



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

Evaluación de pozos de alto ángulo en arenas apretadas naturalmente fracturadas con fluidos composicionales

Julián Alfonso Clavijo Alvarez

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Minas
Medellín, Colombia
2017

Evaluación de pozos de alto ángulo en arenas apretadas naturalmente fracturadas con fluidos composicionales

Julián Alfonso Clavijo Alvarez

Tesis o trabajo de investigación presentada(o) como requisito parcial para optar al título
de:

Magister en Ingeniería de Petróleos

Director (a):

Ph.D. Juan Manuel Mejía

Este trabajo de investigación se enmarca en el proyecto:

**“EVALUACIÓN EXPERIMENTAL Y PRUEBA PILOTO DE RECOBRO MEJORADO DE
HIDROCARBUROS EN EL PIEDEMONTE LLANERO MEDIANTE LA INYECCIÓN DE
GAS MEJORADO CON AGENTES QUÍMICOS”**

Soportado por los Grupos de Investigación:

Yacimientos de Hidrocarburos,
Dinámicas de Flujo y Transporte en Medios Porosos

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas

Medellín, Colombia

2017

Dedicado a mi mamá y hermanos por ser el motor de mi vida.

Agradecimientos

La motivación de este estudio es resultado de la filosofía del personal técnico y directivo de Equion Energía Ltd., en donde se promueve la investigación, la formación de su personal y a repensar la forma de hacer las cosas.

Agradezco la colaboración, soporte técnico y motivación de Carlos Herrera, ingeniero de Yacimientos de Equión. Su apoyo técnico ha ampliado la perspectiva de Equión en la evaluación de yacimientos naturalmente fracturados

Un agradecimiento a Juan Manuel Mejía, director de este trabajo de grado, por su orientación durante el desarrollo y al conocimiento compartido durante la realización de la maestría.

A Zorel Gutierrez, Geólogo de Piedemonte por su trabajo innovador que nos ha permitido ahondar en el entendimiento de yacimientos naturalmente fracturados. A mis compañeros de la maestría Magda, Harold, Alejandro, Diego, Oscar por todo el aporte de conocimiento y momentos compartidos durante la maestría.

A Elias Roys (ingeniero de yacimientos de Equion) y Yessica Mateus (soporte CMG Colombia) por su soporte en el manejo de CMG/CMOST.

Agradezco el aporte de todo el personal técnico de Equión y Ecopetrol que de una y otra forma influenció y permitió la realización de este estudio.

Resumen

Los yacimientos naturalmente fracturados representan un gran reto para la industria, ya que tradicionalmente exhiben niveles de recobro bajos asociado a la combinación de varios fenómenos como la entrada temprana de agua por canalización en la red de fracturas conectada, productividad de pozos variada dependiente del grado de fracturamiento natural, declinación agresiva de las fases hidrocarburo asociado al grado de conexión/alimentación entre la matriz y las fracturas naturales, entre otros. Los más recientes esfuerzos se han enfocado en la maximización del recobro en campos existentes a través del diseño de pozos que incrementan la probabilidad de alcanzar productividades económicamente rentables.

El siguiente estudio de modelamiento tiene como principal motivación el entendimiento del impacto de las principales variables que gobiernan el flujo de fluidos en yacimientos naturalmente fracturados como las propiedades de fractura (magnitud y dirección de las fracturas) y el espaciamiento, así como su influencia en el diseño de pozos de alto ángulo en arenas apretadas.

El recobro de hidrocarburos en yacimientos con las condiciones de Mirador en el Complejo Pauto, tiene un comportamiento sensible a cualquier valor de exceso de permeabilidad (K_f/K_m) en donde pozos con trayectorias de alto ángulo recuperan un volumen mayor de hidrocarburo en comparación con pozos verticales. Por su parte el diseño de la trayectoria en función del plano de fracturas debe ser parte fundamental del flujo de trabajo debido a que trayectorias perpendiculares al plano de fracturas presentan incrementales de entre 20% y 40% en comparación con trayectorias paralelas al plano de fracturas o trayectorias verticales respectivamente.

Palabras clave: YNF, apretadas, fracturas, exceso de permeabilidad, pozos, alto ángulo.

Abstract

Naturally fractured reservoirs represent one of the main challenges faced by the oil industry in recent years, given that traditionally low recoveries are exhibited due to a combination of different phenomena such as early water encroachment associated to channeling through the natural fractured network, variability on wells productivity depending on the degree or intensity of natural fractures, aggressive hydrocarbon decline rate due to the level of connectivity between the matrix/fracture, among others. Recent efforts have been focused on Hydrocarbon recovery maximization on existing fields by designing Wells that increase the probability to reach productivities that are financially profitable.

The following modelling study is motivated to provide a better understanding of the impact associated to the uncertainty on the main variables that govern fluids flow on naturally fractured reservoirs such fracture properties (magnitude, orientation) and fracture spacing and its influence on high angle wells for tight sands on a well design basis.

The hydrocarbon recovery on reservoirs such as Mirador on Pauto Complex is sensitive to any excess permeability scenario (K_f/K_m) where high angle wells exhibit higher recoverable volume when compared to vertical wells. On the other hand, well design such as the orientation in respect to the fracture plane must be an essential part of the workflow given that N_p of wells perpendicular to the fracture plane is 20% to 40% higher when compared to wells parallel to the fracture plane and vertical ones respectively.

Keywords: NFR, tight, fractures, permeability excess, Wells, high angle

Contenido

	Pág.
Resumen	V
Abstract	VI
Lista de figuras	IX
Lista de tablas	XIII
Lista de Símbolos y abreviaturas	XIV
Introducción	1
1. Marco Teórico y Descripción del Campo	4
1.1 Geología estructural	4
1.2 Propiedades de la matriz.....	6
1.3 Propiedades de fractura	7
1.3.1 Orientación y familias de fracturas	8
1.3.2 Espaciamiento de fracturas	10
1.3.3 Apertura de fractura	12
1.3.4 Permeabilidad de fractura	12
1.4 Interacción roca-fluido	14
1.4.1 Curvas de permeabilidad relativa.....	14
1.4.2 Presión capilar	18
1.5 Diseño pozos	23
2. Descripción del Modelo y Metodología de Evaluación	29
2.1 Modelo Físico	29
2.1.1 Tamaño y tipo de malla.....	30
2.1.2 Tamaño de celda	31
2.1.3 Refinamiento Local (LGR)	31
2.2 Metodología de Evaluación	33
2.3 Construcción del modelo base y de sensibilidad	35
2.3.1 Descripción Caso Base.....	36
2.3.2 Análisis de sensibilidad.....	38

3. Evaluación y Resultados	42
3.1 Recobro de hidrocarburos.....	42
3.1.1 Recobro de hidrocarburos en función del exceso de permeabilidad.....	48
3.1.2 Recobro de hidrocarburos en función del diseño de pozo.....	50
4. Conclusiones y recomendaciones	55
4.1 Conclusiones.....	55
4.2 Recomendaciones.....	57
Bibliografía	59
A. Anexo: Sensibilidad al tamaño de celda y refinamiento local	61
A.1 Tamaño de celda.....	61
A.2 Refinamiento Local (LGR).....	66
B. Anexo: Resumen escenarios evaluados en estudio de sensibilidad	74

Lista de figuras

	Pág.
Figura 1-1: Sección balanceada que muestra la geometría de la cuña tectónica [1]. .	4
Figura 1-2: Secciones estructurales sobre los pozos del Complejo Pauto [2]. En Blanco se enmarca las diferentes estructuras apiladas del Complejo Pauto y las líneas verdes corresponden a la Formación Mirador.	5
Figura 1-3: Correlación porosidad – permeabilidad a partir de datos de corazones adquiridos en pozos del Complejo Pauto.....	7
Figura 1-4: Vista en estereográfica en hemisferio inferior de polos de fracturas abiertas en Campos Floreña y Complejo Pauto [4].....	8
Figura 1-5: Esquema estructural del complejo Pauto con representación polar de las fracturas medidas de UBI en pozo los puntos blancos representan fracturas abiertas críticamente estresadas [5].....	9
Figura 1-6: Afloramiento Q. Piñalerita Formación Mirador, Piedemonte Llanero Colombiano, fracturas (líneas rojas) atraviesan la matriz de al menos tres tipos de roca (líneas amarillas) hay cierta diferencia en el comportamiento de las fracturas según sea el caso de propiedades elásticas [5].....	10
Figura 1-7: Núcleos con fracturas abiertas a parcialmente abiertas, de alto ángulo y presentan una intensidad menor a 1 pie (Las aperturas más pronunciadas son producto de la manipulación del núcleo) [5].	11
Figura 1-8: Escala microscópica de fracturas y fallas con diversas aperturas intra e inter granulares [5].	11
Figura 1-9: Variación de la permeabilidad como función del esfuerzo efectivo en BKD-1 muestra macro fracturada [6].	13
Figura 1-10: Comparación capacidad de flujo a partir de registros eléctricos y pruebas de transientes de presión.	13
Figura 1-11: Curva de permeabilidad relativa gas-aceite campo Complejo Pauto.	15
Figura 1-12: Curva de permeabilidad relativa gas-aceite ajustada usando correlación Corey [8].	16
Figura 1-13: Curva de permeabilidad relativa gas-aceite fractura vs matriz usando correlación Corey y número capilar.	17
Figura 1-14: Presión capilar máxima aceite agua estimada a partir de datos de presiones para el campo Complejo Pauto.	19
Figura 1-15: Presión capilar aceite-agua para la matriz medidas en laboratorio (convertidas a partir de sistema Hg-Aire).....	20

Figura 1-16:	Presión capilar aceite-agua matriz a partir correlación Brooks-Corey.....	20
Figura 1-17:	Regiones típicas generadas en un sistema de gas condensado [9]	21
Figura 1-18:	Presión Capilar gas aceite en sistemas de gas condensado.	22
Figura 1-19:	Área de drenaje para permeabilidades isotrópicas y anisotrópicas. Una relación pura pondría el pozo adicional en el centro de los cuatro pozos existentes. En un yacimiento con permeabilidad anisotrópica esto puede llevar a la peor ubicación posible dado que la relación geométrica ubicaría el pozo nuevo en un área ya depletada por la producción de pozos adyacentes [13].	24
Figura 1-20:	Comparación productividad pozo vertical vs pozo alto ángulo.....	27
Figura 1-21:	Interpretación prueba restauración de presión pozos vertical vs alto ángulo desde el mismo pozo original.	27
Figura 1-22:	Comparación daño de formación en pozos del campo.	28
Figura 2-1:	Malla caso de estudio 63x63x10 celdas con refinamiento local.	30
Figura 2-2:	Sensibilidad refinamiento local. a) Refinamiento 1-LGR1; b) Refinamiento 2 –LGR1 (Corto) Tipo X; c) Refinamiento 3-LGR2; d) Refinamiento 4 –LGR2 (Corto) Tipo X.	32
Figura 2-3:	Diagrama de flujo resumen proceso para generación y evaluación análisis sensibilidad NFR.	33
Figura 2-4:	Orientación malla en relación a la orientación de las fracturas y la estructura del campo Complejo Pauto.	36
Figura 2-5:	Rango curvas Krog usadas en el análisis de sensibilidad.....	40
Figura 3-1:	Rango acumulado gas para todas las simulaciones realizadas.	43
Figura 3-2:	Rango acumulado condensado para todas las simulaciones realizadas.	43
Figura 3-3:	Rango caudal de gas inicial para todas las simulaciones realizadas.	44
Figura 3-4:	Producción de gas acumulada escenarios simulados por trayectoria. Figura superior Gp pozo vertical; Figura inferior izquierda Gp pozos alto ángulo paralelo al plano de fractura; Figura inferior derecha Gp pozos alto ángulo perpendicular al plano de fractura.	45
Figura 3-5:	Caudal de gas inicial escenarios simulados por trayectoria. Figura superior Qg pozo vertical; Figura inferior izquierda Qg pozos alto ángulo paralelo al plano de fractura; Figura inferior derecha Qg pozos alto ángulo perpendicular al plano de fractura.	45
Figura 3-6:	Presión en la matriz escenarios simulados por trayectoria. Figura superior Pmatriz pozo vertical; Figura inferior izquierda Pmatriz pozos alto ángulo paralelo al plano de fractura; Figura inferior derecha Pmatriz pozos alto ángulo perpendicular al plano de fractura.	46
Figura 3-7:	Saturación aceite final en la fractura escenarios simulados por trayectoria. Figura superior So fractura pozo vertical; Figura inferior izquierda So fractura pozos alto ángulo paralelo al plano de fractura; Figura inferior derecha So fractura pozos alto ángulo perpendicular al plano de fractura.	46
Figura 3-8:	Saturación aceite final en la matriz escenarios corridos por trayectoria. Figura superior So matriz pozo vertical; Figura inferior izquierda So matriz pozos alto ángulo paralelo al plano de fractura; Figura inferior derecha So matriz pozos alto ángulo perpendicular al plano de fractura.	47

Figura 3-9: Efecto del exceso de permeabilidad sobre la productividad inicial en pozo vertical (izquierda) y pozo de alto ángulo perpendicular al plano de fracturas (derecha). 48

Figura 3-10: Efecto del exceso de permeabilidad en el recobro final de líquidos para pozo con trayectoria de alto ángulo..... 49

Figura 3-11: Efecto del exceso de permeabilidad a diferentes espaciamientos de fractura en el caudal inicial de gas para pozo de alto ángulo..... 49

Figura 3-12: Efecto del exceso de permeabilidad a diferentes espaciamientos de fractura en la saturación de condensado retrogrado generado en la matriz para pozo de alto ángulo. 50

Figura 3-13: Sensibilidad orientación pozo y su efecto en el caudal inicial de gas a diferentes excesos de permeabilidad. Franja verde: trayectorias perpendiculares al plano de fracturas naturales – diferentes longitudes; Franja naranja: trayectorias paralelas al plano de fracturas naturales – diferentes longitudes; Línea roja: pozo vertical. 51

Figura 3-14: Sensibilidad orientación pozo y su efecto en el acumulado de condensado a diferentes excesos de permeabilidad a un mismo daño de formación. Franja verde: trayectorias perpendiculares al plano de fracturas naturales – diferentes longitudes; Franja naranja: trayectorias paralelas al plano de fracturas naturales – diferentes longitudes; Línea roja: pozo vertical..... 51

Figura 3-15: Efecto de la longitud en pozo desviado perpendicular al plano de fractura en el recobro de condensado al último día simulado a diferentes excesos de permeabilidad. 53

Figura 3-16: Efecto de la longitud en pozo desviado perpendicular al plano de fractura en el caudal inicial de gas a diferentes excesos de permeabilidad. 53

Figura 3-17: Efecto del daño de formación en la recuperación de condensado para un pozo de alto ángulo perpendicular al plano de fracturas naturales. 54

Figura A-1: Perfil de producción de gas todos los escenarios 62

Figura A-2: Perfil de producción de aceite todos los escenarios..... 62

Figura A-3: Perfil de producción de agua todos los escenarios 63

Figura A-4: Tasa de producción de gas comparativa entre casos con mismo refinamiento vertical y sensibilidades en refinamiento horizontal..... 63

Figura A-5: Saturación de aceite en la fractura y la matriz al tope de la estructura vs distancia a los 761 días simulados – Sensibilidad tamaño de celda en la horizontal 64

Figura A-6: Saturación de aceite en la fractura y la matriz a la base de la estructura vs distancia a los 761 días simulados – Sensibilidad tamaño de celda en la horizontal.. 65

Figura A-7: Presión en la fractura y la matriz a la base de la estructura vs distancia a los 761 días simulados – Sensibilidad tamaño de celda en la horizontal 66

Figura A-8: Sensibilidad refinamiento local. a) Refinamiento 1-LGR1; b) Refinamiento 2 –LGR1 (Corto) Tipo X; c) Refinamiento 3-LGR2; d) Refinamiento 4 –LGR2 (Corto) Tipo X. 67

Figura A-9: Comparación saturaciones aceite (banco condensado) con distancia (en dirección x) para modelo con mayor refinamiento (LGR1 Tipo X) vs No LGR y LGR1.... 68

Figura A-10: Comparación saturaciones aceite (banco condensado) con distancia (en dirección x) para modelo con mayor refinamiento (LGR1 Tipo X) vs LGR2 y LGR2 Tipo X 69

Figura A-11:	Comparación saturaciones aceite (banco condensado) con distancia (en dirección y) para modelo con mayor refinamiento (LGR1 Tipo X) vs No LGR y LGR1.	70
Figura A-12:	Comparación saturaciones aceite (banco condensado) con distancia (en dirección y) para modelo con mayor refinamiento (LGR1 Tipo X) vs LGR2 y LGR2 Tipo X.	71
Figura A-13:	Comparación kro con distancia (en dirección x) para modelo con mayor refinamiento (LGR1 Tipo X) vs No LGR y LGR1	72
Figura A-14:	Comparación kro con distancia (en dirección x) para modelo con mayor refinamiento (LGR1 Tipo X) vs LGR2 y LGR2 Tipo X.....	73
Figura B-1:	Experimentos evaluados propiedades de fractura y matriz [permeabilidad de fractura (Kfi), de matriz (Kmi) y espaciamento (Sp)]	76
Figura B-2:	Experimentos evaluados variables diseño pozo (daño, trayectoria-longitud).	76
Figura B-3:	Resultados corridas pozo vertical.	77
Figura B-4:	(Continuación) Resultados corridas pozo vertical.	78
Figura B-5:	Resultados corridas pozo alto ángulo paralelo al plano de fractura.	79
Figura B-6:	(Continuación) Resultados corridas pozo alto ángulo paralelo al plano de fractura.	80
Figura B-7:	Resultados corridas pozo alto ángulo perpendicular al plano de fractura. ...	81
Figura B-8:	(Continuación) Resultados corridas pozo alto ángulo perpendicular al plano de fractura.	82
Figura B-9:	Efecto del espaciamento de fractura en el recobro final de gas y condensado para un pozo de alto ángulo perpendicular al plano de fracturas.	83
Figura B-10:	Efecto de la trayectoria y longitud a diferente exceso de permeabilidad sobre el recobro de gas a los 4 años.	84
Figura B-11:	Efecto de la trayectoria y longitud a diferente exceso de permeabilidad sobre la saturación de condensado en la fractura.	84

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 1-1: Tensión interfacial gas-condensado a diferentes presiones. Obtenido de la ecuación de estado calibrada con pruebas PVT para el fluido del campo Complejo Pauto.	22
Tabla 2-1: Longitud total lateral para cada trayectoria evaluada.....	39
Tabla B-1: Diseño de Experimentos CMOST.....	74

Lista de Símbolos y abreviaturas

Subíndices

Subíndice	Término
f	Fractura
m	Matriz
i	Dirección en x
j	Dirección en y
k	Dirección en z
g	Gas
o	Aceite
w	Agua
nw	No humectante (non wetting)
w	Humectante (wetting)

Abreviaturas

Abreviatura	Término
bnm	Bajo nivel del mar
NTG	Siglas en inglés relación arena neta vs arena total (Net to Gross)
LGR	Siglas en inglés refinamiento local (Local Grid Refinement)
PVT	Presión-Volumen-Temperatura
CMG	Computer Modeling Group
NE	Siglas en inglés Nor-oeste (North East)
NW	Siglas en inglés Nor-este (North West)
SE	Siglas en inglés Sur-este (South East)
SW	Siglas en inglés Sur-oeste (South West)
UBI	Siglas en inglés nombre registro de imágenes (Ultrasonic Borehole Image)
YNF	Yacimiento Naturalmente Fracturado
USD	Siglas en inglés dólares Estados Unidos ("United States Dollars")
X	Exceso de permeabilidad (Kf/Km)
Kr (o,g,w)	Permeabilidad relativa a una fase
Pc (o,g,w)	Presión Capilar entre dos fases

Introducción

Los yacimientos naturalmente fracturados representan un gran reto para la industria, ya que presentan un grado de complejidad adicional en el entendimiento del flujo de fluidos en el medio poroso. Estos tradicionalmente exhiben niveles de recobro bajos asociado a la combinación de varios fenómenos como lo son la productividad de pozos variada dependiente del grado de fracturamiento natural y del número de fracturas contactadas por el pozo, declinación agresiva de las fases hidrocarburo asociado al grado de conexión/alimentación entre la matriz y las fracturas naturales y la entrada temprana de agua por canalización en la red de fracturas conectada (en particular en la cercanía al acuífero).

El Piedemonte Llanero Colombiano tiene un nivel de complejidad estructural elevado, con presencia de fracturas naturales que dominan gran parte de los procesos de los fluidos al interior del reservorio, haciendo de estos yacimientos heterogéneos y anisotrópicos de carácter dual (doble porosidad, doble permeabilidad). El campo Complejo Pauto, al ser parte del Piedemonte Llanero, exhibe la naturaleza fracturada debido a la superposición de eventos que empiezan desde el enterramiento de las rocas depositadas hasta la inversión tectónica de las estructuras con reactivación de algunas fallas. Este campo es caracterizado por ser un yacimiento de areniscas apretadas que almacenan un gas condensado rico con variación composicional con profundidad y que según la escala de Nelson, pueden ser catalogados como tipo II y III en donde las fracturas proveen principalmente la permeabilidad del yacimiento.

La complejidad estructural y la profundidad de los yacimientos conllevan a altos tiempos y costos de perforación (superiores a 50 MMUSD/pozo), que en combinación con la calidad del yacimiento y por tanto la variabilidad en la productividad de los pozos, así como la tasa de declinación, se traducen en proyectos que pueden presentar marginalidad financiera. El entendimiento del impacto de elementos como geometría, espaciamento y apertura de fractura así como las escalas a modelar influyen

parámetros de permeabilidad intrínseca y efectiva de fractura, porosidad y factor sigma, claves para responder la pregunta de “Qué pozo se debe diseñar que garantice y/o maximice el recobro de condensados en el menor tiempo posible?”.

Los más recientes esfuerzos se han enfocado en la maximización del recobro en campos con yacimientos naturalmente fracturados a través del diseño de pozos que incrementan la probabilidad de alcanzar productividades económicamente rentables, es así como Girardi [13] presenta el éxito técnico al perforar pozos de alto ángulo en el campo Macueta (área de Acambuco, Noroeste, Argentina) el cual es considerado como yacimiento apretado naturalmente fracturado. El caso de estudio presenta un aumento de hasta 40 veces la productividad de pozos verticales y de alto ángulo que no se encontraban diseñados de la forma óptima en relación a la orientación en relación a las fracturas y al diseño del completamiento. Bagherian et al. [12], simuló el comportamiento del recobro de gas en función del espaciamiento de fracturas hidráulicas (comportamiento relativamente análogo a las fracturas naturales). El estudio demuestra la combinación ideal entre longitud de pozo y espaciamiento de fracturas bajo el cual se maximiza el recobro de gas. Al-Hadrami [16], presenta el modelamiento realizado en el campo Mesaverde y la dependencia de la ubicación ideal para perforación de pozos adicionales en función del grado de anisotropía. El esquema usado para el modelamiento no fue el de un yacimiento dual, sin embargo se incluyó el efecto de las fracturas con el grado de anisotropía (basado en el entendimiento del campo). Marín [18], presenta un estudio de sensibilidad del efecto de variables que impactan el flujo de fluidos en el medio poroso de yacimientos naturalmente fracturados como lo son las propiedades de fractura dentro de los cuales se incluye la apertura y su influencia en la permeabilidad efectiva, el espaciamiento, y el daño de formación para laterales de alto ángulo con una longitud definida. El modelamiento fue realizado en un modelo de una sola porosidad, en donde al igual que el trabajo presentado por Al-Hadrami [16] se modeló el sistema naturalmente fracturado a partir de fracturas hidráulicas discretas con propiedades similares a las esperadas por las fracturas naturales.

En paralelo, otra línea de estudios se ha centrado en el entendimiento de variables diferentes al diseño de pozo y su efecto en el flujo en el medio poroso. Es así como Al Ghamdi [9]), evaluó el efecto de la presión capilar gas aceite (hasta P_{cgo} de 1.3 psia) y las permeabilidades relativas sobre el recobro de gas y condensado en yacimientos

naturalmente fracturados con diferentes riquezas de fluidos a partir de simulación numérica de yacimientos. Dentro de este se concluye que el efecto de la P_{cgo} es despreciable sobre el recobro final. Clemens [17], realizó un estudio del efecto del espaciamiento de fractura en los mecanismos de drenaje para sistemas naturalmente fracturado. Se identificó la relación entre espaciamiento/altura de la columna bajo el cual se impacta en mayor grado el recobro de líquidos.

Como complemento a los estudios ya realizados en campos naturalmente fracturados, el siguiente estudio tiene como propósito realizar un análisis de sensibilidad en un modelo de doble porosidad y doble permeabilidad, que permita entender el impacto en el corto plazo en el recobro de gas y condensado del exceso de permeabilidad [3], influenciado por el espaciamiento y permeabilidad de las fracturas naturales, así como variables de diseño de pozo como la orientación en relación al plano de fracturas, la longitud y el daño de formación.

1. Marco Teórico y Descripción del Campo

El siguiente capítulo presenta aspectos generales de la geología y yacimientos para el campo Complejo Pauto e introduce estudios realizados que soportan la naturaleza naturalmente fracturada para la formación Mirador.

1.1 Geología estructural

El Piedemonte Llanero se encuentra conformado por rocas con edades desde el Cretáceo hasta el Cuaternario, que fueron afectadas por eventos tectónicos compresivos durante el Cretáceo Tardío y Terciario, dando como resultado el levantamiento de la Cordillera Oriental. Los eventos tectónicos mencionados generaron el apilamiento de varios bloques estructurales (escamas), limitados por fallas inversas de bajo ángulo. El conjunto de fallas y bloques apilados se denomina cuña tectónica, donde hacen parte los anticlinales de Monterralo, El Morro, Floreña, Complejo Pauto y Volcanera [1] (ver Figura 1-1).

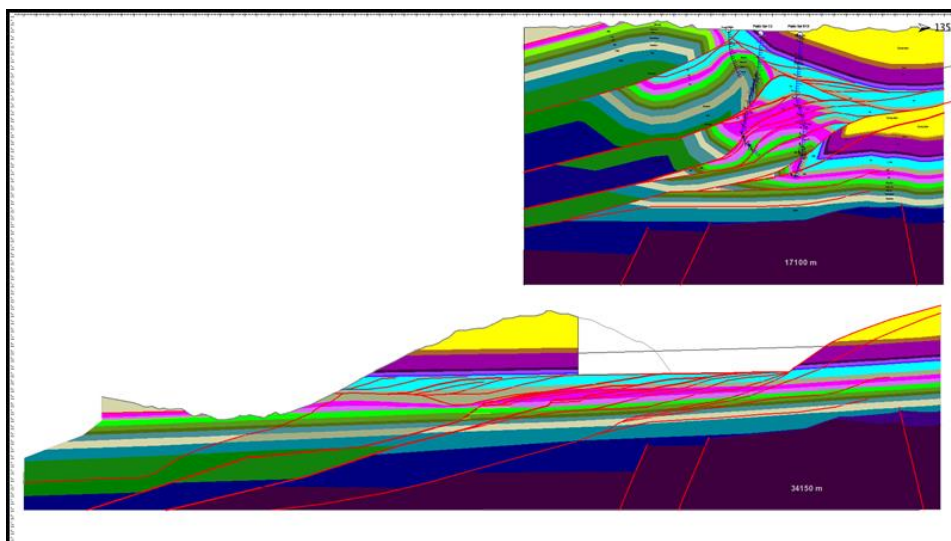


Figura 1-1: Sección balanceada que muestra la geometría de la cuña tectónica [1].

Las estructuras en forma general son anticlinales asimétricos fallados con una dirección general NE-SW, presentando su limbo frontal hacia el SE, con dimensiones entre 10 y 30 Km. de largo y entre 3 a 6 Km. de ancho y alturas entre 500 a 3000 mts. La estructura del campo Complejo Pauto está enmarcada en un sistema estructural de apilamiento tectónico que permite la repetición vertical de los reservorios. Los modelos estructurales interpretados basados en la sísmica y pozos, muestran que el Complejo Pauto es un conjunto de escamas de cabalgamiento que se relevan tanto vertical como lateralmente y en general se presenta como el apilamiento de al menos tres escamas que contienen la formación Mirador (Figura 1-2).

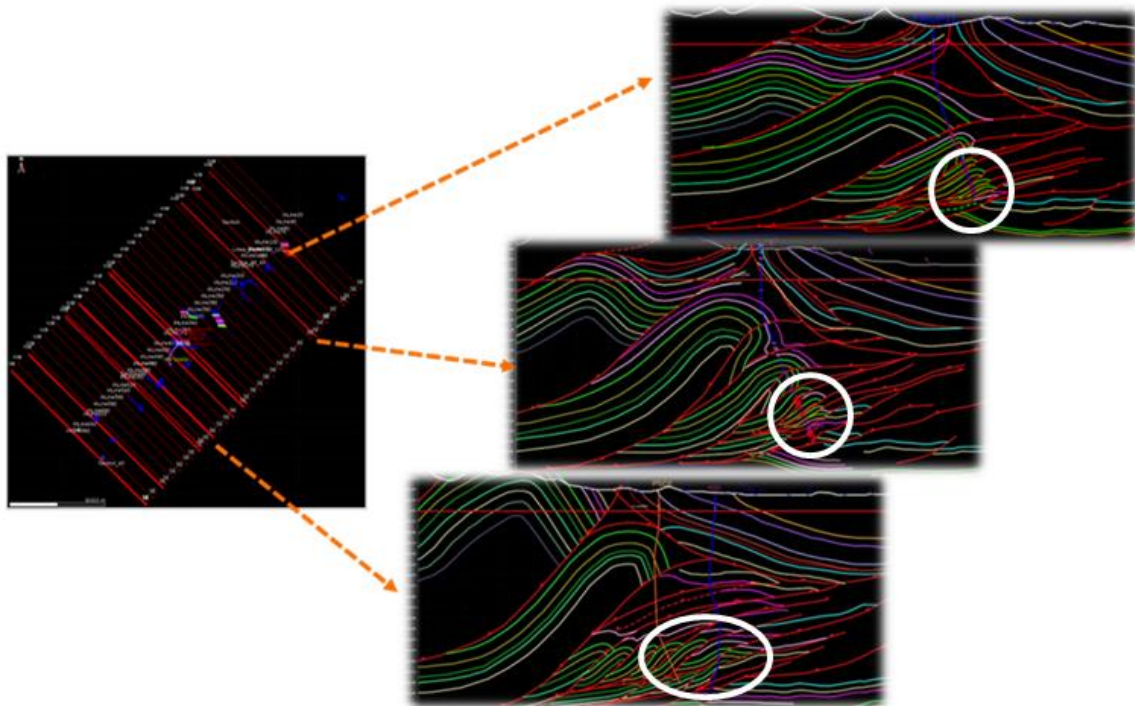


Figura 1-2: Secciones estructurales sobre los pozos del Complejo Pauto [2]. En Blanco se enmarca las diferentes estructuras apiladas del Complejo Pauto y las líneas verdes corresponden a la Formación Mirador.

Según Gutierrez [4], el fracturamiento de las rocas del Piedemonte Llanero obedece a una superposición de eventos que empiezan durante el enterramiento de las rocas depositadas (generación de estilolitos), que bajo un tensor normal de esfuerzos van siendo afectadas al ir adquiriendo cohesión y perdiendo agua por sobrecarga, sumado a

cambios de temperatura. Este proceso ocurrió entre el Cretácico Inferior y el Eoceno, período durante el cual se generó una cuenca de rift transitando hacia una cuenca de Foreland en el Paleogeno, en donde la Cordillera Oriental y el Piedemonte comenzaron a experimentar una inversión tectónica con reactivación de algunas fallas principales y generación de nuevas fallas “thin-skinned” (escamación delgada) con despegues en los planos de estratificación de las secuencias involucradas, convirtiendo el monoclinial original en la cuña tectónica de anticlinales apilados que forman parte del campo Complejo Pauto.

Las estructuras más grandes como los anticlinales de El Morro y Floreña comúnmente tienen una porción frontal invertida e imbricada con la estructura principal, fenómeno menos frecuente en las estructuras menores de duplexas que hacen parte del Complejo Pauto. Estas últimas, generadas probablemente durante el Mioceno Tardío a Plioceno, tendrían al interior el siguiente orden de conformación: primero se habría aislado, deformado y quebrado la escama más trasera (Miche) y posteriormente Guamalera, en último lugar se habría dado la fragmentación de la escama más frontal en dos: Pauto Main y Pauto Splay, las estructuras más frontales tuvieron que soportar directamente menos eventos de deformación y por tanto presentan, en su mayoría, un menor grado de fracturamiento.

La zona de despegue regional es la Formación Gacheta comprobado en la estructura de Floreña y asumido en las demás, por ello todas involucran las supra yacentes formaciones Guadalupe, Barco, Los Cuervos y Mirador. No obstante para el complejo apilado de Pauto se interpreta una zona de despegue superior local dentro de la Formación Los Cuervos.

1.2 Propiedades de la matriz

Las propiedades de la roca del campo Complejo Pauto han sido evaluadas a partir de datos de corazones y registros eléctricos adquiridos en los pozos perforados. La formación Mirador es una arenisca apretada con alto contenido de cuarzo, con bajas porosidades y permeabilidades. La Figura 1-3 muestra los datos de permeabilidad y

porosidad de corazones, de los cuales se generaron las correlaciones matemáticas para predecir permeabilidad a partir de datos de porosidad.

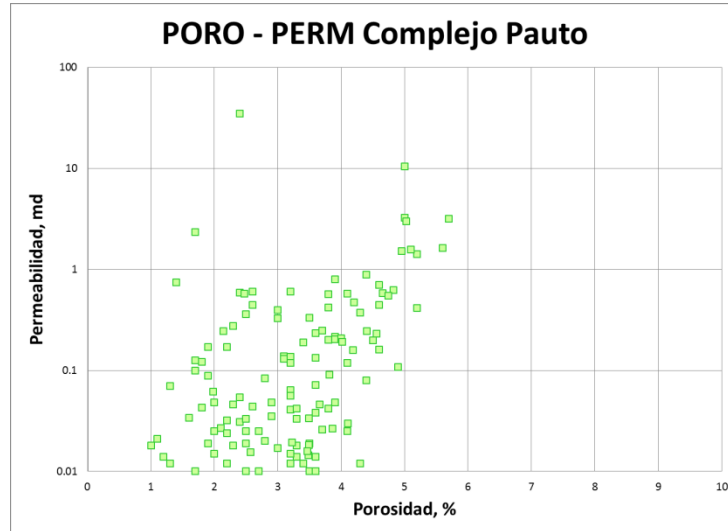


Figura 1-3: Correlación porosidad – permeabilidad a partir de datos de corazones adquiridos en pozos del Complejo Pauto.

La de la roca de la formación Mirador tiene una naturaleza apretada, lo cual se corrobora con los datos medidos por corazones, en donde se observan bajas porosidades de matriz que oscilan entre 2-5% y baja permeabilidad de matriz que se encuentra entre 0.01-3 md.

1.3 Propiedades de fractura

Las estructuras del Complejo Pauto se extienden por 30 km en dirección NE y exhiben vergencia al SE y buzamientos que pueden variar desde 70° en flanco hasta horizontales en el eje de las estructuras, generalmente están compartimentalizadas cuya segmentación es gobernada por fallas de desgarre “Tear Faults”. Las fracturas son el principal mecanismo de permeabilidad que observan los yacimientos del Complejo Pauto, mientras que las propiedades petrofísicas de la matriz se encuentran fuertemente deprimidas.

Para entender el flujo de fluidos en los yacimientos de naturaleza fracturada (YNF) se debe tener en cuenta las propiedades de las fracturas y la interacción de estas con la

matriz. Herrera [3] presenta los parámetros a tener en cuenta cuando se realiza simulación numérica de yacimientos de doble porosidad y doble permeabilidad.

1.3.1 Orientación y familias de fracturas

La orientación de las fracturas depende de la distribución y magnitud de los esfuerzos a los cuales ha estado expuesta la roca. En mediciones de UBI, afloramientos de campo, fotos aéreas y núcleos de perforación se han identificado diferentes familias de fracturas para el Piedemonte que obedecen a una superposición de eventos a través del tiempo, con diferentes magnitudes, direcciones cambiantes, variaciones en presión de poro, y cinemática diferencial por la posición dentro de la escama estructural, así como la influencia de la fragilidad y propiedades mecánicas de las rocas. El trabajo realizado por Gutierrez [4] permite identificar 5 familias principales establecidas por criterio de rumbo de la fractura y por agrupación de polos vecinos en una proyección estereográfica de hemisferio inferior (ver Figura 1-4): Familia 1 (0-180), Familia 2 (60-240), Familia 3 (150), Familia 4 (90) y Familia 5 (285).

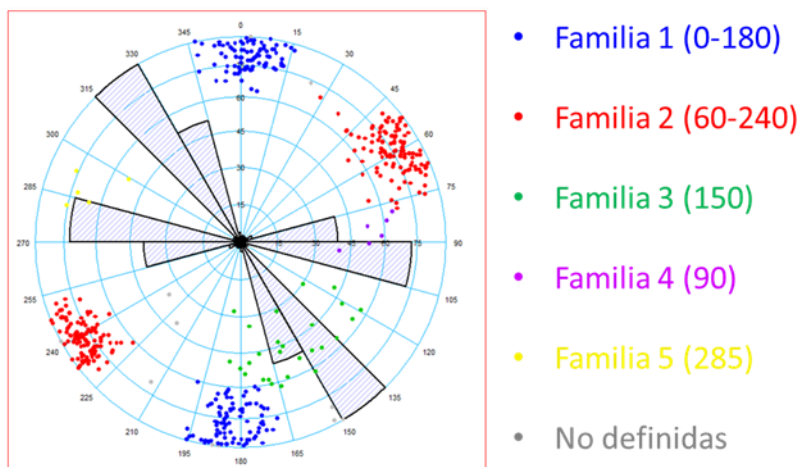


Figura 1-4: Vista en estereográfica en hemisferio inferior de polos de fracturas abiertas en Campos Floreña y Complejo Pauto [4].

De las cinco familias de fracturas identificadas, las tres primeras son las de mayor abundancia y por tanto relevancia para el modelamiento de flujo de fluidos en el yacimiento. Las Familias 1 y 2 tienen origen en fenómenos de cizalla y son por tanto conjugadas a la dirección de máximo esfuerzo (se localizan en ángulos de 30° alrededor

del máximo esfuerzo) se ha detectado mayor abundancia de estas fracturas en flanco, la familia 3 ha sido interpretada como fracturas de tensión asociadas a curvatura de pliegue, por ello abundan en las crestas y los flancos que observan plegamiento. Las familias 3 y 4 podrían ser también fracturas de cizalla asociadas a otros eventos o por rotación local de esfuerzos.

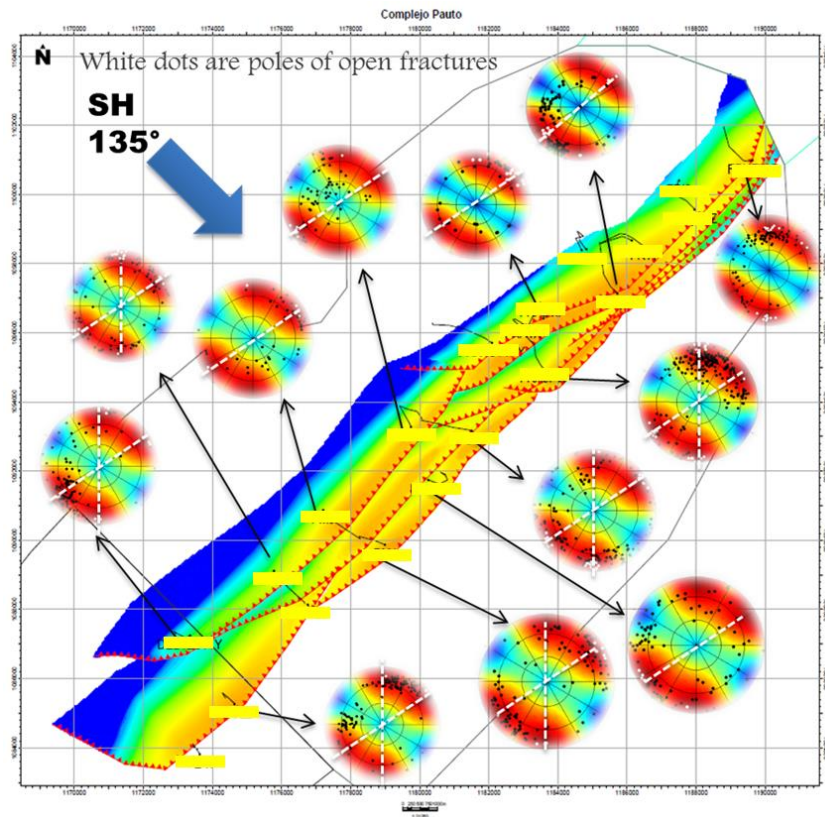


Figura 1-5: Esquema estructural del complejo Pauto con representación polar de las fracturas medidas de UBI en pozo los puntos blancos representan fracturas abiertas críticamente estresadas [5].

La figura 1-5 presenta un esquema estructural del campo Complejo Pauto en donde se corrobora que a lo largo de toda la estructura se distribuye la red de fracturas que hacen parte de las familias 1 y 2 descritas anteriormente. La importancia de esta variable se asocia a su influencia en el nivel de anisotropía total del yacimiento y su impacto en el recobro de líquidos al promover áreas de drenaje que difieren de formas circulares (ver sección 1.5).

1.3.2 Espaciamiento de fracturas

El espaciamiento de las fracturas naturales hace referencia a la separación promedio entre las mismas siempre que sean de una misma familia. La introducción de este concepto trae consigo dos dificultades al determinar el rango de espaciamiento presentado en el campo en estudio, la primera corresponde a las diferentes escalas de medición (macro, meso o micro), por otro lado la presencia de más de una familia de fracturas genera espaciamientos aparentes menores a los reales entre una misma familia (ver Figuras 1-6, 1-7, 1-8).

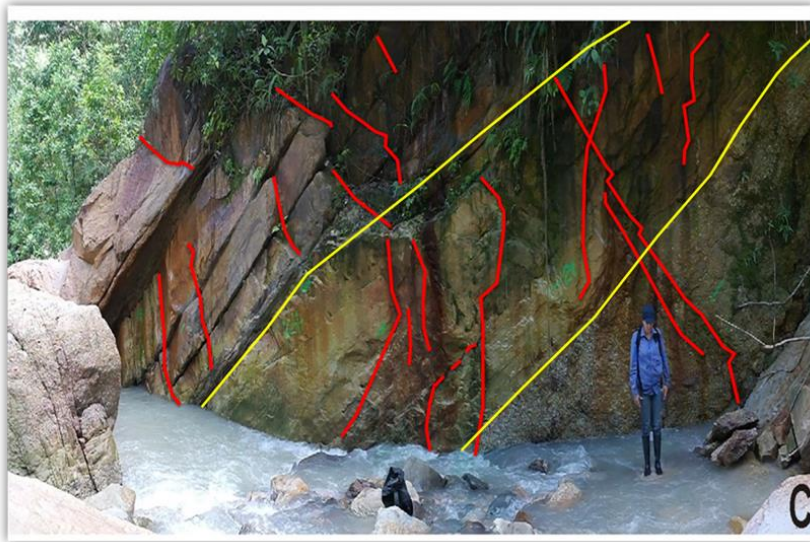


Figura 1-6: Afloramiento Q. Piñalerita Formación Mirador, Piedemonte Llanero Colombiano, fracturas (líneas rojas) atraviesan la matriz de al menos tres tipos de roca (líneas amarillas) hay cierta diferencia en el comportamiento de las fracturas según sea el caso de propiedades elásticas [5].

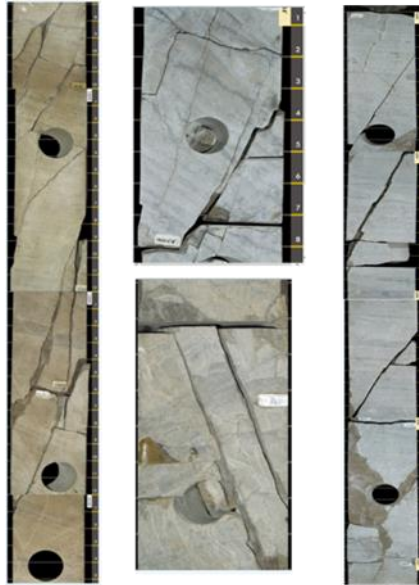


Figura 1-7: Núcleos con fracturas abiertas a parcialmente abiertas, de alto ángulo y presentan una intensidad menor a 1 pie (Las aperturas más pronunciadas son producto de la manipulación del núcleo) [5].

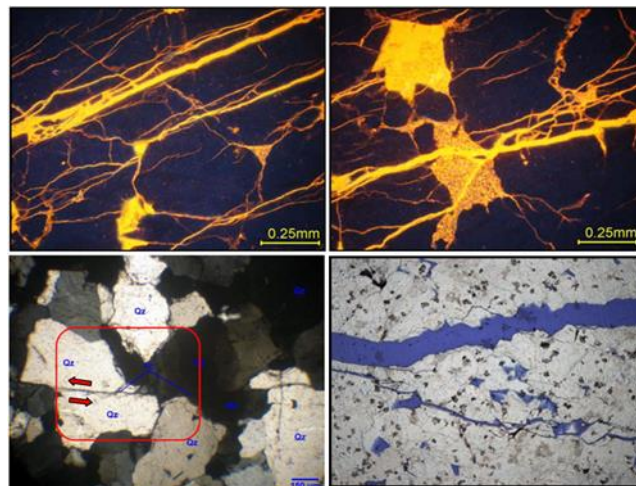


Figura 1-8: Escala microscópica de fracturas y fallas con diversas aperturas intra e inter granulares [5].

Gutierrez [5], presenta el rango de espaciamentos de fractura exhibidos en el Piedemonte bajo la perspectiva de las diferentes escalas (excluyendo las microfracturas),

el cual oscila entre 1-10 pies a nivel de núcleo y de 10-300 pies a nivel meso (a partir de fotos aéreas y afloramientos).

1.3.3 Apertura de fractura

La apertura de fractura como su nombre lo indica corresponde al espacio entre una misma fractura natural y es una variable de control que impacta la porosidad y permeabilidad de la fractura. Herrera [3] presenta en su estudio el rango de aperturas para el Piedemonte, el cual oscila entre 0.002 y 0.07 cm (20-700 μm).

1.3.4 Permeabilidad de fractura

La permeabilidad de fractura y su interrelación con la permeabilidad de matriz tiene un impacto directo en el flujo de fluidos en yacimientos de carácter dual. A pesar de no contar con mediciones directas de permeabilidad de fractura, el campo Complejo Pauto se considera un yacimiento naturalmente fracturado (YNF) con influencia en la productividad por la presencia de fracturas. Las evidencias que permiten realizar esta afirmación son:

- La presencia de diferentes familias de fracturas (ver sección Orientación fracturas).
- Pruebas de variación de permeabilidad con esfuerzo efectivo en núcleos fracturados [6], en donde se observa reducción de la permeabilidad de hasta un 30% con el cambio en el esfuerzo efectivo, asociado a cierre de las fracturas naturales (ver Figura 1-9).
- La diferencia entre la capacidad de flujo (KH) interpretada a partir de pruebas transientes de presión en comparación con la estimada a partir del cálculo de permeabilidad usando la porosidad por registros eléctricos (ver Figura 1-10).

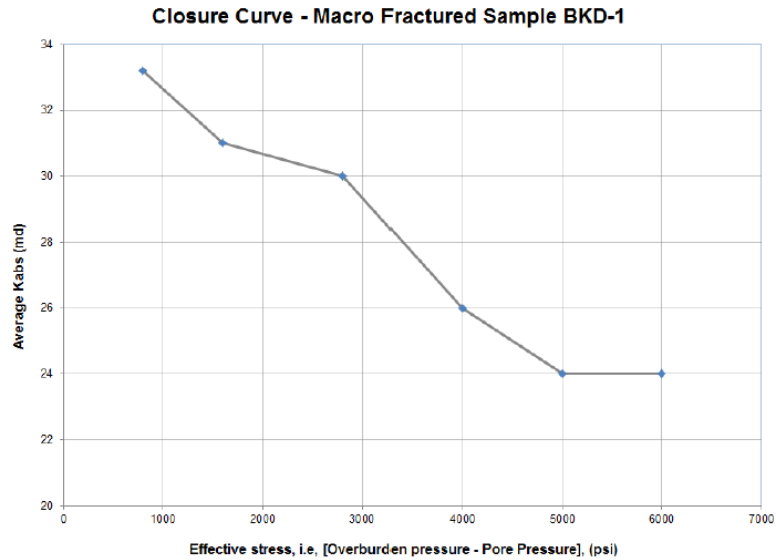


Figura 1-9: Variación de la permeabilidad como función del esfuerzo efectivo en BKD-1 muestra macro fracturada [6].

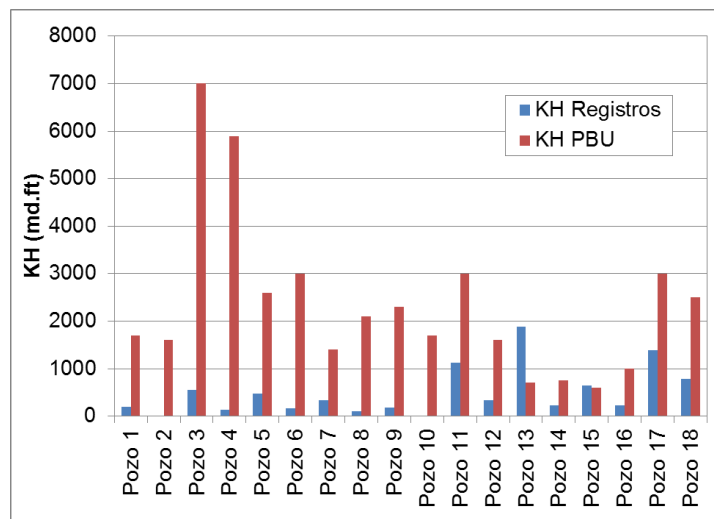


Figura 1-10: Comparación capacidad de flujo a partir de registros eléctricos y pruebas de transientes de presión.

Como se observa en la Figura 1-10, la diferencia entre el KH de registros y fractura oscila entre 1 – 45 veces, lo cual se asocia a la presencia de fracturas naturales que no son interpretadas en los registros eléctricos. Como lo define Herrera [3], el exceso de permeabilidad aún tiene incertidumbre dado que la interpretación de pruebas transientes de presión se ve afectada por la presencia de más de una fase (generación de

condensado) y su efecto en la permeabilidad efectiva a la fase predominante (curvas de permeabilidad relativa).

1.4 Interacción roca-fluido

1.4.1 Curvas de permeabilidad relativa

Frank et al. [7], describe el flujo de fluidos en los yacimientos de hidrocarburos en donde comúnmente hay competencia por el espacio poroso por más de un fluido. La permeabilidad de uno de los fluidos es conocida como permeabilidad relativa. Pruebas de drenaje y/o imbibición se realizan para entender la variación en la permeabilidad relativa de cada fase que fluye a diferentes condiciones de saturación. La variación o curvatura de las curvas de permeabilidad relativa definirán el impacto tanto en la matriz como en la fractura por la presencia de más de una fase (generación banco de condensado y/o entrada de agua).

Curvas de permeabilidad relativa gas-aceite: La Figura 1-11 presenta una medición de permeabilidad relativa gas-aceite para la matriz representativa del campo en donde es clara la reducción en la movilidad de gas cuando se genera el banco de condensado.

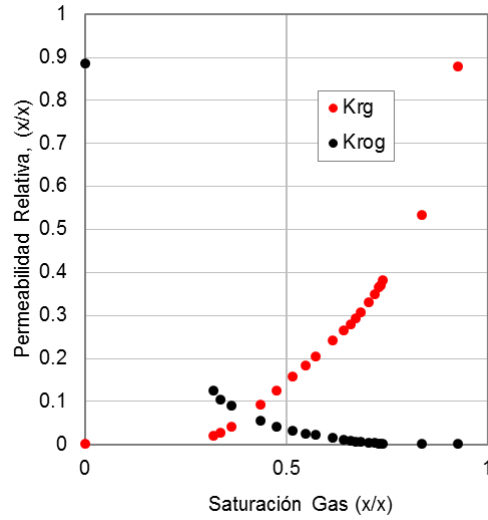


Figura 1-11: Curva de permeabilidad relativa gas-aceite campo Complejo Pauto.

La correlación de Corey [8] fue usada para ajustar la curva de permeabilidad relativa de matriz medida en laboratorio con el fin de realizar sensibilidades a la curvatura de las curvas dentro del análisis de sensibilidad (ver Figura 1-12 y Ecuaciones (1.1) – (1.2)).

$$Krog = Krogcg \times \left(\frac{S_{liq} - S_{org} - S_{wcon}}{1 - S_{gcon} - S_{org} - S_{wcon}} \right)^{Nog} \quad (1.1)$$

$$Krg = Krgcl \times \left(\frac{S_g - S_{gcrit}}{1 - S_{gcrit} - S_{oirg} - S_{wcon}} \right)^{Ng} \quad (1.2)$$

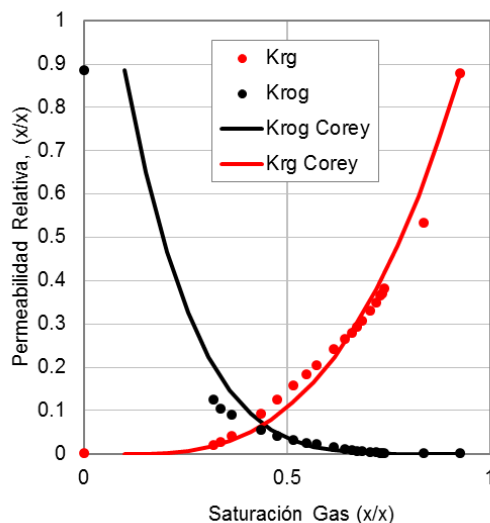


Figura 1-12: Curva de permeabilidad relativa gas-aceite ajustada usando correlación Corey [8].

El desajuste que se observa en la K_{rog} a saturaciones de condensado (S_o) superiores a 0.6 ($S_g < 0.4$) no se considera de relevancia para el estudio, debido a que la naturaleza del gas condensado evaluado no permite condensación de líquido (S_o) superior a 0.4 (ver Anexo B).

Para las fracturas naturales no se cuenta con mediciones directas, por este motivo se usó una modificación de las curvas de matriz usando el concepto de número capilar (N_c), el cual altera la curvatura de las curvas dependiendo de la velocidad del flujo (ver Figura 1-13). El comportamiento de las curvas modelado en las fracturas es más cercano a curvas tipo X.

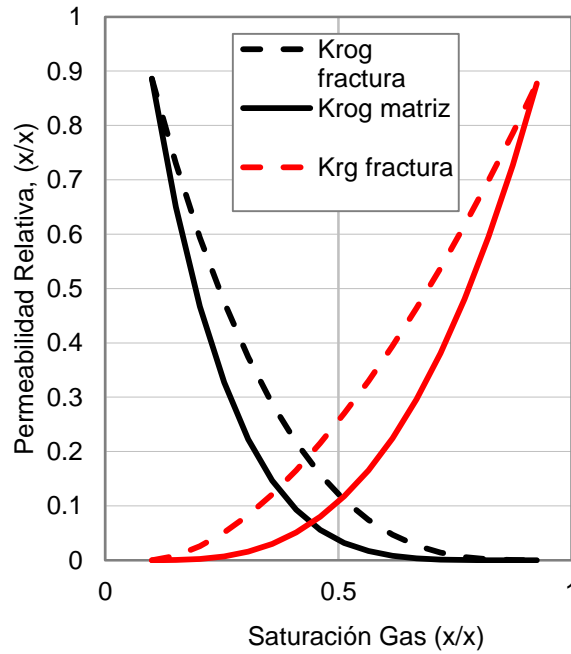


Figura 1-13: Curva de permeabilidad relativa gas-aceite fractura vs matriz usando correlación Corey y número capilar.

Curvas de permeabilidad relativa aceite-agua: Debido a que no se cuenta con mediciones en núcleos del campo de permeabilidades relativas aceite-agua, se utilizó la correlación de Corey para construir una curva aceite – agua ajustando el comportamiento estimado por Herrera [3] (ver Ecuaciones (1.3)-(1.4)).

$$K_{rw} = K_{rwiwo} \times \left(\frac{S_w - S_{wcrit}}{1 - S_{wcrit} - S_{oirw}} \right)^{N_w} \quad (1.3)$$

$$K_{row} = K_{rocw} \times \left(\frac{S_o - S_{orw}}{1 - S_{wcon} - S_{orw}} \right)^{N_{ow}} \quad (1.4)$$

1.4.2 Presión capilar

Las fuerzas capilares son el resultado de acciones acumuladas que ocurren como consecuencia de las tensiones interfaciales entre la roca y los fluidos en el yacimiento, los tamaños de grano, la geometría del espacio poroso y las mojabilidad de la roca. Cuando dos fluidos inmiscibles entran en contacto, la discontinuidad de presión ocurre en la interface resultando en un desbalance de presiones. Esta diferencia de presiones depende de la curvatura que separa los dos fluidos y se conoce como presión capilar (Al Ghamdi [9]).

Ahmed [10] resalta la naturaleza mojante de los fluidos en un yacimiento convencional de gas condensado, en donde el agua es la fase mojante dominante, el condensado es la fase menos mojante y el gas es considerado como la fase no mojante.

El efecto de presión capilar se incluyó en el estudio para determinar si tiene o no un impacto en el flujo de fluidos en el yacimiento. Es claro que la presión capilar es función de la saturación y controla la distribución de los fluidos en el espacio poroso. Convencionalmente la presión capilar es el resultado de la diferencia entre la presión en la fase no mojante (nw) y la presión en la fase mojante (w) (ver ecuación (1.5)).

$$P_c = P_{nw} - P_w \quad (1.5)$$

Dado que no se cuenta con información suficiente de presiones capilares para el sistema roca-fluido en evaluación, las curvas de presión capilar aceite-agua y gas-aceite se obtuvieron a partir de correlaciones expuestas en los trabajos de Al Ghamdi [9] y Skjaeveland et al. [11]. La Ecuación (1.6) corresponde al resultado de Brooks-Corey para un sistema con una fase humectante.

Sistema humectable a una fase:

$$P_c = \frac{C_w}{\left(\frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr}}\right)^{a_w}} \quad (1.6)$$

El trabajo desarrollado por Skjaeveland et al. [11] extendió el desarrollo de la ecuación de Brooks-Corey para sistemas con humectabilidad mixta (ver Ecuación (1.7)).

Sistema humectabilidad mixta:

$$P_c = \frac{C_w}{(S_w - S_{wr})^{a_w}} + \frac{C_o}{(S_o - S_{or})^{a_o}} \quad (1.7)$$

Presión capilar aceite-agua (P_{cw}): Como chequeo previo a la construcción de las curvas aceite-agua, se verificó la información de presiones en la zona de agua y de aceite para definir la presión capilar teórica máxima al tope de la estructura. El valor estimado es de ~1000 psi (ver Figura 1-14).

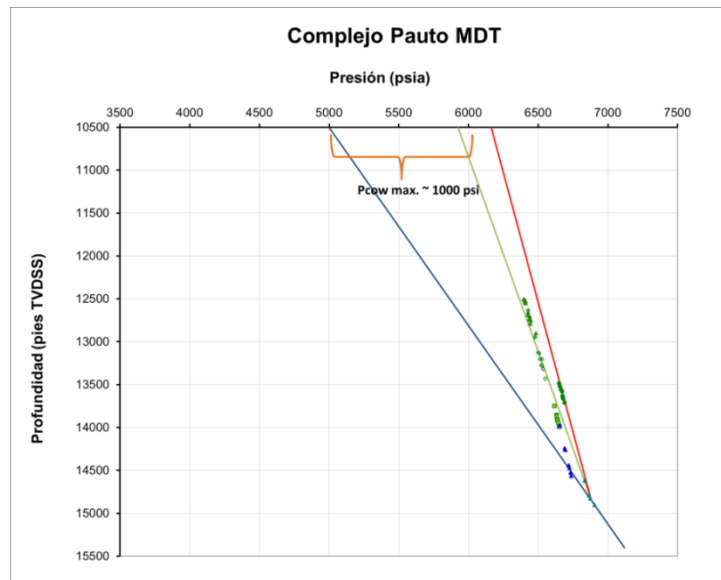


Figura 1-14: Presión capilar máxima aceite agua estimada a partir de datos de presiones para el campo Complejo Pauto.

El campo cuenta con un número pruebas de presión capilar Hg-Aire que fueron convertidas a un sistema aceite-agua (ver Figura 1-15).

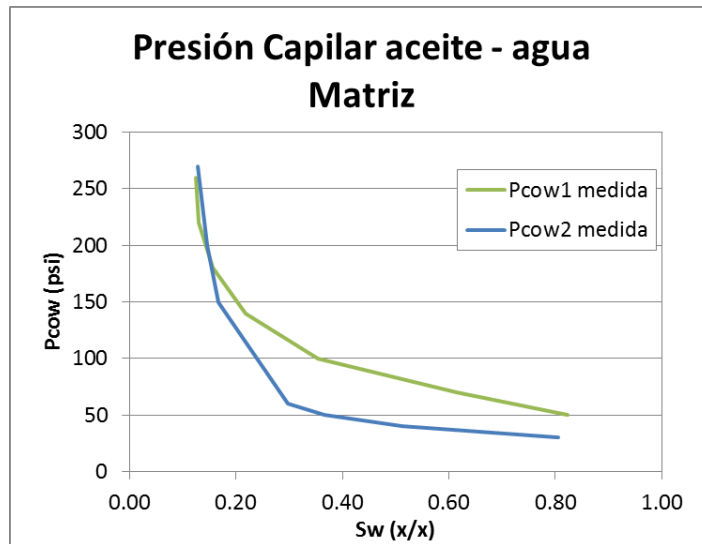


Figura 1-15: Presión capilar aceite-agua para la matriz medidas en laboratorio (convertidas a partir de sistema Hg-Aire).

Teniendo en cuenta la Pcow máxima estimada, se construyeron diferentes curvas de presión capilar aceite agua con la correlación de Brooks-Corey que cubren el comportamiento exhibido por las curvas medidas en laboratorio hasta escenarios con presión capilar máxima estimada a partir de la Figura 1-14 (ver Figura 1-16).

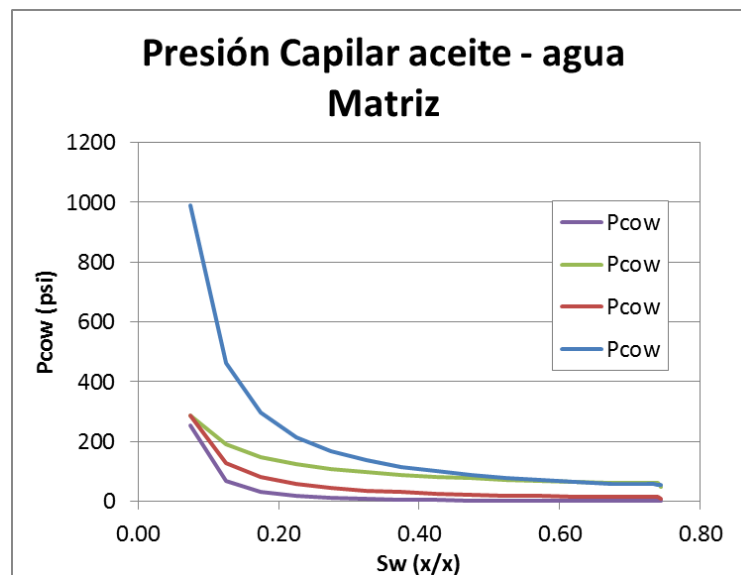


Figura 1-16: Presión capilar aceite-agua matriz a partir correlación Brooks-Corey.

Presión capilar gas-aceite (P_{cgo}): En los yacimientos de gas condensado es de vital importancia entender el efecto del depletamiento sobre la generación de condensado in-situ y su impacto sobre la dinámica de flujo. La Figura 1-17, muestra las regiones (en esquema de depletamiento) que se generan en los yacimientos de gas condensado: R3: región más lejana al pozo, $P_{yto} > P_{rocío}$, flujo monofásico; R2: $P_{yto} < P_{rocío}$, gas y condensado presentes, condensado es inmóvil por baja saturación, efecto P_{cgo} y K_{rog} ; R1: Región cercana al pozo, $P_{yto} \ll P_{rocío}$, gas y condensado presentes, condensado es móvil; efecto P_{cgo} y K_{rog} .

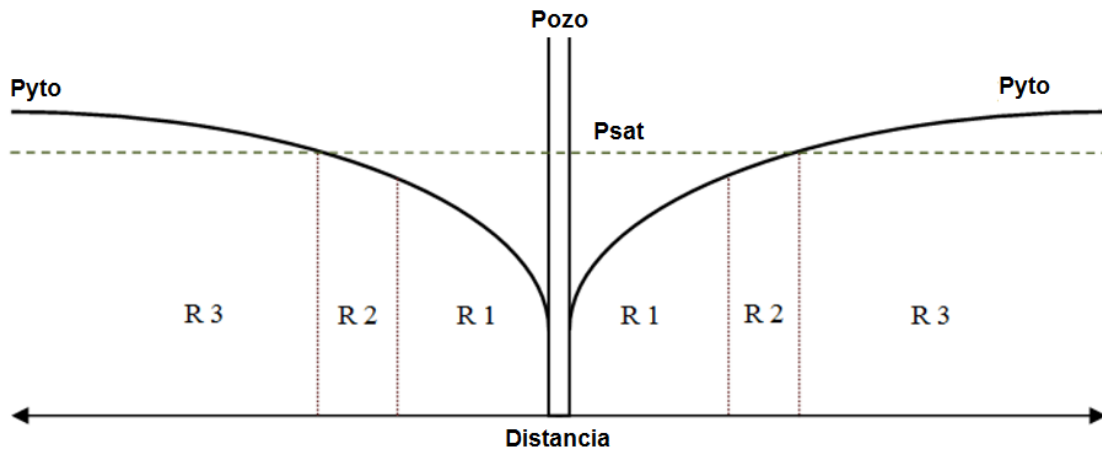


Figura 1-17: Regiones típicas generadas en un sistema de gas condensado [9]

Cada fluido es único en relación al grado de condensación y a la variación de las propiedades del mismo con cambios de presión y temperatura. El entendimiento del fluido del Complejo Pauto permite realizar predicciones robustas de su comportamiento PVT, que para el caso de las curvas de la P_{cgo} está asociado a la saturación máxima de condensado (condensación de líquido – “liquid dropout”) y la tensión interfacial. Actualmente no se cuenta con mediciones de presión capilar gas-aceite para el campo Complejo Pauto, lo cual no se considera un parámetro crítico basado en los resultados del estudio de Al Ghamdi [9]), en donde se evaluó el efecto de la presión capilar gas aceite hasta presiones capilares iguales a 1.3 psia y las permeabilidades relativas sobre el recobro de gas y condensado en yacimientos naturalmente fracturados con diferentes riquezas de fluidos. Dentro de este se concluye que el efecto de la P_{cgo} es despreciable

sobre el recobro final. Debido a la similitud del fluido (gas y condensado), las tensiones interfaciales del sistema son bajas (ver Tabla 1-1) lo que conlleva a P_{cgo} bajas (similares a las supuestas en el estudio de Al Gambdi [9]). Como se observa en la Figura 1-18, se construyeron diferentes curvas de presión capilar gas aceite con la ecuación de Corey que se ajusta al comportamiento y valores observados en la literatura.

Tabla 1-1: Tensión interfacial gas-condensado a diferentes presiones. Obtenido de la ecuación de estado calibrada con pruebas PVT para el fluido del campo Complejo Pauto.

Presión (psia)	Tensión Interfacial
6500	0.0000
6000	0.0688
5500	0.1275
5000	0.2421
4500	0.4631
4000	0.8734
3500	1.5960
3000	2.7850
2500	4.6020
2000	7.2050
1500	10.7400

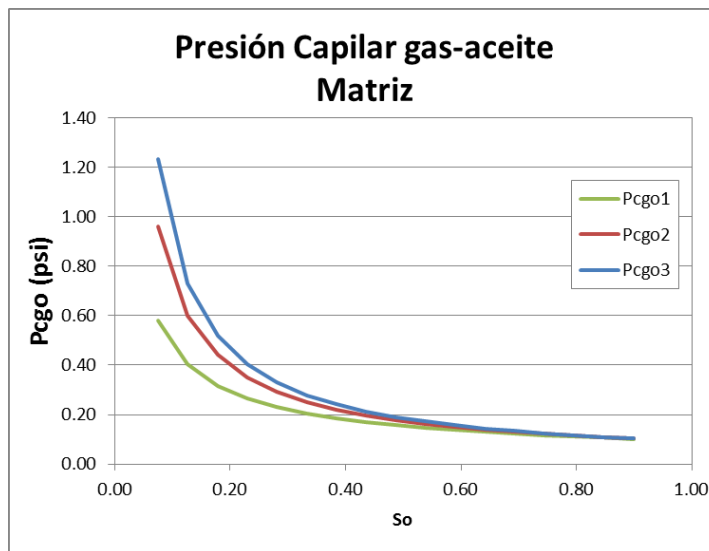


Figura 1-18: Presión Capilar gas aceite en sistemas de gas condensado.

Estudios de tensión interfacial en campos similares (campo Cupiagua) reportan mediciones dentro del rango de evaluación (hasta 0.528 mN/m a la presión a la cual se genera la mayor condensación de líquido del gas). Por su parte el comportamiento histórico del campo no ha evidenciado en las formaciones en depletamiento cambios drásticos en declinación asociado al potencial bloqueo del condensado en la matriz que limite el flujo de gas de la matriz a la fractura. Sin embargo, debido a la carencia de pruebas de laboratorio del fluido producido en el campo en estudio, es recomendable realizar pruebas que permitan corroborar o desestimar dicha hipótesis.

1.5 Diseño pozos

El esquema convencional de diseño de pozos del campo se ha orientado a la perforación de pozos verticales (en la sección de yacimiento) debido a estudios internos de las propiedades geomecánicas de la roca y el aumento en el chance de éxito en el fracturamiento hidráulico al perforar la sección de yacimiento con ángulos de ataque inferiores a 10° (vertical). Las actividades incluidas durante la etapa de perforación y completamiento de los pozos perforados en el campo en promedio tienen una duración de 250-350 días, lo cual se traduce en costos elevados para perforación costa adentro que van desde 50 hasta 75 MMUSD desde locaciones existentes. La variación es dependiente de la profundidad, el número de yacimientos, estructuras a perforar y la estrategia de completamiento. Los pozos perforados tienen longitudes entre 17000-20000 pies (profundidad medida), con producción conjunta de entre 1 y 5 formaciones, con complejidades medias y altas de las trayectorias diseñadas.

Debido a los altos costos y recientemente a resultados de productividad por debajo de las expectativas, se están realizando esfuerzos para perforar pozos con otra perspectiva de diseño a partir del hueco original, con el fin de aumentar el área a contactar y por tanto el volumen recuperable.

Como lo menciona Bagherian et al. [12], la perforación de pozos horizontales o de alto ángulo, en conjunto con fracturamiento hidráulico ha probado ser una tecnología confiable para incrementar el recobro de gas en yacimientos de arenas apretadas o de lutitas. La identificación del número de fracturas y su orientación se ha convertido en un reto de la industria, ya que se asume que a mayor número de fracturas contactadas

mejor es la productividad, sin embargo siempre hay un espaciamiento óptimo de fracturas que se obtiene del caudal y acumulados de producción.

Para lograr diseñar pozos de alto ángulo en yacimientos naturalmente fracturados se debe tener en cuenta que las áreas de drenaje difieren de yacimientos convencionales al no ser circulares. Harstad [14] demostró que el área de drenaje es altamente afectada en yacimientos con anisotropía en la permeabilidad (ver Figura 1-19), como es el caso de los YNF, siendo esta de naturaleza elíptica. El drenaje adecuado del yacimiento y por tanto la ubicación y/o forma de perforar los pozos permitirá drenar mayor volumen haciendo los proyectos costo-eficientes.

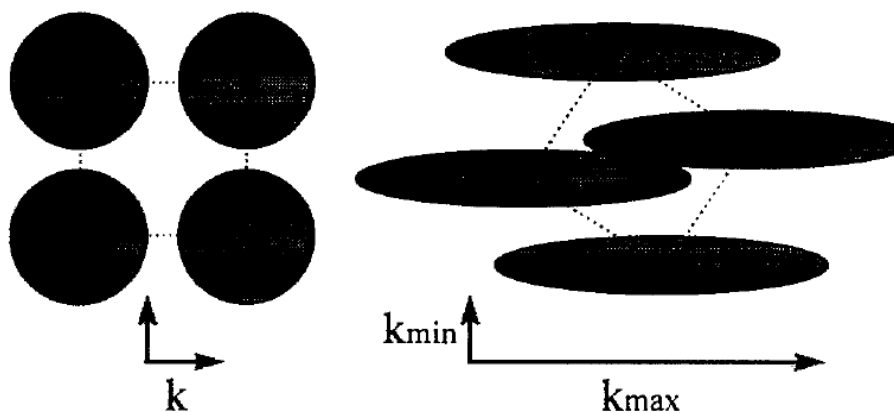


Figura 1-19: Área de drenaje para permeabilidades isotrópicas y anisotrópicas. Una relación pura pondría el pozo adicional en el centro de los cuatro pozos existentes. En un yacimiento con permeabilidad anisotrópica esto puede llevar a la peor ubicación posible dado que la relación geométrica ubicaría el pozo nuevo en un área ya depletada por la producción de pozos adyacentes [13].

El tipo de pozo, permite identificar el grado de complejidad de la perforación de pozos, con base en parámetros claros definidos en rangos según la experiencia lograda después de operar más de 25 pozos de Piedemonte a la fecha.

Los pozos perforados en Equion tienen diferentes trayectorias dependiendo de la complejidad a acceder (los puntos de interés en el subsuelo), esto debido a la estrategia del negocio de perforar pozos con costos competitivos, que requieren utilizar las

locaciones existentes; induciendo a diseños cada vez más retadores, con necesidad de desarrollos tecnológicos e ingeniería de punta. Este es el caso de los pozos de Piedemonte, cuyo grado de dificultad e incertidumbre geológica, constituyen las bases para desarrollar trayectorias complejas que a la fecha incluye desplazamientos máximos de 6000 pies, con múltiples objetivos por pozo (hasta 6-7 yacimientos).

En los pozos de Piedemonte, se aplica un tipo de plan direccional (Vertical, en S, o J), teniendo en cuenta la geología y resultados de estudios geomecánicos (estabilidad del hueco, presión de poro, presión de fractura y de sobrecarga), trayectorias de pozos de correlación y análisis de anticollisión para garantizar el objetivo en condiciones seguras. El perfil direccional está condicionado a los límites técnicos de las herramientas, tendencias del pozo, desplazamiento y condiciones de torque y arrastre que deben ser analizados antes de definir el plan. Este análisis técnico recopila y clasifica la siguiente información técnica: pronóstico geológico de las formaciones, características del yacimiento, propiedades de la roca, antecedentes de pozos de correlación, sistema de coordenadas, diseños mecánicos de pozos, sarta de perforación, mediante la revisión de las bases de Datos e histórico de pozos de correlación.

Teniendo en cuenta los análisis de geomecánica, comportamiento de pozos de correlación y lecciones aprendidas en el área, se diseña la trayectoria y se realiza la ingeniería de detalle que incluye: componentes de la sarta de perforación (tubería de perforación, estabilizadores, martillos, tipos de brocas, motores de fondo, MWD, LWD.), fluidos de perforación, sistema de control de sólidos, parámetros hidráulicos, mediante la revisión de los pozos de correlación, cálculos y simulaciones con software técnicos especializados.

Los principales aspectos que se tienen en cuenta para el tipo de pozo varían según el grado de dificultad, pero independientemente, el proceso de planeación integra los siguientes aspectos para planear adecuadamente la trayectoria del pozo:

- Tipo de trayectoria y tasas de construcción/giro (Max DLS = 3 grados/100 pies). Diseño de perfiles adecuados evitando cambios bruscos de inclinación y/o dirección, cuidando la tortuosidad, que conlleve a problemas futuros en el completamiento, bajada de revestimientos, corridas de registros, y demás problemas operacionales asociados. Se trabajan pozos "Verticales" de 0 a 30

grados de inclinación; se evitan los pozos de medio ángulo entre 35 y 60 grados y se trabajan pozos de Alto Angulo entre 70 y 80 grados de inclinación.

- Límites técnicos según limpieza de pozo, torque y arrastre, desgaste, etc.
- Limpieza del pozo en trayectorias con secciones tangentes largas, como una variable crítica en la planeación de trayectorias.
- Torque: Uso de simuladores efectivos y calibrados y en el caso particular de la operación, el lodo base aceite y los reductores de torque son indispensables en todos tipos de pozo.
- Estabilidad del Pozo: Se hace todo un análisis geomecánico entendiendo los ángulos de ataque a enfrentar y la curva de lodos adecuada para perforar cada sección.
- Monitoreo continuo de Vibraciones.
- Integridad de Pozo: Cumplimiento de los estándares empresariales y gubernamentales de integridad.

En cuanto a los programas de diseño y optimización, se hace un diagnóstico de las posibles desviaciones en los parámetros operacionales de perforación, restricciones en los equipos de perforación (flujo de circulación, WOB, restricciones de material de pérdidas de circulación, etc), mediante el análisis y comparación diaria de los valores reales con los programados, y se promueve nuevos esquemas de perforación y esquemas contractuales de servicios con las organizaciones de apoyo, mediante aseguramientos técnicos, económicos, confiabilidad de herramientas, riesgos, nuevas tecnologías y estrategias de ejecución, considerando el mejor uso de los recursos para facilitar el cumplimiento de la planeación de la trayectoria y alcanzar el objetivo del pozo. Finalmente, se impulsa la aplicación de mejores prácticas y lecciones aprendidas, mediante el desarrollo de una plataforma tecnológica y el establecimiento de redes de especialistas e indicadores de desempeño.

El campo en estudio cuenta con un pozo piloto en el cual, se perforó inicialmente un pozo vertical en la sección de yacimiento, en el cual años después se perforó un pozo de alto ángulo en donde se incrementó la productividad en más de 10 veces (ver Figura 1-20).

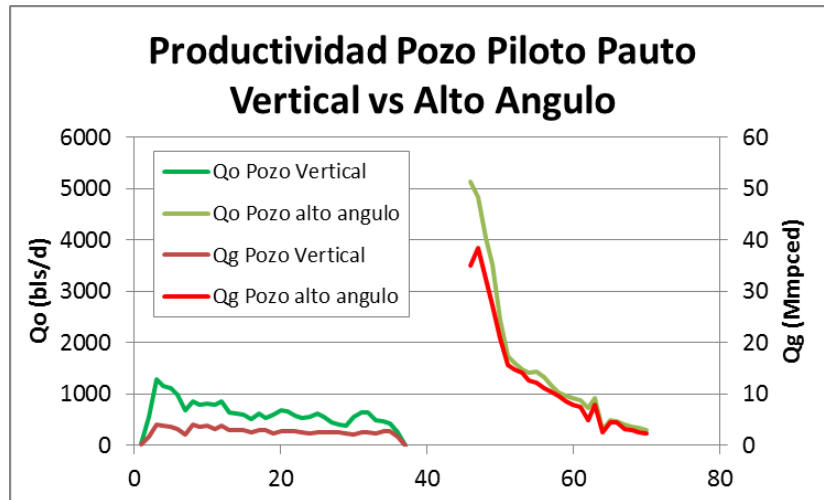


Figura 1-20: Comparación productividad pozo vertical vs pozo alto ángulo.

El mecanismo principal responsable del aumento en la productividad del pozo fue el sobrepaso de la zona de daño del pozo original (100 unidades de skin pozo original vs 2 unidades pozo alto ángulo), sin embargo pruebas de presión adquiridas sugieren un incremento del kh contactado por el pozo de alto ángulo al ver un incremento de hasta 20% sobre el kh estimado para el pozo vertical original (ver Figura 1-21).

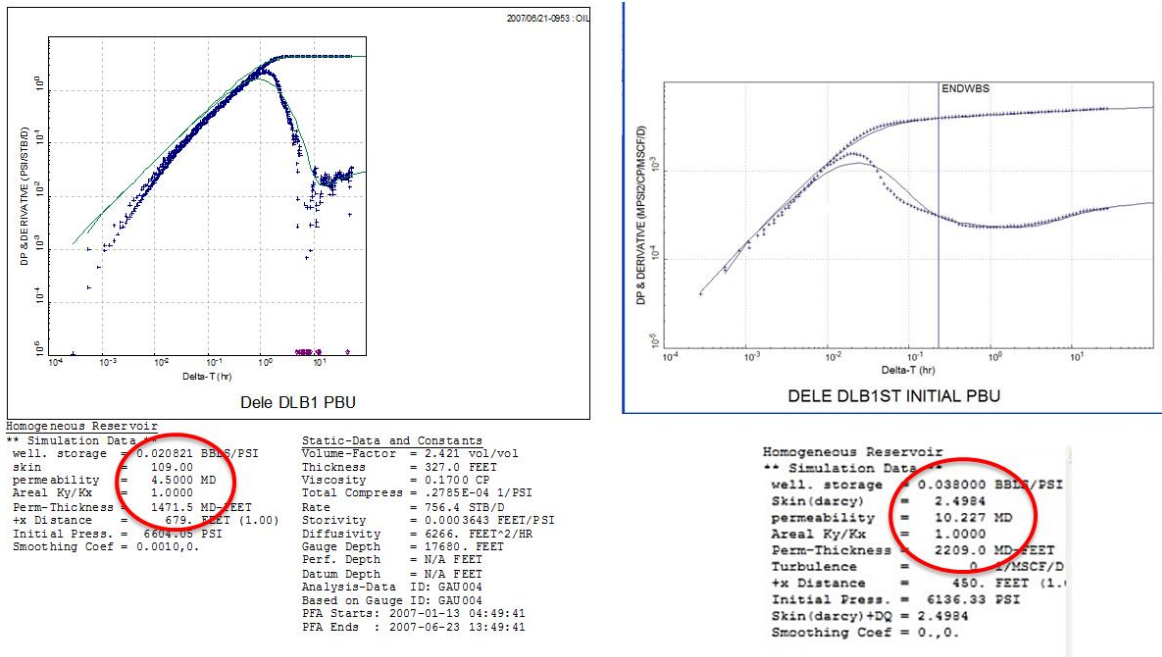


Figura 1-21: Interpretación prueba restauración de presión pozos vertical vs alto ángulo desde el mismo pozo original.

Debido al cambio drástico en el daño de formación en el caso piloto presentado en la Figura 1-21 y su impacto en la productividad del pozo, se revisó el comportamiento de esta variable a lo largo de todos los pozos completados en el campo, el cual oscila entre 2-100 unidades (ver Figura 1-22).

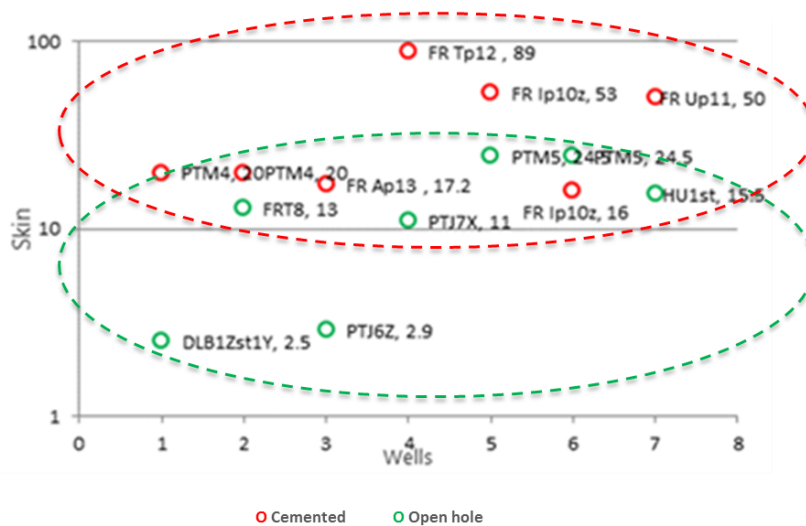


Figura 1-22: Comparación daño de formación en pozos del campo.

La combinación de factores como la complejidad estructural, dureza de la roca, cambios litológicos, profundidad de yacimientos, presiones de poro de cada horizonte perforado, desplazamiento lateral para alcanzar los objetivos desde locaciones en superficie, diámetros técnicamente disponibles (tamaño de broca y tubería de producción) y herramientas disponibles que se ajustan a las condiciones descritas limitan los escenarios de trayectorias.

2. Descripción del Modelo y Metodología de Evaluación

El siguiente capítulo describe una simplificación del modelo físico y matemático utilizado en el estudio, así como la metodología de evaluación usada para el entendimiento del impacto en la productividad de pozos de alto ángulo asociado a las variables descritas en el capítulo anterior.

2.1 Modelo Físico

El modelo a representar corresponde a un modelo de un yacimiento naturalmente fracturado a escala de pozo con fluidos composicionales que varían con profundidad. Para este modelo se tiene:

- Malla en coordenadas cartesianas con celdas en “x”, “y” y “z” con flujo en las 3 dimensiones.
- $K_{mi} = K_{mj}$
- $K_{mk} = \text{cte.} \cdot K_{mi}$
- Modelo doble porosidad/doble permeabilidad.
- $K_{fi} = K_{mk}$
- $K_{fi} \sim \text{cte.} \cdot K_{fi}$
- Flujo de fluidos de dos fases composicionales (aceite y gas), adicionalmente flujo de agua, la cual se considera que no interactúa con las fases hidrocarburo. La fase hidrocarburo corresponde a un gas condensado con variación composicional con profundidad, que a condiciones iniciales se encuentra por encima de la presión de rocío.
- Condiciones Iniciales:
 - $P_i \sim 6580 \text{ psi @ } 13400 \text{ pies b.n.m}$

- $S_{wi} \sim 7.5\%$
- Condiciones de frontera tipo Newman (no hay flujo en las fronteras – sistema cerrado).
- Dimensiones y número de celdas (ver sección tamaño de celda):
 - $n_x = 63$ celdas
 - $n_y = 63$ celdas
 - $n_z = 10$ celdas
 - $D_x \sim 100$ pies
 - $D_y \sim 100$ pies
 - $D_z \sim 50$ pies
- Refinamiento local tipo X en la zona cercana al pozo (ver sección refinamiento local)

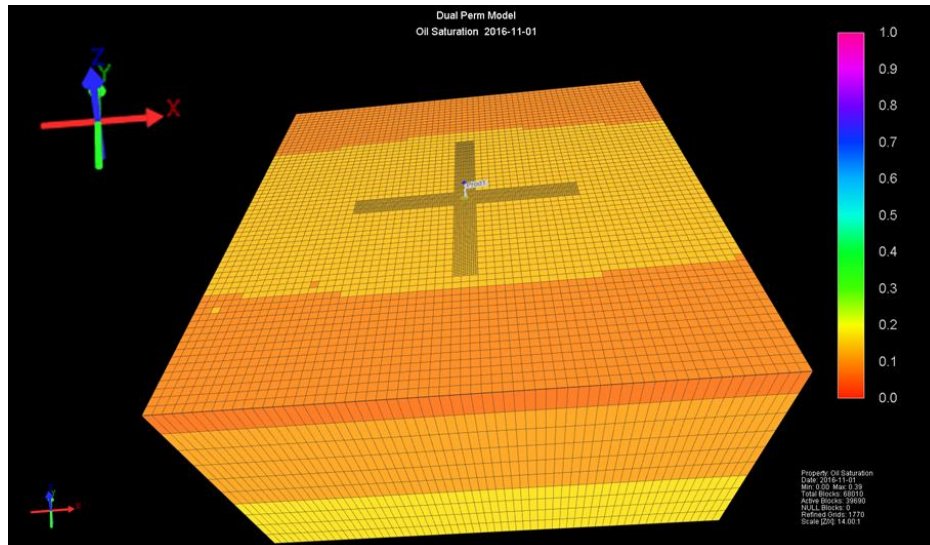


Figura 2-1: Malla caso de estudio 63x63x10 celdas con refinamiento local.

2.1.1 Tamaño y tipo de malla

Como se menciona en la descripción del modelo físico, la malla construida para el estudio de incertidumbre corresponde a una malla cartesiana que representa el radio de drenaje promedio de los pozos productores del campo (radio ~ 1 km). La selección de una malla cartesiana sobre una malla radial está asociada a que la primera permitirá futuras evaluaciones, no incluidas en este estudio, enfocadas en el efecto en la productividad bajo esquemas de soporte de presión a través de la inyección de gas.

2.1.2 Tamaño de celda

Una vez definido el tamaño total de la malla, se realizaron sensibilidades al tamaño de celda en la horizontal y en la vertical, asumiendo un pozo vertical en el centro de la malla controlado por tasa de gas y presión de fondo:

- Caso Base: 100 pies x 100 pies x 20 pies, equivalente a 63x63x25 celdas en i, j y k respectivamente para un total de 99225 celdas.
- Sensibilidades en la vertical:
 - 20 pies (25 celdas)
 - 25 pies (20 celdas)
 - 33.3 pies (15 celdas)
 - 50 pies (10 celdas)
- Sensibilidades en la horizontal:
 - 100 pies (63 celdas)
 - 150 pies (42 celdas)
 - 300 pies (21 celdas)
 - 630 pies (11 celdas)

Comparaciones de tasas de producción (aceite, gas y agua), perfil de saturación de aceite (banco de condensado) con distancia y perfil de presión en la fractura y la matriz con distancia se realizaron para entender el impacto del tamaño de celda (Ver Anexo A)

2.1.3 Refinamiento Local (LGR)

Para representar de forma adecuada el banco de condensado en particular en la zona cercana al pozo productor, se generaron diferentes modelos de refinamiento local para realizar el análisis de incertidumbre para el pozo vertical como para pozos de alto ángulo (ver Anexo A). El modelo seleccionado es aquel que represente de forma adecuada el banco de condensado con tiempos de corrida bajos.

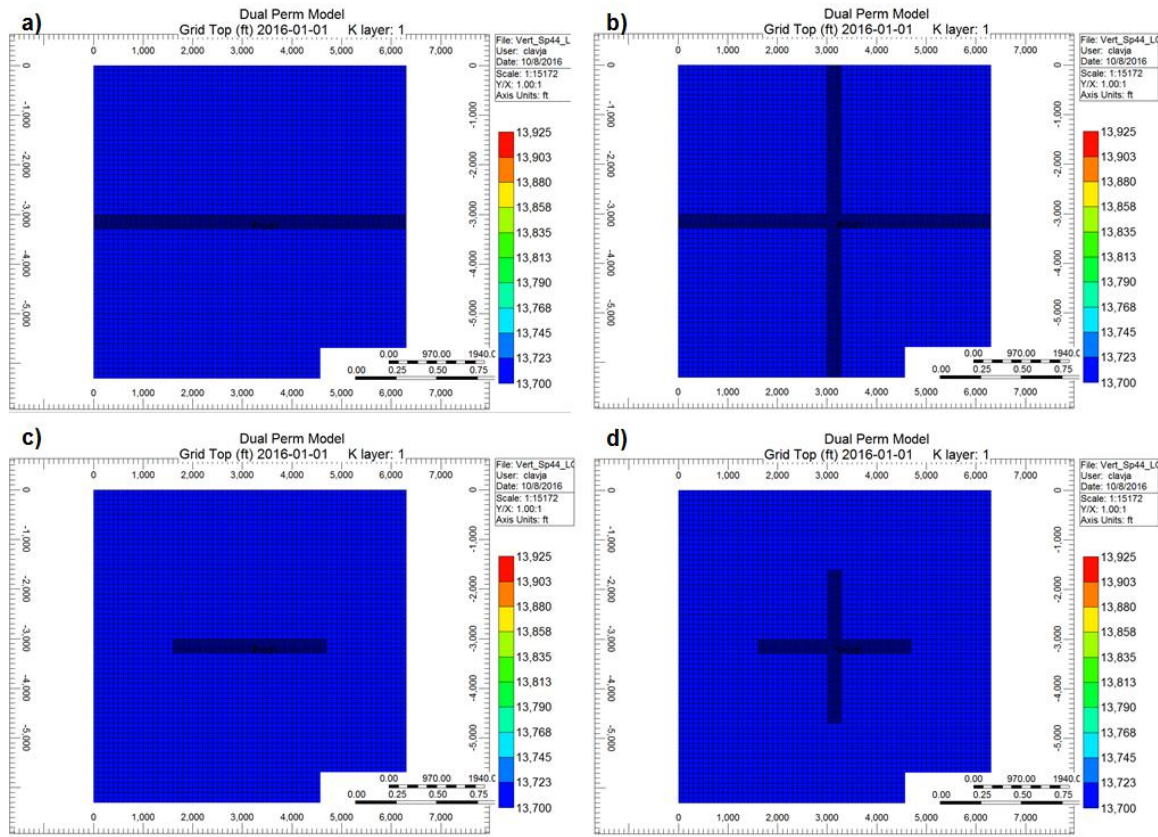


Figura 2-2: Sensibilidad refinamiento local. a) Refinamiento 1-LGR1; b) Refinamiento 2 –LGR1 (Corto) Tipo X; c) Refinamiento 3-LGR2; d) Refinamiento 4 –LGR2 (Corto) Tipo X.

De acuerdo a los resultados y a pesar de la similitud existente entre los diferentes escenarios, el refinamiento local permite discretizar de forma detallada el banco de condensado con distancia. La movilidad del condensado generado en el yacimiento varía dependiendo de la saturación en la celda (ver sección permeabilidad relativa) y por tanto el refinamiento permite evaluar de forma adecuada su efecto al perforar pozos de alto ángulo en donde se contacta una mayor área de flujo que potencialmente moviliza un mayor volumen del condensado generado. Como resultado del análisis del mejor refinamiento local y en línea a escoger un modelo representativo con bajos tiempos de corrida, se selecciona el modelo LGR2 (Corto) Tipo X.

2.2 Metodología de Evaluación

A continuación se presenta un diagrama de flujo que resume la metodología utilizada para la evaluación de este estudio (ver Figura 2-2).

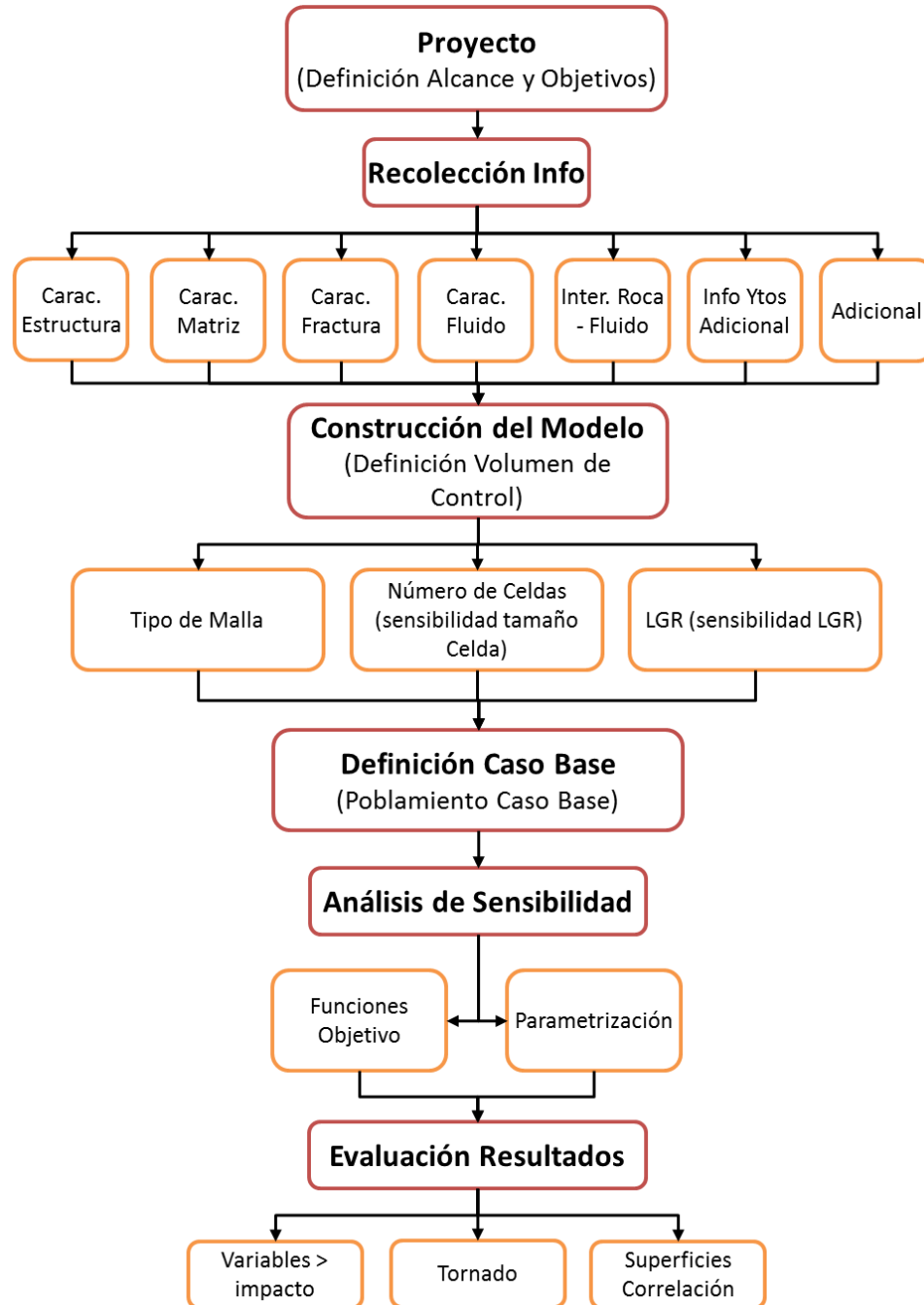


Figura 2-3: Diagrama de flujo resumen proceso para generación y evaluación análisis sensibilidad NFR.

Posterior a la definición del alcance y objetivos del proyecto, el siguiente paso parte de los principales retos identificados por Bratton et al. [19] para enfrentar la simulación de yacimientos naturalmente fracturados. El problema se debe atacar el problema a través de 3 frentes:

- Resolver los patrones de flujo a través de la conectividad de las fracturas. Esta depende de la longitud, orientación e intensidad de fracturas.
- Conocimiento de las permeabilidades del sistema de fracturas, su variación y la interacción con la matriz.
- La presión del fluido y entendimiento de la interacción roca fluido (presiones capilares y permeabilidades relativas).

Es así como la recolección de información se centró en:

- Caracterización de la estructura: ya que controla la presencia de fallas, barreras de no flujo, la litología, espesores promedio. Es el punto de partida de todo modelo y usa información de sísmica 2D, 3D, sedimentología, caracterización de la roca, lo cual se transforma en un modelo geológico.
- Caracterización de la red de fracturas: apertura, espaciamiento, porosidad, permeabilidad, orientación, identificación de esfuerzos regionales, a través de información de afloramientos, núcleos, registros de imágenes, registros eléctricos, análisis de pruebas transientes de presión, entre otros.
- Caracterización de la matriz: porosidad, permeabilidad, NTG, por su importancia en relación a la capacidad de almacenamiento y la interacción con las fracturas. Esto a partir de la información de núcleos y registros eléctricos principalmente.
- Caracterización del fluido: el modelamiento en yacimientos convencionales y naturalmente fracturados, debe partir de información robusta del fluido a estudiar. Conocimiento de su composición, variación con profundidad o distancia, su comportamiento PVT es crítico. El escenario ideal es contar con una ecuación de estado robusta que permita representar el comportamiento del fluido bajo escenarios de depletamiento o inyección de gas (dependiendo del fluido).
- Interacción Roca Fluido: Esta sección se centra en el comportamiento del fluido y su interrelación con la roca, para lo cual se debe contar con un entendimiento del comportamiento capilar y el efecto de flujo de más de una fase (curvas de permeabilidad relativa).

- Información de yacimientos y adicional: Consta del entendimiento de la capacidad de flujo del sistema completo (matriz y fracturas), la presión del sistema, el esquema de desarrollo, el diseño básico de pozo (trayectorias, completamiento, radio de pozo, longitud, entre otras).

Paso seguido, se define el volumen de control que permite definir el tamaño del mallado para lo cual se define el tipo de malla (dependiente del propósito y alcance), un estudio de sensibilidad al tamaño de celda y para modelos que se centran en el modelamiento de fenómenos en cara de pozo, refinamiento local.

El caso base, es el punto de partida de todo estudio de sensibilidad en el cual se definen un escenario de comparación sobre el cual se determina el impacto de las diferentes variables de sensibilidad. Para este último se requiere definir las funciones objetivo, que corresponde a las variables más relevantes para entendimiento y comparación de resultados (acumulados, presiones, saturaciones, entre otros). Por otro lado, la parametrización se refiere a la definición de variables de sensibilidad del estudio que para el caso de estudio se enfoca en las variables determinantes en la conectividad de las fracturas y de flujo de fluidos en el yacimiento (P_c , K_r).

La metodología usada para la definición del tamaño de celdas y del refinamiento usado para generar el modelo usado como base para el estudio de incertidumbre del presente estudio.

2.3 Construcción del modelo base y de sensibilidad

A continuación se presenta un resumen de la evaluación realizada para determinar las variables de mayor influencia en la recuperación de hidrocarburos en yacimientos naturalmente fracturados. Este incluye la descripción del caso base de evaluación y los rangos y distribuciones de las variables incluidas en el estudio de sensibilidad.

El modelo se construyó con la asistencia del módulo CMOST-Integrated Analysis & Optimization Tool del grupo CMG Ltd., el cual es una herramienta de ingeniería de yacimientos, que a partir del uso de diseño experimental, técnicas de muestreo y de

optimización permite determinar el efecto de diferentes parámetros de yacimiento sobre la producción y el recobro para campos de aceite y gas.

2.3.1 Descripción Caso Base

El modelo base sobre el cual se comparan los resultados del análisis de sensibilidad se presenta a continuación.

- Espaciamiento de fracturas: El espaciamiento de fracturas utilizado corresponde a un valor medio de espaciamiento equivalente a 44 pies.
- Permeabilidad de fractura: Los valores de permeabilidad de fractura utilizados fueron:
 - $K_{fi} = 20 \text{ md}$
 - $K_{fj} = 0.25 \cdot K_{fi}$
 - $K_{fk} = K_{fi}$

La permeabilidad en dirección i es mayor a la permeabilidad en dirección j para representar la orientación de los esfuerzos regionales y por tanto de las fracturas (ver Figura 2-4).

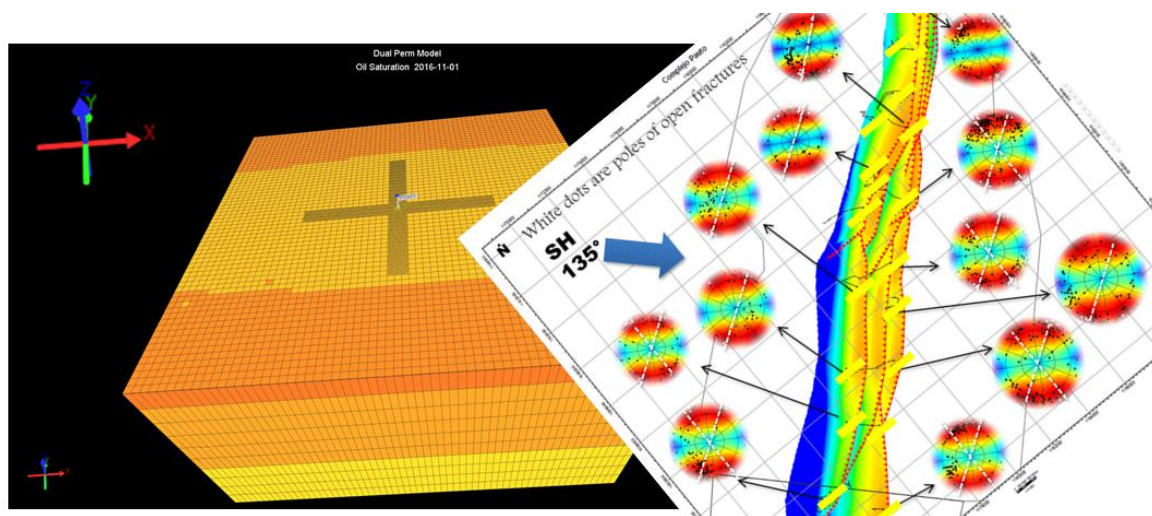


Figura 2-4: Orientación malla en relación a la orientación de las fracturas y la estructura del campo Complejo Pauto.

- Permeabilidad de matriz: Los valores de permeabilidad de matriz utilizados fueron:
 - $K_{mi} = 1 \text{ md}$
 - $K_{mj} = 1 \text{ md}$
 - $K_{mk} = 0.25.K_{mi}$

- Curvatura permeabilidad relativa gas-aceite: El caso base asume las curvas presentadas en el Capítulo 2, generadas a partir de la correlación de Corey. Los coeficientes de curvatura usados fueron:
 - $N_{g \text{ matriz}} = 2.9$
 - $N_{og \text{ matriz}} = 4.8$
 - $N_{g \text{ fractura}} = 1.7$
 - $N_{og \text{ fractura}} = 3.0$

- Curvatura permeabilidad relativa aceite-agua: El caso base asume las curvas presentadas en el Capítulo 2, generadas a partir de la correlación de Corey. Los coeficientes de curvatura usados fueron:
 - $N_{w \text{ matriz}} = 3.5$
 - $N_{ow \text{ matriz}} = 3.5$
 - $N_{w \text{ fractura}} = 1.5$
 - $N_{ow \text{ fractura}} = 1.5$

- Curva presión capilar gas-aceite: El caso base asume despreciable el efecto de la P_{cgo} ($P_{cgo}=0$) tanto para la matriz como para la fractura.

- Curva presión capilar aceite-agua: El caso base asume despreciable el efecto de la P_{cow} ($P_{cow}=0$) tanto para la matriz como para la fractura debido a que a condiciones iniciales el modelo se encuentra inicializado más de 1000 pies por encima del contacto aceite-agua.

- Diseño de Pozo: El caso base asume un pozo vertical que atraviesa los 500 pies de yacimiento (espesor promedio espesor Mirador Complejo Pauto).

- Daño de formación: El caso base asume un pozo con un daño de 120 unidades, el cual corresponde a un valor máximo de daño visto en pozos del campo verticales completados con hueco revestido y cemento.

2.3.2 Análisis de sensibilidad

A continuación se presenta un resumen de las variables de sensibilidad evaluadas en el estudio (mayor detalle ver Capítulo 1). Las distribuciones asumidas para las diferentes variables fueron de naturaleza uniforme continua para no sesgar el resultado a un valor en particular.

- Espaciamiento de fracturas: El espaciamiento de fracturas evaluado está limitado a un máximo igual al tamaño de celda (100 pies). La distribución asumida oscila en un rango entre 1-99 pies.
- Permeabilidad de fractura: La permeabilidad de fractura mantiene la misma relación del caso base en donde la $K_{fi}=K_{fk}>K_f$. El rango para el estudio de sensibilidad oscila entre:
 - $K_{fi} = 1-50 \text{ md}$
 - $K_{fj} = (0.25-0.75).K_{fi}$
 - $K_{fk} = K_f$
- Permeabilidad de matriz: La permeabilidad de matriz se evaluó en un rango entre:
 - $K_{mi} = 0.1-3 \text{ md}$
 - $K_{mj} = K_{mi}$
 - $K_{mk} = (0.1-0.5).K_{fi}$
- Diseño de Pozo: Se realizaron sensibilidades a pozos de alto ángulo con diferentes longitudes, orientaciones. Debido a la limitante en la predictibilidad de zonas de mayor calidad de roca tanto por matriz como en fractura, todas las trayectorias se evaluaron atravesando la formación objetivo de tope a base.
 - *Trayectorias en dirección "j":* El primer grupo de trayectorias evaluadas corresponde a los pozos en dirección perpendicular al plano de fracturas (perpendicular a la dirección del esfuerzo máximo regional). Se evaluaron 6

trayectorias en esta dirección (“Lat1y”, “Lat2y”, “Lat3y”, “Lat4y”, “Lat5y”, “Lat6y”) que difieren en el ángulo de ataque y longitud total.

- *Trayectorias en dirección “i”*: El segundo grupo de trayectorias evaluadas corresponde a los pozos en dirección paralela al plano de fracturas (paralelo a la dirección del esfuerzo máximo regional). Se evaluaron 6 trayectorias en esta dirección (“Lat1x”, “Lat2x”, “Lat3x”, “Lat4x”, “Lat5x”, “Lat6x”) que difieren en el ángulo de ataque y longitud total.
- *Trayectoria vertical*: El último grupo de trayectoria corresponde a pozos verticales (“vert”) de 500 pies de longitud.

Las longitudes evaluadas por trayectoria oscilan entre 500 pies hasta 1680 pies de longitud total (ver Tabla 2-1).

Tabla 2-1: Longitud total lateral para cada trayectoria evaluada.

Trayectoria	Longitud (pies)	Orientación
vert	500	Vertical
Lat1x	540	Paralelo plano de fracturas (“i”)
Lat2x	600	Paralelo plano de fracturas (“i”)
Lat3x	710	Paralelo plano de fracturas (“i”)
Lat4x	950	Paralelo plano de fracturas (“i”)
Lat5x	1300	Paralelo plano de fracturas (“i”)
Lat6x	1680	Paralelo plano de fracturas (“i”)
Lat1y	540	Perpendicular plano de fracturas (“j”)
Lat2y	600	Perpendicular plano de fracturas (“j”)
Lat3y	710	Perpendicular plano de fracturas (“j”)
Lat4y	950	Perpendicular plano de fracturas (“j”)
Lat5y	1300	Perpendicular plano de fracturas (“j”)
Lat6y	1680	Perpendicular plano de fracturas (“j”)

- Daño de formación: Basado en la historia de daños de formación de los pozos perforados en el Complejo Pauto, se evaluó el daño de formación entre 2-150 unidades.
- Curvatura permeabilidad relativa gas-aceite (K_{rgo}): Como parte del análisis de sensibilidad no se evaluó el impacto de la curvatura de las K_{rgo} (controlado por los coeficientes de Corey). Sin embargo la matriz y la fractura tienen curvaturas diferentes por el efecto de número capilar (mayor velocidad de flujo en la fractura).

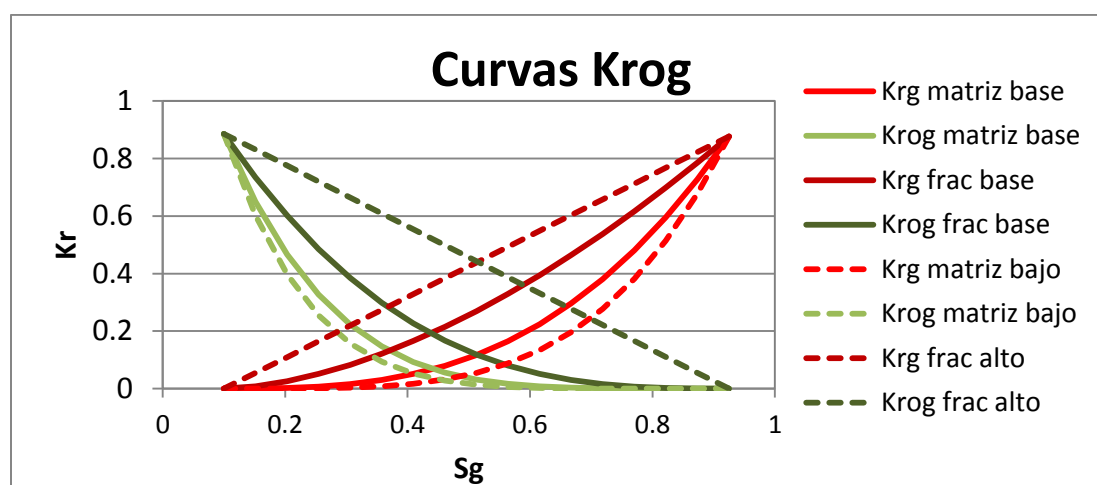


Figura 2-5: Rango curvas Krog usadas en el análisis de sensibilidad.

- Curvatura permeabilidad relativa aceite-agua: Como parte del análisis de sensibilidad no se evaluó el impacto de la curvatura de las K_{row} (controlado por los coeficientes de Corey).
- Curva presión capilar gas-aceite: Como se discutió en el Capítulo 2, y asociado a los resultados evidenciados en el estudio de Al Ghamdi [9], no se incluye el efecto de la P_{cgo} en el análisis de sensibilidad por su impacto despreciable en el recobro de líquido (valores bajos de presión capilar).
- Curva presión capilar aceite-agua: A pesar del potencial impacto de la curva P_{cow} en el recobro de líquidos, no se incluye el efecto en el estudio de sensibilidad debido a

que se está evaluando en un modelo de sector, más de 1000 pies por encima del contacto aceite-agua, saturado en hidrocarburos, sin acuífero y sin inyección de agua.

Una vez definidas los parámetros de entrada y con el uso del diseño de hipercubo latino, en donde se construyen combinaciones de estas variables obtener la mayor cantidad de información disponible a partir del mínimo número de corridas de simulación, se generan los casos de simulación a correr en software CMOST/GEM. Una ecuación proxy se genera directamente del “software” a partir de la información obtenida de las corridas realizadas con el uso del diseño de hipercubo latino, el objetivo de esta superficie de correlación es representar una aproximación simple del modelo de simulación complejo creado, para poder extender los resultados a diferentes casos de análisis.

3. Evaluación y Resultados

El capítulo 3 presenta los resultados obtenidos del estudio de sensibilidad realizado en CMOST con las variables y rangos descritos en el Capítulo 2. Para tener mayor claridad de los escenarios evaluados, se incluyen un resumen en el Anexo B de todos los escenarios corridos (diseño experimental).

3.1 Recobro de hidrocarburos

El recobro de hidrocarburos en yacimientos naturalmente fracturados es función tanto de las propiedades de la matriz como de las fracturas naturales y la interrelación de estas establece cómo es el flujo de fluidos en el yacimiento dictando el resultado en el recobro final.

Comúnmente, los parámetros de fractura como lo son el espaciamiento y la permeabilidad [exceso de permeabilidad (X) - ver ecuación 3.1] tienen una influencia dominante en el resultado final. Para entender su impacto, gráficos de correlación entre el recobro de hidrocarburos y las variables de fractura se realizaron a partir de los resultados del análisis de sensibilidad anteriormente descrito.

$$X \propto \frac{K_f}{K_m} \quad (3.1)$$

Las figuras 3-1, 3-2 y 3-3 presentan el recobro de gas y condensado y el caudal de gas inicial para todas las simulaciones realizadas variando la totalidad de variables incluidas en el estudio (trayectoria, permeabilidad de fractura en todas las direcciones, permeabilidad de matriz en todas las direcciones, espaciamiento de fracturas y daño total).

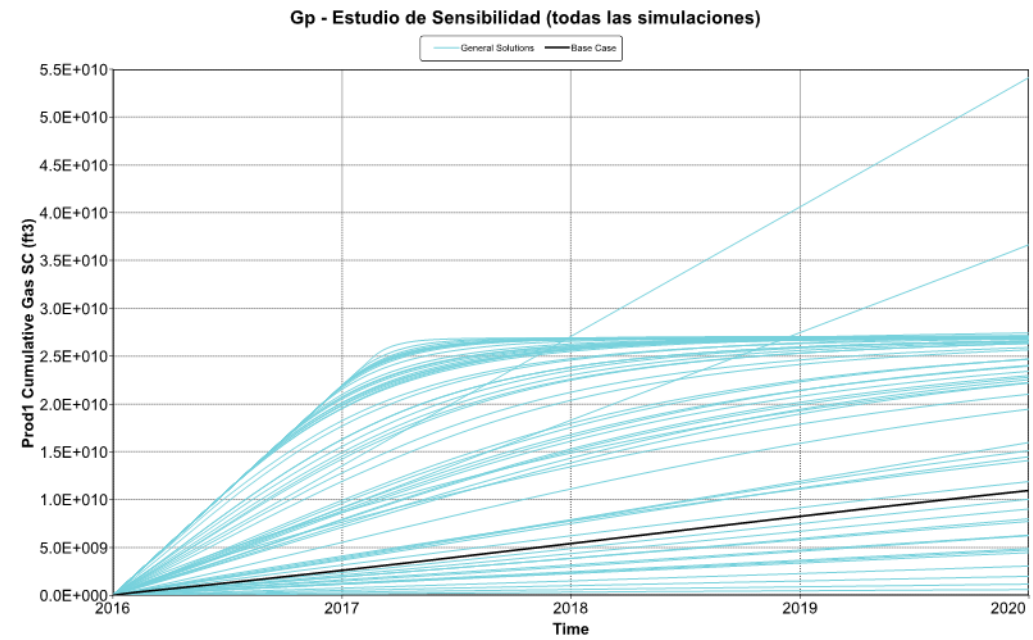


Figura 3-1: Rango acumulado gas para todas las simulaciones realizadas.

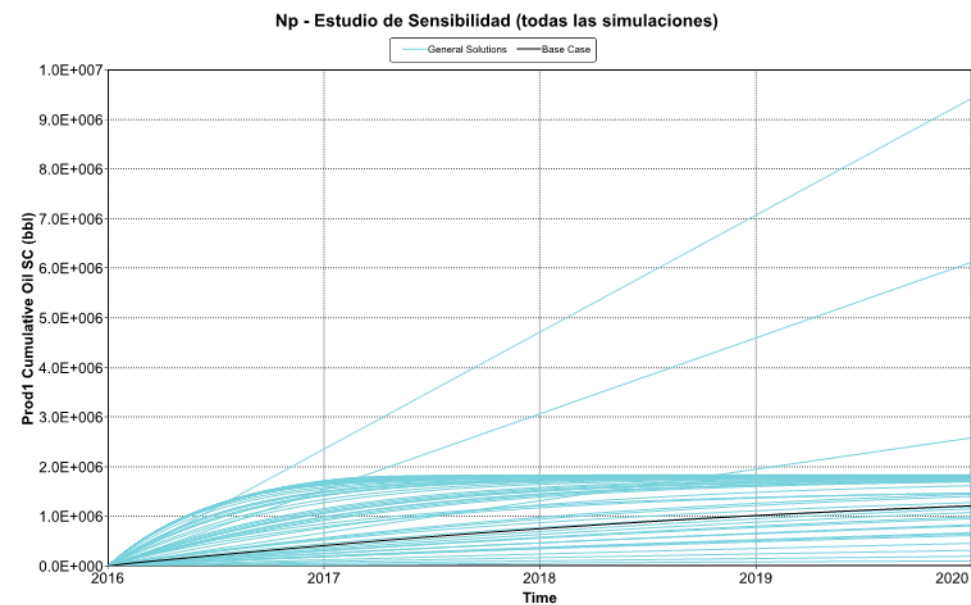


Figura 3-2: Rango acumulado condensado para todas las simulaciones realizadas.

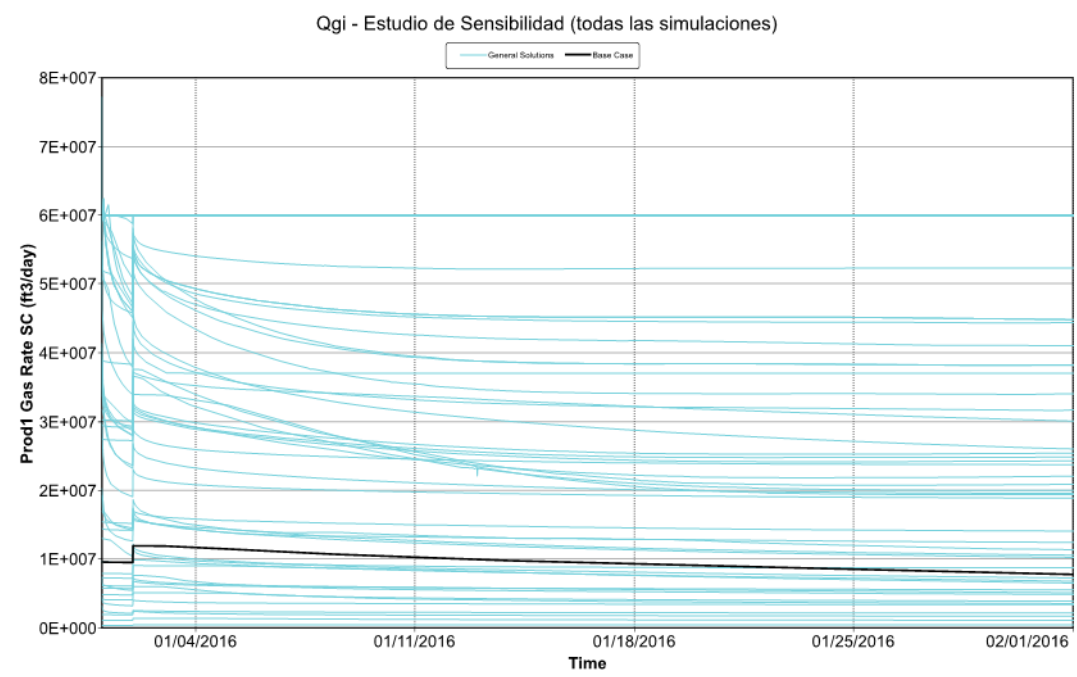


Figura 3-3: Rango caudal de gas inicial para todas las simulaciones realizadas.

La muestra de escenarios evaluados ($Q_{gi}=2-60$ MMpcd, $G_p= 1-55$ Bpce, $N_p= 0.2-9$ MMbls) arroja un rango de resultados tal que, la variación de los parámetros evaluados, generan cambios significativos en las producciones de gas y condensado afectando la dinámica de flujo en el medio poroso, es decir que los parámetros introducidos tienen un impacto directo, de mayor o menor grado dependiente de la variable, en el recobro de hidrocarburos.

A continuación se presentan los gráficos de recobros de gas, tasa inicial de gas, presión en la matriz, saturaciones de aceite en la fractura y la matriz al último tiempo simulado para la totalidad de realizaciones evaluadas para cada tipo de trayectoria (vertical, paralela al plano de fractura y perpendicular al plano de fractura). Cabe resaltar que cada escenario tiene una combinación de parámetros de entrada diferente, lo cual no permite hacer comparaciones directas entre ellos, sin embargo permite visualizar el rango de resultados obtenidos para cada caso y que en efecto la combinación de parámetros afecta los diferentes tipos de trayectoria.

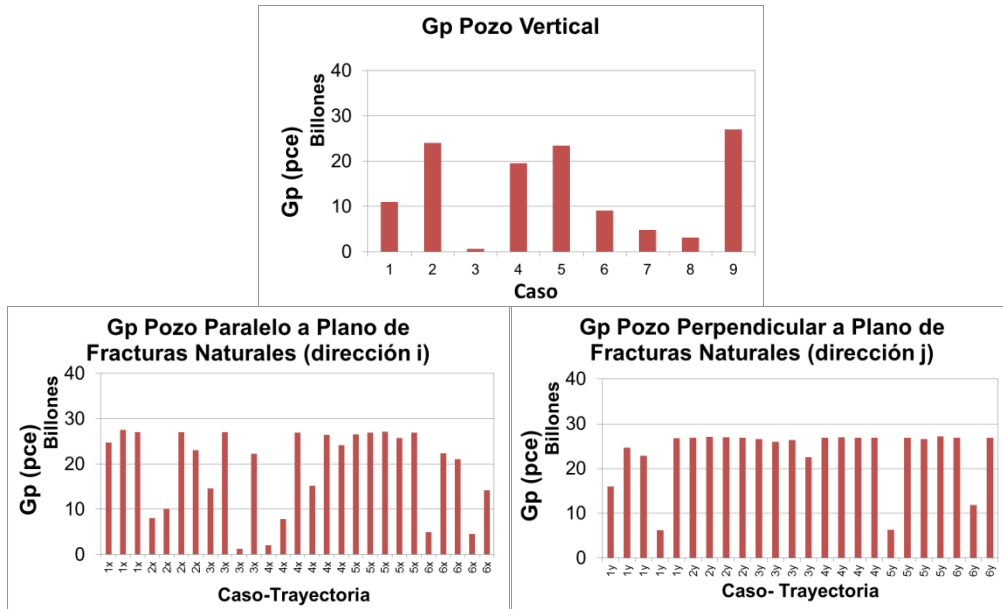


Figura 3-4: Producción de gas acumulada escenarios simulados por trayectoria. Figura superior Gp pozo vertical; Figura inferior izquierda Gp pozos alto ángulo paralelo al plano de fractura; Figura inferior derecha Gp pozos alto ángulo perpendicular al plano de fractura.

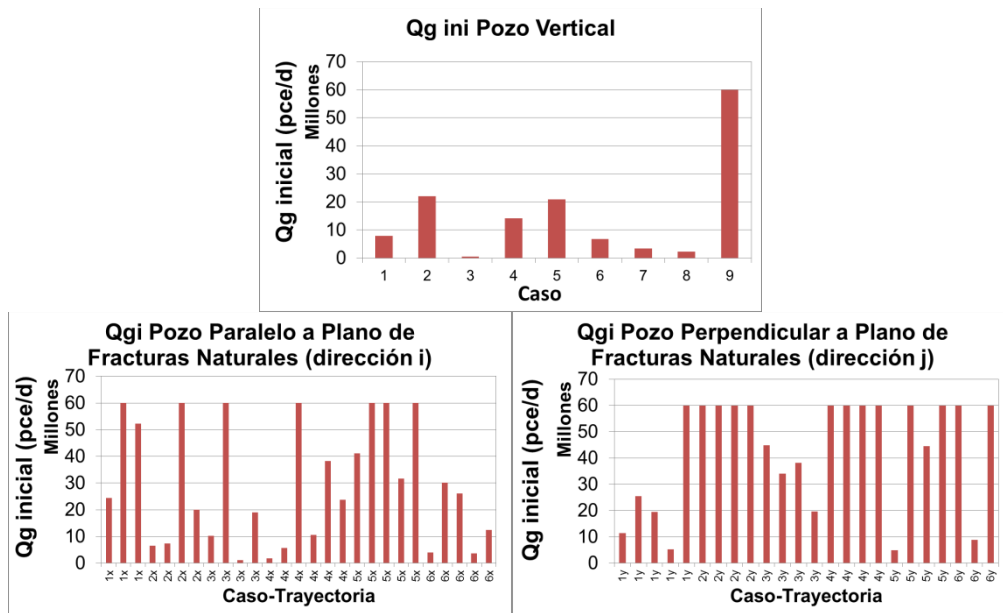


Figura 3-5: Caudal de gas inicial escenarios simulados por trayectoria. Figura superior Qg pozo vertical; Figura inferior izquierda Qg pozos alto ángulo paralelo al plano de fractura; Figura inferior derecha Qg pozos alto ángulo perpendicular al plano de fractura.

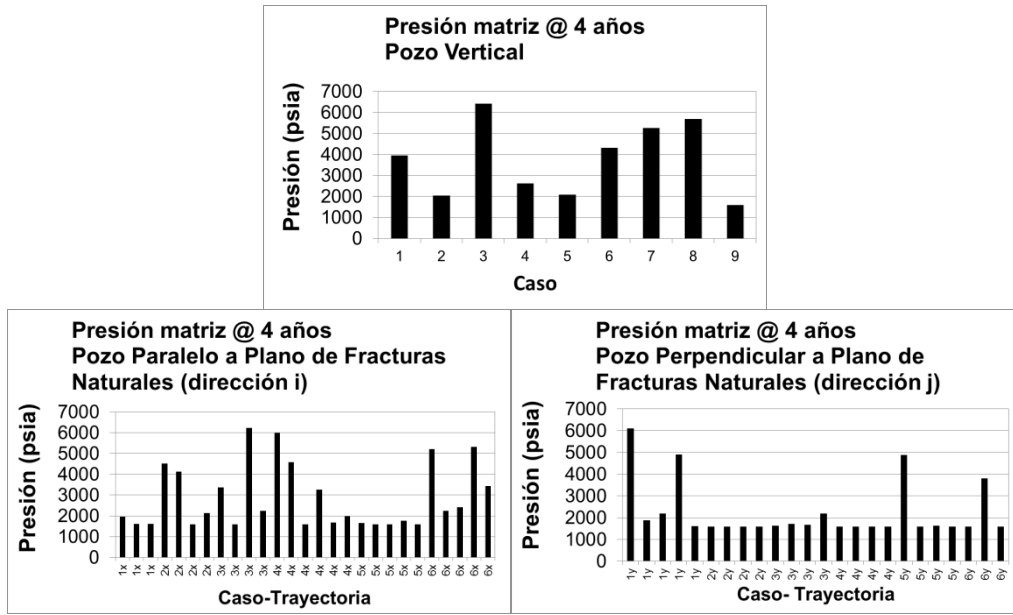


Figura 3-6: Presión en la matriz escenarios simulados por trayectoria. Figura superior Pmatriz pozo vertical; Figura inferior izquierda Pmatriz pozos alto ángulo paralelo al plano de fractura; Figura inferior derecha Pmatriz pozos alto ángulo perpendicular al plano de fractura.

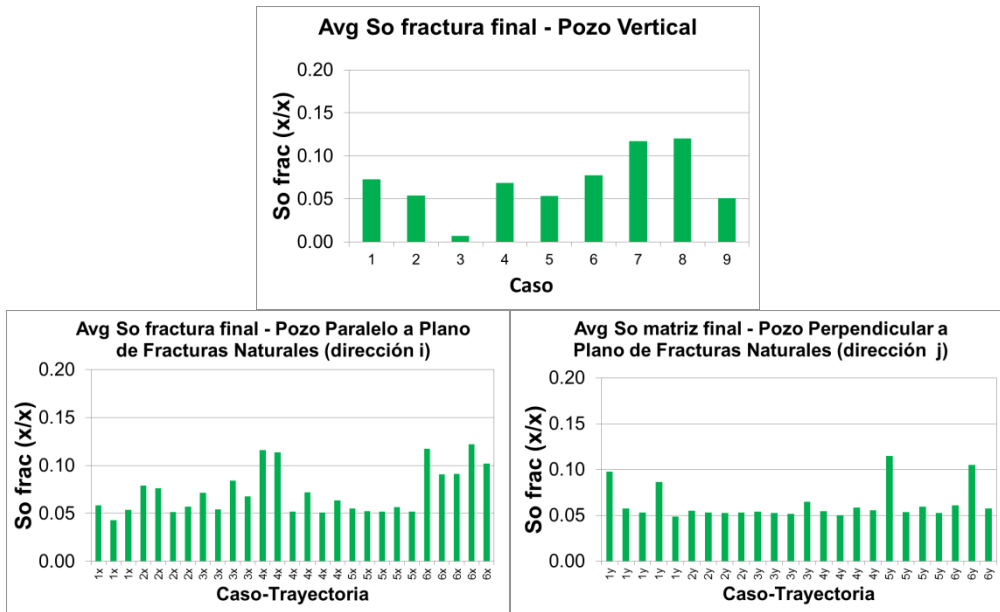


Figura 3-7: Saturación aceite final en la fractura escenarios simulados por trayectoria. Figura superior So fractura pozo vertical; Figura inferior izquierda So fractura pozos alto ángulo paralelo al plano de fractura; Figura inferior derecha So fractura pozos alto ángulo perpendicular al plano de fractura.

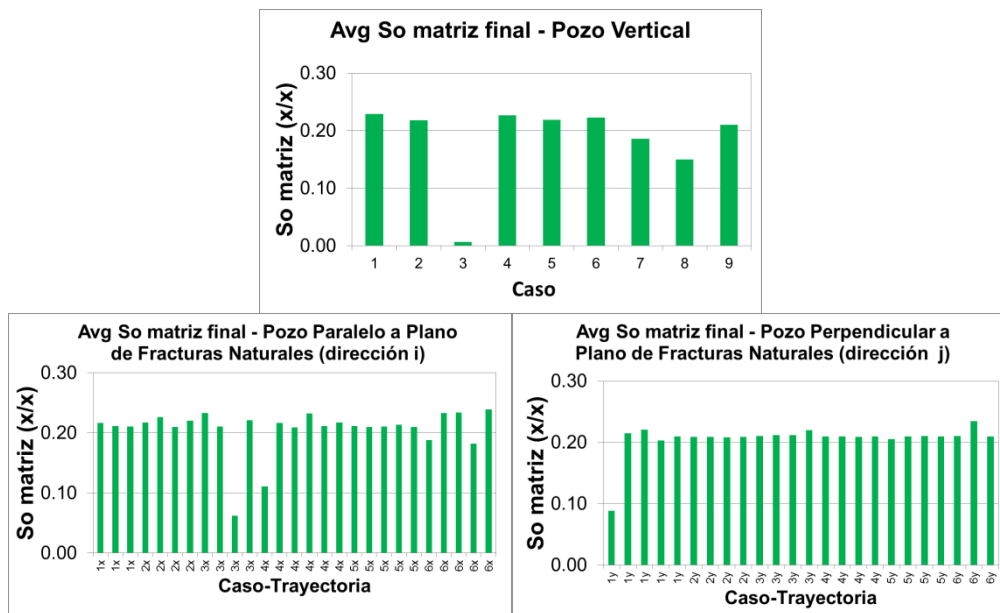


Figura 3-8: Saturación aceite final en la matriz escenarios corridos por trayectoria. Figura superior So matriz pozo vertical; Figura inferior izquierda So matriz pozos alto ángulo paralelo al plano de fractura; Figura inferior derecha So matriz pozos alto ángulo perpendicular al plano de fractura.

En términos generales, el recobro de pozos de alto ángulo es en promedio mayor al de pozos verticales por consecuencia de dos factores: una mayor productividad inicial por contactar zonas con mejor capacidad de flujo (fracturas) con mejores propiedades y una mejor conexión entre las fracturas y la matriz que almacena el hidrocarburo, lo cual favorece el flujo de fluidos en el medio poroso y por tanto la dinámica en el reservorio. El mayor grado de conexión con el medio poroso se alcanza al perforar pozos en dirección perpendicular al plano de fracturas, contactando una mayor densidad lo cual genera un depletamiento acelerado (ver Figura 3-6) que justifica promedios de saturación de aceite en la matriz similares para pozos verticales o de alto ángulo:

- Pozos verticales: Existe menor conexión con el medio poroso y por lo tanto menor movimiento del condensado generado en la matriz al caer por debajo de la presión de rocío.
- Pozos de alto ángulo: Existe mayor conexión con el medio poroso, acelerando el depletamiento. Debido a la naturaleza composicional y de condensación retrograda del fluido se genera mayor saturación de líquido en la matriz por efectos netos del fluido que compensan el mayor movimiento del mismo hacia la red de fracturas.

3.1.1 Recobro de hidrocarburos en función del exceso de permeabilidad

Desde una perspectiva de variables de fractura y matriz (exceso de permeabilidad) y a partir de la superficie de correlación obtenida del diseño de hipercubo latino (CMOST) se construyeron gráficos de correlación de volumen producido y saturaciones a diferentes excesos de permeabilidad para pozos de alto ángulo.

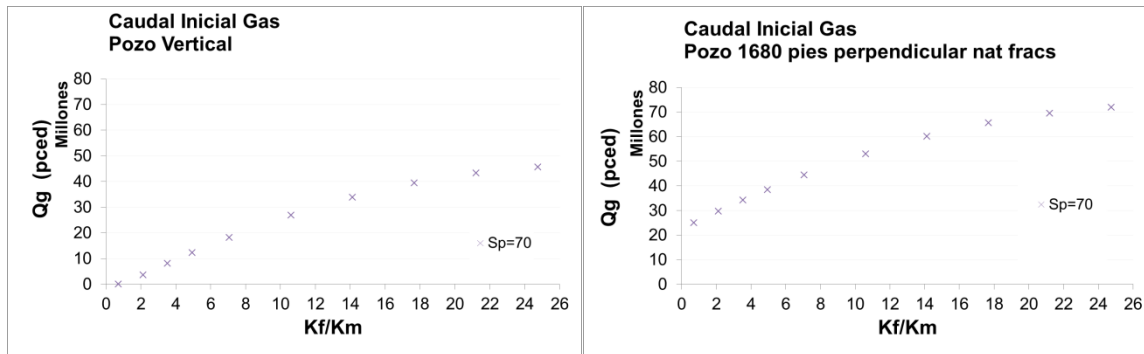


Figura 3-9: Efecto del exceso de permeabilidad sobre la productividad inicial en pozo vertical (izquierda) y pozo de alto ángulo perpendicular al plano de fracturas (derecha).

Para pozos verticales o de alto ángulo, bajo un mismo daño de formación, en la Figura 3-9 se observa un efecto positivo en la tasa inicial dependiente del aumento en el exceso de permeabilidad (k_f/k_m). El mayor exceso es resultado de una mejor capacidad de flujo del sistema por contactar fracturas naturales, la tendencia no tiene un comportamiento lineal ya que a valores de exceso de permeabilidad superiores a 15 unidades, la curva tiende a tomar un comportamiento asintótico debido a que el medio poroso es lo suficientemente permeable y conectado entre sí (a $k_f/k_m < 15$ unidades el incremental en la tasa de gas por unidad incremental de exceso de permeabilidad es de ~12%. Para valores mayores a 15 unidades este se reduce a 5%). El comportamiento es análogo tanto para los pozos verticales como de alto ángulo, sin embargo hay mayor influencia positiva en pozos de alto ángulo (ver sección 3.1.2). El recobro de condensado presenta aumento a incrementos en el exceso de permeabilidad (ver Figura 3-10) limitado al volumen de control simulado y/o conectado por el pozo y de su interacción con los límites de frontera. Para los pozos de alto ángulo, a excesos de permeabilidad inferiores a 15 unidades el incremental en recobro de líquido es de ~6% por unidad incremental de exceso de permeabilidad. A excesos de permeabilidad superiores a 15 unidades el

incremental en recobro de líquido es de ~2% por unidad incremental de exceso de permeabilidad.

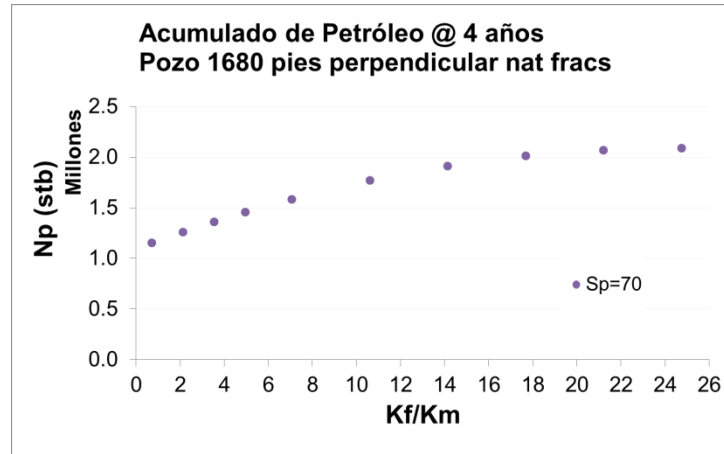


Figura 3-10: Efecto del exceso de permeabilidad en el recobro final de líquidos para pozo con trayectoria de alto ángulo.

Sensibilidades del exceso de permeabilidad a diferentes espaciamientos de fractura se realizaron para evaluar el efecto de la conexión entre la matriz y la fractura (a mayor densidad de fracturas y por tanto menor espaciamiento). Dado que es una variable que afecta la dinámica de flujo no se observa influencia alguna en la tasa inicial (ver Figura 3-11).

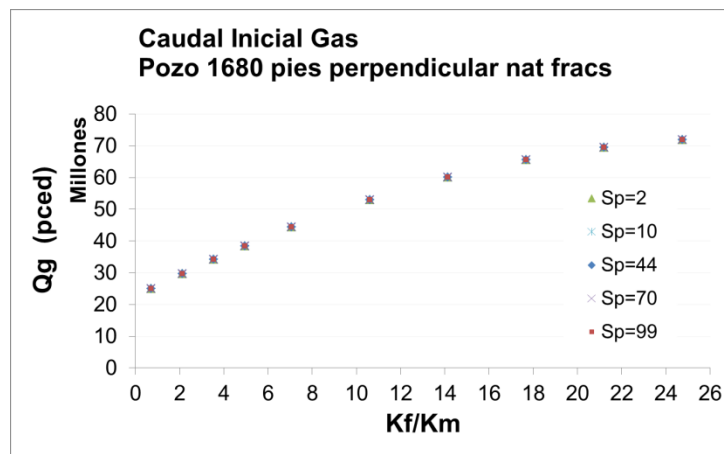


Figura 3-11: Efecto del exceso de permeabilidad a diferentes espaciamientos de fractura en el caudal inicial de gas para pozo de alto ángulo.

El espaciamiento afecta directamente el condensado generado en la matriz, el cual disminuye a menor espaciamiento y mayor exceso de permeabilidad debido a la mejor conexión del sistema matriz y fractura permitiendo mayor movimiento del mismo en el medio (ver Figura 3-12). La tendencia que se observa es de tipo lineal entre el espaciamiento de fractura y la saturación de aceite en la matriz. Por cada pie de aumento en el espaciamiento hay un aumento de 0.1% en la saturación de aceite que no se moviliza en la matriz (comparado con un caso base).

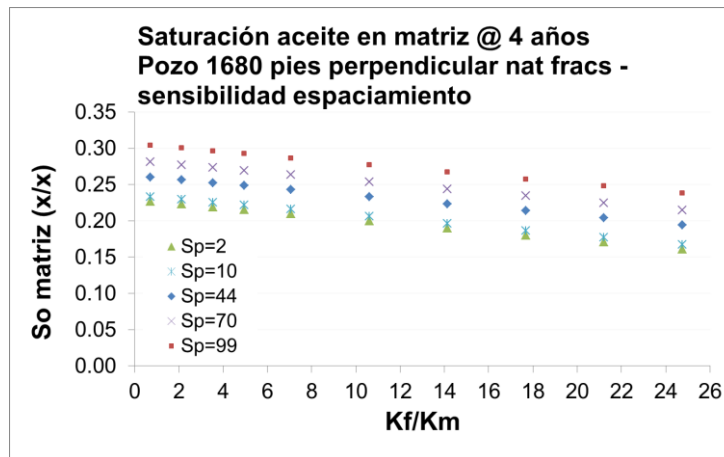


Figura 3-12: Efecto del exceso de permeabilidad a diferentes espaciamientos de fractura en la saturación de condensado retrogrado generado en la matriz para pozo de alto ángulo.

Finalmente se observa un efecto directo del exceso de permeabilidad en el recobro de hidrocarburos para un yacimiento naturalmente fracturado, en donde a medida que aumenta el exceso aumenta la tasa inicial y el recobro final por mejor conexión del pozo con el sistema de fracturas. El menor espaciamiento de fracturas (mayor densidad) permite conectar de forma más eficiente la matriz con la red de fracturas y por tanto aumenta el movimiento de condensado generado en yacimiento por el depletamiento.

3.1.2 Recobro de hidrocarburos en función del diseño de pozo

Desde una perspectiva de diseño de pozo, la orientación de este en función del flujo de fluidos (orientación fracturas), la longitud del pozo y el daño de formación son variables que tienen influencia en el recobro final de hidrocarburos. Las variables de diseño son de particular importancia para el caso de estudio, ya que se pretende entender el escenario

de diseño de pozo (longitud y dirección) bajo el cual se maximiza el recobro de hidrocarburo en el mediano plazo. Para tal fin, se realizó la comparación de caudales iniciales y recobro de hidrocarburo al final de la simulación para pozos verticales y de alto ángulo con diferentes longitudes (ver Figuras 3-13 y 3-14).

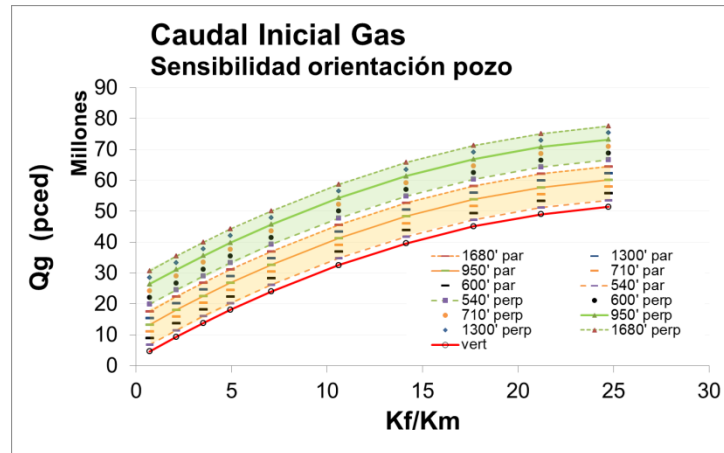


Figura 3-13: Sensibilidad orientación pozo y su efecto en el caudal inicial de gas a diferentes excesos de permeabilidad. Franja verde: trayectorias perpendiculares al plano de fracturas naturales – diferentes longitudes; Franja naranja: trayectorias paralelas al plano de fracturas naturales – diferentes longitudes; Línea roja: pozo vertical.

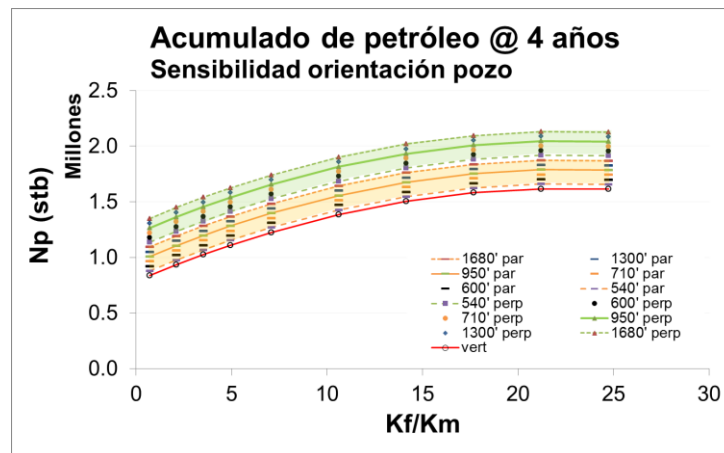


Figura 3-14: Sensibilidad orientación pozo y su efecto en el acumulado de condensado a diferentes excesos de permeabilidad a un mismo daño de formación. Franja verde: trayectorias perpendiculares al plano de fracturas naturales – diferentes longitudes; Franja naranja: trayectorias paralelas al plano de fracturas naturales – diferentes longitudes; Línea roja: pozo vertical.

El recobro de hidrocarburo y la tasa inicial son sensibles a la orientación del pozo. Para todos los casos de exceso de permeabilidad los pozos de alto ángulo recuperan un mayor volumen de hidrocarburo en comparación con un pozo vertical por varios fenómenos:

- Mayor caudal de gas/condensado inicial por mejor capacidad de flujo total del pozo al contactar una mayor densidad de fracturas en comparación con un pozo vertical.
- Mayor drenaje del sistema matriz-fractura por contactar más canales permeables (fracturas) que a su vez son alimentados por la matriz.
- Drenaje más homogéneo del sistema ya que en sistemas fracturados el área de drenaje tiende a ser elíptica. Este fenómeno en yuxtaposición con drenaje de diferentes fracturas naturales permite un flujo más homogéneo del medio poroso.

A su vez los pozos perpendiculares al plano de fracturas (franja verde) son lo que presentan mayores tasas iniciales de producción y recobro final debido a que intersectan las fracturas en la dirección que maximiza la capacidad de flujo y drena de forma más eficiente el tanque. Pozos perpendiculares al plano de fractura para el caso evaluado exhiben incrementales promedio entre 25% y 42% (dependiente de la longitud) en comparación con el recobro de un pozo vertical, por su parte los pozos paralelos al plano de fractura presentan incrementales entre 4% y 21% (dependiente de la longitud) en comparación con un pozo vertical. El incremento porcentual en el recobro de líquidos en comparación con un pozo vertical es mayor a excesos de permeabilidad bajos dado que se mejora el drenaje del tanque.

En relación a la longitud, se observa un efecto positivo a mayor longitud perforada por una mayor área de flujo expuesta al flujo. Sin embargo el comportamiento exhibido en el modelo presenta incrementales menores a longitudes superiores a 700 pies (ver Figura 3-15). El incremental en el recobro final observado por cada 100 pies perforados es de entre 1.5% y 5% para longitudes menores a 1000 pies y de menos de 1% para longitudes mayores a 1000 pies. Este fenómeno se puede explicar por el incremental bajo en el caudal inicial dado que se impone un mismo factor de daño para todas las trayectorias (esto limita el potencial incremental por menor daño asociado a la geometría del pozo – menor a mayor longitud).

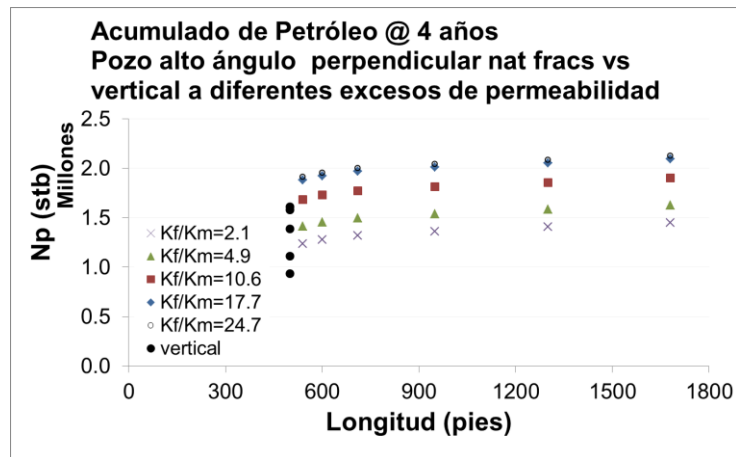


Figura 3-15: Efecto de la longitud en pozo desviado perpendicular al plano de fractura en el recobro de condensado al último día simulado a diferentes excesos de permeabilidad.

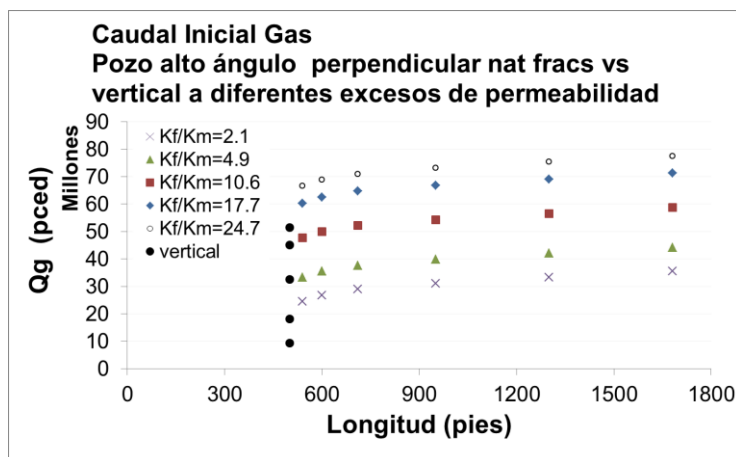


Figura 3-16: Efecto de la longitud en pozo desviado perpendicular al plano de fractura en el caudal inicial de gas a diferentes excesos de permeabilidad.

A diferencia de los demás parámetros evaluados, el daño de formación (daño mecánico) presenta un efecto menor a medida que aumenta el exceso de permeabilidad ($k_f/k_m > 20$ unidades) debido a que los efectos en cara de pozo pierden relevancia al tener un sistema altamente permeable y con alta transmisibilidad entre la red de fracturas y matriz (ver Figura 3-17). La desviación en el recobro a los 4 años para excesos de permeabilidad superiores a 20 no supera el 10% entre daños de 2 a 100 unidades.

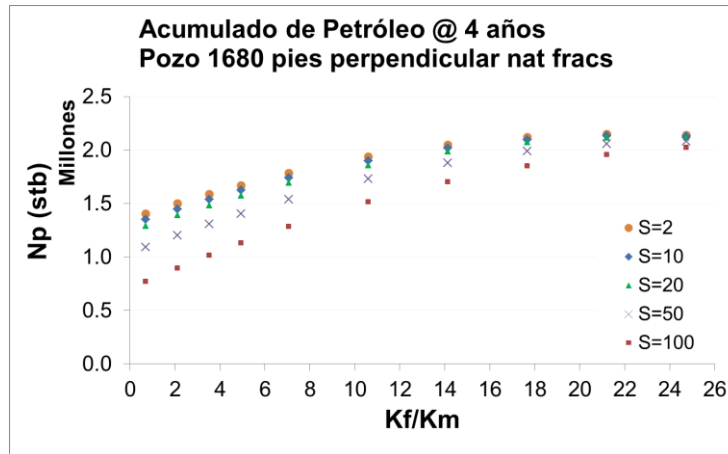


Figura 3-17: Efecto del daño de formación en la recuperación de condensado para un pozo de alto ángulo perpendicular al plano de fracturas naturales.

4. Conclusiones y recomendaciones

4.1 Conclusiones

La metodología de evaluación propuesta que considera la construcción de un modelo de doble permeabilidad, doble porosidad permite realizar un análisis mecánico del efecto de variables de fractura y diseño de pozo en el recobro de hidrocarburos.

- El exceso de permeabilidad tiene un efecto positivo en el recobro de hidrocarburos cuando se modelan yacimientos naturalmente fracturados en modelos DPDP debido a la mejor conexión del pozo con el sistema de fracturas. La relación, al no ser lineal, presenta una disminución del incremental de aceite a $k_f/k_m > 15$ unidades.
- Para pozos de alto ángulo, a excesos de permeabilidad inferiores a 15 unidades el incremental en recobro de líquido es de ~6% por unidad incremental de exceso de permeabilidad. A excesos de permeabilidad superiores a 15 unidades el incremental en recobro de líquido es de ~2% por unidad incremental de exceso de permeabilidad.
- A medida que aumenta el exceso aumenta la tasa inicial ya que se tiene un sistema más permeable conectado. Similar al recobro de líquido, la relación entre la tasa inicial y el exceso de permeabilidad no es lineal, en donde a $k_f/k_m > 15$ unidades el incremental en la tasa de gas por unidad incremental de exceso de permeabilidad es de 12%. Para valores mayores a 15 unidades este se reduce a 5%.
- La relación entre el exceso de permeabilidad y la saturación de aceite en la fractura tiene una forma lineal. Esto es que por cada unidad incremental de exceso hay una reducción de hasta 3% en la saturación de condensado. Este efecto se asocia al hecho de tener canales más permeables que permiten con mayor facilidad el movimiento de condensado de la fractura al pozo productor.

- El menor espaciamiento de fracturas (mayor densidad) permite conectar de forma más eficiente la matriz con la red de fracturas incrementando la movilidad del condensado generado en el sistema matricial (menor saturación de líquido a menor espaciamiento). Es así como se observa una tendencia lineal entre el espaciamiento de fractura y la saturación de aceite en la matriz. Por cada pie de aumento en el espaciamiento hay un aumento de 0.1% en la saturación de aceite en la matriz (comparado con un caso base).
- La recuperación de gas y líquido en yacimientos naturalmente fracturados es sensible a las variables de diseño de pozo para todo el rango de excesos de permeabilidad evaluados (1-30 unidades). Bajo todos los escenarios de exceso de permeabilidad el recobro de líquido en pozos de alto ángulo es mayor que en un pozo vertical.
- La orientación del pozo en relación al plano de fracturas debe ser la principal variable a tener en cuenta en el diseño de pozos de alto ángulo. Pozos diseñados con trayectorias perpendiculares al plano de fracturas maximizan el recobro de gas y líquido por un mayor contacto de fracturas naturales y drenaje más eficiente del sistema. Pozos perpendiculares al plano de fractura para el caso evaluado exhiben incrementales entre 25% y 42% (dependiente de la longitud) en comparación con el recobro de un pozo vertical.
- A excesos de permeabilidad bajos el incremento porcentual en el recobro de líquidos para un pozo de alto ángulo vs un pozo vertical es mayor que a excesos de permeabilidad altos debido al mejoramiento en la conexión del sistema matriz-fractura.
- El daño de formación (daño mecánico) presenta un efecto despreciable a medida que aumenta el exceso de permeabilidad ($k_f/k_m > 20$ unidades) debido a que los efectos en cara de pozo pierden relevancia al tener un sistema altamente permeable y con alta transmisibilidad entre el pozo, la red de fracturas y matriz. La desviación en el recobro a los 4 años para excesos de permeabilidad superiores a 20 unidades no supera el 10% entre daños de 2 a 100 unidades.
- La longitud del pozo es una variable que impacta el recobro de líquidos y la tasa inicial. Sin embargo los cambios más significativos se observan para pozos de alto ángulo con longitudes de hasta 1000 pies. A longitudes superiores se debe realizar un balance costo-beneficio más detallado.

- El área de drenaje en yacimientos naturalmente fracturados en depletamiento natural tiende a ser de forma elíptica por la preferencia del flujo en dirección del vector dominante de permeabilidad de fractura. Al contactar más fracturas naturales se superponen áreas de drenaje elípticas optimizando el drenaje en el mediano plazo.

4.2 Recomendaciones

La investigación de sistemas apretados naturalmente fracturados es un área aún en desarrollo particularmente en Colombia. Entender la dinámica de flujo en estos sistemas es un reto de la industria para lo cual se sugiere:

- Efectuar pruebas de laboratorio para evaluar con datos duros el efecto de Pcgo en el campo en estudio, en particular cuando se está en esquema de depletamiento que permita mayor condensación de líquidos en la matriz.
- Profundizar en el entendimiento del efecto del espaciamiento de fracturas en el recobro final dados los incrementales bajos en el sistema evaluado. Para esto se debe ampliar la muestra de simulaciones realizadas en el sistema ya evaluado.
- Evaluar el desempeño de pozos de alto ángulo a nivel de modelo completo (FFM) para capturar mayores volúmenes conectados e interferencia con otros pozos al perforar pozos de mayor longitud.
- Evaluar el efecto en sistemas con fluidos tipo aceite volátil o aceite negro en donde la movilidad del fluido es inferior. En este tipo de sistemas puede jugar un rol más protagónico las variables de diseño de pozo.
- Incluir en el estudio de YNF el efecto de daño geomecánico asociado al cierre de fracturas con aumento del esfuerzo efectivo para escamas en depletamiento a través de modelos geomecánicos acoplados o con el uso de tablas de compactación.
- Incluir en el estudio de YNF el efecto geométrico en el daño total asociado a trayectorias de alto ángulo para dimensionar correctamente su impacto en el recobro de líquidos.
- Incluir el efecto de número capilar en la evaluación de pozos por la mayor velocidad a nivel de la cercanía del pozo.

- Ahondar en el estudio de pozos de alto ángulo e inclusive horizontales en sistemas altamente heterogéneos bajo esquemas de depletamiento y/o con inyección de gas y/o agua en modelos mecánicos de DPDP.
- Realizar un estudio comparativo de los resultados de modelos de una sola porosidad, DPDP y de red de fracturas discretas con pozos de alto ángulo.

Bibliografía

- [1] Clavijo, J., Gutierrez, Z., & Soto, L. (2015). Solicitud Extensión Área Comercial Campo Complejo Pauto Contrato de Asociación Piedemonte. Documento Interno Equión Energía Ltd.
- [2] Linares, R. (2016). Adicionando Valor Desde la Incertidumbre. 3ras Jornadas Tecnológicas E&P 2016. Bogotá: Ecopetrol.
- [3] Herrera, C. (2016). Nitrogen Injection Simulation as an Enhanced Recovery Method in a Tight Natural Fracture Sandstone Reservoir with Compositional Fluids. Medellín: MSc Petroleum Engineering Thesis.
- [4] Gutierrez, Z. (2016). Historia de la Deformación Estructural del Piedemonte Llanero Colombiano. Bogotá: Documento Interno Equion.
- [5] Gutierrez, Z. (2015). Caracterización de Fracturas en Yacimientos Naturalmente Fracturados Asociados a Tectónica Compresiva, Ejemplo Piedemonte Llanero Colombiano. Medellín: Proyecto Académico: Geomecánica de Reservorios. Universidad Nacional de Colombia.
- [6] Restrepo, A., Lopera, S., Ocampo, A., & Castro, E. (2013, June). Evaluation of RPMs in Heterogeneous Cores-Fracture Scale do Matter. In SPE European Formation Damage Conference & Exhibition. Society of Petroleum Engineers.
- [7] Jahn, F., Cook, M., & Graham, M. (2008). Hydrocarbon exploration & production (Vol. 55). Elsevier.
- [8] GEM, C. (2001). Version 2001 User's Guide. Computer Modeling Group Ltd., Calgary, Alberta.
- [9] Al Ghamdi, B. N. (2009). Analysis of Capillary Pressure and Relative Permeability Effects on the Productivity of Naturally Fractured Gas-Condensate Reservoirs Using Compositional Simulation (Doctoral dissertation, The Pennsylvania State University).

- [10] Ahmed, T. (2006). Reservoir engineering handbook. Gulf Professional Publishing.
- [11] Skjaeveland, S. M., Siqveland, L. M., Kjosavik, A., Hammervold Thomas, W. L., & Virnovsky, G. A. (2000). Capillary Pressure Correlation for Mixed-Wet Reservoirs. SPE-60900-PA. *SPE-60900-PA*, 3 (1): 60–67.
- [12] Bagherian, B., Ghalambor, A., Sarmadivaleh, M., Rasouli, V., Nabipour, A., & Eshkaftaki, M. M. (2010, January). Optimization of multiple-fractured horizontal tight gas well. In *SPE International Symposium and Exhibiton on Formation Damage Control*. Society of Petroleum Engineers.
- [13] Girardi, A., Cohen, M., & Kozlowski, E. (2002, January). Integrated Multidiscipline Approach Lead To A Recent Success In Naturally Fractured Reservoir-The Macueta Experience. In *SPE Gas Technology Symposium*. Society of Petroleum Engineers.
- [14] Harstad, H., Teufel, L. W., & Lorenz, J. C. (1998, January). Potential for Infill Drilling in a Naturally Fractured Tight Gas Sandstone Reservoir. In *SPE Rocky Mountain Regional/Low-Permeability Reservoirs Symposium*. Society of Petroleum Engineers.
- [15] Guzman, R. E., & Aziz, K. (1992, January). Fine grid simulation of two-phase flow in fractured porous media. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
- [16] Al-Hadrami, H. K., & Teufel, L. W. (2000, January). Influence of permeability anisotropy and reservoir heterogeneity on optimization of infill drilling in naturally fractured tight-gas Mesaverde sandstone reservoirs, San Juan Basin. In *SPE Rocky Mountain Regional/Low-Permeability Reservoirs Symposium and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
- [17] Clemens, T., & Wit, K. (2001, January). The effect of fracture spacing on gas/oil gravity drainage in naturally fractured reservoirs. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
- [18] Marín, J. (2016). Estudio laterales largos en el pozo PMp9. Bogotá, Colombia: Reporte Interno Equión.
- [19] Bratton, T., Canh, D. V., Van Que, N., Duc, N. V., Gillespie, P., Hunt, D., Li, B., Marcinew, R., Ray, S., Montaron, B. & Nelson, R. (2006). The nature of naturally fractured reservoirs. *Oilfield Review*, 18(2), 4-23.

A. Anexo: Sensibilidad al tamaño de celda y refinamiento local.

A.1 Tamaño de celda

Los gráficos comparativos de variables dinámicas a diferentes tamaños de celda se presentan a continuación, se partió de un modelo base al cual se realizaron sensibilidades en las dimensiones horizontales y verticales.

- Caso Base: 100' x 100' x 20', equivalente a 63x63x25 celdas en i, j y k respectivamente para un total de 99225 celdas.
- Sensibilidades en la vertical:
 - 20' (25 celdas)
 - 25' (20 celdas)
 - 33.3' (15 celdas)
 - 50' (10 celdas)
- Sensibilidades en la horizontal:
 - 100' (63 celdas)
 - 150' (42 celdas)
 - 300' (21 celdas)
 - 630' (11 celdas)

A.1.1 Tasas de producción.

A continuación se presentan los gráficos de producción de gas, aceite, agua y GOR para el pozo en evaluación bajo las diferentes sensibilidades a tamaño de celda.

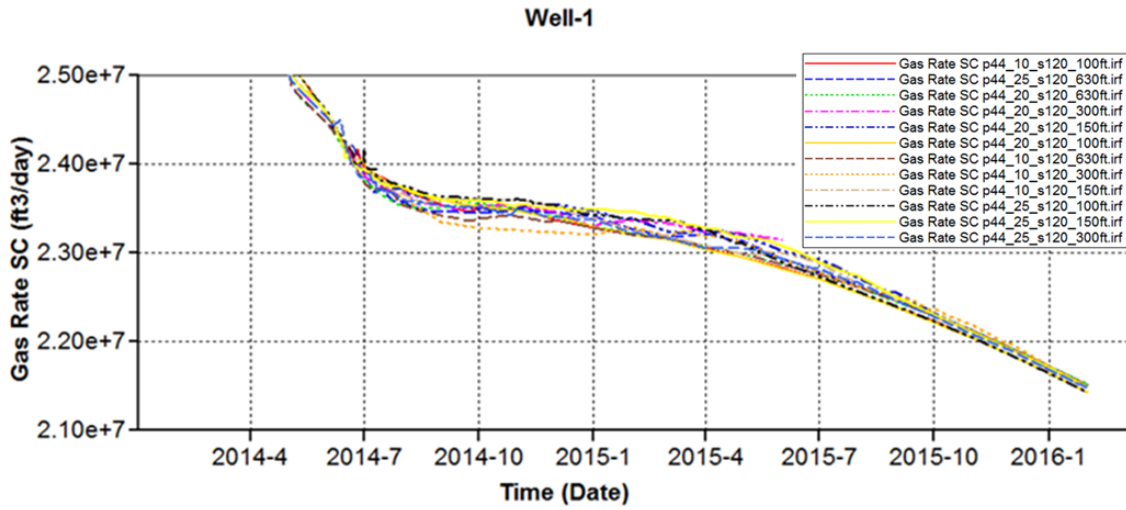


Figura A-1: Perfil de producción de gas todos los escenarios

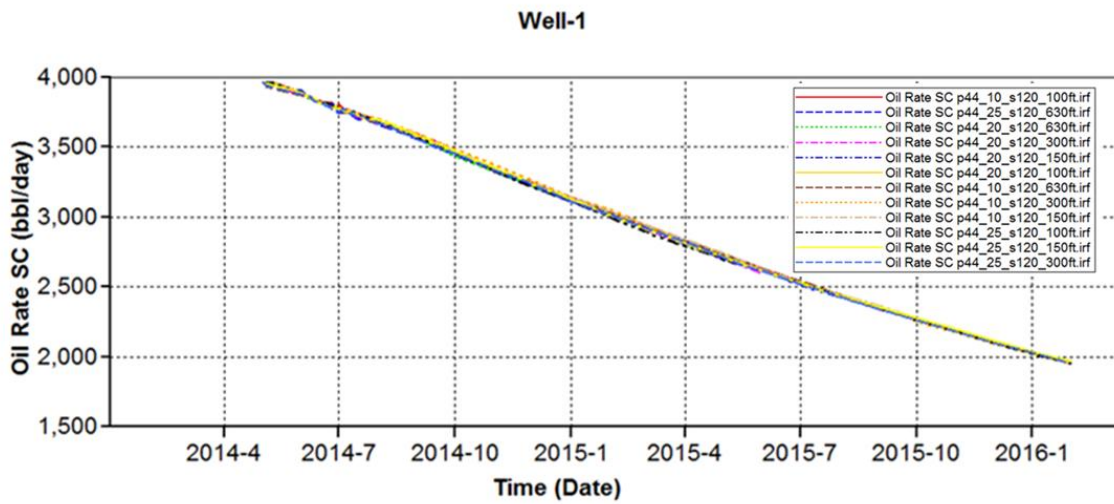


Figura A-2: Perfil de producción de aceite todos los escenarios

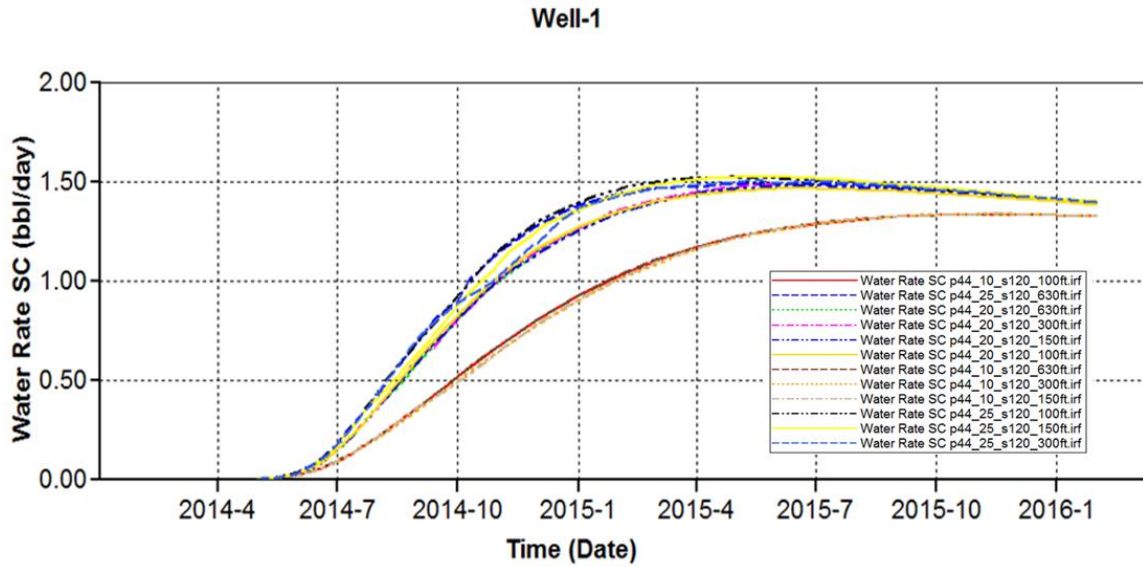


Figura A-3: Perfil de producción de agua todos los escenarios

Como se observa en las Figuras A-1, A-2 y A-3 no se observan cambios significativos en términos de producción en el pozo evaluado, lo cual se puede explicar por el alto potencial (calidad de roca total y por tanto permeabilidad a ambas fases) del pozo en el modelo. Sin embargo cuando se observa en detalle, en tiempos tempranos se observa que el modelo más fino inicia su período de declinación aproximadamente 10 meses después de los modelos más gruesos (ver Figura A-4).

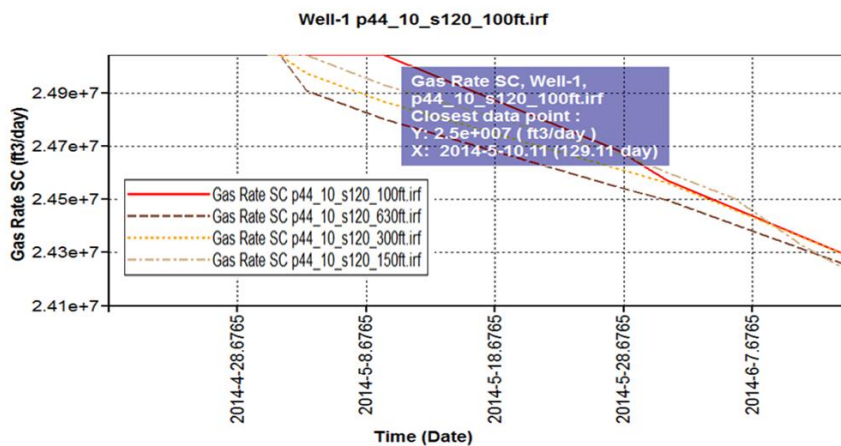


Figura A-4: Tasa de producción de gas comparativa entre casos con mismo refinamiento vertical y sensibilidades en refinamiento horizontal.

A.1.2 Perfil de saturación de aceite (banco de condensado) con distancia.

En los yacimientos de gas condensado retrogrado se puede generar la aparición de bancos de condensado una vez la presión cae por debajo de la presión de rocío del fluido. Este banco tiene como efecto la reducción en la movilidad de las fases (permeabilidades relativas) y por tanto potenciales impactos en la producción de hidrocarburos.

Por este motivo, como parte del análisis de sensibilidad de tamaño de celda se revisó la variación con distancia tanto al tope como a la base del yacimiento en la saturación de aceite (condensado) tanto en la fractura como en la matriz, lo cual puede tener futura incidencia en los pronósticos de producción de laterales largos que pueden llegar a bancos no móviles de condensado.

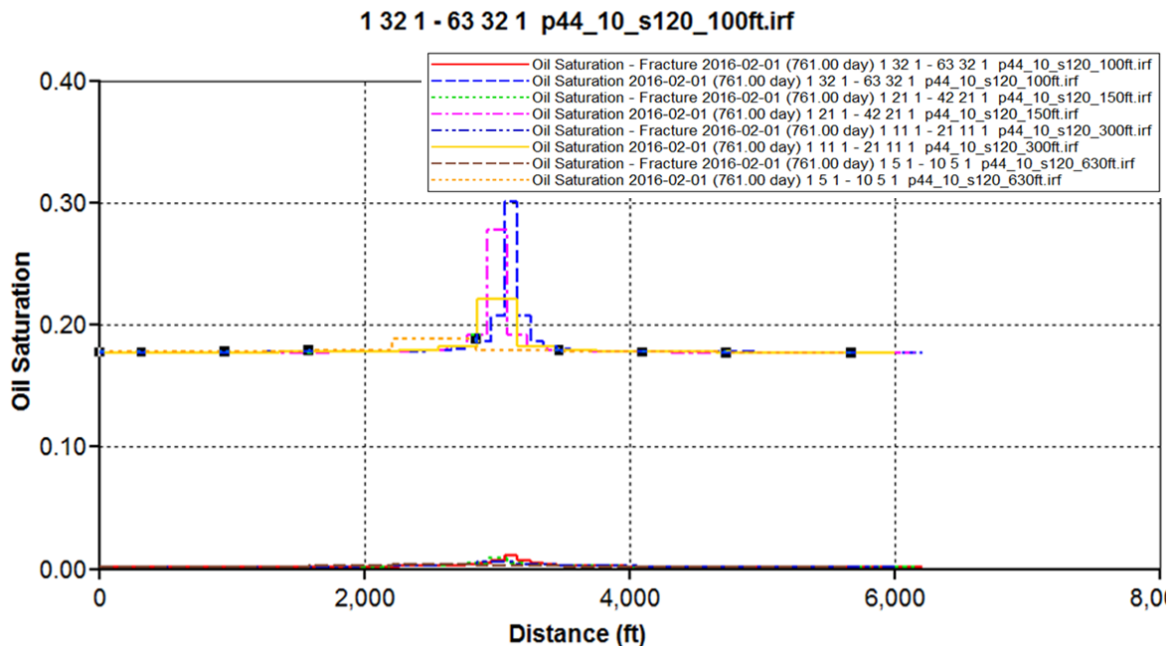


Figura A-5: Saturación de aceite en la fractura y la matriz al tope de la estructura vs distancia a los 761 días simulados – Sensibilidad tamaño de celda en la horizontal

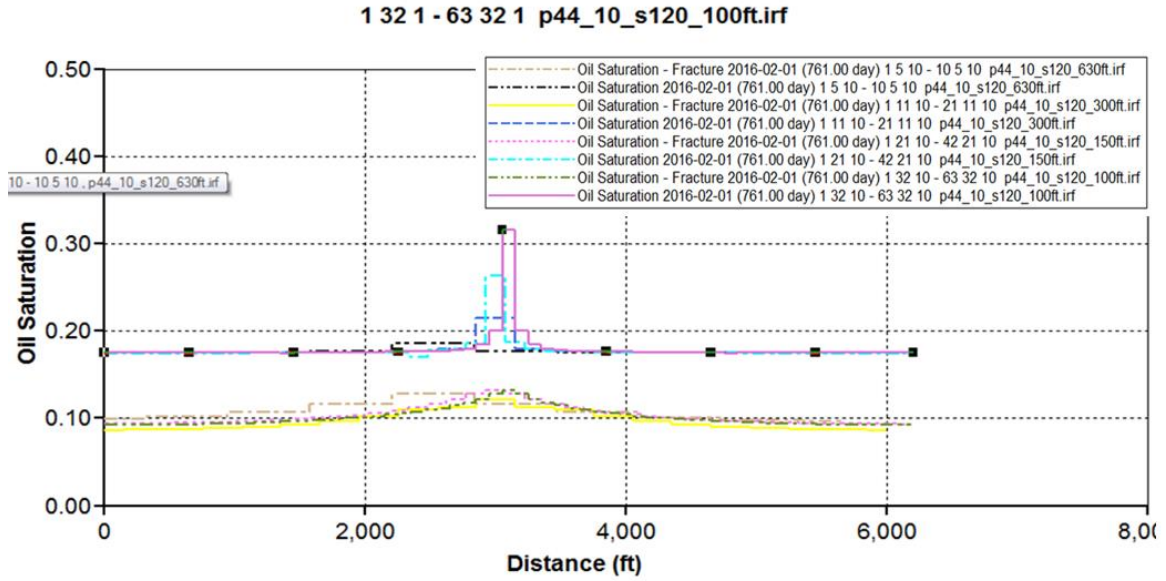


Figura A-6: Saturación de aceite en la fractura y la matriz a la base de la estructura vs distancia a los 761 días simulados – Sensibilidad tamaño de celda en la horizontal

Como se observa en las figuras A-5 y A-6, en todos los modelos la matriz y la fractura presentan una diferencia significativa en la saturación de aceite, mayor en la matriz que en la fractura, debido a la diferencia de permeabilidad efectiva de cada fase por una mayor permeabilidad absoluta (poblamiento inicial) tanto al tope como a la base. Por su parte, la fractura exhibe mayores saturaciones a la base de la estructura en comparación del tope debido a la segregación de fases.

En relación al efecto del tamaño de celda en la horizontal, se observa que a medida que se pierde resolución, se generan cambios significativos en el banco de condensado que pueden generar mayor variación en escenarios donde las curvas de permeabilidad relativa sean menos favorables al flujo de gas y/o aceite por presencia de más de una fase.

A.1.2 Perfil de presión en la fractura y la matriz con distancia.

Consistente con las figuras que representan el cambio de saturación de aceite con distancia, cuando se analiza la variación de presión en la matriz y la fractura con distancia se observa un comportamiento congruente.

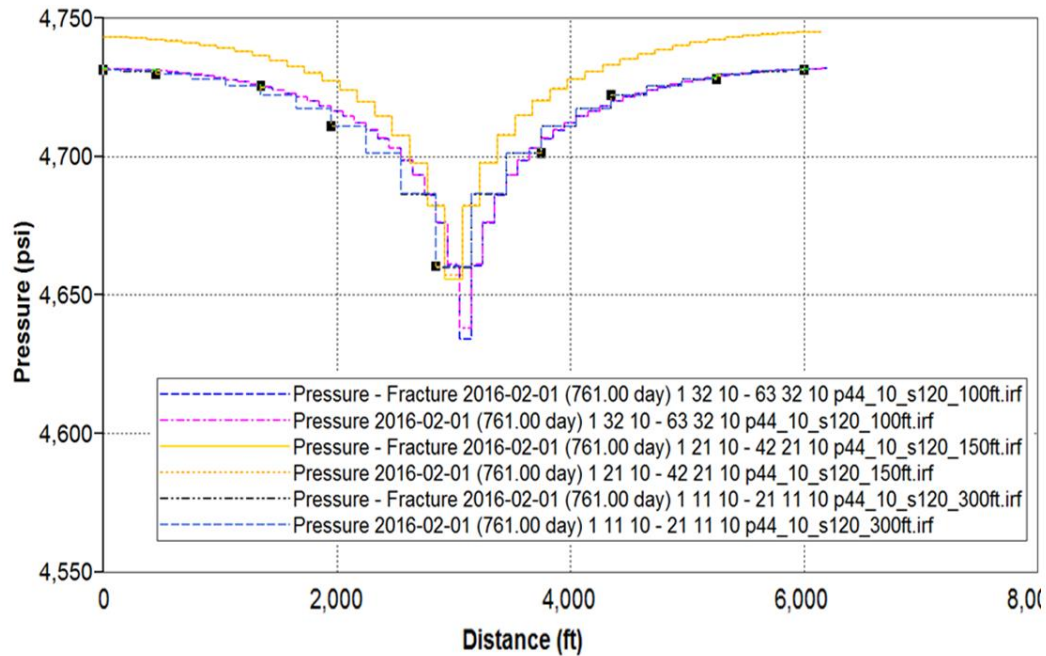


Figura A-7: Presión en la fractura y la matriz a la base de la estructura vs distancia a los 761 días simulados – Sensibilidad tamaño de celda en la horizontal

Debido a los argumentos anteriormente presentados, se opta por usar la malla con mayor refinamiento en la horizontal (63 celdas x 63 celdas) con 10 celdas en la vertical.

A.2 Refinamiento Local (LGR)

Para representar de forma adecuada el banco de condensado en particular en la zona cercana al pozo productor, se generaron diferentes modelos de refinamiento local para realizar el análisis de incertidumbre para el pozo vertical como para pozos de alto ángulo (ver Figura A-8). El modelo seleccionado es aquel que represente de forma adecuada el banco de condensado con tiempos de corrida bajos.

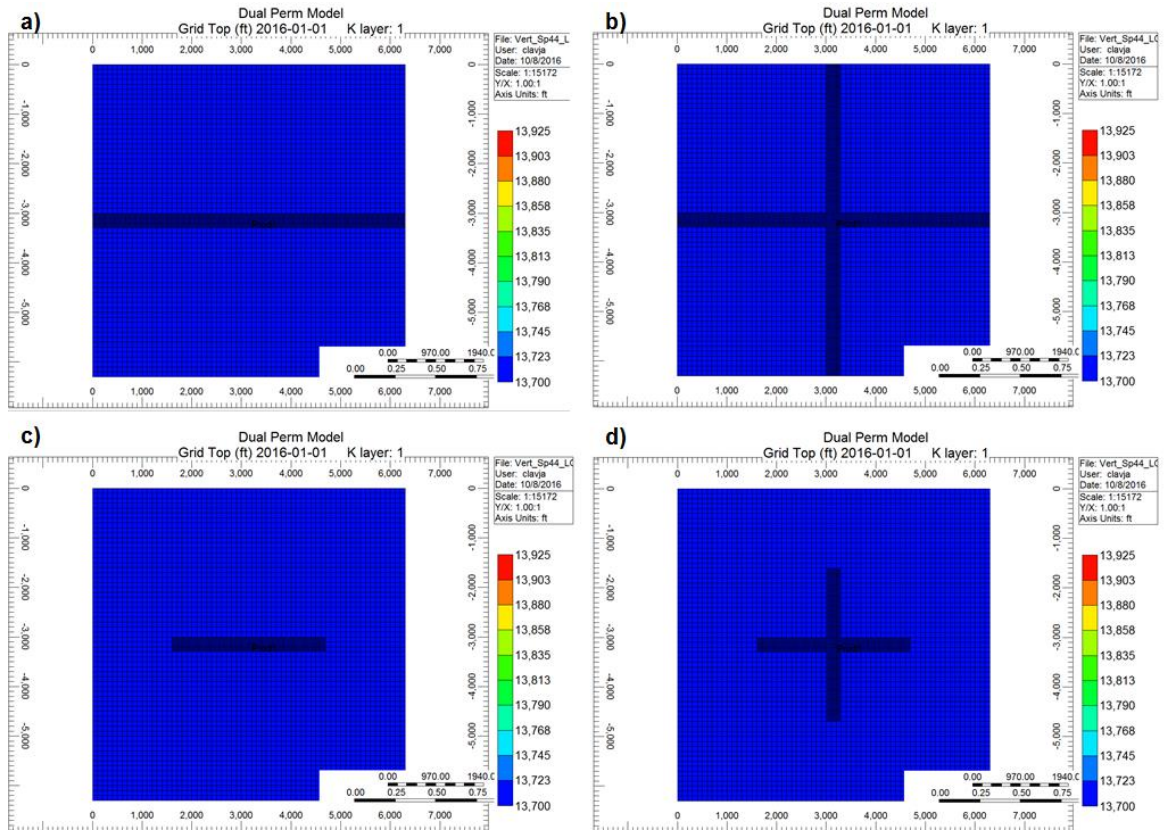


Figura A-8: Sensibilidad refinamiento local. a) Refinamiento 1-LGR1; b) Refinamiento 2 –LGR1 (Corto) Tipo X; c) Refinamiento 3-LGR2; d) Refinamiento 4 –LGR2 (Corto) Tipo X.

A continuación se presentan los resultados para los modelos evaluados (con y sin refinamiento local). Las Figuras A-9 a A-14 corresponden a la variación en saturación de aceite (y permeabilidad relativa de aceite vs distancia en cada caso comparado con el modelo más fino (LGR1 Tipo X). Esto permite identificar el impacto en la generación del banco de condensado y su movilidad por cambios en el mallado.

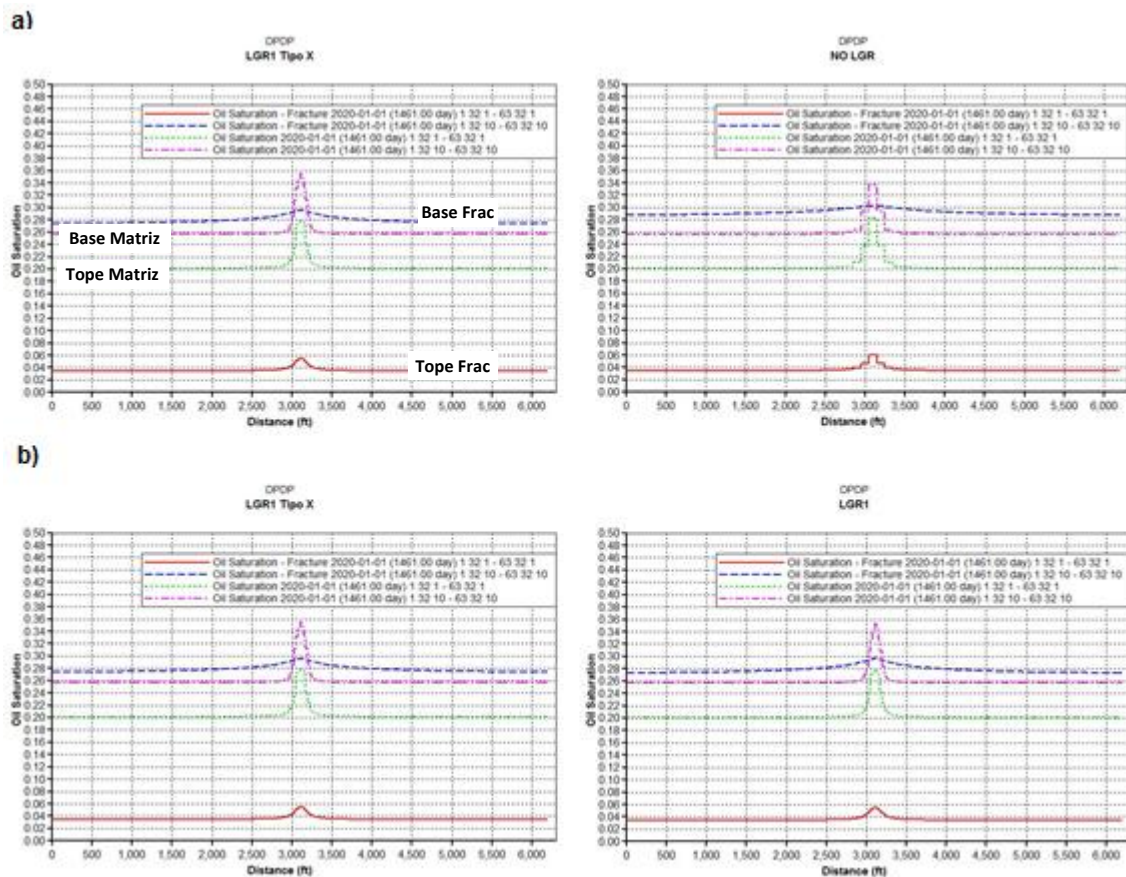


Figura A-9: Comparación saturaciones aceite (banco condensado) con distancia (en dirección x) para modelo con mayor refinamiento (LGR1 Tipo X) vs No LGR y LGR1

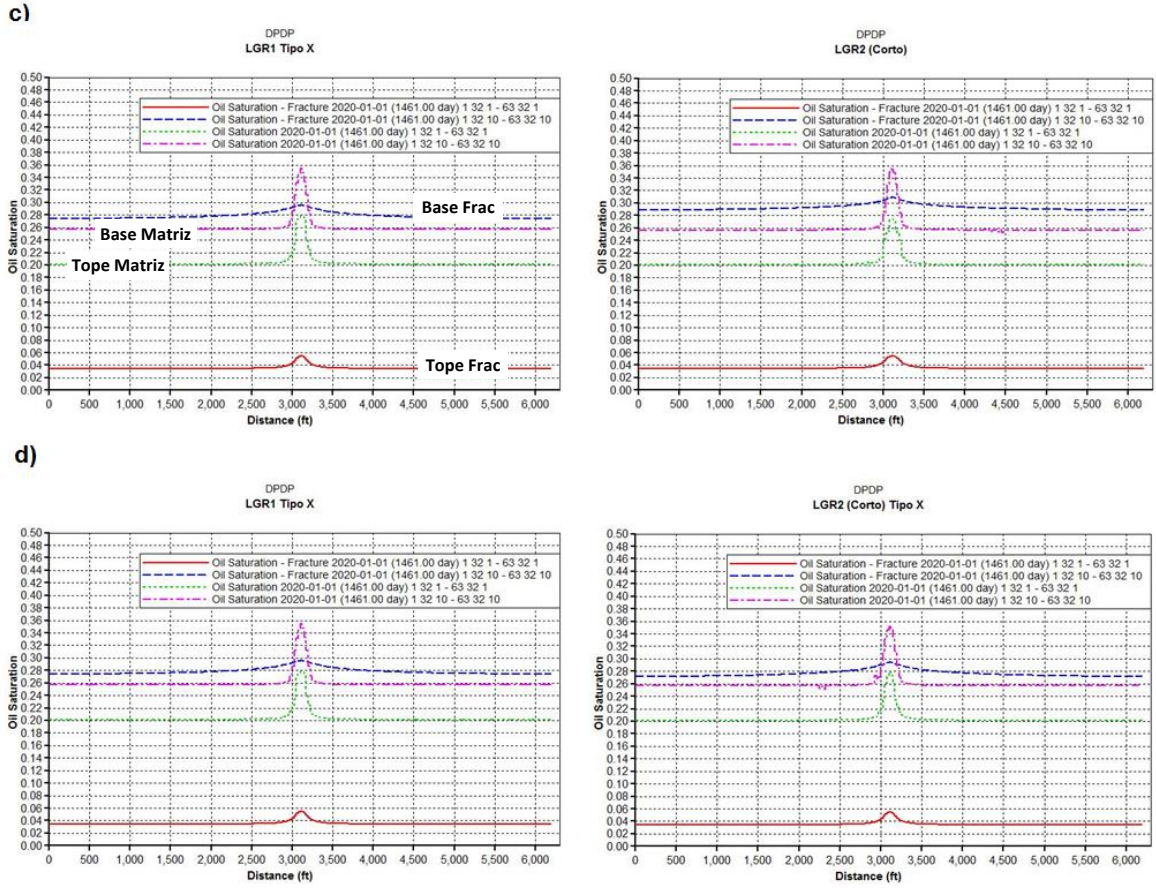
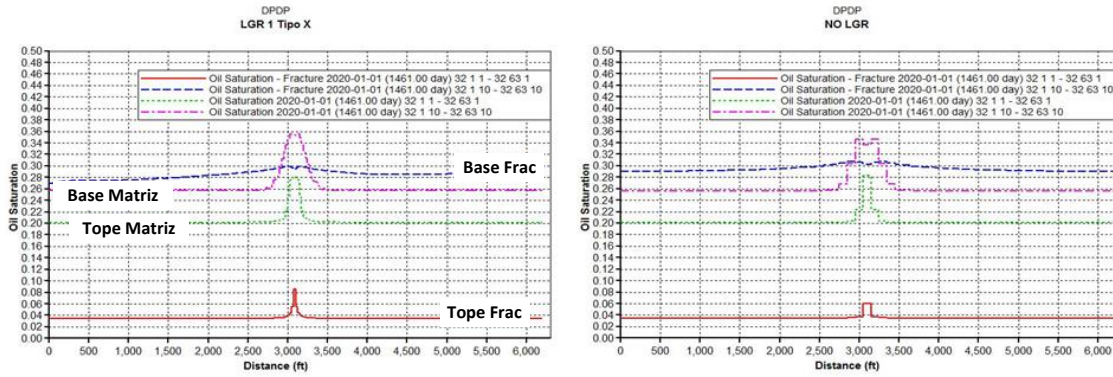


Figura A-10: Comparación saturaciones aceite (banco condensado) con distancia (en dirección x) para modelo con mayor refinamiento (LGR1 Tipo X) vs LGR2 y LGR2 Tipo X

a)



b)

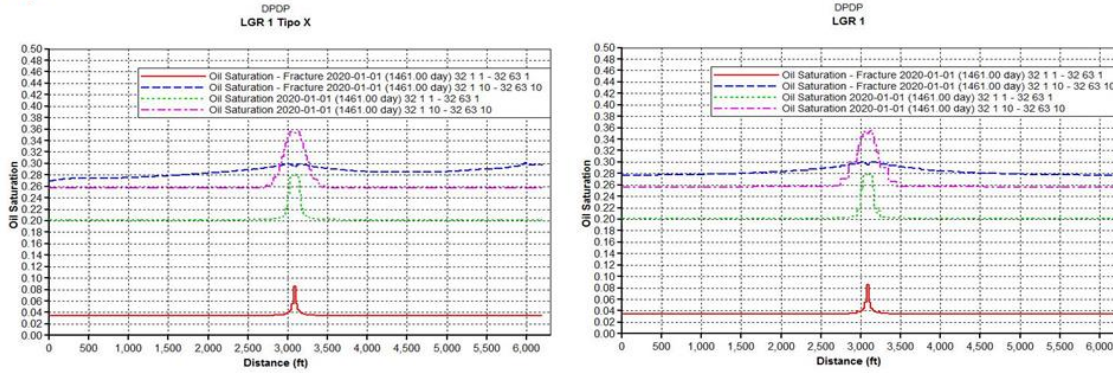
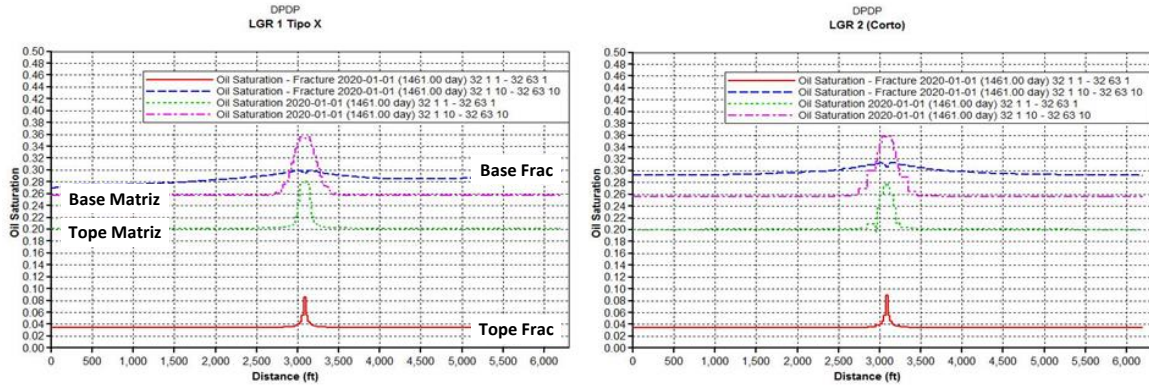


Figura A-11: Comparación saturaciones aceite (banco condensado) con distancia (en dirección y) para modelo con mayor refinamiento (LGR1 Tipo X) vs No LGR y LGR1.

c)



d)

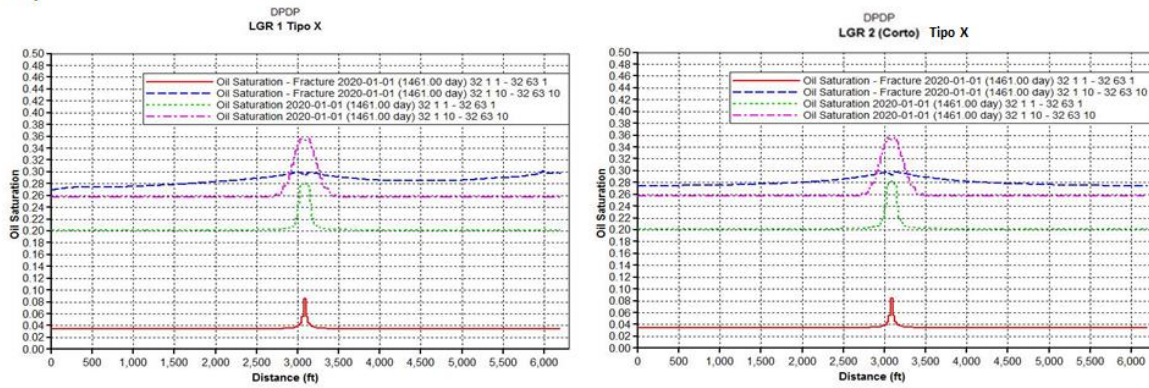
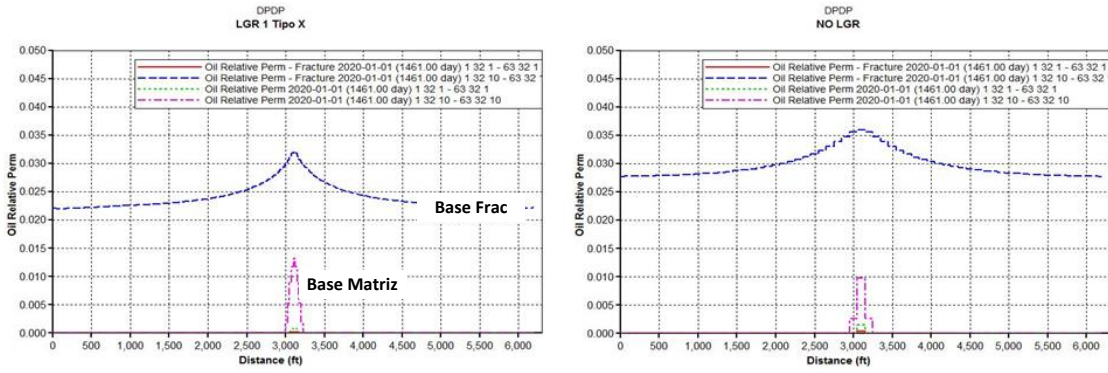


Figura A-12: Comparación saturaciones aceite (banco condensado) con distancia (en dirección y) para modelo con mayor refinamiento (LGR1 Tipo X) vs LGR2 y LGR2 Tipo X.

a)



b)

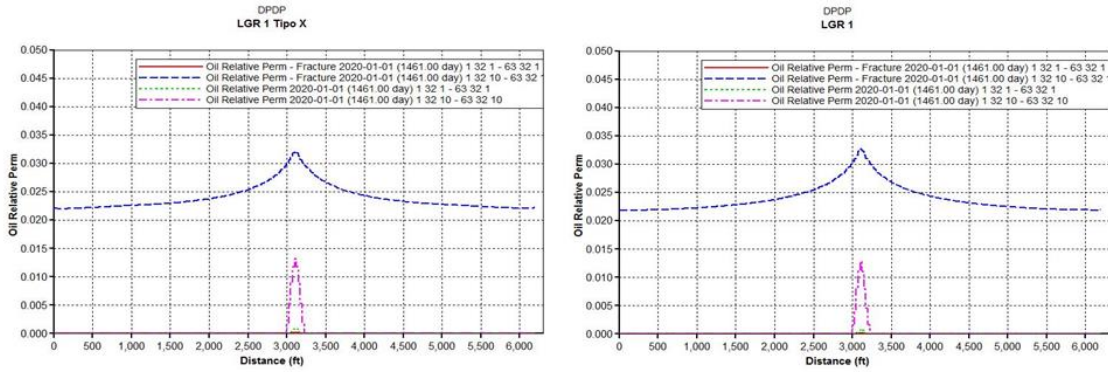
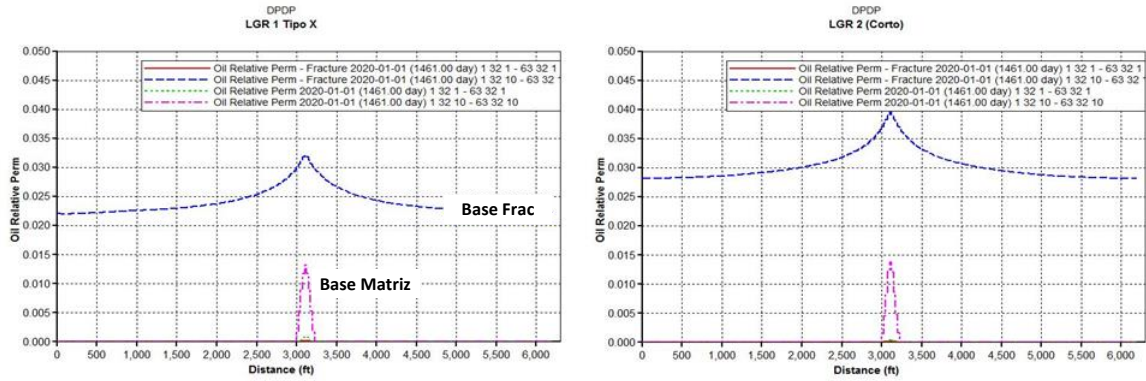


Figura A-13: Comparación kro con distancia (en dirección x) para modelo con mayor refinamiento (LGR1 Tipo X) vs No LGR y LGR1

c)



d)

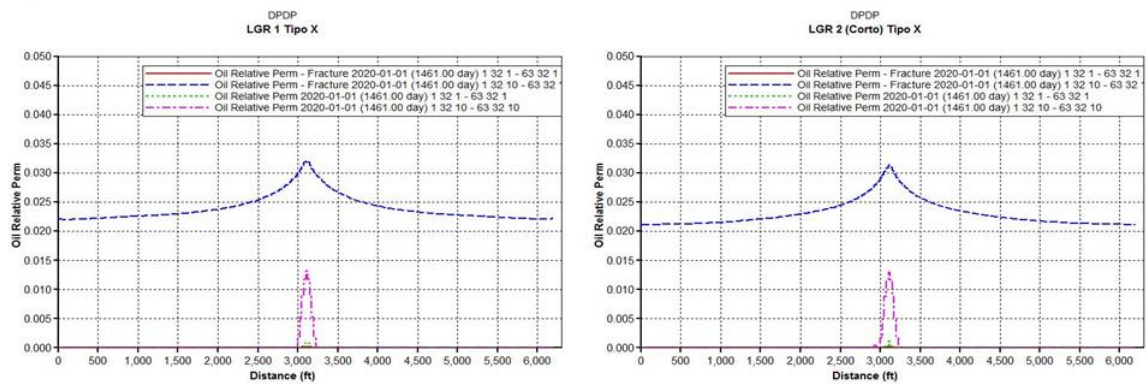


Figura A-14: Comparación kro con distancia (en dirección x) para modelo con mayor refinamiento (LGR1 Tipo X) vs LGR2 y LGR2 Tipo X

De acuerdo a los resultados y a pesar de la similitud existente entre los diferentes escenarios, el refinamiento local permite discretizar de forma detallada el banco de condensado con distancia. La movilidad del condensado generado en el yacimiento varía dependiendo de la saturación en la celda (ver sección permeabilidad relativa) y por tanto el refinamiento permite evaluar de forma adecuada su efecto al perforar pozos de alto ángulo en donde se contacta una mayor área de flujo que potencialmente moviliza un mayor volumen del condensado generado. Como resultado del análisis del mejor refinamiento local y en línea a escoger un modelo representativo con bajos tiempos de corrida, se selecciona el modelo LGR2 (Corto) Tipo X.

B. Anexo: Resumen escenarios evaluados en estudio de sensibilidad

El Anexo B presenta un resumen del diseño de experimentos evaluados (sugeridos por CMOST) para capturar una muestra significativa de resultados representativo de los rangos propuestos en el Capítulo 2.

A continuación se presenta la tabla de experimentos evaluada en el estudio.

Tabla B-1: Diseño de Experimentos CMOST.

ID	Kfi	Kfj_factor	Kmi	Kmk_factor	Skin	Sp	Direction	trajectory
0	20.00	0.25	1.12	0.25	120.00	44.00	"K"	"prod1_vert.inc"
1	50.00	0.50	3.00	0.23	18.44	44.56	"I"	"prod1_Lat2x.inc"
2	25.50	0.50	2.28	0.23	67.78	22.78	"J"	"prod1_Lat3y.inc"
3	50.00	0.25	0.10	0.37	2.00	44.56	"J"	"prod1_Lat2y.inc"
4	25.50	0.25	1.55	0.50	67.78	66.33	"J"	"prod1_Lat4y.inc"
5	50.00	0.25	0.83	0.10	84.22	33.67	"K"	"prod1_vert.inc"
6	1.00	0.50	0.83	0.50	100.67	1.00	"I"	"prod1_Lat6x.inc"
7	1.00	0.50	0.10	0.23	18.44	88.11	"I"	"prod1_Lat4x.inc"
8	13.25	0.50	0.83	0.10	67.78	1.00	"J"	"prod1_Lat1y.inc"
9	50.00	0.38	0.10	0.23	18.44	88.11	"J"	"prod1_Lat2y.inc"
10	13.25	0.25	1.55	0.50	133.56	55.44	"I"	"prod1_Lat2x.inc"
11	25.50	0.38	2.28	0.37	117.11	22.78	"I"	"prod1_Lat5x.inc"
12	13.25	0.50	3.00	0.10	51.33	44.56	"J"	"prod1_Lat6y.inc"
13	1.00	0.25	3.00	0.23	150.00	77.22	"K"	"prod1_vert.inc"
14	13.25	0.25	0.83	0.10	100.67	55.44	"I"	"prod1_Lat2x.inc"
15	13.25	0.25	3.00	0.37	100.67	22.78	"I"	"prod1_Lat3x.inc"
16	25.50	0.50	3.00	0.10	51.33	55.44	"I"	"prod1_Lat1x.inc"
17	37.75	0.25	2.28	0.50	2.00	55.44	"I"	"prod1_Lat2x.inc"
18	13.25	0.38	1.55	0.10	34.89	66.33	"K"	"prod1_vert.inc"
19	1.00	0.50	2.28	0.10	84.22	1.00	"J"	"prod1_Lat5y.inc"
20	50.00	0.25	0.83	0.10	100.67	66.33	"J"	"prod1_Lat5y.inc"

Tabla B-1: (Continuación) Diseño de Experimentos CMOST.

ID	Kfi	Kfj_factor	Kmi	Kmk_factor	Skin	Sp	Direction	trajectory
21	37.75	0.50	1.55	0.50	67.78	77.22	"I"	"prod1_Lat4x.inc"
22	1.00	0.25	3.00	0.37	2.00	99.00	"I"	"prod1_Lat6x.inc"
23	25.50	0.38	3.00	0.50	18.44	11.89	"I"	"prod1_Lat3x.inc"
24	37.75	0.38	2.28	0.50	34.89	33.67	"J"	"prod1_Lat4y.inc"
25	13.25	0.38	0.10	0.37	84.22	66.33	"J"	"prod1_Lat5y.inc"
26	37.75	0.25	0.10	0.10	51.33	1.00	"I"	"prod1_Lat1x.inc"
27	50.00	0.50	0.10	0.50	133.56	88.11	"K"	"prod1_vert.inc"
28	50.00	0.38	2.28	0.37	84.22	77.22	"J"	"prod1_Lat6y.inc"
29	37.75	0.50	1.55	0.23	117.11	44.56	"I"	"prod1_Lat5x.inc"
30	37.75	0.38	1.55	0.37	117.11	33.67	"I"	"prod1_Lat5x.inc"
31	25.50	0.50	2.28	0.50	34.89	88.11	"J"	"prod1_Lat6y.inc"
32	25.50	0.38	0.10	0.37	18.44	99.00	"J"	"prod1_Lat2y.inc"
33	1.00	0.38	0.83	0.50	2.00	11.89	"I"	"prod1_Lat6x.inc"
34	37.75	0.38	2.28	0.37	150.00	88.11	"J"	"prod1_Lat3y.inc"
35	13.25	0.25	0.83	0.37	150.00	99.00	"I"	"prod1_Lat4x.inc"
36	25.50	0.50	0.83	0.10	51.33	66.33	"J"	"prod1_Lat1y.inc"
37	50.00	0.50	2.28	0.50	34.89	11.89	"I"	"prod1_Lat1x.inc"
38	1.00	0.38	3.00	0.23	51.33	99.00	"J"	"prod1_Lat6y.inc"
39	13.25	0.25	0.83	0.23	2.00	44.56	"J"	"prod1_Lat4y.inc"
40	37.75	0.50	1.55	0.23	133.56	22.78	"J"	"prod1_Lat3y.inc"
41	25.50	0.25	1.55	0.37	133.56	22.78	"I"	"prod1_Lat5x.inc"
42	1.00	0.25	1.55	0.23	84.22	33.67	"I"	"prod1_Lat6x.inc"
43	37.75	0.38	0.10	0.50	133.56	11.89	"I"	"prod1_Lat4x.inc"
44	1.00	0.38	0.10	0.23	117.11	77.22	"I"	"prod1_Lat3x.inc"
45	50.00	0.38	3.00	0.10	150.00	33.67	"J"	"prod1_Lat1y.inc"
46	9.86	0.50	1.27	0.31	44.35	70.57	"I"	"prod1_Lat3x.inc"
47	46.72	0.40	1.43	0.29	12.16	84.19	"J"	"prod1_Lat2y.inc"
48	6.13	0.46	1.16	0.31	91.64	62.86	"J"	"prod1_Lat1y.inc"
49	22.62	0.43	2.54	0.28	14.01	50.93	"I"	"prod1_Lat1x.inc"
50	50.00	0.25	0.10	0.37	150.00	1.00	"J"	"prod1_Lat2y.inc"
51	1.00	0.38	0.83	0.50	67.78	55.44	"I"	"prod1_Lat3x.inc"
52	25.50	0.25	2.28	0.10	2.00	33.67	"J"	"prod1_Lat6y.inc"
53	13.25	0.25	0.83	0.23	51.33	22.78	"I"	"prod1_Lat4x.inc"
54	37.75	0.50	3.00	0.50	133.56	22.78	"I"	"prod1_Lat2x.inc"
55	37.75	0.38	3.00	0.37	18.44	55.44	"I"	"prod1_Lat5x.inc"
56	13.25	0.50	1.55	0.37	84.22	99.00	"J"	"prod1_Lat3y.inc"
57	25.50	0.50	2.28	0.23	100.67	44.56	"J"	"prod1_Lat5y.inc"
58	25.50	0.25	3.00	0.23	34.89	88.11	"J"	"prod1_Lat4y.inc"
59	50.00	0.50	0.10	0.10	51.33	77.22	"J"	"prod1_Lat1y.inc"
60	1.00	0.38	1.55	0.50	18.44	11.89	"I"	"prod1_Lat6x.inc"
61	13.25	0.38	0.10	0.10	117.11	66.33	"K"	"prod1_vert.inc"

Para las variables evaluadas se presentan los valores determinísticos usados en la totalidad de las corridas.

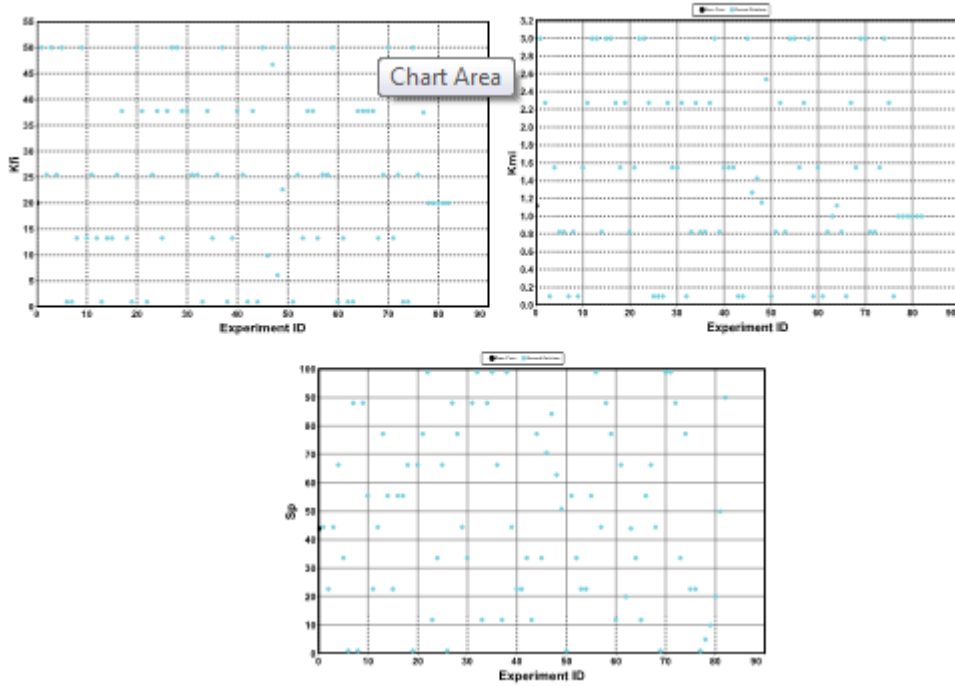


Figura B-15: Experimentos evaluados propiedades de fractura y matriz [permeabilidad de fractura (Kfi), de matriz (Kmi) y espaciamiento (Sp)]

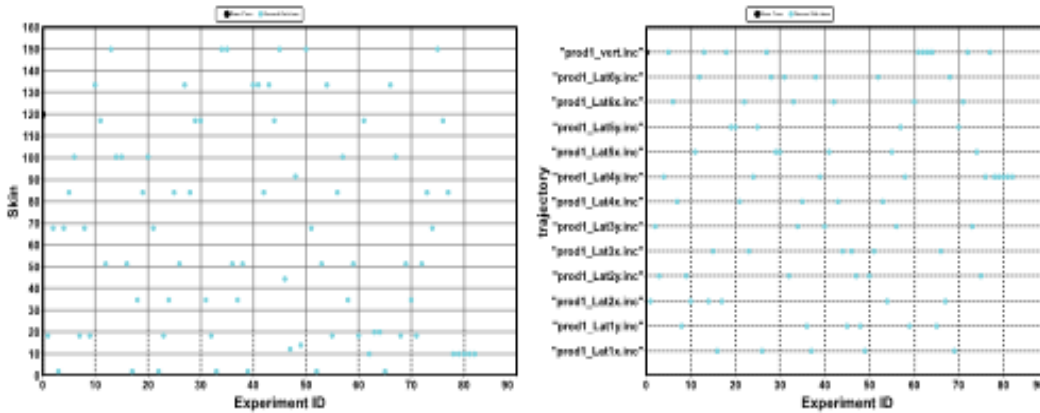


Figura B-2: Experimentos evaluados variables diseño pozo (daño, trayectoria-longitud).

De las corridas realizadas y combinando los diferentes parámetros expuestos en la Tabla B-1, se obtuvo para cada trayectoria:

- Para pozos verticales:

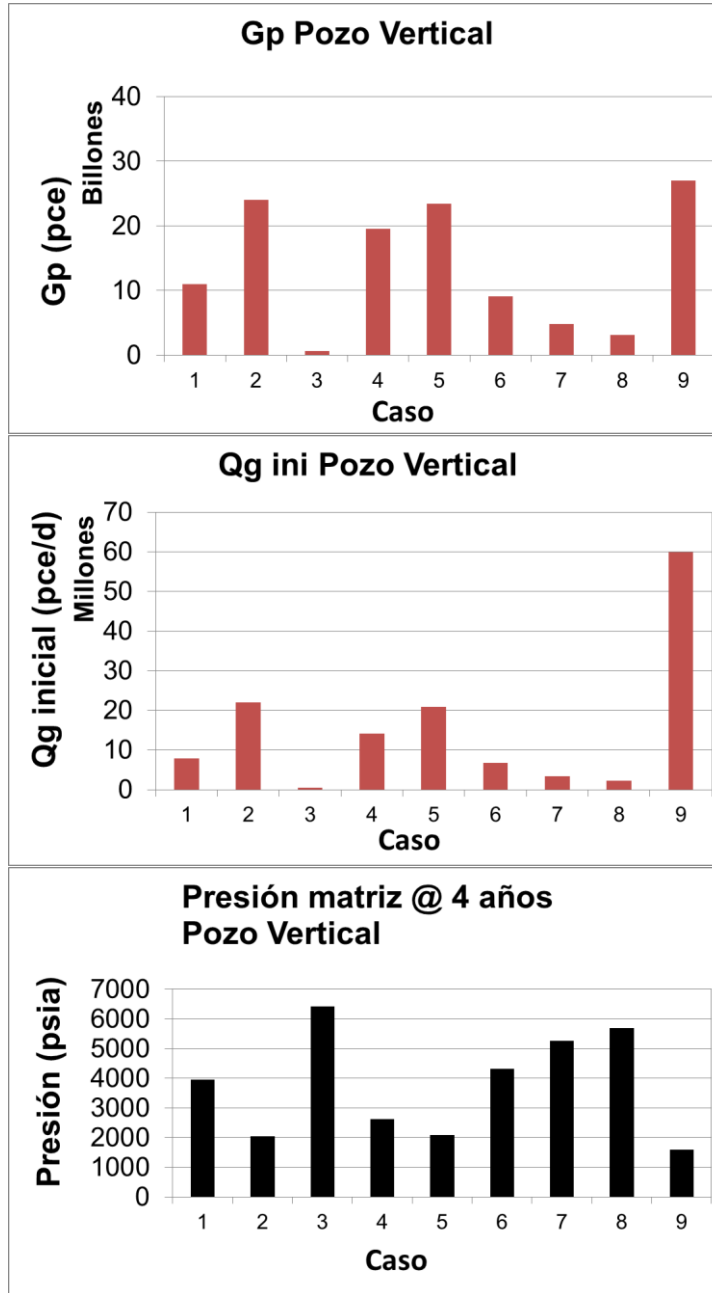


Figura B-3: Resultados corridas pozo vertical.

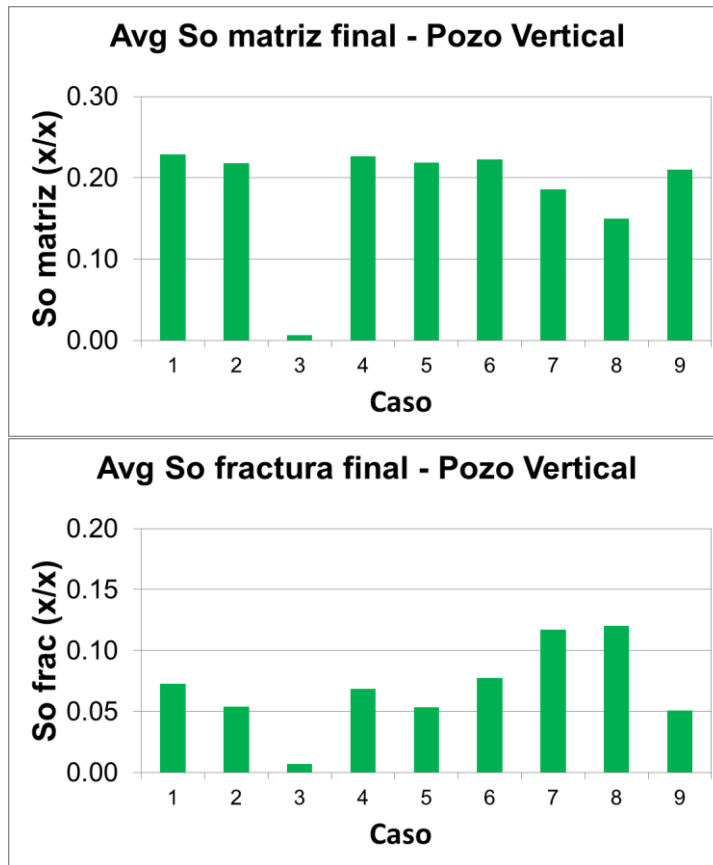


Figura B-4: (Continuación) Resultados corridas pozo vertical.

- Para pozos de alto ángulo paralelos al plano de fractura:

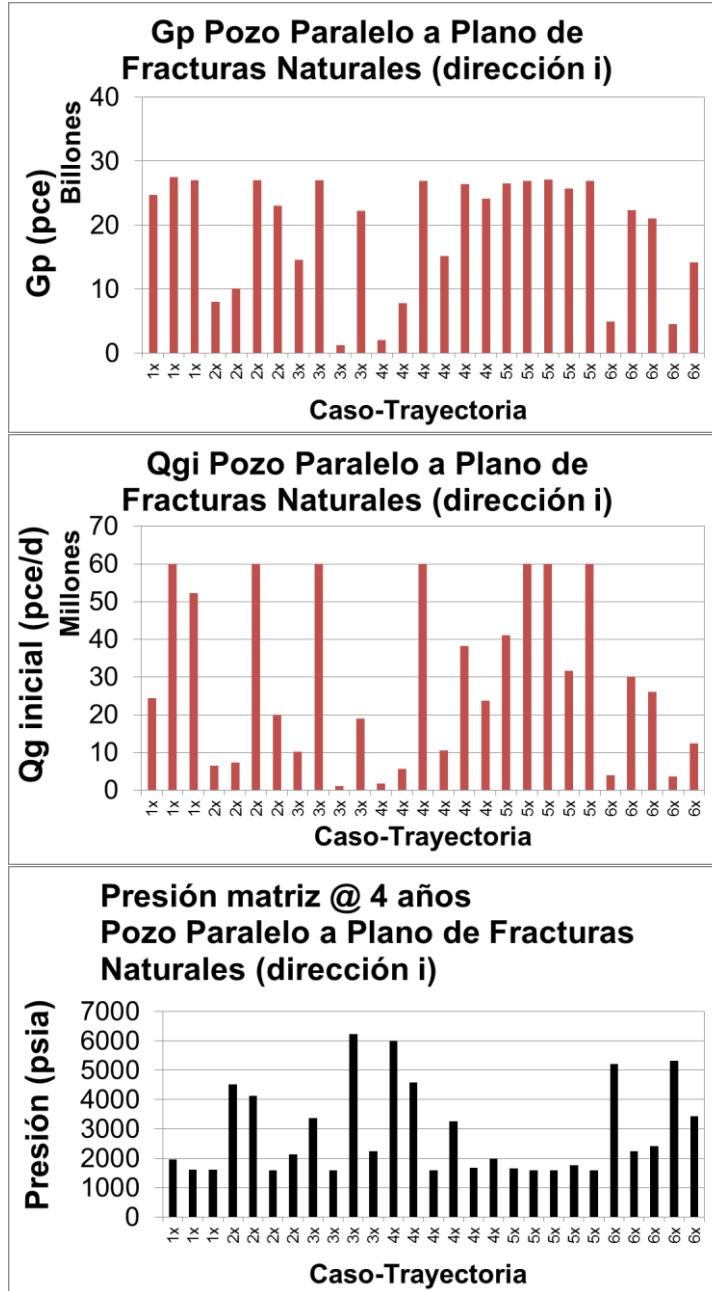


Figura B-5: Resultados corridas pozo alto ángulo paralelo al plano de fractura.

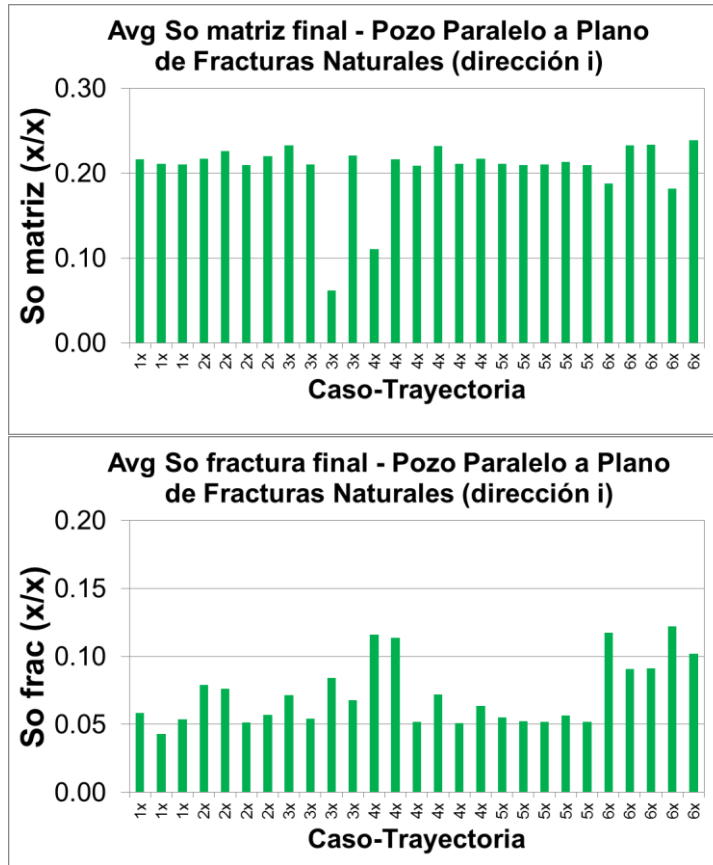


Figura B-6: (Continuación) Resultados corridas pozo alto ángulo paralelo al plano de fractura.

- Para pozos de alto ángulo perpendiculares al plano de fractura:

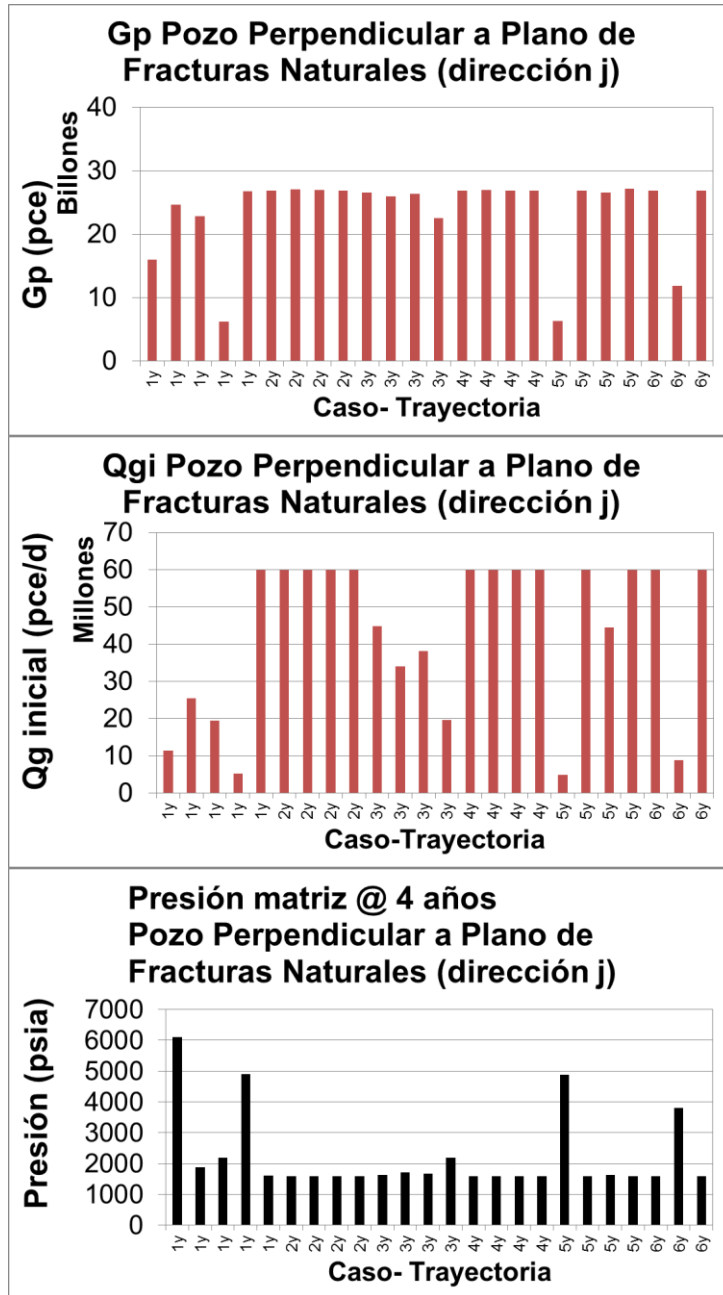


Figura B-7: Resultados corridas pozo alto ángulo perpendicular al plano de fractura.

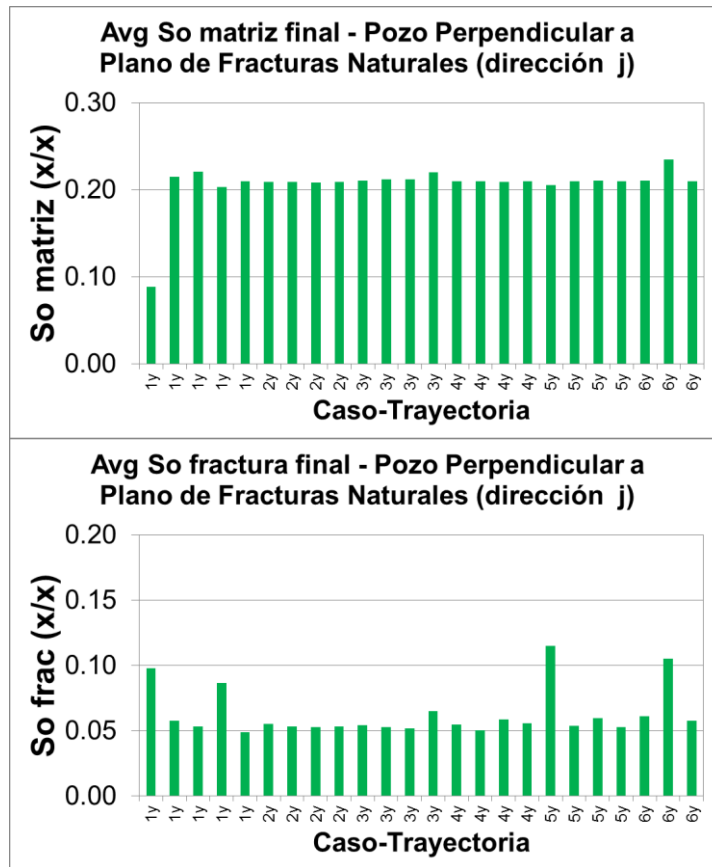


Figura B-8: (Continuación) Resultados corridas pozo alto ángulo perpendicular al plano de fractura.

De todos los escenarios corridos, la combinación de pozos perpendiculares al plano de fracturas exhiben un mayor volumen de con los mayores recobros de gas, tasas iniciales de gas y menores saturaciones de condensado en la fractura.

A partir de la ecuación proxy se construyeron escenarios para evaluar el efecto del espaciamento, pero el efecto obtenido es despreciable para lo cual se debe realizar más corridas y mejorar los pronósticos de la ecuación proxy.

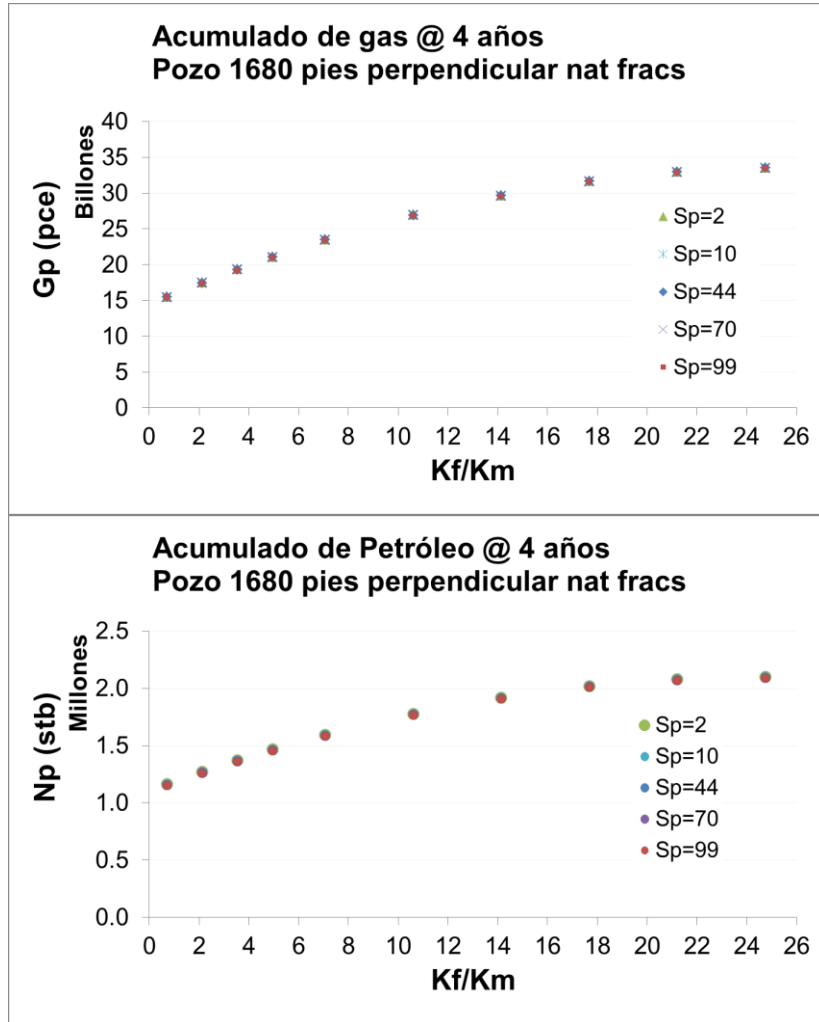


Figura B-9: Efecto del espaciamiento de fractura en el recobro final de gas y condensado para un pozo de alto ángulo perpendicular al plano de fracturas.

A continuación se presenta una serie de figuras adicionales, que no hacen parte del documento principal pero son resultado del trabajo realizado.

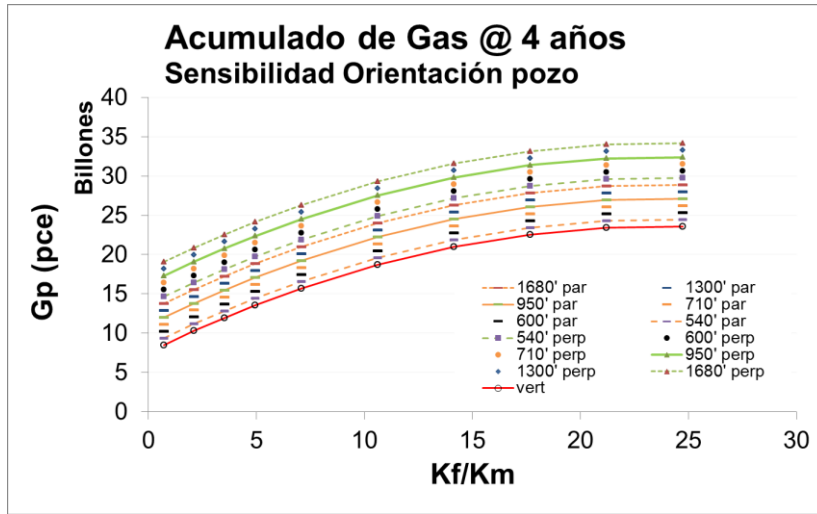


Figura B-10: Efecto de la trayectoria y longitud a diferente exceso de permeabilidad sobre el recobro de gas a los 4 años.

El comportamiento del Gp es similar al Np, en donde a mayor exceso de permeabilidad mayor recobro de gas, siendo los pozos de alto ángulo perpendiculares al plano de fracturas los que presentan mayor recobro. Por su parte a mayor Kf/Km, dominado por el Kf, se mueve más condensado en la fractura quedando una saturación remanente menor.

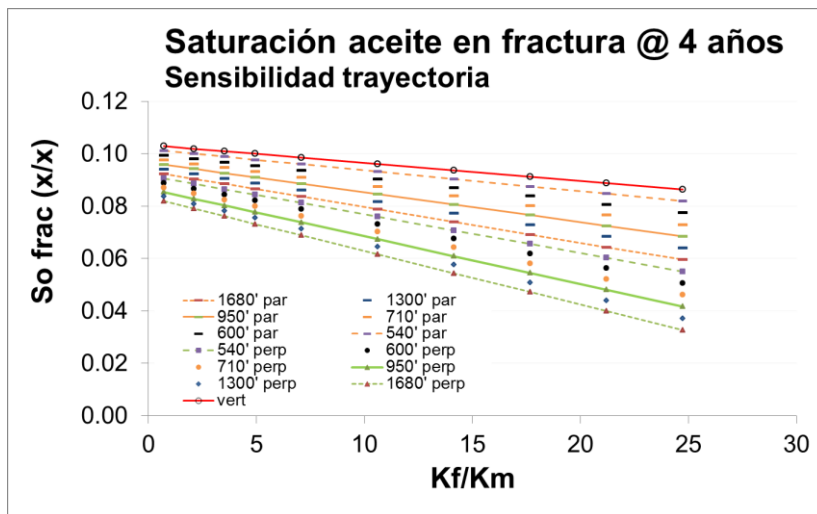


Figura B-11: Efecto de la trayectoria y longitud a diferente exceso de permeabilidad sobre la saturación de condensado en la fractura.