

**ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD APLICADO A MODELOS IPR EN YACIMIENTOS
DE ACEITE NATURALMENTE FRACTURADOS**

**DIANA PAOLA MONROY SIMMONDS
MARÍA FERNANDA RANGEL BARRERA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2013

**ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD APLICADO A MODELOS IPR EN YACIMIENTOS
DE ACEITE NATURALMENTE FRACTURADOS**

**DIANA PAOLA MONROY SIMMONDS
MARÍA FERNANDA RANGEL BARRERA**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director
Ing. César Augusto Pineda Gómez**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2013

AGRADECIMIENTOS

Expresamos nuestros más sinceros agradecimientos a:

Ing. César Augusto Pineda Gómez, director de nuestro proyecto de investigación;
Por el apoyo, orientación, dedicación, exigencia y por el tiempo dedicado.

Al Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH) de la Universidad Industrial de Santander, por generar espacios de investigación; en especial a la M.Sc. Olga Patricia Ortíz Cancino, Ing. Yessika Pachón, Ing. Fernando Enrique Calvete Gonzales y al Ing. Erik Giovany Montes Paez, por su orientación y aporte a lo largo de nuestro proyecto.

A la Universidad Industrial de Santander, sede principal y sede Socorro, a la Escuela de Ingeniería de Petróleos y sus docentes por contribuir en la formación ética y profesional de sus estudiantes.

DEDICATORIA

A Dios, por todas las bendiciones recibidas, por acompañarme, fortalecerme, levantarme, y guiarme a lo largo de mi carrera.

A Manuel Monroy y Deisy Simmonds, por ser los mejores padres, por su amor incondicional, apoyo y comprensión en todo momento; gracias por sus consejos, y por la formación que todavía me siguen brindando.

A mi hermana Adriana por su amor, apoyo incondicional y ser siempre un ejemplo a seguir, y a mi hermanito (titín), por alegrarse cada vez que me ve y por el cariño que me brinda a su manera.

A Blanca Villegas Rodríguez, quien desde el cielo está muy orgullosa y feliz por el gran paso que estoy dando en mi vida.

A Javier F. Rodríguez Gil, por el amor y todos los momentos compartidos, pero especialmente por la tolerancia brindada durante la realización de este proyecto.

A todos mis familiares, quienes de alguna u otra forma me han brindado su apoyo y han ayudado a lo largo de mi carrera.

A Mafe, mi compañera de proyecto y de todos los días, sin su ayuda esto no sería posible.

A mis amigos y compañeros por su ayuda y apoyo incondicional.

Diana Paola Monroy Simmonds

DEDICATORIA

A Dios, mi familia, amigos, Diana y Luisga.

María Fernanda Rangel Barrera

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	23
1. MODELOS IPR PARA EL CÁLCULO DE LA PRODUCTIVIDAD DE UN POZO: ESTADO DEL ARTE	25
1.1 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD J	25
1.2 RELACIÓN DE RENDIMIENTO DE INFLUJO (IPR)	27
1.2.1 MODELO FUNDAMENTAL (VOGEL)	30
1.2.2 MODELOS DESARROLLADOS HISTÓRICAMENTE PARA POZOS CONVENCIONALES DE PETRÓLEO (VERTICAL, HORIZONTAL, INCLINADOS, ENTRE OTROS)	32
1.3 SISTEMAS NATURALMENTE FRACTURADOS	50
1.3.1 CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO	51
1.3.2 MORFOLOGÍA DE LA FRACTURA	52
1.3.3 PERMEABILIDAD	53
1.3.4 CLASIFICACIÓN DE LAS FRACTURAS	54
1.3.5 MODELO DE FLUJO EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS	56
1.3.6 MODELO FUNDAMENTAL (GENLIANG GUO Y R.D EVANS)	58
1.3.7 MODELOS DESARROLLADOS HISTÓRICAMENTE PARA YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS	59
1.4 SISTEMAS HIDRÁULICAMENTE FRACTURADOS	67
1.4.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES	67
1.4.2 MODELOS DESARROLLADOS HISTÓRICAMENTE PARA YACIMIENTOS HIDRAULICAMENTE FRACTURADOS	69
2. DISEÑO DEL ANÁLISIS ESTADÍSTICO Y EXPERIMENTAL	86

2.1 DISEÑO DE EXPERIMENTOS.....	86
2.2 ESTADÍSTICA DESCRIPTIVA E INFERENCIAL.....	87
2.1.1 MEDIDAS DE TENDENCIA CENTRAL	88
2.1.2 MEDIDAS DE DISPERSIÓN.....	89
2.3 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE LOS MODELOS A EVALUAR.....	92
2.4 SELECCIÓN DE LOS MODELOS A EVALUAR Y DE LAS VARIABLES A ANALIZAR	93
2.5 ESCENARIOS PARA ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES	95
2.6 CASOS DE APLICACIÓN PARA ANÁLISIS COMPARATIVO.....	100
2.5.1 Caso 1 Yacimiento Parsi.....	101
2.5.2 Caso 2 Yacimiento Spraberry	102
2.5.3 Caso General de validación	103
3. CONSTRUCCIÓN DE LA HERRAMIENTA DE CÁLCULO	104
3.1 DIAGRAMAS DE FLUJO DE PROCESOS.....	104
3.1.1 Modelo de B. Guo, y D.S. Schechter (1997).....	105
3.1.2 Modelo de B. Guo, y D.S. Schechter (1997).....	106
3.1.3 Modelos de D. Yang, Q. Zhang, y Y.Gu (2001) – Pozo vertical y Horizontal	107
3.1.4 .Modelo de Jahanbani y S.R Shadizadeh (2009).....	108
3.2 DESCRIPCIÓN DE INTERFASE CON EL USUARIO	109
3.3 CONTRUCCIÓN DE MODELOS	113
3.3.1 Modelo de B. Guo, y D.S. Schechter 1 (1997).....	113
3.3.2 Modelo de B. Guo, y D.S. Schechter 2 (1997).....	114
3.3.3 Modelos de D. Yang, Q. Zhang, y Y.Gu (2001) – Pozo vertical y Horizontal	115

3.3.4 .Modelo de Jahanbani y S.R Shadizadeh (2009).....	116
3.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	117
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS	119
4.1 DISEÑO EXPERIMENTAL, ANÁLISIS ESTADÍSTICO Y COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS CON LA HERRAMIENTA SOFTWARE	119
4.1.1 DESARROLLO DEL MONTAJE EXPERIMENTAL Y ANÁLISIS ESTADÍSTICO.....	119
4.1.2 COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS CON LA HERRAMIENTA SOFTWARE.....	152
4.2 ANÁLISIS DE VALIDACIÓN DE LA HERRAMIENTA PARA EVALUAR EL COMPORTAMIENTO E INCERTIDUMBRE DE LA PRODUCCIÓN EN SISTEMAS FRACTURADOS.....	159
4.2.1 Análisis del modelo de B. Guo, y D.S. Schechter 1	160
4.2.2 Análisis del modelo de B. Guo, y D.S. Schechter 2	161
4.2.3 Análisis del modelo de D. Yang, Q. Zhang, y Y. Gu – Pozo vertical y Pozo horizontal	163
4.2.4 Análisis del modelo de Jahanbani y S.R Shadizadeh	164
4.3 DETERMINACIÓN DE LOS RANGOS DE APLICACIÓN PARA EL USO DE CADA MODELO Y DE LOS ESCENARIOS EN QUE ÉSTOS PRESENTAN MEJORES RESULTADOS	164
4.3.1 Análisis del modelo de B. Guo, y D.S. Schechter 1	165
4.3.2 Análisis del modelo de B. Guo, y D.S. Schechter 2	165
4.3.3 Análisis del modelo de D. Yang, Q. Zhang, y Y. Gu – Pozo vertical	165
4.3.4 Análisis del modelo de D. Yang, Q. Zhang, y Y. Gu – Pozo horizontal.....	165
4.3.5 Análisis del modelo de Jahanbani y S.R Shadizadeh	166
CONCLUSIONES	167

RECOMENDACIONES.....169
BILIOGRAFÍA170
ANEXOS.....173

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Constantes usadas en la correlación de Cheng.....	41
Tabla 2. Coeficientes considerados en el modelo de Sukarno y Wisnogroho.....	45
Tabla 3. Constantes consideradas para el desarrollo del modelo de Sukarno y Tobing	46
Tabla 4. Recopilación de los modelos desarrollados para estudiar el comportamiento de la producción de yacimientos naturalmente fracturados.	78
Tabla 5. Variables a sensibilizar en el Modelo B. Guo, y D.S Schechter (1997) .	93
Tabla 6. Variables a sensibilizar en el Modelo de B. Guo, y D.S. Schechter (1997)	94
Tabla 7. Variables a sensibilizar en el modelo de D. Yang, Q. Zhang, y Y.Gu (2001)	94
Tabla 8. Variables a sensibilizar en el modelo de Jahanbani y S.R Shadizadeh (2009)	95
Tabla 9. Propiedades del yacimiento y de las fracturas para el caso base	96
Tabla 10. Variaciones de la saturación de aceite y de la permeabilidad con la presión.....	97
Tabla 11. Variaciones para las variables a sensibilizar en el modelo de FB. Guo, y D. S. Schechter.....	97
Tabla 12. Variaciones para las variables a sensibilizar en el modelo de B. Guo, y D.S. Schechter 2	98
Tabla 13. Variaciones para las variables a sensibilizar en el modelo de D. Yang, Q. Zhang, y Y.Gu.....	99
Tabla 14. Variaciones para las variables a sensibilizar en el modelo de Jahanbani y S.R Shadizadeh.....	100
Tabla 15. Propiedades de las fracturas y del pozo PARSI	101
Tabla 16. Propiedades del yacimiento y de las fracturas del Campo Spraberry..	102

Tabla 17. Propiedades del yacimiento y de las fracturas para el caso general de validación	103
Tabla 18. Parámetros PVT	175
Tabla 19. Datos de permeabilidad relativa del aceite	175
Tabla 20. Datos de viscosidad.....	175
Tabla 21. Construcción del modelo de B. Guo, y D.S. Schechter 2	113
Tabla 22. Construcción del modelo de B. Guo, y D.S. Schechter 2.....	114
Tabla 23. Construcción del modelo de D. Yang, Q. Zhang, y Y.Gu – Pozo vertical y Horizontal.....	115
Tabla 24. Construcción del modelo de Jahanbani y S.R Shadizadeh	116
Tabla 25. Factores y niveles del diseño experimental del Modelo de B. Guo, y D.S. Schechter 1	120
Tabla 26. Resumen Estadístico para Altura de la fractura.....	122
Tabla 27. Resumen Estadístico para Permeabilidad de la fractura	123
Tabla 28. Resumen Estadístico para Ancho de la fractura.....	125
Tabla 29. Factores y niveles del diseño experimental del modelo de B. Guo, y D.S. Schechter 2	126
Tabla 30. Resumen Estadístico para Altura de la fractura.....	127
Tabla 31. Resumen Estadístico para Ancho de la fractura.....	129
Tabla 32. Resumen Estadístico para Número de la fractura.....	130
Tabla 33. Resumen Estadístico para la permeabilidad de las fracturas.....	132
Tabla 34. Factores y niveles del diseño experimental del modelo D. Yang, Q. Zhang, y Y.Gu (2001)	133
Tabla 35. Resumen Estadístico para α	135
Tabla 36. Resumen Estadístico para el espesor de la zona productora	136
Tabla 37. Resumen Estadístico para la permeabilidad de la fractura.....	138
Tabla 38. Resumen Estadístico viscosidad.....	139
Tabla 39. Resumen Estadístico para α	141

Tabla 40. Resumen Estadístico para el espesor de la zona productora	142
Tabla 41. Resumen Estadístico para la permeabilidad de la fractura.....	144
Tabla 42. Resumen Estadístico viscosidad.....	145
Tabla 43. Factores y niveles del diseño experimental del modelo de Jahanbani y S.R Shadizadeh (2009)	147
Tabla 44. Resumen Estadístico para el espesor de la zona productora	148
Tabla 45. Resumen Estadístico para Permeabilidad relativa de la fractura	149
Tabla 46. Resumen Estadístico para Factor de daño.....	151
Tabla 47. Resultados de los modelos de productividad.....	159
Tabla 48. Rangos de aplicación para el modelo de B. Guo, y D.S. Schechter 1 .	165
Tabla 49. Rangos de aplicación para el modelo de B. Guo, y D.S. Schechter 2 .	165
Tabla 50. Rangos de aplicación para el modelo de D. Yang, Q. Zhang, y Y. Gu – Pozo vertical.....	165
Tabla 51. Rangos de aplicación para el modelo de D. Yang, Q. Zhang, y Y. Gu – Pozo horizontal	165
Tabla 52. Rangos de aplicación para el modelo de Jahanbani y S.R Shadizadeh	166

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Gráfica de gasto de producción contra el abatimiento: índice de productividad constante.	26
Figura 2. Representación gráfica del IP	27
Figura 3. Curva de Relación de Rendimiento de influjo.....	29
Figura 4. Curva de afluencia para pozos sin daño de un yacimiento con empuje de gas disuelto	31
Figura 5. Gráfica Parámetro V y n Vs Factor de recuperación	39
Figura 6. Representación de fracturas de cizalla.....	55
Figura 7. Tipos de distribuciones según el grado de curtosis	91
Figura 8. Factor volumétrico de formación versus presión.....	173
Figura 9. Viscosidad Versus presión.....	173
Figura 10. Relación Gas/Aceite Versus Presión	174
Figura 11. Permeabilidad relativa	174
Figura 12. Diagrama de flujo de procesos del modelo de B. Guo, y D.S. Schechter (1997)	105
Figura 13. Diagrama de flujo de procesos del modelo de Modelo de B. Guo, y D.S. Schechter (1997)	106
Figura 14. Diagrama de flujo de procesos del modelo de Modelo de D. Yang, Q. Zhang, y Y.Gu (2001)	107
Figura 15. Diagrama de flujo de procesos del modelo de Jahanbani y S.R Shadizadeh (2009).....	108
Figura 16. Datos básicos del caso base.....	109
Figura 17. Hoja del modelo 1 de la herramienta de cálculo	110
Figura 18. Hoja de la herramienta de cálculo donde se sensibiliza el modelo 1 .	111
Figura 19. Variables de entrada que se sensibilizan en cada modelo	112
Figura 20. Hoja de cálculo de la herramienta	113
Figura 21. Variables y casos a sensibilizar en la herramienta de cálculo.....	117

Figura 22. Diagrama Tornado de la herramienta de cálculo	118
Figura 23. Diagrama araña de la herramienta de cálculo.....	119
Figura 24. Diagrama de Pareto para el modelo de Modelo de B. Guo, y D.S. Schechter 1 (1997).....	121
Figura 25. Gráfico de caja y bigotes del análisis estadístico para la altura de la fractura	122
Figura 26. Gráfico de caja y bigotes del análisis estadístico para la altura de la fractura	124
Figura 27. Gráfico de caja y bigotes del análisis estadístico ancho de la fractura	125
Figura 28. Diagrama de Pareto para el modelo de B. Guo, y D.S. Schechter 2 (1997)	127
Figura 29. Gráfico de caja y bigotes del análisis estadístico altura de la fractura	128
Figura 30. Gráfico de caja y bigotes del análisis estadístico ancho de la fractura	129
Figura 31. Gráfico de caja y bigotes análisis estadístico número de fracturas	131
Figura 32. Gráfico de caja y bigotes del análisis estadístico permeabilidad de fracturas	132
Figura 33. Diagrama de Pareto del modelo D. Yang, Q. Zhang, y Y.Gu (2001) – Pozo vertical.....	134
Figura 34. Diagrama de Pareto del modelo D. Yang, Q. Zhang, y Y.Gu (2001) – Pozo vertical.....	134
Figura 35. Gráfico de caja y bigotes del análisis estadístico para α	135
Figura 36. Gráfico de caja y bigotes del análisis estadístico para el espesor de la zona productora.....	137
Figura 37. Gráfico de caja y bigotes del análisis estadístico para el espesor de la zona productora.....	138
Figura 38. Gráfico de caja y bigotes del análisis estadístico para la viscosidad del aceite	140

Figura 39. Gráfico de caja y bigotes del análisis estadístico para α	141
Figura 40. Gráfico de caja y bigotes del análisis estadístico para el espesor de la zona productora.....	143
Figura 41. Gráfico de caja y bigotes del análisis estadístico para el espesor de la zona productora.....	144
Figura 42. Gráfico de caja y bigotes del análisis estadístico para la viscosidad del aceite	146
Figura 43. Diagrama de Pareto del modelo de Jahanbani y S.R Shadizadeh (2009).....	147
Figura 44. Gráfico de caja y bigotes del análisis estadístico espesor zona productora.....	148
Figura 45. Gráfico de caja y bigotes del análisis estadístico permeabilidad relativa de la fractura	150
Figura 46. Gráfico de caja y bigotes del análisis estadístico factor de daño.....	151
Figura 47. Diagrama tornado modelo de B. Guo, y D.S. Schechter 1 (1997)	153
Figura 48. Diagrama araña modelo de B. Guo, y D.S. Schechter 1 (1997)	153
Figura 49. Diagrama tornado modelo de B. Guo, y D.S. Schechter 2 (1997)	154
Figura 50. Diagrama araña modelo de B. Guo, y D.S. Schechter 2 (1997)	154
Figura 51. Diagrama tornado modelo D. Yang, Q. Zhang, y Y.Gu (2001) – Pozo vertical.....	155
Figura 52. Diagrama araña modelo D. Yang, Q. Zhang, y Y.Gu (2001) – Pozo vertical.....	156
Figura 53. Diagrama araña modelo D. Yang, Q. Zhang, y Y.Gu (2001) – Pozo horizontal.....	157
Figura 54. Diagrama araña modelo D. Yang, Q. Zhang, y Y.Gu (2001) – Pozo horizontal.....	157
Figura 55. Diagrama araña modelo Jahanbani y S.R Shadizadeh (2009)	158
Figura 56. Diagrama araña modelo Jahanbani y S.R Shadizadeh (2009)	158

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Factor volumétrico de formación versus presión (PARSI)	173
Anexo B. Viscosidad Versus Presión (PARSI)	173
Anexo C. Relación Gas/Aceite Versus Presión (PARSI)	174
Anexo D. Permeabilidad relativa (PARSI)	174
Anexo E. Parámetros PVT para el caso general de validación	175
Anexo F. Datos de permeabilidad relativa del aceite para el caso general de validación	175
Anexo G. Datos de viscosidad para el caso general de validación.....	175
Anexo H. Curva IPR del yacimiento a diferentes presiones.....	176

RESUMEN

TITULO: ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD APLICADO A MODELOS IPR EN YACIMIENTOS DE ACEITE NATURALMENTE FRACTURADOS¹.

AUTORES: DIANA PAOLA MONROY SIMMONDS
MARÍA FERNANDA RANGEL BARRERA²

PALABRAS CLAVES: Yacimiento de aceite naturalmente facturado, IPR, Estadística descriptiva, Análisis de Sensibilidad.

CONTENIDO: Un yacimiento naturalmente fracturado es aquel que contiene fracturas creadas por la naturaleza, estas fracturas tienen un efecto, que puede ser positivo o negativo en el flujo de fluidos. Por esta razón, para determinar una óptima producción se hace necesario un estudio detallado de los modelos IPR que se encuentran en la literatura para predecir el comportamiento de yacimiento de aceite.

El objetivo del presente trabajo de investigación es realizar un estado del arte de los modelos IPR para yacimientos de aceite naturalmente fracturados, además de un posterior análisis de sensibilidad apoyándose en la estadística descriptiva para determinar los modelos más efectivos, teniendo en cuenta sus parámetros y rangos óptimos de aplicación.

Para lograr esto, se recopilaron de la literatura modelos IPR, posteriormente se realizó una selección modelos con base a diversos criterios para poder desarrollar un análisis estadístico y de sensibilidad bajo la creación de diversos escenarios de aplicación y validación, a través de una herramienta software que permite determinar la producción de pozos de aceite interceptados por fracturas naturales bajo las características de los modelos seleccionados.

Finalmente, se determinaron las posibles causas por las cuales se pueden presentar fuentes de error al aplicar los modelos, para determinar los rangos de aplicación en los que se presenta una mejor producción.

¹ Trabajo de grado.

² Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: César Augusto Pineda Gómez.

ABSTRACT

TITLE: SENSIBILITY ANALYSIS APPLIED TO IPR MODELS IN OIL NATURALLY FRACTURED RESERVOIR³.

AUTHORS: DIANA PAOLA MONROY SIMMONDS
MARÍA FERNANDA RANGEL BARRERA⁴

KEYWORDS: Oil naturally fractured reservoir, IPR, Descriptive statistics, sensibility analysis.

CONTENT: A naturally fractured reservoir is one that contains fractures created by nature, where these fractures have an effect, which can be positive or negative in the fluid flow. Therefore, to determine optimum production requires a detailed study of IPR models found in the literature to predict the behavior of oil well.

The objective of this research work is to make a state of the art of IPR models for oil naturally fractured reservoirs, making later a sensibility analysis supported on descriptive statistics to determine the most effective models considering its parameters and optimal ranges of application.

To achieve this, was made a collection of historically developed IPR models in the literature, a further selection taking into account various criteria of some models to develop a statistical and sensibility analysis under creation of various application and validation scenarios, with the development of a software tool that allows to determine the oil production well intercepted by natural fractures under characteristics of the selected models.

Finally, a determination of the possible causes that can present sources of error applying the models has been made to determine the ranges of application which has better production.

³ Thesis Degree.

⁴ Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: César Augusto Pineda Gómez.

INTRODUCCIÓN

La producción de los yacimientos naturalmente fracturados presenta grandes retos para la industria del petróleo. Estos incluyen yacimientos con baja recuperación de hidrocarburos, los cuales pueden parecer altamente productivos en sus inicios pero su producción declina rápidamente. Así mismo, se caracterizan por la irrupción temprana de gas o agua. Además, forman parte de algunos de los yacimientos más considerables y productivos de la Tierra. El reto de esta clase de yacimientos está dado por los grandes esfuerzos que hace la industria por comprenderlos mejor y modelarlos con suficiente exactitud.

El área de producción encierra un sin número de modelos aplicables para predecir el comportamiento futuro de un pozo de aceite, dependiendo de las condiciones en las que éste se encuentre; de la selección y ajuste particular de dicho modelo dependerán los resultados que se obtengan para su estudio y posterior análisis.

Como alternativa a la toma física de muestras y al registro o análisis experimental, la comunidad científica ha desarrollado a lo largo de la historia diversas expresiones matemáticas o analíticas con los mismos fines, éstas constituyen una opción real para obtener información concerniente a los mismos parámetros que se buscan con una prueba de laboratorio regular. La técnica del IPR (Inflow Performance Relationship)⁵ ha evolucionado continuamente con el fin de obtener un modelamiento más ajustado a las condiciones cambiantes de operación y al historial del pozo en particular. Ésta técnica permite relacionar la presión de flujo del sistema con su caudal, incorporando diversos parámetros físicos propios de la zona de interés, lo cual permite predecir el comportamiento de la producción del pozo.

⁵ Técnica que relaciona la presión de fondo fluyendo y el caudal de producción.

Tomado de OROZCO Andrés F., ROCHA Nelson A. Tesis de grado: "Determinación de potenciales IPR en pozos horizontales y desviados para flujo en dos fases usando una herramienta software basada en simulación de Montecarlo" Tesis, 2008

Este trabajo enmarca una recopilación y análisis detallado de los modelos de producción planteados en diversos escenarios, valiéndose de herramientas de cálculo sistematizadas y de la estadística descriptiva. El trabajo se divide en cuatro capítulos. En el primer capítulo, se presentan las generalidades de los yacimientos naturalmente fracturados, finalizando con un estado del arte sobre dichos modelos desarrollados. En el segundo capítulo, se presentan los conceptos estadísticos y los escenarios en los cuales se validará cada uno de los modelos escogidos teniendo en cuenta el criterio de selección. En el tercer capítulo, se describe la elaboración de la herramienta de cálculo y el análisis de sensibilidad de cada una de las variables. Y por último, en el cuarto capítulo, se comparan y valoran qué tan certeros son los resultados estadísticamente y de esa forma se establecen los rangos de aplicación de cada modelo, terminando con el planteamiento de las respectivas recomendaciones.

Al finalizar este trabajo se podrá conocer la aplicabilidad de estas expresiones y su sensibilidad a los parámetros de entrada, se podrá permitir o restringir su aplicación, así como valorar y describir los escenarios en que presentan mejores resultados.

1. MODELOS IPR PARA EL CÁLCULO DE LA PRODUCTIVIDAD DE UN POZO: ESTADO DEL ARTE

Es de suma importancia saber cuál es la capacidad que tiene un pozo para producir fluidos y el estado actual del mismo. Por lo cual, a continuación se presentan algunos factores importantes en el control de los fluidos desde la formación hasta el pozo y cuáles son sus efectos en la producción:

1.1 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD J

La diferencia entre la presión de producción P_{wf} en el fondo del pozo y la presión estática del pozo P_s es el abatimiento de presión. Dada por:

$$\text{Abatimiento} = P_s - P_{wf} \quad \text{Ecuación 1}$$

La relación del gasto de producción de un pozo y el abatimiento de la presión en dicho gasto es llamado índice de productividad IP (simbolizado con la letra J); si la producción q está en bl/día de líquido a condiciones de almacenamiento y el abatimiento está expresado en lb/pulg², el IP se define:

$$J = \frac{q}{P_s - P_{wf}} \quad \text{bl}/(\text{día})(\text{lb}/\text{pulg}^2) \quad \text{Ecuación 2}$$

Si no se especifica algo diferente, el IP se basa en la producción neta de líquidos (producción de aceite más la producción de agua).

El IP específico (denotado por J_s) es el número de barriles de líquido, a condiciones de almacenamiento, producidos por día por cada lb/pulg² de abatimiento y por cada pie de espesor de la formación productora, esto es:

$$J_s = \frac{J}{h} = \frac{q}{h(P_s - P_{wf})} \text{ bl}/(\text{día})(\text{lb}/\text{pulg}^2) \text{ (pies)} \quad \text{Ecuación 3}$$

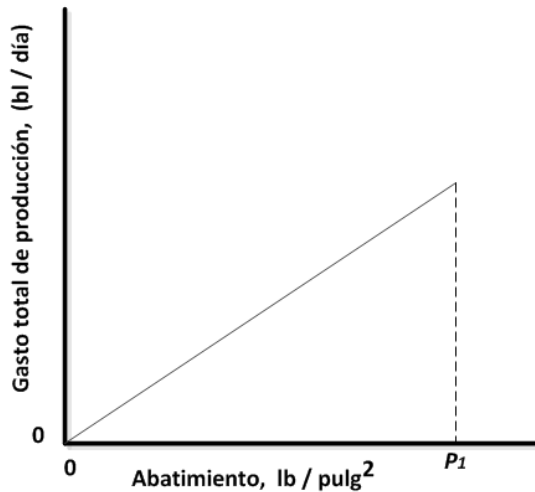
Donde h es el espesor de la capa productora en pies.

Cuando el valor IP del pozo es tomado como constante, independiente de la producción del pozo, se puede escribir de la siguiente forma:

$$q = J \cdot \Delta P \quad \text{Ecuación 4}$$

En la que ΔP es el abatimiento. Siendo evidente que la relación q y ΔP es una línea recta que pasa por el origen y tiene una pendiente J.

Figura 1. Gráfica de gasto de producción contra el abatimiento: índice de productividad constante.

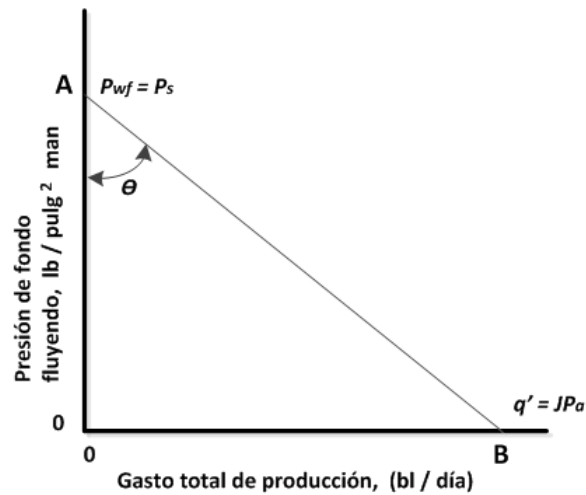


Fuente: NIND T.E.W. Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros. Ontario, Canadá: Trent University, 1987

En un momento de la vida del yacimiento, P_s tiene el valor específico, por lo que si J es constante, al graficar P_{wf} contra q se obtiene una línea recta (Ver figura 2). El ángulo θ que forma esta línea con el eje de presión tal que:

$$\tan \theta = \frac{OB}{OA} = J \quad \text{Ecuación 5}$$

Figura 2. Representación gráfica del IP



Fuente: NIND T.E.W. Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros. Ontario, Canadá: Trent University, 1987

El valor de q en el punto B, es decir J_{ps} , se llama potencial del pozo y se representa con el símbolo q' . Se hace énfasis en que la figura anterior se refiere al comportamiento de la formación, es decir, el gasto máximo al cual la formación puede entregar líquido hacia el pozo, lo que se representa cuando la presión de fondo fluyendo (BHP) es cero⁶.

1.2 RELACIÓN DE RENDIMIENTO DE INFLUJO (IPR)

Todas las ecuaciones de capacidad de entrega del pozo relacionan la tasa de producción del pozo y la fuerza motriz en el yacimiento, es decir, la diferencia de presión inicial, límite exterior o la presión promedio del yacimiento y la presión de fondo fluyendo.

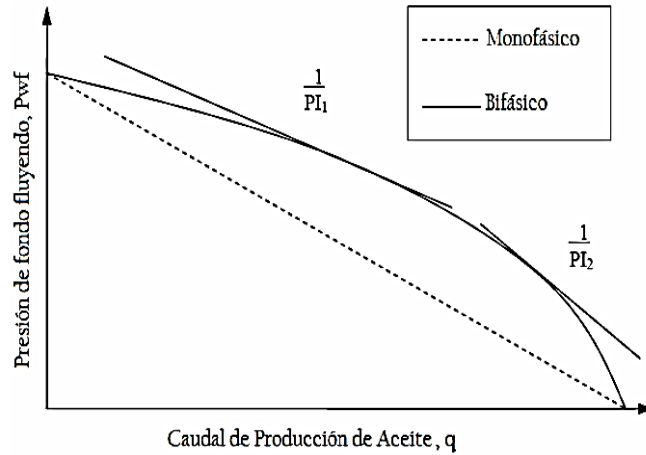
⁶ NIND T.E.W. Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros. Ontario, Canadá: Trent University, 1987

Si se da la presión de fondo fluyendo, la tasa de producción se puede obtener fácilmente. Sin embargo, la presión de fondo fluyendo es una función de la presión de cabeza de pozo, que, a su vez, depende de las decisiones de ingeniería de producción, separador o de las presiones de tubería, etc. Por lo tanto, lo que el pozo producirá realmente debe ser la combinación de lo que el yacimiento puede entregar y lo que el sistema hidráulico impuesto del pozo permitiría.

Es importante presentar la tasa de producción como una función de la presión de fondo fluyendo. Este tipo de presentación se conoce como curva de “relación de rendimiento de influjo” (IPR). Usualmente la presión de fondo fluyendo, P_{wf} , se grafica en la ordenada y la tasa de producción q , se grafica en la abscisa.

El conocimiento de la relación de desempeño de influjo es esencial para evaluar el desempeño de los pozos y optimización. Para flujo monofásico de fase aceite, la tasa de producción es proporcional a la caída de presión y por lo tanto la curva de relación de rendimiento de influjo es una línea recta. Mientras que para flujo bifásico de aceite y gas, principalmente en yacimientos de empuje de gas en solución, la producción causa una disminución de la presión de yacimiento debajo de la presión de punto de burbuja por lo cual la gráfica de rendimiento de influjo bifásico es curva (Ver figura 3).

Figura 3. Curva de Relación de Rendimiento de Influjo



Fuente: Análisis de rendimiento de flujo bifásico en pozos horizontales. Rungtip Kamkom, M.S, Universidad de Texas 2004.

Las siguientes ecuaciones pueden ser usadas para las curvas IPR en estado transiente, estado estacionario y estado pseudo-estable⁷.

➤ Flujo transiente:

$$q = \frac{kh(P_i - P_{wf})}{162.6\beta\mu} \left(\log t + \log \frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} - 3.23 \right)^{-1} \quad \text{Ecuación 6}$$

➤ Estado estacionario:

$$P_e - P_{wf} = \frac{141.2q\beta\mu}{kh} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + s \right) \quad \text{Ecuación 7}$$

➤ Estado pseudo-estable:

$$\bar{P} - P_{wf} = \frac{141.2q\beta\mu}{kh} \left(\frac{1}{2} \ln \frac{4A}{\gamma C_A r_w^2} + s \right) \quad \text{Ecuación 8}$$

⁷ ECONOMIDES Michael J, HILL A. Daniel. Petroleum production systems, 1994.

1.2.1 MODELO FUNDAMENTAL (VOGEL)

Cuando existe flujo en dos fases (aceite y gas) en el yacimiento, la expresión utilizada para yacimientos subsaturados no se cumple, esto debido a que el valor de la pendiente cambia continuamente en función del abatimiento de la presión. Por tal motivo existen métodos que pueden utilizarse para generar las curvas IPR bajo diferentes circunstancias, uno de esos métodos es el de Vogel (1968).

Este autor presentó una solución al problema de la determinación del comportamiento de afluencia para yacimientos con empuje por gas en solución. Sus consideraciones fueron las siguientes:

- El medio poroso es homogéneo e isotrópico, con una saturación de agua constante.
- El yacimiento es circular y cerrado con un pozo penetrándolo en el centro.
- La composición y el equilibrio entre fases es constante para el aceite y gas.
- Los efectos de segregación gravitacional son despreciables.
- Existe una condición de estado semiestacionario en la cual el ritmo de de saturación en el yacimiento es el mismo en todos los puntos para un instante dado.
- No se considera la compresibilidad de la roca y del agua de formación.

Vogel realizó una gran cantidad de curvas variando las condiciones de porosidades, propiedades PVT, saturaciones, permeabilidades, espaciamientos entre pozos, fracturamientos y espesores de formación.

Demostrando que la producción del pozo decrece por dos causas:

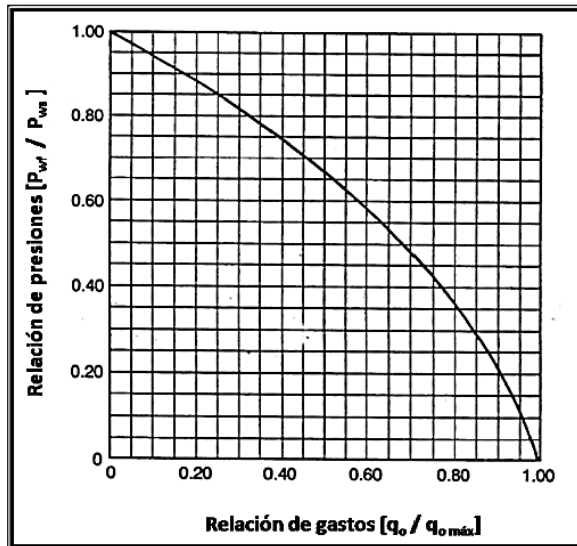
1. Porque el yacimiento se ha depletado.
2. Por el incremento de la saturación de gas, lo cual origina una mayor resistencia al flujo de aceite.

Propuso la siguiente correlación para el comportamiento de afluencia o IPR, expresada como:

$$q_o = q_{o,max} \left[1.0 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P} \right)^2 \right] \quad \text{Ecuación 9}$$

donde: q_o máx es el gasto máximo (bpd) y P_{ws} la presión estática (psi). El comportamiento de la Ec. (9) se muestra en la Fig. 4, denominada como curva de referencia de Vogel.

Figura 4. Curva de afluencia para pozos sin daño de un yacimiento con empuje de gas disuelto



Fuente: Vogel J. V.: "Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Driver Wells", Journal of Petroleum Technology 20(1), Enero 1968.

De la gráfica mostrada en la Fig. 4 con datos dados de una prueba de producción (q_o, P_{wf}) y conociendo la P_{ws} podemos obtener el gasto máximo que aportaría la formación, este es un gasto teórico porque se obtiene cuando $P_{wf} = 0$ y en la práctica esta condición no se presenta sin que antes el pozo deje de fluir. Con el valor del gasto máximo podemos calcular los diferentes gastos esperados para

diferentes P_{wf} recordando que esta gráfica es para una eficiencia de flujo de uno ($EF = 1$).

Para aplicar este modelo se deben tomar en cuenta las siguientes observaciones:

1. Este procedimiento debe ser considerado correcto únicamente para condiciones de producción, para expansión por gas disuelto.
2. Este procedimiento es válido para dos fases (aceite y gas), y no debe ser usado cuando tres fases están fluyendo.
3. Válido para daño cero ($EF=1$).

1.2.2 MODELOS DESARROLLADOS HISTÓRICAMENTE PARA POZOS CONVENCIONALES DE PETRÓLEO (VERTICAL, HORIZONTAL, INCLINADOS, ENTRE OTROS)

A continuación se muestra una breve revisión de los fundamentos que sirven de base para el trabajo que se desarrolla:

- I. La primera ecuación⁸ para la determinación del IPR propuesta es la basada en la ecuación de Darcy, la cual está desarrollada para pozos verticales de una sola fase en estado estable.

$$q_o = \frac{kh(P_r - P_{wf})}{141.2B_o\mu_o \left[\frac{1}{2} \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S \right]} \quad \text{Ecuación 10}$$

Una modificación para que la ecuación de Darcy pueda ser aplicada para flujo de fluidos en estado pseudo-estable, reemplazando el término $\ln(r_e/r_w)$ por $\ln(0.472 r_e/r_w)$.

^{8,5} SUK KYOON CHOI, LIANG-BIAO OUYANG y WANN.SHENG (BILL) HUANG. A comprehensive comparative study on analytical PI/IPR correlations. SPE, 2008.

$$q_o = \frac{kh(P_r - P_{wf})}{141.2B_o\mu_o \left[\frac{1}{2} \ln \left(0.472 \frac{r_e}{r_w} \right) + S \right]} \quad \text{Ecuación 11}$$

- II. Dietz⁹ en 1965, desarrolló una serie de factores de forma que caracterizan la forma irregular del área de drenaje de un pozo. La siguiente correlación es una forma generalizada de la ecuación para cualquier factor de forma en un pozo con Geometría Vertical:

$$q_o = \frac{kh(P_r - P_{wf})}{141.2B_o\mu_o \left[\frac{1}{2} \ln \left(\frac{4A}{\gamma C_A r_w^2} \right) + S \right]} \quad \text{Ecuación 12}$$

Donde A es el área de drenaje, γ es la constante de Euler y C_A es el factor de forma.

- III. Vogel¹⁰ en 1968, presentó una solución al problema de la determinación del comportamiento de afluencia para yacimientos con empuje por gas en solución, en la cual la eficiencia de flujo es igual a uno.

$$q_o = q_{o,max} \left[1.0 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}} \right)^2 \right] \quad \text{Ecuación 13}$$

Donde q_o es la tasa de flujo de aceite, $q_{o,max}$ es la tasa de flujo máxima a la caída de presión al 100%, P_{wf} es la presión de fondo fluyendo, y \bar{P} es la presión promedio del yacimiento.

- IV. Standing¹¹ en 1970 y 1971, propone una correlación para un pozo de petróleo cuya eficiencia de flujo es diferente a 1:

⁹ HABI JABBARI Y MICHAEL J. ECONOMIDES. A new approach to IPR curves of horizontal wells in two-phase reservoirs. SPE, 2008

¹⁰ HABI JABBARI Y MICHAEL J. ECONOMIDES. A new approach to IPR curves of horizontal wells in two-phase reservoirs. SPE, 2008

$$q_o = q_{o,max} \left[1.0 - 0.2 \left(\frac{P'_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P'_{wf}}{P_r} \right)^2 \right] \quad \text{Ecuación 14}$$

Donde,

$$P'_{wf} = P_r - (P_r - P_{wf})FE \quad \text{Ecuación 15}$$

$$FE = \frac{\ln\left(\frac{0.47r_e}{r_w}\right)}{\ln\left(\frac{0.47r_e}{r_w}\right) + S} \quad \text{Ecuación 16}$$

La ecuación de Standing es válida para las eficiencias de flujo menor o iguales a aproximadamente 1.2, pero no funciona por encima de ese valor. Su ecuación se modificó por Harrison para permitir el uso del modelo para todas las eficiencias de flujo mayores que uno.

- V. Fetkovich¹² en 1973, propuso un método para calcular el comportamiento de afluencia en pozos verticales productores de aceite, usando el mismo tipo de ecuación que durante mucho tiempo se venía utilizando para analizar pozos de gas. El procedimiento fue verificado por medio del análisis de pruebas isocronas y pruebas de flujo dirigidas a yacimientos con un rango de permeabilidades de 6 (mD) a 1000 (mD) y para condiciones de presión en los yacimientos desde bajo saturados hasta saturados. Fetkovich presentó un método de análisis de pruebas multitasa aplicado a pozos de aceite.

$$q_o = C(\bar{P}^2 - P_{wf}^2)^n \quad \text{Ecuación 17}$$

La cual puede convertirse en,

¹² HABI JABBARI Y MICHAEL J. ECONOMIDES. A new approach to IPR curves of horizontal wells in two-phase reservoirs. SPE, 2008

$$q_o = q_{o,max} \left[1 - \left(\frac{P_{wf}}{\bar{p}} \right)^2 \right]^n \quad \text{Ecuación 18}$$

Donde n es un exponente que depende del campo. Para n = 1.24, en las dos ecuaciones, las curvas IPR resultan ser la misma curva.

- VI.** Jones¹³ en 1976, presentó una correlación que tiene en cuenta la caída de presión frente a la tasa de aceite en un pozo vertical, empleando el factor β de Forchheimer:

$$q_o = \frac{P_r - P_{wf}}{A + B q_o} \quad \text{Ecuación 19}$$

Donde,

$$A = \frac{\mu_o B_o \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + S \right)}{0.007078 kh} \quad \text{Ecuación 20}$$

$$B = \frac{9.08 \times 10^{-13} \beta B_o^2 \rho_o}{4 \pi^2 h_p^2 r_w} \quad \text{Ecuación 21}$$

Donde β es el factor no-Darcy, ρ_o es la densidad del aceite, y h_p es el espesor del intervalo perforado.

- VII.** Odeh¹⁴ en 1978, propuso una correlación que tiene en cuenta el área de drenaje irregular para un pozo de aceite con geometría vertical

$$q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} kh (P_r - P_{wf})}{\mu_o B_o \left(\ln X - \frac{3}{4} + S \right)} \quad \text{Ecuación 22}$$

Donde X es la relación entre r_w y r_e , para varias áreas de drenaje.

¹³ SUK KYOON CHOI, LIANG-BIAO OUYANG Y WANN.SHENG (BILL) HUANG. A comprehensive comparative study on analytical pi/ipr correlations. SPE, 2008.

^{14,11,12} SUK KYOON CHOI, LIANG-BIAO OUYANG Y WANN.SHENG (BILL) HUANG. A comprehensive comparative study on analytical pi/ipr correlations. SPE, 2008.

- VIII. Borisov¹⁵ en 1984, propuso una correlación para yacimientos de aceite con geometría horizontal:

$$q_o = \frac{0.007078k_h h(P_e - P_{wf})/(\mu_o B_o)}{\left(\frac{4r_e}{L}\right) + \frac{h}{L} \ln\left(\frac{h}{2\pi r_w}\right)} \quad \text{Ecuación 23}$$

- IX. Giger¹⁶ en 1984, propuso una correlación para yacimientos de aceite con geometría horizontal:

$$q_o = \frac{0.007078k_h h(P_e - P_{wf})/(\mu_o B_o)}{\left(\frac{L}{h}\right) \ln\left[\frac{1 + \sqrt{1 - [L/2r_e]^2}}{L/2r_e}\right] + \ln\left(\frac{h}{2\pi r_w}\right)} \quad \text{Ecuación 24}$$

Donde, L es la Longitud efectiva horizontal (pies), re es el radio de drenaje de un pozo horizontal (pies) y rw es el radio interno de la tubería de producción (pies).

- X. Besson¹⁷ en 1986, propuso otra correlación para un yacimiento con geometría inclinada. En este modelo, el espesor neto (h) y la longitud horizontal (L) se utilizan para representar el ángulo inclinado (θ). Para yacimientos isotrópicos y ángulos de inclinación entre 0 ° a 90 °:

$$S_\theta = \ln\left(\frac{4r_w}{L}\right) + \frac{h}{L} \ln\left(\frac{\sqrt{Lh}}{4r_w}\right) \quad \text{Ecuación 25}$$

Para yacimientos anisotrópicos:

$$S_\theta = \ln\left(\frac{4r_w}{L} \frac{1}{\alpha\gamma}\right) + \frac{h}{\gamma L} \ln\left(\frac{\sqrt{Lh}}{4r_w} \frac{2\alpha\sqrt{\gamma}}{1+1/\gamma}\right) \quad \text{Ecuación 26}$$

^{15,14} SUK KYOON CHOI. LIANG-BIAO OUYANG Y WANN.SHENG (BILL) HUANG. A comprehensive comparative study on analytical pi/ipr correlations. SPE, 2008.

$$\text{Donde, } \alpha = \sqrt{k_h/k_v} \quad \text{Ecuación 27}$$

$$\gamma = \sqrt{\frac{1}{\alpha^2} + \frac{h^2}{L^2} \left(1 - \frac{1}{\alpha^2}\right)} \quad \text{Ecuación 28}$$

Donde L es la longitud del pozo.

- XI.** Joshi¹⁸ en 1988, presentó una correlación para un pozo de aceite horizontal:

$$q_o = \frac{k_h h \Delta P}{141.2 B \mu \left(\ln \left\{ \frac{[a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}]}{L/2} \right\} + \left(\frac{I_{ani} h}{L} \right) \ln \left(\frac{I_{ani} h}{[r_w (I_{ani} + 1)]} \right) \right)} \quad \text{Ecuación 29}$$

Donde I_{ani} es la medición de la anisotropía de la permeabilidad vertical a la permeabilidad horizontal y a

$$I_{ani} = \sqrt{\frac{k_H}{k_V}} \quad \text{Ecuación 30}$$

Es el eje medio de la elipsoide de drenaje formada por un pozo horizontal de longitud L

$$a = \frac{L}{2} \left\{ 0.5 + \left[0.25 + \left(\frac{r_{eH}}{L/2} \right)^4 \right]^{0.5} \right\}^{0.5} \quad \text{Ecuación 31} \quad \text{Para } \frac{L}{2} < 0.9 r_{eH}$$

- XII.** Mutalik¹⁹ et al en 1988, propone una correlación para obtener la producción de pozos horizontales que producen en estado pseudoestable:

¹⁹ LUÍS FERNANDO BONILLA, GERMÁN ALBERTO BONILLA Y EDILBERTO ESCALANTE. Comparative Study for Horizontal Wells Performance in Black Oil Reservoirs for Pseudosteady-State. Universidad Surcolombiana

$$q_o = \frac{0.007078 k_h h (P_e - P_{wf}) / (\mu_o \beta_o)}{\ln(r_e/r_w) - A' + S_{CA,h} + S_m + S_f - C' + Dq} \quad \text{Ecuación 32}$$

Donde K_h es la permeabilidad horizontal (md), h es el espesor de la capa (ft), μ_o es la viscosidad del crudo (cp), β_o es el factor volumétrico del crudo (rb/stb), r_w es el radio del pozo (ft), r_e es el radio externo de frontera (ft), A' es el parámetro de drenaje para área cuadrada (= 0.738), $S_{CA,h}$ es el factor de daño según la forma de yacimiento (adimensional), S_m es el factor de daño mecánico (adimensional), S_f es el factor de daño de conductividad infinita para una longitud de fractura completamente penetrada (adimensional), C' es una constante de conversión de forma (= 1.386), Dq es el coeficiente de turbulencia (1/bopd).

- XIII.** Kuchuk²⁰ et al en 1988, propone una correlación para obtener la producción de pozos horizontales que producen en estado pseudoestable:

$$q_o = \frac{k_h h (P_e - P_{wf}) / (70.6 \mu_o \beta_o)}{F + \left(\frac{h}{0.5L}\right) \sqrt{\frac{k_h}{k_v} S_x}} \quad \text{Ecuación 33}$$

Donde K_h es la permeabilidad horizontal (md), h es el espesor de la capa (ft), μ_o es la viscosidad del crudo (cp), β_o es el factor volumétrico del crudo (rb/stb), r_w es el radio del pozo (ft), r_e es el radio externo de frontera (ft), A' es el parámetro de drenaje para área cuadrada (= 0.738), $S_{CA,h}$ es el factor de daño según la forma de yacimiento adimensional), S_m es el factor de daño mecánico (adimensional), S_f es el factor de daño de conductividad infinita para una longitud de fractura completamente penetrada (adimensional), L es la longitud del pozo horizontal (ft), c' es una constante

²⁰LÚIS FERNANDO BONILLA, GERMÁN ALBERTO BONILLA Y EDILBERTO ESCALANTE. Comparative Study for Horizontal Wells Performance in Black Oil Reservoirs for Pseudosteady-State. Universidad Surcolombiana

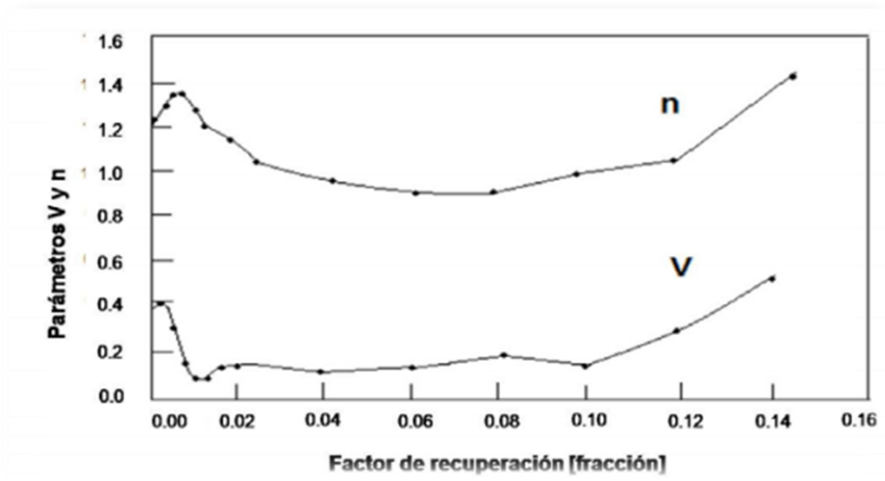
de conversión de forma (= 1.386), Dq es el coeficiente de turbulencia (1/bopd).

- XIV.** Bendakhlia & Aziz²¹ en 1989, propusieron la siguiente correlación para pozos horizontales de dos fases, el modelo físico es un yacimiento en forma de caja con un área de drenaje cuadrada. La permeabilidad de la formación es homogénea e isotrópica y la compresibilidad de la formación es constante. El pozo horizontal está localizado en la mitad del yacimiento, está centrado a media altura y completado a lo largo de la longitud total del yacimiento:

$$q_o = q_{o,max} \left[1.0 - V \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}} \right) - (1 - V) \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}} \right)^2 \right]^n \quad \text{Ecuación 34}$$

Se grafican los parámetros n y V como función del factor de recuperación.

Figura 5. Gráfica Parámetro V y n Vs Factor de recuperación



Fuente: M.L WIGGINGS Y H.S WANG. A two-phase ipr for horizontal oil wells. U of Oklahoma. SPE, 2005

²¹ M.L WIGGINGS Y H.S WANG. A two-phase ipr for horizontal oil wells. U of Oklahoma. SPE, 2005

Para este método se requieren tres pruebas de producción para hallar además del q_o máx, el factor V y el exponente “n”. Inicialmente la productividad de aceite es grande debido a la baja saturación de gas y alta permeabilidad efectiva al aceite.

- XV.** Babu y Odeh²² en 1989, propusieron una correlación ampliamente utilizada para evaluar el comportamiento de la producción de un pozo horizontal en estado pseudo-estacionario:

$$q_o = \frac{0.007078(2X_e)\sqrt{K_y K_v}/(\mu_o \beta_o)}{\ln\left(\frac{\sqrt{A_1}}{r_w}\right) + \ln C_H - 0.75 + S_R} \quad \text{Ecuación 35}$$

Donde,

$$A_1 = 2y_e h \quad \text{Ecuación 36}$$

$$\ln C_H = 6.28 \left(\frac{2y_e}{h}\right) \sqrt{\frac{k_v}{k_y}} \left[\frac{1}{3} - \left(\frac{y_w}{2y_e}\right) + \left(\frac{y_w}{2y_e}\right)^2\right] - \ln \left[\sin\left(180^\circ \frac{z_w}{h}\right)\right] \quad \text{Ecuación 37}$$

$$-0.5 \ln \left[\left(\frac{2y_e}{h}\right) \sqrt{\frac{k_v}{k_y}}\right] - 1.088 \quad \text{Ecuación 38}$$

Donde y_w es la distancia desde el pozo horizontal con el límite más cercano en la dirección y, z_w es la distancia vertical entre el pozo horizontal y el límite inferior, y_e es la longitud del yacimiento en la dirección perpendicular al pozo, y S_R es el factor de daño, K_v es la permeabilidad horizontal (md), h es el espesor de la capa (ft), μ_o es la viscosidad del crudo (cp), β_o es el factor volumétrico del crudo (rb/stb), r_w es el radio del pozo (ft), C_H es el factor de forma. A_1 Es el área de drenaje del pozo horizontal visto en un plano vertical (ft). Los valores de $2X_e$ y $2Y_e$ son las dimensiones del yacimiento (ft).

²² M.L WIGGINGS Y H.S WANG, U OF OKLAHOMA. A two-phase IPR for horizontal oil wells. SPE, 2005

- XVI.** Cheng²³ en 1990, propone la siguiente ecuación, para pozos horizontales y desviados de dos fases. El yacimiento es homogéneo e isotrópico con una saturación de agua constante:

$$q_o = q_{o,max} \left[a_0 - a_1 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - a_2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right] \quad \text{Ecuación 39}$$

Tabla 1. Constantes usadas en la correlación de Cheng

ÁNGULO DE DESVIACIÓN (GRADOS)	PARÁMETROS		
	a_0	a_1	a_2
0 (VERTICAL)	1	0.2	0.8
15	0.9998	0.2210	0.7783
30	0.9969	0.1254	0.8582
45	0.9946	0.0221	0.9663
60	0.9926	-0.0549	1.0395
75	0.9915	-0.1002	1.0829
85	0.9915	-0.1120	1.0942
90 (HORIZONTAL)	0.9885	-0.2055	1.1818

Fuente: HABI JABBARI Y MICHAEL J. ECONOMIDES. A new approach to IPR curves of horizontal wells in two-phase reservoirs. SPE, 2008.

- XVII.** Renard y Dupuy²⁴ en 1990, propusieron una correlación para pozos de aceite con geometría horizontal:

$$q_o = \frac{0.007078k_h h(P_e - P_{wf})}{\mu_o B_o} \left[\frac{1}{\cosh^{-1}(x) + (\beta h/L) \ln[h/(2\pi r'_w)]} \right] \quad \text{Ecuación 40}$$

Donde,

$$r'_w = \frac{1+\beta}{2\beta} r_w \quad \text{Ecuación 41}$$

²³ HABI JABBARI Y MICHAEL J. ECONOMIDES. A new approach to IPR curves of horizontal wells in two-phase reservoirs. SPE, 2008.

²⁴ SUK KYOON CHOI. LIANG-BIAO OUYANG Y WANN.SHENG (BILL) HUANG. A comprehensive comparative study on analytical PI/IPR correlations. SPE, 2008

$x = 2a/L$ Para un área de drenaje elipsoidal

$$\beta = \sqrt{k_h/k_v} \quad \text{Ecuación 42}$$

XVIII. Wiggins, Russell y Jennings²⁵ en 1991, estudiaron el rendimiento del flujo de tres fases para los pozos productores de petróleo, agua y gas en un yacimiento homogéneo. Comenzaron a partir del principio básico de balance de masa con la solución de un estado pseudo-estacionario para desarrollar la siguiente correlación IPR para yacimientos con gas en solución:

$$q_o = q_{o,max} \left[1 + \frac{C_1}{D} \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) + \frac{C_2}{D} \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 + \frac{C_3}{D} \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^3 + \frac{C_4}{D} \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^4 \right] \quad \text{Ecuación 43}$$

Donde, $C_1, C_2, C_3 \dots C_n$, y D son coeficientes que se determinan basados en la movilidad del aceite y en la presión promedio del yacimiento, así:

$$C_1 = \left[\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_{PD=0} + \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)'_{PD=0} + \frac{1}{2} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)''_{PD=0} + \frac{1}{6} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)'''_{PD=0} \right] \quad \text{Ecuación 44}$$

$$C_2 = \left[\frac{1}{2} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)'_{PD=0} + \frac{1}{2} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)''_{PD=0} + \frac{1}{4} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)'''_{PD=0} \right] \quad \text{Ecuación 45}$$

$$C_3 = \left[\frac{1}{6} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)''_{PD=0} + \frac{1}{6} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)'''_{PD=0} \right] \quad \text{Ecuación 46}$$

$$C_4 = \left[\frac{1}{24} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)'''_{PD=0} \right] \quad \text{Ecuación 47}$$

$$D = \left[\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_{PD=0} + \frac{1}{2} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)'_{PD=0} + \frac{1}{6} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)''_{PD=0} + \frac{1}{24} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)'''_{PD=0} \right] \quad \text{Ecuación 48}$$

²⁵ MOHAMED ELIAS, AHMED EL-BANBI, K.A. FATTAH, AND EL-SAYED AHMED MOHAMED EL-TAYEB. New inflow performance relationship for solution-gas drive oil reservoirs. Cairo University. SPE, 2009

Wiggins et al, encontró que los principales parámetros del yacimiento que juegan un papel importante en las curvas IPR son la permeabilidad relativa y las propiedades del fluido, es decir, la movilidad del petróleo. El principal problema en la aplicación las curvas IPR de Wiggins es su requisito de que la movilidad es una función de la presión promedio del yacimiento, lo cual es muy difícil en la práctica.

- XIX.** Klins y Majcher²⁶ en 1992, basándose en el trabajo de Vogel, desarrollaron la siguiente correlación IPR que tiene en cuenta el cambio en la presión de burbuja y la presión del yacimiento debido al agotamiento en yacimientos con gas en solución.

$$q_o = q_{o,max|s=0} \left[1.0 - 0.295 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.705 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^{N_1} \right] \quad \text{Ecuación 49}$$

Donde N_1 es hallada de la siguiente forma:

$$N_1 = \left(0.28 + 0.72 \frac{P_r}{P_b} \right) (1.235 + 0.001 P_b) \quad \text{Ecuación 50}$$

- XX.** Klins et al. en 1992, modificó el método de Vogel para eliminar la necesidad de calcular la eficiencia del flujo en yacimientos de aceite con gas en solución:

$$q_o = q_{o,max|s=0} * M \left[1.0 - 0.295 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.705 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^n \right] \quad \text{Ecuación 51}$$

$$M = \frac{6.835}{(6.835+S)} \quad \text{Ecuación 52}$$

^{26,23} MOHAMED ELIAS, AHMED EL-BANBI, K.A. FATTAH, AND EL-SAYED AHMED MOHAMED EL-TAYEB. New inflow performance relationship for solution-gas drive oil reservoirs. Cairo University. SPE, 2009

$$n = \left[1.235 + 0.72 \left(\frac{P_r}{P_b} \right) \right] (1.235 + 0.001 P_b) \quad \text{Ecuación 53}$$

XXI. Wiggins et al²⁷. en 1993, desarrollaron una correlación IPR para flujo de tres fases en términos de la movilidad de los fluidos. Una evaluación del término de la movilidad, muestra la necesidad de incorporar variaciones en las propiedades PVT y permeabilidades relativas en dos fases mientras son afectadas por el depresionamiento de la saturación de aceite. La relación indica que $(q_o/q_o \text{ máx})$ es una función de las permeabilidades relativas, propiedades de los fluidos, presión de fondo fluyente y presión estática. También sugiere que los coeficientes de la curva IPR de Vogel tienen bases físicas y no son simplemente parámetros de ajuste. Basado en su IPR analítica, demuestra que la geometría de flujo, porosidad del yacimiento, permeabilidad absoluta y espesor de formación, no tienen efecto sobre la curva de IPR. Además encontraron que el daño no tiene efectos significativos en la forma de la curva de IPR. Esta correlación es aplicada para yacimientos con gas en solución:

$$q_o = q_{o,max} \left[1.0 - 0.519167 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.481092 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right] \quad \text{Ecuación 54}$$

XXII. Sukarno y Wisnogroho²⁸ en 1995, desarrollaron la siguiente ecuación IPR basada en los resultados de una simulación que intenta tener en cuenta la variación de la eficiencia de la producción causada por el daño, para yacimientos con gas en solución:

$$q_o = q_{o,max} * FE \left[1.0 - 0.1489 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.4416 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 - 0.4093 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^3 \right] \quad \text{Ecuación 55}$$

²⁸ MOHAMED ELIAS, AHMED EL-BANBI, K.A. FATTAH, AND EL-SAYED AHMED MOHAMED EL-TAYEB. New inflow performance relationship for solution-gas drive oil reservoirs. Cairo University. SPE, 2009

Donde,

$$FE = \left[a_0 + a_1 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) + a_2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 + a_3 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^3 \right] \quad \text{Ecuación 56}$$

$$a_i = b_{0i} + b_{1i}S + b_{2i}S^2 + b_{3i}S^3 \quad \text{Ecuación 57}$$

S es el factor de daño y $a_0, a_1, a_2, a_3, b_{0i}, b_{1i}, b_{2i}$ y b_{3i} son coeficientes que son mostrados en la siguiente tabla:

Tabla 2. Coeficientes considerados en el modelo de Sukarno y Wisnogroho

	b_{0i}	b_{1i}	b_{2i}	b_{3i}
a_0	1.0394	0.12657	0.0135	-0.00062
a_1	0.01668	-0.00385	0.00217	-0.0001
a_2	-0.0858	0.00201	-0.00456	0.0002
a_3	0.00952	-0.00391	0.0019	-0.00001

Fuente: MOHAMED ELIAS, AHMED EL-BANBI, K.A. FATTAH, AND EL-SAYED AHMED MOHAMED EL-TAYEB. New inflow performance relationship for solution-gas drive oil reservoirs. Cairo University. SPE, 2009

XXIII. Sukarno y Tobing²⁹ en 1995, desarrollaron una ecuación para yacimientos de aceite que producen por empuje por gas en solución:

$$q_o = q_{o,max} \left[a_0 + a_1 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) + a_2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right] \quad \text{Ecuación 58}$$

Donde a_1 y a_2 son constantes que dependen del radio de perforación, lo cual es mostrado en la siguiente tabla. $Q_{o,max}$, es la producción máxima.

²⁹ PUDJO SUKAMO, EDWARD L. TOBING. Inflow performance relationship for perforated wells producing from solution gas drive reservoir. SPE, 1995

Tabla 3. Constantes consideradas para el desarrollo del modelo de Sukarno y Tobing

r_{pe} (in)	SPF	a_0	a_1	a_2
>0.3	16	0.91995	0.08072	-0.97117
	12	0.90482	0.08881	-0.96534
	8	0.87333	0.10715	-0.98364
	4	0.77503	0.12529	-0.87781
	2	0.61710	0.26632	-0.86983
0.3	16	0.83925	0.12038	-0.93283
	12	0.79505	0.14935	-0.91988
	8	0.73507	0.11547	-0.82687
	4	0.57857	0.09956	-0.65332
	2	0.33247	0.20784	-0.52487
r_{pe} (in)	SPF	a_0	a_1	a_2
≥ 0.19	16	0.95146	0.06546	-0.98175
	12	0.93806	0.05464	-0.95875
	8	0.91006	0.05473	-0.94102
>0.3	4	0.91196	0.07855	-0.95974
	2	0.85540	0.06302	-0.88678
≤ 0.3	4	0.79597	0.15189	-0.91899
	2	0.64374	0.22082	-0.83782

Fuente: PUDJO SUKAMO, EDWARD L. TOBING. Inflow performance relationship for perforated wells producing from solution gas drive reservoir. SPE, 1995

XXIV. Economides³⁰ en 1996, propone una correlación para estimar el desempeño de la producción en pozos multilaterales, en estado pseudo-estacionario:

³⁰SUK KYOON CHOI. LIANG-BIAO OUYANG Y WANN.SHENG (BILL) HUANG. A comprehensive comparative study on analytical PI/IPR correlations. SPE, 2008

$$q_o = \frac{\bar{k}L_x(P_r - P_{wf})}{887.22\mu_o B_o \left(P_D + \frac{L_x}{2\pi L} S\right)} \quad \text{Ecuación 59}$$

Donde,

$$P_D = \frac{L_x C_A}{4\pi h} + \frac{L_x}{2\pi L} S_x \quad \text{Ecuación 60}$$

$$S_x = \ln\left(\frac{h}{2\pi r_w}\right) - \frac{h}{6L} + S_e \quad \text{Ecuación 61}$$

$$S_e = \frac{h}{L} \left[\frac{2z_w}{h} - \frac{1}{2} \left(\frac{2z_w}{h} \right)^2 - \frac{1}{2} \right] - \ln \left[\sin \left(\frac{\pi z_w}{h} \right) \right] \quad \text{Ecuación 62}$$

$$\bar{k} = \sqrt[3]{k_x k_y k_v} \quad \text{Ecuación 63}$$

Donde Z_w es la distancia del pozo a la mitad del yacimiento.

XXV. Shedid A Elgaghah, Samuel O Osisanya y Djebbar Tiab³¹, desarrollaron una correlación que asume que el flujo no es el mismo al comienzo de la sección horizontal que al final de esta. Por lo tanto el área de drenaje es dividida en tres partes.

- a) Un rectángulo a lo largo de la longitud de la sección (L) de ancho $2r$ con la sección horizontal en el centro.
- b) Un semicírculo de radio r en la punta de la sección
- c) Un pequeño rectángulo de longitud $r \cdot L/C$ y ancho $2r$ en la inclinación del brazo.

También asume que el flujo es estable, flujo monofásico, yacimiento isotrópico y un fluido ideal con la viscosidad y la compresibilidad constantes.

³¹ ESPINOZA DAVID. Soporte técnico para la construcción y facilidades de producción de la localización pucv-23 campo Socororo, distrito San Tomé, Estado Anzoátegui. Universidad Central de Venezuela, 2005

$$q_o = \frac{0.007078kh(P_e - P_{wf})/(\mu_o\beta_o)}{\left[\left(\frac{\ln(h/2r_w)}{L/h}\right) + \left(0.25 + \frac{C}{L}\right)\left(\frac{1}{r_w} - \frac{2}{h}\right)\right]} \quad \text{Ecuación 64}$$

Donde: C = 470-0.20L, en pozo con una longitud mayor a los 1000 pies, mientras que para pozos menores de los 1000 pies el valor que más se aproxima es 270. L es la Longitud efectiva horizontal (pies). Kh es la Permeabilidad horizontal (mD). β_o es el Factor volumétrico del petróleo (BY/BN). μ_o es la Viscosidad del petróleo (cp). r_w es el Radio interno de la tubería de producción. h es el espesor del yacimiento (pies).

XXVI. Retnanto & Economides³² en 1998, propusieron una para pozos horizontales de dos fases:

$$q_o = q_{o,max} \left[1.0 - 0.25 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}} \right) - 0.85 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}} \right)^n \right] \quad \text{Ecuación 65}$$

$$n = \left[-0.27 + 1.46 \left(\frac{\bar{P}}{P_b} \right) - 0.96 \left(\frac{\bar{P}}{P_b} \right)^2 \right] (4 + 1.66x^{-3}P_b) \quad \text{Ecuación 66}$$

XXVII. Borisove³³ en 1999, propuso una correlación para calcular el IPR para flujo en estado estable en un pozo multilateral:

$$q_o = \frac{0.007078kh(P_e - P_{wf})/(\mu_o\beta_o)}{\ln\left(\frac{F r_e}{L}\right) + \frac{h}{nL} \ln\left(\frac{h}{2\pi r_w}\right)} \quad \text{Ecuación 67}$$

Para laterales apilados:

$$q_o = \frac{0.007078kh(P_e - P_{wf})/(\mu_o\beta_o)}{\ln\left(\frac{F r_e}{L}\right) + \frac{h}{Lmn} \ln\left(\frac{h}{2\pi m r_w}\right)} \quad \text{Ecuación 68}$$

³² HABI JABBARI Y MICHAEL J. ECONOMIDES. A new approach to ipr curves of horizontal wells in two-phase reservoirs. A new approach to ipr curves of horizontal wells in two-phase reservoirs. SPE, 2008.

³³ SUK KYOON CHOI. LIANG-BIAO OUYANG Y WANN.SHENG (BILL) HUANG. A comprehensive comparative study on analytical pi/ipr correlations. SPE, 2008

Donde F es 4, 2, 1.86, 1.78 para n = 1, 2, 3, 4, respectivamente, n es el número de radios (laterales), y m es el número de niveles en los que se perfora.

XXVIII. Del Castillo y Yanil et al³⁴. en 2003, desarrollaron un polinomio de segundo grado con un coeficiente (V), el cual es el parámetro IPR que está en función de la presión y la saturación.

$$q_o = q_{o,max} \left[1.0 - V \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}} \right) - (1 - V) \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}} \right)^2 \right]^n \quad \text{Ecuación 69}$$

$$V = \frac{1}{\left(1 + \frac{d}{e} P_r \right)} \quad \text{Ecuación 70}$$

XXIX. García & Pinto³⁵ en el 2007, diseñaron Una nueva correlación semejante a la ecuación Vogel, el cálculo de la variable parabólica 'V' (originalmente es 0.2) como una función de estos parámetros.

$$q_o = q_{o,max} \left[1.0 - V \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - (1 - V) \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right] \quad \text{Ecuación 71}$$

$$V = a e^{c*WC} \quad \text{Ecuación 72}$$

Dónde WC es el corte de agua (fracción), a y c son los coeficientes en función de la gravedad API (adimensional), los cuales se calculan mediante las siguientes ecuaciones.

$$a = 0.0146 API^2 - 0.4948 API + 4.5237 \quad \text{Ecuación 73}$$

$$c = -0.0226 API^2 + 0.7624 API - 5.7916 \quad \text{Ecuación 74}$$

³⁴MOHAMED ELIAS, AHMED EL-BANBI, K.A. FATTAH, AND EL-SAYED AHMED MOHAMED EL-TAYEB. New inflow performance relationship for solution-gas drive oil reservoirs. Cairo University. SPE, 2009

^{35,31} S. GASBARRI, V. MARTINEZ, J.A. GARCIA, R. PINTO, L. GARCIA, y C.J. GIL. Inflow performance relationships for heavy oil. Universidad Central de Venezuela. SPE, 2009

XXX. García y Martínez³⁶ en el 2008, desarrollaron una correlación en función la variable V, la cual se encuentra en función de la °API, el ángulo de desviación y el nivel de agotamiento.

$$V = -a \alpha^2 + b \alpha + c + m \left(\frac{P_f}{P_i} - 1 \right) \quad \text{Ecuación 75}$$

Donde el parámetro Pf/Pi representa el nivel de agotamiento, los parámetros a, b, c y m dependen solamente de la gravedad API y pueden ser calculados con las siguientes ecuaciones:

$$a = -7.3098x10^{-0.7} API^2 + 1.6245x10^{-0.5} API + 8.1176x10^{-0.5} \quad \text{Ecuación 76}$$

$$b = 4.7882x10^{-0.5} API^2 - 1.3969x10^{-0.3} API + 1.9645x10^{-0.2} \quad \text{Ecuación 77}$$

$$c = -1.1312x10^{-0.2} API^2 + 2.2739x10^{-0.2} API + 4.3943x10^{-0.1} \quad \text{Ecuación 78}$$

$$m = -8.9726x10^{-0.3} API - 1.6429x10^{-0.1} \quad \text{Ecuación 79}$$

Donde, α es el ángulo de desviación.

1.3 SISTEMAS NATURALMENTE FRACTURADOS³⁷

Un yacimiento naturalmente fracturado es un yacimiento que contiene las fracturas creadas por la madre naturaleza. Estas fracturas naturales pueden tener un efecto positivo o negativo en el flujo de fluidos. Abrir fracturas parcialmente mineralizadas puede tener, por ejemplo, un efecto positivo sobre el flujo de aceite, pero un efecto negativo sobre el flujo de agua o de gas debido a los efectos de canalización. Las fracturas naturales totalmente mineralizadas pueden crear barreras de permeabilidad para todo tipo de flujo. Esto a su vez podría generar pequeños

³⁷ AGUILERA Roberto. Naturally fractured reservoirs. Second Edition. 1995

compartimentos dentro del yacimiento que pueden conducir a recuperaciones no rentables o marginales.

1.3.1 CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO

El desarrollo de depósitos con fracturas naturales ha dado lugar a numerosas pérdidas económicas. Altas tasas de petróleo iniciales han llevado a ingenieros en muchos casos a sobreestimar la producción de pozos. Los ingenieros de yacimientos suelen hacer dos supuestos fundamentales: (1) las fracturas tienen una capacidad de almacenamiento insignificante y son sólo canales de alta permeabilidad que permiten a los fluidos fluir; y (2) la matriz tiene una importante capacidad de almacenamiento, pero una permeabilidad muy pequeña.

La primera suposición ha llevado a muchos fracasos en el desarrollo de yacimientos naturalmente fracturados. De hecho, muchos depósitos que producen a altas velocidades iniciales disminuyen drásticamente después de un corto período de tiempo. Esto ocurre debido a que el petróleo producido ha sido almacenado en el sistema de fracturas. Por consiguiente, es importante estimar el petróleo en sitio con una precisión razonable dentro del sistema de fracturas.

El segundo supuesto se debe considerar cuidadosamente. Si la permeabilidad de la matriz es muy baja, entonces el petróleo sale de la matriz hacia las fracturas, esto podría ser muy lento y sólo el petróleo originalmente dentro de las fracturas se produce en un lapso de tiempo razonable. Si la matriz tiene una permeabilidad razonable, entonces la capacidad de almacenamiento de la matriz se vuelve de suma importancia.

Otros parámetros que juegan un papel importante en qué tan rápido el petróleo se mueve a partir de la matriz en las fracturas incluyen la porosidad de la matriz, la

compresibilidad total de la matriz, el espaciamiento de la fractura o la distancia entre las fracturas, y la viscosidad del aceite. Debido a su baja viscosidad, el movimiento del gas a partir de la matriz en las fracturas es más rápido que el movimiento del petróleo.

1.3.2 MORFOLOGÍA DE LA FRACTURA

Se refiere a la forma de las fracturas naturales incluyendo abiertas, deformadas, llenas de minerales y fracturas vuggy (Nelson, 1985).

- Fracturas abiertas: Estas están no cementadas y no contienen ningún tipo de mineralización secundaria. El ancho de fractura es muy pequeño, probablemente el tamaño de un poro, pero aumenta la permeabilidad significativamente paralela a la fractura. Por otro lado, tiene un efecto despreciable sobre la permeabilidad perpendicular a la fractura. La porosidad de las fracturas abiertas es muy pequeña.
- Fracturas deformadas: Se incluyen en esta categoría las fracturas gouge-filled y fracturas slickenside. La gouge es proporcionada por el material final de la abrasión, resultante de la molturación o deslizamiento. Esto reduce drásticamente la permeabilidad. Un slickenside es el resultado del rozamiento deslizante a lo largo de un plano de una fractura o falla. Esto genera una superficie pulida o estriada que podría aumentar la permeabilidad paralela a la fractura, pero reducir drásticamente la permeabilidad perpendicular a la fractura. Slickenside son por lo tanto una gran causa de una fuerte anisotropía.
- Fracturas parcialmente mineralizadas: Estas fracturas son cementadas por mineralización secundaria. Usualmente los materiales de relleno incluyen el

cuarzo y calcita. Estos tipos de fracturas pueden ser formidables barreras de permeabilidad. Por otro lado, la mineralización parcial secundaria podría tener efectos positivos sobre las recuperaciones de hidrocarburos, ya que podría actuar como un "agente natural apuntalante de sostén" que elimina o reduce el cierre de la fractura hasta que el yacimiento se deplete.

- **Fracturas vugulares:** Estas pueden proporcionar porosidades y permeabilidades significativas. Debido a la forma redonda de las cavidades de este tipo de fracturas, probablemente no se encuentran cerca hasta que el yacimiento es depletado. Este tipo de fracturas son el resultado de la filtración de aguas ácidas a través de fracturas que pueden conducir al desarrollo de los yacimientos muy productivos.

1.3.3 PERMEABILIDAD

La permeabilidad es una propiedad del medio poroso y es una medida de la capacidad del medio para transmitir fluidos. Los yacimientos pueden tener una permeabilidad primaria y secundaria. La permeabilidad primaria también se conoce como permeabilidad de la matriz por los ingenieros de yacimientos. La permeabilidad secundaria está dada por las fracturas.

- **PERMEABILIDAD DE LA MATRIZ**

La permeabilidad de la matriz puede ser evaluada con el uso de la ley de Darcy, que es aplicada bajo las siguientes condiciones: (1) Flujo en estado estacionario, (2) flujo horizontal y lineal, (3) flujo laminar, (4) condiciones isotérmicas, (5) viscosidad constante, y (6) espacio poroso 100% saturado con fluido que fluye.

Para el caso de flujo de fluido lineal e incompresible, la permeabilidad puede ser calculada con la ecuación:

$$k = v \frac{\mu L}{\Delta p} = \frac{q \mu L}{A \Delta p} \quad \text{Ecuación 80}$$

Donde:

q = Tasa de flujo cm^3/seg

A = Área cm^2

- **PERMEABILIDAD DE LA FRACTURA**

La presencia de fracturas no cementados y abiertas aumenta en gran medida la permeabilidad de una roca. Es posible estimar la permeabilidad de la fractura y las tasas de flujo a través de las fracturas abiertas. Supongamos que una fractura con una anchura igual a w_o , una longitud de l , y una extensión lateral de la fractura igual a h . Para este sistema, el área de la sección transversal abierta al flujo es igual a wh . La fuerza impulsora en la fractura es el diferencial de presión ($P_1 - P_2$) que actúa sobre el área de wh . A continuación, se muestra la ecuación para obtener la permeabilidad a la fractura:

$$K_f = 54 * 10^6 w_o \text{ darcys} \quad \text{Ecuación 81}$$

Donde,

w_o = Ancho de la fractura, pulgadas.

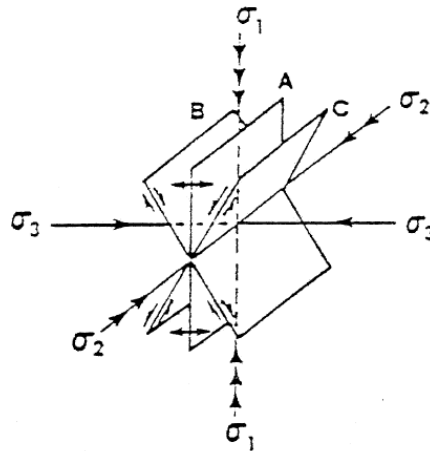
1.3.4 CLASIFICACIÓN DE LAS FRACTURAS

Desde un punto de vista experimental las fracturas pueden clasificarse como de cizallamiento, de extensión y fracturas de tensión (Stearns and Friedman 1972, Nelson, 1985):

- **Fracturas de cizallamiento:** Son el resultado de las tensiones que tienden a deslizar una parte de la roca más allá de la parte adyacente, es decir, que

implican movimiento paralelo con el plano de fractura. Planos B y C de la figura 6 representan las fracturas de cizalla.

Figura 6. Representación de fracturas de cizalla.



Fuente: Naturally fractured reservoirs. Second Edition. Dr. Roberto Aguilera. 1995.

- Fracturas de extensión: Aquellas en la cual las dos paredes de la matriz se alejan la una de la otra. El plano A en la Figura 4 representa una fractura de extensión. Es paralela al plano que contiene la principal más grande (σ_1) y los ejes principales de tensión intermedios (σ_2) y perpendicular al último eje de tensión principal (σ_3).
- Fracturas de tensión: Son similares a las fracturas de extensión debido a que en ambos casos las paredes se desplazan perpendicularmente y lejos del plano de fractura. Sin embargo, las fracturas de extensión se forman con un componente de compresión mínimo positivo de la tensión principal frente a fracturas de tensión que se forman con un componente de la tensión principal mínima extensible negativa.

Desde un punto de vista geológico las fracturas naturales se pueden clasificar de la siguiente manera (Stearns, 1972; Nelson, 1985):

- Fracturas tectónicas
- Fracturas regionales Fracturas contraccionales
- Fracturas relacionadas con la superficie

1.3.5 MODELO DE FLUJO EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

El estudio y definición de los procesos de flujo que tienen lugar en los yacimientos naturalmente fracturados es un gran desafío, ya que el modelamiento de la interacción que tiene lugar entre los fluidos y los dos subsistemas que los componen no es una labor sencilla.

La interacción compleja de los mecanismos que hacen posible la transferencia de masa entre la matriz y las fracturas dificulta el desarrollo de un modelo matemático simple que se ajuste a la realidad del fenómeno de flujo.

El modelo tradicional para describir el comportamiento de los yacimientos naturalmente fracturados, fue desarrollado en 1960 por Barenblatt (Aguilera, 1980), se denominó “Modelo de Doble Porosidad” y puede ser resumido de la siguiente manera:

- Existen dos regiones dentro del yacimiento, cada una con diferente porosidad y permeabilidad.
- Una de las regiones está constituida por las fracturas, las cuales presentan una alta conductividad, siendo las responsables del transporte de los fluidos desde el yacimiento hacia el pozo.
- La otra región se halla conformada por la matriz; ésta tiene baja conductividad y se encarga de alimentar con fluido a las fracturas, actuando como una fuente o almacén, de fluidos uniformemente distribuida.

La transferencia de fluidos entre los bloques de matriz y de fracturas se encuentra gobernada por una función de transferencia, la cual controla la interacción entre los bloques de matriz y las fracturas.

La mayoría de formulaciones del modelo de doble porosidad difieren principalmente en la manera que la función de transferencia es definida (Sarma, 2003).

Warren and Root (1963), desarrollaron la ecuación de difusión para los yacimientos naturalmente fracturados, considerando un modelo físico de doble porosidad, como el descrito por Barenblatt.

El modelo de Warren and Root (1963), establece que las fracturas constituyen una red de canales de flujo paralelo al eje principal de permeabilidad; por su parte el subsistema de matriz se encuentra constituido por bloques homogéneos e isotrópicos. El trabajo de Warren and Root (1963) constituyó la primera solución completa de línea fuente para la ecuación de difusión aplicada a yacimientos de doble porosidad. Desde ese momento, y teniendo en cuenta las múltiples fallas que presentaban los modelos, se han reformulado sus principios teóricos para tratar de establecer un modelo que refleje la realidad del proceso de flujo que sucede en los yacimiento naturalmente fracturado.

El modelo de Warren and Root, aplica solo para flujo monofásico a través de yacimientos naturalmente fracturados, es por esto que autores posteriores (Kazemi et. al., 1976) desarrollaron la extensión de tal modelo para flujo multifásico.

1.3.6 MODELO FUNDAMENTAL (GENLIANG GUO Y R.D EVANS)

- I. Genliang Guo y R.D Evans³⁸ en 1993, propusieron el siguiente modelo:
- Tipo de pozo: Horizontal
 - Yacimiento: Naturalmente fracturado (yacimientos de una sola fase)
 - Antes de saber las ecuaciones respectivas de este artículo se deben tener en cuenta algunas suposiciones tales como:
 - Fracturas naturales son escasamente uniformemente dispersas a lo largo del yacimiento. Es decir, la separación de la fractura es grande, y no están interconectados.
 - Matriz de la roca es homogéneo e isotrópico.
 - Una fractura no tiene un efecto significativo sobre el flujo global a menos que se cruce con pozo.
 - El flujo de fluidos a través de fracturas naturales se puede modelar como flujo laminar en placas paralelas suaves. Flujo de fluidos de fracturas a pozos obedece la ley de Darcy.
 - Fracturas naturales son paralelas entre sí y verticalmente penetran el espesor del yacimiento entero. Existe solamente un sistema de fractura normal.
 - Permeabilidad y porosidad de las fracturas naturales son constantes.

Una penetración total

$$q = \frac{2\pi kh(\bar{P}-P_{wf})}{\mu B} \left\{ \frac{2bC_1}{h \ln\left(\frac{4ah}{\gamma C_{A1} r_w^2}\right)} + \frac{NC_2}{\frac{1}{3} \operatorname{arccosh}\left[\frac{\cosh\left(\frac{\pi b}{2aN}\right)}{\sin\left(\frac{\pi L_f}{2a}\right)}\right] + \frac{kh}{2k_f C} \ln\left(\frac{4hL_f}{\gamma C_{A1} r_w^2}\right)} \right\} \quad \text{Ecuación 82}$$

Donde,

$$C_1 = \frac{1}{1+\varepsilon} \quad \text{Ecuación 83}$$

³⁸ GENLIANG GUO Y R.D EVANS. Inflow performance of a horizontal well intersecting natural fractures. SPE, 1993

$$C_2 = \frac{\varepsilon}{1+\varepsilon} \quad \text{Ecuación 84}$$

$$\varepsilon = \frac{NhL_f}{\pi r_w L} \quad \text{Ecuación 85}$$

Una penetración incompleta:

$$q = \frac{2\pi kh(\bar{P}-P_{wf})}{\mu B} \left\{ \frac{C_1}{\frac{1}{3}\text{arccosh}\left[\frac{\cosh\left(\frac{\pi a}{2b}\right)}{\sin\left(\frac{\pi L}{2a}\right)}\right] + \frac{h}{L}\ln\left(\frac{h}{2\pi r_w}\right)} + \frac{2C_2}{\left[\ln\left(\frac{r'_e}{r_w}\right) - A' + S_{CA} + S\right] + \frac{kh}{2k_f C} \ln\left(\frac{4hL_f}{\gamma C_{A1} r_w^2}\right)} + \frac{(N-2)C_2}{\frac{1}{3}\text{arccosh}\left[\frac{\cosh\left(\frac{\pi L}{2aN}\right)}{\sin\left(\frac{\pi L_f}{2a}\right)}\right] + \frac{kh}{2k_f C} \ln\left(\frac{4hL_f}{\gamma C_{A2} r_w^2}\right)} \right\}$$

Ecuación 86

$$r'_e = \sqrt{\frac{a}{2L} \left[b - \frac{(N-2)L}{N} \right]} \quad \text{Ecuación 87}$$

$$S_{CA} = \ln \sqrt{\frac{\pi}{30.8828 C_{A1}}} \quad \text{Ecuación 88}$$

$$S = -\ln \left(\frac{L_f}{4r_w} \right) \quad \text{Ecuación 89}$$

$$A' = 0.738 \quad \text{Ecuación 90}$$

N es el numero de fracturas intersectadas por un pozo horizontal

1.3.7 MODELOS DESARROLLADOS HISTÓRICAMENTE PARA YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Existen muchos yacimientos naturalmente fracturados en el mundo, pero pocos han sido desarrollados de manera óptima. De hecho, es difícil caracterizar los yacimientos naturalmente fracturados y predecir su producción de petróleo, al igual que la determinación de los métodos de operación de producción apropiados. A continuación se presentan diversos modelos que permiten determinar la producción de estos yacimientos:

II. FUAD QASEM³⁹, Comportamiento de afluencia de los yacimientos naturalmente fracturados.

³⁹ Huerta Solano Ana Estala. Avances en la evaluación del comportamiento de curvas de afluencia. Universidad Nacional Autónoma de México, 2009.

El comportamiento de afluencia de los yacimientos naturalmente fracturados difiere del comportamiento manifestado por yacimientos homogéneos, de acuerdo a las características propias del sistema matriz-fractura. Algunas de las diferencias entre los yacimientos naturalmente fracturados y los homogéneos son los aspectos geológicos-petrofísicos, los de producción y los económicos; la complejidad de estos yacimientos se debe principalmente a la presencia de canales de disolución; o bien, de capas estratificadas de alta permeabilidad que se asemejan en comportamiento al sistema de fracturas, etc. En un yacimiento naturalmente fracturado típico, el espacio poroso de la matriz almacena la mayoría de los fluidos del yacimiento, normalmente con baja permeabilidad contrastando con las fracturas que poseen una baja capacidad de almacenamiento para alta permeabilidad.

Una característica muy importante de este tipo de yacimientos respecto a la producción de hidrocarburos, es que su comportamiento difiere substancialmente de un pozo a otro dentro de un mismo campo, encontrándose pozos con altos índices de productividad y otros con índices muy bajos. Por otra parte, otros, en un principio de la explotación producen altos gastos, los cuales declinan rápidamente al igual que su presión, mostrando un incremento temprano en su relación gas-aceite. Existe un solo método para determinar el comportamiento de afluencia para yacimientos naturalmente fracturados, el de Fuad Qasem.

Fuad Qasem (1996) propone una expresión, la cual fue el resultado de una investigación que desarrolló por medio de un simulador de doble porosidad y doble permeabilidad, con el cual generaba curvas de IPR para yacimientos naturalmente fracturados, producidos por empuje de gas en solución. En la expresión propuesta tomó en cuenta términos que

caracterizan el sistema de fracturas, como el coeficiente de almacenamiento del sistema de fracturas (ω), el parámetro de flujo interporoso (λ) y la relación $\frac{P_{ws}}{P_b}$, la expresión es:

$$\frac{q_o}{q_o \text{ máx}} = 1 - \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right)^B \quad \text{Ecuación 91}$$

Considerando los siguientes rangos para ω y λ , B se determinará con la siguiente ecuación:

$$2x10^{-4} \geq \lambda \geq 2x10^{-8}, \quad 1x10^{-1} \geq \omega \geq 1x10^{-3}$$

$$B = 1.28(-\log(\omega))^{0.105}(-\log(\lambda))^{0.0355} \left(\frac{P_{ws}}{P_b}\right)^{-0.111} \quad \text{Ecuación 92}$$

Con los siguientes rangos para ω y λ , el valor de B se obtiene así:

$$2x10^{-8} \geq \lambda \geq 2x10^{-9}, \quad 1x10^{-1} \geq \omega \geq 1x10^{-3}$$

$$B = 21.56(-\log(\omega))^{0.105}(-\log(\lambda))^{-1.383} \left(\frac{P_{ws}}{P_b}\right)^{-0.131} \quad \text{Ecuación 93}$$

El valor de B se encuentra en el rango de 1.15-1.73.

La correlación establecida por Fuad Qasem se aplica estrictamente a condiciones de flujo pseudo-estacionario. Cabe mencionar que otro parámetro importante para el análisis de la sensibilidad de las curvas de IPR, es la gravedad específica del aceite ($^{\circ}\text{API}$).

III. B. Guo, D.S Schecheter⁴⁰ en 1997, propuso el siguiente modelo:

- Tipo de pozo: Verticales y horizontales
- Yacimientos: Naturalmente fracturados

⁴⁰ B. GUO, D.S SCHECHETER. A simple and rigorous IPR equation for vertical and horizontal wells intersecting long fractures. SPE, 1997

- IPR desarrollado: Modelo matemático:
Tasa de producción Q de un pozo interceptado por un número de fracturas N está dado por (en unidades de campo):

$$Q = \frac{0.00508Nk_m h (1 - e^{-\sqrt{c}x_f})}{B_o \mu (z_e \sqrt{c} + s)} (P_e - P_w) \quad \text{Ecuación 94}$$

Donde k_m es la permeabilidad de la matriz, h es la altura de la fractura (asumiendo ser igual al espesor neto), x_f es la longitud media de la fractura, p_e es la presión a la distancia de drenaje (z_e), p_w es la presión de flujo en el fondo, B_o y μ , s es el factor de daño de la matriz de la roca, y c es definido como el grupo de variables:

$$c = \frac{2k_m}{z_e w k_f} \quad \text{Ecuación 95}$$

La última es una ecuación para estimar la producción de un pozo fracturado sobre un pozo no fracturado. Guo and Schechter mostraron una comparación con el modelo de McGuire- Sikora (Ec 6), da más alto j/j_o valores en regiones de bajas fracturas conductivas y menor j/j_o valores en regiones de altas fracturas conductivas.

IV. B. Guo, y D.S. Schechter⁴¹ en 1997, propusieron el siguiente modelo:

- Tipo de pozos: Horizontales y verticales
- Tipo de yacimiento: Naturalmente e hidráulicamente fracturados (Centralizándonos en fracturados)
- Modelo de producción:

Una característica importante del nuevo modelo es que permite el acoplamiento riguroso de flujo en la matriz y el flujo en la fractura. Una

⁴¹ B. GUO, Y D.S. SCHECHTER. A simple and rigorous mathematical model for estimating inflow performance of wells intersecting long fractures. SPE, 1997

distribución de presión única en la fractura fue utilizada sistemáticamente para el flujo en la matriz y para el flujo en la fractura. Otra característica del nuevo modelo es su simplicidad para uso fácil porque las ecuaciones del modelo toman formas muy simples.

$$Q = \frac{0.00254k_m h (1 - e^{-\sqrt{c}x_f})}{B_o \mu (z_e \sqrt{c} + S)} (P_e - P_w) \quad \text{Ecuación 96}$$

Donde,

$$c = \frac{2k_m}{z_e w k_f} \quad \text{Ecuación 97}$$

V. D. Yang, L. Fan, Q. Zhang, y Feng⁴² en 1999, propusieron el siguiente modelo:

- Tipo de pozo: Verticales y horizontales
- Yacimientos naturalmente fracturados
- IPR desarrollado:

$$Q_v = \frac{2\pi k_f [1 - e^{-\alpha(P_e - P_{wf})}]}{\beta_o \mu_o \left[\frac{r_e}{r_w} - 0.75 + S \right]} \quad \text{Ecuación 98}$$

$$Q_h = \frac{2\pi k_f h_o [1 - e^{-\alpha(P_e - P_{wf})}]}{\beta_o \mu_o \alpha \left[\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} + \frac{h_o}{L} \ln \frac{h_o}{2\pi r_w} \right]} \quad \text{Ecuación 99}$$

Donde,

$$a = \frac{L}{2} \left[\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \frac{1}{(L/2r_e)^2}} \right]^{1/2} \quad \text{Ecuación 100}$$

VI. D. Yang, Q. Zhang, y Y. Gu en 2001, propusieron el siguiente modelo:

- Tipo de pozo: Verticales y horizontales
- Yacimientos: Naturalmente fracturados

⁴² D. YANG, L. FAN, Q. ZHANG, Y FENG. Determination of production operation methods in a naturally fractured reservoir. SPE, 1999

- IPR desarrollado: El IPR es la primera cuestión que debe abordarse antes de ser los modelos de operaciones de producción adecuados elegidos. Sobre la base de la prueba de producción datos obtenidos de tres yacimientos naturalmente fracturados, se utilizan las siguientes ecuaciones generales en este estudio para evaluar el desempeño de la afluencia de pozos verticales y horizontales, respectivamente:

$$Q_v = \frac{1.728\pi k_f h_o [1 - e^{-\alpha(P_e - P_{wf})}]}{\beta_o \mu_o \alpha \ln\left(\frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + s\right)} \quad \text{Ecuación 101}$$

Y,

$$Q_h = \frac{1.728k_f h_o [1 - e^{-\alpha(P_e - P_{wf})}]}{\beta_o \mu_o \left[\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} + \frac{h_o}{L} \ln \frac{h_o}{2\pi r_w} \right]} \quad \text{Ecuación 102}$$

Donde,

$$a = \frac{L}{2} \left[\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2r_e}{L}\right)^4} \right]^{1/2} \quad \text{Ecuación 103}$$

VII. J. I Rueda, Zakharov, y J. Mach⁴³ en 2005, propusieron el siguiente modelo:

- Tipo de yamiento: Fracturados
- IPR desarrollado: Dos correlaciones para construir las curvas IPR o predecir el comportamiento de producción por debajo de la Pb para pozos fracturados (Modelo comercial de aceite negro):

Las correlaciones que modelan las diversas corridas de simulación son las siguientes:

$$q_o = q_b + \frac{J_D P_r}{1.31} \left[1 - 0.65 \frac{P_{wf}}{P_b} - 0.35 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad \text{Ecuación 104}$$

⁴³ J. I RUEDA, ZAKHAROV, Y J. MACH. Investigating applicability of Vogel's IPR for fractured wells. SPE, 2005

$$\frac{q_{o,no\ skin}-q_b}{q_{o,max}-q_b} = 1.285 + 0.0347 \log(C_{fd}) \quad \text{Ecuación 105}$$

VIII. Jahanbani, y S.R. Shadizadeh en 2009, propusieron el siguiente modelo:

- Tipo de yacimiento: Se enfoca en uno de los casos para yacimientos naturalmente fracturados.
- Extensión del enfoque propuesto para pozos de petróleo en yacimientos fracturados:

IPR TRANSIENTE

$$q_o = \frac{0.0061 k_f h (p_i - p_{wf})}{\left[\log \left(\frac{k_f h t}{r_w^2 (s_f + s_m f(t, \tau))} * \left(\frac{k_{rf.o}}{\mu_o} \right) p_{avr} \right) - 3.23 + 0.87 s \right]} * \left(\frac{k_{rf.o}}{\mu_o \beta_o} \right) p_{avr} \quad \text{Ecuación 106}$$

IPR ESTADO PSEUDO ESTABLE (PSS)

$$q_o = \frac{0.00708 k_f h (p_r - p_{wf})}{\left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + s - 0.75 \right]} * \left(\frac{k_{rf.o}}{\mu_o \beta_o} \right) p_{avr} \quad \text{Ecuación 107}$$

IX. Mohammad Sadegui, Seyed Reza Shadizadeh, y Mohammad Ali Ahmadi en 2013, propusieron el siguiente modelo:

- Tipo de pozo: Vertical
- Fracturamiento Natural
- Desarrollo del IPR:

A través de esta investigación, la ecuación general de flujo de fluidos a través de medios porosos para por debajo del punto de burbuja es arreglada bajo la condición de presión basados en promedio de presión. Luego, con ayuda de laboratorio y pruebas de pozo, los parámetros requeridos relativos y presión media son averiguados y sustituidos en la ecuación arreglada. En el siguiente paso, la condición de transición o pseudo-estado estacionario (P.S.S.) para el fluido está marcado con un

punto de prueba para los pozos interesados que reveló que satisface la condición de fluido pseudo-estado estacionario (P.S.S.). Por otra parte, la relación de rendimiento de afluencia (IPR) se dibuja para diferentes re mientras que por medio de puntos de prueba (test points) implementado el valor correcto de que satisface re se pudo determinar la condición de transición:

$$q_o = \frac{0.00615k_f h(p_i - p_w)}{\left(\frac{\log \frac{k_f h t}{r_w^2 (s_f + s_w f(t, \tau)) \left(\frac{k_{rf.o}}{\mu_o} \right) p_{avr}}}{\right)} - 3.23 + 0.87s \left(\frac{k_{rf.o}}{\mu_o \beta_o} \right) p_{avr} \quad \text{Ecuación 108}$$

Como se mencionó anteriormente en este artículo, se demuestran los métodos que calculan la presión media, porque después de desarrollar la teoría de Dietz, algunos de los enfoques de la tabla Dietz son aplicados para estimar la presión promedio del yacimiento con correlación o cálculos. Pero en esta investigación se hicieron enormes esfuerzos para poner un nuevo enfoque basado en derechos de propiedad intelectual y así pruebas para estimar bien el área de drenaje y factor de forma relacionada con la incertidumbre baja y alta precisión.

Esta sección presenta el mejor enfoque para identificar ambos factores de forma y área de drenaje que cumplan todas las complejidades de yacimientos naturalmente fracturados y factor de forma, mientras que implementamos el nuevo enfoque por medio de la relación de rendimiento de afluencia (IPR) y testificación para P.S.S condición como la siguiente expresión:

$$q_o = \frac{0.00708k_f h(p_r - p_{wf})}{\left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + s - 0.75 \right]} * \left(\frac{k_{rf.o}}{\mu_o \beta_o} \right) p_{av} \quad \text{Ecuación 109}$$

1.4 SISTEMAS HIDRÁULICAMENTE FRACTURADOS

1.4.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES

El fracturamiento hidráulico de un pozo consiste en aplicar presión a una formación, hasta que se produce en ésta una falla o fractura. Éste es un avance tecnológico comprobado que permite aumentar la tasa de producción de hidrocarburos e incrementar de manera segura la recuperación de aceite y gas natural de las formaciones de baja permeabilidad. Esta técnica se utiliza para aumentar la conductividad del aceite o del gas y para reducir o eliminar el efecto de daño en los pozos. Además es utilizada para controlar la producción de arena en formaciones poco consolidadas y para disminuir la velocidad de deposición de materiales que dañan la formación (asfáltenos, parafinas y arcillas migratorias). Las aplicaciones del fracturamiento hidráulico permiten estimular la producción en pozos maduros de tipo convencional y formaciones no convencionales. La idea principal del fracturamiento hidráulico es crear una trayectoria de flujo altamente conductora que se extienda mucho más allá de cualquier zona de daño alrededor del pozo y que permita drenar el líquido de las partes intactas del yacimiento.

Una fractura hidráulica es formada a partir del bombeo en grandes cantidades de un fluido de fracturamiento en el pozo a una velocidad suficientemente alta para que la presión de inyección dentro del pozo, supere la presión de fractura de la formación rocosa. Una vez producida la rotura, se continúa aplicando presión para extenderla más allá del punto de falla y crear un canal de flujo de gran tamaño que conecte las fracturas naturales y produzca una gran área de drenaje de fluidos del yacimiento. El efecto de incremento de drenaje de fluidos decrece rápidamente con el tiempo. Esto se debe a que la fisura se cierra y el pozo vuelve a sus condiciones casi originales. Para mantener estas fracturas abiertas después de la inyección, un agente apuntalante (agente de sostén sólido, generalmente

arena tamizada o partículas cerámicas) se añade al fluido de fractura⁴⁴. Éste actúa como sostén de las paredes abiertas de la fractura. Los granos de arena actúan como columnas, evitando el cierre de la fisura, pero permitiendo el paso de los fluidos de la formación.

Durante la operación, el bombeo de fluido se realiza de forma secuencial, primero se bombea un precolchón de salmuera o gelatina lineal, con el objeto de obtener parámetros y poder optimizar el diseño propuesto. Posteriormente se bombea un colchón de gelatina como fluido, el cual produce la fractura y abre la roca lo suficiente como para que pueda ingresar el agente de sostén; luego, se realiza el bombeo de tratamiento, que es un fluido cargado con arena, el cual apuntala la fractura y la mantiene abierta⁴⁵.

La química de los fluidos de fractura depende de las propiedades de la formación. Los fluidos a base de agua (a veces referido como slickwater), son los más ampliamente utilizados (especialmente en formaciones de Lutitas) a causa de su bajo coste, alto rendimiento y facilidad de manejo. En los fluidos de fractura base agua, el agua y propante constituyen el 99,5% de la fase líquida del fluido, el restante 0,4% contiene dos aditivos primarios: Un reductor de fricción, que espesa el líquido, un bactericida, para matar las bacterias y también contiene una porción de 0,1% de un elemento micro emulsionante, este aditivo se asegura del recubrimiento de la formación y la recuperación eficaz del fluido de fractura⁴⁶.

Algunos fluidos también pueden incluir nitrógeno y dióxido de carbono para ayudar a la formación de espuma. Fluidos de fracturamiento base aceite, encuentran uso en formaciones portadoras de hidrocarburos susceptibles a daños por agua, pero son caros y difíciles de usar. Fluidos de base acida, utilizan ácido clorhídrico para

⁴⁴ NIND T.E.W. Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros. Ontario, Canadá: Trent University, 1987.

⁴⁵ Guía de diseño para fracturamientos hidráulicos. Pemex UPM, 2008

⁴⁶ M. SOLIMAN. Fracturing horizontal wells in gas reservoirs. Halliburton Energy Services. SPE, November 1999.

disolver la matriz mineral de formaciones de carbonato (piedra caliza y dolomita) para mejorar la porosidad de la formación, generalmente en la etapa inicial de fracturamiento se puede utilizar ácido clorhídrico (HCl) para la limpieza del daño hecho en el pozo durante la perforación y cementación.

1.4.2 MODELOS DESARROLLADOS HISTÓRICAMENTE PARA YACIMIENTOS HIDRAULICAMENTE FRACTURADOS

- I. Hai Zui Meng, Eduardo Antonio Proano, Ismail M. Buhidma, y Joe M. Mach⁴⁷ en 1982, propusieron el siguiente modelo:
 - Tipo de pozo: Pozos Con fracturas verticales de conductividad finita.
 - Tipo de yacimiento: Hidráulicamente fracturado
 - Tipo de flujo: Flujo Transiente
 - IPR desarrollado: Realización de un modelo semi-analítico para simular la dimensión de la caída de presión en el pozo y la dimensión de la caída de presión a través de la fractura Vs. La dimensión de tiempo a una tasa constante de la producción de pozos interceptados por una fractura de conductividad finita vertical.

Los objetivos de este trabajo incluyen:

- La utilización de un tipo de curvas para predecir el comportamiento transiente del yacimiento (Curvas IPR) bajo diferentes características de fractura.
- La sensibilidad del rendimiento de la capacidad de la tubería (tubing) bajo diferentes condiciones.

⁴⁷ HAI ZUI MENG, EDUARDO ANTONIO PROANO, ISMAIL M. BUHIDMA, Y JOE M. MACH. PRODUCTION SYSTEMS ANALYSIS OF VERTICALLY FRACTURED WELLS. SPE, 1982

- Combinando el rendimiento de la capacidad de la tubería con el rendimiento del yacimiento para predecir la tasa de producción vs. Relación de longitud media de la fractura.

II. James L. Hunt⁴⁸ en 1988, propuso el siguiente modelo:

- Tipo de pozo: Pozos con fracturas verticales.
- Tipo de yacimiento: Fracturado hidráulicamente (Solo aceite- flujo en una sola fase)
- Estado: No estacionario
- IPR desarrollado: El modelo para pozos fracturados usado en este trabajo fue presentado por Soliman. El modelo consiste de un pozo interceptado por una fractura de conductividad finita vertical produciendo una presión a flujo constante bajo condiciones de estado no estacionario.

Esta fractura se extiende a una distancia igual a ambos lados del pozo y penetra completamente la formación en altura. El pozo está localizado en un yacimiento limitado que consiste en un área de drenaje cuadrado con límites de no flujo.

Adicionalmente se asume que:

- Formación homogénea e isotrópica
- Efectos gravitacionales nulos
- Fluido en una sola fase y compresible
- Flujo de fluidos en la fractura y la formación es descrito por la ley de Darcy.

⁴⁸ JAMES L. HUNT. Production-systems analysis for fractured wells. SPE, 1988

III. Hemanta Mukherjee y Michael J. Economides⁴⁹ en 1991, estudiaron la productividad de pozos horizontales hidráulicamente fracturados, y para desarrollar su modelo IPR para la predicción de la productividad de este tipo de pozos, fundamentaron su análisis en las siguientes suposiciones:

- Flujo lineal desde el yacimiento hacia las fracturas
- Flujo radial desde las fracturas hacia la cara del pozo
- La parte restante del pozo, cañoneada o no, se supone que contribuye con un flujo despreciable. En otras palabras, este modelo fue desarrollado para pozos completados en formaciones apretadas (de baja permeabilidad), los cuales, si no se les realizara un tratamiento de fracturamiento, prácticamente no tendrían producción. Es decir, se considera que los fluidos solo entran al pozo a través de las fracturas.

Esta analogía puede ser utilizada cuando enormes fracturas naturales en una formación apretada intersecan el pozo, n puede calcularse suponiendo fracturas verticales de conductividad infinita. Para un completamiento a hueco abierto, la productividad del pozo horizontal se representa como:

$$q_o = \frac{2\pi k_H h}{\beta_o \mu_o \left[\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} + \frac{L a n i h}{L} \ln \left(\frac{L a n i h}{2 r_w} \right) \right]} \quad \text{Ecuación 110}$$

Si se requieren n fracturas hidráulicas ortogonales de longitud de ala de fractura X_f para igualar la producción a hueco abierto, entonces cada fractura debe producir con una tasa q_{fH} , donde:

$$\frac{q}{\Delta p} = \frac{n q_{fH}}{\Delta p} \quad \text{Ecuación 111}$$

⁴⁹ HEMANTA MUKHERJEE Y MICHAEL J. ECONOMIDES. A parametric comparison of horizontal and vertical well performance. SPE, 1991

Suponiendo que la distancia entre dos fracturas es $2x$, y que solo flujo lineal se presenta desde la formación hacia las fracturas, entonces:

$$q_{fH} = \frac{0.00127(2K_H)(2x_f h)(P_e - P_{wf})}{\mu B Z_e} \quad \text{Ecuación 112}$$

La Ecuación anterior es el Modelo IPR presentado por Mukherjee y Economides en el año 1991. La inexactitud de esta ecuación que proporciona una variación lineal con x_f , se origina por la condición de que sólo el flujo lineal se produce de la formación productora a la(s) fractura (s).

IV. M.J. Hrachovy⁵⁰ en 1993, propuso el siguiente modelo:

- Tipo de pozo: Pozos con fracturas verticales.
- Yacimientos: Fracturados hidráulicamente
- Tipo de empuje: Gas en solución
- IPR desarrollado: La ecuación mostrada es la base de este paper. Este estudio usa simulación de yacimientos y las técnicas adecuadas para calcular de forma correcta los tres términos de dicha ecuación.

$$\frac{q_o^{FE>1}}{q_{o,max1}} = FE^{0.4} \left(1 - \left(\frac{P_{wf}}{\bar{p}_r} \right)^2 \right) \quad \text{Ecuación 113}$$

V. Hujun Li⁵¹ en 1996, propuso un modelo matemático desarrollado para pozos horizontales con diferentes configuraciones de terminación de pozo bajo la condición de flujo en estado estable. El modelo matemático se desarrolla a partir de dos modelos físicos simplificados y suposiciones:

⁵⁰ M.J. HRACHOVY. Predicting the production performance of hydraulically fractured oil wells. SPE, 1993

⁵¹ HUIJUN LI. A new method to predict performance of fractured horizontal wells. SPE, 1996

a. Modelo de productividad para un pozo horizontal con n fracturas verticales:

Si un pozo horizontal es fracturado hidráulicamente con fracturas verticales, toda el área de flujo puede ser dividida en regiones de flujo a lo largo del pozo horizontal.

Este modelo asume dos trayectorias de flujo de aceite:

1. Flujo lineal desde el límite de drenaje de la formación hacia las fracturas
2. Flujo lineal desde las fracturas hacia el pozo horizontal

Para calcular la tasa de flujo total, es necesario calcular la tasa de flujo de aceite en cada región de flujo y luego sumar todas las tasa de flujo de aceite presentes en el área de flujo total.

Si un pozo horizontal tiene n fracturas verticales la tasa de flujo total de un pozo en m³/d es:

$$Q = \sum_{i=1}^n Q_1 \quad \text{Ecuación 114}$$

Dónde:

Q = tasa de producción total de un pozo horizontal (m³/d)

Q₁ = tasa de flujo en un pozo horizontal desde la región de flujo (m³/d)

$$Q = 170.54 \frac{\Delta P}{A} \quad \text{Ecuación 115}$$

b. Modelo de productividad para un pozo horizontal con n fracturas verticales y parcialmente perforado:

Igual que en el modelo anterior, toda el área de flujo se divide en regiones a lo largo del pozo horizontal, teniendo cada región, una fractura en su centro. Si un pozo horizontal es fracturado, con n fracturas verticales y luego es parcialmente reperforado, el modelo asume que el aceite fluye desde la formación hacia la cara del pozo horizontal de dos maneras:

1. El aceite fluye desde la formación hacia las fracturas y luego fluye desde las fracturas hacia el pozo horizontal.
2. El aceite fluye hacia el pozo horizontal directamente desde la formación.

El modelo propuesto por Hujun Li supone también, la resistencia al flujo causada por el flujo de aceite en la fractura (R_1), la resistencia al flujo causada por el flujo de aceite a través de la región abierta de la formación alrededor del pozo es R_2 y la resistencia al flujo causada por el flujo de aceite en la puntas de las fracturas desde los límites de drenaje es R_3 , luego:

$$R_1 = \frac{\mu_o}{2} \left[\frac{1}{khx_f \left(\frac{1}{L_{f1}} + \frac{1}{L_{f2}} \right)} + \frac{1}{k_f w} \left(\frac{x_f}{h} - \frac{1}{2} + \frac{1}{\pi} \ln \left(\frac{h}{2r_w} \right) \right) \right] \quad \text{Ecuación 116}$$

$$R_2 = \frac{\mu_o}{2} \frac{1}{KL_D(L_{f1}+L_{f2})} + \left(\frac{x_f}{h} - \frac{1}{2} + \frac{1}{\pi} \ln \left(\frac{h}{2r_w} \right) \right) \quad \text{Ecuación 117}$$

$$R_3 = \frac{\mu_o}{2} \frac{L^* - x_f}{Kh(L_{f1}+L_{f2})} \quad \text{Ecuación 118}$$

En la ecuación de R_2 , LD es el grado de apertura de un pozo horizontal, el cual se define como la relación de la longitud perforada del pozo horizontal y la longitud total del pozo horizontal. La tasa de aceite que fluye hacia el

pozo horizontal desde una región de flujo puede luego ser derivada de la ecuación de R_1 a través de la ecuación de R_2 :

$$Q_1 = \frac{170.54\Delta P}{\mu_o B_o \left(\frac{1}{a+b} + d \right)} \quad \text{Ecuación 119}$$

Donde:

$$a = \frac{1}{khx_f \left(\frac{1}{L_{f1}} + \frac{1}{L_{f2}} \right)} + \frac{c}{k_f w} \quad \text{Ecuación 120}$$

$$b = \frac{KL_D(L_{f1} + L_{f2})}{c} \quad \text{Ecuación 121}$$

$$c = \frac{x_f}{h} - \frac{1}{2} + \frac{1}{\pi} \ln \left(\frac{h}{2r_w} \right) \quad \text{Ecuación 122}$$

$$d = \frac{L^* - x_f}{Kh(L_{f1} + L_{f2})} \quad \text{Ecuación 123}$$

VI. J. Guo, F. Zeng, J. Zhao, y Y. Xu⁵² en 2006, propusieron el siguiente modelo:

- Tipo de pozos: Horizontales
- Tipo de yacimiento: Fracturados hidráulicamente
- Ecuación de producción:

Un pozo horizontal puede aumentar enormemente el área de contacto del agujero del pozo y la zona neta, por lo que es un medio importante para explotar el depósito de aceite de baja permeabilidad y para mejorar la producción y la recuperación definitiva. A veces debido a la baja permeabilidad, la resistencia de la filtración es grande, baja conectividad en el depósito de baja permeabilidad, la producción del pozo horizontal es

⁵² J. GUO, F. ZENG, J. ZHAO, Y Y. XU. A new model to predict fractured horizontal well production. SPE, 2006

todavía baja. Por lo tanto, es necesario fracturar el pozo horizontal para mejorar la producción.

$$Q = \sum_{i=1}^N q_{fi} \quad \text{Ecuación 124}$$

Análisis de factores que afectan la producción:

- ✓ Número de fracturas
- ✓ Largo de la fractura
- ✓ Permeabilidad de la fractura
- ✓ Azimuth ángulo
- ✓ Distancia de la fractura

VII. Guo & Yu⁵³ en el 2009, propusieron un modelo que acopla el flujo radial y flujo lineal en el yacimiento, flujo radial y flujo lineal en la fractura. Una sección del yacimiento es drenada por un pozo horizontal con múltiples fracturas, la sección del yacimiento puede ser dividida en dos secciones:

1. La región interna es la región fracturada.
2. La región externa es la región no fracturada.

Para simplificaciones matemáticas en yacimientos de baja permeabilidad el modelo asume lo siguiente:

- Flujo radial desde los límites de drenaje hasta la región fracturada (flujo radial en el yacimiento).
- Flujo lineal desde la formación (región fracturada) hacia las caras de las fracturas (Flujo lineal en el yacimiento).

⁵³ GUO & YU. A simple analytical model for predicting productivity of multifractures horizontal wells. SPE, 2009

- Flujo lineal desde las regiones de la fractura lejanas a la cara del pozo hasta la región de la fractura cercana a la cara del pozo (Flujo lineal en la fractura)
- Flujo radial desde la región de la fractura cercana a la cara del pozo hasta el pozo horizontal (flujo radial en la fractura).

Considerando flujo radial en estado pseudo-estable en la región exterior del yacimiento. La tasa total de aceite puede ser descrita mediante:

$$q = \frac{7.08 \times 10^{-3} k_H h (\bar{P} - P_L)}{\mu B \left(\frac{1}{2} \ln \frac{4A}{\gamma C_A r_L^2} \right)} \quad \text{Ecuación 125}$$

$$r_L = \sqrt{\frac{4n\bar{Z}_e\bar{X}_f}{\pi}} \quad \text{Ecuación 126}$$

VIII. Yuan & Zhou⁵⁴ en 2010, desarrollan un modelo para flujo monofásico en condiciones de estado estable, aplicable a pozos horizontales con fracturas y pozos horizontales sin fracturas.

En donde el flujo para un pozo horizontal fracturado consta de dos partes: uno es el flujo desde las fracturas al pozo y el otro es el flujo desde la matriz del yacimiento como indica el siguiente modelo:

$$q = q_m + \sum_{i=1}^n q_f \quad \text{Ecuación 127}$$

⁵⁴ GUO & YU. A simple analytical model for predicting productivity of multifractures horizontal wells. SPE, 2009

Tabla 4. Recopilación de los modelos desarrollados para estudiar el comportamiento de la producción de yacimientos naturalmente fracturados.

	AUTOR (ES), AÑO DE PUBLICACIÓN	Genliang Guo y R.D Evans, 1993
Modelo 1	MODELO	$q = \frac{2\pi kh(\bar{P} - P_{wf})}{\mu B} \left\{ \begin{aligned} & \frac{C_1}{\frac{1}{3} \operatorname{arccosh} \left[\frac{\cosh \left(\frac{\pi a}{2b} \right)}{\sin \left(\frac{\pi L}{2b} \right)} \right] + \frac{h}{L} \ln \left(\frac{h}{2\pi r_w} \right)} \right. \\ & + \frac{2C_2}{\left[\ln \left(\frac{r'_e}{r_w} \right) - A' + S_{CA} + S \right] + \frac{kh}{2k_f C} \ln \left(\frac{4hL_f}{\sqrt{C_{A2}} r_w^2} \right)} \\ & \left. + \frac{(N-2)C_2}{\frac{1}{3} \operatorname{arccosh} \left[\frac{\cosh \left(\frac{\pi L}{2aN} \right)}{\sin \left(\frac{\pi L_f}{2a} \right)} \right] + \frac{kh}{2k_f C} \ln \left(\frac{4hL_f}{\sqrt{C_{A2}} r_w^2} \right)} \right\}$
	VARIABLES	<p> a: ancho del yacimiento, ft A': constante B: Factor volumétrico de formación, rb/STB C: apertura de la fractura, ft C_1, C_2: Funciones de carga C_{A2}: factor de forma correspondiente a la ubicación del pozo horizontal en la fractura vertical h: espesor yacimiento, ft L: longitud del pozo horizontal N: Número de fracturas intercectadas por el pozo horizontal K: permeabilidad de la matriz de la roca, md k_f: permeabilidad de la fractura, md \bar{P}: Presión promedio, psi P_{wf}: Presión de fondo fluyendo, psi r_w: radio pozo, ft S: factor de daño </p>

		S_{CA} : actor de forma, depende del pseudo-daño γ : 1.781, constante exponencial de Euler μ_o : Viscosidad del aceite, cp
	CONDICIONES DE APLICACIÓN	Penetración incompleta de la fractura en un pozo horizontal, yacimiento Naturalmente fracturado de una sola fase, Las fracturas naturales son escasamente uniformemente dispersas a lo largo del yacimiento, la matriz de la roca es homogénea e isotrópica.
Modelo 2	AUTOR (ES), AÑO DE PUBLICACIÓN	Genliang Guo y R.D Evans, 1993
	MODELO	$q = \frac{2\pi kh(\bar{P} - P_{wf})}{\mu B} \left\{ \frac{2bC_1}{\ln\left(\frac{4ah}{\gamma C_{A1} r_w^2}\right)} + \frac{NC_2}{\frac{1}{3} \operatorname{arccosh}\left[\frac{\cosh\left(\frac{\pi b}{2aN}\right)}{\sin\left(\frac{\pi L_f}{2a}\right)}\right] + \frac{kh}{2k_f C} \ln\left(\frac{4hL_f}{\gamma C_{A1} r_w^2}\right)} \right\}$
	VARIABLES	<p>a: Ancho del yacimiento, ft b: Longitud del yacimiento, paralela al pozo horizontal, ft C_1, C_2: Funciones de las características de la fractura y de la configuración geométrica del yacimiento, adimensionales C_{A1}: Factor de forma correspondiente a la locación del pozo horizontal en el plano vertical, adimensional h: espesor del yacimiento k_f: Permeabilidad de fractura, md L_f: Longitud de la fractura, ft N: Número de fracturas interceptadas por un pozo horizontal, adimensional γ: Constante exponencial de Euler, adimensiona</p>
	CONDICIONES DE APLICACIÓN	Penetración total en un pozo horizontal. Yacimiento naturalmente fracturado en estado pseudo-estable

Modelo 3	AUTOR (ES), AÑO DE PUBLICACIÓN	Genliang Guo y R.D Evans, 1993
	MODELO	$q = \frac{2\pi kh(\bar{P} - P_{wf})}{\mu B} \left\{ \begin{aligned} & \frac{C_1}{\frac{1}{3} \operatorname{arccosh} \left[\frac{\cosh\left(\frac{\pi a}{2b}\right)}{\sin\left(\frac{\pi L}{2b}\right)} \right] + \frac{h}{L} \ln\left(\frac{h}{2\pi r_w}\right)} \right. \\ & + \frac{2C_2}{\left[\ln\left(\frac{r'_e}{r_w}\right) - A' + S_{CA} + S \right] + \frac{kh}{2k_f C} \ln\left(\frac{4hL_f}{\gamma C_{A1} r_w^2}\right)} \\ & \left. + \frac{(N-2)C_2}{\frac{1}{3} \operatorname{arccosh} \left[\frac{\cosh\left(\frac{\pi L}{2aN}\right)}{\sin\left(\frac{\pi L_f}{2a}\right)} \right] + \frac{kh}{2k_f C} \ln\left(\frac{4hL_f}{\gamma C_{A2} r_w^2}\right)} \right\}$
	VARIABLES	<p>γ: Constante exponencial de Euler, adimensional a: Ancho del yacimiento, ft A': 0.738 b: Longitud del yacimiento, paralela al pozo horizontal, ft C: Apertura de la fractura, ft C_1, C_2: Funciones de las características de la fractura y de la configuración geométrica del yacimiento, adimensionales C_{A1}: Factor de forma correspondiente a la locación del pozo horizontal en el plano vertical, adimensional h: espesor del yacimiento k_f: Permeabilidad de fractura, md L: longitud horizontal del pozo, ft L_f: Longitud de la fractura, ft N: Número de fracturas interceptadas por un pozo horizontal, adimensional S_{CA}: Factor de forma dependiente del pseudo-daño r'_e: Radio de drenaje para un pozo horizontal, ft</p>
CONDICIONES DE APLICACIÓN	Penetración incompleta en un pozo horizontal. Yacimiento naturalmente fracturado en estado pseudo-estable	

Modelo 4	AUTOR (ES), AÑO DE PUBLICACIÓN	Fuad Qasem, 1996
	MODELO	$\frac{q_o}{q_o \text{ máx}} = 1 - \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right)^B$
	VARIABLES	<p>ω: Coeficiente de almacenamiento del sistemas de fracturas, adimensional λ: Parámetro de flujo interporoso B: Coeficiente P_{wf}: Presión de fondo fluyendo, Psia P_{ws}: Presión estática, Psia q_o: Caudal de aceite, bbl/día $q_o \text{ máx}$: Caudal máximo de aceite, bbl/día</p>
	CONDICIONES DE APLICACIÓN	Yacimientos naturalmente fracturados, producidos por empuje por gas en solución
Modelo 5	AUTOR (ES), AÑO DE PUBLICACIÓN	B. Guo, D.S Schechter, 1997
	MODELO	$Q = \frac{0.00508Nk_m h \left(1 - e^{-\sqrt{C}x_f}\right)}{B_o \mu (z_e \sqrt{C} + S)} (P_e - P_w)$
	VARIABLES	<p>B_o: Factor volumétrico de formación, rb/STB C: Parámetro, ft⁻² k_m: Permeabilidad de matriz, md N: Número de fracturas interconectadas en el yacimiento P_e: Presión de yacimiento, psia P_w: Presión de fondo fluyendo, X_f: Longitud del extremo de la fractura, ft z_e: Distancia entre la cara de la fractura y el límite de drenaje, ft W: ancho de la fractura, ft μ: Viscosidad del aceite, cp</p>
	CONDICIONES DE APLICACIÓN	Pozo vertical. Yacimientos naturalmente fracturados

Modelo 6	AUTOR (ES), AÑO DE PUBLICACIÓN	B. Guo, y D.S. Schechter, 1997
	MODELO	$Q = \frac{0.00254k_m h (1 - e^{-\sqrt{cx_f}})}{B_o \mu (z_e \sqrt{c} + S)} (P_e - P_w)$
	VARIABLES	<p>B_o: Factor volumétrico de formación, rb/STB C: Parámetro, ft² k_m: Permeabilidad de matriz, md P_e: Presión de yacimiento, psia P_w: Presión de fondo fluyendo, X_f: Longitud del extremo de la fractura, ft z_e: Distancia entre la cara de la fractura y el límite de drenaje, ft μ: Viscosidad del aceite, cp</p>
	CONDICIONES DE APLICACIÓN	Pozos horizontales y verticales. Yacimientos naturalmente fracturados
Modelo 7	AUTOR (ES), AÑO DE PUBLICACIÓN	D. Yang, L. Fan, Q. Zhang, y Feng, 1999
	MODELO	$Q_v = \frac{2\pi k_f [1 - e^{-\alpha(P_e - P_{wf})}]}{\beta_o \mu_o \left[\frac{r_e}{r_w} - 0.75 + S \right]}$ $Q_h = \frac{2\pi k_f h_o [1 - e^{-\alpha(P_e - P_{wf})}]}{\beta_o \mu_o \alpha \left[\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} + \frac{h_o}{L} \ln \frac{h_o}{2\pi r_w} \right]}$
	VARIABLES	<p>α: factor que depende de a forma geométrica de la fractura y la resistencia inercial del flujo a: mitad de la abscisa mayor de la elipse, m h_o: Espesor zona productora, m k_f: Permeabilidad de la fractura, μm^2 L: Longitud del pozo horizontal, m P_e: Presión en el límite del yacimiento, MPa P_{wf}: Presión de fondo fluyendo, MPa</p>
	CONDICIONES DE APLICACIÓN	Pozos verticales y horizontales. Yacimientos naturalmente fracturados

Modelo 8	AUTOR (ES), AÑO DE PUBLICACIÓN	D. Yang, Q. Zhang, y Y.Gu, 2001
	MODELO	$Q_v = \frac{1.728\pi k_f h_o [1 - e^{-\alpha(P_e - P_{wf})}]}{\beta_o \mu_o \alpha \ln\left(\frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + s\right)}$ $Q_h = \frac{1.728\pi k_f h_o [1 - e^{-\alpha(P_e - P_{wf})}]}{\beta_o \mu_o \alpha \left[\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} + \frac{h_o}{L} \ln \frac{h_o}{2\pi r_w} \right]}$
	VARIABLES	<p>α: factor que depende de la forma geométrica de la fractura y la resistencia inercial del flujo</p> <p>a: mitad de la abscisa mayor de la elipse, m</p> <p>h_o: Espesor zona productora, m</p> <p>k_f: Permeabilidad de la fractura, μm^2</p> <p>L: Longitud del pozo horizontal, m</p> <p>P_e: Presión en el límite del yacimiento, MPa</p> <p>P_{wf}: Presión de fondo fluyendo, MPa</p> <p>Q_v, Q_h: Producción yacimiento vertical y horizontal respectivamente, $\text{m}^3/\text{día}$</p>
	CONDICIONES DE APLICACIÓN	Pozos verticales y horizontales. Yacimientos naturalmente fracturados
Modelo 9	AUTOR (ES), AÑO DE PUBLICACIÓN	J. I Rueda, Zakharov, y J. Mach, 2005
	MODELO	$q_o = q_b + \frac{J_D P_r}{1.31} \left[1 - 0.65 \frac{P_{wf}}{P_b} - 0.35 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]$ $\frac{q_{o, no\ skin} - q_b}{q_{o, max} - q_b} = 1.285 + 0.0347 \log(C_{fd})$

	VARIABLES	C_{fd} : Conductividad de la fractura, adimensional J_D : índice de productividad P_b : Presión de burbuja, Bar P_r : Presión promedio del yacimiento, Bar P_{wf} : Presión de fondo fluyendo, Bar q_o : Caudal de aceite, $\text{sm}^3/\text{día}$ q_b : Caudal de aceite a $P_{wf}=P_b$, $\text{sm}^3/\text{día}$ $q_{o,no\ skin}$: Caudal de aceite sin efecto multifásico, $\text{sm}^3/\text{día}$
	CONDICIONES DE APLICACIÓN	Yacimientos fracturados
	AUTOR (ES), AÑO DE PUBLICACIÓN	A. Jahanbani, y S.R. Shadizadeh, 2009
Modelo 10	MODELO	<p style="text-align: center;"><u>IPR TRANSIENTE</u></p> $q_o = \frac{0.0061k_f h(p_i - p_{wf})}{\left[\log \left(\frac{k_f h t}{r_w^2 (s_f + s_{mf}(t, \tau))} * \left(\frac{k_{rf.o}}{\mu_o} \right) p_{avr} \right) - 3.23 + 0.87s \right]} * \left(\frac{k_{rf.o}}{\mu_o \beta_o} \right) p_{avr}$ <p style="text-align: center;"><u>IPR ESTADO PSEUDO ESTABLE (PSS)</u></p> $q_o = \frac{0.00708k_f h(p_r - p_{wf})}{\left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + s - 0.75 \right]} * \left(\frac{k_{rf.o}}{\mu_o \beta_o} \right) p_{avr}$
	VARIABLES	k_f : Permeabilidad efectiva en la fractura, md $k_{rf.o}$: Permeabilidad relativa del aceite en la fractura p_i : Presión inicial del yacimiento, psia p_r : Presión promedio del yacimiento, psia p_{wf} : Presión de fondo fluyendo, psia S: Factor de daño s_f : fractura de almacenamiento, ft/psia

		s_m : Matriz de almacenamiento, ft/psia t: tiempo, horas
	CONDICIONES DE APLICACIÓN	Yacimiento naturalmente fracturados
Modelo 11	AUTOR (ES), AÑO DE PUBLICACIÓN	Mohammad Sadegui, Seyed Reza Shadizadeh, y Mohammad Ali Ahmadi, 2013
	MODELO	$q_o = \frac{0.00708 k_f h (p_r - p_{wf})}{\left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + s - 0.75 \right]} * \left(\frac{k_{rf.o}}{\mu_o \beta_o} \right) p_{av}$
	VARIABLES	k_f : Permeabilidad efectiva en la fractura, md $k_{rf.o}$: Permeabilidad relativa del aceite en la fractura, md p_r : Presión promedio del yacimiento, psia p_{wf} : Presión de fondo fluyendo, psia q_o : caudal de aceite, STB/D S: Factor de daño
	CONDICIONES DE APLICACIÓN	Pozos verticales, yacimientos naturalmente fracturados

Fuente: Autores

2. DISEÑO DEL ANÁLISIS ESTADÍSTICO Y EXPERIMENTAL

2.1 DISEÑO DE EXPERIMENTOS⁵⁵

Investigadores de prácticamente todos los campos de estudio llevan a cabo experimentos, por lo general para descubrir algo acerca de un proceso o sistema particular. En un sentido literal, un experimento es una prueba. En una perspectiva más formal, un experimento puede definirse como una prueba o serie de pruebas en las que se hacen cambios deliberados en las variables de entrada de un proceso o sistema para observar e identificar las razones de los cambios que pudieran observarse en la respuesta de salida.

Para aplicar el enfoque estadístico en el diseño y análisis de un experimento, es necesario que todos los que participan en el mismo tengan desde el principio una idea clara de qué es exactamente lo que va a estudiarse, cómo van a colectarse los datos, al menos una comprensión cualitativa de la forma en que van a analizarse los datos. A continuación se presenta cada uno de los pasos claves en un diseño de experimentos:

- ✓ Identificación y enunciación del problema.
- ✓ Elección de los factores, los niveles y los rangos.
- ✓ Selección de la variable de respuesta.
- ✓ Elección del diseño experimental.
- ✓ Realización del experimento.
- ✓ Análisis estadístico de los datos.
- ✓ Conclusiones y recomendaciones.

⁵⁵ DOUGLAS. MONTGOMERY. Diseño y análisis de experimentos, Segunda edición, 2004.

Todos los datos son creados de manera diferente. A menudo un pequeño estudio bien planeado ofrece más información que uno grande erróneamente diseñado. En el presente trabajo se utilizará la herramienta STATGRAPHICS Centurion XV para el análisis de diseño de experimentos y la estadística que se aplicará, todo evidenciado en el capítulo 3.

2.2 ESTADÍSTICA DESCRIPTIVA E INFERENCIAL⁵⁶

La estadística descriptiva se refiere a la recolección, presentación, descripción, análisis e interpretación de una colección de datos, esencialmente consiste en resumir éstos con uno o dos elementos de información (medidas descriptivas) que caracterizan la totalidad de los mismos. Muchas veces se dispone de una cantidad muy grande de datos que para poder analizarlos se hace necesario organizarlos. Tal análisis puede consistir donde se agrupan la mayor cantidad de los datos o como varían para poder detectar cualquier tendencia.

Mientras que la estadística inferencial se refiere al proceso de lograr generalizaciones acerca de las propiedades de la población, partiendo de las muestra. Para que estas generalizaciones sean válidas la muestra debe ser representativa de la población y la calidad de la información debe ser controlada. La estadística inferencial es el conjunto de técnicas que se utiliza para obtener conclusiones que sobrepasan los límites del conocimiento aportado por los datos. La estadística que se va a emplear en este proyecto es la descriptiva. Los conceptos más empleados en este tipo de estadística son:

⁵⁶ JAY. L DEVORE. Probabilidad y estadística para ingeniería y ciencias. Madrid. Thomsom – Paraninfo. S.A. 2002

2.1.1 MEDIDAS DE TENDENCIA CENTRAL

Al tener un conjunto de datos es posible describirlos de dos maneras: la primera como se hizo en la explicación anterior de estadística descriptiva, por medio de una distribución de frecuencias, un histograma, un polígono de frecuencias, entre otros.

La segunda forma, como se explicará a continuación, es describirlos mediante un único valor que sea representativo de todos los datos. A este valor se le conoce como medida de tendencia central. Se hace necesario saber que tan dispersos están todos los datos respecto a esta medida de tendencia central, y es por eso que además se estudian las medidas de dispersión.

- **Media Aritmética o promedio aritmético**

Si se suman cada uno de los valores de una variable x y se divide el resultado por el número de valores sumados, se obtiene la media aritmética o promedio. Cuando se trabaja con poblaciones se calcula la media poblacional y cuando se trabaja con muestras se calcula la media muestral. Se calcula mediante la ecuación:

$$\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^r x_i n_i}{n} \quad \text{Ecuación 128}$$

\bar{x} : Es la media poblacional

n : Es el número total de datos de la población.

x_i : Valor i de la población

- **Mediana**

La mediana es un valor que, previa ordenación, deja la mitad de las observaciones en la recta real a la izquierda y la otra mitad a la derecha. Es decir, el 50% de los

datos son menores o iguales que la mediana y le otro 50% mayores o iguales a ésta.

- **Moda**

La moda absoluta de una distribución es el valor que más veces se repite. Además de la moda absoluta, aquellos que tengan frecuencia mayor a la de los valores adyacentes serán modas relativas. Las modas se pueden obtener fácilmente cuando los datos vienen dados de forma puntual.

2.1.2 MEDIDAS DE DISPERSIÓN

La media, la mediana y la moda sólo localizan en centro de los datos, pero no dicen nada acerca de cómo están dispuestos respecto a la medida de tendencia central. No es significativo saber cuál es la medida de tendencia central de un conjunto de datos si no se sabe que tan apartados están los datos de esa medida. Es decir, tomar una decisión con solo saber una medida de tendencia central es arriesgado.

- **Amplitud o intervalo de variación**

Es la diferencia entre el valor más grande y el valor más pequeño de un conjunto de datos.

- **Varianza y desviación típica**

La varianza y su raíz cuadrada positiva, la desviación típica, son las más importantes medidas de dispersión, estando íntimamente ligadas a la media como medida de representación de ésta. La varianza viene dada por la expresión:

$$s^2 = \frac{\sum_{i=1}^r (x_i - \bar{x})^2 n_i}{n} \quad \text{Ecuación 129}$$

Y la desviación típica es, por tanto,

$$s = +\sqrt{s^2} \quad \text{Ecuación 130}$$

El dar dos expresiones para un mismo concepto se explica porque la varianza es un término de más fácil manejo, mientras que la desviación típica viene dada en la misma unidad que la variable. Tanto una como la otra son siempre positivas y valen cero sólo en el caso de que todos los valores coincidan con la media (representatividad absoluta de la media).

- **Curtosis:**

El coeficiente de curtosis analiza el grado de concentración que presentan los valores alrededor de la zona central de la distribución. Se definen 3 tipos de distribuciones según su grado de curtosis:

Distribución mesocúrtica: Presenta un grado de concentración medio alrededor de los valores centrales de la variable (el mismo que presenta una distribución normal).

Distribución leptocúrtica: Presenta un elevado grado de concentración alrededor de los valores centrales de la variable.

Distribución platicúrtica: Presenta un reducido grado de concentración alrededor de los valores centrales de la variable.

Figura 7. Tipos de distribuciones según el grado de curtosis



Fuente: I. Espejo Miranda, F. Fernández Palacín, M. A. López Sánchez, M. Muñoz Márquez, A. M. Rodríguez Chía, A. Sánchez Navas, C. Valero Franco. ESTADÍSTICA DESCRIPTIVA Y PROBABILIDAD, 3º Edición.

El coeficiente de curtosis viene definido por la siguiente fórmula:

$$g_2 = \frac{(\frac{1}{n}) * \sum (x_i - x_m)^4 * n_i}{((\frac{1}{n}) * \sum (x_i - x_m)^2 * n_i)^2} - 3 \quad \text{Ecuación 131}$$

Los resultados pueden ser los siguientes:

- $g_2 = 0$ (distribución mesocúrtica).
- $g_2 > 0$ (distribución leptocúrtica)
- $g_2 < 0$ (distribución platicúrtica)

- **Skewness (Coeficiente de simetría)**

Los coeficientes de simetría indicarán si la distribución es simétrica y, caso de no serlo, el tamaño y la tendencia de su asimetría. Para ello, se distinguen dos tipos distribuciones, las que tienen forma de campana y las que no la tienen, empleándose expresiones alternativas para su cálculo.

$$\frac{(x - \bar{x})^3}{N * \sigma^3} = \frac{(x - \bar{x})^3 / N}{\left(\sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (x - \bar{x})^2} \right)^3} \quad \text{Ecuación 132}$$

- **Intervalos de confianza**⁵⁷

Muchas veces es preferible proporcionar un intervalo dentro del cual cabría esperar que estaría incluido el valor del parámetro o los parámetros en cuestión. A las declaraciones de estos intervalos se les llama intervalos de confianza. Los intervalos de confianza ofrecen un límite en el error potencial al estimar la media y la desviación estándar de la población.

2.3 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE LOS MODELOS A EVALUAR

Los modelos seleccionados para ser sensibilizados en la fase 4, fueron escogidos debido a que cumplían los siguientes criterios:

1. La precisión durante el desarrollo del modelo y las consideraciones realizadas al elaborar éste.
2. La Influencia de las variables involucradas en cada modelo al momento de evaluar la producción de un pozo de petróleo.
3. La exactitud de los resultados obtenidos en la aplicación de los modelos, comparados con la simulación de casos reales.
4. Los modelos son el desarrollo y mejora de modelos anteriormente propuestos.
5. Aplicabilidad de los modelos para ser empleados al determinar la producción de un campo.
6. Capacidad de aplicación del modelo en diversos escenarios.

⁵⁷ DOUGLAS. MONTGOMERY. Diseño y análisis de experimentos, Segunda edición, 2004.

2.4 SELECCIÓN DE LOS MODELOS A EVALUAR Y DE LAS VARIABLES A ANALIZAR

Posteriormente de realizar un análisis detallado de todos los estudios relacionados con la productividad de pozos naturalmente fracturados, se consideró que los modelos que serán sensibilizados en la siguiente fase, son los siguientes:

1. Modelo de B. Guo, y D.S Schechter (1997)⁵⁸:

$$Q = \frac{0.00254k_m h (1 - e^{-\sqrt{c}x_f})}{B_o \mu (z_e \sqrt{c} + S)} (P_e - P_w) \quad \text{Ecuación 133}$$

Tabla 5. Variables a sensibilizar en el Modelo B. Guo, y D.S Schechter (1997)

Variables a sensibilizar	
W	Ancho de la fractura, in
k_f	Permeabilidad en la fractura, md
h_f	Altura de la fractura, ft

Fuente: Autores

2. Modelo de B. Guo, y D.S. Schechter (1997)⁵⁹:

$$Q = \frac{0.00508Nk_m h (1 - e^{-\sqrt{c}x_f})}{B_o \mu (z_e \sqrt{c} + S)} (P_e - P_w) \quad \text{Ecuación 134}$$

$$c = \frac{2k_m}{z_e w k_f}$$

⁵⁸ A SIMPLE AND RIGOROUS MATHEMATICAL MODEL FOR ESTIMATING INFLOW PERFORMANCE OF WELLS INTERSECTING LONG FRACTURES. B. Guo, y D.S. Schechter. Institute of Mining and Technology, April 1997.

⁵⁹ A SIMPLE AND RIGOROUS IPR EQUATION FOR VERTICAL AND HORIZONTAL WELLS INTERSECTING LONG FRACTURES. B. Guo, D. S. Schechter. SPE, June 1997.

Tabla 6. Variables a sensibilizar en el Modelo de B. Guo, y D.S. Schechter (1997)

Variables a sensibilizar	
H	Altura de la fractura
k_f	Permeabilidad de la fractura, md
N	Número de fracturas
W	Altura de la fractura, in

Fuente: Autores

3. Modelo de D. Yang, Q. Zhang, y Y.Gu (2001)⁶⁰:

$$Q_v = \frac{1.728\pi k_f h_o \left[1 - e^{-\alpha(P_e - P_{wf})}\right]}{\beta_o \mu_o \alpha \ln\left(\frac{r_e}{r_w} + s\right)} \quad \text{Ecuación 135}$$

$$Q_h = \frac{1.728\pi k_f h_o \left[1 - e^{-\alpha(P_e - P_{wf})}\right]}{\beta_o \mu_o \alpha \left[\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} + \frac{h_o}{L} \ln \frac{h_o}{2\pi r_w} \right]} \quad \text{Ecuación 136}$$

Tabla 7. Variables a sensibilizar en el modelo de D. Yang, Q. Zhang, y Y.Gu (2001)

Variables a sensibilizar	
α	Factor que depende de la forma geométrica de la fractura y la resistencia inercial del flujo
h_o	Espesor zona productora, m
k_f :	Permeabilidad de la fractura, μm^2
μ	Viscosidad del aceite, mPa*s

Fuente: Autores

4. Modelo de Jahanbani y S.R Shadizadeh (2009)⁶¹:

IPR ESTADO PSEUDO ESTABLE (PSS)

$$q_o = \frac{0.00708 k_f h (p_r - p_{wf})}{\left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + s - 0.75 \right]} * \left(\frac{k_{r.f.o}}{\mu_o \beta_o} \right) p_{avr} \quad \text{Ecuación 137}$$

⁶⁰ DETERMINATION OF PRODUCTION OPERATION METHODS IN NATURALLY FRACTURED RESERVOIRS. D. YANG, Q. ZHANG, Y. GU. PTRC, Institute of petroleum engineering, 2001.

⁶¹ DETERMINATION OF INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP (IPR) BY WELL TESTING. A. JAHANBANI, S. R. SHADIZADEH. Petroleum University of technology, 2009.

Tabla 8. Variables a sensibilizar en el modelo de Jahanbani y S.R Shadizadeh (2009)

Variables a sensibilizar	
h	Esesor zona productora, ft
k_{rfo}	Permeabilidad efectiva en la fractura, md
S	Factor de daño

Fuente: Autores

Las variables a sensibilizar en cada uno de los modelos fueron seleccionadas debido a la influencia que éstas tienen sobre el comportamiento en la producción de un pozo de petróleo.

2.5 ESCENARIOS PARA ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES

Un análisis de sensibilidad permite determinar cuál es el rango de variación de los parámetros del modelo de modo que la base óptima encontrada siga siendo óptima. Es el primer paso para reconocer la incertidumbre. A manera general en un análisis de sensibilidad nos interesa examinar cómo el cambio en una variable afecta un resultado. Esto permite identificar las variables más críticas o construir escenarios posibles que permitirán analizar el comportamiento de un resultado bajo diferentes supuestos.

Antes de realizar un análisis de sensibilidad a los modelos seleccionados, es necesario plantear escenarios de simulación para así poder evaluar dichos modelos y analizar el comportamiento de la producción de un pozo de petróleo.

MODELO: CASO BASE

Dimensiones del modelo

Se eligió un yacimiento naturalmente fracturado, arealmente elíptico, de 36km de largo y 7 km de ancho.

Propiedades del medio poroso, del fluido y condiciones operacionales

Se deben determinar las características del medio poroso y del fluido a analizar, éstas pueden ser observadas en la tabla 5.

Tabla 9. Propiedades del yacimiento y de las fracturas para el caso base

CASO BASE		
PROPIEDAD	VALOR	UNIDADES
Presión de burbuja, P_b	1800	Psia
Presión inicial de yacimiento, P_i	3400	Psia
Presión de yacimiento	2369.44	Psia
Presión de fondo fluyendo	1900	Psia
Radio del pozo	0.6	Ft
Radio de drenaje	700	Ft
Espesor zona productora	40	Ft
Porosidad	0.22	
Factor volumétrico de formación	1.11	bbI/STB
Viscosidad del aceite	0.87	Cp
Compresibilidad total	4.8×10^{-6}	psia ⁻¹
Permeabilidad, k	760	Md
Permeabilidad matriz, k_m	1.5	Md
Permeabilidad fractura, k_f	30	Darcys
	29,6	μm^2
Permeabilidad relativa del aceite en la fractura (k_{rfo})	0.7	Md
Factor daño	3	
Número de fracturas, N	12	
Longitud de la fractura	90	Ft
Ancho de la fractura, W	0.013	In
Longitud del pozo horizontal, L	800	Ft

Longitud media de la fractura, Xf	300	Ft
Distancia entre la cara de la fractura y el límite de drenaje, Ze	3	Ft
A	0,000001	

Fuente: Autores

Tabla 10. Variaciones de la saturación de aceite y de la permeabilidad con la presión

$P_{wf}(psia)$	$P_{av}(psia)$	S_o	K_{ro}
2369.44	2369.44	0.6828	1
2000	2185	0.656616	0.921585
1700	2035	0.633786	0.853215
1200	1785	0.591948	0.727922
1185	1777.5	0.590712	0.72422
1000	1685	0.573383	0.672326
700	1535	0.545147	0.587765
500	1435	0.530053	0.542564
250	1310	0.509735	0.481716
100	1235	0.496439	0.445
14.7	1192.35	0.490893	0.42529

Fuente: A. JAHANBANI, S. R. SHADIZADEH. Determination of inflow performance relationship (IPR) by well testing. Petroleum University of technology, 2009.

ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES

Modelo B. Guo, y D.S. Schechter 1 (1997)

Se realiza la sensibilidad al ancho de la fractura (W), a la permeabilidad en la fractura (k_f), y a la altura de la fractura (h_f). Las variaciones para los diferentes casos están dadas en la tabla 11.

Tabla 11. Variaciones para las variables a sensibilizar en el modelo de FB. Guo, y D. S. Schechter

Ancho de la fractura (W)	Caso base	0.013
	Caso 1	0.002
	Caso 2	0.004
	Caso 3	0.2
	Caso 4	0.25
Permeabilidad en la fractura (k_f)	Caso base	30000
	Caso 1	400
	Caso 2	2000

	Caso 3	70000
	Caso 4	120000
Altura de la fractura (h_f)	Caso base	40
	Caso 1	15
	Caso 2	25
	Caso 3	80
	Caso 4	120

Fuente: Autores

Modelo de B. Guo, y D.S. Schechter 2 (1997)

Se realiza la sensibilidad al Espesor de la zona productora (h), al número de fracturas (N), al ancho de la fractura (W) y a la viscosidad del aceite (μ). Las variaciones para los diferentes casos están dadas en la tabla 12.

Tabla 12. Variaciones para las variables a sensibilizar en el modelo de B. Guo, y D.S. Schechter 2

Altura de la fractura (h) [ft] (Asumir espesor zona productora)	Caso base	40
	Caso 1	15
	Caso 2	25
	Caso 3	80
	Caso 4	120
Número de fracturas (N)	Caso base	12
	Caso 1	5
	Caso 2	8
	Caso 3	14
	Caso 4	20
Ancho de la fractura (W)	Caso base	0.013
	Caso 1	0.002
	Caso 2	0.004
	Caso 3	0.2
	Caso 4	0.25
Permeabilidad de la fractura (Km) [md]	Caso base	30000
	Caso 1	400
	Caso 2	2000
	Caso 3	70000
	Caso 4	120000

Fuente: Autores

Modelos de D. Yang, Q. Zhang, y Y.Gu (2001)

Se realiza la sensibilidad al factor que depende de la forma geométrica de la fractura y la resistencia del flujo inercial de la formación (α), al espesor de la zona productora (h_o), a la Permeabilidad de la fractura (k_f), Viscosidad del aceite (μ). Las variaciones para los diferentes casos están dadas en la tabla 13.

Tabla 13. Variaciones para las variables a sensibilizar en el modelo de D. Yang, Q. Zhang, y Y.Gu

Factor que depende de la forma geométrica de la fractura y la resistencia del flujo inercial de la formación (α)	Caso base	1×10^{-6}
	Caso 1	2×10^{-7}
	Caso 2	6×10^{-7}
	Caso 3	15×10^{-7}
	Caso 4	20×10^{-7}
Espesor de la zona productora (h_o) [m]	Caso base	12.19
	Caso 1	4.572
	Caso 2	7.6
	Caso 3	24.38
	Caso 4	36.57
Permeabilidad de la fractura (k_f) [μm^2]	Caso base	29.6
	Caso 1	0.394
	Caso 2	1.9738
	Caso 3	69.08
	Caso 4	118.42
Viscosidad del aceite en superficie (μ) [cp]	Caso base	3
	Caso 1	2
	Caso 2	2.5
	Caso 3	3.5
	Caso 4	4

Fuente: Autores

Modelo de Jahanbani y S.R Shadizadeh (2009)

Se realiza la sensibilidad al espesor de la zona productora (h_o), a la Permeabilidad efectiva de la fractura (k_f), Factor de daño (S) y al almacenamiento

en la fractura (s_f). Las variaciones para los diferentes casos están dadas en la tabla 14.

Tabla 14. Variaciones para las variables a sensibilizar en el modelo de Jahanbani y S.R Shadizadeh

Espesor de la zona productora (h_o) [ft]	Caso base	40
	Caso 1	15
	Caso 2	25
	Caso 3	80
	Caso 4	120
Permeabilidad efectiva del aceite en la fractura (k_{rfo})	Caso base	0.7
	Caso 1	0.6
	Caso 2	0.5
	Caso 3	0.8
	Caso 4	0,9
Factor de daño (S)	Caso base	3
	Caso 1	-2
	Caso 2	-5
	Caso 3	5
	Caso 4	10

Fuente: Autores

2.6 CASOS DE APLICACIÓN PARA ANÁLISIS COMPARATIVO

Cada uno de los modelos seleccionados se aplicó en campo para optimizar la producción y comprobar qué tan eficiente son dichos modelos. Esto debe realizarse comparando los resultados obtenidos por el modelo y los resultados de datos reales de campo.

Junto con el presente trabajo, las autoras de éste desarrollaron una herramienta en Microsoft Excel llamada IPR EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS DE ACEITE, con la cual se realizó el análisis de sensibilidad a los modelos seleccionados y se validó dicha herramienta con casos reales de campo, tomados de la literatura, los cuales se denominaron casos de aplicación.

A continuación los casos de aplicación son mostrados detalladamente.

2.5.1 Caso 1 Yacimiento Parsi

Se encuentra localizado en la región de Dezful, ubicado al norte del campo Agha-Jari. Estructuralmente el yacimiento Parsi es un típico anticlinal simétrico de muchos yacimientos gigantes Iraníes, su área es de forma elíptica con 36 km de largo y 7 km de ancho. El pozo seleccionado para el análisis en este estudio es el pozo número 20, localizado en el flanco suroeste del yacimiento Parsi. El tipo de roca de esta formación es de carbonato fracturado, por lo tanto se trata de un yacimiento naturalmente fracturado. El pozo produjo diariamente 3500 STB/d. Las propiedades del yacimiento y de las fracturas se encuentran en la tabla 11, estos datos fueron reportados por Jahanbani y S.R Shadizadeh (2009).

Tabla 15. Propiedades de las fracturas y del pozo PARSI

PARSI		
PROPIEDAD	VALOR	UNIDADES
Capa inicial de gas	0.07 del volumen inicial de aceite	
Presión de burbuja = Presión de yacimiento	2369,44	Psia
Presión inicial de yacimiento	3588	psia
Presión de yacimiento	2370	psia
Radio del pozo	0.51	Ft
Espesor neto zona productora	153	Ft
Porosidad	0.115	
Factor volumétrico de formación	1.31	bbI/STB
Viscosidad del aceite	0.9344	cp
Compresibilidad total	5×10^{-6}	psia ⁻¹
Permeabilidad	760	md
Permeabilidad matriz	1	md
Permeabilidad de la fractura	554	Milidarcys
Saturación inicial de agua	0.3	

Factor daño	1.85	
Ancho de la fractura	0,002	in
Longitud media de la fractura	500	ft
Distancia de la falla a la cara del pozo	4	ft
Longitud del pozo horizontal	500	Ft
Radio de drenaje	942.5	Ft
Número de fracturas	12	
AOF	97788.51	STB/D

Fuente: A. JAHANBANI, S. R. SHADIZADEH. Determination of inflow performance relationship (IPR) by well testing. Petroleum University of technology, 2009.

Con los datos PVT (dado en los Anexos 1 y 2), los valores de saturación de petróleo a diferentes presiones se calculan.

2.5.2 Caso 2 Yacimiento Spraberry

Localizado en Oeste de Texas, descubierto en enero de 1949, abarca más de 2500 millas² y consta de una sección de 1000 ft de areniscas, lutitas y calizas. Típicamente produce de 100-400 BOPD, el yacimiento presenta un problema de producción primaria y waterflooding. Las propiedades del yacimiento y de las fracturas se encuentran en la tabla 15, estos datos fueron reportados por B. Guo, y D.S. Schechter (1997).

Tabla 16. Propiedades del yacimiento y de las fracturas del Campo Spraberry

PROPIEDAD	VALOR	UNIDADES
Área	2500	Millas cuadradas
Espesor de la zona productora	15	Ft
Permeabilidad matriz	0.8	Md
Factor volumétrico de formación	1.285	Rb/STB
Porosidad	8-15	%

Swi	0.30	
Presión inicial del yacimiento	2300	Psi
Presión de burbuja	1900	Psi
Viscosidad del aceite	0.9	Cp
Producción	100-400	Bpd
Espaciamiento de la fractura	3.48	Ft
Ancho fractura	0.0025	In
Longitud media de la fractura	600	Ft
Altura de la fractura	15	Ft
Número de fracturas interconectadas	14.6	
Radio de drenaje	1500	ft
Radio del pozo	0.51	ft

Fuente: B. GUO, D. S. SCHECHTER. A simple and rigorous ipr equation for vertical and horizontal wells intersecting long fractures. SPE, 1997.

2.5.3 Caso General de validación

Se seleccionó un caso de validación independiente a los seleccionados de los modelos de la literatura de yacimientos naturalmente fracturados, para de esa forma poder evaluar cuál se ajustaba más al comportamiento real con respecto a los datos de producción que se tenían. Es un yacimiento naturalmente fractura con un área de 736 acres, con un OOIP igual a 16 MMSTB y unas reservas de aceite recuperables de 4,48 millones de STB, no presenta capa inicial de gas. Las fracturas naturales son generalmente verticales y orientadas en la dirección NW-SE. Las características de este pozo son presentadas en la siguiente tabla:

Tabla 17. Propiedades del yacimiento y de las fracturas para el caso general de validación

PROPIEDAD	VALOR	UNIDADES
Ancho de la fractura	0,01	In
Permeabilidad de la matriz	1	Md
Espesor zona productora	50	Ft
Factor volumétrico de formación a presión inicial	1,2417	Rb/STB
Viscosidad	0,9	Cp
Distancia entre la cara de la fractura y la zona de drenaje	5	ft

Factor de daño	2	
Presion de yacimiento	4000	psia
Permeabilidad de la fractura	12000	md
Número de fracturas	2	
Radio de drenaje	1200	ft
Radio del pozo	5,25	ln
Longitud del pozo horizontal	2000	ft
Permeabilidad relativa del aceite en la fractura	0,09	

Fuente: GENLIANG GUO. Production modeling of idealized naturally fractured reservoir intersected by horizontal wellbors. May 1993.

3. CONSTRUCCIÓN DE LA HERRAMIENTA DE CÁLCULO

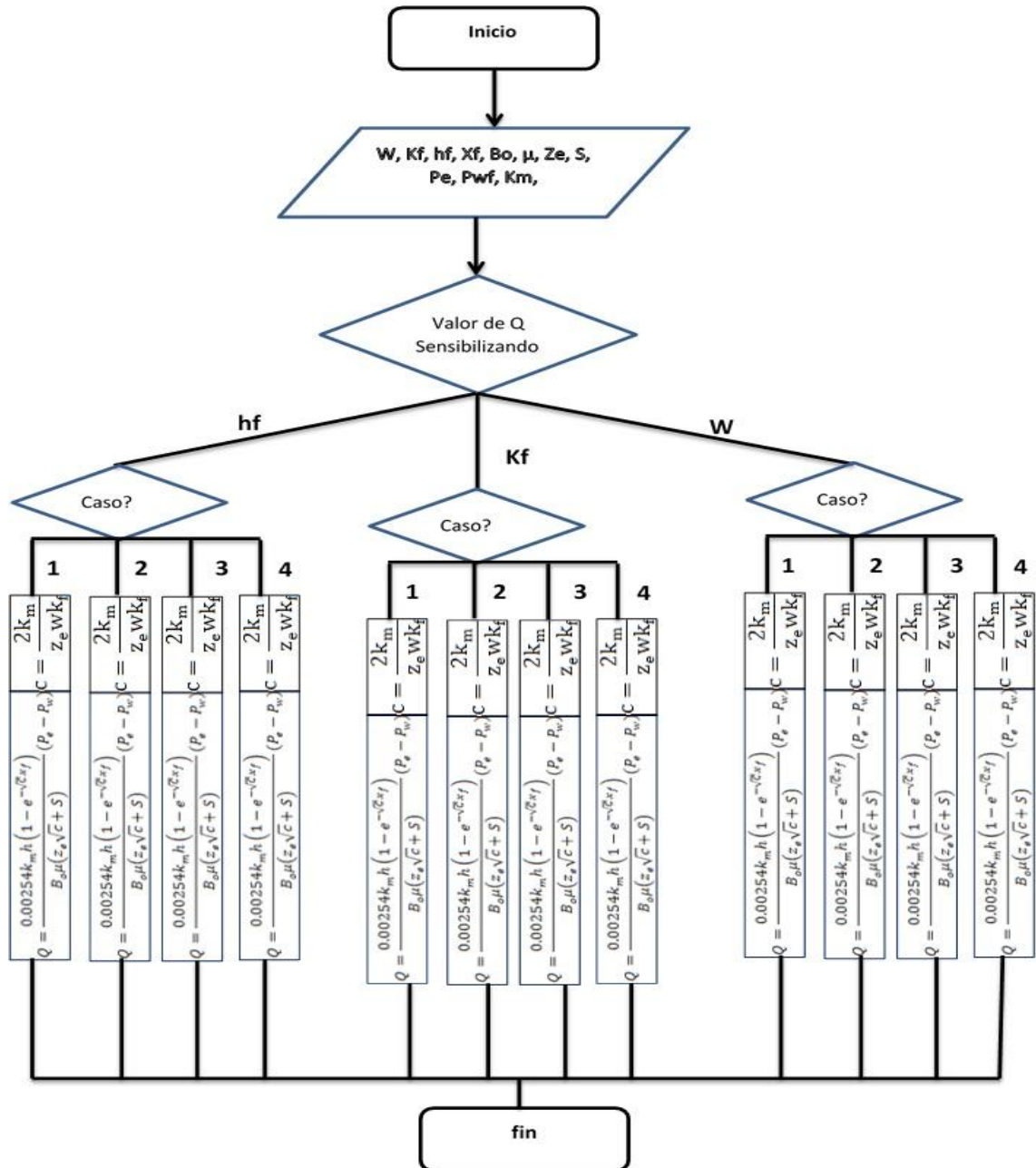
Para realizar el análisis de los modelos en cada uno de los escenarios planteados se procedió a construir una herramienta que permita determinar la producción y la variación de ésta en dichos escenarios.

3.1 DIAGRAMAS DE FLUJO DE PROCESOS

Los siguientes diagramas representan los flujos de trabajo paso a paso del proceso y de las operaciones que son llevadas a cabo para cada modelo, incluyendo las variables de entrada y las variables a sensibilizar.

3.1.1 Modelo de B. Guo, y D.S. Schechter (1997)

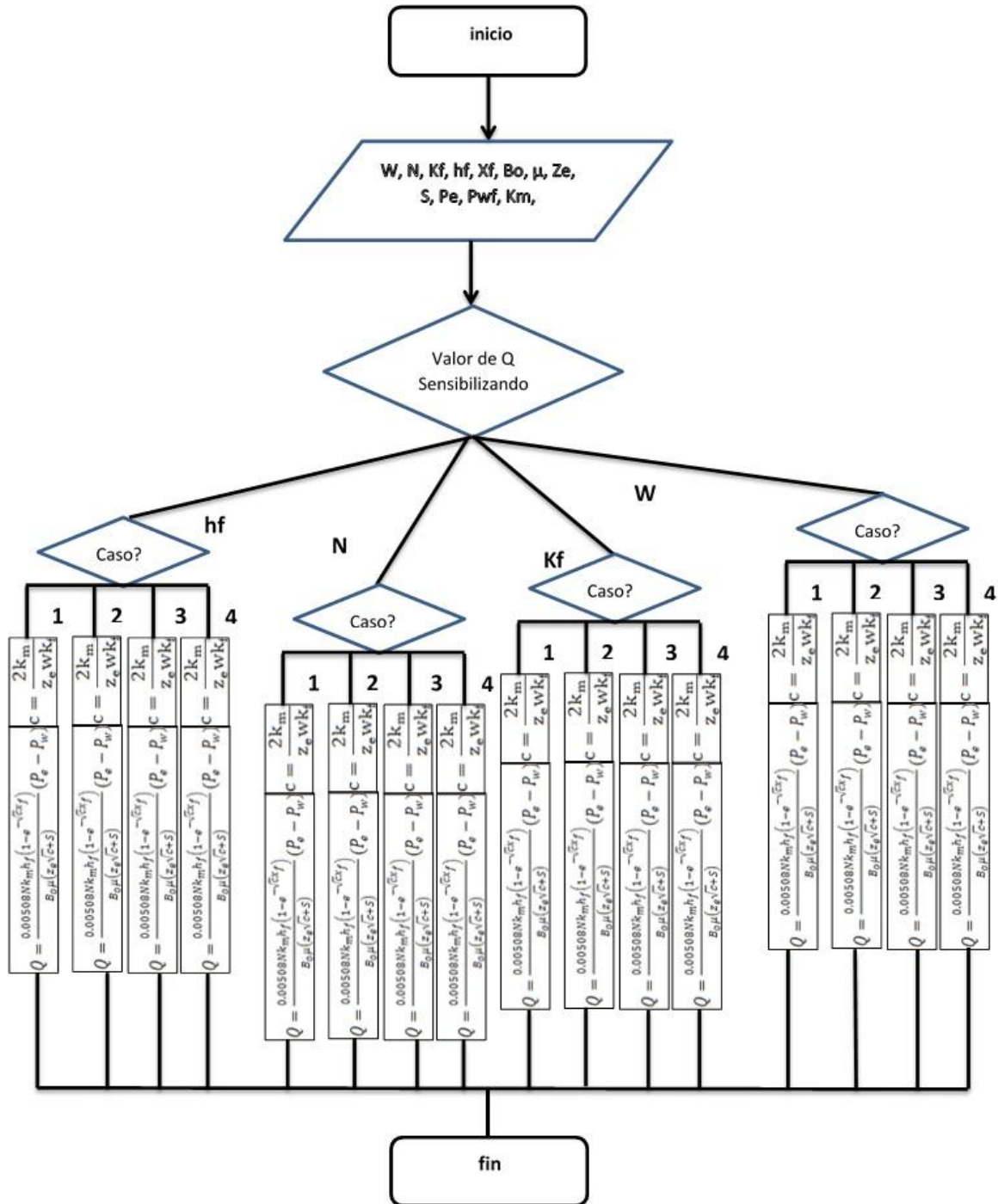
Figura 8. Diagrama de flujo de procesos del modelo de B. Guo, y D.S. Schechter (1997)



Fuente: Autores

3.1.2 Modelo de B. Guo, y D.S. Schechter (1997)

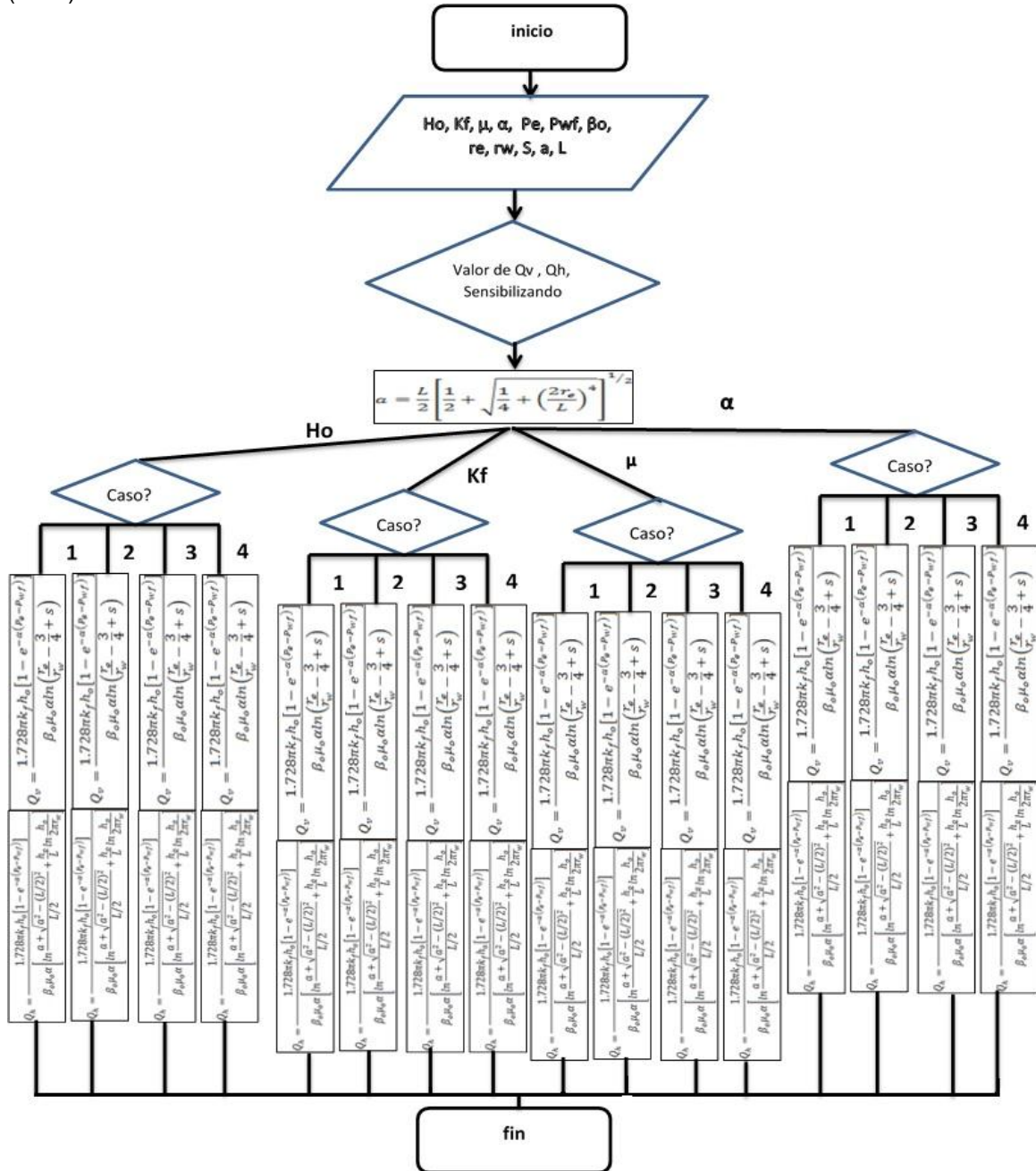
Figura 9. Diagrama de flujo de procesos del modelo de Modelo de B. Guo, y D.S. Schechter (1997)



Fuente: Autores

3.1.3 Modelos de D. Yang, Q. Zhang, y Y.Gu (2001) – Pozo vertical y Horizontal

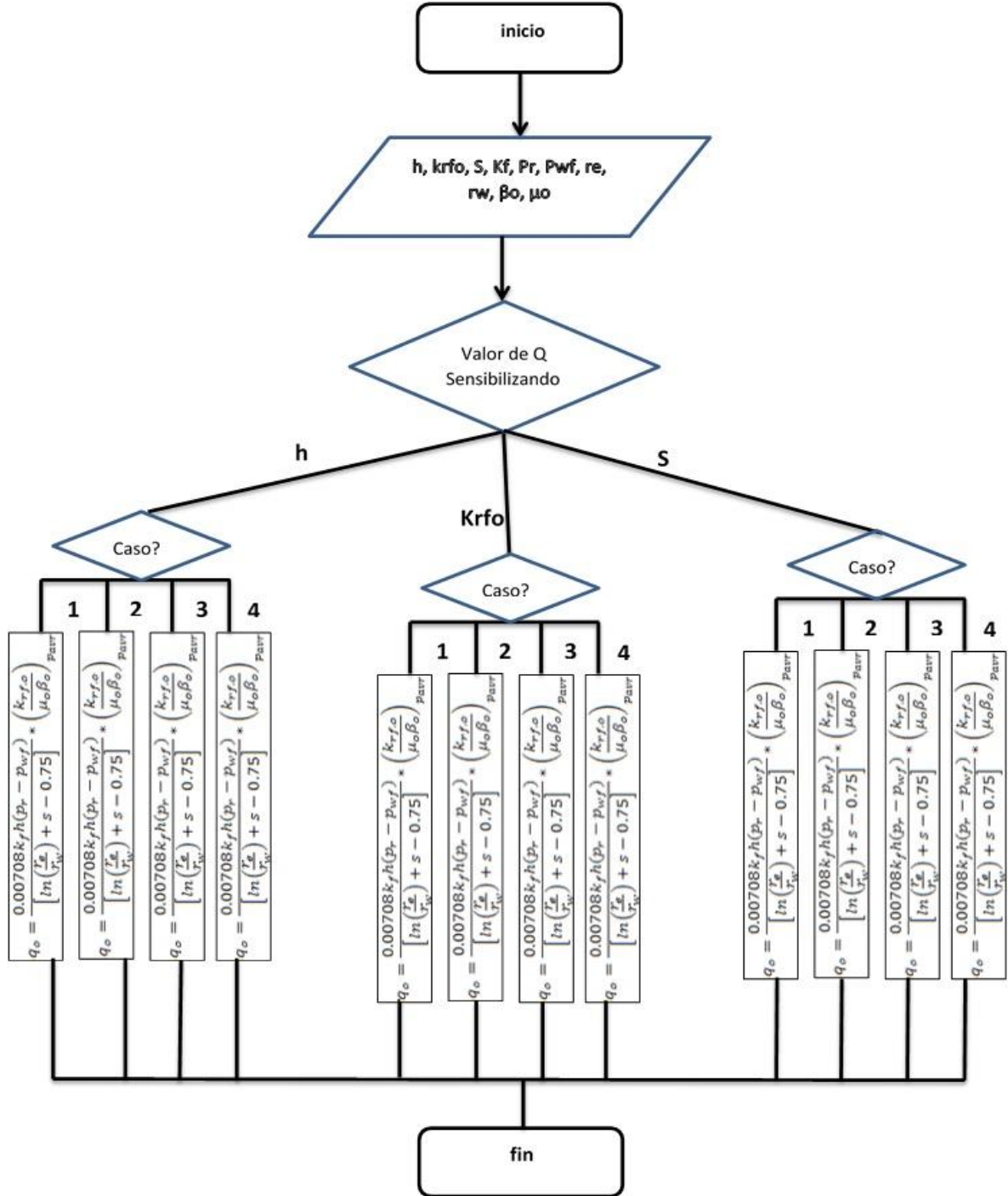
Figura 10. Diagrama de flujo de procesos del modelo de Modelo de D. Yang, Q. Zhang, y Y.Gu (2001)



Fuente: Autores

3.1.4 .Modelo de Jahanbani y S.R Shadizadeh (2009)

Figura 11. Diagrama de flujo de procesos del modelo de Jahanbani y S.R Shadizadeh (2009)



Fuente: Autores

3.2 DESCRIPCIÓN DE INTERFASE CON EL USUARIO

La herramienta informática llamada “IPR EN YACIMIENTOS DE ACEITE NATURALMENTE FRACTURADOS”, es una herramienta que permite calcular la producción de un pozo en un yacimiento de aceite naturalmente fracturado para así poder analizar mediante una sensibilidad a las variables de entrada cuál de éstas tiene mayor efecto tanto positiva como negativamente en el modelo, mediante una interface amigable, de fácil manejo, con el entorno habitual de la hoja de cálculo de Microsoft Excel, permitiéndole a su vez a los usuarios un escenario con características ya conocidas. La herramienta a su vez proporciona los elementos de seguridad para que su estructura de construcción no pueda ser modificada por el usuario. Inicialmente la herramienta cuenta con una información de datos básicos en las variables que se utilizarán en las ecuaciones de cada uno de los Modelos (Figura 16).

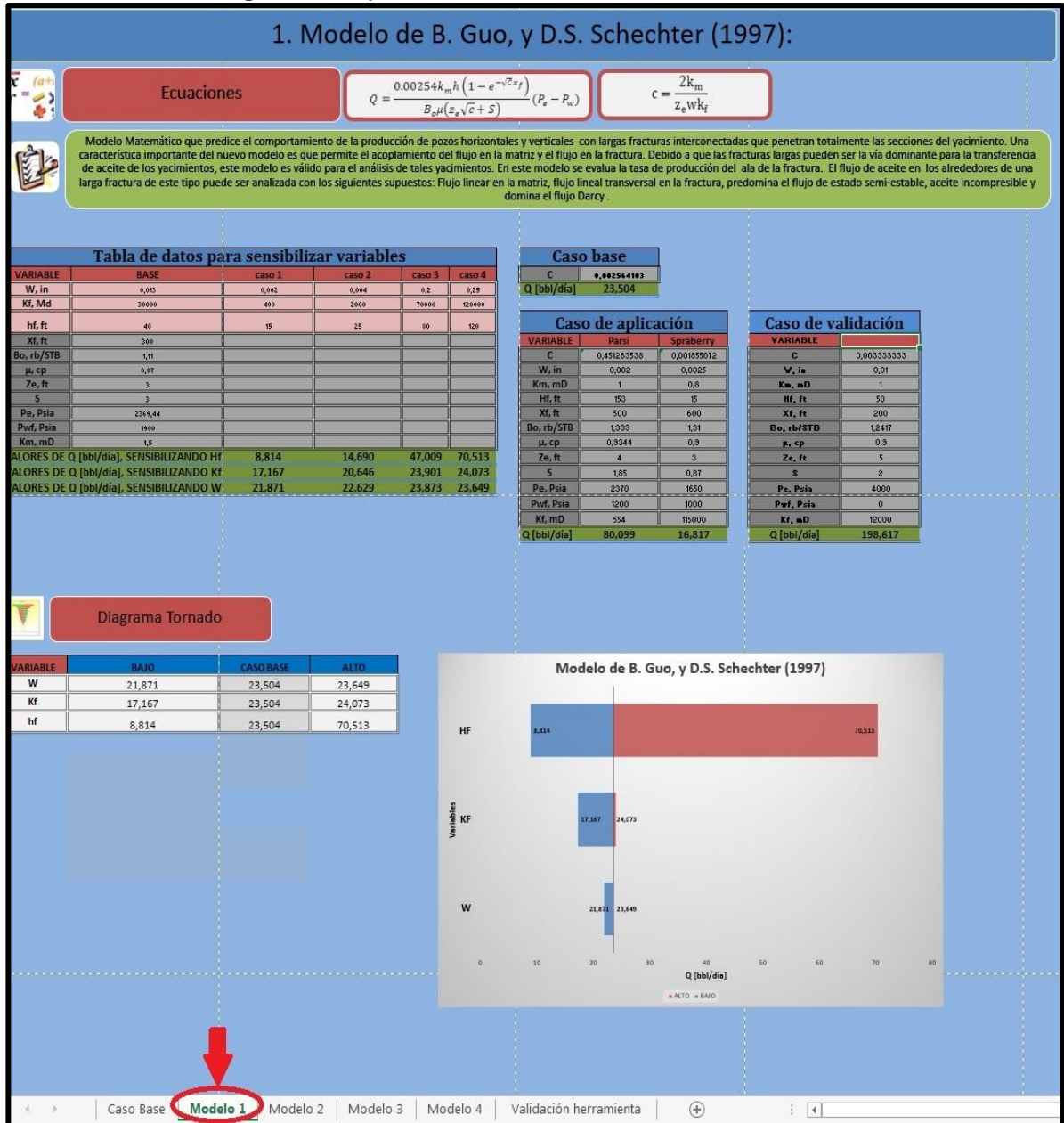
Figura 12. Datos básicos del caso base

PROPIEDAD	VALOR	UNIDADES
Presión de burbuja, P _b	1800	Psia
Presión de fondo fluyendo, P _{wf}	1900	Psia
	13,1	Mpa
Presión inicial de yacimiento, P _i	3400	Psia
Presión de yacimiento, P _{ws} ó P _r ó P _e	2369,44	Psia
	16,3367	Mpa
Radio del pozo, r _w	0,6	Ft
	0,1828	m
Radio de drenaje, r _e	700	Ft
	213,3	m
Espesor zona productora, h = h _f	40	Ft
	12,19	m
Porosidad,	0,22	
Factor volumétrico de formación, B _o	1,11	bb/STB
Viscosidad del aceite	0,87	Cp
	0,87	Mps ² s
Compresibilidad total, C _t	4,8x10 ⁻⁷	psia ⁻¹
Permeabilidad, k	760	Md
Permeabilidad matriz, k _m	1,5	Md
Permeabilidad fractura, K _f	30	Darcys
	29,6	μm ²
	30000	millidarcy
Permeabilidad relativa del aceite en la fractura (0,7	
Factor daño	3	
Número de fracturas, N	12	Ft
Ancho de la fractura, W	0,013	In
Longitud del pozo horizontal	800	ft
	243,8	m
Longitud medida de la fractura, X _f	300	Ft
Distancia entre la cara de la fractura y el límite de drenaje, Z _e	3	ft
α	0,000001	

Fuente: Autores

Posteriormente para poder trabajar con cada uno de los modelos, se visualiza en las viñetas de las hojas de la herramienta de cálculo, como se muestra en la figura 17.

Figura 13. Hoja del modelo 1 de la herramienta de cálculo



Fuente: Autores

La introducción de la información de las variables se realiza en las tablas de datos para sensibilizar variables de acuerdo a cada Modelo, una vez se diligencie toda la

información de las variables la herramienta en la parte inferior de la tabla arrojará automáticamente los valores de las ecuaciones de acuerdo a la sensibilización de cada variable, como se muestra en la figura 18.

Figura 14. Hoja de la herramienta de cálculo donde se sensibiliza el modelo 1

1. Modelo de B. Guo, y D.S. Schechter (1997):

Ecuaciones

$$Q = \frac{0.00254k_m h (1 - e^{-\sqrt{c}x_f})}{B_o \mu (z_e \sqrt{c} + S)} (P_e - P_w)$$

$$c = \frac{2k_m}{z_e W k_f}$$

Modelo Matemático que predice el comportamiento de la producción de pozos horizontales y verticales con largas fracturas interconectadas que penetran totalmente las secciones del yacimiento. Una característica importante del nuevo modelo es que permite el acoplamiento del flujo en la matriz y el flujo en la fractura. Debido a que las fracturas largas pueden ser la vía dominante para la transferencia de aceite de los yacimientos, este modelo es válido para el análisis de tales yacimientos. En este modelo se evalúa la tasa de producción del ala de la fractura. El flujo de aceite en los alrededores de una larga fractura de este tipo puede ser analizada con los siguientes supuestos: Flujo lineal en la matriz, flujo lineal transversal en la fractura, predomina el flujo de estado semi-estable, aceite incompresible y domina el flujo Darcy.

Tabla de datos para sensibilizar variables					
VARIABLE	BASE	caso 1	caso 2	caso 3	caso 4
W, in	0,013	0,002			25
Kf, Md	30000	400			3000
hf, ft	40	15	25	80	120
Xf, ft	300				
Bo, rb/STB	1,11				
μ, cp	0,17				
Ze, ft	3				
S	3				
Pe, Psia	2349,44				
Pwf, Psia	1900				
Km, mD	1,5				
VALORES DE Q [bb/día], SENSIBILIZANDO HF		8,814			513
VALORES DE Q [bb/día], SENSIBILIZANDO KF		17,167			073
VALORES DE Q [bb/día], SENSIBILIZANDO W		21,871	22,629	23,873	23,649

Caso base	
C	0,00254103
Q [bb/día]	23,504

Caso de aplicación		
VARIABLE	Parsi	Spraberry
C	0,451263538	0,001855072
W, in	0,002	0,0025
Km, mD	1	0,8
Hf, ft	83	15
Xf, ft	500	600
Bo, rb/STB	1,333	1,31
μ, cp	0,9344	0,9
Ze, ft	4	3
S	1,85	0,87
Pe, Psia	2370	1950
Pwf, Psia	1200	1000
Kf, mD	54	115000
Q [bb/día]	80,099	16,817

Caso de validación	
VARIABLE	
C	0,003333333
W, in	0,01
Km, mD	1
Hf, ft	50
Xf, ft	200
Bo, rb/STB	1,2417
μ, cp	0,9
Ze, ft	5
S	2
Pe, Psia	4000
Pwf, Psia	0
Kf, mD	12000
Q [bb/día]	198,617

←
Caso Base
Modelo 1
Modelo 2
Modelo 3
Modelo 4
Validación herramienta
+
←

Fuente: Autores

La tabla del medio de la herramienta es de un caso práctico de aplicación en dos yacimientos, que sirve de confrontación de la herramienta con datos de campo. De igual forma, se tiene un caso de validación en la parte derecha de dicha herramienta.

Como se puede observar las celdas donde el usuario no introduce información, se encuentran totalmente bloqueadas como mecanismo de conservar la estructura de la misma.

La primeras variables que aparecen en la tabla de datos, son las variables de entrada que se van a sensibilizar en cada uno de los modelos escogidos, ver figura 19.

Figura 15. Variables de entrada que se sensibilizan en cada modelo

1. Modelo de B. Guo, y D.S. Schechter (1997):

Ecuaciones

$$Q = \frac{0.00254k_m h (1 - e^{-\sqrt{c} x_f})}{B_o \mu (c_p \sqrt{c} + S)} (P_e - P_w)$$

$$c = \frac{2k_m}{z_e W k_f}$$

Modelo Matemático que predice el comportamiento de la producción de pozos horizontales y verticales con largas fracturas interconectadas que penetran totalmente las secciones del yacimiento. Una característica importante del nuevo modelo es que permite el acoplamiento del flujo en la matriz y el flujo en la fractura. Debido a que las fracturas largas pueden ser la vía dominante para la transferencia de aceite de los yacimientos, este modelo es válido para el análisis de tales yacimientos. En este modelo se evalúa la tasa de producción del ala de la fractura. El flujo de aceite en los alrededores de una larga fractura de este tipo puede ser analizada con los siguientes supuestos: Flujo lineal en la matriz, flujo lineal transversal en la fractura, predomina el flujo de estado semi-estable, aceite incompresible y domina el flujo Darcy.

Tabla de datos para sensibilizar variables					
VARIABLE	BASE	caso 1	caso 2	caso 3	caso 4
W, in	0,013	0,002	0,004	0,2	0,25
Kf, Md	Variables a sensibilizar	400	2000	70000	120000
hf, ft	40	15	25	80	120
Xf, ft	300				
Bo, rb/STB	1,1				
μ, cp	0,87				
Ze, ft	3				
S	3				
Pe, Psia	2383,44				
Pwf, Psia	1900				
Km, mD	15				
VALORES DE Q [bbl/día], SENSIBILIZANDO Hf		8,814	14,690	47,009	70,513
VALORES DE Q [bbl/día], SENSIBILIZANDO Kf		17,167	20,646	23,901	24,073
VALORES DE Q [bbl/día], SENSIBILIZANDO W		21,871	22,629	23,873	23,649

Caso base	
C	0,002564103
Q [bbl/día]	23,504

Caso de aplicación		
VARIABLE	Parsi	Spraberry
C	0,451263538	0,001855072
W, in	0,002	0,0025
Km, mD	1	0,8
Hf, ft	153	15
Xf, ft	500	600
Bo, rb/STB	1,339	1,31
μ, cp	0,3344	0,9
Ze, ft	4	3
S	1,85	0,87
Pe, Psia	2370	1650
Pwf, Psia	1200	1000
Kf, mD	554	115000
Q [bbl/día]	80,099	16,817

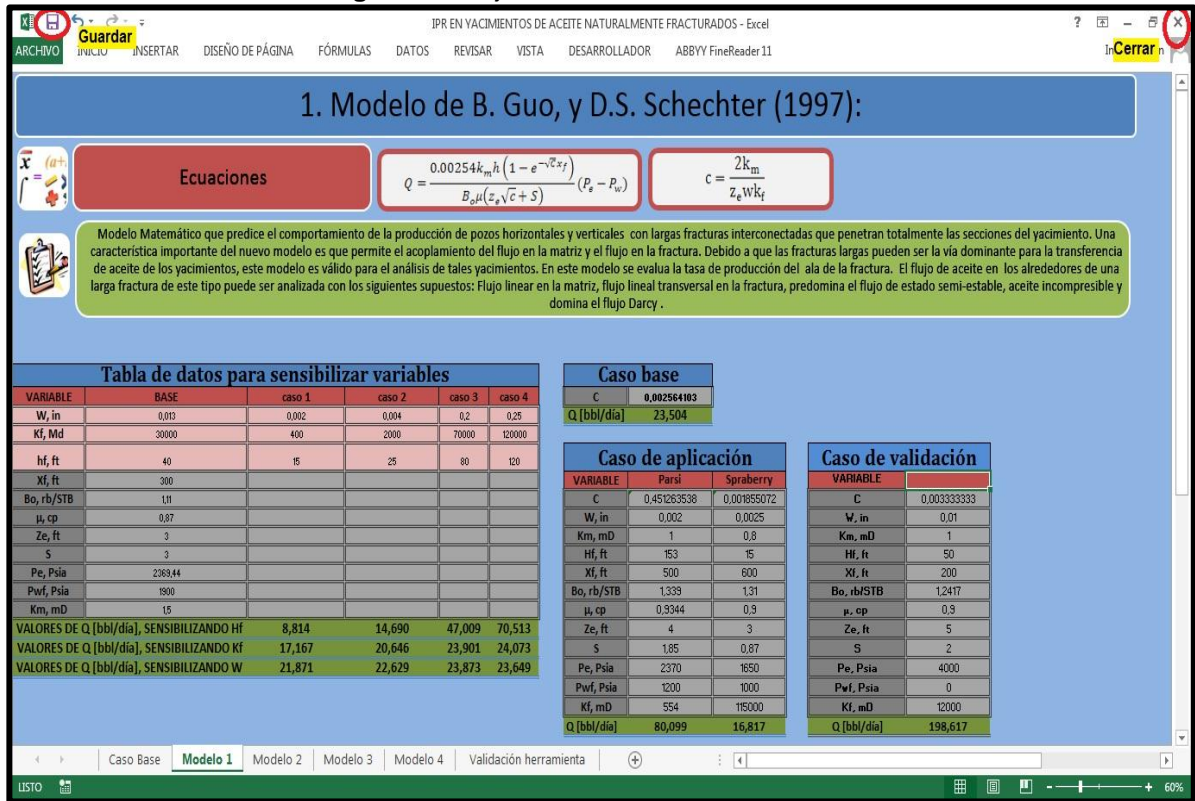
Caso de validación	
VARIABLE	
C	0,003333333
W, in	0,01
Km, mD	1
Hf, ft	50
Xf, ft	200
Bo, rb/STB	1,2417
μ, cp	0,9
Ze, ft	5
S	2
Pe, Psia	4000
Pwf, Psia	0
Kf, mD	12000
Q [bbl/día]	198,617

← → Caso Base Modelo 1 Modelo 2 Modelo 3 Modelo 4 Validación herramienta ⊕ ⊖

Fuente: Autores

Para guardar datos, abrir la herramienta y cerrarla respectivamente se procede de la misma forma que una hoja de cálculo de Microsoft Excel. Ver figura 20.

Figura 16. Hoja de cálculo de la herramienta



Fuente: Autores

3.3 CONTRUCCIÓN DE MODELOS

3.3.1 Modelo de B. Guo, y D.S. Schechter 1 (1997)

Tabla 18. Construcción del modelo de B. Guo, y D.S. Schechter 2

CONDICIONES DE APLICACIÓN	<p>Modelo Matemático que predice el comportamiento de la producción de pozos horizontales y verticales con largas fracturas interconectadas que penetran totalmente las secciones del yacimiento. Una característica importante del modelo es que permite el acoplamiento del flujo en la matriz y el flujo en la fractura. Debido a que las fracturas largas pueden ser la vía dominante para la transferencia de aceite de los yacimientos, este modelo es válido para el análisis de tales yacimientos. En él se evalúa la tasa de producción del ala de la fractura. El flujo de aceite en los alrededores de una larga fractura de este tipo puede ser analizada con los siguientes supuestos: Flujo lineal en la</p>
----------------------------------	--

	matriz, flujo lineal transversal en la fractura, predomina el flujo de estado semi-estable, aceite incompresible y domina el flujo Darcy.
VARIABLES DE ENTRADA	B_o : Factor volumétrico de formación, rb/STB C : Parámetro, ft ² h_f : Altura de la fractura k_f : Permeabilidad de la fractura, md k_m : Permeabilidad de matriz, md P_e : Presión de yacimiento, psia P_w : Presión de fondo fluyendo, S : Factor de daño W : Ancho de la fractura, in X_f : Longitud del extremo de la fractura, ft z_e : Distancia entre la cara de la fractura y el límite de drenaje, ft μ : Viscosidad del aceite, cp
VARIABLES A SENSIBILIZAR	W : Ancho de la fractura, in k_f : Permeabilidad de la fractura, md h_f : Altura de la fractura, ft
RESULTADO DEL MODELO	Tasa de producción (Q) en bbl/día, de un pozo horizontal o vertical.

Fuente: Autores

3.3.2 Modelo de B. Guo, y D.S. Schechter 2 (1997)

Tabla 19. Construcción del modelo de B. Guo, y D.S. Schechter 2

CONDICIONES DE APLICACIÓN	Modelo matemático que predice el comportamiento de la producción de un pozo intersectado por N fracturas. El modelo puede ser usado para analizar la productividad de pozos verticales y horizontales en yacimientos que poseen largas fracturas naturales. El flujo de aceite en los alrededores de una larga fractura de este tipo puede ser analizada con los siguientes supuestos: Flujo lineal en la matriz, flujo lineal transversal en la fractura, predomina el flujo de estado semi-estable, aceite incompresible y domina el flujo Darcy.
VARIABLES DE ENTRADA	B_o : Factor volumétrico de formación, rb/STB C : Parámetro, ft ² h_f : Altura de la fractura k_f : Permeabilidad de la fractura, md k_m : Permeabilidad de matriz, md

	<p>N: Número de fracturas P_e: Presión de yacimiento, psia P_w: Presión de fondo fluyendo, S: Factor de daño W: Ancho de la fractura, in X_f: Longitud del extremo de la fractura, ft z_e: Distancia entre la cara de la fractura y el límite de drenaje, ft μ: Viscosidad del aceite, cp</p>
VARIABLES A SENSIBILIZAR	<p>W: Ancho de la fractura, in N: Número de fracturas k_f: Permeabilidad de la fractura, md h_f: Altura de la fractura, ft</p>
RESULTADO DEL MODELO	Tasa de producción (Q) en bbl/día, de un pozo horizontal o vertical.

Fuente: Autores

3.3.3 Modelos de D. Yang, Q. Zhang, y Y.Gu (2001) – Pozo vertical y Horizontal

Tabla 20. Construcción del modelo de D. Yang, Q. Zhang, y Y.Gu – Pozo vertical y Horizontal

CONDICIONES DE APLICACIÓN	Modelos matemáticos que predicen la producción para pozos verticales y horizontales, en los cuales la compactación de la roca y la resistencia inercial de flujo en los yacimientos naturalmente fracturados se tienen en cuenta. En éstos Alfa Es el único parámetro que puede ser ajustado para lograr un mejor pronóstico.
VARIABLES DE ENTRADA	<p>α: factor que depende de la forma geométrica de la fractura y la resistencia inercial del flujo a: mitad de la abscisa mayor de la elipse, m B_o: Factor volumétrico de formación, m^3/m^3 h_o: Espesor zona productora, m k_f: Permeabilidad de la fractura, μm^2 L: Longitud del pozo horizontal, m P_e: Presión en el límite del yacimiento, MPa P_{wf}: Presión de fondo fluyendo, MPa r_e: Radio de drenaje, m r_w: Radio del pozo, m S: Factor de daño Q_v, Q_h: Producción yacimiento vertical y horizontal</p>

	respectivamente, m ³ /día μ : Viscosidad del aceite, cp
VARIABLES A SENSIBILIZAR	α : Factor que depende de la forma geométrica de la fractura y la resistencia inercial del flujo h_o : Espesor zona productora, m k_f : Permeabilidad de la fractura, μm^2 μ : Viscosidad del aceite, mPa*s
RESULTADO DEL MODELO	Tasa de producción (Q) en bbl/día, de un pozo horizontal y de un pozo vertical.

Fuente: Autores

3.3.4 .Modelo de Jahanbani y S.R Shadizadeh (2009)

Tabla 21. Construcción del modelo de Jahanbani y S.R Shadizadeh

CONDICIONES DE APLICACIÓN	Modelo matemático que predice la producción de un yacimiento por debajo de su presión de burbuja, trabajando con un régimen de flujo interporoso en estado pseudo-estable. En él algunas propiedades son determinadas a presión promedio ($p_{yo}+p_{wf}/2$). Además el modelo tiene la capacidad de pronosticar el comportamiento futuro del pozo, teniendo en cuenta la capa inicial de gas.
VARIABLES DE ENTRADA	B_o : Factor volumétrico de formación, rb/STB h: Espesor zona productora k_f : Permeabilidad efectiva en la fractura, md $k_{rf.o}$: Permeabilidad relativa del aceite en la fractura p_i : Presión inicial del yacimiento, psia p_r : Presión promedio del yacimiento, psia p_{wf} : Presion de fondo fluyendo, psia r_e : Radio de drenaje, ft r_w : Radio del pozo, ft S: Factor de daño μ : Viscosidad del aceite, cp
VARIABLES A SENSIBILIZAR	h: Espesor zona productora, ft k_{rfo} : Permeabilidad relativa en la fractura, mg S: Factor de daño
RESULTADO DEL MODELO	Tasa de producción (Q) en bbl/día, de un pozo horizontal y de un pozo vertical

Fuente: Autores

3.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Para el análisis de sensibilidad en la herramienta informática, esta consta de un caso base y otros cuatro casos, de los cuales dos se evalúan con valores inferiores mientras los otros dos con valores superiores, para observar el efecto en la producción con dichos cambios. Cada uno de los modelos consta de unas variables de entrada, de las cuales fueron seleccionadas las de mayor interés en yacimientos naturalmente fracturados para el posterior análisis de sensibilidad (Ver figura 22).

Figura 17. Variables y casos a sensibilizar en la herramienta de cálculo

1. Modelo de B. Guo, y D.S. Schechter (1997):

Ecuaciones

$$Q = \frac{0.00254k_m h (1 - e^{-\sqrt{c}x_f})}{B_o \mu (z_e \sqrt{c} + S)} (P_e - P_w)$$

$$c = \frac{2k_m}{z_e W k_f}$$

Modelo Matemático que predice el comportamiento de la producción de pozos horizontales y verticales con largas fracturas interconectadas que penetran totalmente las secciones del yacimiento. Una característica importante del nuevo modelo es que permite el acoplamiento del flujo en la matriz y el flujo en la fractura. Debido a que las fracturas largas pueden ser la vía dominante para la transferencia de aceite de los yacimientos, este modelo es válido para el análisis de tales yacimientos. En este modelo se evalúa la tasa de producción del ala de la fractura. El flujo de aceite en los alrededores de una larga fractura de este tipo puede ser analizada con los siguientes supuestos: Flujo lineal en la matriz, flujo lineal transversal en la fractura, predomina el flujo de estado semi-estable, aceite incompresible y domina el flujo Darcy.

Tabla de datos para sensibilizar variables					
VARIABLE	BASE	caso 1	caso 2	caso 3	caso 4
W, in	0,013	0,002	0,004	0,2	0,25
Kf, Md		400	2000	70000	120000
hf, ft	40	15	25	80	120
Xf, ft	300				
Bo, rb/STB	1,11				
μ, cp	0,87				
Ze, ft	3				
S	3				
Pe, Psia	2369,44				
Pwf, Psia	1900				
Km, mD	15				
VALORES DE Q [bb/día], SENSIBILIZANDO hf		8,814	14,690	47,009	70,513
VALORES DE Q [bb/día], SENSIBILIZANDO Kf		17,167	20,646	23,901	24,073
VALORES DE Q [bb/día], SENSIBILIZANDO W		21,871	22,629	23,873	23,649

Caso base	
C	0,002564103

Casos a sensibilizar

Caso de aplicación		
VARIABLE	Parsi	Spraberry
C	0,451263538	0,001855072
W, in	0,002	0,0025
Km, mD	1	0,8
Hf, ft	153	15
Xf, ft	500	600
Bo, rb/STB	1,339	1,31
μ, cp	0,3344	0,9
Ze, ft	4	3
S	1,85	0,87
Pe, Psia	2370	1650
Pwf, Psia	1200	1000
Kf, mD	554	115000
Q [bb/día]	80,099	16,817

Caso de validación	
VARIABLE	
C	0,003333333
W, in	0,01
Km, mD	1
Hf, ft	50
Xf, ft	200
Bo, rb/STB	1,2417
μ, cp	0,9
Ze, ft	5
S	2
Pe, Psia	4000
Pwf, Psia	0
Kf, mD	12000
Q [bb/día]	198,617

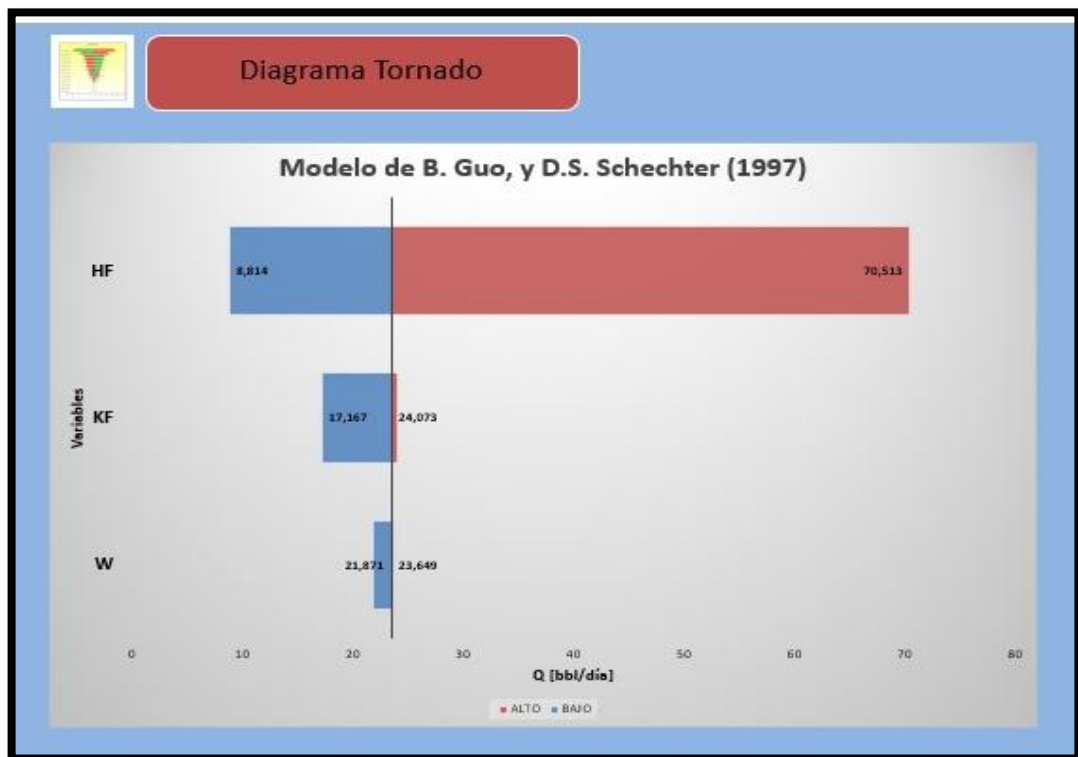
← → Caso Base Modelo 1 Modelo 2 Modelo 3 Modelo 4 Validación herramienta

Fuente: Autores

Para introducir los valores de las variables de entrada el usuario sólo debe ubicarse sobre la celda y agregar el dato deseado, posteriormente obtendrá automáticamente una respuesta.

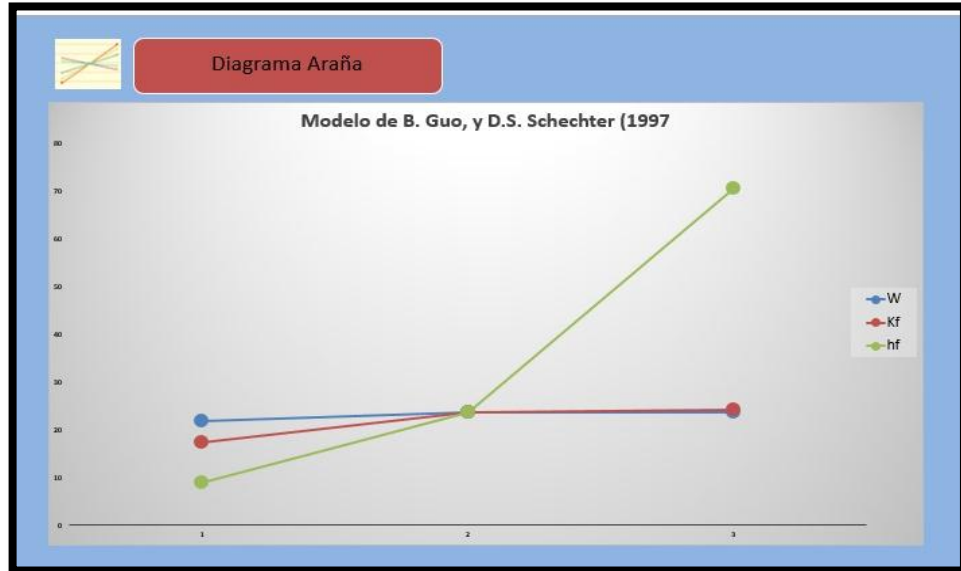
Luego de obtener un resultado, se puede observar un diagrama tornado el cual muestra gráficamente la respuesta esperada en situaciones donde se varía el valor específico; en caso de seleccionar varios parámetros, cada uno de ellos va presentando variaciones mientras que los demás no sufren modificaciones. Así mismo, se aplica el diagrama araña, el cual permite establecer el impacto porcentual de la variación de las incertidumbres presentes. La finalidad de estos análisis es determinar aquellas variables de entrada de mayor influencia en la producción (Ver figura 22 y figura 23).

Figura 18. Diagrama Tornado de la herramienta de cálculo



Fuente: Autores

Figura 19. Diagrama araña de la herramienta de cálculo



Fuente: Autores

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 DISEÑO EXPERIMENTAL, ANÁLISIS ESTADÍSTICO Y COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS CON LA HERRAMIENTA SOFTWARE

4.1.1 DESARROLLO DEL MONTAJE EXPERIMENTAL Y ANÁLISIS ESTADÍSTICO

Se realizó una selección de las variables que tenían una mayor incidencia sobre la producción de un yacimiento de aceite naturalmente fracturado. Para la optimización cuantitativa de estas variables, se llevó a cabo un diseño experimental factorial multinivel, el cual para los modelo 1 y 4 consistió de 125 experimentos para cada uno, y para los modelos 2 y 3 de 625 experimentos cada uno, planteado a partir del software Statgraphics Centurion XVI.

Modelo de B. Guo, y D.S. Schechter 1 (1997)

Las variables estudiadas se presentan en la Tabla 25.

Tabla 22. Factores y niveles del diseño experimental del Modelo de B. Guo, y D.S. Schechter 1

FACTOR	NIVELES				
	CASO 1	CASO 2	CASO BASE	CASO 3	CASO 4
Hf [ft]	15	25	40	80	120
kf [md]	400	2000	30000	70000	120000
W [in]	0,002	0,004	0,013	0,2	0,25
RESPUESTA (Q) [bbl/día]					

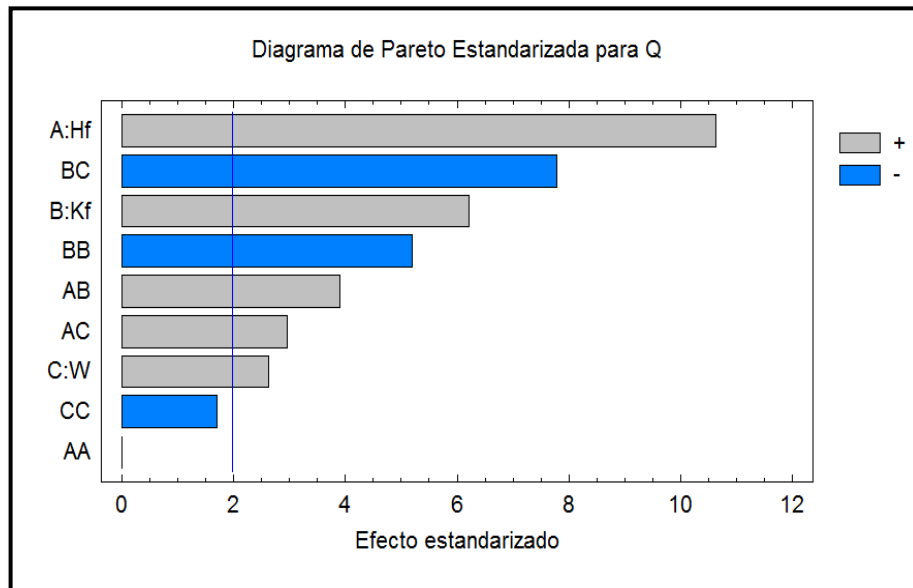
Fuente: Autores

Los factores son las variables que se sensibilizaron, y los niveles hacen referencia a los 5 casos, incluyendo el caso base, que se manejaron para obtener la producción del pozo, siendo respectivamente, dos bajos, uno medio (caso base) y dos altos.

A continuación se muestra un diagrama de Pareto, el cual nos permite comparar de forma cuantitativa y ordenada las variables a sensibilizar según su contribución al modelo, el objetivo de esta comparación es clasificar dichas variables en dos categorías, las poco vitales (las variables muy importantes en la contribución) y los mucho triviales (elementos poco importantes en ella). Además se presentan gráficos de caja y bigotes, los cuales ofrecen un resumen de 5 números de una muestra de datos. La caja central abarca la mitad de los datos, extendiéndose desde el cuartil inferior hasta el cuartil superior. Las líneas que se extienden en los extremos inferior y superior de la caja (los bigotes) muestran la ubicación del valor más grande y más pequeño de la muestra. La línea vertical del interior de la caja corresponde al valor de la mediana, mientras que el signo de (+) muestra la ubicación de la media muestral. El hecho de que el bigote superior sea levemente

más largo que el inferior, y que la media sea relativamente más grande que la mediana, significa un sesgo positivo en los datos⁶².

Figura 20. Diagrama de Pareto para el modelo de Modelo de B. Guo, y D.S. Schechter 1 (1997)



Fuente: Autores

Para llevar a cabo el análisis estadístico de cada variable en los escenarios planteados se usó el software Statgraphics Centurion XVI. A continuación se analizará de manera detallada cada variable a sensibilizar de este modelo.

- **Altura de la fractura**

En la tabla 26 se muestran los resultados obtenidos de dicho análisis para la altura de la fractura en este modelo.

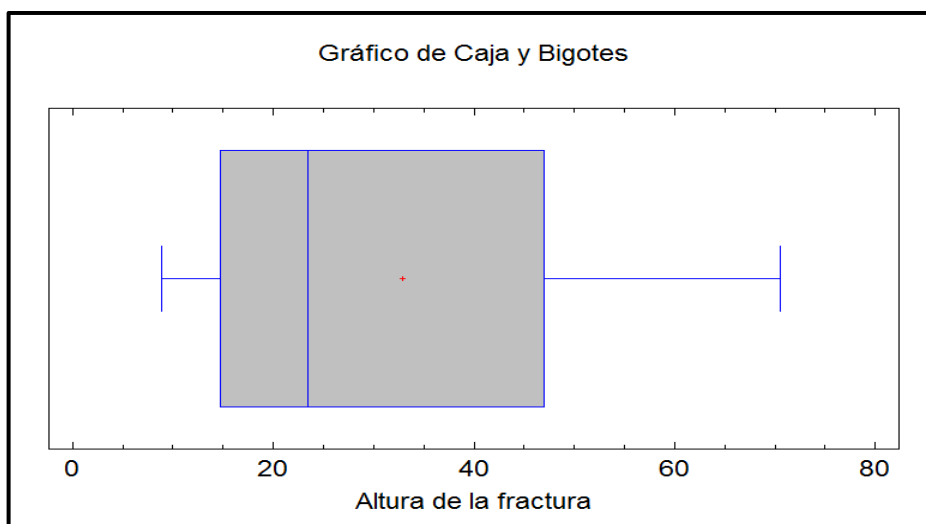
⁶² STATPOINT, Inc. STATGRAPHICS® Centurion XV. Manual del usuario. 2006

Tabla 23. Resumen Estadístico para Altura de la fractura

Recuento	5
Promedio	32,906
Mediana	23,504
Varianza	653,456
Desviación Estándar	25,5628
Coefficiente de variación	77,6843%
Mínimo	8,814
Máximo	70,513
Rango	61,699
Sesgo Estandarizado	0,799995
Curtosis Estandarizada	-0,318346

Fuente: Autores

Figura 21. Gráfico de caja y bigotes del análisis estadístico para la altura de la fractura



Fuente: Autores

Prueba de confianza

Intervalos de confianza del 95% para la media: $32,906 \pm 31,7405$ [1,1655, 64,6465].

Intervalos de confianza del 95% para la desviación estándar [15,3155, 73,4561].

La interpretación clásica de estos intervalos es que, en muestreos repetidos, estos intervalos contendrán la media verdadera de la población de la que fueron extraídas las muestras, el 95% de las veces. En términos prácticos, puede establecerse con 95% de confianza, que la media verdadera de altura de la fractura se encuentra en algún lugar entre 1,1655 y 64,6465, en tanto que la desviación estándar verdadera está en algún lugar entre 15,3155 y 73,4561.

- **Permeabilidad de la fractura**

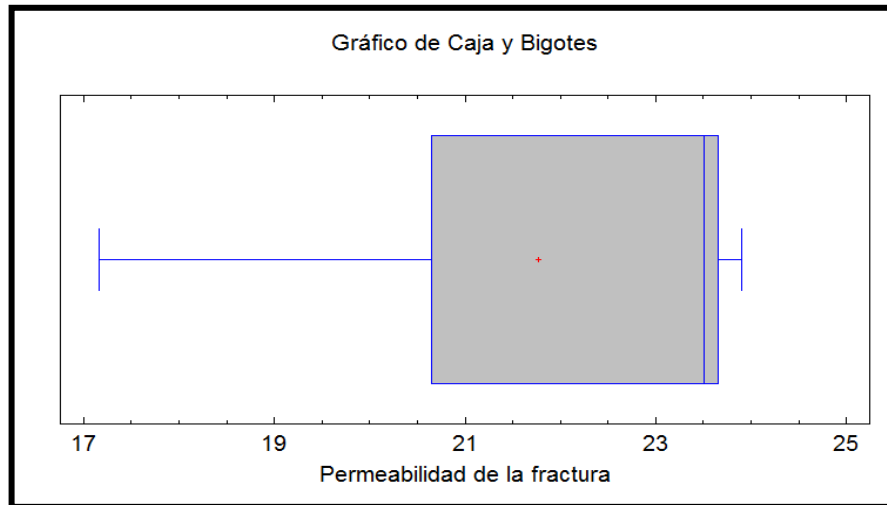
En la tabla 27 se muestran los resultados obtenidos de dicho análisis para la permeabilidad de la fractura en este modelo.

Tabla 24. Resumen Estadístico para Permeabilidad de la fractura

Recuento	5
Promedio	21,7734
Mediana	23,504
Varianza	8,38237
Desviación Estándar	2,89523
Coefficiente de variación	13,2971%
Mínimo	17,167
Máximo	23,901
Rango	6,734
Sesgo Estandarizado	-1,21878
Curtosis Estandarizada	0,35731

Fuente: Autores

Figura 22. Gráfico de caja y bigotes del análisis estadístico para la altura de la fractura



Fuente: Autores

Prueba de confianza

Intervalos de confianza del 95% para la media: $21,8582 \pm 3,68672$ [18,1715, 25,5449].

Intervalos de confianza del 95% para la desviación estándar [1,77893, 8,53207].

La interpretación clásica de estos intervalos es que, en muestreos repetidos, estos intervalos contendrán la media verdadera de la población de la que fueron extraídas las muestras, el 95% de las veces. En términos prácticos, puede establecerse con 95% de confianza, que la media verdadera de permeabilidad de la fractura se encuentra en algún lugar entre 18,1715 y 25,5449, en tanto que la desviación estándar verdadera está en algún lugar entre 1,77893 y 8,53207.

- **Ancho de la fractura**

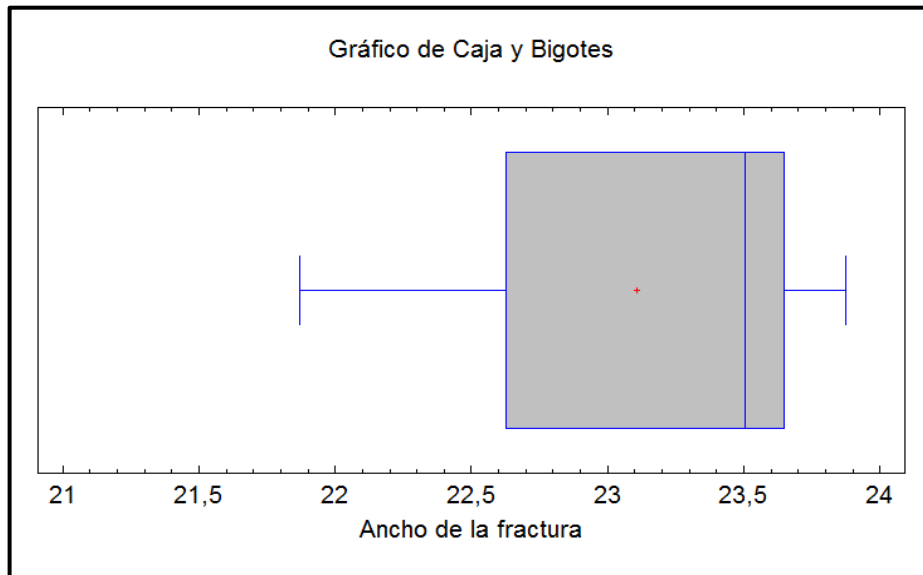
En la tabla 28 se muestran los resultados obtenidos de dicho análisis para el ancho de la fractura en este modelo.

Tabla 25. Resumen Estadístico para Ancho de la fractura

Recuento	5
Promedio	23,1052
Mediana	23,504
Varianza	0,698573
Desviación Estándar	0,835807
Coefficiente de variación	3,6174%
Mínimo	21,871
Máximo	23,873
Rango	2,002
Sesgo Estandarizado	-0,854123
Curtosis Estandarizada	-0,340503

Fuente: Autores

Figura 23. Gráfico de caja y bigotes del análisis estadístico ancho de la fractura



Fuente: Autores

Prueba de confianza

Intervalos de confianza del 95% para la media: 23,1052 +/- 1,03779 [22,0674, 24,143].

Intervalos de confianza del 95% para la desviación estándar [0,50076, 2,40174].

La interpretación clásica de estos intervalos es que, en muestreos repetidos, estos intervalos contendrán la media verdadera de la población de la que fueron extraídas las muestras, el 95% de las veces. En términos prácticos, puede establecerse con 95% de confianza, que la media verdadera de permeabilidad de la fractura se encuentra en algún lugar entre 22,0674 y 24,143, en tanto que la desviación estándar verdadera está en algún lugar entre 0,50076, 2,40174.

Modelo de B. Guo, y D.S. Schechter 2 (1997)

Las variables estudiadas se presentan en la Tabla 29.

Tabla 26. Factores y niveles del diseño experimental del modelo de B. Guo, y D.S. Schechter 2

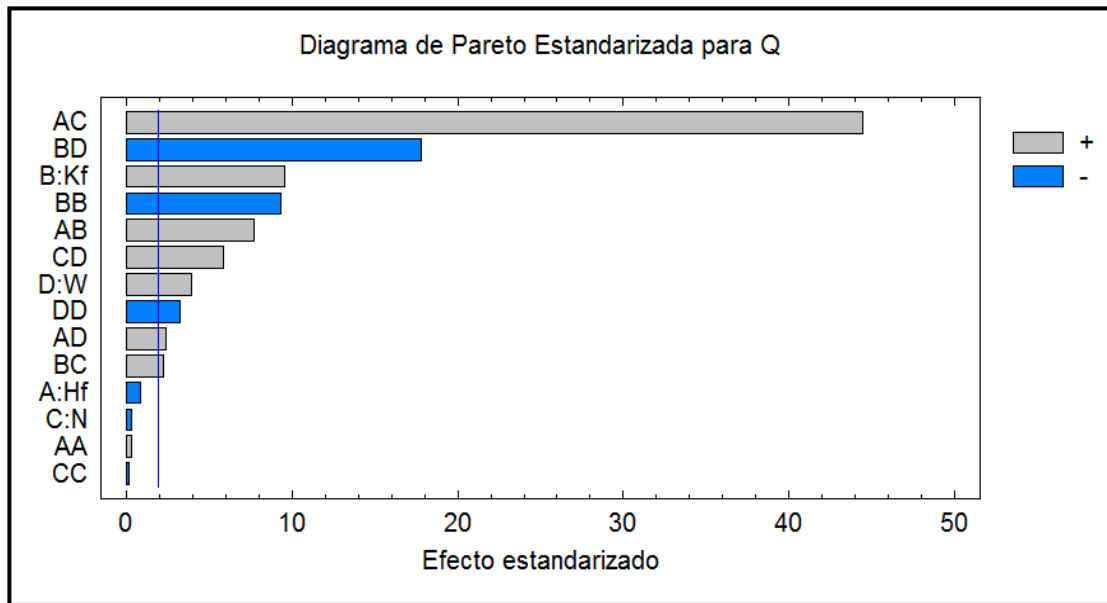
FACTOR	NIVELES				
	CASO 1	CASO 2	CASO BASE	CASO 3	CASO 4
Hf [ft]	15	25	40	80	120
kf [md]	400	2000	30000	70000	120000
W [in]	0,002	0,004	0,013	0,2	0,25
N	5	8	12	14	20
RESPUESTA (Q) [bbl/día]					

Fuente: Autores

De igual manera que el modelo anterior, los factores son las variables que se sensibilizaron, y los niveles hacen referencia a los 5 casos, incluyendo el caso

base, que se manejaron para obtener la producción del pozo, siendo respectivamente, dos bajos, uno medio (caso base) y dos altos.

Figura 24. Diagrama de Pareto para el modelo de B. Guo, y D.S. Schechter 2 (1997)



Fuente: Autores

A continuación se analizará de manera detallada cada variable a sensibilizar de este modelo.

- **Altura de la fractura**

En la tabla 30 se muestran los resultados obtenidos de dicho análisis para la altura de la fractura en este modelo.

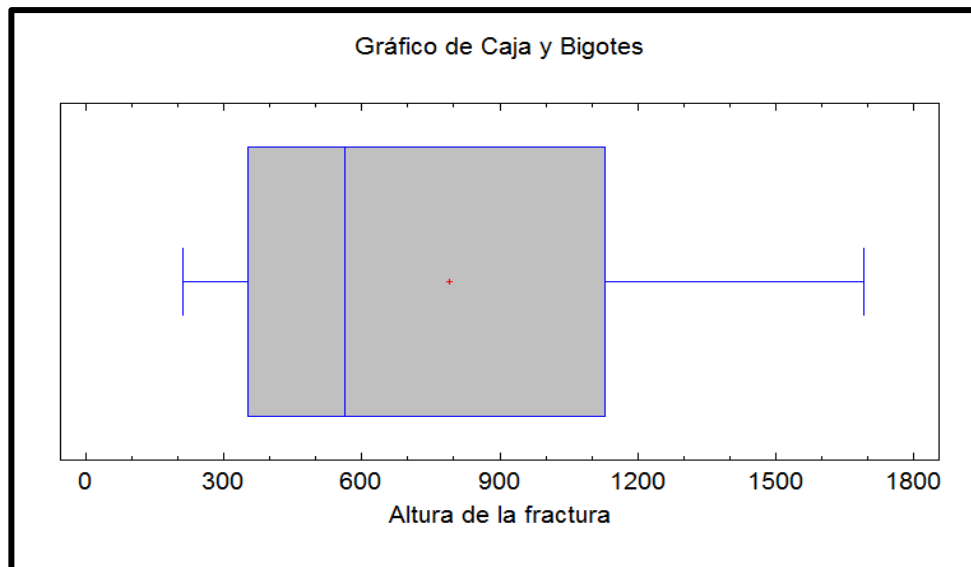
Tabla 27. Resumen Estadístico para Altura de la fractura

Recuento	5
Promedio	789,747
Mediana	564,105
Varianza	376388
Desviación Estándar	613,505

Coefficiente de variación	77,6837%
Mínimo	211,539
Máximo	1692,32
Rango	1480,78
Sesgo Estandarizado	-0,800003
Curtosis Estandarizada	-0,318306

Fuente: Autores

Figura 25. Gráfico de caja y bigotes del análisis estadístico altura de la fractura



Fuente: Autores

Prueba de confianza

Intervalos de confianza del 95% para la media: $789,747 \pm 761,769$ [27,97794, 1551,52].

Intervalos de confianza del 95% para la desviación estándar [367,571, 1762,94].

La interpretación clásica de estos intervalos es que, en muestreos repetidos, estos intervalos contendrán la media verdadera de la población de la que fueron extraídas las muestras, el 95% de las veces. En términos prácticos, puede

establecerse con 95% de confianza, que la media verdadera de permeabilidad de la fractura se encuentra en algún lugar entre 27,97794, 1551,52, en tanto que la desviación estándar verdadera está en algún lugar entre 367,571, 1762,94.

- **Ancho de la fractura**

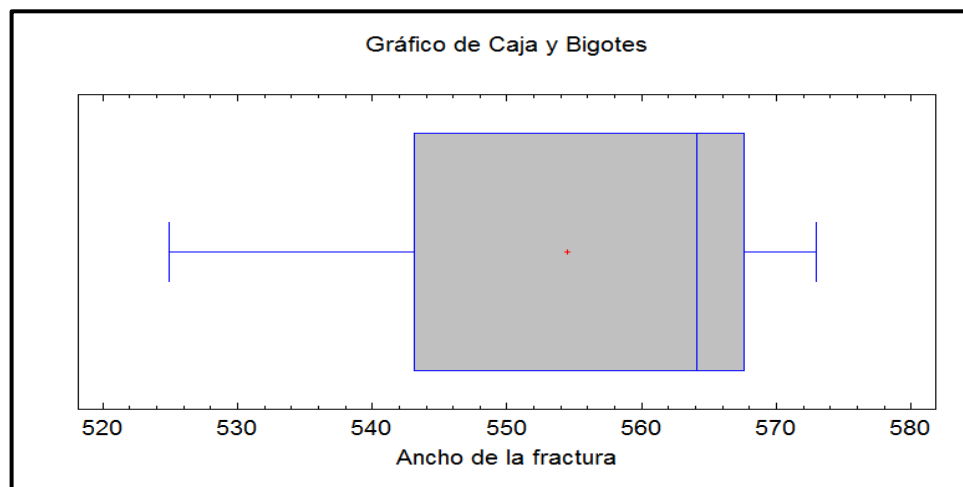
En la tabla 31 se muestran los resultados obtenidos de dicho análisis para el ancho de la fractura en este modelo.

Tabla 28. Resumen Estadístico para Ancho de la fractura

Recuento	5
Promedio	554,523
Mediana	564,105
Varianza	402,321
Desviación Estándar	20,0579
Coficiente de variación	3,61715%
Mínimo	524,905
Máximo	572,948
Rango	48,043
Sesgo Estandarizado	-0,854186
Curtosis Estandarizada	-0,340885

Fuente: Autores

Figura 26. Gráfico de caja y bigotes del análisis estadístico ancho de la fractura



Fuente: Autores

Prueba de confianza

Intervalos de confianza del 95% para la media: 554,523 +/- 24,9053 [529,428, 579,428].

Intervalos de confianza del 95% para la desviación estándar [12,0174, 57,6376].

La interpretación clásica de estos intervalos es que, en muestreos repetidos, estos intervalos contendrán la media verdadera de la población de la que fueron extraídas las muestras, el 95% de las veces. En términos prácticos, puede establecerse con 95% de confianza, que la media verdadera de permeabilidad de la fractura se encuentra en algún lugar entre 529,428 y 579,428, en tanto que la desviación estándar verdadera está en algún lugar entre 12,0174 y 57,6376.

- **Número de fracturas**

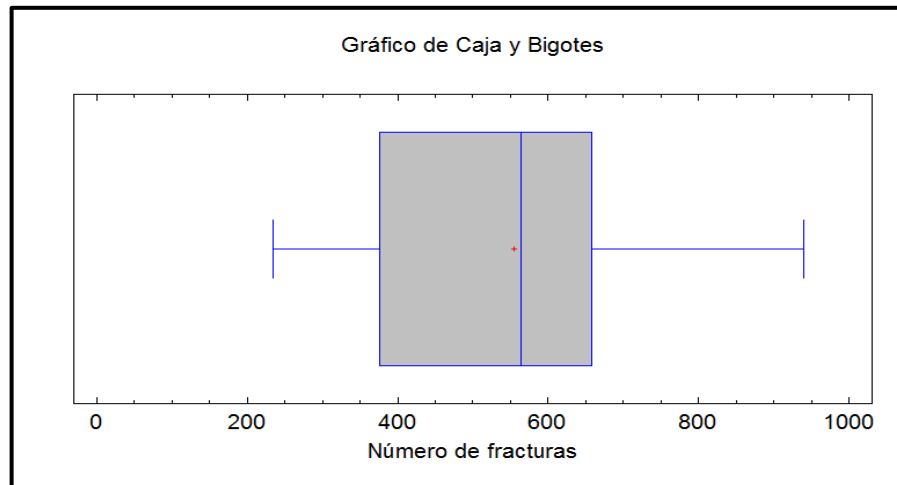
En la tabla 32 se muestran los resultados obtenidos de dicho análisis para el número de la fractura en este modelo.

Tabla 29. Resumen Estadístico para Número de la fractura

Recuento	5
Promedio	554,703
Mediana	564,105
Varianza	73366,1
Desviación Estándar	270,862
Coefficiente de variación	48,83%
Mínimo	235,044
Máximo	940,175
Rango	705,131
Sesgo Estandarizado	0,383193
Curtosis Estandarizada	-0,0843963

Fuente: Autores

Figura 27. Gráfico de caja y bigotes del análisis estadístico número de fracturas



Fuente: Autores

Prueba de confianza

Intervalos de confianza del 95% para la media: $554,703 \pm 336,32$ [218,383, 891,024].

Intervalos de confianza del 95% para la desviación estándar [162,282, 778,336].

La interpretación clásica de estos intervalos es que, en muestreos repetidos, estos intervalos contendrán la media verdadera de la población de la que fueron extraídas las muestras, el 95% de las veces. En términos prácticos, puede establecerse con 95% de confianza, que la media verdadera de permeabilidad de la fractura se encuentra en algún lugar entre 218,383 y 891,024, en tanto que la desviación estándar verdadera está en algún lugar entre 162,282 y 778,336.

- **Permeabilidad de las fractura**

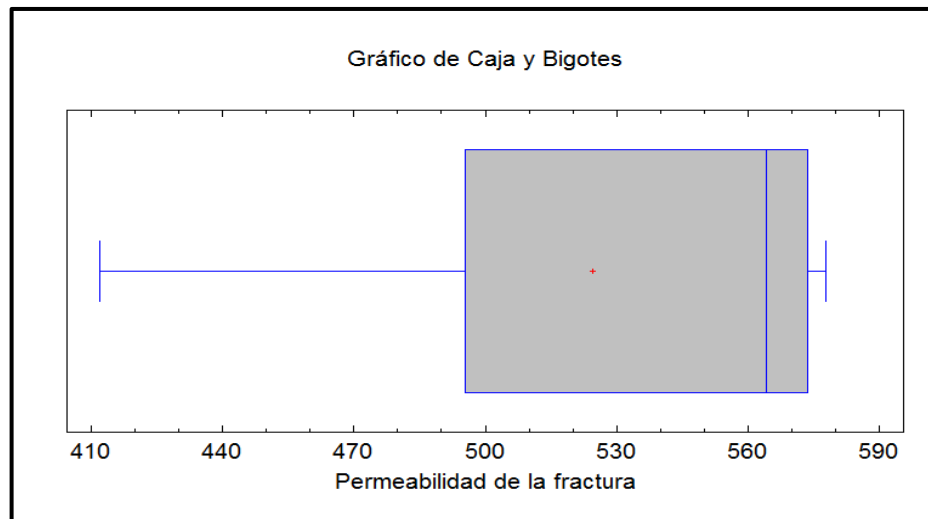
En la tabla 33 se muestran los resultados obtenidos de dicho análisis para la permeabilidad de las fracturas en este modelo.

Tabla 30. Resumen Estadístico para la permeabilidad de las fracturas

Recuento	5
Promedio	524,593
Mediana	564,105
Varianza	5078,75
Desviación Estándar	71,2654
Coefficiente de variación	13,5849%
Ínimo	411,997
Máximo	577,744
Rango	165,747
Sesgo Estandarizado	-1,17955
Curtosis Estandarizada	0,277939

Fuente: Autores

Figura 28. Gráfico de caja y bigotes del análisis estadístico permeabilidad de fracturas



Fuente: Autores

Prueba de confianza

Intervalos de confianza del 95% para la media: 524,593 +/- 88,4879 [436,105, 613,081].

Intervalos de confianza del 95% para la desviación estándar [42,6974, 204,785].

La interpretación clásica de estos intervalos es que, en muestreos repetidos, estos intervalos contendrán la media verdadera de la población de la que fueron extraídas las muestras, el 95% de las veces. En términos prácticos, puede establecerse con 95% de confianza, que la media verdadera de permeabilidad de la fractura se encuentra en algún lugar entre 436,105, 613,081, en tanto que la desviación estándar verdadera está en algún lugar entre 42,6974, 204,785.

Modelos de D. Yang, Q. Zhang, y Y.Gu (2001)

Las variables estudiadas se presentan en la Tabla 34.

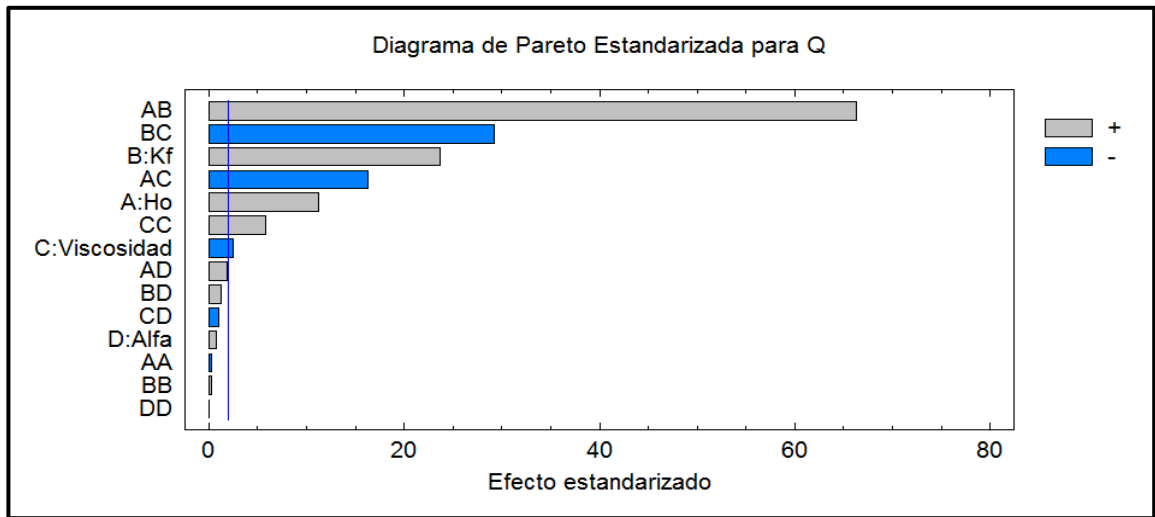
Tabla 31. Factores y niveles del diseño experimental del modelo D. Yang, Q. Zhang, y Y.Gu (2001)

FACTOR	NIVELES				
	CASO 1	CASO 2	CASO BASE	CASO 3	CASO 4
Ho [m]	4,572	7,6	12,19	24,38	36,57
kf [μm^2]	0,394	1,9738	29,6	69,08	118,42
μ [mPa*s]	2	2,5	3	3,5	4
A	0,0000002	0,0000006	0,000001	0,0000015	0,000002
RESPUESTA (Q) [bbl/día]					

Fuente: Autores

A continuación se muestra el diagrama de Pareto para el modelo de pozos verticales.

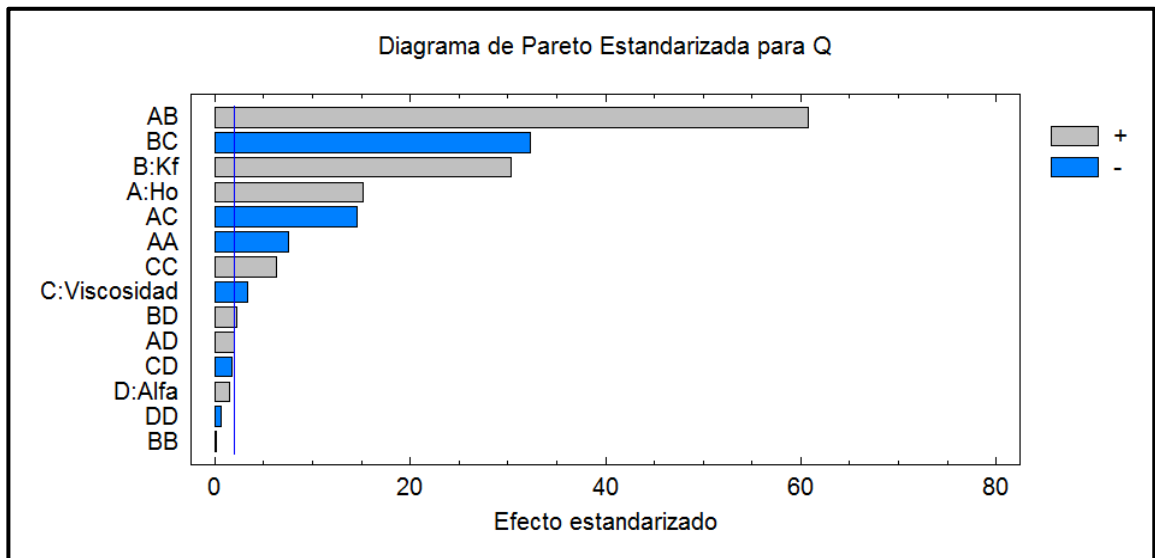
Figura 29. Diagrama de Pareto del modelo D. Yang, Q. Zhang, y Y.Gu (2001) – Pozo vertical



Fuente: Autores

A continuación se muestra el diagrama de Pareto para el modelo para pozos horizontales.

Figura 30. Diagrama de Pareto del modelo D. Yang, Q. Zhang, y Y.Gu (2001) – Pozo vertical



Fuente: Autores

POZO VERTICAL

- Factor que depende de la forma geométrica de la fractura y la resistencia del flujo inercial de la formación (α)

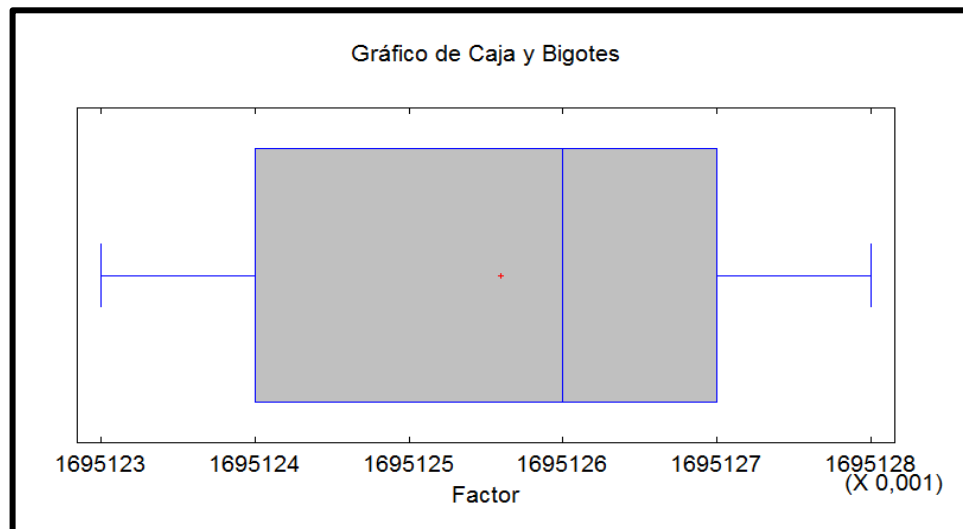
En la tabla 35 se muestran los resultados obtenidos de dicho análisis para la altura de la fractura en este modelo.

Tabla 32. Resumen Estadístico para α

Recuento	5
Promedio	1695,13
Mediana	1695,13
Varianza	0,0000043
Desviación Estándar	0,00207364
Coefficiente de variación	0,00012233%
Mínimo	1695,12
Máximo	1695,13
Rango	0,005
Sesgo Estandarizado	-0,214994
Curtosis Estandarizada	-0,896085

Fuente: Autores

Figura 31. Gráfico de caja y bigotes del análisis estadístico para α



Fuente: Autores

Prueba de Confianza

Intervalos de confianza del 95% para la media: 1695,13+/- 0,00257478 [1695,12, 1695,13].

Intervalos de confianza del 95% para la desviación estándar [0,00124239, 0,00595873].

La interpretación clásica de estos intervalos es que, en muestreos repetidos, estos intervalos contendrán la media verdadera de la población de la que fueron extraídas las muestras, el 95% de las veces. En términos prácticos, puede establecerse con 95% de confianza, que la media verdadera de α se encuentra en algún lugar entre 1695,12 y 1695,13, en tanto que la desviación estándar verdadera está en algún lugar entre 0,00124239 y 0,00595873.

- **Espesor zona productora**

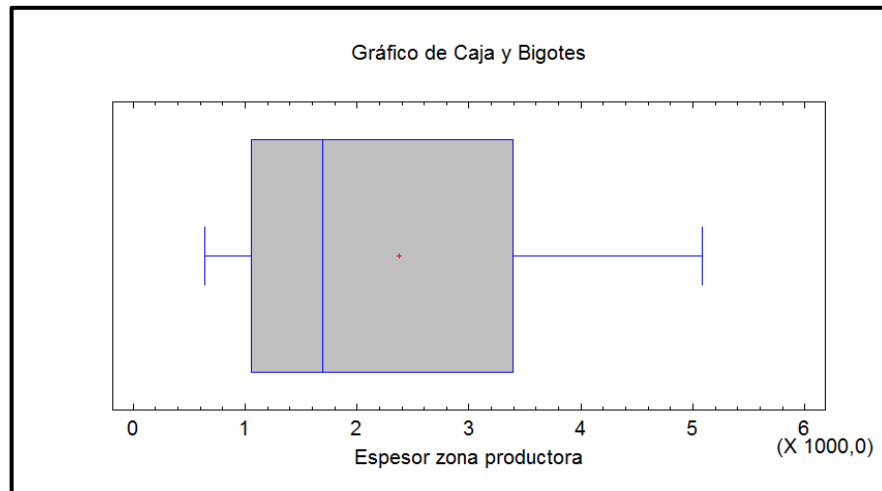
En la tabla 36 se muestran los resultados obtenidos de dicho análisis para el espesor de la zona productora en este modelo.

Tabla 33. Resumen Estadístico para el espesor de la zona productora

Recuento	5
Promedio	2372,68
Mediana	1695,13
Varianza	3,40038E6
Desviación Estándar	1844,01
Coefficiente de variación	77,7187%
Mínimo	635,776
Máximo	5085,38
Rango	4449,6
Sesgo Estandarizado	0,799906
Curtosis Estandarizada	-0,319124

Fuente: Autores

Figura 32. Gráfico de caja y bigotes del análisis estadístico para el espesor de la zona productora



Fuente: Autores

Prueba de Confianza:

Intervalos de confianza del 95% para la media: $2372,68 \pm 2289,65$ [83,0258, 4662,32].

Intervalos de confianza del 95% para la desviación estándar [1104,81, 5298,87].

La interpretación clásica de estos intervalos es que, en muestreos repetidos, estos intervalos contendrán la media verdadera de la población de la que fueron extraídas las muestras, el 95% de las veces. En términos prácticos, puede establecerse con 95% de confianza, que la media verdadera del espesor de la zona productora se encuentra en algún lugar entre 83,0258 y 4662,32, en tanto que la desviación estándar verdadera está en algún lugar entre 1104,81 y 5289,87.

- **Permeabilidad de la fractura**

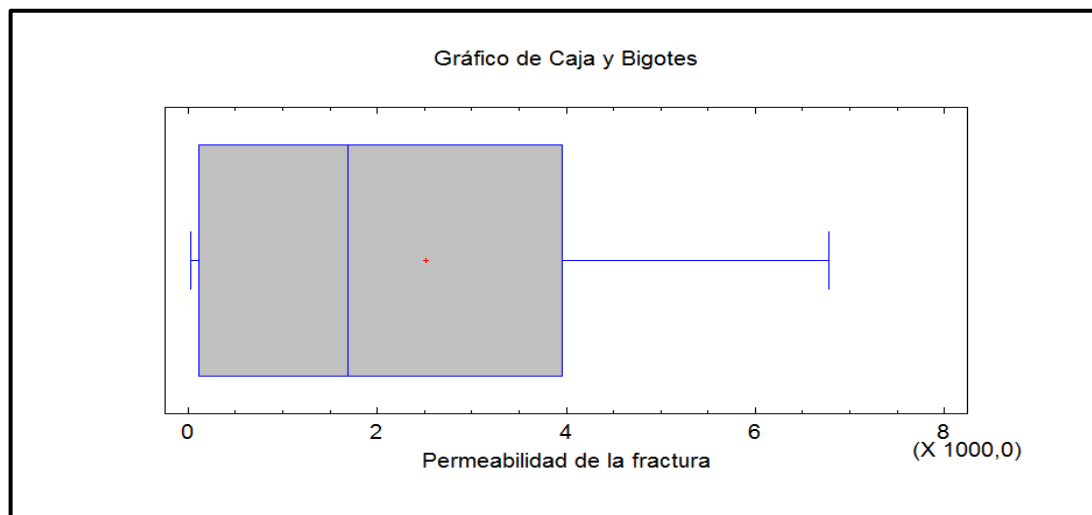
En la tabla 37 se muestran los resultados obtenidos de dicho análisis para la permeabilidad de la fractura en este modelo.

Tabla 34. Resumen Estadístico para la permeabilidad de la fractura

Recuento	5
Promedio	2513,69
Mediana	1695,12
Varianza	8,2337E6
Desviación Estándar	2869,44
Coefficiente de variación	114,153%
Mínimo	22,563
Máximo	6781,65
Rango	6759,09
Sesgo Estandarizado	0,819468
Curtosis Estandarizada	-0,215231

Fuente: Autores

Figura 33. Gráfico de caja y bigotes del análisis estadístico para el espesor de la zona productora



Fuente: Autores

Prueba de Confianza

Intervalos de confianza del 95% para la media: $2513,69 \pm 3262,89$ [1049,21, 6076,58].

Intervalos de confianza del 95% para la desviación estándar [1719,18, 8245,5].

La interpretación clásica de estos intervalos es que, en muestreos repetidos, estos intervalos contendrán la media verdadera de la población de la que fueron extraídas las muestras, el 95% de las veces. En términos prácticos, puede establecerse con 95% de confianza, que la media verdadera de la permeabilidad de la fractura se encuentra en algún lugar entre 1049,21 y 6076,58, en tanto que la desviación estándar verdadera está en algún lugar entre 1719,18 y 8245,5.

- **Viscosidad del aceite**

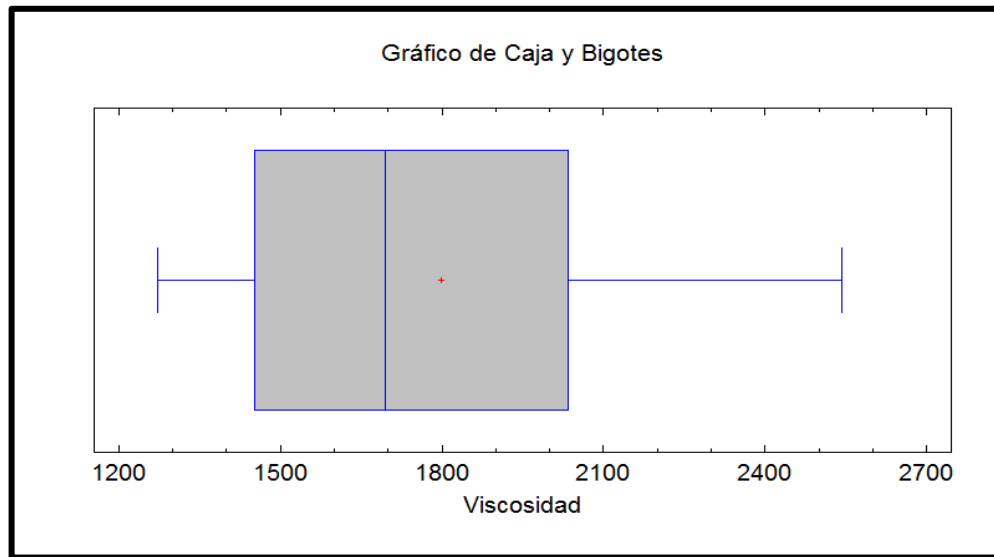
En la tabla 38 se muestran los resultados obtenidos de dicho análisis para la viscosidad del aceite en este modelo.

Tabla 35. Resumen Estadístico viscosidad

Recuento	5
Promedio	1799,25
Mediana	1695,13
Varianza	254330
Desviación Estándar	504,311
Coefficiente de variación	28,0289%
Mínimo	1271,34
Máximo	2542,69
Rango	1271,34
Sesgo Estandarizado	0,69415
Curtosis Estandarizada	-0,117271

Fuente: Autores

Figura 34. Gráfico de caja y bigotes del análisis estadístico para la viscosidad del aceite



Fuente: Autores

Prueba de Confianza:

Intervalos de confianza del 95% para la media: $1799,25 \pm 626,187$ [1173,07, 2425,44].

Intervalos de confianza del 95% para la desviación estándar [302,149, 1449,17].

La interpretación clásica de estos intervalos es que, en muestreos repetidos, estos intervalos contendrán la media verdadera de la población de la que fueron extraídas las muestras, el 95% de las veces. En términos prácticos, puede establecerse con 95% de confianza, que la media verdadera de la viscosidad del aceite se encuentra en algún lugar entre 1049,21 y 6076,58, en tanto que la desviación estándar verdadera está en algún lugar entre 1719,18 y 8245,5.

POZO HORIZONTAL

- **Factor que depende de la forma geométrica de la fractura y la resistencia del flujo inercial de la formación (α)**

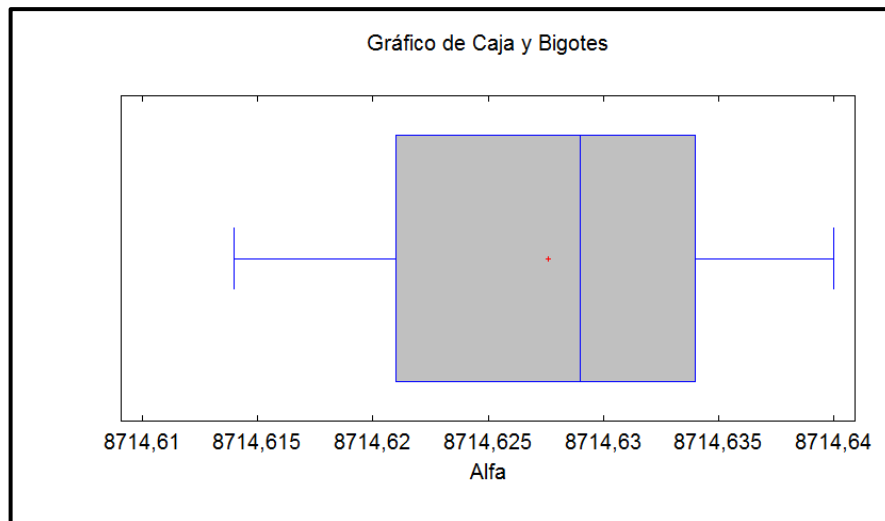
En la tabla 39 se muestran los resultados obtenidos de dicho análisis para la altura de la fractura en este modelo.

Tabla 36. Resumen Estadístico para α

Recuento	5
Promedio	8714,63
Mediana	8714,63
Varianza	0,0001063
Desviación Estándar	0,0103102
Coefficiente de variación	0,000118309%
Mínimo	8714,61
Máximo	8714,64
Rango	0,026
Sesgo Estandarizado	-0,219144
Curtosis Estandarizada	-0,549689

Fuente: Autores

Figura 35. Gráfico de caja y bigotes del análisis estadístico para α



Fuente: Autores

Prueba de Confianza:

Intervalos de confianza del 95% para la media: 8714,63+/- 0,0128018 [8714,61, 8714,64].

Intervalos de confianza del 95% para la desviación estándar [0,00617718, 0,0296269].

La interpretación clásica de estos intervalos es que, en muestreos repetidos, estos intervalos contendrán la media verdadera de la población de la que fueron extraídas las muestras, el 95% de las veces. En términos prácticos, puede establecerse con 95% de confianza, que la media verdadera de α se encuentra en algún lugar entre 8714,61 y 8714,64, en tanto que la desviación estándar verdadera está en algún lugar entre 0,00617718 y 0,0296269.

- **Espesor zona productora**

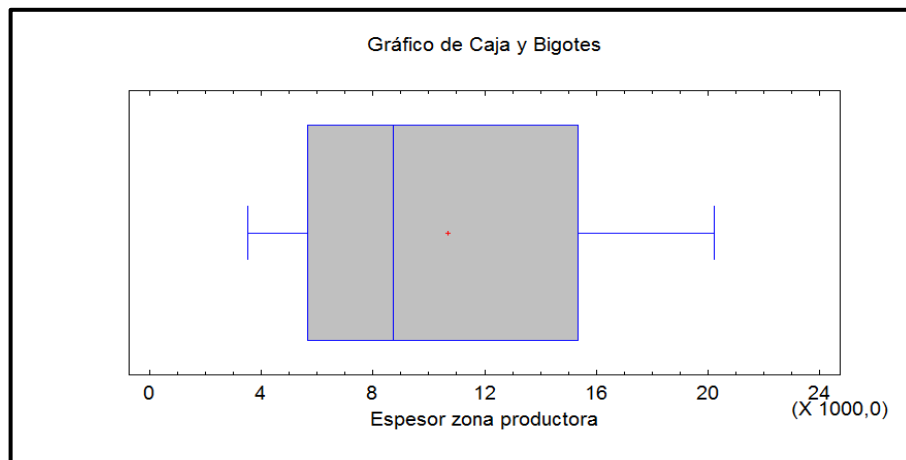
En la tabla 40 se muestran los resultados obtenidos de dicho análisis para el espesor de la zona productora en este modelo.

Tabla 37. Resumen Estadístico para el espesor de la zona productora

Recuento	5
Promedio	10694,2
Mediana	8714,63
Varianza	4,83559E7
Desviación Estándar	6953,84
Coefficiente de variación	65,0243%
Mínimo	3503,61
Máximo	20237,7
Rango	16734,1
Sesgo Estandarizado	0,524321
Curtosis Estandarizada	-0,703478

Fuente: Autores

Figura 36. Gráfico de caja y bigotes del análisis estadístico para el espesor de la zona productora



Fuente: Autores

Prueba de Confianza:

Intervalos de confianza del 95% para la media: $10694,2 \pm 8634,36$ [2059,86, 19328,6].

Intervalos de confianza del 95% para la desviación estándar [4166,28, 19982,3].

La interpretación clásica de estos intervalos es que, en muestreos repetidos, estos intervalos contendrán la media verdadera de la población de la que fueron extraídas las muestras, el 95% de las veces. En términos prácticos, puede establecerse con 95% de confianza, que la media verdadera del espesor de la zona productora se encuentra en algún lugar entre 2059,86 y 19328,6, en tanto que la desviación estándar verdadera está en algún lugar entre 4166,28 y 19982,3.

- **Permeabilidad de la fractura**

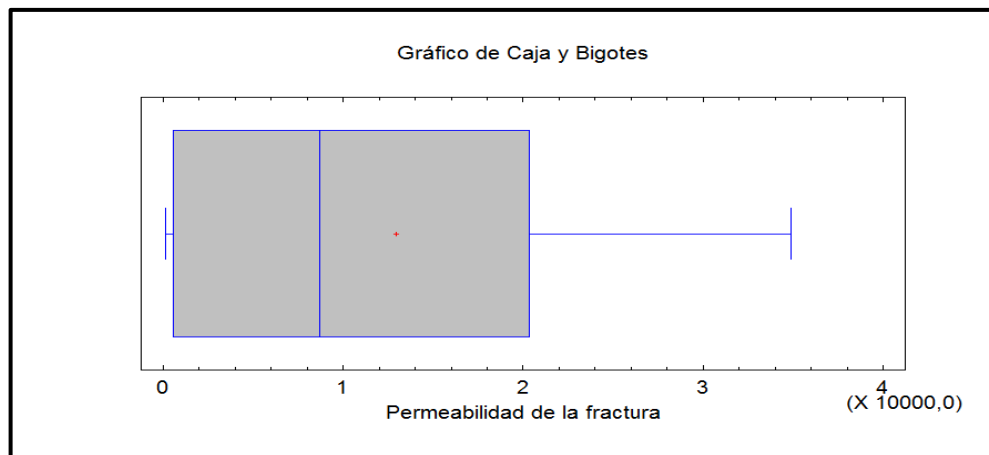
En la tabla 41 se muestran los resultados obtenidos de dicho análisis para la permeabilidad de la fractura en este modelo.

Tabla 38. Resumen Estadístico para la permeabilidad de la fractura

Recuento	5
Promedio	12922,8
Mediana	8714,63
Varianza	2,17615E8
Desviación Estándar	14751,8
Coefficiente de variación	114,153%
Mínimo	115,999
Máximo	34864,4
Rango	34748,4
Sesgo Estandarizado	0,819468
Curtosis Estandarizada	-0,215231

Fuente: Autores

Figura 37. Gráfico de caja y bigotes del análisis estadístico para el espesor de la zona productora



Fuente: Autores

Prueba de Confianza:

Intervalos de confianza del 95% para la media: 12922,8+/- 18316,8 [5393,97, 31239,7].

Intervalos de confianza del 95% para la desviación estándar [8838,28, 42390,1].

La interpretación clásica de estos intervalos es que, en muestreos repetidos, estos intervalos contendrán la media verdadera de la población de la que fueron extraídas las muestras, el 95% de las veces. En términos prácticos, puede establecerse con 95% de confianza, que la media verdadera de la permeabilidad de la fractura se encuentra en algún lugar entre 5393,97 y 31239,7, en tanto que la desviación estándar verdadera está en algún lugar entre 8838,28 y 42390,1.

- **Viscosidad del aceite**

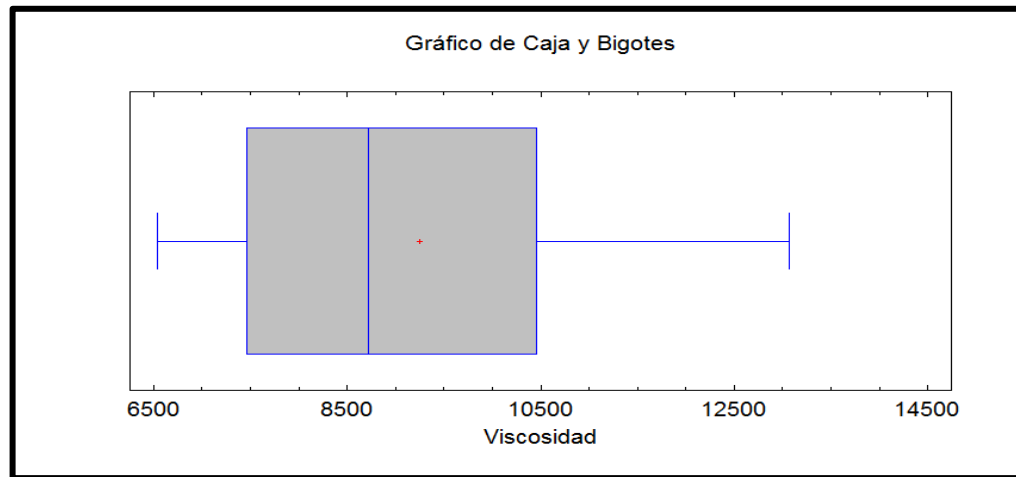
En la tabla 42 se muestran los resultados obtenidos de dicho análisis para la viscosidad del aceite en este modelo.

Tabla 39. Resumen Estadístico viscosidad

Recuento	5
Promedio	9249,96
Mediana	8714,63
Varianza	6,72189E6
Desviación Estándar	2592,66
Coficiente de variación	28,0289%
Mínimo	6535,97
Máximo	13071,9
Rango	6535,97
Sesgo Estandarizado	0,694152
Curtosis Estandarizada	-0,117269

Fuente: Autores

Figura 38. Gráfico de caja y bigotes del análisis estadístico para la viscosidad del aceite



Fuente: Autores

Prueba de Confianza:

Intervalos de confianza del 95% para la media: $9249,96 \pm 3219,22$ [6030,73, 12469,2].

Intervalos de confianza del 95% para la desviación estándar [1553,35 7450,15].

La interpretación clásica de estos intervalos es que, en muestreos repetidos, estos intervalos contendrán la media verdadera de la población de la que fueron extraídas las muestras, el 95% de las veces. En términos prácticos, puede establecerse con 95% de confianza, que la media verdadera de la viscosidad del aceite se encuentra en algún lugar entre 6030,73, 12469,2, en tanto que la desviación estándar verdadera está en algún lugar entre 1553,35 7450,15.

Modelo de Jahanbani y S.R Shadizadeh (2009)

Las variables estudiadas se presentan en la Tabla 43.

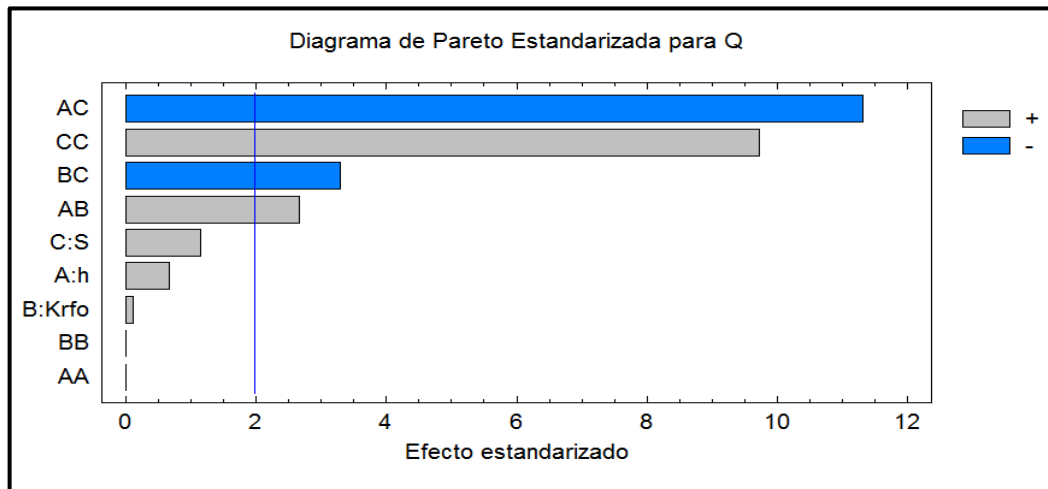
Tabla 40. Factores y niveles del diseño experimental del modelo de Jahanbani y S.R Shadizadeh (2009)

FACTOR	NIVELES				
	CASO 1	CASO 2	CASO BASE	CASO 3	CASO 4
H [ft]	15	25	40	80	120
krfo [md]	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
S	-5	-2	3	5	10
RESPUESTA (Q) [bbl/día]					

Fuente: Autores

A continuación se muestra el diagrama de Pareto para el modelo.

Figura 39. Diagrama de Pareto del modelo de Jahanbani y S.R Shadizadeh (2009)



Fuente: Autores

- **Espesor zona productora**

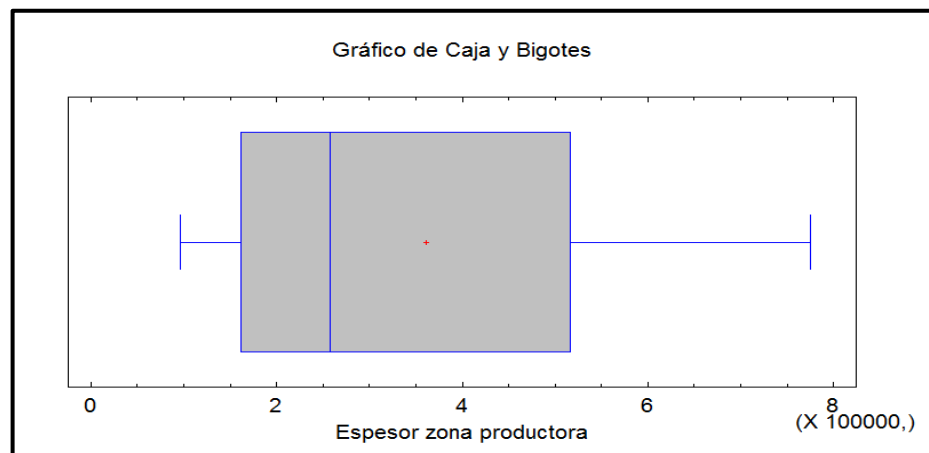
En la tabla 44 se muestran los resultados obtenidos de dicho análisis para el espesor de la zona productora s en este modelo.

Tabla 41. Resumen Estadístico para el espesor de la zona productora

Recuento	5
Promedio	361535
Mediana	258239
Varianza	7,8878E10
Desviación Estándar	280853
Coefficiente de variación	77,6837%
Mínimo	96839,6
Máximo	774717
Rango	677877
Sesgo Estandarizado	0,8000013
Curtosis Estandarizada	-0,318307

Fuente: Autores

Figura 40. Gráfico de caja y bigotes del análisis estadístico espesor zona productora



Fuente: Autores

Prueba de confianza

Intervalos de confianza del 95% para la media: 361535 ± 348727 [12807,9, 710261].

Intervalos de confianza del 95% para la desviación estándar [168269, 807048].

La interpretación clásica de estos intervalos es que, en muestreos repetidos, estos intervalos contendrán la media verdadera de la población de la que fueron

extraídas las muestras, el 95% de las veces. En términos prácticos, puede establecerse con 95% de confianza, que la media verdadera de permeabilidad de la fractura se encuentra en algún lugar entre 12807,9 y 710261, en tanto que la desviación estándar verdadera está en algún lugar entre 168269 y 807048.

- **Permeabilidad relativa de la fractura**

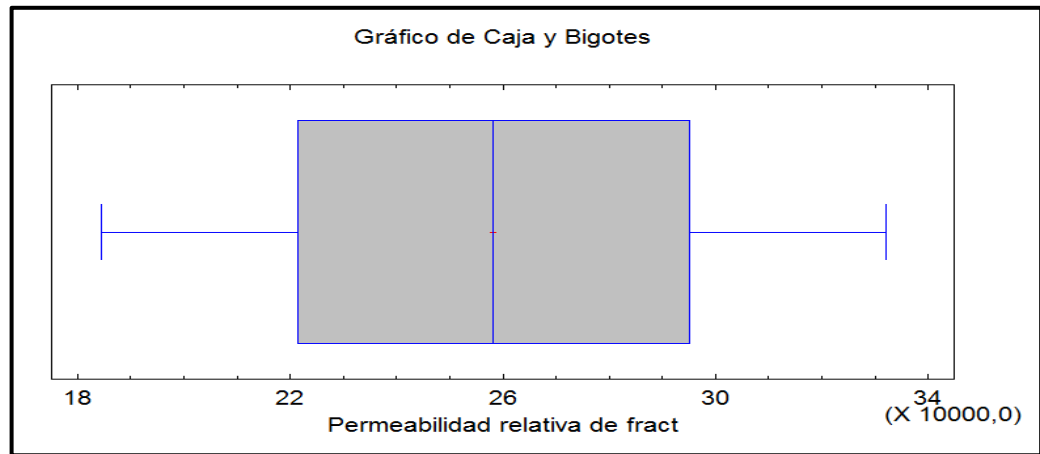
En la tabla 45 se muestran los resultados obtenidos de dicho análisis para Permeabilidad relativa de la fractura en este modelo.

Tabla 42. Resumen Estadístico para Permeabilidad relativa de la fractura

Recuento	5
Promedio	258239
Mediana	58330,2
Varianza	3,40242E9
Desviación Estándar	58330,2
Coefficiente de variación	22,5877%
Mínimo	184456
Máximo	332022
Rango	147565
Sesgo Estandarizado	0,0
Curtosis Estandarizada	-0,547723

Fuente: Autores

Figura 41. Gráfico de caja y bigotes del análisis estadístico permeabilidad relativa de la fractura



Fuente: Autores

Prueba de confianza

Intervalos de confianza del 95% para la media: $258239 \pm 72426,8$ [185812, 330666].

Intervalos de confianza del 95% para la desviación estándar [34947,6, 167615].

La interpretación clásica de estos intervalos es que, en muestreos repetidos, estos intervalos contendrán la media verdadera de la población de la que fueron extraídas las muestras, el 95% de las veces. En términos prácticos, puede establecerse con 95% de confianza, que la media verdadera de permeabilidad de la fractura se encuentra en algún lugar entre 185812, 330666, en tanto que la desviación estándar verdadera está en algún lugar entre 34947,6, 167615.

- **Factor de daño**

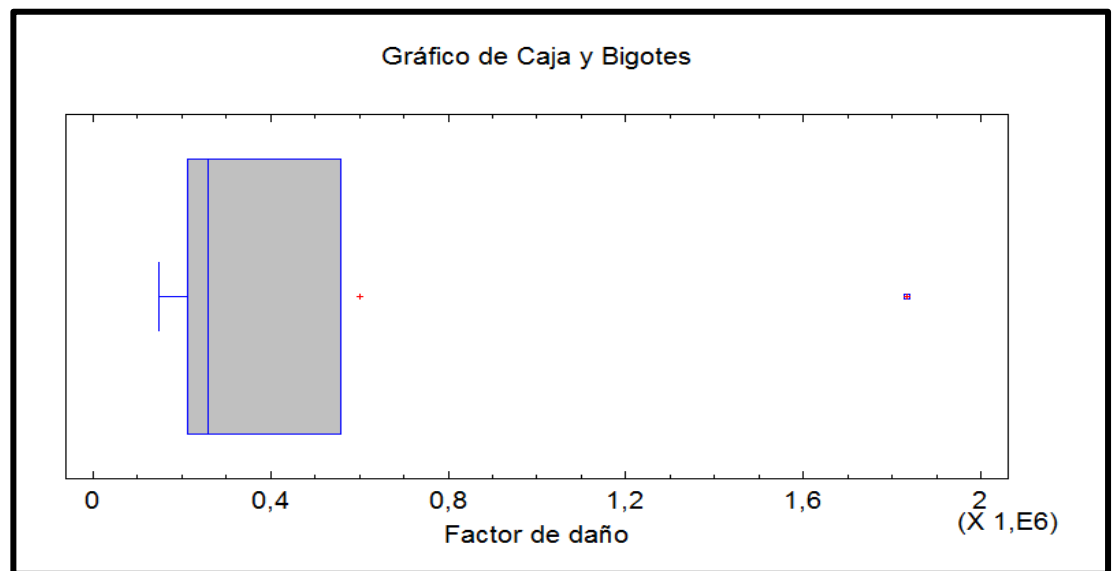
En la tabla 46 se muestran los resultados obtenidos de dicho análisis para el factor de daño de la fractura en este modelo.

Tabla 43. Resumen Estadístico para Factor de daño

Recuento	5
Promedio	601782
Mediana	258239
Varianza	4,998434E11
Desviación Estándar	705999
Coficiente de variación	117,318%
Mínimo	147420
Máximo	1,83298E6
Rango	1,68556E6
Sesgo Estandarizado	1,80827
Curtosis Estandarizada	1,80807

Fuente: Autores

Figura 42. Gráfico de caja y bigotes del análisis estadístico factor de daño



Fuente: Autores

Prueba de confianza

Intervalos de confianza del 95% para la media: 601782 +/- 876616 [-274834, 1,4784E6]

Intervalos de confianza del 95% para la desviación estándar [422987, 2,02873E6]

La interpretación clásica de estos intervalos es que, en muestreos repetidos, estos intervalos contendrán la media verdadera de la población de la que fueron extraídas las muestras, el 95% de las veces. En términos prácticos, puede establecerse con 95% de confianza, que la media verdadera de permeabilidad de la fractura se encuentra en algún lugar entre -274834 y 1,4784E6, en tanto que la desviación estándar verdadera está en algún lugar entre 34947,6, 167615.

Análisis Estadístico

De manera general las tablas de resumen estadístico para cada variable en los modelos, incluyen medidas de tendencia central, medidas de variabilidad y medidas de forma. De particular interés acá son el sesgo estandarizado y la curtosis estandarizada, las cuales pueden utilizarse para determinar si la muestra proviene de una distribución normal. Valores de estos estadísticos fuera del rango de -2 a +2 indican desviaciones significativas de la normalidad, lo que tendría a invalidar cualquier prueba estadística con referencia a la desviación estándar. En estos casos, los valores del sesgo estandarizado se encuentran dentro del rango esperado para datos provenientes de una distribución normal. Los valores de curtosis estandarizada se encuentran dentro del rango esperado para datos provenientes de una distribución normal.

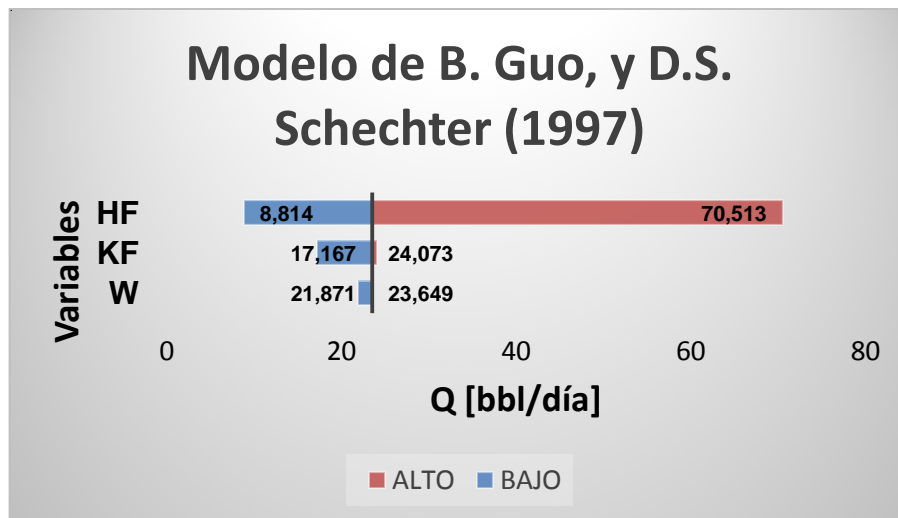
4.1.2 COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS CON LA HERRAMIENTA SOFTWARE

A continuación se presentarán los diagramas tornado y araña para analizar la sensibilidad de las variables en cada modelo. Lo que nos permite identificar las variables críticas para futuros trabajos de producción, sin embargo aunque es muy fiable no permite ver el efecto de interrelación de las variables que si se puede observar en los gráficos de los diseños experimentales anteriormente

presentados. Es necesario tener en cuenta para el diagrama araña que entre mayor sea la pendiente de la línea graficada mayor es el efecto que se genera en la variable de salida.

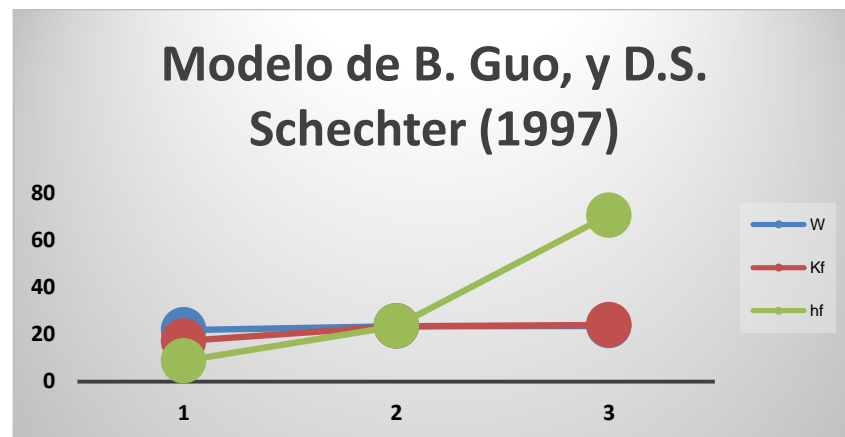
Modelo de B. Guo, y D.S. Schechter 1 (1997)

Figura 43. Diagrama tornado modelo de B. Guo, y D.S. Schechter 1 (1997)



Fuente: Autores

Figura 44. Diagrama araña modelo de B. Guo, y D.S. Schechter 1 (1997)

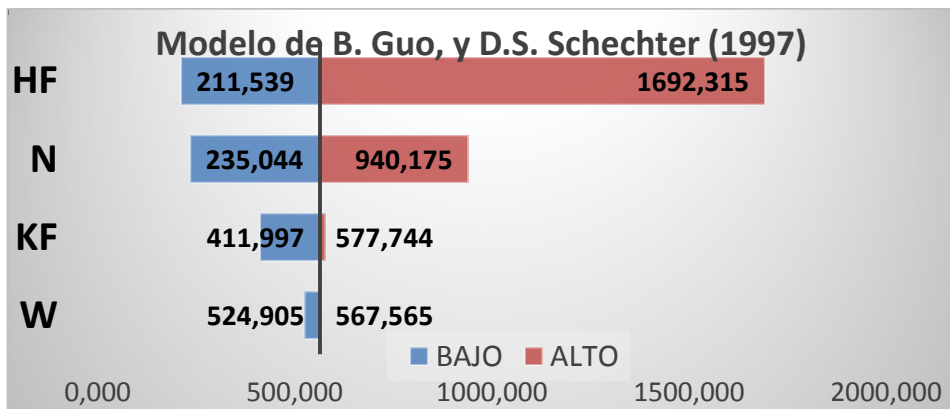


Fuente: Autores

De acuerdo con los diagramas anteriores se puede analizar que la variable que tiene mayor efecto en la producción del pozo de aceite naturalmente fracturado para el modelo de B. Guo, y D.S. Schechter (1997), es la altura de la fractura evidenciada en la inclinación de la línea que corresponde a la variable en el diagrama araña y la que menos influencia tiene en la producción es el ancho de la fractura. Lo anterior fue corroborado con el diagrama de Pareto que arrojó el diseño de experimentos.

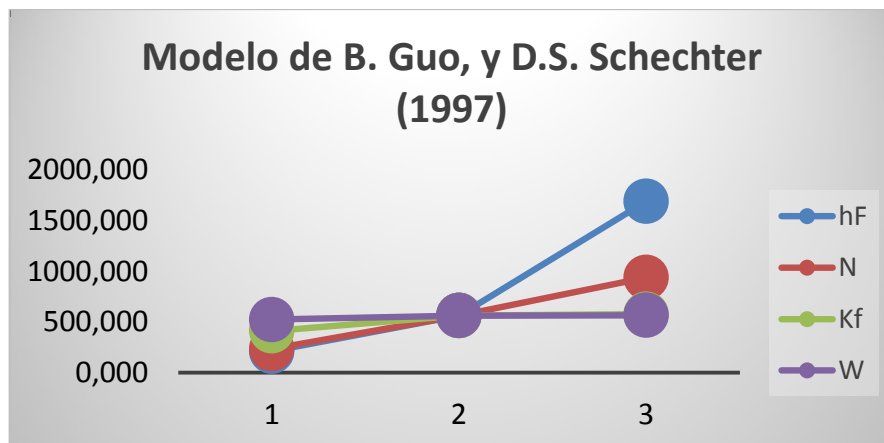
Modelo de B. Guo, y D.S. Schechter 2 (1997)

Figura 45. Diagrama tornado modelo de B. Guo, y D.S. Schechter 2 (1997)



Fuente: Autores

Figura 46. Diagrama araña modelo de B. Guo, y D.S. Schechter 2 (1997)



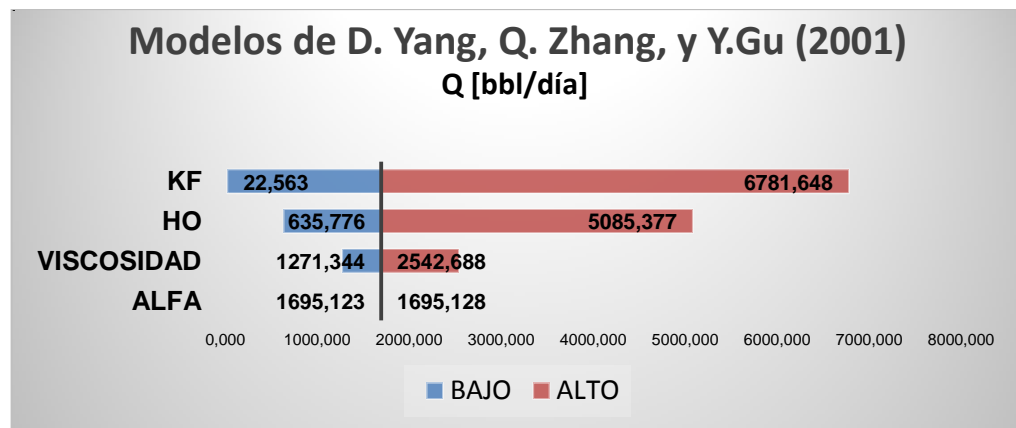
Fuente: Autores

De acuerdo con los diagramas anteriores se puede analizar que la variable que tiene mayor efecto en la producción del pozo de aceite naturalmente fracturado para el modelo de B. Guo, y D.S. Schechter (1997), es la altura de la fractura evidenciada en la inclinación de la línea que corresponde a la variable en el diagrama araña y la que menos influencia tiene en la producción es el ancho de la fractura. Lo anterior fue corroborado con el diagrama de Pareto que arrojó el diseño de experimentos.

Modelos de D. Yang, Q. Zhang, y Y.Gu (2001)

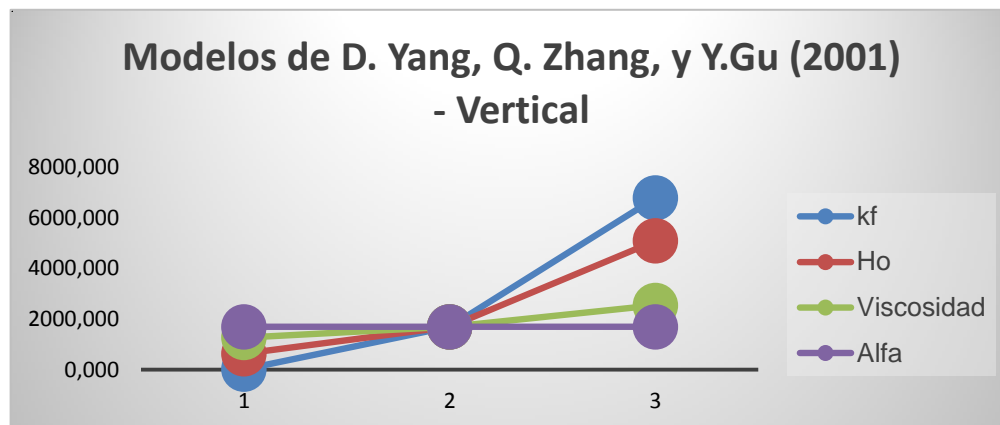
POZO VERTICAL

Figura 47. Diagrama tornado modelo D. Yang, Q. Zhang, y Y.Gu (2001) – Pozo vertical



Fuente: Autores

Figura 48. Diagrama araña modelo D. Yang, Q. Zhang, y Y.Gu (2001) – Pozo vertical

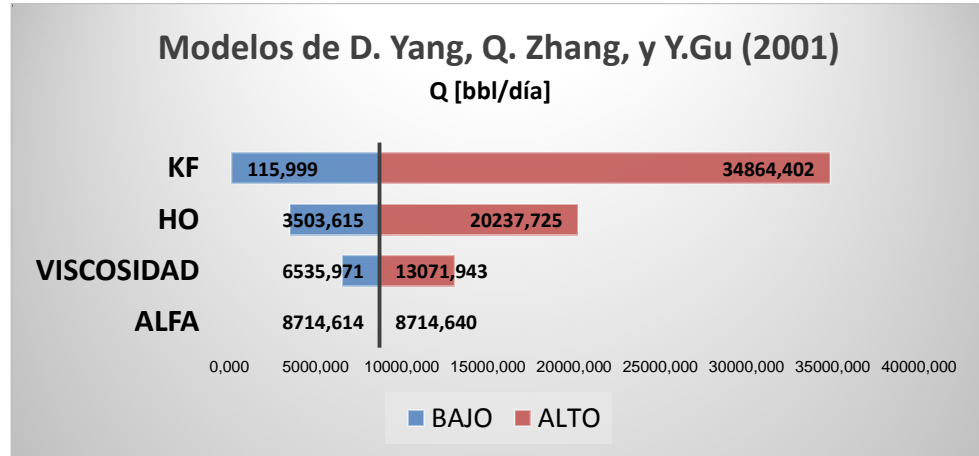


Fuente: Autores

De acuerdo con los diagramas anteriores se puede analizar que la variable que tiene mayor efecto en la producción del pozo de aceite naturalmente fracturado para el modelo de D. Yang, Q. Zhang, y Y.Gu (2001) para un pozo vertical, es la permeabilidad de la fractura evidenciada en la inclinación de la línea que corresponde a la variable en el diagrama araña; de la misma forma se evidencia que el espesor de la zona productora tiene también un gran efecto en este modelo y la que menos influencia tiene en la producción es el factor que depende de la forma geométrica de la fractura y la resistencia inercial al flujo. Lo anterior fue corroborado con el diagrama de Pareto que arrojó el diseño de experimentos.

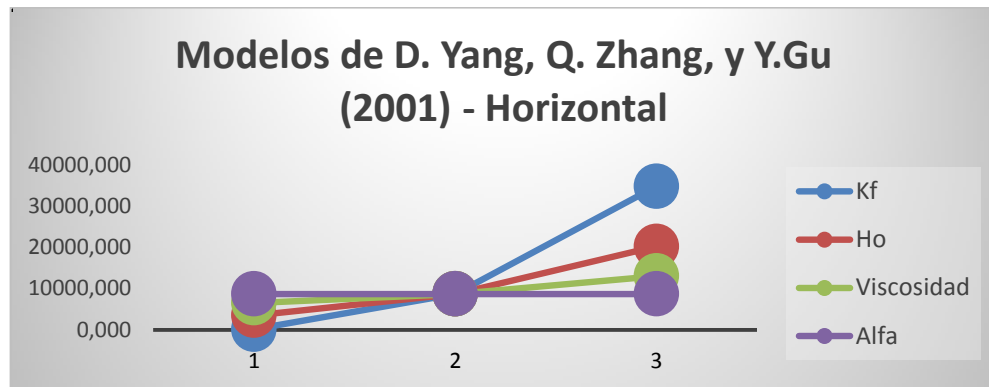
POZO HORIZONTAL

Figura 49. Diagrama araña modelo D. Yang, Q. Zhang, y Y.Gu (2001) – Pozo horizontal



Fuente: Autores

Figura 50. Diagrama araña modelo D. Yang, Q. Zhang, y Y.Gu (2001) – Pozo horizontal

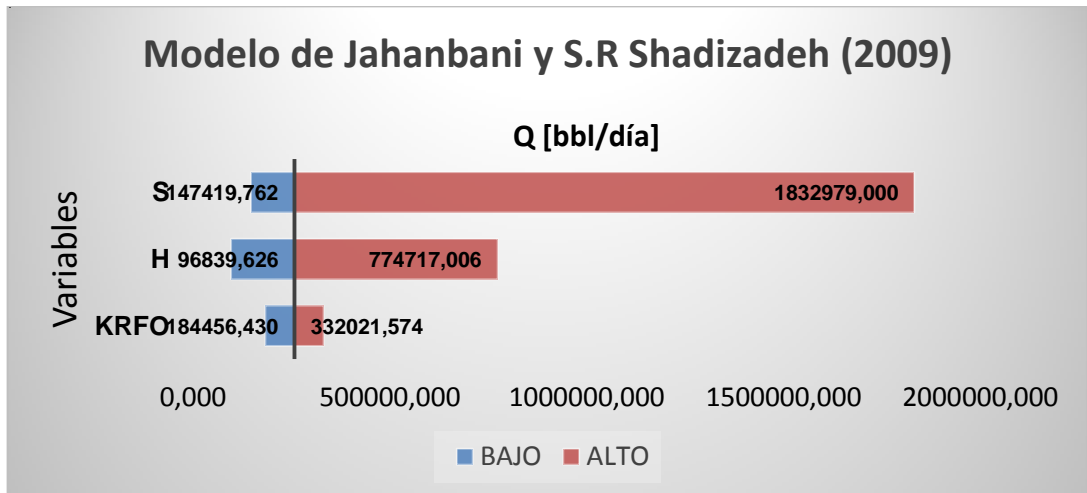


Fuente: Autores

De acuerdo con los diagramas anteriores se puede analizar que la variable que tiene mayor efecto en la producción del pozo de aceite naturalmente fracturado para el modelo de D. Yang, Q. Zhang, y Y.Gu (2001) para un pozo horizontal, es la permeabilidad de la fractura evidenciada en la inclinación de la línea que corresponde a la variable en el diagrama araña y la que menos influencia tiene en la producción es el factor que depende de la forma geométrica de la fractura y la resistencia inercial al flujo. Lo anterior fue corroborado con el diagrama de Pareto que arrojó el diseño de experimentos.

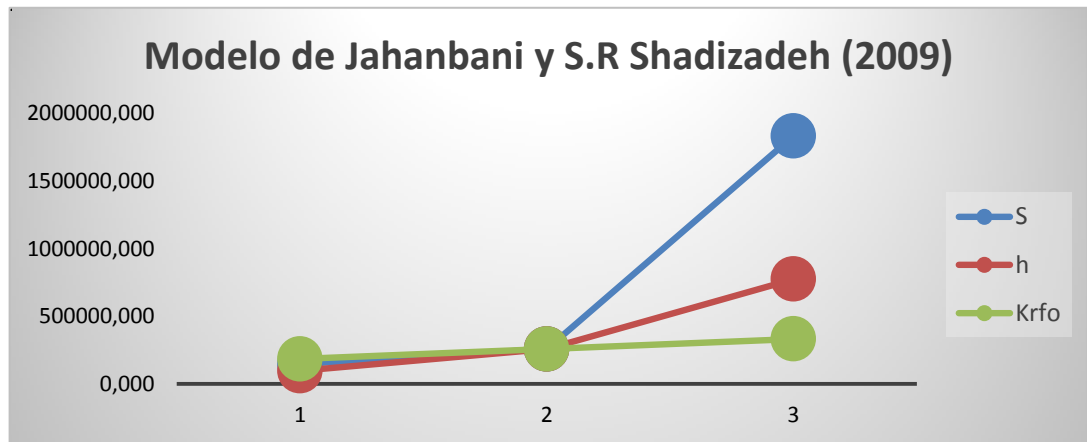
Modelo de Jahanbani y S.R Shadizadeh (2009)

Figura 51. Diagrama araña modelo Jahanbani y S.R Shadizadeh (2009)



Fuente: Autores

Figura 52. Diagrama araña modelo Jahanbani y S.R Shadizadeh (2009)



Fuente: Autores

De acuerdo con los diagramas anteriores se puede analizar que la variable que tiene mayor efecto en la producción del pozo de aceite naturalmente fracturado para el modelo de Jahanbani y S.R Shadizadeh (2009), es el factor de daño evidenciada en la inclinación de la línea que corresponde a la variable en el

diagrama araña y la que menos influencia tiene en la producción es la permeabilidad relativa del aceite en la fractura. Lo anterior fue corroborado con el diagrama de Pareto que arrojó el diseño de experimentos.

4.2 ANÁLISIS DE VALIDACIÓN DE LA HERRAMIENTA PARA EVALUAR EL COMPORTAMIENTO E INCERTIDUMBRE DE LA PRODUCCIÓN EN SISTEMAS FRACTURADOS

Para llevar a cabo la validación de la herramienta, se seleccionó dos campos de la literatura (PARSI y SPRABERRY) y uno general de validación, con ellos se realizó una tabla para comparar el error asociado a cada uno de los modelos. De esta forma se pueden determinar las fuentes de error. La tabla 43 presenta cada uno de los modelos con su error asociado, dicho error es calculado a partir del valor real del caudal del pozo en cuestión, mediante la siguiente ecuación:

$$\%E = \frac{\text{Valor Real} - \text{Valor Teórico}}{\text{Valor Real}} * 100$$

Tabla 44. Resultados de los modelos de productividad

Modelo	PARSI		SPRABERRY		Caso General de validación	
	Producción de aceite	% Error	Producción de aceite	% Error	Producción de aceite	% Error
Modelo B. Guo, y D.S. Schechter 1	162,251	99,83	42,69	90,513	198,617	76,905
Modelo B. Guo, y D.S. Schechter 2	3894,02	96,017	426,901	5,13	794,468	7,62
Modelo D. Yang, Q. Zhang, y Y.Gu – Pozo vertical	232,371	99,76	1566,795	>100	-	-
Modelo D. Yang, Q. Zhang, y Y.Gu– Pozo horizontal	584,67	99,402	-	-	50798,62	>100
Modelo Jahanbani y S.R Shadizadeh	94422,017	3,442	546762,282	>100	145068,63	>100

Dato de producción real	97788,51	0	450	0	860	0
--------------------------------	----------	---	-----	---	-----	---

Fuente: Autores

4.2.1 Análisis del modelo de B. Guo, y D.S. Schechter 1

Según la tabla 43 se puede observar que este modelo presenta un error del 99,83% para el pozo Parsi de 90,513%, para el pozo Spraberry y para el caso general de validación de 76,905%. Estos altos valores se presentan debido a que este modelo nos permite determinar tasa de producción solamente del ala de la fractura. Conociendo que el ala de la fractura es la mitad de esta y el número de fracturas que intersectan el pozo, se puede recalculer el error en este modelo. Para el caso de Parsi sería un error igual al 96% mientras que para Spraberry sería un error del 5,13%. Además de la anterior, las posibles causas de que se presentaran estos errores pueden estar basadas en las suposiciones planteadas por los autores para este modelo:

- El modelo fue derivado para pozos intersectados por largas fracturas donde el flujo linear de la cara de la fractura domina en la matriz. Se necesita tener cuidado con el uso del modelo cuando el pozo está intersectado por pequeñas y fracturas muy conductivas, donde significan flujo en dos dimensiones que puede existir en la matriz.
- El modelo fue desarrollado asumiendo flujo en una sola dimensión dominando el factor de flujo del área de drenaje de la cara de la fractura en la matriz de la roca, esta es una situación ideal donde la fractura se extiende a los límites de no flujo. Si el ala de la fractura no es lo suficientemente larga para llegar al límite de no flujo, la caída de presión en la punta de la fractura no puede ser comparada con la caída de presión en

el pozo y significativamente puede existir flujo en dos dimensiones cerca al extremo de la fractura, en estos casos los resultados pueden ser erróneos.

- Este modelo no tiene en cuenta directamente la permeabilidad en la fractura, esta es usada para el cálculo de la variable C, la cual es definida como un grupo de variables. Dicha variable al aumentar o disminuir drásticamente no afecta significativamente el dato de producción.
- El modelo considera la permeabilidad sensible al esfuerzo de las fracturas naturales, que ha capturado las características de la rápida declinación en la productividad de los pozos verticales de Spraberry.
- La productividad en algunos pozos intersectando yacimientos con fracturas naturales declinan rápidamente a medida que la presión del yacimiento declina, ha sido postulado que el cierre parcial de la fractura es responsable en este comportamiento. Cuando la presión en la fractura decrece la apertura en la fractura disminuye y el estrés efectivo en la cara de la fractura aumenta incrementando el soporte de la matriz. Las fracturas parcialmente cerradas pueden tener una conductividad baja resultando en una baja productividad del pozo.

4.2.2 Análisis del modelo de B. Guo, y D.S. Schechter 2

Según la tabla 43 se puede observar que este modelo presenta un error del 96,017% para el pozo Parsi, de 5,13% para el pozo Spraberry y para el caso general de validación de 7,62%, lo que evidencia que este modelo es el que mejor modela el comportamiento de la producción de este pozo de aceite naturalmente fracturado. Las posibles causas de que se presentaran estos errores pueden estar basadas en las suposiciones planteadas por los autores para este modelo:

- El modelo plantea que los efectos del daño en la matriz y en la permeabilidad en la fractura indican la sensibilidad al esfuerzo de la permeabilidad en la fractura, el cual es responsable de la disminución de producción de los pozos.
- El uso de este modelo ha capturado las características de la rápida declinación en la productividad de los pozos verticales de Spraberry, los resultados indican que sin embargo al tener alta saturación de gas puede entorpecer la productividad de los pozos, y estos pueden seguir teniendo una alta producción si la formación no presentara daño.
- Igual que el modelo anterior se construye un modelo simple y riguroso para predecir el comportamiento de un pozo horizontal y vertical intersectando secciones del yacimiento con fracturas completamente penetradas.
- Este modelo es una derivación del modelo anteriormente presentado en detalle, obteniendo las ecuaciones ya planteadas, teniendo en cuenta el número de fracturas. Se podrá utilizar el modelo si las fracturas son largas y están interconectadas por el pozo. Además el efecto del gas en solución es considerado en el cálculo.
- No se puede obtener un valor exacto en la producción debido a los dos tipos de daño existentes en spraberry:
 1. Daño a la permeabilidad de la matriz producto de las perforaciones
 2. Daño a la conductividad de la fractura como resultado del cierre parcial en las fracturas durante la producción de aceite.

Si se compara la producción de Parsi con la de Spraberry, la pobre producción de este último puede ser debida a una combinación de los dos tipos de daños.

4.2.3 Análisis del modelo de D. Yang, Q. Zhang, y Y. Gu – Pozo vertical y Pozo horizontal

Según la tabla 43 se puede observar que este modelo presenta un error del 99,76% para el pozo Parsi, de >100% para el pozo Spraberry para el pozo vertical, mientras que para el pozo horizontal en Parsi da un error del 99,402% y para el caso general de validación >100%, este caso no se evalúa para pozos verticales debido a que éste es un pozo horizontal. Las posibles causas de que se presentaran estos errores pueden estar basadas en las suposiciones planteadas por los autores para este modelo:

- Estos modelos tienen en cuenta la compactación de la roca y la resistencia inercial al flujo en yacimientos naturalmente fracturados. Esto ha demostrado que la resistencia inercial al flujo del líquido en yacimientos naturalmente fracturados puede ser extremadamente alta y por esto la conductividad infinita no puede ser asumida en la fractura por la compactación de la roca.
- Estos modelos son aplicados para evaluar y determinar el comportamiento de la producción teniendo en cuenta los apropiados métodos operacionales de producción (POMs) tales como gas lift, electrosumergible y bombeo mecánico.
- Los modelos pueden llegar a sobrestimar la producción de aceite debido a que tienen en cuenta los métodos operacionales de producción (POMs).

4.2.4 Análisis del modelo de Jahanbani y S.R Shadizadeh

Según la tabla 43 se puede observar que este modelo presenta un error del 3,442% para el pozo Parsi, >100% para el pozo Spraberry y para el caso general de validación >100%. Las posibles causas de que se presentaran estos errores pueden estar basadas en las suposiciones planteadas por los autores para este modelo:

- Este modelo presenta una aproximación general para la determinación de curvas IPR por debajo de la presión de burbuja. Para pozos de aceite, es frecuentemente asumido que la tasa de flujo es proporcional a la diferencia entre la presión del yacimiento y la presión de fondo fluyendo. Esta suposición conduce un IPR en línea recta que puede derivarse de la ley de Darcy para flujo incompresible en estado estable, flujo en una sola fase. Sin embargo la suposición es válida solo cuando estamos por encima de la presión de burbuja, no en este caso.

4.3 DETERMINACIÓN DE LOS RANGOS DE APLICACIÓN PARA EL USO DE CADA MODELO Y DE LOS ESCENARIOS EN QUE ÉSTOS PRESENTAN MEJORES RESULTADOS

Después de realizar la validación de la herramienta y de analizar las posibles fuentes de error en la producción de cada modelo para unos campos específicos, es necesario determinar los rangos de aplicación de cada variable sensibilizada para tener una óptima producción. En las siguientes tablas se presentan los rangos de aplicación de cada una de las variables.

4.3.1 Análisis del modelo de B. Guo, y D.S. Schechter 1

Tabla 45. Rangos de aplicación para el modelo de B. Guo, y D.S. Schechter 1

Ancho de la fractura (W) [in]	0.02 - 0.04
Permeabilidad de la fractura (Kf) [md]	100 - 200000
Altura de la fractura (hf) [ft]	>20, recomendable de 20 - 200

Fuente: Autores

4.3.2 Análisis del modelo de B. Guo, y D.S. Schechter 2

Tabla 46. Rangos de aplicación para el modelo de B. Guo, y D.S. Schechter 2

Ancho de la fractura (W) [in]	0.02 - 0.04
Número de fracturas	1 - 20
Permeabilidad de la fractura (Kf) [md]	100 - 200000
Altura de la fractura (hf) [ft]	>5, Recomendable de 5 - 200

Fuente: Autores

4.3.3 Análisis del modelo de D. Yang, Q. Zhang, y Y. Gu – Pozo vertical

Tabla 47. Rangos de aplicación para el modelo de D. Yang, Q. Zhang, y Y. Gu – Pozo vertical

Espesor zona productora (ho) [m]	1 - 60.960
Permeabilidad de la fractura (Kf) [μm^2]	0.1 - 250
Viscosidad del aceite en superficie (μ) [mPa*s]	0.8 - 20
Alfa [Pa^{-1}]	$1 \times 10^{-7} - 20 \times 10^{-7}$

Fuente: Autores

4.3.4 Análisis del modelo de D. Yang, Q. Zhang, y Y. Gu – Pozo horizontal

Tabla 48. Rangos de aplicación para el modelo de D. Yang, Q. Zhang, y Y. Gu – Pozo horizontal

Espesor zona productora (ho) [m]	1 - 60.960
Permeabilidad de la fractura (Kf) [μm^2]	0.1 - 250
Viscosidad del aceite en superficie (μ) [mPa*s]	0.8 - 32
Alfa [Pa^{-1}]	$1 \times 10^{-7} - 20 \times 10^{-7}$

Fuente: Autores

4.3.5 Análisis del modelo de Jahanbani y S.R Shadizadeh

Tabla 49. Rangos de aplicación para el modelo de Jahanbani y S.R Shadizadeh

Espesor zona productora (h) [ft]	1 - 200
Permeabilidad relativa en la fractura (K _{rfo}) [md]	0.3 - 1
Factor de daño (S)	-6.31 - 0

Fuente: Autores

CONCLUSIONES

- Para el análisis de yacimientos de aceite naturalmente fracturados, es de suma importancia determinar las propiedades y características de los mismos debido a que los métodos presentados en el actual trabajo para determinar la producción fueron desarrollados para casos específicos y no pueden ser aplicados en todas las condiciones.
- El modelo propuesto por Jahanbani y S.R Shadizadeh (2009) es el modelo para yacimientos donde la presión se encuentra por debajo de la presión de burbuja más exacto de los estudiados, debido a que tiene en cuenta la mayor cantidad de fenómenos de flujo de fluidos en el pozo, la fractura y el yacimiento. Además dicho modelo es considerado más confiable que otros métodos porque coincide con el comportamiento que tiene el modelo de Vogel. Puede ser aplicado a varios yacimientos teniendo en cuenta las condiciones de flujo propuestas por los autores. De igual forma el modelo para yacimientos de aceite de B. Guo, y D.S. Schechter (1997) para pozos intersectados por fracturas es el más exacto debido a que tiene en cuenta parámetros que los otros modelos no, por ejemplo el esfuerzo en la fractura, el cual es influenciado por la permeabilidad en la fractura. Asimismo tiene en cuenta el ancho, la permeabilidad y la porosidad en la fractura, los cuales no pueden ser usados independientemente porque están relacionados entre sí.
- Según el análisis de sensibilidad y el análisis estadístico en los modelos seleccionados, se pudo evidenciar que los parámetros con mayor efecto para el modelo de B. Guo, y D.S. Schechter tanto para el que considera la producción solo en el ala de la fractura como para el que considera la producción del pozo fue la altura de la fractura, para el modelo de D. Yang, Q. Zhang, y Y. Gu tanto para el pozo horizontal como el vertical fue la

permeabilidad de la fractura y para Jahanbani y S.R Shadizadeh fue el factor de daño.

- Se construyó una herramienta software la cual calcula la producción de un pozo de aceite naturalmente fracturado bajo las condiciones de aplicación de cinco modelos seleccionados. Así mismo, esta herramienta nos permite evaluar la producción bajo diferentes escenarios de aplicación para realizar un posterior análisis de sensibilidad.
- Posterior al análisis estadístico y de sensibilidad, se determinaron rangos óptimos de aplicabilidad para el uso de los modelos evaluados, de esta forma se puede garantizar una mejor producción del pozo.

RECOMENDACIONES

- Para un análisis de sensibilidad detallado es necesario tener en cuenta la importancia de realizar un diseño experimental, además de tener conceptos estadísticos muy claros que involucren la estadística descriptiva.
- Para realizar un análisis completo es necesario tener en cuenta las propiedades del fluido, del yacimiento, de la fractura, y un historial de producción para comparar los resultados obtenidos con datos reales.
- Evaluar los modelos estudiados en este proyecto, pero con datos de pozos de campos Colombianos, tales como Apiay, Zuria Y Guatiquia.
- Analizar y evaluar los modelos seleccionados para pozos verticales y horizontales de gas naturalmente fracturados y aplicarlos en campos extranjeros y Colombianos.
- Evaluar el comportamiento de la producción de estos modelos para yacimientos no convencionales que presentan fracturas naturales.

BILIOGRAFÍA

Artículos:

- Aaron M. Cheng. "Development of general inflow performance relationships (IPR'S) FOR SLANTED AND HORIZONTAL WELLS PRODUCING HETEROGENEOUS SOLUTION-GAS DRIVE RESERVOIRS", Bartlesville, Oklahoma, 1992.
- B. D. Poe, Jr. J.L Elbel. "Prediction of Future Well Performance, Including Reservoir Depletion Effects", Oklahoma, 1995.
- Carter Shaver, SPE. Marietta College. "Improving Prediction of oil well performance", 2008.
- Fuad Qasem, Adel Malallah, Ibrahim Sami Nashawi, Mohammad Irfan. "Modeling Inflow Performance Relationship for Wells Producing from Multilayer Solution-Gas Drive Reservoirs", Cairo, Egypt, 2012.
- Hadi Jabbari, Iranian Offshore Oil Company and Michael J. Economides, University of Houston. "A New Approach to IPR Curves of Horizontal Wells in Two-Phase Reservoirs", Colorado, USA, 2008.
- J. V. VOGEL. "Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells", Bakersfield, Calif, 1968.
- M. L. Wiggins. "Analytical inflow performance relationships", Oklahoma, 1999.
- Mohamed Elias, H. Ahmed El-Banbi, K.A. Fattah, El-Sayed Ahmed Mohamed El-Tayeb. "New Inflow Performance Relationship For Solution Gas-Drive oil Reservoirs", New Orleans, Louisiana, 2009.
- Pudjo Sukamo. Edward L. Tobing. "Inflow Performance Relationship For Perforated Wells Producing From Solution Gas Drive Reservoir", Kualalumpur, 1995.

- S. GASBARRI, V. MARTINEZ, J.A. GARCIA, R. PINTO, L. GARCIA, and C.J. GIL; SPE, Universidad central de Venezuela. “Inflow Performance relationship for heavy oil”, Cartagena de Indias, 2009.
- SUK KYOON CHOI; SPE, The University of Texas at Austin, and Liang-Biao Ouyang; SPE and Wann-Sheng (Bill) Huang, SPE, Chevron Energy Technology Company “A Comprehensive Comparative Study on Analytical PI/IPR Correlations”, Colorado USA, 2008.
- V.M. Birchenko, A.Iu. Bejan, A.V. Unisch, D.R Davies. “Application of inflow control devices to heterogeneous reservoirs”, UK, 2009.

Libros:

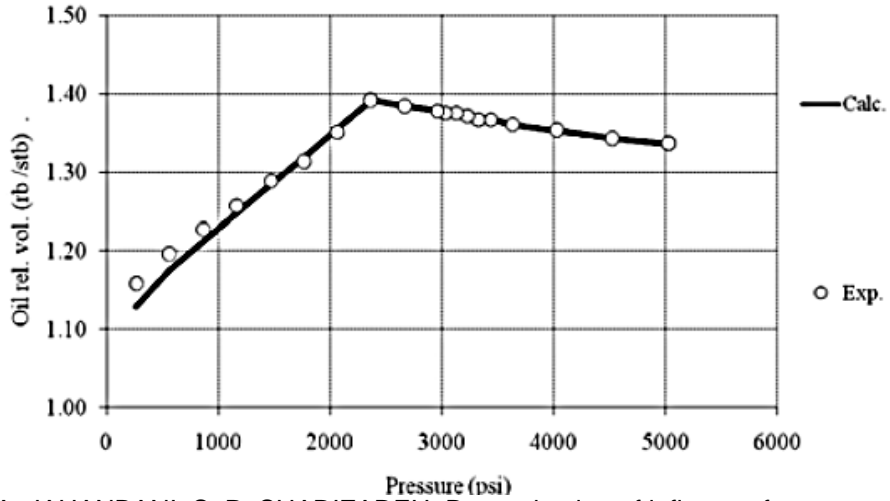
- BEGGS H. Dale, K “Production optimization using nodal analysis”, 2002.
- ECONOMIDES Michael J, HILL A. Daniel “Petroleum production systems”, 1994
- GOLAN Michael, CURTIS H. Whitson “Well performance” Segunda edición, 1996.
- GUO Buyon, LYONS William, GHALAMBOR Ali, “Petroleum production engineering”, 2007.
- HERNANDEZ Roberto, FERNADEZ Carlos, BAPTISTA Pilar, “Metodología de la investigación” cuarta edición, 2006.
- MAGGIOLO Ricardo “Optimización de la producción mediante análisis nodal”, WorkShop International, Lima, Perú, 07 al 11 de julio 2008.
- McCRAY Arthur W, “Petroleum evaluations and economic decisions”, 1975.
- MUKHERJEE Hemanta, “Well performance manual”, Libro, 1991.
- NIND T.E.W, “Fundamentos y mantenimiento de pozos petroleros”, 1987.
- ROMAN Steven, “Writing excel macros with VBA” 2da edición, 2002.
- Schlumberger, “Well test 200 descripción técnica”, 2001.
- SPIEGEL Murray R. “Probabilidad y estadística”, 1976.

Tesis de grado:

- CADENA, José R, Tesis: “Desenvolvimiento analítico de curvas IPR” Universidad de Campiñas, São Paulo, Brasil, Tesis, 1995.
- CARRERO, Edwin J, Tesis: “Selección de un escenario óptimo de explotación para un sector del campo Tibú mediante análisis de incertidumbre y riesgo en la simulación de yacimientos” Universidad Industrial De Santander, Bucaramanga, Colombia, Tesis, 2009.
- OROZCO Andrés F., ROCHA Nelson A. Tesis de grado: “Determinación de potenciales IPR en pozos horizontales y desviados para flujo en dos fases usando una herramienta software basada en simulación de Montecarlo” Tesis, 2008.

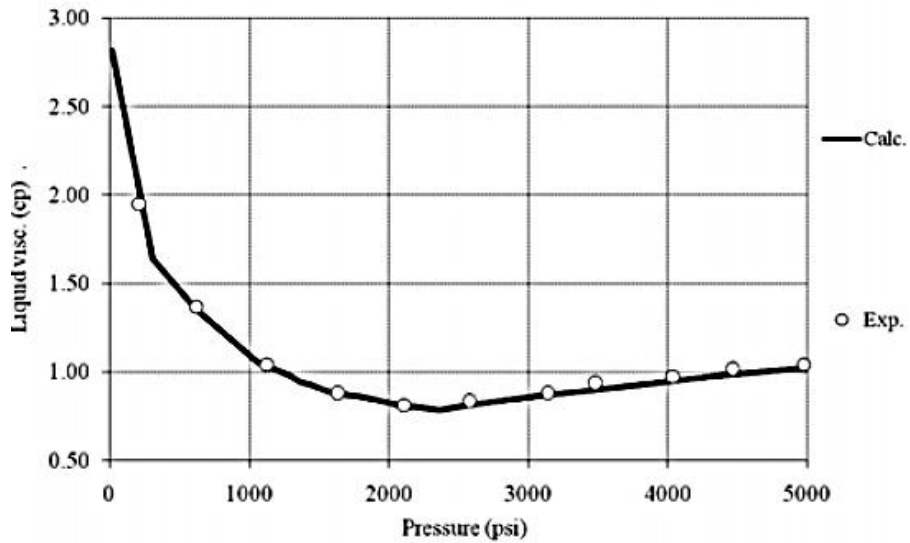
ANEXOS

Anexo A. Factor volumétrico de formación versus presión (PARSI)



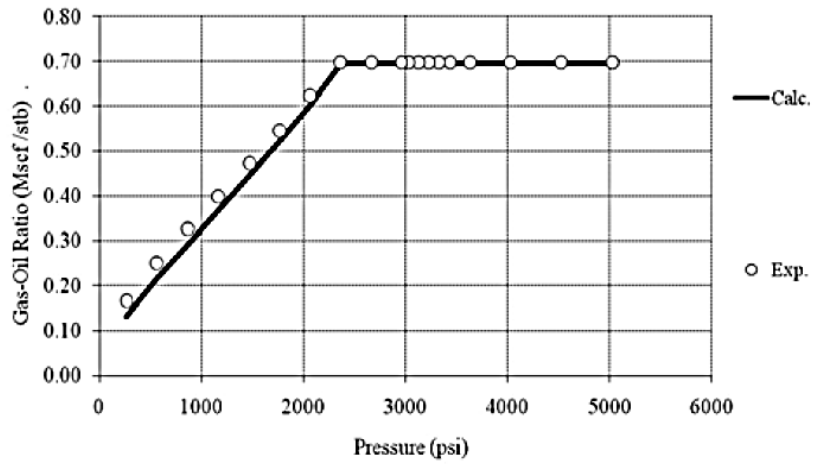
Fuente: A. JAHANBANI, S. R. SHADIZADEH. Determination of inflow performance relationship (IPR) by well testing. Petroleum University of technology, 2009.

Anexo B. Viscosidad Versus Presión (PARSI)



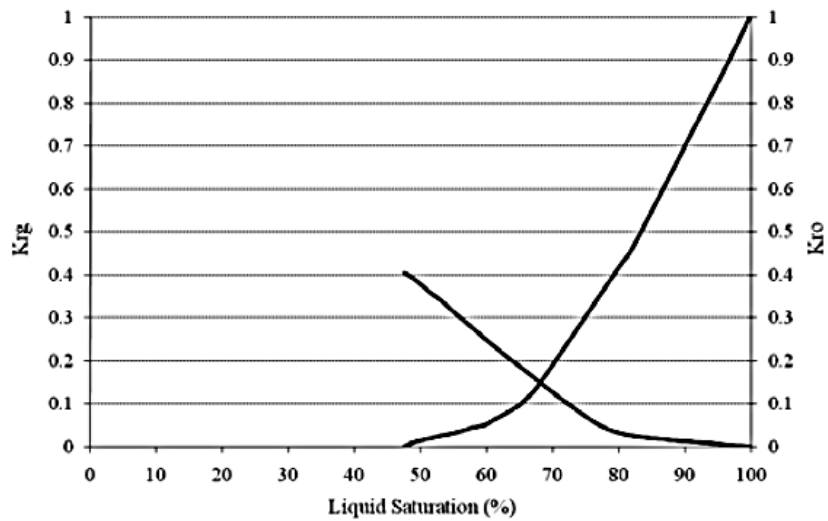
Fuente: A. JAHANBANI, S. R. SHADIZADEH. Determination of inflow performance relationship (IPR) by well testing. Petroleum University of technology, 2009.

Anexo C. Relación Gas/Aceite Versus Presión (PARSI)



Fuente: A. JAHANBANI, S. R. SHADIZADEH. Determination of inflow performance relationship (IPR) by well testing. Petroleum University of technology, 2009.

Anexo D. Permeabilidad relativa (PARSI)



Fuente: A. JAHANBANI, S. R. SHADIZADEH. Determination of inflow performance relationship (IPR) by well testing. Petroleum University of technology, 2009

Anexo E. Parámetros PVT para el caso general de validación

P (Psia)	Bo (rb/STB)
4000	1,2417
3500	1,2480
3330	1,2511
3000	1,2222
2700	1,2022
2400	1,1822
2100	1,1633
1800	1,1450
1500	1,1287
1200	1,1115
900	1,0940
600	1,0763
300	1,0583

Fuente: GENLIANG GUO. Production modeling of idealized naturally fractured reservoir intersected by horizontal wellbors. May 1993.

Anexo F. Datos de permeabilidad relativa del aceite para el caso general de validación

So	Krfo
0,02	0,0
0,12	0,0
0,18	0,0
0,20	0,0
0,3	0,0
0,40	0,03
0,50	0,09
0,60	0,17
0,70	0,3
0,8	0,5
0,88	0,75
1	1

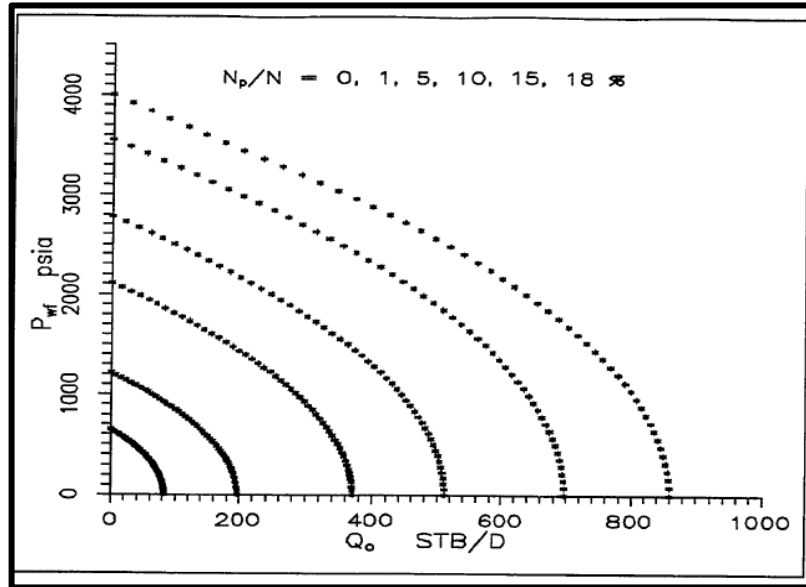
Fuente: GENLIANG GUO. Production modeling of idealized naturally fractured reservoir intersected by horizontal wellbors. May 1993.

Anexo G. Datos de viscosidad para el caso general de validación

P (Psia)	Viscosidad (cp)
300	1,80
1000	1,22
2000	1
3000	0,89
4000	0,9

Fuente: GENLIANG GUO. Production modeling of idealized naturally fractured reservoir intersected by horizontal wellbors. May 1993.

Anexo H. Curva IPR del yacimiento a diferentes presiones



Fuente: GENLIANG GUO. Production modeling of idealized naturally fractured reservoir intersected by horizontal wellbors. May 1993.