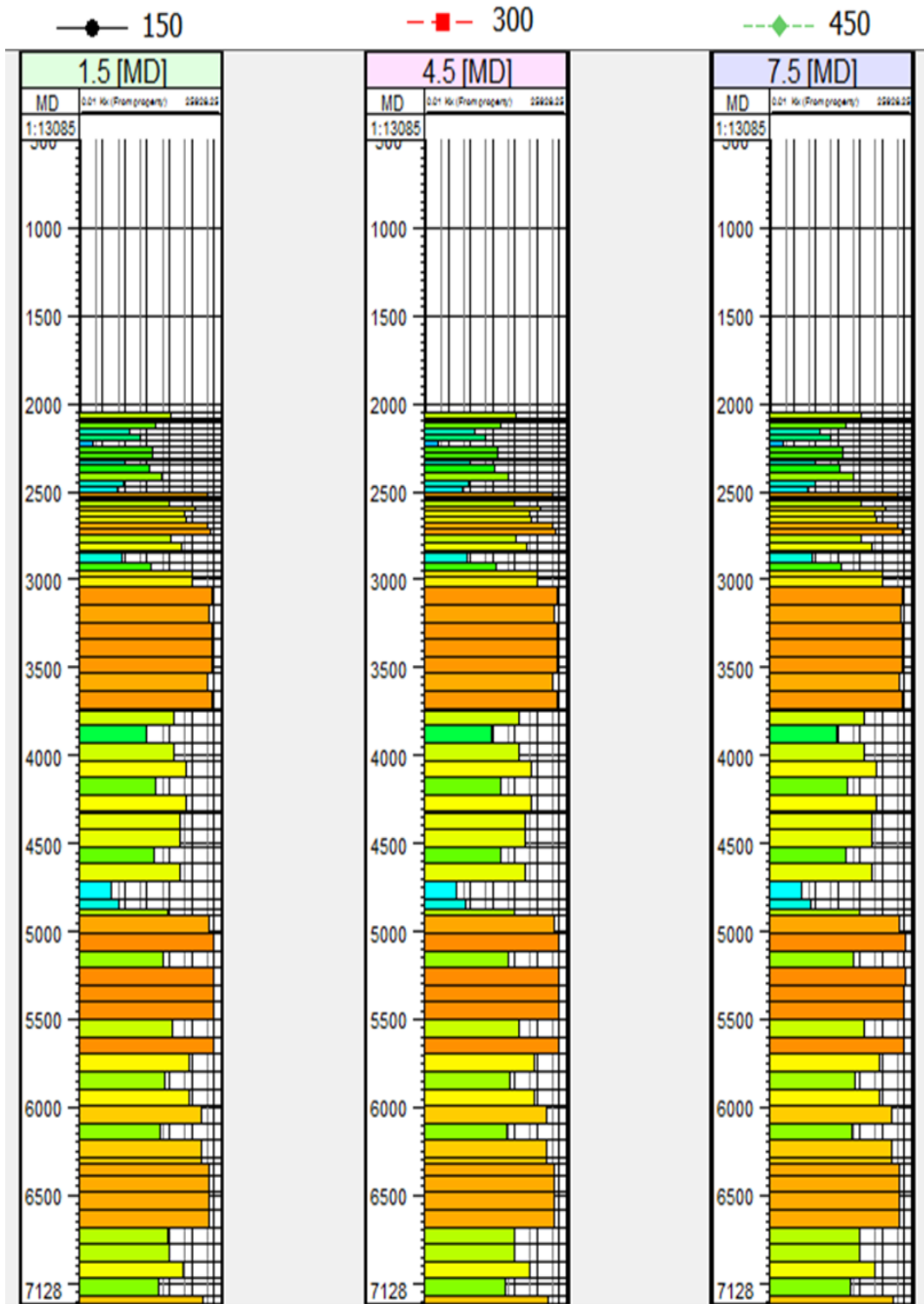


Figura 4. 6 Pozos evaluados para $L = 4000$ ft

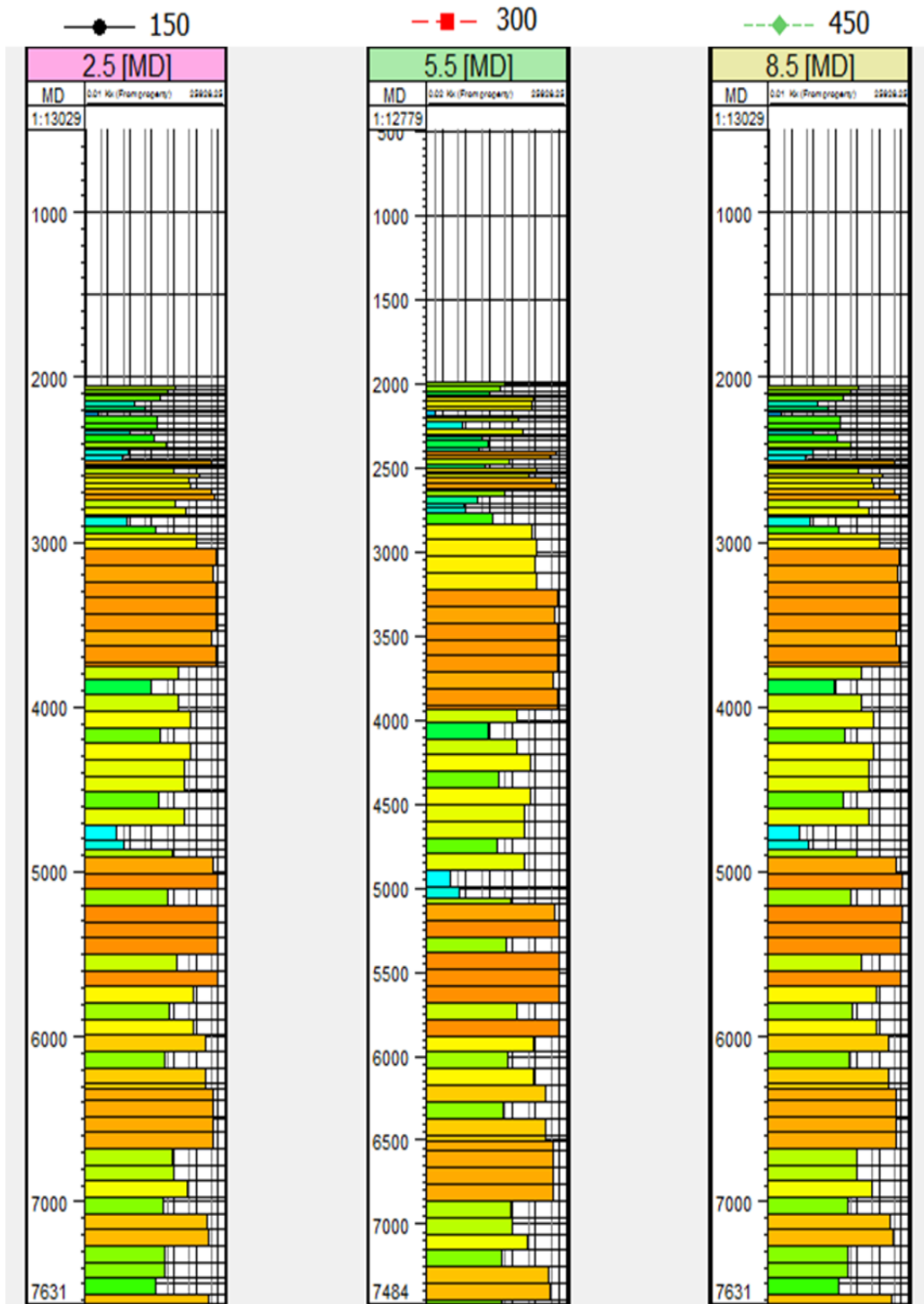


Figura 4. 7 Pozos evaluados para $L = 4500$ ft

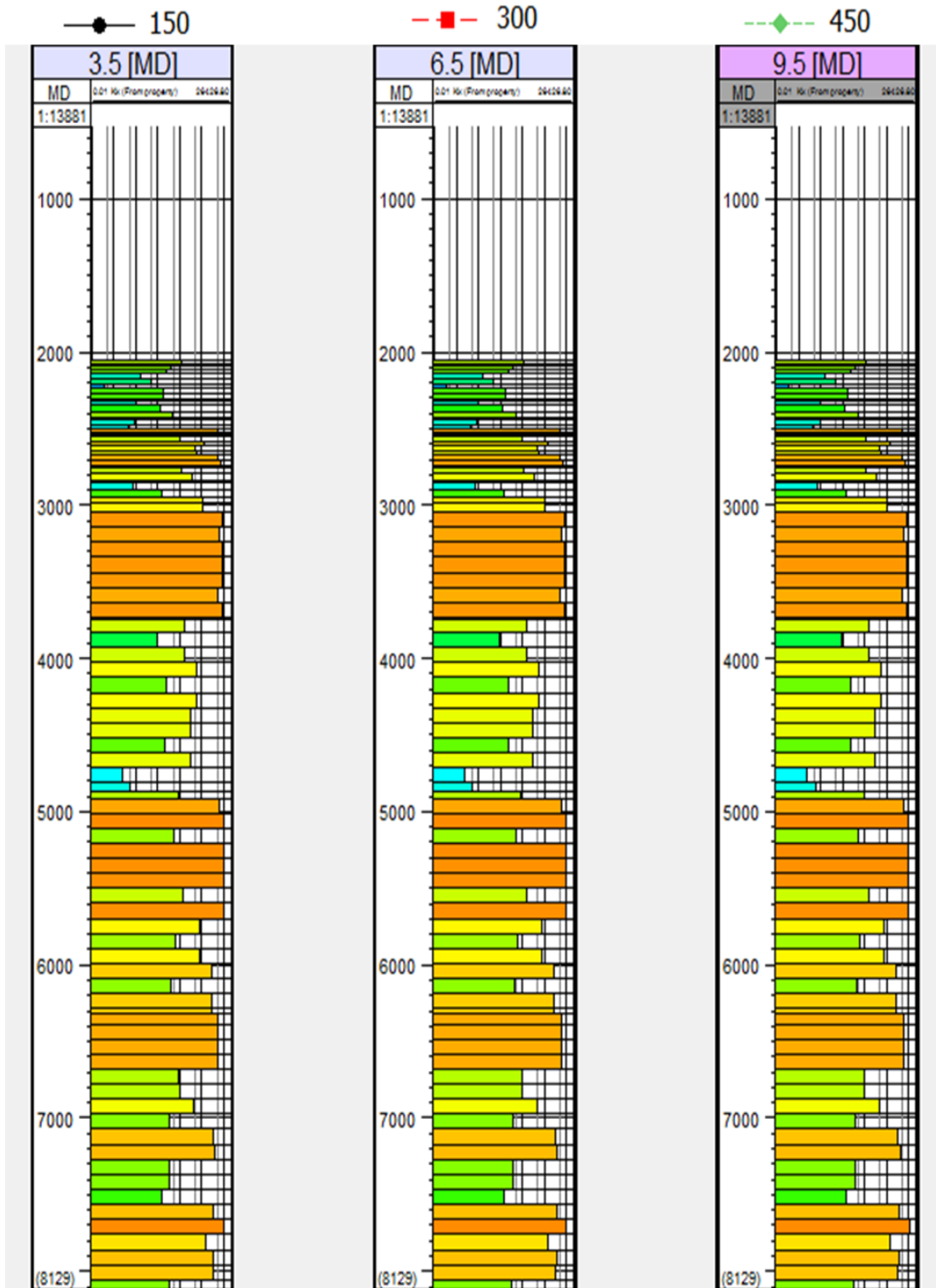


Figura 4. 8 Pozos evaluados para $L = 5000$ ft

Tabla 4. 7 Producción acumulada para el pozo 5 en el ED de 9 tratamientos.

Pozo 5	d (m)	L (ft)	Np MM Norte (MBN)
1.5	150	4000	165
2.5	150	4500	177
3.5	150	5000	201
4.5	300	4000	197
5.5	300	4500	214
6.5	300	5000	248
7.5	450	4000	201
8.5	450	4500	216
9.5	450	5000	257

También se tomó en cuenta que los pozos 4 y 6, tuvieran propiedades de buena calidad, para que la variación de la producción sólo esté influenciada por los factores que se están estudiando, la distancia en el mismo plano horizontal que hay entre los pozos y la longitud horizontal que tienen estos, entonces d y L son los que afectan la producción acumulada de petróleo en cada uno de los 9 tratamientos en este diseño factorial 3 a la 2. En la Tabla 4. 7 se evidencia este cambio en N_p .

Para ver con más facilidad los resultados que se mostraron en la Tabla 4. 7, se muestra la Figura 4. 9 de interacción para los nueve casos estudiados.

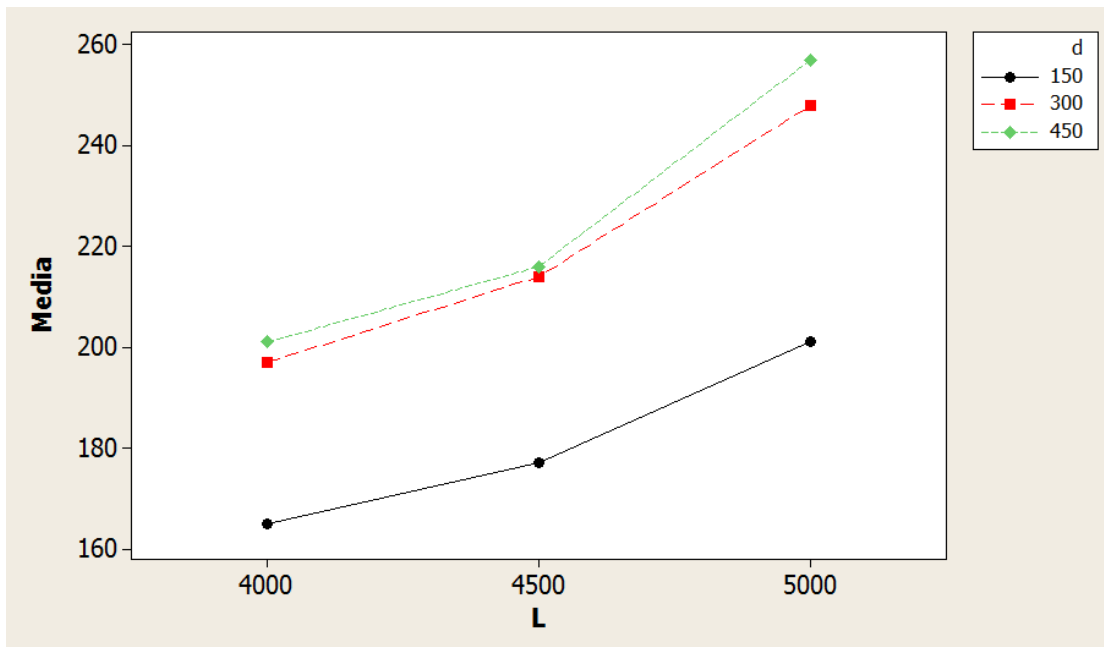


Figura 4. 9 Gráfica de interacción para el pozo 5 con tres niveles en cada factor.

Al aumentar el espaciamiento entre pozos de 300 a 450 m, la producción de petróleo aumenta, en donde el mejor de los casos es el de $L = 5000ft$ con $d = 450m$. Pero se debe evaluar con profundidad este resultado para decidir si es recomendable usar esta configuración.

Entonces, para ajustar este diseño aún más a las condiciones de producción a nivel de yacimientos, se repitió este mismo experimento pero usando la herramienta de pozos multisegmentados, (*multisegmented wells* del software Petrel), en donde se calcula la producción asignándole tasas de producción a los fluidos de acuerdo a sus densidades, considerando las pérdidas de presión por fricción. Se trabajó sólo con tres pozos en la estrategia de producción ubicados al norte del sub-modelo, específicamente en Morichal Medio. Su identificación se ve a continuación en la Tabla 4.8:

Tabla 4. 8 Diseño de experimentos con pozos multisegmentados.

Pozos Tratamientos	MM		
	4	5	6
1	1.4	1.5	1.6
2	2.4	2.5	2.6
3	3.4	3.5	3.6
4	4.4	4.5	4.6
5	5.4	5.5	5.6
6	6.4	6.5	6.6
7	7.4	7.5	7.6
8	8.4	8.5	8.6
9	9.4	9.5	9.6

Igualmente se cumplió con las suposiciones de bloqueo anteriormente expuestas, y se procedió a evaluar el mismo pozo, el número 5 para determinar la influencia que tiene el aumento del espaciamiento horizontal entre los pozos. Los resultados se ilustran en la Tabla 4.9:

Tabla 4. 9 Resultados de Np del pozo 5, con multisegmentos.

Pozo 5	d (m)	L (ft)	Np MM Norte MultSeg
1.5	150	4000	1,63
2.5	150	4500	1,75
3.5	150	5000	1,97
4.5	300	4000	1,94
5.5	300	4500	2,09
6.5	300	5000	2,40
7.5	450	4000	1,97
8.5	450	4500	2,12
9.5	450	5000	2,49

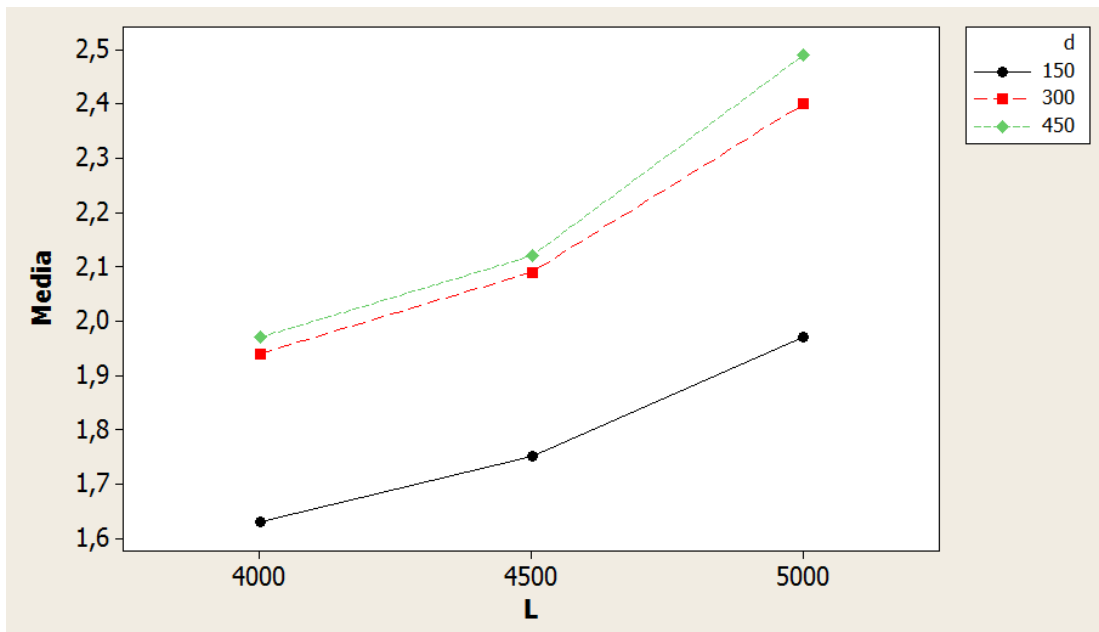


Figura 4. 10 Interacción entre d y L para pozos multisegmentados.

En la Figura 4. 10 se identifica que entre 150 m y 300 m hay mayor separación que entre 300 m y 450 m, por esta razón no se recomienda perforar los pozos tan cerca (con 150m de espaciamiento) ya que esto disminuye en gran medida la producción acumulada de petróleo. La diferencia entre 300 m y 450 m es mínima, por ende no es necesario separar tanto los pozos, ya que este espaciamiento se limita por el radio de drenaje definido por cada pozo. Por esta diferencia, se concluye que cada pozo tiene un radio de drenaje de cada pozo definido y si se aumenta el espaciamiento entre pozos, hay zonas del yacimiento que se quedarán sin ser drenadas.

Por otro lado, para estudiar detalladamente el efecto del aumento de la distancia horizontal del pozo, se buscó un pozo que en la medida que se aumentara su longitud horizontal tuviera buenas propiedades como se muestra en la Figura 4. 11. De esta manera se escogió el pozo 6 para evaluar el factor L , sin que los resultados o el análisis realizado sea erróneo por la influencia de factores ajenos al estudio.

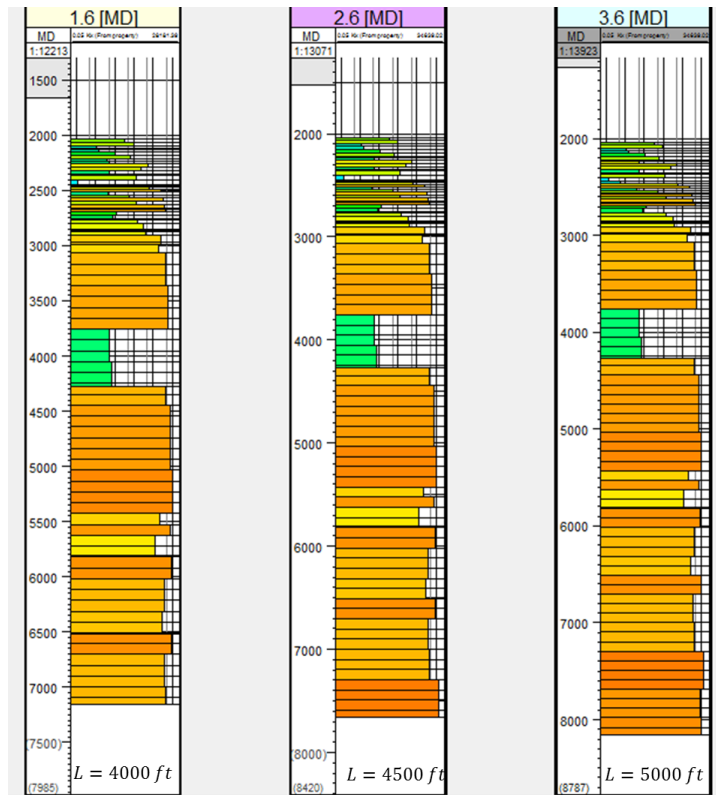


Figura 4. 11 Aumento de L manteniendo la calidad de las propiedades.

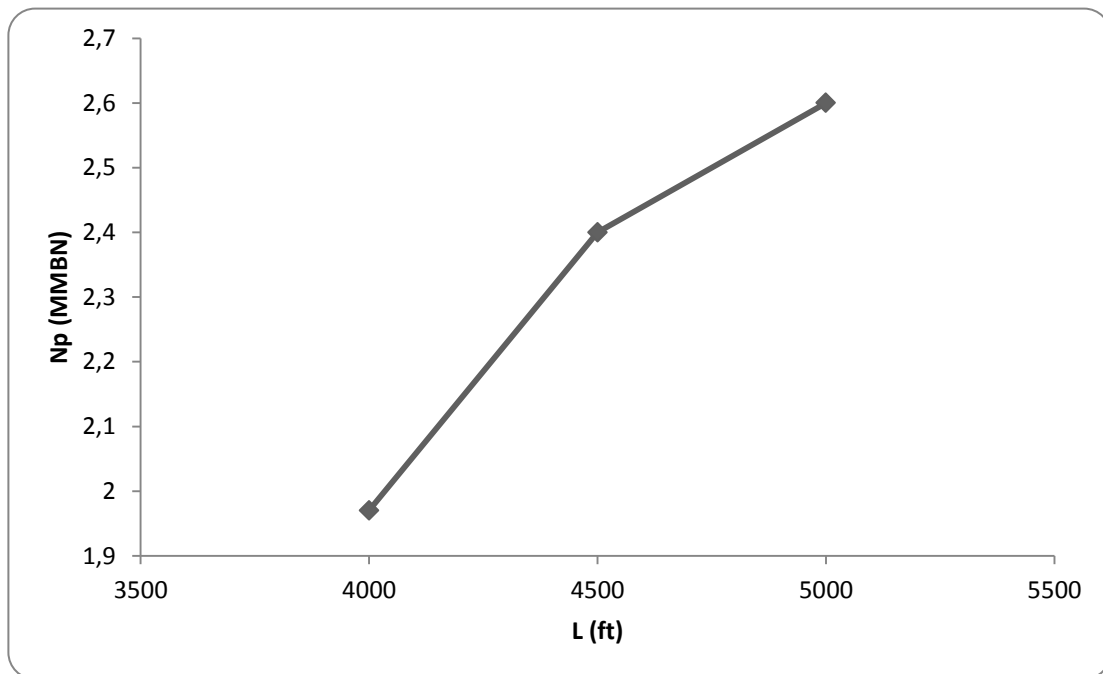


Figura 4. 12 Longitud horizontal del pozo 6 Vs. Petróleo producido

En la Figura 4. 12 la pendiente en la primera sección (4000 a 4500 ft) es mayor que la pendiente de la segunda sección, esto sucede por el camino tan largo que tiene que recorrer el fluido a través de todo el pozo, perdiendo presión hasta llegar a superficie, esto quiere decir, que a medida que aumente la distancia horizontal desde 4500 a 5000 ft aumenta en sólo 8% la producción de petróleo.

De lo anterior se concluyó no ser eficiente el aumento en 500 pies de la sección horizontal del pozo, al no generar grandes diferencias en la producción del mismo. Por esta razón se usó la misma configuración que usan en la empresa mixta, que es $d = 300m$ y $L = 4500 ft$, ya que es el caso más usado en varias empresas mixtas que están funcionando actualmente en la faja, y el diseño de experimentos realizado anteriormente comprobó que si se aumenta d y L la diferencia en el aumento de la producción no es tan impactante.

Si se quiere lograr la mayor producción de petróleo con esta configuración $d = 300m$ y $L = 4500 ft$, se debe tomar en cuenta la heterogeneidad del yacimiento, a medida que se perfora se debe ir por el camino donde se conecten las zonas de mejor calidad, que se relacionen al menor volumen de lutita, alta permeabilidad y porosidad, entre otros, de la arena que se está atravesando para obtener los resultados esperados.

Jerarquización de las propiedades que más impactan la producción

Determinar las variables del diseño de experimentos

En la Figura 4.13 se evidencian algunas de las variables de incertidumbre en un yacimiento de petróleo, las cuales pueden ser de interés para realizar un estudio estadístico controlado y obtener mucha información con un menor número de experimentos.

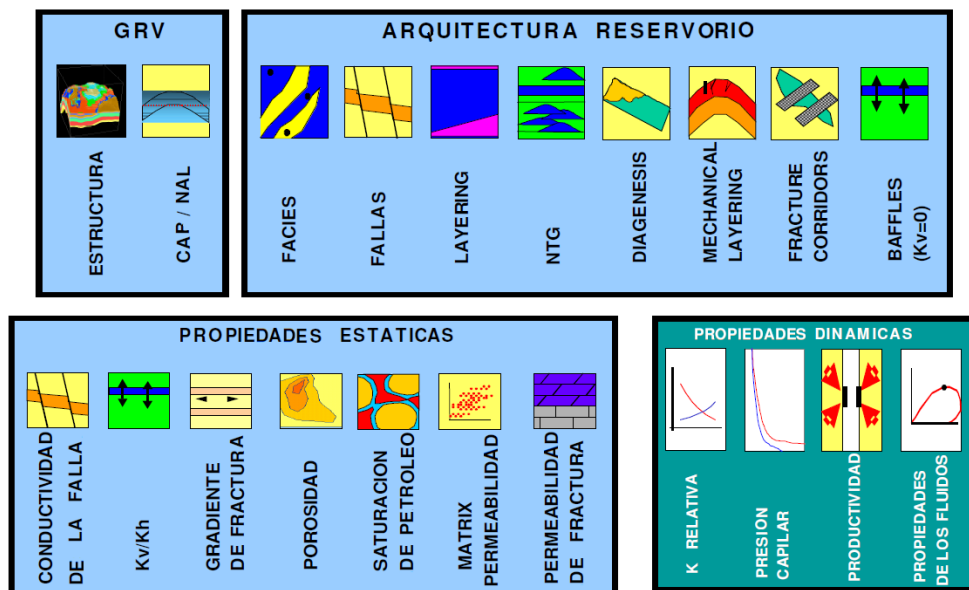


Figura 4. 13 Incertidumbres claves de subsuelo⁽¹¹⁾ (Modificado por Yehimy C.)

En esta investigación a través de un análisis de sensibilidad, se estudiarán las variables de yacimiento que tienen mayor impacto en la producción acumulada de petróleo. Para esto se determinaron las variables de interés relacionadas con las propiedades de la roca, del fluido y las propiedades roca-fluido, las cuales serán incluidas en el estudio de diseño de experimentos, y se mencionan a continuación:

La compresibilidad de la roca, como está relacionada a cuatro factores: 1. presión de poro; 2. Profundidad; 3. Un factor que representa la variabilidad en el inicio de la plasticidad con la profundidad; y 4. La variabilidad en el esfuerzo efectivo inicial con la profundidad. Y además es la una de las fuentes de producción para el mecanismo de producción natural de los yacimientos de la Faja Petrolífera del Orinoco, se tomó en cuenta para realizar este estudio.

De las variables dinámicas a estudiar, se tomaron en cuenta cinco valores pertenecientes a los *end-points* de las curvas de permeabilidades relativas descritas según la correlación de Corey⁽⁸⁾ (ver ecuaciones 4.1, 4.2, 4.3 y 4.4), las cuales son $K_{r_o}@Swc$, $K_{r_w}@Sor$, Sgc , Swc y Sor . Éstas se relacionan a través de las cuatro

curvas de interés en un yacimiento con tres fluidos, agua, petróleo y gas, en donde se usó el mismo valor de n para todas las curvas, el cual es $n = 2$.

$$K_{ro} = K_{ro}@Swc \left(\frac{1-Sw-Sorw}{1-Swc-Sorw} \right)^{n_o} \quad \text{Ecuación 4. 1}$$

$$K_{rw} = K_{rw}@Sor \left(\frac{1-Sw-Swc}{1-Swc-Sorw} \right)^{n_w} \quad \text{Ecuación 4. 2}$$

$$K_{ro} = K_{ro}@Sgc \left(\frac{1-Sg-(Swc+Sorg)}{1-Swc-Sorg} \right)^{n_{go}} \quad \text{Ecuación 4. 3}$$

$$K_{rg} = K_{rg}@Swc \left(\frac{Sg-Sgc}{1-Sgc-Swc} \right)^{n_w} \quad \text{Ecuación 4. 4}$$

De las variables relacionadas con las propiedades de la roca, se varió la permeabilidad y porosidad a través de un multiplicador, el cual va desde un nivel bajo, que representa un diez por ciento menos del valor real y un nivel alto, el cual es diez por ciento más del valor real.

Los valores que provienen de un estudio con más detalle, como lo es volumen de lutita, tienen dificultad al momento de variarlo. Entonces la arena neta petrolífera es la variación de uno menos el volumen de lutita, por ende no se varió, ya que está directamente relacionado con el volumen de lutita.

Con respecto a las propiedades del fluido, de las variables involucradas en el análisis PVT, sólo se estudió la que está relacionada con la densidad del fluido, es decir, la gravedad API del crudo. Este factor varía desde 8,5 a 10 API (ver Tabla 4.11), es importante destacar que esta variación va a influenciar a las demás propiedades relacionadas con el fluido, como lo es la viscosidad, la relación gas en solución-petróleo, el factor volumétrico de formación del gas y del petróleo, entre otras.

Es posible realizar un diseño de experimentos solamente con las propiedades del fluido para determinar cuáles de ellas tiene mayor significancia en la respuesta estudiada, pero se van a generar tantos modelos de fluidos como tratamientos se

tengan. Es por esto que sólo se evaluó una propiedad, la cual es gravedad API, para determinar su influencia en la producción acumulada de petróleo.

En la Figura 4.10 se identifican cada una de las variables de estudio con sus respectivas unidades, se tomó en cuenta las variables relacionadas con las propiedades de la roca, roca-fluido y sólo una propiedad del fluido.

Tabla 4. 10 Variables a estudiar en la jerarquización

Identificador (ID)	Nombre del factor	Unidad
multporo	multiplicador de la porosidad	adim
multK	multiplicador de la permeabilidad	mD
Kv/kh	Anisotropía	adim
Sorw	Saturación residual de petróleo al agua	%
Sgc	Saturación de gas crítica	%
Swc	Saturación de agua connata	%
Kro@Swc	Permeabilidad relativa al petróleo a la Swc	%
Krw@Sorw	Permeabilidad relativa al agua a la Sor	%
Cr	Compresibilidad de la roca	1/lpc
°API	Gravedad API	°API

Rango de incertidumbre de las variables

La función de distribución estadística que evidencia cada una de las variables se debe construir a partir de los datos históricos. En este caso, como se está trabajando con un yacimiento sub-desarrollado, la mayoría de las variables fueron uniformes, ya que aún no se tienen suficientes datos para conocer su función de distribución acumulada. Las variables que tienen distribuciones conocidas son la porosidad que se distribuye de manera normal y la permeabilidad que tiene una distribución log-normal.

Entonces se definió el nivel de cada variable, tomando en cuenta que todas tienen una distribución uniforme, se trabajó con dos niveles, el nivel bajo y alto. Luego, mediante la revisión bibliográfica de artículos que tratan sobre las características de

los yacimientos pertenecientes a las áreas cercanas al bloque 5, se determinaron los parámetros de variación de cada una de ellas. En la Tabla 4. 11 se puede ver, los valores del caso base, es decir, los que se utilizaron en el sub-modelo y los niveles de cada factor.

Tabla 4. 11 Parámetros o rangos de estudio de cada uno de los factores.

Identificador (ID)	Nombre del factor	Unidad	sub-modelo	Bajo	Alto
multporo	multiplicador de la porosidad	adim	1	0.99	1.01
multK	multiplicador de la permeabilidad	mD	1	0.99	1.01
Kv/kh	Anisotropía	adim	0.8	0.45	1
Sorw	Saturación residual de petróleo al agua	%	0.2	0.2	0.4
Sgc	Saturación de gas crítica	%	0.15	0.09	0.2
Swc	Saturación de agua connata	%	0.15	0.15	0.2
Kro@Swc	Permeabilidad relativa al petróleo a la Swc	%	0.8	0.6	0.9
Krw@Sorw	Permeabilidad relativa al agua a la Sor	%	0.7	0.4	0.7
Cr	Compresibilidad de la roca	1/lpc	82E-06	36E-06	90E-06
°API	Gravedad API	°API	9.5	8.5	10.5

Proceso de selección o Screening

Por lo expuesto anteriormente, se observa que se va a trabajar con 10 factores, la primera opción es escoger un diseño factorial completo, esto daría como resultado 2^{10} simulaciones, es decir, 1024 simulaciones, lo cual no es factible a nivel de capacidad del disco de un computador y del tiempo empleado para realizar estas simulaciones.

Los diseños factoriales completos proveen información valiosa acerca del experimento que se va a realizar, pero son los más costosos, por esta razón se opta por realizar un diseño factorial fraccionado. Por ejemplo el diseño factorial fraccionado de orden V provee información acerca de los efectos principales y los

efectos de segundo orden, entonces para 10 variables, serían 128 simulaciones, de igual manera se está obteniendo información valiosa, pero aún sigue siendo costoso.

La siguiente opción es elegir un diseño de orden IV o III, en donde el número de simulaciones con estos diseños varía de 16 a 32 simulaciones. Pero con el modelo de orden III (Plackett Burman) se determinan las variables significativas en la producción de petróleo sólo con 12 tratamientos o simulaciones, es decir, se hacen menos simulaciones con una gran cantidad de factores a estudiar.

Como el objetivo es determinar la influencia que tienen los factores sobre las variables de respuesta, es suficiente con correr las simulaciones correspondientes a la matriz generada con el diseño Plackett Burman, en donde sólo se generaron 12 tratamientos, la cual se puede apreciar en la Tabla 4.12:

Tabla 4. 12 Matriz para el método Plackett-Burman con 10 factores a estudiar

Tratamientos	multPoro	multK	KvKh	Sorw	Sgc	Swc	Kro	Krw	Cr	API
1	0,99	0,99	0,45	0,2	0,09	0,15	0,6	0,4	0,000036	8,5
2	1,01	0,99	1	0,2	0,09	0,15	0,9	0,7	0,00009	8,5
3	1,01	1,01	0,45	0,4	0,09	0,15	0,6	0,7	0,00009	10
4	0,99	1,01	1	0,2	0,2	0,15	0,6	0,4	0,00009	10
5	1,01	0,99	1	0,4	0,09	0,2	0,6	0,4	0,000036	10
6	1,01	1,01	0,45	0,4	0,2	0,15	0,9	0,4	0,000036	8,5
7	1,01	1,01	1	0,2	0,2	0,2	0,6	0,7	0,000036	8,5
8	0,99	1,01	1	0,4	0,09	0,2	0,9	0,4	0,00009	8,5
9	0,99	0,99	1	0,4	0,2	0,15	0,9	0,7	0,000036	10
10	0,99	0,99	0,45	0,4	0,2	0,2	0,6	0,7	0,00009	8,5
11	1,01	0,99	0,45	0,2	0,2	0,2	0,9	0,4	0,00009	10
12	0,99	1,01	0,45	0,2	0,09	0,2	0,9	0,7	0,000036	10

Tabla 4. 13 Producción de petróleo acumulada para cada uno de los tratamientos

Tratamientos	multPoro	multK	KvKh	Sorw	Sgc	Swc	Kro	Krw	Cr	API	Np (MMBN)
1	0,99	0,99	0,45	0,2	0,09	0,15	0,6	0,4	0,000036	8,5	2,692
2	1,01	0,99	1	0,2	0,09	0,15	0,9	0,7	0,00009	8,5	4,061
3	1,01	1,01	0,45	0,4	0,09	0,15	0,6	0,7	0,00009	10	4,009
4	0,99	1,01	1	0,2	0,2	0,15	0,6	0,4	0,00009	10	4,803
5	1,01	0,99	1	0,4	0,09	0,2	0,6	0,4	0,000036	10	3,744
6	1,01	1,01	0,45	0,4	0,2	0,15	0,9	0,4	0,000036	8,5	2,723
7	1,01	1,01	1	0,2	0,2	0,2	0,6	0,7	0,000036	8,5	3,237
8	0,99	1,01	1	0,4	0,09	0,2	0,9	0,4	0,00009	8,5	4,136
9	0,99	0,99	1	0,4	0,2	0,15	0,9	0,7	0,000036	10	3,754
10	0,99	0,99	0,45	0,4	0,2	0,2	0,6	0,7	0,00009	8,5	3,401
11	1,01	0,99	0,45	0,2	0,2	0,2	0,9	0,4	0,00009	10	4,013
12	0,99	1,01	0,45	0,2	0,09	0,2	0,9	0,7	0,000036	10	3,167

Este diseño se analizó con la gráfica de Pareto, ver Figura 4. 14 en donde se muestra que hay tres factores que son significativos en la producción acumulada de petróleo, estos son la anisotropía, la compresibilidad de la roca y la gravedad API del petróleo. La carta de Pareto nos da información sobre la significancia o impacto de cada uno de estos factores sobre la variable de respuesta.

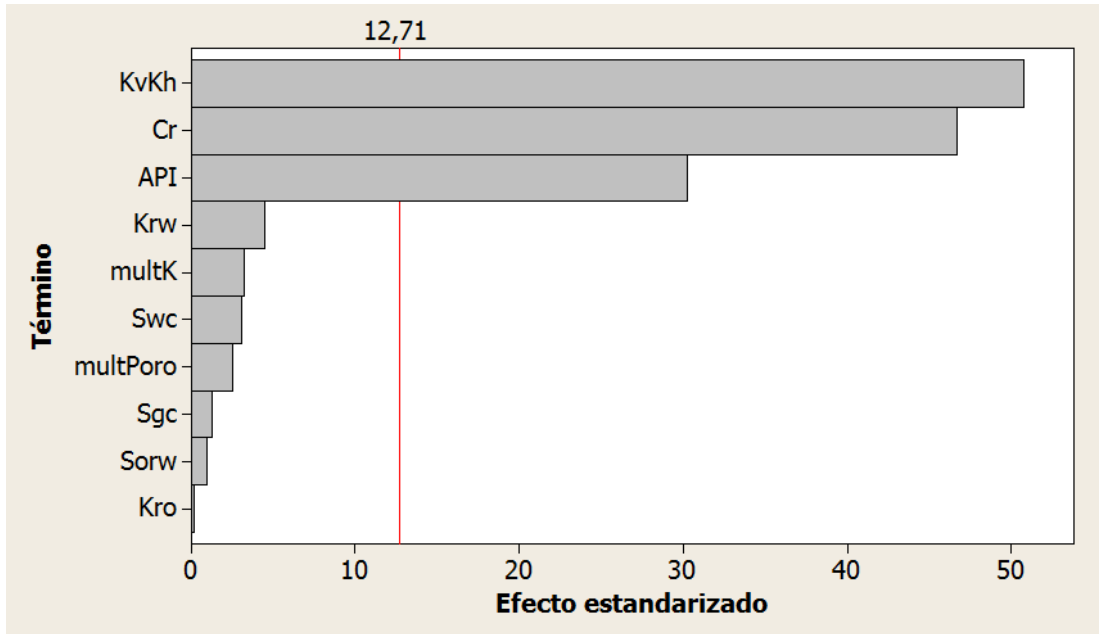


Figura 4. 14 Carta de Pareto de efectos estandarizados para los diez factores estudiados con alfa igual a 0,05

Cuando la carta de Pareto se utiliza para analizar el diseño Plackett Burman, sólo provee información de la significancia de cada factor, es decir, se determinan los factores significativos, pero hay que tomar en cuenta que se debe realizar un diseño más profundo con análisis bayesiano para determinar cuáles son los factores activos que tienen influencia sobre los demás factores.

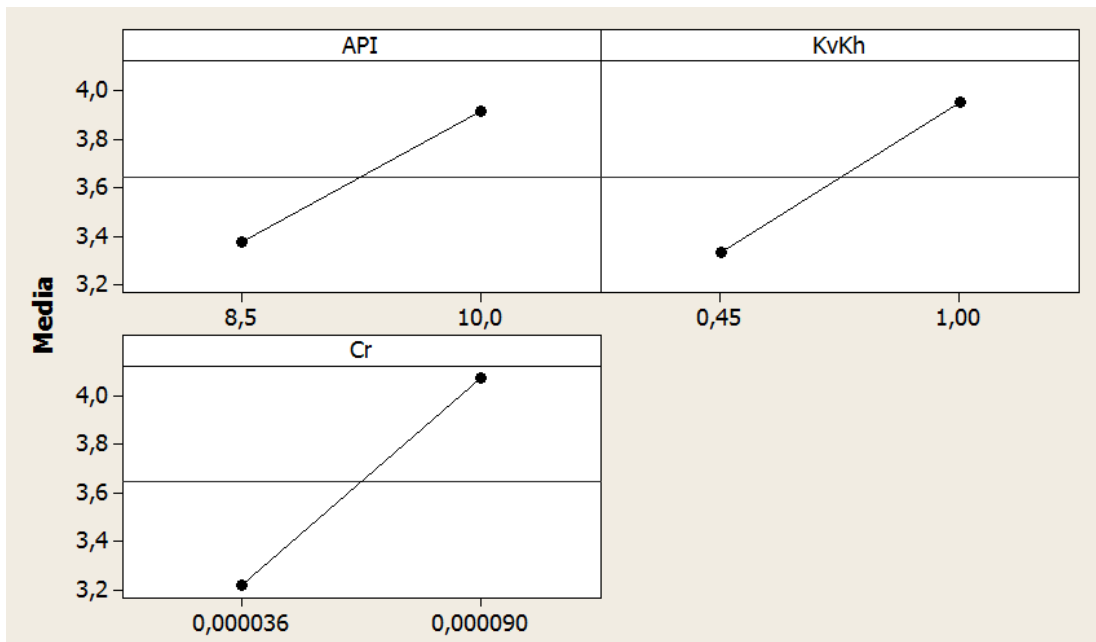


Figura 4. 15 Efectos principales para la gravedad API, KvKh y Cr versus producción acumulada de petróleo.

Por la Figura 4.15 antes expuesta se puede apreciar que estas tres variables tienen un efecto significativo en la producción acumulada de petróleo, es decir, cuando la compresibilidad de la roca, la anisotropía y la gravedad API están en su valor alto, se obtienen más producción de petróleo.

Cuando el crudo se hace más liviano, su viscosidad disminuye y por ende tiene más movilidad a través de los canales que debe atravesar para conectarse con el pozo dispuesto para la producción de petróleo.

Por otra parte, mientras la permeabilidad vertical sea similar a la permeabilidad horizontal, es decir, los canales tengan muy buena conexión, el crudo va a tender a moverse con mayor facilidad a través de los canales de la roca y esto tiene como resultado que aumente la producción de petróleo.

Como lo vió en la sección de determinación de las variables de estudio, la compresibilidad de la roca es uno de los factores que influye considerablemente la producción de crudo, es de esperarse este resultado, ya que, el principal mecanismo

de producción por métodos naturales es la energía suministrada por la compresibilidad que evidencia la roca.

La permeabilidad horizontal también tiene un efecto positivo sobre la producción de petróleo, ya que si hay mayor conectividad entre los poros de la roca, mayor será la producción de petróleo. El mismo efecto tiene la porosidad, ya que mientras más grande sea la garganta poral mayor capacidad va a tener para el almacenamiento de fluidos.

Para que el análisis de Plackett Burman no se vea afectado por las variables activas, se debe suponer que no existen las interacciones, si existe, el método de análisis de diseños factoriales, específicamente el diagrama de Pareto, sólo provee información sobre el impacto de los factores en las variables de respuesta. Es decir, los gráficos normales y de Lenth tienen una utilidad limitada acerca del análisis de este diseño. Se recomienda que si desde el inicio se sabe que los factores estudiados interactúan entre sí, es decir, tienen efectos de orden superior, se debe realizar un análisis bayesiano para determinar cuáles son los factores que están realmente activos.⁽⁵⁾

También es importante recalcar, que cuando se haga un diseño factorial que estudie las interacciones, si el efecto principal de un factor es más significativo que su interacción con otro factor, es recomendable estudiar con profundidad sólo la interacción de estos factores, ya que la variación de uno va a depender del otro factor.

Con el objetivo de modelar una relación entre los factores cuantitativos y la respuesta, se procedió a realizar un diseño de experimentos de superficie de respuestas, el método que se usará a continuación es el de Box-Behnken.

Generación de un modelo de superficie de respuesta

Con el análisis realizado con el diagrama de Pareto en conjunto con el método de Plackett Burman, se determinó que sólo hay tres variables significativas y con estas se procedió a realizar un modelo de superficie de respuesta para relacionar la

producción de petróleo con cada una de estas variables significativas. A continuación, en la Tabla 4.14, se muestra la matriz del diseño de superficie de respuesta, con cada uno de los tratamientos.

Tabla 4. 14 Matriz generada para el método Box-Behnken

Tratamientos	Cr	kvkh	API
1	0,000063	0,725	9,25
2	0,000036	0,450	9,25
3	0,000036	1,000	9,25
4	0,000090	0,450	9,25
5	0,000090	1,000	9,25
6	0,000036	0,725	8,50
7	0,000036	0,725	10,00
8	0,000090	0,725	8,50
9	0,000090	0,725	10,00
10	0,000063	0,450	8,50
11	0,000063	0,450	10,00
12	0,000063	1,000	8,50
13	0,000063	1,000	10,0

Se ejecutaron cada uno de los tratamientos en el simulador comercial utilizado para desarrollar este trabajo especial de grado y se obtuvieron los siguientes resultados de producción de petróleo acumulado en MMBN, ver Tabla 4.15.

Tabla 4. 15 Petróleo producido para cada uno de los tratamientos del método Box-Behnken

Tratamientos	Cr	kvkh	API	Np (MMBN)
1	0,000063	0,725	9,25	3,735
2	0,000036	0,450	9,25	2,906
3	0,000036	1,000	9,25	3,432
4	0,000090	0,450	9,25	3,670
5	0,000090	1,000	9,25	4,398
6	0,000036	0,725	8,50	2,990
7	0,000036	0,725	10,00	3,499
8	0,000090	0,725	8,50	3,797
9	0,000090	0,725	10,00	4,468
10	0,000063	0,450	8,50	3,112
11	0,000063	0,450	10,00	3,666
12	0,000063	1,000	8,50	3,717
13	0,000063	1,000	10,0	4,361

Para analizar este diseño se utilizó el ANOVA descrito en la Tabla 4. 16, la cual incluye los efectos lineales, cuadráticos y de interacción que se ven a continuación:

Tabla 4. 16 ANOVA para la superficie de respuesta cuadrática.

Fuente	GL	SC Sec.	MC Ajust.	F	P
Regresión	9	3,10949	0,3455	1820,01	0
Lineal	3	3,05873	1,01958	5370,9	0
Cuadrado	3	0,03198	0,01066	56,15	0,004
Interacción	3	0,01879	0,00626	32,99	0,008
Error residual	3	0,00057	0,00019		
Total	12	3,11006			

La superficie de respuesta cuadrática generada a partir de cada uno de los coeficientes que acompaña a los factores de estudio en conjunto con la constante, se muestra en la Ecuación 4.5:

$$\begin{aligned}
 Np_{@5años} = & 6541,25Cr + 0,758705kvkh - 0,894091API \\
 & -109053498Cr^2 - 0,714050kvkh^2 + 0,0586667API^2 + 6801,35Cr * kvkh \\
 & +2000Cr * API + 0,109091kvkh * API + 4,62393
 \end{aligned}$$

Ecuación 4. 5

Tabla 4. 17 Significancia de cada uno de los efectos

Término	SE Coef	T	P
Constante	0,013778	271,084	0
Cr	0,004871	89,966	0
kvkh	0,004871	65,537	0
API	0,004871	61,021	0
Cr*Cr	0,009113	-8,724	0,003
kvkh*kvkh	0,009113	-5,925	0,010
API*API	0,009113	3,621	0,036
Cr*kvkh	0,006889	7,331	0,005
Cr*API	0,006889	5,879	0,010
kvkh*API	0,006889	3,266	0,047

Esta superficie de respuesta tiene un $R^2 = 99,98\%$, y en el ANOVA de la Tabla 4.16 se muestra un error residual de 0,00057, además se puede verificar que se cumple los principios de normalidad y de ajuste de errores, lo cual identifica que en éste experimento los errores experimentales no influyen significativamente sobre los resultados, por ende existe una buena bondad de ajuste. En las Tablas Tabla 4.16 y 4.17 se puede verificar lo explicado. También se debe tomar en cuenta que en el ajuste de errores, la escala en la cual varía es baja, los errores varían de -0,01 a 0,01.

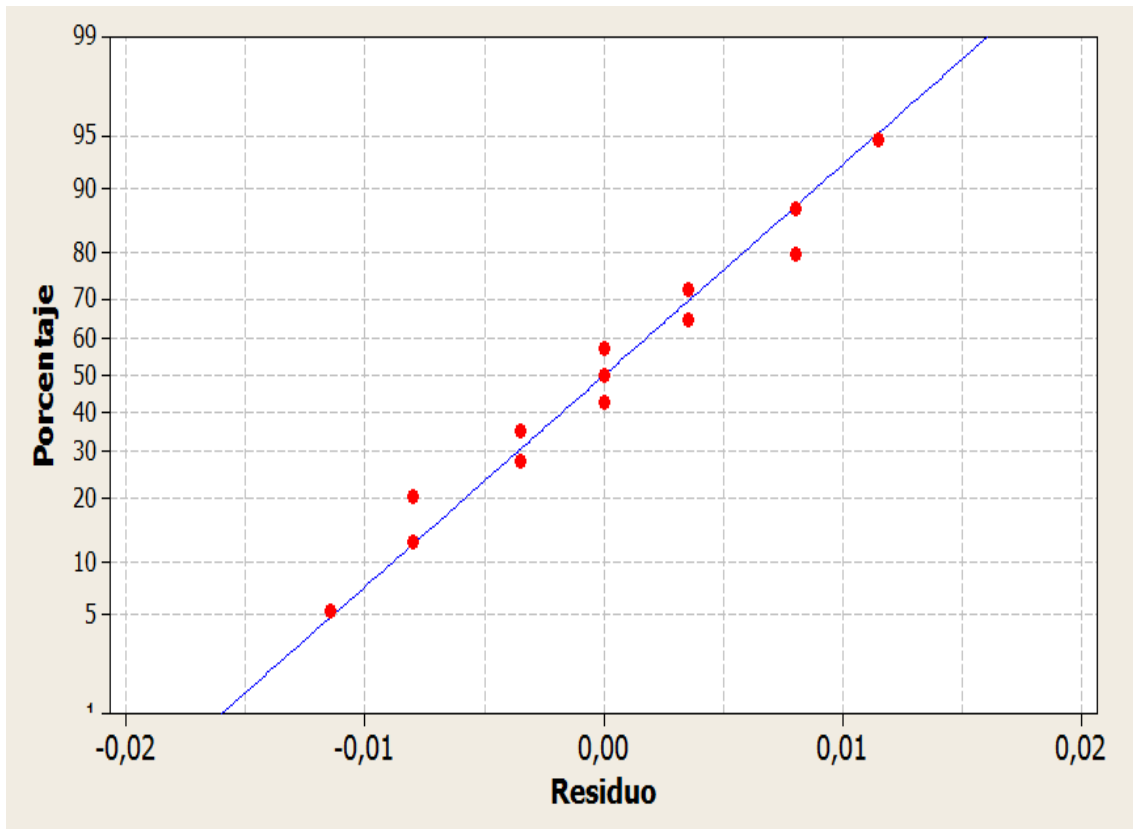


Figura 4.16 Gráfica de Probabilidad normal, la respuesta es Np (MMBN)

De la Tabla 4.17 anteriormente expuesta, se puede apreciar que los efectos que tengan un valor de P mayor a 0,01 no son significativos en el aporte de la producción del modelo analítico cuadrático de la Ecuación 4.5, entonces se puede generar una superficie de respuesta quitando API^2 y $kvkh * API$, de hecho, los factores de segundo orden que tienen un valor de P igual a 0,01 también se pueden eliminar del

modelo analítico, los cuales son $kvkh^2$ y $Cr * API$. En la Tabla 4.18 se genera el Análisis de Varianza, sin estos 4 efectos de segundo orden, así como la Ecuación 4.6 que lo representa:

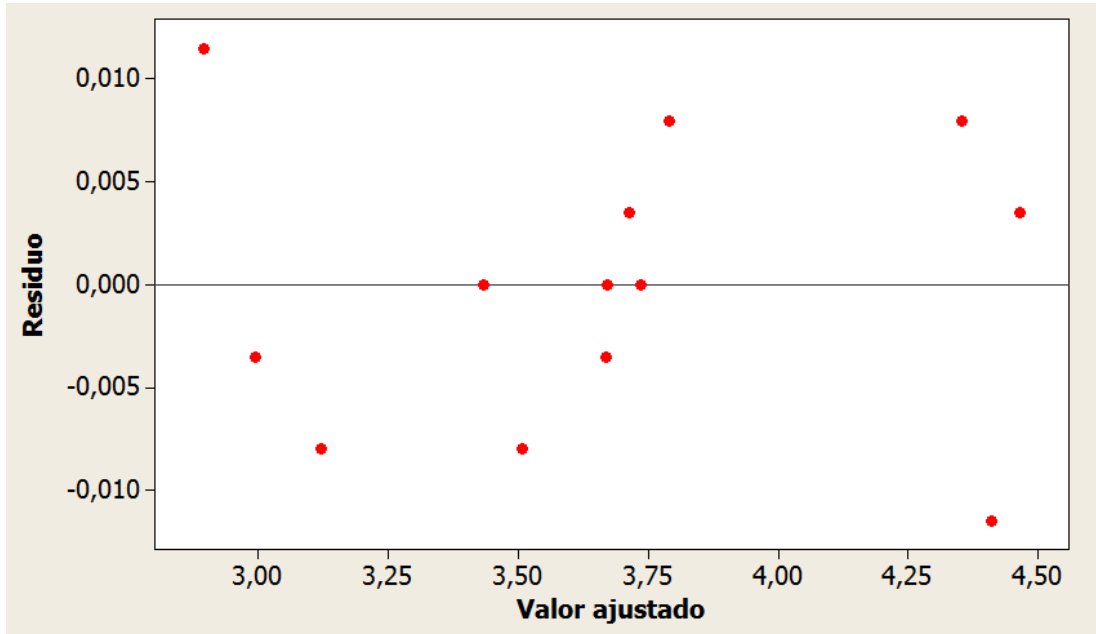


Figura 4. 17 Error experimental para la superficie de respuesta cuadrática

Tabla 4. 18 ANOVA sin los efectos $kvkh^2$, API^2 , $kvkh * API$ y $Cr * API$

Fuente	GL	SC Sec.	MC Ajust.	F	P
Regresión	6	3,09842	0,51640	266,08	0
Lineal	3	3,05873	1,01958	525,35	0
Cuadrado	2	0,02949	0,01474	7,60	0,023
Interacción	1	0,01020	0,01020	5,26	0,062
Error residual	6	0,01164	0,00194		
Total	12	3,11006			

$$Np_{@5años} = 27485,7Cr + 2,03896kvkh - 0,39633API - 128453851Cr^2 - 0,901063kvkh^2 + 6801,35Cr * kvkh - 2,43041$$

Ecuación 4. 6

Esta superficie de respuesta tiene un $R^2 = 99,63\%$, y en el ANOVA de la Tabla 4. 18 se muestra un error residual de 0,01164, el cual es mayor al error residual mostrado en la Tabla 4. 16, a pesar de que aumentó el error, se sigue teniendo una buena bondad en el ajuste.

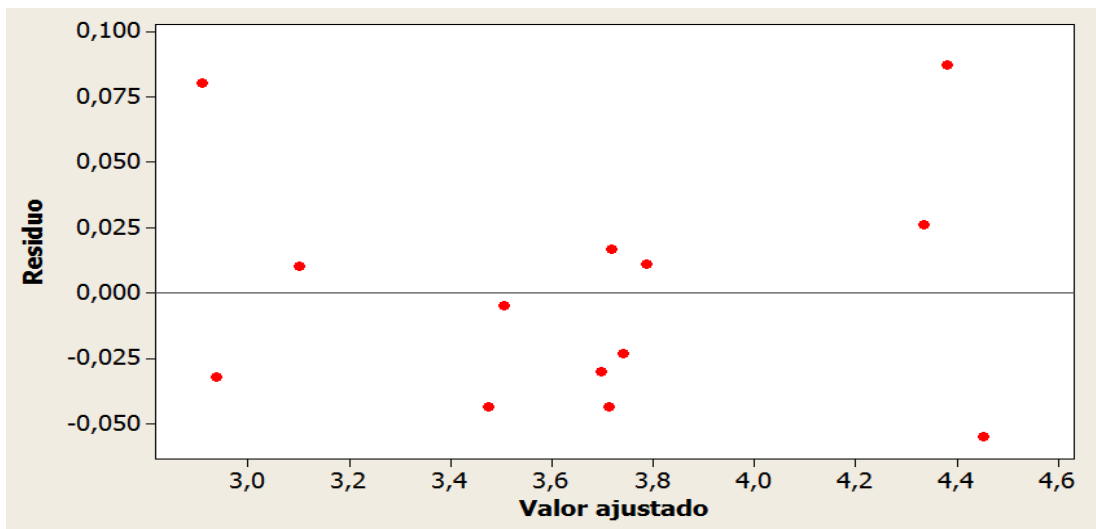


Figura 4. 18 Error experimental para la superficie de respuesta sin incluir cuatro efectos de segundo orden

Ahora se hará el mismo procedimiento, pero estudiando sólo los efectos lineales.

Tabla 4. 19 ANOVA tomando en cuenta sólo los efectos lineales

Fuente	GL	SC Sec.	MC Ajust.	F	P
Regresión	3	3,05873	1,01958	178,75	0
Lineal	3	3,05873	1,01958	178,75	0
Error residual	9	0,05133	0,00570		
Total	12	3,11006			

$$Np_{@5\text{años}} = 16231,5Cr + 1,16091kvkh - 0,39633API - 1,85717 \text{ Ecuación 4.7}$$

En la ecuación 4.7 se representa la superficie de respuesta que contiene sólo los efectos principales, posee un $R^2 = 98,35\%$, y en el ANOVA de la Tabla 4. 19 se muestra un error residual de 0,05133 el cual es mayor a los dos modelos mostrados anteriormente.

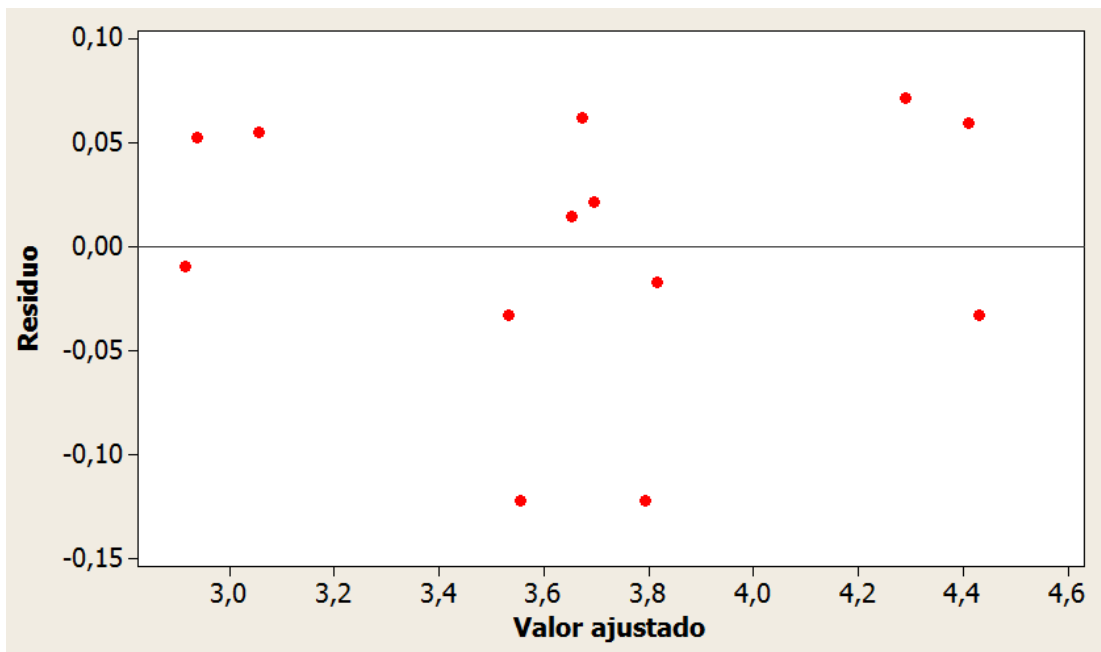


Figura 4. 19 Errores experimentales para la superficie de respuesta lineal

Los errores experimentales aumentan a medida que se eliminan los efectos que no son significativos para estimar la producción de petróleo acumulada en un lapso de tiempo de 5 años, esto se puede apreciar en las Figuras Figura 4. 17, Figura 4. 18 y Figura 4. 19, en donde los rangos en cada uno de los casos van aumentando a medida que se disminuyen los efectos de segundo orden.

No obstante, a pesar que el error aumenta, para cada uno de los tres casos, la bondad del ajuste se mantiene por encima de 98% ($R^2 \geq 98\%$). Por tener un buen ajuste para los tres casos estudiados, se puede usar cualquiera de los tres modelos, pero como los

ingenieros tienen como función optimizar y es natural que escojan lo más simple pero que sea efectivo, se recomienda usar el modelo analítico de efectos lineales por la sencillez de la ecuación. (ver ecuación 4.7).

CONCLUSIONES

1. Con el conocimiento que se adquirió de diseño de experimentos se proporcionó un método sistemático, consistente y eficiente para analizar el impacto que tienen las variables de subsuelo sobre la producción de petróleo.
2. A través del análisis de calidad del sub-modelo proporcionado por la empresa, se determinó que tiene características que representan a un yacimiento de petróleo.
3. A partir de los datos suministrados por la empresa se determinaron las distintas correlaciones que se ajustan a las características del fluido que corresponde al bloque Carabobo 5.
4. De las diez variables estudiadas, a través del método de Plackett Burman se determinó que las más influyentes sobre la producción de petróleo son la compresibilidad de la roca, la gravedad API del fluido y la relación kv/kh.
5. Se generó un modelo analítico lineal que relaciona las tres variables significativas con la producción de petróleo acumulado, obteniendo así, una bondad de ajuste con el mínimo error generado.
6. Con diseño estadístico de experimentos se logra detectar y entender los efectos de interacción cuando existen, lo cual con experimentación de prueba y error o moviendo un factor a la vez, prácticamente nunca se lograría.

RECOMENDACIONES

1. Al determinar cuáles son las variables que tienen mayor impacto en la respuesta, se debe buscar que los valores de estas variables se asemejen más al valor real, esto se hace mediante el cotejo histórico. En ésta investigación no se pudo realizar el cotejo histórico, ya que los pozos colocados en la planificación aún no se han perforado.
2. Es recomendable realizar un diseño de experimentos solamente con las propiedades del fluido para determinar cuáles de ellas tiene mayor significancia en la respuesta estudiada, pero se van a generar tantos modelos de fluidos como tratamientos se tengan.
3. Para analizar el diseño Plackett-Burman, si se conoce que las variables interactúan, es recomendable realizar un análisis Bayesiano para determinar los factores que están realmente activos.
4. Implementar en el pensum de Ingeniería de Petróleo, la asignatura “Diseño de Experimentos” enfocada a los procesos relacionados con las distintas especialidades de Ingeniería de Petróleo. Ya que, en los últimos 20 años, las universidades en el exterior han incorporado esta asignatura como materia obligatoria en la mayoría de las ingenierías.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Sitio Oficial de Petróleos de Venezuela S.A. [En línea] 2005. [Citado el: 18 de 10 de 2014.] <http://www.pdvsa.com>.
2. *Soberanía Petrolera*. **PDVSA**. 2013, Faja Petrolífera del Orinoco.
3. **Mattax, C. y Dalton, R.** *Reservoir Simulation*. Texas : Society of Petroleum Engineers, 1990. Vol. 13.
4. **Manfre Jaimes, D.** *Optimización del proceso X-SAGD en un área con características representativas de las Faja del Orinoco aplicando técnicas de diseño experimental*. Caracas : Trabajo Especial de Grado no publicado, Universidad Central de Venezuela, 2009.
5. **Hunter, J., Box, G. y Hunter, W.** *Estadística para Investigadores*. 2ª. Barcelona, España : Reverté, 2005.
6. **Gutierrez, H. y De la Vara, R.** *Análisis y diseño de experimentos*. 3ª. México : McGRAW-HILL, 2012.
7. **Hurtado, J.** *El proyecto de investigación*. 7. Caracas: Ediciones Gavilán, 2012.
8. **Dandekar, Abhijit Y.** *Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties*. E.U.A. : Taylor & Francis, 2006.
9. **Schlumberger.** *ECLIPSE Technical Description*. 2008.
10. **R. García Lugo & M. Eggenschwiler.** *SPE-69694 How Fluid and Rock Properties Affect Production Rates in a Heavy-Oil Reservoir Cerro Negro, Venezuela*. Society Petroleum Engineers: Porlamar, Isla de Margarita, Venezuela.

11. **M. A. Salhi & M. Van Rijen.** *SPE-93529 Structured Uncertainty Assessment for a Mature Field through the Application of Experimental Design and Response Surface Methods.* Society of Petroleum Engineers: Madrid.

BIBLIOGRAFÍA

- Sitio Oficial de Petróleos de Venezuela S.A.* (2005). Recuperado el 18 de 10 de 2014, de <http://www.pdvsa.com>
- Blanc, J. P. (1999). *SPE-56696 Gerencia de incertidumbres en el pronóstico de la producción usando métodos estadísticos integrados*. Texas: Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston.
- Dandekar, A. Y. (2006). *Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties*. E.U.A.: Taylor & Francis.
- Emeka, K. O. (2012). *SPE 162973. Optimización del comportamiento de un pozo usando diseño experimental*. Nigeria: Annual international Conference and Echibition held in Abuja.
- García P., E. I. (2007). *Optimización del proceso SAGD en un modelo conceptual de yacimientos utilizando técnicas de diseño experimental*. Caracas: Trabajo Especial de Grado no publicado, Universidad Central de Venezuela.
- Gutierrez, H., & De la Vara, R. (2012). *Análisis y diseño de experimentos* (3ª ed.). México: McGRAW-HILL.
- Hunter, J., Box, G., & Hunter, W. (2005). *Estadística para Investigadores* (2ª ed.). Barcelona, España: Reverté.
- Hurtado, J. (2012). *El proyecto de investigación* (7 ed.). Caracas: Ediciones Gavilán.
- Manfre Jaimes, D. (2009). *Optimización del proceso X-SAGD en un área con características representativas de las Faja del Orinoco aplicando técnicas de diseño experimental*. Caracas: Trabajo Especial de Grado no publicado, Universidad Central de Venezuela.

Mattax, C., & Dalton, R. (1990). *Reservoir Simulation* (Vol. 13). Texas: Society of Petroleum Engineers.

Montgomery, D. (2004). *Diseño y análisis de experimentos*. (2ª ed.). México: Limusa.

PDVSA. (2013). Soberanía Petrolera. *Faja Petrolífera del Orinoco*.

Schlumberger. (2008). *ECLIPSE Technical Description*.

White, C., & Royer, S. (2003). artículo técnico SPE-79676: Experimental design as a framework for reservoir studies. En *SPE reservoir simulation symposium held* . Houston, Texas, U.S.A., del 3-5 de Febrero.

GLOSARIO

Efecto: Es el cambio en la variable de respuesta por el cambio de nivel de un factor. Si se estudian los factores A, B y C, entonces hay siete efectos, estos son: A, B, C, AB, AC, BC y ABC.

Combinación: Es la asignación de un solo nivel a un factor, o de varios niveles a todos los factores en una corrida experimental.

Bloque: Agrupación planeada de factores o combinaciones, esto se realiza con la finalidad de minimizar la variación no incluida en el diseño.

Tratamiento: Condiciones a las que se somete el experimento, y que se obtiene como combinaciones de los posibles niveles de cada factor.

APÉNDICES

A. Herramientas utilizadas

Petrel®

Es una herramienta computacional que se encarga de relacionar las ciencias que tienen que ver con el sub-suelo, es decir, la geología, geofísica y petrofísica con la ingeniería de yacimientos, para generar modelos que se asemejen lo más posible a la realidad de un yacimiento incluyendo todas las características relevantes para así realizar estudios a través de los diferentes procesos que contiene, tales como:

- Datos de entrada.
- Estratigrafía.
- Geofísica.
- Flujo de trabajo estructural
- Mallado
- Escalamiento
- Ingeniería de perforación de pozos
- Simulación de yacimientos

ECLIPSE 100 - Blackoil

ECLIPSE 100 está especializado en modelar petróleo de tipo *black-oil*. A continuación se hacen una descripción breve acerca de los *Keywords* que forman parte del archivo de entrada para hacer las simulaciones en ECLIPSE®⁽⁹⁾:

RUNSPEC

En esta sección se especifica el título, fecha, unidades, las dimensiones de la malla, las fases presentes en el yacimiento a simular, los fluidos presentes en el modelo. Además tiene como propósitos principales establecer la localización de varios componentes de la simulación en el área de la memoria principal.

GRID

En esta sección se especifican las propiedades básicas de la roca y la geometría de la malla. Con esta información el simulador puede generar el modelo estático y dinámico del yacimiento. Las propiedades se usan para calcular el volumen poroso y la transmisibilidad, y así crear la malla a simular.

EDIT

En esta sección se tiene la oportunidad de modificar o editar los valores introducidos anteriormente en la sección GRID. La sección EDIT es opcional.

PROPS

En esta sección se especifican los parámetros PVT, presiones capilares, permeabilidades relativas, densidades de los fluidos y compresibilidad de la roca, esto con la finalidad de hacer balance de masa, el cual es una parte importante dentro del proceso de simulación.

REGIONS

Con esta sección se puede dividir el modelo en regiones para cálculos de saturaciones, propiedades PVT y reportes de fluidos en sitio. Esta sección no es obligatoria.

SOLUTION

En esta sección se definen las condiciones iniciales del yacimiento, las cuales serán utilizadas al comienzo de la simulación, esto para determinar la distribución de los fluidos presentes en el yacimiento.

SUMMARY

Esta sección se utiliza para especificar las variables que serán escritas en los archivos de salida, luego de cada paso de tiempo de la simulación. Los parámetros seleccionados se pueden visualizar en forma de gráficos.

SCHEDULE

Esta sección se utiliza para especificar las condiciones de operación de los pozos a ser simulados, los nodos de presión que se utilizarán y las fechas. Se utiliza en modo Cotejo Histórico o Predicción, donde se especifican los pozos presentes y las facilidades de producción, y los mecanismos de control, pozos nuevos y los límites económicos.

Minitab

Es una herramienta que cumple con los requerimientos de estadísticas básicas y avanzadas. Además tiene una apariencia amigable similar a Microsoft Excel®. Ofrece una visita guiada y el intercambio dinámico de datos entre Minitab y otras aplicaciones. En este trabajo se utilizaron específicamente las herramientas relacionadas con el diseño de experimentos. La sección relacionada con este ámbito contiene:

- Diseños factoriales
- Modelos de superficie de respuesta
- Diseño de Mezcla
- Diseño de Taguchi

B. Propiedades del fluido

Mediante las gráficas generadas a partir del análisis PVT validado por la empresa. Se buscaron las correlaciones que se ajustan a las funciones que representan cada una de

las propiedades de los fluidos. A partir de este primer modelo de fluido, es decir, el caso base, se variaron cada una de las correlaciones para generar tres modelos de fluidos, los cuales se diferencian por tres gravedades API, ya que para el modelo Box-Behnken de superficie de repuesta, se necesitan 3 niveles, estos son *bajo* = 8,5 API, *medio* = 9,25 API y *alto* = 10 API.

La tabla B.1 muestra los valores de las propiedades del fluido que se usaron para el caso base, en donde se determinó que la gravedad API es de 9, con una presión de burbuja de 899 lpc. Estos datos son resultado de la prueba para análisis PVT tomada en el campo, específicamente en el bloque Carabobo 5.

Propiedades del petróleo

Tabla B. 1 Propiedades del fluido del caso base

Presión (lpc)	Rs (MPCN/BN)	Bo (BY/BN)	Viscosidad (cP)
15	0	1,028	13130,0
200	0,024411	1,034	9470,5
300	0,032661	1,037	7460,3
400	0,040911	1,040	5876,8
500	0,049161	1,043	4629,4
600	0,057411	1,046	3646,8
700	0,065661	1,049	2872,7
800	0,073911	1,052	2263,0
899	0,098300	1,055	1786,9
943	0,098300	1,052	1832,4

Tabla B. 2 Viscosidad para 8,5, 9,25 y 10 °API

Presión (lpc)	μ_o para 8,5 API	μ_o para 9,25 API	μ_o para 10 API
96	14.798	13.090	11.383
196	12.162	10.758	9.355
297	9.838	8.703	7.568
397	7.829	6.925	6.022
498	6.131	5.423	4.716
598	4.746	4.199	3.651
699	3.674	3.250	2.826
799	2.915	2.578	2.242
900	2.467	2.183	1.898

Tabla B. 3 Relación gas en solución – petróleo para 8,5, 9,25 y 10 °API

Presión (lpc)	Rs (MPCN/BN) para 8,5 API	Rs (MPCN/BN) para 9,25 API	Rs (MPCN/BN) para 10 API
96	0,00476	0,00488	0,00501
196	0,01129	0,01159	0,01189
297	0,01858	0,01906	0,01957
397	0,02639	0,02709	0,02780
498	0,03463	0,03554	0,03648
598	0,04321	0,04435	0,04552
699	0,05210	0,05347	0,05488
799	0,06125	0,06286	0,06452
900	0,07064	0,07250	0,07440

Tabla B. 4 Factor volumétrico de formación del petróleo 8,5, 9,25 y 10 °API

Presión (lpc)	β_o para 8,5 API	β_o para 9,25 API	β_o para 10 API
96	1,03041	1,03078	1,031152
196	1,03261	1,03304	1,033482
297	1,03509	1,03560	1,036122
397	1,03779	1,03838	1,038979
498	1,04064	1,04132	1,042008
598	1,04363	1,04440	1,045180
699	1,04674	1,04760	1,048475
799	1,04995	1,05090	1,051879
900	1,05325	1,05430	1,055380

Propiedades del gas

Tabla B. 5 Presión versus β_g y viscosidad del gas

Presión (lpc)	Factor de formación del gas (BY/MPCN)	Viscosidad del gas (cP)
15	194,11	0,010781
200	14,301	0,011270
300	95,071	0,011570
400	71,162	0,011869
500	56,842	0,012167
600	47,309	0,012466
700	40,507	0,012765
800	35,411	0,013065
899	31,486	0,013361
943	30,007	0,013487
1.000	28,285	0,013664
1.100	25,697	0,013965
1.200	23,542	0,014266
1.300	21,719	0,014568
1.400	20,157	0,014870
1.500	18,804	0,015173
1.600	17,621	0,015477
1.700	16,578	0,015782
1.800	15,651	0,016087
1.900	14,821	0,016394

Permeabilidades relativas

Tabla B. 6 Curvas de permeabilidades relativas del sistema agua-petróleo

Sw	Krw	Kro
0,15000	0,00000	0,80000
0,22220	0,00860	0,63210
0,29440	0,03460	0,48400
0,36670	0,07780	0,35560
0,43890	0,13830	0,24690
0,51110	0,21600	0,15800
0,58330	0,31110	0,08890
0,65560	0,42350	0,03950
0,72780	0,55310	0,00990
0,80000	0,70000	0,00000
100,00000	100,00000	0,00000

Tabla B. 7 Curvas de permeabilidades relativas del sistema gas-petróleo

Sg	Krg	Kro
0,00000	0,00000	0,80000
0,15000	0,00000	0,42310
0,20000	0,01560	0,32400
0,25000	0,06250	0,23800
0,30000	0,14060	0,16530
0,35000	0,25000	0,10580
0,40000	0,39060	0,05950
0,45000	0,56250	0,02640
0,50000	0,76560	0,00660
0,55000	100,00000	0,00000
0,85000	100,00000	0,00000

C. Correlaciones de Petrel usadas para ajustar el modelo de fluido

Tabla C. 1 Farshad y Leblanc (1992) para el factor volumétrico de formación del petróleo

Input Properties

Description	Unit	Min	Max
Separator gas specific gravity (air=1.0)	sg_Air_1	0.554	1.513
Stock-tank oil specific gravity	sgo	0.754	0.998
Pressure	Pa	832197	5.53e+008
Oil bubble point pressure	Pa	565000	4.62e+007
Solution gas-oil ratio	sm ³ /sm ³	0	1181.97
Temperature	K	294.261	464.25

Output Properties

Description	Unit	Min	Max
Oil formation volume factor	rm ³ /sm ³	0.916	6.141

Tabla C. 2 Relación gas-petróleo a la Pb

Input Properties

Description	Unit	Min	Max
Oil bubble point pressure	Pa	565000	4.62e+007
Solution gas-oil ratio	sm ³ /sm ³	8.105	1181.97

Output Properties

Description	Unit	Min	Max
Solution gas-oil ratio at original bubble point pressure	sm ³ /sm ³	8.105	1181.97

Tabla C. 3 MacCain & Hill (1995) Densidad del petróleo

Input Properties

Description	Unit	Min	Max
Separator gas specific gravity (air=1.0)	sg_Air_1	0.55	1.25
Stock-tank oil specific gravity	sgo	0.75	0.993
Pressure	Pa	535723	4.62e+007
Solution gas-oil ratio	sm ³ /sm ³	1.8	360
Temperature	K	294.261	438.706

Output Properties:

Description	Unit	Min	Max
Oil density	kg /m ³	548.953	868.521

Tabla C. 4 Standing (1947) para la presión del punto de burbuja

Input Properties

Description	Unit	Min	Max	Default
Oil tuning parameter 1		0	100	1
Separator gas specific gravity (air=1.0)	sg_Air_1	0.554	1.472	
Stock-tank oil specific gravity	sgo	0.725	1	
Solution gas-oil ratio at original bubble point pressure	sm ³ /sm ³	80.06	399.14	
Temperature	K	288.706	459.15	

Output Properties

Description	Unit	Min	Max
Oil bubble point pressure	Pa	2.59e+006	4.6296e+007