

**EVALUACIÓN DE MODELOS IPR PARA EL ANÁLISIS DE LA
PRODUCTIVIDAD EN POZOS HORIZONTALES DE ACEITE CON MÚLTIPLES
FRACTURAS HIDRÁULICAS**

Autores:

**EDWARD CAMILO RAMÍREZ FONSECA
JORGE ARMANDO CASADIEGO MENDOZA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2013**

**EVALUACIÓN DE MODELOS IPR PARA EL ANÁLISIS DE LA
PRODUCTIVIDAD EN POZOS HORIZONTALES DE ACEITE CON MÚLTIPLES
FRACTURAS HIDRÁULICAS**

Autores:

**EDWARD CAMILO RAMÍREZ FONSECA
JORGE ARMANDO CASADIEGO MENDOZA**

**Trabajo de Grado Presentado como requisito para Optar al Título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

DIRECTOR

M.sc. MANUEL E. CABARCAS SIMANCAS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2013

DEDICATORIA

El final de un camino, el comienzo de otro. Una etapa en la que no solo se aprende ciencia, sino también de la vida. Un título obtenido con sudor y sacrificio. Sin embargo, este no es un esfuerzo individual, hay muchas personas que están detrás de este gran paso y que son pilares fundamentales de este logro. Un título que no solo me pertenece a mí, también a todos los que de alguna u otra forma contribuyeron con mi crecimiento tanto personal como profesional. Para bien o para mal, en algo aportaron para que el día de hoy, pueda decir con orgullo que he conseguido uno de los sueños de mi vida: ser Ingeniero de Petróleos, una de las tantas bendiciones que Dios me ha regalado. Agradecerle ante todo a él, porque con Dios todo lo puedo. A mis padres, Fernando Casadiego y Lucy Mendoza, porque a pesar de las malas decisiones que haya tomado en mi vida, siempre estuvieron ahí para aconsejarme y para apoyarme: AMOR Y APOYO INCONDICIONAL, ninguna frase describe mejor a los viejos. No hay forma de pagar tanta generosidad. A mis hermanos, Diana María Casadiego Mendoza y Fernando José Casadiego Mendoza, por sus consejos, su comprensión, su firmeza, su generosidad. Hermanos, los amigos que nunca te fallan, en las verdes y las maduras, compartimos muchos buenos y malos momentos, y siempre estuvieron ahí, infinitas gracias. A todos los demás integrantes de mi familia: Yolanda, Esther, Rosalba, Lilia, Rafael, Ciro, Jaime, Yonaida, Jorge, Silvio, Willian, Edgar, Ana Marce, Carlitos, Anuar, Rosa, Karen, Kike, Mafe, Estefany, Miguel Angel gracias por su apoyo, cariño, aprecio, respeto y los consejos recibidos. A mis amigos y conocidos, que directa o indirectamente permitieron que este sueño se hiciera realidad. Gracias a todos, gracias por todo.

JORGE ARMANDO CASADIEGO MENDOZA

DEDICATORIA

En primer lugar, le agradezco a Dios por haberme acompañado y guiado a lo largo de mi carrera, por ser mi fortaleza en los momentos de debilidad y por brindarme una vida llena de aprendizajes, experiencias y sobre todo felicidad.

A mis madres Berenice, Bertha y Georgina Ramirez y a mis padres Librado y Carlos Ramirez porque creyeron en mí y porque me sacaron adelante, dándome ejemplos dignos de superación y entrega, porque en gran parte gracias a ustedes, hoy puedo ver alcanzada mi meta, ya que siempre estuvieron impulsándome en los momentos más difíciles de mi carrera, y porque el orgullo que sienten por mí, fue lo que me hizo ir hasta el final.
Va por ustedes, por lo que valen, porque admiro su fortaleza y por lo que han hecho de mí.

A mi hermanita Laura por apoyarme en aquellos momentos de necesidad, porque sus consejos me han ayudado a afrontar los retos que se me han presentado a lo largo de mi vida y por la vida llena de grandes momentos que hemos compartido. Porque te alegras con mi felicidad y mis victorias, también por ser un ejemplo de estudio.

A mi familia por ser parte importante de mi vida y representar la unidad familiar. Gracias por haber fomentado en mí el deseo de superación y el anhelo de triunfo en la vida.

Para mis amigos Karen B, Javier M, Felipe V, Oscar R, Juan LT y Fabián S, ha quienes también considero hermanos, aunque a veces duden de ello. Juntos hemos ido logrando nuestro gran objetivo con mucha perseverancia. Gracias por estar siempre a mi lado apoyándome en cualquier decisión y por ser una parte muy importante de mi vida.
Ustedes son la mejor casualidad.

También a mis demás amigos y a quienes he olvidado mencionar, gracias por creer en mí, confiar en mí y haber hecho de mi etapa universitaria un trayecto de vivencias que nunca olvidare.

A todos ustedes, por su comprensión, sus consejos en los momentos difíciles y su incondicional apoyo perfectamente mantenido a través del tiempo, mil palabras no bastarían para agradecerles...

EDWARD CAMILO RAMIREZ FONSECA

AGRADECIMIENTOS

Al M.sc. MANUEL E. CABARCAS SIMANCAS por su colaboración y disposición para orientar el desarrollo de este proyecto.

A los Ingenieros ERIK GIOVANY MONTES y FERNANDO ENRIQUE CALVETE, por su contribución ideológica y teórica en cada paso de nuestra meta.

A la Universidad Industrial de Santander y a cada una de las secretarias, personal de servicio, administrativos y especialmente a nuestros docentes de la escuela de ingeniería de petróleos, por sus valiosos aportes en cada una de nuestras etapas académicas.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	21
CAPITULO 1	23
1. PERFORACIÓN HORIZONTAL Y FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	23
1.1. POZOS HORIZONTALES	23
1.2. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	26
1.2.1. Conductividad de la fractura C_f	30
1.2.2. Conductividad de la fractura adimensional fcd	32
1.2.3. Tipos de fracturas según su conductividad.....	32
1.2.3.1. Fracturas de flujo uniforme.....	33
1.2.3.2. Fracturas de conductividad infinita	33
1.2.3.3. Fracturas de conductividad finita.....	34
1.2.4. Tipos de fracturas hidráulicas en pozos horizontales	35
CAPITULO 2	38
2. FUNDAMENTOS DE FLUJO DE FLUIDOS.....	38
2.1. ECUACION FUNDAMENTAL DE FLUJO EN MEDIOS POROSOS.....	38
2.2. GEOMETRÍAS DE FLUJO.....	38
2.2.1. Flujo lineal	39
2.2.2. Flujo Radial.....	39
2.2.3. Flujo Birradial o flujo Elíptico	41
2.2.4. Flujo Esférico.....	41
2.2.5. Flujo Hemiesférico.....	42

2.2.6.	Flujo Bilineal	43
2.3.	NATURALEZA DEL FLUIDO	44
2.3.1.	Fluido Incompresible	44
2.3.2.	Fluido Levemente Compresible	45
2.3.3.	Fluido Compresible.....	45
2.4.	TIPOS DE FLUJO.....	45
2.4.1.	Flujo Inestable	46
2.4.2.	Flujo Estable.....	47
2.4.3.	Flujo pseudo estable	49
2.5.	NUMERO DE FASES EN MOVIMIENTO	50
2.6.	REGÍMENES DE FLUJO EN POZOS HORIZONTALES.....	50
2.6.1.	Flujo Radial a tiempos tempranos	51
2.6.2.	Flujo Lineal a tiempos intermedios	52
2.6.3.	Flujo pseudo-radial a tiempos tardíos.....	53
2.6.4.	Flujo Lineal a tiempos tardíos.....	53
2.7.	POZOS HORIZONTALES HIDRÁULICAMENTE FRACTURADOS	54
2.8.	REGÍMENES DE FLUJO EN POZOS HORIZONTALES HIDRÁULICAMENTE FRACTURADOS	56
	CAPITULO 3	60
3.	FUNDAMENTOS DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS HORIZONTALES CON MÚLTIPLES FRACTURAS.....	60
3.1.	LEY DE DARCY	60
3.2.	ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP)	62
3.3.	RELACIÓN DE COMPORTAMIENTO DE INFLUJO (IPR).....	65
3.3.1.	Modelos analíticos.....	65

3.3.2.	Modelos de correlación	66
3.4.	MODELOS DE PRODUCTIVIDAD PARA POZOS HORIZONTALES CON MÚLTIPLES FRACTURAS	66
3.5.	MODELO DE MUKHERJEE & ECONOMIDES (1991)	66
3.6.	MODELO DE HUNJUN LI (1996).....	74
3.6.1.	Modelo de productividad para un pozo horizontal con n fracturas verticales	74
3.6.2.	Modelo de productividad para un pozo horizontal con n fracturas verticales y parcialmente perforado.....	78
3.7.	MODELO DE GUO & SCHECHTER (1997)	81
3.8.	MODELO ANALÍTICO DE GUO & YU (2009).....	84
3.9.	MODELO DE YUAN & ZHOU (2010).....	92
CAPITULO 4	98
4.	ETAPA DE VALIDACIÓN DE LOS MODELOS DE PRODUCTIVIDAD PARA POZOS HORIZONTALES FRACTURADOS HIDRÁULICAMENTE	98
4.1.	METODOLOGIA DE TRABAJO.....	98
4.2.	FASE 1: RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN.....	100
4.3.	FASE 2: ANÁLISIS Y CALSIFICACIÓN DE LA INFORMACIÓN.....	101
4.4.	FASE 3: VALIDACIÓN DE LOS MODELOS.....	107
4.4.1.	Caso 1 pozo Shuping 1	108
4.4.2.	Caso 2 pozo Maoping.....	109
4.4.3.	Validación del modelo de Mukherjee & Economides.....	111
4.4.4.	Validación del modelo de Hunjun Li	112
4.4.5.	Validación del modelo de Guo & Schechter	115
4.4.6.	Validación de los modelos de Guo & Yu	119

4.4.7. Validación del modelo de Yuan & Zhou.....	123
4.5. FASE 4. ANALISIS DE RESULTADOS	125
4.5.1. Análisis del modelo de Mukherjee & Economides (1991).....	126
4.5.2. Análisis para el modelo de Hunjun Li (1996)	128
4.5.3. Análisis del modelo de Guo & Schechter (1997)	128
4.5.4. Análisis del modelo de Gou & Yu (2009)	129
4.5.5. Análisis del modelo de Yuan & Zhou (2010).....	131
CONCLUSIONES	134
RECOMENDACIONES	135
BIBLIOGRAFIA	136
ANEXO A	139

LISTA DE FIGURAS

Figura. 1 Intercepción de fracturas en pozos horizontales.....	24
Figura. 2 Formaciones de bajo espesor.....	24
Figura. 3 Aplicación de los pozos horizontales y verticales en EOR.....	25
Figura. 4 fracturas hidráulicas en un pozo horizontal.....	27
Figura. 5 Agentes de sostén sólido o apuntalantes	28
Figura. 6 Composición característica de un fluido de fracturamiento.....	29
Figura. 7 Capacidad de Flujo de la fractura	31
Figura. 8 Relación entre Radio efectivo del pozo, longitud media de la fractura y la conductividad adimensional.....	35
Figura. 9 Producción acumulada entre las fracturas transversales y longitudinales, con la misma superficie total.....	36
Figura. 10 Tasa de producción entre las fracturas transversales y longitudinales con la misma área total.....	37
Figura. 11 Sistema ideal de Flujo lineal	39
Figura. 12 Flujo Radial.....	40
Figura. 13 Flujo pseudo radial	40
Figura. 14 Flujo elíptico o biradial	41
Figura. 15 Flujo esférico	42
Figura. 16 Flujo semiesférico.....	42
Figura. 17 Flujo Bilineal	43
Figura. 18 Flujo inestable.....	47
Figura. 19 Estado estable (Presión vs Tiempo)	48
Figura. 20 Flujo pseudo estable.....	49
Figura. 21 Flujo radial a tiempos tempranos.....	51
Figura. 22 flujos hemiradial a tiempos tempranos.....	52
Figura. 23 Flujo lineal a tiempos intermedios.....	52
Figura. 24 Flujo Pseudo-radial a tiempos tardíos	53
Figura. 25 Regímenes de flujo pozo horizontal (Gráfica Derivada de la presión) ..	54

Figura. 26 Pozo horizontal con 7 etapas de fracturamiento	55
Figura. 27 Esquema de fractura transversal en un pozo horizontal	56
Figura. 28 Esquema idealizado de fractura transversal en un pozo horizontal	57
Figura. 29 Regímenes de flujo potenciales en pozos horizontales fracturados	58
Figura. 30 Efecto de la Geometría de la fractura en los regímenes de flujo en pozos horizontales fracturados	59
Figura. 31 Permeámetro de Carga Constante	61
Figura. 32 Relación de Q_o vs ΔP para un yacimiento de aceite	64
Figura. 33 Grafica general de IPR para un yacimiento de aceite.....	64
Figura. 34 Fractura vertical con todas las posibles configuraciones de pozo: Cada elipse corresponde a ángulos de contacto diferentes entre el pozo y la fractura..	69
Figura. 35 Diagrama del modelo físico para un pozo horizontal fracturado Hidráulicamente	75
Figura. 36 Diagrama del modelo físico para un pozo horizontal fracturado hidráulicamente y perforado parcialmente	78
Figura. 37 Sección de un yacimiento drenado por una “ala” de una fractura.....	82
Figura. 38 Sección del yacimiento drenada por un pozo horizontal con múltiples fracturas.....	85
Figura. 39 Modelo de flujo lineal en el reservorio y flujo lineal en la fractura	86
Figura. 40 Flujo en la fractura de un pozo horizontal	89
Figura. 41 Pozo horizontal con fracturas.	95
Figura. 42 Flujo en la fractura	96
Figura. 43 Vista superior de un pozo horizontal con una fractura	97
Figura. 44 Grafica de IPR del Modelo de Mukherjee & Economides (1991) para el Pozo Shuping 1.....	111
Figura. 45 Grafica de IPR del Modelo de Mukherjee & Economides (1991) para el Pozo Maoping 1	112
Figura. 46 Grafica de IPR del Modelo de Hunjun Li (1996) para el Pozo Shupin 1, en el caso de un pozo horizontal con n fracturas verticales.....	113

Figura. 47 Grafica de IPR del Modelo de Hunjun Li (1996) para el Pozo Shupin 1, en el caso de un pozo horizontal con n fracturas verticales y parcialmente perforado.	114
Figura. 48 Grafica de IPR del Modelo de Hunjun Li (1996) para el Pozo Maoping 1, en el caso de un pozo horizontal con n fracturas.....	115
Figura. 49 Grafico de IPR del modelo de Guo & Schechter para estado estable del pozo Shuping 1.	116
Figura. 50 Grafico de IPR del modelo de Guo & Schechter para estado seudo estable del pozo Shuping 1.....	117
Figura. 51 Grafico de IPR del modelo de Guo & Schechter para estado estable del pozo Maoping 1.....	118
Figura. 52 Grafico de IPR del modelo de Guo & Schechter para estado seudo estable del pozo Maoping 1.....	119
Figura. 53 Grafica de IPR del Modelo de Guo & Yu (2009) para el Pozo Shuping 1, en el caso de flujo monofásico.....	120
Figura. 54 Grafica de IPR del Modelo de Guo & Yu (2009) para el Pozo Shuping 1, para flujo en dos fases o parcialmente dos fases	121
Figura. 55 Grafica de IPR del Modelo de Guo & Yu (2009) para el Pozo Maoping 1, en el caso de flujo monofásico.....	122
Figura. 56 Grafica de IPR del Modelo de Guo & Yu (2009) para el Pozo Maoping 1, para flujo en dos fases o parcialmente dos fases	123
Figura. 57 Grafica de IPR del Modelo del Yuan & Zhou (2010) para el Pozo Shuping 1.....	124
Figura. 58 Grafica de IPR del Modelo del Yuan & Zhou (2010) para el Pozo Maoping 1.....	125
Figura. 59 Menú principal	141
Figura. 60 Características del menú principal.....	142
Figura. 61 Ejemplo de selección en el menú principal.....	142
Figura. 62 Venta de cálculo del modelo de Guo & Yu para $P_{wf} > P_b$	143

Figura. 63 Tabla de propiedades generales del modelo de Guo & Yu para $P_{wf} > P_b$	143
Figura. 64 Ingreso de datos en la tabla de propiedades generales	144
Figura. 65 Tabla de propiedades y resultados de cada fractura	144
Figura. 66 Tabla de resultados y grafica de IPR	145

LISTAS DE TABLAS

Tabla 1 propiedades del yacimiento y de las fracturas del pozo Shuping 1.....	109
Tabla 2 propiedades del yacimiento y de las fracturas del pozo Maoping 1	110
Tabla 3 resultados de los modelos de productividad	126
Tabla 4 resultados del modelo de Guo & Yu.	130
Tabla 5 Resultados del modelo de Yuan & Zhou.....	132

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN DE MODELOS IPR PARA EL ANÁLISIS DE LA PRODUCTIVIDAD EN POZOS HORIZONTALES DE ACEITE CON MÚLTIPLES FRACTURAS HIDRÁULICAS¹

AUTORES: EDWARD CAMILO RAMÍREZ FONSECA; JORGE ARMANDO CASADIEGO MENDOZA²

Palabras Clave: Productividad, múltiples fracturas, pozos horizontales.

DESCRIPCIÓN

Los yacimientos con propiedades “ideales” o por lo menos aceptables para ser explotados, son cada vez más escasos. Es por ello, que la industria petrolera en la búsqueda de nuevas fuentes de energía ha enfocado su mirada hacia los yacimientos no convencionales. Este tipo de yacimientos son conocidos con este nombre debido a que su explotación representa un reto tecnológico importante. La explotación de yacimientos no convencionales como los Oil Shales y las arenas apretadas requieren la aplicación de tecnologías avanzadas relacionadas con la perforación de pozos horizontales y el fracturamiento hidráulico a gran escala.

Los pozos asociados a este tipo de yacimientos no-convencionales representan un reto tecnológico en cuanto al cálculo de la productividad (relación del comportamiento del flujo-IPR), al combinarse geometrías complejas de flujo de fluidos en el medio poroso. El primer modelo matemático para analizar la productividad de pozos horizontales que interceptan fracturas fue presentado por Giger en 1984. Desde entonces, varios autores han propuesto modelos aislados que tratan de representar el flujo de fluidos en pozos horizontales con fracturas, bajo diferentes suposiciones. Sin embargo, en la actualidad no existe un modelo de IPR unificado para calcular la productividad de un pozo no-convencional.

El objeto de este proyecto es identificar los modelos que mejor reproducen el comportamiento de pozos horizontales de petróleo interceptados por múltiples facturas, lo cual constituye un primer acercamiento para el cálculo de la productividad de pozos asociados a yacimientos no-convencionales. Para ello se realizó un estudio comparativo considerando los cinco modelos de productividad más relevantes encontrados en la literatura (Mukherjee & Economides; Hunjun Li; Guo & Schechter; Guo & Yu y Yuan & Zhou). Es de aclarar, que la valoración de los diferentes modelos se llevó a cabo con datos reales de campo.

¹ Trabajo de Grado

² Facultad de Ingenierías Físico - Químicas, Ingeniería de Petróleos.
Director: MSc. Manuel E. Cabarcas Simancas

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF IPR MODELS FOR ANALYSIS PRODUCTIVITY OF HORIZONTAL OIL WELLS WITH MULTIPLE HYDRAULIC FRACTURES ³

AUTHORS: EDWARD CAMILO RAMÍREZ FONSECA; JORGE ARMANDO CASADIEGO MENDOZA⁴

Keywords: Productivity, multiple fractures, horizontal oil wells.

DESCRIPTION

The reservoirs with properties "ideal" or at least acceptable to be exploited are increasingly scarce. This is why the oil industry in the search for new energy sources has focused his gaze to unconventional reservoirs. Such deposits are known by this name because its exploitation is a major technological challenge. The exploitation of reservoirs non-conventional and Oil shales and tight sands require the application of advanced technologies associated with horizontal drilling and hydraulic fracturing on a large scale.

Wells associated with this type of unconventional reservoir represent a technological challenge in terms of productivity calculation (inflow performance relationship-IPR), complex geometries combined fluid flow in porous media. The first mathematical model to analyze the productivity of horizontal wells intersecting fractures was presented by Giger in 1984. Since then, several authors have proposed models that attempt to represent isolated fluid flow in horizontal wells with fractures under different assumptions. However, currently there is no unified IPR model to calculate the productivity of a well unconventional.

The purpose of this project is to identify the models that best reproduce the behavior of horizontal oil wells intercepted by multiple fractures, which is a first approach for calculating well productivity associated with unconventional reservoirs. This comparative study was performed considering the five relevant productivity models found in the literature (Mukherjee & Economides, Hunjun Li, Guo & Schechter, Guo & Yu and Yuan & Zhou). It is clear that the assessment of the different models was performed with actual field data.

³ Degree Project

⁴ Physical - Chemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering
Director: MSc. Manuel E. Cabarcas Simancas

INTRODUCCIÓN

Con el uso creciente de pozos horizontales fracturados para explotar los yacimientos no convencionales, como los Shales y las arenas apretadas, se hace necesario desarrollar modelos que permitan estimar la productividad de este tipo de pozos.

Los modelos para predecir el comportamiento del influjo (IPR), son una solución simplificada de un estudio de simulación y modelamiento, en donde se encuentran relacionadas todas las variables que influyen en los fenómenos asociados al flujo de fluidos en medios porosos.

El objetivo principal de este proyecto, es el de investigar, analizar y evaluar los modelos utilizados para predecir la productividad en pozos horizontales de aceite, a los cuales se les ha realizado un fracturamiento hidráulico a gran escala. Este trabajo se programó, para ejecutarse por medio de etapas o fases, a cada una de las cuales se le asignó un objetivo específico para lograr cumplir plenamente con el objetivo general.

La primera fase consiste, en realizar una exhaustiva investigación con el fin de documentar todo lo referente a pozos horizontales, fracturamiento hidráulico, productividad y flujo de fluidos en medios porosos. La finalidad de esta parte del trabajo, es la de consolidar estos conceptos para no dar cabida a dudas o incongruencias. Es así como se logra encaminar esta investigación, con unas bases sólidas y conocimientos bien fundamentados.

En la segunda fase, se investigan y se analizan los modelos propuestos por diferentes autores para analizar la productividad de pozos horizontales con múltiples fracturas hidráulicas. Tomando como base los criterios de selección presentados

en el Capítulo 4, se eligieron cinco modelos: Mukherjee & Economides; Hunjun Li; Guo & Schechter; Guo & Yu y Yuan & Zhou.

Una vez es formulado un modelo, debe ser evaluado para comprobar que tan exacto es, y que tan satisfactorios son sus resultados. Este procedimiento es llevado a cabo mediante comparación entre los resultados del modelo y los resultados de una simulación, o lo que es mejor, compararlos contra datos reales de campo. Este es el objetivo de la Fase 3, la fase de Validación.

Por último, en las Fases 4 y 5, se analizan los resultados y se argumentan las conclusiones. Con esto se busca determinar las posibles fuentes de error que han llevado a obtener sobre-estimaciones o des-estimaciones con relación a los valores reales de producción.

La mayoría de los autores que han planteado modelos de productividad para pozos horizontales fracturados, se han apoyado en ciertas suposiciones que buscan simplificar los problemas y hacer un modelo menos robusto, sin restarle consistencia. Esto ha favorecido la obtención de modelos de productividad para pozos horizontales fracturados, que a pesar de ser simplificados, presentan resultados relativamente satisfactorios.

Todos estos modelos IPR, desarrollados para pozos horizontales con fracturas, podrían implementarse como una aproximación para el análisis de la productividad de yacimientos no convencionales, ya que, como es sabido, su explotación a tasas comerciales está ligada a la implementación de pozos horizontales fracturados.

CAPITULO 1

1. PERFORACIÓN HORIZONTAL Y FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

1.1. POZOS HORIZONTALES

El desarrollo de la tecnología de pozos horizontales ha revolucionado la industria petrolera. En los últimos años, esta tecnología ha sido de suma importancia debido a que permitido aumentar la productividad de los yacimientos, nos ha permitido llegar a lugares de difícil acceso, adición de reservas, extraer crudos en yacimientos extensos pero de poco espesor, recuperación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales y han mejorado notablemente la relación costo-beneficio. Como resultado de los avances en las tecnologías de terminación y completamiento de pozos petroleros en las últimas dos décadas, la eficiencia y la economía de los pozos horizontales han aumentado significativamente. Hoy en día, la tecnología de pozos horizontales se aplica con más frecuencia y en diversos tipos de formaciones. Para que la aplicación de esta tecnología sea exitosa, se requiere de excelentes diseños en la terminación de los pozos para optimizar las tasas de producción, derivando en una mayor rentabilidad y aumento de las reservas.

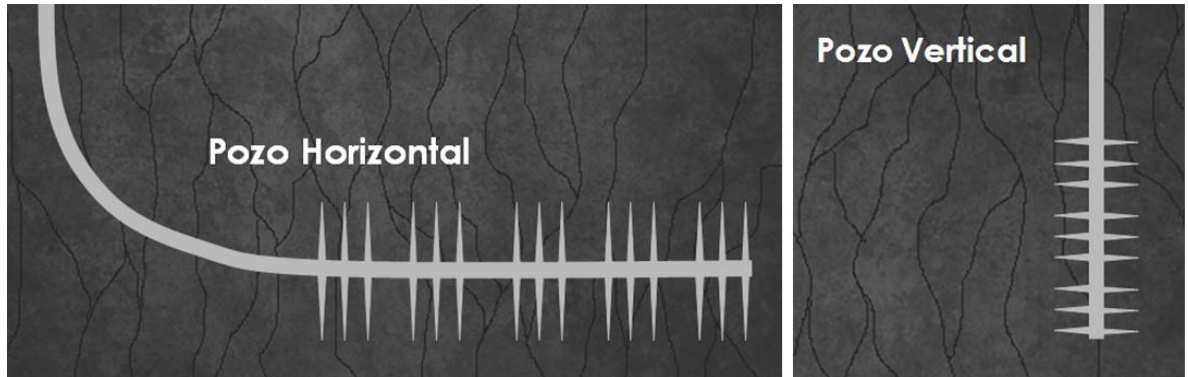
Para que la explotación de un yacimiento no convencional sea económicamente viable, es prácticamente casi que obligatorio perforar pozos horizontales y fracturar la formación. Solo de esta manera, se podrán obtener tasas importantes de hidrocarburo, y por tanto, alta rentabilidad. Según el DOE (Department of Energy), la implementación de pozos horizontales termina siendo, a largo plazo, más barato y eficaz que los pozos verticales⁵.

Las principales ventajas que ofrecen los pozos horizontales son las siguientes:

⁵ DOE/EIA. «Annual Energy Outlook 2012 with Projections to 2035.» Junio 2012.

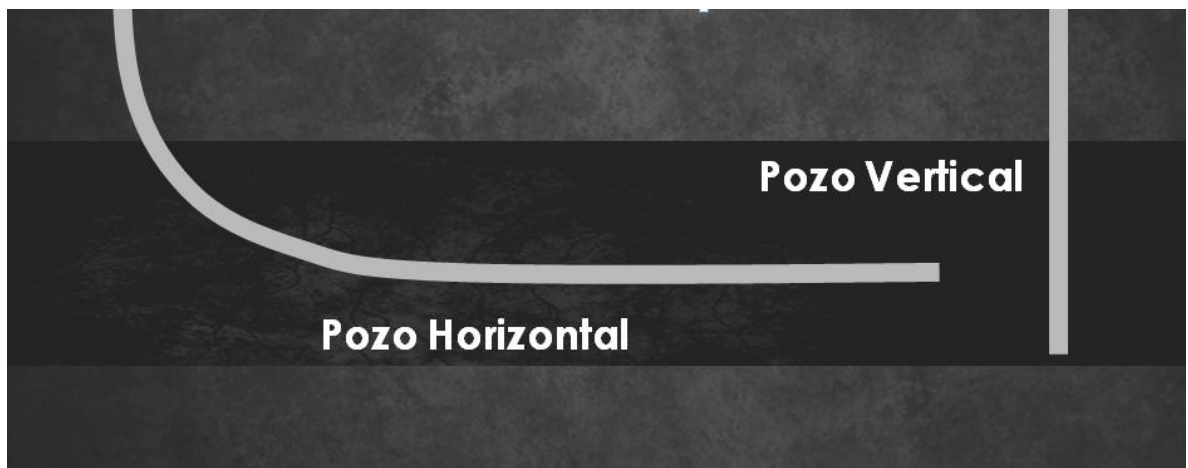
- Se pueden interceptar mayor número de fracturas naturales, Figura 1.
- Explotar formaciones de bajo espesor, Figura 2.

Figura. 1 Intercepción de fracturas en pozos horizontales



Fuente: Tomado y modificado de FAISAL N. ALENEZI. Development of Type Curves for Gas Production from Hydraulically Fractured Horizontal Wells in Unconventional Reservoirs. West Virginia. 2011.

Figura. 2 Formaciones de bajo espesor

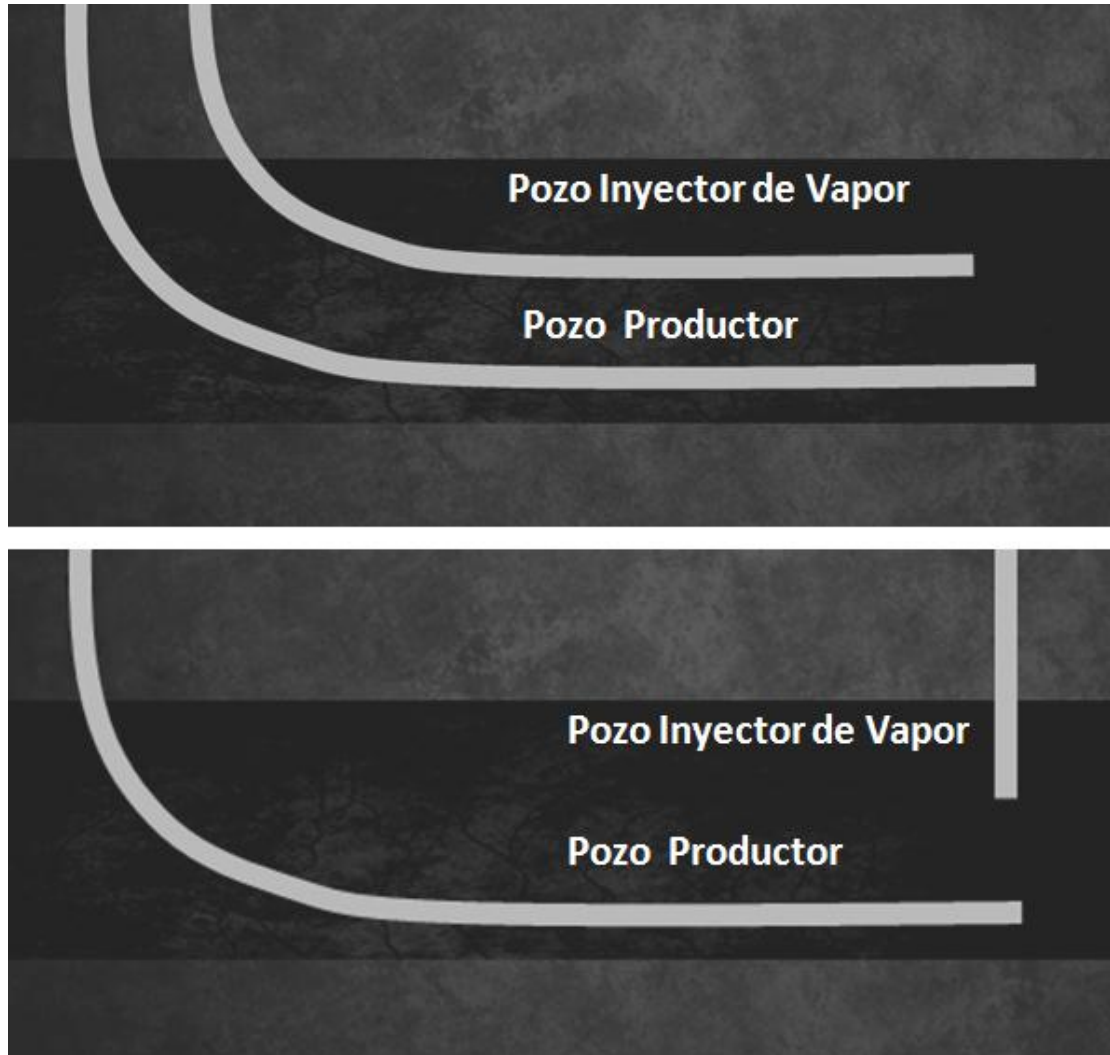


Fuente: Tomado y modificado de FAISAL N. ALENEZI. Development of Type Curves for Gas Production from Hydraulically Fractured Horizontal Wells in Unconventional Reservoirs. West Virginia. 2011.

- Mayor productividad del pozo, debido a que aumenta el área de drenaje de la formación productora.

- Facilitan la recuperación de crudos pesados mediante métodos EOR, Figura 3.

Figura. 3 Aplicación de los pozos horizontales y verticales en EOR



Fuente: Tomado y modificado de FAISAL N. ALENEZI. Development of Type Curves for Gas Production from Hydraulically Fractured Horizontal Wells in Unconventional Reservoirs. West Virginia. 2011.

- Combinados con fracturamiento hidráulico, permiten la recuperación de yacimientos no convencionales de aceite y gas.

- Reducción de costos de operación, debido a que se podrían requerir menos pozos verticales.

La tecnología de pozos horizontales tiene tres desventajas principales⁶ :

- Altos costos iniciales en comparación con un pozo vertical. En los EE.UU., un pozo horizontal nuevo perforado desde la superficie, cuesta aproximadamente de 1,5 a 2,5 veces más que un pozo vertical. Sin embargo, esta inversión se ve justificada a largo plazo debido a que se obtienen mayores caudales de flujo y se podría reducir el número de pozos verticales.
- Generalmente solo una formación de interés puede ser producida.

1.2. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El fracturamiento hidráulico, 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. El fracturamiento hidráulico ha sido utilizado por la industria de petróleo y gas desde 1940 y se ha convertido en un elemento clave para el desarrollo del gas natural en todo el mundo. El fracturamiento hidráulico fue utilizado por primera vez en 1903 (hace más de 100 años), pero el primer tratamiento de fracturamiento comercial se llevó a cabo en 1949. Según algunas versiones se tardó más de 40 años para que los geólogos e ingenieros perfeccionaran el proceso⁷.

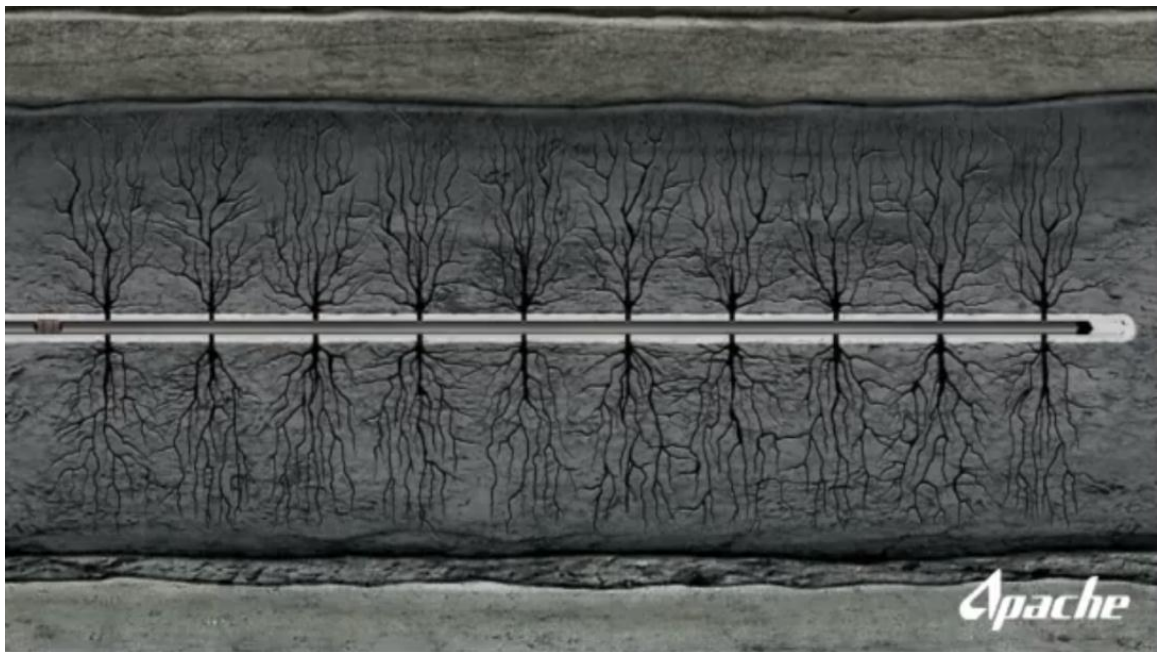
La eficiencia de esta nueva tecnología se ha convertido rápidamente en una parte integral de la estrategia energética. Las aplicaciones de fracturamiento hidráulico permiten estimular la producción en pozos maduros de tipo convencional y forma-

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

⁷ FIKRI J. KUCHU. Well Testing and Interpretation for Horizontal Wells. schlumberger Technical Services inc. SPE - 25232, January 1995.

ciones 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, en la figura 4 se puede observar las fracturas hidráulicas generadas en un pozo horizontal.

Figura. 4 fracturas hidráulicas en un pozo horizontal

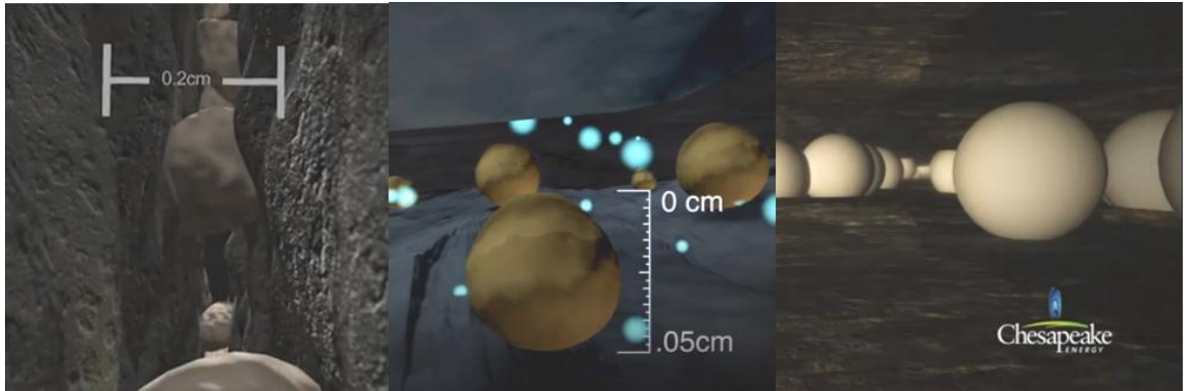


Fuente: Apache Corp. Turn Key Oil Education Oil & Gas.

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. Para mantener estas fracturas abiertas después de la inyección, un agente apuntalante (agente de sostén sólido, Figura 5, generalmente arena tamizada o partículas cerámicas) se añade al fluido de fractura. Una vez la fractura hidráulica es apuntalada se convierte entonces en un conducto de alta

permeabilidad a través del cual los fluidos de la formación pueden fluir hacia el pozo⁸.

Figura. 5 Agentes de sostén sólido o apuntalantes



Fuente: modificada por los autores de Chesapeake.

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 (Figura 6), 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 fractura⁹.

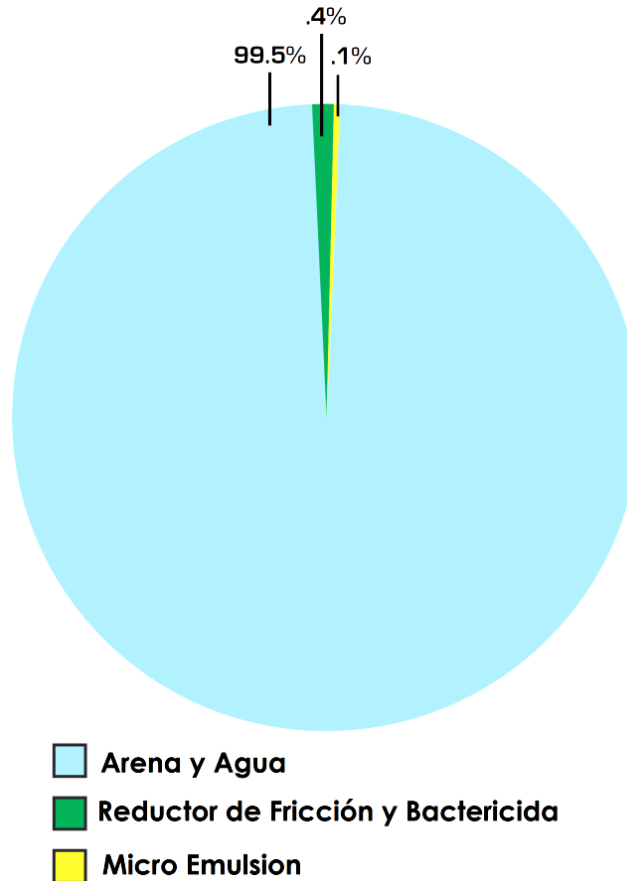
Algunos fluidos también pueden incluir nitrógeno y dióxido de carbono para ayudar a la formación de espuma. Fluidos de fracturamiento base aceite, encuentran uso en formaciones portadoras de hidrocarburos susceptibles a daños por agua, pero son caros y difíciles de usar. Fluidos de base acida, utilizan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

⁸ NIND T.E.W. Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros. Ontario, Canadá: Trent University, 1987.

⁹ M. SOLIMAN. Fracturing horizontal wells in gas reservoirs. Halliburton Energy Services. SPE - 59096, 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.

Figura. 6 Composición característica de un fluido de fracturamiento



Fuente: Independent Oil & Gas Association of New York. 2009.

Algunos reductores de fricción o agentes Gelantes, se basan en polímeros solubles en agua tales como Goma Guar derivado de plantas, que permite ajustar la viscosidad del fluido de fracturamiento. Los aditivos más utilizados para romper la viscosidad del fluido después del fracturamiento son oxidantes tales como amonio (NH₄), potasio, y sodio de peroxidisulfato (S₂O₈⁻²).

1.2.1. Conductividad de la fractura C_f

La conductividad de la fractura es una medida de cómo conduce o con qué facilidad se mueve un fluido a través de una fractura. Se define como el producto de la permeabilidad de la fractura (k_f) y ancho de la fractura (w_f), como se muestra en la Figura 7.

La conductividad de la fractura se expresa matemáticamente como:

$$C_f = k_f w_f$$

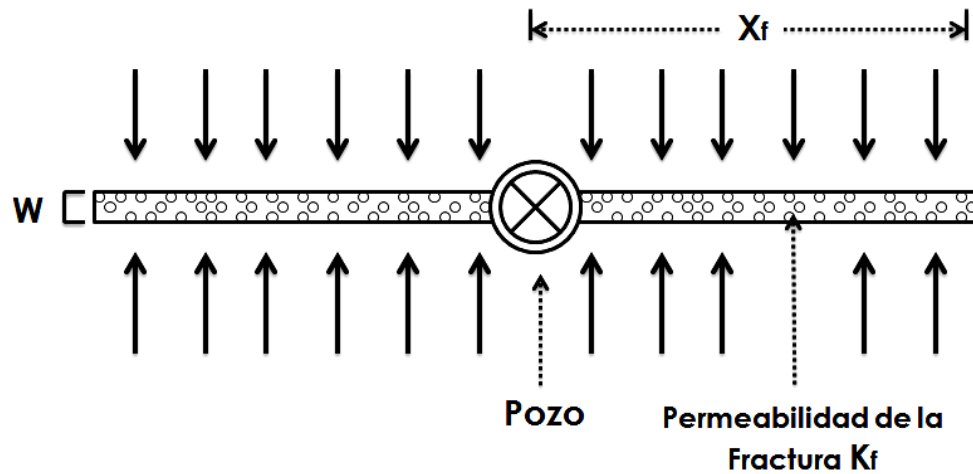
Un proceso de fracturamiento hidráulico se considera exitoso si la conductividad de la fractura es al menos 10.000 veces más grande que la conductividad de la formación (kh):

$$c_f = k_f w_f = 10.000 kh$$

Un valor grande de la conductividad de la fractura ($k_f w_f > 10.000 \text{ md ft}$) representa una fractura de conductividad infinita (se asume que no hay caída de presión a lo largo de la fractura) y produce una respuesta de flujo lineal en la fractura. Un valor pequeño de la conductividad de la fractura ($k_f w_f < 10.000 \text{ md ft}$) representa una fractura conductividad finita (se asume que hay caída de presión a lo largo de la fractura) y puede producir una respuesta de flujo bilineal en la fractura¹⁰.

¹⁰ TAREK AHMED. Reservoir Engineering Handbook. Third Edition. 2011.

Figura. 7 Capacidad de Flujo de la fractura



Fuente: Tomado y modificado de Fikri J. Kuchu; Well Testing and Interpretation for Horizontal Wells

El fracturamiento también se considera exitoso si el factor daño se reduce por lo menos a -3, el fracturamiento no altera la permeabilidad del yacimiento de ninguna manera, los dos objetivos primordiales del fracturamiento son: el de aumentar el radio efectivo del pozo r_w' y el de crear trayectorias de flujo altamente conductivas¹¹.

En el caso de yacimiento naturalmente fracturados y dichas fracturas son causadas por la presión de las rocas supra yacentes y por los esfuerzos tectónicos en la corteza terrestre, estos esfuerzos en los yacimientos determinan también la geometría de las fracturas.

¹¹ TAREK AHMED. Reservoir Engineering Handbook. Third Edition. 2011.

1.2.2. Conductividad de la fractura adimensional fcd

Cuando el valor de la capacidad de flujo de la fractura se divide por el producto de la permeabilidad de la formación (k) y la longitud media de la fractura (x_f), el resultado se conoce como la conductividad de la fractura adimensional (FCD), que se define como:

$$fcd = \frac{k_f w_f}{k x_f} \quad (1)$$

Dónde:

k_f = Permeabilidad de la fractura (md)

w_f = Ancho de la fractura (ft)

k = Permeabilidad de la formación (md)

x_f = Longitud media de la fractura (ft)

1.2.3. Tipos de fracturas según su conductividad

Las fracturas generadas por medio de un fracturamiento hidráulico se dividen en tres categorías principales¹²:

- Fracturas de flujo uniforme
- Fracturas de conductividad infinita
- Fracturas de conductividad finita

Para el análisis de un fracturamiento hidráulico, se considera que las fracturas generadas se extienden simétricamente en una misma dirección pero en sentidos diferentes desde la cara del pozo.

¹² KAZEMI. H. Pressure Transient Analysis of Naturally Fractured Reservoir with Uniform Fracture Distribution. SPE - J45162 Trans. AIME 246, December 1969.

1.2.3.1. Fracturas de flujo uniforme

En algunas fracturas, el fluido entra a la fractura a una tasa uniforme por unidad de área de la cara de la fractura, de manera que hay una caída de presión en la fractura, en este caso la fractura se conoce como “fractura de flujo uniforme”. Esta situación se da prácticamente por conveniencia matemática ya que la distribución del flujo a lo largo de la fractura está lejos de ser uniforme.

Matemáticamente, el radio efectivo del pozo se puede expresar para una fractura de flujo uniforme de la siguiente manera:

$$r_{weff} = L / (2e) = x_f / e \quad (2)$$

Dónde:

r_{weff} = Radio efectivo del pozo (ft)

L = Longitud total de la fractura (ft)

x_f = Longitud media de la fractura (ft)

$e \approx 2,718$

1.2.3.2. Fracturas de conductividad infinita

Se asume que algunas fracturas tienen permeabilidad infinita (conductividad) y por lo tanto presión es uniforme a lo largo de ella, en otras palabras, no hay caída de presión a lo largo de la fractura. Este tipo de fractura se presenta generalmente en formaciones con muy baja permeabilidad. Las fracturas con una conductividad adimensional (fcd) mayor de 300 se consideran de conductividad infinita y se caracteriza por un tener un verdadero flujo lineal. Este tipo de fractura se da con mucha frecuencia, en formaciones con baja permeabilidad.

$$C_{fd} = F_{cd} = \frac{k_f w_f}{k x_f} \quad (3)$$

Para calcular el radio efectivo del pozo utilizamos la siguiente expresión:

$$r_{weff} = L / 4 = x_f / 2; \text{ para } \frac{x_f}{x_e} \leq 0,3 \quad (4)$$

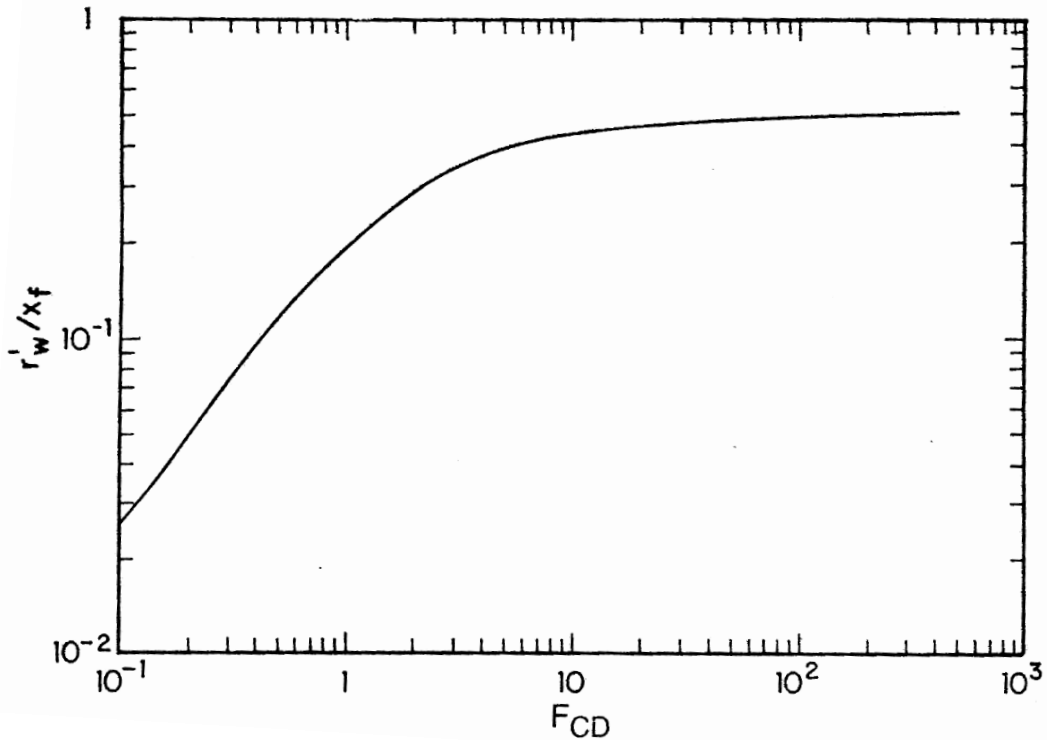
La respuesta de presión de un pozo con fracturas de conductividad infinita es similar al caso de conductividad finita. No obstante, en pozos horizontales con fracturas de conductividad infinita no se presenta un flujo bilineal, el cual si es apreciado en un pozo horizontal con fracturas de conductividad finita. La respuesta de presión en una fractura de conductividad infinita se caracteriza por un verdadero flujo lineal, luego pasará por una transición hacia un flujo radial infinito.

1.2.3.3. Fracturas de conductividad finita

Un gran número de las fracturas generadas por medio del fracturamiento hidráulico son de conductividad finita, excepto para el caso en donde la estimulación se realiza en yacimientos de muy baja permeabilidad (en este caso se tendría fracturas de conductividad infinita). Generalmente en las fracturas de conductividad finita se presenta una caída de presión a lo largo de la fractura, lo cual permite observar diferentes regímenes de flujo a lo largo del tiempo, a tiempos tempranos, hay flujo lineal dentro de la fractura y flujo lineal desde la formación hacia la fractura. La combinación de estos dos flujos lineales da un periodo de flujo bilineal.

Una vez es calculado la Conductividad adimensional de la fractura (fcd), podremos determinar el radio efectivo del wellbore (r_{weff} ó r'_w) producto de la estimulación a través de la Figura 10.

Figura. 8 Relación entre Radio efectivo del pozo, longitud media de la fractura y la conductividad adimensional



Fuente: Modificada por los autores de SADA D. JOSHI PH.D. Horizontal Well Technology, pennwell Publishing Company, Tulsa Oklahoma. September 6, 1991.

1.2.4. Tipos de fracturas hidráulicas en pozos horizontales

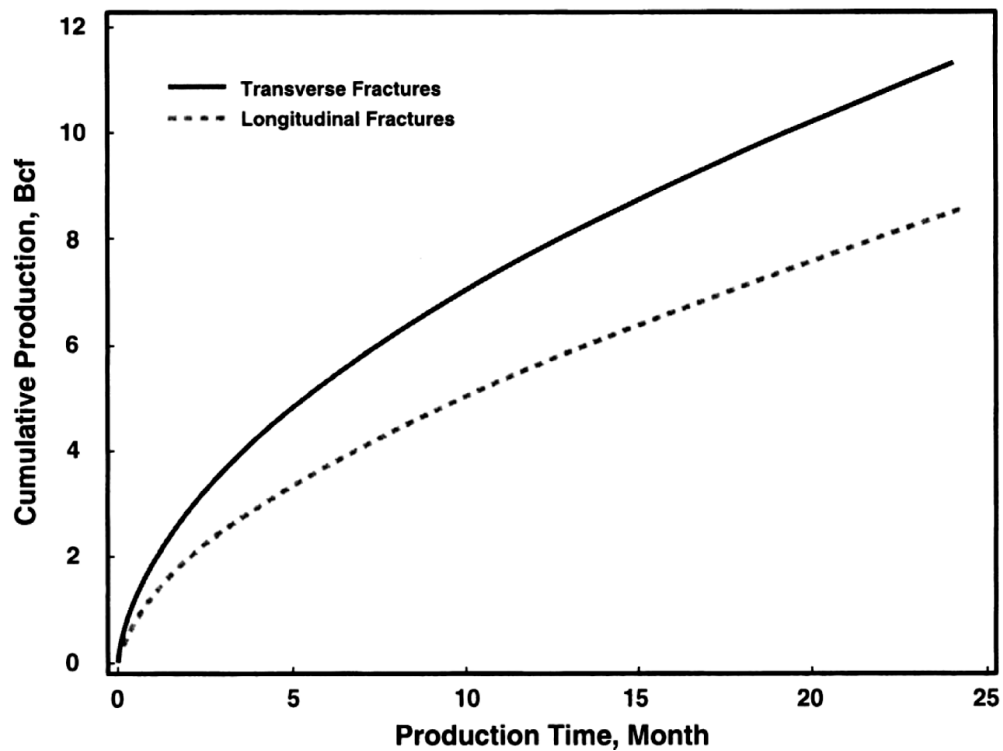
Hay dos tipos diferentes de fracturas hidráulicas que pueden ser creadas en un yacimiento¹³. Estas fracturas en su mayoría dependen de la dirección del campo de esfuerzo mínimo horizontal y la longitud del intervalo perforado, una fractura transversal o longitudinal puede ser creada:

¹³ FIKRI J. KUCHU. Well Testing and Interpretation for Horizontal Wells. schlumberger Technical Services inc. SPE - 25232, January 1995.

- Si el pozo horizontal se perfora en paralelo al esfuerzo mínimo horizontal, se espera que las fracturas creadas sean perpendiculares al pozo horizontal, creando fracturas transversales.
- Si el pozo horizontal se perfora perpendicular al esfuerzo mínimo horizontal, las fracturas creadas serán longitudinales.

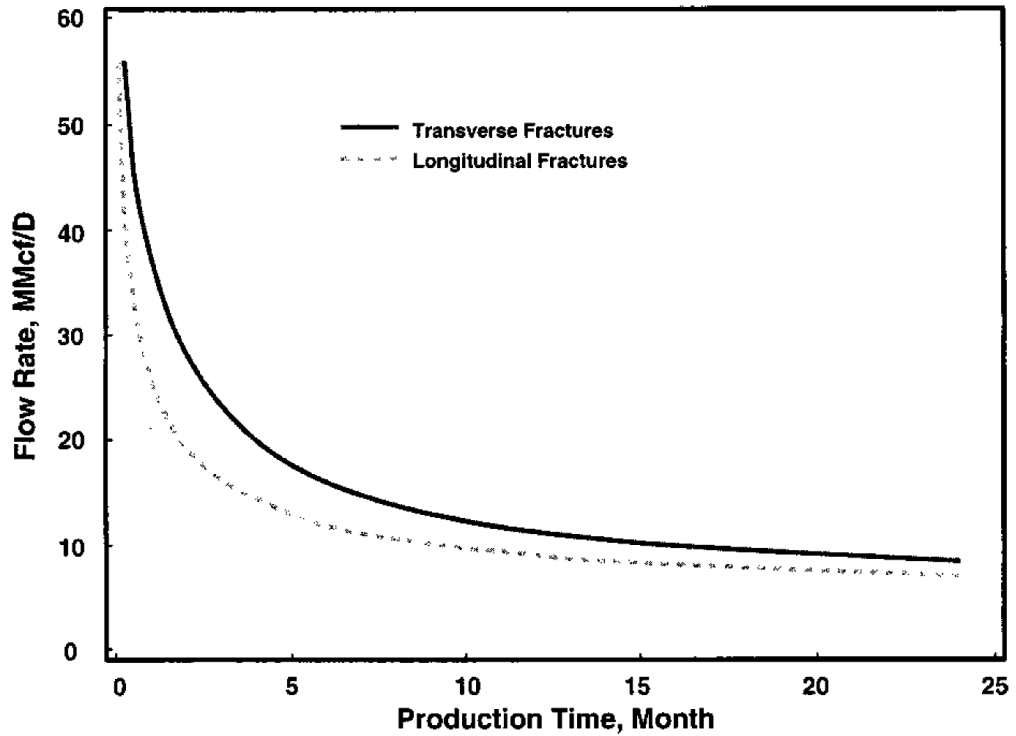
En las Figuras 9 y 10, se explica la influencia de las fracturas transversales y longitudinales en la tasa de producción y la producción acumulada.

Figura. 9 Producción acumulada entre las fracturas transversales y longitudinales, con la misma superficie total



Fuente: M. SOLIMAN. Fracturing horizontal wells in gas reservoirs. Halliburton Energy Services. SPE - 59096. November 1999.

Figura. 10 Tasa de producción entre las fracturas transversales y longitudinales con la misma área total



Fuente: M. SOLIMAN. Fracturing horizontal wells in gas reservoirs. Halliburton Energy Services. SPE - 59096. November 1999.

Según lo que se puede observar en las Figuras 9 y 10, cuando se perfora un pozo horizontal, es preferible generar fracturas transversales que longitudinales, debido a que ofrecen un mayor rendimiento. Además de eso, se podrían generar varias fracturas a lo largo de la cara del pozo horizontal, aumentando significativamente su productividad.

CAPITULO 2

2. FUNDAMENTOS DE FLUJO DE FLUIDOS

2.1. ECUACION FUNDAMENTAL DE FLUJO EN MEDIOS POROSOS

Básicamente, una ecuación fundamental de flujo en medios porosos, es una expresión de tipo analítica ó diferencial, que nos permite expresar la variación de la presión en términos del espacio y el tiempo. Antes de proceder a definir completamente un modelo analítico IPR de un pozo productor de hidrocarburos, primero deben fijarse algunas condiciones, denominadas condiciones de flujo:

- La geometría de flujo (radial, lineal, esférico etc)
- Naturaleza del fluido en movimiento (compresible, levemente compresible, incompresible).
- Tipo de flujo (Estable, pseudo-estable, Inestable).
- El número de fases en movimiento.

Una vez definidas cada una de estas condiciones, es definida completamente la ecuación fundamental de flujo, y de esta manera se podrá obtener un modelo analítico IPR que nos permitirá predecir la productividad de los pozos.

Es importante notar, que se pueden obtener diferentes modelos para evaluar la productividad de un pozo (IPR) dependiendo de las condiciones tomadas. A continuación se presenta cada una de estas condiciones de flujo detalladamente.

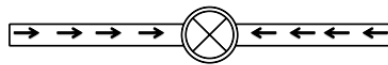
2.2. GEOMETRÍAS DE FLUJO

Cuando hablamos de *Geometría de Flujo* en un medio poroso, nos referimos a la orientación de las líneas de flujo respecto a un sistema de referencia. A continuación veremos las principales:

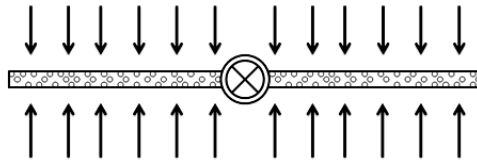
2.2.1. Flujo lineal

Flujo lineal se produce cuando las trayectorias de flujo son paralelas y el fluido fluye en una sola dirección. Además, el área de la sección transversal de flujo debe ser constante. La Figura 11 muestra un sistema idealizado de flujo lineal. Este flujo se presenta generalmente en fracturas hidráulicas y en pozos horizontales. Puesto que las líneas de flujo convergen a un plano, los parámetros asociados con el flujo lineal son la permeabilidad del medio en la dirección de las líneas de flujo y el área de flujo perpendicular a dichas líneas.

Figura. 11 Sistema ideal de Flujo lineal



Flujo Lineal en la fractura



Flujo Lineal en la formación

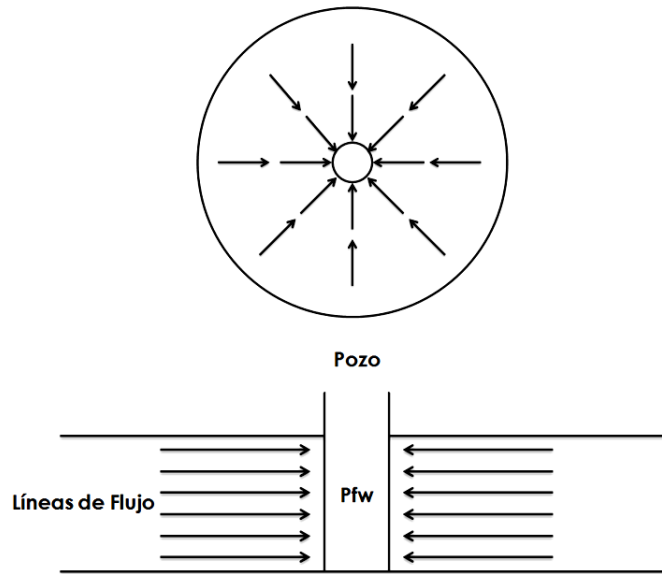
Fuente: Modificada por los autores de SADA D. JOSHI PH.D. Horizontal Well Technology, pennwell Publishing Company, Tulsa Oklahoma. September 6, 1991.

2.2.2. Flujo Radial

Se presenta cuando las líneas de flujo sobre un plano horizontal convergen hacia un punto central. Este tipo de flujo es común en regiones cercanas al pozo y que se encuentra produciendo a través de todo el espesor de la formación (Figura 12). Cuando el pozo está estimulado (Figura 13) o en pozos horizontales, el radio efec-

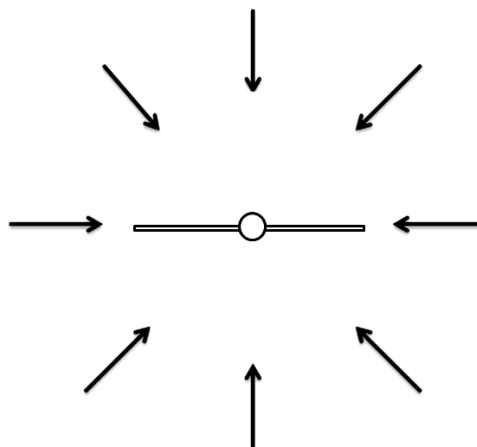
tivo para el flujo radial podría estar alargado (**flujo pseudo-radial**). Los pozos horizontales pueden presentar flujo radial en tiempos tempranos en el plano vertical perpendicular al pozo.

Figura. 12 Flujo Radial



Fuente: Modificada por los autores de SADA D. JOSHI PH.D. Horizontal Well Technology, pennwell Publishing Company, Tulsa Oklahoma. September 6, 1991.

Figura. 13 Flujo pseudo radial

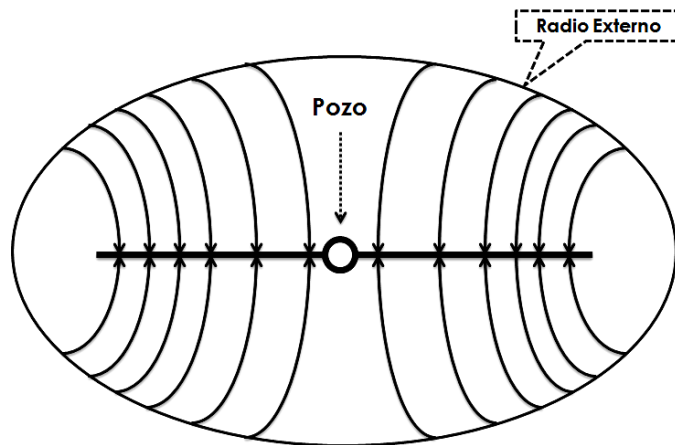


Fuente: Modificada por los autores de SADA D. JOSHI PH.D. Horizontal Well Technology, pennwell Publishing Company, Tulsa Oklahoma. September 6, 1991.

2.2.3. Flujo Birradial o flujo Elíptico

Este flujo se presenta generalmente en pozos horizontales o en pozos hidráulicamente fracturados. Este flujo es apreciado en fracturas largas y pozos horizontales donde la geometría de las líneas de flujo es de naturaleza elíptica (Figura 14).

Figura. 14 Flujo elíptico o birradial

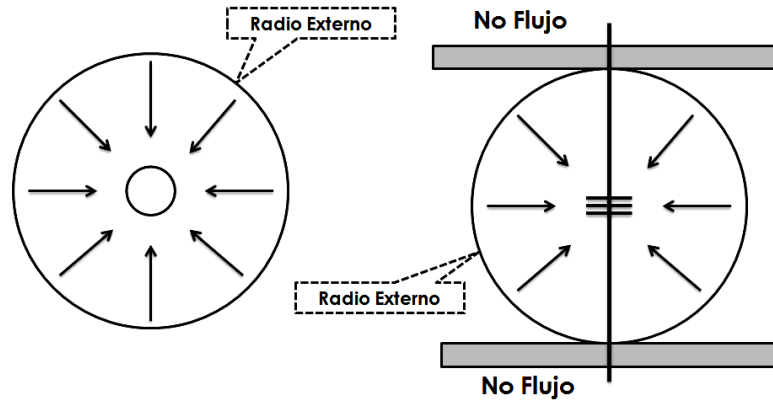


Fuente: Modificada por los autores de FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO, PH.D. Análisis Moderno de Presiones de Pozo. Neiva, Huila, Noviembre de 2003.

2.2.4. Flujo Esférico

Este flujo se presenta cuando las líneas de flujo son rectas localizadas en el espacio tridimensional y convergiendo hacia un punto central formando una esfera (Figura 15). Este tipo de flujo es común en las cercanías de un pozo que ha sido parcialmente completado.

Figura. 15 Flujo esférico

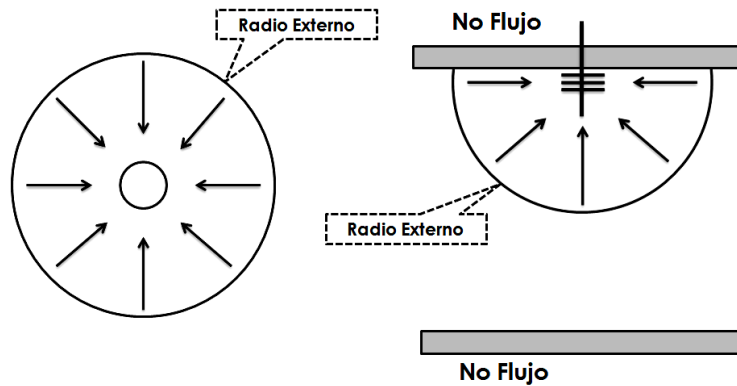


Fuente: Modificada por los autores de FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO, PH.D. Análisis Moderno de Presiones de Pozo. Neiva, Huila, Noviembre de 2003.

2.2.5. Flujo Hemiesférico

Este tipo de flujo se presenta cuando las líneas de flujo como rectas localizadas en el espacio tridimensional convergen hacia un punto central formando media esfera (Figura 16). Este flujo es observado cuando tenemos una formación parcialmente penetrada por el pozo cerca a la base o el tope de la formación, donde la capa impermeable más cercana impone un flujo Hemiesférico.

Figura. 16 Flujo semiesférico

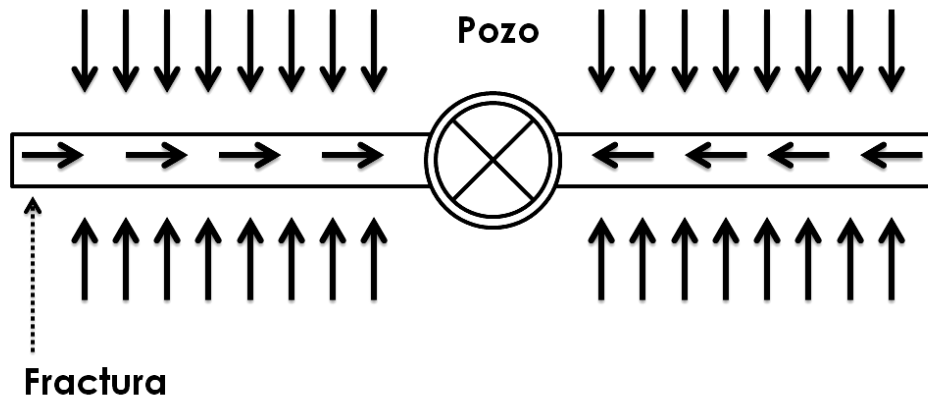


Fuente: Modificada por los autores de FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO, PH.D. Análisis Moderno de Presiones de Pozo. Neiva, Huila, Noviembre de 2003.

2.2.6. Flujo Bilineal

Este flujo se presenta generalmente en pozos hidráulicamente fracturados con fracturas de baja conductividad. El termino bilineal se refiere a dos flujo lineales simultáneos que ocurren en direcciones normales (Figura 17). Este flujo se debe a que ocurre una caída de presión en la fractura misma que resulta en líneas de flujo paralelas a la fractura al mismo tiempo que existen líneas de flujo desde la formación hacia la fractura. Cuando es conocida la longitud media de la fractura (X_f) y la permeabilidad de la formación (K), se puede determinar la conductividad de la fractura a partir del flujo bilineal.

Figura. 17 Flujo Bilineal



Fuente: Modificada por los autores de FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO, PH.D. Análisis Moderno de Presiones de Pozo. Neiva, Huila, Noviembre de 2003.

La correcta identificación de la geometría de flujo en un yacimiento, es supremamente importante debido a que nos describe como se mueven los fluidos en la formación probada, y también nos permite calcular diferentes parámetros y propiedades del yacimiento como: la permeabilidad, conductividad de fracturas, factor de daño etc.

2.3. NATURALEZA DEL FLUIDO

Los fluidos de yacimiento se clasifican de la siguiente manera:

- Fluido incompresible
- Fluido levemente compresible
- Fluido compresible

2.3.1. Fluido Incompresible

Un fluido se considera incompresible cuando la variación en su volumen, debido a la presión, se considera insignificante, comparado con la variación del volumen de otros fluidos de yacimiento.

Esto se expresa matemáticamente de la siguiente forma:

$$\frac{dV}{dP} = 0 \quad (5)$$

Aplicando la definición de compresibilidad:

$$c = -\frac{1}{V} \frac{dV}{dP} = 0 \quad (6)$$

Dónde:

c = compresibilidad del fluido (presión⁻¹)

V = volumen

P = presión

El agua se suele considerar como un fluido incompresible debido a que su compresibilidad es muy pequeña en comparación con el petróleo y el gas.

2.3.2. Fluido Levemente Compresible

Se fluido se considera como levemente compresible cuando el cambio en su volumen debido a la presión que se le aplica es constante.

$$c = -\frac{1}{V} \frac{dV}{dP} = \text{constante} \quad (7)$$

La compresibilidad del petróleo en el yacimiento suele variar muy poco, por eso es considerado como un fluido levemente compresible.

2.3.3. Fluido Compresible

Un fluido se considera Compresible cuando la variación de su volumen respecto a un cambio en la presión ejercida sobre él, es función de la presión. Matemáticamente:

$$c = -\frac{1}{V} \frac{dV}{dP} = f(P) \quad (8)$$

El gas natural presenta esta característica, y por ellos es considerado un fluido compresible.

2.4. TIPOS DE FLUJO

El tipo de flujo hace referencia a la forma como varia la presión en cada punto del yacimiento en función del tiempo. En general, en ingeniería de yacimientos se consideran tres tipos de flujo:

- Flujo Inestable (trasiente)
- Flujo Estable
- Flujo Seudo estable

2.4.1. Flujo Inestable

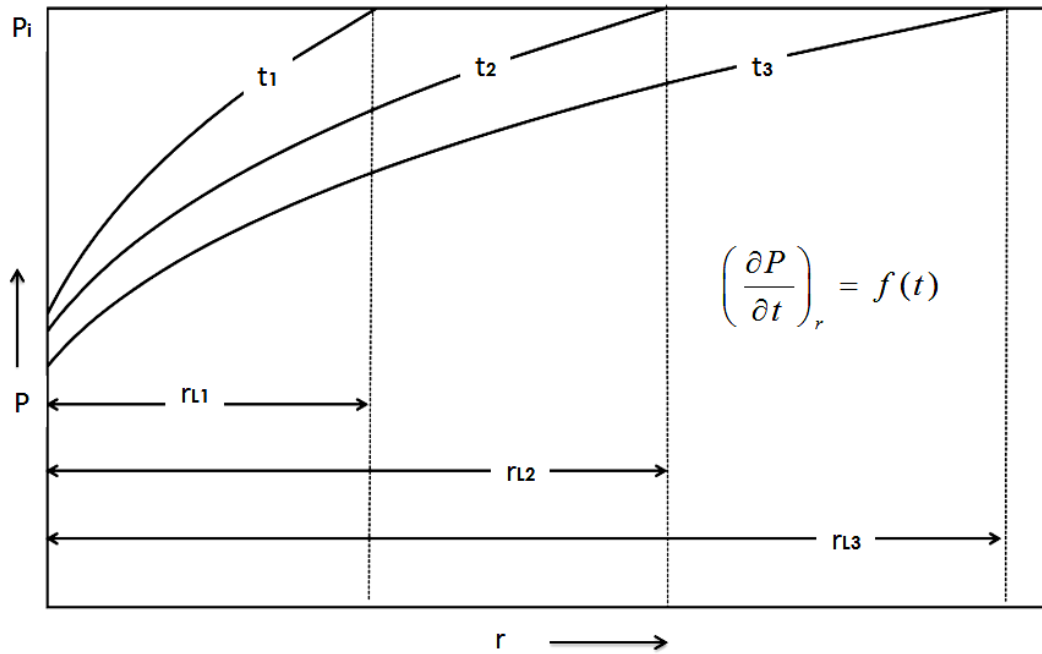
Este tipo de flujo se presenta cuando hay variaciones de la presión con respecto al tiempo en cada punto del yacimiento. Matemáticamente se expresa así:

$$\left(\frac{\partial P}{\partial t} \right)_r = f(t) \quad (9)$$

Físicamente, un yacimiento produce bajo condiciones de flujo inestable cuando el yacimiento presenta comportamiento infinito. Este comportamiento ocurre desde que el pozo se pone en producción hasta el instante en que el radio de drenaje toca los límites externos del yacimiento. Una vez la “onda de presión” toca todos los límites, iniciará otro tipo de flujo.

Es importante notar que durante este período de tiempo, siempre existe una parte del yacimiento donde el radio de investigación no ha llegado, y por lo tanto, la presión en estas zonas se mantendrá uniforme e igual a la presión inicial. La Figura 18 describe el flujo inestable, donde P representa la presión y r_{i1} , r_{i2} y r_{i3} los radios de investigación a diferentes tiempos (t_1 , t_2 , t_3).

Figura. 18 Flujo inestable



Fuente: ROLAND N. HORNE. Modern well test analysis a Computer-Aided approach, Stanford University. 1990.

2.4.2. Flujo Estable

Un yacimiento presenta flujo estable cuando la presión en cualquier punto no varía con el tiempo.

$$\left(\frac{\partial P}{\partial t}\right)_r = 0 \quad (10)$$

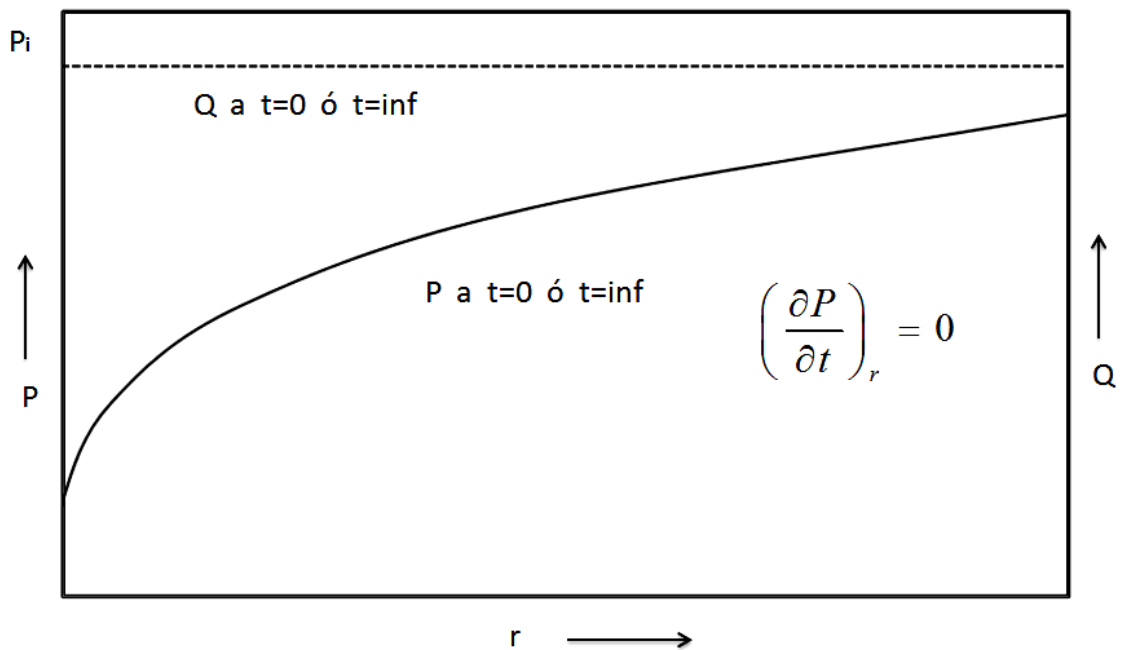
Donde \$P\$ es la presión, \$t\$ representa el tiempo y \$r\$ es la distancia de la cara del pozo a cualquier punto del yacimiento. En los modelos IPR se trabaja con flujo estable, introduciendo un término conocido como presión en el radio de drenaje ó presión de yacimiento: \$p_e\$ ó \$p_r\$.

Físicamente se puede explicar de la siguiente manera. Para que exista flujo estable, se requiere que no se presente agotamiento de fluidos en yacimiento, de esta

manera la presión se mantendrá constante en el tiempo en cada punto del yacimiento como de ilustra en la Figura 19. Esto se logra cuando el volumen de fluido producido que tiende a disminuir la presión en el yacimiento, es reemplazado por otro fluido que evita la disminución de la presión.

Es por ello que en aquellos yacimientos que producen por empuje hidráulico o que producen por recuperación secundaria, los fluidos producidos en yacimiento son re-emplazados por el agua que proviene del acuífero activo ó por el agua inyectada.

Figura. 19 Estado estable (Presión vs Tiempo)



Fuente: Modificada por los autores de FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO, PH.D. Análisis Moderno de Presiones de Pozo. Neiva, Huila, Noviembre de 2003.

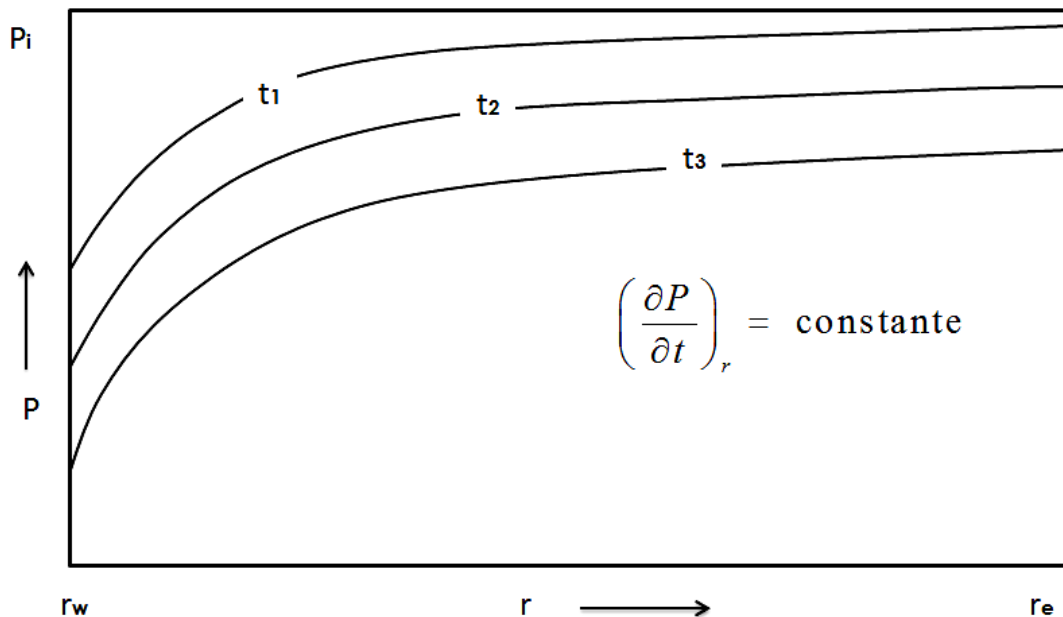
2.4.3. Flujo seudo estable

Ocurre flujo seudo estable cuando la presión en cada punto del yacimiento, disminuye a una tasa constante. Matemáticamente:

$$\left(\frac{\partial P}{\partial t}\right)_r = \text{constante} \quad (11)$$

Este tipo de flujo se presenta cuando el radio de drenaje toca los límites de un yacimiento cerrado (límites de no-flujo). Debido a que los límites son considerados de no-flujo (fallas), no hay un medio que permita mantener la presión en el yacimiento y por lo tanto irá disminuyendo. En los modelos de IPR, se introduce una presión promedio \bar{p}_r para modelar el flujo seudo estable. Esta presión promedio puede ser estimada a partir de los "Build Up Test", la Figura 20 describe el flujo seudo estable.

Figura. 20 Flujo seudo estable



Fuente: Modificada por los autores de ROLAND N. HORNE. Modern well test analysis a Computer-Aided approach, Stanford University. 1990.

2.5. NUMERO DE FASES EN MOVIMIENTO

Ocurre flujo monofásico cuando fluye un solo fluido en el medio poroso (gas, aceite ó agua). Si el yacimiento se encuentra saturado con varios fluidos y solo uno de ellos es móvil, se considera como flujo monofásico.

Se considera flujo multifásico, cuando dos o más fluidos fluyen en el medio poroso.

2.6. REGÍMENES DE FLUJO EN POZOS HORIZONTALES

Se pueden encontrar varios regímenes de flujo durante la producción de un pozo horizontal. Sin embargo, algunos de estos regímenes podrían estar ausentes o enmascarados dependiendo de los parámetros del yacimiento. Los parámetros que más influye en la geometría de flujo de los pozos horizontales son: La relación de la permeabilidad vertical y horizontal ó índice de anisotropía, lo ubicación de la cara del pozo en la formación, la longitud horizontal del pozo en comparación con el espesor de la formación y la geometría del yacimiento

En general, se han identificado cuatro regímenes de flujo principales que se pueden presentar durante la vida productiva de un pozo horizontal¹⁴, son los siguientes:

- Flujo radial a tiempos tempranos
- Flujo lineal a tiempos intermedios
- Flujo radial a tiempos tardíos ó seudo radial
- Flujo lineal a tiempos tardíos

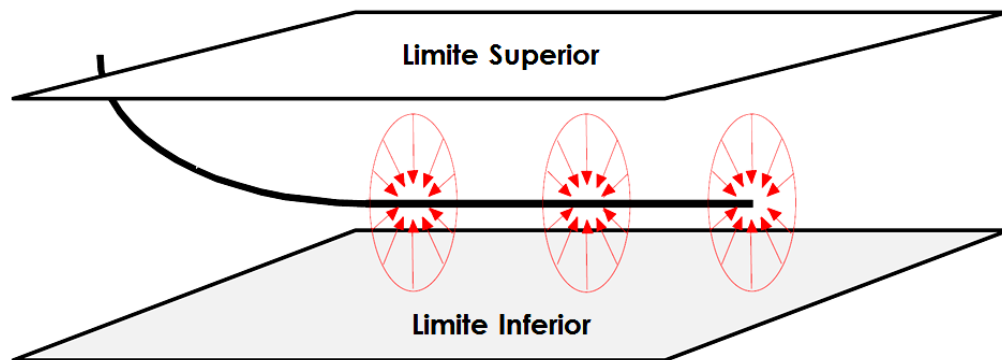
¹⁴ FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO, PH.D. Análisis Moderno de Presiones de Pozo. Neiva, Huila, Noviembre de 2003.

2.6.1. Flujo Radial a tiempos tempranos

Cuando se inicia la producción, los fluidos en el yacimiento se empezarán a mover perpendicularmente a la cara del pozo como se ilustra en la figura 21, de esta manera se forma el flujo radial. La duración de este régimen de flujo es muy corta en formaciones delgadas o cuando existe permeabilidad vertical alta.

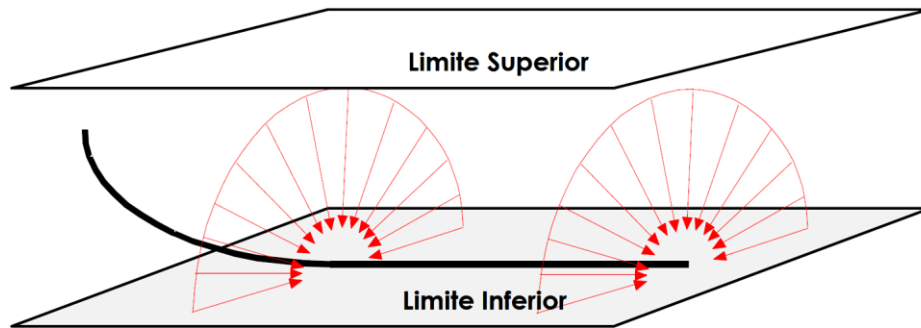
Si el pozo horizontal no está centrado con respecto a los límites superior e inferior del yacimiento se puede presentar un régimen de flujo hemi-radial como se ilustra en la Figura 22. Físicamente, este régimen de flujo finaliza cuando se siente el efecto del límite superior o inferior del yacimiento.

Figura. 21 Flujo radial a tiempos tempranos



Fuente: Modificada por los autores de FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO, PH.D. Análisis Moderno de Presiones de Pozo. Neiva, Huila, Noviembre de 2003.

Figura. 22 flujos hemirradial a tiempos tempranos

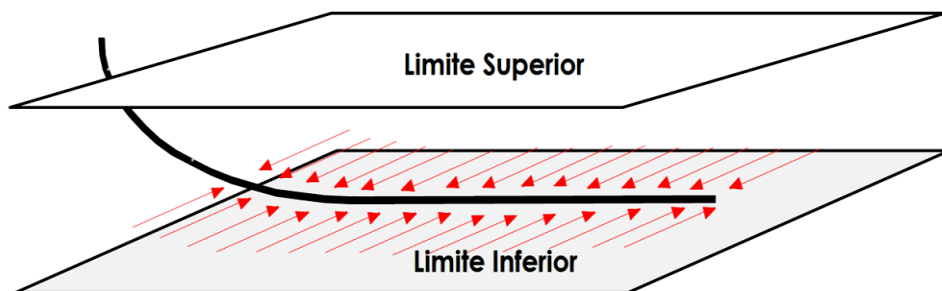


Fuente: Modificada por los autores de FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO, PH.D. Análisis Moderno de Presiones de Pozo. Neiva, Huila, Noviembre de 2003.

2.6.2. Flujo Lineal a tiempos intermedios

Generalmente la longitud del pozo horizontal es mayor que el espesor de la formación como se ilustra en la Figura 23, esto favorece la formación del segundo régimen de flujo. Este se conoce como régimen de flujo lineal y se presenta cuando la onda de presión alcanza los límites superiores e inferiores del yacimiento. Este régimen de flujo está ausente cuando la longitud horizontal de la cara del pozo es pequeña comparada con el espesor de la formación.

Figura. 23 Flujo lineal a tiempos intermedios

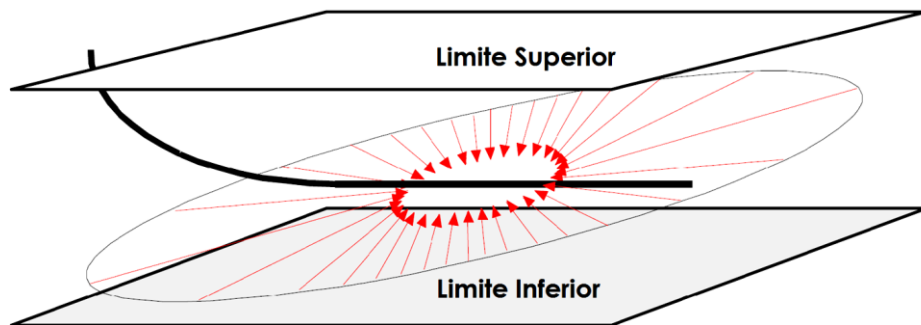


Fuente: Modificada por los autores de FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO, PH.D. Análisis Moderno de Presiones de Pozo. Neiva, Huila, Noviembre de 2003.

2.6.3. Flujo pseudo-radial a tiempos tardíos

Si no existen límites de presión constante y no hay fronteras al flujo horizontal sobre una distancia razonable (en otras palabras, cuando la longitud del pozo horizontal es pequeña en comparación con el tamaño del yacimiento) como se ilustra en la Figura 24, el flujo hacia el pozo horizontal se vuelve efectivamente radial después de un largo tiempo, con el plano horizontal del pozo actuando como si fuera un punto hacia donde convergen las líneas de flujo. Este régimen de flujo, conocido como Flujo Radial a tiempos tardíos ó pseudo-radial, podría no presentarse si los límites del yacimiento (sea de presión constante o de no flujo) están afectando el flujo.

Figura. 24 Flujo Seudo-radial a tiempos tardíos



Fuente: Modificada por los autores de FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO, PH.D. Análisis Moderno de Presiones de Pozo. Neiva, Huila, Noviembre de 2003.

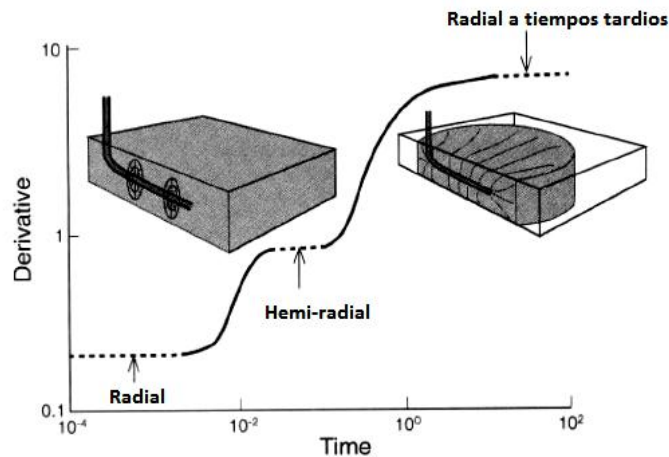
2.6.4. Flujo Lineal a tiempos tardíos

En un yacimiento semi-infinito, puede existir un segundo periodo de flujo lineal. Este periodo de flujo se presenta cuando la onda de presión alcanza los límites laterales de yacimiento, y el flujo en esta dirección se vuelve efectivamente en lineal pseudo-estable (si son límites de no flujo).

En la Figura 25 se muestran los regímenes de flujo que se observan en un pozo horizontal cuando se le aplica una prueba de presión.

Un régimen de flujo que se podría presentar es el de Estado Estable. Este régimen de flujo es apreciado si los límites superior o inferior del yacimiento son de presión constante, ya sea una capa de gas o un acuífero¹⁵.

Figura. 25 Regímenes de flujo pozo horizontal (Gráfica Derivada de la presión)



Fuente: Modificada por los autores de FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO, PH.D. Análisis Moderno de Presiones de Pozo. Neiva, Huila, Noviembre de 2003.

2.7. POZOS HORIZONTALES HIDRÁULICAMENTE FRACTURADOS

Como es sabido, el objetivo principal del fracturamiento hidráulico es el de aumentar la productividad del pozo creando un camino altamente conductivo desde el yacimiento hasta la cara del pozo. La fractura crea más área superficial al wellbore. Es decir, gracias a las fracturas hidráulicas habrá más área del yacimiento en

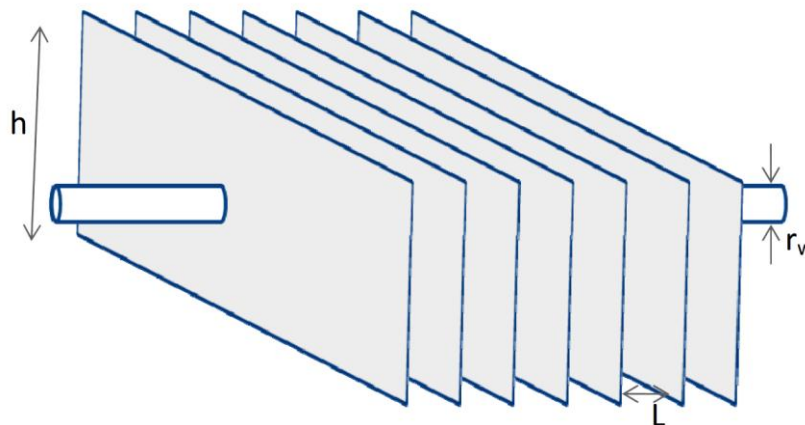
¹⁵ FIKRI J. KUCHU. Well Testing and Interpretation for Horizontal Wells. Schlumberger Technical Services inc. SPE - 25232, January 1995.

comunicación directa con la cara del pozo, y consecuentemente, se podrá aumentar la producción de fluidos a partir del pozo.

En sus inicios (en los años 50s), el fracturamiento hidráulico fue considerado un buen medio para aumentar la productividad de los pozos completados en yacimientos de baja permeabilidad. Sin embargo, ahora se ha convertido en parte integral de la mayoría de los completamientos.

En los yacimientos de baja permeabilidad la técnica del fracturamiento hidráulico combinada con pozos horizontales son esenciales para obtener caudales comerciales. La principal ventaja que ofrece la implementación en conjunto de estas tecnologías, es que a lo largo del pozo horizontal se podrán hacer múltiples fracturas hidráulicas, lo que nos permitirá tener una mayor área del yacimiento en contacto directo con el pozo. (Figura 26).

Figura. 26 Pozo horizontal con 7 etapas de fracturamiento



Fuente: Modificada por los autores de E. OZKAN. & H. KASEMI. Pressure-Transient-Analysis of Horizontal Wells with Transverse. Finite-Conductivity Fractures. Petroleum Society. PAPER 2006-262

El fracturamiento hidráulico no cambia la permeabilidad del yacimiento, sin embargo, modifica la permeabilidad promedio del sistema. En otras palabras, el fracturamiento aumenta el radio efectivo del pozo:

$$r_{weff} = r_w e^{-s} \quad (12)$$

Dónde:

r_{weff} = radio efectivo del pozo

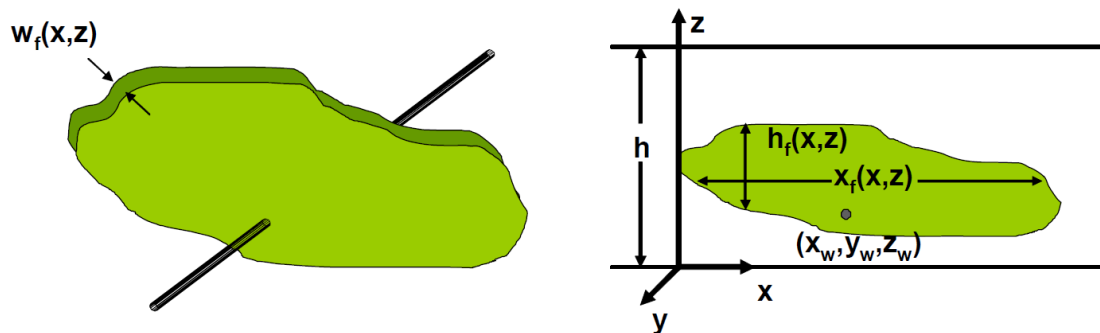
r_w = radio del pozo

s = factor de daño

2.8. REGÍMENES DE FLUJO EN POZOS HORIZONTALES HIDRÁULICAMENTE FRACTURADOS

Ozkan (2006), realizó un estudio de la respuesta de presión que presentan los pozos horizontales con fracturas transversales inducidas para determinar los regímenes de flujo en estos sistemas. La Figura 27 presenta el esquema de una fractura transversal que atraviesa un pozo horizontal, y que tiene las siguientes características: Ancho de fractura (w_f), penetración horizontal o longitud media de la fractura (x_f), espesor de la fractura (h_f), y permeabilidad de la fractura (k_f), son función de la posición (x, y), en el plano de la fractura.

Figura. 27 Esquema de fractura transversal en un pozo horizontal

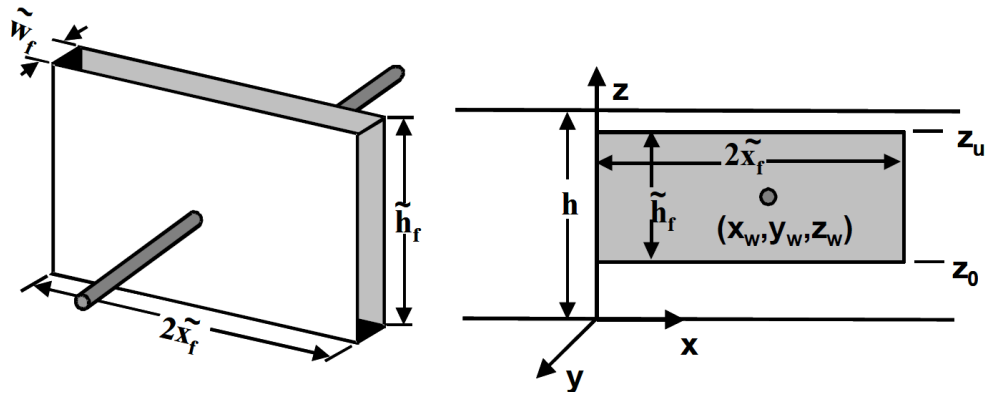


Fuente: E. OZKAN. & H. KASEMI. Pressure-Transient-Analysis of Horizontal Wells with Transverse. Finite-Conductivity Fractures. Petroleum Society. PAPER 2006-262

Debido a que el ancho de la fractura (w_f) es pequeño en comparación con su tamaño y espesor, se considera que no existe flujo en la dirección y de la fractura.

Para propósitos de modelamiento y conveniencia matemática, es necesario idealizar la forma del sistema pozo-fractura. La fractura puede ser representada por medio de un cubo rectángulo de dimensiones $(2\tilde{x}_f * \tilde{h}_f * \tilde{w}_f)$ como se aprecia en la Figura 28.

Figura. 28 Esquema idealizado de fractura transversal en un pozo horizontal

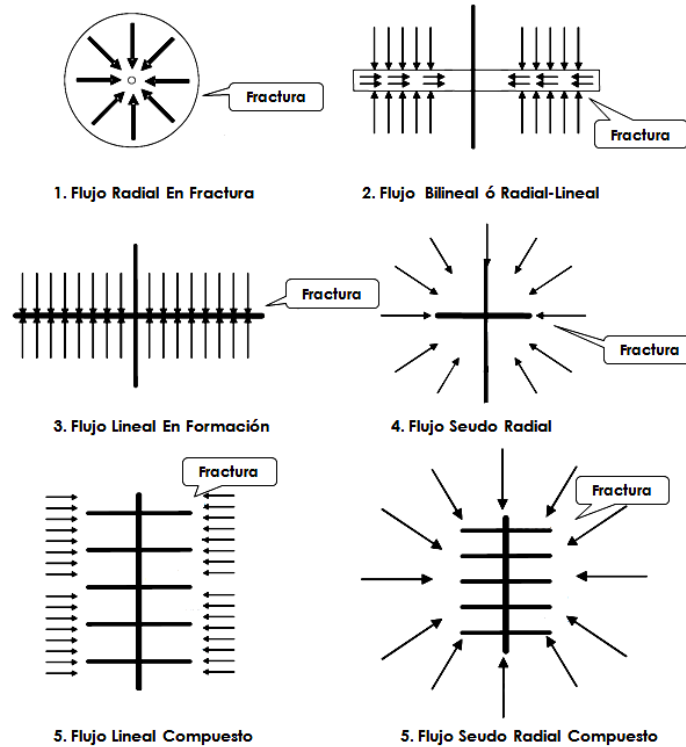


Fuente: Modificada por los autores de E. OZKAN. & H. KASEMI. Pressure-Transient-Analysis of Horizontal Wells with Transverse. Finite-Conductivity Fractures. Petroleum Society. PAPER 2006-262

En este modelo idealizado, los efectos gravitacionales se consideran despreciables y los bordes de la fractura se consideran como límites de no flujo. Es decir, el fluido procedente del yacimiento entra en la fractura a lo largo de su superficie plana (en el plano x, z), y luego se mueve hacia el pozo.

Al analizar la respuesta de presión en un pozo horizontal con fracturas inducidas se pueden apreciar los siguientes regímenes de flujo (Figura 29):

Figura. 29 Regímenes de flujo potenciales en pozos horizontales fracturados



Fuente: Modificada por los autores de E. OZKAN. & H. KASEMI. Pressure-Transient-Analysis of Horizontal Wells with Transverse. Finite-Conductivity Fractures. Petroleum Society. PAPER 2006-262

Regímenes de flujo en la fractura:

- Flujo radial de la fractura hacia el pozo
- Flujo radial-lineal
- Flujo bilineal

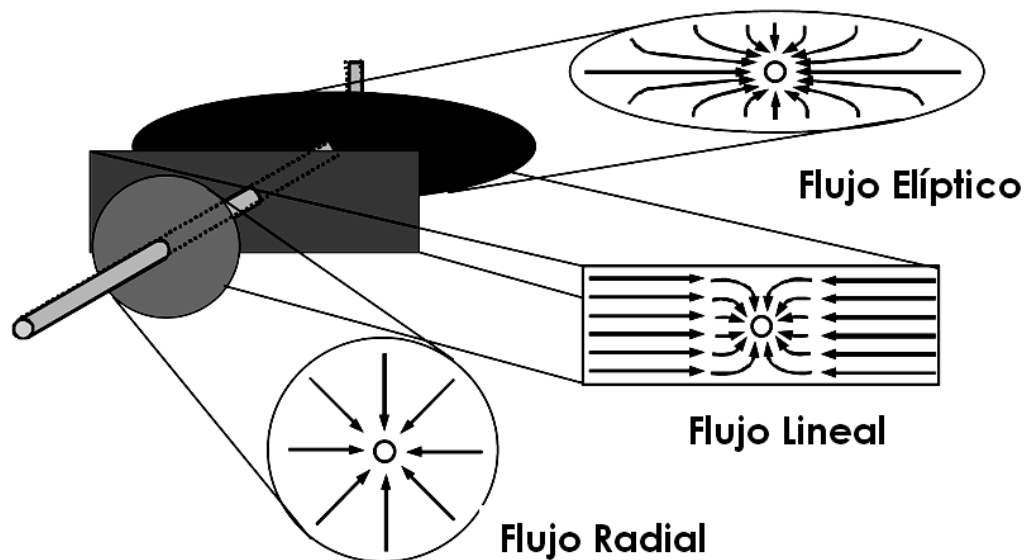
Regímenes de flujo en el yacimiento:

- Flujo lineal normal hacia las fracturas a tiempos tempranos
- Flujo pseudo-radial alrededor de las fracturas individuales a tiempos intermedios

- Flujo lineal normal hacia el eje del pozo horizontal a tiempos intermedios (flujo lineal compuesto)
- Flujo pseudo-radial alrededor del pozo horizontal a tiempos tardíos (flujo pseudo-radial compuesto)

No necesariamente existen todos estos regímenes de flujo en pozos horizontales fracturados. Es importante mencionar, que los regímenes de flujo presentados en la fractura no están limitados a estos tres (flujo radial, flujo radial lineal, flujo bili-neal). En efecto, la geometría de la fractura tiene una fuerte influencia en los regímenes de flujo que se pueden presentar a tiempos tempranos en estos sistemas¹⁶ (Figura 30).

Figura. 30 Efecto de la Geometría de la fractura en los regímenes de flujo en pozos horizontales fracturados



Fuente: Modificada por los autores de E. OZKAN. & H. KASEMI. Pressure-Transient-Analysis of Horizontal Wells with Transverse. Finite-Conductivity Fractures. Petroleum Society. PAPER 2006-262

¹⁶ KAZEMI. H. Pressure Transient Analysis of Naturally Fractured Reservoir with Uniform Fracture Distribution. SPE - J45162 Trans. AIME 246, December 1969.

CAPITULO 3

3. FUNDAMENTOS DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS HORIZONTALES CON MÚLTIPLES FRACTURAS

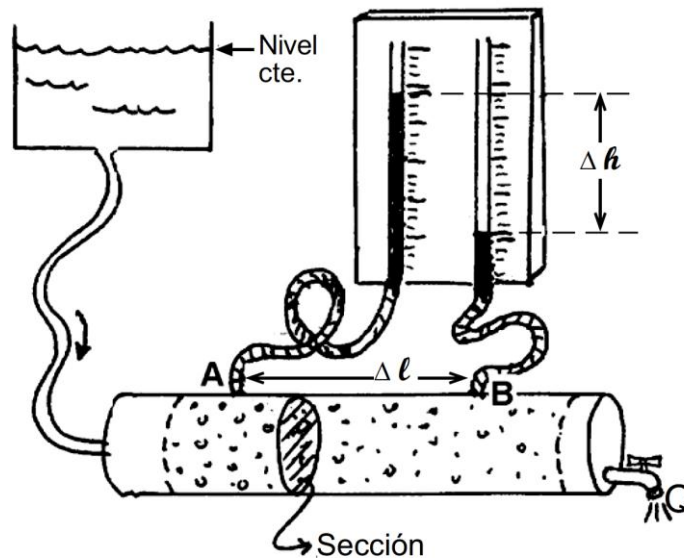
Los modelos IPR permiten determinar si un pozo está produciendo lo que debería producir a una determinada presión de fondo fluyendo (p_{wf}), o si por el contrario, existe un daño en la formación productora y/o un daño mecánico en el completamiento del pozo. Estos modelos, constituyen una herramienta importante para los ingenieros de producción al momento de analizar el comportamiento de los pozos, sin la necesidad de implementar bastos modelos de simulación para tomar decisiones acertadamente. Cabe mencionar que aunque la simulación nos permite obtener resultados más confiables y precisos, los modelos IPR pueden ser implementados en campo de una manera más rápida y práctica, obteniendo resultados confiables.

3.1. LEY DE DARCY

En 1856, en la ciudad francesa de Dijon, el ingeniero Henry Darcy fue encargado del estudio de la red de abastecimiento a la ciudad y también de diseñar filtros de arena para purificar el agua, así que se interesó por los factores que influían en el flujo del agua a través de los materiales arenosos, y presentó el resultado de sus trabajos como un apéndice a su informe de la red de distribución. Ese pequeño apéndice ha sido la base de todos los estudios físico-matemáticos posteriores sobre el flujo del agua subterránea.

En los laboratorios actuales disponemos de aparatos muy similares al que utilizó Darcy, y que se denominan permeámetros de carga constante (Figura 31).

Figura. 31 Permeámetro de Carga Constante



Fuente: Javier Sánchez San Román--Dpto. Geología--Univ. Salamanca

Dónde:

Q = Caudal

Δh = Diferencia de potencial entre A y B

ΔL = Distancia entre A y B

$\Delta h / \Delta L$ = Gradiente Hidráulico

Básicamente un permeámetro es un recipiente de sección constante por el que se hace circular agua conectando a uno de sus extremos un depósito elevado de nivel constante. En el otro extremo se regula el caudal de salida mediante un grifo que en cada experimento mantiene el caudal también constante. Finalmente, se mide la altura de la columna de agua en varios puntos (como mínimo en dos).

Es decir: variando el caudal con un grifo y/o moviendo el depósito elevado, los niveles del agua en los tubos varían. Podemos probar también con permeámetros de distintos diámetros y midiendo la altura de la columna de agua en puntos más o menos próximos. Pues bien: cambiando todas las variables, siempre que utilicemos la misma arena, se cumple que:

$$Q = k \cdot \text{Sección} \cdot \frac{\Delta h}{\Delta L} \quad (13)$$

En la Ecuación (13), k es una constante de proporcionalidad conocida como Permeabilidad. Si utilizamos otra arena (más gruesa o fina, o mezcla de gruesa y fina, etc.) y jugando de nuevo con todas las variables, se vuelve a cumplir la ecuación anterior, pero la constante de proporcionalidad lineal es otra distinta. Darcy concluyó, por tanto, que esa constante era propia y característica de cada arena. Sin embargo, hay que mencionar, que la permeabilidad no solo depende de las características del medio poroso sino que también de las propiedades del fluido, más específicamente su viscosidad. Por lo tanto la Ley de Darcy queda formulada de la siguiente forma:

$$q = \frac{kA}{\mu} \cdot \frac{\Delta p}{\Delta L} \quad (14)$$

Dónde:

q = Caudal

k = Permeabilidad

A = Área de la sección transversal de flujo

Δp = Caída de presión entre dos puntos del medio

ΔL = Distancia entre dos puntos del medio

μ = Viscosidad del fluido

3.2. ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP)

El índice de productividad es una herramienta muy usada por los ingenieros de producción, que describe la producción neta de aceite. El índice de productividad de un pozo ó IP se simboliza generalmente como (J) y es definido como la relación entre: $Q_o/\Delta p$, donde Q_o es la tasa de producción de aceite (bl/día) a condiciones

de almacenamiento y Δp es la caída de presión (Psi), resultado de la diferencia entre la presión de fondo fluyente p_{wf} que se conoce también como BHP y la presión estática del yacimiento p_r .¹⁷

El índice de productividad es generalmente calculado durante pruebas de producción de pozos de aceite y gas ó también puede establecerse a través de la solución (cam12) apropiada de la ecuación de Darcy, dependiendo de las condiciones del flujo existente en el depósito o el régimen de flujo¹⁸, el índice de productividad se representa matemáticamente en la Ecuación (15) como:

$$J = \frac{Q_o}{\Delta p} = \frac{Q_o}{p_r - p_{wf}} \quad (15)$$

Si se supone el valor de IP del pozo como constante, independiente de la producción actual del pozo, la Ecuación (15) puede escribirse como:

$$Q_o = J \Delta p \quad (16)$$

De esta manera en la Ecuación (15), es evidente que al graficar Q_o vs Δp el resultado será una línea recta que pasa por el origen y que tiene como pendiente a J , como se muestra en la Figura 32.

Simultáneamente la Ecuación (15) también puede escribirse como:

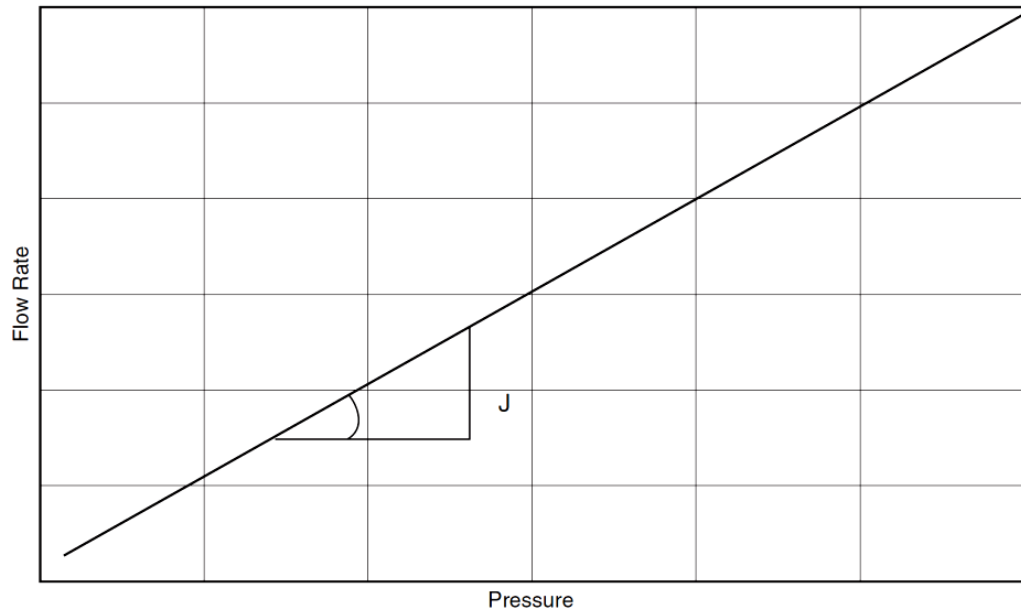
$$p_{wf} = p_r - \left(\frac{1}{J}\right) Q_o \quad (17)$$

La expresión muestra que al graficar p_{wf} vs q se obtiene una línea recta, con una pendiente $\left(-\frac{1}{J}\right)$ como se muestra en la Figura 33.

¹⁷ SADA D. JOSHI, PH.D. Horizontal Well Technology. Tulsa Oklahoma: pennwell Publishing Company, September 6, 1991.

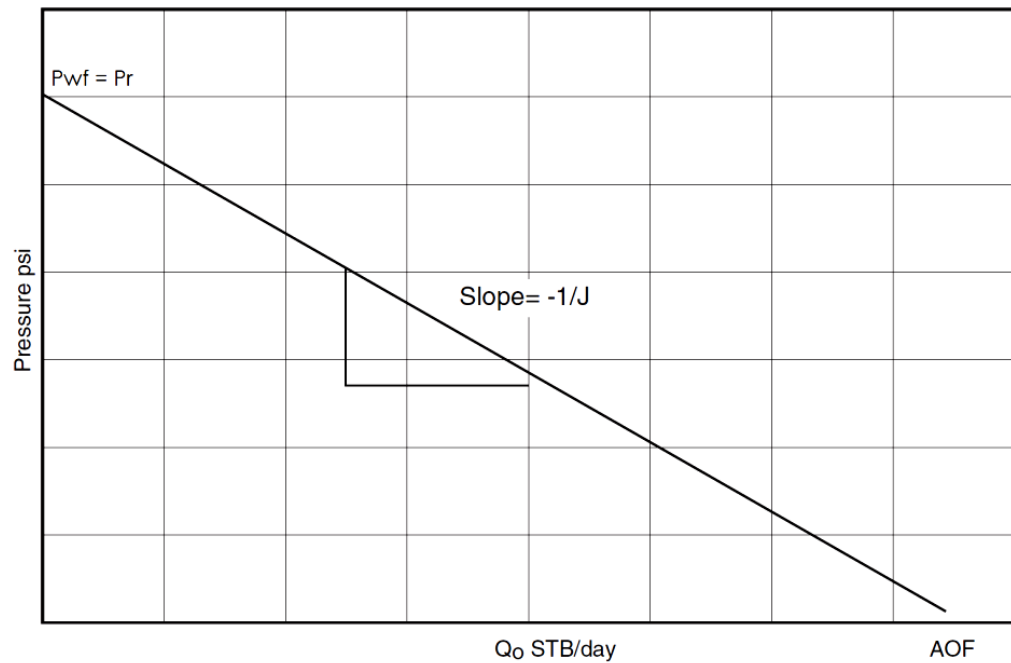
¹⁸ TAREK AHMED. Reservoir Engineering Handbook. Third Edition. 2011.

Figura. 32 Relación de Q_o vs ΔP para un yacimiento de aceite



Fuente: TAREK AHMED. Reservoir Engineering Handbook. Third Edition. 2006.

Figura. 33 Grafica general de IPR para un yacimiento de aceite



Fuente: TAREK AHMED. Reservoir Engineering Handbook. Third Edition. 2006.

3.3. RELACIÓN DE COMPORTAMIENTO DE INFLUJO (IPR)

La Figura 33, representa la relación que existe entre la tasa de flujo de aceite y la presión de fondo fluyente, esta es una gráfica estándar en ingeniería petrolera, que caracteriza el desempeño del pozo, denominada como; relación de comportamiento de flujo (inflow Performance Relationship) y referida como IPR.

Es importante observar en la Figura 33, que cuando p_{wf} es igual a la presión estática del yacimiento, la tasa de flujo es cero debido a la ausencia de cualquier caída de presión. Pero cuando p_{wf} es cero ocurre la máxima tasa de flujo (Absolute Open Flow), referida como AOF. Aunque en la práctica esto no puede ser una condición en la que el pozo puede producir, es una definición útil que tiene amplias aplicaciones en la industria del petróleo.

En términos prácticos, un modelo IPR es una relación que describe el fenómeno de flujo de fluidos en medios porosos y nos permite determinar el volumen de fluido procedente del yacimiento que debería llegar al fondo del pozo. Estos modelos pueden clasificarse en dos grandes grupos:

3.3.1. Modelos analíticos

Este tipo de modelos se basan en el fenómeno de flujo, y tienen en cuenta todos los parámetros petrofísicos y las variables que intervienen en el flujo de fluidos en medios porosos. Básicamente, los modelos analíticos de productividad se basan en la ley de Darcy, la cual nos permite determinar el caudal que se obtendría en un determinado punto a partir de diferentes parámetros como la permeabilidad, la caída de presión, la viscosidad del fluido, el área transversal de flujo y la longitud entre dos puntos donde se presenta el flujo.

3.3.2. Modelos de correlación

Estos modelos son obtenidos empíricamente a partir de la simulación numérica de yacimientos, y los datos resultantes a partir de dicha simulación son sometidos a un análisis riguroso de regresión lineal para obtener la relación existente entre el caudal (q), la presión del yacimiento (p_r) y la presión de fondo fluyendo (p_{wf}). Estas relaciones son los modelos IPR, y le permitirán a los ingenieros de producción y yacimientos desempeñar diferentes funciones satisfactoriamente como: el desarrollo de nuevos campos de petróleo, diseño de nuevos pozos u optimización del desempeño de pozos de gas y petróleo.

3.4. MODELOS DE PRODUCTIVIDAD PARA POZOS HORIZONTALES CON MÚLTIPLES FRACTURAS

Diversos modelos para evaluar y describir la productividad de pozos horizontales fracturados hidráulicamente se han desarrollado a través de los años, estos modelos han sido planteados a partir modelos físicos, modelos matemáticos y suposiciones enfocadas principalmente al estudio de los fenómenos de flujo de fluidos entre yacimiento y las fracturas, y entre las fracturas y el pozo horizontal.

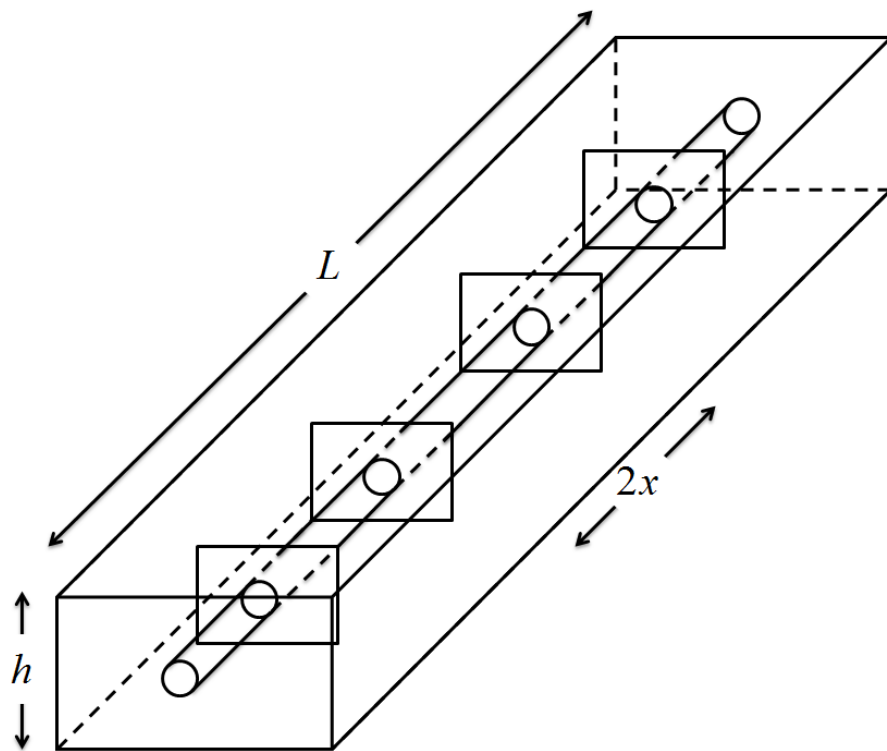
3.5. MODELO DE MUKHERJEE & ECONOMIDES (1991)

Mukherjee y Economides (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 (Ver Figura 34).

Figura. 34 Esquema propuesto por Mukherjee & Economides (Grafica nueva, ojo que esta grafica corre la enumeración de las figuras)



Fuente: MUKHERJEE & ECONOMIDES. A Parametric Comparison of Horizontal and Vertical Well Performance. Schlumberger SPE 18303, June, 1991.

Es importante tener en cuenta que, para pozos horizontales fracturados hidráulicamente en formaciones de baja permeabilidad, la mayoría de los beneficios resultantes producto de este tratamiento no son similares a aquellos beneficios obtenidos si se hiciese el mismo tratamiento en yacimientos de mayor permeabilidad.

Por lo tanto, el fracturamiento en un pozo horizontal, más bien debe entenderse como un medio para mejorar y extender el patrón de drenaje, y no solo para aumentar el flujo al momento de compararlo con un pozo vertical.

Sin tener en cuenta el caso excepcional y poco probable de que la dirección de la fractura coincida perfectamente con la dirección del pozo, el contacto entre la fractura y la cara del pozo es muy pequeño. El impacto del ineficiente contacto entre la cara del pozo y la fractura se puede cuantificar con un factor de daño, S_c , resultante de la estrangulación de los fluidos producto del contacto limitado entre la cara del pozo y la fractura.

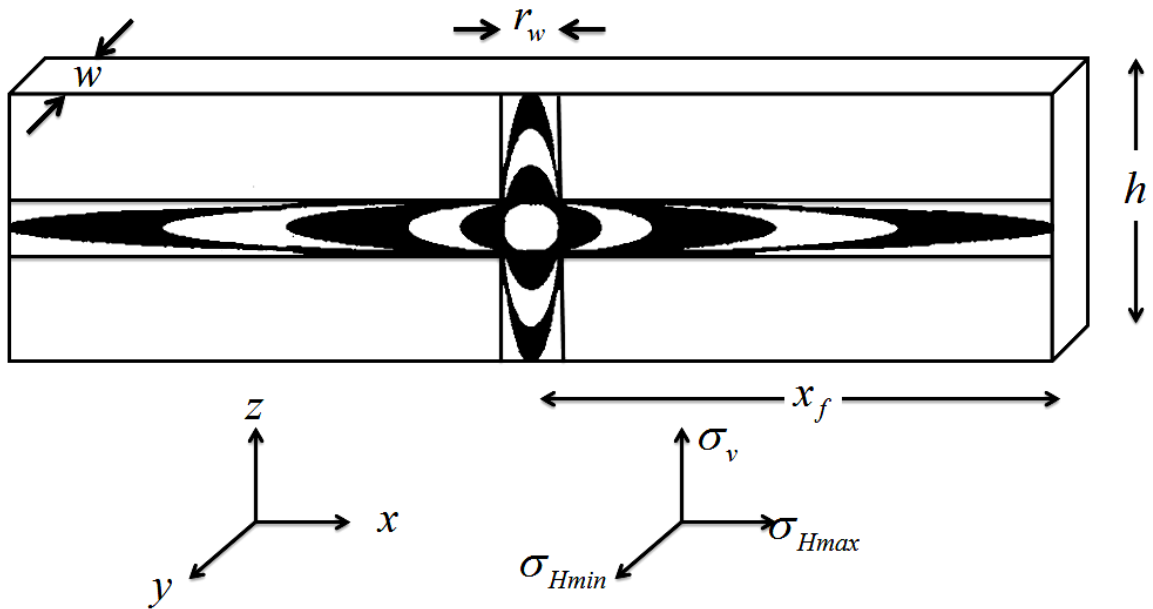
La Figura 34 contiene todas las posibles configuraciones del contacto entre la cara del pozo horizontal y la fractura. La dirección de fractura, lejos del pozo, es siempre normal al esfuerzo mínimo horizontal. Con la rara excepción que presentan los pozos poco profundos, donde la fractura es horizontal, la dirección de la fractura generalmente es vertical y normal al mínimo esfuerzo horizontal. En la Figura 34, el esfuerzo horizontal mínimo está en la dirección y , y la fractura se encuentra en el plano xz .

Para un pozo perfectamente vertical, la fractura tendría una exposición total al pozo a lo largo del eje z . Una configuración similar resultaría para un pozo perforado a lo largo del eje x . Cualquier otro ángulo resulta en una reducción en el contacto entre el pozo y la fractura.

Esto puede ocurrir en los pozos desviados con un ángulo entre el eje z y el plano xy , o en un pozo perfectamente horizontal con un ángulo entre el eje y y el plano xz , el cual describe la fractura. El mínimo contacto entre el pozo y la fractura es para un pozo perforado exactamente en la dirección y (Figura 34), y por lo tanto normal al plano xz . Esta configuración resultaría en un efecto Skin más grande.

Por otro lado, múltiples fracturas generadas con esta geometría podrían facilitar una mejor cobertura del área drenaje.

Figura. 34 Fractura vertical con todas las posibles configuraciones de pozo: Cada elipse corresponde a ángulos de contacto diferentes entre el pozo y la fractura



Fuente: Modificada por los autores de MUKHERJEE & ECONOMIDES. A Parametric Comparison of Horizontal and Vertical Well Performance. Schlumberger SPE 18303, June, 1991.

El Efecto Skin resulta en una caída de presión adicional en el flujo radial generada alrededor de un punto de entrada de fluidos al pozo (flujo desde la parte de la fractura más cercana a la cara del pozo hacia las perforaciones). Para un pozo horizontal, que penetra la fractura en su punto medio y es perpendicular al plano de la misma, el radio del flujo radial es $h/2$, donde h es la altura de la fractura (asumiendo que la fractura penetra todo el espesor neto de la formación).

La caída de presión dentro de esta zona radial es:

$$(p - p_{wf})_r = \frac{\left[q\mu \ln\left(\frac{h}{2r_w}\right) \right]}{2\pi k_f w} \quad (18)$$

Dónde:

p = Presión en el límite exterior, psi

k_f = Permeabilidad de la fractura, md

w = Ancho de fractura, pulgadas

r_w = Radio del pozo, pies

q = Caudal, bbl/día

h = Espesor neto ó altura de la fractura, pies

p_{wf} = Presión de fondo fluyendo, psi

μ = Viscosidad del aceite, cp

r = Hace referencia al flujo radial

La Ecuación 18 no tiene en cuenta los efectos de la gravedad. Es simplemente la expresión para Estado Estable de la ley de Darcy para flujo radial. Esta caída de presión debe ser ajustada mediante de la resta de la caída de presión que resultaría del flujo lineal dentro de la fractura en un pozo totalmente penetrado:

$$(p - p_{wf})_L = \frac{\left[\frac{1}{2} q\mu \frac{h}{2} \right]}{k_f wh} \quad (19)$$

$$q = \frac{4k_f wh (p - p_{wf})_L}{\mu h} \quad (20)$$

Donde el factor wh es el área de flujo y L hace referencia al flujo lineal. Se incluye el factor $1/2$ para tener en cuenta las dos "alas" de la fractura. La diferencia de presión entre el flujo radial y lineal es entonces:

$$\Delta p_s = (p - p_{wf})_r - (p - p_{wf})_L \quad (21)$$

$$\Delta p_s = \frac{q\mu}{2\pi} \left[\frac{\ln\left(\frac{h}{2r_w}\right)}{k_f w} - \frac{\pi}{2k_f w} \right] \quad (22)$$

Multiplicando y dividiendo el lado derecho de la Ecuación 22 por kh obtenemos:

$$\Delta p_s = \frac{q\mu}{2\pi kh} \left\{ \frac{kh}{k_f w} \left[\ln\left(\frac{h}{2r_w}\right) - \frac{\pi}{2} \right] \right\} \quad (23)$$

El multiplicador $q\mu/2\pi kh$ en la Ecuación 23, en unidades Darcy, es el multiplicador estándar de la presión adimensional para pozos con *fracturas de conductividad finita* que representa la caída de presión en el pozo. Por lo tanto, la Ecuación 23 describe una caída de presión en Estado Estable que se adiciona a la caída de presión en la fractura. El valor que se encuentra entre los corchetes { } se define como S_c , que hace referencia al estrangulamiento existente en el contacto pozo-fractura:

$$S_c = \left(\frac{kh}{k_f w} \right) \left[\ln\left(\frac{h}{2r_w}\right) - \frac{\pi}{2} \right] \quad (24)$$

Este es el valor máximo de S_c que se produce cuando el pozo es normal al plano de la fractura. Cuando el pozo es vertical o se encuentra perforado a lo largo de la dirección de la fractura entonces el valor de $S_c = 0$.

Excepto en casos raros, una fractura longitudinal no mejoraría notablemente la producción sobre un pozo vertical fracturado. Por lo tanto, esta observación general anula la necesidad de perforar un pozo horizontal exactamente en la dirección esperada de la fractura inducida, es decir, a lo largo de la dirección del máximo esfuerzo horizontal.

Es importante tener en cuenta, que un pozo vertical en una formación a ser fracturada debe ser perforado con tan poca desviación desde el eje z (eje de las ordenadas) como sea posible. Por lo tanto, si es necesario un pozo desviado, este debe ser completado verticalmente dentro del yacimiento, esto con el objetivo de minimizar el efecto Skin causado por el contacto pozo-fractura.

Por otra parte, el desempeño de un pozo horizontal se puede mejorar sustancialmente si se realiza un tratamiento de múltiples fracturas hidráulicas verticales. Cada fractura que se encuentra en contacto transversal con el pozo horizontal genera un efecto Skin (daño, S_c), producto del estrangulamiento que sufren los fluidos al pasar de la fractura al pozo.

Para generar múltiples fracturas transversales en un pozo horizontal, la sección horizontal del pozo debe ser revestida, debe ser selectivamente cañoneada y se debe fracturar a partir del final de la sección horizontal. Si una sección no fracturada del casing no ha sido cañoneada, entonces un número mínimo n , de fracturas verticales es necesario para obtener la productividad de un pozo a hueco abierto (terminación horizontal sin entubar).

Esta analogía también 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 matemáticamente como:

$$q = \frac{2\pi k_H h \Delta p}{\mu B \left[\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{(L/2)} \right) + \frac{I_{ani} h}{L} \ln \left(\frac{I_{ani} h}{2r_w} \right) \right]} \quad (25)$$

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:

$$\frac{q}{\Delta p} = \frac{nq_{fH}}{\Delta p} \quad (26)$$

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

$$q_{fH} = \frac{0,00127(2k_H)(2x_f h)(p_e - p_{wf})}{\mu B Z_e} \quad (27)$$

Dónde:

q_{fH} = tasa de flujo de un pozo horizontal fracturado (Bbl/día)

Δp = caída de presión (PSI)

k_H = permeabilidad horizontal (md)

x_f = longitud de un "ala" de la fractura hidráulica (pies)

B = factor volumétrico de formación (res Bbl/STB)

Z_e = distancia media horizontal entre dos fracturas (pies)

n = número de fracturas

L = longitud de la sección horizontal del pozo (pies)

La Ecuación 27 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).

Trabajos de simulación revelan que la productividad, cuando se grafica contra la longitud media de la fractura, es en realidad curvilínea en los extremos de la frac-

tura (en la cara del pozo y la punta del yacimiento), establecido por la ecuación lineal.

3.6. MODELO DE HUNJUN LI (1996)

El modelo de productividad de Hujun Li, es 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:

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

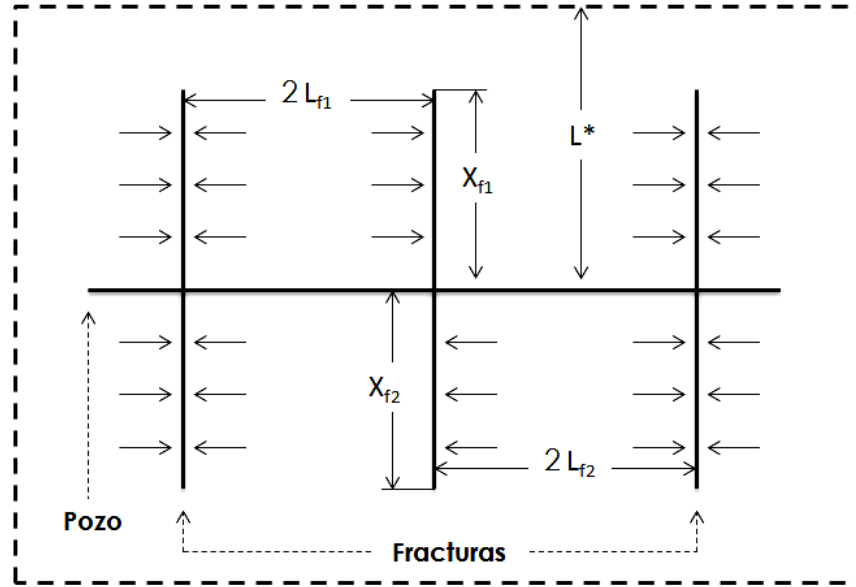
Si un pozo horizontal es fracturado hidráulicamente con n fracturas verticales, toda el área de flujo puede ser dividida en n regiones de flujo a lo largo del pozo horizontal.

Este modelo asume dos trayectorias de flujo de aceite:

- I. Flujo lineal desde el límite de drenaje de la formación hacia las fracturas
- II. 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.

Figura. 35 Diagrama del modelo físico para un pozo horizontal fracturado Hidráulicamente



Fuente: Modificado por los autores de HUIJUN LI. A New Method to Predict Performance of Fractured Horizontal Wells, Daqing Petroleum institute, China. SPE - 37051. November 1996.

La caída de presión causada por la tasa de flujo de aceite en la formación, para una región de flujo es expresada como:

$$\Delta p_1 = \frac{Q_i \mu_o (L^* - x_f)}{2kh(L_{f1} + L_{f2})} = \frac{Q_i \mu_o}{2khx_f \left(\frac{1}{L_{f1}} + \frac{1}{L_{f2}} \right)} \quad (28)$$

La caída de presión causada por el flujo de aceite en una fractura es:

$$\Delta p_2 = \frac{Q_i \mu_o x_f}{2 h w k_f} \quad (29)$$

La caída de presión causada por la convergencia de flujo de aceite cerca al pozo horizontal es dada por:

$$\Delta p_3 = \frac{1}{2\pi} \frac{Q_i \mu_o}{k_f w} \left[\ln \left(\frac{h}{2r_w} \right) - \frac{\pi}{2} \right] \quad (30)$$

Por lo tanto, la caída de presión total resultante en una región de flujo es:

$$\Delta p = p_r - p_{wf} = \Delta p_1 + \Delta p_2 + \Delta p_3 \quad (31)$$

$$\Delta p = \frac{Q_i \mu_o}{2} \left[\frac{(L^* - x_f)}{kh(L_{f1} + L_{f2})} + \frac{1}{khx_f \left(\frac{1}{L_{f1}} + \frac{1}{L_{f2}} \right)} + \frac{x_f}{hwk_f} + \frac{1}{\pi k_f w} \left[\ln \left(\frac{h}{2r_w} \right) - \frac{\pi}{2} \right] \right] \quad (32)$$

Dónde:

Q_i = tasa de flujo en un pozo horizontal desde la región de flujo (m^3/d)

μ_o = viscosidad del aceite ($mPa \cdot s$)

L^* = distancia desde el límite de drenaje externo hasta el pozo (m)

x_f = longitud media de la fractura (m)

k = permeabilidad del yacimiento (μm^2)

k_f = permeabilidad de la fractura (μm^2)

h = espesor efectivo del reservorio (m)

L_{f1} = distancia media entre la fracturas intersecada y la otra a su izquierda (m)

L_{f2} = distancia media entre la fracturas intersecada y la otra a su derecha (m)

w = ancho de fractura (m)

r_w = radio de pozo de un pozo horizontal (m)

En caso tal de que las fracturas interceptadas se encuentren en el extremo de un pozo horizontal, L_{f1} o L_{f2} se supone que serán iguales a la distancia entre la fractura y el límite de flujo.

De la ecuación (32) la tasa de flujo (en m³/d) de aceite hacia el pozo desde una fractura es:

$$Q_i = 170,54 \frac{\Delta p}{A} = \frac{P_r - P_{wf}}{A} \quad (33)$$

Dónde:

Δp = caída de presión (MPa)

A = constante (adimensional)

En la cual A es una contante, que se define matemáticamente como:

$$A = \mu_o B_o \left[\frac{(L^* - x_f)}{kh(L_{f1} + L_{f2})} + \frac{1}{khx_f \left(\frac{1}{L_{f1}} + \frac{1}{L_{f2}} \right)} + \frac{x_f}{hwk_f} + \frac{1}{\pi k_f w} \left[\ln \left(\frac{h}{2r_w} \right) - \frac{\pi}{2} \right] \right] \quad (34)$$

Dónde

B_o = Factor volumétrico de formación del aceite (adimensional)

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

$$Q = \sum_{i=1}^n Q_i \quad (35)$$

Dónde:

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

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

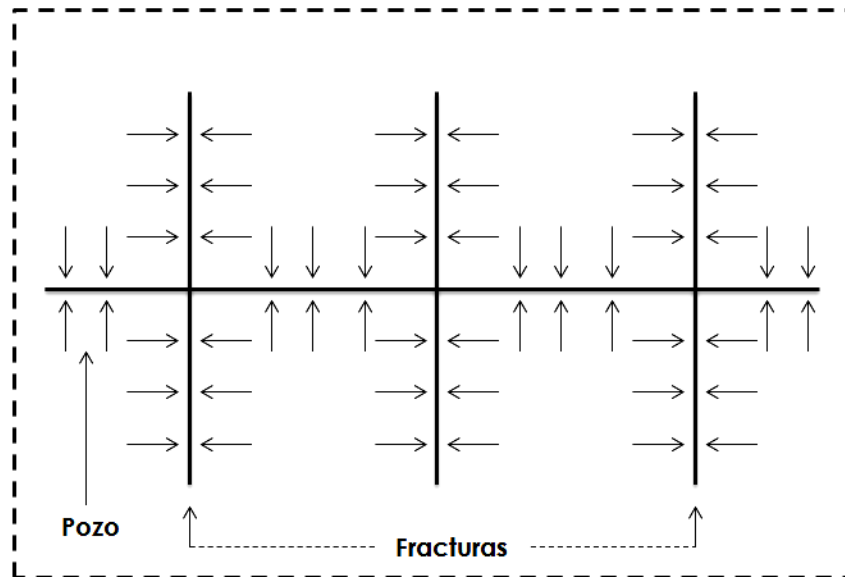
3.6.2. Modelo de productividad para un pozo horizontal con n fracturas verticales y parcialmente perforado

Igual que en el modelo anterior, toda el área de flujo se divide en n regiones a lo largo del pozo horizontal, teniendo cada región, una fractura en su centro, como se representa en la figura (36).

Si un pozo horizontal es fracturado, con n fracturas verticales y luego es parcialmente re-perforado, el modelo asume que el aceite fluye desde la formación hacia la cara del pozo horizontal de dos maneras:

- I. El aceite fluye desde la formación hacia las fracturas y luego fluye desde las fracturas hacia el pozo horizontal.
- II. El aceite fluye hacia el pozo horizontal directamente desde la formación.

Figura. 36 Diagrama del modelo físico para un pozo horizontal fracturado hidráulicamente y perforado parcialmente



Fuente: Modificado por los autores de HUIJUN LI. A New Method to Predict Performance of Fractured Horizontal Wells, Daqing Petroleum institute, China. SPE - 37051. November 1996.

El modelo matemático fue derivado utilizando el principio de resistencia de flujo, en las siguientes ecuaciones, el factor de daño S se supone que es despreciable, pero realmente en los campos petrolíferos el factor de daño no es igual a cero.

Como se muestra en la figura (36), el aceite fluye primero hacia las fracturas desde el límite de drenaje de la formación, luego fluye hacia el pozo horizontal desde las fracturas. Simultáneamente el aceite también fluye hacia el pozo horizontal desde la formación a través de las perforaciones. 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:

$$R_1 = \frac{\mu_o}{2} \left[\frac{1}{khx_f \left(\frac{1}{L_{f1}} + \frac{1}{L_{f2}} \right)} + \frac{1}{k_f w} \left(\frac{x_f}{h} - \frac{1}{2} + \frac{1}{\pi} \ln \left(\frac{h}{2r_w} \right) \right) \right] \quad (36)$$

$$R_2 = \frac{\mu_o}{2} \frac{1}{kL_D(L_{f1} + L_{f2})} \left(\frac{x_f}{h} - \frac{1}{2} + \frac{1}{\pi} \ln \left(\frac{h}{2r_w} \right) \right) \quad (37)$$

$$R_3 = \frac{\mu_o}{2} \frac{L^* - x_f}{kh(L_{f1} + L_{f2})} \quad (38)$$

En la ecuación (37), L_D 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 des-

de una región de flujo puede luego ser derivada de la ecuación (36) a través de la ecuación (37):

$$Q_i = \frac{170,54\Delta p}{\mu_0 B_o \left(\frac{1}{\frac{1}{a} + b} + d \right)} \quad (39)$$

Dónde:

B_o = factor volumétrico de formación del aceite (adimensional)

En la cual

$$a = \frac{1}{khx_f \left(\frac{1}{L_{f1}} + \frac{1}{L_{f2}} \right)} + \frac{c}{k_f w} \quad (40)$$

$$b = \frac{kL_D(L_{f1} + L_{f2})}{c} \quad (41)$$

$$c = \frac{x_f}{h} - \frac{1}{2} + \frac{1}{\pi} \ln \left(\frac{h}{2r_w} \right) \quad (42)$$

$$d = \frac{L^* - x_f}{kh(L_{f1} + L_{f2})} \quad (43)$$

Las unidades métricas SI son usadas en la ecuación (39) a la ecuación (43), si un pozo horizontal tiene n fracturas hidráulicas verticales, luego la tasa de flujo total en m³/d es también calculada a partir de la ecuación (35).

3.7. MODELO DE GUO & SCHECHTER (1997)

El objetivo principal de Guo y Schechter era el de desarrollar un modelo simple para estimar la Relación de Comportamiento del Influjó (IPR-Inflow Performance Relationship) de pozos horizontales con fracturas. Trabajos precedentes al desarrollado por estos autores, proponían soluciones analíticas para flujo transiente en yacimientos fracturados.

Modelos numéricos también han sido desarrollados por medio de simulación de flujo de fluidos en yacimientos fracturados. Sin embargo, todavía es habitual para los ingenieros de yacimientos y producción utilizar ecuaciones derivadas de las condiciones de flujo estable. Esto no solo se debe a que las soluciones analíticas para flujo transiente y los simuladores numéricos no son convenientes para la construcción de modelos IPR, sino que también, el flujo en estado estable o pseudo estable prevalece como el mecanismo de flujo dominante durante la vida productiva de la mayoría de los pozos de aceite. Por lo tanto, para analizar la productividad de los pozos, las ecuaciones de flujo estable son más atractivas que las ecuaciones de flujo transiente y los modelos numéricos.

Se ha apreciado, que la mayoría de las ecuaciones de flujo para estado estable presentadas por investigadores anteriores para analizar la productividad de pozos horizontales fracturados, se basan en la suposición de fracturas de conductividad infinita cuando es formulado el flujo desde el límite externo hasta la cara de la fractura. Guo y Schechter presentan un modelo matemático simple y riguroso para predecir el desempeño de pozos horizontales que interceptan fracturas que penetran toda el área de drenaje del yacimiento.

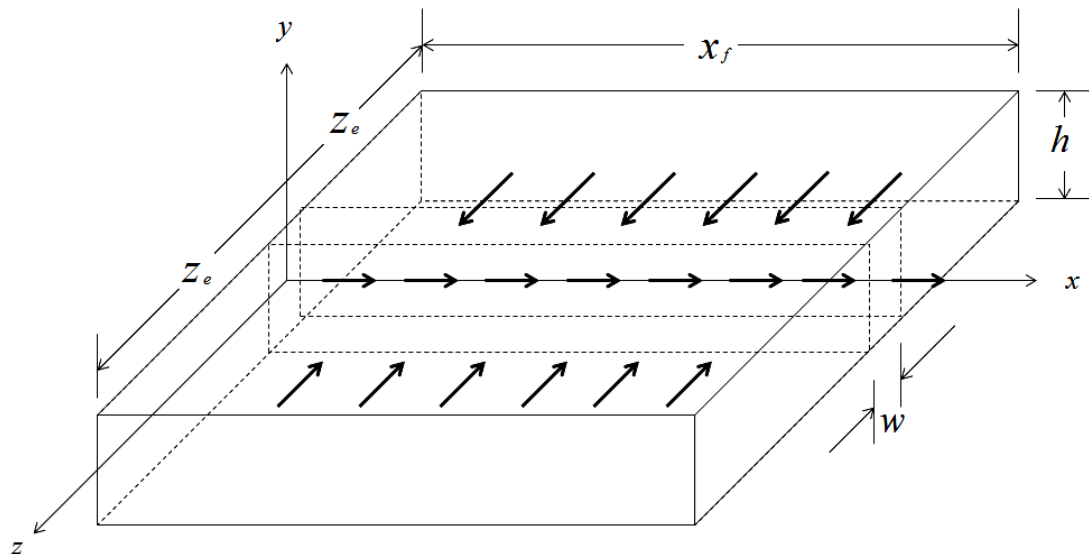
Una característica importante de este nuevo modelo es que fue desarrollado mediante un acoplamiento riguroso del flujo en la matriz y flujo en la fractura, donde

una distribución de presión única fue consistentemente utilizada tanto para flujo en la matriz como para flujo en la fractura.

Otra característica importante de este nuevo modelo es que es simple de usar por ingenieros de yacimientos y/o de producción. Esto se debe a que las ecuaciones en el modelo se presentan de una manera simple y sencilla. Sin embargo, este modelo fue desarrollado para pozos que interceptan fracturas largas, donde el flujo lineal a la cara de la fractura domina en la matriz de la roca.

La principal suposición del modelo matemático desarrollado por Gou & Schechter para el análisis, es que la fractura es lo suficientemente larga para alcanzar los límites de no flujo del área de drenaje. Dichos límites de no flujo existen en las bordes de las áreas de drenaje de los pozos productores (Figura 37).

Figura. 37 Sección de un yacimiento drenado por una “ala” de una fractura



Fuente: Modificada por los autores de MODELO DE GUO Y SCHECHTER. A Simple and Rigorous Mathematical Model for Estimating Inflow Performance of Wells Intersecting Long Fractures. New Mexico: New Mexico Institute of Mining Technology, 1997.

El flujo de aceite en las inmediaciones de dichas fracturas largas puede analizarse con las siguientes suposiciones:

- Flujo lineal en la matriz de la roca hacia las fracturas
- Flujo lineal transversal desde las fracturas hacia la cara del pozo
- Predomina Estado seudo estable
- Aceite incompresible
- Dominio de flujo Darcy

La geometría de una sección del yacimiento drenada por un “ala” de la fractura como se observa en la figura 37. El flujo de aceite se presenta dentro de los límites del área de drenaje ($Z = \pm Z_e$) hasta la cara de la fractura en la dirección Z . La presión en la fractura se expresa como sigue:

$$p_f(X) = p_e - (p_e - p_w) e^{\sqrt{c}(x-x_f)} \quad (44)$$

$$C = \frac{2K_m}{Z_e W K_f} \quad (45)$$

Dónde

k_m = permeabilidad de la formación (md)

z_e = distancia desde la cara de la fractura al límite de drenaje de la fractura (ft)

w = ancho de la fractura (in)

k_f = permeabilidad de la fractura (md)

La Presión en la matriz se expresa de la siguiente forma:

$$p_m(x, z) = \frac{p_e Z}{Z_e} + \frac{Z_e - Z}{Z_e} \left[p_e - (p_e - p_w) e^{\sqrt{c}(x-x_f)} \right] \quad (46)$$

Para calcular la presión promedio del yacimiento:

$$\bar{p} = p_w + \frac{B_o \mu (Z_e \sqrt{c} + S) Q}{0,00254 K_m h} \left[\frac{1}{1 - e^{-\sqrt{c} x_f}} - \frac{1}{2 X_f \sqrt{c}} \right] \quad (47)$$

Se plantea el Modelo IPR para Estado Estable:

$$q = \frac{0,00254 k_m h (1 - e^{-\sqrt{c} x_f})}{B_o \mu (Z_e \sqrt{c} + S)} (p_e - p_w) \quad (48)$$

Se plantea el Modelo IPR para Estado Pseudo-Estable:

$$q = \frac{0,00508 K_m h (\bar{p} - p_w)}{B_o \mu (Z_e \sqrt{c} + S) \left[\frac{1}{1 - e^{-\sqrt{c} x_f}} - \frac{1}{2 x_f \sqrt{c}} \right]} \quad (49)$$

Dónde:

h = Espesor neto productor (ft)

\bar{p} = Presión promedio del yacimiento (psi)

p_w = Presión de fondo fluyendo (psi)

B_o = Factor volumétrico de formación de aceite (Bbl/STB)

μ = Viscosidad del fluido (cp)

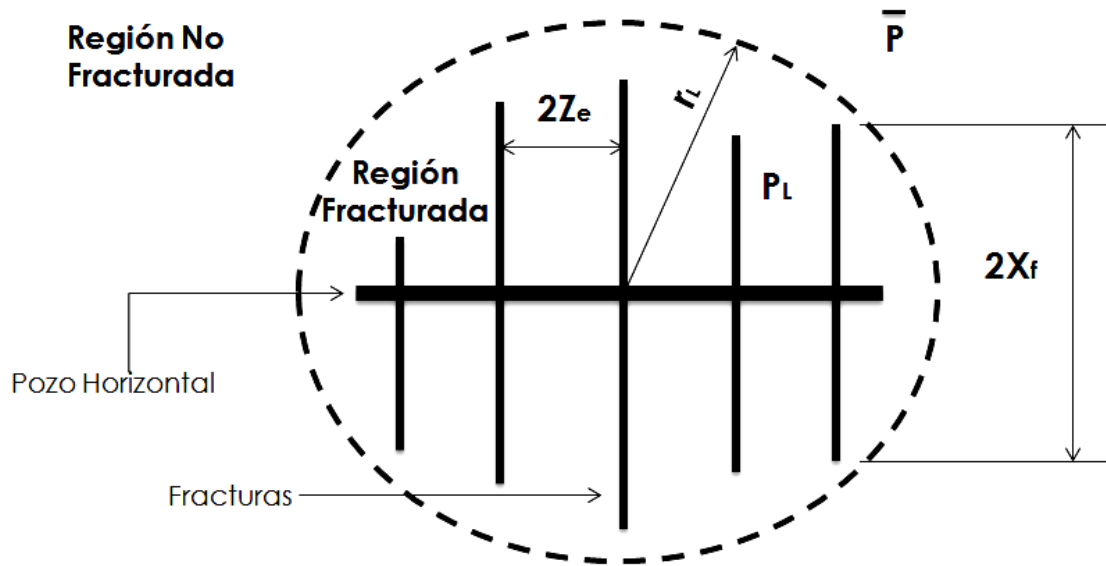
S = Factor de daño (adimensional)

3.8. MODELO ANALÍTICO DE GUO & YU (2009)

El modelo de productividad desarrollado por Guo & Yu en el 2009, acopla el flujo radial y flujo lineal en el yacimiento, flujo radial y flujo lineal en la fractura. Como ilustra en la figura 38, una sección del yacimiento es drenada por un pozo horizontal con múltiples fracturas, la sección del yacimiento puede ser dividida en dos secciones:

- I. La región interna es la región fracturada.
- II. La región externa es la región no fracturada.

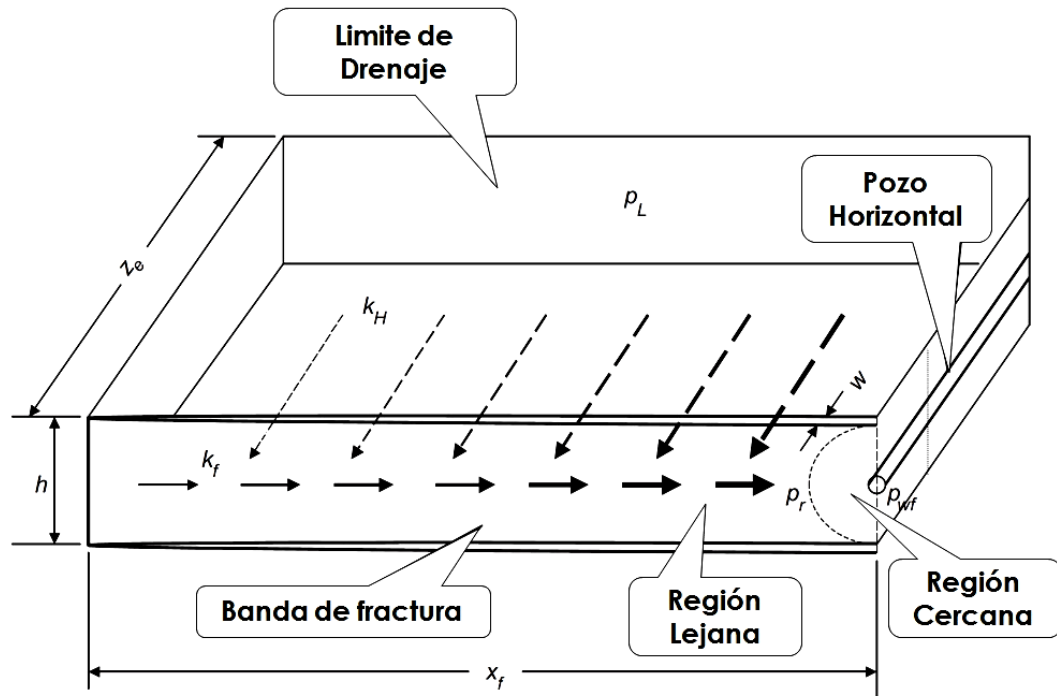
Figura. 38 Sección del yacimiento drenada por un pozo horizontal con múltiples fracturas.



Fuente: Modificada por los autores de GUO & YU. A Simple Analytical Model for Predicting Productivity of Multifractured Horizontal Wells. University of Louisiana at Lafayette. SPE - 114452. June 2009.

El cuerpo de la fractura se puede también considerar que tiene dos secciones como se ilustra en la Figura 39. La región lejana de la cara del pozo que recoge fluidos lejos del reservorio, y la región cercana a la cara del pozo que transporta los fluidos recogidos hasta la cara del pozo horizontal

Figura. 39 Modelo de flujo lineal en el reservorio y flujo lineal en la fractura



Fuente: Modificada por los autores de GUO & YU. A Simple Analytical Model for Predicting Productivity of Multifractured Horizontal Wells. University of Louisiana at Lafayette. SPE - 114452. June 2009.

En conclusión, 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)
- 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 seudo estable en la región exterior del yacimiento. La tasa total de aceite puede ser descrita mediante:

$$q = \frac{7,08 \times 10^{-3} k_H h (\bar{p} - p_L)}{\mu_o B_o \left(\frac{1}{2} \ln \left(\frac{4A}{\gamma C_A r_L^2} \right) \right)} \quad (50)$$

Dónde

p_L = presión que hay en la interface entre la región exterior y la región interior (Psi)

k_H = permeabilidad horizontal del yacimiento (md)

γ = constante igual a 1,78

h = espesor del net-pay (ft)

r_L = radio exterior equivalente de la región interior.(ft)

Y en la cual, r_L se determina a partir de:

$$r_L = \sqrt{\frac{4n \bar{Z}_e \bar{x}_f}{\pi}} \quad (51)$$

Dónde:

\bar{Z}_e : La distancia promedio entre fracturas (ft)

\bar{x}_f : Longitud promedio de las fracturas (ft)

n : Número de fracturas.

Si el pozo con múltiples fracturas es usado para drenar una sección del yacimiento con límites de no flujo, el factor de forma de área de drenaje C_A puede ser estimado en base a la forma de la sección del yacimiento y la localización de la región interna en la sección del yacimiento. Si el pozo con múltiples fracturas es empleado

para drenar una porción de un yacimiento continuo, el factor C_A debería ser estimado teniendo en cuenta la forma del área de drenaje, con la ubicación de la región interna en el centro del área de drenaje. La relación de aspecto (longitud-ancho) del área de drenaje puede ser tomada como $\frac{n\bar{Z}_e}{\bar{X}_f}$.

El flujo lineal en el reservorio y el flujo lineal en la fractura son interdependientes. Guo y Schechter (1997) presentaron un modelo de flujo cruzado reservorio-fractura acoplando flujo lineal en el reservorio y flujo lineal en la fractura. El modelo de flujo es ilustrado en la figura 39. Según este modelo, para fracturas uniformemente distribuidas, la capacidad de entrega de fluidos de n fracturas es expresada como:

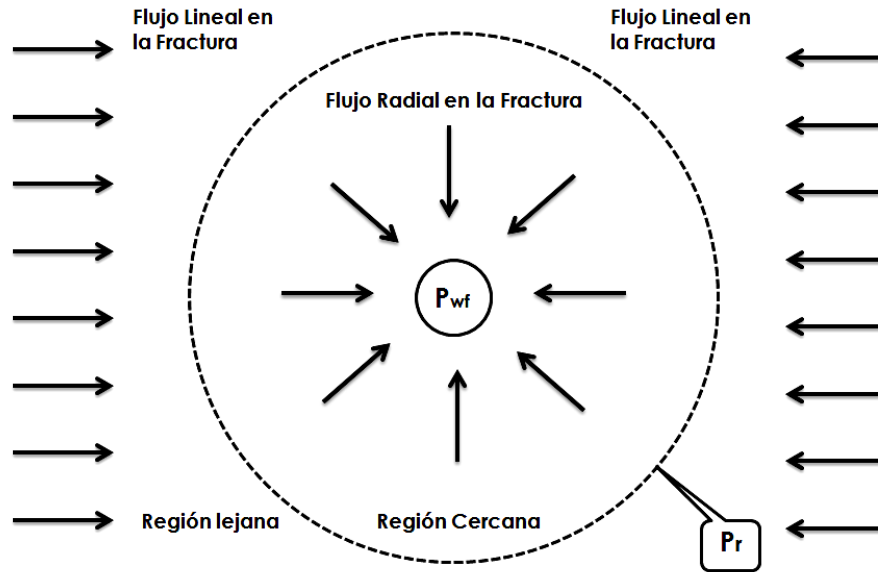
$$q = \sum_{i=1}^n \frac{4,5 \times 10^{-3} k_H h (p_L - p_r)}{\mu_o B_o Z_{ei} \sqrt{c_i}} (1 - e^{-\sqrt{c_i} x_{fi}}) \quad (52)$$

En donde para calcular c_i utilizamos:

$$c_i = \frac{24k_H}{Z_{ei} w_i k_{fi}} \quad (53)$$

En la ecuación 53, Z_{ei} es la distancia media entre las fracturas i y $(i+1)$ y p_r representa la presión en la interface entre la región lejana del pozo y la región cercana al pozo (Figuras 39 y 40).

Figura. 40 Flujo en la fractura de un pozo horizontal



Fuente: Modificada por los autores de GUO & YU. A Simple Analytical Model for Predicting Productivity of Multifractured Horizontal Wells. University of Louisiana at Lafayette. SPE - 114452. June 2009.

El modelo de flujo lineal/radial de Furui (2003) puede ser usado para acoplar el flujo lineal en la fractura y el flujo radial en la fractura en la región cercana a la cara del pozo. De acuerdo con este modelo, la presión de fondo fluyendo p_{wf} , es asumida constante en toda la sección horizontal del pozo y la capacidad de entrega del pozo a través de n fracturas distribuidas uniformemente es expresada como:

$$q = \sum_{i=1}^n \frac{5,9 \times 10^{-4} k_{fwi} w_{wi} (p_r - p_{wf})}{\mu_o B_o \left[\ln \left(\frac{h}{2r_{wi}} \right) + \pi - (1,224 - s_i - Dq) \right]} \quad (54)$$

Dónde

k_{fwi} = Permeabilidad de la fractura i , (md)

w_{wi} = Ancho de la fractura i cerca al pozo. (ft)

Estos dos parámetros y el coeficiente de flujo no Darcy D pueden ser usados para simular fracturas estranguladas (el flujo sufre un estrangulamiento al pasar de la fractura a las perforaciones del pozo generando un alta caída de presión e induciendo un flujo no Darcy).

Combinando las ecuaciones 50 a la 54 obtenemos la ecuación de la capacidad de entrega (STB/D):

$$q = \frac{1}{\left(\frac{1}{J_R} + \frac{1}{J_L} + \frac{1}{J_r} \right)} (\bar{p} - p_{wf}) \quad (55)$$

Donde los índices de productividad son definidos como:

$$J_R = \frac{7,08 \times 10^{-3} k_H h}{\mu_o B_o \left(\frac{1}{2} \ln \left(\frac{4A}{\gamma C_A r_L^2} \right) \right)} \quad (56)$$

J_R : Índice de productividad para el flujo radial en el reservorio (BOPD – Psi).

$$J_L = \sum_{i=1}^n \frac{4,5 \times 10^{-3} k_H h}{\mu_o B_o Z_{ei} \sqrt{c_i}} (1 - e^{-\sqrt{c_i} x_{fi}}) \quad (57)$$

J_L : Índice de productividad para el flujo lineal (BOPD – Psi).

$$J_r = \sum_{i=1}^n \frac{5,9 \times 10^{-4} k_{fwi} w_{wi}}{\mu_o B_o \left[\ln \left(\frac{h}{2r_{wi}} \right) + \pi - (1,224 - s_i - Dq) \right]} \quad (58)$$

J_r : Índice de productividad para flujo radial en la fractura (BOPD – Psi).

Se entiende que la ecuación 55 es *válida solo para flujo monofásico* en el que la presión de fondo fluyendo está por encima de la presión de saturación (presión de burbuja). Para yacimientos con dos fases o que tienen parcialmente dos fases, el modelo IPR de Vogel y el IPR generalizado de Vogel deberían ser usados respectivamente. El modelo de Vogel es expresado como:

$$q = q_{\max} \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{p}} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{p}} \right)^2 \right] \quad (59)$$

Dónde para calcular q_{\max} y J^* se utiliza:

$$q_{\max} = \frac{J^* \bar{p}}{1,8} \quad (60)$$

$$J^* = \frac{1}{\left(\frac{1}{J_R} + \frac{1}{J_L} + \frac{1}{J_r} \right)} \quad (61)$$

En la ecuación 61 se muestra que la productividad de un pozo horizontal con múltiples fracturas puede ser determinada por medio de los índices de transmisibilidad J_R , J_L y J_r . Ya que estos tres parámetros generalmente no tienen el mismo valor, el valor más pequeño entre ellos controla la productividad del pozo. Esto significa que uno de las etapas de transporte de fluidos será la etapa limitante. El análisis de los valores de estos índices de transmisibilidad permite optimizar los parámetros de completamiento del pozo para maximizar la productividad y minimizar costos.

3.9. MODELO DE YUAN & ZHOU (2010)

Yuan & Zhou 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 la ecuación 62.

$$q = q_m + \sum_{i=1}^n q_f \quad (62)$$

Dónde

q = tasa de flujo total para un pozo horizontal fracturado (STB/D)

q_m = tasa de flujo desde la matriz del yacimiento donde no existen fracturas (STB/D)

q_f = tasa de flujo total desde todas las fracturas, n , en el pozo horizontal. (STB/D)

Si en un pozo horizontal no hay fracturas, entonces $n=0$, y la ecuación 62 es reducida a $q = q_m$, la cual es la misma correlación para pozos horizontales. La q_m en la ecuación 62 puede ser calculada por el modelo de Joshi (1988) ó el modelo de Economides (1991) ó por cualquier otro modelo que sea apropiado a las condiciones del yacimiento y del pozo.

Sin embargo la permeabilidad necesita ser corregida debido a la existencia de fracturas. El modelo de Yuan & Zhou hace uso del modelo de Joshi junto con sus suposiciones y restricciones.

$$q_m = \frac{0,00708k_c h \Delta p_e}{\mu_o B_o} \left[\frac{1}{\left(\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \frac{h}{L} \ln \left(\frac{h}{2r_w} \right) \right)} \right] \quad (63)$$

Dónde

k_c = permeabilidad corregida (md)

h = espesor del yacimiento (ft)

Δp = caída de presión desde el límite de drenaje del yacimiento al pozo (Psi)

r_w = radio del pozo (ft)

μ_o = viscosidad del aceite (cp)

B_o = factor volumétrico de formación del aceite a condiciones in-situ (bbl/STB)

L = longitud de un pozo horizontal (ft)

a = mitad del eje mayor de la elipse de drenaje (ft)

En la cual puede a puede ser calculada por la ecuación 64.

$$a = \frac{L}{2} \cdot \sqrt{0,5 + \sqrt{0,25 + \left(\frac{2r_e}{L} \right)^4}} \quad (64)$$

En la ecuación 64, r_e es el radio de drenaje del yacimiento, para pozos horizontales sin fracturas, k_c es la permeabilidad del yacimiento, k_m , si el reservorio anisotrópico no es considerado, por lo cual $k_c = k_m$. Para pozos horizontales con fracturas k_c es la permeabilidad corregida para tomar en cuenta el efecto de fracturas y puede ser calculado por la ecuación 65.

$$k_c = k_m \left(1 - \sum_{i=1}^n \frac{k_f}{k_m} \cdot \frac{w}{12L} \cdot \frac{x_f}{r_e} \right) \quad (65)$$

Dónde

n = número total de fractura

k_f = permeabilidad de la fractura (md)

k_m = permeabilidad de la roca (md)

w = espesor de la fractura (in)

x_f = Longitud media de una fractura (ft)

r_e = radio de drenaje del yacimiento (ft)

En la condición de que $\sum_{i=1}^n \frac{k_f}{k_m} \cdot \frac{w}{12L} \cdot \frac{x_f}{r_e} \geq 1$ el flujo desde las fracturas es dominante

y el flujo desde la matriz del yacimiento al pozo puede ser despreciable y $k_c = 0$.

El flujo de fluidos desde las fracturas puede ser calculado usando la ecuación 66, la cual ha sido desarrollada en base a las siguientes suposiciones:

- Las fracturas son perpendiculares al pozo horizontal como se muestra en la Figura 41.
- La fractura tiene forma de un rectángulo con longitud $2x_f$, altura h y espesor w como se muestra en la figura 42.
- El pozo horizontal se encuentra ubicado en el centro de la elipse de drenaje, como se muestra en la figura 43.
- La permeabilidad en la fractura es constante.
- Interacciones entre el flujo del pozo y el flujo desde las fracturas no es considerado.
- La presión fondo es constante a lo largo de todo el pozo horizontal.
- Estado estable de flujo y flujo de aceite únicamente.

La tasa de flujo en una fractura es:

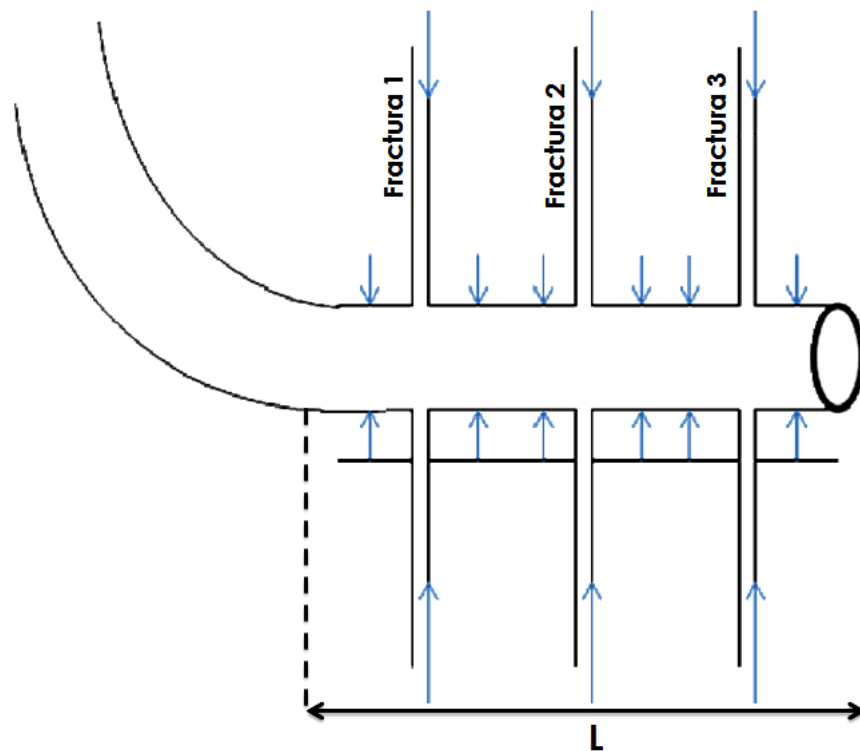
$$q_f = \frac{0,00059k_f w \Delta p_f}{\mu_o B_o} \left[\frac{1}{\left(\ln \left(\frac{h}{2r_w} \right) + \pi \left(\frac{x_f}{h} - \frac{1}{2} \right) \right)} \right] \quad (66)$$

Dónde

q_f = Tasa de flujo desde una fractura (STB/D).

Δp_f = Caída de presión desde la punta de una fractura al pozo (Psi)

Figura. 41 Pozo horizontal con fracturas.



Fuente: Modificado por los autores de HONG YUAN & ZHOU. A new model for predicting inflow performance of fractured horizontal wells. Xian Shiyou University. SPE - 133610. May 2010.

El cálculo de Δp_f esta dado, como:

$$\Delta p_f = (p_e - p_{wf}) \frac{x_f^2 + l^2}{\sqrt{a^2 l^2 + b^2 x_f^2}} \quad (67)$$

Dónde

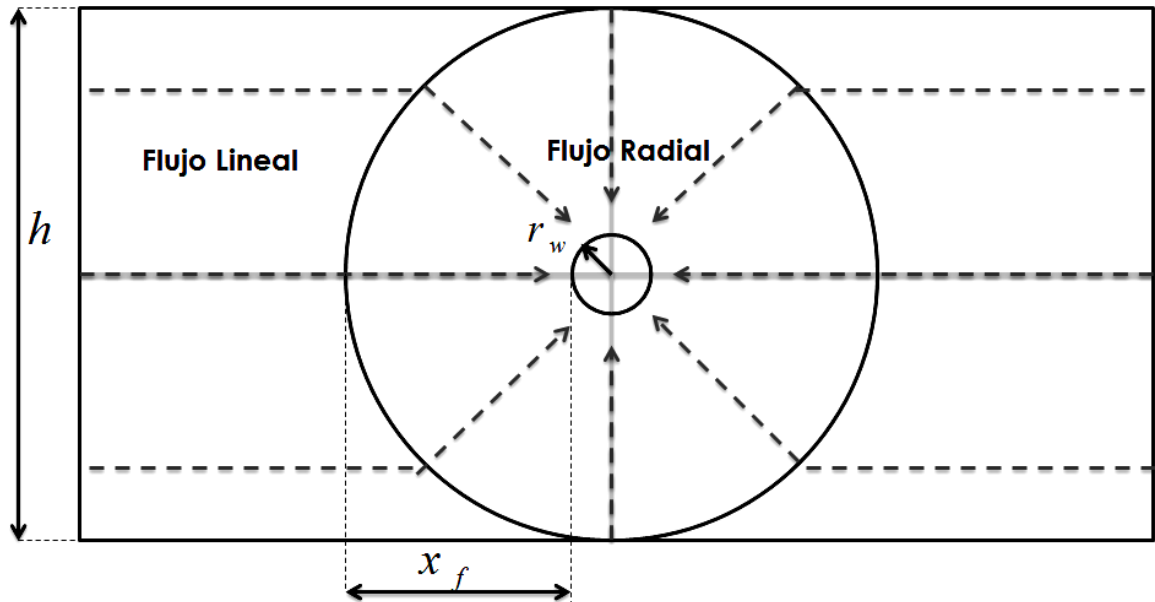
p_e = Presión en el límite de drenaje (Psi)

p_{wf} = Presión de fondo de pozo fluyente (Psi)

l = Distancia entre una fractura y el centro de la elipse de drenaje a los largo del pozo horizontal (ft)

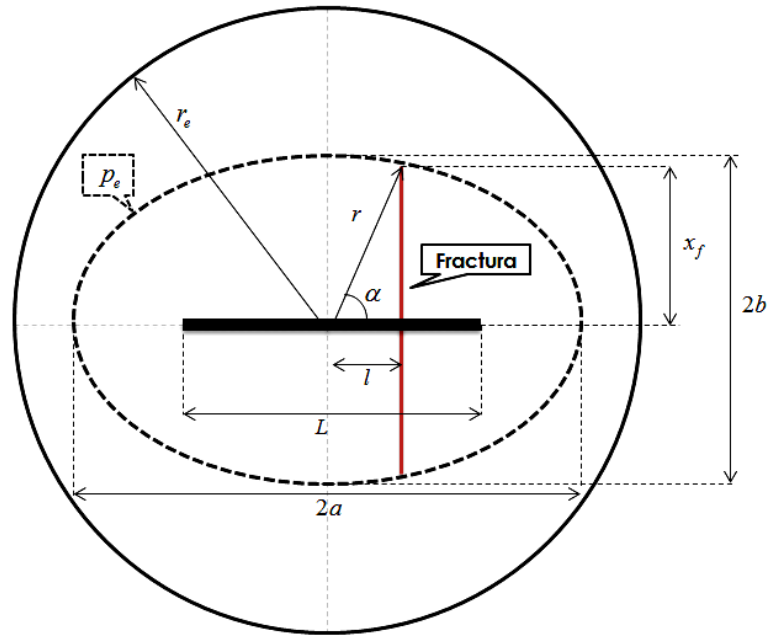
a y b = La mitad de los ejes mayor y menor de la elipse de drenaje (ft)

Figura. 42 Flujo en la fractura



Fuente: Modificado por los autores de HONG YUAN & ZHOU. A new model for predicting inflow performance of fractured horizontal wells. Xian Shiyou University. SPE - 133610. May 2010.

Figura. 43 Vista superior de un pozo horizontal con una fractura



Fuente: Modificado por los autores de HONG YUAN & ZHOU. A new model for predicting inflow performance of fractured horizontal wells. Xian Shiyu University. SPE - 133610. May 2010.

CAPITULO 4

4. ETAPA DE VALIDACIÓN DE LOS MODELOS DE PRODUCTIVIDAD PARA POZOS HORIZONTALES FRACTURADOS HIDRÁULICAMENTE

4.1. METODOLOGIA DE TRABAJO

La implementación de pozos horizontales como mecanismo para aumentar la productividad de los yacimientos de hidrocarburos, ha tenido una gran repercusión en la industria petrolera, no solo porque han permitido la extracción de petróleo y gas de yacimientos de difícil acceso, sino que también, a pesar de sus altas inversiones iniciales, generalmente han entregado a las compañías operadoras rentabilidades muy superiores que las ofrecidas por sus homólogos verticales. Esto se debe a que la producción aumenta de manera tal, que la economía de cualquier operadora puede soportar este tipo de inversiones y además obtener grandes beneficios monetarios.

No obstante, y a pesar de que la tecnología de pozos horizontales ha permitido ampliar el abanico de posibilidades, los yacimientos con propiedades y características aceptables para su explotación conocidos como convencionales cada vez son más escasos. Aguas ultra profundas, Tight gas, Shale oil, Shale gas, Gas Asociado a Mantos de Carbón y los Hidratos de Metano serán nuestros yacimientos del futuro, y para explotarlos, necesitamos el desarrollo y la implementación de tecnologías de punta para satisfacer nuestras necesidades energéticas. De ahí nace el fracturamiento hidráulico, de la necesidad de aumentar la productividad de pozos completados en formaciones con permeabilidades muy bajas.

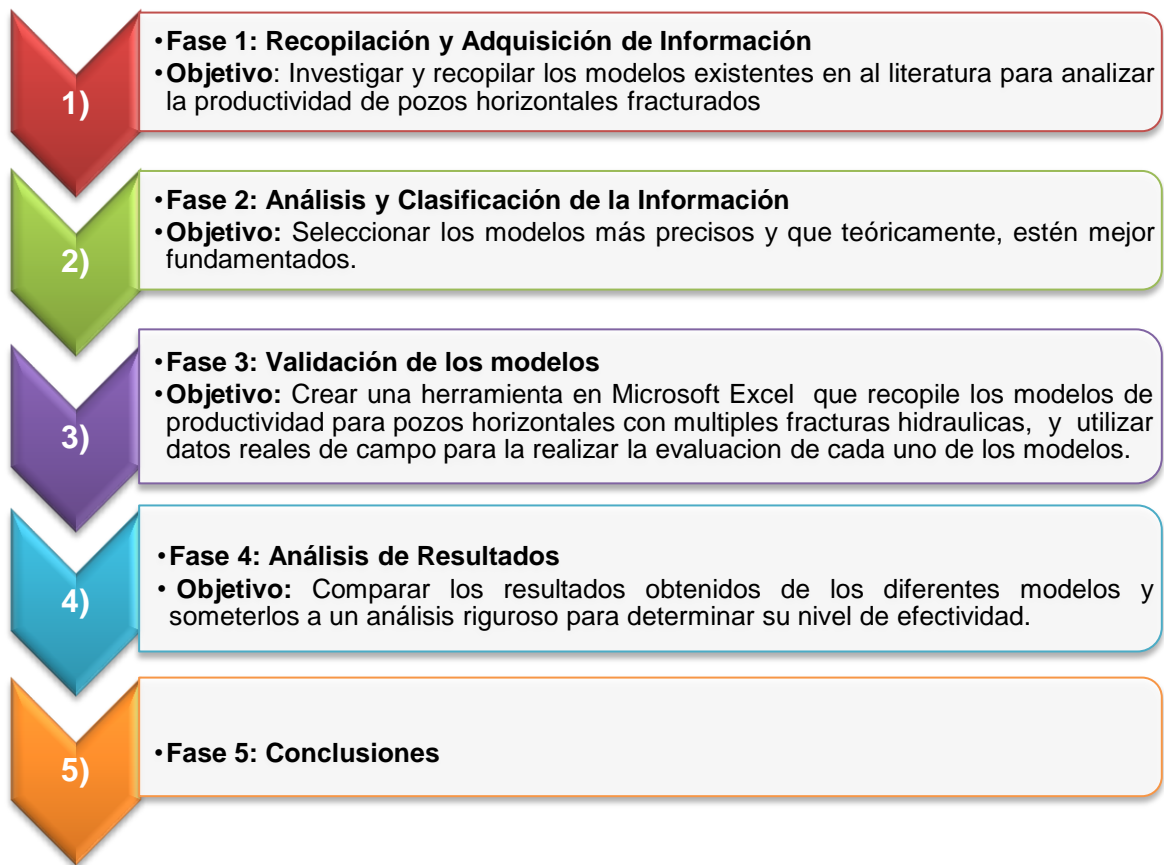
La aplicación en conjunto de estas dos tecnologías (pozos horizontales fracturados hidráulicamente), ha permitido explotar satisfactoriamente yacimientos con características muy pobres y poco aptas para el flujo, conocidos como yacimientos

no convencionales. En efecto, la práctica de realizar un fracturamiento hidráulico a los pozos (ya sean verticales u horizontales) ha tenido tanto auge y aceptación por los excelentes resultados ofrecidos, que se ha vuelto habitual en los completamientos de pozos petroleros.

En ese orden de ideas, se potencializa la idea de investigar, estudiar y analizar los modelos que permiten predecir la productividad en este tipo de pozos (pozos horizontales fracturados), para de esta manera, tomar decisiones soportadas y hacer frente eficazmente a los problemas presentados en la producción.

La metodología implementada en este proyecto de investigación, ha sido planeada para desarrollarse por medio de etapas, asignando objetivos específicos a cada una de estas fases, con el fin de optimizar tiempo y recursos. Para diseñar la metodología de trabajo, tomamos como base las etapas planteadas en la Metodología de la Investigación, y a partir de ahí, hacer nuestras propias modificaciones. Todo esto con el fin, de no pasar por alto detalle alguno, y llegar a conclusiones acertadas.

La metodología seguida por los autores del presente proyecto para abordar la investigación es la siguiente:



A continuación, se presenta en detalle cada una de las etapas que conforman el trabajo realizado.

4.2. FASE 1: RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN

En esta primera fase se realizó una exhaustiva investigación con el fin de adquirir información referente a todos los aspectos técnicos y teóricos relacionados con las tecnologías tratadas en este estudio: la implementación de pozos horizontales junto con el fracturamiento hidráulico, como prácticas combinadas para mejorar la producción de pozos de petróleo en formaciones de baja permeabilidad.

Una vez estudiada y analizada esta información, procedimos a investigar todo lo concerniente a productividad y flujo de fluidos en medios porosos. La idea princi-

pal en esta parte del trabajo, es la de perfeccionar y pulir estos conceptos con el objeto de no dar cabida a dudas o incongruencias. Es así como se logra encaminar esta investigación, con unas bases sólidas y conocimientos bien fundamentados.

Revisado y analizado el marco teórico preliminar, entramos en un punto coyuntural de la investigación: Enlazar los conceptos técnicos y teóricos sobre pozos horizontales fracturados con los de productividad y flujo de fluidos en medios porosos, y examinar el impacto que estas dos tecnologías combinadas tienen sobre la producción de pozos de aceite. Por lo tanto, y según lo expuesto anteriormente, se procede a recopilar, examinar y analizar todos los modelos que permiten predecir la productividad (IPR's) de pozos horizontales fracturados.

Para cumplir con el objetivo propuesto, se ha realizado una exhaustiva revisión bibliográfica, esto se hace con tres finalidades:

- Identificar los autores que han trabajado sobre el tema y las suposiciones bajo las cuales desarrollaron sus modelos
- Realizar una cronología para identificar como han ido evolucionando en el tiempo los modelos de productividad para pozos horizontales fracturados
- Adquirir datos de producción reales de campos de petróleo donde se halla implementado el fracturamiento de pozos horizontales. Estos datos permitirán probar los modelos en la Fase de Validación (Fase 3), y verificar que tan cercanos se encuentran de la realidad

4.3. FASE 2: ANÁLISIS Y CALSIFICACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Con el uso creciente de pozos horizontales fracturados y multi-fracturados, es necesario utilizar modelos cada vez más exactos para determinar la productividad potencial de estos pozos. La simulación numérica ha jugado un papel muy impor-

tante en la búsqueda de soluciones más efectivas, y que involucren en sus modelos de simulación tantos fenómenos de flujo como sea posible, para de esta manera, tratar de acercarse a la realidad.

En efecto, la única forma de obtener modelos cada vez más exactos, es mediante la aproximación a la realidad. El modelamiento permite un acercamiento a los fenómenos físicos-químicos presentados en un sistema, sin embargo, es solo una aproximación, más no una totalidad. Mientras tanto, la simulación numérica, a pesar de no ser la realidad misma, permite obtener soluciones bastante exactas, ya que admite incluir un mayor número de fenómenos en sus modelos de simulación. Esto ha permitido a los ingenieros de yacimientos, tomar decisiones soportadas, y relativamente, bien fundamentadas.

Los modelos para predecir el comportamiento del influjo (IPR), son una solución simplificada de un estudio de simulación de yacimientos, en donde se encuentran relacionadas todas las variables que influyen en los fenómenos asociados al flujo de fluidos en medios porosos. La mayoría de los autores que han planteado modelos de productividad para pozos horizontales fracturados, se han apoyado en la simulación numérica y en ciertas suposiciones que buscan simplificar los problemas y hacer un modelo de simulación menos robusto, para optimizar recursos. Esto ha favorecido la obtención de modelos de productividad para pozos horizontales fracturados, que a pesar de ser simplificados, no dejan de presentar resultados relativamente satisfactorios.

A continuación se presenta una síntesis de los estudios que se han realizado para el análisis de productividad de pozos horizontales fracturados:

- I. **Van Poolen (1957)**¹⁹ investigó la productividad versus la permeabilidad y el daño, en fracturas inducidas hidráulicamente, por medio de análisis matemático de modelos eléctricos. La máxima fractura simulada fue de 0,6 veces el radio de drenaje. La productividad del pozo fracturado fue presentada gráficamente en términos de la relación de la tasa de producción del pozo fracturado y la tasa de producción del pozo sin fracturar. Se concluyó que el daño de la parte de la formación que rodea la fractura tiene un efecto menor sobre la productividad del pozo. Mientras que el daño en la capacidad de flujo de la fractura tiene un efecto mayor en la productividad del pozo.

- II. **McGuire y Sikora (1960)**²⁰ realizaron estudios por medio de análisis matemático de modelos eléctricos. La máxima longitud de fractura simulada fue igual a la distancia de drenaje entre el pozo y un límite determinado. El efecto de las fracturas verticales sobre la productividad del pozo fue presentado gráficamente en términos de la productividad del pozo con fractura versus la productividad del pozo sin fractura. Concluyeron que, como era de esperarse, las fracturas aumentan de manera significativa la productividad de los pozos.

- III. **Raymond y Binder (1967)**²¹ presentaron su análisis matemático sobre productividad de pozos con fracturas verticales y formaciones dañadas. Su modelo matemático fue formulado suponiendo que la presión en cualquier posición radial dada es la misma en toda el área de drenaje, de modo que las isobaras forman un conjunto de círculos concéntricos. Ya que los modelos no consideraron la caída de presión necesaria para mover fluidos desde algún punto en la formación hacia la fractura, se observaron muchos errores a valores grandes de longitud de fractura.

- IV. **Giger (1984 y 1985)**²² presentó el primer modelo matemático para analizar la productividad de pozos horizontales que interceptan fracturas. Giger formuló por separado el flujo en la matriz de la roca y el flujo radial en las fracturas, y luego los combinó pa-

¹⁹ VAN POOLLEN. Productivity vs Permeability Damage in Hydraulically Fractures; Van Pollen. H.K , 1957.

²⁰ Mc GUIRE Y SIKORA. The Effect of Vertical Fractures on Well Productivity. 1960.

²¹ RAYMOND Y BINDER. Productivity of Wells in Vertically Fractured and Dama-ged Fornations. 1967.

²² GIGER F.M. Horizontal Wells Pro-duction Techniques in Heterogeneous Reservoirs. Paper SPE 13710, 1985 - The Reservoir Engineering Aspects of Horizontal Drilling. SPE 13024, 1984.

ra obtener una ecuación única para toda la trayectoria de flujo desde el límite externo hasta la cara del pozo. Sin embargo, este modelo no acopla rigurosamente el flujo en el yacimiento y el flujo en la fractura. Otro aspecto que vale la pena mencionar, es que la aproximación de Giger puede considerarse como poco exacta, debido a que su ecuación para el flujo desde los límites externos hasta las fracturas fue derivada basada en la suposición que la presión en la fractura es uniforme, o invariante, a lo largo de la longitud de la fractura.

- V. **Karcher, Giger y Combe (1986)**²³ calcularon el incremento de la productividad de pozos horizontales fracturados sobre pozos verticales fracturados utilizando la ecuación presentada por **Giger**. Ellos también investigaron problemas de incremento de productividad y reducción de la conificación mediante un fracturamiento múltiple a pozos horizontales utilizando simulación numérica de fracturas de conductividad infinita.
- VI. **Joshi (1987)**²⁴ presentó una revisión de la tecnología de pozos horizontales. Su trabajo fue basado en la suposición de fracturas de conductividad infinita. Sin embargo, destacó que en la mayoría de los trabajos de fracturamiento es difícil obtener conductividad infinita, y además, concluyó, que la conductividad de la fractura decrece con el paso del tiempo.
- VII. **Joshi (1988)**²⁵ propuso una ecuación de flujo para **Estado estable** para analizar la productividad e pozos horizontales. Su ecuación para flujo en la matriz fue también derivada basada en la suposición de presión constante en la fractura.
- VIII. **Mukherjee y Economides (1991)**²⁶ desarrollaron una aproximación simplificada en Estado estable para calcular el número equivalente de fracturas de conductividad infinita para un pozo. Su modelo fue desarrollado sobre la base de la Relación del

²³ KARCHER B.J, GIGER F.M & COMBE J. Some Practical Formulas to Predict Horizontal Well Behavior. Paper SPE 15430, 1986.

²⁴ JOSHI S.D. A Review of Horizontal Well and Drainhole Technology. Paper SPE 16868;, 1987.

²⁵ JOSHI S.D. Augmentation of Well Productivity with Slant and Horizontal Wells. SPE 15375, 1988.

²⁶ MUKHERJEE & ECONOMIDES. A Parametric Comparison of Horizontal and Vertical Well Performance. Schlumberger SPE 18303, June, 1991.

Comportamiento del Influjó (IPR) sugerida por Joshi (1986) con la correlación de Prats (1961) de radio de pozo adimensional.

- IX. **Raghavan y Joshi (1993)**²⁷ presentaron una solución de flujo en Estado Estable basada en flujo uniforme a lo largo de la fractura. Esta solución se presentó como válida para fracturas de conductividad finita con un valor específico de conductividad adimensional de fractura de $C_{FD}=4.4$.
- X. **Guo y Evans (1993)**²⁸ realizaron un análisis similar al de Giger (1985) excepto que se tuvieron en cuenta algunas otras consideraciones en el modelo matemático, como flujo directo desde la matriz a la cara del pozo, anisotropía en el yacimiento y flujo multifásico. Al igual que el modelo Giger (1985), el modelo de Guo y Evans fue también desarrollado asumiendo presión uniforme en la fractura.
- XI. **Hunjun Li (1996)**²⁹ presentó una fórmula aproximada para predecir el desempeño de pozos horizontales fracturados. Se asumió un primer flujo lineal desde los límites externos del yacimiento hasta las inmediaciones de la fractura. También se asumió flujo lineal en la fractura lejos de la cara del pozo, y flujo radial cerca de la cara del pozo. Al igual que los modelos presentados por Giger y Guo & Evans, la principal desventaja de este modelo es que asume una presión uniforme en la fractura, es decir, igual todos los puntos de la misma.
- XII. **Guo y Schechter (1997)**³⁰ presentaron un riguroso modelo matemático que acoplaba flujo lineal en el reservorio y flujo lineal en la fractura. Sin embargo, flujo radial en la fractura no fue considerado.

²⁷ RAGHAVAN R & JOSHI S.D. Productivity of Multiple Drainholes or Fractured Horizontal Wells. SPEFE 11-16, 1993.

²⁸ GUO G AND EVANS R.D. Inflow Performance of a Horizontal Well Intersecting Natural Fractures. SPE 25501, 1993.

²⁹ HUJUN LI. A New Method to Predict Performance of Fractured Horizontal Wells. China: Daqing Petroleum Institute. SPE - 37051., November 1996.

³⁰ B. GUO & D.S. SCHECHTER. a simple and rigorous mathematical model for estimating inflow performance of wells intersecting long fractures. New Mexico: New Mexico Institute of Mining and Technology, 1997.

- XIII. **Wei y Economides (2005)**³¹ que acoplaba flujo lineal en el reservorio, flujo lineal en la fractura y flujo radial en la fractura.
- XIV. **Guo & Yu (2009)**³² desarrollaron un modelo para predecir la productividad de pozos horizontales de aceite. Este modelo acopla rigurosamente flujo radial de la región no fracturada a la región fracturada del yacimiento, flujo lineal hacia las fracturas en la región fracturada, flujo lineal en la fractura y flujo radial en la fractura hacia la cara del pozo horizontal.

Después de realizar un análisis minucioso de todos estos estudios relacionados con productividad de pozos horizontales fracturados, se consideró que los modelos que serán evaluados en la Fase de Validación (Fase 3), son los siguientes:

- Modelo de Mukherjee y Economides (1991)
- Modelo de Hunjun Li (1996)
- Modelo de Guo y Schechter (1997)
- Modelo de Guo & Yu (2009)
- Modelo de Yuan & Zhou (2010)

La decisión de elegir los modelos anteriores para ser valorados en la siguiente fase fue fundamentada en los siguientes criterios:

- La rigurosidad al momento de desarrollar el modelo y las suposiciones realizadas
- Los fenómenos de flujo considerados
- Los resultados obtenidos al comparar las respuestas del modelo con los resultados de una simulación

³¹ WEI Y AND ECONOMIDES M.J. Transverse Hydraulic Fractures From a Horizontal Well. Paper SPE 94671, 2005.

³² GUO & Yu. A Simple Analytical Model for Predicting Productivity of Multifractured Horizontal Wells. Louisiana : University of Louisiana at Lafayette. SPE - 114452, June 2009.

- Representan la evolución y/o perfeccionamiento de modelos anteriores
- Facilidad para ser implementados en campo

4.4. FASE 3: VALIDACIÓN DE LOS MODELOS

Debido a los excelentes resultados presentados por la aplicación de pozos horizontales fracturados, como mecanismo para aumentar la recuperación en yacimientos de hidrocarburos, este tipo de práctica está siendo cada vez más implementada en la industria petrolera.

Los modelos para predecir el Comportamiento del Influjó (IPR's), representan una herramienta simple y relativamente exacta para predecir, evaluar y optimizar el comportamiento de pozos de petróleo y gas, en este caso, pozos horizontales de aceite con múltiples fracturas hidráulicas.

Estos modelos, son aplicados en campo para evaluar y optimizar el rendimiento de los pozos según sus resultados ofrecidos. Es ahí donde radica la importancia de evaluarlos, ya que muchas decisiones en campo se encuentran fundamentadas en sus respuestas. Debido a esto, se debe ser extremadamente riguroso al momento de desarrollar y probar estos modelos.

Una vez es formulado un modelo, debe ser evaluado para comprobar que tan exacto es, y que tan satisfactorios son sus resultados. Este procedimiento es llevado a cabo mediante comparación entre los resultados del modelo y los resultados de una simulación, o lo que es mejor, compararlos contra datos reales de campo.

Para dar buen cumplimiento a esta Fase de Validación, los autores del presente trabajo desarrollaron una herramienta en Microsoft Excel llamada (INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP OF MULTIFRACTURED HORIZONTAL WELLS),

donde se encuentran programados cada uno de los modelos que fueron seleccionados en la Fase 2.

Para esta evaluación de los modelos de productividad, se utilizaron datos reales de campo encontrados en la literatura (FASE1), que años atrás también fueron utilizados por varios de los autores citados en el presente trabajo para evaluar la eficiencia y precisión de sus modelos de productividad para pozos horizontales con múltiples fracturas hidráulicas. Dicha afirmación aporta un mayor grado de credibilidad a la información utilizada en la evaluación de los modelos en este trabajo.

Los datos reales de campo, se presentan de manera más detallada en los casos 1 y 2, sobre los cuales, en ambos casos se realizaron trabajos de fracturamiento hidráulico para mejorar su productividad, las propiedades del pozo, yacimiento y fracturas se exponen por separado a continuación:

4.4.1. Caso 1 pozo Shuping 1

El primer pozo perforado en el campo de aceite Daquin en China, es el pozo SHUPING 1, localizado en el área de Yushulin en la parte sur del campo, después de perforado, el pozo fue fracturado hidráulicamente y más tarde parcialmente re-perforado debido a la baja permeabilidad de las rocas y la falta de fracturas naturales. Durante el proceso de fracturamiento hidráulico en el pozo SHUPING 1 fueron creadas tres fracturas verticales. Las propiedades del yacimiento y de las fracturas reportados por Hujun Li (1996) y Gou & Yu (2009), se encuentran compilados en la Tabla 1, el pozo SHUPING 1, produjo 41 BOPD con una caída de presión de 1470 Psi después de 12 meses de producción.

Tabla 1 propiedades del yacimiento y de las fracturas del pozo Shuping 1

POZO SHUPING 1		
PROPIEDAD	VALOR	UNIDADES
Permeabilidad horizontal del yacimiento	1,3	Md
Permeabilidad de la fractura cerca al pozo	30397	Md
Factor volumétrico de formación del aceite	1,13	Rb/STB
Viscosidad del aceite	3,5	Cp
Gravedad específica del Aceite	0,86	Adimensional
Factor de daño del pozo en la fractura	4	Adimensional
Grado de apertura de un pozo horizontal	0,6761	Adimensional
Area de drenaje del pozo	60	Acres
Coefficiente de flujo no Darcy	0	(Mscf-1)
Tasa de producción de aceite	43	STB/D
Presión de fondo fluyendo	910	Psia
Presión del yacimiento	2380	Psia
Ancho de la fractura cerca al pozo	0,1	In
Ancho de fractura	2	In
Longitud de las fracturas		
Fractura 1	836,4	Ft
Fractura 2	688,8	Ft
Fractura 3	705,2	Ft
Distancia promedio entre fracturas	313	Ft
Longitud promedio de las fracturas	743	Ft
Longitud perforada del pozo horizontal	634,84	Ft
longitud total del pozo horizontal	939	Ft
Radio del pozo	0,22	Ft
Espesor del net-pay	46	Ft

Fuente: GUO & Yu. A Simple Analytical Model for Predicting Productivity of Multifractured Horizontal Wells. Louisiana; HUJUN LI. A New Method to Predict Performance of Fractured Horizontal Wells. China.

4.4.2. Caso 2 pozo Maoping

El pozo MAOPING 1 es el segundo pozo horizontal perforado en el campo de aceite Daqing en china, el pozo está localizado en el área de Toutai en la parte sur del campo. El pozo fue fracturado hidráulicamente para crear cuatro fracturas

hidráulicas. Las propiedades del yacimiento y de las fracturas reportados por Hujun Li (1996) y Gou & Yu (2009), se encuentran compilados en la Tabla 2, este pozo produjo 128 BOPD con una caída de presión de 1.323 Psi después de 12 meses de producción.

Tabla 2 propiedades del yacimiento y de las fracturas del pozo Maoping 1

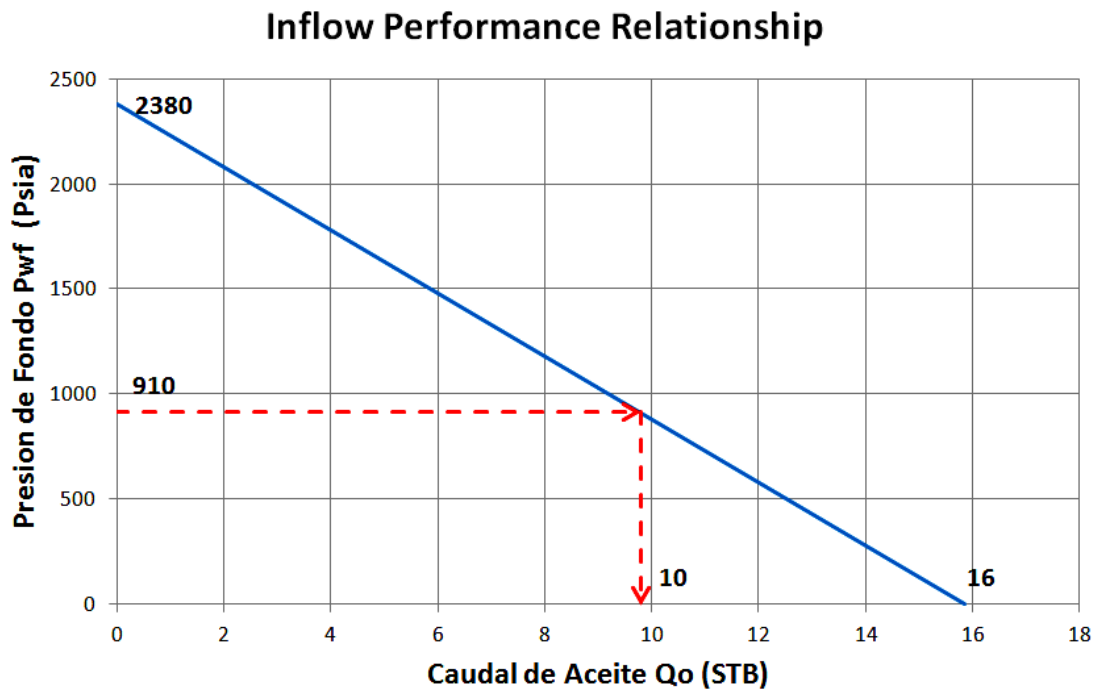
POZO MAOPING 1		
PROPIEDAD	VALOR	UNIDADES
Permeabilidad horizontal del yacimiento	7,5	Md
Permeabilidad de la fractura cerca al pozo	30.000	Md
Factor volumétrico de formación del aceite	1,084	Rb/STB
Viscosidad del aceite	4,8	Cp
Gravedad específica del Aceite	0,86	Adimensional
Factor de daño del pozo en la fractura	2	Adimensional
Grado de apertura de un pozo horizontal	0,6800	Adimensional
Area de drenaje del pozo	45	Acres
Coeficiente de flujo no Darcy	0	(Mscf-1)
Tasa de producción de aceite	128	STB/D
Presión de fondo fluyendo	1.279	Psia
Presión del yacimiento	2.602	Psia
Ancho de la fractura cerca al pozo	0,55	In
Ancho de fractura	0,9	In
Longitud de las fracturas		
Fractura 1	246	Ft
Fractura 2	246	Ft
Fractura 3	246	Ft
Fractura 4	246	Ft
Distancia promedio entre fracturas	364	Ft
Longitud promedio de las fracturas	246	Ft
longitud total del pozo horizontal	1820	Ft
Radio del pozo	0,19	Ft
Espesor del net-pay	39	Ft

Fuente: GUO & Yu. A Simple Analytical Model for Predicting Productivity of Multifractured Horizontal Wells. Louisiana; HUIJUN LI. A New Method to Predict Performance of Fractured Horizontal Wells. China.

4.4.3. Validación del modelo de Mukherjee & Economides

Para el primer caso (pozo Shuping 1), sustituyendo los valores de la Tabla 1 en las Ecuación 27, se obtiene un caudal de aceite de 10 BOPD a una presión de fondo de 910 Psi como se observa en la Figura 44.

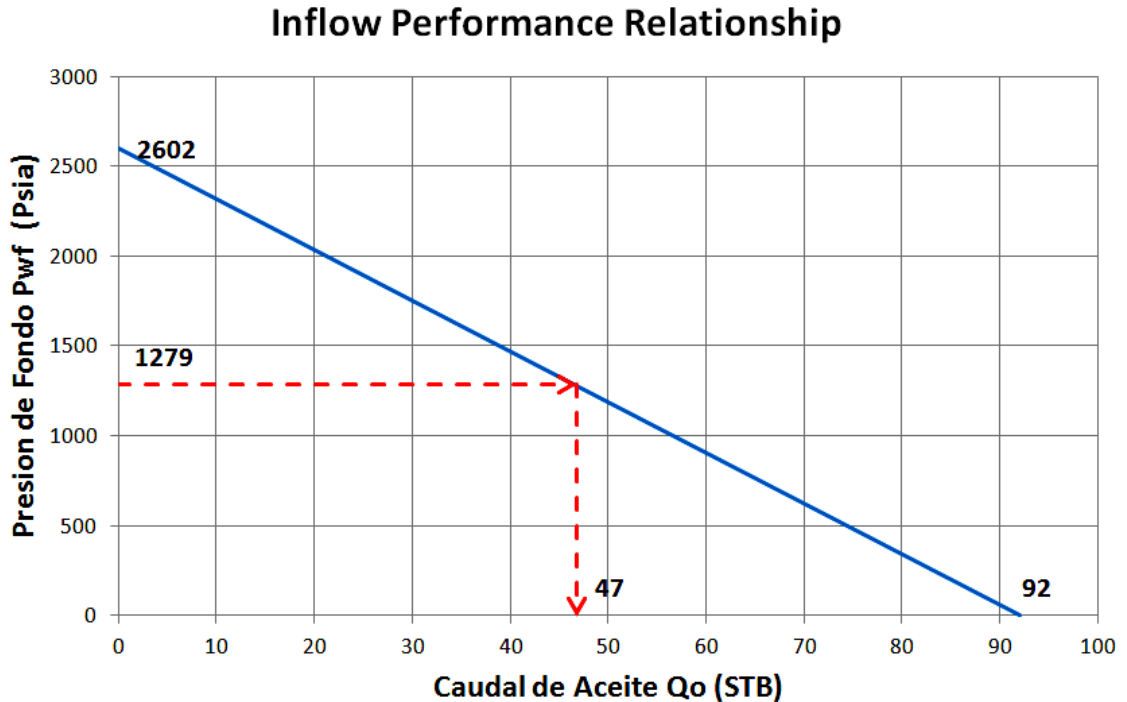
Figura. 44 Grafica de IPR del Modelo de Mukherjee & Economides (1991) para el Pozo Shuping 1.



Fuente: Autores

Para el segundo caso (pozo Maoping 1), sustituyendo los valores de la Tabla 2 en las Ecuación 27, se obtiene un caudal de aceite de 47 BOPD a una presión de fondo de 1279 Psi como se observa en la Figura 45.

**Figura. 45 Grafica de IPR del Modelo de Mukherjee & Economides (1991)
para el Pozo Maoping 1**



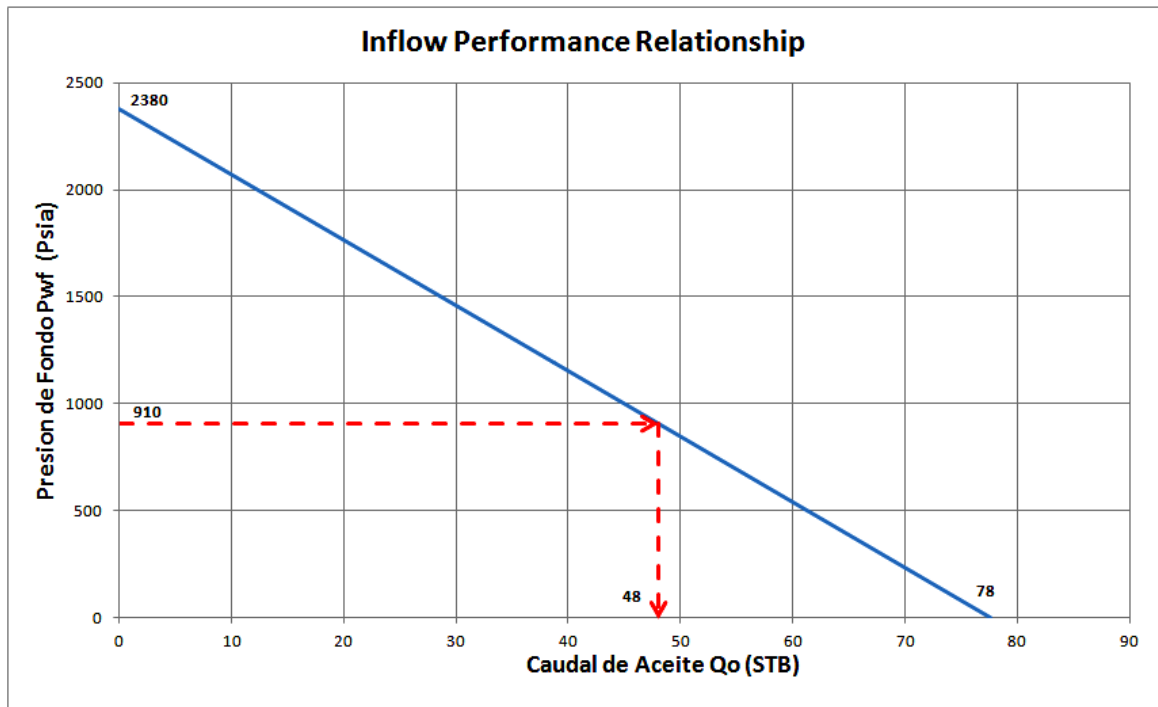
Fuente: Autores

4.4.4. Validación del modelo de Hunjun Li

Debido a que el pozo Shuping 1 es un pozo reperforado, el modelo de Hunjun Li solamente utilizaría las ecuaciones para: pozo horizontal con n fracturas verticales y parcialmente perforado. Pero también se aplicaremos las ecuaciones para: pozo horizontal con n fracturas verticales y se procederá a comparar los resultados obtenidos por ambos grupos de ecuaciones.

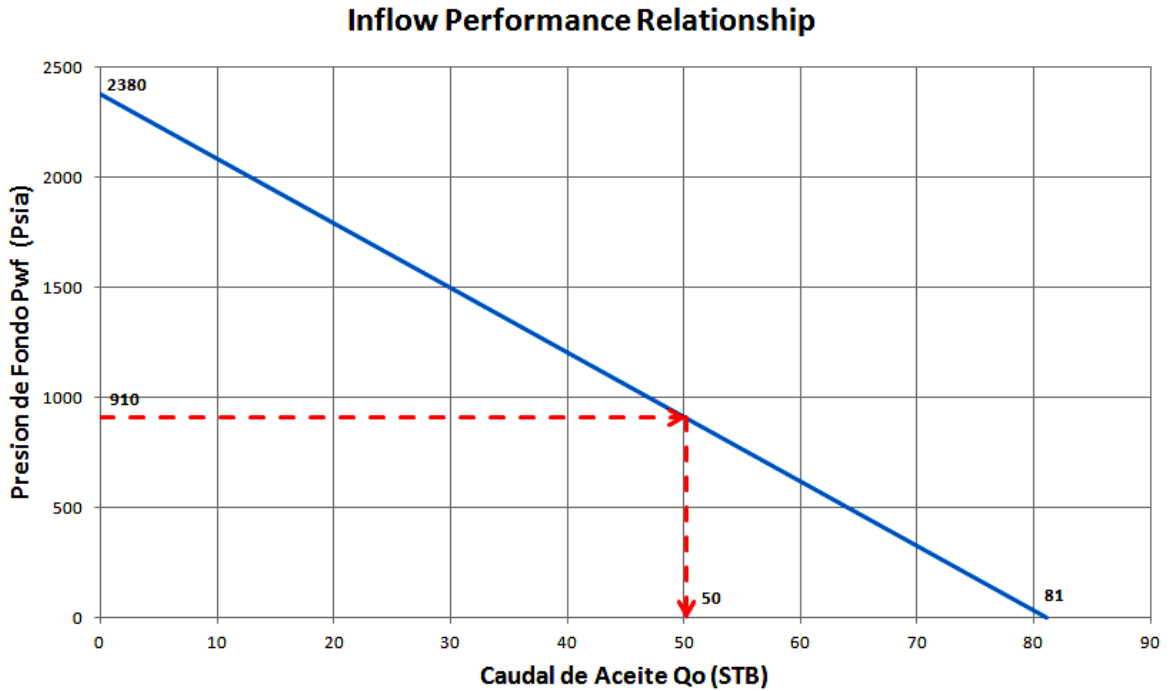
Sustituyendo los valores de la Tabla 1, en las ecuaciones 34 hasta la 36, para el primer grupo de ecuaciones (pozo horizontal con n fracturas verticales), se obtiene una caudal de aceite de 48 barriles a una presión de fondo de 910 Psi como se observa en la Figura 46.

Figura. 46 Grafica de IPR del Modelo de Hunjun Li (1996) para el Pozo Shupin 1, en el caso de un pozo horizontal con n fracturas verticales.



Sustituyendo los valores de la Tabla 1 en las ecuaciones 39 hasta la 46, para el segundo grupo de ecuaciones (pozo horizontal con n fracturas verticales y parcialmente perforado) se obtiene una caudal de aceite de 50 barriles a una presión de fondo de 910 Psi como se observa en la Figura 47

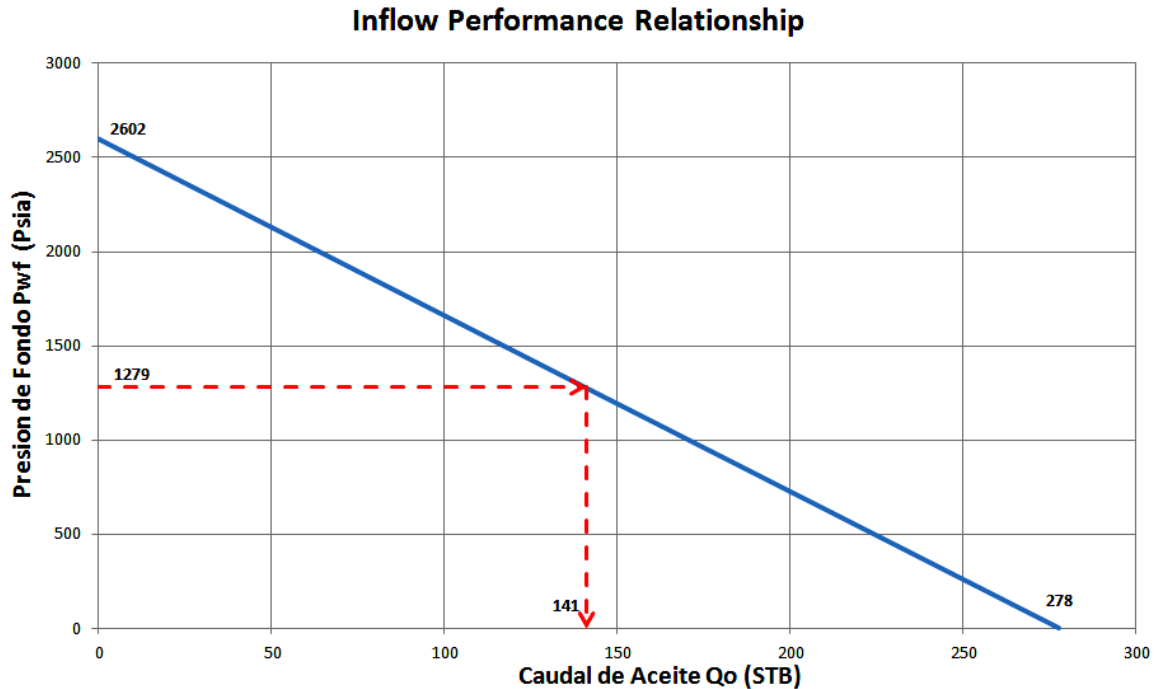
Figura. 47 Grafica de IPR del Modelo de Hunjun Li (1996) para el Pozo Shupin 1, en el caso de un pozo horizontal con n fracturas verticales y parcialmente perforado.



Fuente: Autores

Debido a que el pozo Maoping 1, no es un pozo re-perforado, solamente se utilizara las ecuaciones de Hunjun Li para **Pozos Horizontales Con n Fracturas**, de igual manera sustituyendo los valores de la Tabla 2, en las ecuaciones 34 hasta la 36, se obtiene una caudal de aceite de 141 barriles a una presión de fondo de 1279 Psi como se observa en la Figura 48.

Figura. 48 Grafica de IPR del Modelo de Hunjun Li (1996) para el Pozo Maoping 1, en el caso de un pozo horizontal con n fracturas.



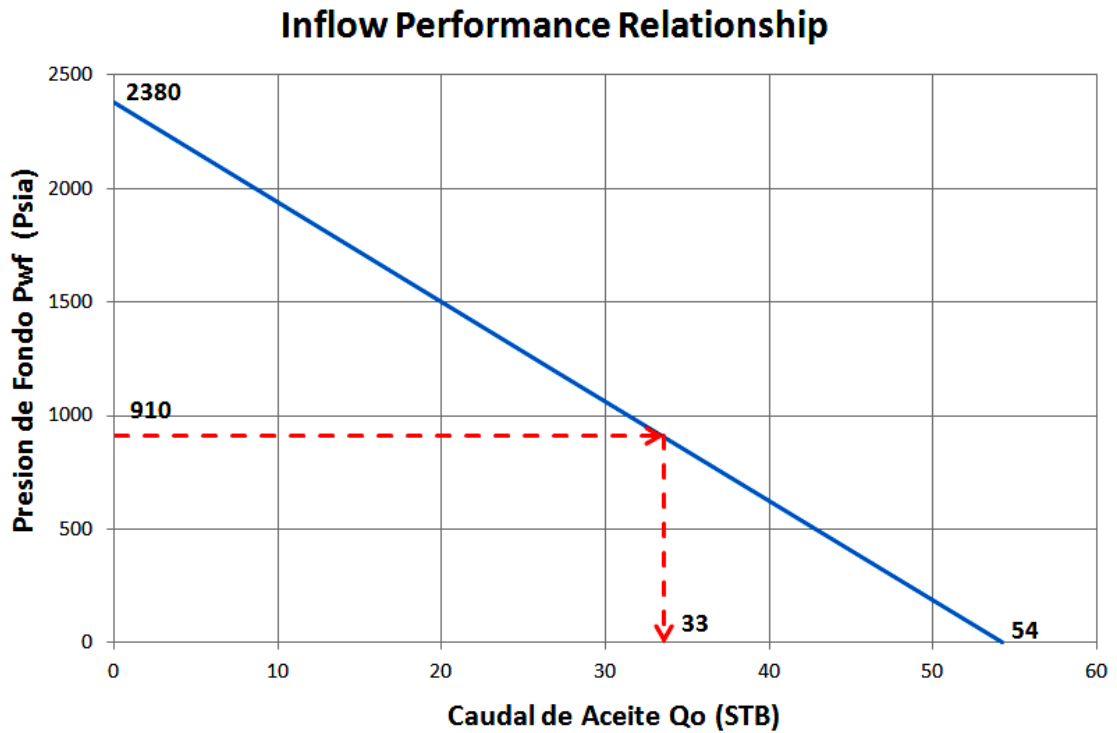
Fuente: Autores

4.4.5. Validación del modelo de Guo & Schechter

El modelo de **Guo & Schechter**, también presenta dos tipos ecuaciones para evaluar la productividad, la primera para yacimientos en estado estable y la segunda para yacimientos en estado pseudo estable. El caso 1 y 2, también se evaluarán utilizando ambos tipos de ecuaciones y posteriormente los resultados se analizarán en la siguiente fase de validación.

Para el primer caso (pozo Shuping 1), sustituyendo los valores de la Tabla 1 en las Ecuaciones 45 y 48 de estado estable, se obtiene un caudal de aceite de 33 BOPD a una presión de fondo de 910 Psi como se observa en la Figura 49.

Figura. 49 Grafico de IPR del modelo de Guo & Schechter para estado estable del pozo Shuping 1.

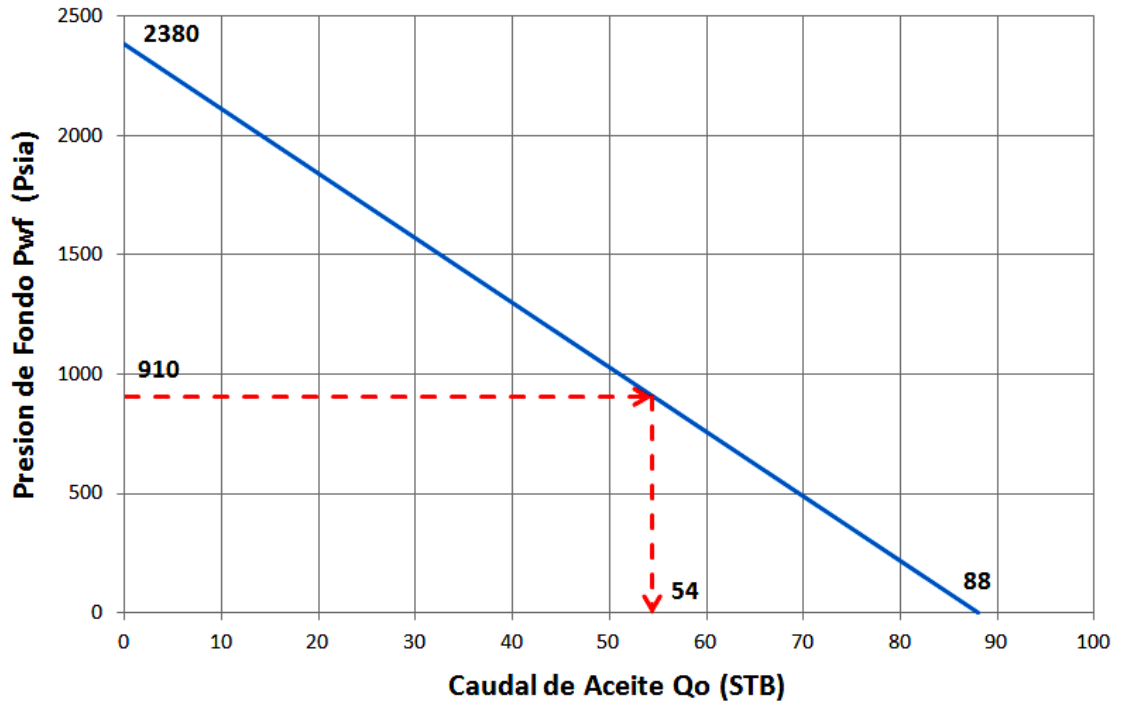


Fuente: Autores

Y Para las ecuaciones 45 y 49 de estado pseudo estable, remplazando los valores de las Tabla 1, se obtiene un caudal de aceite de 54 BOPD a la misma presión de fondo como se observa en la figura 50.

Figura. 50 Grafico de IPR del modelo de Guo & Schechter para estado pseudo estable del pozo Shuping 1.

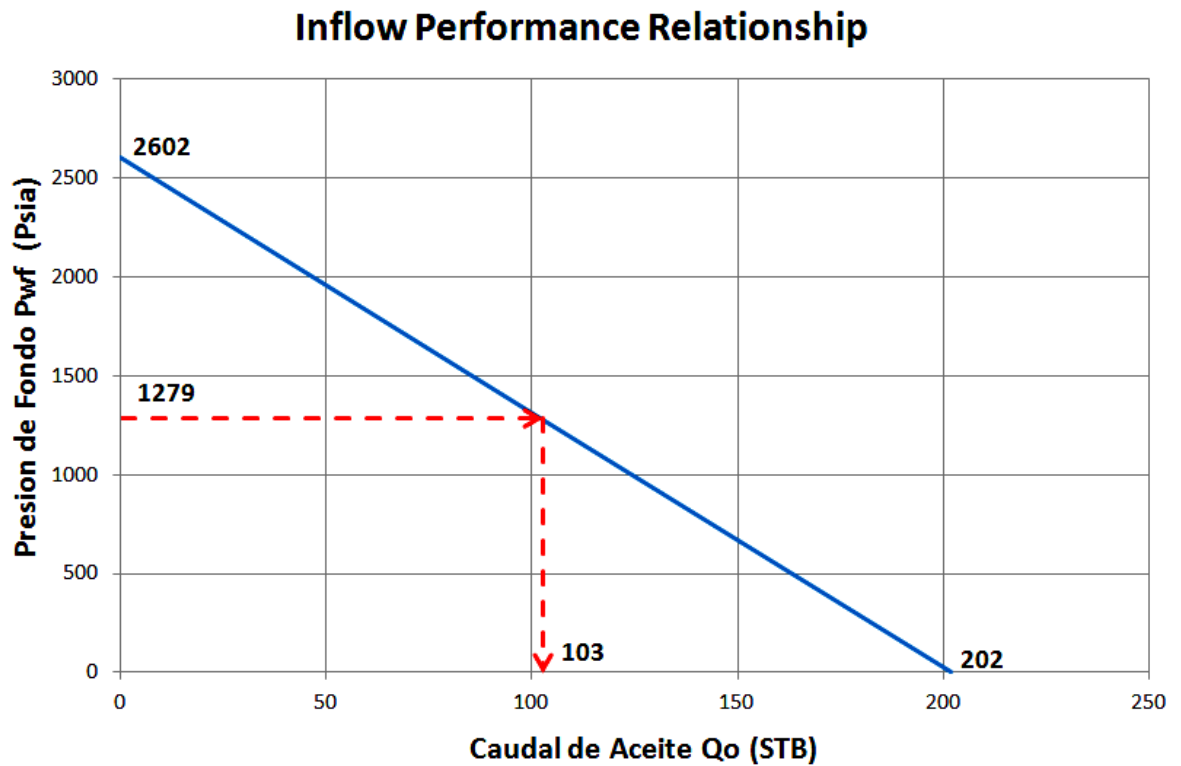
Inflow Performance Relationship



Fuente: Autores

Para el segundo caso (pozo Maoping 1), sustituyendo los valores de la Tabla 2 en las Ecuaciones 45 y 48 de estado estable, se obtiene un caudal de aceite de 103 BOPD a una presión de fondo de 1279 Psi como se observa en la Figura 51.

Figura. 51 Grafico de IPR del modelo de Guo & Schechter para estado estable del pozo Maoping 1.

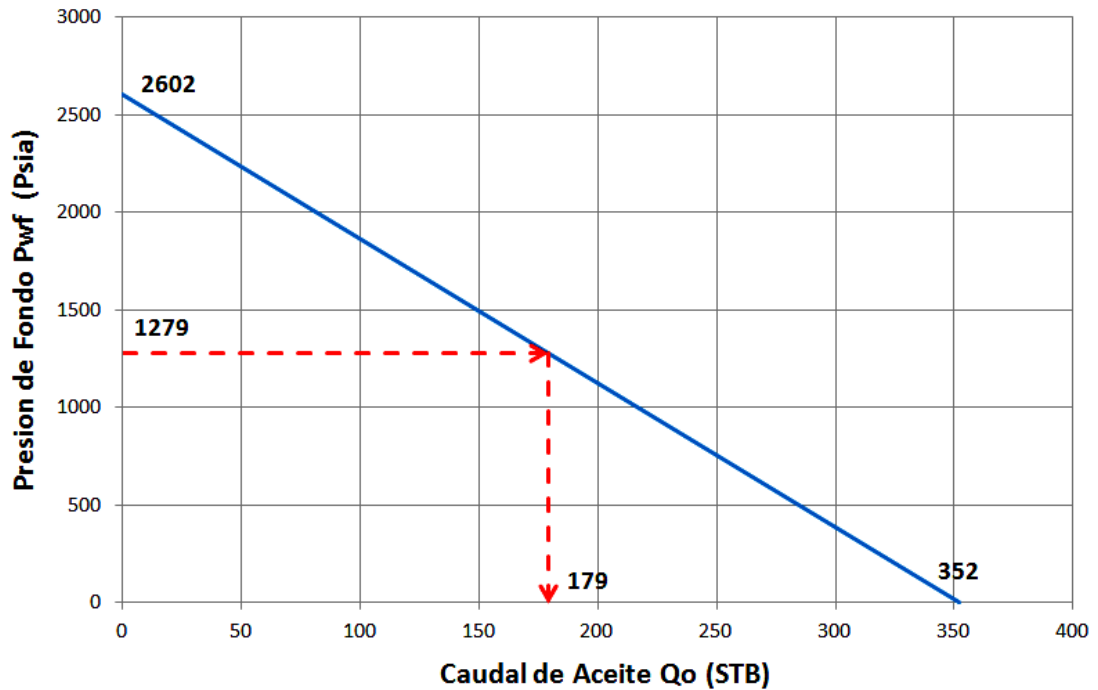


Fuente: Autores

Y Para las ecuaciones 45 y 49 de estado pseudo estable, remplazando los valores de la Tabla 2, se obtiene un caudal de aceite de 179 BOPD a la misma presión de fondo como se observa en la figura 52.

Figura. 52 Grafico de IPR del modelo de Guo & Schechter para estado seudo estable del pozo Maoping 1.

Inflow Performance Relationship



Fuente: Autores

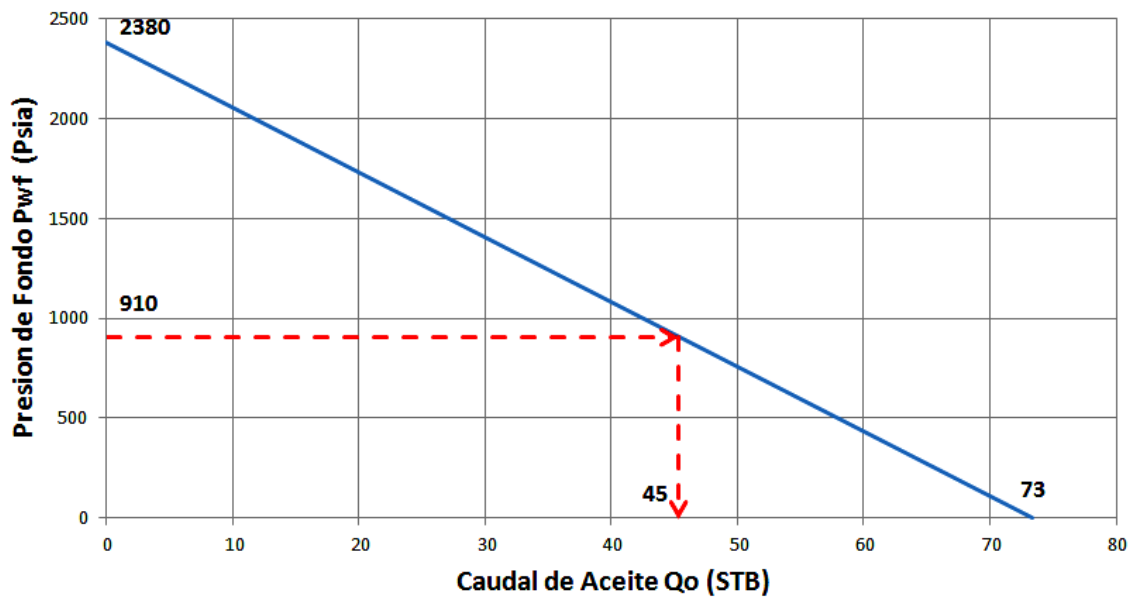
4.4.6. Validación de los modelos de Guo & Yu

El modelo de Guo & Yu también presenta dos ecuaciones para evaluar la productividad, la primera para yacimientos de flujo monofásico y la segunda para yacimientos que tiene dos fases o parcialmente dos fases (en un punto del sistema la presión de fondo es menor a la presión de burbuja), tanto la primera como la segunda ecuación, requieren de las mismas ecuaciones de índices de productividad, por lo cual la segunda ecuación presentada por Guo & Yu también es válida en el análisis de una sola fase en este trabajo para el primer caso y el segundo caso.

Para el primer caso (pozo Shuping 1), sustituyendo los valores de la Tabla 1 en las Ecuaciones 55 hasta la 58 de flujo monofásico, se obtiene un caudal de aceite de 45 BOPD a una presión de fondo de 910 Psi como se observa en la Figura 53.

Figura. 53 Grafica de IPR del Modelo de Guo & Yu (2009) para el Pozo Shuping 1, en el caso de flujo monofásico

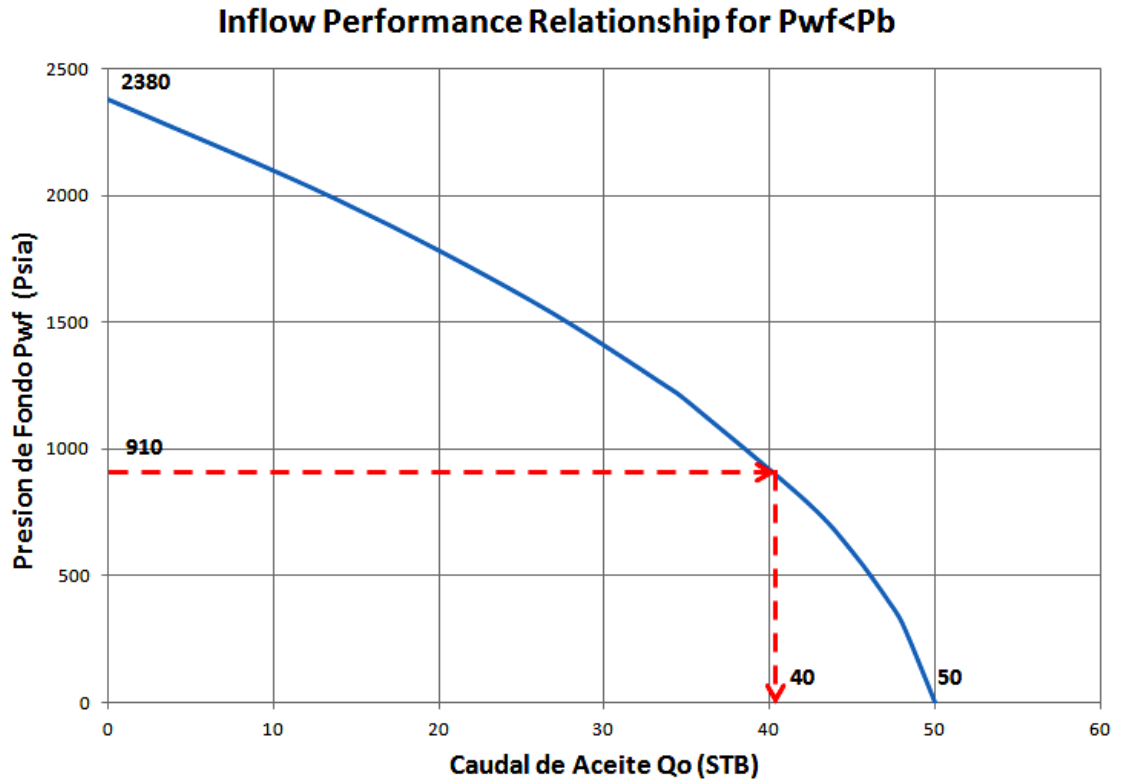
Inflow Performance Relationship for $P_{wf} > P_b$



Fuente: Autores

Y para las ecuaciones 56 hasta la 61 de flujo en dos fases o parcialmente dos fases, reemplazando los valores de las Tabla 1, se obtiene un caudal de aceite de 40 BOPD a la misma presión de fondo como se observa en la figura 54.

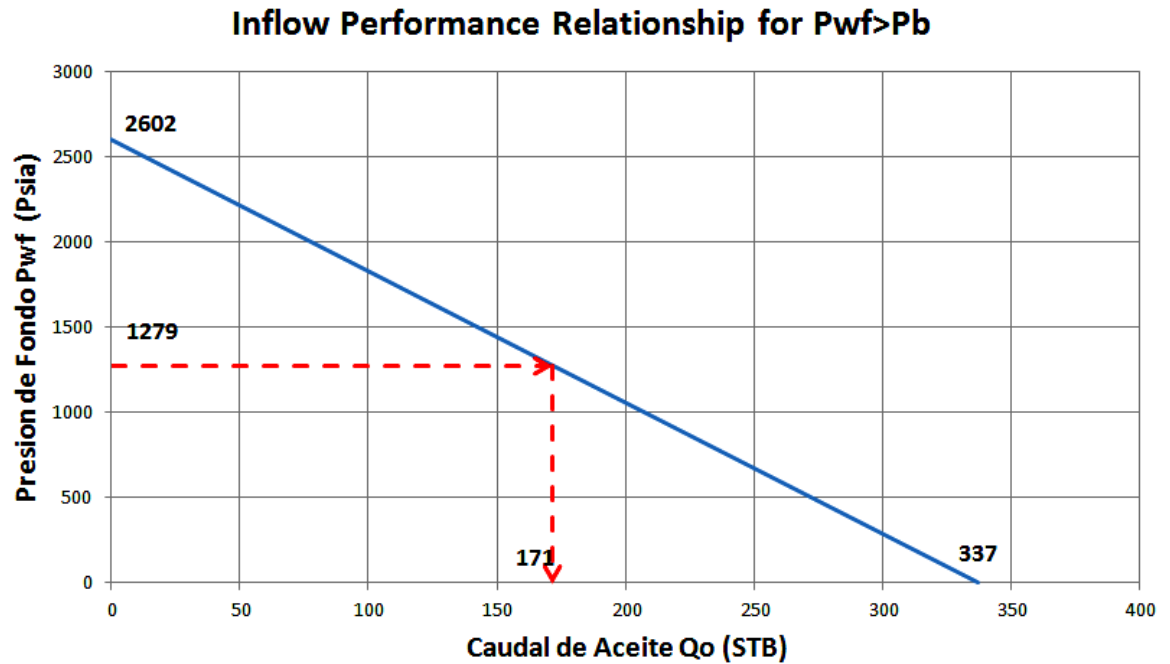
Figura. 54 Grafica de IPR del Modelo de Guo & Yu (2009) para el Pozo Shuping 1, para flujo en dos fases o parcialmente dos fases



Fuente: Autores

Para el segundo caso (pozo Maoping 1), sustituyendo los valores de la Tabla 2 en las Ecuaciones 55 hasta la 58 de flujo monofásico, se obtiene un caudal de aceite de 171 BOPD a una presión de fondo de 1279 Psi como se observa en la Figura 55.

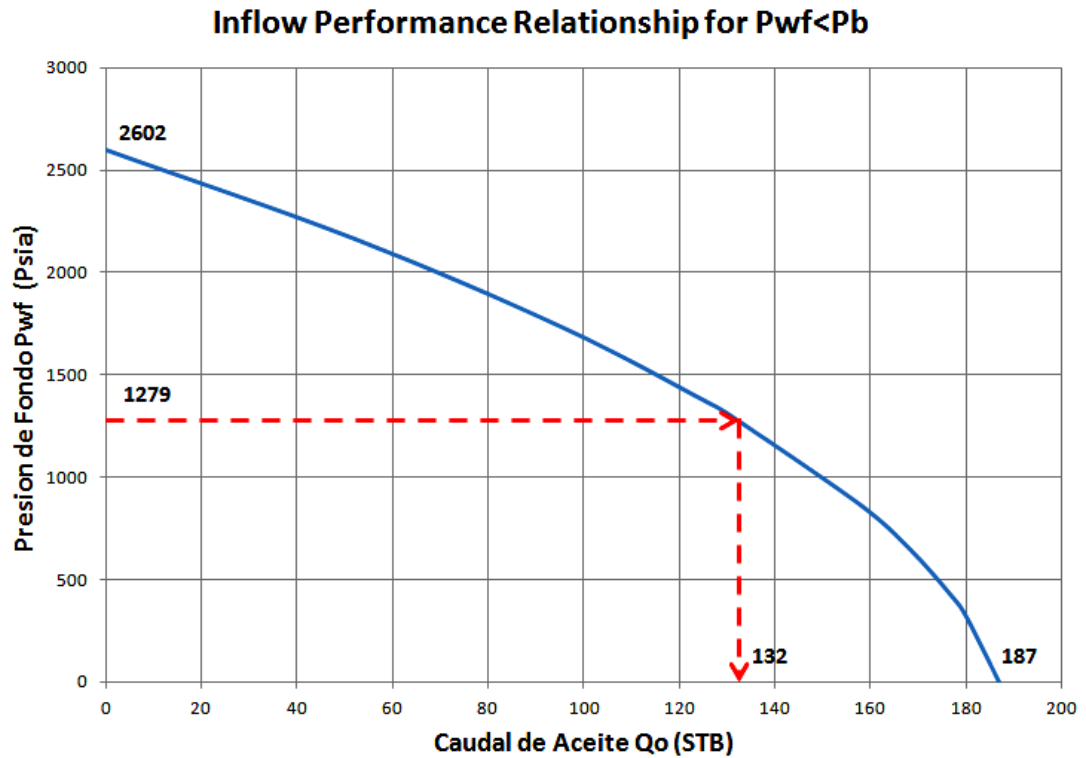
Figura. 55 Grafica de IPR del Modelo de Guo & Yu (2009) para el Pozo Maoping 1, en el caso de flujo monofásico



Fuente: Autores

Y Para las ecuaciones 56 hasta la 61 de flujo en dos fases o parcialmente dos fases, reemplazando los valores de la Tabla 2, se obtiene un caudal de aceite de 132 BOPD a la misma presión de fondo como se observa en la figura 56.

**Figura. 56 Grafica de IPR del Modelo de Guo & Yu (2009) para el Pozo Ma-
oping 1, para flujo en dos fases o parcialmente dos fases**

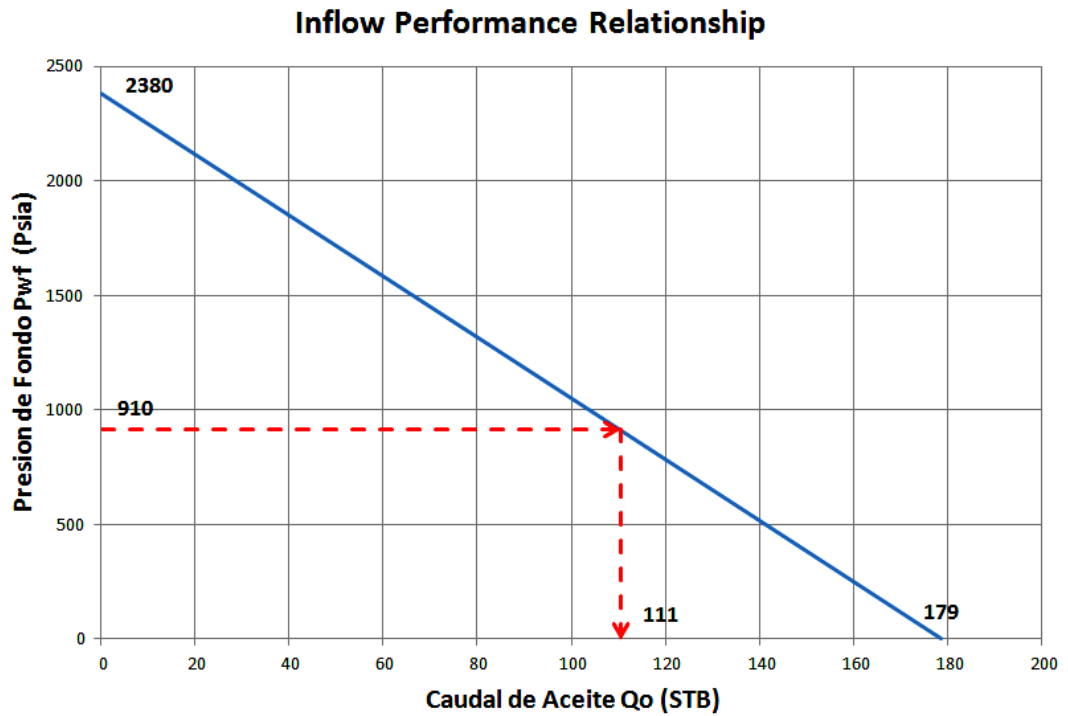


Fuente: Autores

4.4.7. Validación del modelo de Yuan & Zhou

Para el primer caso (pozo Shuping 1), sustituyendo los valores de la Tabla 1 en las Ecuaciones 62 y 67, se obtiene un caudal de aceite de 111 BOPD a una presión de fondo de 910 Psi como se observa en la Figura 57.

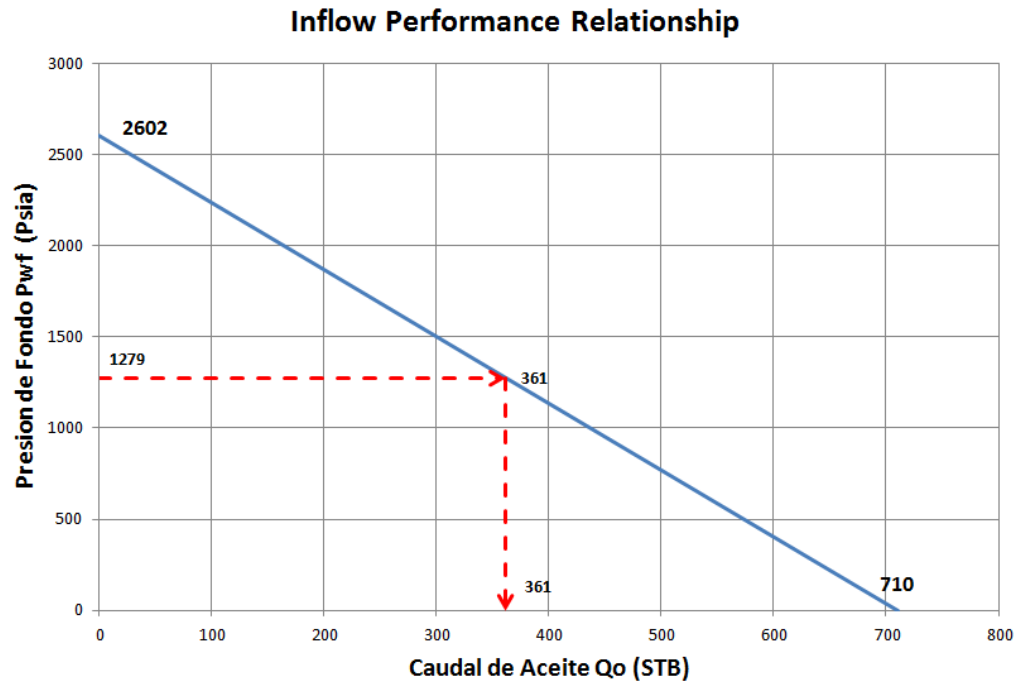
Figura. 57 Grafica de IPR del Modelo del Yuan & Zhou (2010) para el Pozo Shuping 1.



Fuente: Autores

Para el segundo caso (pozo Maoping 1), sustituyendo los valores de la Tabla 2 en las Ecuaciones 62 y 67 , se obtiene un caudal de aceite de 361 BOPD a una presión de fondo de 1279 Psi como se observa en la Figura 58.

Figura. 58 Grafica de IPR del Modelo del Yuan & Zhou (2010) para el Pozo Maoping 1.



Fuente: Autores

4.5. FASE 4. ANALISIS DE RESULTADOS

Como punto de partida, y como paso fundamental para realizar un análisis riguroso de los resultados obtenidos de cada uno de los modelos estudiados, se ha realizado una tabla comparativa donde se aprecia claramente el error asociado a cada uno de estos métodos (Tabla 3). Con esto se busca determinar las posibles fuentes de error que han llevado a obtener sobre-estimaciones ó des-estimaciones con relación a los valores reales. La Tabla 3 presenta cada uno de los modelos en orden cronológico con su error asociado, dicho error es calculado a partir del valor real (medido) del caudal del pozo en cuestión, mediante la siguiente ecuación:

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

En ese orden de ideas, se procede a analizar individualmente cada Modelo.

Tabla 3 resultados de los modelos de productividad

Modelo	Pozo SHUPIN 1		Pozo MAOPING 1	
	Caudal de Aceite a 910 Psi	% Error	Caudal de Aceite a 1279 Psi	% Error
Modelo de Mukherjee & Economides	61	49	47	63
Modelo de Hujun Li Para Pozos Horizontales Con n Fracturas	48	17	141	10
Modelo de Hujun Li Para Pozos Horizontales Con n Fracturas y Parcialmente Perforado	50	22	-	-
Modelo Para Estado Estable de Gou & Schechter	33	18	103	20
Modelo Para Estado Seudo Estable de Gou & Schechter	54	33	179	40
Modelo Analítico De Guo & Yu Para $P_{wf} > P_b$	45	9	171	33
Modelo Analítico De Guo & Yu Para $P_{wf} < P_b$	40	2	132	3
Modelo de Yuan & Zhou Para Estado Estable	110	169	361	182
Dato real de Producción	41	0	128	0

4.5.1. Análisis del modelo de Mukherjee & Economides (1991)

La Tabla 3 nos muestra que este Modelo presenta un Error del 49% para el pozo Shuping, y de 63% para el pozo Maoping. Resultados bastante inexactos y lejanos de la realidad. Con el fin de determinar las posibles causas que llevaron a obtener una desviación de esta magnitud, se realizó un análisis minucioso de las suposi-

ciones realizadas por Mukherjee & Economides para crear el modelo y de los factores limitantes que pudieron impedir la creación de un modelo más completo. De esta manera procedemos a exponer las posibles fuentes de error y condiciones que no se tuvieron en cuenta al momento de reportar el modelo:

- Este modelo nos presenta una ecuación que proporciona una variación lineal del caudal con la longitud media de la fractura X_f . Se origina por la condición de que sólo el flujo lineal se produce de la formación productora a la(s) fractura (s), algo que es poco realista. Trabajos de simulación revelan que la productividad, cuando se grafica contra la longitud media de la fractura, es en realidad curvilínea en los extremos de la fractura (en la cara del pozo y la punta del yacimiento), establecido por la ecuación lineal. Debido a esta relación lineal entre el caudal y la longitud media de la fractura, es que este modelo sobre-predice el resultado para el primer pozo estudiado (Pozo Shuping) y sub-predice para el segundo pozo (Pozo Maoping), en donde el valor de X_f para estos dos pozos es de 743,5 ft y 246 ft respectivamente.
- Este modelo no considera la existencia de un posible flujo radial, desde una región no fracturada lejana a la cara del pozo horizontal hasta la zona de influencia directa de las fracturas hidráulicas. Esto pudo conllevar a obtener resultados erróneos, con un error importante.
- Este modelo asume flujo lineal en toda el área de drenaje, y no toma en cuenta otras geometrías de flujo que podrían presentarse en el sistema, como un flujo radial en regiones lejanas a la cara del pozo, o un flujo radial en la frontera fractura-cara del pozo horizontal. .
- Este modelo asume Fracturas de Conductividad Infinita, lo que significa que la caída de presión a lo largo de la fractura es cero (0). Esta suposición se

encuentra lejos de la realidad, sobre todo teniendo en cuenta que en el contacto fractura-cara de pozo horizontal se produce un efecto de estrangulamiento debido a que el área de contacto fractura-wellbore es reducida, produciendo una caída de presión adicional.

4.5.2. Análisis para el modelo de Hunjun Li (1996)

Para el primer caso (pozo Shuping 1), el grupo de ecuaciones del modelo de Hunjun Li para: pozos horizontales con n fracturas, presentan un error porcentual del 17%. En las ecuaciones para: pozos horizontales con n fracturas y parcialmente perforado, un error del 22% en comparación con el dato real de producción reportado, y para el segundo caso (pozo Maoping1) se presenta un error porcentual del 10% en comparación con el dato real de producción, como se observa en la Tabla 3.

Aunque la diferencia es mínima entre los resultados para el primero y segundo grupo de ecuaciones del pozo Shuping 1, esta se atribuye a la suposición de que el aceite fluye hacia el pozo horizontal directamente desde la formación cerca del pozo en el segundo grupo de ecuaciones, lo cual indica que las perforaciones extras entre las fracturas aportan un caudal de aceite pequeño en comparación con las fracturas. En general, estas sobre estimaciones de producción se deben también a que el modelo asume que la caída de presión es uniforme a lo largo del pozo horizontal y de las fracturas, la cual no es una.

4.5.3. Análisis del modelo de Guo & Schechter (1997)

Guo & Schechter presentaron su modelo IPR tanto para condiciones de Flujo Estable como para condiciones de Flujo pseudo-estable. En la Tabla 3 se puede apreciar los resultados que ofrece dicho modelo para ambas condiciones, aplicados a los pozos estudio: Shuping y Maoping. Se puede observar Errores del 18% y 33%

para el pozo Shuping, y del 20% y 40% para el pozo Maoping, errores reportados tanto para condiciones de Flujo Estable y Pseudo-estable respectivamente. Las posibles fuentes o causas de error se exponen a continuación:

- Este modelo matemático acopla de manera rigurosa flujo lineal en el reservorio y flujo lineal en la fractura. Sin embargo, los autores no tuvieron en cuenta un posible flujo radial desde las regiones de la fractura cercanas al wellbore hasta la cara del pozo. Tampoco se ha considerado un posible flujo desde regiones del yacimiento lejanas a la zona fracturada hacia dicha área. Obviar las anteriores suposiciones, ha podido conducir a los errores presentados por este modelo para el presente estudio, y que se pueden apreciar en la Tabla 2.
- Una de las principales suposiciones que emplearon los autores para desarrollar este modelo, es que las fracturas generadas por el fracturamiento tienen una longitud tal que llegan hasta los límites del área de drenaje. Esta suposición podría considerarse improbable, ya que difícilmente se logran realizar tratamientos de fracturamiento hidráulico en donde las fracturas sean tan grandes que lleguen hasta los límites externos del yacimiento. Por consiguiente, se podría considerar que este modelo no sería aplicable a los casos estudiados aquí, ya que las condiciones y propiedades del yacimiento no concuerdan con las suposiciones para las cuales se desarrolló el modelo, en donde las fracturas generadas en los pozos Shuping y Maoping no alcanzan los límites externos del reservorio.

4.5.4. Análisis del modelo de Gou & Yu (2009)

Evaluando los resultados obtenidos en la Tabla 4, para los pozos Shuping 1 y Maoping 1, usando los dos grupos de ecuaciones desarrolladas por Guo & Yu. Las ecuaciones para parcialmente dos fases presentan un error porcentual que se en-

cuentra dentro de un rango aceptable para ambos casos, en comparación con el error porcentual que presentan el primer grupo de ecuaciones para flujo monofásico, el cual sobrepasa el rango de aceptación.

Tabla 4 resultados del modelo de Guo & Yu.

Modelo	Pozo SHUPIN 1		Pozo MAOPING 1	
	Caudal de Aceite a 910 Psi	% Error	Caudal de Aceite a 1279 Psi	% Error
Modelo Analítico De Guo & Yu Para $P_{wf} > P_b$	45	9	171	33
Modelo Analítico De Guo & Yu Para $P_{wf} < P_b$	40	2	132	3
Dato real de Producción	41		128	

Por lo tanto fácilmente deducimos que el modelo más preciso es el modelo desarrollado por Guo & Yu para parcialmente dos fases que presenta el error más aceptable, sin embargo esta diferencia de cálculo en ambos grupos de ecuaciones puede atribuirse a varios factores: En primer lugar se relaciona con el valor de los índices de productividad, ya que estos tres parámetros no tienen el mismo valor y el valor más pequeño entre ellos controla la productividad del pozo. Esto significa que el valor de J_l que representa la etapa de flujo lineal yacimiento-fracturas es la etapa limitante, debido a que ambos tipos de flujo son interdependientes.

En segundo lugar la sobre estimación puede atribuirse a la suposición de una presión de fondo uniforme en toda la sección del pozo horizontal y de las fracturas, lo cual no es una suposición muy realista, ya que para que exista flujo de fluidos es necesario un diferencial de presión.

Sin embargo la indudable precisión del segundo grupo de ecuaciones sobre el primero se atribuye: a que parte del uso de la ecuación generalizada de Vogel que

puede ser utilizada para predecir la curva de IPR de los siguientes dos tipos de yacimiento:

- Yacimientos de aceite saturados $p_{wf} < p_b$
- Yacimientos de aceite sub saturados $p_{wf} > p_b$

El aumento inicial de producción se debe al gran tamaño del área de contacto que provee el pozo horizontal, por lo tanto inicialmente la fase de gas libre se encuentra ausente y la permeabilidad del reservorio contribuye al flujo de aceite. Como el aceite es producido la presión promedio en el límite del yacimiento decrece, la fase de gas es generada y el pozo comienza a producir tanto gas como aceite, esta producción multifásica reduce la permeabilidad efectiva del yacimiento resultando en una caída de producción del pozo horizontal.

4.5.5. Análisis del modelo de Yuan & Zhou (2010)

Como se puede apreciar en la Tabla 3, el modelo de Yuan & Zhou presenta los errores más importante de sobre-estimación de caudal para ambos casos de estudio. Estos errores de sobres-estimación pueden atribuirse a que:

- La principal suposición hecha por Yuan & Zhou, es que la producción total de un pozo horizontal con múltiples fracturas hidráulicas, es la suma de los caudales que aporta cada una de dichas fracturas (q_f) más un flujo directo desde la matriz del yacimiento hacia la cara del pozo horizontal (q_m). Mediante la implementación de la herramienta de cálculo (Inflow Performance Relationship of Multifractured Horizontal Wells), se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla 5 Resultados del modelo de Yuan & Zhou.

	Pozo Shuping 1	Pozo Maoping 1
(q_m) Bsl/D	47	294
(q_i) Bsl/D	64	67
q_t= (q_i) + (q_m) Bsl/D	111	361
Caudal Medido Bsl/D	41	128

Debemos ser conscientes además, que el modelo que presentan Yuan & Zhou, también puede ser aplicado a pozos horizontales sin fracturas, por lo cual, tiene en cuenta el flujo desde la matriz del yacimiento directamente hacia el pozo horizontal, por lo tanto a esta suposición a atribuimos la alta sobre estimación de caudal, un ejemplo claro de ello se aprecia en la Tabla 5, para el pozo Shuping 1, donde el caudal de la matriz equivale al 42% del caudal total del pozo horizontal fracturado y para el pozo Maoping 1 el 81%, otro ejemplo claro de sobre estimación atribuida a esta suposición se observa en los resultados del modelo de Hunjun Li, y ya que mayoría de los modelos estudiados, parten de la suposición, de que la producción de estos pozos proviene desde la matriz del yacimiento a la fractura, y luego de la fractura hacia el pozo, en ese orden estricto. Esta no es una suposición menor, ni mucho menos arbitraria, esta suposición se debe a que la mayoría de los pozos a los cuales se les realiza un fracturamiento hidráulico, son completados de manera tal, que la única comunicación entre el yacimiento y la cara del pozo, es a través de las fracturas.

- Una suposición que también pudo contribuir a obtener resultados diferentes del valor real de producción, es aquella que considera la presión de fondo constante a lo largo de todo el pozo horizontal. Siendo rigurosos en el análisis, esto no es real, pues debe existir una caída de presión en la sección horizontal del pozo para que haya flujo de fluidos.

- Este modelo se formuló para flujo monofásico, es decir, solo se considera flujo de aceite desde el yacimiento hacia el pozo. En otras palabras, la presión en cada punto del sistema, siempre será mayor que la presión de burbuja del aceite. Esta suposición se hace principalmente por conveniencia matemática, sin embargo, esto podría llevarnos a obtener resultados erróneos ya que podría alejarnos de la realidad. El petróleo que proviene del yacimiento y va hacia superficie, es sometido a una constante caída de presión, con la posibilidad de que la presión en algún punto del sistema caiga por debajo de su presión de burbuja, y cuando esto sucede, el aceite empieza a presentar un cambio de fase, pasa de fase líquida (petróleo) a fase gaseosa. Si este fenómeno no es tenido en cuenta a la hora de formular desarrollar el modelo, se pueden presentar errores en los resultados.

CONCLUSIONES

- Los modelos de IPR son simplificaciones de la simulación, que buscan evaluar más fácilmente la productividad, a partir de ecuaciones que reproduzcan el comportamiento de la producción de un pozo a determinadas caídas de presión.
- El flujo directo desde la matriz del yacimiento, hacia el pozo horizontal, es una suposición que aporta un mayor grado de error a los modelos de productividad para pozos horizontales con múltiples fracturas. Esto se debe, a que la mayoría de los completamientos para este tipo de pozos, se hacen de manera tal, que la única comunicación entre la formación y la cara del pozo es a través de la fractura. En consecuencia, si esta suposición no corresponde con el estado mecánico real del pozo, podría inducir errores significativos.
- El parámetro principal para aumentar la precisión de un modelo de IPR es el de tener en cuenta la mayor cantidad de fenómenos de flujo de fluidos entre yacimiento, fracturas y pozo horizontal. Sin embargo, se debe tener cuidado de no sobredimensionar el modelo, ya que la simulación se puede tornar demasiado robusta y compleja, y se pueden obtener modelos poco prácticos en su aplicación.
- El modelo propuesto por Guo & Yu (2009) para parcialmente dos fases, es el modelo más exacto de todos los estudiados. Esto se debe, a que este modelo tiene en cuenta diversos fenómenos de flujo que los demás modelos no consideran. Además, incluye una adaptación del modelo de Vogel generalizado, que puede ser aplicado para flujo monofásico y multifásico durante la producción.

RECOMENDACIONES

- Antes de desarrollar un método para predecir la productividad de un pozo horizontal con múltiples fracturas hidráulicas, es importante tener presente las propiedades de la formación, ya que de ello esto depende la forma de las fracturas y sus propiedades de flujo.
- El presente trabajo, provee una aproximación para el estudio de la productividad de yacimientos no convencionales tipo shale oil. Los cuales recurren al uso en conjunto de pozos horizontales y fracturas hidráulicas para viabilizar la explotación de este tipo de yacimientos.
- Evaluar los modelos estudiados en este proyecto, pero con datos de pozos de campos Colombianos.
- Analizar y evaluar, los modelos propuestos para predecir la productividad de pozos horizontales de gas con múltiples fracturas hidráulicas y aplicarlos en campos Colombianos.
- Evaluar la aplicabilidad que tendrían estos modelos para pozos horizontales fracturados completados en yacimientos no convencionales.

BIBLIOGRAFIA

- B. GUO & D.S. SCHECHTER. a simple and rigorous mathematical model for estimating inflow performance of wells intersecting long fractures. New Mexico: New Mexico Institute of Mining and Technology, 1997.
- DOE/EIA. «Annual Energy Outlook 2012 with Projections to 2035.» Junio 2012.
- E. OZKAN. & H. KASEMI. Pressure-Transient-Analysis of Horizontal Wells with Transverse, Finite-Conductivity Fractures. Colorado: Colorado School of Mines. Petroleum Society. PAPER 2006-262, June 2006.
- FIKRI J. KUCHU. Well Testing and Interpretation for Horizontal Wells. schlumberger Technical Services inc. SPE - 25232, January 1995.
- FOLARIN ADEKOYA. Production decline analysis of horizontal well in gas reservoirs. West Virginia: Department of Petroleum & Natural Gas Engineering West Virginia University, 2009.
- FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO, PH.D. Análisis Moderno de Presiones de Pozo. Neiva, Huila, Noviembre de 2003.
- GIGER F.M. Horizontal Wells Production Techniques in Heterogeneous Reservoirs. Paper SPE 13710, 1985.
- GIGER F.M. The Reservoir Engineering Aspects of Horizontal Drilling. SPE 13024, 1984.
- GUO & YU. A Simple Analytical Model for Predicting Productivity of Multifractured Horizontal Wells. Louisiana: University of Louisiana at Lafayette. SPE - 114452, June 2009.
- GUO G. AND EVANS R.D. Inflow Performance of a Horizontal Well Intersecting Natural Fractures. SPE 25501, 1993.
- GUO Y SCHECHTER. A Simple and Rigorous Mathematical Model for Estimating Inflow Performance of Wells Intersecting Long Fractures. New Mexico: New Mexico Institute of Mining Technology, 1997.
- HONG YUAN & ZHOU. A new model for predicting inflow performance of fractured horizontal wells. Xian Shiyou University. SPE - 133610, May 2010.

- HUJUN LI. A New Method to Predict Performance of Fractured Horizontal Wells. China: Daqing Petroleum institute. SPE - 37051., November 1996.
- INDEPENDENT OIL & GAS ASSOCIATION OF NEW YORK. Homegrown Energy The Facts About Natural Gas Exploration of the Marcellus Shale, 2009.
- JOSHI S.D. A Review of Horizontal Well and Drainhole Technology. Paper SPE 16868; 1987.
- JOSHI S.D. Augmentation of Well Productivity with Slant and Horizontal Wells. SPE 15375, 1988.
- KARCHER B.J, GIGER F.M & COMBE J. Some Practical Formulas to Predict Horizontal Well Behavior. Paper SPE 15430, 1986.
- KAZEMI. H. Pressure Transient Analysis of Naturally Fractured Reservoir with Uniform Fracture Distributio. SPE - J 45162 Trans. AIME 246, December 1969.
- M. SOLIMAN. Fracturing horizontal wells in gas reservoirs. Halliburton Energy Services. SPE - 59096, November 1999.
- Mc GUIRE AND SIKORA. The Effect of Vertical Fractures on Well Productivity. 1960.
- MUKHERJEE & ECONOMIDES. A Parametric Comparison of Horizontal and Vertical Well Performance. Schlumberger SPE 18303, June, 1991.
- NIND T.E.W. Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros. Ontario, Canadá: Trent University, 1987.
- RAGHAVAN R & JOSHI S.D. Productivity of Multiple Drainholes or Fractured Horizontal Wells. SPEFE 11-16, 1993.
- RAYMOND AND BINDER. Productivity of Wells in Vertically Fractured and Damaged Formations. 1967.
- ROLAND N. HORNE. Modern well test analysis a Computer-Aided approach. Stanford: Stanford University, 1990.
- SADA D. JOSHI, PH.D. Horizontal Well Technology. Tulsa Oklahoma: pennwell Publishing Company, September 6, 1991.

- TAREK AHMED. Reservoir Engineering Handbook. Third Edition. 2011.
- VAN POOLLEN. Productivity vs Permeability Damage in Hydraulically Fractures; Van Pollen. H.K, 1957.
- WARREN, J.E. & ROOT, P.J. «The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs.» SPE Journal, September, 1963: pp.445 – 455.
- WEI Y. AND ECONOMODES M.J. Transverse Hydraulic Fractures From a Horizontal Well. Paper SPE 94671, 2005.

ANEXO A

HERRAMIENTA DE EXCEL

Inflow performance relationship of multifractured horizontal wells

La herramienta desarrollada para evaluar el IPR de pozos horizontales con múltiples fracturas hidráulicas, es un programa simple y de fácil manejo. Creada en base a los cinco modelos más utilizados hoy día para describir la productividad de un pozo horizontal con múltiples fracturas:

- Modelo de Guo & Yu
- Modelo de Hujun Li
- Modelo de Guo & Schechter
- Modelo de Mukherjee & Economides
- Modelo de Yuan & Zhou

En este corto manual, primero se explicara la estructura del programa, y de que formar el usuario puede acceder a cualquiera de los modelos expuestos anteriormente, más adelante se procede a explicar de qué manera el usuario puede ingresar los datos requeridos para el cálculo en los modelos.

Una vez en usuario ingresa al programa, aparecerá el recuadro del menú principal (Figura 1), en el cual podrá escoger cualquiera de las opciones para comenzar su análisis de productividad. Cada uno de los modelos presentes en este programa, ofrece a su vez varias opciones para realizar en el análisis como se señala en la Figura 2, por lo cual algunos requieren de datos diferentes para calcular el IPR.

Para utilizar el programa, seleccionamos la opción de IPR más conveniente para nuestro análisis de productividad, damos clic sobre la opción y a continuación aparecerá la ventana de cálculo del modelo seleccionado. Por ejemplo, como se pue-

de apreciar en la figura 3, para el modelo de Guo & Yu en la opción de Flujo Monofásico (Aceite) Para $P_{wf} > P_b$.

En cada una de las ventanas, se observan las diversas fórmulas empleadas por cada modelo de productividad (Figura 4), lo cual permite al usuario entender más fácilmente la metodología expuesta por cada autor en relación al los tratamiento de la información.

Al lado derecho del recuadro de fórmulas, de cada modelo, se encuentra la tabla de propiedades generales³³, esta tabla (Figura 5) se encuentra conformada por las columnas de:

- *Variable*: en la cual se encuentran las variables empleadas por las formulas.
- *Símbolo*: en la cual se encuentran los símbolos que representan a cada variable en las formulas.
- *Valor*: casillas en las cuales se introducen lo datos para cada variable.
- *Unidades*: indica el tipo de unidades con que trabaja cada formula, unidades SI ó unidades de campo.

Como se observa en la Figura 6, en el tabal de propiedades generales, ingresamos los datos de las propiedades petrofísicas tanto del yacimiento como de las fracturas, en las casillas (L8) hasta (L18) de la columna **valor**. Las casillas sombreadas desde la (L19) hasta (L22), son casillas que se encuentran bloqueadas, ya que corresponde a constante ó resultados de cálculo.

Sobre la tabla de propiedades generales, se encuentra la casilla de *Número de Fracturas* como se observa en la figura 5, se aclara que, dependiendo del número de fracturas, el programa habilitara automáticamente dos nuevas tablas:

³³ *Propiedades generales: Datos ó propiedades petrofísicas (del yacimiento y de las fracturas) que no cambian en relación al número de fracturas.*

- La primera para el ingreso de las propiedades individuales de cada una de las fracturas
- La segunda para los resultados de cálculo de cada una de las fracturas

Por ejemplo para el análisis de tres fracturas en un pozo horizontal (Figura 7). Una vez ingresados todos los datos en las tablas, el programa provee al usuario los resultados de la tasa de flujo de aceite que aporta cada una de las fracturas al pozo horizontal, tasa de flujo total de aceite que produce el pozo horizontal con n fracturas y automáticamente se obtiene la gráfica de IPR como se observa en la figura 8. Esta grafica de IPR permite que el usuario pueda determinar la tasa de flujo de aceite a cualquier caída de presión.

Figura. 59 Menú principal

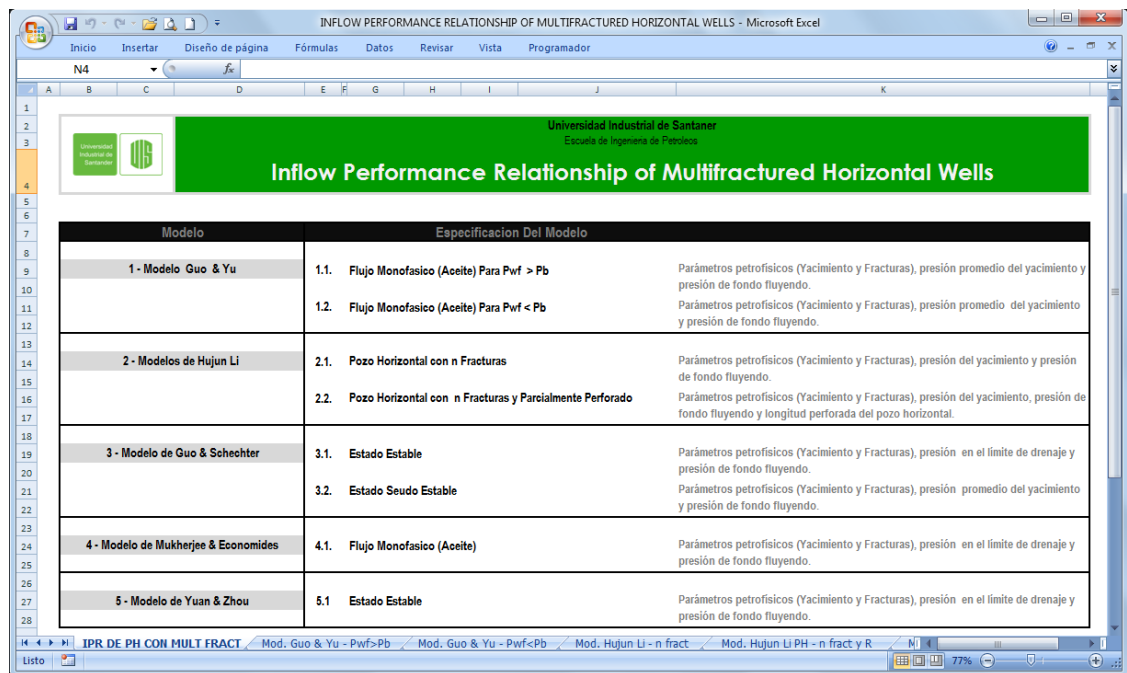


Figura. 60 Características del menú principal

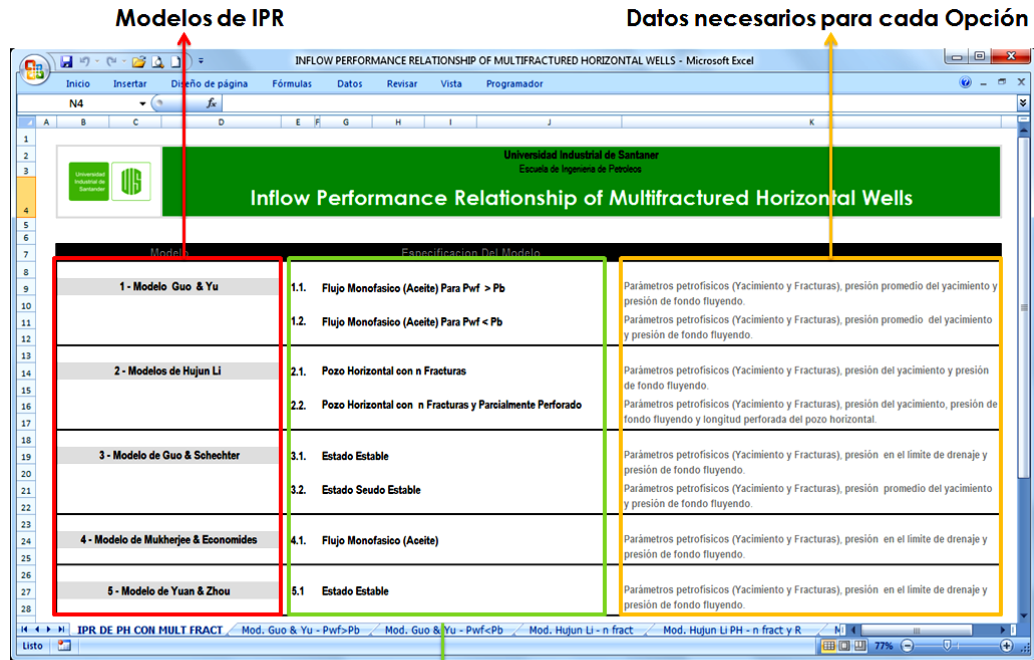


Figura. 61 Ejemplo de selección en el menú principal

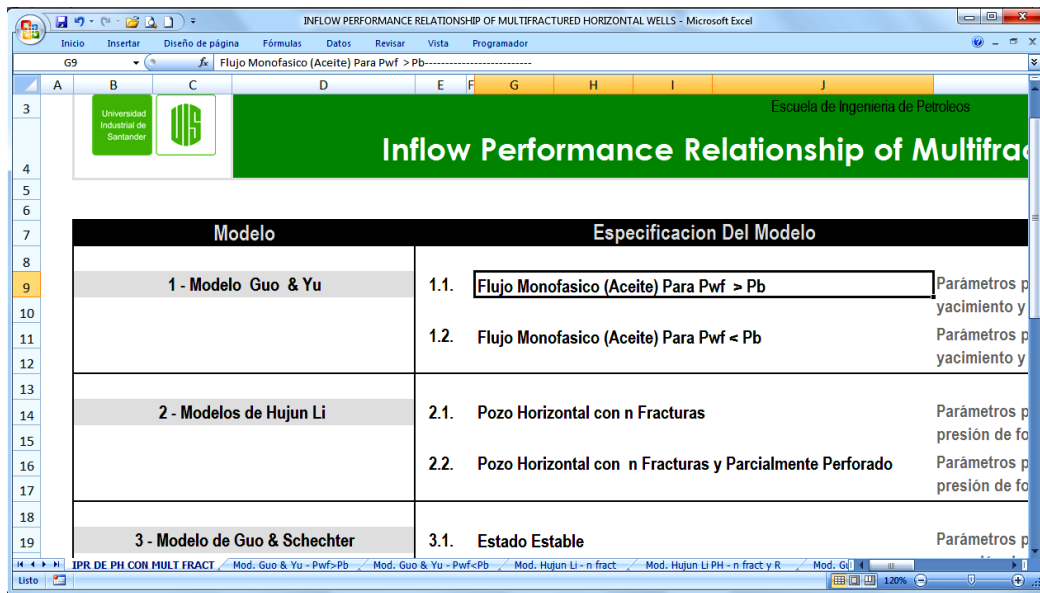


Figura. 62 Vista de cálculo del modelo de Guo & Yu para Pwf>Pb

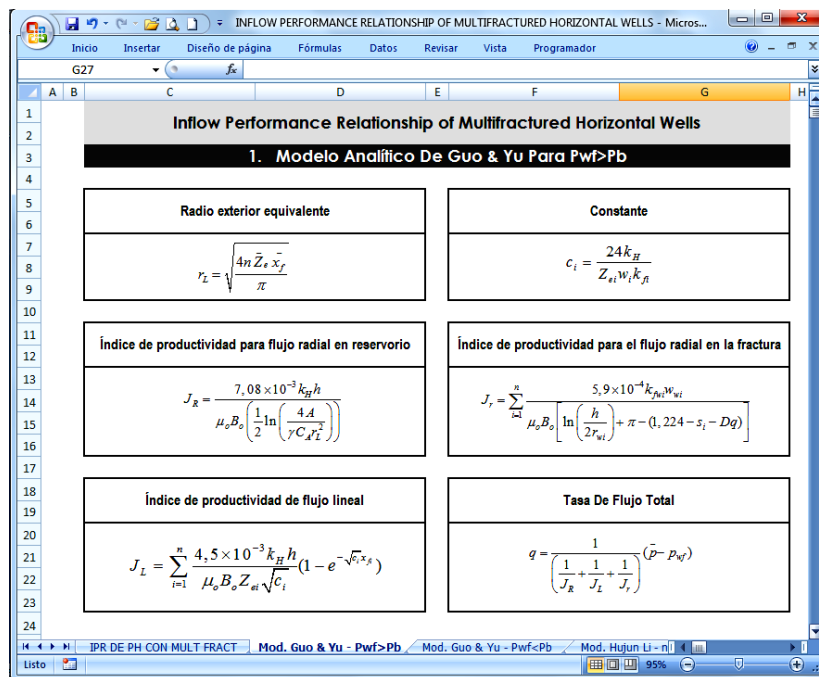


Figura. 63 Tabla de propiedades generales del modelo de Guo & Yu para Pwf>Pb

Inflow Performance Relationship of Multifractured Horizontal Wells

1. Modelo Analítico De Guo & Yu Para Pwf>Pb

Número de fracturas: n **3** INICIO

PROPIEDADES GENERALES

Variable	Simbolo	Valor	Unidades
Permeabilidad horizontal del yacimiento	K_H	1,3	md
Espesor del net-pay	h	46	ft
Factor volumétrico de formación del aceite	B_o	1,13	Rb/STB
Viscosidad del aceite	μ_o	3,5	cp
Factor de forma del área de drenaje del pozo	C_A	4,9	Adimen
Area de drenaje del pozo	A	2613600	ft ²
Radio del pozo	r_{wi}	0,22	ft
Factor de daño del pozo en la fractura	s_i	4	Adimen
Coefficiente de flujo no Darcy	D	0	(Mscf ⁻¹)
Tasa de producción de aceite	q	43	STB/D
Distancia promedio entre fracturas	\bar{Z}_e	313	ft
Longitud promedio de las fracturas	\bar{X}_f	743	ft
Constante	γ	1,78	Adimen
Radio exterior equivalente	r_L	942,50	ft
Índice de productividad para flujo radial en reservorio	J_R	0,71	STB/D - Psi

Figura. 64 Ingreso de datos en la tala de propiedades generales

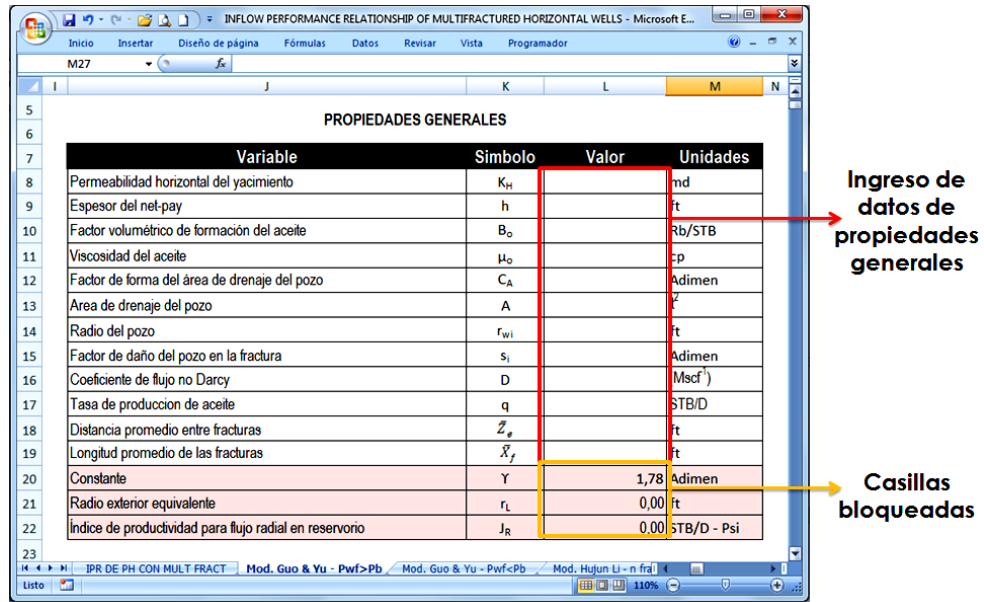


Figura. 65 Tabal de propiedades y resultados de cada fractura

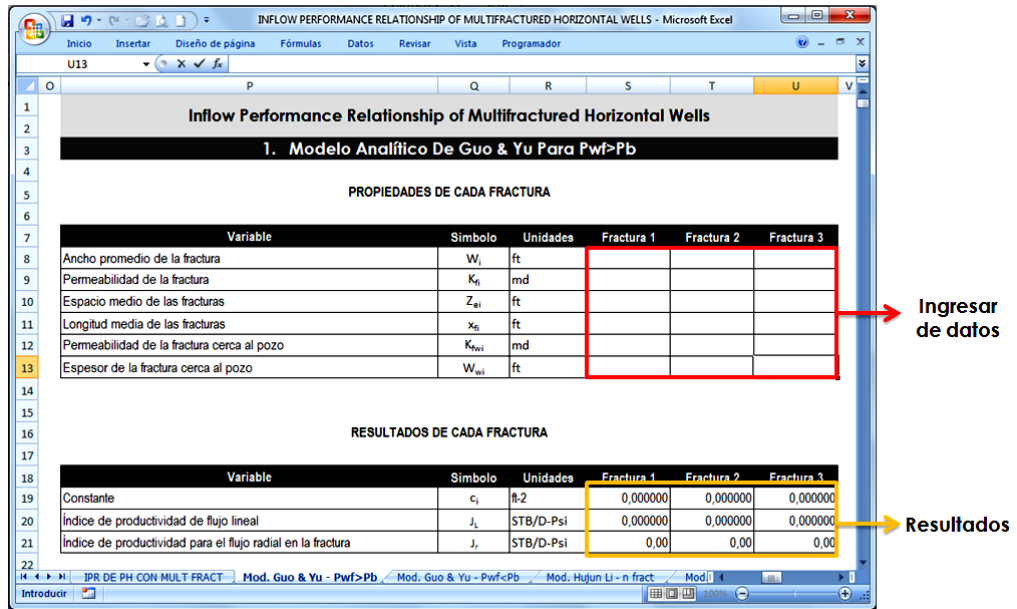


Figura. 66 Tabla de resultados y grafica de IPR

