

**ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO-FINANCIERA PARA LA APLICACIÓN DE  
UN TRATAMIENTO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO CON UN DISEÑO  
UNIFICADO DE FRACTURA EN CAMPO ESCUELA COLORADO**

**JORGE LEONARDO ARCHILA JULIO  
NURY ANDREA ROMERO MORALES**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2013**

**ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO-FINANCIERA PARA LA APLICACIÓN DE  
UN TRATAMIENTO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO CON UN DISEÑO  
UNIFICADO DE FRACTURA EN CAMPO ESCUELA COLORADO**

**JORGE LEONARDO ARCHILA JULIO  
NURY ANDREA ROMERO MORALES**

**Trabajo de grado para optar por el título de:  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director:  
M.Sc. FERNANDO CALVETE**

**Codirector:  
Ing. SERGIO ARDILA ARDILA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2013**

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios por estar siempre presente en todos nuestros actos, por brindarnos sabiduría y por permitirnos alcanzar un éxito más en nuestras vidas.

A la Universidad Industrial de Santander y la Escuela de Ingeniería de Petróleos, la cual por medio de sus docentes nos enseñó y brindó los conocimientos durante este tiempo.

Al director del proyecto de grado, M.Sc Fernando Calvete, por su cooperación en el desarrollo de la investigación de este proyecto y poder culminarlo con éxito.

Al codirector del proyecto, el Ingeniero Sergio Ardila por creer en nosotros y apoyarnos en cada paso a seguir durante el desarrollo del proyecto, compartiendo sus conocimientos y su tiempo.

A los Ingenieros Reinel Corzo y Oscar Vanegas, por sus recomendaciones como calificadoros del proyecto las cuales ayudaron a un mejor desempeño del mismo.

Al Ingeniero Diego Villaveces por su colaboración en el uso del software Petrel el cuál fue parte vital de nuestro proyecto.

Al grupo de investigación Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH), ya que ayudó y respaldó el proceso del proyecto.

A nuestros padres, familiares y amigos, que siempre estuvieron apoyándonos en el desarrollo del proyecto y formaron parte de este logro.

Muchas Gracias.

## DEDICATORIA

*A Dios todopoderoso quien siempre me ha acompañado de manera incondicional y que a pesar de las dificultades y retos que tuve que enfrentar, me demostró que nada en esta vida es imposible.*

*A mis padres Hermes Archila y Lucenith Julio quienes han sido siempre mi soporte y guía durante toda mi vida y sin su apoyo nada de esto sería posible.*

*A mi hermana Jessica Archila quien me ha acompañado durante toda mi vida como amiga, compañera y concejera y al igual que mis padres siempre he podido contar con su apoyo.*

*A mi mejor amigo Anderson Ramírez, quien me ha acompañado desde mi infancia y ha estado presente en los buenos y malos momentos que he tenido que enfrentar desde que lo conozco y siempre ha sido de manera incondicional.*

*A mis amigos y compañeros de carrera con quienes he compartido los mejores momentos vividos en mi etapa universitaria y siempre fueron un gran apoyo durante mis estudios.*

*Jorge Leonardo Archila Julio*

## DEDICATORIA

*A Dios, por darme la oportunidad de aprender y ser profesional, Él estuvo siempre conmigo brindándome conocimiento, sabiduría y entendimiento para lograr así este triunfo. Todo está en manos de Él como siempre lo he dicho.*

*A mis padres Pedro Romero y Luz Elena Morales por darme la vida, brindarme su amor, apoyarme en mis proyectos, enseñarme a ser persona y a valorar cada momento que se presenta en el camino.*

*A mis hermanos Pedro y Diego porque cuento con ellos para lo que necesite, realmente son mi fortaleza para actuar de la mejor manera y dejarles las mejores enseñanzas.*

*A mi familia, abuelos, tíos, primos, porque de alguna manera hicieron que se cumpliera este objetivo. A la familia Aldana Martínez, porque fueron mi segundo hogar en el transcurso de mi carrera. Gracias por hacerme sentir parte de esta familia.*

*A Uriel Felipe Guio Baracaldo, por su compañía, amor, respeto y confianza, quien ha estado en buenos y malos momentos, y su apoyo fue fundamental para culminar esta etapa de mi vida. Estoy segura que solo será una experiencia más de todas las que vendrán.*

*A mis amigos, Alejo por siempre hacerme sonreír, a Leonardo y su familia por su apoyo e incondicional amistad, a Ricardo por compartir buenos momentos, a Diego, muy buen amigo, gracias por todo; a Fercho, me encanta molestarte y hacerte reír hombre serio.*

*A Mochi, Sebas Pinto, Cami Quiroga, Laura Cabrales, Yeimy, Checho, Yeison, Leonel, Kevin, Wilman, Mario, Ortiz, por los momentos vividos en la universidad.*

*A Fabio Gómez y la Selección de Baloncesto de la UIS, porque viví experiencias inolvidables junto a ellos y aprendí a valorar el trabajo en equipo y su amistad. Extrañaré esta etapa de mi vida.*

*Nury Andrea Romero Morales*

## TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN .....	23
1. CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO Y DISEÑO UNIFICADO DE FRACTURA.....	25
1.1 GENERALIDADES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO .....	25
1.1.1 Objetivo del Fracturamiento Hidráulico .....	27
1.1.2 Datos Utilizados para el Diseño de Fracturamiento Hidráulico .....	27
1.1.3 Diseño de los Tratamientos de Fracturamiento Hidráulico.....	28
1.1.4 Fluidos de Fracturamiento .....	29
1.1.4.1 Tipos de Fluido .....	29
1.1.4.2 Aditivos de los Fluidos de Fracturamiento .....	30
1.1.4.3 Selección del tipo de fluido .....	30
1.1.5 Material de soporte (propante).....	31
1.2 DISEÑO UNIFICADO DE FRACTURA (UFD) .....	31
1.2.1 Ventajas y desventajas del UFD .....	33
1.2.2 Optimización del Fracturamiento Hidráulico con un Diseño Unificado de Fractura.....	34
1.2.2.1 Conductividad de Fractura Adimensional (CfD) .....	34
1.2.2.2 Número de Propante $N_p$ .....	37
1.2.2.3 Índice de Productividad Adimensional $J_D$ .....	41
1.2.2.4 Folds of Increase (FOI) .....	45
1.2.2.5 Optimización de la Geometría de la Fractura.....	46
1.2.2.6 Cantidad Óptima de Propante.....	47
1.2.3 Metodología del Diseño Unificado de Fractura .....	47
1.2.4 Casos estudio del Diseño Unificado de Fractura .....	50

1.2.4.1	Validación experimental del UFD por evaluación del $J_D$ .....	50
1.2.4.2	Importancia del UFD en la optimización económica de un tratamiento de fracturamiento hidráulico .....	53
1.2.4.3	Optimización de una fractura hidráulica con un modelo P-3D .....	56
1.2.4.4	UFD para estimular arenas de tigh gas en pozos horizontales.....	61
2	SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN CAMPO COLORADO .....	65
2.1	GENERALIDADES DEL CAMPO COLORADO.....	65
2.2	CARACTERÍSTICAS DE LAS FORMACIONES DE CAMPO COLORADO.....	66
2.3	ESTRUCTURA DEL CAMPO COLORADO.....	70
2.4	HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE CAMPO COLORADO.....	72
2.5	TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN CAMPO COLORADO .....	74
2.6	SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A TRATAMIENTO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO .....	77
2.6.1.	Metodología para la selección de pozos.....	77
3.	CONSTRUCCIÓN DEL MODELO GEOMECÁNICO PARA FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LOS POZOS SELECCIONADOS DE CAMPO COLORADO .....	86
3.1	MODELO GEOMECÁNICO .....	87
3.2	AUDITORÍA DE DATOS .....	88
3.3	CONSTRUCCIÓN DE REGISTROS SINTÉTICOS .....	90
3.3.1	Registro DTCO sintético .....	91
3.3.2	Ondas sísmicas (onda P y onda S).....	92
3.3.3	Registro sísmico de cizalla (DTSM).....	93
3.4	PERFIL LITOLÓGICO .....	93
3.4.1	Normalización del registro SP y Vshale .....	94
3.4.2	Facies .....	95
3.5	CONSTRUCCIÓN DEL MODELO GEOMECÁNICO.....	97

3.5.1	Cálculo de las propiedades dinámicas.....	97
3.5.1.1	Relación de Poisson ( $\nu$ ) .....	97
3.5.1.2	Módulo de Shear ( $G$ ).....	97
3.5.1.3	Módulo de Young dinámico ( $E_{din}$ ) .....	98
3.5.2	Cálculo de las propiedades estáticas.....	98
3.5.1.4	Módulo de Young estático ( $E_{est}$ ) .....	98
3.5.2	Fragilidad (BRIT).....	98
3.5.3	Propiedades de resistencia de la roca .....	100
3.5.3.1	Resistencia a la compresión inconfiada (UCS).....	101
3.5.3.2	Resistencia a la tracción ( $T_o$ ) E .....	101
3.5.3.3	Angulo de fricción interna (AFI).....	101
3.5.3.4	Cohesión ( $S_o$ ) .....	102
3.5.4	Esfuerzo vertical ( $S_v$ ).....	103
3.5.5	Presión de poro.....	104
3.5.6	Esfuerzo horizontal mínimo ( ) y máximo ( ).....	107
3.5.7	Ventana de colapso y fractura .....	109
3.6	MODELOS GEOMECÁNICOS EN LOS POZOS CANDIDATOS .....	110
3.6.1	Interpretación del modelo geomecánico .....	112
3.7	ANÁLISIS DE CONTRASTE DE ESFUERZOS O ESFUERZOS DE CIERRE .....	117
3.8	CRITERIO DE FALLA.....	118
3.9	SELECCIÓN DE LOS INTERVALOS CANDIDATOS A FRACTURAMIENTO .....	121
3.10	EVALUACIÓN TÉCNICA DE LOS ESPESORES SELECCIONADOS .....	126
4.	APLICACIÓN DEL DISEÑO UNIFICADO DE FRACTURA PARA EL DISEÑO DE FRACTURAS HIDRÁULICAS EN CAMPO COLORADO.....	138
4.1	MATERIAL PROPANTE .....	138
4.1.1	Generalidades de la Arena Ottawa .....	138

4.2	APLICACIÓN DEL DISEÑO UNIFICADO DE FRACTURA .....	139
5	EVALUACIÓN FINANCIERA DE LOS POZOS CANDIDATOS PARA EL DISEÑO UNIFICADO DE FRACTURA.....	150
5.1	INDICADORES ECONÓMICOS PARA LA EVALUACIÓN DEL PROYECTO .....	151
5.2	CÁLCULO DEL POTENCIAL INCREMENTAL.....	155
5.3	EVALUACIÓN FINANCIERA DEL DISEÑO UNIFICADO DE FRACTURA ....	166
6	CONCLUSIONES .....	176
7	RECOMENDACIONES .....	178
	BIBLIOGRAFÍA.....	179
	ANEXOS.....	183

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1 Regímenes de flujo dentro de un pozo vertical sin daño .....	42
Tabla 2 Principales parámetros del yacimiento y pozo evaluado .....	54
Tabla 3 Propiedades de las arenas productoras de Campo Colorado.....	68
Tabla 4 Porosidad y espesor promedio de la Formación Mugrosa .....	69
Tabla 5 Presiones iniciales de la Formación Mugrosa.....	70
Tabla 6 Parámetros principales del yacimiento de Campo Colorado.....	73
Tabla 7 Trabajos de fracturamiento hidráulico en Campo Colorado .....	75
Tabla 8 Comparación de caudales de producción antes y después del fracturamiento hidráulico.....	76
Tabla 9 Estado de los pozos de Campo Colorado.....	78
Tabla 10 Intervalos Abiertos COL 36 .....	82
Tabla 11 Análisis del Factor Skin en intervalos abiertos del Pozo COL 36.....	83
Tabla 12 Pozos de mayor potencial de Campo Colorado.....	85
Tabla 13. Espesores candidatos a fracturar .....	125
Tabla 14. Información de propiedades geomecánicas y contraste de esfuerzos para el primer intervalo del pozo Col 36 .....	127
Tabla 15. Información de propiedades geomecánicas y contraste de esfuerzos para el segundo intervalo del pozo Col 36.....	128
Tabla 16. Información de propiedades geomecánicas y contraste de esfuerzos para el primer intervalo del pozo Col 44 .....	129
Tabla 17. Información de propiedades geomecánicas y contraste de esfuerzos para el segundo intervalo del pozo Col 44.....	130
Tabla 18. Información de propiedades geomecánicas y contraste de esfuerzos para el primer intervalo del pozo Col 55 .....	132
Tabla 19. Información de propiedades geomecánicas y contraste de esfuerzos para el segundo intervalo del pozo Col 55.....	132

Tabla 20. Información de propiedades geomecánicas y contraste de esfuerzos para el primer intervalo del pozo Col 67 .....	134
Tabla 21. Información de propiedades geomecánicas y contraste de esfuerzos para el segundo intervalo del pozo Col 67 .....	135
Tabla 22 Cálculo del volumen de drenaje para los espesores evaluados .....	140
Tabla 23 Evaluación del volumen de inyección para los pozos seleccionados ...	141
Tabla 24 Número de propante para el primer intervalo de 136 ft del pozo Col 36 .....	142
Tabla 25 Índice de productividad adimensional máximo para intervalo de 136 ft del pozo Col 36.....	143
Tabla 26 FOI para el primer intervalo de 136 ft del pozo Col 36.....	145
Tabla 27 Cantidad de masa de propante e índice de productividad adimensional óptimos para cada intervalo seleccionado .....	147
Tabla 28 Largo y ancho óptimos de fractura para la masa óptima de los intervalos seleccionados .....	149
Tabla 29 Pago de Regalías en Colombia .....	153
Tabla 30 Propiedades del yacimiento para cálculo de producción en fondo después de fractura del pozo Col 36 .....	155
Tabla 31 Datos del UFD para cálculo de producción en fondo después de fractura del pozo Col 36.....	156
Tabla 32 Producción en fondo con fracturas del pozo Col 36.....	159
Tabla 33 Potencial incremental de los pozos seleccionados .....	160
Tabla 34 Producción Incremental con fractura para los pozos seleccionados.....	162
Tabla 35 Tasa de declinación mensual y tiempo de producción incremental de los pozos seleccionados.....	165
Tabla 36 Inversión inicial del pozo Col 36.....	166
Tabla 37 Costos operativos para los pozos de Campo Colorado .....	167
Tabla 38 Análisis financiero escenario base pozo Col 36.....	171
Tabla 39 Análisis financiero escenario nuevo (con tratamiento) pozo Col 36.....	172

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1 Inyección del fluido fracturante en la zona de interés .....	26
Figura 2 Esquema de una fractura hidráulica .....	26
Figura 3 Geometría de la fractura en base a la permeabilidad de la formación.....	33
Figura 4 Notación para el rendimiento de la fractura. Esquema de una fractura hidráulica .....	36
Figura 5 Índice de productividad adimensional en función de la conductividad de fractura adimensional, con $lx$ como parámetro .....	38
Figura 6 Índice de productividad adimensional en función de la conductividad de fractura adimensional para $N_p < 0.1$ .....	39
Figura 7 Índice de productividad adimensional en función de la conductividad de fractura adimensional para $N_p > 0.1$ .....	39
Figura 8 Índice de productividad adimensional en función de la razón de penetración, con el número de propano como parámetro (para $N_p > 0.1$ ) .....	40
Figura 9 Metodología del Diseño Unificado de Fractura .....	48
Figura 10 $J_D$ , $J_D$ target y $J_D$ attainable vs permeabilidad del yacimiento .....	51
Figura 11 Diseños de fractura en el 2003 y 2004 vs permeabilidad asumida del yacimiento.....	52
Figura 12 Índice de productividad (PI) vs permeabilidad del yacimiento .....	53
Figura 13 VPN vs Masa de Propante en un yacimiento de aceite de USA; 0.1 mD .....	55
Figura 14 VPN vs Masa de Propante en un yacimiento de aceite de USA; 1 mD .....	56
Figura 15 Algoritmo del diseño p-3D UFD .....	58
Figura 16 Altura de la fractura en función de la permeabilidad para pozos de aceite y gas en diseño 2D y p-3D.....	60
Figura 17 Pozo horizontal y zona de drenaje con fracturas transversales.....	61
Figura 18 Modelo integrado para fracturas transversales en pozos horizontales ..	62

Figura 19 Longitud media y ancho óptimo de fractura en función del número de fracturas transversales.....	63
Figura 20 Efecto de la masa de propante en el VPN teniendo como parámetro el tiempo de producción en años .....	64
Figura 21 Localización de Campo Colorado .....	66
Figura 22 Columna estratigráfica del Valle Medio Magdalena .....	67
Figura 23 Características de las formaciones de Campo Colorado .....	68
Figura 24 Mapa de Campo Colorado.....	71
Figura 25 Historia de producción de Campo Colorado .....	72
Figura 26. Template de los registros disponibles pozo Col 44.....	90
Figura 27. Registros DTCO y DT_ILD en 5 pozos de Campo Colorado .....	92
Figura 28 Registros SP original y SP normalizados de los pozos seleccionados. .	94
Figura 29. Comparación entre el registro Vsh, registro Vshale_SP y los intervalos cañoneados en el pozo Col 44.....	95
Figura 30. Comparación entre el registro Vshale_SP, las facies y los intervalos cañoneados en el pozo Col 44.....	96
Figura 31. Relación de Poisson, Módulo de Young Estático y Fragilidad en Col 55 .....	100
Figura 32. UCS, To, AFI y Cohesión en el pozo Col 55.....	103
Figura 33. Registro RHOB y esfuerzo vertical del pozo Col 36 .....	104
Figura 34. Línea de compactación normal y presión de poro obtenida por el método de Eaton en el pozo Col 36.....	106
Figura 35. Presión de poro corregida y peso de lodo utilizado en el pozo Col 36. ....	107
Figura 36. Esfuerzo vertical y esfuerzos horizontales máximo y mínimo del pozo Col 36. ....	109
Figura 37. Modelo geomecánico del pozo Col 55 junto con el perfil litológico, esfuerzos principales y propiedades mecánicas.....	111
Figura 38. Modelo geomecánico del pozo Col 23, esfuerzos principales y algunas propiedades mecánicas .....	113

Figura 39. Modelo geomecánico del pozo Col 36, esfuerzos principales y algunas propiedades mecánicas .....	114
Figura 40. Modelo geomecánico del pozo Col 44, esfuerzos principales y algunas propiedades mecánicas .....	115
Figura Modelo geomecánico del pozo Col 67, esfuerzos principales y algunas propiedades mecánicas 41. ....	116
Figura 42. Efecto del contraste de esfuerzos sobre la altura de la fractura para un caso de 3 capas.....	118
Figura 43. Falla por tensión y falla por cizalla ocurrida en dos pozos del campo Cusiana.....	119
Figura 44. Primer espesor seleccionado para fracturar en el pozo Col 36 .....	122
Figura 45. Criterio de falla inicial pozo Col 36 primer intervalo: falla por tensión .	127
Figura 46. Criterio de falla inicial Col 36 segundo intervalo: falla por tensión .....	128
Figura 47. Intervalos seleccionados en el pozo Col 36.....	129
Figura 48. Criterio de falla inicial Col 44 primer intervalo: falla por tensión.....	130
Figura 49. Criterio de falla inicial Col 44 segundo intervalo: falla por tensión .....	131
Figura 50. Intervalos seleccionados en el pozo Col 44.....	131
Figura 51. Criterio de falla inicial Col 55 primer intervalo: falla por tensión.....	132
Figura 52. Criterio de falla inicial Col 55 segundo intervalo: falla por tensión .....	133
Figura 53. Intervalos seleccionados en el pozo Col 55.....	134
Figura 54. Criterio de falla inicial Col 67 primer intervalo: falla por tensión.....	135
Figura 55. Criterio de falla inicial Col 67 segundo intervalo: falla por tensión .....	136
Figura 56. Intervalos seleccionados en el pozo col 67.....	136
Figura 57 Determinación de la masa de propante óptima para primer intervalo de 136 ft del pozo Col 36 .....	146
Figura 58 Relación entre el número de propante (Np) y la conductividad de fractura adimensional óptima .....	148
Figura 59 Gráfica de Prat's para el cálculo de .....	157
Figura 60 Flujo de caja pozo Col 36 .....	173
Figura 61 Flujo de caja pozo Col 44 .....	173

Figura 62 Flujo de caja pozo Col 55 .....174  
Figura 63 Flujo de caja pozo Col 67 .....174

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
Anexo A Pozos seleccionados a partir de sensibilidad del factor Skin (Producción a Marzo de 2013).....	184
Anexo B Masa de Propante Óptima a partir del FOI.....	186
Anexo C Tablas de evaluación financiera para los escenario base y con tratamiento de los pozos seleccionados .....	194

## RESUMEN

**TITULO:** ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO-FINANCIERA PARA UN TRATAMIENTO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO CON UN DISEÑO UNIFICADO DE FRACTURA EN CAMPO ESCUELA COLORADO.\*

**AUTORES:** JORGE LEONARDO ARCHILA JULIO  
NURY ANDREA ROMERO MORALES\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Fracturamiento hidráulico, diseño unificado de fractura, índice de productividad, modelo geomecánico, propiedades mecánicas, contraste de esfuerzos, criterio de falla.

### DESCRIPCIÓN:

Este trabajo de investigación se concentra en estudiar la factibilidad de realizar un trabajo de fracturamiento hidráulico en los pozos de Campo Colorado cumpliendo con los criterios que el tratamiento implica. En principio, se realizó una evaluación preliminar del tratamiento realizando una selección de los pozos teniendo en cuenta una sensibilidad del factor skin, el cual es uno de los criterios a tener en cuenta en el desarrollo del tratamiento. Posteriormente, se inició la evaluación técnica de los intervalos a partir de la construcción de un modelo geomecánico, el cual proporciona los contrastes de esfuerzos de la roca y el criterio de falla que permite identificar si la roca falla por tensión o por cizalla. Con los resultados obtenidos a partir del modelo, el cual requiere datos de propiedades de la roca y del yacimiento, se escogieron los intervalos a estimular en cada pozo candidato.

Al término de la evaluación técnica, se determinó que todos los intervalos de los pozos candidatos se pueden fracturar, por lo cual se concluye que se puede calcular la geometría óptima de fractura a partir del diseño unificado, con base en la masa de propano óptimo. Al determinar el potencial incremental de los pozos después del tratamiento, se evaluó financieramente el proyecto, el cual resultó no viable, ya que la inversión inicial y los costos operativos del tratamiento no son recuperables durante el tiempo del tratamiento.

---

\* Trabajo de Grado.

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M.Sc. Fernando Enrique Calvete González, Codirector: Ing. Sergio Andrés Ardila Ardila

## ABSTRACT

**TITLE:** STUDY OF VIABILITY TECHNICAL-FINANCIAL FOR A TREATMENT OF HYDRAULIC FRACTURING WITH A UNIFIED FRACTURE DESIGN IN COLORADO FIELD.\*

**AUTHORS:** JORGE LEONARDO ARCHILA JULIO  
NURY ANDREA ROMERO MORALES\*\*

**KEYWORDS:** Hydraulic fracturing, unified fracture design, productivity index, geomechanical model, mechanical properties, pore pressure, stress differences, faulting criterion.

### ABSTRACT:

This researching work is focused in study the viability technical-financial about a hydraulic fracturing treatment in Campo Colorado's wells that have fulfill some requirements.

At the beginning, we made a preliminary evaluation of treatment, making a selection of the wells taking into account the skin factor. Subsequently, we made the technical evaluation in the selected wells with the construction of a geomechanical model, which it gives us the mechanical properties and the rock strength, pore pressure and stress, this allow to identify when a hydraulic fracturing happens, besides, the model allows to evaluate the stress differences in the rock and the faulting criterion that allows to know if the rock faults by tension or it faults by shear. According to the results of the geomechanical model, we have chosen the best intervals to stimulate in each well.

When the technical part was finished, it was determined that all the intervals evaluated are possible to do the treatment and therefore, it is possible to do the unified fracture design based on the proppant obtained. It was determined the incremental flow with the hydraulic fracturing, later, it was evaluated financially the project, and none was feasible financially, because the initial inversion and the operative expense of the treatment are high and they are not recoverable during the stimulation.

---

\* Grade Project.

\*\* Faculty of Physical -Chemical Engineering, Petroleum Engineering. Director: M.Sc. Fernando Enrique Calvete González, Co-director: Eng. Sergio Andrés Ardila Ardila

## INTRODUCCIÓN

Los yacimientos de petróleo por su estado natural, después de cierto tiempo, empiezan a tener una declinación en la producción, lo cual hace que la industria petrolera busque alternativas para mantenerla y aumentarla, con el fin de sostener la rentabilidad de los campos de petróleo.

Para esto, existen diversas técnicas de estimulación a los pozos productores, entre ellos el fracturamiento hidráulico, el cual consiste en la inyección de fluidos con una potencia hidráulica que permita crear una fractura en la formación, con el fin de aumentar su permeabilidad, de tal manera que aumente el flujo de hidrocarburos posible en la zona cercana al pozo.

Las estimulaciones siempre van a generar un incremento en la producción de un pozo, teniendo en cuenta que, lo que se busca finalmente es hacer que el pozo genere su máxima productividad; por ello, se propone estudiar la viabilidad técnico-financiera para la aplicación de un tratamiento de fracturamiento hidráulico con un diseño unificado de fractura en Campo Colorado, en donde es necesario realizar una revisión bibliográfica de las generalidades de la técnica de estimulación por fracturamiento hidráulico y del diseño unificado de fractura, enfatizando en las metodologías de diseño. A partir de la selección de los pozos candidatos para la aplicación del tratamiento de fracturamiento hidráulico, se construyó un modelo geomecánico para los pozos seleccionados de Campo Colorado con el fin de evaluar la viabilidad técnica del proyecto. Posteriormente se procedió a determinar las mejores condiciones de diseño de fractura mediante la metodología de Fractura Unificada (UFD), teniendo en cuenta el modelo de geometría de la fractura, lo cual conllevó a realizar el pronóstico de producción bajo el trabajo de estimulación de fracturamiento hidráulico para evaluar el potencial incremental de los pozos candidatos y desarrollar el respectivo análisis financiero del proyecto.

El proyecto de grado está compuesto de cinco capítulos. En el primer capítulo se abordan los conceptos fundamentales de un tratamiento de fracturamiento hidráulico y de diseño unificado de fractura, abarcando diferentes casos de estudio en donde se aplica el diseño unificado de fractura en la industria petrolera. En el segundo capítulo se realiza la selección de los pozos candidatos para fracturamiento hidráulico, en el cual la metodología de selección se basó en la sensibilidad del factor skin de cada pozo, ya que es un parámetro que el fracturamiento puede minimizar y por ende, estimular en un pozo. En el capítulo tres se construyó el modelo geomecánico de cada pozo, para determinar la viabilidad técnica del proyecto, a partir de propiedades de la roca y el yacimiento, donde se obtuvieron los contrastes de esfuerzos, y el criterio de falla de la formación productora y zonas cercanas a esta. El desarrollo del cuarto capítulo se elaboró el diseño unificado de fractura, tomando como dato principal para el cálculo de la longitud y ancho óptimos de fractura, la masa de propano óptima. Por último, en el quinto capítulo se determinó la viabilidad financiera de la aplicación del tratamiento de fracturamiento hidráulico, teniendo en cuenta los indicadores financieros necesarios para la evaluación, la inversión inicial y los costos operativos que requiere el tratamiento.

A partir de los resultados obtenidos durante la investigación, se realizaron las respectivas conclusiones y recomendaciones del proyecto.

## **1. CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO Y DISEÑO UNIFICADO DE FRACTURA**

Para tener un conocimiento amplio del tema de investigación, el primer capítulo describe los conceptos y generalidades de la técnica de estimulación por fracturamiento hidráulico y del diseño unificado de fractura, enfatizando en las metodologías de diseño y abarcando diferentes casos de estudio en donde se aplica el diseño unificado en la industria petrolera.

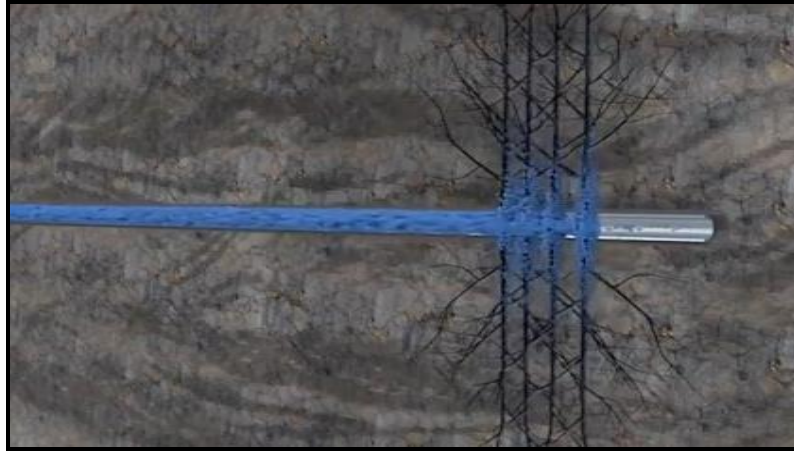
### **1.1 GENERALIDADES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO**

El fracturamiento hidráulico es una de las técnicas de estimulación de mayor aplicación y éxito en el mundo, la cual consiste en bombear un fluido dentro del pozo a una tasa de inyección con una presión que supere la presión de fractura de la formación, creando fracturas que comunican la formación con el pozo. Se debe tener en cuenta que es la presión y no la tasa la que crea la fractura. Una vez que la formación “se rompe”, una fractura es formada, y los fluidos inyectados empiezan a moverse hacia la fractura.<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> ROBERT C, RUEGAMER M, Kingsfield Consulting; YANG A. PacWest Consulting Partners. Analysis of U.S. Hydraulic Fracturing Design Trends. 2013. p.10.

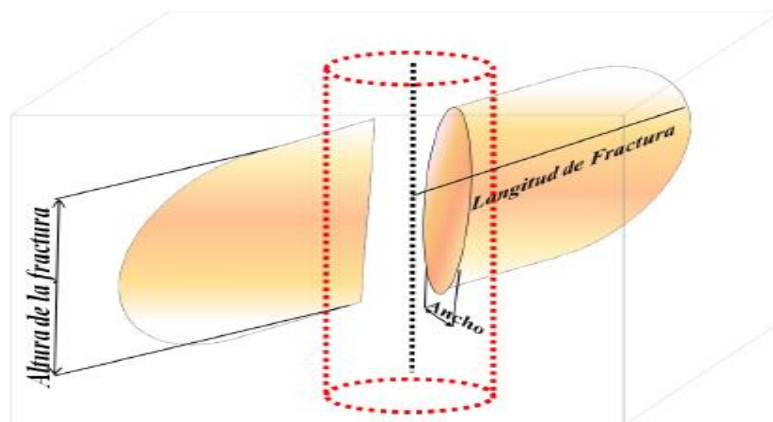
**Figura 1 Inyección del fluido fracturante en la zona de interés**



FUENTE: Animation of Hydraulic Fracturing (fracking). [En línea]. Disponible en: [www.youtube.com/watch?v=VY34PQUiwOQ](http://www.youtube.com/watch?v=VY34PQUiwOQ)

En muchas formaciones se crea una sola fractura vertical y se propaga en dos direcciones desde el pozo. Esas alas de la fractura están apartadas 180° y se asume normalmente que son idénticas en forma y tamaño a cualquier punto en el tiempo; sin embargo, en casos reales, las dimensiones de las alas de la fractura pueden no ser idénticas. En formaciones naturalmente fracturadas, es posible que puedan ser creadas fracturas múltiples y propagadas durante un tratamiento de fracturamiento hidráulico.

**Figura 2 Esquema de una fractura hidráulica**



FUENTE: Michael Economides, Ronald Oligney, Peter Valkó. Unified Fracture Design.

El fracturamiento hidráulico se da principalmente en 3 etapas. La primera consiste en el bombeo del fluido fracturante sin el material de soporte (o también llamado propante) conocido como pad o colchón, con la finalidad de contactar las zonas de interés ya seleccionadas y empezar a generar la fractura. La segunda parte se basa en el bombeo de una nueva carga de fluido fracturante, pero mezclado con el material que servirá de soporte (propante) y en donde la fractura se asentará y de esa forma se mantendrá abierta. Finalmente, la tercera etapa consiste en la degradación del fluido de fractura para facilitar el flowback, que ocurre cuando se retira el fluido fracturante, obteniendo así una óptima limpieza de la fractura.

**1.1.1 Objetivo del Fracturamiento Hidráulico** El objetivo principal de una estimulación con fracturamiento hidráulico es incrementar el índice de productividad en un pozo productor o el índice de inyectividad en un pozo inyector. Las principales aplicaciones del fracturamiento hidráulico son:

- 1) Conectar las fracturas naturales y/o microfracturas de una formación a la cara del pozo.
- 2) Incrementar la tasa de flujo de aceite y/o gas en pozos con daño en la formación.
- 3) Mejorar la conductividad del yacimiento.
- 4) Aumentar el área de drenaje de la formación en contacto con la cara del pozo.
- 5) Reducir la caída de presión alrededor del pozo para minimizar la producción de arena y problemas relacionados con la depositación de asfaltenos y parafinas.<sup>2</sup>

**1.1.2 Datos Utilizados para el Diseño de Fracturamiento Hidráulico** Los datos a recopilar se dividen en dos partes: los que pueden ser controlados por el ingeniero y los que deben ser medidos o estimados, pero que no pueden ser controlados. Los datos que pueden ser controlados por el ingeniero son: detalles

---

<sup>2</sup> MADER, D. Hydraulic Proppant Fracturing and Gravel Packing. Elsevier Science Publishers, 1989.

del completamiento del pozo, volumen de tratamiento, volumen del pad, tasa de inyección, viscosidad del fluido fracturante, densidad del fluido de fractura, aditivos, el tipo de agente sostén (propante) y volumen del propante. Los datos que pueden ser medidos son los relacionados con: profundidad de la formación, permeabilidad de la formación, esfuerzos in-situ, espesor neto de las capas adyacentes, módulos de formación, presión del yacimiento, porosidad de la formación, compresibilidad de la formación y espesor del yacimiento.<sup>3</sup>

**1.1.3 Diseño de los Tratamientos de Fracturamiento Hidráulico** El diseño de un fracturamiento hidráulico como un tratamiento de estimulación de un pozo involucra la selección y uso de apropiados fluidos fracturantes y de propantes. La cantidad de estos materiales y la modalidad de inyección (tasa y presión) están en proporción con el tamaño resultante de la fractura.

La selección del fluido fracturante deberá depender de dos criterios principales: la facilidad para transportar el propante (adecuada viscosidad aparente del fluido) y causar relativamente poco daño residual al paquete del propante. La selección del propante debe enfocarse en la maximización de la permeabilidad/ancho de la fractura empaquetada y el estado del esfuerzo esperado al que estará sometido durante el fracturamiento. La tasa de inyección y presión deben conservarse debajo de un nivel que no permita causar un crecimiento indeseable de la altura de la fractura.

La tasa alta de inyección puede resultar en una presión neta alta y de aquí la posibilidad de internarse en otra formación o, al menos, en el crecimiento ineficiente de la fractura. De otro lado, si el crecimiento de la altura de la fractura es tolerable, entonces una tasa de inyección alta puede resultar en un tiempo de inyección bajo y de aquí una propagación más eficiente de la fractura, sabiendo

---

<sup>3</sup> MADER. D. Op. cit.

que la pérdida del fluido (“leakoff”) es proporcional a la raíz cuadrada del tiempo de ejecución del tratamiento.<sup>4</sup>

**1.1.4 Fluidos de Fracturamiento** El fluido de fracturamiento tiene como objetivo crear la fractura hidráulica y transportar el material de soporte a través de la fractura. Este fluido transmite presión hidráulica desde las bombas hacia la formación haciendo que la roca se fracture generando un canal de alta conductividad para posteriormente producir hidrocarburos.

La correcta selección depende de varias consideraciones que buscan que el fluido de fracturamiento cumpla con las siguientes características para un buen desempeño:

- ✓ Viscoso: para poder iniciar y propagar la fractura en la formación, para transportar el material de soporte (propante) a la fractura, y para minimizar las pérdidas del fluido hacia la formación.
  
- ✓ No viscoso: para el fácil manejo del fluido en la superficie, para minimizar la fricción tubular, y para permitir el retorno del fluido de la formación a la superficie.<sup>5</sup>

**1.1.4.1 Tipos de Fluido** Existen varios tipos de fluidos de fractura como los fluidos base agua, los fluidos base aceite, las emulsiones y los sistemas espumados.

Fluidos base agua: El agua es muy utilizada como fluido base debido a que tiene excelentes propiedades para transportar el propante, es de fácil manejo, controlan el filtrado, y reduce la potencia hidráulica en la operación.

---

<sup>4</sup> DEL CASTILLO RODRIGUEZ Luis Antonio. Mejoras en el diseño del fracturamiento hidráulico utilizando análisis de riesgo en el noreste del Perú, Lima, 2010. Trabajo de maestría. p.68.

<sup>5</sup> ROBART. Op. cit, p.14.

Fluidos base aceite: Este tipo de fluidos se creó por la incompatibilidad de fluidos acuosos en las formaciones. Requiere mayor potencia hidráulica.

Fluidos emulsionados: Son emulsiones de ácido o agua en hidrocarburo. La emulsión directa obtiene viscosidades altas, bajas pérdidas por fricción y bajas pérdidas del fluido a la formación. La emulsión inversa ayuda a reducir la viscosidad en pozos con crudo viscoso, mejorando la productividad.

Fluidos espumados: Es una dispersión de un gas en un líquido, donde el gas es la fase dispersa y el líquido es la fase continua. En la industria se utilizan dos clases de espumas, espumas base agua y espumas base aceite.

**1.1.4.2 Aditivos de los Fluidos de Fracturamiento** Debido a que los fluidos de fracturamiento no poseen todas las propiedades necesarias para un tratamiento, se dispone de la utilización de aditivos químicos especiales para modificar propiedades del fluido. Dentro de estos agentes o aditivos están:

- ✓ Viscosificadores y gelificadores.
- ✓ Controladores de filtrado.
- ✓ Reductores de pérdida de fricción.
- ✓ Surfactantes.
- ✓ Secuestrantes.
- ✓ Emulsificantes y floculantes

**1.1.4.3 Selección del tipo de fluido** La selección del tipo de fluido depende principalmente de la naturaleza de la formación a la que desea aplicarse el tratamiento y de los fluidos presentes en ésta, además de la naturaleza química de la roca (arenas, calizas, etc.) y su estado físico. Propiedades físicas como temperatura, presión, humectabilidad y saturación, son de gran importancia ya que afectan también la selección del fluido a usar. De igual manera, es importante usar

un fluido que no genere o aumente el daño a la formación para que no disminuya aún más la permeabilidad.<sup>6</sup>

**1.1.5 Material de soporte (propante)** Se debe elegir un adecuado material de soporte (propante), que ayudará a mantener la conductividad y la apertura de la fractura generada. Si el propante se escoge mal, éste va a fluir a la formación y se filtrará a la misma, haciendo que se cierre por completo la fractura.

Existen diferentes tipos de material propante, los cuales se utilizan dependiendo de las características de la formación. Los más comunes son: la arena, que es la más utilizada, arena recubierta con resina, cáscara de nuez, bolas de aluminio o acero, bauxita, carbolita, cerámicos, y propantes ultralivianos. Con los avances tecnológicos se ha desarrollado material propante más eficiente, que tiene la capacidad de soportar altas presiones.

La selección del propante depende de ciertas propiedades tales como: resistencia del propante, tamaño de grano y distribución, cantidades de finos e impurezas, redondez y esfericidad, y densidad del propante.<sup>7</sup>

## **1.2 DISEÑO UNIFICADO DE FRACTURA (UFD)**

Para realizar un tratamiento de fracturamiento hidráulico se requiere de un diseño y ejecución apropiado que involucra información y cálculos del yacimiento, producción e ingeniería de completamiento, estudios de mecánica de roca y dinámica de los fluidos. Se debe tener en cuenta que el fracturamiento está restringido por parámetros físicos de los materiales y el equipo disponible, entre otros. De igual manera, los criterios económicos son de gran importancia al momento de realizar un fracturamiento.

---

<sup>6</sup> ROBART. Op. cit, p. 16.

<sup>7</sup> ROBART. Op. cit, p. 18.

Para estas operaciones complejas es esencial determinar las condiciones “óptimas” para el diseño, ejecución y el comportamiento después de la estimulación al pozo.<sup>8</sup>

Valkó y Economides introdujeron la aproximación del diseño unificado de fractura (UFD) que significa determinar la conductividad de la fractura óptima y la relación entre la longitud y ancho de fractura para un volumen de propante dado, dependiendo de las propiedades del yacimiento y el propante seleccionado, lo cual permite determinar la geometría de fractura óptima para obtener el incremento de producción máximo posible.<sup>9</sup>

En el UFD existe solo una geometría de fractura que puede maximizar la producción sin importar la cantidad de propante que se vaya inyectar a cualquier pozo. Con solo una geometría de fractura utilizada se puede calcular un índice de productividad máximo, con una longitud y ancho de fractura adecuados.

“En el diseño unificado de fractura, se contempla un indicador de rendimiento muy simple y directo: el índice de productividad en estado pseudo-estable. La mejora en esta variable describe el efecto real de la fractura con un volumen de propante en el desempeño del pozo.”<sup>10</sup>

Al realizar el índice de productividad máximo posible en estado pseudo-estable, quiere decir que la fractura no tendrá un bajo rendimiento en cualquier proyecto con el mismo volumen de propante.

---

<sup>8</sup> MARONGIU-PORCU, M.; ECONOMIDES, M. and LIU, W. Flaws in Fracture designs: a continuing problem. Texas A&M University and University of Houston. 2010. SPE 137377. p. 1-2.

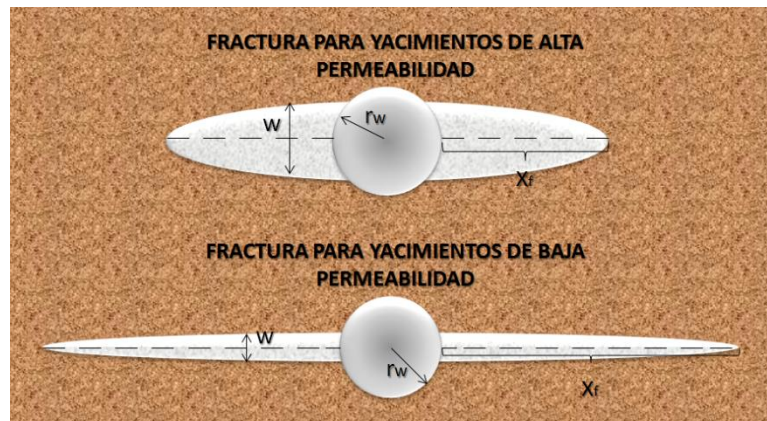
<sup>9</sup> ECONOMIDES, M. OLIGNEY, R. VALKÓ, P. Unified Fracture Design: bridging the gap between theory and practice. Alvin, Texas. 2002. p. 5.

<sup>10</sup> ECONOMIDES. Op. cit, p. 5.

**1.2.1 Ventajas y desventajas del UFD** A continuación se presentarán las ventajas y desventajas del uso del diseño unificado de fractura aplicado en un tratamiento de fracturamiento hidráulico. Las ventajas son:

✓ Para el UFD no existe diferencia para formaciones con alta y baja permeabilidad. En todos los casos siempre existe una fractura óptima que maximiza el valor del índice de productividad adimensional  $J_D$  para una óptima conductividad de fractura adimensional. Por consiguiente, para yacimientos de alta permeabilidad las fracturas serán anchas y cortas mientras que en los yacimientos de baja permeabilidad las fracturas serán largas y angostas (Figura 3).

**Figura 3 Geometría de la fractura en base a la permeabilidad de la formación**



✓ Al desarrollar un UFD se tiene en cuenta la masa de propante como variable económica para el desarrollo de un tratamiento, donde el criterio más utilizado es el valor presente neto (VPN), ya que los costos aumentan casi linealmente con el tamaño del tratamiento, pero después de cierto punto, los ingresos aumentarán de una manera nada productiva.

✓ A partir del UFD se han desarrollado diferentes métodos de diseño, los cuales han modificado parámetros y variables optimizando los procesos, como la altura de la fractura, longitud media y ancho medio de fractura. Dichos métodos

incluyen diseños en 2D y 3D, procesos dependientes del tipo de yacimiento, y la unión del diseño UFD con otros diseños como LEFM (Linear Elastic Fracture Mechanics) y ecuaciones de presión neta, entre otros.

Por otro lado, la desventaja más significativa del UFD es:

✓ Con el diseño unificado de fractura se obtienen resultados óptimos de las variables utilizadas para el tratamiento. Sin embargo, al aplicar un tratamiento de fracturamiento hidráulico los resultados no serán los óptimos, ya sea por condiciones operacionales, o por una mala caracterización del yacimiento.

**1.2.2 Optimización del Fracturamiento Hidráulico con un Diseño Unificado de Fractura**<sup>11</sup> La optimización del fracturamiento hidráulico mediante el diseño unificado requiere determinar el índice de productividad máximo posible, utilizando el índice de productividad adimensional que está en función de parámetros de la fractura como la razón de penetrabilidad, la geometría de fractura y el volumen de propano empaquetado.

**1.2.2.1 Conductividad de Fractura Adimensional ( $C_{FD}$ )** Para determinar el tamaño del tratamiento se debe tener en cuenta previamente una optimización basada en la conductividad de fractura adimensional. “La conductividad de fractura adimensional es una medida de la facilidad relativa con la que produce el flujo de fluidos dentro de la fractura en comparación con la capacidad de la formación para alimentar líquidos en la fractura. Se calcula como la relación entre la permeabilidad de la fractura con respecto a la permeabilidad de la formación y la relación entre el ancho y la longitud de la fractura (por convención, la longitud promedio).”<sup>12</sup>

---

<sup>11</sup> ECONOMIDES. Op. cit, p. 7-9.

<sup>12</sup> ECONOMIDES. Op. cit, p. 6.

Para un volumen fijo de propante colocado en la formación, un pozo proporcionará la máxima producción o velocidad de inyección cuando la conductividad de la fractura adimensional esté cerca de la unidad, lo que indicaría que el tratamiento es óptimo, al menos para los tratamientos que no implican cantidades extremadamente grandes de propante.

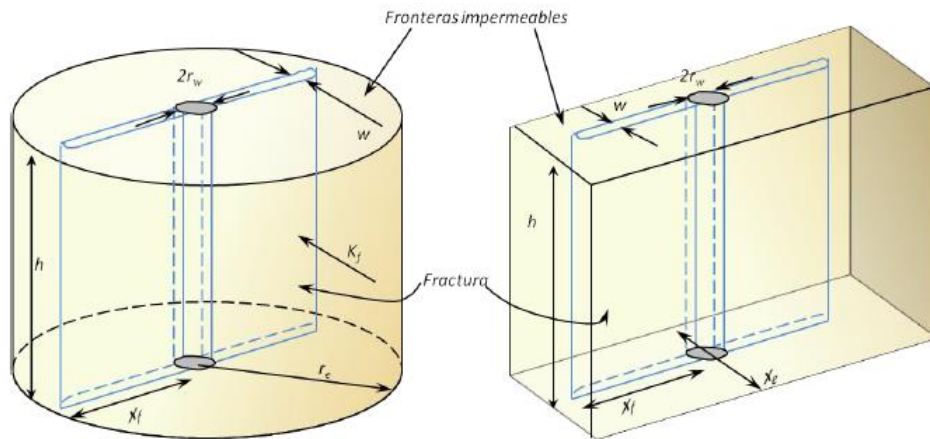
Cuando el valor de la conductividad adimensional de la fractura es mayor, la longitud de la fractura sería más corta que la óptima y el flujo se limitaría en el yacimiento. A su vez, cuando el valor de la conductividad adimensional es menor a la unidad, el ancho de la fractura será menor que el óptimo, lo que hace la fractura como un cuello de botella.

Para tener un concepto más amplio, mediante la figura 4 se puede observar una fractura con penetración total vertical en el intervalo productor de espesor  $h$ . Por medio de esta imagen se puede notar que el área de drenaje no es de geometría circular ni rectangular, de todos modos, para muchos casos estas geometrías se consideran aproximaciones aceptables.<sup>13</sup> La relación entre el área de drenaje  $A$ , el radio de drenaje  $r_e$  y la longitud del lado de drenaje  $x_e$  está dada por:

---

<sup>13</sup> DEMARCHOS, A.S.; ECONOMIDES, M. and DIYASHEV, I. Analysis of the performance of hydraulic fracturing treatments and quantum design improvements. Dallas, Texas. 2005. SPE 94641. p.1

**Figura 4 Notación para el rendimiento de la fractura. Esquema de una fractura hidráulica**



FUENTE: Modificado de Michael Economides, Ronald Oligney, Peter Valkó. Unified Fracture Design.

Para un pozo vertical interceptando una fractura vertical rectangular que penetra totalmente desde el fondo hasta el tope del volumen de drenaje rectangular, se conoce que la productividad depende de la razón de penetrabilidad en la dirección  $x$ :<sup>14</sup>

Y de la conductividad adimensional de la fractura :

Donde es la longitud media de la fractura, es la longitud del lado del área de drenaje cuadrada, es la permeabilidad de la formación, es la permeabilidad de la fractura empaquetada y es el ancho de la fractura.

<sup>14</sup> DEMARCHOS. Op. cit, p. 6

**1.2.2.2 Número de Propante  $N_p$**  Valkó y Economides<sup>15</sup> definieron que la clave para formular la optimización técnica del diseño unificado de fractura, es considerar que la penetración de la fractura y su conductividad adimensional (a través del ancho) dependen de la misma fuente: el volumen de la fractura empaquetada. Por lo tanto, se calcula el número de propante adimensional teniendo en cuenta la conductividad adimensional y el coeficiente de penetrabilidad:

Sustituyendo los valores de conductividad adimensional y el coeficiente de penetrabilidad de las ecuaciones (2) y (3), se obtiene:

Donde el numerador, representa el volumen de propante inyectado en la fractura  $V_{inj}$ , multiplicado por la permeabilidad del propante  $k_{prop}$  y la relación entre la altura neta productora con respecto a la altura que alcanza la fractura  $H_{net}/H_f$ ; en el denominador se encuentra la relación entre el volumen de drenaje del yacimiento  $V_D$ , multiplicado por la permeabilidad de la formación,  $k_f$ .

El precio del propante es función de su permeabilidad, por ello el tipo de propante usado, y su costo total es dado por el producto de la masa de propante inyectado y su precio por unidad de masa. Debido a que usualmente la altura de la fractura  $H_f$ , excede el espesor productor de la formación  $H_{net}$ , el mismo volumen de propante

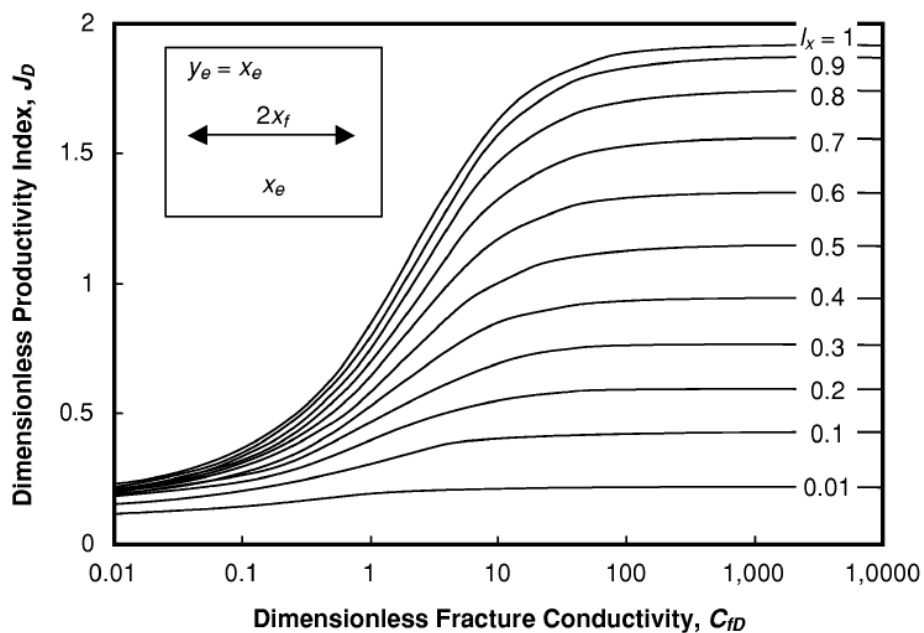
---

<sup>15</sup> ECONOMIDES. Op. cit, p. 27

inyectado podría dar un número más bajo de propante. En el diseño unificado de fractura, el numero de propante es el parámetro más importante en los cálculos del diseño.

En la figura 5 se observa el  $J_D$  en función de la conductividad de fractura adimensional ( $C_{fD}$ ) con el índice de penetrabilidad ( $I_x$ ) como parámetro.

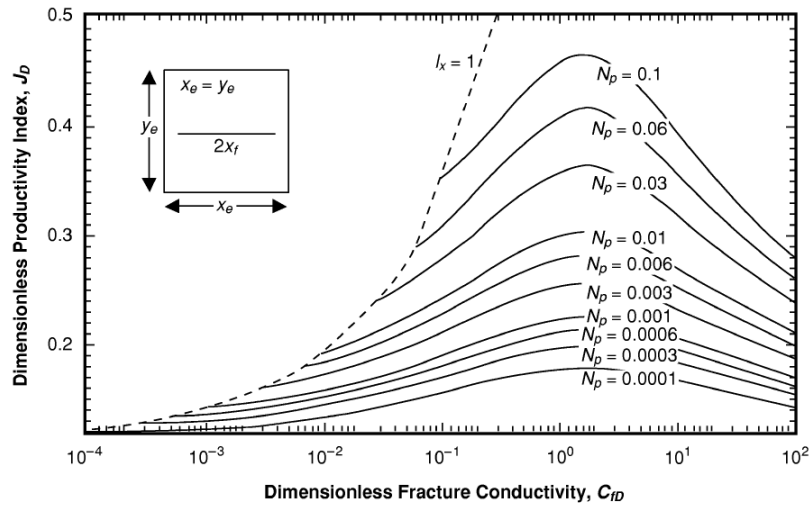
**Figura 5 Índice de productividad adimensional en función de la conductividad de fractura adimensional, con  $I_x$  como parámetro**



FUENTE: Michael Economides, Ronald Oligney, Peter Valkó. Unified Fracture Design.

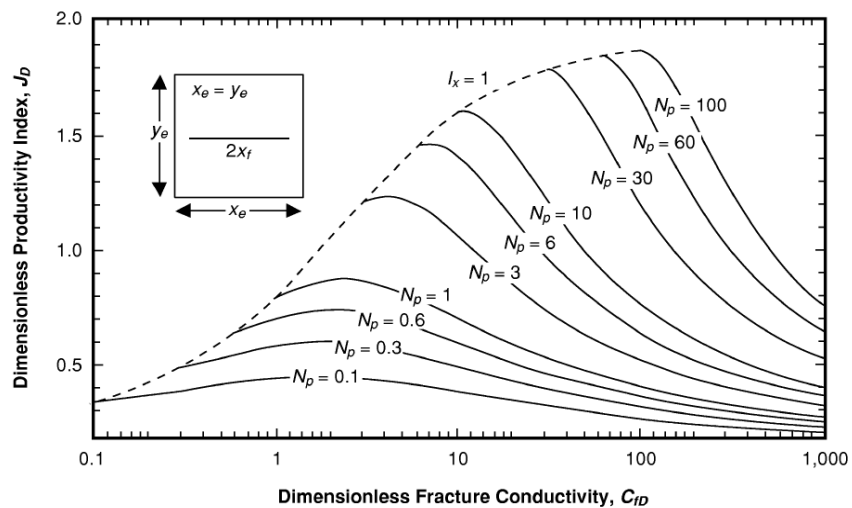
La figura anterior no es de mucha utilidad al resolver problemas de optimización ya que no tiene en cuenta el volumen de propante fijado. Para este propósito la figura 6 y la 7 presenta los mismos resultados, pero teniendo en cuenta el número de propante  $N_p$  como parámetro. Las cruvas individuales corresponden al índice de productividad adimensional  $J_D$  en un valor fijo de número de propante.

**Figura 6 Índice de productividad adimensional en función de la conductividad de fractura adimensional para  $N_p < 0.1$**



FUENTE: Michael Economides, Ronald Oligney, Peter Valkó. Unified Fracture Design.

**Figura 7 Índice de productividad adimensional en función de la conductividad de fractura adimensional para  $N_p > 0.1$**

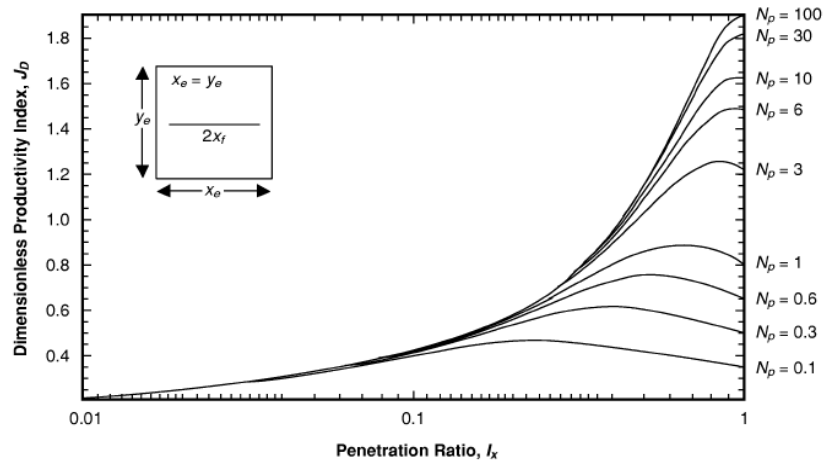


FUENTE: Michael Economides, Ronald Oligney, Peter Valkó. Unified Fracture Design.

De acuerdo con las gráficas, para un valor dado de  $N_p$ , el índice de productividad máximo se alcanza en un valor de conductividad de fractura adimensional definido. Para cada curva del  $N_p$  se obtiene el máximo  $J_D$  debajo del pico de la curva. En la figura 6 se muestra que cuando el  $N_p$  es menor de 0.1 el valor de  $C_{fD}$  para un óptimo  $J_D$  es igual a 1.6. En la figura 7 para alcanzar el índice de productividad máximo (1.909), correspondiente a un flujo lineal perfecto en un yacimiento cuadrado, se requiere aumentar el volumen de propante y la conductividad de fractura adimensional, ya que el índice de penetrabilidad no puede ser mayor de 1.

En formaciones de permeabilidades altas a medias (por encima de 50 mD) es prácticamente imposible alcanzar un valor de  $N_p$  mayor de 0.1. Los rangos típicos de  $N_p$  para estas formaciones oscilan entre 0.0001 y 0.01. Así, para este tipo de formaciones la conductividad de fractura adimensional será siempre de  $C_{fDopt} = 1.6$ . En yacimientos de “tight gas” es posible alcanzar mayores números de propante. El número de propante calculado para un área de drenaje limitada, puede ser de 1 a 10. Sin embargo en la práctica, es difícil alcanzar un valor mayor que 1. En efecto, para un  $N_p$  mayor de 1, el  $C_{fD}$  óptimo determina una razón de penetración cerca a la unidad. (Figura 8).

**Figura 8 Índice de productividad adimensional en función de la razón de penetración, con el número de propante como parámetro (para  $N_p > 0.1$ )**



FUENTE: Michael Economides, Ronald Oligney, Peter Valkó. Unified Fracture Design.

Por otra parte, es muy importante tener en cuenta el valor de permeabilidad del propante  $k_f$ , ya que comúnmente el propante posee un valor nominal de permeabilidad y puede que se reduzca dicho valor al utilizar el propante, por esfuerzos lo puedan triturar reduciendo su tamaño, por efectos de flujo de fluido no Darcy resultando en pérdidas de presión, entre otros.

**1.2.2.3 Índice de Productividad Adimensional  $J_D$**  Para encontrar el índice de productividad adimensional de la fractura, la longitud y la conductividad de fractura adimensional son las dos variables principales que se necesitan para controlar el índice de productividad de un pozo fracturado.

El índice de productividad de un pozo es definido como el caudal de producción respecto a la caída de presión:<sup>16</sup>

Donde la proporcionalidad  $J$  "constante" es el índice de productividad (IP). Durante

<sup>16</sup> DIETRICH, J.K. JD as a performance indicator for hydraulically fractured wells. Irvine, CA, U.S.A. 2005. SPE 93630. p. 4

su vida útil, un pozo está sujeto a varios cambios en las condiciones de flujo, pero los dos más importantes son idealizaciones de tasa de producción constante:

Y la caída de presión constante

Donde  $k$  es la permeabilidad de la formación,  $h$  es el espesor,  $B$  es el factor volumétrico del fluido,  $\mu$  es la viscosidad,  $C$  es una constante de conversión (igual a 1 para un sistema coherente). Si el caudal de producción o la caída de presión son conocidas, podrán ser usadas para definir las variables adimensionales.

**Tabla 1 Regímenes de flujo dentro de un pozo vertical sin daño**

<b>RÉGIMEN DE FLUJO</b>		
<b>Estado transitorio</b>		
<b>Estado estable</b>		
<b>Estado pseudo-estable</b>		

FUENTE: Modificado de Michael J. Economides, et al. Unified Fracture Design.

Cuando existe daño en la formación, normalmente se presenta en las cercanías del pozo. Este daño está asociado a la naturaleza del flujo radial, entre otros

aspectos, el cual puede ocasionar pérdidas de presión en fondo de pozo. Este daño presente en las cercanías del wellbore se presenta como el factor skin (S), que se suma a la presión adimensional en la expresión del índice de productividad (J).

La anterior ecuación muestra que el factor skin (S) es proporcional a la caída de presión.

Al realizar un trabajo de estimulación con fracturamiento hidráulico, es correcto afirmar que puede reducir el factor skin debido al aumento del índice de productividad. El fracturamiento no sólo puede reducir el skin, sino que también puede obtener un radio efectivo del wellbore mayor al real (valores negativos de skin), lo que quiere decir que no solo removerá el daño sino superpondrán una mejorada trayectoria de conductividad.

El índice de productividad para el régimen de estado pseudo-estable está determinado por:

Donde  $J_D$  es el Índice de Productividad Adimensional.

Para pozos localizados en el centro de un área de drenaje circular, el índice de productividad adimensional en un estado pseudo-estable es:

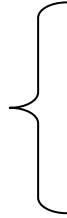
Donde  $r_D$  es el radio de drenaje,  $r_w$  es el radio del pozo y  $s$  es el factor skin que presenta el pozo. En el caso de la fractura con material propante, hay varias maneras para incorporar el efecto de la estimulación en el índice de productividad. Uno es usando el concepto de pseudo-skin (  $s_{ps}$  ):

O el concepto de radio de equivalente del wellbore (Notación de Prats):

También se puede simplemente proporcionar el índice de productividad adimensional como una función de los parámetros de fractura:

De cualquier forma, las tres opciones dan exactamente los mismos resultados (si se hace en términos coherentes). La última opción es la más general y conveniente, especialmente si queremos considerar los pozos fracturados en zonas generales de drenaje (no solo circulares).

Se puede proporcionar el valor del índice de productividad adimensional máximo como función del número de propante :<sup>17</sup>



También el valor de la conductividad de la fractura adimensional se puede calcular en función del número de propante :



**1.2.2.4 Folds of Increase (FOI)** El FOI es una relación que permite conocer en cuanto se incrementa la productividad al realizar la fractura, está definida por la expresión:

Donde es el índice de productividad adimensional máximo es el índice de productividad adimensional antes de realizar el tratamiento, el cual tiene en cuenta el factor skin. Para pozos localizados en el centro de un área de drenaje circular y en estado pseudo-estable se calcula mediante la ecuación 11 descrita anteriormente.

---

<sup>17</sup> YANG, Mei and ECONOMIDES, Michael. Revisiting Natural Proppants for Hydraulic Fracture Production Optimization. University of Houston. 2012. SPE 151934. p.3.

**1.2.2.5 Optimización de la Geometría de la Fractura** Aunque la mejora de la productividad máxima alcanzable se determina por el volumen de propante aplicado en la zona productora, varias condiciones adicionales deben tenerse en cuenta para la mejora de potencial. Uno de los factores cruciales es tener un arreglo óptimo entre la longitud y el ancho de fractura (o apartarse del óptimo sólo tanto como sea necesario, si es requerido por las limitaciones operativas). Una vez calculado la conductividad de fractura adimensional, la longitud y ancho óptimos de fractura empaquetada se obtienen a partir de las siguientes ecuaciones: <sup>18</sup>

Donde,

= Permeabilidad de la fractura empaquetada

= Permeabilidad de la formación

= Volumen de propante, donde  $V_p$  en un ala de fractura es:

= Espesor a fracturar

= Conductividad de fractura adimensional óptima

---

<sup>18</sup> ECONOMIDES Op. cit, p. 8.

**1.2.2.6 Cantidad Óptima de Propante** Cuando se diseña el tratamiento, es importante resaltar que el aumento de la cantidad inyectada de propante no necesariamente aumentará la cantidad de propante a llegar al intervalo productor, quiere decir, que existe la relación de dos volúmenes de propante, el volumen de propante colocado en el intervalo productor, dividido por el volumen total inyectado en el pozo como la eficiencia volumétrica del propante. El factor más crítico en la determinación de la eficiencia volumétrica de propante es la relación entre la altura de la fractura creada por el espesor neto.

La selección real de la cantidad de propante indicado para la inyección depende principalmente de la economía, en donde el criterio más utilizado es el valor presente neto (VPN). Para este caso, los costos aumentan casi linealmente con el tamaño del tratamiento, pero después de cierto punto, los ingresos aumentarán de una manera nada productiva. Es por eso, que se define un tamaño óptimo de tratamiento, el punto en que el VPN de los ingresos incrementales, al equilibrarse con los costos de tratamiento, es máximo. Por ende, es parámetro importante al determinar la rentabilidad de un proyecto de estimulación por fracturamiento hidráulico.<sup>19</sup>

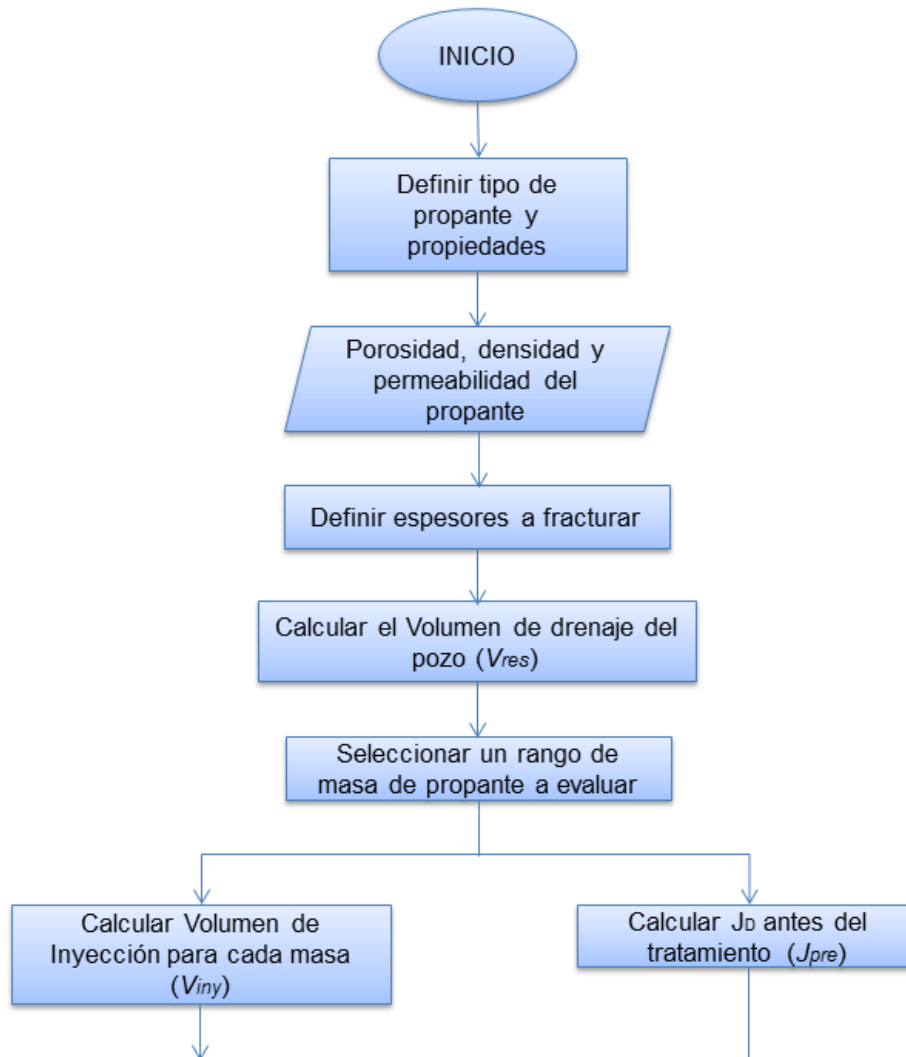
**1.2.3 Metodología del Diseño Unificado de Fractura** Al realizar un diseño unificado de fractura se busca que el índice de productividad de un pozo sea el máximo posible. Para ello, se determina la cantidad óptima de propante a utilizar, la cual se encuentra a partir de parámetros como el número de propante, la conductividad de fractura adimensional, el FOI, entre otros.<sup>20</sup> A continuación se describe el procedimiento paso a paso para realizar un estudio UFD a un pozo ya seleccionado previamente:

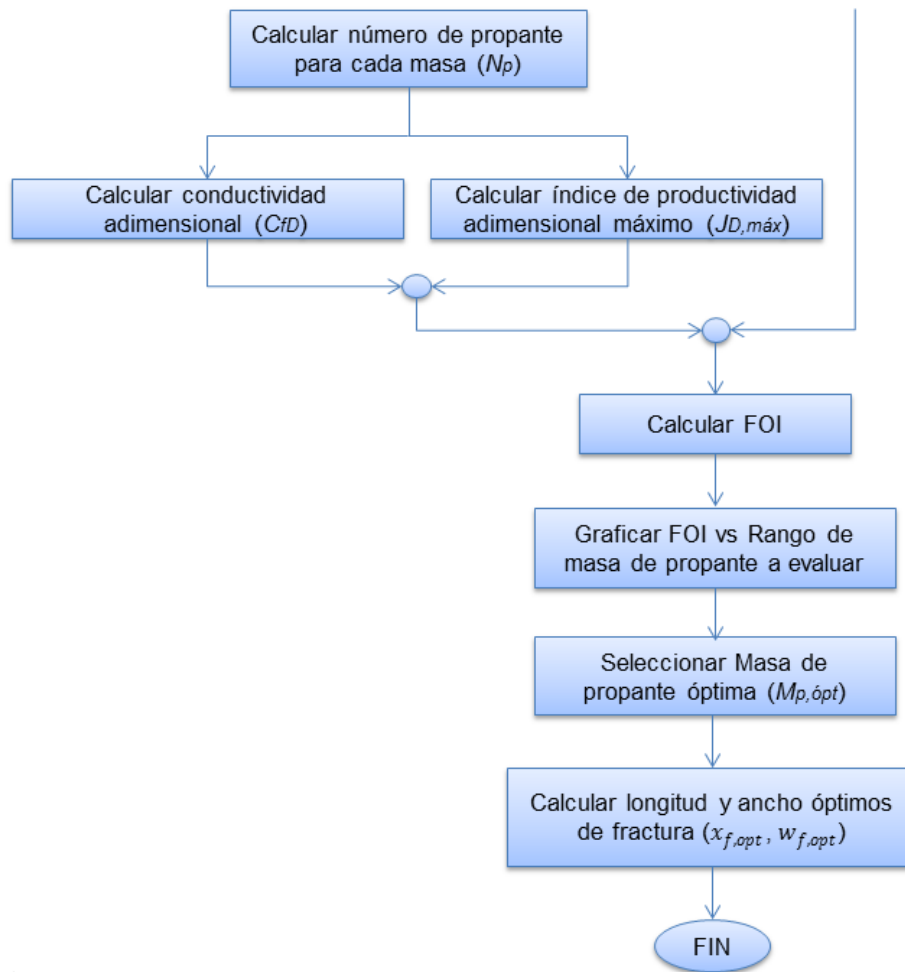
---

<sup>19</sup> ECONOMIDES Op. cit, p. 7-8.

<sup>20</sup> ECONOMIDES. Op. Cit, p 37-38.

**Figura 9 Metodología del Diseño Unificado de Fractura**





FUENTE: Modificado de Michael Economides, Ronald Oligney, and Peter Valkó, Unified fracture design.

En el diseño unificado de fractura, se define inicialmente el tipo de propante a utilizar, ya que es necesario conocer de antemano sus propiedades para los cálculos UFD, y también se deben tener definidos los espesores a fracturar. Una vez conocidos, se inician los cálculos UFD para cada espesor seleccionado anteriormente como se observa en los siguientes ítems:

1. Calcular el volumen de drenaje en el espesor a evaluar del pozo.

2. Posteriormente se calcula la masa óptima de propante a utilizar en el espesor a fracturar; por tal motivo se evalúa en un amplio rango de masas posibles y se realizan los cálculos de volumen de inyección,  $N_p$ ,  $J_{Dmáx}$  y  $J_{pre}$ .
3. Luego se calcula el FOI para cada masa evaluada.
4. Después, se grafica FOI vs rango de masas evaluadas y se determina la masa óptima.
5. Finalmente se calcula la longitud media y ancho óptimo de fractura.

#### **1.2.4 Casos estudio del Diseño Unificado de Fractura**

Basado en estudios ya realizados por diferentes autores y principalmente Economides, a continuación se muestran resultados reales de la aplicación del diseño unificado de fractura y las ventajas de este.

##### **1.2.4.1 Validación experimental del UFD por evaluación del $J_D$**

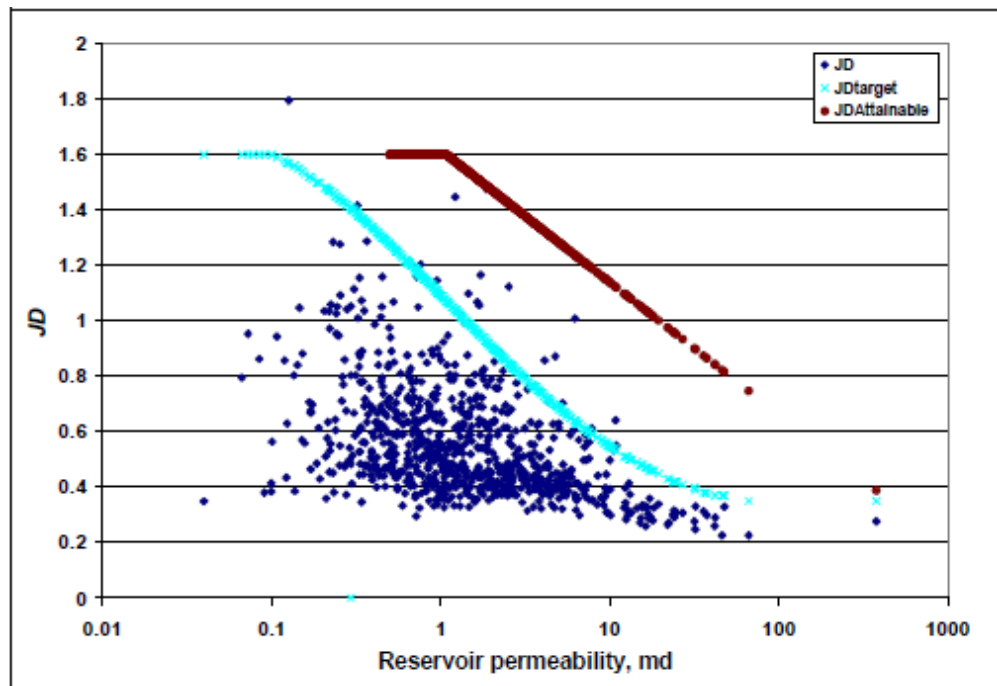
Demarchos, et al., evalúan el desempeño de los tratamientos de fracturamiento hidráulico realizados en una gran cantidad de pozos del oeste de Siberia. El desempeño lo miden a través del índice de productividad adimensional ( $J_D$ ) derivado del campo y es comparado contra el concepto UFD, con el fin de demostrar que dichos diseños podrían mejorarse y optimizarse.

La figura 10 presenta el  $J_D$  de todos los pozos analizados en el oeste de Siberia que presentan tratamientos de fracturamiento hidráulico, junto con el estudio de los mismo pero con un diseño donde se aplica la metodología UFD ( $J_D$  target). Adicionalmente se presenta un escenario, con un objetivo mucho más “agresivo”, forzando los límites de diseño ( $J_D$  Attainable). Claramente se observa que el  $J_D$  actual en general es muy inferior al  $J_D$  target y mucho más con el  $J_D$  con límites ambiciosos, esto debido a que antes del 2004 los diseños fueron hechos al azar, es decir sin seguir un diseño lógico como es el UFD.<sup>21</sup>

---

<sup>21</sup> DERMANCHOS, A.S. Op cit. p. 2

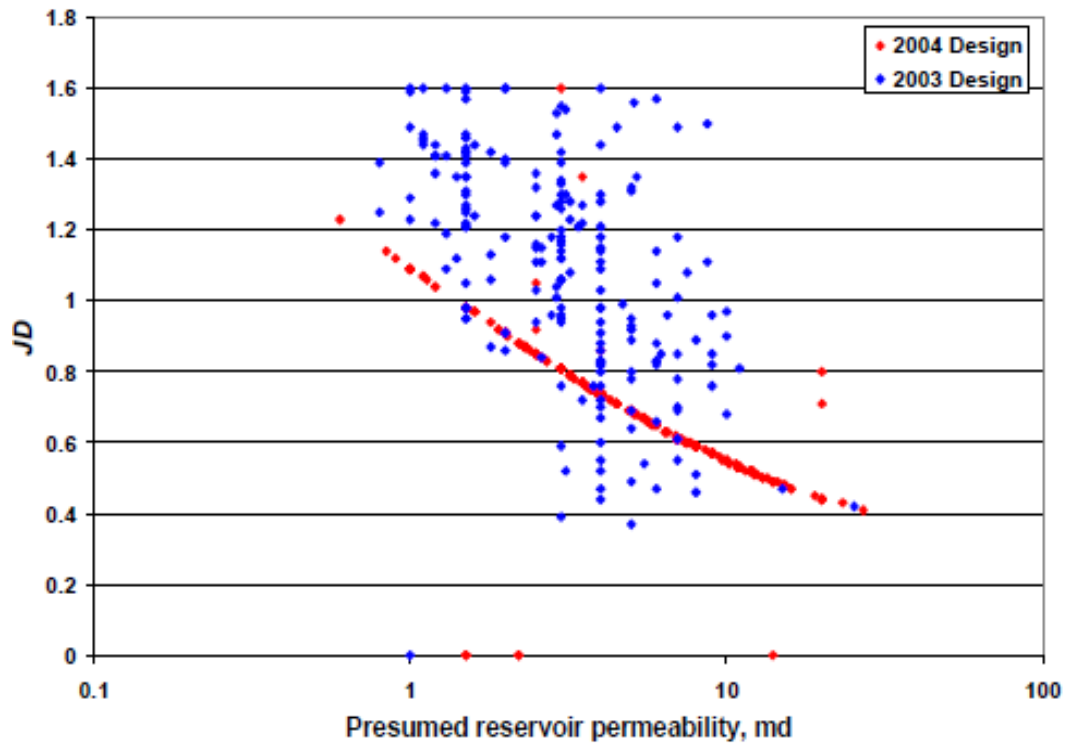
**Figura 10  $J_D$ ,  $J_D$  target y  $J_D$  attainable vs permeabilidad del yacimiento**



FUENTE: A. S. Demarcos, et al. Analysis of the performance of hydraulic fracturing treatments and quantum design improvements.

En la figura 11 se aprecia una comparación de los diseños realizados en el 2003 y 2004 en los mismos campos de estudio. Claramente se ve que en los diseños del 2003 no hay una lógica apreciable de los diseños, y que para algunos de los diseños proyectados para el  $J_D$  serían físicamente inalcanzables. Los diseños del 2004 por otro lado siguen los procesos UFD y demostrarían ser los más apropiados a usar para el tratamiento teniendo en cuenta el propante que se usó en estos pozos, aunque estos podrían mejorarse si se evaluara también el tipo y masa de propante a usar, seguramente se tendrían diseños mucho mejores a los observados en la gráfica.

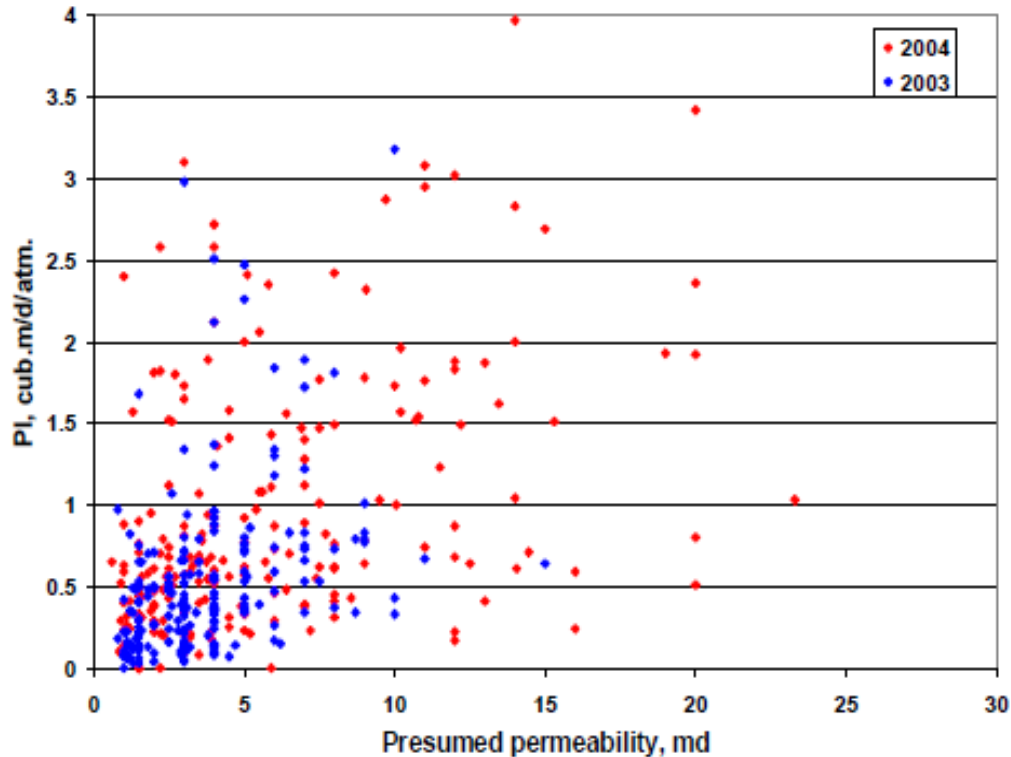
**Figura 11 Diseños de fractura en el 2003 y 2004 vs permeabilidad asumida del yacimiento**



FUENTE: A. S. Demarcos, et al. Analysis of the performance of hydraulic fracturing treatments and quantum design improvements.

Otra forma de comparar los resultados de fractura del 2003 y 2004 es usando el índice de productividad (PI por sus siglas en inglés). En la figura 12 se observa que evidentemente los diseños del 2004 que siguen la metodología UFD tiene índices de productividad mucho mayores en el 2004 que en el 2003.

**Figura 12 Índice de productividad (PI) vs permeabilidad del yacimiento**



FUENTE: A. S. Demarcos, et al. Analysis of the performance of hydraulic fracturing treatments and quantum design improvements.

Con base en estos resultados es posible concluir la importancia del UFD en los diseños de fracturamiento, como se evidencia en los tratamientos del 2004 que presentan mayores  $J_D$  y por tanto un mayor IP, en lugar de realizar diseños al azar y sin un procedimiento correcto como los aplicados hasta el 2003 en los campos de estudio.

**1.2.4.2 Importancia del UFD en la optimización económica de un tratamiento de fracturamiento hidráulico** La optimización física de la fractura, para una masa de propano dada y que satisfaga las restricciones físicas que pueden presentarse durante el tratamiento, requieren de un anteproyecto a seguir en el campo con el fin de maximizar el  $J_D$ . Usando el criterio del valor presente neto (VPN), es posible determinar la cantidad óptima de propano en la cual los

ingresos procedentes del mejoramiento de la producción, menos la inversión necesaria para desempeñar el tratamiento de fracturamiento son maximizados.

Valor Presente Neto (VPN) como función de la masa de propante: El modelo UFD permite la optimización de los tratamientos de fracturamiento, pero dicha optimización puede estar restringida a ciertos parámetros tales como la presión neta máxima permisible, y los costos económicos de producción; es aquí donde el VPN un papel vital, debido a que siempre existirá un valor específico de propante a inyectar en el cual el VPN tendrá un valor máximo, y por tanto una máxima rentabilidad del proyecto. Para ilustrar lo anteriormente dicho, un caso de estudio realizado por Economides y Marongiu-Porcu se expone, en donde evalúan la cantidad máxima de propante a usar en un yacimiento de aceite subsaturado, con ciertos parámetros y condiciones del yacimiento y del pozo ya establecidos, en donde lo único que varía es la masa de propante a inyectar y la permeabilidad del yacimiento (0.1 y 1 mD).

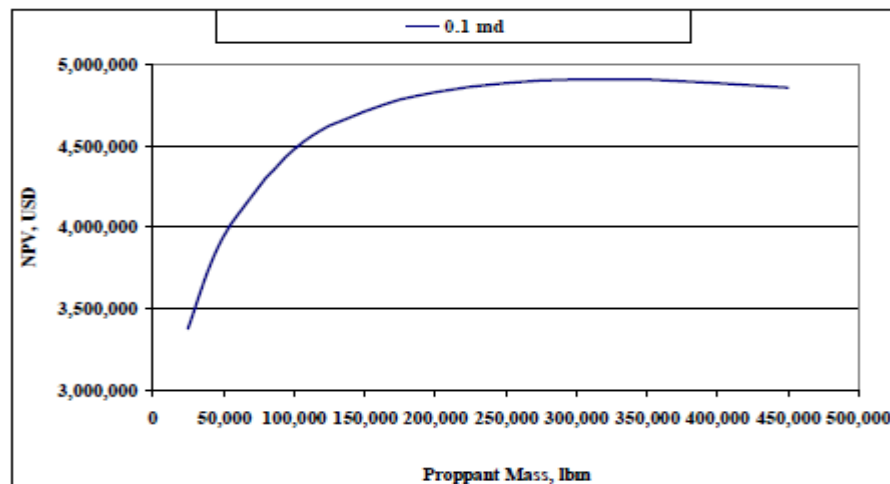
**Tabla 2 Principales parámetros del yacimiento y pozo evaluado**

Masa de propante (para dos alas), lbm	Variable
Permeabilidad del propante, mD	150000
Espesor permeable, ft	50
Permeabilidad del yacimiento, mD	Variable
Porosidad del yacimiento, fracción	0.20
Radio del pozo, ft	0.40
Área de drenaje del pozo, acres	320
Altura de la fractura, ft	100
Presión del yacimiento, psi	5000
Módulo de Young $E$ , psi	$2 \cdot 10^6$
Relación de Poisson, ( $\nu$ )	0.38
$P_{wf}$ , psi	1500
Presión de abandono, psi	1600

FUENTE: Modificado de Marongiu-Porcu; Michael Economides. Economic and physical optimization of hydraulic fracturing.

Economides y Marongiu-Porcu realizaron un conjunto de pronósticos de producción para un único pozo vertical fracturado a partir de unas condiciones establecidas, y además evalúan diferentes masas de propante. Como resultados obtienen que para una permeabilidad de yacimiento de 0.1 mD, el pico de VPN está sobre los 300000 lbm de propante, mientras que para un yacimiento de 1 mD el pico de VPN es sobre los 200000 lbm; además, confirman uno de los principios del fracturamiento hidráulico: fracturas mucho más grandes son adecuadas para yacimientos de baja permeabilidad y de manera relativa fracturas más pequeñas son las indicadas para yacimientos de mayores permeabilidades.<sup>22</sup>

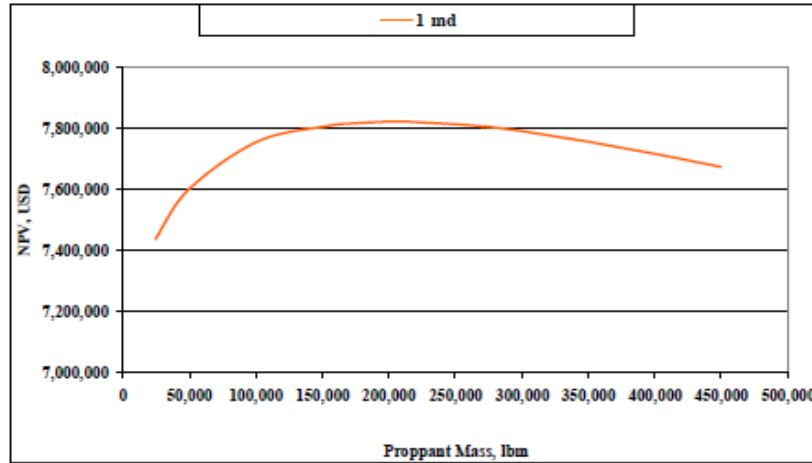
**Figura 13 VPN vs Masa de Propante en un yacimiento de aceite de USA; 0.1 mD**



FUENTE: Marongiu-Porcu; Michael Economides. Economic and physical optimization of hydraulic fracturing.

<sup>22</sup> MARONGIU-PORCU, M.; ECONOMIDES, M. Economic and physical Optimization of Hydraulic Fracturing. Texas A&M University. 2008. SPE 111793- p. 15.

**Figura 14 VPN vs Masa de Propante en un yacimiento de aceite de USA; 1 mD**



FUENTE: Marongiu-Porcu; Michael Economides. Economic and physical optimization of hydraulic fracturing.

Se concluye a partir de estos resultados, la necesidad e importancia de acoplar la optimización física obtenida por el UFD con la optimización económica, esto se logra realizando un balance en el ingreso incremental futuro contra los costos de ejecución del tratamiento. Además, la combinación de la aproximación UFD con el criterio económico del VPN puede estandarizarse en un procedimiento de rutina para usarse como una herramienta rápida y efectiva a la hora de seleccionar inversiones en pozos de aceite y gas.

#### **1.2.4.3 Optimización de una fractura hidráulica con un modelo P-3D**

Yang, Valkó y Economides presentan un procedimiento iterativo donde la altura de la fractura está relacionada con la presión neta. En el procedimiento, para cualquier presión neta asumida, la altura de la fractura, junto con la masa de propante y las permeabilidades del yacimiento y del propante, conducen al número de propante que a su vez determina la longitud y ancho deseados. En este trabajo se utiliza el concepto de "altura de equilibrio" para obtener la altura de la fractura y aplicar el UFD para la determinación de la geometría de fractura óptima.

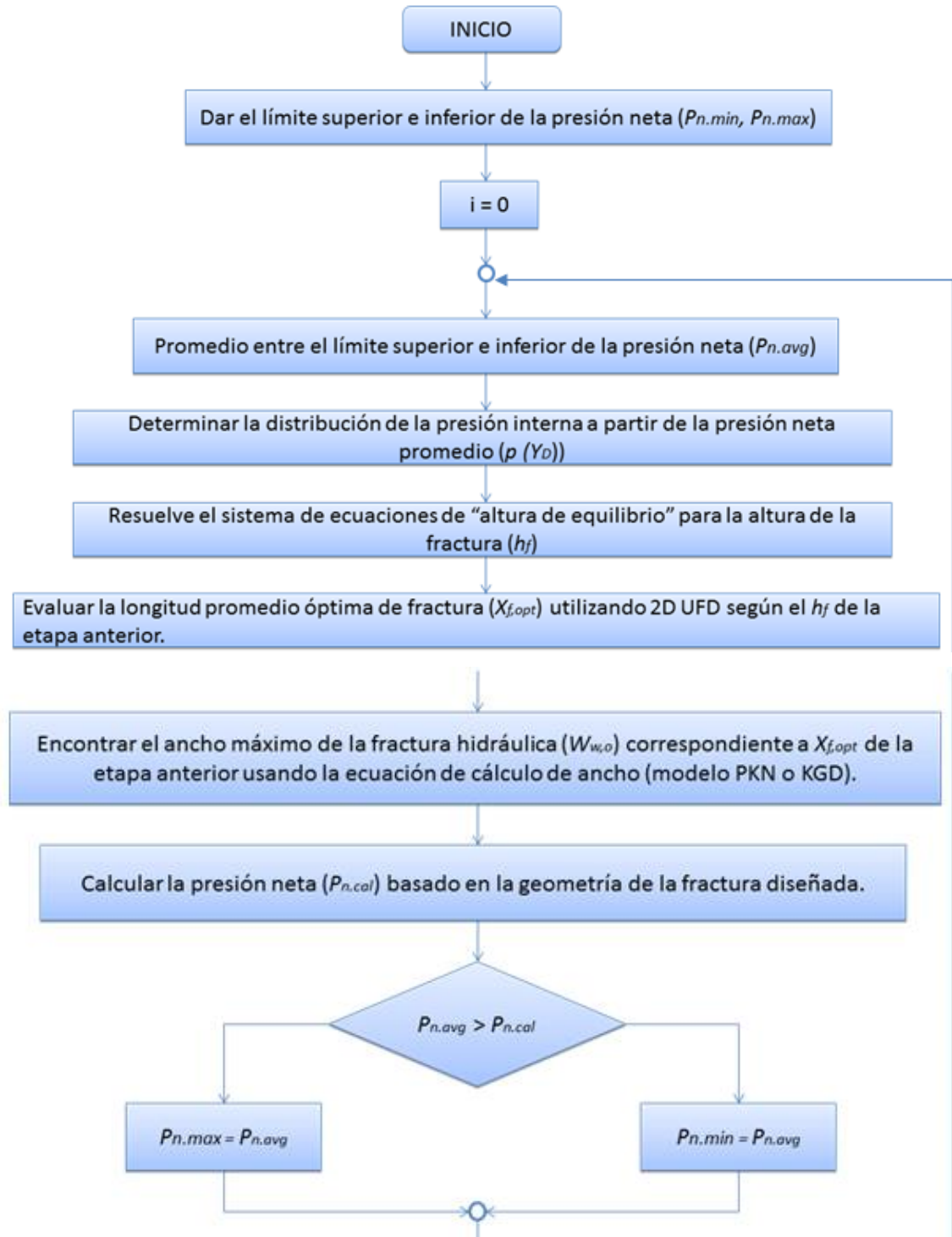
Determinación de la altura de fractura en el UFD: La altura de la fractura es una función de la distribución de la presión interna en la fractura. La presión neta se deriva directamente del ancho de la fractura hidráulica máxima en el pozo que se calcula a partir del modelo PKN o KGD y la rigidez de fractura ( $S_f$ ). Este concepto se explica en el siguiente ejemplo a partir de parámetros como propiedades de la roca y el yacimiento, propiedades del propano, variables del fluido de fracturamiento, y limitaciones del tratamiento. Se supone el contraste de esfuerzos entre capas que son 1000 psi y la rigidez de la fractura es  $1000 \text{ psi-in}^{0.5}$ . En este caso, la altura de la fractura final es aproximadamente de 85 ft con 620 psi de presión.

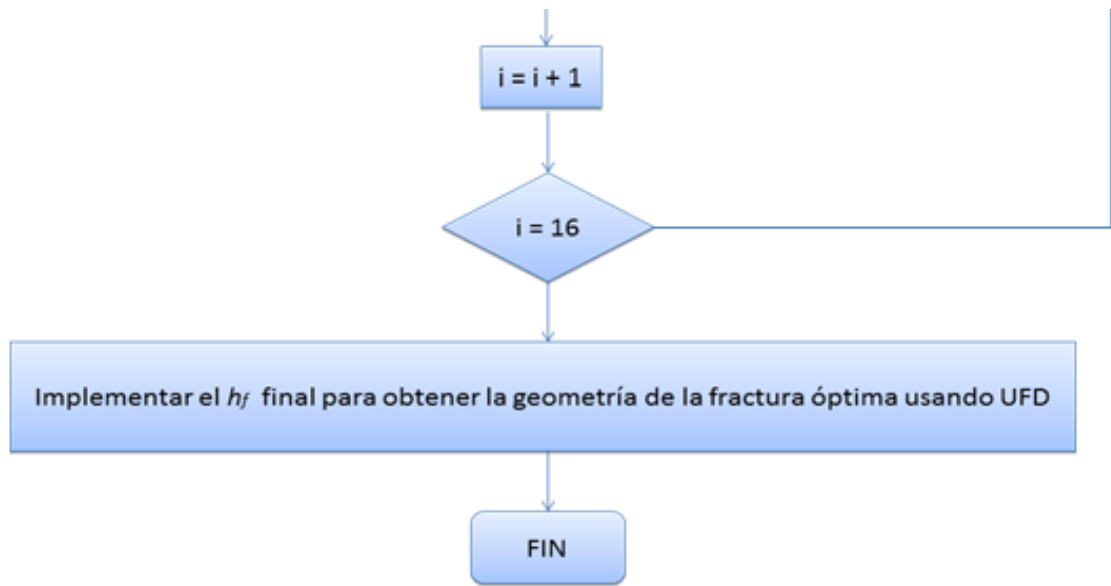
Entonces esta altura de la fractura se aplica a 2D con el modelo de fractura PKN para determinar la longitud media y ancho óptimo de fractura, que en este ejemplo son 1180 ft y 0,114 in, respectivamente. Para resolver el problema de forma automática, se desarrolló una solución numérica a partir de un método de bisección. Una vez que la altura de la fractura se determina, se implementa en el diseño de fractura para obtener la geometría de la fractura óptima. Este enfoque se denomina como "pseudo-3D UFD (p-3D UFD)".<sup>23</sup>

---

<sup>23</sup> YANG, M.; VALKÓ, P. P. and ECONOMIDES, M. J. Hydraulic Fracture Optimization with a p-3D Model. University of Houston. 2011. SPE 142303. p. 3.

Figura 15 Algoritmo del diseño p-3D UFD

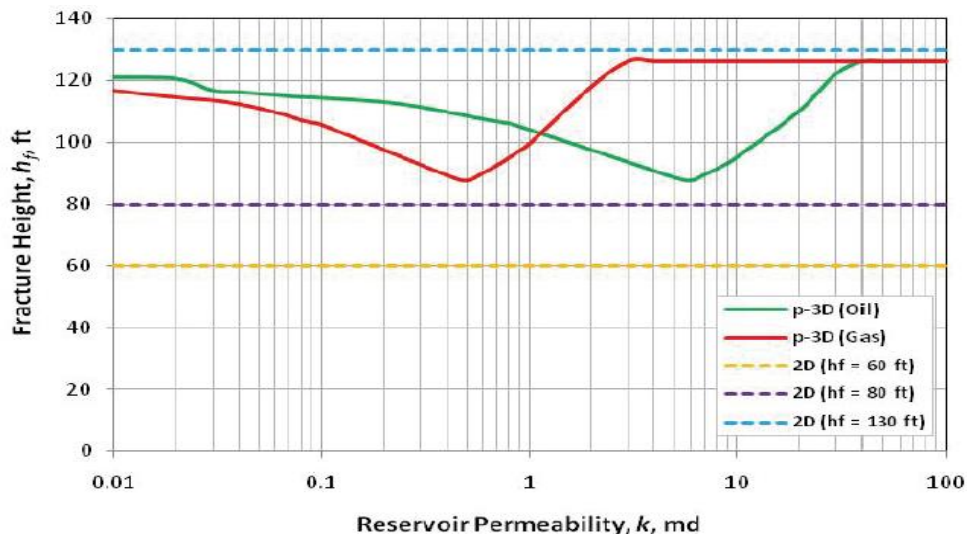




FUENTE: Modificado de M. Yang; P.P. Valkó and M. J. Economides. Hydraulic Fracture Optimization with a p-3D Model.

Basándose en los resultados, se hicieron diseños en 2D UFD. Para este caso, se utilizan 3 valores de altura de la fractura, 60, 80 y 130 ft. Los resultados de 2D UFD se representan con líneas de trazos y el diseño p-3D con línea continua en la figura 16 para pozos de aceite y gas.

**Figura 16** Altura de la fractura en función de la permeabilidad para pozos de aceite y gas en diseño 2D y p-3D



FUENTE: M. Yang; P.P. Valkó and M. J. Economides. Hydraulic Fracture Optimization with a p-3D Model.

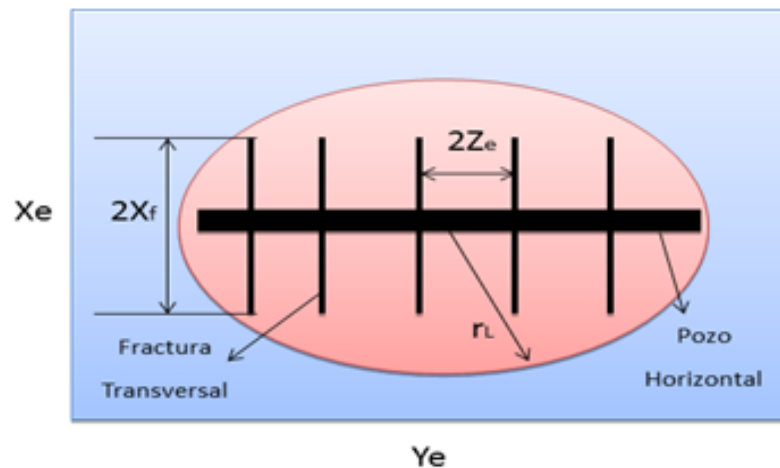
Como se observa, al evaluar la altura de la fractura para los diseños 2D y p-3D, en principio, la altura de la fractura disminuye y aumenta de nuevo, a causa del aumento del ancho de la fractura y de la presión neta. Las últimas dos tendencias son consistentes con la geometría de fractura requerida en el UFD. Sin embargo, con el tiempo, la altura se convierte en una altura constante ya que se ha alcanzado el máximo de presión neta permitido, y este valor no debe superarse para evitar una altura de la fractura más amplia de la requerida.

A partir del cálculo de equilibrio de altura se ha demostrado que es la variable control de los esfuerzos entre capas. Además, por medio del UFD se obtiene la altura de fractura óptima la cual previene la comunicación no deseada con otras capas adyacentes o zonas de agua y/o gas dependiendo del tipo de yacimiento.

**1.2.4.4 UFD para estimular arenas de tight gas en pozos horizontales.** El fracturamiento hidráulico se ha convertido en una única forma de completar los pozos hoy en día en arenas compactas (tight sands). Este modelo se puede usar para estudiar el potencial de las arenas profundas de tight gas en los pozos costa fuera de Emiratos Árabes Unidos.

Wei y Economides propusieron las aplicaciones de enfoque UFD en pozos horizontales de petróleo y gas con múltiples fracturas con la teoría de UFD basada en los yacimientos de forma cuadrada. Daal y Economides adaptaron además el diseño de los pozos horizontales fracturados transversalmente considerando áreas rectangulares, teniendo en cuenta nuevas variables para el dimensionamiento del yacimiento  $X_e$  y  $Y_e$ .

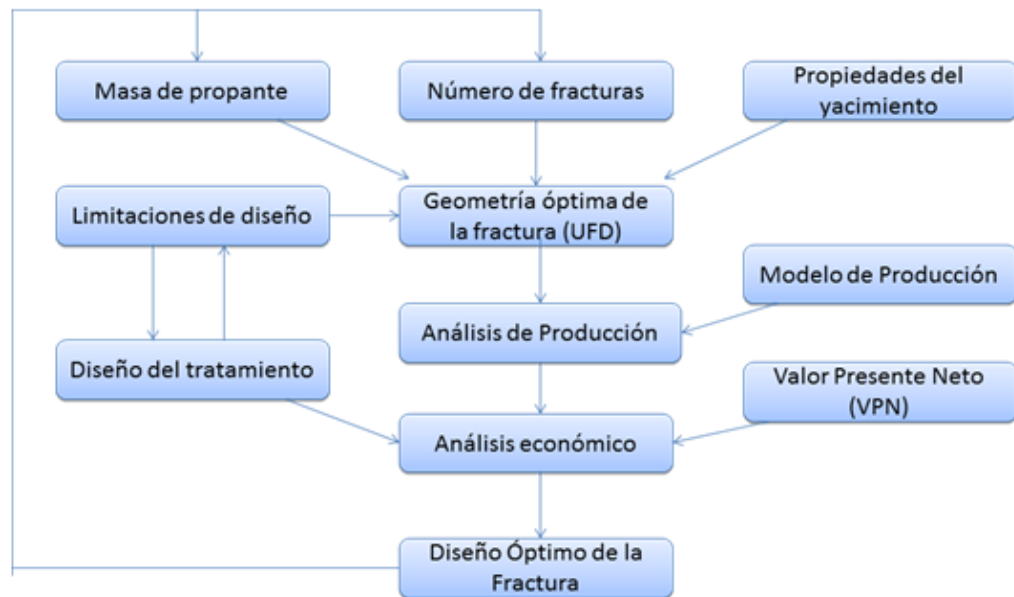
**Figura 17 Pozo horizontal y zona de drenaje con fracturas transversales**



FUENTE: Modificado de M. M. Rahman, H. Yu and H. K. Sarma. Transverse Fracturing of Horizontal Well – A Unified Fracture Design to Stimulate Tight Gas Sands.

Modelo de producción pos-fractura: Un modelo integrado para el diseño de fracturas transversales en pozos horizontales se presenta en la figura 18.

**Figura 18 Modelo integrado para fracturas transversales en pozos horizontales**

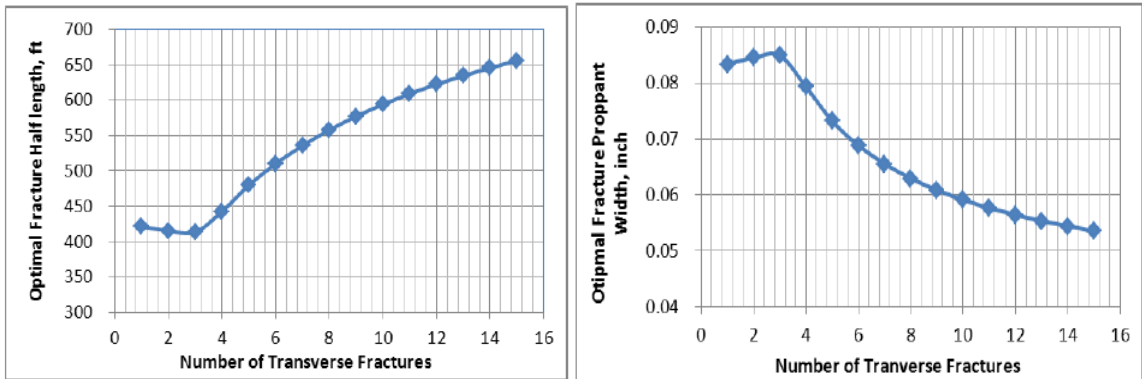


FUENTE: Modificado de M. M. Rahman, H. Yu and H. K. Sarma. Transverse Fracturing of Horizontal Well – A Unified Fracture Design to Stimulate Tight Gas Sands.

El modelo integrado es aplicado a una formación hipotética de tight gas con un pozo horizontal. El área del yacimiento de forma cuadrada es de 180 acres. El espesor de la zona objetivo es de 80 ft limitada por encima y por debajo por shales. Después de obtener las propiedades del yacimiento, del número de propante, y los datos geológicos del pozo se desarrolló la aplicación 3 análisis: UFD, de producción y económico.

Análisis de longitud y ancho de fractura: Basado en el número de fracturas transversales, se calculan los valores óptimos de la longitud media y ancho de fractura para una masa de propante dada. La relación entre la geometría óptima de la fractura y el número de fracturas transversales se muestran en las figura 19.

**Figura 19 Longitud media y ancho óptimo de fractura en función del número de fracturas transversales**



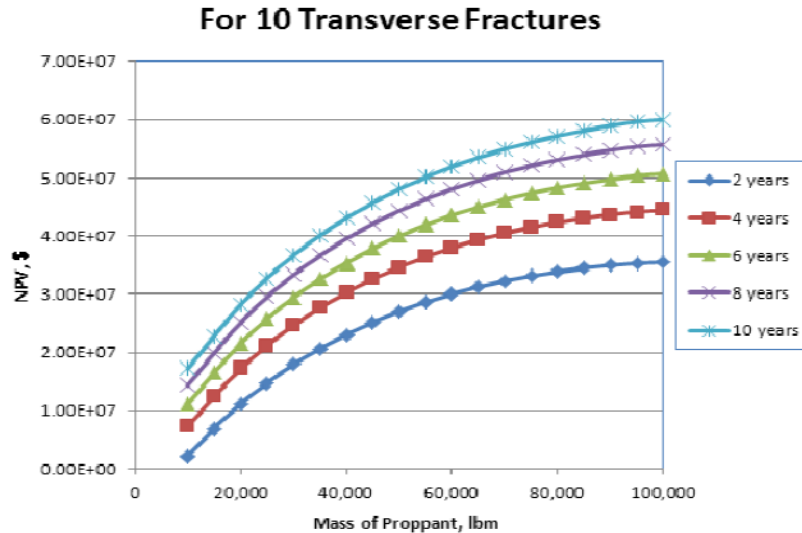
FUENTE: M. M. Rahman, H. Yu and H. K. Sarma. Transverse Fracturing of Horizontal Well – A Unified Fracture Design to Stimulate Tight Gas Sands.

Cuando el número de fracturas es mayor de 3, la longitud promedio de la fractura incrementa, y usualmente son fracturas largas y delgadas. Sin embargo, el ancho óptimo de fractura disminuye a medida que el número de fracturas transversales aumenta.

La figura 20 muestra el VPN en función de la masa de propano, teniendo como parámetro el tiempo y un número de fracturas transversales dado. A mayor masa de propano, mayor tasa de producción pero mayor costo del tratamiento, de ahí la importancia de evaluar económicamente el proyecto. Por lo tanto el VPN no sólo depende del número de fracturas transversales, sino también de la masa de propano para cada fractura.<sup>24</sup>

<sup>24</sup> RAHMAN, M. M.; YU, H. and SARMA, H. K. Transverse Fracturing of horizontal Well – A Unified Fracture Design to Stimulate Tight Gas Sands. The petroleum Institute. Abu Dhabi, UAE. 2013. SPE 164013. p. 4-7.

**Figura 20 Efecto de la masa de propante en el VPN teniendo como parámetro el tiempo de producción en años**



FUENTE: M. M. Rahman, H. Yu and H. K. Sarma. Transverse Fracturing of Horizontal Well – A Unified Fracture Design to Stimulate Tight Gas Sands.

Con este análisis, se concluye que el UFD, define la geometría de fractura y la conductividad adimensional óptima con una masa de propante dada para cada fractura, y así determinar la tasa de producción máxima posible. Esto conlleva a valores óptimos y específicos del ancho y longitud media de fractura. Por lo tanto, el UFD representa la forma más eficiente de distribuir el volumen dado de propante para cada fractura que proporcione la mejor productividad.

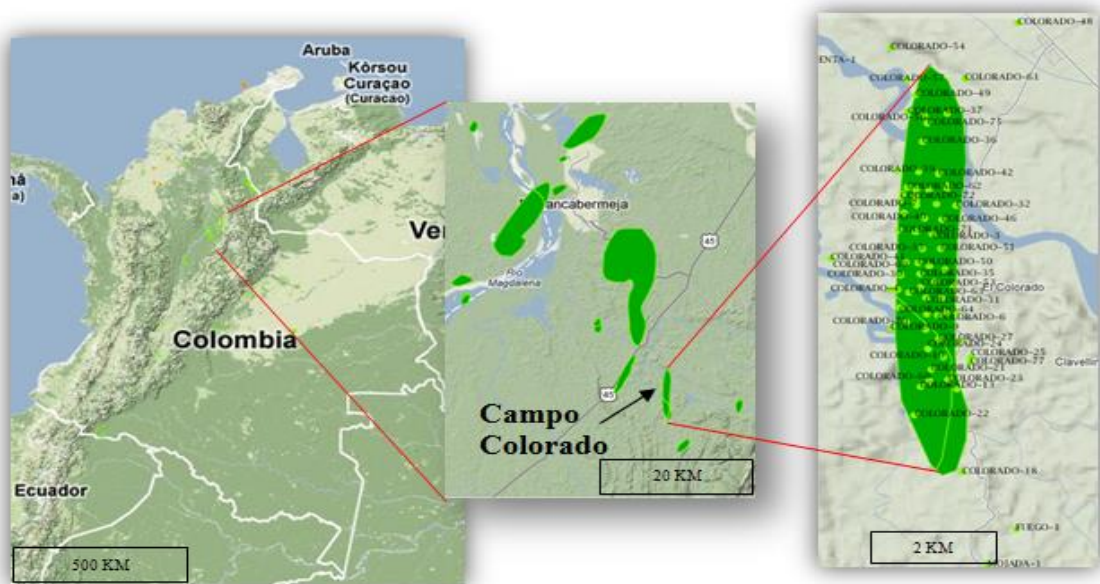
## **2 SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN CAMPO COLORADO**

A continuación se realizara la selección de los pozos candidatos al tratamiento de estimulación teniendo en cuenta diferentes variables como son el estado mecánico del pozo, la producción actual del mismo, y el factor skin el cual ayuda a determinar la presencia o no de daño en la cara de pozo.

### **2.1 GENERALIDADES DEL CAMPO COLORADO**

El Campo Colorado está localizado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) en la provincia estructural del Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental, geográficamente, en el Corregimiento de Yarima, en el municipio de San Vicente de Chucurí, ubicado al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) y al sur del Campo La Cira – Infantas, entre coordenadas X= 1'036.000 m – 1'040.500 m Este y Y= 1'238.000 m – 1'247.500 m Norte con origen Bogotá, en el área de la antigua concesión de Mares, ocupando un área de polígono de aproximadamente 60 km<sup>2</sup>, como se ilustra en la figura 21.

**Figura 21 Localización de Campo Colorado**



FUENTE: EPIS (Exploration & Production Information Service). [En línea]. Disponible en: [www.epis.com.co/WhereoilMap/services/application](http://www.epis.com.co/WhereoilMap/services/application)

## **2.2 CARACTERÍSTICAS DE LAS FORMACIONES DE CAMPO COLORADO**

La secuencia terciaria del VMM ha sido subdividida desde el punto de vista regional y de producción en las unidades operacionales A, B, C, D, E. En Campo Colorado las principales formaciones productoras de petróleo son la formación Mugrosa (Zonas B y C) y Esmeralda (Zona D) de edad Oligoceno – Mioceno inferior, depositadas en un sistema fluvial meándrico, caracterizadas por intercalaciones de depósitos areniscas y lodolitas continentales como se ilustra en la figura 22.

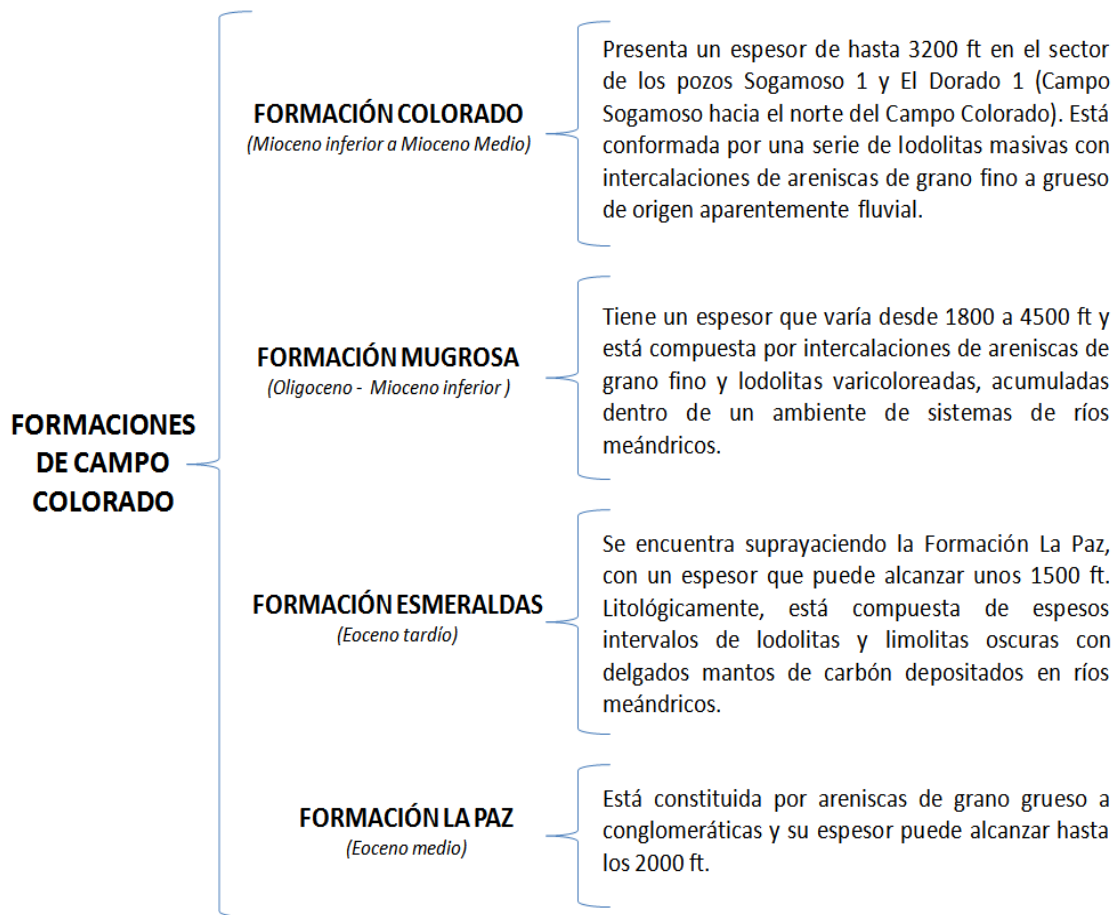
Figura 22 Columna estratigráfica del Valle Medio Magdalena

PERIODO	EPOCA	FORMACION	LITOLOGIA	
CUATERN	PLEISTOCENO	MESA		
	PLIOCENO			
TERCIARIO	MIOCENO	REAL		
		COLORADO		
	OLIGOCENO	MUGROSA		
	EOCENO	ESMERALDAS		
		LA PAZ		
	PALEOCENO	DISCORDANCIA EOCENO-PALEOCENO		
	CRETACEO		LISAMA	
MAESTRICHTIANO		UMIR		
CAMPANIANO				
SANTONIANO		LA LUNA		
CONIACIANO				
TURONIANO				
CENOMANIANO				
ALBIANO		SIMITI		
APTIANO		TABLAZO		
BARREMIANO			PAJA	
		ROSABLANCA		
	VALANGINIANO	TAMBOR		
JURASICO		GIRON		
PREMESOZOICO		BASAMENTO		

FUENTE: ECOPETROL S.A. Diagnóstico y Estrategias de Recobro Campo Colorado. Gerencia Magdalena Medio. Instituto Colombiano del Petróleo. 2003.

La siguiente tabla presenta una descripción general de las formaciones que atraviesan los pozos del campo colorado:

**Figura 23 Características de las formaciones de Campo Colorado**



FUENTE: Modificado de ECOPETROL S.A. Diagnóstico y Estrategias de Recobro Campo Colorado. Gerencia Magdalena Medio. Instituto Colombiano del Petróleo. 2003.

En la siguiente tabla se observan diferentes características de las arenas productoras del Campo Colorado:

**Tabla 3 Propiedades de las arenas productoras de Campo Colorado**

PARÁMETRO	UNIDAD	ARENA B	ARENA C	ARENA D	ARENA E
Temperatura de yacimiento	°F	114	174	186	186
API @ 60° F	°API	41.2	39.7	40.1	40.1
Profundidad promedio	ft	1800	3500	4700	5600

Presión de burbuja, Pb	psia	648	2078	2958	2958
Viscosidad @ Pb	cp	1.64	0.462	0.441	0.441
Bo @ Pb	RB/STB	1.091	1.401	1.373	1.373
Porosidad	%	15.7	14.5	13	13
Swi	%	40	40	50	50
Permeabilidad promedio	md	0.002	0.001	0.001	0.001
Aceite original	MMBls	20062	37336	0.507	1157
Rsb	Pc/Bls	140	648	667	667
Espesor promedio de arena	ft	50	57	25	25
Área	Acres	634	1083	-----	-----

FUENTE: Modificado de Jorge Camacho. Campo Colorado Cálculo de reservas. (Informe N° 1). Bucaramanga. 1978.

Las areniscas de la formación Mugrosa se dividen en cuatro unidades operacionales en el Campo Colorado: Zona B1, Zona B2, Zona C1 y Zona C2. La porosidad y el espesor de las zonas se observan en la tabla 4.

**Tabla 4 Porosidad y espesor promedio de la Formación Mugrosa**

ZONAS	Porosidad Promedio (%)	Espesor Promedio (ft)
<b>B1</b>	12.9	21.8
<b>B2</b>	13.5	23.2
<b>C1</b>	15.7	24.9
<b>C2</b>	19.6	42.3

FUENTE: Modificado de Álvaro Rodríguez y Edgar Torres. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. Tesis de grado. 2007.

El yacimiento presenta poca continuidad lateral en los cuerpos arenosos, baja energía y arenas delgadas (< 20 ft), haciendo que la producción de los pozos sea

baja. Las acumulaciones son de aceite liviano y gas con gravedad de 36 a 42° API y el mecanismo de producción primaria es empuje por gas en solución.

Las presiones iniciales a 199 ft para cada zona de la formación Mugrosa son:

**Tabla 5 Presiones iniciales de la Formación Mugrosa**

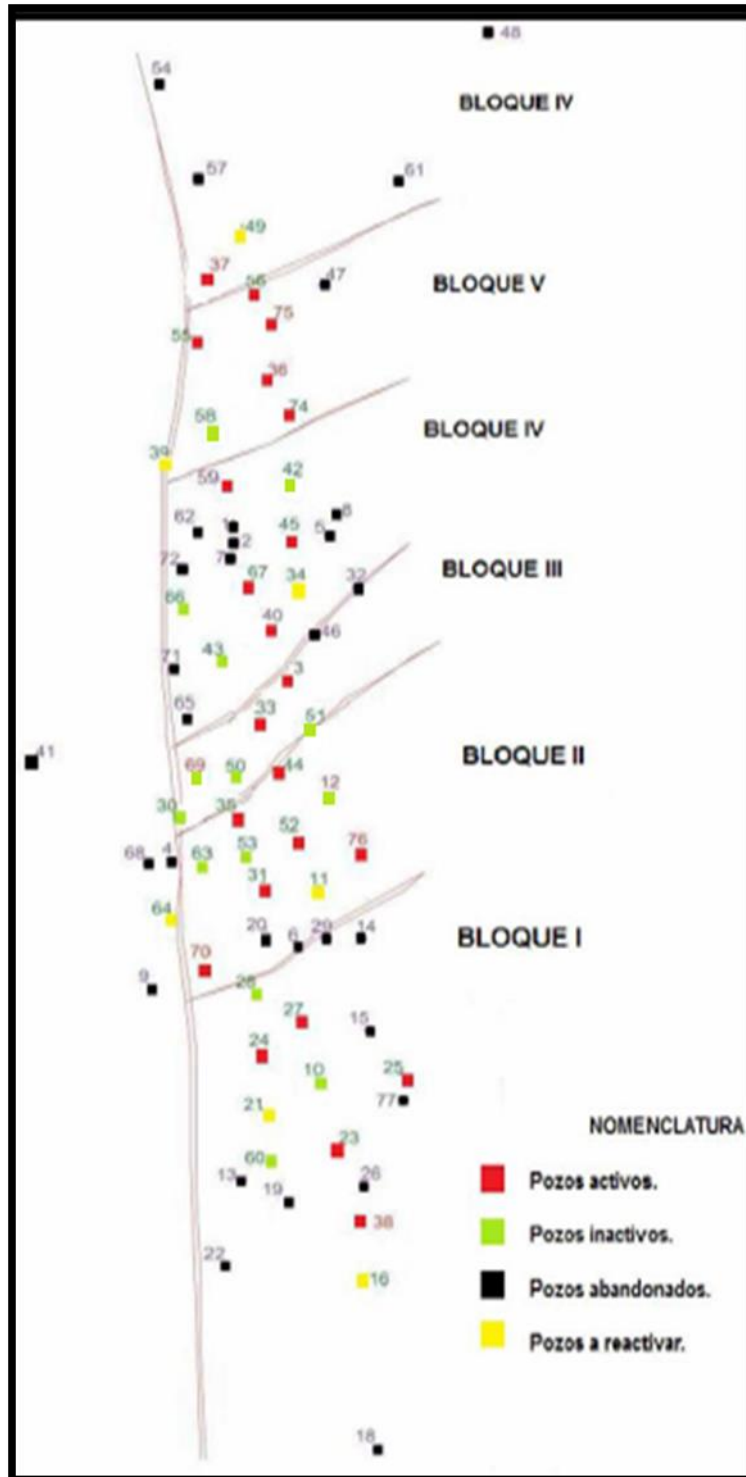
<b>ZONAS</b>	<b>Presión inicial @ 1900 ft (psi)</b>
<b>B</b>	506
<b>C</b>	2208

FUENTE: Modificado de Álvaro Rodríguez y Edgar Torres. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. Tesis de grado. 2007.

### **2.3 ESTRUCTURA DEL CAMPO COLORADO**

La estructura del campo colorado está conformada por un anticlinal asimétrico, limitado por una falla inversa (Falla de Colorado) al oeste en sentido N – S y que buza hacia el Este, cuyo flanco más extenso buza al oriente y el más corto hacia el occidente con inclinaciones entre 25 a 45°, con eje N-S. Este anticlinal tiene una longitud aproximada de 10 km y 3 km de ancho. El campo colorado se encuentra dividido en seis bloques por fallas satélite en dirección SW-NE. De Sur a Norte se enumeran los bloques, I a VI, el bloque I es el más alto.

Figura 24 Mapa de Campo Colorado



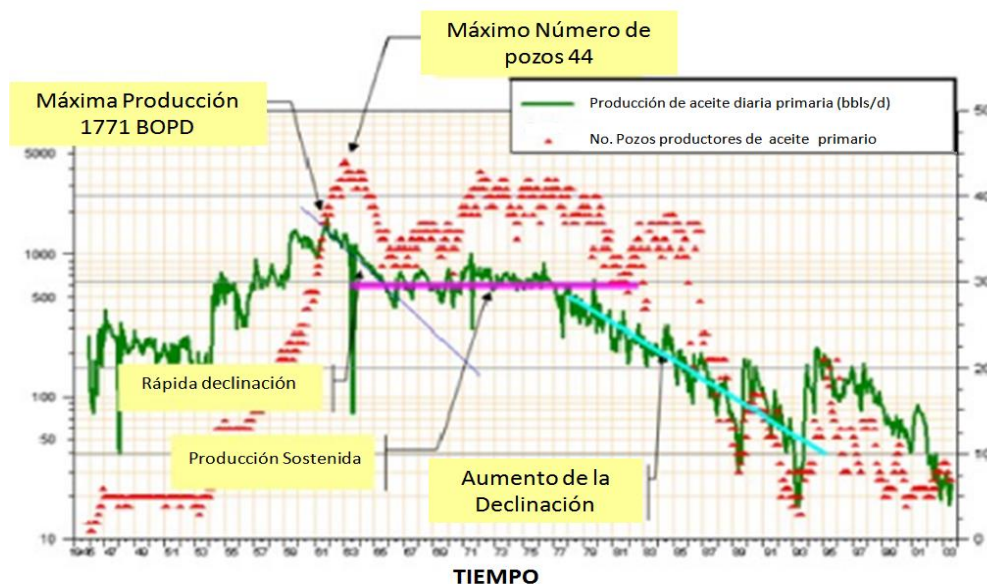
FUENTE: Modificado de Erika Villarreal y Margarita Moya. Análisis de los fluidos aplicado a los hidrocarburos en el Campo Escuela Colorado. Trabajo de grado. 2012.

## 2.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE CAMPO COLORADO

La explotación de Campo Colorado inició en 1923, cuando la empresa Troco perforó 15 pozos entre 1953 y 1964, con su producción inicial oficial en el año 1945 con una tasa de 300 BOPD. Ecopetrol desarrolló completamente el campo perforando 60 pozos, y en 1961 alcanzó su máxima producción, con un caudal de 1771 BOPD, declinando rápidamente, hasta llegar a un valor de 467 BOPD en 1966, caracterizándose este periodo por la pérdida de pozos productores por diferentes problemas mecánicos entre los que se destacaba el taponamiento de las líneas por parafinas.

A partir de 1966 y hasta 1976 se mantuvo con una producción promedio de 670 BOPD. Desde 1976 se empezó a notar un aumento en la declinación, pasando de 692 BOPD a 47 BOPD en 1989.

**Figura 25 Historia de producción de Campo Colorado**



FUENTE: Modificado de Ecopetrol S. A. Diagnóstico y estrategias de recobro Campo Colorado. Gerencia Magdalena Medio. ICP. 2003.

De los 75 pozos perforados, solamente 56 pozos reportan algún tipo de producción, siendo muy pobres las producciones acumuladas de gran parte de ellos, donde solamente un pozo, ha producido más de medio millón de barriles y otros 20 pozos han producido más de doscientos mil barriles.

Las producciones iniciales de los pozos oscilan entre 70 a 100 BOPD declinando rápidamente a un promedio de 10 BOPD en un espacio de tiempo de tres a seis años. En ese sentido, la mayoría de los pozos perforados han sido clasificados como pozos con bajo potencial de hidrocarburos.

En la siguiente tabla se recopila la información más destacada del yacimiento:

**Tabla 6 Parámetros principales del yacimiento de Campo Colorado**

PARÁMETRO	UNIDAD
Espaciamiento entre pozos	10 – 30 Acres
Aceite original estimado (OOIP)	59 MMBIs
Reservas primarias producidas	8.9 MMBIs (al año 2011)
Factor de recobro (%FR)	14.60 %

FUENTE: Modificado de Karen Pachano. Cuarto Informe de yacimientos Campo Colorado (Informe N° 4). Bucaramanga. 2007.

Se estima una producción (a partir de los pozos COL 38 y COL 70) promedio de 23 BOPD, la declinación se debe primordialmente a la caída de presión del yacimiento y a los problemas de precipitación de orgánicos. En la actualidad, el campo tiene 4 pozos activos con una producción entre 20 y 30 BOPD, a partir de los pozos COL 38, COL 70, COL 75 y COL 37 realizando campañas de reacondicionamiento de pozos recuperando la producción del área.

El sistema de producción actual del Campo Colorado es de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico, por lo cual se cuenta con una infraestructura de tuberías, varillas de producción, bombas de subsuelo y unidades de bombeo para la extracción del crudo. En resumen, este campo está catalogado como un campo maduro, debido a que presenta los siguientes factores:

- ✓ Su producción se encuentra ya en la etapa estabilizada de su curva de declinación y es enormemente baja comparada con su tasa inicial
- ✓ Baja energía del yacimiento, debido al pozo aporte del mecanismo de empuje predominante (gas en solución).
- ✓ Bajo índice de productividad en todos los pozos del campo.<sup>25</sup>

Por otra parte, el campo históricamente ha presentado problemas de precipitación de parafinas, lo cual ha generado taponamientos en los pozos y las líneas de flujo, lo cual ha disminuido la producción del campo.

## **2.5 TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN CAMPO COLORADO**

En campo colorado se han realizado trabajos de fracturamiento hidráulico a los siguientes pozos:

---

<sup>25</sup> Diagnóstico y Estrategias de Recobro Campo Colorado. Ecopetrol S.A: Gerencia Magdalena Medio, ICP. 2003

**Tabla 7 Trabajos de fracturamiento hidráulico en Campo Colorado**

Fecha	Pozos	Bloque	Intervalos	Tipo Propante	Cantidad Propante	Pmáx	Qiny
					(lbs)	(psi)	(BPM)
27/05/1960	COL 03	3	4365' - 4352'	Arena Ottawa 20 – 40	10000	4700	7.5
			4186' - 4164'	Arena Ottawa 20 – 40	20000	4000	7.5
			4108' - 4054'	Arena Ottawa 20 – 40	25000	3700	7.6
24/05/1956	COL 23	1	3694' - 3476'	Arena Ottawa 20 – 40	10000	2400	3.5 - 4.17
01/06/1956	COL 27	1	4106' - 4120'	Ottawa grado Flint Shot	10000	4200	2.4
18/12/1957	COL 35	2	5426' - 5449'	Arena Ottawa 20 – 40	10000	4300	-----
20/05/1958	COL 36	5	4496' - 4982'	Arena Ottawa 20 – 40	10000	3070	0.7
27/01/1955	COL 38	1	3384' – 3723'	Arena Ottawa 20 – 40	7000	2200	2.1 – 2.7

FUENTE: Diagnóstico y Estrategias de Recobro Campo Colorado. Ecopetrol S.A: Gerencia Magdalena Medio, ICP. 2003

**Tabla 8 Comparación de caudales de producción antes y después del fracturamiento hidráulico**

Pozos	Qa antes	Qa después	GOR antes	GOR después	BSW antes	BSW después	Observaciones
	(BAPD)	(BAPD)	PC/Bls	PC/Bls	(%)	(%)	
COL 03	50	172	471	3241	0.2	-----	Final trat. altas presiones y taponamiento
	50	172	471	3241	0.2	-----	
	50	172	471	3241	0.2	-----	Zona ladrona del pozo
COL 23	54	120	-----	-----	-----	-----	
COL 27	47	70	2500	3400	1.5	0.8	
COL 35	25	28	8000	15566	4.9	3.3	Paso de flujo intermitente a continuo
COL 36	-----	-----	-----	-----	-----	-----	No se cumplió el objetivo
COL 38	30	230	1000	1200	14	4.5	Arenamiento después del tratamiento

FUENTE: Diagnóstico y Estrategias de Recobro Campo Colorado. Ecopetrol S.A: Gerencia Magdalena Medio, ICP. 2003

## **2.6 SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A TRATAMIENTO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO**

El proceso de selección de los pozos candidatos para fracturamiento hidráulico no es solo asegurar que tengan un potencial para incrementar el índice de productividad (J), sino también asegurar que ese incremento sea sostenible, maximizado, económicamente justificable y que no esté acompañado por volúmenes significativos no deseados de agua o gas.

Para la selección de los pozos se utilizó parte de la metodología planteada en la tesis “Selección de Pozos Candidatos a Estimulación. Caso Campo Colorado”. La metodología para este trabajo consta de 4 pasos.

### **2.6.1. Metodología para la selección de pozos**

**Paso 1. Adquisición de información** Recopilar y hacer control de calidad o valoración de toda la información de cada pozo y del campo en general. Dentro de esta información se encuentra:

- ✓ Base de datos OFM de Campo Colorado, mapa del campo, curvas de producción, curvas de declinación, set de registros eléctricos para análisis petrofísicos.
- ✓ Estado mecánico de los pozos
- ✓ Petrofísica del campo: permeabilidad y porosidad
- ✓ Análisis PVT
- ✓ Informes de presiones
- ✓ Estudios de potenciales de producción

**Paso 2. Análisis por pozos** Actualmente Campo Colorado tiene 76 pozos perforados, de los cuales hay 30 pozos abandonados, 10 pozos inactivos, 13

pozos a reactivar y 23 pozos activos que se encuentran en producción como se puede observar en la siguiente tabla:

**Tabla 9 Estado de los pozos de Campo Colorado**

POZOS	ACTIVOS	INACTIVOS	ABANDONADOS	A REACTIVAR
COLORADO 01			X	
COLORADO 02				
COLORADO 03	X		X	
COLORADO 04			X	
COLORADO 05			X	
COLORADO 06			X	
COLORADO 07			X	
COLORADO 08			X	
COLORADO 09			X	
COLORADO 10		X		
COLORADO 11	Intermitente			
COLORADO 12				X
COLORADO 13			X	
COLORADO 14			X	
COLORADO 15			X	
COLORADO 16				X
COLORADO 18			X	
COLORADO 19				X
COLORADO 20			X	
COLORADO 21				X
COLORADO 22			X	
COLORADO 23	X			
COLORADO 24	X			
COLORADO 25	X			
COLORADO 26			X	
COLORADO 27	X			
COLORADO 28		X		
COLORADO 29			X	

<b>COLORADO 30</b>		X		
<b>COLORADO 31</b>	Intermitente			
<b>COLORADO 32</b>			X	
<b>COLORADO 33</b>	X			
<b>COLORADO 34</b>				X
<b>COLORADO 35</b>	X			
<b>COLORADO 36</b>	X			
<b>COLORADO 37</b>	X			
<b>COLORADO 38</b>				X
<b>COLORADO 39</b>				X
<b>COLORADO 40</b>	X			
<b>COLORADO 41</b>			X	
<b>COLORADO 42</b>				X
<b>COLORADO 43</b>		X		
<b>COLORADO 44</b>	X			
<b>COLORADO 45</b>	X			
<b>COLORADO 46</b>			X	
<b>COLORADO 47</b>			X	
<b>COLORADO 48</b>			X	
<b>COLORADO 49</b>	X			
<b>COLORADO 50</b>		X		
<b>COLORADO 51</b>				X
<b>COLORADO 52</b>	X			
<b>COLORADO 53</b>		X		
<b>COLORADO 54</b>			X	
<b>COLORADO 55</b>	X			
<b>COLORADO 56</b>	X			
<b>COLORADO 57</b>			X	
<b>COLORADO 58</b>				X
<b>COLORADO 59</b>	X			
<b>COLORADO 60</b>		X		
<b>COLORADO 61</b>			X	
<b>COLORADO 62</b>			X	
<b>COLORADO 63</b>		X		

<b>COLORADO 64</b>		X		
<b>COLORADO 65</b>			X	
<b>COLORADO 66</b>		X		
<b>COLORADO 67</b>	X			
<b>COLORADO 68</b>			X	
<b>COLORADO 69</b>				X
<b>COLORADO 70</b>				X
<b>COLORADO 71</b>			X	
<b>COLORADO 72</b>			X	
<b>COLORADO 74</b>	X			
<b>COLORADO 75</b>	X			
<b>COLORADO 76</b>				X
<b>COLORADO 77</b>			X	
<b>MOJADA</b>	X			
<b>TOTAL POZOS</b>	<b>23 POZOS</b>	<b>10 POZOS</b>	<b>30 POZOS</b>	<b>13 POZOS</b>

FUENTE: Los Autores. Datos tomados de Información Noviembre 2012 Campo Escuela Colorado.

A partir de esta información se realiza el screening de la selección de los pozos a estudiar. En principio se descartan los pozos abandonados debido a los problemas mecánicos, de daño por parafinas y declarados como pozos secos. Luego se descartan los pozos inactivos ya que no tienen producción y no se han considerado para trabajos de recañoneo, workover o varilleo. Los pozos a reactivar no se tomarán en cuenta debido a que los proyectos de reactivación no definen una fecha determinada para su realización, además, Campo Colorado no tiene proyectos en ejecución de reacondicionamiento de estos pozos.

En este punto se tienen 23 pozos activos, incluyendo dos pozos con producción intermitente, el COL 11 y COL 31. En los pozos activos de Campo Colorado, el pozo COL 52 presenta alta relación WOR, por ende, será descartado para este estudio.

De acuerdo a los criterios de selección descritos anteriormente, los pozos preseleccionados son:

COL 03, COL 11, COL 23, COL 24, COL 25, COL 27, COL 31, COL 33, COL 35, COL 36, COL 37, COL 40, COL 44, COL 45, COL 49, COL 55, COL 56, COL 59, COL 67, COL 74, COL 75, MOJADA.

**Paso 3. Análisis de los intervalos** A partir de la información de los eventos de los pozos y la descripción del estado de los intervalos, se realizó una tabla con los intervalos abiertos de cada pozo preseleccionado de la siguiente manera:

- ✓ Pozo: en esta columna se encuentra el nombre de cada pozo preseleccionado del Campo en estudio.
- ✓ Unidad: se define a partir de la información de topes y bases de las zonas presentes en la formación, ya sea B, C, D y E.
- ✓ Profundidad del punto medio de perforaciones por intervalo (PMP).
- ✓ Intervalo: cada uno de estos corresponde a los espesores cañoneados en cada pozo y se definen a partir de los estados mecánicos.
- ✓ Espesor de cada intervalo: es la diferencia entre tope y base.
- ✓ Permeabilidad del intervalo: se obtienen a partir de estudios ya realizados por pozo, arena y registros.
- ✓ Conductividad hidráulica de los intervalos: se obtienen multiplicando la permeabilidad con el espesor.
- ✓ Caudal actual de los intervalos: Se obtiene a partir del modelo de producción de aceite en estado Pseudo-Estable para un pozo vertical en el centro de un área de drenaje circular con flujo radial. La ecuación para evaluar dichos caudales será:

Dónde:

: Presión promedio del yacimiento.

Factor volumétrico de formación del aceite.

Radio de drenaje del pozo.

Radio del pozo.

Viscosidad del aceite.

: Factor Skin.

Al analizar la información recopilada de cada pozo, se encontró que no existen datos del pozo MOJADA 01 en Campo Colorado, ya que recientemente el campo adquirió dicho pozo y no hay información de registros, petrofísica ni topes de formaciones productoras, por lo tanto, se descarta para este estudio.

**Tabla 10 Intervalos Abiertos COL 36**

POZO	UNIDAD	PMP (ft)	INTERVALO Tope (ft)	INTERVALO Base (ft)	ESPESOR (ft)	K (mD)	K.h (mD-ft)	Q(Mar/13) (BOPD)
COL 36	B1	2053	2044	2061	17	2.51	42.67	7.4484
	B1	2067	2062	2072	10	2.51	25.1	4.3814
	B1	2325	2318	2331	13	2.51	32.63	5.6958
	B1	2337	2332	2342	10	2.51	25.1	4.3814
	B1	2360	2356	2363	7	2.51	17.57	3.0670
								<b>24,97392</b>

En la tabla 10 se puede observar el caudal producido por el pozo Col 36 a la fecha de estudio, el cual se obtuvo usando la ecuación 24. Los datos relacionados con las condiciones del pozo y la parte petrofísica de la formación fueron obtenidos de la base de datos de Campo Colorado y de tesis trabajadas en el mismo campo

anteriormente. De manera similar el procedimiento para los demás pozos preseleccionados fue el mismo.

**Paso 4. Modelamiento** Teniendo en cuenta que un tratamiento de fracturamiento hidráulico puede disminuir el factor skin entre -2 y -6, se ha propuesto realizar el modelamiento de los pozos candidatos utilizando un delta de skin de -2 y -4 para el caso de Campo Colorado, ya que con los trabajos de estimulación química y con fracturamiento hidráulico realizados anteriormente al campo, los resultados obtenidos alcanzaron en promedio esta disminución del factor skin.

**Tabla 11 Análisis del Factor Skin en intervalos abiertos del Pozo COL 36**

Pozo	Interval	Interval	h	Skin	Pwf	Q (Mar/13)	Q MÁX	Q @ $\Delta S = -2$	Q MÁX @ $\Delta S = -2$	Q Incre	Q @ $\Delta S = -4$	Q MÁX @ $\Delta S = -4$	Q Incre
	Tope (ft)	Base (ft)	(ft)	Adim	psig	BOPD	BOPD	BOPD	BOPD	BOPD	BOPD	BOPD	BOPD
COL 36	2044	2061	17	5.93	420	7.44	11.45	8.39	12.918	1.4606	9.62	14.805	3.34
	2062	2072	10	5.93	420	4.38	6.73	4.93	7.5989	0.8592	5.66	8.7091	1.96
	2318	2331	13	5.93	420	5.69	8.76	6.42	9.8786	1.1169	7.36	11.321	2.56
	2332	2342	10	5.93	420	4.38	6.73	4.93	7.5989	0.8592	5.66	8.7091	1.96
	2356	2363	7	5.93	420	3.06	4.71	3.45	5.3192	0.6014	3.96	6.0964	1.37
						<b>24.97</b>	<b>38.41</b>	<b>28.15</b>	<b>43.313</b>	<b>4.89</b>	<b>32.27</b>	<b>49.641</b>	<b>11.22</b>

En la tabla 11, se puede observar el modelamiento realizado en este caso para el pozo Col 36, en donde se tiene la información hasta el caudal actual igual como está planteado en la tabla 10.

Los datos posteriores que se encuentran en la tabla, son realizados para evaluar el potencial que pueden alcanzar los pozos preseleccionados si se hiciera un tratamiento que redujera el daño en el pozo, para este caso como ya se mencionó se evalúa con una reducción de 2 y de 4 en el daño del pozo, por tanto, “Q @  $\Delta S = -2$ ” y “Q @  $\Delta S = -4$ ” es el cálculo del caudal del pozo si el daño que presenta se

redujera en -2 y -4 respectivamente. Estos caudales se calculan igual que el caudal actual, solo teniendo en cuenta la reducción del daño. También se evalúa el caudal máximo ( ) que podría producir el pozo a las condiciones actuales usando la siguiente ecuación:

Dónde:

: Índice de productividad del pozo.

El índice de productividad se calcula de la siguiente forma:

“ @  $\Delta S = -2$ ” y “ @  $\Delta S = -4$ ” es el caudal máximo que presenta el pozo una vez se ha evaluado el caudal teniendo en cuenta la reducción del daño de -2 y -4 respectivamente. Estos también se evalúan con la ecuación 25.

Las columnas tituladas “ ” en la tabla 11 evalúan el incremento en la producción de aceite con respecto a las condiciones actuales, es decir, con respecto a sin estimulación, la primera es el incremental cuando se disminuye en 2 el daño del pozo y la segunda en 4, esta último es el que se usará como criterio de selección a la hora de escoger los pozos con mayor potencial.

Por ejemplo, para el caso de Col 36, evaluando el “ ”, se tiene para el tope 2044 ft:  $14,805 - 11,45 = 3.34$  BOPD, de manera similar se realiza para los demás intervalos cañoneados en Col 36 para llegar a obtener un caudal incremental total

de 11,22 BOPD si el daño se reduce en 4. Como ya se dijo, en base a este criterio se realiza la selección de los pozos con mayor potencial para el tratamiento de fracturamiento, y se decide que para realizar el diseño unificado de fractura y la evaluación técnica y financiera, se escogerán los pozos que presenten un caudal incremental total mayor a 11 barriles. Esta evaluación se realizó de la misma forma para los demás pozos preseleccionados como se muestra en el Anexo 1.

Teniendo en cuenta lo establecido, los pozos de mayor potencial del campo Colorado después de disminuir el factor skin son:

**Tabla 12 Pozos de mayor potencial de Campo Colorado**

<b>POZOS</b>	<b>Pwf actual (psig)</b>	<b>Q (Mar/13) (bls/día)</b>	<b>Qmáx (Mar/13) (bls/día)</b>	<b>Q Incremento (bls/día)</b>
<b>COLORADO 23</b>	614.5	16	32.84	14.5
<b>COLORADO 36</b>	419.9	25	38.41	11.22
<b>COLORADO 44</b>	318.3	39	53.10	16.72
<b>COLORADO 55</b>	549.6	32	59.01	16.02
<b>COLORADO 67</b>	229	55	68.04	16.48

Por lo tanto, a partir de los pozos previamente seleccionados se determinará la viabilidad técnica, posteriormente se realizará el Diseño Unificado de Fractura y se evaluará financieramente la aplicación de un tratamiento de fracturamiento hidráulico en pozos de Campo Colorado.

### **3. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO GEOMECÁNICO PARA FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LOS POZOS SELECCIONADOS DE CAMPO COLORADO**

Con el fin de determinar la viabilidad técnica del proyecto, se construyó el modelo geomecánico para cada pozo candidatos con el fin de determinar la factibilidad técnica para generar una fractura hidráulica en los intervalos seleccionados. En el desarrollo del Modelo Geomecánico se caracterizó para cada pozo la presión de poro, los esfuerzos in situ y las propiedades mecánicas de la roca.

La caracterización geomecánica va a permitir evaluar la forma como se va a generar la fractura hidráulica en la formación y otros factores como: posibilidad de generación de una fractura hidráulica, confinamiento de la fractura, presiones de fractura, geometría de fractura, entre otras.

La importancia de esta caracterización en el diseño de las fracturas hidráulicas radica en que se puede hacer una predicción del tratamiento, determinar escenarios contraproducentes, evaluar el impacto en la producción, y optimizar costos y tiempo de ejecución.

En los intervalos seleccionados del campo colorado, se evaluó la factibilidad del fracturamiento hidráulico a través del criterio de falla en cada espesor para determinar el fallamiento por tensión o corte, dependiente de la presión, los esfuerzos y las propiedades mecánicas modeladas. También se describió el contraste de esfuerzos y propiedades mecánicas presente entre el intervalo seleccionado a estimulación y los sellos de contención.

### 3.1 MODELO GEOMECÁNICO

Un modelo geomecánico (MEM) permite integrar las condiciones geológicas de la formación con ramas de la ingeniería de hidrocarburos como son la perforación y producción de pozos, con el fin de predecir el comportamiento tanto del yacimiento como de los pozos y así saber enfrentar problemas relacionados con estabilidad de la formación durante la perforación, o en el caso de la optimización de la producción, es útil para determinar si es viable realizar tratamientos de fracturamiento teniendo en cuenta el comportamiento de las propiedades mecánicas y esfuerzos, todo con el fin de escoger las mejores zonas para estimular.

Convencionalmente las propiedades mecánicas de la roca son obtenidas desarrollando una serie de pruebas de compresión triaxial en muestras de corazones. Sin embargo, las pruebas de laboratorio proveen solamente propiedades en ciertas profundidades del pozo y por lo tanto se usan los mejores resultados como puntos de calibración para las propiedades obtenidas a partir de los registros de pozos. Adicionalmente, debido a los altos costos asociados al corazonamiento, el manejo y la preservación de dichas muestras, estos no se usan con frecuencia por falta de disponibilidad.<sup>26</sup>

El uso de los registros de pozos para predecir las propiedades mecánicas de la formación es una forma económica de generar perfiles continuos. El método

---

<sup>26</sup> AKBAR ali, A., et al. Observación del cambio de las rocas: modelo mecánico del subsuelo. Oilfield Review, Schlumberger. Otoño de 2003.

comúnmente usado está basado en relaciones que expresan las propiedades en términos de las velocidades sínicas. Este será el método a utilizar para construir el modelo geomecánico en cada pozo seleccionado.

### 3.2 AUDITORÍA DE DATOS

El primer paso para construir el modelo geomecánico consiste en reunir la información disponible de los pozos seleccionados de Campo Colorado como es:

- ✓ Estados mecánicos: Para conocer las zonas ya cañoneadas, la posible presencia de acuíferos o si existe un tapón o plug a determinada profundidad en el pozo en estudio.
- ✓ Registros de pozos: Necesarios para la determinación de las propiedades mecánicas, presión de poro, esfuerzos y evaluación del perfil litológico.
- ✓ Pozos que poseen registro sínico compresional (DTCO): En caso de que los pozos seleccionados no posean dicho registro, se generó un registro sínico sintético para construir el modelo geomecánico; los pozos con registro sínico compresional original se usaron para ajustar el registro sínico sintético.
- ✓ Registros de perforación: Para conocer el peso del lodo y eventos ocurridos durante la perforación como son pegas de tubería o influjos, que pueden ayudar a calibrar el modelo.
- ✓ Topes de las formaciones presentes.
- ✓ Pruebas de presión: Para conocer la presión de poro presente en las formaciones productoras y calibrar la presión de poro en los registros.

A continuación se presenta de manera resumida los registros disponibles que se utilizaron en cada pozo seleccionado. En algunos pozos se contó con información como el registro Gamma Ray pero no se utilizó debido a que en este campo el registro no describe de manera contundente las zonas con arena limpia y las zonas arcillosas para caracterizar el perfil litológico.

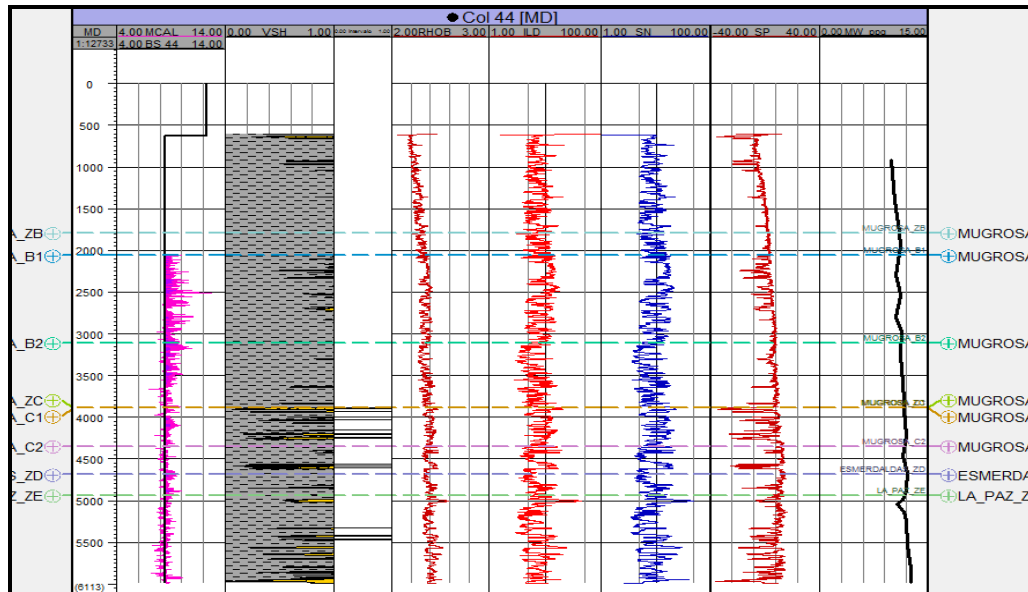
**Tabla 13 Registros presentes en los pozos seleccionados**

<b>Pozo</b>	<b>CAL</b>	<b>ILD</b>	<b>LN</b>	<b>SN</b>	<b>DT</b>	<b>RHOB</b>	<b>SP</b>
<b>Col 23</b>	Si	Si	Si	Si	No	Si	Si
<b>Col 36</b>	Si	Si	Si	Si	No	Si	Si
<b>Col 44</b>	Si	Si	No	Si	No	Si	Si
<b>Col 55</b>	Si	Si	No	Si	No	Si	Si
<b>Col 67</b>	Si	Si	No	Si	Si	Si	Si

Además de los registros, todos los pozos poseen los estados mecánicos actualizados, los topes de las formaciones y el peso de lodo usado según los registros de perforación. Ninguno de los pozos posee eventos relevantes o que sean de alguna utilidad para calibrar el modelo.

A continuación se presenta el montaje realizado de los registros y topes de las formaciones presentes, en este caso del pozo Col 44:

**Figura 26. Template de los registros disponibles pozo Col 44**



De izquierda a derecha se observan los siguientes registros: la profundidad medida (MD, track 1), el registro caliper junto con el registro de tamaño de broca (bit size, track 2), registro de petrofísica (Vsh, track 3), los cañoneos presentes en el pozo (track 4), el registro density o RHOB (track 5), el registro resistivo de inducción (ILD, track 6), el registro resistivo short normal (SN, track 7), el registro potencial espontaneo (SP, track 8) y el peso de lodo utilizado durante la perforación (MW, track 9). Además de los registros, también se observan los diferentes topos de las formaciones que se encuentran en el pozo. Esto se realizó de forma similar en los demás pozos seleccionados.

### 3.3 CONSTRUCCIÓN DE REGISTROS SINTÉTICOS

Como ya se mencionó, es importante contar con el registro sísmico para la construcción del modelo geomecánico. Como todos los pozos no cuentan con dicho registro, se construyó un registro sísmico sintético compresional a partir de un

registro resistivo como es el registro ILD. Posteriormente se construyó el registro sísmico de cizalla (DTSM), requerido también para el modelo.

**3.3.1 Registro DTCO sintético** Para obtener un registro sísmico sintético que presente un buen ajuste, se tuvieron en cuenta los pozos de Campo Colorado que poseen el registro DT. De los pozos seleccionados, únicamente el Colorado 67 tiene dicho registro, los demás pozos del campo que tienen el registro DT son: COL 38, COL 66, COL 70, COL 72, COL 75 y COL 77.

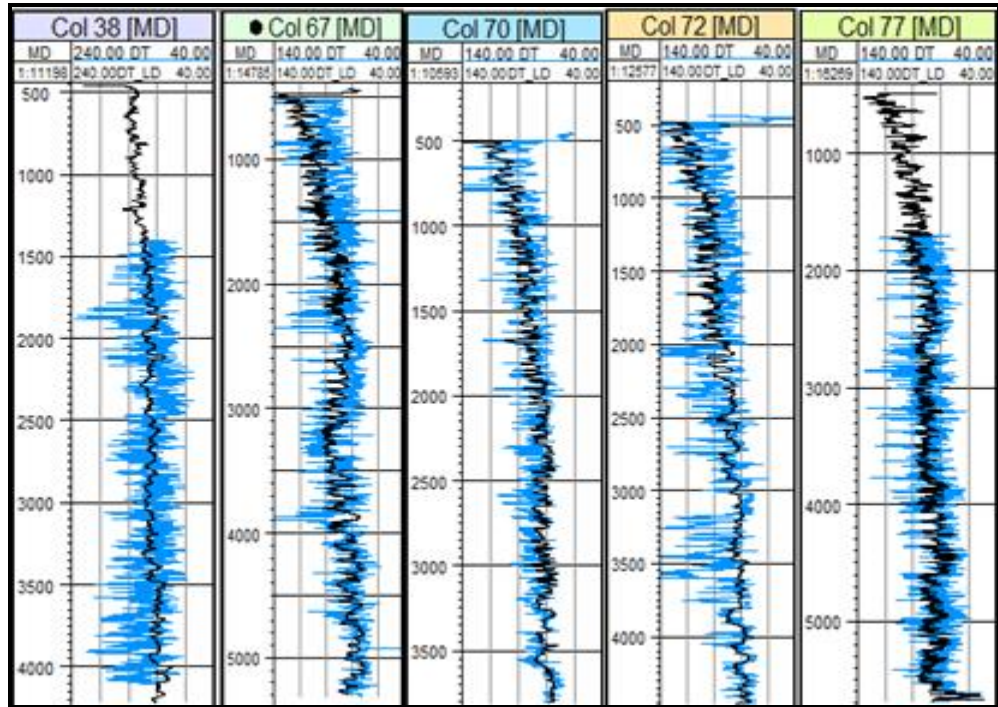
A continuación se presenta la ecuación que calcula el DT sintético a partir del registro ILD:

Dónde:

- ✓ DT\_ILD = Registro sísmico compresional a partir de un registro de resistividad (En este caso el registro ILD)
- ✓ TVD = True vertical depth (Profundidad vertical real del pozo)
- ✓ ILD = Registro de inducción profunda
- ✓ FA = Factor de ajuste

En la figura 27, se pueden observar los registros DT (azul) de 5 de los 7 pozos en donde se corrió el registro sísmico y el registro sintético DT\_ILD (negro) correspondiente a cada pozo. Como se puede observar, la correlación utilizada muestra un buen ajuste del registro sintético con el original. El factor de ajuste utilizado para los pozos de Campo Colorado fue de 0.55 ya que es el que mejor tendencia presenta en relación con los registros DT.

Figura 27. Registros DTCO y DT\_ILD en 5 pozos de Campo Colorado



**3.3.2 Ondas sísmicas (onda P y onda S)** La onda P, consiste en la transmisión de compresiones y rarefacciones de la roca, de forma similar a la propagación del sonido. El segundo tipo de onda que existe, se conoce como onda S, la cual consiste en la propagación de ondas de cizalla, donde las partículas se mueven en dirección perpendicular a la dirección de propagación de la perturbación. Las ondas P son las que se propagan con mayor velocidad (de ahí su nombre, primarias), presentando además la característica de poder propagarse por cualquier tipo de material, sea sólido o líquido. Las ondas S viajan a una velocidad algo menor (secundarias) y no se propagan por masas líquidas.<sup>27</sup>

Por medio de la siguiente ecuación se puede calcular la onda P:

<sup>27</sup> NAVA, Alejandro. Ondas Sísmicas. Capítulo 3. Terremotos. Biblioteca Digital La Ciencia es para Todos. [En línea]. Disponible en:

[http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen1/ciencia2/34/html/sec\\_8.html](http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen1/ciencia2/34/html/sec_8.html)

Donde DT es el valor que presenta el registro sísmico compresional, (DTCO o DT\_ILD). La onda S se calcula mediante las siguientes ecuaciones, dependiendo de las zonas a estudiar:

Para las zonas de arcilla:

Para las zonas de arena:

Una vez se obtuvo las ondas P y S lo siguiente fue determinar el registro DTSM sintético.

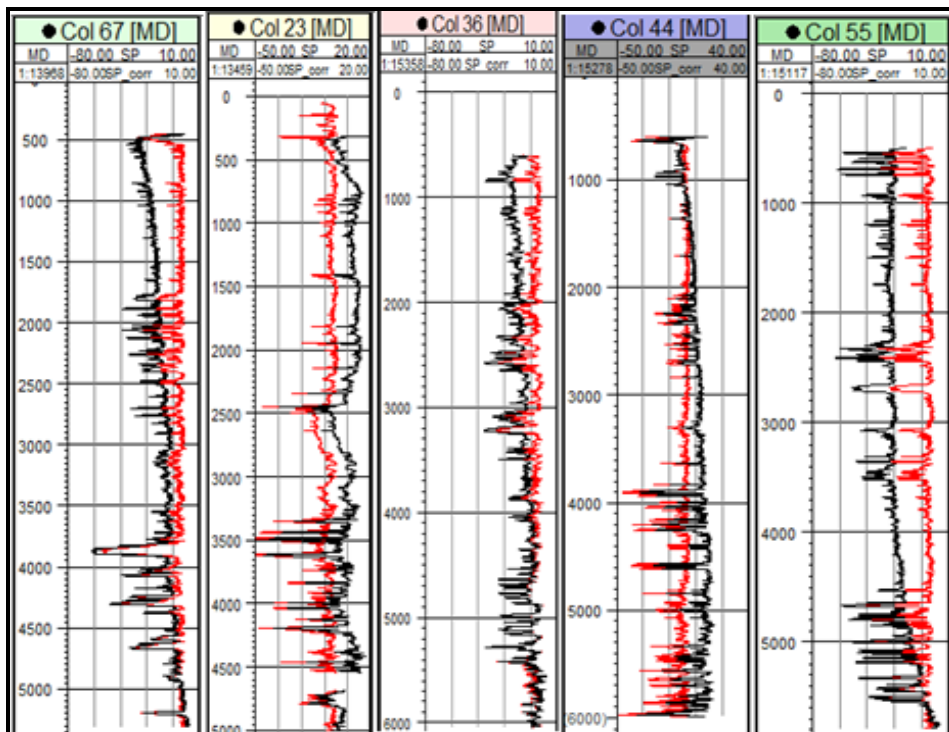
**3.3.3 Registro sísmico de cizalla (DTSM)** Al igual que el registro DTCO Este registro es requerido para el cálculo de las propiedades mecánicas de la roca. Como ninguno de los pozos de Campo Colorado posee este registro, por medio de la siguiente ecuación se puede obtener:

## **3.4 PERFIL LITOLÓGICO**

El modelamiento geomecánico parte de la caracterización litológica de la columna estratigráfica del pozo. Para el modelamiento de los pozos del Campo Colorado se determinó el nivel de arcillosidad utilizando el registro SP. No se cuenta con registro FEL (Formation Evaluation Log) para la calibración del perfil. A continuación se describe la obtención del volumen de arcillosidad.

**3.4.1 Normalización del registro SP y Vshale** A continuación se aprecia el registro SP normalizado obtenido para los pozos seleccionados.

**Figura 28 Registros SP original y SP normalizados de los pozos seleccionados.**

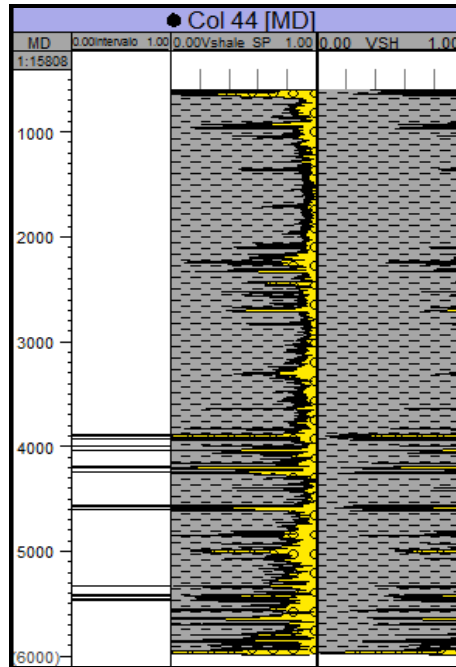


Los registros sin normalizar corresponden a las curvas negras y su corrección es la curva de color rojo. La normalización se realiza para identificar los intervalos arcillosos (Normalización con SP=0 mv) y los intervalos con arenas limpias correspondientes a zonas con potencial electronegativo. El siguiente paso es obtener un registro Vshale corregido a partir del registro SP normalizado. Los

cutoff de SP utilizados para arenas y arcillas fueron -27 y 0 respectivamente. El Vshale se obtuvo a partir de la siguiente ecuación:

Se puede observar que dicho registro mantiene una relación directa con los intervalos cañoneados en cada pozo, como se observa por ejemplo en el col 44:

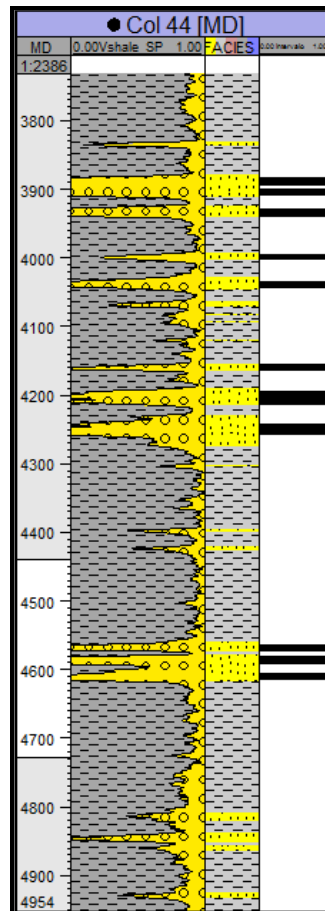
**Figura 29. Comparación entre el registro Vsh, registro Vshale\_SP y los intervalos cañoneados en el pozo Col 44**



**3.4.2 Facies** Las facies se generan a partir del registro Vshale, en este caso el Vshale\_SP. Básicamente, dependiendo del porcentaje de arena y arcilla que está presente en cada punto o profundidad del pozo, se determina si la zona es arena o arcilla. Esto se realiza por medio de la siguiente función:

La cual se interpreta así: si el registro Vshale\_SP presenta valores mayores o iguales a 0.7 se asumirá como zonas de arcilla (1), si no cumple esta condición, entonces serán zonas de arenas limpias. A continuación se puede apreciar una ampliación de las facies obtenidas en el pozo Col 44, su respectiva comparación con el registro Vshale\_SP y las zonas cañoneadas, lo cual evidencia un buen ajuste de las facies, las cuales se usarán para el posterior cálculo de las propiedades mecánicas.

**Figura 30. Comparación entre el registro Vshale\_SP, las facies y los intervalos cañoneados en el pozo Col 44**



### 3.5 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO GEOMECÁNICO

A continuación se describen el cálculo de las propiedades mecánicas dinámicas y estáticas, los parámetros de la resistencia de la roca y los esfuerzos in-situ necesarios para calcular las ventanas de colapso y fractura en cada pozo y finalmente construir el modelo geomecánico.

**3.5.1 Cálculo de las propiedades dinámicas** Son las propiedades que se calculan mediante correlaciones que están en función de los valores del registro sísmico.

**3.5.1.1 Relación de Poisson ( $\nu$ )** Es la relación entre la deformación lateral y la deformación longitudinal cuando un esfuerzo longitudinal es aplicado. Cuando un cuerpo se acorta por efecto de una compresión, este se alarga en la dirección perpendicular a la compresión y si un cuerpo es alargado por efecto de una tracción, este disminuirá su ancho en la dirección perpendicular a la tensión. Se calcula mediante la siguiente ecuación (Montmayour y Graves, 1986):

**3.5.1.2 Módulo de Shear ( $G$ )** El módulo de shear, es la relación de la deformación por esfuerzo cortante con respecto la tensión de cizallamiento aplicada. En otras palabras, mide la resistencia de las muestras de roca contra la deformación. El modulo  $G$  se puede calcular mediante la siguiente relación, (Nielsen y otros, 1979):

En la ecuación 35,  $\rho$  es la densidad de la roca, y se obtiene del registro RHOB.

**3.5.1.3 Módulo de Young dinámico ( $E_{din}$ )** Se puede definir como la rigidez que presenta la roca (la resistencia de la roca a deformarse bajo unas condiciones de carga dadas). La siguiente ecuación permite calcular el módulo de Young dinámico (Fjaer y otros, 1996):

**3.5.2 Cálculo de las propiedades estáticas** Las propiedades estáticas normalmente se calculan por medio de pruebas realizadas sobre núcleos en laboratorio, pero esto no siempre es posible. En casos como este, se recurren a correlaciones de diferentes autores.

**3.5.1.4 Módulo de Young estático ( $E_{est}$ )** El módulo de Young estático se calcula en función del módulo de Young dinámico, como se observa a continuación.<sup>28</sup>

**3.5.2 Fragilidad (BRIT)** La fragilidad es una característica propia de los materiales que se rompen súbitamente una vez han superado el límite elástico. Tiene una relación directa con el módulo de Young, por tanto las arenas que

---

<sup>28</sup> OSORIO, J. G., Geomechanical factors affecting hydraulic fracturing performance in a geomechanically complex, tectonically active area in Colombia. SPE 122315. 2009. p. 2-3.

normalmente presentan módulos de Young altos son materiales frágiles, mientras que las arcillas tendrán bajos valores de fragilidad. Se representa en un porcentaje de 0 a 100%.

Esta se calcula la fragilidad promedio a partir del módulo de Young estático y la relación de Poisson:<sup>29</sup>

El módulo de Young y la relación de Poisson se remplazan en la ecuación de la siguiente manera:

(39)

Y

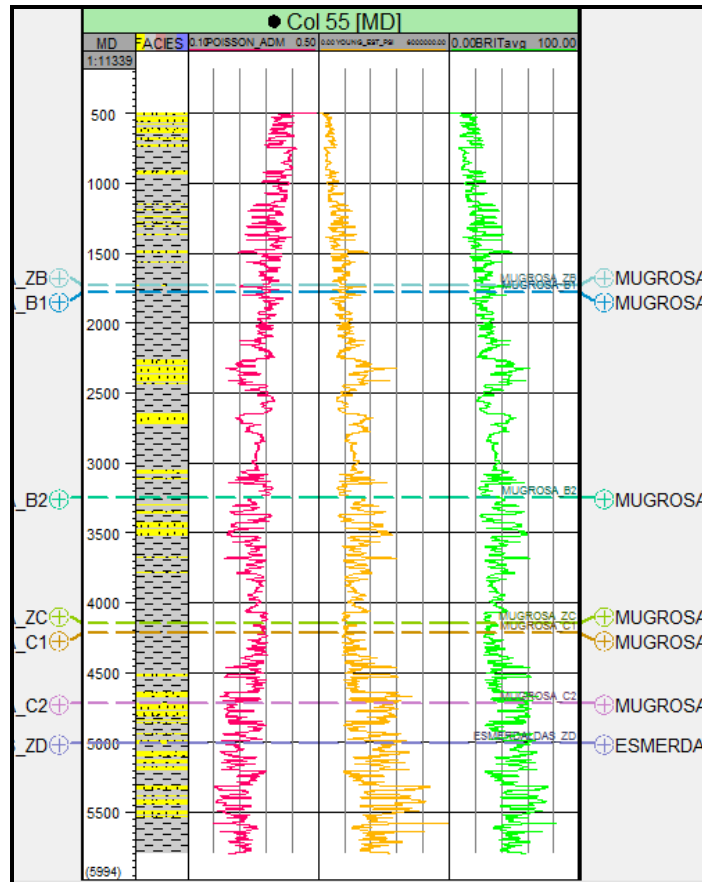
(40)

Donde  $y$  y  $y$  son los valores del módulo de Young estático y la relación de Poisson y  $y$  y  $y$  es el valor más pequeño presente en Young y Poisson, mientras que  $y$  y  $y$  es el valor más alto presente en las mismas propiedades.

---

<sup>29</sup> AIVALES, J. MESZAROS, T. PORTER, R. REISCHMAN, R. RIDLEY, R. WELLS, P. Perfilaje a través de las barrenas". Oilfield review, Schlumberger. 2012. p. 8.

**Figura 31. Relación de Poisson, Módulo de Young Estático y Fragilidad en Col 55**



Como se puede observar en la figura anterior, la fragilidad (verde) presenta la misma tendencia que el módulo de Young (amarillo) y una tendencia contraria a la relación de Poisson (rosa). Se evidencia entonces, que las arenas presentan altos valores de fragilidad y de módulo de Young, mientras que las arcillas tendrán valores bajos.

**3.5.3 Propiedades de resistencia de la roca** Las propiedades de resistencia de la roca se representan con el cálculo de la resistencia a la compresión confinada (UCS), la resistencia a la tracción (RTR), el ángulo de fricción interno (AFI) y la cohesión ( $S_0$ ). Valores altos de estas propiedades indican alta resistencia de la roca.

**3.5.3.1 Resistencia a la compresión inconfiada (UCS)** Es el esfuerzo normal (uniaxial) requerido para causar falla por aplastamiento en rocas no confinadas. Se calcula mediante la siguiente relación la cual está en función del registro sísmico compresional y las zonas de arena y arcilla presentes en el pozo, (McNally y Horsrud):

Para zonas de arcilla:

Para zona de arena:

**3.5.3.2 Resistencia a la tracción ( $T_o$ )** Es el esfuerzo tensil requerido para causar una falla mediante la división de una roca no confinada. La relación entre RTR y UCS está dada como (Fjaer y otros, 1996):

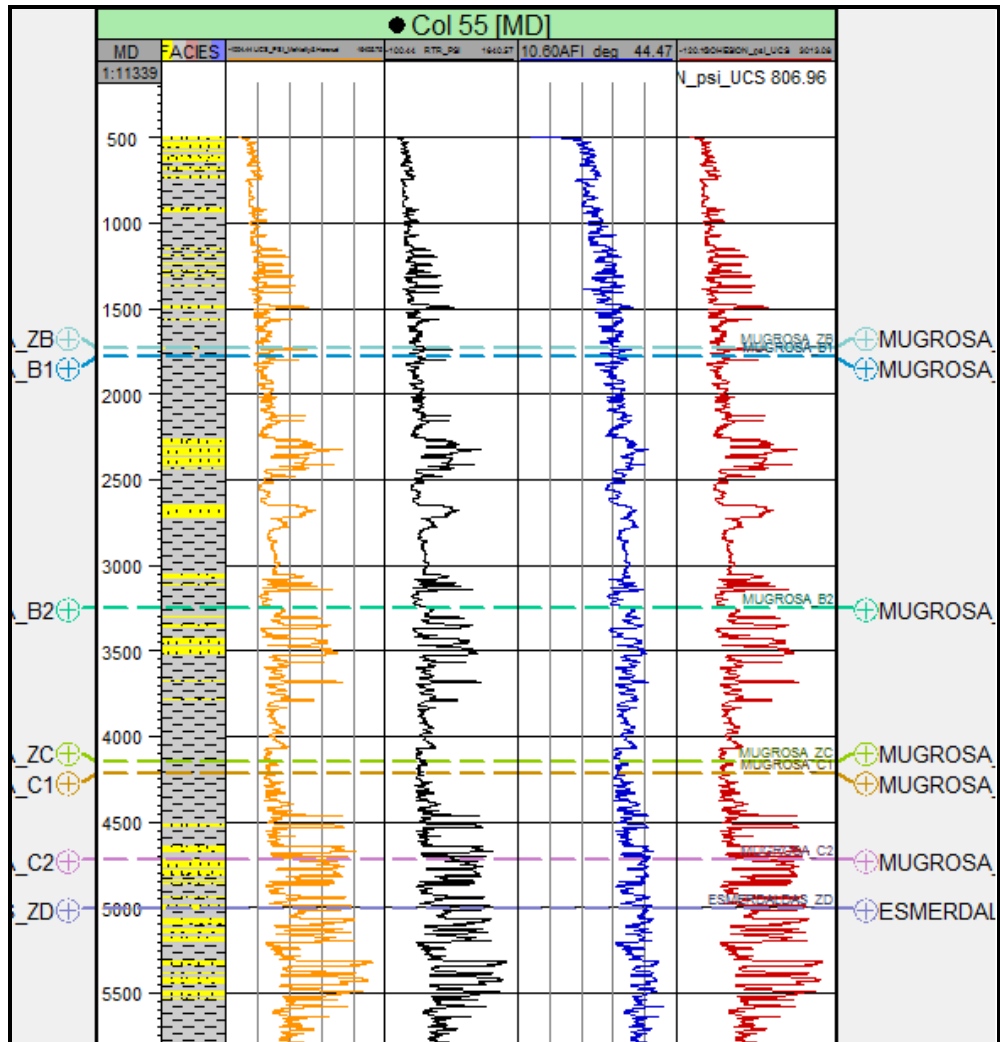
Por estudios experimentales, se ha demostrado que la resistencia a la tracción alcanza valores cercanos a la décima parte del UCS. Dichos estudios se basan en la teoría Elástico-plástica de Griffith.

**3.5.3.3 Angulo de fricción interna (AFI)** El ángulo de fricción interna se define como el ángulo de un plano pendiente con respecto a la horizontal, en el cual un cuerpo comienza a deslizarse. Se determina con pruebas de laboratorio sobre núcleos. Valores típicos para rocas arcillosas es de  $40^\circ$ , mientras que para arenas es de  $25^\circ$ . Otra forma de calcular el AFI además de la prueba de laboratorio es por medio de correlaciones como la siguiente:

**3.5.3.4 Cohesión (So)** La cohesión es la fuerza que mantiene los granos de una roca juntos. Existe una relación entre  $S_o$  y UCS que está dado como (Fjaer y otros, 1996):

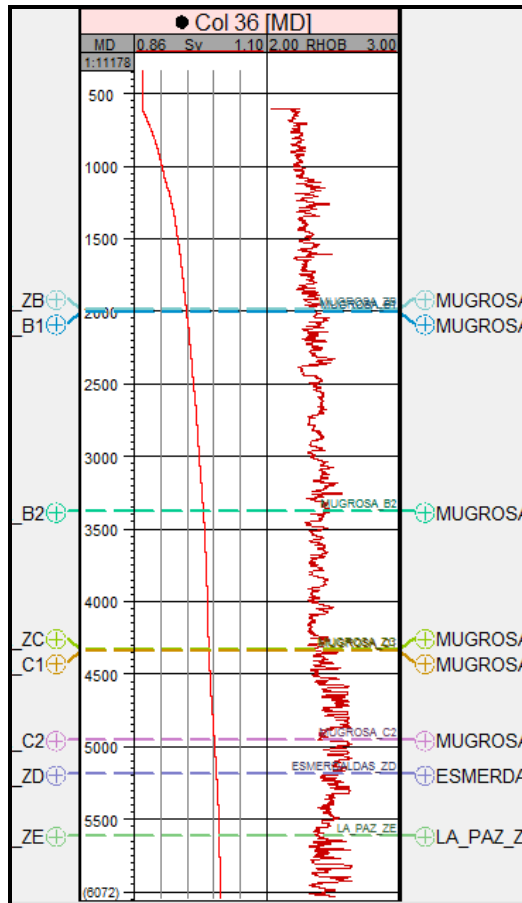
Dónde:

Figura 32. UCS, To, AFI y Cohesión en el pozo Col 55



**3.5.4 Esfuerzo vertical (Sv)** El esfuerzo vertical es la suma del peso de las capas suprayacentes y los fluidos que contienen. Se puede calcular fácilmente mediante los valores del registro de densidad del pozo (RHOB) por medio de la siguiente integración:

**Figura 33. Registro RHOB y esfuerzo vertical del pozo Col 36**



En la figura anterior, se aprecia el esfuerzo vertical obtenido para el caso del pozo Col 36 (derecha) y el registro del pozo a partir del cual se tuvieron en cuenta los valores de densidad.

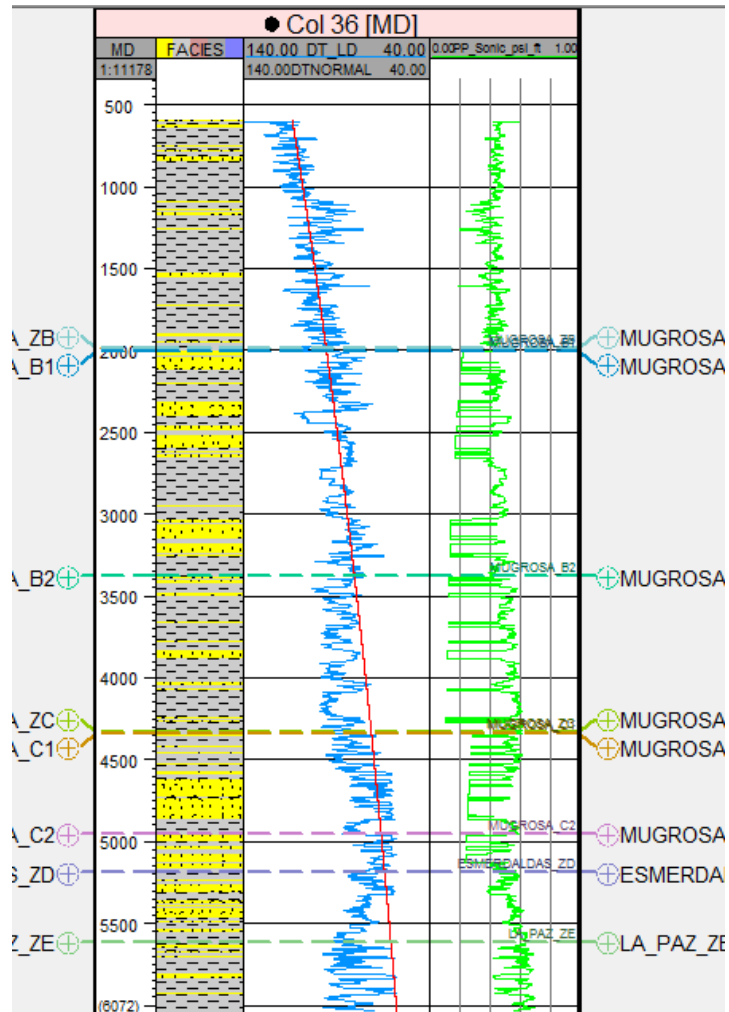
**3.5.5 Presión de poro** La presión de poro se determinó a partir del método de Eaton, el cual se basa en el uso del registro para determinar una línea de tendencia de compactación normal ( ). El coeficiente de tendencia normal usado fue de 1.2, el cual se ha usado en modelos para campos cercanos

al campo colorado y ha mostrado buenos resultados. La ecuación que calcula la presión de poro mediante el método de Eaton se presenta a continuación:

Dónde  $\gamma_v$  es el gradiente del esfuerzo vertical,  $\gamma_p$  es el gradiente de presión de poro normal (0.433),  $C_c$  son los valores de la línea de compactación normal y  $V_u$  los valores del registro sísmico compresional.

A continuación se puede observar el registro  $\gamma_p$  con la línea de compactación normal y la presión de poro obtenida usando el método de Eaton:

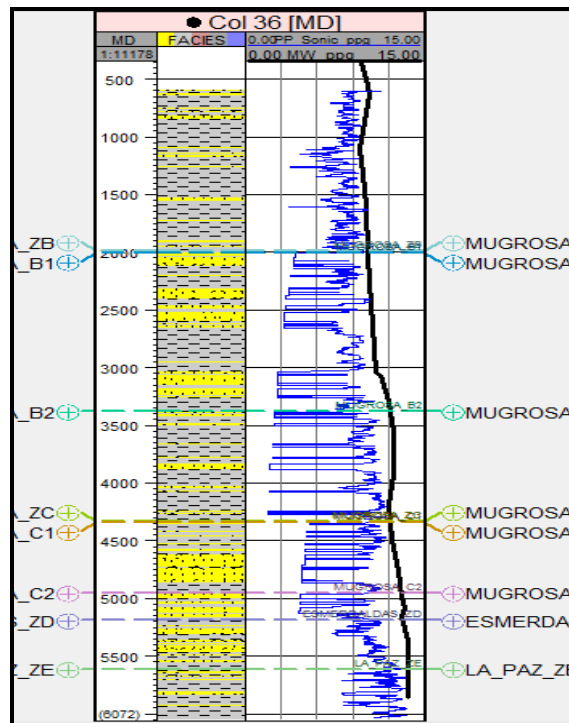
**Figura 34. Línea de compactación normal y presión de poro obtenida por el método de Eaton en el pozo Col 36**



Una vez obtenida la presión de poro, se debe corregir en las arenas productoras. Actualmente las zonas productoras son las zonas B y C, y según información de Campo Escuela Colorado en la zona B la presión de poro es de 440 psi y en la zona C es de 1200 psi en promedio. Dichos valores se corrigen en las zonas correspondientes teniendo en cuenta los topes. En la figura anterior la presión de poro ya se encuentra corregida en dichas zonas.

A continuación se puede apreciar la presión de poro corregida en lbs/gal junto con el peso de lodo en las mismas unidades del pozo Col 36. El lodo debe proveer una presión mayor a la presión de poro encontrada en los estratos a ser perforados para prevenir la entrada de fluidos desde la formación al hoyo, lo cual se cumple en este pozo al observarse la figura 35. Pero se debe tener cuidado de no usar un peso del lodo tan alto, ya que podría ocasionar la fractura de la formación, y por consiguiente pérdida de fluido de control.

**Figura 35. Presión de poro corregida y peso de lodo utilizado en el pozo Col 36.**



**3.5.6 Esfuerzo horizontal mínimo ( ) y máximo ( )** El cálculo del gradiente del esfuerzo horizontal mínimo se hizo mediante la ecuación de Eaton:

✓ Gradiente de fractura: se define como la presión a la cual ocurre la ruptura de una formación. Se puede estimar mediante el método de Eaton:

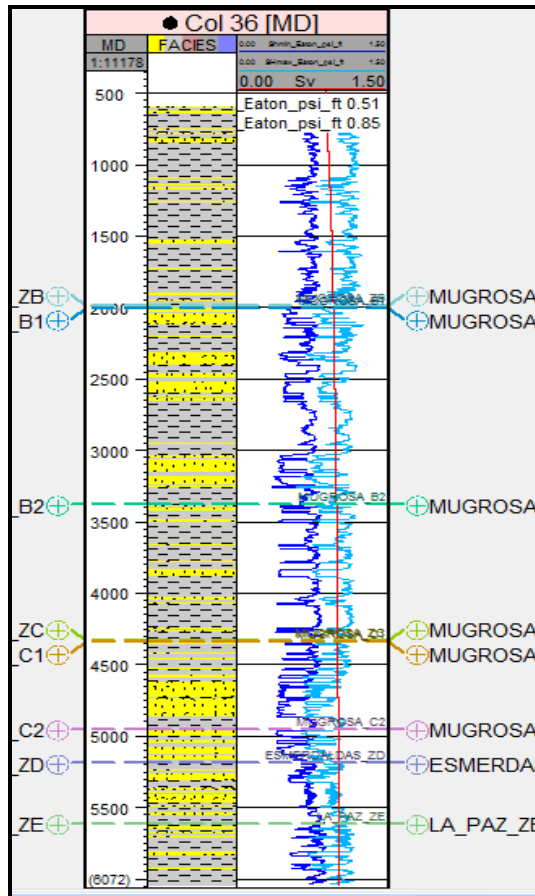
Una vez obtenido el esfuerzo horizontal mínimo y el gradiente de fractura, es posible calcular el gradiente del esfuerzo horizontal máximo también por el método de Eaton.<sup>30</sup>

A continuación se observa el (azul oscuro), (azul claro) y (rojo) calculados en el pozo Col 36:

---

<sup>30</sup> OSORIO J. G. Op. Cit. p. 3-5.

**Figura 36. Esfuerzo vertical y esfuerzos horizontales máximo y mínimo del pozo Col 36.**



**3.5.7 Ventana de colapso y fractura** Una vez determinadas las propiedades mecánicas, propiedades de resistencia de la roca y los esfuerzos in-situ, es posible calcular la ventana de colapso y fractura, necesarias para completar el modelo geomecánico. Los esfuerzos in-situ que se calcularon no están ubicados en coordenadas de la cara del pozo, por lo tanto, es necesario obtener las magnitudes de dichos esfuerzos en esa zona en toda la profundidad del pozo, de esta forma se tendrán las componentes del colapso y fractura necesarios del modelo geomecánico. Es posible realizar estos cálculos mediante una hoja de cálculo que se base en las propiedades mecánicas, presión de poro, esfuerzos in-

situ obtenidos en cada pozo y usando ecuaciones de diferentes autores como (Deily y Owens (1969), Aadnoy (1987), Hossai (1999)).<sup>31</sup>

Dichas ecuaciones tienen en cuenta principalmente las siguientes suposiciones: un medio homogéneo, linealmente plástico y rocas isotrópicas. A partir de esto, calculan los esfuerzos en la cara del pozo, incluso si este es un pozo inclinado, ya que también se incluyen los datos de inclinación y azimut del pozo.

### **3.6 MODELOS GEOMECÁNICOS EN LOS POZOS CANDIDATOS**

La ventana de estabilidad muestra la presión de colapso, la presión de poro, el peso de lodo usado durante la perforación y la ventana de fractura. Una vez obtenidas las ventanas de colapso y fractura de los 4 pozos y se hayan ingresado en el software, se ubican en un mismo track junto con las demás propiedades ya mencionadas y se obtiene finalmente el modelo de estabilidad, el cual es comparado con el estado del hueco durante la perforación para calibración del modelo.

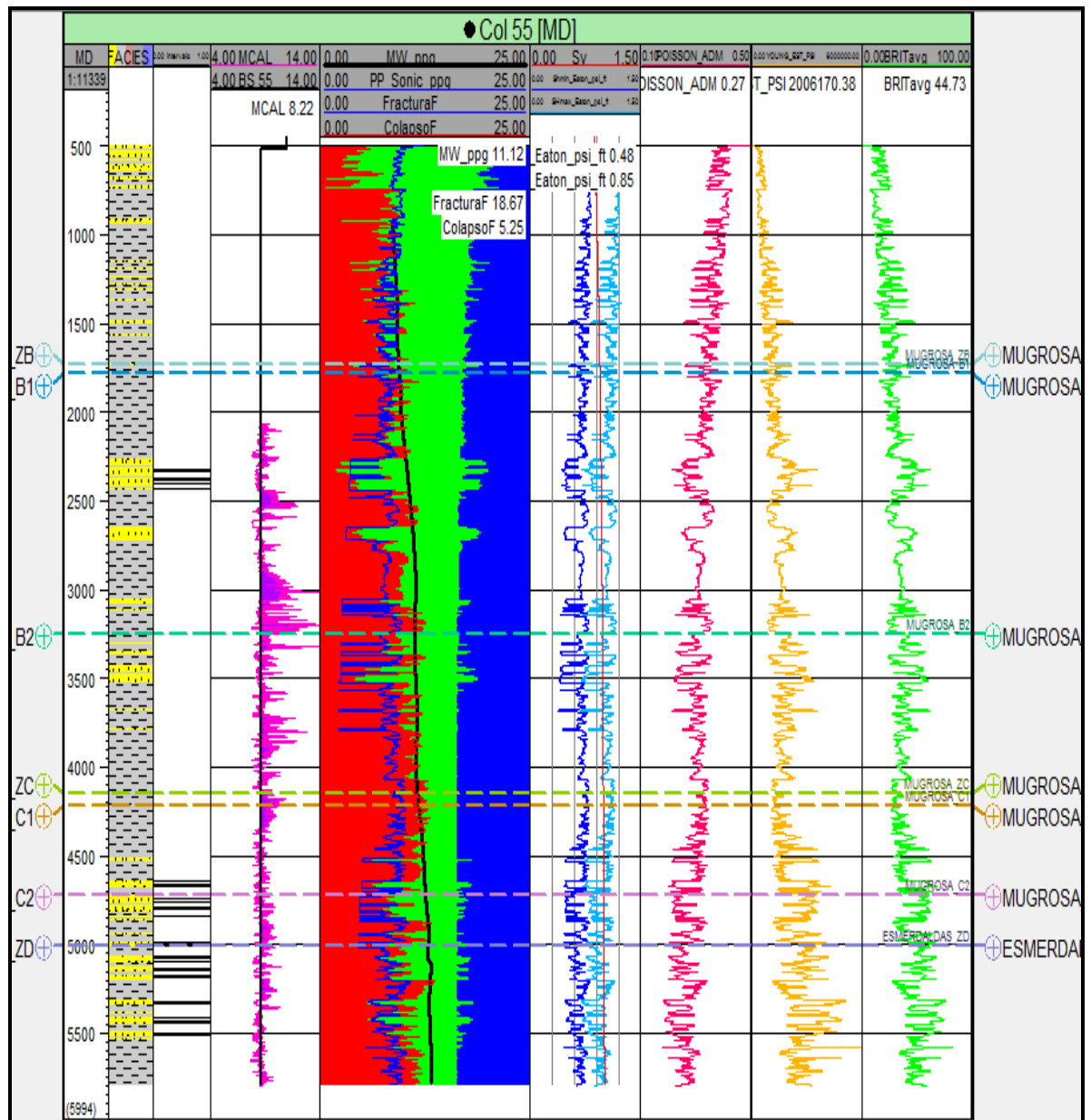
La figura 37 presenta el modelo geomecánico obtenido en el pozo Col 55 junto con otros registros y propiedades mecánicas del pozo que son importantes tenerlos en cuenta para la evaluación de los intervalos a fracturar en cada pozo.

De izquierda a derecha se presenta la profundidad del pozo (MD), las facies, los intervalos cañoneados, el registro caliper y bit size, el modelo geomecánico, la relación de Poisson, el módulo de Young, la resistencia tensil y la fragilidad.

---

<sup>31</sup> SANTOS ROCHA, L. TOLEDO DE AZEVEDO, C. Proyectos de pozos de petróleo. Petrobras. Editorial Interciencia. p. 272-275.

**Figura 37. Modelo geomecánico del pozo Col 55 junto con el perfil litológico, esfuerzos principales y propiedades mecánicas**



Teniendo en cuenta las facies, donde se presente zonas de arena, se encuentran los cañoneos presentes en el estado mecánico, además estas zonas se caracterizan por presentar bajos valores de Poisson y altos valores de módulo de Young y fragilidad. Las arcillas presentan un comportamiento totalmente contrario

a las arenas; estas tienen altos valores de relación de Poisson, y bajos valores de módulo de Young y fragilidad. Adicionalmente los derrumbes que se presentaron durante la perforación se pueden apreciar en el registro Caliper y se presentan principalmente en las zonas de arcilla.

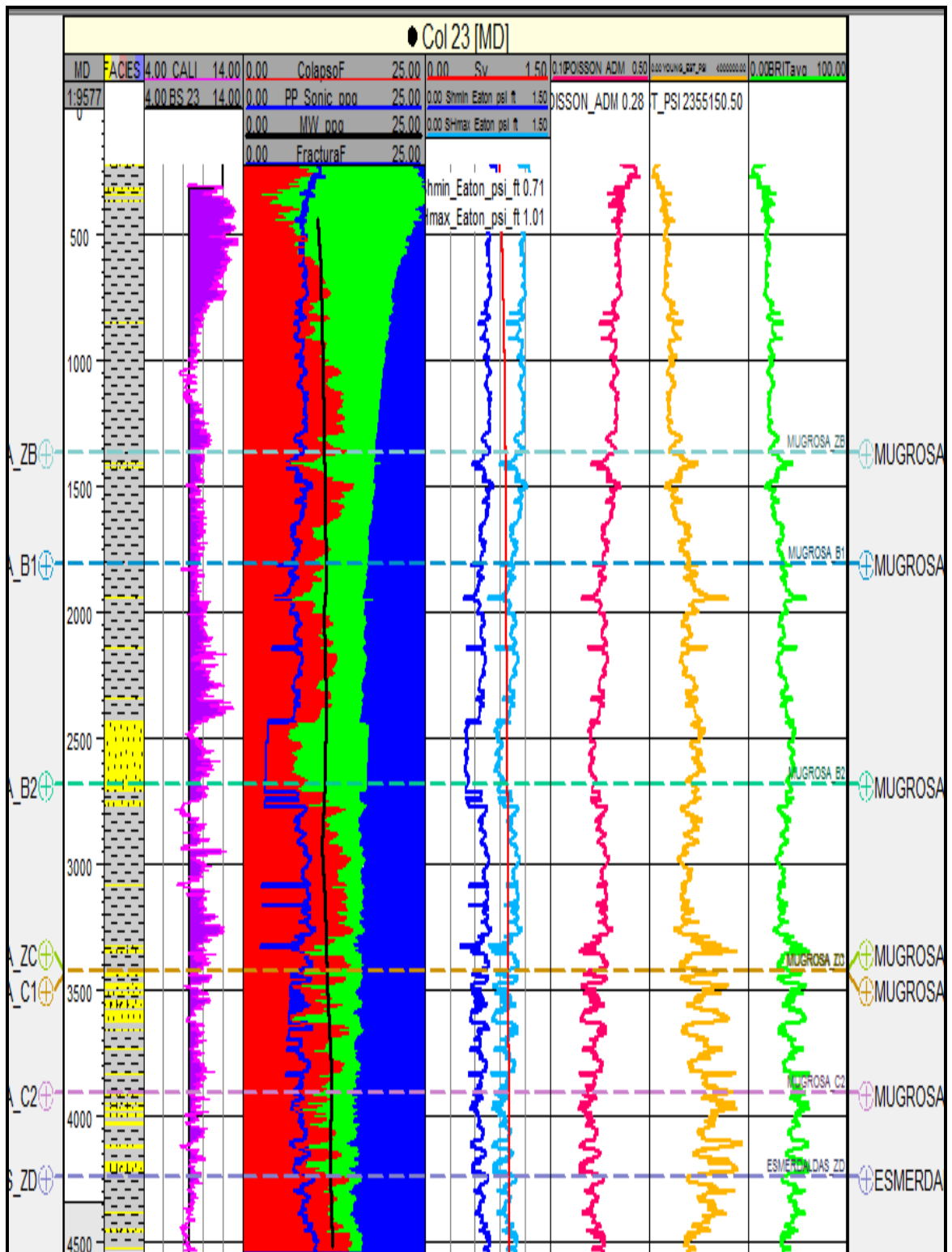
**3.6.1 Interpretación del modelo geomecánico** De manera general, la ventana de estabilidad se interpreta de la siguiente forma: de izquierda a derecha se encuentra la zona de colapso o breakout (fondo rojo), la zona estable (fondo verde) y la zona de fractura o breakdown (fondo azul), además, se encuentra la presión de poro (línea azul) y el peso del lodo utilizado (línea negra).

Cuando el peso del lodo se encuentra en la zona estable, quiere decir que en esa profundidad el pozo presenta estabilidad del hueco, es decir, no hay presencia de breakouts o derrumbes. Aunque lo normal y recomendado, es trabajar con un colapso controlado del 10% con el fin de acelerar la perforación.

Se debe tener cuidado de no trabajar con un peso de lodo tan bajo, ya que si la presión de poro es mayor o igual que el peso de lodo usado, se presentarán influjos, principalmente de gas, el cual corta el lodo de perforación. Además se podría correr el riesgo de presentarse un amago o reventón que pondrían en riesgo la vida del personal presente en la zona.

Cuando el peso de lodo es muy alto, se puede correr el riesgo de fracturar la formación si este llegara a tocar en algún punto la zona de fractura, lo cual es algo que no se recomienda. Por todas estas razones se debe buscar un equilibrio adecuado en el peso del lodo para no usar valores tan bajos y causar breakouts severos o influjos, pero tampoco un peso tan alto que podría provocar pérdidas de circulación o llegar a fracturar la formación en el peor caso. A continuación se presentan los modelos geomecánicos de los pozos restantes en el mismo formato presentado en el pozo Col 55.

**Figura 38. Modelo geomecánico del pozo Col 23, esfuerzos principales y algunas propiedades mecánicas**



**Figura 39. Modelo geomecánico del pozo Col 36, esfuerzos principales y algunas propiedades mecánicas**

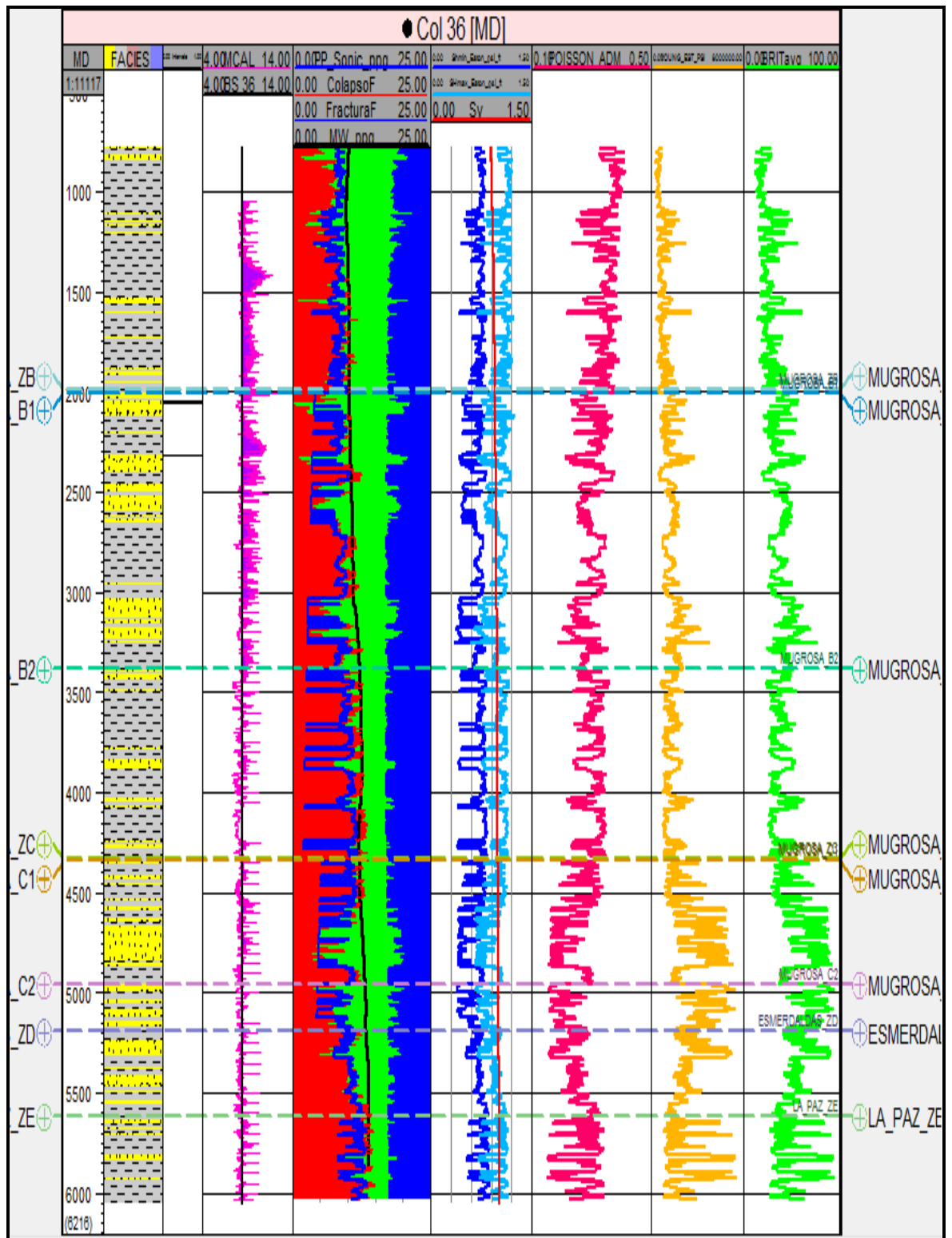
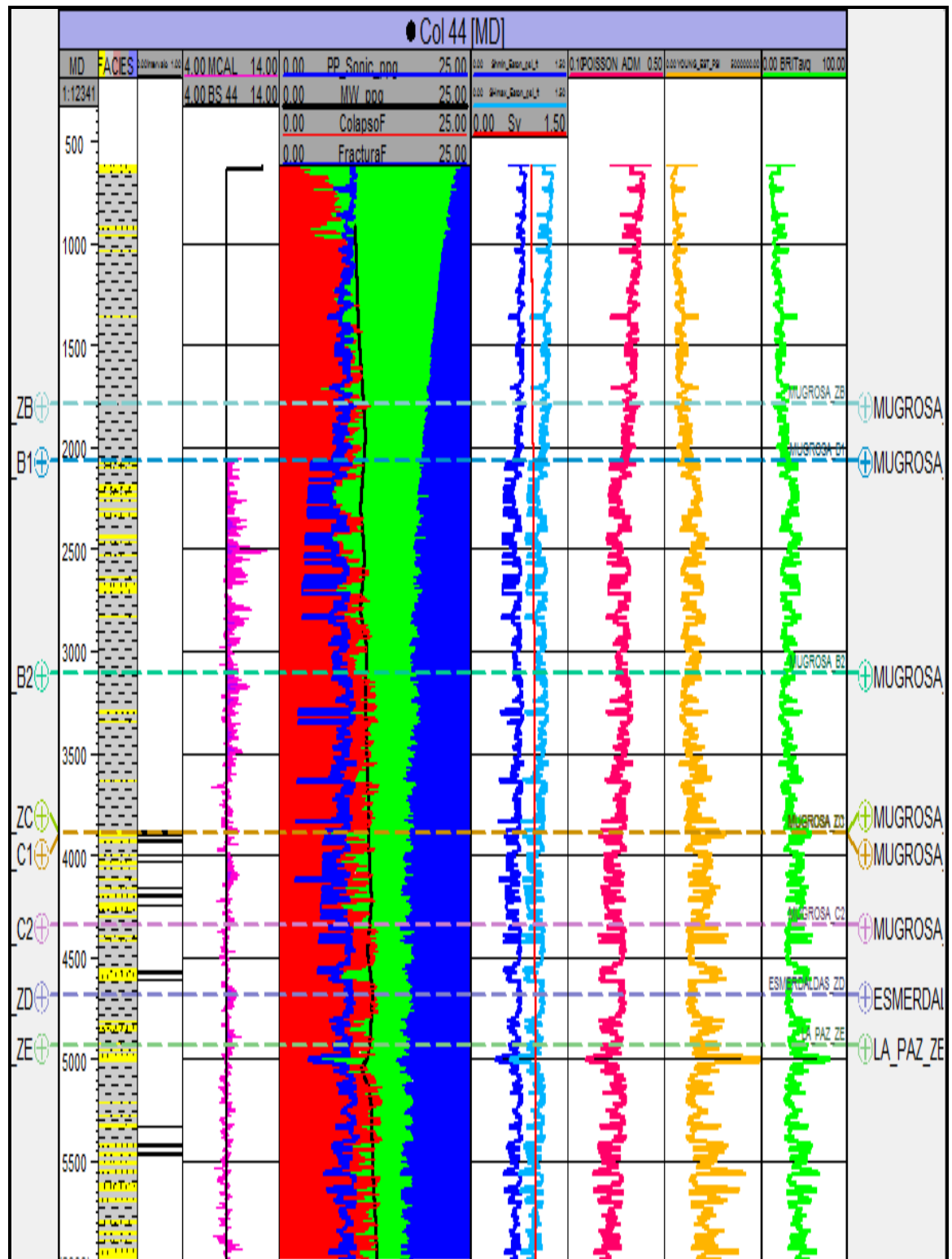
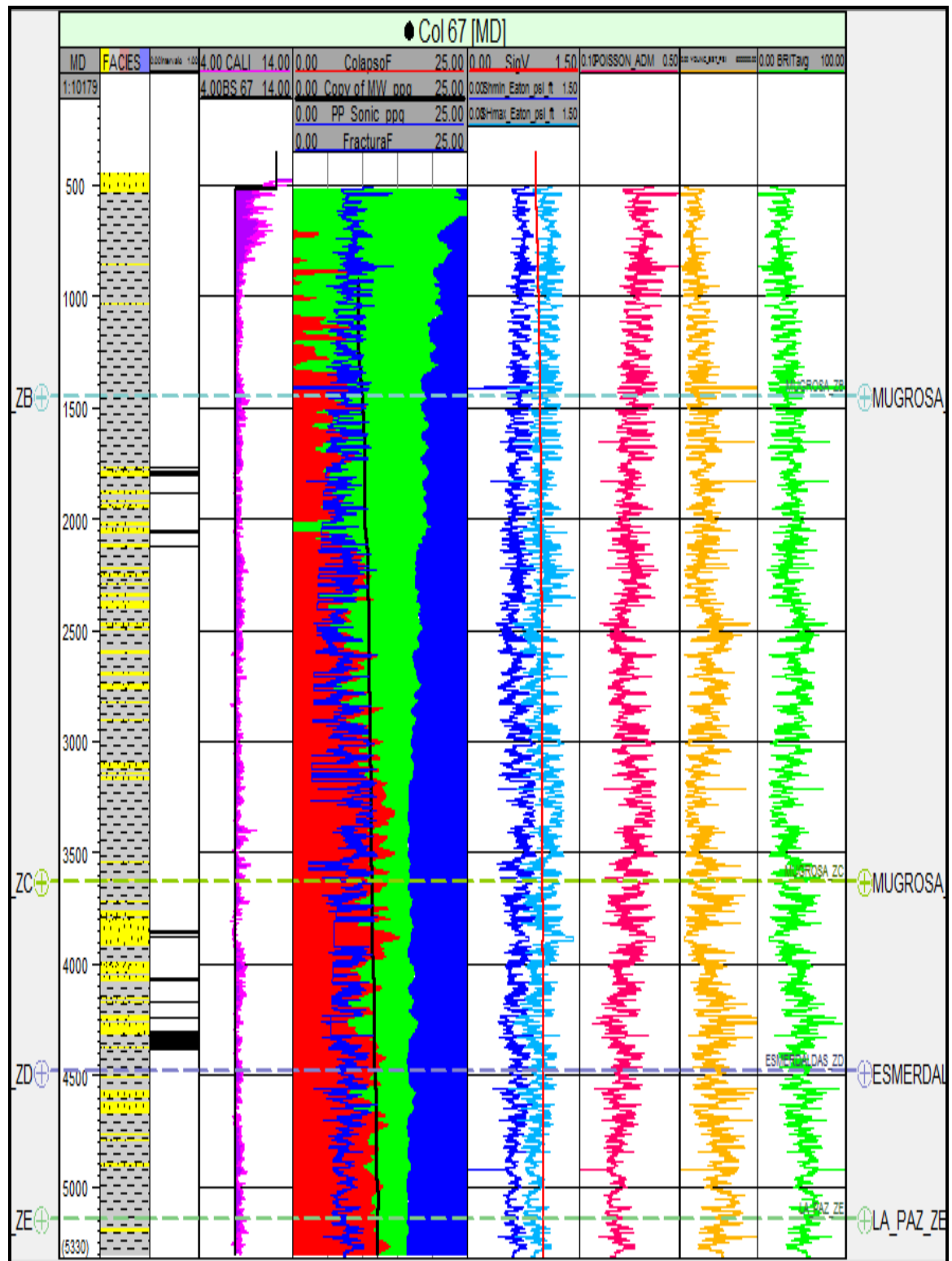


Figura 40. Modelo geomecánico del pozo Col 44, esfuerzos principales y algunas propiedades mecánicas



**Figura Modelo geomecánico del pozo Col 67, esfuerzos principales y algunas propiedades mecánicas 41.**



### 3.7 ANÁLISIS DE CONTRASTE DE ESFUERZOS O ESFUERZOS DE CIERRE

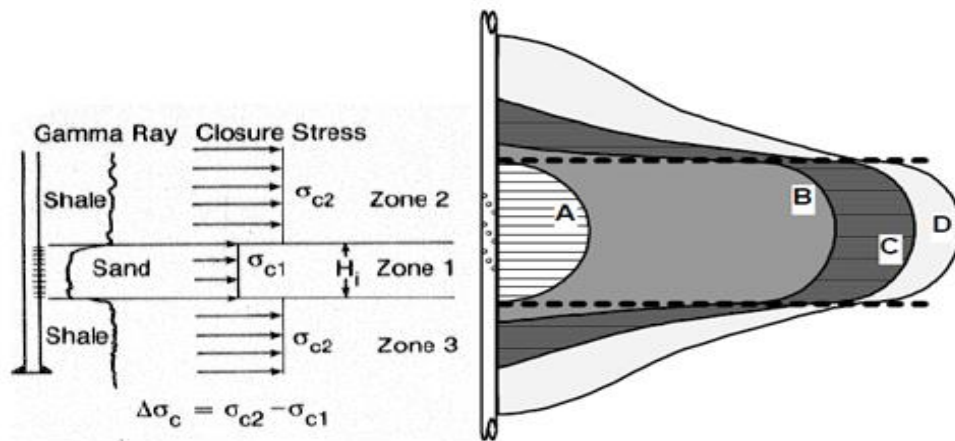
Una variación en los esfuerzos de cierre entre una zona aledaña a otra, es el parámetro dominante que controla la altura de la fractura. Normalmente, las variaciones en la litología o la presión de poro ayudan a determinar dichos esfuerzos. Los cambios en la litología producen cambios en los esfuerzos de cierre (contraste de esfuerzos), y estos por tanto controlan la altura de la fractura.

Este efecto se ilustra en la figura 42, que muestra un caso ideal de una arena rodeada por dos capas de arcilla con esfuerzos mayores. Cuando una fractura es iniciada, esta comienza a crecer (A), conforme al bombeo continuo; la longitud de la fractura comienza a incrementarse, ya que los esfuerzos son mayores en las capas de arcilla y estos proveen un barrera vertical. La presión neta usada para generar la fractura aumentará hasta llegar al punto "B" mientras el fluido fracturante es forzado a fluir a lo largo de la fractura. Conforme la presión neta se incrementa, también lo hará la altura de la fractura hasta que dicha presión sea igual al 75-80% de la diferencia de esfuerzos (punto C). Incrementos en la presión por encima de este rango, generarán mayores incrementos en la altura de la fractura y la tasa de crecimiento de la longitud de la fractura bajará lentamente, o posiblemente se detiene completamente como se observa en el punto "D".<sup>32</sup>

---

<sup>32</sup> Parameters for Fracture Design/Fracture Pressure Analysis. NSI Technologies, Inc. p.3.

**Figura 42. Efecto del contraste de esfuerzos sobre la altura de la fractura para un caso de 3 capas**



FUENTE: Parameters for Fracture Design/Fracture Pressure Analysis. NSI Technologies, Inc. 1989

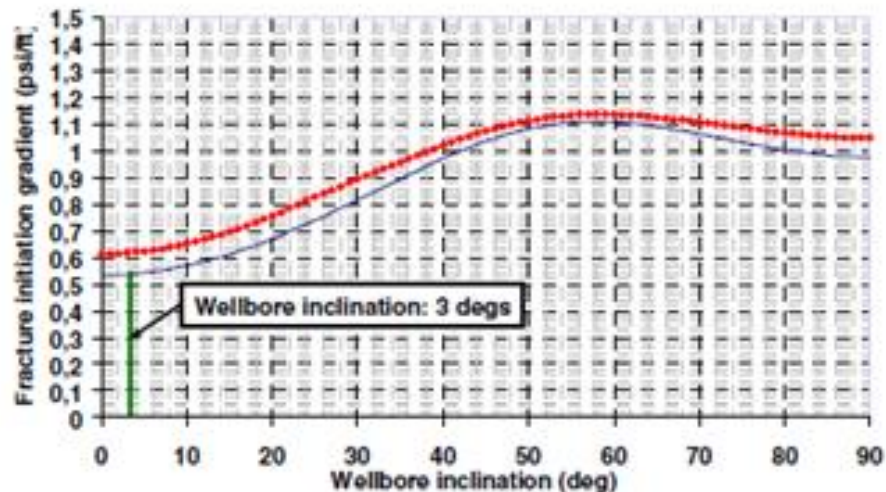
Teniendo en cuenta lo anterior, el análisis del contraste de esfuerzos presente entre el intervalo a fracturar y los sellos de arcilla que la contienen, determinará si la fractura se contendrá o si esta se propagará verticalmente lo cual no es conveniente, porque los cálculos del diseño unificado de fractura próximos a realizar, se hacen específicamente para el intervalo candidato a fracturar, y un cambio en la altura modificaría el diseño UFD. Si la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo de los sellos es mayor que el  $\sigma_{h\text{mín}}$  del intervalo a fracturar, la fractura se contendrá en los sellos de arcilla presentes. Este será otro de los criterios a tener en cuenta a la hora de evaluar los intervalos a fracturar.

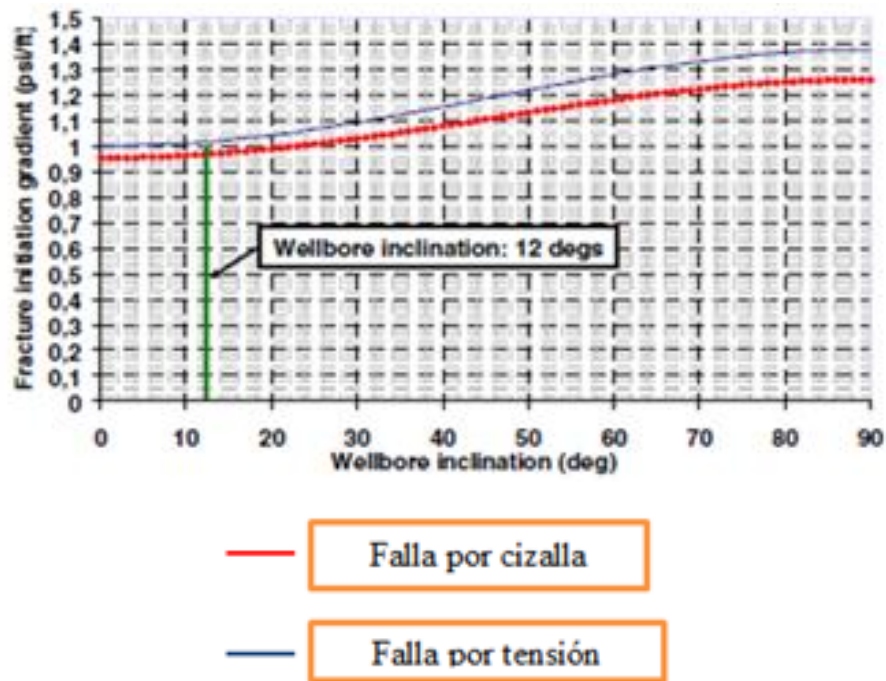
### 3.8 CRITERIO DE FALLA

En general, la roca puede fallar cuando es sometida a cizalla o a tensión. Uno de los criterios de falla más comunes es el de Mohr-Coulomb, basado en el clásico diagrama de Mohr, donde una envolvente de falla define el límite entre la integridad de la roca y el punto donde falla. Esta dependerá del estado de esfuerzos, las propiedades geomecánicas y la resistencia de la roca.

La falla por cizalla se origina desde concentraciones de esfuerzo que se presentan alrededor del pozo y por lo tanto ocurre masivamente en toda la zona vecina a la cara del pozo. La falla por tensión en cambio, ocurre en la dirección del esfuerzo máximo. Es importante la determinación del tipo de falla inicial (cizalla o tensión) para las condiciones específicas bajo las cuales la fractura hidráulica será diseñada. Conforme la presión de inyección se incrementa, se evalúa el criterio de falla por tensión o cizalla. El primer criterio que se cumpla, determinará cual tipo de falla ocurrirá primero. A continuación se puede observar un ejemplo de falla por tensión y cizalla ocurrida en dos pozos del Campo Cusiana:

**Figura 43. Falla por tensión y falla por cizalla ocurrida en dos pozos del campo Cusiana**





FUENTE: Osorio G., Geomechanical factors affecting the hydraulic performance in a geomechanically complex, tectonically active area in Colombia. SPE122315. 2009.

La figura anterior muestra la presión de inicio de fractura en función de la inclinación de la cara de pozo para dos pozos de Cusiana. En la primera gráfica, la falla por tensión (curva azul) es alcanzada antes que la falla por cizalla (curva roja); en este pozo, el gradiente de fractura fue relativamente bajo. En la segunda gráfica, la falla por cizalla es alcanzada antes que la falla por tensión; debido a esto, este pozo no alcanza el gradiente de fractura. Pozos en los cuales la falla por tensión ocurre antes que la falla por cizalla, según lo predicho por los modelos, están ubicados sobre la línea azul. Similarmente, pozos en los cuales la falla por cizalla ocurre antes que por tensión son posicionados sobre la línea roja.

Estos resultados claramente revelan que el gradiente de fractura pudo solamente ser alcanzado en estos pozos en los cuales la falla por tensión ocurre antes que la falla por cizalla conforme la presión de inyección se incrementa. Si la falla por

cizalla ocurre antes que por tensión, entonces el gradiente de fractura no será alcanzado.

La explicación física de este comportamiento es que si la falla por cizalla ocurre antes que por tensión, la energía proveniente por la presión de inyección es disipada debido a la creación de múltiples fracturas de cizalla cercanas a la cara del pozo que no tienen una dirección única. Por otro lado, cuando la falla por tensión ocurre primero, la energía asociada a la presión de inyección, es concentrada en la dirección del plano de propagación de fractura (como es el caso de la dirección del esfuerzo máximo). En pocos casos, se observa que el gradiente de fractura puede ser alcanzado incluso si la falla por cizalla ocurre antes que por tensión siempre que las presión de falla por tensión y cizalla sean muy cercanas. En este último caso, sin embargo, el gradiente de fractura usualmente es alto.<sup>33</sup>

De esta misma forma se evaluará el criterio de falla en los intervalos candidatos a fracturamiento y a partir de la gráfica se conocerá si el tipo de falla inicial es por tensión para que pueda fracturarse o por cizalla lo cual descartaría el espesor.

### **3.9 SELECCIÓN DE LOS INTERVALOS CANDIDATOS A FRACTURAMIENTO**

Como es sabido, un tratamiento de fracturamiento hidráulico es una técnica de estimulación costosa debido a los equipos y materiales a utilizar; por este motivo se debe hacer una selección de los espesores a fracturar por pozo, hacer su evaluación técnica y posteriormente el diseño unificado de fractura en caso de cumplir el criterio técnico.

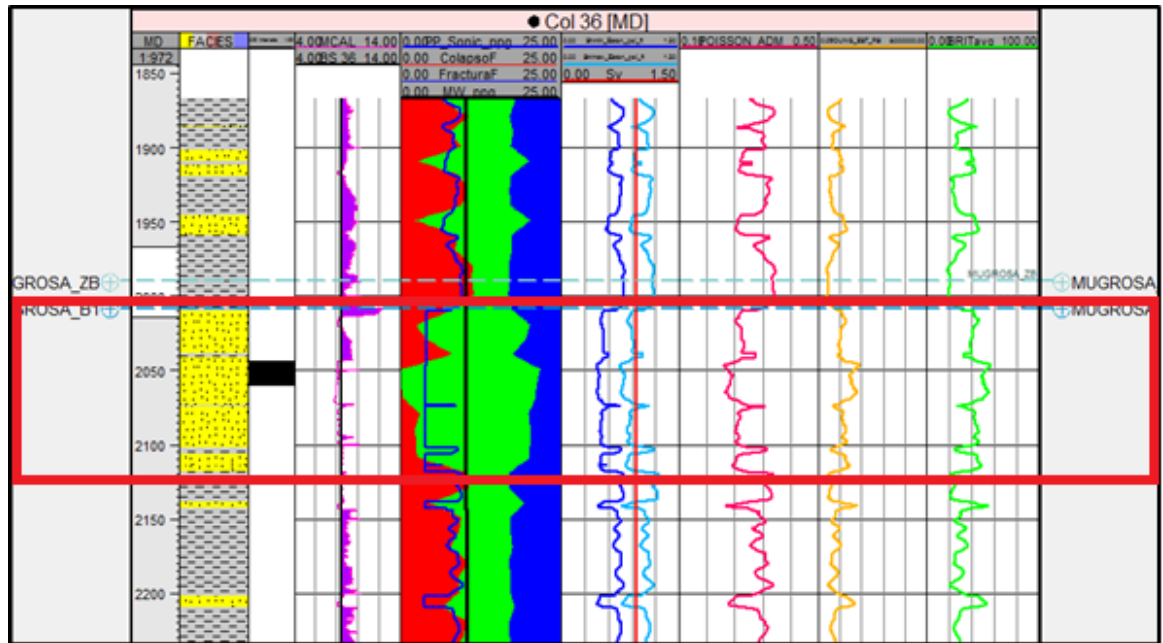
Teniendo en cuenta los estados mecánicos de los pozos, el perfil litológico y las propiedades mecánicas calculadas anteriormente, se hizo una selección de los espesores con mayor potencial para aplicar el tratamiento, teniendo en cuenta las

---

<sup>33</sup> OSORIO J. G. Op. Cit. p.6.

zonas ya cañoneadas, debido a que dichos intervalos se garantizan como zonas productoras. A continuación se presenta los registros utilizados en el pozo Col 36 y se explica la metodología usada para seleccionar los espesores:

**Figura 44. Primer espesor seleccionado para fracturar en el pozo Col 36**



En este caso el primer intervalo escogido para Col 36 se encuentra ubicado entre 2007 ft y 2143 ft como se señala en la imagen. Como se puede observar, es un espesor grande y además presenta varios cañoneos entre 2044 y 2332 ft de profundidad. Como el intervalo presenta pequeñas intercalaciones de arcilla, el espesor bruto del intervalo es de 136 ft, y el espesor neto o de interés es de 111 ft.

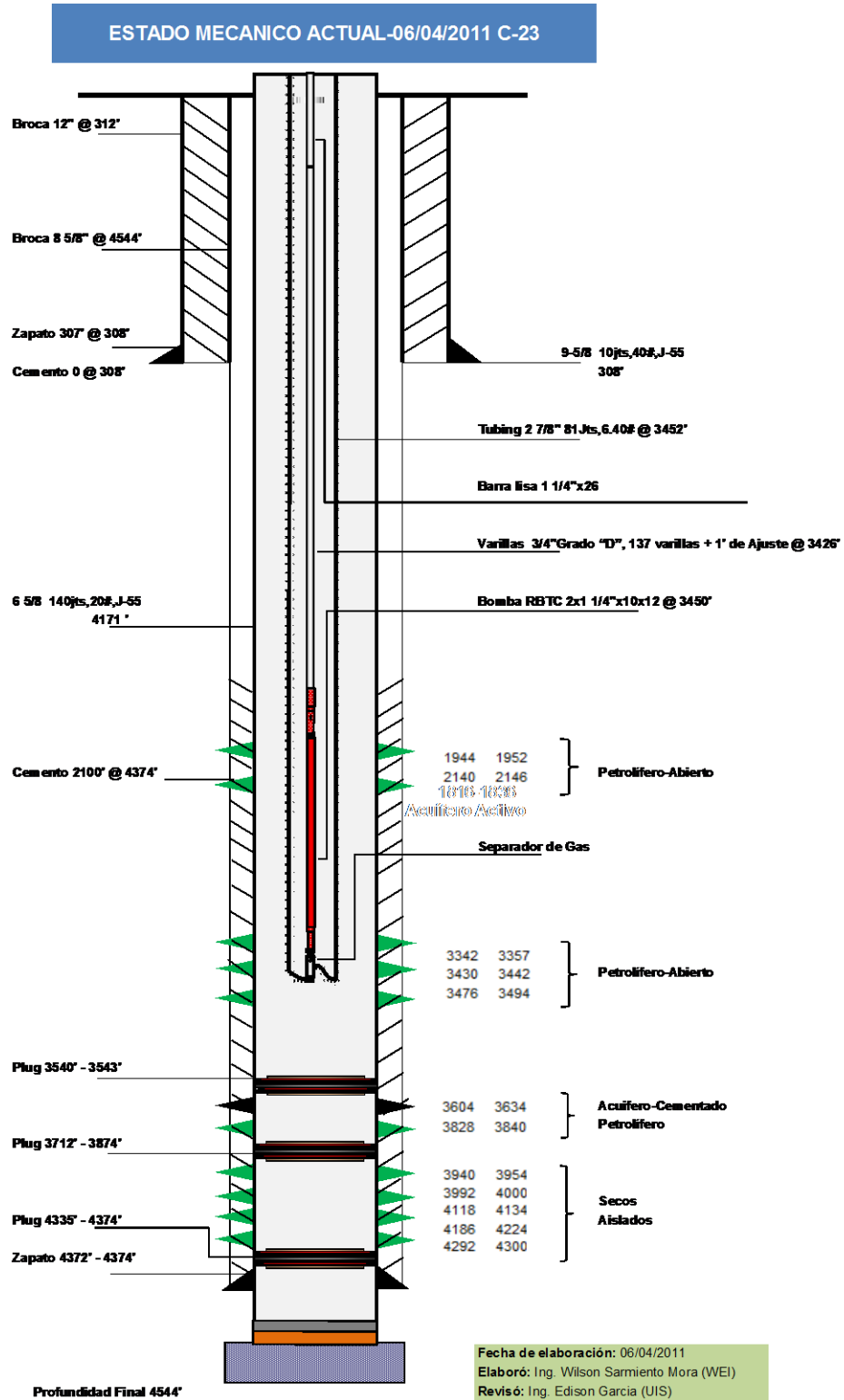
En todos los casos los intervalos que se escogieron van a presentar intercalaciones de arcilla, pero, se debe procurar que no sean tan grades con el fin de garantizar que la fractura se pueda propagar en toda la zona de interés.

En cuanto a sus propiedades mecánicas, estas presentan el comportamiento esperado para zonas candidatas a fracturamiento, es decir bajos valores de relación de Poisson, altos valores de módulo de Young y de fragilidad.

Con respecto al esfuerzo horizontal mínimo el cual se usa como criterio para el análisis de contraste de esfuerzos se presenta bajo en las arenas y altos en los sellos de arcillas, lo cual garantizará que la fractura se contenga en el intervalo seleccionado, además es una zona que ya está cañoneada. Teniendo en cuenta todo lo anterior, además del criterio de falla el cual se tratará en seguida, se escogieron los intervalos candidatos al tratamiento de fracturamiento en todos los pozos.

El pozo Col 23 al revisarse su perfil litológico, propiedades mecánicas y su estado mecánico, se encontraron ciertos inconvenientes para seleccionar los intervalos a fracturar. A continuación se muestra el estado mecánico de dicho pozo, se tendrá en cuenta también la figura 38 en donde se aprecia el template del pozo Col 23 con su respectivo modelo geomecánico, perfil litológico y propiedades mecánicas para hacer el análisis.

Figura 44. Estado mecánico del pozo Col 23



FUENTE: Datos recopilados de Campo Escuela Colorado

En la evaluación de los espesores del pozo Col 23, mirando la figura 38 en la zona comprendida entre 3418 – 3663 ft de profundidad, se puede observar en el estado mecánico que a una profundidad de 3604 ft se presenta una zona con acuífero hasta 3634 ft, y a una profundidad mayor de 3828 ft se encuentra otra zona de arenas. Si se llega a escoger las zonas productoras cercanas al acuífero cementado, debido al contraste de esfuerzos entre las capas, la capa inferior de arcilla no podrá contener la fractura en la zona de interés, dejando así que se propague en todo el intervalo y muy seguramente contactaría el acuífero que existe, dando como resultado un riesgo económico para la viabilidad del proyecto. Por esta razón los intervalos cercanos a esta zona y por debajo no se tendrán en cuenta.

Por otra parte, como se observa a 2450 ft hay una zona de arenas que no está cañoneada, la cual no se tendrá en cuenta para el estudio debido a que no garantiza un potencial óptimo de producción, como se dijo anteriormente se tendrán en cuenta las zonas de arena que ya presenten cañoneos. Por otra parte, los cañoneos que presenta entre 1944-1952 ft y 2140-2146 ft se encuentran en zonas de arena bastante delgadas como se observa en el perfil litológico y que económicamente no son viables para fracturar. Por estas razones, el pozo Col 23 se descarta de los pozos seleccionados a fracturar.

A continuación se resumen los espesores escogidos a fracturar en los 4 pozos restantes:

**Tabla 13. Espesores candidatos a fracturar**

<b>Pozo</b>	<b>tope</b>	<b>base</b>	<b>h bruto</b>	<b>h neto</b>
<b>COL 36</b>	2007	2143	136	111
<b>COL 36</b>	2309	2402	93	84
<b>COL 44</b>	3993	4274	281	150

<b>COL 44</b>	4560	4618	58	52
<b>COL 55</b>	2262	2482	220	152
<b>COL 55</b>	4641	4868	227	153
<b>COL 67</b>	2018	2153	135	83
<b>COL 67</b>	3758	3917	159	143

### 3.10 EVALUACIÓN TÉCNICA DE LOS ESPESORES SELECCIONADOS

Teniendo en cuenta el criterio de falla, la magnitud de las propiedades mecánicas promedio en las zonas de interés, y el contraste de esfuerzos, se determinará si los intervalos candidatos cumplen desde el punto de vista técnico las condiciones necesarias para realizar el tratamiento de fracturamiento.

A continuación se evaluará de manera individual los intervalos seleccionados en cada pozo para determinar su viabilidad técnica. Se presenta una tabla resumen por pozo con los siguientes datos:

- ✓ La formación productora en donde se encuentra
- ✓ Presión de poro en dicha zona
- ✓ Tope y base del intervalo de interés
- ✓ La altura de la fractura ( $h_f$ )
- ✓ Espesor neto ( $h_n$ )
- ✓ Valores promedio de las propiedades de resistencia de la roca ( $T_o$ ,  $S_o$ ,  $AFI$ )
- ✓ Contraste de esfuerzos

Además, se presenta una ampliación del modelo geomecánico junto con las propiedades mecánicas, el perfil litológico y las zonas cañoneadas para verificar que tengan un comportamiento adecuado en dicha zona. El primer intervalo seleccionado en el pozo se representa con el color rojo y el segundo tendrá color naranja. También se presenta el criterio de falla obtenido en el intervalo evaluado

en base a todas las propiedades mecánicas, esfuerzos in-situ y propiedades de resistencia de la roca para confirmar si falla primero por tensión que por cizalla. En las gráficas de criterio de falla, la falla por tensión (fractura) está representada por la línea de color rojo y la falla por cizalla se representa con la línea de color morado. Como se dijo anteriormente, el criterio de falla inicial será el primero que se registre en el eje “Y”, que es el valor de presión de fractura que se lee para pozos verticales como los de Campo Colorado (0° de inclinación):

**Tabla 14. Información de propiedades geomecánicas y contraste de esfuerzos para el primer intervalo del pozo Col 36**

POZO	ZONA	PRESIÓN (Psi)	TOPE (ft)	BASE (ft)	$h_f$ (ft)	$h_n$ (ft)	$T_o$ (Psi)	$S_o$ (Psi)	AFI (°)
COL 36	B	440	2007	2143	136	111	632,22	1343,49	33,40

POZO	ZONA	$S_{hmin}$ (psi/ft)	$S_{hmin}$ (psi/ft)	$S_{hmin}$ (psi/ft)
		ARENA	SELLO SUPERIOR	SELLO INFERIOR
COL 36	B	0,52	0,80	0,72

**Figura 45. Criterio de falla inicial pozo Col 36 primer intervalo: falla por tensión**

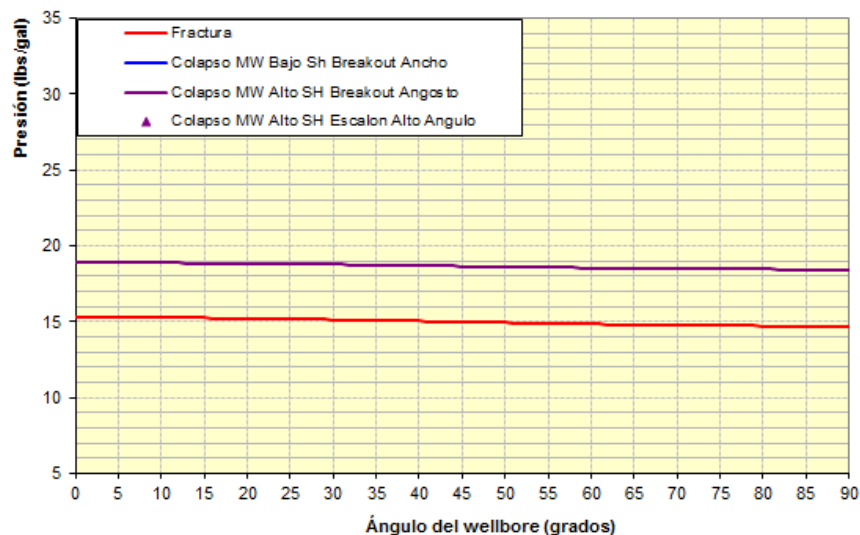


Tabla 15. Información de propiedades geomecánicas y contraste de esfuerzos para el segundo intervalo del pozo Col 36

POZO	ZONA	PRESIÓN (Psi)	TOPE (ft)	BASE (ft)	$h_f$ (ft)	$h_n$ (ft)	$T_o$ (Psi)	$S_o$ (Psi)	AFI (°)
COL 36	B	440	2309	2402	93	84	665,70	1394,46	33,37

POZO	ZONA	$S_{h\text{mín}}$ (psi/ft)	$S_{h\text{mín}}$ (psi/ft)	$S_{h\text{mín}}$ (psi/ft)
		ARENA	SELLO SUPERIOR	SELLO INFERIOR
COL 36	B	0,45	0,72	0,81

Figura 46. Criterio de falla inicial Col 36 segundo intervalo: falla por tensión

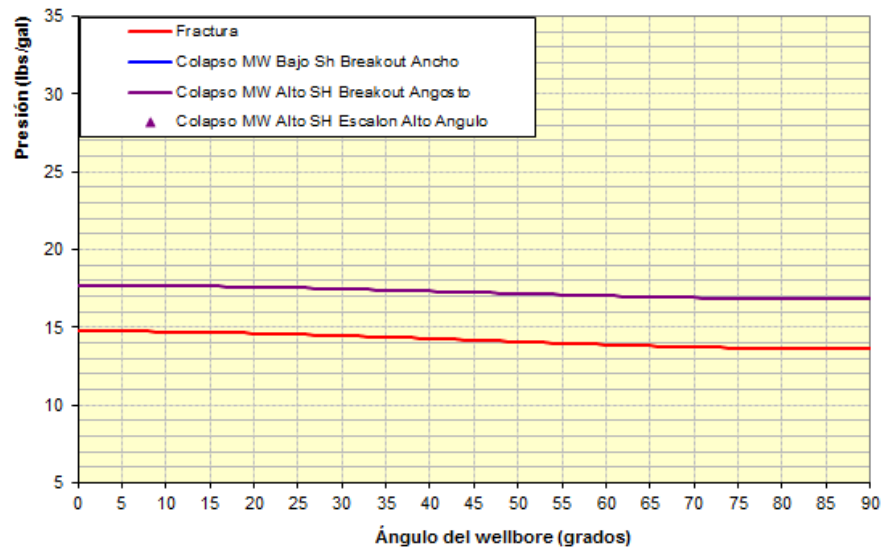


Figura 47. Intervalos seleccionados en el pozo Col 36

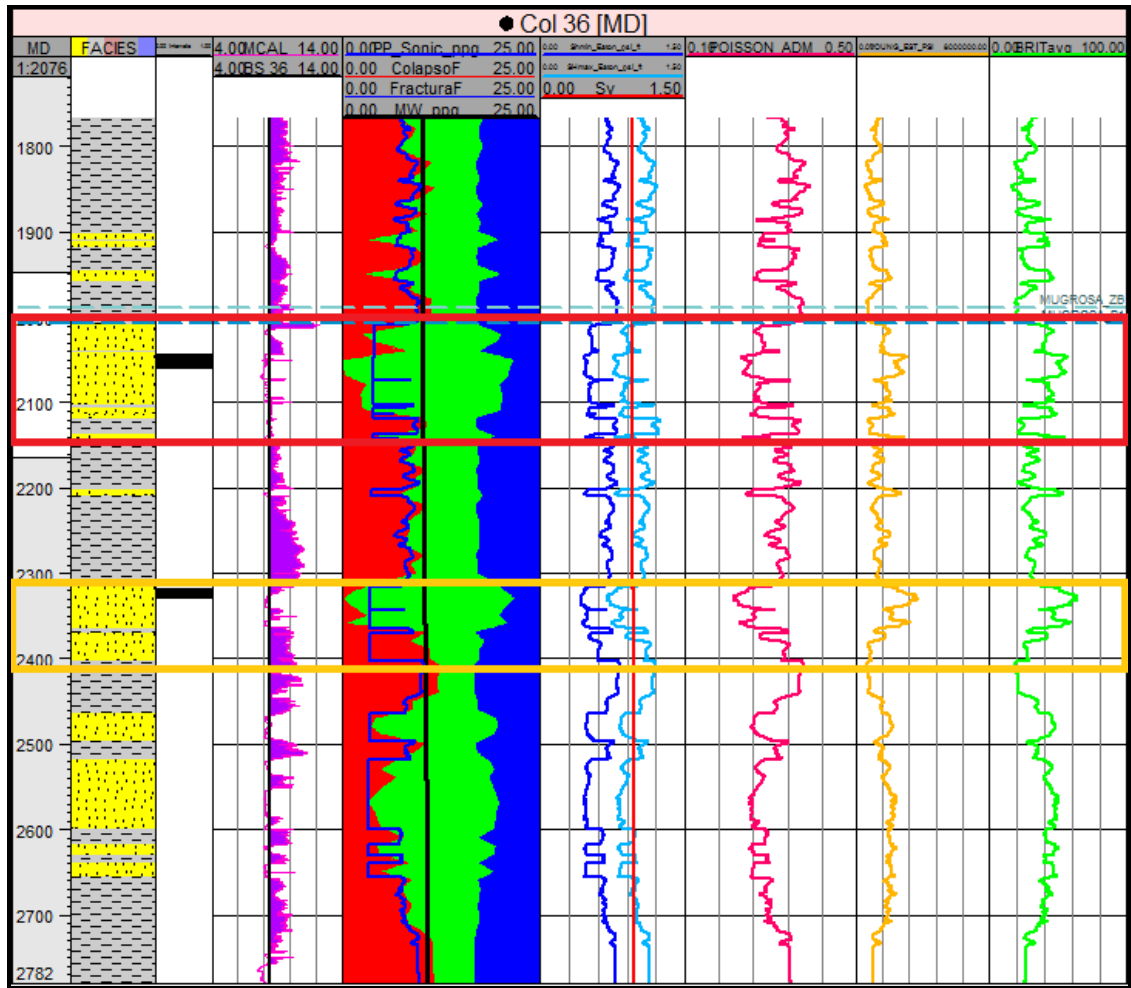


Tabla 16. Información de propiedades geomecánicas y contraste de esfuerzos para el primer intervalo del pozo Col 44

POZO	ZONA	PRESIÓN (Psi)	TOPE (ft)	BASE (ft)	h <sub>f</sub> (ft)	h <sub>n</sub> (ft)	T <sub>o</sub> (Psi)	S <sub>o</sub> (Psi)	AFI (°)
COL 44	C	1200	3993	4274	281	150	630,63	1314,36	34,73

POZO	ZONA	$S_{h\text{mín}}$ (psi/ft)	$S_{h\text{mín}}$ (psi/ft)	$S_{h\text{mín}}$ (psi/ft)
		ARENA	SELLO SUPERIOR	SELLO INFERIOR
COL 44	C	0,55	0,74	0,72

Figura 48. Criterio de falla inicial Col 44 primer intervalo: falla por tensión

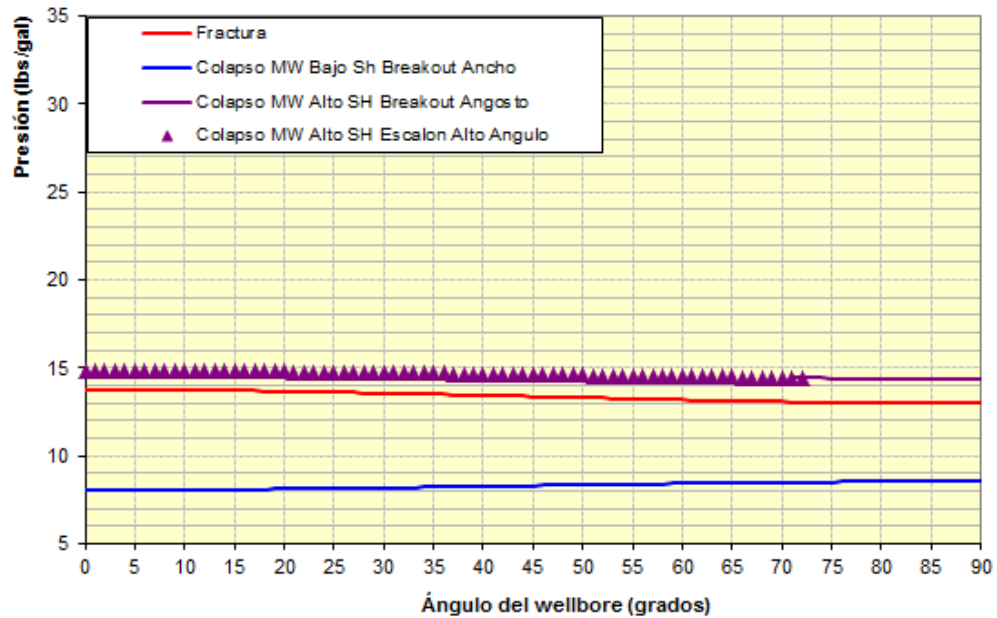


Tabla 17. Información de propiedades geomecánicas y contraste de esfuerzos para el segundo intervalo del pozo Col 44

POZO	ZONA	PRESIÓN (Psi)	TOPE (ft)	BASE (ft)	$h_f$ (ft)	$h_n$ (ft)	$T_o$ (Psi)	$S_o$ (Psi)	AFI (°)
COL 44	C	1200	4560	4618	58	52	872,07	1773,09	36,01

POZO	ZONA	$S_{h\text{mín}}$ (psi/ft)	$S_{h\text{mín}}$ (psi/ft)	$S_{h\text{mín}}$ (psi/ft)
		ARENA	SELLO SUPERIOR	SELLO INFERIOR
COL 44	C	0,58	0,71	0,75

Figura 49. Criterio de falla inicial Col 44 segundo intervalo: falla por tensión

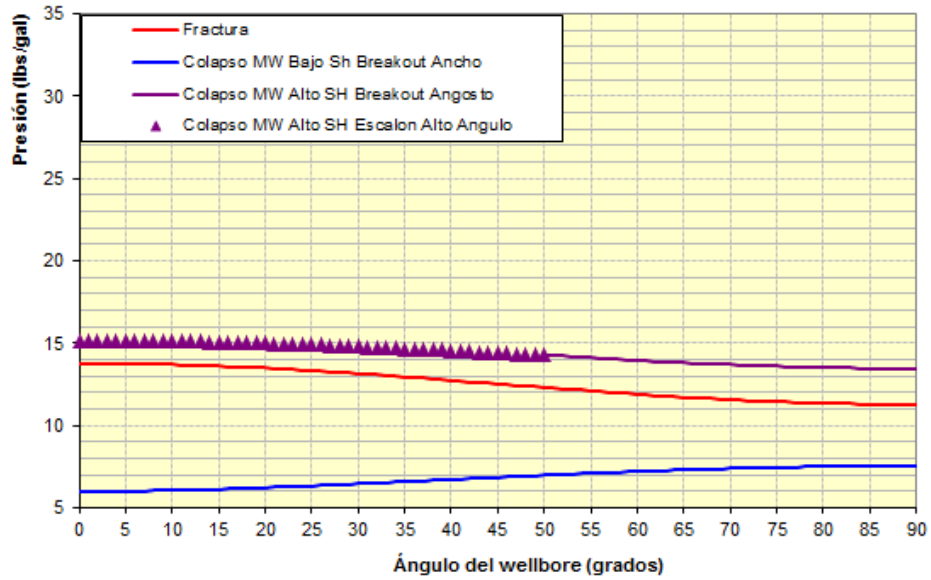


Figura 50. Intervalos seleccionados en el pozo Col 44

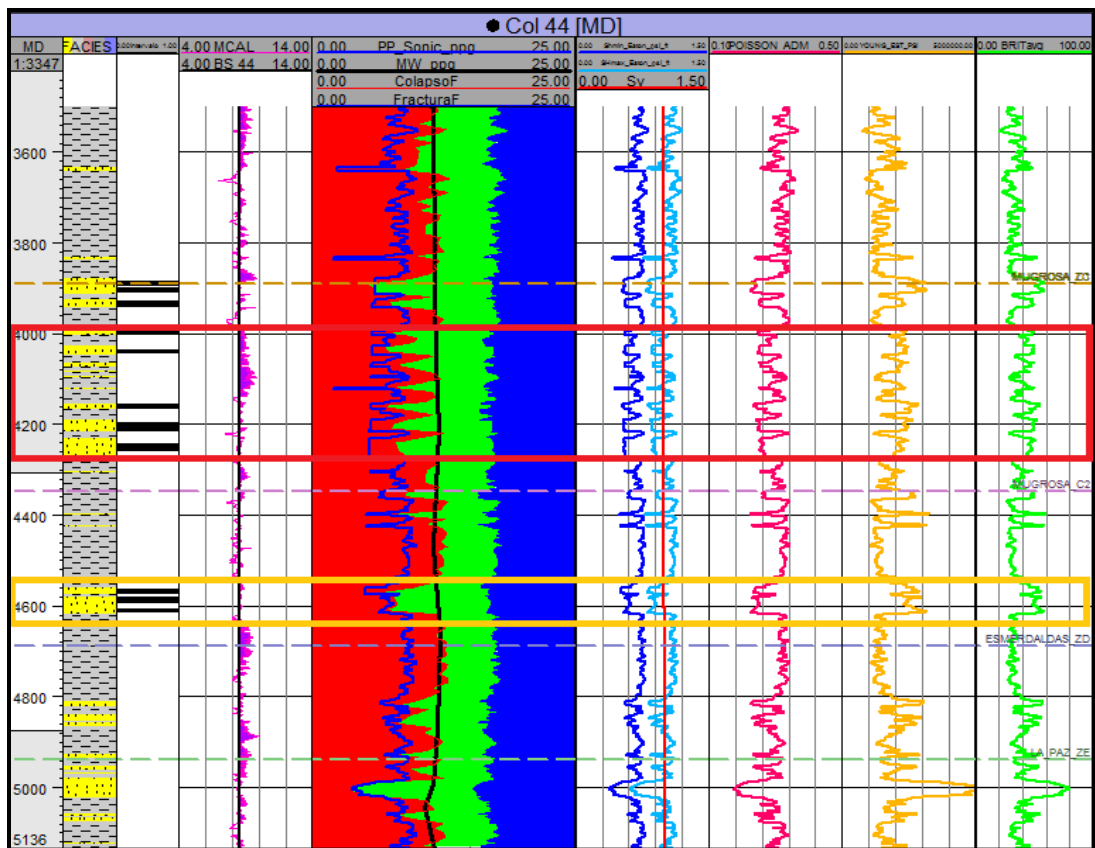


Tabla 18. Información de propiedades geomecánicas y contraste de esfuerzos para el primer intervalo del pozo Col 55

POZO	ZONA	PRESIÓN (Psi)	TOPE (ft)	BASE (ft)	$h_f$ (ft)	$h_n$ (ft)	$T_o$ (Psi)	$S_o$ (Psi)	AFI (°)
COL 55	B	440	2262	2482	220	152	667,56	1399,12	34,31

POZO	ZONA	$S_{hmin}$ (psi/ft)	$S_{hmin}$ (psi/ft)	$S_{hmin}$ (psi/ft)
		ARENA	SELLO SUPERIOR	SELLO INFERIOR
COL 55	B	0,47	0,75	0,74

Figura 51. Criterio de falla inicial Col 55 primer intervalo: falla por tensión

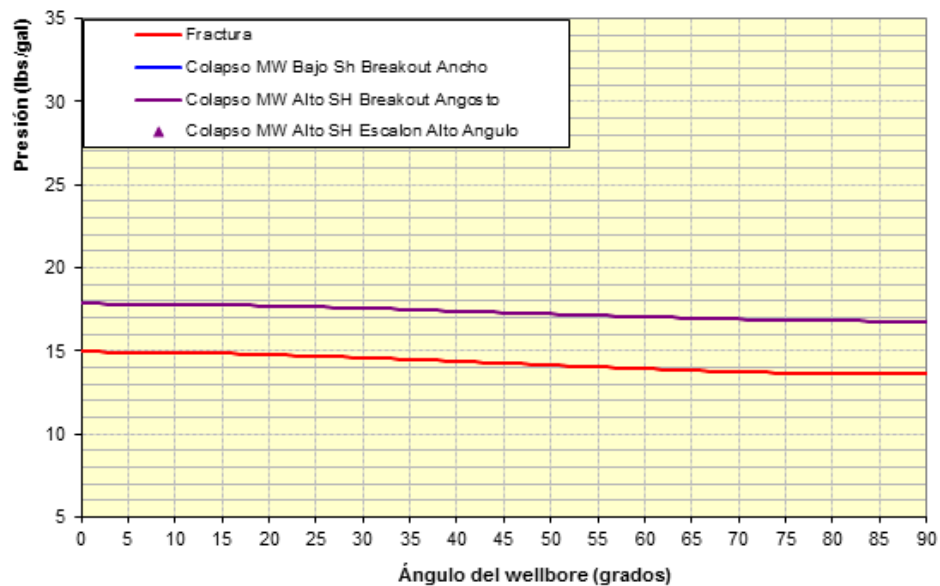


Tabla 19. Información de propiedades geomecánicas y contraste de esfuerzos para el segundo intervalo del pozo Col 55

POZO	ZONA	PRESIÓN (Psi)	TOPE (ft)	BASE (ft)	$h_f$ (ft)	$h_n$ (ft)	$T_o$ (Psi)	$S_o$ (Psi)	AFI (°)
COL 55	C	1200	4641	4868	227	153	898,30	1781,98	36,93

POZO	ZONA	$S_{h\text{mín}}$ (psi/ft)		
		ARENA	SELLO SUPERIOR	SELLO INFERIOR
COL 55	C	0,49	0,73	0,78

Figura 52. Criterio de falla inicial Col 55 segundo intervalo: falla por tensión

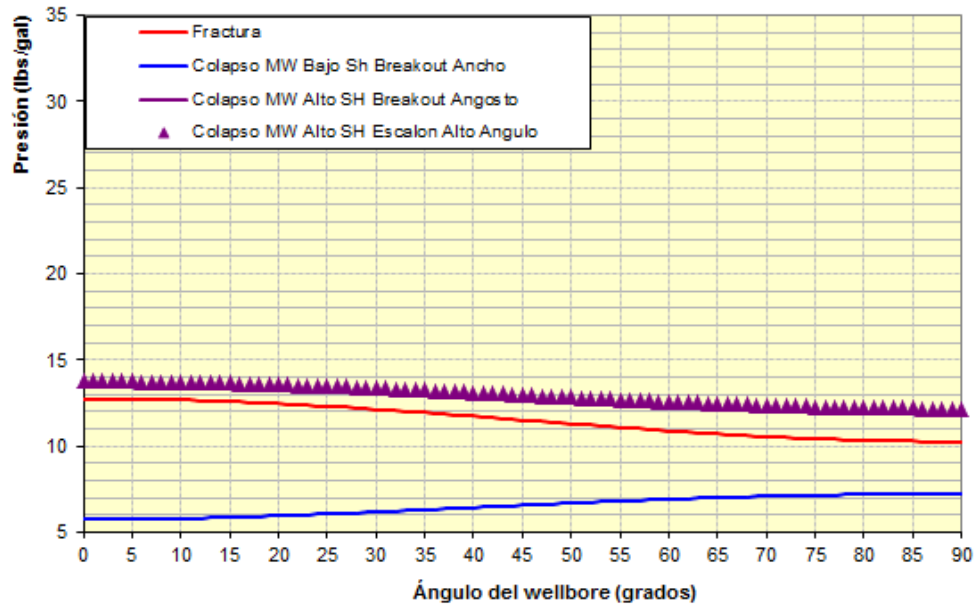


Figura 53. Intervalos seleccionados en el pozo Col 55

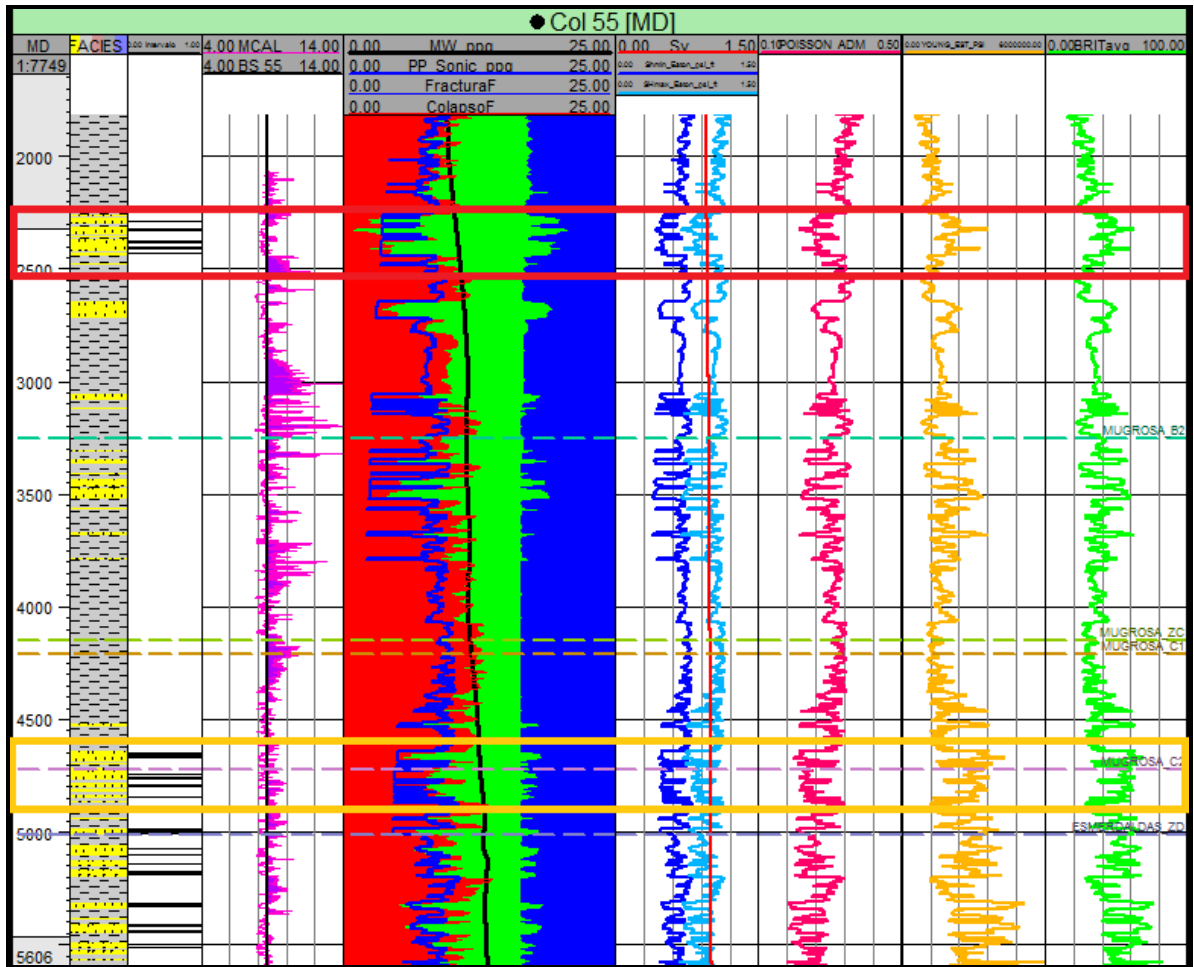
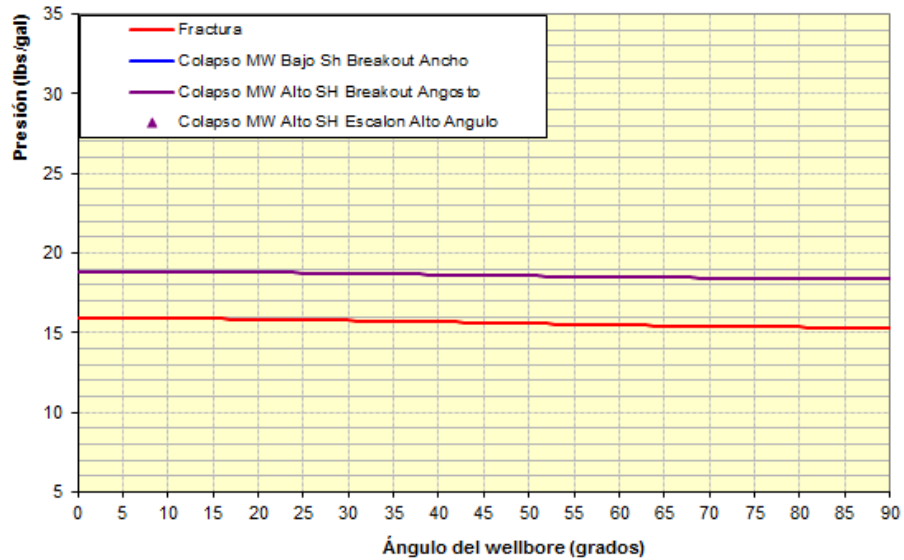


Tabla 20. Información de propiedades geomecánicas y contraste de esfuerzos para el primer intervalo del pozo Col 67

POZO	ZONA	PRESIÓN (Psi)	TOPE (ft)	BASE (ft)	$h_f$ (ft)	$h_n$ (ft)	$T_o$ (Psi)	$S_o$ (Psi)	AFI (°)
COL 67	B	440	2018	2153	135	83	589,27	1232,08	33,98

POZO	ZONA	$S_{h\min}$ (psi/ft)	$S_{h\min}$ (psi/ft)	$S_{h\min}$ (psi/ft)
		ARENA	SELLO SUPERIOR	SELLO INFERIOR
COL 67	B	0,52	0,60	0,74

**Figura 54. Criterio de falla inicial Col 67 primer intervalo: falla por tensión**



**Tabla 21. Información de propiedades geomecánicas y contraste de esfuerzos para el segundo intervalo del pozo Col 67**

POZO	ZONA	PRESIÓN (Psi)	TOPE (ft)	BASE (ft)	$h_f$ (ft)	$h_n$ (ft)	$T_o$ (Psi)	$S_o$ (Psi)	AFI (°)
COL 67	C	1200	3758	3917	159	143	459,02	1007,69	30,07

POZO	ZONA	$S_{h\text{mín}}$ (psi/ft)		
		ARENA	SELLO SUPERIOR	SELLO INFERIOR
COL 67	C	0,58	0,72	0,73

Figura 55. Criterio de falla inicial Col 67 segundo intervalo: falla por tensión

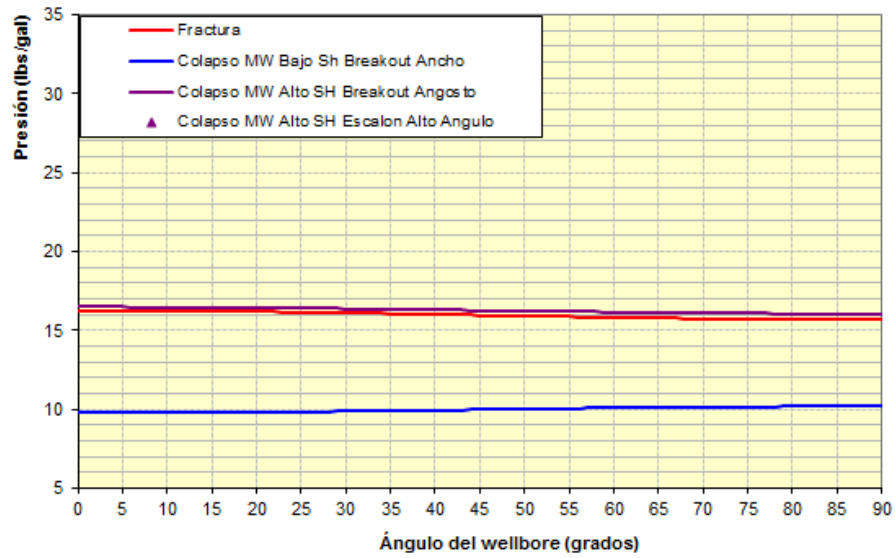
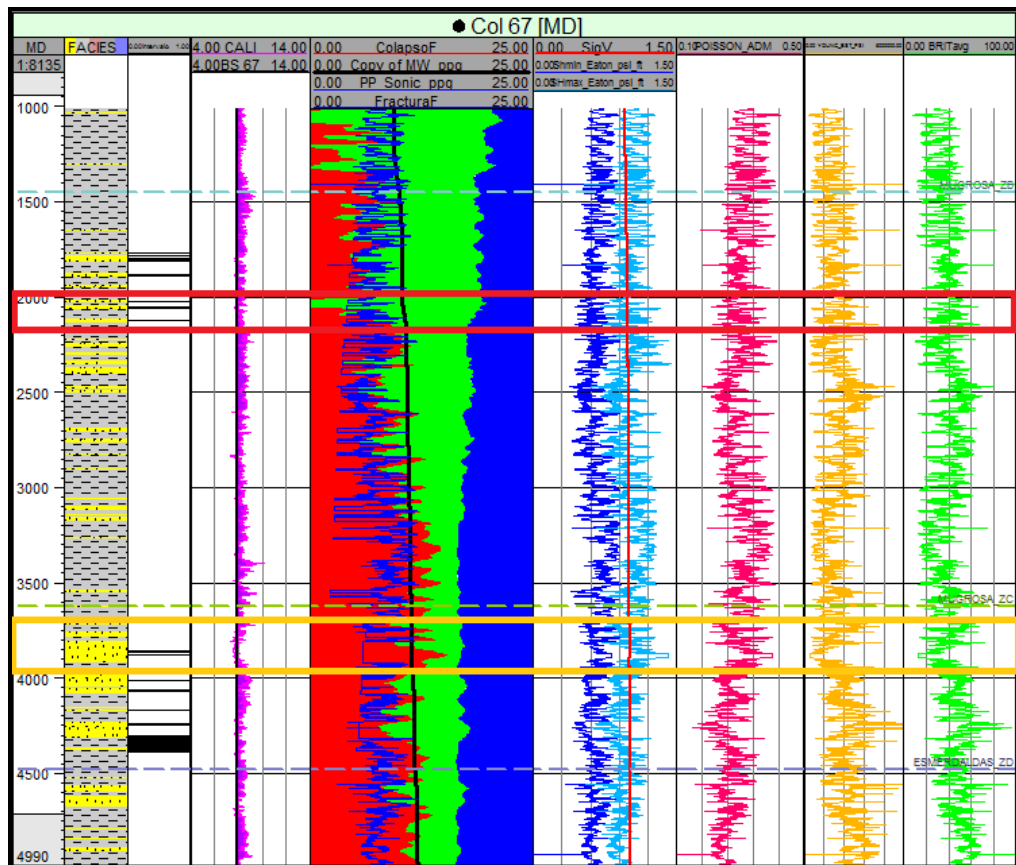


Figura 56. Intervalos seleccionados en el pozo col 67



En base a los resultados anteriores, en los espesores se puede confirmar que todos son viables técnicamente para el tratamiento de estimulación, ya que el análisis de contraste de esfuerzos demuestra que los sellos contendrán la fractura al tener un esfuerzo horizontal mínimo mayor que las arcillas que sirven como barreras para evitar su crecimiento vertical en zonas no deseadas. Además, todos los espesores también cumplen con el criterio de falla al fallar primero por tensión que por cizalla.

El comportamiento de las propiedades mecánicas y el modelo geomecánico en los espesores se comporta según lo esperado teniendo en cuenta las tendencias que cada propiedad debe presentar dependiendo del tipo de litología y presión de poro presente en el punto de interés.

## **4. APLICACIÓN DEL DISEÑO UNIFICADO DE FRACTURA PARA EL DISEÑO DE FRACTURAS HIDRÁULICAS EN CAMPO COLORADO**

A continuación se aplicará la metodología de diseño unificado de fractura descrita en el capítulo 1 a los pozos candidatos para el tratamiento del fracturamiento hidráulico. Para tal fin se definen como datos de entrada para el diseño el tipo y las características del material propante, y los espesores a fracturar.

### **4.1 MATERIAL PROPANTE**

Para realizar un tratamiento de fracturamiento hidráulico es indispensable definir el material propante a utilizar, ya que su selección depende de las condiciones del yacimiento principalmente. Por lo tanto, teniendo en cuenta que los pozos de Campo Colorado son someros, los cuales no superan los 6700 ft de profundidad se ha seleccionado la Arena Ottawa como material propante para el estudio, ya que es uno de los materiales más económicos utilizados en fracturamiento y aplicable en pozos poco profundos. Además, en trabajos de fracturamiento realizados anteriormente en el campo, este fue el material usado como agente de sostén.

**4.1.1 Generalidades de la Arena Ottawa** La arena Ottawa, también conocida como arena del norte, arena blanca o arena Jordan, es extraída principalmente de los depósitos St. Peter, Jordan y Wonewoc, ubicados en el medio oeste en Estados Unidos. Son arenas monocristalinas y tienen granos muy fuertes en comparación con las demás arenas. Se caracterizan por tener alto grado de esfericidad, redondez, blancura, alta pureza y baja solubilidad en ácido.

Algunas propiedades físicas de la arena Ottawa a utilizaren este estudio se describen a continuación<sup>34</sup>:

- ✓ Tamaño mesh: 20/40.
- ✓ Tamaño de la partícula: 0.0350 in.
- ✓ Densidad: 165 lb/ft<sup>3</sup>.
- ✓ Porosidad: 0.4
- ✓ Permeabilidad (Kf): 180 Darcys<sup>35</sup>.

Conociendo el material propante y sus propiedades, además de los espesores seleccionados para el cálculo de diseño unificado de fractura, el siguiente paso es desarrollar la aplicación del UFD.

#### **4.2 APLICACIÓN DEL DISEÑO UNIFICADO DE FRACTURA**

Para el diseño unificado de fractura se realiza el procedimiento explicado en la figura 9 del capítulo 1: como ejemplo, se muestran los cálculos paso a paso para el pozo Col 36 en el primer intervalo con espesor a fracturar de 136 (ft). De la misma forma se calcula para el intervalo restante de dicho pozo y para los demás pozos seleccionados.

Para poder realizar los cálculos del diseño unificado de fractura se debe tener en cuenta algunas propiedades específicas del pozo y del yacimiento, como son:

- ✓ Permeabilidad del yacimiento
- ✓ Radio de drenaje del pozo
- ✓ Espesor neto

---

<sup>34</sup> ECONOMIDES Michael J., HILL A. Daniel, EHLIG-ECONOMIDES Christine, Petroleum Production Systems, 1994.

<sup>35</sup> NORTH ROBERTSON UNIT DEPARTMENT OF ENERGY, Application of Integrated Reservoir Characterization to Optimize Infill Drilling, 1997, p. 9.

- ✓ Radio del pozo
- ✓ Factor Skin

A partir de esta información, el diseño UFD se desarrolla de la siguiente manera:

- 1) Calcular el volumen de drenaje ( ) usando la ecuación 52:

A continuación se pueden observar los volúmenes de drenaje obtenidos para cada espesor evaluado de los 4 pozos en estudio:

**Tabla 22 Cálculo del volumen de drenaje para los espesores evaluados**

POZO	$h_f$	$V_{res}$
	(ft)	(ft <sup>3</sup> )
COL 36	136	3,31E+12
COL 36	93	2,50E+12
COL 44	281	4,47E+12
COL 44	58	1,55E+12
COL 55	220	4,53E+12
COL 55	227	4,56E+12
COL 67	135	2,47E+12
COL 67	159	4,26E+12

- 2) Determinación de la masa óptima de propante. En este proceso se deben tener en cuenta diferentes propiedades del propante seleccionado como son:

- ✓ Masa de propante

- ✓ Porosidad del propante
- ✓ Permeabilidad del propante
- ✓ Densidad del propante

En principio, se evalúa la masa de propante ( $M_p$ ) de 10000 a 100000 lbs para el cálculo de masa óptima a utilizar en cada uno de los espesores. La evaluación se realiza calculando el volumen de inyección ( ), el Número de propante ( $N_p$ ), el índice de productividad máximo adimensional ( $J_{Dmáx}$ ) y finalmente el Folds Of Increase ( $FOI$ ):

a. Cálculo del volumen de inyección ( ) utilizando la ecuación 53:

Donde  $M_p$  es la cantidad de masa de propante (lbs), es la porosidad del propante y es la densidad del propante (lb/ft<sup>3</sup>). Para el caso de  $M_p$  de 10000 lbs:

Se evalúa el volumen de inyección en el rango propuesto de  $M_p$ . Dicho volumen será aplicado a todos los pozos, ya que depende de las propiedades del propante.

**Tabla 23 Evaluación del volumen de inyección para los pozos seleccionados**

Masa de propante (lbs)	Volumen de inyección (ft <sup>3</sup> )
10000	101.01
20000	202.02

30000	303.03
40000	404.04
50000	505.05
60000	606.06
70000	707.07
80000	808.08
90000	909.09
100000	1010.10

b. Cálculo del número de propante ( $N_p$ ): El  $N_p$  es la relación del volumen de fractura (Volumen de inyección) y el volumen de drenaje del yacimiento, ajustado por la permeabilidad del yacimiento y del propante. Se calcula con la ecuación 5:

Para una  $M_p$  de 10000 lbs en el caso del primer intervalo del Col 36:

Para el caso del primer intervalo del Col 36 se obtuvieron los siguientes números de propante ( $N_p$ ):

**Tabla 24 Número de propante para el primer intervalo de 136 ft del pozo Col 36**

Masa de propante (lbs)	$N_p$ (Adimensional)
10000	3,57E-06
20000	7,15E-06
30000	1,07E-05
40000	1,43E-05

50000	1,79E-05
60000	2,14E-05
70000	2,50E-05
80000	2,86E-05
90000	3,22E-05
100000	3,57E-05

c. Cálculo el índice de productividad máximo adimensional ( $J_{Dmáx}$ ): Economides encontró que para un valor de  $N_p$ , existe un  $J_{Dmáx}$  que permite maximizar el largo y ancho de fractura. Para el caso de los pozos de Campo Colorado todos tienen un valor de  $N_p < 0.1$ , por lo tanto, se usa la ecuación 15:

Para una  $M_p$  de 10000 lbs:

Los valores obtenidos para el primer intervalo de 136 ft de Col 36 son:

**Tabla 25 Índice de productividad adimensional máximo para intervalo de 136 ft del pozo Col 36**

Masa de propante (lbs)	$J_{Dmáx}$ (Adimensional)
10000	0,138
20000	0,145
30000	0,149
40000	0,152
50000	0,155
60000	0,157

70000	0,159
80000	0,161
90000	0,162
100000	0,164

d. Cálculo del Folds Of Increase (FOI): El FOI indica en cuanto se incrementa la productividad una vez realizado el tratamiento. Para obtener este valor, es necesario determinar el índice de productividad antes del tratamiento ( $J_{pre}$ ), el cual tiene en cuenta el factor skin. El  $J_{pre}$  se calcula con la ecuación 11:

Una vez se tiene el  $J_{pre}$ , el FOI se calcula mediante la ecuación 20:

Para una  $M_p$  de 10000 lbs, en el ejemplo presentado:

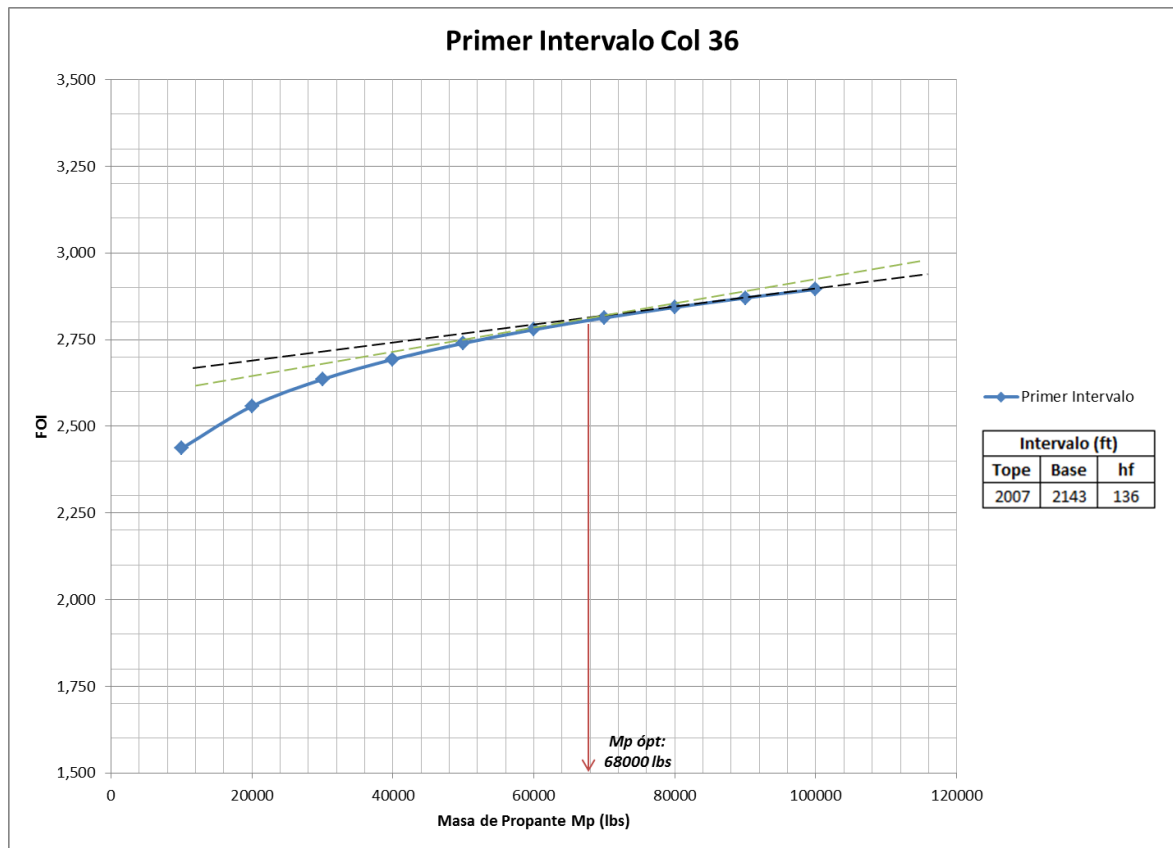
Donde el  $J_{max}$  es el índice de productividad adimensional máximo y  $J_{skin}$  es el índice de productividad adimensional con el factor skin, teniendo en cuenta el factor skin. Para el caso aplicado y teniendo en cuenta que  $J_{skin}$  será diferente dependiendo de la masa de propante que se use, se tiene:

**Tabla 26 FOI para el primer intervalo de 136 ft del pozo Col 36**

Masa de propante (lbs)	FOI (Adimensional)
10000	2,44
20000	2,56
30000	2,64
40000	2,69
50000	2,74
60000	2,78
70000	2,81
80000	2,84
90000	2,87
100000	2,90

e. Cálculo de la masa óptima de propante ( $M_p$ ): Con los cálculos obtenidos anteriormente, se procede a calcular la masa óptima de propante para cada espesor seleccionado, a partir de una gráfica de FOI vs  $M_p$ :

**Figura 57 Determinación de la masa de propante óptima para primer intervalo de 136 ft del pozo Col 36**



Como se puede observar, se traza una línea sobre la gráfica donde no cambia la tendencia del FOI al aumentar la Mp (línea negra), y otra línea tangente al punto de máxima curvatura (línea verde). El punto de corte entre estas dos líneas determina la masa de propante óptima para el intervalo en estudio, señalada con la línea roja. Si se usa una mayor cantidad de propante, se tendrán pérdidas desde el punto de vista económico, debido a que el índice de productividad no aumentará lo suficiente para compensar la mayor cantidad de propante. Para este caso, se tiene que con una masa de 68000 (lbs) se pueden obtener los resultados óptimos para el tratamiento de fracturamiento hidráulico.

De la misma forma se realiza el procedimiento para el intervalo restantes de Col 36 y para los demás pozos seleccionados, los cuales se muestran en el Anexo 2. A continuación se resumen los valores de masa óptimos y el índice de productividad óptimo para los pozos en estudio.

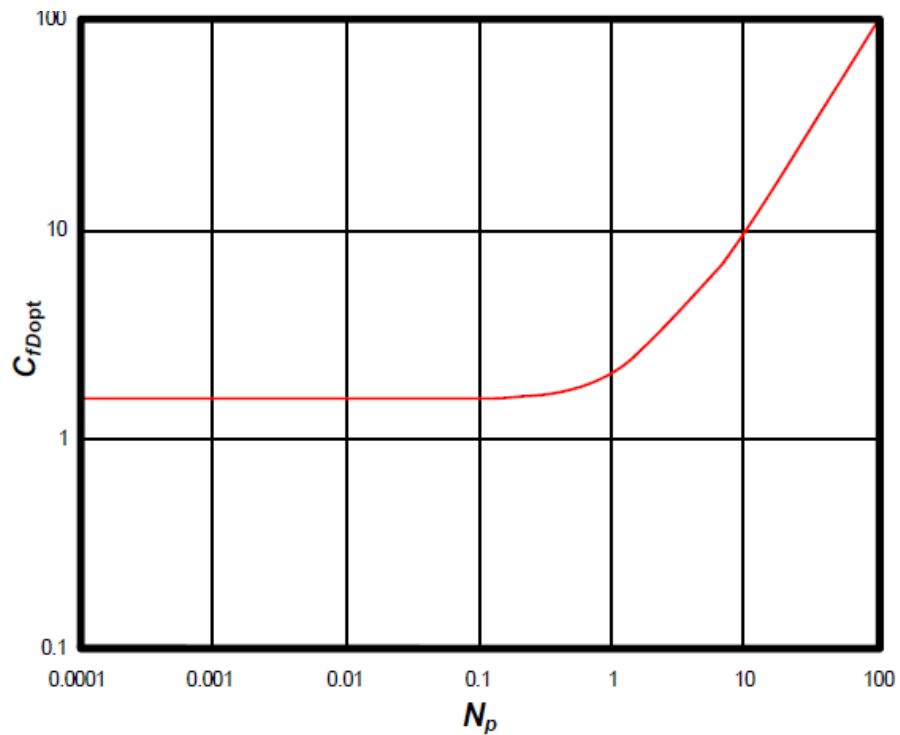
**Tabla 27 Cantidad de masa de propante e índice de productividad adimensional óptimos para cada intervalo seleccionado**

DATOS ÓPTIMOS DE FRACTURA UFD						
POZO	TOPE	BASE	hf	Mp ópt	FOI	Jb <sub>ópt</sub>
	(ft)	(ft)	(ft)	(lbs)	(Adimen)	(Adimen)
COL 36	2007	2143	136	68000	2,81	0,159
COL 36	2309	2402	93	60000	2,86	0,162
COL 44	3993	4274	281	70000	2,69	0,161
COL 44	4560	4618	58	58000	3,03	0,181
COL 55	2262	2482	220	68000	3,02	0,161
COL 55	4641	4868	227	68000	3,03	0,162
COL 67	2018	2153	135	64000	3,29	0,160
COL 67	3758	3917	159	66000	3,42	0,167

3) Calcular el índice de conductividad adimensional (Cfd): se calcula en función del valor de Np. Para todos los pozos seleccionados el valor del Np es menor a 0.1. Según la teoría UFD, cuando el Np es menor a 0.1 se debe asumir que la conductividad de fractura adimensional es de  $1.6^{36}$ . Por lo tanto, este será el valor usado en todos los intervalos en estudio.

<sup>36</sup> A.N. Martin, BJ services, Economides J.M., University of Houston. Best practices for candidate selection, design and evaluation of hydraulic fracture treatments. Paper SPE135669. 2010. p.6.

**Figura 58 Relación entre el número de propante ( $N_p$ ) y la conductividad de fractura adimensional óptima**



FUENTE: Modificado de A.N. Martin, BJ services, Economides J.M. Best practices for candidate selection, design and evaluation of hydraulic fracture treatments. Paper, SPE135669, 2010.

4) Cálculo de la longitud y ancho óptimo (  $L_{opt}$  y  $W_{opt}$  ): Por medio de las ecuaciones 21 y 22, se calcula la longitud y ancho óptimo de fractura para cada masa evaluada en función del espesor a fracturar, el  $C_{fd}$ , la permeabilidad del propante y del yacimiento, y el volumen de propante para un ala de fractura ( $V_f$ ):

El volumen de propante para un ala de la fractura es igual a:

De esta forma para el caso del intervalo de 136 ft de Col 36 se tiene:

A continuación se pueden observar los valores obtenidos para la masa óptima calculada para los espesores seleccionados:

**Tabla 28 Largo y ancho óptimos de fractura para la masa óptima de los intervalos seleccionados**

DATOS ÓPTIMOS DE FRACTURA UFD				
POZO	hf	Mp ópt	Xf ópt	Wf ópt
	(ft)	(lbs)	(ft)	(in)
COL 36	136	68000	336,43	0,090
COL 36	93	60000	382,16	0,102
COL 44	281	70000	367,15	0,041
COL 44	58	58000	735,61	0,082
COL 55	220	68000	374,83	0,050
COL 55	227	68000	383,05	0,047
COL 67	135	64000	358,14	0,080
COL 67	159	66000	454,85	0,055

De esta forma se tiene la geometría óptima de fractura a partir del diseño unificado de fractura para cada intervalo de los pozos seleccionados.

## **5 EVALUACIÓN FINANCIERA DE LOS POZOS CANDIDATOS PARA EL DISEÑO UNIFICADO DE FRACTURA**

Como es sabido, para la realización de cualquier proyecto debe haber en principio una inversión para su desarrollo, lo cual hace indispensable encontrar la mejor inversión que ofrezcan en el mercado. Por ende, es necesario el uso de diferentes

métodos o variables que conlleven a los cálculos que definen la mejor inversión. En este capítulo se utilizan variables económicas como el Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Tiempo de repago (Payback Time) y Relación Beneficio/Costo (B/C), todo con el fin de determinar si hay rentabilidad o no del tratamiento de fracturamiento con un diseño unificado de fractura en Campo Colorado para los pozos seleccionados. Se debe tener en cuenta que la viabilidad financiera se define a partir del potencial incremental de los pozos, ya que éste potencial es el que pagará el tratamiento.

## **5.1 INDICADORES ECONÓMICOS PARA LA EVALUACIÓN DEL PROYECTO**

Para entender el procedimiento de evaluación financiera, se requiere conocer los conceptos en detalle de los indicadores que permiten el desarrollo del proyecto.

- ✓ Valor Presente Neto (VPN): consiste en calcular el valor presente del flujo de ingresos futuros esperados durante la evaluación del proyecto, menos el costo la inversión inicial. El VPN dependerá de una tasa de interés que se descuenta dependiendo del periodo de evaluación. Por tanto, a menor tasa de interés, mayor será el VPN y, mayor rentabilidad del proyecto. Es importante tener en cuenta que cuando el VPN es igual a 0, el proyecto no generará utilidades; cuando es negativo, el proyecto debe rechazarse debido a que no alcanzaría a pagarse el proyecto; y cuando es positivo, el proyecto es viable.
- ✓ Tasa Interna de Retorno (TIR): es un indicador económico que se usa para calcular la tasa de interés a la cual la inversión inicial del proyecto es igual a las ganancias totales del proyecto, es decir, cuando el VPN es igual a 0.
- ✓ Tiempo de repago (Payback Time): es el tiempo en el cual las ganancias netas del proyecto son iguales a la inversión inicial. Entre menor tiempo de repago, el proyecto será más atractivo y rentable, pero se deben tener en cuenta

las condiciones externas de la industria donde se esté evaluando el proyecto, como pueden ser políticas económicas o ambientales.

✓ Relación Beneficio/Costo (B/C): es la relación entre los ingresos y egresos del proyecto para determinar cuáles son los beneficios por cada peso invertido. Cuando la relación es mayor de 1, el proyecto es viable; cuando es igual a 1, el proyecto no se tendrá en cuenta ya que no generará beneficios. Cuando la relación es menor que 1, no se tendrá en cuenta ya que generará mayores gastos que beneficios.<sup>37</sup>

✓ Tasa Interna de Oportunidad (TIO): es la tasa de interés mínima a la que el inversionista está dispuesto a ganar al invertir en un proyecto. Para ECOPETROL, que es la compañía inversionista de Campo Colorado, la TIO es del 12%.

Para el cálculo de los indicadores financieros se deben conocer unas variables del campo y de costos como son:

✓ Inversión inicial (CAPEX): la inversión inicial son los costos de los trabajos necesarios para cumplir el pronóstico de producción. La inversión inicial para un tratamiento de fracturamiento hidráulico teniendo en cuenta equipos, operación y materiales a utilizar, varía de acuerdo a la profundidad del pozo, al tipo de roca presente en el yacimiento y a los espesores a cañonear. La ecuación que representa la inversión inicial es:

$$\begin{aligned} \text{Inversión inicial o neta} = & \text{Costos de desarrollo} \\ & + \text{Costos de promoción} \\ & + \text{Costos de construcción} \\ & + \text{Costos de instalación} \end{aligned}$$

---

<sup>37</sup> Enciclopedia Financiera. [En línea]. Disponible en: <http://www.encyclopediainanciera.com/indicadores-financieros.htm>

+ *Costos de entrenamiento*

- *Ganancia neta por la venta del bien usado* (55)

- ✓ Inversión operativa (OPEX): son los costos operacionales que se requieren para producir y vender el crudo incremental.
  
- ✓ Precio de venta de crudo (PVC): es el valor en dólares por cada barril producido en el campo, dependiendo de la calidad del mismo y las especificaciones de venta requeridas.
  
- ✓ Regalías (RGL): las regalías es el pago que realizan las compañías petroleras al Estado por explotar los yacimientos de petróleo en Colombia. Según la ley 756 del 2002, las regalías se pagan de acuerdo a la producción en boca de pozo de la siguiente manera:

**Tabla 29 Pago de Regalías en Colombia**

<b>ESCALA PARA PAGO DE REGALÍAS EN COLOMBIA (CRUDO LIVIANO Y SEMILIVIANOS)</b>	
<b>PRODUCCIÓN DIARIA POMEDIO MES</b>	<b>PORCENTAJE</b>
Producción diaria ≤ 5000 BPD	8%
Producción diaria mayor a 5 KBPD y ≤ 125 KBPD	X%
Producción diaria mayor a 125 KBPD y ≤ 400 KBPD	20%
Producción diaria mayor a 400 KBPD y ≤ 600 KBPD	Y%
Producción diaria mayor a 600 KBPD	25%

FUENTE: Modificado de Congreso de la República de Colombia. Ley 756 de Regalías. Bogotá D.C., 2002.

Donde,

Para el caso de Campo Colorado, el pago de regalías al Estado es del 20%, porcentaje el cual fue pactado según lo establecido entre la compañía Ecopetrol y la Univesidad Industrial de Santander en el convenio entre las mismas.

- ✓ Impuesto de renta: es un impuesto de orden nacional, que grava los rendimientos a las rentas y tiene en cuenta los resultados económicos durante un periodo de un año normalmente. En Colombia, el impuesto está entre el 34 y 35%. Este impuesto se le aplica al total de los ingresos menos los costos de operación, mantenimiento y depreciación. Para este proyecto se usará el impuesto de renta mensual (IRM).<sup>38</sup>
- ✓ Lifting Cost (LC): Es el costo por producción de cada barril de petróleo, tratarlo y disponer de él para venta.
- ✓ Producción neta (Q Neta): Es la producción de los intervalos candidatos antes del tratamiento.
- ✓ Producción Incremental (Q Incremental): Es la producción incremental de los intervalos candidatos al realizar el tratamiento con UFD.

---

<sup>38</sup> CONTRERAS, D. Impuesto de renta Colombia. [En línea]. Disponible en: <http://inflacion.com.co/impuesto-de-renta-colombia.html>

- ✓ Tasa de declinación mensual (TDM): La declinación es la disminución de la capacidad de producción de un yacimiento, debido a la disminución de la energía interna de este.
- ✓ Producción diferida: es la cantidad de producción de petróleo que se dejará de producir en el tiempo en el cual se interviene el pozo para realizar el tratamiento de fracturamiento hidráulico.
- ✓ Ingresos: son las ganancias totales obtenidas a partir del petróleo incremental. Se calcula por medio de la siguiente ecuación:

## 5.2 CÁLCULO DEL POTENCIAL INCREMENTAL

Para el desarrollo del proyecto se debe calcular el potencial incremental en superficie con el fin de elaborar la evaluación financiera. Es importante entonces, conocer la producción que aporta el pozo en fondo cuando se realiza la fractura, para luego obtener la producción en superficie y así poder calcular el potencial incremental. Para ello, se deben tener en cuenta las variables para poder calcular la producción en fondo de pozo después de fractura. En principio se requiere conocer propiedades del yacimiento como se muestra en la siguiente tabla:

**Tabla 30 Propiedades del yacimiento para cálculo de producción en fondo después de fractura del pozo Col 36**

### PROPIEDADES DEL YACIMIENTO

PROPIEDAD	SÍMBOLO	UNIDAD	MAGNITUD
Presión del yacimiento	$\dot{P}$	(psig)	1200

Presión de fondo fluyendo	Pwf	(psig)	419,9
Espesor neto	hneto	(ft)	111
Radio de drenaje	re	(ft)	97403,12
Radio del pozo	rw	(ft)	0,3594
Viscosidad del aceite	$\mu_o$	(cp)	1,64
Factor volumétrico del aceite	Bo	(RB/STB)	1,091

A su vez, las propiedades de la masa de propante y los cálculos del UFD son fundamentales para calcular dicha producción. Dichas propiedades son:

**Tabla 31 Datos del UFD para cálculo de producción en fondo después de fractura del pozo Col 36**

**PROPIEDADES DE UFD**

PROPIEDAD	SÍMBOLO	UNIDAD	VALOR
Masa de Propante óptimo para las dos alas		(lbs)	68000
Folds of increase of PI		Adimensional	2,81
Factor Skin		Adimensional	5,93
Permeabilidad de la formación		(mD)	2,51
Permeabilidad de la fractura		(mD)	180000
Ancho de fractura óptimo		(ft)	0,0901
Longitud de fractura óptima		(ft)	336,43
Fcd		Adimensional	19,2
Conductividad de la fractura		(md-ft)	16213,13
Rw'/Xf Gráfica de Prat's		Adimensional	0,26
Radio efectivo del wellbore		(ft)	87,47

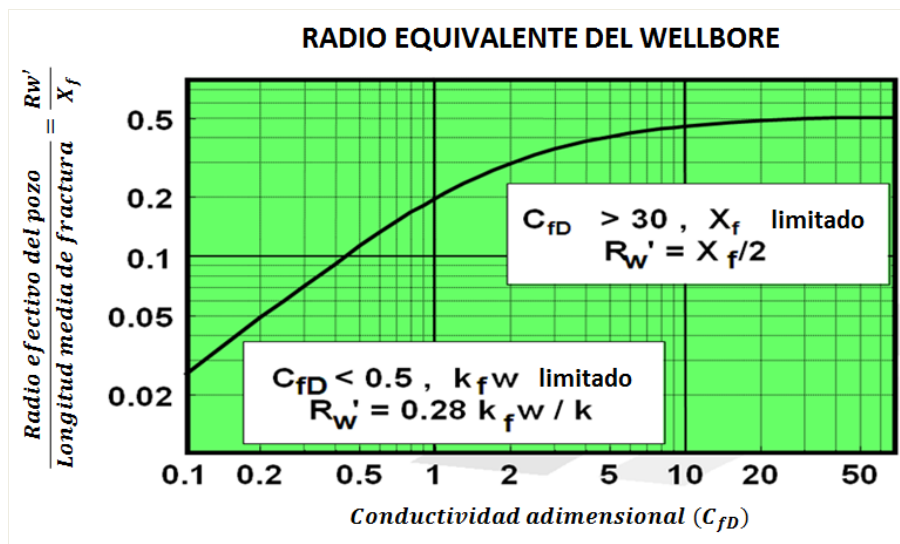
Como se muestra en la tabla, a partir de los valores óptimos calculados en el UDF se realizan cálculos de parámetros, que ayudan a encontrar el valor del potencial

incremental. El primer parámetro es el  $C_{fD}$ , el cual se describe como la relación de la capacidad de la formación para llevar los fluidos hacia la fractura, con respecto a la capacidad de la fractura para llevar a los fluidos hacia la formación:

Para el caso del intervalo de 111 (ft) del pozo Col 36:

A partir de esta variable, se puede calcular la relación entre el radio efectivo del wellbore con respecto a la longitud óptima de la fractura  $R_w' / X_f$ , por medio de la gráfica de Prat's:

**Figura 59 Gráfica de Prat's para el cálculo de**



FUENTE: Prats, M. Effect of Vertical Fractures on Reservoir Behavior-Incompressible Fluid Case SPE 1575-G.

Prats<sup>39</sup> (1961) introdujo el concepto de radio equivalente del “wellbore” resultante de un tratamiento de fractura. A su vez, demostró que, excepto para la extensión de la fractura, todas las variables de fractura afectan la rendimiento del pozo solamente a través de la cantidad combinada de conductividad de fractura adimensional. Por lo tanto, la gráfica de Prats se utiliza para números de propante bajos y moderados  $< 0.1$ , del desarrollo de un diseño UFD.

Para todos los pozos en estudio, el cálculo del  $\lambda$  fue mayor de 2. Por lo tanto, se utilizó la gráfica de Prats para todos los espesores de los pozos. A su vez, como se indicó en el capítulo 3, la conductividad adimensional de la fractura ( $C_{FD}$ ) para cada espesor será igual a 1.6, ya que los valores del Número de Propante ( $N_p$ ) son menores a 0.1. Así que, la relación  $\lambda = 1.6 C_{FD}$  para todos los casos.

Obteniendo la relación  $\lambda = 1.6 C_{FD}$  se calcula el radio efectivo del wellbore multiplicando por la longitud óptima de fractura:

Para el caso del intervalo de 111 (ft) del pozo Col 36:

---

<sup>39</sup> Prats, M. Effect of Vertical Fractures on Reservoir Behavior-Incompressible Fluid Case, SPE 1575-G, p. 105-118, 1961. p. 2.

Con los resultados de las variables calculadas, se procede a calcular el potencial incremental de cada espesor seleccionado en los pozos por medio de la siguiente ecuación de Darcy:

La ecuación tiene en cuenta el radio efectivo del wellbore, el cual se calculó anteriormente teniendo en cuenta los resultados del UFD.

El potencial incremental en fondo se realiza para cada espesor a fracturar en el pozo, para después sumar la producción incremental en fondo total de cada pozo. Para el caso del pozo Col 36, se tienen 2 espesores netos seleccionados, de 111 (ft) y 84 (ft) respectivamente. En la tabla 32 se resumen los datos de producción obtenidos en el pozo Col 36.

**Tabla 32 Producción en fondo con fracturas del pozo Col 36**

<b>COLORADO 36</b>			
<b>CÁLCULO DEL CAUDAL CON FRACTURA PRIMER INTERVALO</b>			
<b>PROPIEDAD</b>	<b>SÍMBOLO</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>VALOR</b>
Espesor neto	h	(ft)	111
Producción con Fractura	$Q_f$	(bls/día)	58,61
<b>CÁLCULO DEL CAUDAL CON FRACTURA SEGUNDO INTERVALO</b>			
<b>PROPIEDAD</b>	<b>SÍMBOLO</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>VALOR</b>
Espesor neto	h	(ft)	84
Producción con Fractura	$Q_f$	(bls/día)	45,17
<b>Producción con fractura en fondo de pozo (bls/día)</b>			<b>103,78</b>

Conociendo la producción total con fractura en fondo de pozo, se calcula el potencial incremental después del tratamiento, teniendo en cuenta que el yacimiento ya se ha depletado y está produciendo en dos fases:

Donde  $J^*$  se calcula por medio de la siguiente ecuación:

Para el pozo Col 36 el potencial incremental es:

El potencial incremental de los pozos seleccionados se muestra en la tabla 33.

**Tabla 33 Potencial incremental de los pozos seleccionados**

POZO	$J^*$	J
------	-------	---

COL 36	0,110	0,130
COL 44	0,050	0,123
COL 55	0,081	0,216
COL 67	0,092	0,190

La evaluación financiera se realizará de manera comparativa con dos escenarios: un primer escenario o escenario base el cual será con respecto a la producción actual del pozo, y un segundo escenario o escenario con tratamiento el cual tendrá en cuenta la producción incremental del tratamiento con UFD. Entonces, con la producción con fractura en fondo de pozo, se debe calcular la producción con fracturas en el separador para poder realizar la comparación de los escenarios.

Para este cálculo se tuvo en cuenta las pérdidas de fluido por la caída de presión desde la presión de fondo fluyendo hasta la presión del separador. Según estudios de Campo Colorado, se asume que a partir del caudal de descargue de la bomba, en condiciones actuales del pozo, se definió que desde el fondo del pozo fluyendo hacia el separador, teniendo en cuenta las pérdidas de presión por fricción en la tubería y la línea de flujo, por el choke, y por válvulas de seguridad, entre otras, las pérdidas de caudal son de 12 barriles/día.<sup>40</sup>

Para el tratamiento, por los trabajos de workover y la operación de los equipos en el proceso, se tendrá en cuenta en la inversión inicial el cambio de la bomba por una bomba nueva, la cuál trabajará con un 85% de eficiencia, teniendo en cuenta principalmente la calidad del crudo. Por lo tanto, el cálculo de la producción con fractura en el separador se calcula de la siguiente manera:

---

<sup>40</sup> DALLOS, H. MENDOZA N. Optimización de la producción en pozos con Bombeo Mecánico utilizando una herramienta no convencional para ajustar el desplazamiento del pistón dentro de la bomba, aplicación Campo Colorado. Trabajo de Grado. UIS. 2013. p.122.

A partir de la producción actual del pozo y el cálculo de la producción con fracturas en el separador, se calcula la producción incremental:

Los cálculos de producción incremental y el porcentaje incremental en separador para cada pozo, se muestran en la tabla 26:

**Tabla 34 Producción Incremental con fractura para los pozos seleccionados**

<b>PRODUCCIÓN INCREMENTAL POZO COL 36</b>			
<b>PROPIEDAD</b>	<b>SÍMBOLO</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>VALOR</b>
Producción actual	Q	(bls)	25,00
Producción con fracturas	Qf	(bls)	76,22
Producción incremental	Qincrem	(bls)	51,22
Porcentaje incremental	%Increm	(%)	204,87

<b>PRODUCCIÓN INCREMENTAL POZO COL 44</b>			
<b>PROPIEDAD</b>	<b>SÍMBOLO</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>VALOR</b>
Producción actual	Q	(bls)	39,00
Producción con fracturas	Qf	(bls)	81,40
Producción incremental	Qincrem	(bls)	42,40
Porcentaje incremental	%Increm	(%)	108,71

<b>PRODUCCIÓN INCREMENTAL POZO COL 55</b>			
<b>PROPIEDAD</b>	<b>SÍMBOLO</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>VALOR</b>
Producción actual	Q	(bls)	32,00
Producción con fracturas	Qf	(bls)	108,94

Producción incremental	Q <sub>inc</sub>	(bls)	76,94
Porcentaje incremental	% <sub>inc</sub>	(%)	240,43

<b>PRODUCCIÓN INCREMENTAL POZO COL 67</b>			
<b>PROPIEDAD</b>	<b>SÍMBOLO</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>VALOR</b>
Producción actual	Q	(bls)	55,00
Producción con fracturas	Q <sub>f</sub>	(bls)	149,17
Producción incremental	Q <sub>inc</sub>	(bls)	94,17
Porcentaje incremental	% <sub>inc</sub>	(%)	171,23

Al realizar el análisis financiero es importante tener una predicción del comportamiento futuro de producción. En ese sentido, el análisis de curvas de declinación de producción representa la herramienta más útil y rápida para predecir de manera aproximada la capacidad de producción de los pozos. Se fundamenta en que los factores que han afectado la producción en el pasado los continuarán haciendo en el futuro.<sup>41</sup> Existen tres tipos de curvas de declinación: hiperbólica, exponencial y armónica. Para este estudio se usará la curva de declinación de tipo exponencial, ya que es la más usada porque los parámetros son fáciles de determinar y dan una respuesta más concreta de la producción futura. Se dice que la declinación es exponencial cuando la tasa de declinación nominal es constante. Esta producción se calcula con la siguiente ecuación:

Donde,

= Producción al tiempo t (bls/día)

---

<sup>41</sup> NIND, T.E.W. Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros. 1987 p. 54-58.

= Producción actual del pozo (bls/día)

= Tasa de declinación mensual actual del campo (Fracción)

= periodo de evaluación (meses)

Esta es la ecuación para calcular el primer escenario o escenario base que es el estado actual del pozo. Para realizar la evaluación, se realizó el cálculo de la tasa de declinación mensual del campo basada en reportes de producción de Campo Colorado, del segundo semestre del año 2012 con la ecuación exponencial. La tasa de declinación mensual de Campo Colorado es de 0,106 (Fracción).

Ahora, se requiere evaluar el tiempo en el cuál se mantiene la producción incremental. Para determinar el tiempo, se debe conocer la tasa de declinación mensual de la producción incremental, la cual se calcula aplicando la siguiente ecuación:

Donde,

= Tasa de declinación de la producción incremental (Fracción)

= Tasa de declinación de la producción actual (Fracción)

= Producción incremental (BlS/día)

= Producción actual (BlS/día)

Despejando, la tasa de declinación de la producción incremental, para el pozo Col 36 es:

Utilizando entonces la ecuación exponencial se calcula el tiempo que durará la producción incremental.

Para el pozo Col 36:

Con la producción incremental y el tiempo que durará dicha producción calculado para cada pozo seleccionado, se debe realizar la evaluación financiera para el tratamiento de fracturamiento teniendo en cuenta el UFD. En la siguiente tabla se muestran la tasa de declinación mensual y el tiempo de producción incremental de cada pozo seleccionado.

**Tabla 35 Tasa de declinación mensual y tiempo de producción incremental de los pozos seleccionados.**

<b>POZO</b>	<b>TASA DECLINACIÓN</b>	<b>TIEMPO</b>
	<b>(Fracción)</b>	<b>(Meses)</b>
COL 36	0,32	5,13
COL 44	0,22	6,39
COL 55	0,36	4,81
COL 67	0,29	5,50

### 5.3 EVALUACIÓN FINANCIERA DEL DISEÑO UNIFICADO DE FRACTURA

Como se dijo al principio de este capítulo, lo más importante para realizar un tratamiento, es su inversión inicial y los gastos generados en el desarrollo del mismo, con el fin de buscar su rentabilidad. Por ende, se evalúa el potencial incremental por pozo utilizando los costos del tratamiento como la masa de propante, los equipos necesarios, el fluido fracturante, entre otros; teniendo en cuenta los indicadores financieros (VPN, TIR, Pay Back, Relación beneficio/costo). En principio se establece la inversión inicial del proyecto, donde se incluyen las herramientas fundamentales para la ejecución de un tratamiento de fracturamiento hidráulico en un pozo. A continuación se muestra la tabla para el pozo Col 36 con los costos más económicos del mercado, con el fin de encontrar la mayor rentabilidad para el proyecto:

**Tabla 36 Inversión inicial del pozo Col 36.**

**CAPEX COSTO TOTAL TRATAMIENTO FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO  
COLORADO 36**

SERVICIO	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
Movilización equipo de W.O.	unidad	1	12.400,00	14.384,00
Tarifa de equipo	dia	5,52	11.500,00	73.636,80
Fracturamiento	ope	1	106.000,00	122.960,00
Unidad de Slick Line	ope	1	7.258,00	8.419,28
Alquiler empaques RBP y RTTS	ope	1	13.731,00	15.927,96
Material Propante (Arena Ottawa)	sacos	130	63,00	9.500,40

Company Man	unidad	5,52	1.108,00	7.094,75
Transporte Company Man	unidad	5,52	215,00	1.376,69
Fluido Control-Unidad Filtración	unidad	1	20.225,00	23.461,00
Bomba desarenadora	ope	1	5.324,00	6.175,84
Bomba Mecánica Completamiento Final	unidad	1	12.000,00	13.920,00
Varilla nueva	unidad	101	60,00	7.029,60
Tubería 3 1/2" Nueva	pie	2510	10,00	29.116,00
<b>COSTO ESTIMADO (IVA INCLUIDO) USD \$</b>				<b>333.002,31</b>

Como se observa en la tabla, la inversión inicial se realiza teniendo en cuenta todos los intervalos seleccionados para la aplicación del tratamiento.

Después de realizar la inversión inicial, se analiza si el proyecto tiene gastos generados durante el desarrollo del mismo. Para los pozos de Campo Colorado, el OPEX o los costos operativos se muestran en la tabla 37:

**Tabla 37 Costos operativos para los pozos de Campo Colorado**

**OPEX COSTOS OPERATIVOS CAMPO COLORADO**

SERVICIO	UNIDAD	COSTO
Precio neto del crudo Colorado	USD/BLS	105,15
Impuesto de Renta	%	2,83
Regalías	%	20,00
Lifting Cost	USD/BLS	30,00
Costo de Transporte	USD/BLS	2,00
Costo de Tratamiento	USD/BLS	0,60
Factor de Ecopetrol	%	5,54

Ahora, se procede a realizar los cálculos de la evaluación financiera del tratamiento por pozo, teniendo en cuenta los indicadores económicos, para determinar la viabilidad financiera del proyecto. Como ejemplo, se mostrará el procedimiento de los cálculos para el pozo Col 36.

Como se mencionó anteriormente, la viabilidad del tratamiento se verá enfocada en la comparación entre el estado actual del pozo con respecto a la producción incremental calculada del tratamiento con UFD.

Para el cálculo de producción del escenario base, se usó la ecuación de tasa de declinación exponencial. Posteriormente, se calculan las regalías por mes multiplicando la producción calculada por el porcentaje de las regalías:

Con el cálculo de producción por regalías, se calcula una nueva producción del pozo:

A partir de esta producción, se calculan los ingresos, con el precio de venta del crudo.

Obteniendo los ingresos y teniendo en cuenta los egresos, que serán el opex para el primer escenario, se realiza el flujo de caja libre y flujo de caja acumulado para poder evaluar la viabilidad a partir de los indicadores económicos. Para el pozo Col 36, en el estado actual del pozo, los indicadores económicos calculados se muestran en la tabla 38.

El flujo de caja libre se define como el flujo de ingresos y egresos netos de un proyecto en un periodo determinado, normalmente por meses, el cual representa el saldo disponible para pagar la inversión inicial y los costos operativos de un proyecto.<sup>42</sup> Se utiliza para el cálculo del VPN y el TIR. El flujo de caja acumulado es la sumatoria mensual entre el balance entre ingresos y costos del proyecto. Este se usa para calcular el Pay Back Time del proyecto.

En el escenario base sólo se tiene en cuenta el flujo de caja libre para el cálculo del VPN y la relación Beneficio/Costo, ya que es el estado actual del pozo y no se está realizando ninguna inversión actualmente para calcular un Pay Back o TIR.

Teniendo los resultados de la evaluación en el primer escenario, se procede a realizar los cálculos en el segundo escenario o escenario con tratamiento. Para el cálculo de la tasa de declinación se utiliza la misma ecuación de la curva de declinación exponencial, pero teniendo en cuenta el potencial incremental del pozo, aplicado en porcentaje:

Para el cálculo de los ingresos se realizan los cálculos de la misma forma que para el escenario base, pero teniendo en cuenta la tasa de declinación de la producción incremental y el tiempo de producción incremental calculados anteriormente. En los egresos se tienen en cuenta además del opex o costos operativos del campo, la inversión inicial del tratamiento y la producción diferida del pozo al realizar el tratamiento. Esto se puede observar en la tabla 39.

Con los ingresos y egresos totales se realiza el flujo de caja libre y el flujo de caja acumulado respectivamente, los cuales definen por medio de los indicadores

---

<sup>42</sup> COURT, E. ACHING, C. "Matemáticas Financieras". Argentina. Cengage Learning, 2009. p.309

económicos la viabilidad del tratamiento. En este escenario se evalúa el VPN, el TIR, y la relación beneficio/costo a partir del flujo de caja libre, y el Pay Back el cual se define a partir del flujo de caja acumulado. El flujo de caja libre y flujo de caja acumulado por cada pozo seleccionado se muestra en las Figuras 60, 61, 62 y 63 respectivamente.

**Tabla 38 Análisis financiero escenario base pozo Col 36**

CONSTANTES			COLORADO 36					
Regalías		20%						
Tasa de Descuento		1,88%						
Tasa de Declinación Mensual		0,106						
Impuesto de renta mensual		2,83%						
Factor de Ecopetrol		5,54%						

ESCENARIO BASE (SIN TRATAMIENTO)		PERIODO (MESES)					
FLUJO DE CAJA		0	1	2	3	4	5
INGRESOS	UNIDAD						
Producción Total	BBL		675	607	546	491	441
Regalías	BBL		135	121	109	98	88
Producción neta	BBL		540	485	437	393	353
Precio Venta del crudo Colorado	USD/BBL		105,15	105,15	105,15	105,15	105,15
<b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>KUSD\$/BBL</b>		<b>57</b>	<b>51</b>	<b>46</b>	<b>41</b>	<b>37</b>

EGRESOS	UNIDAD						
Impuesto de Renta	USD\$		2007,3	1805,5	1623,9	1460,5	1313,7
Lifting Cost	USD\$		20237,1	18201,7	16371,1	14724,5	13243,6
Costo de Transporte	USD\$		1349,1	1213,4	1091,4	981,6	882,9
Costo de Tratamiento	USD\$		404,7	364,0	327,4	294,5	264,9
Factor de Ecopetrol	USD\$		3929,6	3534,4	3178,9	2859,2	2571,6
<b>TOTAL EGRESOS</b>	<b>KUSD\$/BBL</b>		<b>28</b>	<b>25</b>	<b>23</b>	<b>20</b>	<b>18</b>

MARGEN OPERATIVO	KUSD\$		29	26	23	21	19
FLUJO DE CAJA LIBRE	KUSD\$	-	29	26	23	21	19
Flujo de caja acumulado	KUSD\$		29	55	78	99	118

INDICADORES ECONÓMICOS		
VPN	KUSD\$	112
VPN Beneficios	KUSD\$	\$ 220,44
VPN Costos	KUSD\$	\$ 108,49
Relación B/C		2,03

**Tabla 39 Análisis financiero escenario nuevo (con tratamiento) pozo Col 36**

CONSTANTES		COLORADO 36					
Regalías	20%						
Tasa de Descuento	1,88%						
Tasa de Declinación Mensual	0,106						
Impuesto de renta mensual	2,83%						
Factor de Ecopetrol	5,54%						

ESCENARIO NUEVO (CON TRATAMIENTO)		PERIODO (MESES)					
FLUJO DE CAJA		0	1	2	3	4	5
Producción Total	BBL		1.112	805	583	422	305
Regalías	BBL		222	161	117	84	61
Producción neta	BBL		890	644	466	337	244
Precio Venta del crudo Colorado	USD/BBL		105,15	105,15	105,15	105,15	105,15
<b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>KUSD\$/BBL</b>		<b>94</b>	<b>68</b>	<b>49</b>	<b>35</b>	<b>26</b>

EGRESOS	UNIDAD	0	1	2	3	4	5
Costos de Producción Diferida (5,52 días)	USD\$		17.216				
Costo del Fracturamiento	USD\$	333.002					
Impuesto de Renta	USD\$		3309,8	2395,8	1734,2	1255,3	908,6
Lifting Cost	USD\$		33368,0	24153,4	17483,4	12655,3	9160,5
Costo de Transporte	USD\$		2224,5	1610,2	1165,6	843,7	610,7
Costo de Tratamiento	USD\$		667,4	483,1	349,7	253,1	183,2
Factor de Ecopetrol	USD\$		6479,3	4690,0	3394,9	2457,4	1778,8
<b>TOTAL EGRESOS</b>	<b>KUSD\$/BBL</b>	<b>333</b>	<b>63</b>	<b>33</b>	<b>24</b>	<b>17</b>	<b>13</b>

MARGEN OPERATIVO	KUSD\$	(333)	30	34	25	18	13
Flujo de caja libre	KUSD\$	(333)	30	34	25	18	13
Flujo de caja acumulado	KUSD\$	(333)	(303)	(268)	(243)	(225)	(212)

INDICADORES ECONÓMICOS		
VPN	KUSD\$	(218)
TIR	%	-30%
VPN Beneficios	KUSD\$	\$ 259,79
VPN Costos	KUSD\$	\$ 144,76
Relación B/C		1,79
Pay Back Time	Tiempo	-

Figura 60 Flujo de caja pozo Col 36

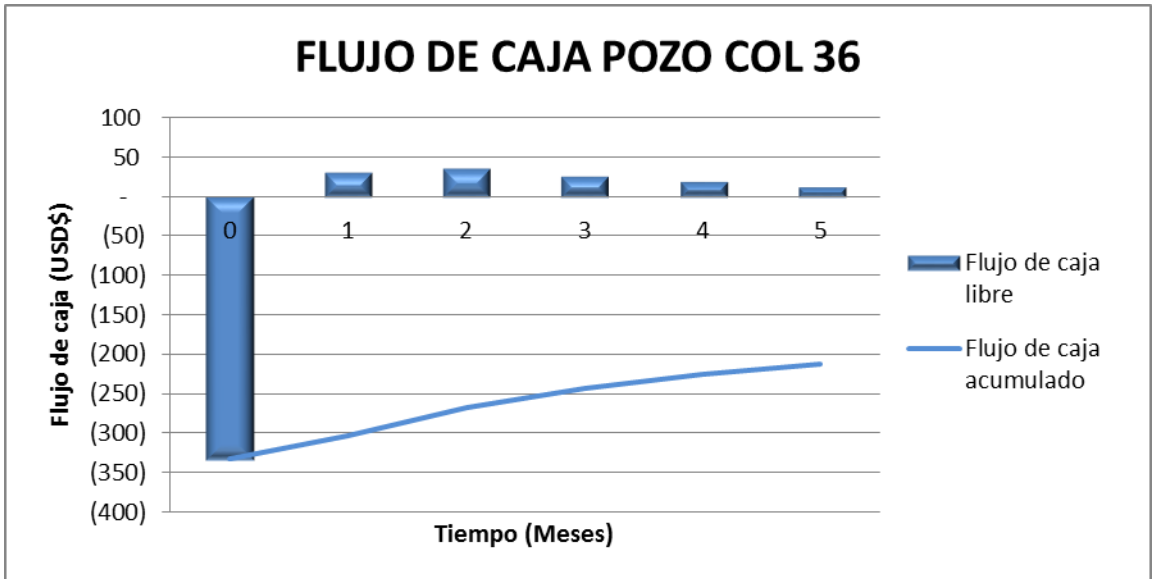


Figura 61 Flujo de caja pozo Col 44

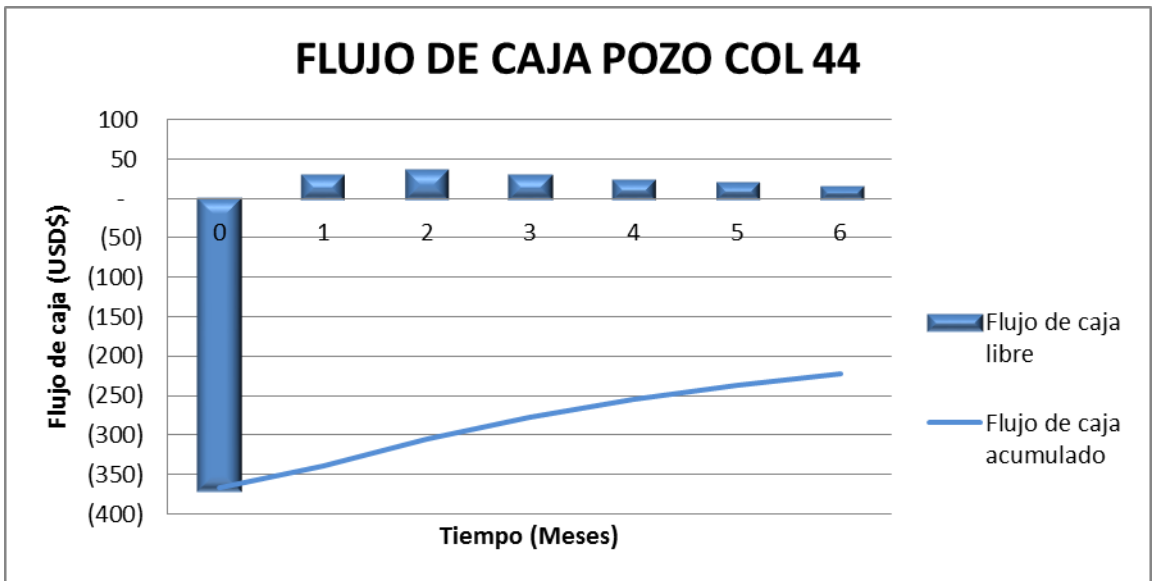


Figura 62 Flujo de caja pozo Col 55

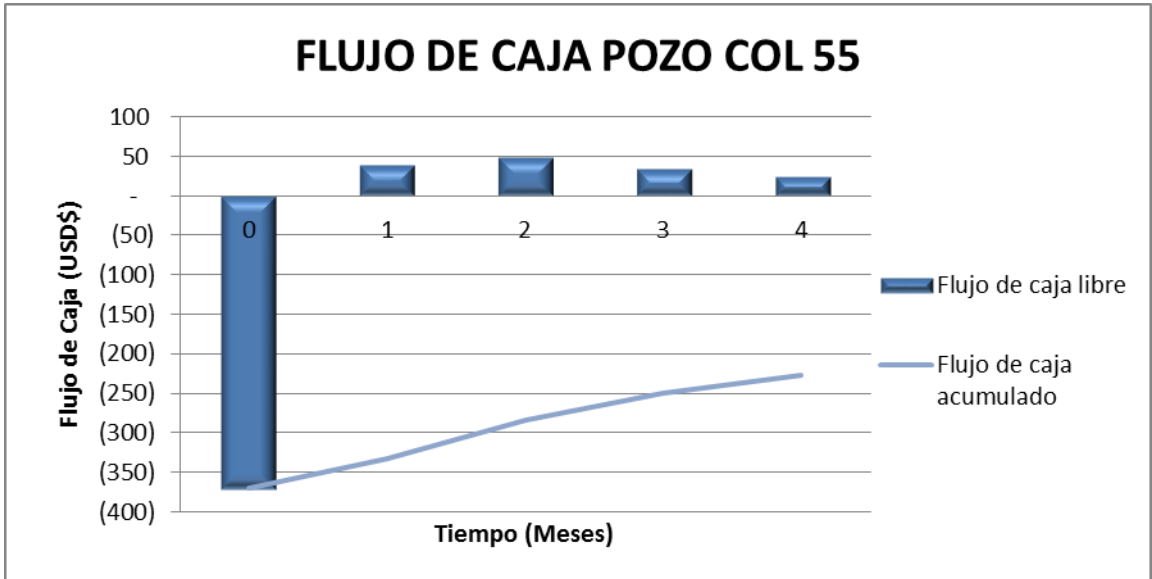
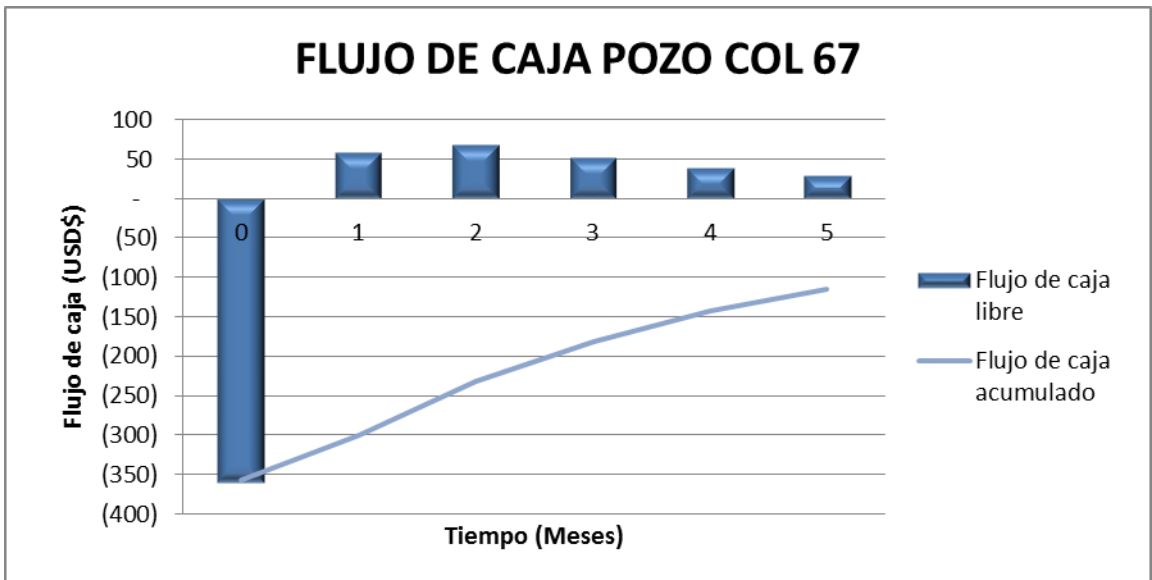


Figura 63 Flujo de caja pozo Col 67



Como se observa en las figuras anteriores, la viabilidad financiera del tratamiento no fue rentable para ningún pozo en estudio debido a los altos costos de inversión del tratamiento, y los costos operativos que disminuyen los ingresos del mismo. A su vez, el caudal incremental no es suficiente para pagar la inversión en el tiempo

que dura el tratamiento y la tasa de declinación del tratamiento para cada pozo es muy alta en comparación a la tasa de declinación del campo Colorado, ya que la tasa del tratamiento oscila entre 0,22 y 0,36 y la tasa de Colorado es de 0,106.

## 6 CONCLUSIONES

- ✓ Se realizó la selección de los pozos para el desarrollo del proyecto, haciendo una sensibilidad del factor skin en cada pozo activo del campo colorado, calculando el caudal incremental que se podría obtener al reducir el factor skin. A partir de estos resultados, se escogieron los pozos con mayor potencial para el estudio los cuales son Col 23, Col 36, Col 44, Col 55 y Col 67.
  
- ✓ Debido a que solamente el pozo Col 67 tenía registro sísmico compresional, fue necesario construir registros sísmicos sintéticos en los 4 pozos restantes basados en registros sísmicos corridos en 7 pozos de campo Colorado, con los cuales se obtuvo un factor de ajuste de 0,55 para crear los registros sintéticos.
  
- ✓ Al evaluar la viabilidad técnica del proyecto, se demostró que en los intervalos seleccionados las propiedades mecánicas de la roca tienen el comportamiento esperado, el análisis de contraste de esfuerzos indicó que los sellos contienen la fractura y evitan la propagación indeseada, y el criterio de falla inicial en todos es por tensión. Lo que concluye que se cumplen las condiciones necesarias para aplicar el tratamiento de fracturamiento hidráulico.
  
- ✓ Se realizó el diseño unificado de fractura en cada intervalo evaluado, calculando en principio las masas de propante óptimas a utilizar, las cuales están entre 58000 y 70000 lbs, y en función de éstas se calculó la longitud y ancho óptimos de fractura y el índice de productividad máximo posible obtenidos entre 0,159 y 0,181.
  
- ✓ La viabilidad financiera del tratamiento no fue rentable para ningún pozo en estudio debido a los altos costos de inversión del tratamiento, y los costos operativos que disminuyen los ingresos del mismo, observado en los cálculos de los indicadores económicos como el VPN y el TIR, los cuales dieron para todos los

casos negativos y no se alcanzó el Pay Back en el tiempo que dura el tratamiento. Además la tasa de declinación del tratamiento es muy alta, ya que oscila entre 0,22 y 0,36 comparada con la tasa del campo Colorado que es de 0,106.

## 7 RECOMENDACIONES

- ✓ Se recomienda perforar un nuevo pozo en campo Colorado para corazonar durante la perforación y tomar registros a hueco abierto, obteniendo así datos actuales y confiables del campo, ya que los registros suministrados datan de los años 60 y al pasar del tiempo los campos presentan cambios de comportamiento en sus propiedades físicas y de los fluidos del yacimiento, lo cual presenta incertidumbre en los resultados obtenidos.
- ✓ Tomar registros sínicos en pozos activos y para estudios geomecánicos en campo Colorado y obtener datos representativos.
- ✓ Realizar pruebas de presión para corroborar las presiones de la formación Mugrosa, en las zonas B y C que son las que actualmente están produciendo.
- ✓ Hacer una comparación entre el diseño unificado de fractura y el cálculo de fractura con un software comercial, para determinar si el UFD se ajusta a los proceso de fracturamiento aplicados en la industria.

## BIBLIOGRAFÍA

- ✓ AIVALES, J. MESZAROS, T. PORTER, R. REISCHMAN, R. RIDLEY, R. WELLS, P. Perfilaje a través de las barrenas”. Oilfield review, Schlumberger. 2012.
- ✓ AKBAR ALI, A., et al. Observación del cambio de las rocas: modelo mecánico del subsuelo. Oilfield Review, Schlumberger. Otoño de 2003.
- ✓ CAMACHO, J. Campo Colorado Cálculo de reservas. (Informe N° 1). Bucaramanga. 1978.
- ✓ CONTRERAS, D. Impuesto de renta Colombia. [En línea]. Disponible en: <http://inflacion.com.co/impuesto-de-renta-colombia.html>
- ✓ COURT, E. ACHING, C. “Matemáticas Financieras”. Argentina. Cengage Learning, 2009.
- ✓ DALLOS, H. MENDOZA N. Optimización de la producción en pozos con Bombeo Mecánico utilizando una herramienta no convencional para ajustar el desplazamiento del pistón dentro de la bomba, aplicación Campo Colorado. Trabajo de Grado. UIS. 2013.
- ✓ DEL CASTILLO RODRIGUEZ, L. Mejoras en el diseño del fracturamiento hidráulico utilizando análisis de riesgo en el noreste del Perú, Lima, 2010. Trabajo de maestría.
- ✓ DEMARCHOS, A.S.; ECONOMIDES, M. and DIYASHEV, I. Analysis of the performance of hydraulic fracturing treatments and quantum design improvements. Dallas, Texas. 2005. SPE 94641.

- ✓ Diagnóstico y Estrategias de Recobro Campo Colorado. Ecopetrol S. A.: Gerencia Magdalena Medio, ICP. 2003.
- ✓ DIETRICH, J.K. JD as a performance indicator for hydraulically fractured wells. Irvine, CA, U.S.A. 2005. SPE 93630
- ✓ ECONOMIDES, M. OLIGNEY, R. VALKÓ, P. Unified fracture design. Alvin, Texas: Orsa Press. 2002.
- ✓ ECONOMIDES M. J., HILL A. D. Ehlig-Economides Christine, Petroleum Production Systems, 1994.
- ✓ ECOPETROL S.A. Diagnóstico y Estrategias de Recobro Campo Colorado. Gerencia Magdalena medio, ICP. 2003.
- ✓ Enciclopedia Financiera. [En línea]. Disponible en: <http://www.encyclopediafinanciera.com/indicadores-financieros.htm>
- ✓ EPIS (Exploration & Production Information Service). [En línea]. Disponible en: [www.epis.com.co/WhereoilMap/services/application](http://www.epis.com.co/WhereoilMap/services/application).
- ✓ MADER, D. Hydraulic Proppant Fracturing and Gravel Packing. Elsevier Science Publishers, 1989.
- ✓ MARONGIU-PORCU, M.; ECONOMIDES, M. and LIU, W. Flaws in Fracture designs: a continuing problem. Texas A&M University and University of Houston. 2010. SPE 137377.
- ✓ MARONGIU-PORCU, M.; ECONOMIDES, M. Economic and physical Optimization of Hydraulic Fracturing. Texas A&M University. 2008. SPE 111793

- ✓ MARTIN, A.N. BJ services, Economides J.M., University of Houston. Best practices for candidate selection, design and evaluation of hydraulic fracture treatments. Paper 135669. 2010.
- ✓ NAVA, A. Ondas Sísmicas. Capítulo 3. Terremotos. Biblioteca Digital La Ciencia es para Todos. [En línea]. Disponible en: [http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen1/ciencia2/34/html/sec\\_8.html](http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen1/ciencia2/34/html/sec_8.html).
- ✓ NCI Technologies, Design parameters. Sin autores asociados.
- ✓ NIND, T.E.W. Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros. Editorial Limusa. 1987.
- ✓ NORTH ROBERTSON UNIT DEPARTMENT OF ENERGY, Application of Integrated Reservoir Characterization to Optimize Infill Drilling, 1997.
- ✓ OSORIO G., Geomechanical factors affecting the hydraulic performance in a geomechanically complex, tectonically active area in Colombia; SPE122315; 2009.
- ✓ PACHANO, K. Cuarto Informe de yacimientos Campo Colorado (Informe N° 4). Bucaramanga. 2007.
- ✓ PRATS, M. Effect of Vertical Fractures on Reservoir Behavior-Incompressible Fluid Case. SPE 1575-G. 1961.
- ✓ RAHMAN, M. M.; YU. H. and SARMA, H. K. Transverse Fracturing of horizontal Well – A Unified Fracture Design to Stimulate Tight Gas Sands. The petroleum Institute. Abu Dhabi, UAE. SPE 164013. 2013.

- ✓ ROBERT, C. RUEGAMER, M. Kingsfield Consulting; YANG, A. PacWest Consulting Partners. Analysis of U.S. Hydraulic Fracturing Design Trends. 2013.
  
- ✓ RODRÍGUEZ, A. TORRES, E. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. Tesis de grado. 2007.
  
- ✓ VILLAREAL, Erika. MOYA, Margarita. Análisis de los fluidos aplicado a los hidrocarburos en el Campo escuela Colorado. Trabajo de grado. 2012.
  
- ✓ YANG, M. VALKÓ, P. ECONOMIDES, M. Hydraulic Fracture Optimization with a p-3D Model. University of Houston. SPE 142303. 2011.
  
- ✓ YANG, M. ECONOMIDES, M. Revisiting Natural Proppants for Hydraulic Fracture Production Optimization. University of Houston. SPE 151934. 2012.

## **ANEXOS**

### Anexo A Pozos seleccionados a partir de sensibilidad del factor Skin (Producción a Marzo de 2013)

INTERVALOS ABIERTOS COL 23													
POZO	INTERVALO	INTERVALO	ESPESOR	SKIN	Pwf	Q ACTUA	Q MAX	Q @ ΔS =	MAX @ ΔS	Q INCREI	Q @ ΔS =	MAX @ ΔS	Q INCREI
	Tope	Base	(ft)	(Adimen)	(psig)	(BOPD)	(BOPD)	(BOPD)	(BOPD)	(BOPD)	(BOPD)	(BOPD)	(BOPD)
COL 23	3343	3357	14	1,3	614,5	5,2174	10,6932	6,1609	12,6270	1,9338	7,5211	15,4147	4,7215
	3430	3442	12	1,3	614,5	4,4721	9,1656	5,2808	10,8232	1,6575	6,4466	13,2126	4,0470
	3477	3494	17	1,3	614,5	6,3354	12,9846	7,4811	15,3328	2,3482	9,1327	18,7178	5,7332
						<b>16,0248</b>	<b>32,8434</b>	<b>18,9229</b>	<b>38,7830</b>	<b>5,9395</b>	<b>23,1004</b>	<b>47,3451</b>	<b>14,5016</b>

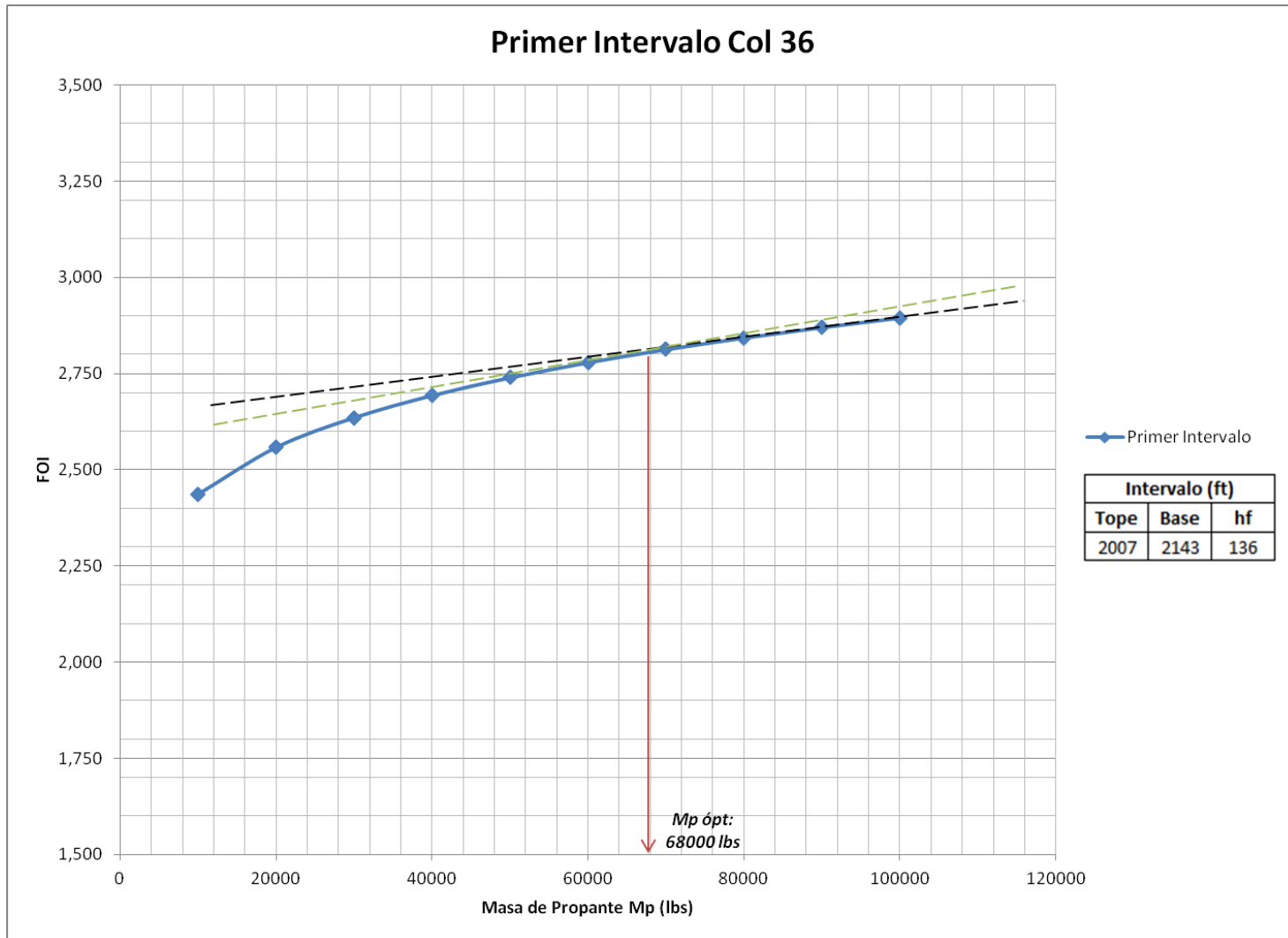
INTERVALOS ABIERTOS COL 36													
POZO	INTERVALO	INTERVALO	ESPESOR	SKIN	Pwf	Q ACTUA	Q MAX	Q @ ΔS =	MAX @ ΔS	Q INCREI	Q @ ΔS =	MAX @ ΔS	Q INCREI
	Tope	Base	(ft)	(Adimen)	(psig)	(BOPD)	(BOPD)	(BOPD)	(BOPD)	(BOPD)	(BOPD)	(BOPD)	(BOPD)
COL 36	2044	2061	17	5,93	419,9	7,4484	11,4575	8,3978	12,9181	1,4606	9,6248	14,8055	3,3479
	2062	2072	10	5,93	419,9	4,3814	6,7397	4,9399	7,5989	0,8592	5,6616	8,7091	1,9694
	2318	2331	13	5,93	419,9	5,6958	8,7617	6,4219	9,8786	1,1169	7,3601	11,3218	2,5602
	2332	2342	10	5,93	419,9	4,3814	6,7397	4,9399	7,5989	0,8592	5,6616	8,7091	1,9694
	2356	2363	7	5,93	419,9	3,0670	4,7178	3,4579	5,3192	0,6014	3,9631	6,0964	1,3785
						<b>24,9739206</b>	<b>38,4165</b>	<b>28,1575</b>	<b>43,3137</b>	<b>4,8972</b>	<b>32,2713</b>	<b>49,6418</b>	<b>11,2253</b>

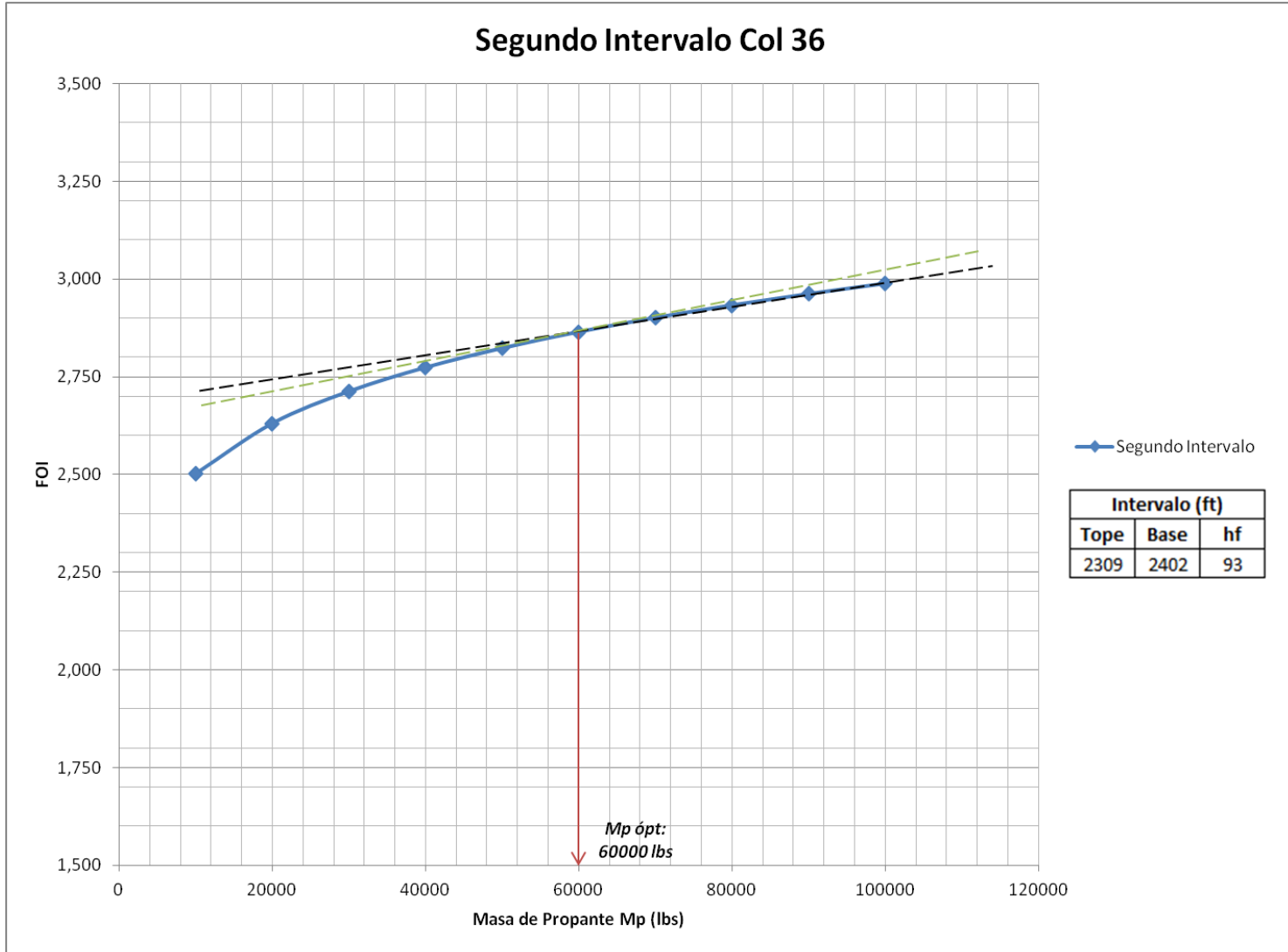
INTERVALOS ABIERTOS COL 44													
POZO	INTERVALO	INTERVALO	ESPESOR	SKIN	Pwf	Q ACTUA	Q MAX	Q @ ΔS =	MAX @ ΔS	Q INCREI	Q @ ΔS =	MAX @ ΔS	Q INCREI
	Tope	Base	(ft)	(Adimen)	(psig)	(BOPD)	(BOPD)	(BOPD)	(BOPD)	(BOPD)	(BOPD)	(BOPD)	(BOPD)
COL 44	3880	3910	30	4,94	318,3	6,5831	8,9597	7,4788	10,1787	1,2191	8,6567	11,7818	2,8221
	3925	3940	15	4,94	318,3	3,2916	4,4798	3,7394	5,0894	0,6095	4,3283	5,8909	1,4111
	4028	4046	18	4,94	318,3	3,9499	5,3758	4,4873	6,1072	0,7314	5,1940	7,0691	1,6933
	4191	4213	22	4,94	318,3	4,8276	6,5704	5,4845	7,4644	0,8940	6,3482	8,6400	2,0696
	4236	4261	25	4,94	318,3	5,4859	7,4664	6,2324	8,4823	1,0159	7,2139	9,8182	2,3518
	4579	4618	39	4,94	318,3	8,5581	11,6476	9,7225	13,2324	1,5848	11,2537	15,3163	3,6688
	4987	5020	33	4,94	318,3	2,8966	3,9423	3,2907	4,4786	0,5364	3,8089	5,1840	1,2417
	5325	5342	17	4,94	318,3	1,4922	2,0309	1,6952	2,3072	0,2763	1,9622	2,6705	0,6397
	5414	5436	22	4,94	318,3	1,9310	2,6282	2,1938	2,9858	0,3576	2,5393	3,4560	0,8278
						<b>39,0160</b>	<b>53,1010</b>	<b>44,3245</b>	<b>60,3260</b>	<b>7,2250</b>	<b>51,3052</b>	<b>69,8267</b>	<b>16,7257</b>

INTERVALOS ABIERTOS COL 55													
POZO	INTERVALO	INTERVALO	ESPESOR	SKIN	Pwf	Q ACTUA	Q MAX	Q @ ΔS =	MAX @ ΔS	Q INCREI	Q @ ΔS =	MAX @ ΔS	Q INCREN
	Tope	Base	(ft)	(Adimen)	(psig)	(BOPD)	(BOPD)	(BOPD)	(BOPD)	(BOPD)	(BOPD)	(BOPD)	(BOPD)
COL 55	2317	2348	31	6,97	549,6	5,3263	9,8272	5,9631	11,0021	1,1749	6,7728	12,4960	2,6688
	2655	2717	62	6,97	549,6	10,6527	19,6544	11,9262	22,0041	2,3497	13,5456	24,9919	5,3375
	4656	4676	20	6,97	549,6	3,1889	5,8836	3,5702	6,5870	0,7034	4,0549	7,4815	1,5978
	4785	4802	17	6,97	549,6	2,7106	5,0011	3,0346	5,5990	0,5979	3,4467	6,3592	1,3581
	4985	5010	25	6,97	549,6	3,9862	7,3546	4,4627	8,2338	0,8792	5,0687	9,3518	1,9973
	5314	5337	23	6,97	549,6	1,7388	3,2081	1,9467	3,5916	0,3835	2,2110	4,0793	0,8712
	5409	5447	38	6,97	549,6	2,8728	5,3003	3,2162	5,9340	0,6337	3,6529	6,7398	1,4394
	5494	5514	20	6,97	549,6	1,5120	2,7897	1,6928	3,1232	0,3335	1,9226	3,5472	0,7576
						<b>31,9882965</b>	<b>59,0190</b>	<b>35,8125</b>	<b>66,0748</b>	<b>7,0558</b>	<b>40,6753</b>	<b>75,0467</b>	<b>16,0277</b>

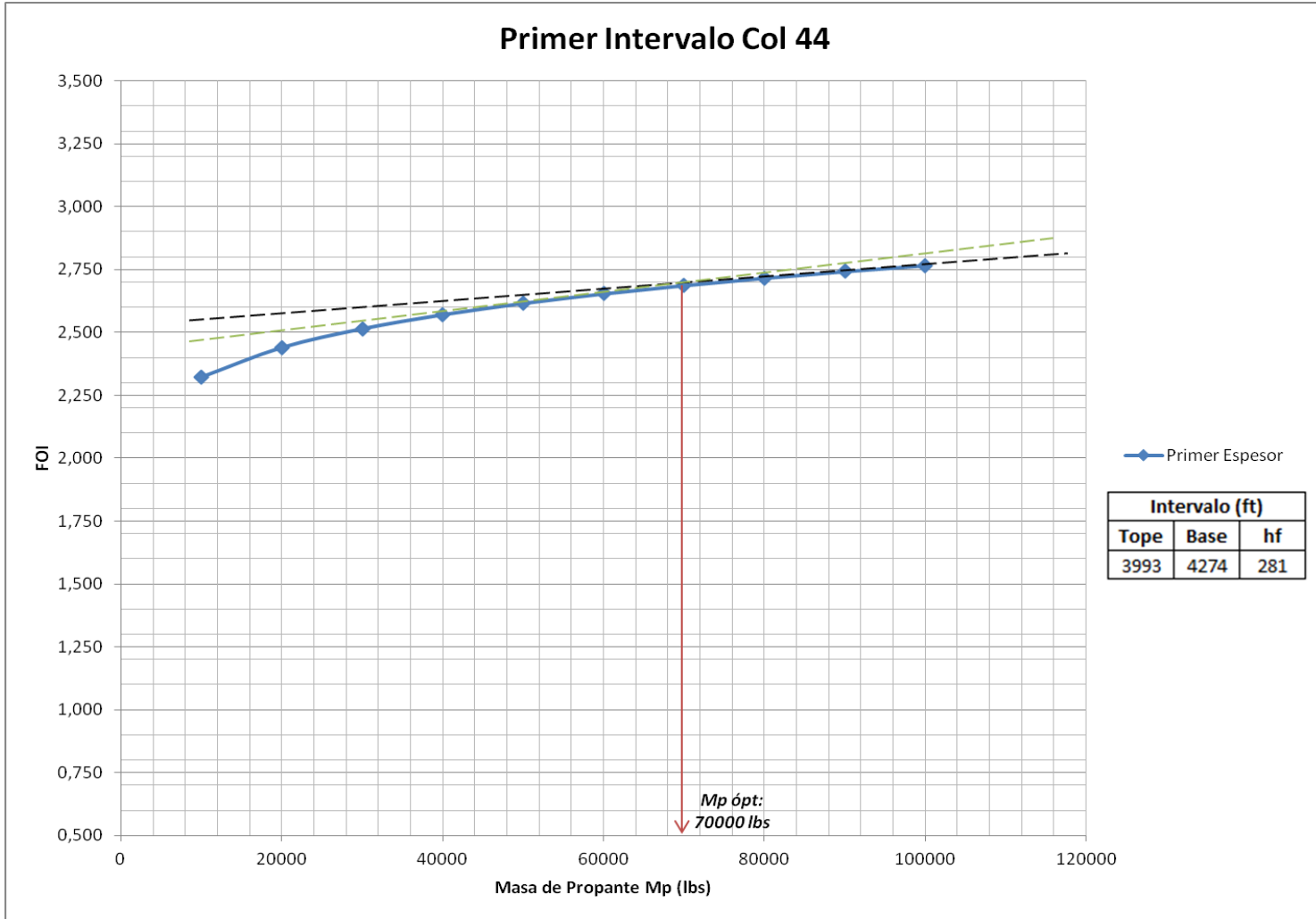
INTERVALOS ABIERTOS COL 67													
POZO	INTERVALO	INTERVALO	ESPESOR	SKIN	Pwf	Q ACTUA	Q MAX	Q @ ΔS =	MAX @ ΔS	Q INCREI	Q @ ΔS =	MAX @ ΔS	Q INCREN
	Tope	Base	(ft)	(Adimen)	(psig)	(BOPD)	(BOPD)	(BOPD)	(BOPD)	(BOPD)	(BOPD)	(BOPD)	(BOPD)
COL 67	1770	1778	8	8,75	229	3,1483	3,8908	3,4885	4,3112	0,4204	3,9111	4,8335	0,9427
	1783	1792	9	8,75	229	3,5418	4,3771	3,9245	4,8501	0,4730	4,4000	5,4377	1,0605
	1798	1815	17	8,75	229	6,6901	8,2679	7,4130	9,1613	0,8934	8,3111	10,2712	2,0032
	1878	1886	8	8,75	229	3,1483	3,8908	3,4885	4,3112	0,4204	3,9111	4,8335	0,9427
	1886	1896	10	8,75	229	3,9354	4,8635	4,3606	5,3890	0,5255	4,8889	6,0419	1,1784
	2022	2030	8	8,75	229	3,1483	3,8908	3,4885	4,3112	0,4204	3,9111	4,8335	0,9427
	2050	2066	16	8,75	229	6,2966	7,7816	6,9770	8,6224	0,8408	7,8222	9,6670	1,8854
	2122	2132	10	8,75	229	3,9354	4,8635	4,3606	5,3890	0,5255	4,8889	6,0419	1,1784
	3854	3870	16	8,75	229	3,4182	4,2243	3,7875	4,6807	0,4565	4,2463	5,2478	1,0235
	3878	3886	8	8,75	229	1,7091	2,1121	1,8937	2,3404	0,2282	2,1232	2,6239	0,5117
	4016	4023	7	8,75	229	1,4954	1,8481	1,6570	2,0478	0,1997	1,8578	2,2959	0,4478
	4060	4070	10	8,75	229	2,1363	2,6402	2,3672	2,9255	0,2853	2,6540	3,2799	0,6397
	4070	4078	8	8,75	229	1,7091	2,1121	1,8937	2,3404	0,2282	2,1232	2,6239	0,5117
	4172	4178	6	8,75	229	1,2818	1,5841	1,4203	1,7553	0,1712	1,5924	1,9679	0,3838
	4238	4254	16	8,75	229	3,4182	4,2243	3,7875	4,6807	0,4565	4,2463	5,2478	1,0235
	4292	4305	13	8,75	229	2,7772	3,4322	3,0773	3,8031	0,3709	3,4501	4,2638	0,8316
	4305	4313	8	8,75	229	1,7091	2,1121	1,8937	2,3404	0,2282	2,1232	2,6239	0,5117
	4374	4382	8	8,75	229	1,7091	2,1121	1,8937	2,3404	0,2282	2,1232	2,6239	0,5117
						<b>55,2076682</b>	<b>68,2278</b>	<b>61,1731</b>	<b>75,6001</b>	<b>7,3723</b>	<b>68,5839</b>	<b>84,7586</b>	<b>16,5308</b>

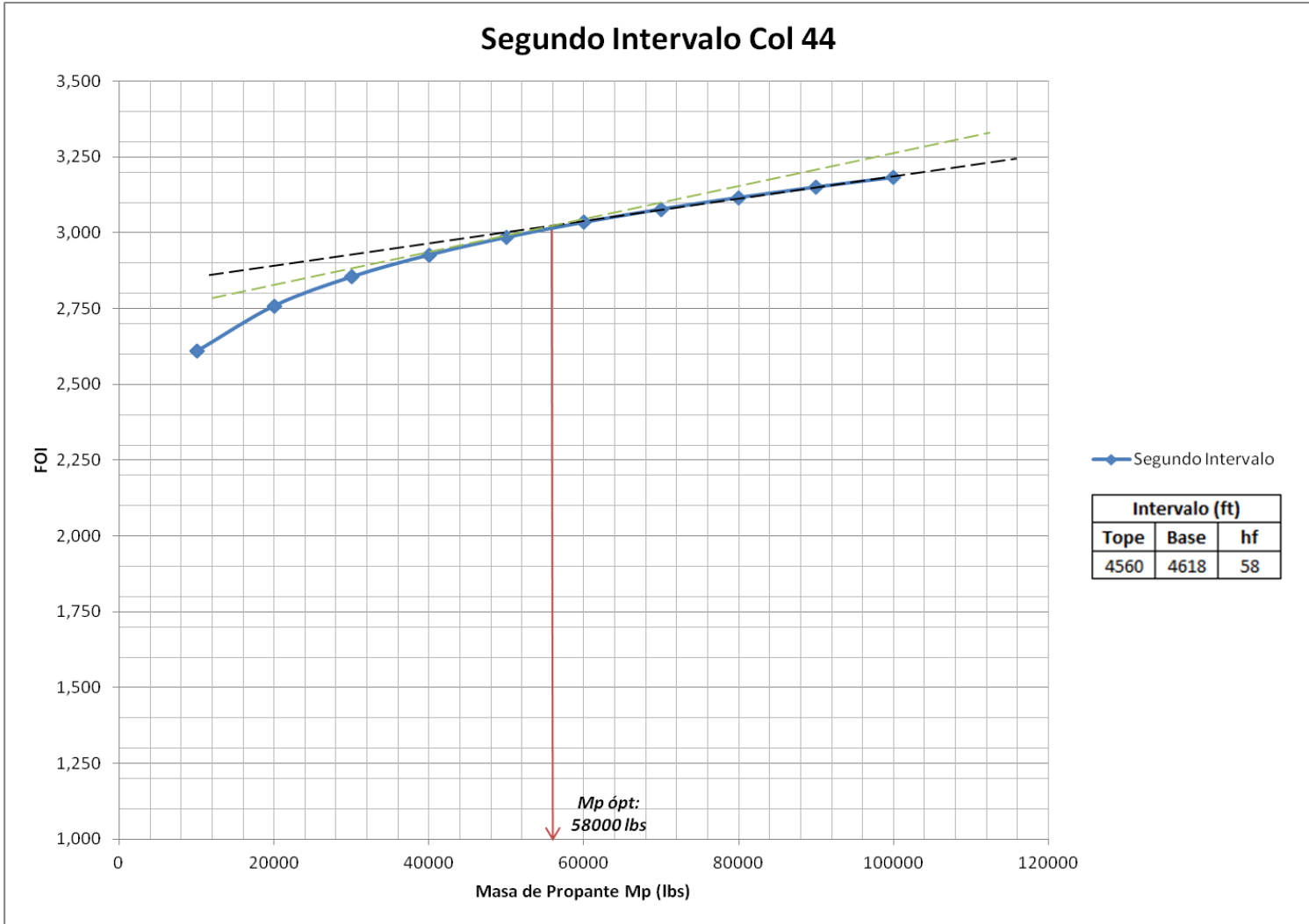
## Anexo B Masa de Propante Óptima a partir del FOI

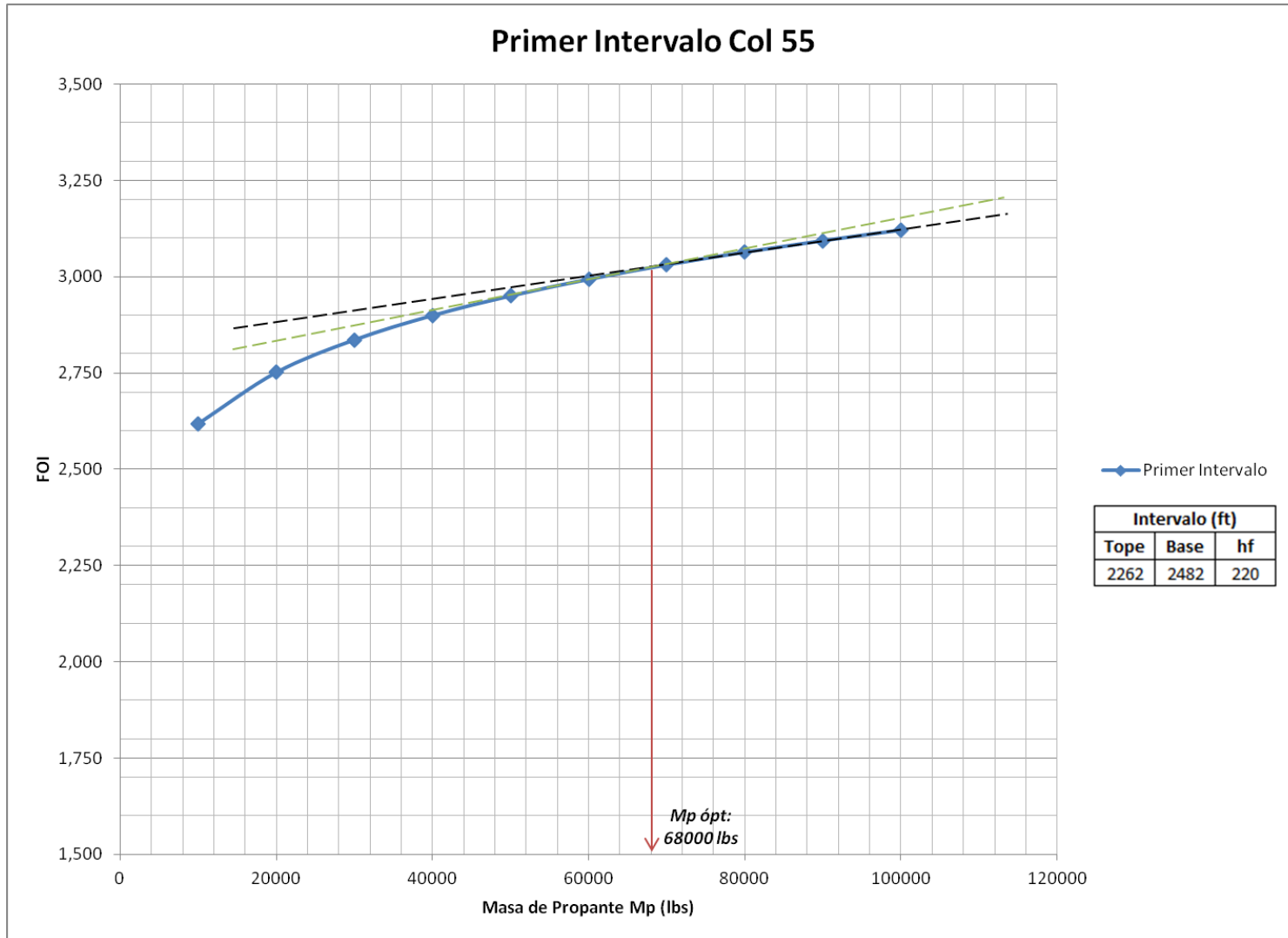


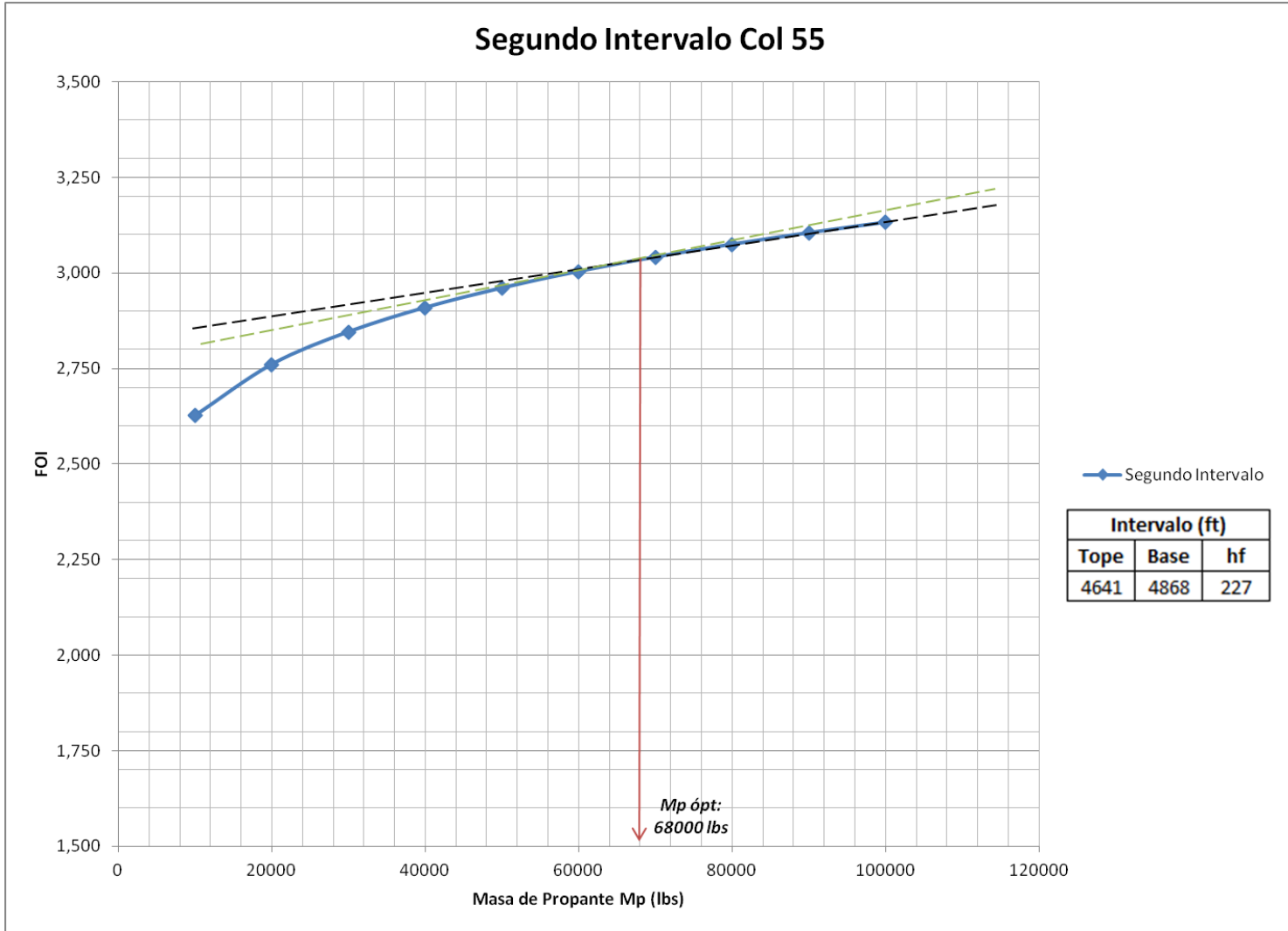


### Primer Intervalo Col 44

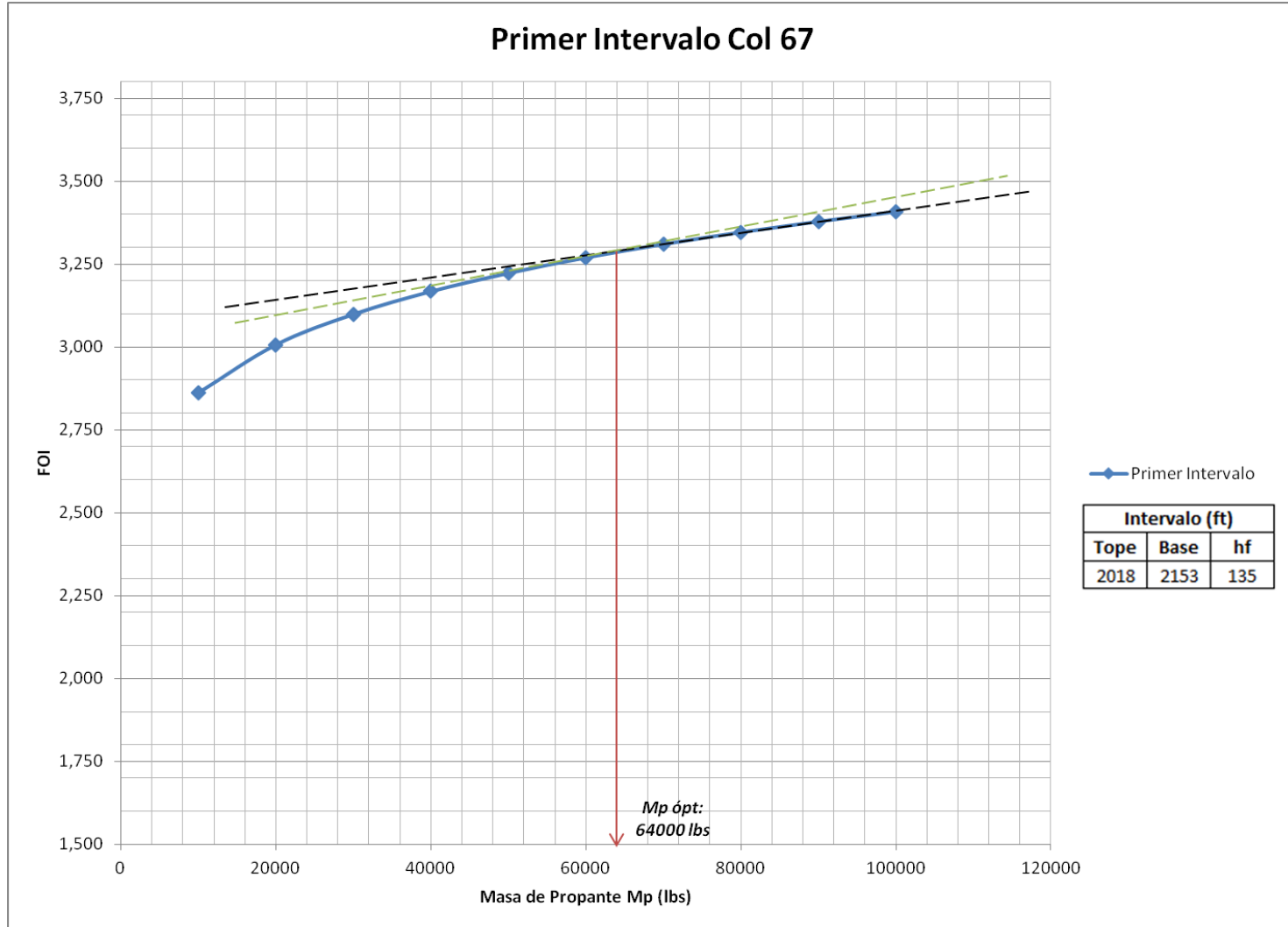


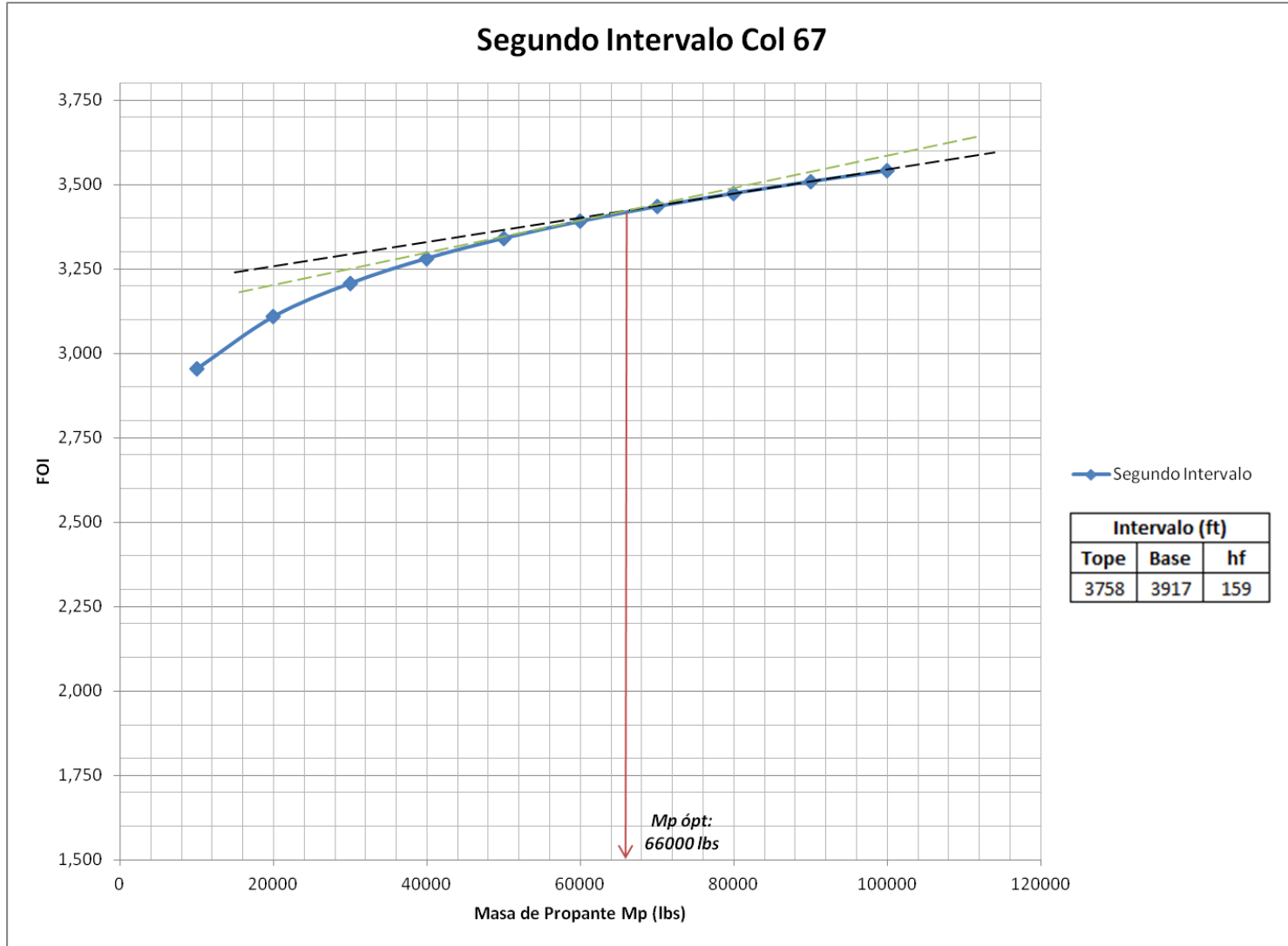






### Primer Intervalo Col 67





## Anexo C Tablas de evaluación financiera para los escenarios base y con tratamiento de los pozos seleccionados

### Evaluación financiera escenario base pozo Col 44

CONSTANTES		COLORADO 44						
Regalías	20%							
Tasa de Descuento	1,88%							
Tasa de Declinación Mensual	0,106							
Impuesto de renta mensual	2,83%							
Factor de Ecopetrol	5,54%							

ESCENARIO BASE (SIN TRATAMIENTO)		PERIODO (MESES)						
FLUJO DE CAJA		0	1	2	3	4	5	6
INGRESOS	UNIDAD							
Producción Total	BBL		1.052	946	851	766	689	619
Regalías	BBL		210	189	170	153	138	124
Producción neta	BBL		842	757	681	613	551	496
Precio Venta del crudo Colorado	USD/BBL		105,15	105,15	105,15	105,15	105,15	105,15
<b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>KUSD\$/BBL</b>		<b>89</b>	<b>80</b>	<b>72</b>	<b>64</b>	<b>58</b>	<b>52</b>

EGRESOS	UNIDAD							
Impuesto de Renta	USD\$		3131,5	2816,5	2533,2	2278,5	2049,3	1843,2
Lifting Cost	USD\$		31569,8	28394,7	25538,9	22970,3	20660,0	18582,1
Costo de Transporte	USD\$		2104,7	1893,0	1702,6	1531,4	1377,3	1238,8
Costo de Tratamiento	USD\$		631,4	567,9	510,8	459,4	413,2	371,6
Factor de Ecopetrol	USD\$		6130,1	5513,6	4959,1	4460,3	4011,7	3608,2
<b>TOTAL EGRESOS</b>	<b>KUSD\$/BBL</b>		<b>44</b>	<b>39</b>	<b>35</b>	<b>32</b>	<b>29</b>	<b>26</b>

<b>MARGEN OPERATIVO</b>	<b>KUSD\$</b>		45	40	36	33	29	26
<b>FLUJO DE CAJA LIBRE</b>	<b>KUSD\$</b>		-	45	40	36	33	29
<b>Flujo de caja acumulado</b>	<b>KUSD\$</b>		45	85	122	154	184	210

INDICADORES ECONÓMICOS		
VPN	KUSD\$	198
VPN Beneficios	KUSD\$	\$ 390,47
VPN Costos	KUSD\$	\$ 192,18
Relación B/C		2,03

## Evaluación financiera escenario con tratamiento pozo Col 44

CONSTANTES	
Regalías	20%
Tasa de Descuento	1,88%
Tasa de Declinación Mensual	0,106
Impuesto de renta mensual	2,83%
Factor de Ecopetrol	5,54%

COLORADO 44

ESCENARIO NUEVO (CON TRATAMIENTO)		PERIODO (MESES)						
FLUJO DE CAJA		0	1	2	3	4	5	6
INGRESOS	UNIDAD							
Producción Total	BBL		1.020	817	655	525	421	337
Regalías	BBL		204	163	131	105	84	67
Producción neta	BBL		816	654	524	420	337	270
Precio Venta del crudo Colorado	USD/BBL		105,15	105,15	105,15	105,15	105,15	105,15
<b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>KUSD\$/BBL</b>		<b>86</b>	<b>69</b>	<b>55</b>	<b>44</b>	<b>35</b>	<b>28</b>

EGRESOS	UNIDAD							
Costos de Producción Diferida (5,52 días)	USD\$		15.780					
Costo del Fracturamiento	USD\$	367.640						
Impuesto de Renta	USD\$		3033,9	2431,7	1949,1	1562,2	1252,2	1003,6
Lifting Cost	USD\$		30586,1	24515,5	19649,8	15749,7	12623,8	10118,3
Costo de Transporte	USD\$		2039,1	1634,4	1310,0	1050,0	841,6	674,6
Costo de Tratamiento	USD\$		611,7	490,3	393,0	315,0	252,5	202,4
Factor de Ecopetrol	USD\$		5939,1	4760,3	3815,5	3058,2	2451,2	1964,7
<b>TOTAL EGRESOS</b>	<b>KUSD\$/BBL</b>	<b>368</b>	<b>58</b>	<b>34</b>	<b>27</b>	<b>22</b>	<b>17</b>	<b>14</b>

MARGEN OPERATIVO	KUSD\$	(368)	28	35	28	22	18	14
Flujo de caja libre	KUSD\$	(368)	28	35	28	22	18	14
Flujo de caja acumulado	KUSD\$	(368)	(340)	(305)	(277)	(255)	(237)	(222)

INDICADORES ECONÓMICOS		
VPN	KUSD\$	(230)
TIR	%	-24%
VPN Beneficios	KUSD\$	\$ 301,13
VPN Costos	KUSD\$	\$ 163,69
Relación B/C		1,84
Pay Back Time	Tiempo	-

## Evaluación financiera escenario base pozo Col 55

CONSTANTES	
REGALIAS	20%
Tasa de Descuento	1,88%
Tasa de Declinación Mensual	0,106
Impuesto de renta mensual	2,83%
Factor de Ecopetrol	5,54%

## COLORADO 55

### ESCENARIO BASE (SIN TRATAMIENTO)

FLUJO DE CAJA		PERIODO (MESES)				
		0	1	2	3	4
INGRESOS	UNIDAD					
Producción Total	BBL		863	777	698	628
Regalías	BBL		173	155	140	126
Producción neta	BBL		691	621	559	503
Precio Venta del crudo Colorado	USD/BBL		105,15	105,15	105,15	105,15
<b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>KUSD\$/BBL</b>		<b>73</b>	<b>65</b>	<b>59</b>	<b>53</b>

EGRESOS	UNIDAD					
Impuesto de Renta	USD\$		2569,4	2311,0	2078,6	1869,5
Lifting Cost	USD\$		25903,4	23298,2	20955,0	18847,4
Costo de Transporte	USD\$		1726,9	1553,2	1397,0	1256,5
Costo de Tratamiento	USD\$		518,1	466,0	419,1	376,9
Factor de Ecopetrol	USD\$		5029,9	4524,0	4069,0	3659,7
<b>TOTAL EGRESOS</b>	<b>KUSD\$/BBL</b>		<b>36</b>	<b>32</b>	<b>29</b>	<b>26</b>

MARGEN OPERATIVO	KUSD\$		37	33	30	27
FLUJO DE CAJA LIBRE	KUSD\$	-	37	33	30	27
Flujo de caja acumulado	KUSD\$		37	70	100	127

INDICADORES ECONÓMICOS		
VPN	KUSD\$	121
VPN Beneficios	KUSD\$	\$ 238,85
VPN Costos	KUSD\$	\$ 117,55
Relación B/C		2,03

## Evaluación financiera escenario con tratamiento pozo Col 55

CONSTANTES		COLORADO 55				
REGALIAS	20%					
Tasa de Descuento	1,88%					
Tasa de Declinación Mensual	0,106					
Impuesto de renta mensual	2,83%					
Factor de Ecopetrol	5,54%					

ESCENARIO NUEVO (CON TRATAMIENTO)		PERIODO (MESES)				
FLUJO DE CAJA		0	1	2	3	4
INGRESOS	UNIDAD					
Producción Total	BBL		1.609	1.122	782	545
Regalías	BBL		322	224	156	109
Producción neta	BBL		1.287	897	625	436
Precio Venta del crudo Colorado	USD/BBL		105,15	105,15	105,15	105,15
<b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>KUSD\$/BBL</b>		<b>135</b>	<b>94</b>	<b>66</b>	<b>46</b>
EGRESOS	UNIDAD					
Costos de Producción Diferida (5,52 días)	USD\$		31.130			
Costo del Fracturamiento	USD\$	369.547				
Impuesto de Renta	USD\$		4787,9	3337,5	2326,5	1621,8
Lifting Cost	USD\$		48269,6	33647,5	23454,8	16349,7
Costo de Transporte	USD\$		3218,0	2243,2	1563,7	1090,0
Costo de Tratamiento	USD\$		965,4	672,9	469,1	327,0
Factor de Ecopetrol	USD\$		9372,8	6533,6	4554,4	3174,7
<b>TOTAL EGRESOS</b>	<b>KUSD\$/BBL</b>	<b>370</b>	<b>98</b>	<b>46</b>	<b>32</b>	<b>23</b>
<b>MARGEN OPERATIVO</b>	<b>KUSD\$</b>	(370)	38	48	33	23
<b>Flujo de caja libre</b>	<b>KUSD\$</b>	(370)	38	48	33	23
<b>Flujo de caja acumulado</b>	<b>KUSD\$</b>	(370)	(332)	(284)	(251)	(227)

INDICADORES ECONÓMICOS		
VPN	KUSD\$	(233)
TIR	%	-32%
VPN Beneficios	KUSD\$	\$ 328,49
VPN Costos	KUSD\$	\$ 192,23
Relación B/C		1,71
Pay Back Time	Tiempo	-

## Evaluación financiera escenario base pozo Col 67

CONSTANTES	
REGALIAS	20%
Tasa de Descuento	1,88%
Tasa de Declinación Mensual	0,106
Impuesto de renta mensual	2,83%
Factor de Ecopetrol	5,54%

## COLORADO 67

ESCENARIO BASE (SIN TRATAMIENTO)		PERIODO (MESES)					
FLUJO DE CAJA		0	1	2	3	4	5
INGRESOS	UNIDAD						
Producción Total	BBL		1.484	1.335	1.201	1.080	971
Regalías	BBL		297	267	240	216	194
Producción neta	BBL		1.187	1.068	960	864	777
Precio Venta del crudo Colorado	USD/BBL		105,15	105,15	105,15	105,15	105,15
<b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>KUSD\$/BBL</b>		<b>125</b>	<b>112</b>	<b>101</b>	<b>91</b>	<b>82</b>

EGRESOS	UNIDAD						
Impuesto de Renta	USD\$		4416,2	3972,0	3572,5	3213,2	2890,0
Lifting Cost	USD\$		44521,5	40043,8	36016,3	32394,0	29135,9
Costo de Transporte	USD\$		2968,1	2669,6	2401,1	2159,6	1942,4
Costo de Tratamiento	USD\$		890,4	800,9	720,3	647,9	582,7
Factor de Ecopetrol	USD\$		8645,1	7775,6	6993,5	6290,2	5657,5
<b>TOTAL EGRESOS</b>	<b>KUSD\$/BBL</b>		<b>61</b>	<b>55</b>	<b>50</b>	<b>45</b>	<b>40</b>

MARGEN OPERATIVO	KUSD\$		63	57	51	46	41
FLUJO DE CAJA LIBRE	KUSD\$	-	63	57	51	46	41
Flujo de caja acumulado	KUSD\$		63	120	172	218	259

INDICADORES ECONÓMICOS		
VPN	KUSD\$	246
VPN Beneficios	KUSD\$	\$ 484,96
VPN Costos	KUSD\$	\$ 238,68
Relación B/C		2,03

## Evaluación financiera escenario con tratamiento pozo Col 67

CONSTANTES		COLORADO 67					
REGALIAS	20%						
Tasa de Descuento	1,88%						
Tasa de Declinación Mensual	0,106						
Impuesto de renta mensual	2,83%						
Factor de Ecopetrol	5,54%						

ESCENARIO NUEVO (CON TRATAMIENTO)		PERIODO (MESES)					
FLUJO DE CAJA		0	1	2	3	4	5
<b>INGRESOS</b>	<b>UNIDAD</b>						
Producción Total	BBL		2.119	1.590	1.193	895	671
Regalías	BBL		424	318	239	179	134
Producción neta	BBL		1.695	1.272	954	716	537
Precio Venta del crudo Colorado	USD/BBL		105,15	105,15	105,15	105,15	105,15
<b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>KUSD\$/BBL</b>		<b>178</b>	<b>134</b>	<b>100</b>	<b>75</b>	<b>56</b>
<b>EGRESOS</b>	<b>UNIDAD</b>						
Costos de Producción Diferida (5,52 días)	USD\$		32.802				
Costo del Fracturamiento	USD\$	357.717					
Impuesto de Renta	USD\$		6306,3	4730,6	3548,6	2662,0	1996,9
Lifting Cost	USD\$		63576,9	47691,8	35775,6	26836,9	20131,5
Costo de Transporte	USD\$		4238,5	3179,5	2385,0	1789,1	1342,1
Costo de Tratamiento	USD\$		1271,5	953,8	715,5	536,7	402,6
Factor de Ecopetrol	USD\$		12345,2	9260,6	6946,8	5211,1	3909,1
<b>TOTAL EGRESOS</b>	<b>KUSD\$/BBL</b>	<b>358</b>	<b>121</b>	<b>66</b>	<b>49</b>	<b>37</b>	<b>28</b>
<b>MARGEN OPERATIVO</b>	<b>KUSD\$</b>	(358)	58	68	51	38	29
<b>Flujo de caja libre</b>	<b>KUSD\$</b>	(358)	58	68	51	38	29
<b>Flujo de caja acumulado</b>	<b>KUSD\$</b>	(358)	(300)	(232)	(181)	(143)	(114)

INDICADORES ECONÓMICOS		
VPN	KUSD\$	(126)
TIR	%	-13%
VPN Beneficios	KUSD\$	\$ 519,96
VPN Costos	KUSD\$	\$ 288,10
Relación B/C		1,80
Pay Back Time	Tiempo	-