

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA PETROLERA



PROYECTO DE GRADO
“ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD EN LA APLICACIÓN DE
FRACTURAMIENTO CON CANALES DE FLUJO HIWAY EN
EL CAMPO BULO BULO”

POSTULANTE : UNIV. BENJO CRUZ VALENCIA
TUTOR : ING. MARCO ANTONIO MONTESINOS MONTESINOS

LA PAZ – BOLIVIA

2019



**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERIA**



LA FACULTAD DE INGENIERIA DE LA UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS AUTORIZA EL USO DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO SI LOS PROPÓSITOS SON ESTRICTAMENTE ACADÉMICOS.

LICENCIA DE USO

El usuario está autorizado a:

- a) Visualizar el documento mediante el uso de un ordenador o dispositivo móvil.
- b) Copiar, almacenar o imprimir si ha de ser de uso exclusivamente personal y privado.
- c) Copiar textualmente parte(s) de su contenido mencionando la fuente y/o haciendo la cita o referencia correspondiente en apego a las normas de redacción e investigación.

El usuario no puede publicar, distribuir o realizar emisión o exhibición alguna de este material, sin la autorización correspondiente.

TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS. EL USO NO AUTORIZADO DE LOS CONTENIDOS PUBLICADOS EN ESTE SITIO DERIVARA EN EL INICIO DE ACCIONES LEGALES CONTEMPLADAS EN LA LEY DE DERECHOS DE AUTOR.

DEDICATORIA

El presente trabajo de grado va dedicado a Dios quien como guía estuvo presente en el caminar de mi vida bendiciéndome y dándome fuerzas para continuar con mis metas sin desfallecer, asimismo por haberme dado la vida, por su infinito amor y por permitirme el haber llegado hasta este momento tan importante de mi formación profesional.

A mis mamás Delia y Emiliana quienes estuvieron presentes en todo de forma incondicional y me inculcaron valores de humildad, mucho respeto y responsabilidad.

A mi padre, a pesar de su partida, sé que en este momento hubiera sido tan especial para él como lo es para mí.

Finalmente, quiero dedicar este trabajo a todas las personas que han apoyado y han hecho posible este trabajo con éxito, amigos que me abrieron las puertas y compartieron sus conocimientos. Hoy en día comprendo que en el camino encuentras personas que iluminan tu vida, que con su apoyo alcanzas de mejor manera tus metas, a través de sus consejos y paciencia.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo, si bien ha requerido de mucho esfuerzo y dedicación, no hubiese sido posible sin la cooperación desinteresada de todas y cada una de las personas que me acompañaron en el recorrido laborioso de este y muchas de las cuales han sido un soporte muy fuerte en momentos de angustia y desesperación, primero y antes que todo, dar gracias a Dios, por estar conmigo en cada paso que doy, por fortalecer mi corazón e iluminar mi mente y por haber puesto en mi camino a aquellas personas que han sido mi soporte y compañía durante todo el periodo de estudio.

A la Universidad Mayor de San Andrés y mi querida Carrera de Ingeniería Petrolera por brindarme la educación y preparación para lograr terminar una carrera.

A mi tribunal, los ingenieros: Fernando Cuevas Banda, Ana Luisa Pari Ticona y Reynaldo Marín Domínguez, por su tiempo, sus observaciones y aportaciones a este trabajo. De igual forma, agradezco a mi tutor de proyecto Ing. Marco Antonio Montesinos Montesinos por su guía, gracias a sus consejos hoy puedo culminar este trabajo.

Ante todo a mi familia y mis amigos que me ayudaron de una manera desinteresada gracias infinitas de corazón por su apoyo incondicional y por toda su buena voluntad.

RESUMEN EJECUTIVO

En el documento se describen las bases y criterios de diseño de un tratamiento de fracturamiento hidráulico por canales de flujo HIWAY, tomando como objeto de estudio al campo Bulo Bulo del departamento de Cochabamba, siendo que en este se ha registrado una notable declinación en la producción de gas natural.

Para realizar el diseño de fracturamiento, se ha seleccionado el pozo BBL X8, como modelo piloto, para la aplicación del tratamiento. El diseño fue realizado de dos maneras, el primero considerando un fracturamiento convencional y el segundo un fracturamiento con canales de flujo HIWAY, para ambos casos se han hecho las predicciones de producción y las comparaciones correspondientes.

Asimismo, se ha realizado la simulación de un fracturamiento a través del software FracCade de la Compañía Schlumberger, esto con la finalidad de obtener un mayor grado de certeza en la predicción de las dimensiones de la fractura y por ende valores precisos en el incremento de producción.

Finalmente, se adjuntó un análisis económico con los costos referenciales bajo las condiciones de los pozos productores y los aspectos obtenidos posterior a los cálculos respectivos, evidenciándose que la implementación de la técnica HIWAY resulta factible económicamente.

INDICE GENERAL

DEDICATORIA	I
AGRADECIMIENTOS	II
RESUMEN EJECUTIVO	III
INDICE GENERAL.....	IV
INDICE DE TABLAS.....	IX
INDICE DE FIGURAS	X
SIMBOLOGÍA.....	XIII

CAPÍTULO I

GENERALIDADES	1
1.1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.2 ANTECEDENTES.....	2
1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	4
1.3.1 Identificación del problema	4
1.3.2 Formulación del problema	4
1.4 OBJETIVOS	5
1.4.1 Objetivo general.....	5
1.5 JUSTIFICACIÓN.....	6
1.5.1 Justificación técnica.....	6
1.5.2 Justificación medio ambiental.....	6

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO	9
2.1 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	9
2.1.1 Posterior a la iniciación de la fractura	11
2.1.2 ¿Cómo mantener abiertas las fracturas?.....	12
2.1.3 Control de la estimulación hidráulica	13
2.1.4 Geometría de la fractura.....	14
2.1.4.1 Modelo KGD	15

2.1.4.2	Modelo PKN.....	17
2.1.5	Coeficiente de pérdida de filtrado	18
2.1.6	Parámetros involucrados en el diseño de fracturamiento	19
2.1.6.1	Volumen de la fractura.....	19
2.1.6.2	Eficiencia de la fractura	20
2.1.6.3	Cantidad de apuntalante.....	20
2.1.6.4	Densidad de la mezcla	20
2.1.7	Factor de conductividad adimensional (C_{fD})	21
2.1.8	Cálculo hidráulico	21
2.2	MÉTODO DE FRACTURAMIENTO POR PULSOS	25
2.2.1	Optimización de la fractura (conductividad).....	26
2.2.2	Rediseño del empaque de propante.....	28
2.2.2.1	Base teórica.....	28
2.2.2.2	Programa de bombeo y método de punzado.....	32
2.2.2.3	Transporte de propante (uso de fibras)	34
2.2.3	Implementación de la técnica: Campo La Loma, Argentina.....	40
2.2.3.1	Estudio completo del campo.....	41
2.3	COMPARACIÓN ENTRE FRACTURAMIENTO CONVENCIONAL Y POR PULSOS.....	43
2.3.1	Ventajas.....	43
2.3.1.1	Incremento inicial y sostenido de producción	44
2.3.1.2	Menor uso de propante y agua	44
2.3.1.3	Reducción en la presión neta	44
2.3.1.4	Eliminación de arenamientos prematuros.....	44
2.3.1.5	Menor pérdida de presión y mejor limpieza	45
2.3.1.6	Mayor longitud y menor crecimiento vertical.....	45
2.3.1.7	No requiere propante de alta calidad.....	46
2.3.1.8	Rampa de propante agresivo	46
2.3.1.9	Impacto de seguridad en medio ambiente.....	46
2.3.2	Desventajas	47
2.3.2.1	Equipos de superficie y software	47

2.3.2.2	Modelamiento de propiedades geomecánicas	47
2.4	PRUEBAS DE PRODUCCIÓN DESPUÉS DEL FRACTURAMIENTO	48
2.4.1	Análisis de pruebas de presión de fracturas: Métodos lineales	48
2.4.2	Análisis de pruebas de presión para pozos fracturados usando Curvas Tipo	49

CAPÍTULO III

CAMPO BULO BULO.....	50	
3.1	DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO BULO BULO	50
3.2	CONDICIONES ESTRUCTURALES	51
3.3	EXPLOTACIÓN DEL CAMPO	53
3.3.1	Perforación	53
3.3.2	Reservorios productores.....	55
3.4	RESERVAS PROBADAS (P1) Y PROBABLES (P2) DEL CAMPO BULO BULO	56
3.5	DATOS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS PRODUCTORES EN EL CAMPO BULO BULO.....	56
3.7	POZO BBL X8	59
3.7.1	Datos de declinación del Pozo BBL X8	59
3.7.2	Tope de formaciones en el pozo BBL-X8	61
3.7.3	Datos de producción en el pozo BBL X8	62

CAPÍTULO IV

APLICACIÓN PRÁCTICA.....	63	
4.1	CÁLCULO DE LA GEOMETRÍA DE LA FRACTURA (MÉTODO ANALÍTICO)	63
4.1.1	Cálculos preliminares	64
4.1.3	Geometría de la fractura (Método Analítico KGD)	71
4.1.4	Cálculo de Presiones y parámetros involucrados en el fracturamiento	75
4.1.5	Factor de Conductividad Adimensional (C_{FD}):	78
4.1.6	Elaboración de las curvas IPR.....	80

4.2	SIMULACIÓN DE LA FRACTURA CON EL PROGRAMA FRACCADE ...	81
4.2.1	Descripción del simulador.....	81
4.2.2	Introducción de datos para la simulación.....	84
4.2.3	Resultados obtenidos de la simulación.....	89
4.2.4	Determinación del Factor Skin después de la fractura (simulada).....	92
4.3	FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO POR LA TÉCNICA HIWAY:.....	94
4.4	DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN EL POZO BBL X8.....	95
4.5	TIEMPO DE RECUPERACIÓN	98

CAPÍTULO V

	EVALUACIÓN ECONÓMICA	103
5.1	PRODUCCIÓN FUTURA.....	103
5.1	INGRESOS.....	104
5.2	EGRESOS	105
5.2.1	Costos de producción	106
5.2.2	Costos de fracturamiento.....	106
5.1	ANÁLISIS DE RENTABILIDAD	106
5.1.1	Flujo neto de caja (FNC).....	106
5.4.2	Valor actual neto (VAN)	108
5.4.3	Tasa interna de retorno (TIR)	109
5.4.4	Periodo de recuperación (PAY BACK)	110

CAPÍTULO VI

	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	111
6.1	CONCLUSIONES	111
6.2	RECOMENDACIONES.....	112
	BIBLIOGRAFÍA	114
	ANEXOS	116
	ANEXO 1.....	117

ANEXO 2.....	120
ANEXO 3.....	121
ANEXO 4.....	122
ANEXO 5.....	123
ANEXO 6.....	124
ANEXO 7.....	125
ANEXO 8.....	127
ANEXO 9.....	128
ANEXO 10.....	129
ANEXO 11.....	131

INDICE DE TABLAS

Tabla 3.1	Descripción de los estados de cada pozo	55
Tabla 3.2	Reservorios productores en el Campo Bulo Bulo	55
Tabla 3.3	Reservas del Campo Bulo Bulo	56
Tabla 3.4	Producción estimada del Campo Bulo Bulo	56
Tabla 3.5	Coefficientes de declinación pozo BBL X8.....	59
Tabla 3.6	Topes formacionales pozo BBL X8	61
Tabla 3.7	Datos de producción pozo BBL X8	62
Tabla 4.1	Datos iniciales del pozo BBL X8	63
Tabla 4.2	Composición del fluido YF230D	69
Tabla 4.3	Propiedades del apuntalante Carbolite 20/40	70
Tabla 4.4	Predicción de la geometría de la fractura en el pozo BBL X8	74
Tabla 4.5	Resultados obtenidos del diseño de fracturamiento	79
Tabla 4.6	Incremento de producción después del tratamiento.....	81
Tabla 4.7	Resultados obtenidos de la simulación en FracCade	92
Tabla 4.8	Estadísticas del incremento de producción, por la técnica HIWAY, en diferentes partes del mundo	94
Tabla 4.9	Producción de gas natural en el año 0.....	96
Tabla 4.10	Producción prevista de gas natural después del fracturamiento	97
Tabla 4.11	Incremento de la producción en el Campo Bulo Bulo debido al fracturamiento hidráulico en el pozo BBL X8.....	98
Tabla 4.12	Gas acumulado durante el período 2009-2011	101
Tabla 4.13	Tiempo de recuperación	102
Tabla 5.1	Precio del gas natural	105
Tabla 5.2	Representación económica sobre el parámetro VAN	108
Tabla 5.3	Resumen del análisis de rentabilidad.....	110

INDICE DE FIGURAS

Figura 2.1	Esfuerzos locales y propagación de las fracturas hidráulicas	10
Figura 2.2	Esfuerzos triaxiales sobre la roca.....	11
Figura 2.3	Modelo KGD.....	16
Figura 2.4	Modelo PKN	17
Figura 2.5	Gráfica de presión versus tiempo en un fracturamiento	23
Figura 2.6	Representación de la tecnología de tratamiento por pulsos (derecha) respecto a un tratamiento convencional (izquierda)	26
Figura 2.7	Medida de la conductividad para un arreglo de pilares de propante .	30
Figura 2.8	Comparación de las predicciones de modelamiento con resultados experimentales con pruebas de conductividad (hpp).....	30
Figura 2.9	Celda de conductividad api estándar.....	31
Figura 2.10	Comparación entre programa de bombeo para un fracturamiento por pulsos y fracturamiento convencional.....	32
Figura 2.11	Esquema de punzados empleados para facilitar la generación de canales de flujo abiertos dentro la fractura hidráulica.....	33
Figura 2.12	Diseño versus concentración real de apuntalante.....	34
Figura 2.13	Impacto de las fibras en el asentamiento de los slugs propante y consolidación.....	36
Figura 2.14	Influencia de las fibras en la prevención del slug	38
Figura 2.15	Comparación del perfil de concentración del pulso de propante antes y después del transporte.....	39
Figura 2.16	Perfil de concentración de un pulso de propante.....	40
Figura 2.17	Comparación de la tasa de producción inicial de pozos.....	42
Figura 2.18	Producción acumulada promedio por pozo	43
Figura 2.19	Curva tipo para una fractura de conductividad finita.....	49
Figura 3.1	Ubicación de Campo Bulu Bulu.....	51
Figura 3.2	Mapa estructural Campo Bulu Bulu.....	52
Figura 3.3	Modelo estructural Campo Bulu Bulu	52
Figura 3.4	Estimación de producción en el Campo Bulu Bulu.....	57

Figura 3.5	Curva de declinación en la producción de gas natural pozo BBL X8 .	60
Figura 3.6	Curva de declinación en la producción de condensado pozo BBL X8	60
Figura 4.1	Efecto de spurt en el volumen del PAD	71
Figura 4.2	Variación de la longitud de fractura con el tiempo de inyección	74
Figura 4.3	Radio efectivo del pozo como función de la conductividad adimensional y de la longitud de la fractura.....	78
Figura 4.4	Curvas ipr antes y después del fracturamiento convencional.....	80
Figura 4.5	Módulos disponibles en el programa fraccade	82
Figura 4.6	Completación del pozo	84
Figura 4.7	Hole Survey	85
Figura 4.8	Tubular	85
Figura 4.9	Introducción de datos de perforación (baleos)	86
Figura 4.10	Descripción de la zona productora	86
Figura 4.11	Descripción del fluido de reservorio.....	87
Figura 4.12	Propiedades del fluido de fractura	87
Figura 4.13	Propiedades del apuntalante	88
Figura 4.14	Programa de bombeo.....	88
Figura 4.15	Resultados de la simulación.....	89
Figura 4.16	Geometría de la fractura.....	89
Figura 4.17	Concentración de apuntalante.....	90
Figura 4.18	Conductividad de la fractura.....	90
Figura 4.19	Representación gráfica de la fractura (2D).....	91
Figura 4.20	Representación gráfica del pozo y la fractura generada	91
Figura 4.21	Curva ipr después de la simulación.....	93
Figura 4.22	Producción del gas natural después del tratamiento por fracturamiento hidráulico	96
Figura 4.23	Incremento de la producción total en el campo bulo bulo debido al fracturamiento HIWAY	99
Figura 4.24	Curva de declinación en la producción total de gas natural en el Campo Bulo Bulo	100

Figura 5.1	Gas natural acumulado antes y después del fracturamiento	104
Figura 5.2	Egresos correspondientes al proyecto	105
Figura 5.3	Flujos de caja acumulados	107

SIMBOLOGÍA

C: Coeficiente total de pérdida de fluido.	W_F: Amplitud de la fractura
E: Módulo de Young de la Roca.	V_i: Volumen de fluido inyectado
h: Altura de la Fractura.	ρ_M: Densidad de la mezcla
i: Gasto de Inyección.	C_p: Concentración de apuntalante en la mezcla
t: Tiempo total de inyección.	ρ_{FF}: Densidad del fluido fracturante
V_{spt}: Volumen de fluido perdido rápidamente, por unidad de área	P_{tw}: Presión de tratamiento en la formación (presión de propagación de la fractura).
W_f: Amplitud de la fractura en el pozo.	P_{ts}: Presión de tratamiento en la superficie.
X_F: Longitud de la fractura.	P_i: Presión instantánea de cierres en la superficie.
μ_{ff}: Viscosidad del fluido fracturante	ΔP_f: Pérdida de Presión por fricción en las tuberías.
k: Permeabilidad	ΔP_p: Pérdida de Presión por fricción en las perforaciones.
Δp: Presión diferencial en la fractura y el yacimiento	ΔP_s: Carga hidrostática.
σ: Porosidad en fracción	P_c: Presión de confinamiento.
μ_r: Viscosidad del fluido del yacimiento en	P_r: Presión del yacimiento.
C_e: Compresibilidad del fluido del yacimiento, en	MSCFD Millares de pies cúbicos día
V_F: Volumen de la fractura	BSCF Billones de pies cúbicos
X_F: Longitud de la fractura	BPD Barriles por día
h_F: Altura de la fractura	MMSCFD Millones de pies cúbicos día

CAPÍTULO I

GENERALIDADES

1.1 INTRODUCCIÓN

La industria petrolera tiene un significado estratégico de primera magnitud que se manifiesta por los niveles de contribución a la economía nacional. La necesidad de satisfacer día con día una mayor demanda de energéticos ha ocasionado un incremento en la producción de hidrocarburos y en consecuencia una acelerada reducción de las reservas probadas. Para hacer frente a este fenómeno es indispensable desarrollar e implementar tecnologías ambiental, técnica y económicamente eficientes que sirvan para mantener o aumentar la producción de petróleo de los yacimientos.

En los procesos de recuperación tradicional, alrededor del 30 a 40% de hidrocarburo es recuperado y la mayoría de éste se queda atrapado en el reservorio. Actualmente los métodos más ampliamente utilizados de recuperación del crudo residual son la inyección de gas, agua o adición de compuestos químicos entre otros.

El declive de nuestras reservas, las condiciones climatológicas adversas y la baja probabilidad de encontrar nuevos campos, son circunstancias oportunas para implementar nuevas tecnologías u optimizar las convencionales en la industria del petróleo.

El tratamiento de fracturamiento hidráulico es una muy buena opción para mejorar la productividad de los pozos mediante la creación de un trayecto de flujo desde la formación hacia el pozo. Los tratamientos de fracturamiento convencionales rellenan completamente la fractura con apuntalante, lo que mantiene abierta la fractura para preservar el trayecto de la producción.

Por otra parte, existe una nueva técnica de fracturamiento hidráulico que crea una red de canales abiertos a través de todo el empaque de apuntalante, lo cual mejora la conductividad de la fracturas en varios ordenes de magnitud. Esta técnica fue desarrollada por la Compañía Schlumberger y se denomina HIWAY. La implementación de esta técnica mejoraría significativamente la viabilidad económica de los pozos productores en Bolivia.

El presente proyecto analizará los efectos de rellenar la fractura con un empaque de apuntalante discontinuo consistente en columnas discretas de apuntalante rodeadas por canales abiertos. Según este enfoque, la tarea de sustentación de la carga del empaque de apuntalante se separaría de la de provisión de un trayecto de fluido. Si el empaque de apuntalante se diseña correctamente, la conductividad de las fracturas sería varios órdenes de magnitud más alta que la del empaque de apuntalante convencional.

El proyecto estará enfocado en la aplicación de la técnica de fracturamiento por canales de flujo HIWAY en el Campo Bulu Bulu. Sin embargo, debido a que todos los pozos que conforman dicho campo presentan las mismas características de declinación, se realizará un modelo piloto en el pozo BBL X8. Los resultados obtenidos determinaran la factibilidad de la técnica en la totalidad del campo.

1.2 ANTECEDENTES

Desde la introducción del fracturamiento hidráulico, en 1947 llevado a cabo por Stanolind Oil & Gas en el campo de Hugoton del sudeste de Kansas, en USA, profesionales de la industria del petróleo hicieron esfuerzos para rellenar la fractura completamente con propante, es decir, crear un paquete de arena continuo. Habiendo ya maximizado la conductividad del empaque de propante, la industria comenzó a investigar formas de mejorar aún más los resultados del fracturamiento hidráulico. Los ingenieros especularon entonces que, si fuera posible y se diseñaba correctamente rellenando la fractura con un empaque de arena discontinuo consistente en columnas

discretas rodeadas por canales abiertos, la conductividad de las fracturas sería varios órdenes de magnitud más alta que la del empaque de arena convencional más limpio.

Después de varios años de investigación y desarrollo (el proyecto empezó en el 2003), los científicos de Schlumberger lograron esta meta, la cual constituyo un avance fundamental en la ciencia de estimulación de yacimientos.

Los científicos del Centro de Tecnología Novosibirsk de Rusia comenzaron la búsqueda de un empaque de propano discontinuo con un programa experimental ambicioso para confirmar su factibilidad y desarrollar los medios con los cuales pudiera aplicarse dicha tecnología. La escala de los experimentos se incrementó gradualmente y pasó de los pequeños simuladores de las mesas de trabajo de los laboratorios a las pruebas de escala completa con equipos de campo estándar en el Centro de Aprendizaje Kellyville (KLC) de Schlumberger en Oklahoma, USA. Aplicaciones en campo empezaron en el 2007 para estimular reservorios de arenisca de petróleo y gas de una sola capa y multicapas.

Desde el 2010 Schlumberger proporciona el servicio de estimulación bajo el nombre de "Hiway Flow-Channel Hydraulic Fracturing". En Argentina (2010), por ejemplo, en el campo de Yacimientos Petrolíferos Loma La Lata (Cuenca de Neuquén) se consiguió estimular 7 pozos del campo, logrando incrementar la producción inicial promedio de gas en 53% por encima de los pozos fracturados de manera convencional. Asimismo, Petrohawk en la formación Eagle Ford en el campo de Hawkville, Texas, consiguió incrementar la producción inicial de gas en 37% y petróleo en 32%. A la fecha Petrohawk ha convertido al 100% sus diseños de fracturamiento orientados a generar canales de flujo abiertos.

En el oeste de Siberia, en el campo de Taylakovskoe, la operadora Slavneft-Megionneftegaz llevó a cabo 10 tratamientos, desde octubre 2011 a mayo del 2012, con los que han incrementado significativamente su tasa de producción promedio en 44% por encima de lo esperado.

1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.3.1 Identificación del problema

Es de conocimiento general que del 100% de hidrocarburos que se encuentra en los yacimientos bolivianos, al menos el 60% permanece en éstos después de haber aplicados procesos tradicionales de recuperación, por esta razón, se busca la forma de incrementar el índice de productividad, considerando que se debe satisfacer la creciente demanda energética en el país.

Actualmente los pozos productores del campo Bulo Bulo están ingresando en la etapa de declinación, por lo que es necesario pensar en técnicas que nos permitan incrementar la vida productiva de este campo. Las tecnologías a implementar deben ser técnica y económicamente eficientes para mantener o aumentar la producción de petróleo con un bajo impacto al medio ambiente.

Actualmente Bolivia atraviesa un déficit en cuanto al abastecimiento de Gas Natural, pues el incremento de la demanda interna y los resultados negativos en el hallazgo de nuevos pozos hacen que se incumpla el contrato de venta de Gas Natural hacia los países de Argentina y Brasil respectivamente.

1.3.2 Formulación del problema

Ante la creciente demanda de gas natural que se tiene actualmente en el país, y la inminente declinación de los pozos productores en los diferentes campos gasíferos, se tiene la necesidad de realizar la búsqueda e investigación de técnicas que permitan conseguir el incremento en la producción de hidrocarburos. Por tanto, ¿Será factible aplicar la técnica de fracturamiento con canales de flujo HIWAY en el campo Bulo Bulo para incrementar la producción de gas natural con un bajo impacto al medio ambiente?

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo general

Analizar la factibilidad de la aplicación de la técnica de fracturamiento hidráulico, a través del método de canales de flujo HIWAY, en el campo Bulo Bulo, para incrementar la producción de hidrocarburos con un bajo impacto al medio ambiente.

1.4.2 Objetivos específicos

- Evaluar el tipo de declinación que se tiene en el Campo Bulo Bulo para establecer criterios técnicos de fracturamiento.
- Diseñar el tratamiento de Fracturamiento Hidráulico, por el método convencional y a través de canales de flujo HIWAY, para el Pozo BBL X8 del Campo Bulo Bulo determinando los parámetros críticos de la fractura.
- Proponer la implementación del tratamiento de Fracturamiento Hidráulico a través de canales de flujo HIWAY en el campo Bulo Bulo, con base en la simulación planificada a través del software FracCade.
- Pronosticar la mejora en la productividad del pozo BBL X8 objeto del fracturamiento hidráulico convencional y la técnica de fracturamiento por canales de flujo HIWAY.
- Establecer la viabilidad técnica económica de la aplicación del fracturamiento hidráulico por canales de flujo HIWAY.

1.5 JUSTIFICACIÓN

1.5.1 Justificación técnica

Cuando la energía natural del yacimiento no produce una presión diferencial suficientemente grande entre el mismo y la cavidad del pozo como para extraer los fluidos desde dicho yacimiento hasta las instalaciones en superficie, o no lo expulsa en volumen suficiente, la energía del yacimiento deber ser inducida por el Sistema artificial de producción que satisfaga las características de la formación.

La industria petrolera, demanda nuevas y diversas tecnologías para definir procesos de recuperación, que permitan maximizar la producción de aceite en los yacimientos; El fracturamiento hidráulico con canales de flujo HIWAY se convierte en una opción potencialmente rentable debido a que su aplicación es mucho más eficiente que las técnicas de fracturamiento convencionales, pues la técnica no experimentaría una limitación de la profundidad debido a la presión y la temperatura.

1.5.2 Justificación medio ambiental

El Artículo 180 del REGLAMENTO DE NORMAS TÉCNICAS Y DE SEGURIDAD DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS aprobado por DS No 28397 del 6 de octubre de 2005 establece que *“Si en las operaciones de Explotación de Hidrocarburos se requiere de grandes cantidades de agua para proyectos de Recuperación Secundaria o Mejorada, el operador deberá atenerse a los siguientes criterios: a) Usar preferentemente la misma agua de formación. b) Se podrá usar agua dulce de subsuelo o Fuentes superficiales sólo cuando se cuente con la autorización ambiental correspondiente, otorgada por autoridad competente.”*

En términos generales las normas nacionales e internacionales buscan aminorar el consumo masivo de agua en tratamientos de fracturamiento. Se ha calculado que para un tratamiento de fracturamiento convencional se requieren entre 9.000 y 29.000 metros cúbicos de agua para las operaciones de un solo pozo. Esto podría causar

problemas con la sostenibilidad de los recursos hídricos incluso en países de clima templado, y aumentar la presión del consumo de suministros en las zonas más áridas¹. Sin embargo, la técnica propuesta en el presente proyecto (HIWAY) es muy eficiente, pues a diferencia de los métodos convencionales de fracturamiento, utiliza una menor cantidad de agua y propante; esto hace que la técnica se convierta en una técnica amigable para el medio ambiente, tanto en las características que presenta como en su aplicación.

En los Estados Unidos, en la lutita Eagle Ford, el tratamiento de Fracturamiento Hidráulico por canales de flujo HIWAY redujo el consumo de agua por pozo en un 58%. **(Schlumberger)**

1.6 ALCANCE

1.6.1 Alcance temático

La aplicación de este proyecto está dirigida hacia el área de producción petrolera: estimulación de pozos, inyección de fluidos y fracturamiento de estratos.

Con base en estudios realizados sobre la optimización de fracturamiento hidráulico, se estudiara la viabilidad de su uso, mediante la aplicación de la tecnología de canales de flujo HIWAY.

1.6.2 Alcance geográfico

El presente proyecto tiene como caso de estudio el análisis de factibilidad en la aplicación la técnica de fracturamiento hidráulico a través de canales de flujo HIWAY en el Campo Bulo Bulo que se encuentra ubicado en la provincia Carrasco del departamento de Cochabamba.

¹ Extraído del Artículo “Fractura Hidráulica para extraer gas natural (fracking)” publicado por Greenpeace.

1.6.3 Alcance temporal

El diseño y ejecución del fracturamiento hidráulico por canales de flujo HIWAY tendrá una duración menor a un mes. Sin embargo, con la finalidad de establecer la factibilidad económica, se considerará el incremento de producción en un período de 7 años.

1.6.4 Alcance legal

El presente proyecto está elaborado con base al REGLAMENTO DE NORMAS TÉCNICAS Y DE SEGURIDAD DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS aprobado por DECRETO SUPREMO No 28397 del 6 de octubre de 2005, que en su Artículo 190 establece que como mínimo se deben aplicar las Buenas Prácticas Técnicas de la industria recomendadas por el API² en las actividades que correspondan. Entre las normas recomendadas se tiene la normativa API RP 56³ “Prácticas recomendadas para probar arena para Fracturamiento Hidráulico”.

² American Petroleum Institute.

³ La normativa API RP 56 involucra el tamaño y distribución granulométrica, forma de partículas, resistencia a los ácidos, solubilidad, resistencia a la compresión, turbiedad, contenido de arcillas y limos; y análisis químico.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO⁴

La capacidad de un pozo para producir hidrocarburos o recibir fluidos de inyección es limitada por la permeabilidad natural del yacimiento y los cambios producidos en la región vecina al pozo como resultado de las operaciones de perforación o de otro tipo. El fracturamiento hidráulico, también conocida como estimulación hidráulica, mejora el flujo de hidrocarburos mediante la creación de fracturas en la formación, que conectan el yacimiento con el pozo.

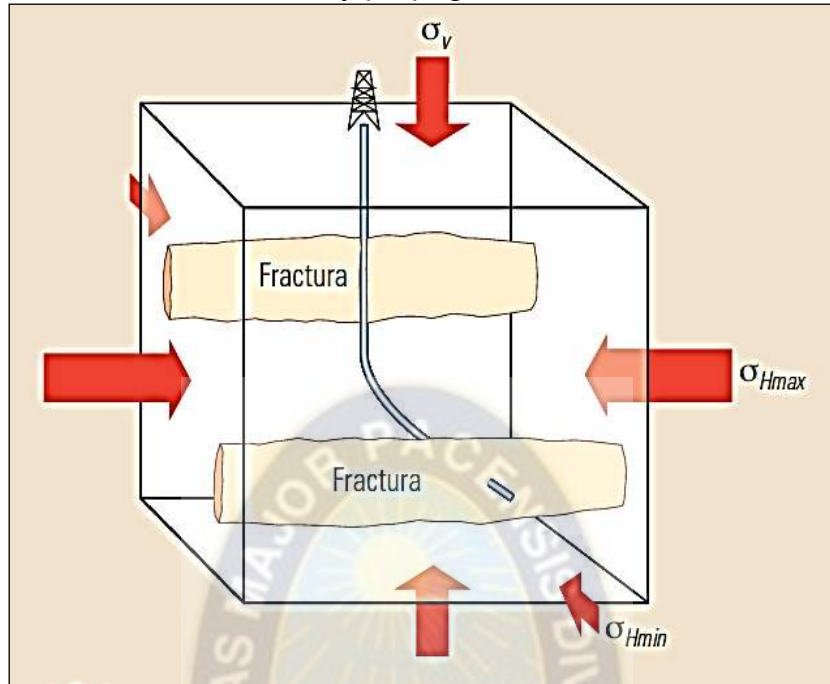
Una fractura hidráulica es una fractura inducida por presión, causada por la inyección de fluido en una formación rocosa objetivo. El fluido es bombeado en la formación a presiones que exceden la presión de fracturamiento⁵. Para acceder a una zona para el tratamiento de estimulación, se dispara la tubería de revestimiento a través del intervalo de interés y utilizan tapones recuperables para aislar dicho intervalo de otras zonas abiertas. Luego, este intervalo se presuriza hasta alcanzar la presión de ruptura de la formación, o presión de iniciación de la fractura, punto en el cual la roca se rompe y se forma una fractura.

El tamaño y orientación de una fractura, y la magnitud de la presión necesaria para crearla, son determinadas por el campo de esfuerzos locales de la formación. Este campo de esfuerzos puede ser definido por tres esfuerzos de compresión principales perpendiculares entre sí. Las magnitudes y orientaciones de estos tres esfuerzos principales son determinadas por el régimen tectónico de la región y por la profundidad, la presión de poro y las propiedades de las rocas, que definen cómo se transmite y se distribuye el esfuerzo entre las formaciones.

⁴ Traducción del artículo publicado en Oilfield Review Verano de 2013: 25, no. 2. Schlumberger.

⁵ Presión a la cual se fracturan las rocas.

Figura 2.1 Esfuerzos locales y propagación de las fracturas hidráulicas



Fuente: (Schlumberger, 2013)

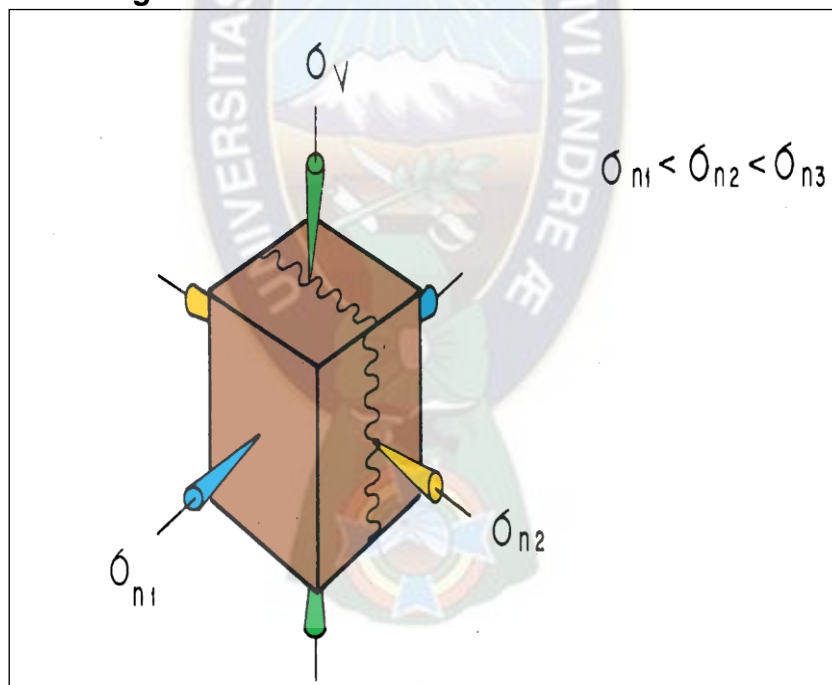
Los esfuerzos locales controlan la orientación y la dirección de la propagación de las fracturas hidráulicas. Las fracturas hidráulicas son fracturas debidas a la tracción y se abren en la dirección de menor resistencia. Si el esfuerzo de compresión principal máximo es el esfuerzo de la sobrecarga, las fracturas son verticales y se propagan en sentido paralelo al esfuerzo horizontal máximo cuando la presión de fracturamiento excede el esfuerzo horizontal mínimo.

Los tres esfuerzos principales se incrementan con la profundidad. La tasa de incremento con la profundidad define el gradiente vertical. El esfuerzo vertical principal, conocido generalmente como esfuerzo de sobrecarga, es causado por el peso de la roca que suprayace un punto de medición. Su gradiente vertical se denomina gradiente litostático. Los esfuerzos horizontales mínimo y máximo son los otros dos esfuerzos principales. Sus gradientes verticales, que varían considerablemente por cuenca y litología, son controlados por los esfuerzos locales y regionales, principalmente a través de la tectónica.

El peso del fluido por encima de un punto de medición en las cuencas normalmente presionadas crea la presión de poro local. El gradiente vertical de la presión de poro es el gradiente hidrostático. No obstante, las presiones de poro de una cuenca pueden ser menores o mayores que las presiones normales, a lo que se alude como los términos subpresionada o sobrepresionada, respectivamente.

Hubbert y Willis (como se citó en Garaicochea, 1985) demostraron que la orientación de una fractura inducida depende de las condiciones geológicas y no puede controlarse por procedimientos mecánicos o hidráulicos. Los esfuerzos que actúan sobre la formación, pueden representarse por tres esfuerzos normales entre sí, que son equivalentes al sistema de esfuerzos del cual han sido derivados.

Figura 2.2 Esfuerzos Triaxiales sobre la roca



Fuente: (Garaicochea, 1985)

2.1.1 Posterior a la iniciación de la fractura

En la superficie, una caída repentina de la presión indica a iniciación de la fractura, a medida que el fluido fluye hacia la formación fracturada. Para romper la roca en el

intervalo objetivo, la presión de iniciación de la fractura debe exceder la suma del esfuerzo principal mínimo y la resistencia a la tracción de la roca. Para hallar la presión de cierre de la fractura, se deja que la presión descienda hasta que indica que se ha cerrado nuevamente. Luego, se halla la presión de reapertura de la fractura mediante la presurización de la zona hasta que la nivelación de la presión indica que la fractura se ha reabierto. Las presiones de cierre y reapertura son controladas por el esfuerzo de compresión mínimo. Por consiguiente, las presiones inducidas de fondo de pozo deben exceder el esfuerzo principal mínimo para extender la longitud de la fractura.

Después de iniciar la fractura, se presuriza la zona para el tratamiento de estimulación planificado. Durante este tratamiento la zona se presuriza hasta la presión de propagación de la punta de la fractura.

2.1.2 ¿Cómo mantener abiertas las fracturas?

La presión neta controla el crecimiento de la fractura y mantiene separadas sus paredes, generando un ancho suficiente para permitir el ingreso de la lechada de fracturamiento compuesta de fluido y apuntalante⁶.

Una vez detenido el bombeo, las presiones existentes dentro de una fractura decrecen a medida que los fluidos fluyen de regreso al pozo o bien se pierden en la roca yacimiento. Esta caída de presión permite que la fractura se cierre nuevamente. Para asegurar que las fracturas permanezcan abiertas, se deben inyectar materiales adicionales, cuyo uso depende de la litología. En formaciones de arenisca o lutitas, se inyectan apuntalante para mantener las fracturas abiertas. En las formaciones carbonatadas, se bombea ácido en las fracturas para atacar la formación generando una rugosidad artificial.

⁶ Sólidos que mantienen abierta la fractura después que se interrumpe el bombeo.

El tratamiento de estimulación finaliza cuando se concluye el programa de bombeo planificado o cuando un incremento repentino de la presión indica que se ha producido un episodio de arenamiento⁷.

2.1.3 Control de la estimulación hidráulica

Para la estimulación hidráulica se debe mantener una tasa constante de inyección de fluido. El volumen inyectado incluye el volumen adicional generado durante el fracturamiento y la pérdida de fluido en la formación como resultado de su admisión a través de la pared permeable de la fractura. No obstante, la tasa de pérdida de fluido en la punta de la fractura en desarrollo es extremadamente alta. Por consiguiente, no es posible iniciar un fractura con apuntalante en el fluido de fracturamiento porque la alta pérdida de fluido podría hacer que el apuntalante de la punta de la fractura alcanzara la consistencia de un sólido seco, generando condiciones de puenteo y arenamiento. En consecuencia, se debe bombear un cierto volumen de fluido limpio – un colchón– antes del bombeo del cualquier apuntalante.

A la hora de diseñar un tratamiento de fracturamiento hidráulico, se debe establecer la tasa de admisión (pérdida de fluido) y el volumen del colchón en relación con la secuencia cronológica de la inyección de apuntalante y lechada, de manera que cuando la fractura alcance su longitud, altura y ancho de diseño, la primera partícula de apuntalante llegue a la punta de la fractura. Para diseñar una operación de fracturamiento hidráulico, se debe comprender cómo la velocidad de bombeo y las propiedades de los fluidos de estimulación afectan la geometría y la propagación de las fracturas hidráulicas dentro del campo de esfuerzos locales para lograr la longitud de fractura apuntalada prevista.

Es importante asegurarse de que la fractura hidráulica permanezca dentro del yacimiento y no crezca verticalmente hasta penetrar en la formación adyacente. Para

⁷ Un arenamiento es un bloqueo causado por una obturación –acumulación, aglutinamiento o alojamiento- de apuntalante a través del ancho de la fractura, que restringe el flujo de fluido hacia la fractura hidráulica.

reducir este riesgo, se debe monitorear el crecimiento vertical de las fracturas. A medida que el fluido de fracturamiento hace que la roca se rompa y las fracturas crezcan, los pequeños fragmentos de roca se fracturan, produciendo diminutas emisiones sísmicas que se conocen como microsismos en el subsuelo. Los datos de laboratorio y de campo han demostrado que estos microsismos siguen el trayecto de las fracturas en proceso de crecimiento. Provistos del conocimiento de la dirección del crecimiento de las fracturas, se pueden adoptar pasos para direccionar las fracturas hacia las zonas preferidas o detener el tratamiento antes de que el crecimiento vertical de la fractura la haga salir de la zona prevista.

La propagación de las fracturas hidráulicas obedece a las leyes de la física. Los esfuerzos locales controlan la presión y la dirección de la iniciación y el crecimiento de las fracturas. Se debe monitorear cuidadosamente el proceso de estimulación para asegurarse de que proceda en forma segura y conforme a lo planificado.

2.1.4 Geometría de la fractura

La geometría de la fractura durante el tratamiento, queda definida por su altura, su longitud y su amplitud (Garaicochea, 1985). Para predecir la geometría de una fractura estas dimensiones se relacionan con las propiedades de la formación y el fluido fracturante. La mayoría de los procedimientos de cálculo combinan las soluciones analíticas de tres problemas interdependientes que describen el desarrollo de la fractura cuando se resuelven simultáneamente. Esto incluye ecuaciones que describen lo siguiente:

- **La geometría de la fractura.** Estas ecuaciones relacionan la longitud de la fractura y su amplitud con el volumen de la fractura, interviniendo el módulo de Young, la relación de Poisson para la roca de la formación, la presión de la fractura, y el esfuerzo de la formación que debe vencerse para predecir la fractura.

- **Volumen de la fractura.** Las ecuaciones que relacionan el volumen de fluido perdido a la formación con las propiedades de la formación y el fluido, permiten predecir el volumen de la fractura conocida su longitud.
- **Presión promedio dentro la fractura.** La fuerza que mantiene abierta la fractura es generada por la resistencia al flujo del fluido fracturante a lo largo de la fractura. Esta presión se calcula usando una ecuación que relaciona el gradiente de presión con la viscosidad del fluido fracturante, la velocidad del fluido, y la longitud y amplitud de la fractura.

2.1.4.1 Modelo KGD

Este procedimiento de cálculo fue desarrollado por Geertsma y Klerk, y permite predecir con precisión razonable la geometría de la fractura sin utilizar una computadora⁸. El método propuesto tiene la característica de relacionar la amplitud de la fractura y la longitud de sus alas, asimismo, la longitud de la fractura con las propiedades de la formación y el fluido fracturante.

Para simplificar la solución de estas ecuaciones, los resultados fueron combinados y presentados en forma gráfica, como se muestra en el **ANEXO 5**. Esta gráfica relaciona la amplitud adimensional de la fractura, K_u , con tres parámetros adimensionales, que están definidos en las ecuaciones siguientes:

$$K_s = \frac{c\sqrt{t}}{v_{spt}} \quad (2.1)$$

$$K_{nL} = 21,8 \left(\frac{i}{hc^2} \right)^3 \left(\frac{\mu_{ff}}{Et} \right) \quad (2.2)$$

$$X_f = K_L \frac{i\sqrt{t}}{hc} \quad (2.3)$$

$$W_f = \frac{c\sqrt{t}}{K_u} \quad (2.4)$$

⁸ Este procedimiento fue presentado en la revista J.P.T. (diciembre de 1969).

Donde:

C: Coeficiente total de pérdida de fluido.

E: Módulo de Young de la Roca.

h: Altura de la Fractura.

i: Gasto de Inyección.

t: Tiempo total de inyección.

V_{spt}: Volumen de fluido perdido rápidamente, por unidad de área, cuando se crea una nueva área en la fractura.

W_f: Amplitud de la fractura en el pozo.

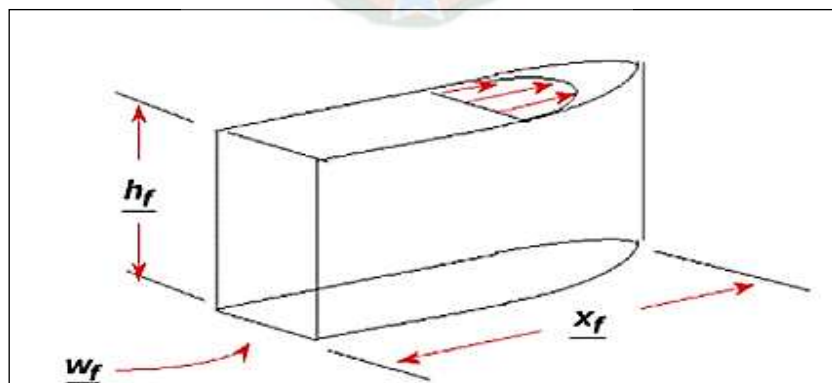
X_F: Longitud de la fractura.

μ_{ff}: Viscosidad del fluido fracturante a la temperatura existente durante el flujo a lo largo de la fractura.

Este modelo considera que la fractura tendría una forma elíptica en el plano horizontal y rectangular en el plano vertical. Teóricamente la presión neta debería disminuir paulatinamente durante toda la operación. El ancho de la fractura es proporcional a la longitud e independiente de la altura. Las características del modelo son:

- Altura fija y flujo en una dirección.
- Sin esfuerzo en plano horizontal.
- El ancho no varía con la altura.
- El modelo sería apropiado cuando $h > X_f$.

Figura 2.3 Modelo KGD



Fuente: (PORTAL DEL PETRÓLEO, s.f.)

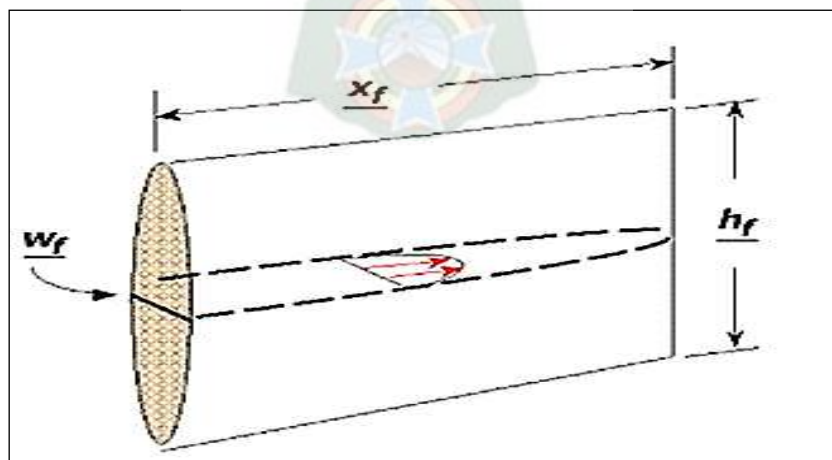
2.1.4.2 Modelo PKN

El modelo PKN considera que la fractura tendrá una forma elíptica tanto en el plano vertical como el horizontal. La presión dentro de la fractura es gobernada por las pérdidas de fricción. Teóricamente la presión neta debería incrementarse paulatinamente durante toda la operación. El modelo considera cada sección vertical se deforma independiente de las demás. El ancho de la fractura es proporcional a la altura y casi independiente de la longitud.

Este modelo sería más representativo para fracturas que tienen longitudes mayores a la altura. Sería aplicable solamente en formaciones donde las barreras tienen esfuerzos in situ netamente mayor que los de la zona de interés. Por el contrario, si no hay suficiente diferencia entre los stress la fractura crecería en altura dentro de las barreras. Las características del modelo son:

- Altura fija y flujo en una dirección.
- Sin esfuerzo en plano vertical.
- El ancho varía con la altura.
- Presión neta aumenta con el tiempo.
- El modelo es apropiado cuando $h < x_f$.

Figura 2.4 Modelo PKN



Fuente: (PORTAL DEL PETRÓLEO, s.f.)

2.1.5 Coeficiente de pérdida de filtrado⁹

Como las propiedades del fluido fracturante que intervienen en el cálculo de la geometría de la fractura se reflejan sólo a través del coeficiente de pérdida de filtrado, debe establecerse un procedimiento para determinar el valor de este factor para cualquier tipo de fluido fracturante. En un sistema de flujo dado, el coeficiente del fluido fracturante depende de las características del fluido fracturante usado, y de las características de la roca y fluidos del yacimiento. Un coeficiente bajo significa una fractura mayor para un gasto de inyección y un volumen dados. El coeficiente del fluido fracturante define los tres tipos de mecanismos de flujo lineal que se encuentran al fracturar una formación, estos son:

- a) La resistencia al flujo debida a la viscosidad del fluido fracturante y su permeabilidad relativa.
- b) La resistencia al flujo debida a la viscosidad de los fluidos del yacimiento y a los efectos de compresibilidad de la formación generados al ser desplazados los fluidos de la cara de la fractura.
- c) La resistencia que ofrece el enjarre formado por el fluido fracturante sobre la cara de la fractura.

El valor de los primeros dos coeficientes, C1 y C2, puede calcularse a partir de las propiedades del yacimiento y la viscosidad del fluido fracturante, usando fórmulas ya conocidas. El tercer coeficiente debe determinarse experimentalmente, ya que su valor depende de los aditivos de pérdida de los fluidos utilizados. Los valores de C1 y C2 pueden determinarse mediante las ecuaciones siguientes:

$$C_1 = 0.0469 \left(\frac{k\Delta p\phi}{100 * \mu_f} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (2.5)$$

⁹ (Garaicochea, 1985)

$$C_2 = 0.0374 \Delta p \left(\frac{k\phi C_e}{100 * \mu_r} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (2.6)$$

Donde:

- k:** Permeabilidad [mD]
- Δp :** Presión diferencial en la fractura y el yacimiento [psia]
- ϕ :** Porosidad en fracción
- μ_f :** Viscosidad del fluido fracturante en [cp]
- μ_r :** Viscosidad del fluido del yacimiento en [cp]
- C_e :** Compresibilidad del fluido del yacimiento, en [psi⁻¹]

El coeficiente de pérdida de fluido que controla el filtrado del fluido fracturante a la formación es realmente una combinación de los tres mecanismos que actúan para evitar la pérdida de fluido. El coeficiente total debe obtenerse usando la ecuación siguiente:

$$\frac{1}{C} = \frac{1}{C_1} + \frac{1}{C_2} \quad (2.7)$$

2.1.6 Parámetros involucrados en el diseño de fracturamiento

2.1.6.1 Volumen de la fractura

El volumen de la fractura, calculada por el modelo KGD, estará dado por la siguiente ecuación:

$$V_F = \left(\frac{\pi}{2} \right) * X_F * h_F * \frac{\pi * W_F}{4} \quad (2.8)$$

Donde:

- V_F : Volumen de la fractura [ft³]
- X_F : Longitud de la fractura [ft]
- h_F : Altura de la fractura [ft]
- W_F : Amplitud de la fractura [ft]

2.1.6.2 Eficiencia de la fractura

La eficiencia de la fractura está definida por la relación entre el volumen de la fractura y el volumen de fluido inyectado.

$$Eff = \frac{V_F}{V_i} \times 100\% \quad (2.9)$$

Donde:

V_F : Volumen de la fractura [ft³]

V_i : Volumen de fluido inyectado [ft³]

2.1.6.3 Cantidad de apuntalante

La cantidad de apuntalante necesario para el tratamiento estará dado por la siguiente ecuación:

$$W_p = V_i * C_p \quad (2.10)$$

Donde:

V_i : Volumen de fluido inyectado [gal]

C_p : Concentración de apuntalante en la mezcla [lbm/gal]

W_p : Cantidad de apuntalante [lbm]

2.1.6.4 Densidad de la mezcla

Este parámetro utilizado para determinar el número de Reynolds en la fractura y en los cálculos hidráulicos, se obtiene con la siguiente ecuación:

$$\rho_m = \left(\frac{\rho_{ff} + C_p}{1 + 0,0456C_p} \right) \quad (2.11)$$

Donde:

ρ_m : Densidad de la mezcla [lbm/gal]

C_p : Concentración de apuntalante en la mezcla [lbm/gal]

ρ_{FF} : Densidad del fluido fracturante [lbm/gal]

2.1.7 Factor de conductividad adimensional (C_{fD})

El concepto de conductividad adimensional de la fractura (C_{fD}) fue introducido para evaluar el resultado del tratamiento, este factor relaciona la habilidad de la fractura para transportar el fluido con la habilidad de la formación para alimentar dicha fractura. Un valor mayor a 1 indica que la fractura es más conductiva que la formación, mientras que un $C_{fD} < 1$ indica que los fluidos producidos fluyen más fácilmente a través de la formación (**Economides & Nolte, 2000**).

El valor de la conductividad adimensional es obtenido mediante la siguiente ecuación:

$$C_{fD} = \frac{k_F * W_F}{k * X_F} \quad (2.12)$$

Donde:

K_F = Permeabilidad de la fractura [md]

W_F = ancho de la fractura [ft]

k = permeabilidad de la formación [md]

X_F = longitud de la fractura [ft]

2.1.8 Cálculo hidráulico¹⁰

El cálculo hidráulico comprende la estimación de la presión de Inyección necesaria en el cabezal del pozo para efectuar el tratamiento; en el caso de que esta presión exceda la presión permisible de las conexiones superficiales y tuberías, el diseño correspondiente se excluye. Si la presión superficial resulta menor o igual a la permisible, se obtiene la potencia hidráulica necesaria para efectuar el tratamiento. El cálculo de esta potencia es necesario para la evaluación económica del diseño.

En el cálculo hidráulico se consideran los casos siguientes:

¹⁰ (Garaicochea, 1985)

- Tratamiento por la tubería de producción o revestimiento.
- Tratamiento por el espacio anular.
- Tratamiento por el espacio anular y la tubería de producción.

Los cálculos pueden efectuarse para fluidos fracturantes Newtonianos o no-Newtonianos. La presión superficial requerida para efectuar el tratamiento se obtiene con la siguiente ecuación:

$$P_{ts} = P_{tw} + \Delta P_f + \Delta P_p - \Delta P_s \quad (2.13)$$

La presión de tratamiento, P_{tw} , se estima o calcula con el gradiente de fracturamiento en el área donde se localiza el pozo.

La caída de presión por fricción a través de la tubería se determina con la siguiente ecuación:

$$\Delta P_f = 2,854 \frac{f * TVD * i^2 * \rho_m}{d_i^5} \quad (2.14)$$

En esta ecuación f es el factor de fricción de Fanning que se obtiene en función del número de Reynolds.

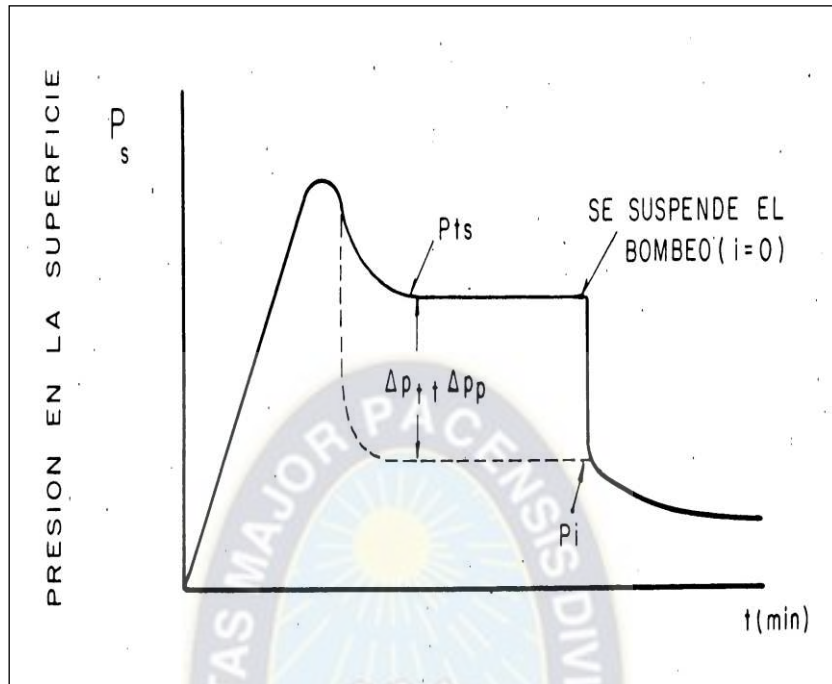
La pérdida de presión por fricción a través de las perforaciones se calcula con la expresión:

$$\Delta P_p = \frac{0.00836 * \rho_m * i^2}{d_d^4 N^2} \quad (2.15)$$

No existe aún un procedimiento preciso para predecir la presión de iniciación de una fractura cuando se tiene una tubería de revestimiento cementada y perforada con disparos. Si estas perforaciones están taponadas, se tendrá una gran resistencia para iniciar la fractura.

A continuación se muestra la variación de la presión registrada en la superficie, durante el tratamiento de estimulación por fracturamiento.

Figura 2.5 Gráfica de Presión versus tiempo en un fracturamiento



Fuente: (Garaicochea, 1985)

La presión instantánea de cierre es la presión medida inmediatamente después de parar las bombas y corresponde a la presión de inyección en la superficie a un gasto dado, descontadas las pérdidas por fricción en la tubería y en las perforaciones, correspondientes a ese gasto. El valor de esta presión es un dato que se requiere para diseñar un fracturamiento.

Las ecuaciones siguientes se relacionan con la **Figura 2.5** y son útiles para diseñar los tratamientos por fracturamiento:

$$P_{tw} = P_{ts} + \Delta_{ps} - \Delta_{pf} - \Delta_{pp} = P_{ts} + \Delta_{ps} - (\Delta_{pf} + \Delta_{pp}) \quad (2.16)$$

Donde:

P_{tw}: Presión de tratamiento en la formación (presión de propagación de la fractura).

P_{ts}: Presión de tratamiento en la superficie.

- P_i**: Presión instantánea de cierres en la superficie.
- Δ_{Pf}**: Pérdida de Presión por fricción en las tuberías.
- Δ_{Pp}**: Pérdida de Presión por fricción en las perforaciones.
- Δ_{Ps}**: Carga hidrostática.
- P_c**: Presión de confinamiento.
- P_r**: Presión del yacimiento.

Al suspender el bombeo (i=0):

$$\begin{aligned}
 P_{ts} &= P_i \\
 \Delta_{Pf} &= 0 \\
 \Delta_{Pp} &= 0
 \end{aligned}$$

Sustituyendo en (2.15):

$$P_{tw} = P_i + \Delta_{Ps} \quad (2.17)$$

En la **Figura 2.5** se observa que:

$$\begin{aligned}
 P_{ts} - P_i &= \Delta_{Pf} + \Delta_{Pp} \\
 \therefore P_{ts} &= P_i + \Delta_{Pf} + \Delta_{Pp}
 \end{aligned} \quad (2.18)$$

El gradiente de fracturamiento¹¹ (G_f) que interesa para diseñar los tratamientos, es:

$$G_F = \frac{P_{tw}}{TVD} = \frac{P_i + \Delta_{Ps}}{TVD} \quad (2.19)$$

La presión de confinamiento o esfuerzo que tiende a cerrar la fractura es:

$$P_C = P_{tw} - P_r \quad (2.20)$$

Donde:

- P_r**: Presión de fondo de pozo.

¹¹ El gradiente de fractura adoptado, por objetos de cálculo, será 0,6115 [psi/ft].

2.2 MÉTODO DE FRACTURAMIENTO POR PULSOS

El principal objetivo de un tratamiento de fractura hidráulica es mejorar la conexión entre el reservorio y el pozo creando caminos de alta conductividad. En tratamientos convencionales en el que se coloca un empaque de propante, el performance de la técnica depende esencialmente en la calidad de propante empleado. El agente propante típicamente empleado es arena natural angular para formaciones de bajo esfuerzo de cierre, o cerámicos aproximadamente esféricos para formaciones de alto esfuerzo de cierre debido a su alta resistencia al crushing e inherente generación de finos.

Esta técnica revolucionaria va pasos adelante y elimina la dependencia del performance de la fractura sobre las características de propante. Esto es posible creando canales abiertos dentro de la fractura el cual impone sustancialmente una mayor conductividad de fractura y un medio mucho más conductivo para el flujo de fluidos del reservorio comparado a un tratamiento convencional.

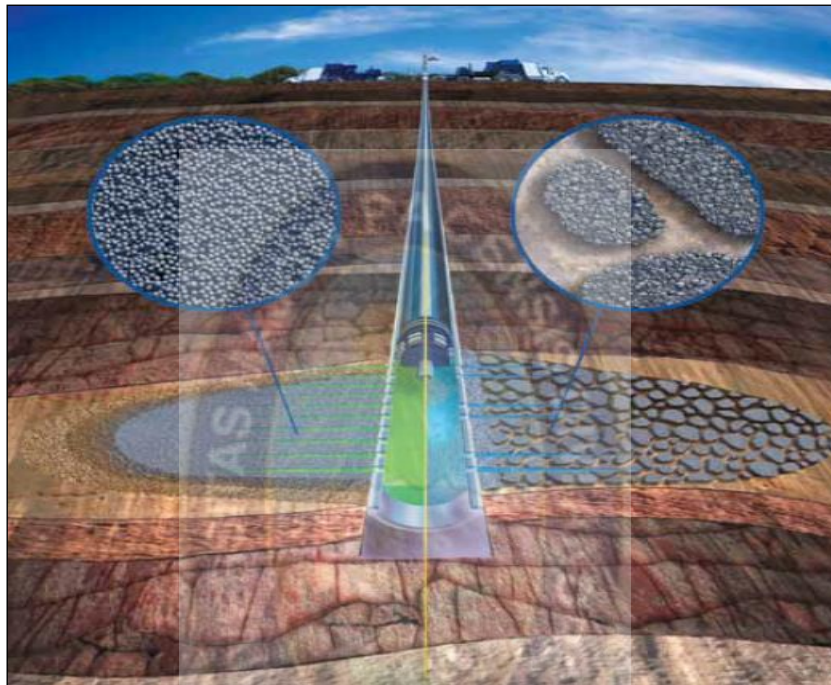
El propante es colocado heterogéneamente en forma de pilares de propante rodeados de canales abiertos. Aquí el propante sirve no como un medio conductivo sino como agente de soporte para prevenir el cierre de las paredes de la fractura alrededor de los canales.

Los canales en la fractura son creados por una combinación de un programa de bombeo específico, estrategia de punzados, diseño de fluidos de fractura y uso de tecnología de fibras. Esta técnica está basada en tecnología de un tratamiento convencional pero con características propias, requerimientos de equipos, procedimientos, y por ende la aplicación de esta técnica afecta su diseño, ejecución y ciclo de evaluación.

En este punto se detalla cómo esta técnica provee de fracturas hidráulicas sustancialmente más conductivas que uno convencional superando las limitaciones

inherentes a restricción del flujo de fluidos en el medio poroso de un empaque de propante.

Figura 2.6 Representación de la tecnología de tratamiento por pulsos (derecha) respecto a un tratamiento convencional (izquierda)



Fuente: (Schlumberger, 2011)

2.2.1 Optimización de la fractura (conductividad)

La optimización de producción de hidrocarburos es a menudo analizado como el resultado de un balance entre la deliverabilidad del reservorio hacia la fractura el cual es relacionado a x_f , la longitud efectiva del ala de la fractura, y la deliverabilidad de la fractura hacia el pozo el cual es típicamente asociado a $F_c = k_f w$, la conductividad de la fractura. Hay una variedad de relaciones entre la combinación óptima de estos parámetros de fractura y las características del reservorio (Bennet et al., 1983; Britt y Bennet, 1985; Elbel, 1988; Economides y Nolte, 2000), lo cual sugiere que una alta conductividad de fractura no es esencial para todos los tipos de reservorios. Por ejemplo, un reservorio de una muy baja permeabilidad podría no requerir una alta capacidad a lo largo de la fractura a medida que la habilidad de flujo del reservorio es

dominada y limitada por la habilidad de los hidrocarburos para fluir a través de una roca extremadamente apretada, por lo que para este caso una fractura larga es necesaria. Sin embargo la conductividad de fractura aún juega un rol importante en ese caso. Para lograr una larga longitud de fractura efectiva, la fractura debe ser lo suficientemente conductiva para asegurar una adecuada recuperación del fluido de fractura y por ende causar un mínimo daño residual a la formación y el empaque de propante.

La necesidad de incrementar la deliverabilidad del reservorio al pozo ha llevado a cabo la búsqueda en los últimos seis años por métodos prácticos para mejorar la conductividad (Clark, 1949). Muchos de los trabajos realizados en este tiempo se han enfocado a incrementar el flujo a través del empaque de propante, el cual es efectivamente un medio poroso. La resistencia al flujo, el cual se manifiesta como una caída en la presión, han sido atribuidos a una combinación de lo siguiente: daño residual de pobre recuperación de gel, migración de finos, flujo multifásico, pérdida del momento del fluido (factor β), fuerzas de arrastre, fuerzas capilares y aplastamiento y empotramiento de propante (Vincent, 2009). Para mitigar estos efectos, ha habido varias mejoras graduales a través del desarrollo de rompedores de fluidos (Samuel et al., 2009), agentes mojantes (Bang et al., 2008), uso de fluidos energizados (Frieauf y Sharma, 2009), agentes gelificantes (agentes no poliméricos (Samuel et al., 1999), cargas de bajo polímero (Cramer et al., 2004)), incremento de la fortaleza y redondez del propante (Stephens, 2007), y diseños más agresivos de fractura orientados a obtener una mayor conductividad de fractura (Nor-Azlan et al., 2003), entre muchos otros. Estas mejoras contribuyen sustancialmente hacia la meta de alcanzar la conductividad máxima teórica que puede ser obtenida en un empaque de propante homogéneo.

El concepto detrás de esta tecnología es sustituir el empaque de propante homogéneo por una estructura heterogénea conteniendo una red de canales de flujo abierto. Para este caso la fractura es mantenida abierta por discretas conglomeraciones de material

propante y donde los canales abiertos actúan como caminos de baja resistencia para el flujo de fluidos del reservorio.

2.2.2 Rediseño del empaque de propante

Los científicos del Centro de Tecnología Novosibirsk de Rusia comenzaron la búsqueda de un empaque de propante discontinuo con un programa experimental para confirmar su factibilidad y desarrollar los medios con el cual aplicar esta tecnología. La escala de los experimentos se incrementó gradualmente y pasó de pequeños simuladores de laboratorio a pruebas a escala completa con equipos de campo estándar. Hay tres puntos que resumen esta tecnología que explican el soporte teórico fundamental de este rediseño del empaque de propante. La base teórica del porqué son necesarios canales abiertos y el resultado en conductividad, el método de cómo son creados los canales abiertos en el reservorio por medio de un bombeo heterogéneo de propante y método de baleo en grupos y por último como la estructura heterogénea de canales abiertos es mantenida mediante el uso de fibras.

2.2.2.1 Base teórica

Se sustenta en que la conductividad de fractura generada por canales de flujo abierto es mayor que la de una fractura de empaque convencional. En aplicaciones convencionales de fracturamiento hidráulico el flujo a través de un empaque de arena puede ser descrita por la clásica ecuación de Darcy, el cual relaciona la velocidad de fluido con la caída de presión:

$$q = \frac{k_f w \Delta P}{\mu L} \quad (2.21)$$

Donde q es flujo volumétrico por unidad de altura de fractura, k_f es la permeabilidad de la fractura y w es el ancho de la fractura, μ es la viscosidad del fluido, y $\Delta P/L$ es la caída de presión. El producto de la permeabilidad de la fractura y el ancho de fractura es a menudo referido como la conductividad de la fractura. La permeabilidad de la

fractura en este caso es una función del tipo de propante empleado y el esfuerzo de cierre aplicado.

Para el caso de flujo a través de una ranura el cual representa un canal de fractura abierto sin propante, la ecuación de Navier-Stokes puede ser empleada. Bajo las condiciones típicas de producción el término no lineal de la ecuación puede ser ignorada de donde la parte lineal de la ecuación es aplicada.

Considerando la forma unidimensional de la ecuación de Navier-Stokes e integrándolo, la siguiente expresión de tasa de flujo es obtenida:

$$q = \frac{w^3 \Delta P}{12 \mu L} \quad (2.22)$$

La ecuación anterior describe la dependencia entre la tasa de flujo lineal y la caída de presión en un canal abierto. Comparando las dos ecuaciones anteriores es posible definir la permeabilidad efectiva de un canal de flujo abierto de fractura, el cual es igual a:

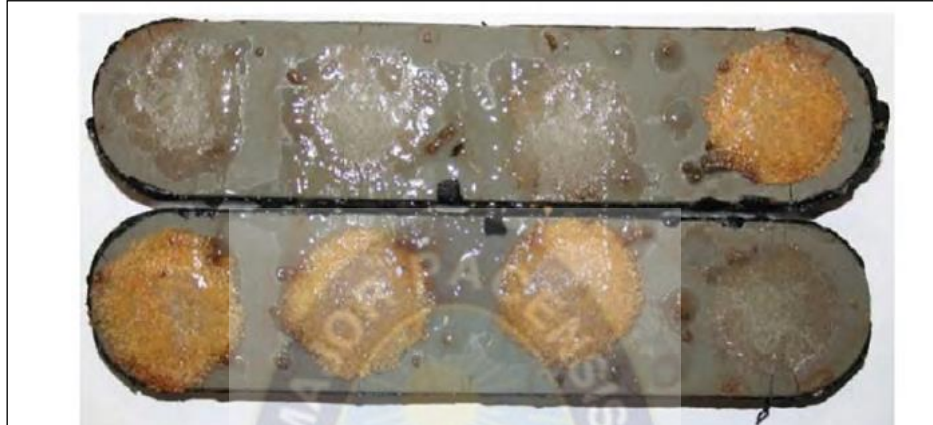
$$k_f^{eff} = \frac{w^2}{12} \quad (2.23)$$

Esta última ecuación implica que incluso un delgado canal provee una mayor permeabilidad efectiva que un paquete de arena. Por ejemplo para un ancho de canal de 0.04" la permeabilidad efectiva es de aproximadamente 84500 D, mientras que un empaque de propante pristine de arena 20/40 provee una permeabilidad de 400-500 D para un esfuerzo de cierre de 4000- 5000 psi, el cual es dos órdenes de magnitud menor.

Un modelo fue establecido para estimar la conductividad hidráulica en una estructura heterogénea en el cual los canales abiertos son mantenidos. Medidas de conductividad fueron llevadas a cabo siguiendo las prácticas recomendadas API (RP 61, 1989) para validar este modelo. Uno cuantos pilares de propante fue colocado en una celda

experimental para simular la ubicación heterogénea de propante (HPP, heterogeneous propante placement) como muestra la siguiente figura;

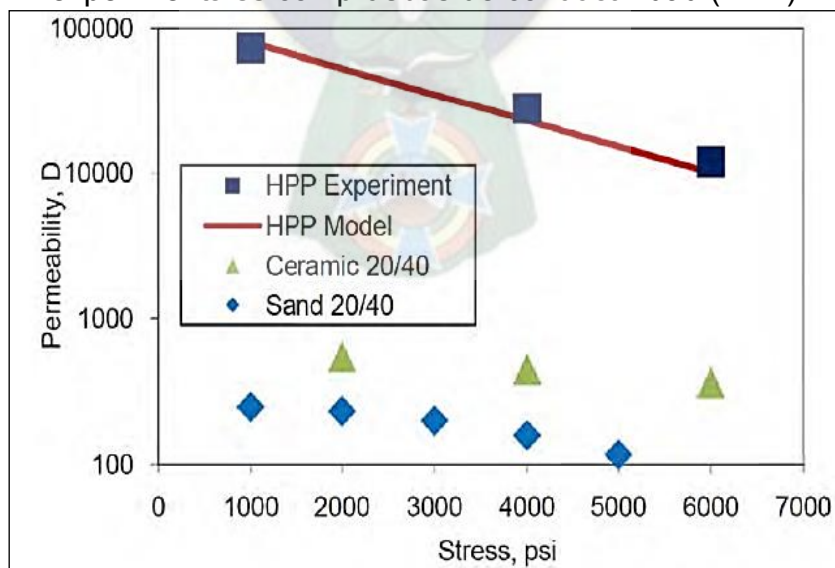
Figura 2.7 Medida de la Conductividad para un arreglo de pilares de propante



Fuente: (Schlumberger, 2011)

El mismo arreglo de pilares empleados para el experimento de conductividad fue modelada usando el flujo de trabajo descrito. Resultados de estos análisis se resume en la siguiente figura, la cual reporta permeabilidad como función del esfuerzo;

Figura 2.8 Comparación de las predicciones de modelamiento con resultados experimentales con pruebas de conductividad (HPP)

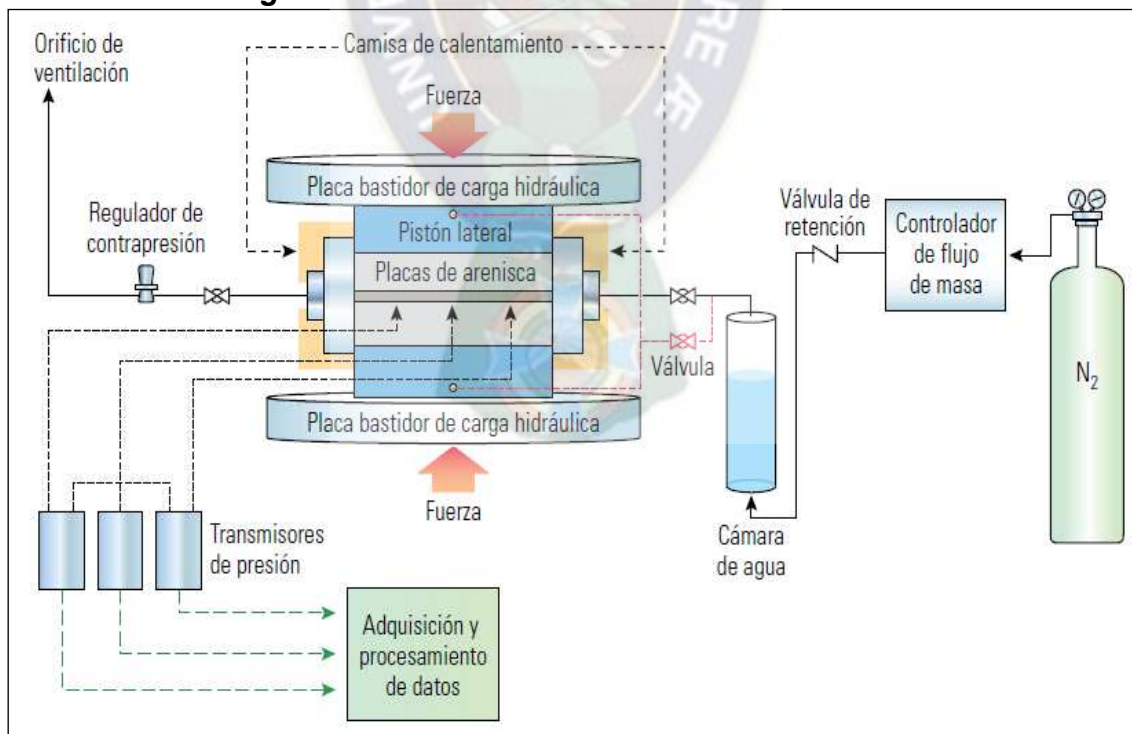


Fuente: (Schlumberger, 2011)

Los símbolos de cuadrados de negro representan resultados del experimento de las pruebas HPP descritas antes. La línea roja representa los resultados de simulaciones numéricas. Permeabilidades para empaques homogéneos de arena 20/40 y propante cerámico 20/40 son incluidos de manera comparativa.

De la figura se concluyó que los resultados del modelo se aproximan en gran medida a los resultados experimentales. También se aprecia que la permeabilidad efectiva de los canales de fractura es de 1.5 a 2.5 órdenes de magnitud mayor a un empaque de propante convencional. Está claro que estos resultados no son estrictamente representativos a unos canales abiertos de fractura reales, ya que tanto el tamaño y forma de los pilares dependerán del método escogido para generar el empaque de propante heterogéneo y sobre la manera de cómo es implementada. Sin embargo las consideraciones y modelamiento descritas hasta este punto son aplicables para todas las geometrías de pilares y tamaños.

Figura 2.9 Celda de conductividad API estándar



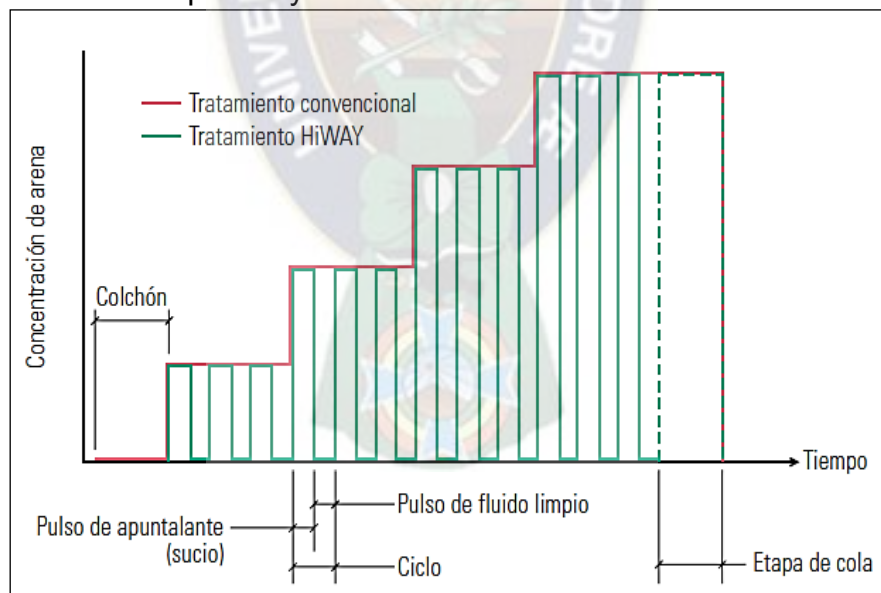
Fuente: (Schlumberger, 2011)

2.2.2.2 Programa de bombeo y método de punzado

El proceso de crear canales de flujo abierto dentro de una fractura hidráulica comprende no uniformidades tanto en el programa de tratamiento que es monitoreada desde superficie y el diseño de punzados que es implementado en el fondo. En primer lugar, el propante es bombeado en pulsos cortos incrementando la concentración gradualmente, similarmente al perfil de concentración de propante para un tratamiento convencional.

Similarmente a tratamientos convencionales, un programa de bombeo para esta técnica comprende una etapa de PAD seguida por etapas cargadas de propante. Por ende, la principal diferencia entre programas de bombeo es la adición de propante en pulsos cortos, separados por pulsos de fluido limpio.

Figura 2.10 Comparación entre programa de bombeo para un fracturamiento por pulsos y fracturamiento convencional



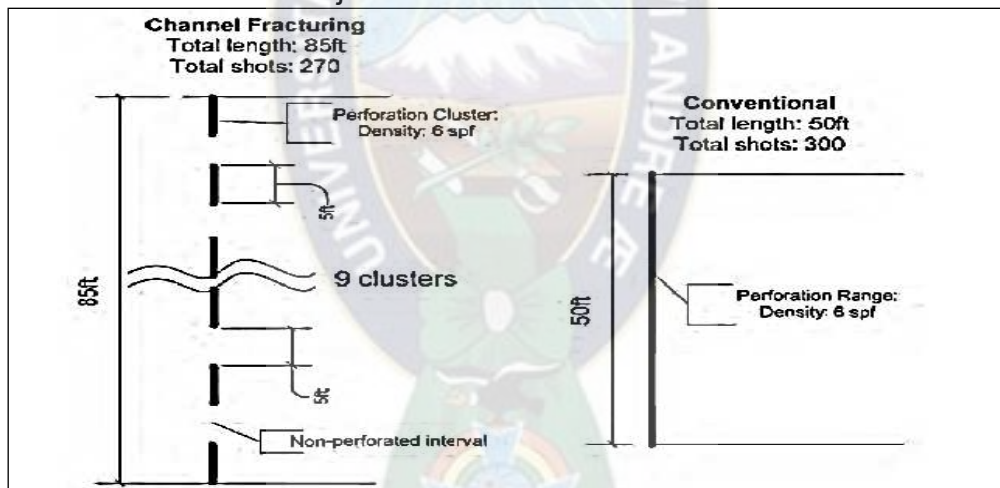
Fuente: (Schlumberger, 2011)

De gran importancia, es la última etapa de esta técnica en la que se requiere una adición continua de propante como sería llevado a cabo en un tratamiento convencional. La meta de esta etapa, referida como la etapa de cola es asegurar una

estable, uniforme y confiable conexión entre los canales de flujo abierto y el pozo. Es importante considerar en el diseño la etapa de cola lo suficientemente corta para prevenir algún impacto negativo en el total de la conductividad de fractura.

Suficiente separación entre los pulsos de arena es requerida para promover la creación de canales en la dirección en el cual la fractura crece. Esto puede ser logrado siguiendo un esquema especial de punzonamiento heterogéneo, tal como se muestra en la **Figura 2.11**. En un tratamiento convencional los punzados son típicamente ubicados en un continuo intervalo dentro de la arena de interés. En un enfoque de fracturamiento por pulsos, un esquema heterogéneo de perforaciones constituido por grupos de punzados separados por intervalos no perforados es requerida.

Figura 2.11 Esquema de punzados empleados para facilitar la generación de canales de flujo abiertos dentro la fractura hidráulica

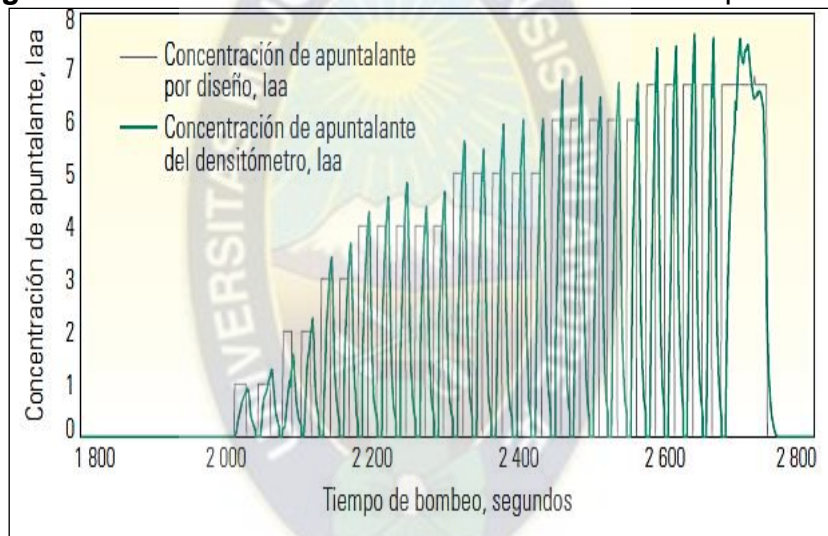


Fuente: (Schlumberger, 2011)

Cuando se compara el esquema de punzados para un tratamiento convencional, la estrategia de punzados empleada en el fracturamiento por pulsos es típicamente diseñada para cubrir una larga porción de la altura de la fractura, el cual es importante para lograr una mayor distribución de los pilares de propante a lo largo de la altura y se logre conseguir la geometría óptima de los canales. La densidad de punzados y la fase dentro de los grupos de punzado es típicamente el mismo empleado para un fracturamiento convencional. El total del número de punzados se mantiene o quizás es

ligeramente reducida como se ilustra en la figura anterior. Es importante mencionar que los efectos de la cercanía del pozo como la tortuosidad podrían facilitar la creación de canales en la dirección en la cual crece la fractura. Sin embargo, tales efectos no pueden ser predichos y son difíciles de ser diagnosticados y cuantificados correctamente. Por esta razón, el esquema heterogéneo de punzonamiento es el único método confiable que es recomendado para separar los pulsos de arena en pequeños cúmulos y para promover una distribución uniforme de los pilares a lo largo de la fractura.

Figura 2.12 Diseño versus Concentración Real de apuntalante



Fuente: (Schlumberger, 2011)

Parámetros específicos para el programa de bombeo y esquema de punzonamiento son determinados usando un propósito ajustado al objetivo modelando el flujo de trabajo orientado a lograr una óptima geometría de fractura, distribución y colocación de los pilares. Basados en los principios generales descritos hasta este punto.

2.2.2.3 Transporte de propante (uso de fibras)

Un elemento clave para el éxito de la aplicación de la técnica de fracturamiento por pulsos es preservar las heterogeneidades creadas en superficie y fondo durante su

transporte desde los equipos de superficie hasta la fractura y durante el cierre de la fractura. Bajo esta perspectiva, el riesgo más alto, el cual necesita ser abordado, es la dispersión de los pulsos de arena o slugs a medida que son transportados. La dispersión de los pulsos de los slugs de arena es perjudicial para el éxito de esta técnica ya que reduce la altura de los pilares de propante disminuyendo la concentración efectiva de los pilares del cierre. Más aún que conlleva a lograr canales de flujo mal definidos. Para ello la dispersión de los pulsos de arena es mitigada con la adición de un material fibroso, el cual modifica la reología de los slugs de propante.

La dispersión principalmente ocurre debido al perfil de velocidad a lo largo de la tubería, luego a lo largo del ancho de la fractura donde grandes diferencias entre velocidad en los alrededores de las paredes y en el centro de la fractura pueden ser esperados. La extensión de la dispersión de los pulsos de propante es mitigado por la adición de materiales fibrosos, los cuales modifican la reología de los slugs de propante. Las fibras imponen un límite elástico (aproximadamente de 10-20 Pa) a las slugs cargados de fibra el cual cubre la dispersión. Las fibras también ayudan a incrementar el perfil de velocidad hacia el centro del conducto el cual reduce las fuerzas de corte en los slugs y mitiga la dispersión también. Los beneficios del uso de materiales fibrosos para mejorar el transporte de propante y reducir la extensión del asentamiento del propante dentro de la fractura a través del cierre de la fractura ha sido previamente documentada en varios estudios (Bulova, 2006).

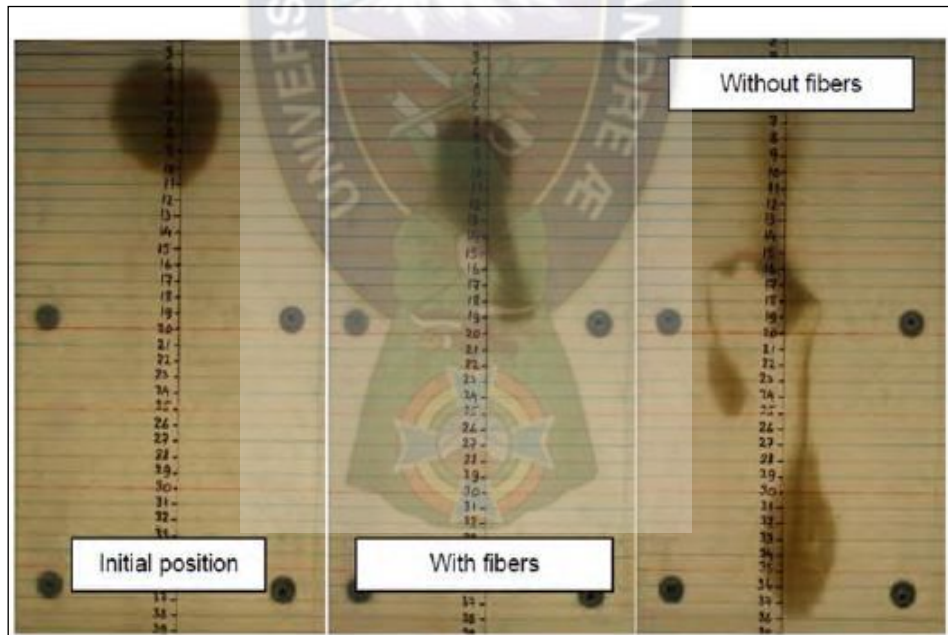
Varios estudios a escala de laboratorio, patio y campo se han llevado a cabo para evaluar el impacto positivo de las fibras en la integridad de los slugs durante su transporte.

Prueba a escala de laboratorio:

Experimentos de asentamiento de propante fueron realizados usando una ranura translúcido de 0.3". Muestras de fluidos cargados de propante fueron inyectados en la cima del espacio. El asentamiento de los slugs fue monitoreado en el tiempo y también

evaluados cualitativamente por inspección visual. La **Figura 2.13** muestra la posición de un determinado slug de propante al inicio de la prueba (panel izquierdo). Esta figura también muestra la posición de un slug de propante con fibras (panel central) y sin fibras (panel derecho) desde el mismo tiempo transcurrido después de la inyección del slug. Se observó que la muestra de propante que contiene fibras exhibe una significativa disminución de la tasa de asentamiento y mantiene una mejor integridad comparado a la muestra de propante sin fibras. Estos resultados demuestran que las fibras no solo reducen la tasa de asentamiento, el cual es crítico para preservar la distribución de los pilares y canales a lo largo de la altura de la fractura pero también para reducir la dispersión de los slugs de arena, el cual permite maximizar el volumen dentro de los canales abiertos y por ende maximizar en conjunto la conductividad de la fractura.

Figura 2.13 Impacto de las fibras en el asentamiento de los slugs propante y consolidación



Fuente: (Schlumberger, 2011)

Un montaje experimental apto para el propósito comprendido por una tubería de 108 pies fue construido para estudiar el comportamiento del pulso de propante durante el transporte dentro de la fractura. La adopción de la geometría de la fractura permitió un incremento significativo en la longitud de la celda experimental (por encima de 108

pies) sin reducir la tasa de flujo. Los parámetros para la tasa de flujo, viscosidad de fluido y concentración de propante usados en esta prueba fueron seleccionados para ajustar a valores que serían observados en un tratamiento de fracturamiento típico. El diámetro de la tubería fue de 0.78". El arreglo fue equipado con un sistema de registros de rayos-x que permitió la medición de la concentración de propante antes de que el pulso de propante entre a la tubería y después que fluyó a través de la misma. El experimento fue llevado a cabo bajo un régimen de flujo laminar.

Cualquiera podría preguntar cómo la geometría de la tubería circular podría representar la geometría de la ranura (modelo de laboratorio anterior), ya que lo anterior es más representativo del flujo dentro de la fractura. Para hacer frente a esto, consideraron el perfil de velocidad a lo largo de la tubería y geometría de las ranuras. Se puede apreciar (Valko y Economides, 1995) que el perfil de velocidad laminar o fluido de ley de potencia en la tubería circular es caracterizada por la siguiente relación de la velocidad máxima y promedio:

$$\frac{\mu_{max}}{\mu_{prom}} = \frac{(1+3n)}{(1+n)}, n > 0 \quad (2.24)$$

Donde n es el índice de comportamiento de flujo de reología del modelo de ley de potencia. Al mismo tiempo en la geometría de ranura la misma relación es igual a:

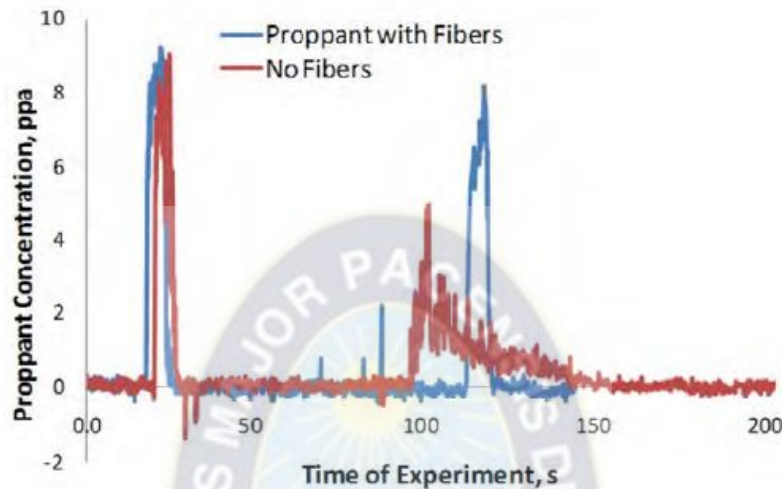
$$\frac{\mu_{max}}{\mu_{prom}} = \frac{(1+2n)}{(1+n)} \quad (2.25)$$

Comparando la primera y segunda ecuación se concluye que el contraste de velocidad a lo largo del área transversal es más pronunciado en el caso de una geometría de tubería, en el que los efectos de corte y dispersión son más pronunciados para la configuración de tubería que para la configuración de ranura. Esto es, las pruebas en una tubería son más severas que pruebas en una ranura del mismo ancho w.

La siguiente figura muestra los perfiles de concentración de propante para slugs sin fibras (línea roja) y con fibras (línea azul) cuando son suministrados a la línea de flujo (t~25 s) y luego de completar la trayectoria de los 108 pies. Se observa que el slug sin

fibra exhibe una dispersión de propante significativa. De otro lado, el slug de propante con fibra se mantiene bien consolidado.

Figura 2.14 Influencia de las fibras en la prevención del slug



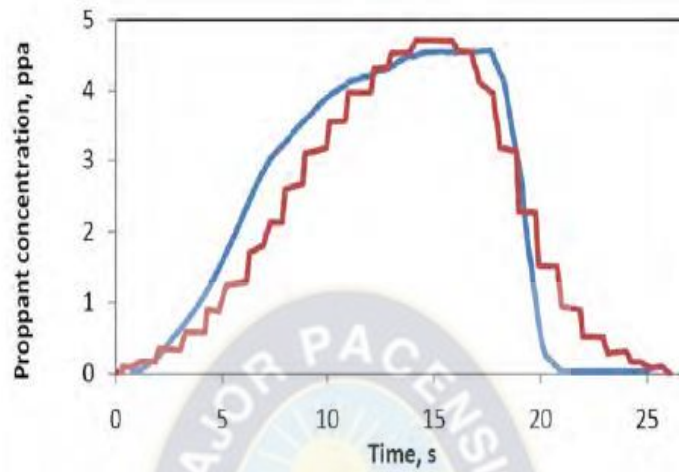
Fuente: (Schlumberger, 2011)

Prueba a escala de patio:

Esta prueba fue realizada para evaluar la dispersión de los slugs cargados de fibra durante el transporte en las líneas de superficie y el pozo a tasas de flujo representativas de los que podrían observarse en un tratamiento de fractura típico. El arreglo para esta prueba comprende el uso de un blender que es actualmente usado en trabajos de fracturamiento y aproximadamente 650 pies de una línea de tratamiento de 3" armada después de la descarga del blender, esto es sin cambios en elevación o dirección. La tasa de flujo fue de 18 bpm. Dos densitómetros fueron instalados; una a la descarga del blender, y un segundo a la descarga de los 650 pies de línea de tratamiento horizontal. Cada medida de concentración de propante de estos densitómetros corresponden al promedio de adquisición de data de 8 segundos.

La siguiente figura resume los resultados del arreglo descrito. Nada más que una pequeña dispersión en la cola del pulso de propante, no hay diferencia efectiva en el perfil de concentración de propante antes y después de fluir a través de la línea de tratamiento.

Figura 2.15 Comparación del perfil de concentración del pulso de propante antes y después del transporte



Fuente: (Schlumberger, 2011)

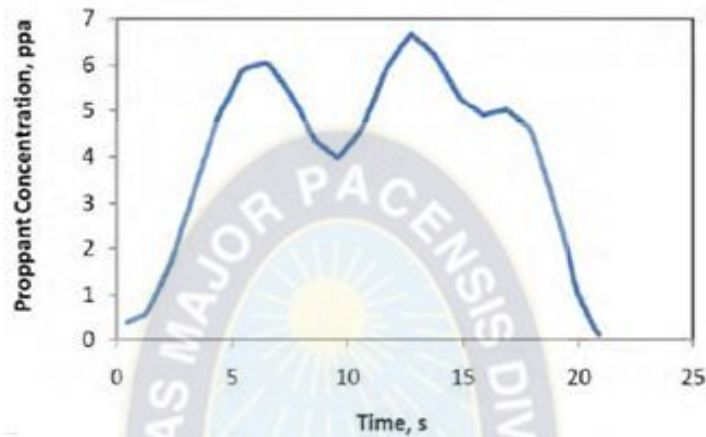
Prueba a escala de campo:

Adicionalmente a los experimentos a escala de laboratorio y patio, se intentó estimar la concentración del perfil de pulsos de propante cargados de fibra antes de que entre a los punzados en el fondo en un tratamiento a escala de campo. Un modelo matemático capaz de reconstruir el perfil de concentración del pulso de propante usando datos de medidas de presión adquiridas en superficie y fondo fue desarrollado para este propósito. El método se basa en el hecho de que la presión hidrostática, el cual puede ser obtenido de la diferencia de las memorias de superficie y fondo, está relacionada a la concentración de los pulsos de arena que han sido bombeados y residen entre los puntos de medida. La concentración de los puntos en el fondo pueden ser calculados conociendo la presión hidrostática, el programa de tratamiento exacto y la concentración de los pulsos en superficie antes de que entren al pozo. Sin embargo, hay que tener en cuenta que el método es muy sensible a la precisión de las medidas de presión, la precisión de la geometría del pozo y la estimación y precisión de las medidas de concentración de propante en superficie.

Un resultado representativo de la aplicación de la técnica de reconstrucción del pulso de propante se muestra en la siguiente figura. En el que se muestra resultados

obtenidos para un pulso de propante de 8.3 ppa bombeado a 25 bpm. La duración del pulso fue de 15 segundos. La longitud de la tubería fue de 8860 pies (MD), con una desviación por encima de 35° a una profundidad aproximada de 5900 pies (MD).

Figura 2.16 Perfil de concentración de un pulso de propante



Fuente: SPE Paper, 135034

Se puede observar en la figura que el slug de propante extiende su duración efectiva de 5 a 20 segundos y que la concentración se atenúa a 6.5 ppa después de ser transportado a través del pozo desviado de 8860 pies. En general esto no es una dispersión significativa, ambos perfiles de duración y concentración son esencialmente preservadas.

2.2.3 Implementación de la técnica: Campo La Loma, Argentina

Esta sección resume resultados de las pruebas de implementación en la industria de E&P que fueron realizadas usando la técnica de fracturamiento hidráulico por pulsos de arena a nivel mundial.

El campo Loma La Lata (LLL) en Sudamérica está localizada aproximadamente a unas 60 millas del nor-oeste de Neuquén, Argentina, en la región sur oeste del país. Con más de 300 pozos activos, este campo es el principal productor de gas en Argentina, contando con el 26% de la producción de gas a nivel país. Y descubierto en el año

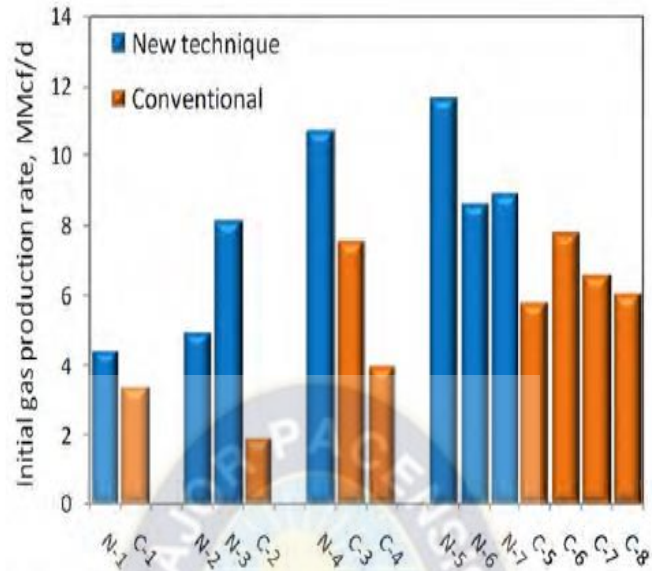
1977. Los hidrocarburos se sitúan en el flanco de una anticlinal en las arenas Eolian (finas a grano grueso) de la formación Sierras Blancas en la cuenca de Neuquén. El reservorio está dividido en tres capas localizadas en el intervalo 9500 a 10500 pies. El más profundo corresponde a un arreglo de facies de duna; el intermedio resultado de la deposición de facies de estratos de arena es la más prolífica; y el superior está conformado de facies de duna e inter duna.

A pesar de la continua actividad de perforación y actividades de fracturamiento, la producción empezó a declinar en el campo LLL en los últimos años. Esta situación combinada a la mayor demanda, impulsó a la del campo a buscar nuevas alternativas de estimulación de pozos. La decisión fue para llevar a cabo un estudio orientado a evaluar las fracturas hidráulicas usando la técnica de generación de canales de flujo abierto de alta conductividad mediante un bombeo discontinuo de propano cargado de fibra y fluido limpio.

2.2.3.1 Estudio completo del campo

El desempeño de la técnica de fracturamiento por pulsos fue evaluado en un estudio de campo abarcando la estimulación de 15 pozos. Siete pozos (referidos aquí de N1 a N-7) fueron estimulados con la técnica de fracturamiento por pulsos. Los resultados de producción de estos pozos fueron comparados con los datos de producción de 8 pozos vecinos estimulados de manera convencional (referidos de C-1 a C-8). La figura a continuación resume las tasas de producción inicial (medido como el pico de tasa producción dentro de los primeros treinta días) de los pozos del ámbito de estudio. Los pozos fueron agrupados por su proximidad en el campo y por sus similitudes en cuanto a propiedades geológicas. La tasa producción inicial promedio de los pozos tratados convencionalmente fue de 5.4 MMscf/d, mientras que aquellos tratados mediante fracturamiento por pulsos mostraron una tasa de producción inicial promedio de 8.2 MMscf/d, esto es un 53% mayor.

Figura 2.17 Comparación de la tasa de producción inicial de pozos



Fuente: (Schlumberger, 2011)

La data de producción histórica fue analizada para este grupo de pozos. Las ecuaciones de Arps (Arps, 1945) fueron empleadas para estimar el pronóstico de producción:

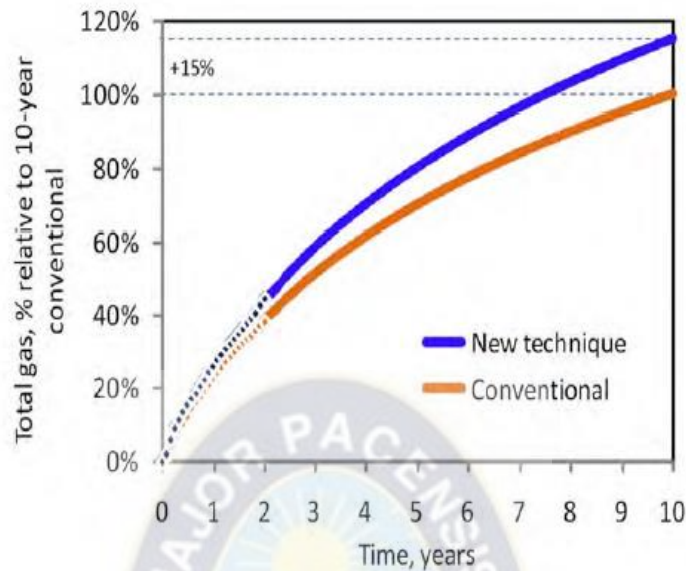
$$q_{(t)} = q_i(1 + bD_i t)^{\frac{1}{b}} \quad (2.26)$$

De donde:

$$Q_{(t)} = \int_0^t q(t') dt' = \begin{cases} \frac{q_i}{(1-b)D_i} [1 - (1 + bD_i t)^{1-\frac{1}{b}}] & \therefore b \neq \{0,1\} \\ \frac{q_i}{D_i} (1 - e^{-D_i t}) & \therefore b = 0 \\ \frac{q_i}{D_i} \ln(1 + D_i t) & \therefore b = 1 \end{cases} \quad (2.27)$$

En estas ecuaciones, $q_{(t)}$ y $Q_{(t)}$ son empleadas para la tasa de producción y para el acumulado de producción a un tiempo t , respectivamente.

Figura 2.18 Producción acumulada promedio por pozo



Fuente: (Schlumberger, 2011)

La figura anterior muestra la data de producción acumulada promedio por pozo para cada grupo (símbolos). La data fue ajustada usando las ecuaciones de Arps para cálculo de acumulados y los parámetros ajustados fueron comparados a los obtenidos del ajuste de 15 años de producción acumulada de otros pozos productores del área para verificar la consistencia.

Los resultados de este estudio indica que la implementación de la técnica de fracturamiento por pulsos adicionan un 15% (+1.0 Bcf) a lo esperado en 10 años de producción acumulada por pozo.

2.3 COMPARACIÓN ENTRE FRACTURAMIENTO CONVENCIONAL Y POR PULSOS

2.3.1 Ventajas

Como resultado de proveer significativamente una alta conductividad de fractura este enfoque de diseño de fracturamiento hidráulico nos da los siguientes beneficios;

2.3.1.1 Incremento inicial y sostenido de producción

El incremento del área de contacto con el reservorio y la conectividad mejorada entre el reservorio y el pozo mediante canales altamente conductivos han eliminado tradicionales pérdidas de conductividad del empaque de propante manifestado como resistencia al flujo por caídas de presión producto de aplastamiento (crushing) y empotramiento (embedment) de propante, migración de finos, daño residual por pobre recobro de gel, daño por flujo multifásico de fluidos, fuerzas de arrastre, fuerzas capilares, y pérdida de impulso de fluidos (momentum) significando en incrementos de producción inicial y en el mediano plazo hasta del orden del 51% como en Talinskoe Field (Rusia).

2.3.1.2 Menor uso de propante y agua

Se aprecian que los volúmenes requeridos de propante para un tratamiento por pulsos típicamente son un 43% menor de la arena requerida normalmente para un tratamiento convencional. En cuanto a los requerimientos de agua se observan valores típicos de reducción de requerimiento de agua del orden del 35%.

2.3.1.3 Reducción en la presión neta

Alrededor del mundo se han observado reducciones de hasta 41% (Jonah Field, USA) debido principalmente a la significativa menor carga de propante (50%) empleado y al uso de fibras (como parte del sistema de fluido) que promueve crecimiento en longitud mientras se reduce el crecimiento en altura.

2.3.1.4 Eliminación de arenamientos prematuros

A febrero del 2013 se han realizado alrededor de 10,000 tratamientos de fracturamiento por pulsos en alrededor 1000 pozos en aproximadamente 3 años en reservorios de esquisto, carbonato y arenisca alrededor del mundo. En el que se

aprecian una baja ocurrencia de arenamientos prematuros, es decir se tiene una razón de éxito del 99.95 %. Tal fiabilidad es explicada por los siguientes hechos:

- Un tratamiento por pulsos típicamente requiere un promedio de 43% menos de carga de propante a ser bombeado comparado a un tratamiento convencional pero con un volumen de fluido similar (la mitad de los pulsos durante el bombeo están libres de propante, en cambio el propante es bombeado continuamente en un fracturamiento convencional);
- Los pulsos limpios ayudan a transportar los pilares de propante sin que se formen puentes debido a la presencia de material fibroso, de ese modo el riesgo de completar el empaque de propante en la fractura con un subsiguiente de arenamiento prematuro es mitigado.
- Debido a la reducción en la presión neta durante el tratamiento se favorece en la eliminación de eventos de arenamientos prematuros.

2.3.1.5 Menor pérdida de presión y mejor limpieza

Los canales de flujo abiertos muestran incrementar la conductividad significativamente reduciendo la caída de presión por fricción a lo largo de la fractura, ayudando de este modo a mejorar la limpieza de la misma y al recobro de polímeros al término del tratamiento en la etapa de flowback. En la evaluación de la mejor limpieza de la fractura, es muy útil no solo cuantificar la cantidad de fluido recuperado sino también saber cuánto polímero está presente en este fluido. Esta medida es realizada a través de determinación colorimétrica de concentración de guar en las muestras de fluido recuperado.

2.3.1.6 Mayor longitud y menor crecimiento vertical

Una reducción en el incremento de la presión neta es característica de sistema de fluidos que promueven incremento en longitud geométrica mientras se reduce el crecimiento de la altura de la fractura. Esta es una característica que es benéfica para

promover extensión de fractura localizada a la zona de interés mientras se mantiene el desarrollo de altura de fractura necesaria para el largo de intervalo tratado con la técnica de punzado de entrada limitada. Larga longitud efectiva de fractura parece ser promovida por el uso de fibras. Se han reportado que durante tratamiento cargado de fibras en donde el bombeo de propante es continuo con el objetivo de desarrollar un homogéneo empaque de propante, el crecimiento de la altura de la fractura decrece en un rango de 20-30%, la longitud del empaque se incrementa en un rango de 5-15% y un incremento en el ancho de fractura del orden del 12-15% cuando se compara con fluidos crosslinkados convencionales (Engels et al., 2004; Sitdikov et al., 2009).

2.3.1.7 No requiere propante de alta calidad

En general no hay limitaciones en la selección de propante usadas con esta técnica (excepto por la etapa de cola del tratamiento TAIL-IN). El tratamiento por pulsos no depende de las propiedades del propante debido a que el flujo de fluidos después del fracturamiento se da a través de los canales de flujo abiertos generados y no a través del empaque de propante de donde el flujo de fluidos se da a través de los poros artificiales de mayor permeabilidad a la original del reservorio generados en un tratamiento convencional. Por ende, no hay beneficio en usar propante de alta calidad como los cerámicos por ejemplo.

2.3.1.8 Rampa de propante agresivo

El incremento reducido de la presión neta permite tener una rampa de propante más agresivo durante los tratamientos como los observados en Jonah Field en donde se ha reportado un impacto positivo en los resultados de sus tratamientos.

2.3.1.9 Impacto de seguridad en medio ambiente

Finalmente, tiene intrínsecamente el valor agregado de hacer la operación de fracturamiento hidráulico medioambientalmente más amigable y cumplir con

estándares de seguridad por su significativa reducción de requerimiento de propante, aprovisionamiento de agua, consumo de diésel, emisión de gases de invernadero y riesgos asociados a movilización de agua y propante en el proceso.

2.3.2 Desventajas

2.3.2.1 Equipos de superficie y software

Operativamente la aplicabilidad de esta técnica presenta requerimientos especiales para la unidad del blender. La ejecución del tratamiento por pulsos requiere configuraciones especiales para los equipos de mezcla de superficie. Esta tarea ha comprendido esfuerzos significantes en desarrollar modificaciones en los procesos de control de los equipos de superficies y programas de un modo que permita de una forma consistente y confiable la cristalización de un programa de bombeo por pulsos. Un intento de ejecutar esta técnica con un blender no compatible resultará en fallas serias al equipo y en cuanto a la generación no adecuada de los pilares de propante de manera muy significativa.

2.3.2.2 Modelamiento de propiedades geomecánicas

En cuanto a modelamiento de propiedades geomecánicas es de especial consideración la razón del módulo de Young al esfuerzo de cierre para la aplicabilidad del tratamiento por pulsos debido a que esta técnica no es aplicable en formaciones débiles con valores de módulo de Young bajos (2 a $2.5E+06$) o en ambientes de altos esfuerzos de cierre (encima de 8000 psi) ya que podrían causar el colapso de la formación alrededor de los pilares de propante creados resultando en pinch points que afectarían negativamente la conductividad de la fractura. Se espera que los canales se mantengan en formaciones donde la razón del módulo de Young al esfuerzo de cierre se mantenga por encima de 350.

2.4 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN DESPUÉS DEL FRACTURAMIENTO

Muchos pozos completados en arenas de baja permeabilidad y formaciones lutíticas en muchas regiones del mundo son fracturados hidráulicamente para alcanzar una tasa de producción comercial. De hecho, muchos pozos de gas en los Estados Unidos son categorizados como improductivos sin la aplicación de un trabajo de fracturamiento hidráulico.

En yacimientos de aguas profundas en el Golfo de México, Brasil, el oeste de África y otras regiones del mundo son completados mediante fracturamiento hidráulico para alcanzar y mantener altas tasas de producción comercial considerando los altos costos operativos de producción costa fuera. Muchas otras regiones del mundo también usan el fracturamiento hidráulico para mejorar la productividad de los pozos productores.

En consecuencia, es muy importante entender como analizar pruebas de presión provenientes del pozos fracturados para la evaluación de la efectividad de las operaciones post fracturamiento hidráulico, predecir la expectativa de productividad del pozo, o la evaluación de un pozo fracturado para analizar si es necesario una estimulación adicional.

2.4.1 Análisis de pruebas de presión de fracturas: Métodos lineales

Los análisis de pruebas de presión de fractura son utilizados para evaluar la efectividad del fracturamiento hidráulico y la determinación de parámetros de fractura, tales como la longitud de la fractura, la conductividad de la fractura y la permeabilidad de la formación. Los regímenes de flujo que existen durante una prueba son determinados por la conductividad de la fractura y la duración de la prueba. El procedimiento para el análisis de pruebas en pozos fracturados son presentados de acuerdo a los siguientes regímenes de flujo: flujo bilineal, flujo lineal de formación y flujo pseudo radial.

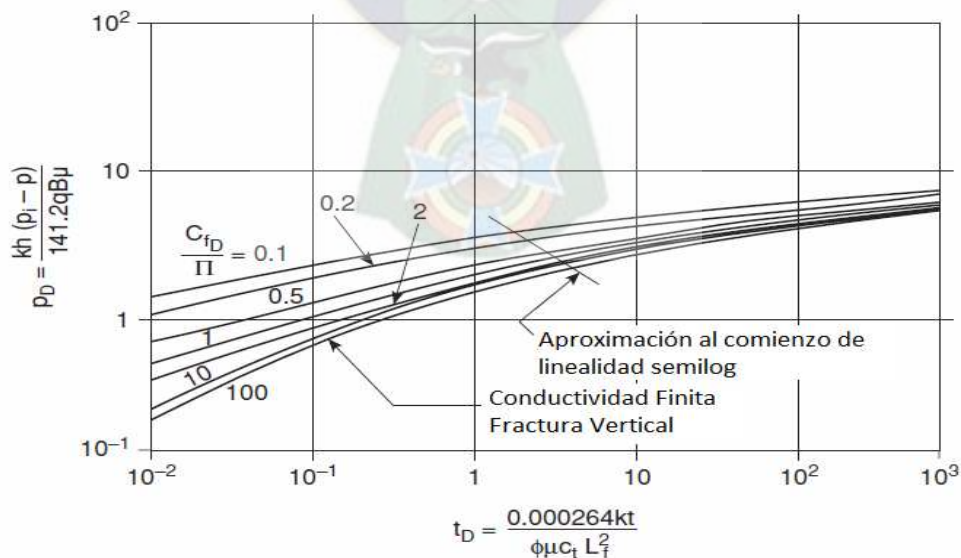
2.4.2 Análisis de pruebas de presión para pozos fracturados usando Curvas Tipo

El análisis de curvas tipo se realiza siguiendo generalmente tres pasos principales las cuales se enumeran a continuación:

1. Identificación del modelo de interpretación
2. Cálculos de parámetros a partir del modelo interpretado
3. Validación de resultados del modelo interpretado

Estos tres pasos son sólo aplicables para análisis de datos de pruebas provenientes de pozos fracturados. Las curvas tipo para pozos fracturados tienen formas similares, tal como se puede observar en la **Figura 2.19**, por consiguiente no se podrá conseguir un único resultado. Así, una sistemática aplicación de los tres pasos mencionados anteriormente en análisis de pruebas de presión en pozos fracturados es un proceso iterativo que conlleva a alcanzar los resultados de acuerdo al conocimiento del pozo y del yacimiento.

Figura 2.19 Curva Tipo para una fractura de conductividad finita



Fuente: (PORTAL DEL PETRÓLEO, s.f.)

CAPÍTULO III

CAMPO BULO BULO

3.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO BULO BULO

El anticlinal Bulo Bulo se encuentra localizado en la provincia Carrasco del departamento de Cochabamba. Geomorfológicamente se sitúa en la zona Pie de Montaña de la Faja Subandina Central.

El campo Bulo Bulo es productor de gas y condensado proveniente de los reservorios de la Formaciones: Roboré, Cajones y Yantata, sin embargo, los reservorios que conforman a la Formación Roboré, por el tamaño y calidad del hidrocarburo, son los más importantes.

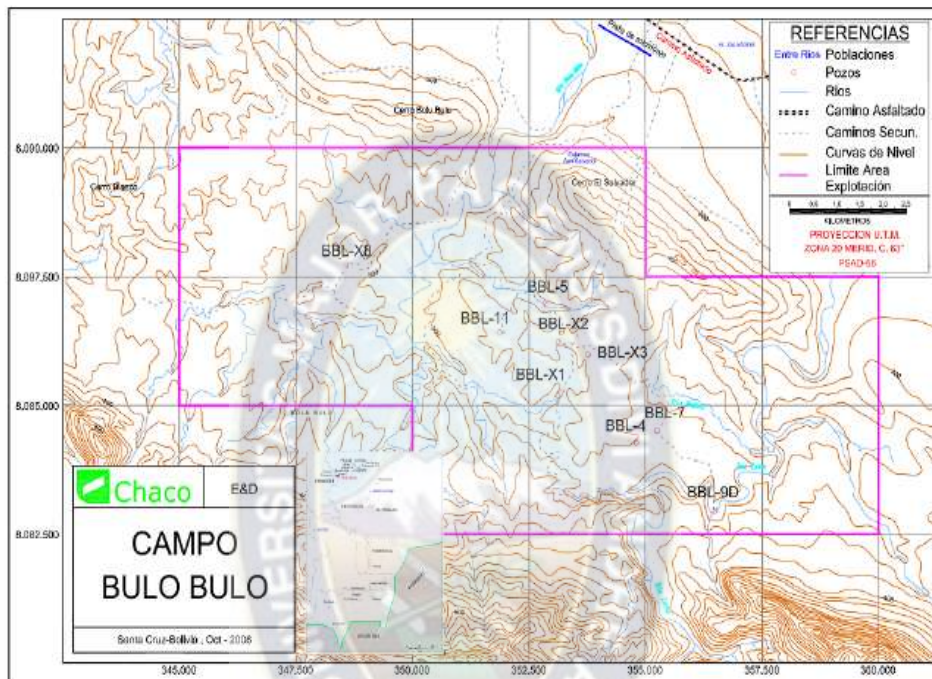
La secuencia estratigráfica está compuesta por las formaciones Chaco, Yecua y Petaca del Sistema Terciario, continuando las unidades litológicas Cajones, Yantata e Ichoa del Sistema Cretácico y las formaciones Limoncito, Yapacani y Roboré del Sistema Devónico.

Las areniscas que conforman a la Formación Roboré, tienen su origen en una plataforma marina somera y se disponen en secuencias de estratos crecientes. Estas son de grano fino, bien seleccionadas, predominantemente cuarzosas, de baja porosidad, la misma que fluctúa entre 6 y 7%.

En esta formación se han identificado tres paquetes de areniscas, las cuales han sido designadas, de base a techo, con lo términos de Arenisca Roboré-III, II y I, y han sido probadas como reservorios de hidrocarburos. La Arenisca Roboré-I es el reservorio gasífero más importante del campo, con una relación gas/petróleo (RGP) de 26000 pies cúbicos/barril, en la Arenisca Roboré III se advierte una RGP de 70000 pies cúbicos/barril, mientras que de la Arenisca Roboré II se produjo petróleo con una RGP de 1700 pies cúbicos/barril.

La formación Cajones es un yacimiento de gas, con una RGP original de alrededor de 60000 pies cúbicos/barril.

Figura 3.1 Ubicación de Campo Bulu Bulu



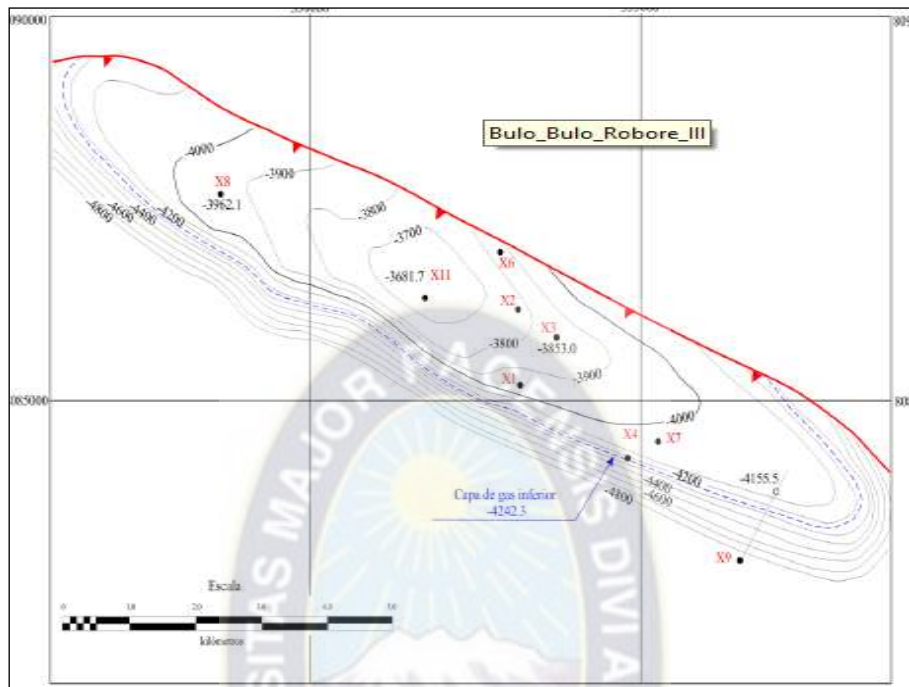
Fuente: YPFB CHACO

3.2 CONDICIONES ESTRUCTURALES

Se trata de una estructura anticlinal orientada en sentido sudeste-noreste originada por esfuerzos compresivos de la orogénesis andina, y relacionada a una falla que tiene su despegue en sedimentos pelíticos silúricos, de vergencia norte, que en su trayectoria produce el plegamiento del bosque colgante. De esta falla se desprende un retro corrimiento, de vergencia sur, que afecta al flanco sur de la estructura.

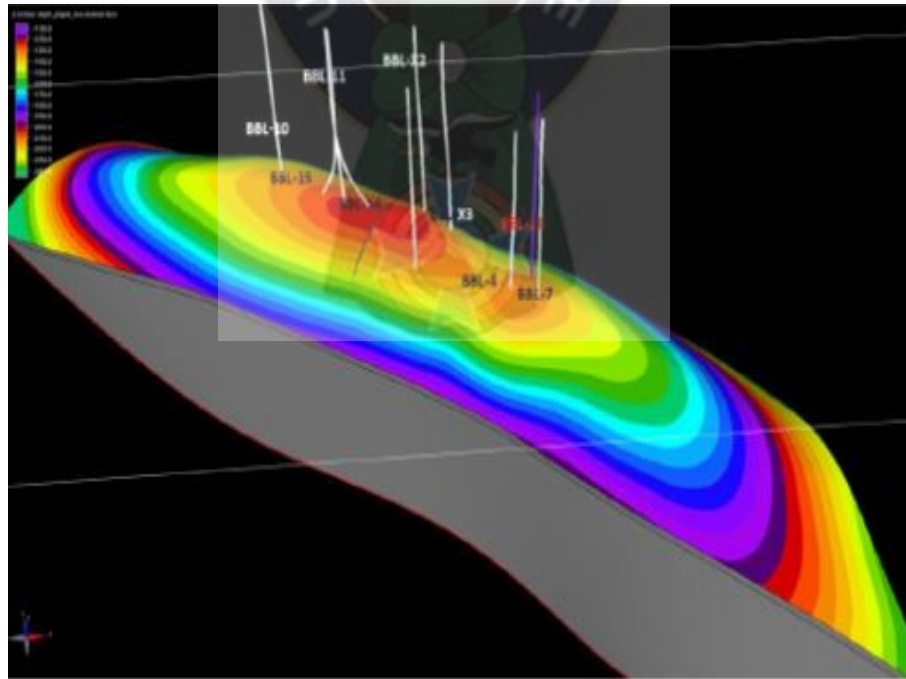
Las dimensiones superficiales de esta estructura son de 14 km de largo por 5 km de ancho. La columna estratigráfica atravesada por los pozos, comprende sedimentos que varían de edad, que va desde el Terciario hasta el Devónico.

Figura 3.2 Mapa Estructural Campo Bulo Bulo



Fuente: (MINISTERIO DE HIDROCARBUROS Y ENERGÍA, 2011)

Figura 3.3 Modelo Estructural Campo Bulo Bulo



Fuente: (MINISTERIO DE HIDROCARBUROS Y ENERGÍA, 2011)

Los mapas estructurales a los topes de los reservorios Roboré I, II y III del Sistema Devónico, muestran una estructura anticlinal con su eje axial en dirección Noreste-Sudeste. Su flanco Noreste es de moderada pendiente y es bien desarrollado, en cambio su flanco Sudeste es truncado por la falla Bulo Bulo. El área productiva y el desarrollo de los reservorios están en el bloque alto de esta falla.

3.3 EXPLOTACIÓN DEL CAMPO

3.3.1 Perforación

En 1963 se decidió la perforación del pozo Bulo Bulo X1 (BBL-X1), pozo que alcanzó una profundidad final de 2599.3 m, logrando descubrir reservas de gas en sedimentos de la Formación Cajones (Cretácico Superior). Posteriormente se perforaron otros cuatro pozos más en la estructura (BBL X2, BBL X4, BBL X5 y BBL X7), con los cuales se concluyó la primera etapa de perforación exploratoria de Bulo Bulo.

A principios de la década de los años 80, YPFB encaró trabajos de adquisición sísmica 2D sobre esta área. Como resultado de la interpretación de la información sísmica obtenida se llegó a perforar el pozo Bulo Bulo X3 (BBL X3), teniendo como objetivo principal la Formación Roboré. Con este pozo se lograron descubrir importantes reservas de gas-condensado en esta formación. Con la perforación de un segundo pozo profundo, Bulo Bulo X8 (BBL X8), se finaliza esta segunda etapa de exploración.

En 1998, Chaco inicia una tercera etapa de exploración, con la perforación del pozo Bulo Bulo 9D (BBL 9D), cuya meta fue alcanzar y evaluar a la Arenisca Sara de la Formación El Carmen (Silúrico Superior). Este pozo alcanzó una profundidad final de 5638 m, llegando a atravesar parcialmente a la Arenisca Sara, la que debido a la alta presión que presenta no pudo ser conclusivamente evaluada. Con este pozo se ensayó satisfactoriamente a la formación Roboré.

En el año 2000, Chaco perforó el pozo Bulo Bulo 1 (BBL 11, PF 4380 m), con éxito en los ensayos efectuados en las areniscas de la formación Roboré.

Los pozos BBL X3, BBL X8, BBL 9DST4 y BBL 11, resultaron positivos productores de gas condensado de las areniscas Roboré I y Roboré III. En los pozos: BBL X1 y BBL X2, encontraron reservas de gas y condensado de la Formación Cajones; en los pozos BBL 13 y BBL 14 se encontraron reservas de gas y condensado en la Formaciones Cajones y Yantata. Los pozos BBL-4, BBL 5 y BBL 7 resultaron negativos (BBL 4 y BBL 5 por encontrarse en una baja posición estructural, mientras que el BBL 7 por presentar pobres propiedades petrofísicas).

En el primer cuatrimestre del año 2010, YPFB Chacó perforó los pozos BBL 13 y BBL 14 en el segmento estructural noreste del campo Bulo Bulo, llegando a descubrir nuevas reservas de gas-condensado en la Formación Yantata y ratificando la acumulación de éstos en la Formaciones Cajones. En el segundo semestre del 2010, se perforó el pozo BBL 10 llegando a la profundidad final de 4300 m. Se efectuó una Prueba de Formación en agujero abierto de la formación Roboré II, los resultados no son conclusivos por colapso del agujero, se estima muy baja permeabilidad.

En el segundo semestre del año 2011, se programó la perforación del pozo BBL-15 con el objetivo de producir gas de la formación Yantata y de la Formación Cajones y con una profundidad final proyectada de 1660 metros. El pozo fue concluido y ha incorporado a producción 2.4 MMPCD de gas del reservorio cajones y 2.5 MMPCD de gas del reservorio Yantata y en total 160 BPD de condensado (80 BPD para cada reservorio).

Durante la gestión 2012 fue perforado el pozo BBL-12ST, habiendo alcanzado el reservorio Roboré I con una profundidad final en -4570 m MD. El objetivo principal del proyecto es producir gas y condensado de los reservorios Roboré con arreglo de terminación Simple.

La **Tabla 3.1** muestra el detalle del estado actual de los pozos perforados en el Campo Bulu Bulu.

Tabla 3.1 Descripción de los Estados de Cada Pozo

FUNCIÓN	CANTIDAD	POZOS
Perforados	13	BBL-X1, BBL-X2, BBL-X3, BBL-04, BBL-05, BBL-07, BBL-X8, BBL-9D, BBL-10, BBL-11, BBL-13, BBL-15
Productores	08	BBL-X2, BBL-X3, BBL-X8, BBL-10, BBL-11, BBL-13, BBL-14, BBL-15
Abandonados	03	BBL-04, BBL-05 y BBL-07
Cerrados	02	BBL-X1, BBL-9D
Inyectores	00	

Fuente: YPFB-CHACO

3.3.2 Reservorios productores

Tabla 3.2 Reservorios Productores en el Campo Bulu Bulu

RESERVORIO	PROFUNDIDAD TOPE (PROMEDIO)	ESPESOR MEDIO (m)	FLUIDOS PRODUCIDOS	LÍNEAS TERMINADAS
YANTATA	-1296.9	54.3	Gas/Condensado	3
CAJONES	-1324.5	6.8	Gas/Condensado	3
ROBORÉ I	-3349.4	75.0	Gas/Condensado	5
ROBORÉ III	-3913.0	80.0	Gas/Condensado	3
RESERVORIO EN RESERVA				
ROBORE II	-3800.0	21.0	Gas/Condensado	0

Fuente: YPFB Chaco

El campo Bulo Bulo es explotado por agotamiento natural recolectando la producción de los pozos perforados, a una profundidad promedio de 4.750 m.

3.4 RESERVAS PROBADAS (P1) Y PROBABLES (P2) DEL CAMPO BULO BULO

Tabla 3.3 Reservas del Campo Bulo Bulo

RESERVORIO	RESERVA PROBADA (P1) [BSCF]	RESERVA PROBABLE (P2) [BSCF]	RESERVA POSIBLE [BSCF]
Cajones	5,852	3,368	
Roboré I	166,591	23,485	
Roboré II		41,509	14,141
Roboré III	28,561	12,563	18,215
Yantata		15,867	1,829
TOTAL	201,004	97,792	34,185

Fuente: Certificador Ryder Scott, Diciembre 2009

3.5 DATOS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS PRODUCTORES EN EL CAMPO BULO BULO

En la **Tabla 3.4** se muestra la predicción del caudal total de producción en el campo Bulo Bulo. Esta tabla fue presentada por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía en la publicación “ESTRATEGÍA BOLIVIANA DE HIDROCARBUROS” del mes de Septiembre de 2008.

Tabla 3.4 Producción estimada del Campo Bulo Bulo

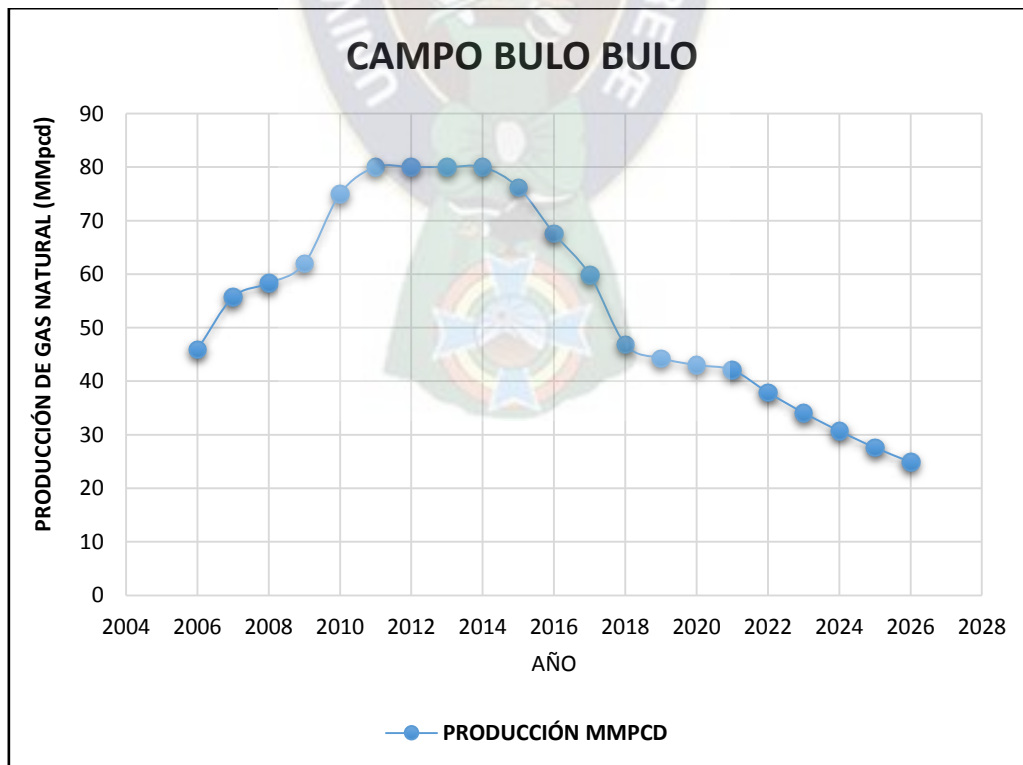
AÑO	Q [MMSCFD]
2006	45,9
2007	55,7
2008	58,3
2009	62
2010	75
2011	80
2012	80
2013	80

2014	80
2015	76,2
2016	67,6
2017	59,9
2018	46,9
2019	44,3
2020	43
2021	42,1
2022	37,9
2023	34,1
2024	30,7
2025	27,6
2026	24,9

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía

Con base en la tabla anterior, se elaboró la **Figura 3.4** en la que se puede apreciar que el caudal de producción total de gas natural en el campo Bulu Bulu va decreciendo desde la gestión 2011.

Figura 3.4 Estimación de producción en el Campo Bulu Bulu



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía

3.6 SELECCIÓN DEL POZO PARA EL TRATAMIENTO

Para poder determinar el candidato idóneo para realizar la estimulación, hemos especificado ciertos parámetros, que mediante nuestra investigación, hemos considerado que son los más importantes y se deben cumplir, como mínimo, para poder realizar el fracturamiento hidráulico. A continuación se detallan cada uno de ellos:

- **Estado actual del pozo:** el pozo a estimularse debe estar activo y en producción para poder considerar realizar un trabajo de fracturamiento hidráulico en el mismo. Si el estado actual del pozo determina que se encuentra cerrado o es un pozo reinyector, no será tomado en consideración.
- **Daño de formación:** se considera un factor principal en la disminución de la producción del pozo y se tomará como referencia un daño de formación mayor a 2 para verificar que el pozo amerita un fracturamiento.
- **Producción de gas natural:** es necesario que el pozo a estimular presente una disminución en su producción de gas natural, la cual estaría ligada a un alto daño de formación en las cercanías del hoyo.
- **Producción de agua:** si el pozo a estimular contiene un alto %BSW, es necesario considerar no realizar el fracturamiento ya que esto provocaría un aumento en la producción de agua convirtiendo en nada rentable al proyecto. El tope de producción de agua será 10% de BSW para considerar realizar un fracturamiento.
- **Reservas y factor de recobro:** las reservas remanentes deben ser considerablemente altas en el yacimiento del cual el pozo obtiene su producción, así mismo un factor de recobro relativamente alto es crucial. Hemos considerado que el yacimiento debe poseer un 20% en reservas remanentes de las reservas probadas y el factor de recobro no debe ser menor al 15%.

En términos generales, los pozos correspondientes al campo Bulo Bulo tienen diferentes similitudes en cuanto al tipo de declinación, sin embargo, el pozo BBL X8 es el que mejor se acomoda a los criterios antes mencionados, por tanto este pozo será tomado como modelo piloto, para la aplicación del fracturamiento hidráulico por canales de flujo HIWAY.

3.7 POZO BBL X8

En las tablas y figuras mostradas líneas arriba, se hizo referencia a la cantidad de reservas y las predicciones de producción en el total del campo Bulo Bulo, sin embargo, el presente proyecto está enfocado en un solo pozo, el BBL X8, esto con el fin de establecer un programa piloto de fracturamiento hidráulico (HIWAY), que permita tener una referencia de comportamiento para futuros tratamientos en otros pozos aledaños.

3.7.1 Datos de declinación del Pozo BBL X8

En el **ANEXO 1** se muestra el detalle de la producción Histórica del Pozo BBL X8 hasta la gestión 2012. A partir de estos datos, mediante las ecuaciones de Arps (1954) y Fetkovich (1980), se pudo determinar el tipo de declinación para este pozo. A continuación, se muestran los coeficientes de declinación calculados:

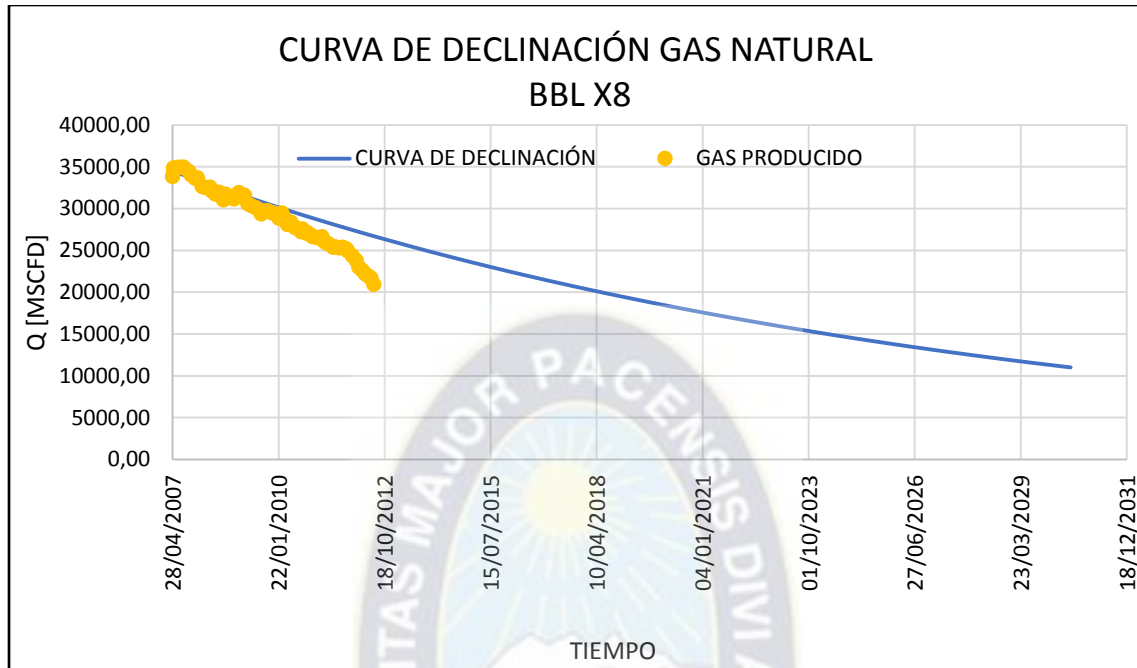
Tabla 3.5 *Coefficientes de Declinación Pozo BBL X8*

FLUIDO PRODUCIDO	TIPO DE DECLINACIÓN	D [1/año]	b
GAS	Exponencial	0.04919251	0
CONDENSADO	Hiperbólica	0.18746035	1.52692

Fuente: Elaboración Propia

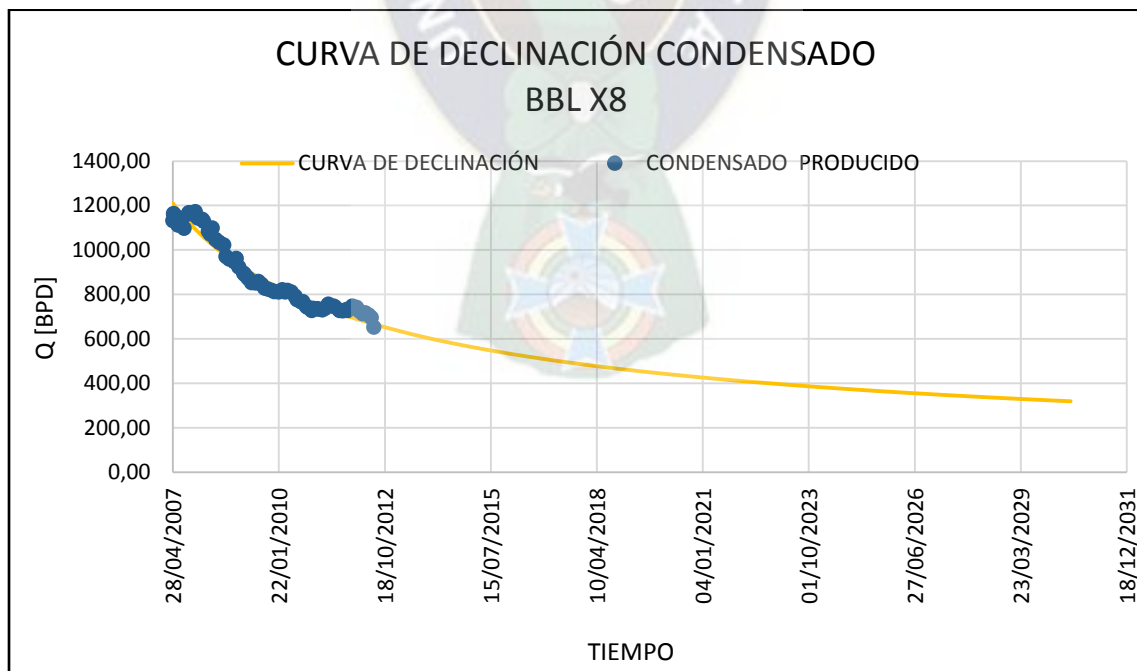
A continuación se muestra las curvas de declinación de la producción de Gas Natural y condensado en el Pozo BBL X8, que fueron construidas con base en la **Tabla 3.5**.

Figura 3.5 Curva de Declinación en la Producción de Gas Natural Pozo BBL X8



Fuente: Elaboración Propia

Figura 3.6 Curva de Declinación en la producción de Condensado Pozo BBL X8



Fuente: Elaboración Propia

3.7.2 Tope de formaciones en el pozo BBL-X8

Tabla 3.6 *Topes Formacionales Pozo BBL X8*

FORMACIÓN	MIEMBRO	PROGNOSIS				LITOLÓGICOS			
		PROFUNDIDAD DESDE KB (MESA ROTARIA)			ESPESOR	PROFUNDIDAD DESDE KB (MESA ROTARIA)			ESPESOR
		MD	TVD	TVDSS	M	MD	TVD	TVDSS	m
Grupo YPFB CHACO S.A.		0	0	249.7	2939	0	0	249.7	2895
YECUA		2939	2939.7	-2690.2	122	2895	2893.9	-2644	170
PETACA		3061	3060.8	-2811.2	150	3065	3064.4	-2814.8	121
	NARANJILLOS	3211	3210.9	-2961.3	54	3186	3185.1	-2935.5	53
YANTATA		3265	3264.8	-3015.2	121	3239	3237.9	-2988.4	113
ICHO		3386	3386.1	-3136.5	336	3352	3351.2	-3101.7	370
LIMONCITO		3722	3722.8	-3473.2	727	3722	3722	-3472.4	757
ROBORÉ		4449	4449.5	-4200	121	4479	4477.8	-4228.3	83
TD		4570	4570	-4320		4562	4561.4	-4311.9	

Fuente: YPFB CHACO

Con la perforación del pozo BBL X8 se descubrió una nueva acumulación de hidrocarburos en los niveles arenosos del devónico inferior (Arenisca Robore I) ubicados en el Sector Sud-Este del Área de Explotación del Campo Bulu Bulu.

Los estratos de la Formación Roboré se encuentran en una estructura homoclinal fallada, originada por los esfuerzos compresivos generados en la orogénesis Andina.

3.7.3 Datos de producción en el pozo BBL X8

Tabla 3.7 Datos de Producción¹² Pozo BBL X8

DATOS DEL POZO BBL X-8	
Presión de Reservorio	5785.5 psig
Profundidad Final	4562 m
Temperatura de Reservorio	244 °F
Área de drenaje	15 acres
Temperatura de Separador	93 °F
Presión del Separador	105 psig
Dewpoint at Reservoir temp	5828 psig
Relación Gas-Agua (RGW)	31.63 STB/MMscf
Relación Gas-Petróleo (GOR)	8390 scf/STB
Relación Gas- Petróleo (GOR tk)	1 scf/STB
Tank Gas Gravity	0.717 spgravity
Gravedad Específica del Gas	0.65
Gravedad API del condensado	55
Permeabilidad	0.706 mD
Skin	2.24
Non-Dancy Flow Factor D	4.3301x10 ⁻⁵ 1/(MSCF/d)
Mole Por ciento CO2	0.06%
Porosidad	12.70%
Presión de Fondo Fluyente	3240.17 psi
P110 Grado de Casing	
Diámetro externo del casing	5 plg
Diámetro interno del Casing	4.276 in
Fluido de Tubería	Salmuera
TVD top	14685 ft
TVD bottom	14884 ft

Fuente: YPFB CHACO

¹² Los datos corresponden a la gestión 2012.

CAPÍTULO IV

APLICACIÓN PRÁCTICA

4.1 CÁLCULO DE LA GEOMETRÍA DE LA FRACTURA (MÉTODO ANALÍTICO)

Para un óptimo diseño de fracturamiento hidráulico es necesario definir la geometría que tendrá la fractura, así como determinar el valor de las presiones involucradas en el proceso. Como había sido mencionado previamente la geometría de la fractura queda definida en base a la longitud (X_f), ancho (W_f) y la altura (h_f).

A continuación será detallado el procedimiento de cálculo desarrollado por Geertsma y Klerk para lo cual el pozo BBL X8 ha sido seleccionado. En la **Tabla 4.1** se especifican los datos que serán usados para los cálculos posteriores.

Tabla 4.1 Datos iniciales del Pozo BBL X8

TIPO DE PROPIEDAD	SIMBOLO	SIGNIFICADO	UNIDADES	VALOR
PROPIEDADES MECÁNICAS	E	Módulo de Young	lb/pulg ²	6,25E+06
	Y	Coficiente de Poisson		0,2
	G _F	Gradiente de Fractura ¹³	Psi/ft	0,6115
	P _F	Presión de Fractura ¹⁴	Psia	8.981,65
	ρ _f	Densidad de la Formación	lb/galón	22,06
PROPIEDADES DEL YACIMIENTO Y FLUIDOS	σ	Porosidad	%	12,7
		Temperatura del Yacimiento	°F	244
	h	Espesor de la formación	ft	272,3
		Gravedad Específica del Gas		0,65
		Grado API del Condensado		55
	re	Radio Exterior	ft	456
	rw	Radio del Pozo	ft	0,292
	s	Daño de pozo		2,24
C _t	Compresibilidad total	psi ⁻¹	1,093*10 ⁻⁴	

¹³ Valor calculado en el CAPÍTULO II.

¹⁴ Valor calculado en base a TVD y el gradiente de fractura.

	k	Permeabilidad	mD	0,706
PRESIONES	P_{wf}	Presión de fondo fluyente	psi	3240,17
	G p	Gradiente de Poro	psi/ft	0,433
	P_r	Presión de Yacimiento	psia	5800,2
PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS FRACTURANTES¹⁵	i	Caudal de Inyección	BPM	20
	μ_{ff}^{16}	Viscosidad de fluido	cp	1.000
	V_i	Volumen de Inyección	Bbl	600
	Cp	Concentración de apuntalante	lbm/gal	1,5
	ρ_{ff}	Densidad del Fluido Fracturante	lbm/gal	8,345
	t_p	Tiempo de inyección	min	30
PROPIEDADES DEL POZO Y TUBERÍAS	TVD	TVD	ft	14.687,184
	d i	Diámetro interior CASING	in	4,28
	d e	Diámetro exterior CASING	in	5
	N	Número de disparos		40
	d d	Diámetro de disparos	in	0,4
		Rugosidad	mm	0,4

Fuente: Elaboración Propia con base en los datos proporcionados por YPFB-CHACO

4.1.1 Cálculos preliminares

Con los datos mostrados en la **Tabla 4.1** se calculará el Caudal de Gas Natural en las condiciones iniciales, para esto se considerará al flujo de Gas Natural como laminar¹⁷.

De acuerdo a la Ley de Darcy para flujo radial, se tiene:

¹⁵ Valores típicos durante las operaciones de fracturamiento realizadas por Schlumberger.

¹⁶ La viscosidad de la mezcla de fluido fracturante y propante no difiere notablemente con respecto a la viscosidad del fluido sólo.

¹⁷ Se conoce como flujo laminar, al tipo de movimiento de un fluido cuando este es perfectamente ordenado, de manera que el fluido se mueve de manera suave en láminas paralelas (Economides, 2012).

$$q = \frac{kh (\overline{P}_r^2 - P_{wf}^2)}{1.424\overline{\mu}zT \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + s \right]} \quad (4.1)$$

Donde:

- P_r**: Presión promedio del radio de drenaje [psia]
- P_{wf}**: Presión de fondo fluyendo [psia]
- q**: Gasto de producción de gas [MSCFD]
- μ**: Viscosidad promedio del gas [cp]
- z**: Factor de compresibilidad promedio
- T**: Temperatura del yacimiento [°R]
- k**: Permeabilidad [md]
- h**: Espesor del yacimiento [ft]
- r_e**: Radio exterior [ft]
- r_w**: Radio del pozo [ft]
- s**: Factor de daño total

A) Cálculo de la viscosidad promedio

a) Inicialmente se deberá calcular la viscosidad a condiciones de yacimiento (P=5.800,2 [psia] y T=244 [°F]), para ello se utilizará el **Método de Carr-Kobayashi-Burrows**, que es desarrollado mediante 5 pasos descritos a continuación:

- **Paso 1.-** Calcular la presión pseudo-crítica, temperatura pseudo-crítica y el peso molecular aparente de la gravedad específica o la composición del gas natural, para ello se utilizará las ecuaciones propuestas por Standing¹⁸.

$$T_{pc} = 187 + 330\gamma_g - 71,5\gamma_g^2 \quad (4.2)$$

¹⁸ Standing en el año 1977 expresó la forma matemática para calcular temperaturas y presiones pseudocríticas en sistemas de Gas-Condensado.

$$p_{pc} = 706 - 51,7\gamma_g - 11,1\gamma_g^2 \quad (4.3)$$

Donde:

T_{pc} = Temperatura Pseudo Crítica [$^{\circ}R$]

P_{pc} = Presión Pseudo Crítica [psia]

γ_g = Gravedad específica del gas

Por tanto:

$$T_{pc} = 187 + 330 * 0,65 - 71,5 * 0,65^2$$

$$T_{pc} = 371,29[^{\circ}R]$$

$$p_{pc} = 706 - 51,7 * 0,65 - 11,1 * 0,65^2$$

$$p_{pc} = 667,71[psia]$$

Además, el peso molecular aparente viene dado por:

$$M_a = 28,96 * \gamma_g = 28,96 * 0,65$$

$$M_a = 18,82$$

- **Paso 2.-** Obtener la viscosidad del gas natural a una atmósfera (μ_1) y la temperatura de interés del **ANEXO 2**.

$$\mu_1 = 0,0132 \text{ cp}$$

- **Paso 3.-** Calcular la presión y temperatura pseudo-reducida.

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} = \frac{(244 + 460)[^{\circ}R]}{371,29[^{\circ}R]} = 1,90$$

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} = \frac{5.800,20[psia]}{667,71[psia]} = 8,69$$

- **Paso 4.-** De la presión y temperatura pseudo-reducidas, obtener la relación de viscosidad (μ_g/μ_1) del **ANEXO 3**. El término μ_g representa la viscosidad del gas a las condiciones requeridas.

$$\frac{\mu_g}{\mu_1} = 1,90$$

- **Paso 5.** La viscosidad del gas, μ_g , a la presión y temperatura de interés se calcula multiplicando la viscosidad a una atmósfera y temperatura del sistema, μ_1 , por la relación de viscosidad.

$$\mu_g = \frac{\mu_g}{\mu_1} * \mu_1 = 1,90 * 0,0132 \text{ [cp]}$$

$$\mu_g = 0,02508 \text{ [cp]}$$

- b) Adicionalmente, se deberá calcular la viscosidad a la presión fluyente, considerando la temperatura constante ($P=3.240,17$ [psia] y $T=244$ [°F]).

De forma análoga al inciso anterior, se obtuvo que la viscosidad del gas a la presión fluyente es igual a $0,01900$ [cp].

$$\mu_{g @ P_{wf}} = 0,01900 \text{ [cp]}$$

- c) Finalmente, el valor de la viscosidad promedio del gas estará dado por la media de los dos valores hallados a la presión del yacimiento y la de fondo fluyente respectivamente.

$$\bar{\mu} = \frac{\mu_g + \mu_{g @ P_{wf}}}{2} = \frac{0,02508 \text{ [cp]} + 0,01900 \text{ [cp]}}{2}$$

$$\bar{\mu} = 0,02204 \text{ [cp]}$$

B) Cálculo del factor de compresibilidad promedio

- a) Calculamos el factor de compresibilidad a la presión de yacimiento $P=5800,2$ [psia] y $T=244$ [°F], para ello se deberá utilizar el **ANEXO 4**.

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} = \frac{(244 + 460)[^{\circ}R]}{371,29[^{\circ}R]} = 1,90$$

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} = \frac{5.800,20[psia]}{667,71[psia]} = 8,69$$

$$z = 1,08$$

- b) Calculamos el factor de compresibilidad a la presión de fondo fluvente $P=3.240,17$ [psia] y $T=244$ [°F], para ello se deberá utilizar el **ANEXO 4**.

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} = \frac{(244 + 460)[^{\circ}R]}{371,29[^{\circ}R]} = 1,90$$

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} = \frac{3.240,17[psia]}{667,71[psia]} = 4,85$$

$$z = 0,93$$

- c) Finalmente, el valor del factor de compresibilidad promedio del gas estará dado por la media de los dos valores hallados a la presión del yacimiento y la de fondo fluvente respectivamente.

$$\bar{z} = \frac{z_{@5800.2 [psia]} + z_{@P_{wf}}}{2} = \frac{1,08 + 0,93}{2}$$

$$\boxed{\bar{z} = 1,005}$$

C) Cálculo del caudal de gas natural a las condiciones iniciales

- Con la Ecuación (4.1):

$$q = \frac{0,706[md] * 272,3[ft] * ((5.800,2[psia])^2 - (3.240,17[psia])^2)}{1.424 * 0,02204[cp] * 1,005 * (244 + 460)[^{\circ}R] * \left[\ln \left(\frac{456[ft]}{0,292[ft]} \right) + 2,24 \right]}$$

$$q = 20.881,79[MSCFD]$$

4.1.2 Selección del apuntalante y el fluido fracturante

De acuerdo a los trabajos de fracturamiento que se han venido realizando por la empresa Schlumberger, el fluido polimérico más utilizado es el YF230D, mientras que el apuntalante es el Carbolite 20/40.

El YF230D es un gel reticulado de alta viscosidad y activación retardada, esto significa que desarrolla viscosidad a medida que circula por la tubería, permitiendo un control de la misma durante el bombeo, reduciendo las pérdidas por fricción y su consecuente presión de bombeo. Su composición se presenta a continuación:

Tabla 4.2 Composición del fluido YF230D

TIPO DE ADITIVO	NOMBRE DEL ADITIVO	CONCENTRACIÓN DE SÓLIDO [lbm/gal]	CONCENTRACIÓN DE LÍQUIDO [gal/mgal]
Biocide	M275, Microbiocide	0,45	
ClayStabiliz	M117, Potassium Chloride	166,00	
Surfactant	F108. Surfactant		2,00
GelingAgt	J876, HPG Polymer Slurry		6,75
Activator	U0280, Activator		0,50
Crosslinker	L010, Crosslinker	4,50	

Fuente: Cía. Schlumberger

El Carbolite es un agente de sostén artificial por el cual se ha optado debido a la resistencia que otorga frente al esfuerzo de cierre que presenta esta formación; su esfericidad es prácticamente perfecta y en consecuencia la conductividad que se obtendrá luego de realizar la fractura es mayor en comparación con las arenas. Su

cantidad depende del volumen de fractura que se desea lograr y el tamaño se escoge considerando el esfuerzo de cierre, profundidad y tipo de fluido a producir (en pozos de gas la conductividad requerida es menor que en pozos de petróleo).

Un análisis de las gráficas de conductividad vs esfuerzos de cierre realizado con diferentes granulometrías: 12/20,16/30, 20/40 y 40/ 70, esta última utilizada en pozos de gas, evidenciaron:

- Una rápida caída en la conductividad de la arena 12/20 al incrementarse la presión. Mientras más gruesa es la arena, más frágil es.
- A presiones mayores a los 4500 [psi], debidas a la rotura de granos, sin importar la granulometría las conductividades toman valores similares.

En conclusión, conforme aumenta la profundidad es recomendable usar un apuntalante de menor tamaño de malla. En pozos someros, que presentan un esfuerzo de cierre bajo, es conveniente el uso de una mayor granulometría para obtener una mejor conductividad.

Tabla 4.3 *Propiedades del Apuntalante CarboLite 20/40*

Propiedad	Valor
Type	Ceramic
Mesch Size	20/40
Mean Diameter [in]	0,029
Specific Gravity	2,74
Bulk Density [lbm/gal]	13,78
Pack porosity	35%

Fuente: Cía. Schlumberger

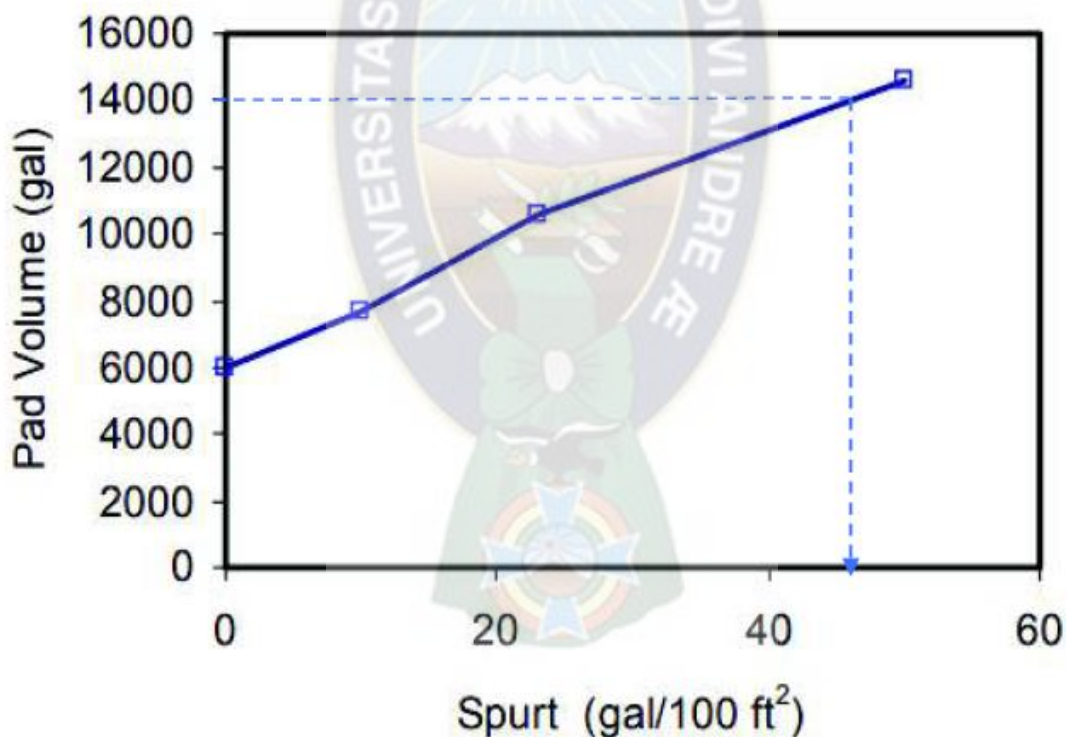
4.1.3 Geometría de la fractura (Método Analítico KGD)

A) Cálculo del volumen de Spurt

De acuerdo a los criterios operativos de la empresa de servicios Schlumberger, el volumen de PAD es de 14.000 [gal] aproximadamente. El volumen de PAD debe ser del 30 al 60% del fluido total bombeado.

Este valor referencial sirve para obtener una aproximación del Spurt o Pérdida de fluido inicial (V_{spt}) a partir de la **Figura 4.1**¹⁹. Es necesarios acotar que en un trabajo real su valor deberá determinarse a partir de un Minifrac o Pruebas de laboratorio.

Figura 4.1 Efecto de Spurt en el Volumen del PAD



Fuente: Gadiyar et al, 2002

¹⁹ Gráfica generada en el desarrollo del paper "Is Spurt Loss a Reality During Frac/Packing in High Permeability Formations?"

Ingresando a la figura anterior con el valor del Volumen del PAD se lee: 46,86 [gal/100 ft²], valor al cual se debe realizar una conversión de unidades.

$$V_{spt} = \frac{46,86 [gal]}{100 [ft^2]} * \frac{0,13368 [ft^3]}{1 [gal]} = 0,06264 \left[\frac{ft^3}{ft^2} \right]$$

B) Cálculo de coeficientes de pérdida del fluido fracturante

- **Cálculo de Cv. Mediante la Ecuación (2.5)**

$$C_V = 0.0469 * \left(\frac{0,706 [md] * (8.981,65 - 5.800,2) [psia] * 0,127}{100 * 1.000 [cp]} \right)^{1/2}$$

$$C_V = 0,00250 \left[\frac{ft}{\sqrt{min}} \right]$$

- **Cálculo de Cc. Mediante la Ecuación (2.6)**

$$C_C = 0.0374 * (8.981,65 - 5.800,2) [psia] * \left(\frac{0,706 [md] * 1,09 * 10^{-4} * 0,127}{100 * 0.02508 [cp]} \right)^{1/2}$$

$$C_C = 0,23524 \left[\frac{ft}{\sqrt{min}} \right]$$

- **Cálculo de C. Mediante la Ecuación (2.7)**

$$\frac{1}{C} = \frac{1}{0,00299 \left[\frac{ft}{\sqrt{min}} \right]} + \frac{1}{0,23524 \left[\frac{ft}{\sqrt{min}} \right]}$$

$$C = 0,00248 \left[\frac{ft}{\sqrt{min}} \right]$$

C) Cálculo de los grupos Adimensionales

- **Cálculo de Ks²⁰.- Mediante la Ecuación (2.1).**

²⁰ Ks y K_{nL} se encuentran expresadas en función del tiempo en minutos.

$$K_s = \frac{C\sqrt{t}}{V_{spt}} = \frac{0,00248 \left[\frac{ft}{\sqrt{min}} \right] \sqrt{t}}{0,06264 \left[\frac{ft^3}{ft^2} \right]}$$

$$K_s = 0,03957\sqrt{t}$$

- **Cálculo de K_{nL} ²¹.** Mediante la Ecuación (2.2).

$$K_{nL} = 21,8 \left(\frac{i}{hC^2} \right)^3 \left(\frac{\mu_{ff}}{Et} \right)$$

$$= 21,8 * \left(\frac{112,3 \frac{ft^3}{min}}{272,3 ft * \left(0,00248 \frac{ft}{\sqrt{min}} \right)^2} \right)^3 * \left(\frac{40,32 \frac{lb}{min * pie}}{1,04 * 10^{14} \frac{lb}{pie min^2} * t} \right)$$

$$K_{nL} = \frac{2.553,12}{t}$$

- **Longitud de la fractura.** Mediante la Ecuación (2.3).

$$X_f = K_L \frac{i\sqrt{t}}{hC} = \frac{112,3 \frac{ft^3}{min}}{272,3 ft * 0,00248 \frac{ft}{\sqrt{min}}} K_L \sqrt{t}$$

$$X_f = 166,40 K_L \sqrt{t} \quad [ft]$$

- **Ancho de la fractura.** Mediante la Ecuación (2.4)

$$W_f = \frac{C\sqrt{t}}{K_u} = 0,00248 \frac{ft}{\sqrt{min}} * \frac{12 in}{1 ft} * \frac{\sqrt{t}}{K_u}$$

$$W_f = 0,02974 \frac{\sqrt{t}}{K_u} \quad [in]$$

La longitud y el ancho de la fractura son función de los grupos adimensionales K_L y K_u , y estos a su vez están dados por los valores adimensionales K_s y K_{nL} .

²¹ Para el cálculo de los grupos adimensionales se utilizaron factores de conversión con el fin obtener unidades compatibles.

Se debe reemplazar el valor del tiempo de inyección (t) en los grupos adimensionales K_s y K_{nL} , con estos valores se ingresa en la figura del **ANEXO 5** para obtener los valores de K_L y K_u , y de esta manera determinar el ancho y la longitud de la fractura.

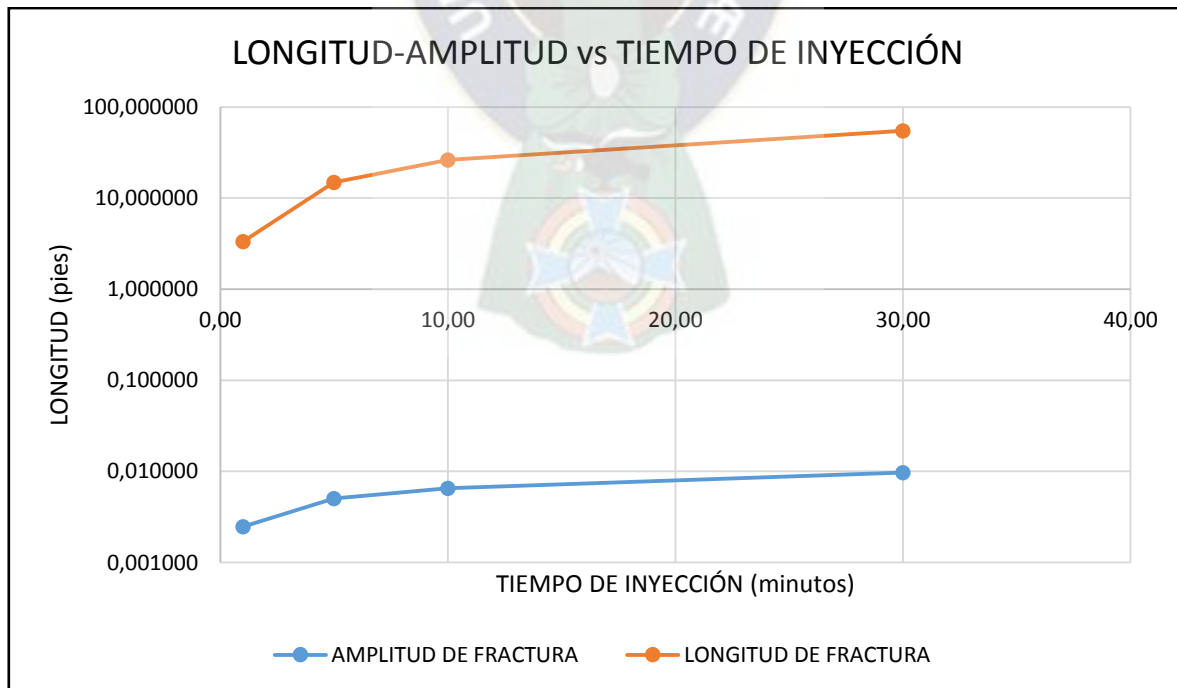
Los resultados obtenidos son resumidos en la **Tabla 4.4**. En esta tabla es posible apreciar que los valores de la Longitud y Ancho de la fractura están en proporción directa al tiempo de inyección, tal y como se muestra en la **Figura 4.2**.

Tabla 4.4 Predicción de la Geometría de la Fractura en el Pozo BBL X8

t (tiempo de inyección en min)	Ks	KnL	DEL GRÁFICO		RESULTADO FINAL	
			KL	Ku	X _F (ft)	W _F (in)
1,00	0,04	2.553,12	0,020	1,00	3,33	0,03
5,00	0,09	510,62	0,040	1,10	14,88	0,06
10,00	0,13	255,31	0,050	1,20	26,31	0,08
30,00	0,22	85,10	0,060	1,40	54,68	0,12

Fuente: Elaboración Propia

Figura 4.2 Variación de la Longitud de Fractura con el tiempo de Inyección



Fuente: Elaboración Propia

Siendo que dentro el Diseño preliminar de Fracturamiento Hidráulico se ha considerado un tiempo de inyección igual a 30 minutos, los valores de Longitud y ancho de la fractura serán 54,68 [ft] y 0,12 [in] respectivamente.

4.1.4 Cálculo de Presiones y parámetros involucrados en el fracturamiento

- **Volumen de la fractura.** *Mediante la Ecuación (2.8)*

$$V_F = \left(\frac{\pi}{2}\right) * X_F * h_F * \frac{\pi * W_F}{4}$$

$$= \left(\frac{\pi}{2}\right) * 54,68[ft] * 272,3[ft] * \frac{\pi * 0,12[in] * \frac{1[ft]}{12[in]}}{4}$$

$$V_F = 183,69[ft^3]$$

- **Eficiencia de fractura.** *Mediante la Ecuación (2.9)*

$$Eff = \frac{V_F}{V_i} \times 100\% = \frac{183,69[ft^3] * \frac{1[Bbl]}{5,615[ft^3]}}{600[Bbl]} \times 100\%$$

$$Eff = 5,45\%$$

- **Cantidad de Apuntalante requerido.** *Mediante la Ecuación (2.10)*

$$W_p = V_i * C_p$$

$$W_p = 600[Bbl] * 1,5 \left[\frac{lbm}{gal}\right] * \frac{42[gal]}{1[Bbl]}$$

$$W_p = 37.800,00[lbm]$$

- **Densidad de la Mezcla.** *Mediante la Ecuación (2.11)*

$$\rho_m = \left(\frac{\rho_{ff} + C_p}{1 + 0,0456C_p}\right) = \left(\frac{8,345 \left[\frac{lbm}{gal}\right] + 1,5 \left[\frac{lbm}{gal}\right]}{1 + 0,0456 * 1,5 \left[\frac{lbm}{gal}\right]}\right)$$

$$\rho_m = 9,21 \left[\frac{lbm}{gal} \right]$$

- **Gravedad Específica de la mezcla:**

$$\gamma_m = \frac{\rho_m}{\rho_{H2O}} = \frac{9,21 \left[\frac{lbm}{gal} \right]}{62,4 \left[\frac{lbm}{ft^3} \right] \times \frac{0,133681 [ft^3]}{1 gal}}$$

$$\gamma_m = 1,104$$

- **Presión de la fractura:** *Mediante la Ecuación (2.19)*

$$P_{tw} = G_F * TVD = 0,6115 * 14.687,18 [ft]$$

$$P_{tw} = 8.981,65 [Psia]$$

- **Presión de confinamiento:** *Mediante la Ecuación (2.20)*

$$P_C = P_{tw} - P_r = 8.981,65 [Psia] - 5.800,20 [Psia]$$

$$P_C = 3181,41 [Psia]$$

Tal y como se había mencionado líneas arriba, el propante a utilizar será el **Carbolite 20/40**, por tanto el valor de permeabilidad de la fractura estará en función de las propiedades de este apuntalante.

En la figura del **ANEXO 6** se puede apreciar que el la permeabilidad del apuntalante, y por ende de la fractura, varía de acuerdo a la presión de confinamiento o cierre. En este sentido el valor de la permeabilidad de la fractura será igual a 439.781,00 [md].

$$k_F = 439.781,00 [md]$$

- **Presión hidrostática:**

$$\Delta P_s = 0,052 * \rho_m * TVD \quad (4.4)$$

$$\Delta P_s = 0,052 * 9,21 \left[\frac{lbm}{gal} \right] * 14.687,18 [ft]$$

$$\Delta P_s = 7.033,99 [Psia]$$

- **Caída de presión por fricción a través de la tubería:**

✓ Número de Reynolds:

$$NR = 92,2 \frac{i * \gamma_m}{d_i * \mu_{ff}} \quad (4.5)$$

$$NR = 92,2 \frac{20 \left[\frac{Bbl}{min} \right] * \frac{1.440 [min]}{1 [día]} * 1,104}{4,28 [in] * 1.000 [cp]}$$

$$NR = 685,80$$

El número de Reynolds es menor a 2.000, por lo tanto, asumiremos que el flujo es laminar. De esta manera se cumplirá la siguiente ecuación:

$$f = \frac{16}{NR} \quad (4.6)$$

$$f = \frac{16}{924,41}$$

$$f = 0,0233$$

✓ Caída de presión por fricción, mediante la Ecuación (2.14):

$$\Delta P_f = 2,854 \frac{f * TVD * i^2 * \rho_m}{d_i^5}$$

$$= 2,854 \frac{0,0233 * 14.687,18 [ft] * \left(20 \left[\frac{Bbl}{min} \right] \right)^2 * 9,21 \left[\frac{lbm}{gal} \right]}{(4,28)^5}$$

$$\Delta P_f = 2.520,28 [Psia]$$

✓ Caída de presión por fricción a través de las perforaciones, mediante la Ecuación (2.15):

$$\Delta P_p = \frac{0,00836 * i^2 * \rho_m}{d_d^4 * N^2} = \frac{0,00836 * \left(20 \left[\frac{Bbl}{min}\right] \times \frac{5,6142 [ft^3]}{1 [Bbl]}\right)^2 * 9,21 \left[\frac{lbm}{gal}\right]}{(0,4 [in])^4 * 40^2}$$

$$\Delta P_p = 23,70 [Psia]$$

- **Presión superficial requerida para el tratamiento: Mediante la Ecuación (2.16)**

$$P_{ts} = P_{tw} - \Delta P_s + \Delta P_f + \Delta P_p$$

$$P_{ts} = 8.981,65 [Psia] - 7.033,99 [Psia] + 2.520,28 [Psia] + 23,70 [Psia]$$

$$P_{ts} = 4.491,65 [Psia]$$

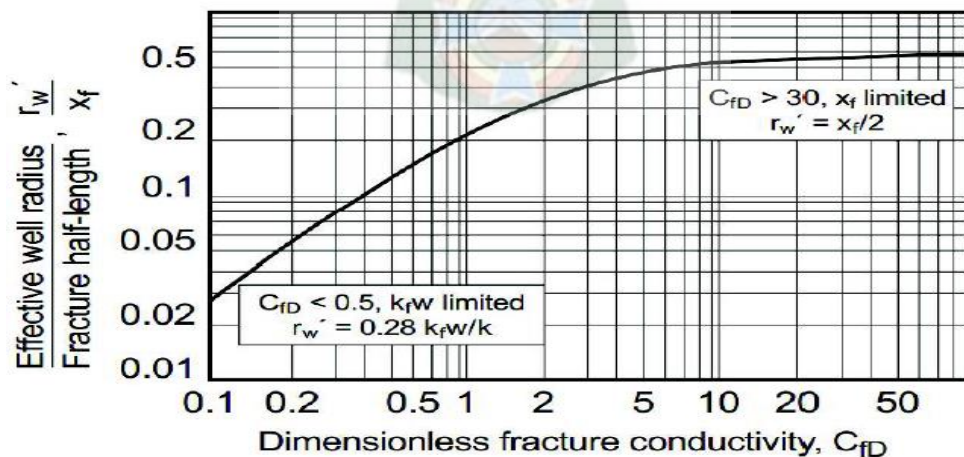
4.1.5 Factor de Conductividad Adimensional (C_{fD}): Mediante la Ecuación (2.12)

$$C_{fD} = \frac{k_F * W_F}{k * X_F} = \frac{439.781,00 [md] * 0,12 [in] \times \frac{1 [ft]}{12 [in]}}{0,706 [md] * 54,68 [ft]}$$

$$C_{fD} = 113,92$$

Una vez calculado el valor de la Conductividad adimensional se calculará el radio efectivo del pozo. Fue **Prats** quien introdujo un concepto crítico, la idea de radio efectivo del pozo (r_w'); posteriormente **Cinco-Ley et al.** expresaron este concepto en función de X_f y C_{fD} para flujo pseudo radial dando como resultado la **Figura 4.3**.

Figura 4.3 Radio efectivo del pozo como función de la Conductividad Adimensional y de la Longitud de la fractura



Fuente: Economides

Siendo que la Conductividad Adimensional es mayor a 30, para flujo pseudoradial, se cumplirá la siguiente relación:

$$r_w' = \frac{X_F}{2} = \frac{54,68[ft]}{2}$$

$$r_w' = 27,34[ft]$$

El valor del efecto skin resultante se halla con la siguiente ecuación:

$$s_F = -\ln\left(\frac{r_w'}{r_w}\right) \quad (4.7)$$

$$s_F = -\ln\left(\frac{27,34[ft]}{0,292[ft]}\right)$$

$$s_F = -4,54$$

Siendo que el valor de Skin hallado es muy optimista, de manera general en los tratamientos de fracturamiento, a fin de aproximarse a la realidad, se modifica el valor calculado en 1 o 2 unidades, de acuerdo al criterio del Ingeniero a cargo del diseño²².

A continuación se presenta una tabla resumen con los resultados obtenidos después del diseño de fracturamiento hidráulico por el método KGD (analítico):

Tabla 4.5 Resultados obtenidos del Diseño de Fracturamiento

X_F (ft)	W_F (in)	S_F
54,68	0,12	-2,54

Fuente: Elaboración propia

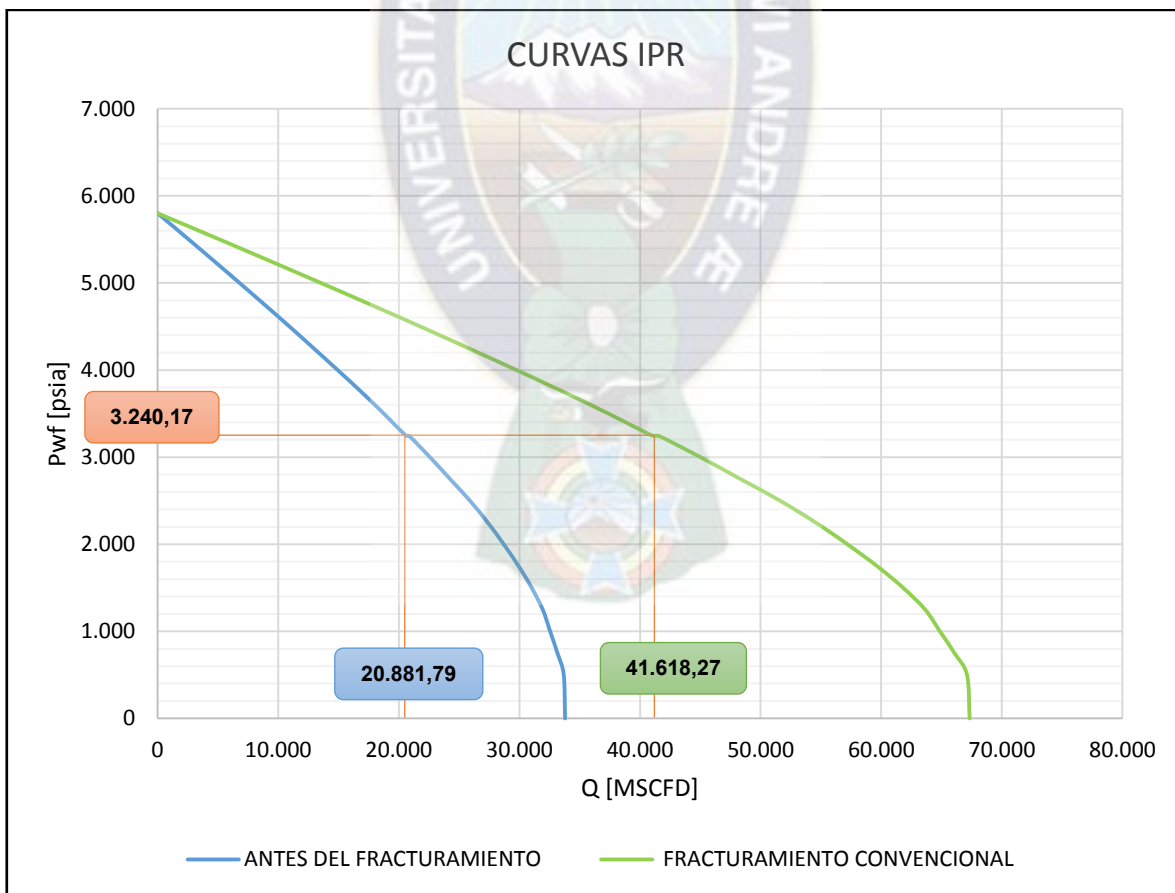
²² Este criterio se ve justificado debido a que solo sobrepasando el área dañada en las cercanías del pozo se obtendrá un gran impacto en la producción (Rae et al, 1999).

4.1.6 Elaboración de las curvas IPR

Las curvas IPR son realizadas para determinar el potencial de producción del yacimiento antes y después del Fracturamiento. Habiéndose calculado el valor del caudal inicial de producción de gas, se procederá al trazado de la curva IPR antes y después del fracturamiento, para lo cual se hará uso de la **Ecuación (4.1)**.

Se calculó el caudal de gas natural para diferentes valores de Presión de fondo fluuyente (P_{wf}). Asimismo, los cálculos para la viscosidad promedio y el factor de compresibilidad fueron realizados de manera similar a lo hecho en el punto **4.1.1**. En la **Figura 4.4** y en el **ANEXO 7** se muestran los resultados obtenidos.

Figura 4.4 Curvas IPR antes y después del fracturamiento convencional



Fuente: Elaboración propia

En la **Figura 4.4** se puede observar que después del tratamiento de fracturamiento hidráulico, a una misma presión de fondo fluente, el caudal de gas natural aumentará de 20.881,79 [MSCFD] a 41.618,27 [MSCFD]; este incremento será la base de nuestro análisis económico. A continuación se muestra un resumen del resultado obtenido:

Tabla 4.6 Incremento de producción después del tratamiento

	Q [MSCFD]	P_{wf} [psia]	Skin
Antes del tratamiento	20.881,79	3.240,17	2,24
Después del tratamiento	41.618,27	3.240,17	-2,54

Fuente: Elaboración propia

El diseño anterior corresponde al tipo de fracturamiento convencional. A continuación, mediante el Simulador FracCade de la Compañía Schlumberger y la técnica de Fracturamiento Hidráulico por canales de flujo HIWAY, se determinará la variación de la producción de Gas Natural en el Pozo BBL X8.

4.2 SIMULACIÓN DE LA FRACTURA CON EL PROGRAMA FRACCADE

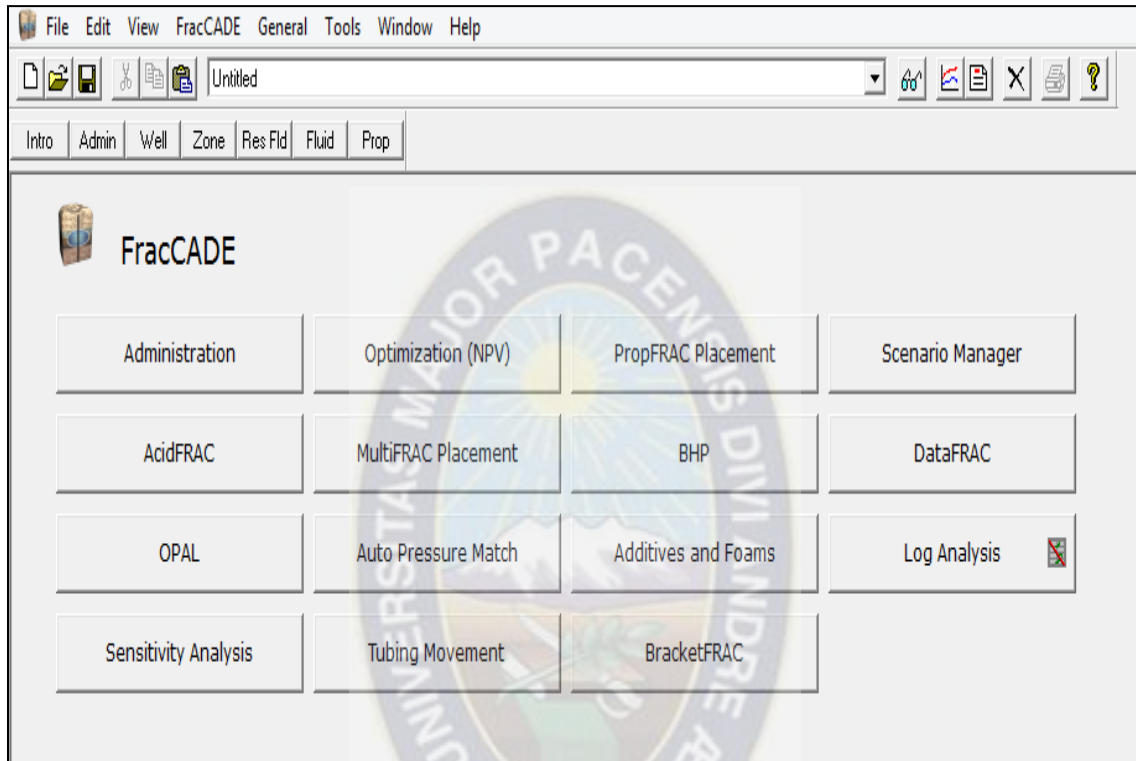
4.2.1 Descripción del simulador

FracCade es un software de diseño de fracturamiento y evaluación, fue desarrollado con los principios básicos del fracturamiento hidráulico para un tratamiento de optimización. El software involucra un rango de diversidades que van desde modelos en 2D hasta simulaciones tridimensionales. Es muy útil en la aplicación de campo ya que involucra un monitoreo en tiempo real, comparación de presiones y capacidad de rediseño.

Entre sus múltiples aplicaciones se encuentran las operaciones de fracturamiento con apuntalante y fracturamiento ácido. Este software puede ser utilizado para pozos verticales, desviados u horizontales, asimismo, el pozo puede ser abierto o entubado.

Los modelos que utiliza el software para definir la geometría de la fractura son: KGD, PKN, radial, entre los principales.

Figura 4.5 Módulos disponibles en el programa FracCADE



Fuente: Cía. Schlumberger

La versión que utilizaremos será **FracCADE 7.0**, que consta de una variedad de módulos (**Figura 4.5**) que se acomodan a nuestros requerimientos. A continuación se da una breve explicación acerca de la utilización de cada uno de estos módulos:

- **OPTIMIZACIÓN (NPV)**

Este módulo requiere la información del pozo, el reservorio, el fluido y propagantes en conjunto con restricciones operacionales y de producción así como también con costos fijos para calcular el diseño óptimo de fractura basado en el valor presente neto.

- **PROPFRAC PLACEMENT**

Es un módulo que incluye un simulador numérico de fractura hidráulica el cual usa los diferentes modelos de geometría de fractura antes mencionados. Nos provee la capacidad de modelar el crecimiento de la fractura en las formaciones por encima y debajo de la zona de pago.

- **ACIDFRAC**

Este módulo nos permite crear una simulación exhaustiva del fracturamiento ácido, en el cual ácido es inyectado en la formación a una presión suficiente para fracturarla o abrir fracturas existentes.

- **MULTIFRAC PLACEMENT**

Nos permite simular simultáneamente la iniciación y extensión de múltiples fracturas hidráulicas. Solo soporta el uso del modelo PKN para la geometría de la fractura.

- **BHP**

El módulo de Bottomhole Pressure (o Presión de Fondo) convierte las condiciones de tratamiento en superficie en condiciones de fondo de hoyo y viceversa así como las temperaturas.

- **DataFRAC**

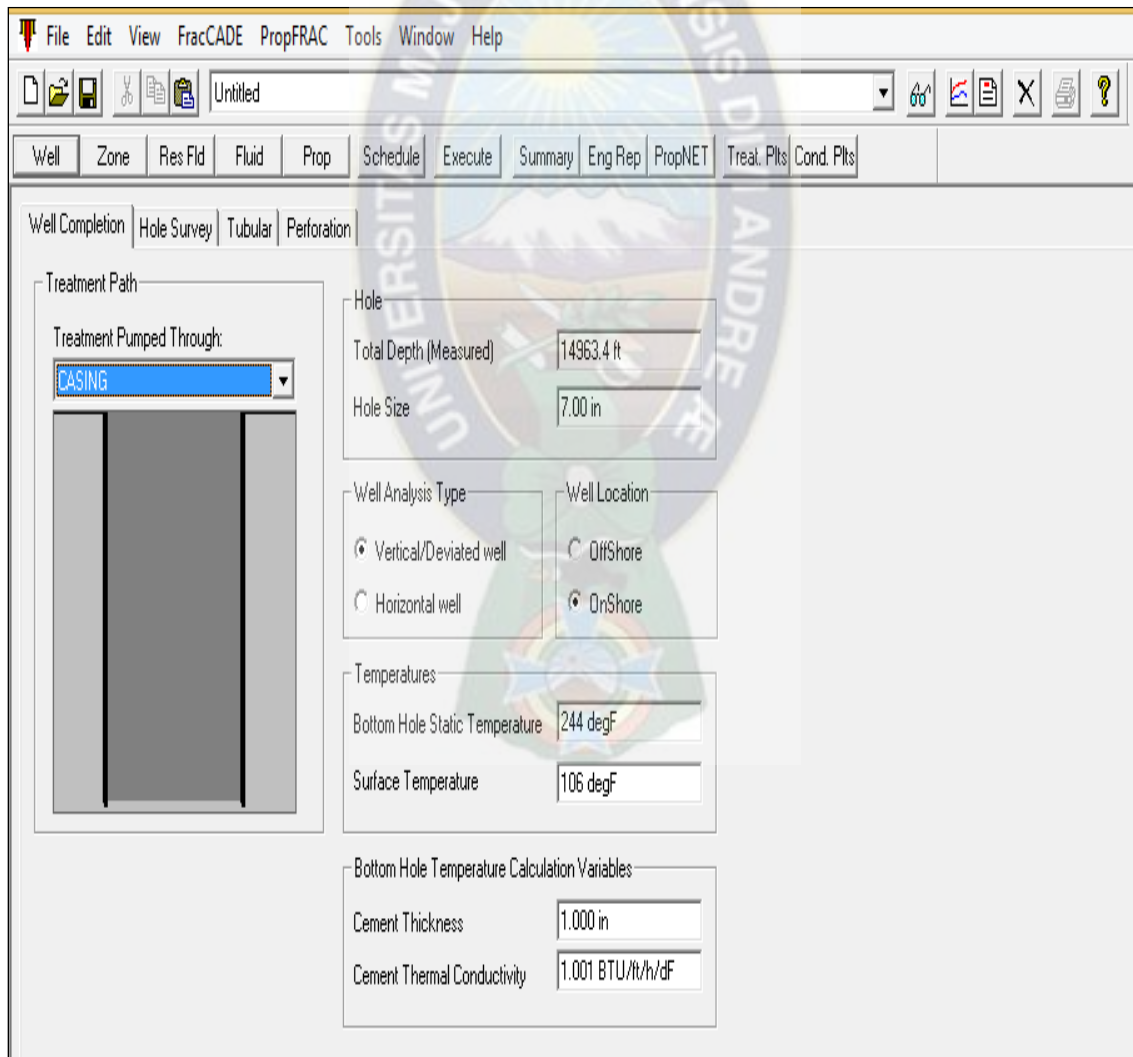
En el campo este módulo es necesario para estimar ciertos parámetros de bombeo pre-fracturamiento en una formación desconocida entre los que se encuentran: presión de cierre de la fractura, modelo 2D apropiado, eficiencia del fluido a utilizar y el coeficiente del fluido fracturante.

4.2.2 Introducción de datos para la simulación

El módulo que se utilizó para poder simular la fractura dentro del yacimiento fue el de PROPFRAC, mismo que ya ha sido descrito líneas arriba.

Los datos que se introdujeron en el simulador son aquellos que se presentaron en la **Tabla 4.1**. El modelo utilizado, al igual que en el cálculo analítico, fue el de **KGD**. En las figuras siguientes se describe el desarrollo de la simulación:

Figura 4.6 Completación del Pozo



The screenshot displays the PropFRAC software interface for well completion. The window title is "PropFRAC" and the menu bar includes File, Edit, View, FracCADE, PropFRAC, Tools, Window, and Help. The toolbar contains icons for file operations and simulation. The main window is divided into several sections:

- Well Completion** (selected), Hole Survey, Tubular, Perforation
- Treatment Path**: Treatment Pumped Through: CASING (dropdown menu)
- Hole**: Total Depth (Measured) = 14963.4 ft, Hole Size = 7.00 in
- Well Analysis Type**: Vertical/Deviated well, Horizontal well
- Well Location**: OffShore, OnShore
- Temperatures**: Bottom Hole Static Temperature = 244 degF, Surface Temperature = 106 degF
- Bottom Hole Temperature Calculation Variables**: Cement Thickness = 1.000 in, Cement Thermal Conductivity = 1.001 BTU/ft/h/°F

Fuente: Cía. Schlumberger

Figura 4.7 Hole Survey

The screenshot shows the 'Hole Survey' window in the software. It includes a menu bar (File, Edit, View, FracCADE, PropFRAC, Tools, Window, Help) and a toolbar. Below the menu is a navigation bar with tabs for Well, Zone, Res Fld, Fluid, Prop, Schedule, Execute, Summary, Eng Rep, PropNET, Treat. Plts, and Cond. Plts. The main area has tabs for Well Completion, Hole Survey, Tubular, and Perforation. Under 'Hole Survey', there are radio buttons for 'MD/TVD calculation relationship': 'Min. Curvature (Applicable to all wells)' (selected), 'Classic CFW (deviation < 90 only)', and 'Externally Defined (No TVD calculations)'. There are 'Import...' and 'Recalc TVD' buttons. A data table is displayed with the following columns: MD (ft), Deviation Angle (deg), Azimuth Angle (deg), TVD (ft), Deviation Build Rate (deg/100ft), Azimuth Build Rate (deg/100ft), and Dogleg Severity (deg/100ft). The table contains 10 rows of data. A 'Help' box on the right provides instructions on pasting data into the grid.

	MD ft	Deviation Angle deg	Azimuth Angle deg	TVD ft	Deviation Build Rate deg/100ft	Azimuth Build Rate deg/100ft	Dogleg Severity deg/100ft
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2	9495.6	2.7	0.0	9492.0	0.0	0.0	0.0
3	10053.2	0.0	0.0	10051.2	-0.5	0.0	0.5
4	10450.1	0.0	0.0	10447.1	0.0	0.0	0.0
5	10623.9	0.0	0.0	10620.3	0.0	0.0	0.0
6	10994.6	0.0	0.0	10991.9	0.0	0.0	0.0
7	12208.2	0.0	0.0	12208.2	0.0	0.0	0.0
8	14691.1	5.6	0.0	14687.2	0.2	0.0	0.2
9	14963.4	5.6	0.0	14954.3	0.0	0.0	0.0
10							

Help
Survey data may be pasted into the grid to speed data entry.
1. Pasting into row 1 is NOT allowed.
2. For best results select desired columns in row 2 and paste like columns from clipboard.
3. If the survey data contains a station at MD=0, DO NOT copy and paste that station into the grid.

Fuente: Cía. Schlumberger

Figura 4.8 Tubular

The screenshot shows the 'Tubular' window in the software. It has the same menu bar and toolbar as the previous window. The navigation bar includes tabs for Well, Zone, Res Fld, Fluid, Prop, Schedule, Execute, Summary, Eng Rep, PropNET, Treat. Plts, and Cond. Plts. The main area has tabs for Well Completion, Hole Survey, Tubular, and Perforation. Under 'Tubular', there are two data tables. The first is 'Tubing/Drill Pipe' with columns: MD (ft), OD (in), ID (in), Weight (lb/ft), Grade, Collapse Pressure (psi), and Burst Pressure (psi). The second is 'Casing' with the same columns. There are 'Tubing Lookup..', 'Drill Pipe Lookup..', and 'Casing Lookup..' buttons. The 'Casing' table contains 5 rows of data.

	MD ft	OD in	ID in	Weight lb/ft	Grade	Collapse Pressure psi	Burst Pressure psi
2	3171.8	13.375	12.615	54.5	K55	1130	2730
3	10053.2	9.625	8.921	36.0	P110	2470	7040
4	14691.1	7.000	6.366	23.0	P110	4450	8720
5	14956.8	5.000	4.494	13.0	P110	5820	9740

Fuente: Cía. Schlumberger

Figura 4.9 Introducción de Datos de Perforación (Baleos)

	Top MD ft	Bottom MD ft	Top TVD ft	Bottom TVD ft	Shot Density shot/ft	Total Number	Entrance Diameter in	Tunnel Length in	Method
1	14704.0	14943.6	14696.2	14934.6	0.17	40	0.40	8.00	Underbalance
2									
3									
4									
5									
6									
7									
8									
9									
10									
11									

Fuente: Cía. Schlumberger

Figura 4.10 Descripción de la zona productora

Name	Top TVD ft	Rock Type	Gross Height ft	Leakoff Height ft	Net Height ft	Number of Perfs	Perf Dia in	Fracture Gradient psi/ft	In-situ Stress psi	Young's Modulus psi	Poisson's Ratio	Reservoir Pressure psi	Permeability md	Porosity %	Fracture toughness psi.in ^{0.5}	Spacing aces	Gas Saturation %	Oil Saturation %	Water Saturation %	Top MD ft	Spac Gr	
1 ROBORE	14694.0	CLEAN-SANDSTONE	272.3	272.3	272.3	40	0.400	0.612	9076	6.250E+06	0.20	5800	0.706	12.6	1200	15	100.0	0.0	0.0	14701.8		
2																						
3																						
4																						
5																						
6																						
7																						
8																						
9																						
10																						
11																						
12																						
13																						
14																						
15																						
16																						
17																						
18																						
19																						
20																						
21																						

Fuente: Cía. Schlumberger

Figura 4.11 Descripción del Fluido de Reservorio

The screenshot shows the 'Fluid' tab in the FracCADE software. The 'General' sub-tab is active, displaying the following parameters:

- Reservoir:** Well Type: GAS, BHST: 244 degF
- Gas Component:** Use Gas Composition: . Gas Gravity: 0.65, N2: 0.3%, CO2: 2.9%, H2S: 0.0%
- Water Component:** Water Gravity: 1.01, Water Salinity: 20000 ppm, Water Compressibility: 1.50E-7 1/psi
- Oil Component:** Bubble Point: 330 psi, Oil API Gravity: 55.0 degAPI

Fuente: Cía. Schlumberger

Figura 4.12 Propiedades del Fluido de Fractura

The screenshot shows the 'Fluid' tab in the FracCADE software, specifically the 'Properties' sub-tab for a fluid named 'YF230D'. The parameters are as follows:

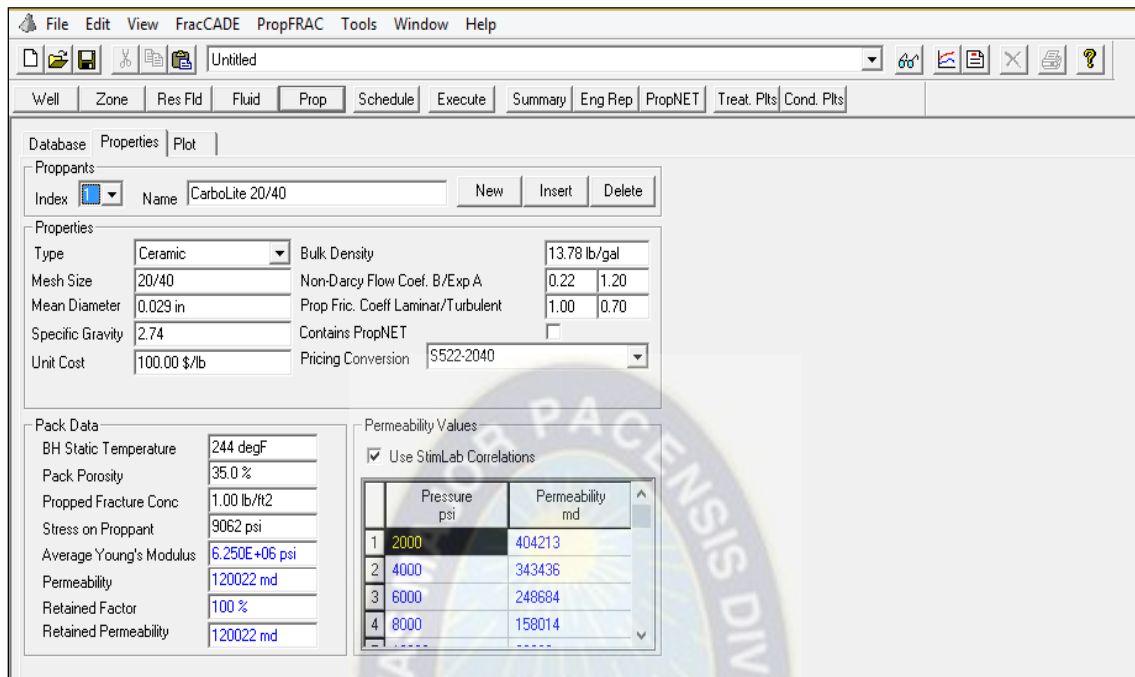
- Current Fluid:** Index: 2, Name: YF230D
- Rheology (Power Law):** n': 1.00, K': 2.09E-5 lbf.sⁿ/ft², Visc.: 1.000 cP @ 170 1/s
- Leakoff:** Input Selection: User (Ct), Ct: 3.0E-3 ft/min^{0.5}, Spurt: 46.9 gal/100ft²
- Friction:** Rate vs Pressure table:

Rate	Pressure
Low: 1.0 bbl/min	60.0 psi/1000ft
Pivot: 10.0 bbl/min	80.0 psi/1000ft
High: 90.0 bbl/min	1000.0 psi/1000ft

 Interpolate From Friction Tables: . Use Defaults:
- Fluid Comment:** leakoff data taken from YF130D - 12/1/93 OCP Rev G
- Base Fluid Sp Gr:** 1.00, N2 Quality: 0.0%, Unit Cost (NPV): 100.00 \$/gal
- Fluid Surface:** 80 degF, CO2 Quality: 0.0%, Retained Factor: 1.00

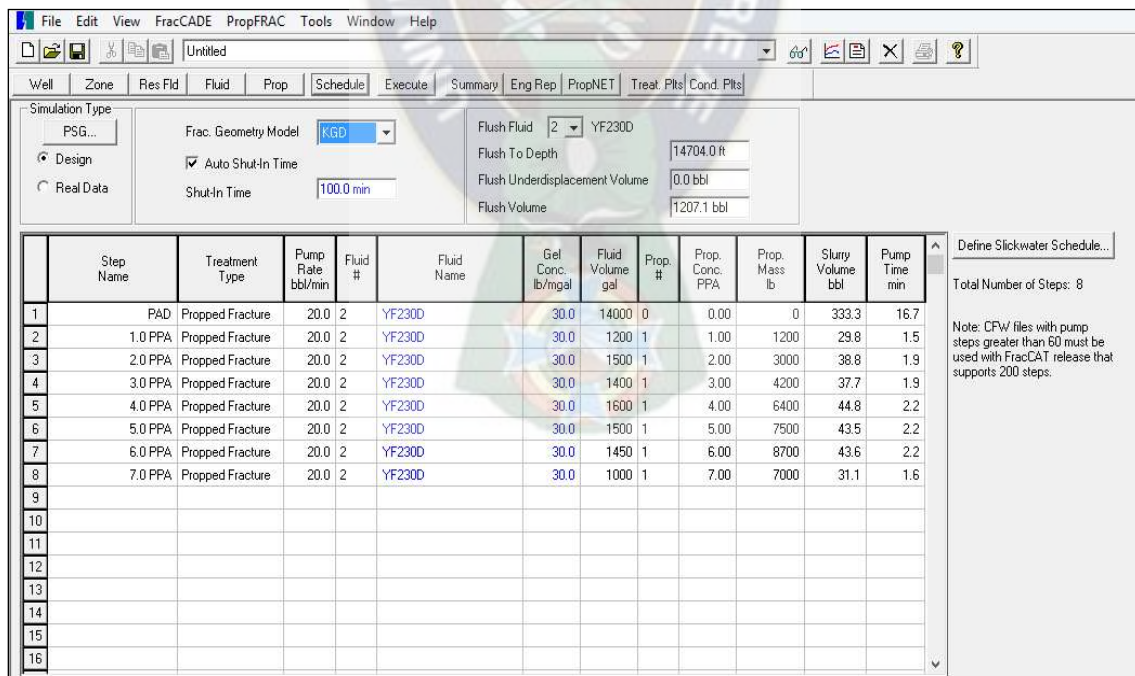
Fuente: Cía. Schlumberger

Figura 4.13 Propiedades del Apuntalante



Fuente: Cía. Schlumberger

Figura 4.14 Programa de Bombeo²³



Fuente: Cía. Schlumberger

²³ El volumen de inyección de fluido fracturante es de aproximadamente 600 Bbl.

4.2.3 Resultados obtenidos de la simulación

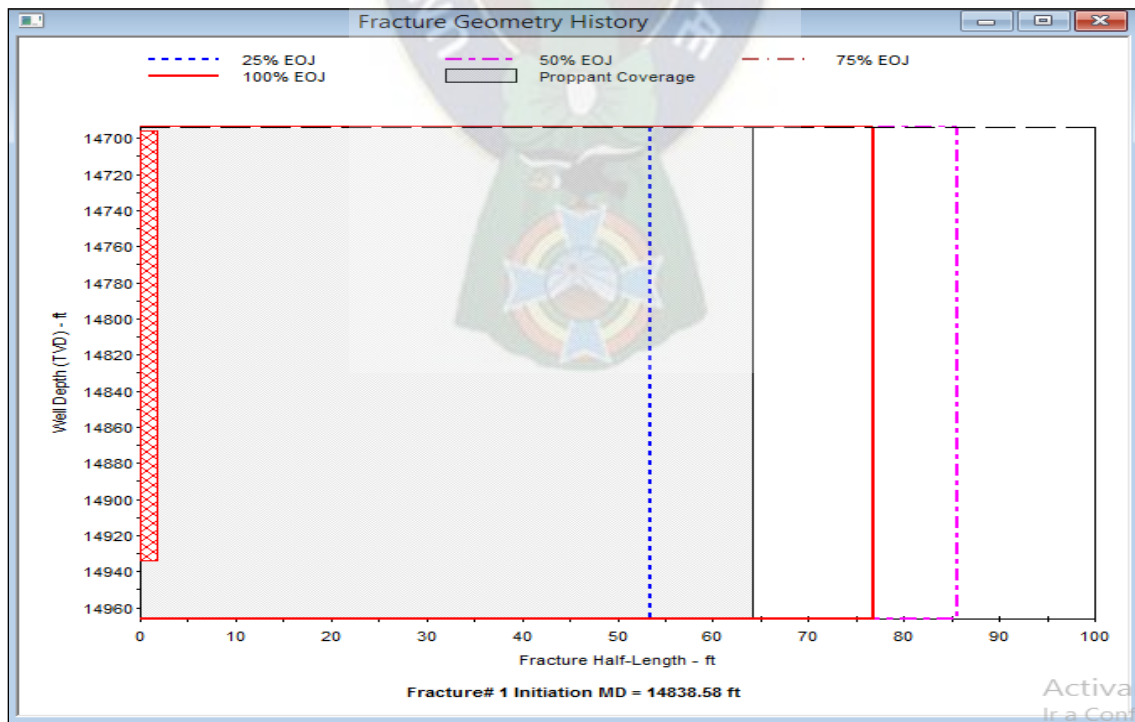
El programa FracCADE nos proporciona una inmensa cantidad de gráficas que muestran la variación de diferentes parámetros a lo largo del desarrollo del tratamiento de fracturamiento hidráulico. Sin embargo, a continuación se mostraran únicamente las figuras de mayor relevancia en el Diseño realizado.

Figura 4.15 Resultados de la Simulación

Fracture Geometry Data Per Zone for Production Prediction										
	Zone Name	Top MD ft	Top TVD ft	Gross Height ft	Net Height ft	Fracture Width in	Fracture Length ft	Fracture Conductivity md.ft	Number of Perfs	Prop. Conc. lb/ft2
1	ROBOR	14701.8	14694.0	272.3	272.3	0.108	64.2	1171	40	0.99
2										
3										
4										

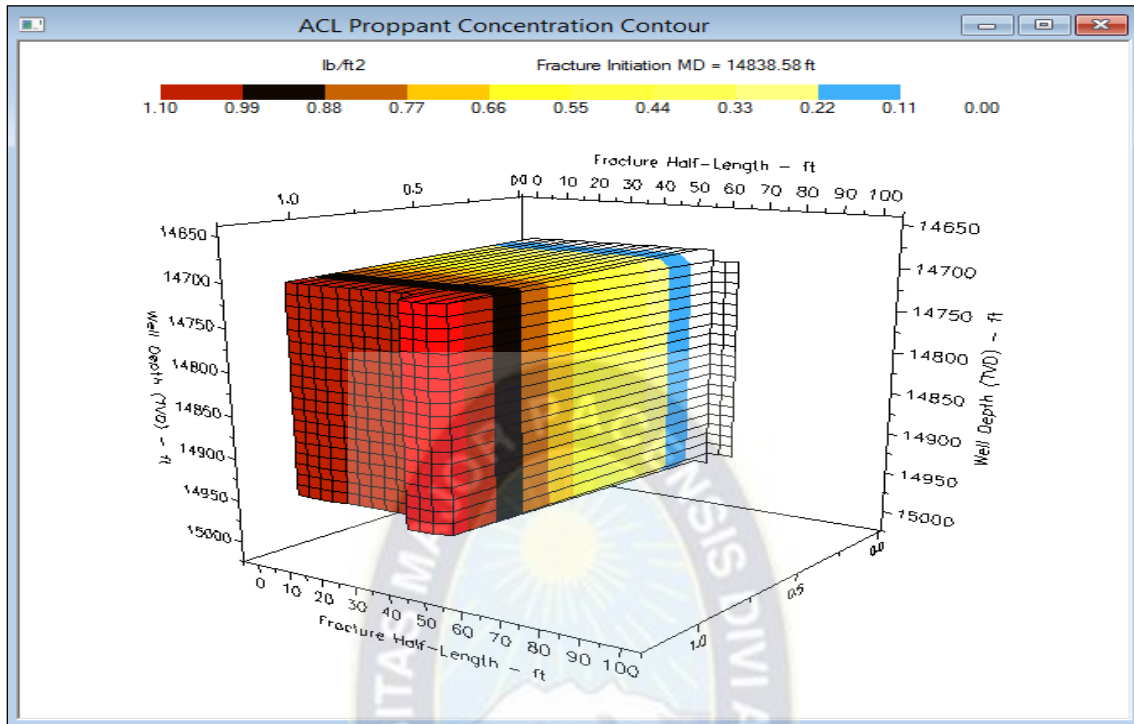
Fuente: Cia. Schlumberger

Figura 4.16.- Geometría de la Fractura



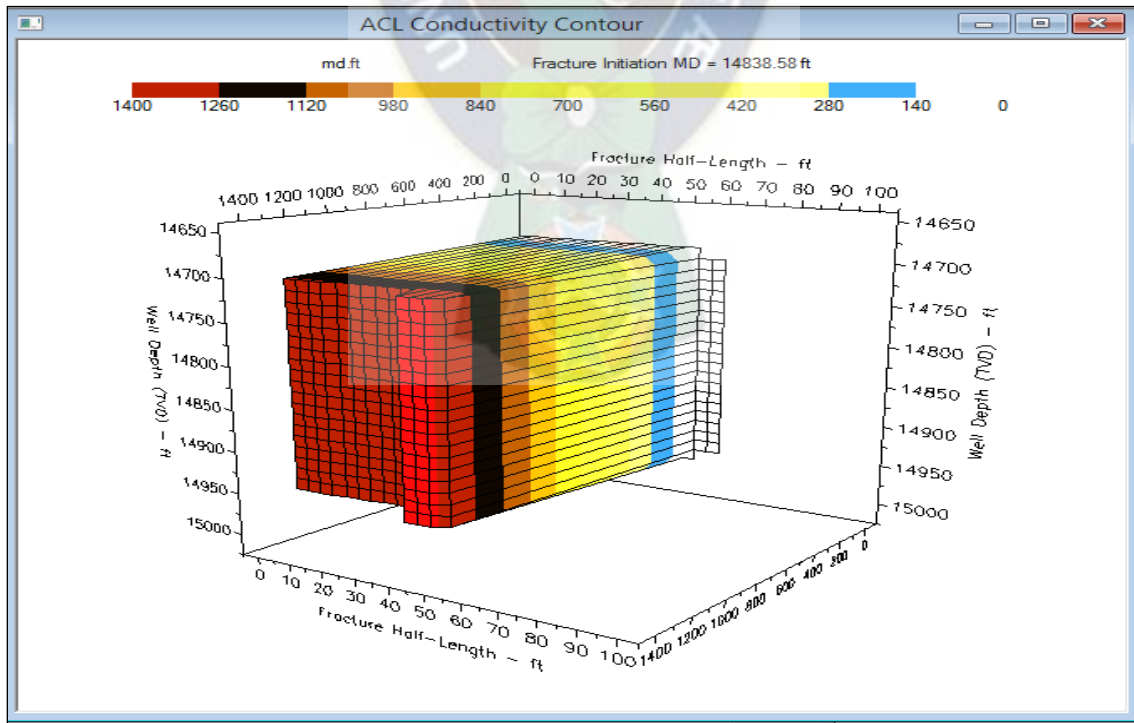
Fuente: Cia. Schlumberger

Figura 4.17.- Concentración de Apuntalante



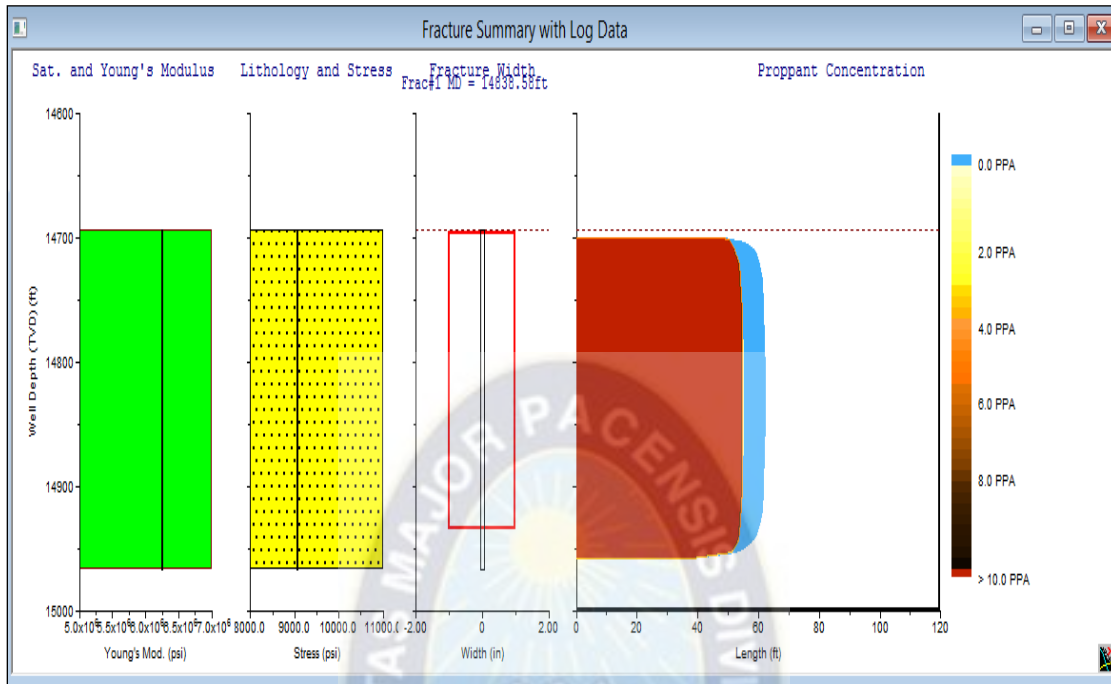
Fuente: Cia. Schlumberger

Figura 4.18.- Conductividad de la Fractura



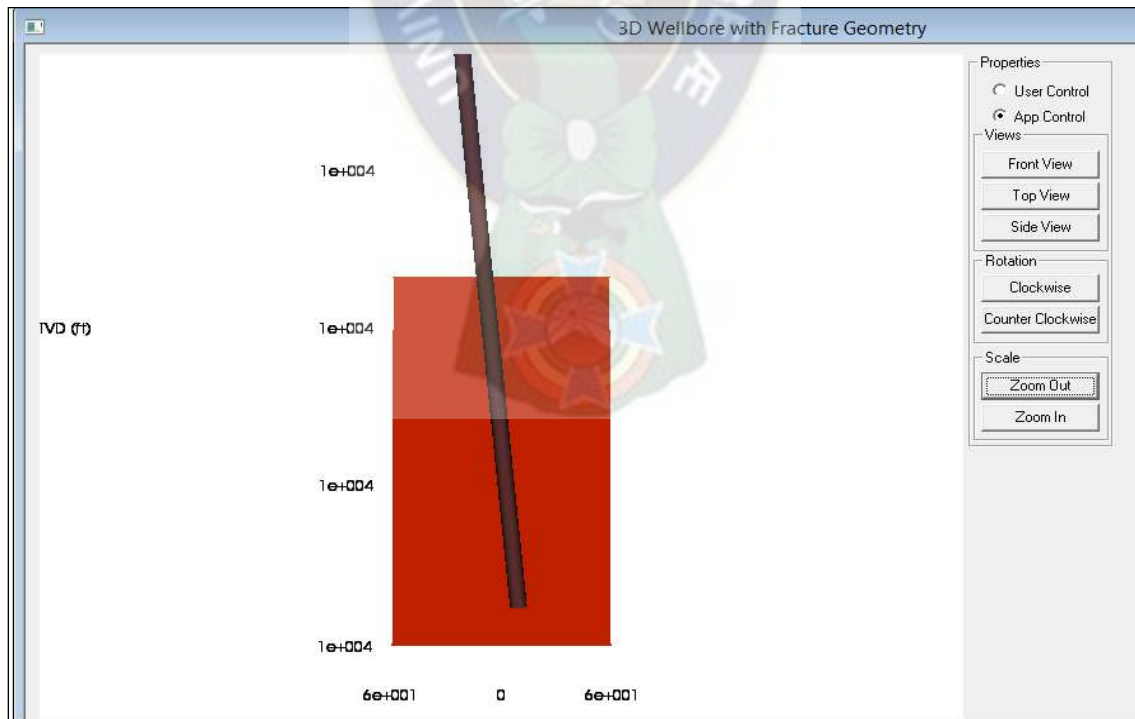
Fuente: Cia. Schlumberger

Figura 4.19.- Representación Gráfica de la Fractura (2D)



Fuente: Cia. Schlumberger

Figura 4.20.- Representación gráfica del Pozo y la fractura generada



Fuente: Cia. Schlumberger

4.2.4 Determinación del Factor Skin después de la fractura (simulada)

De igual manera que en el método analítico, se deberá calcular el valor del factor de Conductividad Adimensional en la fractura generada. El valor de la conductividad de la fractura, de acuerdo a la simulación, es igual a 1.171,00 [md*ft].

$$C_{fD} = \frac{k_F * W_F}{k * X_F} = \frac{1.171,00 [md * ft]}{0,706[md] * 64,2[ft]}$$
$$C_{fD} = 25,83$$

De acuerdo a la **Figura 4.3** se tiene que:

$$r_w' = 0,47 * X_F = 0,47 * 64,2[ft]$$
$$r_w' = 30,17[ft]$$

Por tanto, el valor del efecto skin resultante estará dado por la siguiente ecuación:

$$s_F = -\ln\left(\frac{r_w'}{r_w}\right) = -\ln\left(\frac{30,17[ft]}{0,292[ft]}\right)$$
$$s_F = -4,64$$

A continuación se presenta una tabla resumen con los resultados obtenidos después del diseño de fracturamiento hidráulico por el método KGD (analítico):

Tabla 4.7 Resultados obtenidos de la simulación en FracCADE

X_F (ft)	W_F (in)	S_F²⁴
64,2	0,108	-2,64

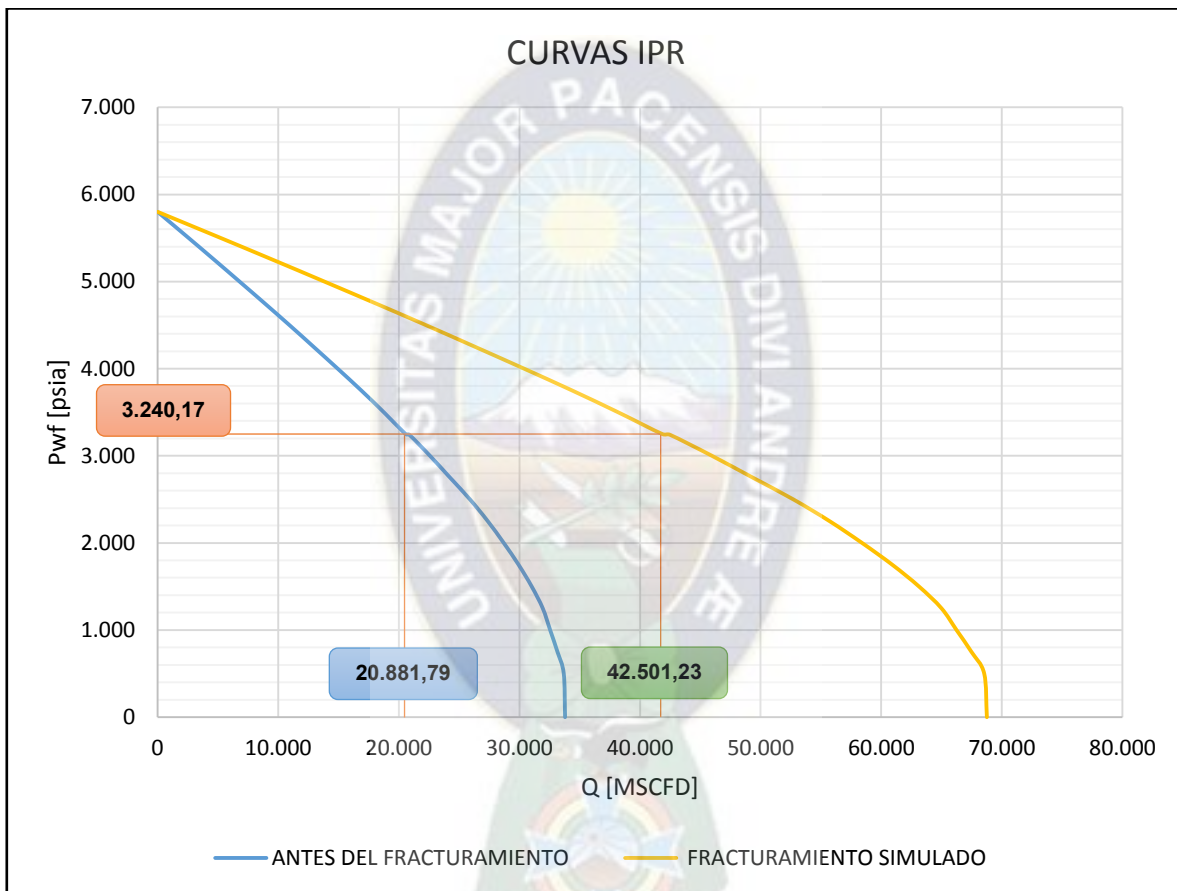
Fuente: Elaboración propia

²⁴ Se tomó el criterio de reducción del factor SKIN descrito en el cálculo analítico.

4.2.5 Elaboración de la Curva IPR después de la simulación

Con los datos obtenidos como resultado de la simulación realizada en el programa FracCADE, y de manera similar a lo realizado en el punto 4.1.6, se ha elaborado la curva IPR después del fracturamiento, tal y como se muestra a continuación:

Figura 4.21 Curva IPR después de la simulación



Fuente: Elaboración propia

De la **Figura 4.21** se puede determinar que, manteniendo constante la presión de fondo fluyente, el caudal se incrementará hasta 42.501,23 [MSCFD]. Este valor será la base para determinar el caudal final, al usar la técnica HIWAY.

4.3 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO POR LA TÉCNICA HIWAY:

La versión del programa FracCADE que se ha utilizado para la elaboración del presente proyecto no cuenta con la opción de simulación por la técnica HIWAY. De esta manera, con el objetivo de predecir el comportamiento de la producción después de realizar el tratamiento de fracturamiento hidráulico por canales de flujo, se utilizaron referencias estadísticas que la empresa Schlumberger ha elaborado en base a los resultados obtenidos en la aplicación de este tratamiento en diferentes de Campos, en todo el mundo.

A continuación, se muestra una tabla resumen del incremento de producción histórica, con respecto a un fracturamiento convencional, al aplicar la técnica HIWAY alrededor del mundo:

Tabla 4.8 Estadísticas del Incremento de Producción, por la técnica HIWAY, en diferentes partes del mundo

PAÍS	CAMPO	INCREMENTO EN LA PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL	OBSERVACIÓN/ COMENTARIO
Estados Unidos	Eagle Ford	61%	El incremento en la producción de condensado fue del 43%. Dato extraído de la publicación: Caso de estudio “La Técnica HIWAY incrementa en un 43% la producción de condensado en la Lutita Eagle Ford” . Schlumberger, 2012.
Argentina	Loma La Lata	29%	Dato extraído de la publicación: Oilfield Review, Fracturamiento con canales de Flujo abiertos, una vía rápida para la producción , Schlumberger, otoño 2011: 23, no 3.
Estados Unidos	Campo Jonah	26%	

			Dato extraído de la publicación: Caso de estudio “PEMEX incrementa la producción de Gas de yacimientos en arenas compactas en un 32% a la vez que disminuye la huella operacional”. Schlumberger, 2012.
México	Campo Palmito	32%	

Fuente: Elaboración propia con base en publicaciones realizadas por Schlumberger

A fin de obtener los resultados más cercanos a la realidad, optaremos por usar el mínimo valor de incremento de la productividad de la **Tabla 4.8**, es decir, el 26%.

De la **Figura 4.21** se ha podido determinar, mediante la simulación realizada, que el caudal, debido al fracturamiento hidráulico convencional, se incrementará hasta 42.501,23 [MSCFD]. Sin embargo, nuestro objeto de estudio es la técnica HIWAY, por tanto, el caudal después del fracturamiento estará dado por la siguiente ecuación:

$$Q_{HIWAY} = 1,26 * 42.501,23 [MSCFD]$$

$$Q_{HIWAY} = 53.551,55 [MSCFD]$$

4.4 DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN EL POZO BBL X8

De acuerdo a los datos proporcionados por la empresa YPFB CHACO, y con base en las ecuaciones de Arps y Fetkovich, se ha determinado que la declinación del Pozo BBL X8 es del tipo exponencial, cumpliéndose la siguiente ecuación:

$$q_i = q_o * e^{-0.04919251*t}$$

Donde:

q_i = Caudal de Gas Natural para un tiempo i [MSCFD]

q_o = Caudal de Gas Natural para un tiempo 0 [MSCFD]

t = tiempo [años]

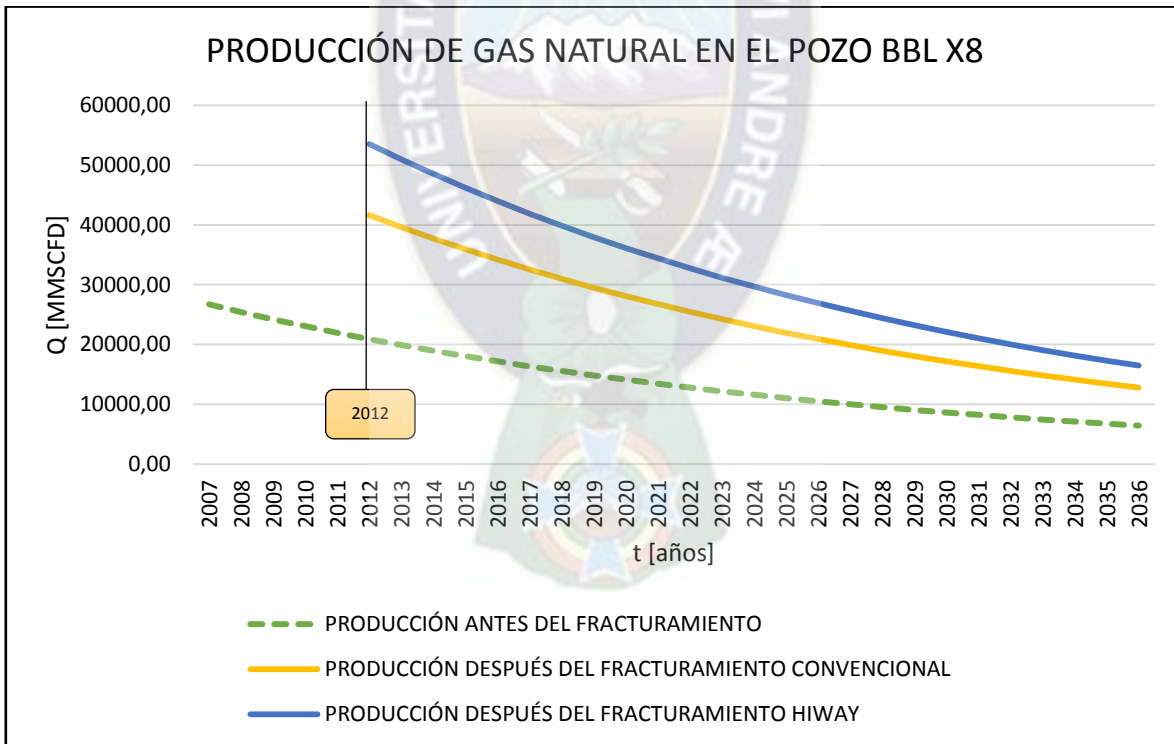
Por objetos de cálculo, se establece que el tipo de declinación permanece constante antes y después del fracturamiento, por tanto, la predicción de caudal es realizada con el criterio de una declinación exponencial ($D=0.04919251$ [año⁻¹]). En la **Tabla 4.9** siguiente se muestran los caudales de gas natural en el año de ejecución del tratamiento de fracturamiento hidráulico²⁵.

Tabla 4.9 Producción de Gas Natural en el año 0

	ANTES DEL TRATAMIENTO	FRACTURAMIENTO CONVENCIONAL	FRACTURAMIENTO HIWAY
q [MSCFD]	20.881,79	41.618,27	53.551,55

Fuente: Elaboración propia

Figura 4.22. Producción del gas natural después del tratamiento por fracturamiento hidráulico



Fuente: Elaboración propia

²⁵ Los datos con los que se ha elaborado el presente proyecto corresponden a la gestión 2012 (fracturamiento hidráulico), por lo que en capítulos posteriores, de acuerdo a la conveniencia, se denominará a esta gestión como el año 0.

Tabla 4.10 Producción prevista de gas natural después del fracturamiento²⁶

TIEMPO [AÑOS]	FRACTURAMIENTO TRADICIONAL		FRACTURAMIENTO HIWAY
	GAS NATURAL ANTES DEL FRACTURAMIENTO Q[MSCFD]	GAS NATURAL DESPUÉS DEL FRACTURAMIENTO Q[MSCFD]	GAS NATURAL DESPUÉS DEL FRACTURAMIENTO Q[MSCFD]
2012	20.881,79	41.618,27	53.551,55
2013	19.879,42	39.620,50	50.980,96
2014	18.925,16	37.718,63	48.533,76
2015	18.016,71	35.908,06	46.204,04
2016	17.151,87	34.184,39	43.986,15
2017	16.328,55	32.543,47	41.874,72
2018	15.544,74	30.981,31	39.864,64
2019	14.798,56	29.494,14	37.951,05
2020	14.088,20	28.078,36	36.129,32
2021	13.411,93	26.730,54	34.395,03
2022	12.768,13	25.447,42	32.744,00
2023	12.155,23	24.225,88	31.172,21
2024	11.571,76	23.062,99	29.675,88
2025	11.016,29	21.955,92	28.251,37
2026	10.487,48	20.901,98	26.895,25
2027	9.984,06	19.898,64	25.604,22
2028	9.504,80	18.943,47	24.375,16
2029	9.048,55	18.034,14	23.205,10
2030	8.614,20	17.168,46	22.091,21
2031	8.200,70	16.344,34	21.030,78
2032	7.807,05	15.559,78	20.021,26
2033	7.432,29	14.812,87	19.060,19
2034	7.075,53	14.101,82	18.145,26
2035	6.735,89	13.424,90	17.274,25
2036	6.412,55	12.780,48	16.445,05

Fuente: Elaboración propia

²⁶ Se hizo la predicción hasta la gestión 2036, sin embargo, esa gestión no representa el tiempo de recuperación total.

4.5 TIEMPO DE RECUPERACIÓN

El tiempo de recuperación representará el tiempo que es necesario para producir las reservas certificadas, por tanto, estará de acuerdo a la cantidad de reservas probadas (P1) y probables (P2) existentes en el campo Bulo Bulo.

En la **Tabla 3.4** se muestran las estimaciones de producción en el total del campo Bulo Bulo, sin embargo, estos datos únicamente representan el caudal previo al fracturamiento del pozo BBL X8. De esta manera, es posible suponer que el tiempo de recuperación de las reservas de gas natural después del fracturamiento hidráulico será menor al tiempo previsto originalmente, esto debido a que el caudal de producción será incrementado por el tratamiento a realizarse.

A continuación, tomando como referencia la **Tabla 3.4** y la **Tabla 4.10**, se presenta una nueva tabla que ha sido construida para mostrar el incremento que tendrá el caudal de gas natural en el Campo Bulo Bulo debido al fracturamiento diseñado.

Tabla 4.11 Incremento de la producción en el Campo Bulo Bulo debido al fracturamiento Hidráulico en el pozo BBL X8

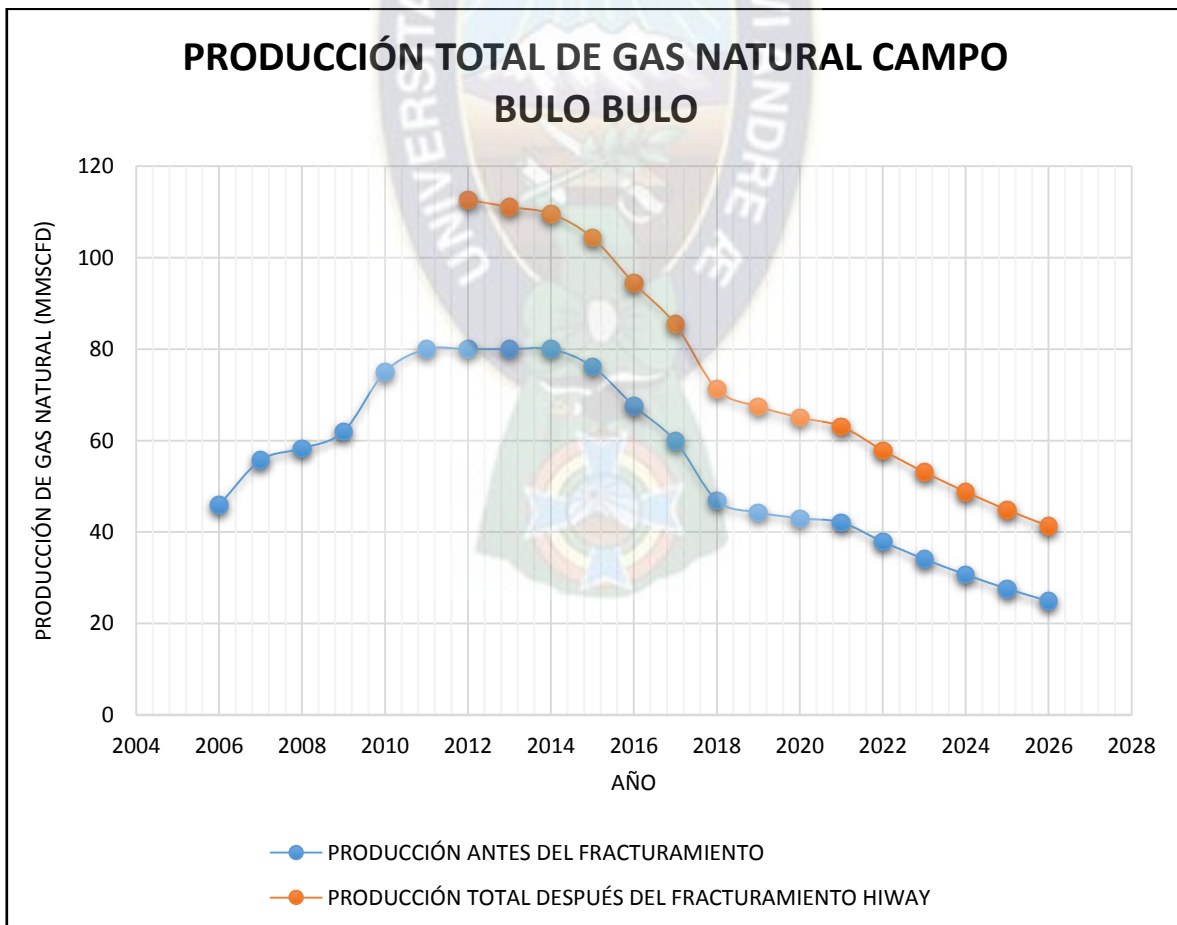
AÑO	PRODUCCIÓN [MMSCFD]	INCREMENTO DE PRODUCCIÓN POR AL TÉCNICA HIWAY [MMSCFD]	PRODUCCIÓN TOTAL DESPUÉS DE FRACTURAMIENTO [MMSCFD]
2006	45,9		
2007	55,7		
2008	58,3		
2009	62		
2010	75		
2011	80		
2012	80	32,67	112,67
2013	80	31,10	111,10
2014	80	29,61	109,61
2015	76,2	28,19	104,39
2016	67,6	26,83	94,43
2017	59,9	25,55	85,45

2018	46,9	24,32	71,22
2019	44,3	23,15	67,45
2020	43	22,04	65,04
2021	42,1	20,98	63,08
2022	37,9	19,98	57,88
2023	34,1	19,02	53,12
2024	30,7	18,10	48,80
2025	27,6	17,24	44,84
2026	24,9	16,41	41,31

Fuente: Elaboración propia

En la tabla anterior sólo se considera la técnica de fracturamiento HIWAY porque esta es la que presenta mayor incremento en la producción.

Figura 4.23 Incremento de la producción total en el Campo Bulu Bulu debido al fracturamiento HIWAY



Para estimar el tiempo de recuperación total, se deberá determinar el tipo de declinación en la producción total del Campo Bulo Bulo, de esta manera, al igual que se hizo para determinar el tipo de declinación en el pozo BBL X8, se utilizarán las ecuaciones Arps y Fetkovich.

De esta manera se ha determinado, que la declinación del total del campo Bulo Bulo será del tipo exponencial, siguiendo la siguiente ecuación:

$$q_i = q_o * e^{-0,07662887*t}$$

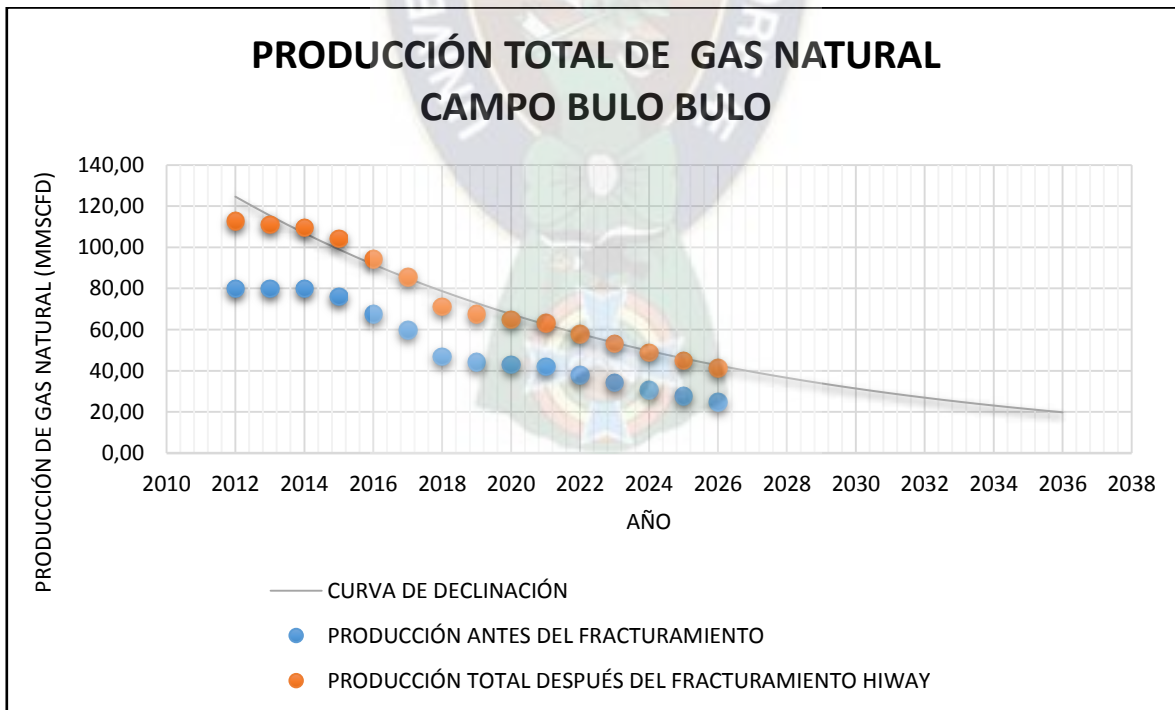
Donde:

q_i = Caudal de Gas Natural para un tiempo i [MMSCFD]

q_o = Caudal de Gas Natural para un tiempo 0 [MMSCFD]

t = tiempo [años]

Figura 4.24 Curva de Declinación en la Producción total de gas natural en el campo Bulo Bulo



Fuente: Elaboración propia

Para el cálculo de tiempo de recuperación se tomarán en cuenta únicamente las reservas probadas y probables del campo Bulo Bulo. Estas reservas se encuentran detalladas en la **Tabla 3.3**.

Las reservas consideradas para el presente proyecto estarán por la sumatoria entre P1 y P2. Asimismo, se deberá restar la cantidad de gas acumulado entre las gestiones 2009 (año de certificación de reservas) y 2011.

La cantidad de gas acumulado es representada a continuación:

Tabla 4.12 Gas Acumulado durante el período 2009-2011

AÑO	PRODUCCIÓN [MMSCFD]	GAS ACUMULADO [BSCF]
2009	62	22,63
2010	75	27,38
2011	80	29,20
TOTAL		79,21

Fuente: Elaboración propia

Por tanto,

$$RESERVAS ACTUALES = P1 + 0,5 * P2 - 79,21$$

$$RESERVAS ACTUALES = 201,004 + 97,79 - 79,21$$

$$RESERVAS ACTUALES = 219,584 [BSCF]$$

Dado que la declinación en la producción del campo Bulo Bulo es del tipo exponencial, el caudal de abandono estará dado por la siguiente ecuación:

$$q_{ab} = q_i - D * G_p$$

$$q_{ab} = 112,67[MMSCFD] - 0,07662887 \left[\frac{1}{año} \times \frac{1 \text{ año}}{365 \text{ días}} \right] * 219584 [MMSCFD]$$

$$q_{ab} = 66,57[MMSCFD]$$

Finalmente el tiempo de recuperación estará dado por la siguiente ecuación:

$$t = \frac{\ln\left(\frac{q_i}{q_{ab}}\right)}{D}$$

$$t = \frac{\ln\left(\frac{112,67[MMSCFD]}{66,57[MMSCFD]}\right)}{0,07662887\left[\frac{1}{año}\right]}$$

$$t = 6,86 [años] \cong 7[años]$$

Con el objeto de comparar los resultados antes y después del fracturamiento, se ha elaborado la siguiente tabla:

Tabla 4.13 Tiempo de recuperación

	SIN FRACTURAMIENTO	CON FRATURAMIENTO
TIEMPO DE RECUPERACIÓN [AÑOS]	11,2	6,86

Fuente: Elaboración propia

CAPÍTULO V

EVALUACIÓN ECONÓMICA

En todo diseño de un fracturamiento, deben distinguirse dos aspectos de suma importancia: el técnico y el económico. En las secciones anteriores se ha tratado el primer aspecto, en esta sección se tratará la fase económica. Esta fase consiste en un balance de ingresos y egresos.

Con el objeto de resaltar las ventajas que tiene el fracturamiento por canales de flujo HIWAY sobre un tratamiento de fracturamiento convencional, en el presente capítulo se realizará el análisis económico para ambos casos.

5.1 PRODUCCIÓN FUTURA

Como se mencionó en el **CAPÍTULO III** la declinación en la producción del Pozo BBL X8 es del tipo exponencial, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$q_i = q_0 * e^{-0.04919251*t}$$

Donde:

q_i = Caudal de Gas Natural para un tiempo i [MSCFD]

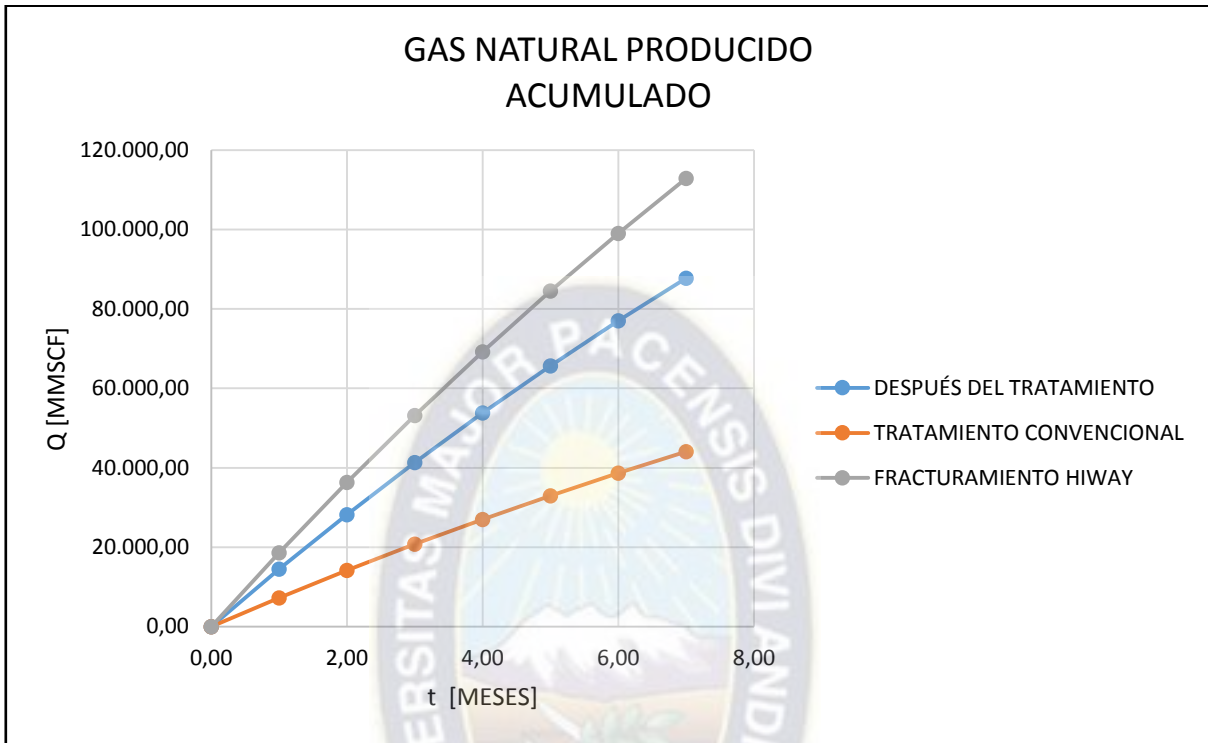
q_0 = Caudal de Gas Natural para un tiempo 0 [MSCFD]

t = tiempo [años]

De acuerdo a las estimaciones realizadas en el **CAPÍTULO IV**, se ha establecido que el tiempo de recuperación del total de las reservas del campo Bulo, usando el tratamiento de fracturamiento por canales de flujo HIWAY, es de 7 años aproximadamente. Este tiempo será utilizado como nuestro indicador al momento de realizar el análisis de rentabilidad del proyecto.

En el **ANEXO 8** se muestra el incremento de gas acumulado en el pozo BBL X8.

Figura 5.1 Gas Natural Acumulado antes y después del fracturamiento



Fuente: Elaboración Propia

5.1 INGRESOS

Los Ingresos obtenidos en el presente proyecto estarán involucrados en su totalidad a la venta de gas natural, sin el descuento de los costos de producción, comercialización, impuestos y regalías.

Por tanto, con los datos de caudal de producción inicial, antes del fracturamiento, se calcula el ingreso obtenible sin estimular el pozo. Con el incremento de productividad determinado, después del fracturamiento, se calcula el ingreso que se obtiene considerando la estimulación. La diferencia entre los ingresos anteriores proporciona el ingreso debido al incremento de productividad del pozo como consecuencia del fracturamiento.

Para el cálculo de los Ingresos se han considerado las siguientes equivalencias:

Tabla 5.1 Precio del Gas Natural

PRECIÓ DEL GAS	2,58	\$US/MMBTU
PODER CALORÍFICO	1,07	MMBTU/MSCF

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía

El valor del Ingreso debido al incremento de productividad es calculado de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$I_{\text{INCREMENTO DE PRODUCTIVIDAD}} = I_{\text{DESPUÉS DEL TRATAMIENTO}} - I_{\text{ANTES DETRATAMIENTO}}$$

En el **ANEXO 9** se muestran los valores de Gas Natural producido anualmente, en un período de 7 años, antes y después del fracturamiento. Asimismo, se muestran los valores de energía e ingresos obtenidos durante cada mes. El Ingreso debido al incremento de productividad será el valor que se utilizará para los cálculos de rentabilidad posteriores.

5.2 EGRESOS

Los egresos estarán dados por los costos involucrados en el fracturamiento hidráulico, de acuerdo al siguiente detalle:

Figura 5.2 Egresos correspondientes al Proyecto



Fuente: Elaboración Propia

5.2.1 Costos de producción

Los costos de producción están dados por la siguiente relación:

$$\text{COSTO}_{\text{PRODUCCIÓN}} = 0.5 * I$$

5.2.2 Costos de fracturamiento

Los costos del tratamiento de fracturamiento hidráulico son descritos en el **ANEXO 10**.

5.1 ANÁLISIS DE RENTABILIDAD

La rentabilidad se utiliza como término general para medir de la cantidad de ganancia que se puede obtener a partir de una situación dada. El análisis de rentabilidad nos ayuda a decidir si un proyecto es atractivo económicamente o no. En esta etapa y en base a la información disponible, de diseño y costos requeridos, se evalúa la rentabilidad mediante proyecciones de los flujos de efectivo.

Una inversión de capital por proyecto propuesto y sus gastos asociados pueden ser recuperados por los ingresos en el tiempo, además de un rendimiento sobre el capital que sea suficientemente atractivo a la vista de los riesgos que implica. Los métodos más comunes de análisis de ingeniería económica son: Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y Tasa de Retorno.

5.1.1 Flujo neto de caja (FNC)

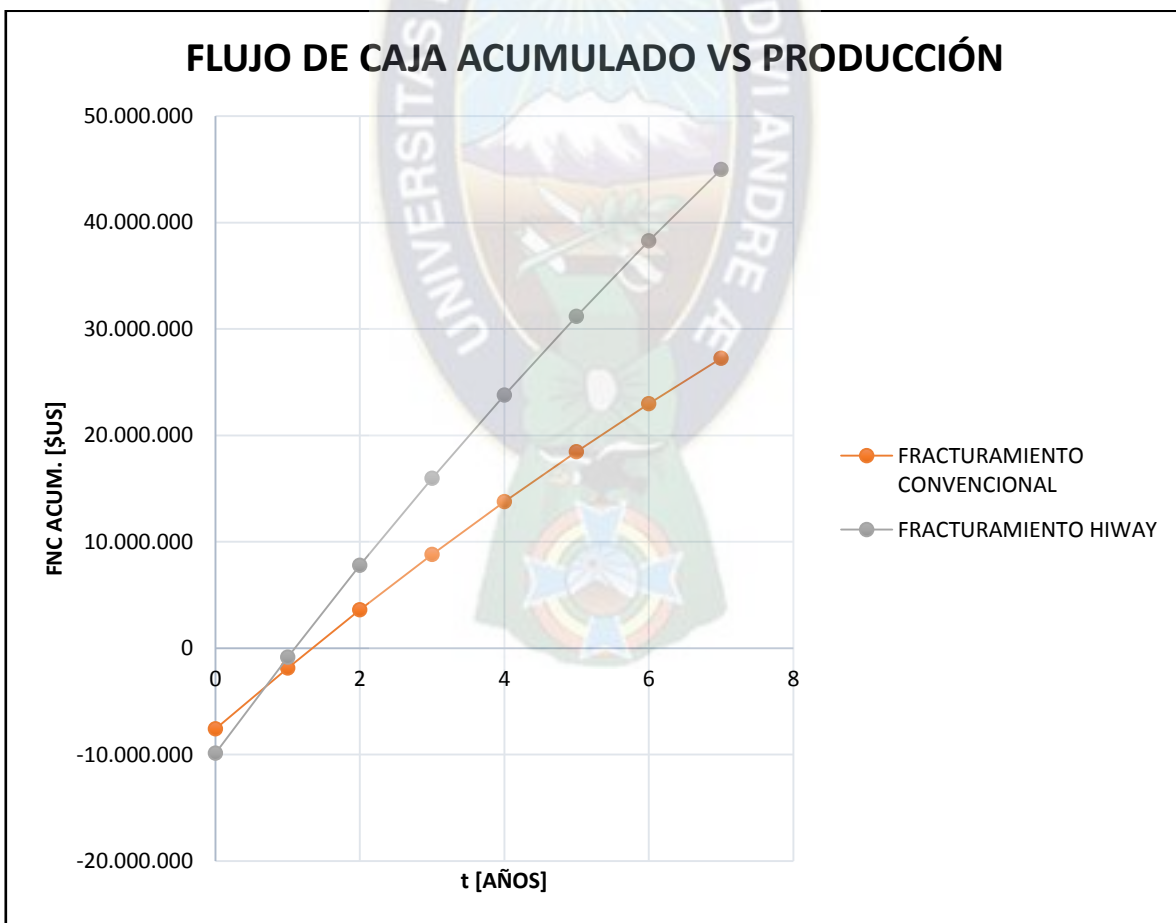
Es un informe financiero que permite conocer la fluidez de un proyecto, aquí se presentan todos los ingresos y egresos durante un intervalo determinado de tiempo, en nuestro caso 7 años.

El FNC es igual a la suma de todas las ganancias que se adquieren del proyecto menos todos los gastos que se efectúan durante el intervalo de tiempo y se lo representa con la siguiente fórmula:

$$\text{FNC} = \text{Ingresos} - \text{Egresos}$$

En el **ANEXO 11** se muestran los resultados de Flujo de Caja para el presente proyecto (Fracturamiento Convencional y Fracturamiento HIWAY), con base en el incremento de productividad debido al fracturamiento:

Figura 5.3 Flujos de Caja Acumulados



Fuente: Elaboración Propia

5.4.2 Valor actual neto (VAN)

El Valor actual neto es un procedimiento que nos permite calcular el valor presente de un determinado número de flujo de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual todos los flujos de caja futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto. La fórmula que nos permite calcular el Valor actual neto es:

$$VAN = -I_o + \sum_{n=1}^N \frac{FNC}{(1+i)^n}$$

Dónde:

- FNC = Representa los flujos de caja
- lo = Valor del desembolso inicial de la inversión
- N = número de periodos considerados
- i = Tasa Mínima de Retorno

Tabla 5.2 Representación Económica sobre el parámetro VAN

VALOR	SIGNIFICADO	DECISIÓN
VAN>0	La inversión producirá ganancias por encima de la rentabilidad exigida	El proyecto puede aceptarse
VAN<0	La inversión producirá pérdidas por encima de la rentabilidad exigida.	El proyecto debería rechazarse
VAN=0	La inversión no producirá ni ganancias ni pérdidas.	El proyecto no genera rentabilidad exigida, la decisión debería basarse en otros criterios.

Fuente: http://apuntesduoc.pbworks.com/f/Valor_actual_net0.pdf

Con una Tasa Mínima de Retorno (r) = 15% y con base en el **ANEXO 11**, el VAN es mostrado a continuación:

VAN F. CONVENCIONAL= \$US 36.498.531,83

VAN F. HIWAY= \$US 68.306.338,66

Por tanto:

Al ser el VAN > 0, para ambos casos, el proyecto es aceptable económicamente.

5.4.3 Tasa interna de retorno (TIR)

La tasa interna de retorno es un indicador de la rentabilidad de un proyecto de inversión, mientras mayor sea se tendrá mayor rentabilidad. La tasa interna de retorno (TIR) es aquella tasa de descuento que hace que el VAN del proyecto sea exactamente igual a cero.

$$0 = -I_0 + \sum_{n=1}^N \frac{FNC}{(1 + TIR)^n}$$

Dónde:

- FNC = Representa los flujos de caja
- I₀ = Valor del desembolso inicial de la inversión
- N = Número de periodos considerado

La determinación de la tasa interna de retorno, es realizada a la tasa mínima de retorno.

Con una Tasa Mínima de Retorno (r) = 15% y con base en el **ANEXO 11**, el TIR es mostrado a continuación:

TIR_{F. CONVENCIONAL}=64,42%

TIR_{F. HIWAY}=82,52%

Por tanto, siendo, en ambos casos, el TIR > r (15%), este proyecto es rentable y aceptable.

5.4.4 Periodo de recuperación (PAY BACK)

El análisis de periodo de recuperación es un método más simple para calcular la viabilidad económica de un proyecto. Este método determina el tiempo necesario para recuperar la inversión de capital inicial.

En resumen, se tiene que el proyecto es económicamente rentable.

Tabla 5.3 Resumen del Análisis de Rentabilidad

	FRACTURAMIENTO CONVENCIONAL	FRACTURAMIENTO HIWAY
VAN	36.498.531,83	68.306.338,66
TIR	64,42%	82,52%
PAY BACK	1.3 AÑOS	1.1 AÑOS
ANALISIS	SE ACEPTA	SE ACEPTA

Fuente: Elaboración Propia

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- Se evaluó el tipo de declinación que se tiene en el Campo Bulo Bulo, llegando a la conclusión de que esta es exponencial con un coeficiente “D” igual a $-0,07662887$ [año⁻¹]. Con este dato y con los valores de reservas actuales del campo se determinó que el tiempo de recobro hasta llegar al caudal de abandono será igual a 6,86 años. Asimismo, se determinó que el coeficiente individual de declinación para el pozo BBL X8 es de $0,04919251$ [año⁻¹].
- Se ha diseñado el tratamiento de Fracturamiento Hidráulico, para el pozo BBL X8, por el método convencional usando el modelo KGD. Los resultados obtenidos reflejan que para un caudal de inyección de 20 [Bbl/min] y un tiempo de 30 [min] se obtendrá una fractura con una longitud igual a 54,68 [ft] y una amplitud de 0,12 [in], lo que conlleva a la reducción del factor Skin de 2,24 a -2,54.
- Se propone la implementación del tratamiento de Fracturamiento Hidráulico a través de canales de flujo HIWAY en el campo Bulo Bulo, esto debido a que los resultados obtenidos en la simulación a través del software FracCade muestran resultados altamente alentadores, pues el apuntalante estará distribuido en el total de la fractura. Además, el simulador establece que para un caudal de inyección de 20 [Bbl/min] y un tiempo de 32,1 [min] se obtendrá una fractura con una longitud igual a 64,20 [ft] y una amplitud de 0,108 [in], lo que conlleva a la reducción del factor Skin de 2,24 a -2,64.
- Se ha pronosticado la mejora en la productividad del pozo BBL X8, objeto del fracturamiento hidráulico convencional y la técnica de fracturamiento por canales de flujo HIWAY, para ambos casos, se han elaborado las curvas IPR

que confirman el incremento de productividad. De esta manera, se ha establecido que aplicando la técnica por canales de flujo el caudal inicial de producción será incrementado de 20.881,79 [MSCFD] a 53.551,55 [MMSCFD], lo que representa un incremento del 156%.

- Se ha establecido, mediante los indicadores TIR y VAN, que la aplicación del fracturamiento hidráulico por canales de flujo HIWAY es técnica y económicamente viable. Los resultados obtenidos muestran que el presente proyecto, en un período de 7 años, tendrá un VAN equivalente a 68.306.338,66 \$US y un TIR del 82,52%, asimismo, el PAY BACK será de 1,1 años.
- En términos generales, se han realizado una serie de análisis técnicos y económicos que muestran que a través de la técnica de fracturamiento hidráulico por canales de flujo HIWAY se produce un alto incremento en el caudal de inicial de producción de gas natural lo que es directamente proporcional a los ingresos generados. Además, siendo que esta técnica utiliza menor cantidad de agua que los métodos convencionales se reduce de gran manera la huella operacional que conlleva un fracturamiento común, reduciéndose de esta manera el impacto al medio ambiente. Por lo expuesto, se concluye que el presente proyecto es viable desde todo punto de vista.

6.2 RECOMENDACIONES

- Previo a la realización del fracturamiento se deben seleccionar cuidadosamente el apuntalante y fluido fracturante a utilizar, así como los aditivos, cuidando que exista una apropiada compatibilidad entre estos.

- El diseño de la geometría de la fractura, programa de bombeo, dosificación de apuntalante y presiones involucradas en el fracturamiento se debe hacer con un simulador, los modelos teóricos son limitados mientras que los modelos computarizados basan su análisis en celdas y realizan iteraciones para asegurar la calidad de la evaluación.



BIBLIOGRAFÍA

- Arps, J. (1956). Estimation of Primary Oil Reserves. Society of Petroleum Engineers.
- Economides. (s.f.). En J. Nolte, *Reservoir Simulation 3rd Edition*.
- Garaicochea, F. (1985). *APUNTES DE ESTIMULACIÓN DE POZOS*. México: Universidad Nacional Autónoma de México.
- GREENPEACE. (s.f.). *FRACTURA HIDRÁULICA PARA EXTRAER GAS NATURAL (FRACKING)*. Obtenido de GREENPEACE: www.greenpeace.es
- Herior Watt University. (s.f.). *Production Technology*.
- Herrera, H. (2010). *INGENIERÍA DE RESERVORIOS 1*. La Paz.
- MINISTERIO DE HIDROCARBUROS Y ENERGÍA. (2011). *CAMPOS GASÍFEROS Y PETROLÍFEROS DE BOLIVIA*. La Paz.
- PORTAL DEL PETRÓLEO. (s.f.). *Portal del Petróleo*. Obtenido de <http://www.portaldelpetroleo.com>
- REGLAMENTO DE NORMAS TÉCNICAS Y SEGURIDAD DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS. (6 de Octubre de 2005). *Decreto Supremo No 28397*. Bolivia.
- RYDER SCOTT. (2009). *CERTIFICACIÓN DE RESERVAS, Campo Bulo Bulo*.
- Schlumberger. (2011). FRACTURAMIENTO CON CANALES DE FLUJO ABIERTO. *Oilfield Review*, 17.
- Schlumberger. (Otoño de 2011). FRACTURAMIENTO CON CANALES DE FLUJO ABIERTOS, UNA VÍA RÁPIDA PARA LA PRODUCCIÓN. *Oilfield Review*, 23(3).

- Schlumberger. (2012). *PEMEX INCREMENTA LA PRODUCCIÓN DE GAS DE YACIMIENTOS EN ARENAS COMPACTAS EN UN 32% A LA VEZ QUE DISMINUYE LA HUELLA OPERACIONAL*. Obtenido de Schlumberger: www.slb.com
- Schlumberger. (Verano de 2013). *ELEMENTOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO*. *Oilfield Review*, 25(2), 57-58.
- SCHLUMBERGER. (s.f.). *FracCADE*. Obtenido de Schlumberger: www.slb.com
- Schlumberger. (s.f.). *LA TÉCNICA HIWAY INCREMENTA EN UN 43% LA PRODUCCIÓN DE CONDENSADO EN LA LUTITA EAGLE FORD*. Obtenido de Schlumberger: www.slb.com/HIWAY
- YPFB CHACO. (2012). *CAMPO BULO BULO*.
- YPFB CHACO. (s.f.). *PROGRAMA DE PERFORACIÓN POZO BBL X8*.

ANEXOS

ANEXO 1
PRODUCCIÓN HISTÓRICA EN EL POZO BBL X8 DEL CAMPO BULO BULO

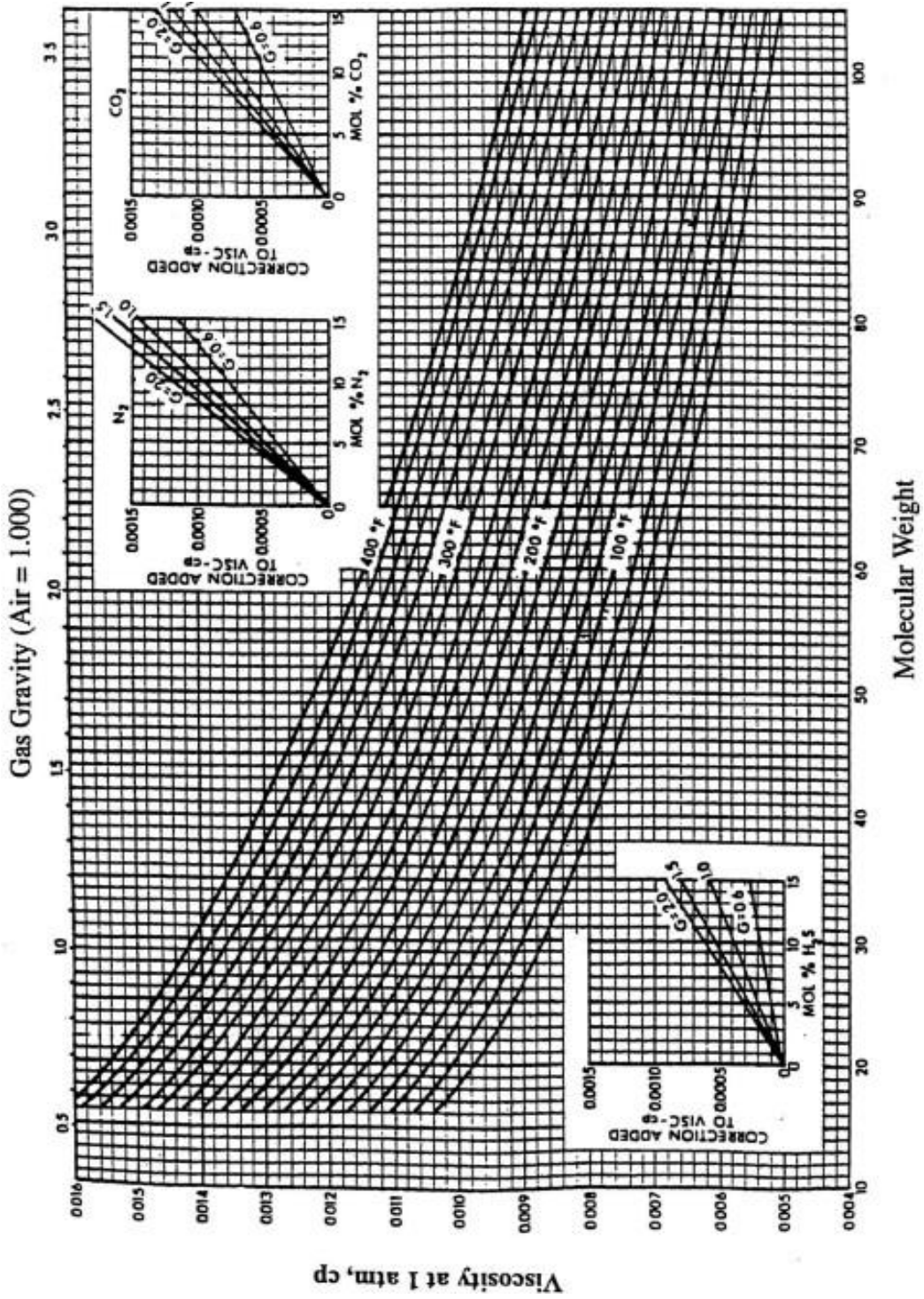
Fecha	Pozo	Petroleo Diario [Bbls]	Gas Diario [MPC]	Agua Diaria [Bbls]	RGP	Corte de Agua	P. Surg [psi]	P.Sep. [psi]	Temp.Sep. [°F]
28/04/2007	BBL-08:T	1131	33827	44	29904	7,28	1680	927	133,0
05/05/2007	BBL-08:T	1164	34857	48	29958	7,69	1608	927	134,0
09/05/2007	BBL-08:T	1159	34580	49	29845	7,90	1618	932	133,0
16/06/2007	BBL-08:T	1111	34944	29	31458	5,05	1599	923	134,0
26/07/2007	BBL-08:T	1143	34932	33	30543	5,46	1608	902	140,0
12/08/2007	BBL-08:T	1097	34952	32	31885	5,57	1604	913	134,0
27/09/2007	BBL-08:T	1168	34421	32	29481	5,25	1600	953	135,0
20/10/2007	BBL-08:T	1162	34017	34	29292	5,56	1596	942	135,0
25/11/2007	BBL-08:T	1172	33639	23	28694	3,80	1575	929	112,0
19/12/2007	BBL-08:T	1143	33661	42	29442	6,91	1560	913	132,0
31/01/2008	BBL-08:T	1137	32663	40	28699	6,63	1545	925	130,0
11/02/2008	BBL-08:T	1129	32566	22	28841	3,79	1540	912	131,0
27/03/2008	BBL-08:T	1085	32457	23	29903	4,05	1524	902	134,0
14/04/2008	BBL-08:T	1071	32564	21	30407	3,76	1510	874	126,0
04/05/2008	BBL-08:T	1099	32061	21	29154	3,79	1511	875	131,0
05/06/2008	BBL-08:T	1046	31726	22	30297	4,00	1498	835	131,0
09/07/2008	BBL-08:T	1034	31962	19	30904	3,52	1483	831	130,0
20/08/2008	BBL-08:T	1022	31037	22	30355	4,13	1480	845	131,0
09/09/2008	BBL-08:T	970	31704	21	32698	4,17	1441	731	134,0

11/10/2008	BBL-08:T	960	31453	22	32812	4,40	1430	717	130,0
23/11/2008	BBL-08:T	947	31257	23	32980	4,63	1423	721	129,0
27/11/2008	BBL-08:T	951	31130	33	32720	6,55	1421	724	131,0
15/12/2008	BBL-08:T	962	31560	33	32824	6,54	1446	723	129,0
10/01/2009	BBL-08:T	923	31912	23	34549	4,74	1443	722	123,0
24/02/2009	BBL-08:T	895	31623	21	35339	4,53	1423	709	127,0
07/03/2009	BBL-08:T	889	31585	22	35565	4,73	1421	710	128,0
06/04/2009	BBL-08:T	873	30565	23	35025	5,04	1412	696	126,0
08/05/2009	BBL-08:T	852	30355	23	35594	5,15	1401	687	126,0
19/06/2009	BBL-08:T	850	30112	23	35381	5,11	1393	688	126,0
11/07/2009	BBL-08:T	859	29938	22	34898	4,91	1380	680	124,0
10/08/2009	BBL-08:T	844	29332	21	34715	4,69	1363	673	124,0
09/09/2009	BBL-08:T	828	29728	21	35930	4,83	1346	671	125,0
11/10/2009	BBL-08:T	824	29716	21	36056	4,97	1350	675	127,0
15/11/2009	BBL-08:T	818	29516	22	36103	5,12	1345	645	89,0
11/12/2009	BBL-08:T	812	29452	21	36269	4,96	1334	649	123,0
22/01/2010	BBL-08:T	810	28866	19	35623	4,62	1312	657	127,0
22/02/2010	BBL-08:T	820	29468	22	35966	5,06	1307	632	118,0
23/03/2010	BBL-08:T	810	28779	25	35499	5,94	1309	649	124,0
14/04/2010	BBL-08:T	818	28092	25	34338	5,81	1296	638	125,0
18/05/2010	BBL-08:T	810	28341	23	35031	5,32	1297	665	124,0
23/06/2010	BBL-08:T	792	27735	28	35026	6,67	1281	652	125,0
13/07/2010	BBL-08:T	776	27656	23	35654	5,54	1260	650	122,0
19/08/2010	BBL-08:T	766	27240	23	35611	5,65	1276	690	126,0
03/09/2010	BBL-08:T	768	27545	23	35884	5,71	1264	655	124,0

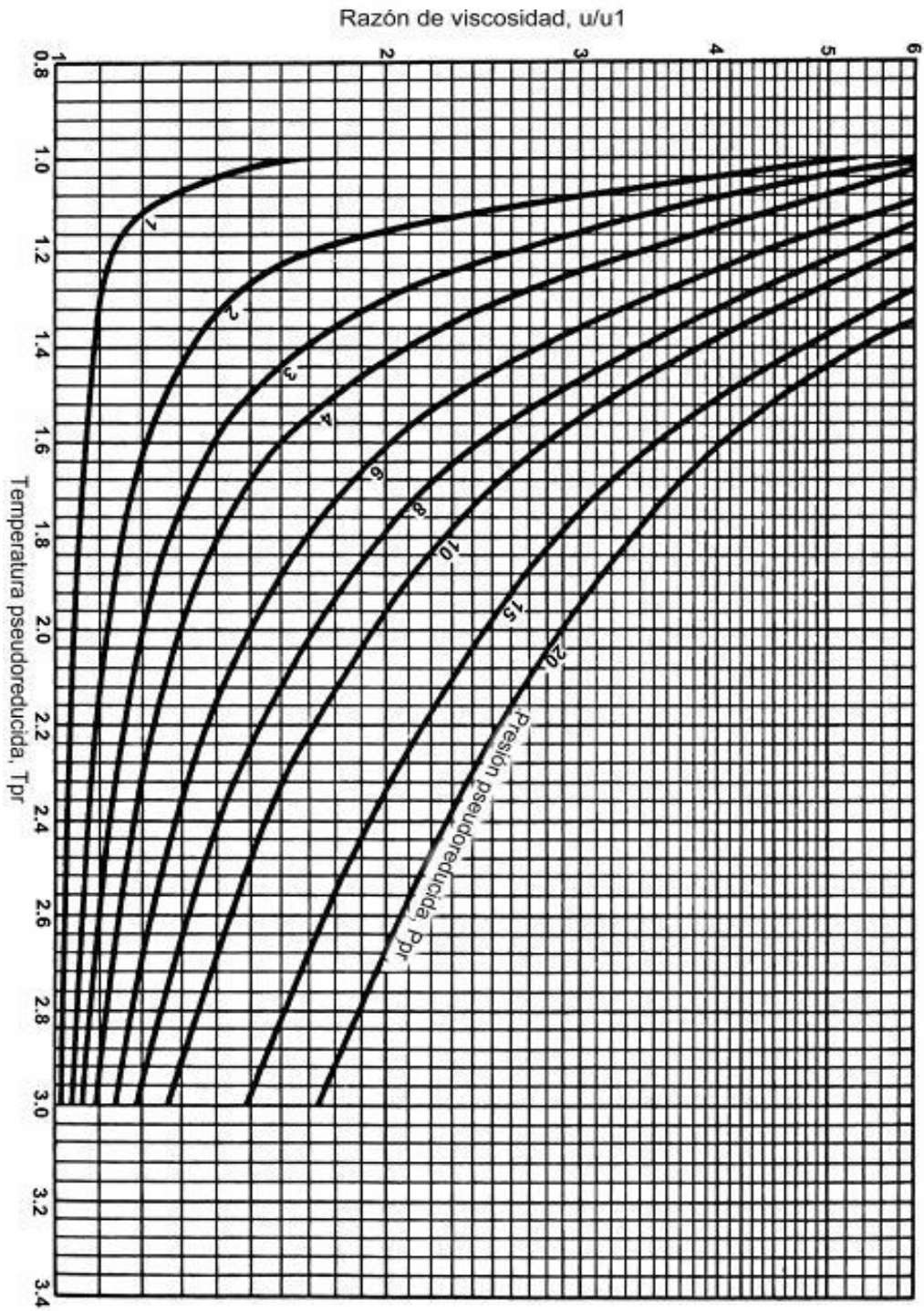
08/10/2010	BBL-08:T	745	27042	23	36306	5,85	1250	365	124,0
20/10/2010	BBL-08:T	741	27143	22	36583	5,63	1242	631	126,0
28/11/2010	BBL-08:T	727	26791	21	36842	5,59	1230	631	126,0
10/12/2010	BBL-08:T	737	26622	21	36085	5,41	1224	628	123,0
19/01/2011	BBL-08:T	735	26529	23	36080	5,86	1210	646	123,0
05/02/2011	BBL-08:T	733	26510	22	36141	5,69	1113	639	123,0
07/03/2011	BBL-08:T	729	26624	23	36501	5,97	1135	721	114,0
03/04/2011	BBL-08:T	737	25967	24	35187	6,16	1161	800	129,0
02/05/2011	BBL-08:T	751	25799	24	34333	6,06	1135	760	127,0
04/05/2011	BBL-08:T	755	25775	22	34081	5,45	1131	757	128,0
20/06/2011	BBL-08:T	747	25367	20	33901	5,08	1121	726	128,0
05/07/2011	BBL-08:T	743	25430	25	34177	6,37	1115	745	125,0
17/08/2011	BBL-08:T	727	25286	20	34772	5,22	1118	742	128,0
18/09/2011	BBL-08:T	725	25375	20	35000	5,19	1113	744	127,0
21/10/2011	BBL-08:T	731	25187	20	34445	5,24	1104	760	128,0
02/11/2011	BBL-08:T	727	24941	19	34297	4,93	1102	755	127,0
17/12/2011	BBL-08:T	747	24321	20	32503	5,08	1090	765	129,0
25/01/2012	BBL-08:T	741	23820	24	32160	6,14	1075	770	127,0
18/02/2012	BBL-08:T	725	22990	25	31731	6,60	1074	775	127,0
21/03/2012	BBL-08:T	713	22624	20	31746	5,47	1053	756	129,0
16/04/2012	BBL-08:T	717	22202	19	30989	5,00	1032	750	124,0
17/05/2012	BBL-08:T	707	21929	18	30982	4,89	1026	745	125,0
11/06/2012	BBL-08:T	695	21685	19	31206	5,15	1016	746	124,0
07/07/2012	BBL-08:T	652	20949	19	32108	5,56	1015	753	85,0

Fuente: Elaboración propia en base a datos proporcionados por YPFB CHACO

ANEXO 2 CORRELACIÓN DE VISCOSIDAD ATMOSFÉRICA DEL GAS

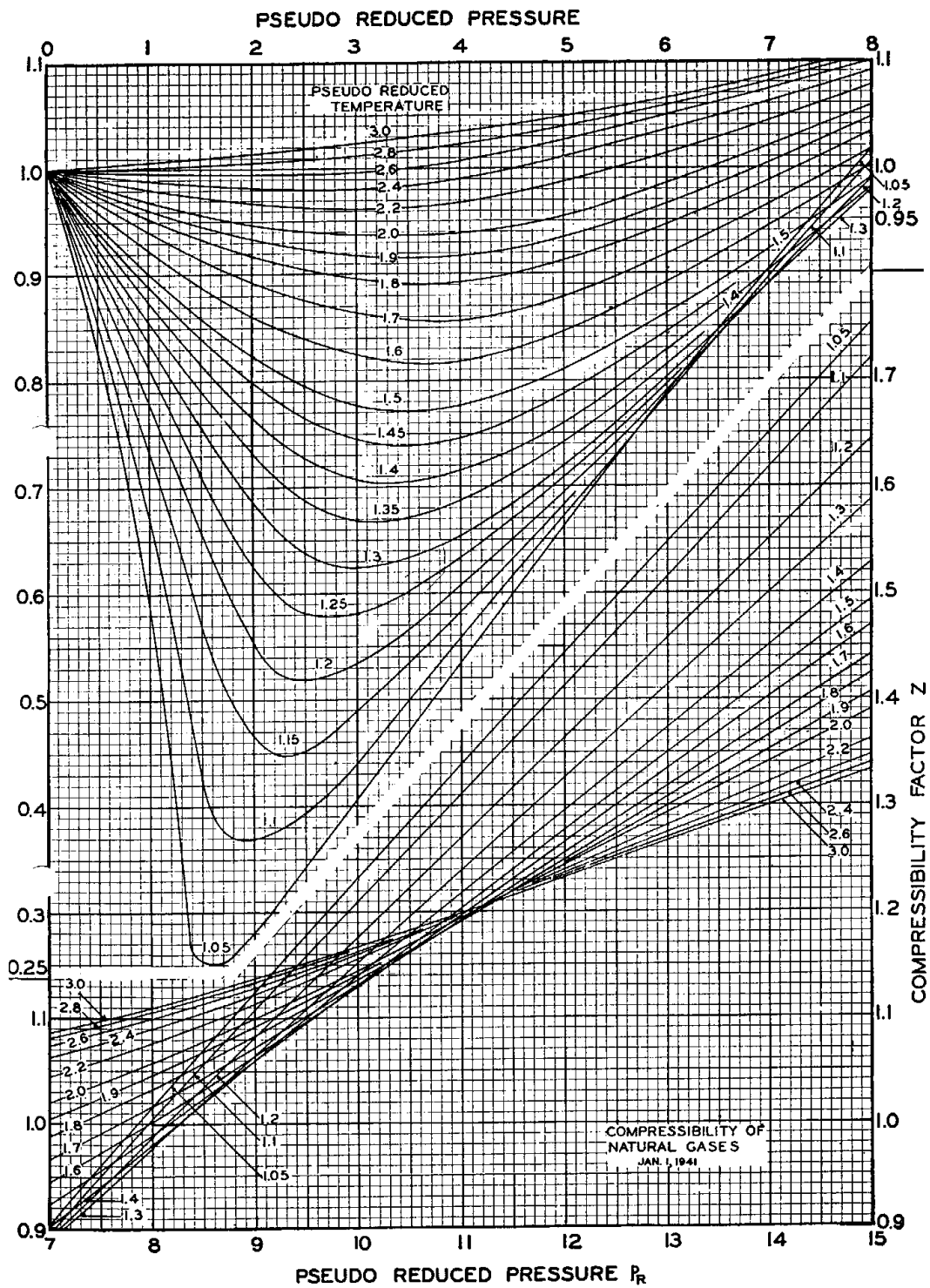


ANEXO 3 CORRELACIÓN DE LA RELACIÓN DE VISCOSIDAD

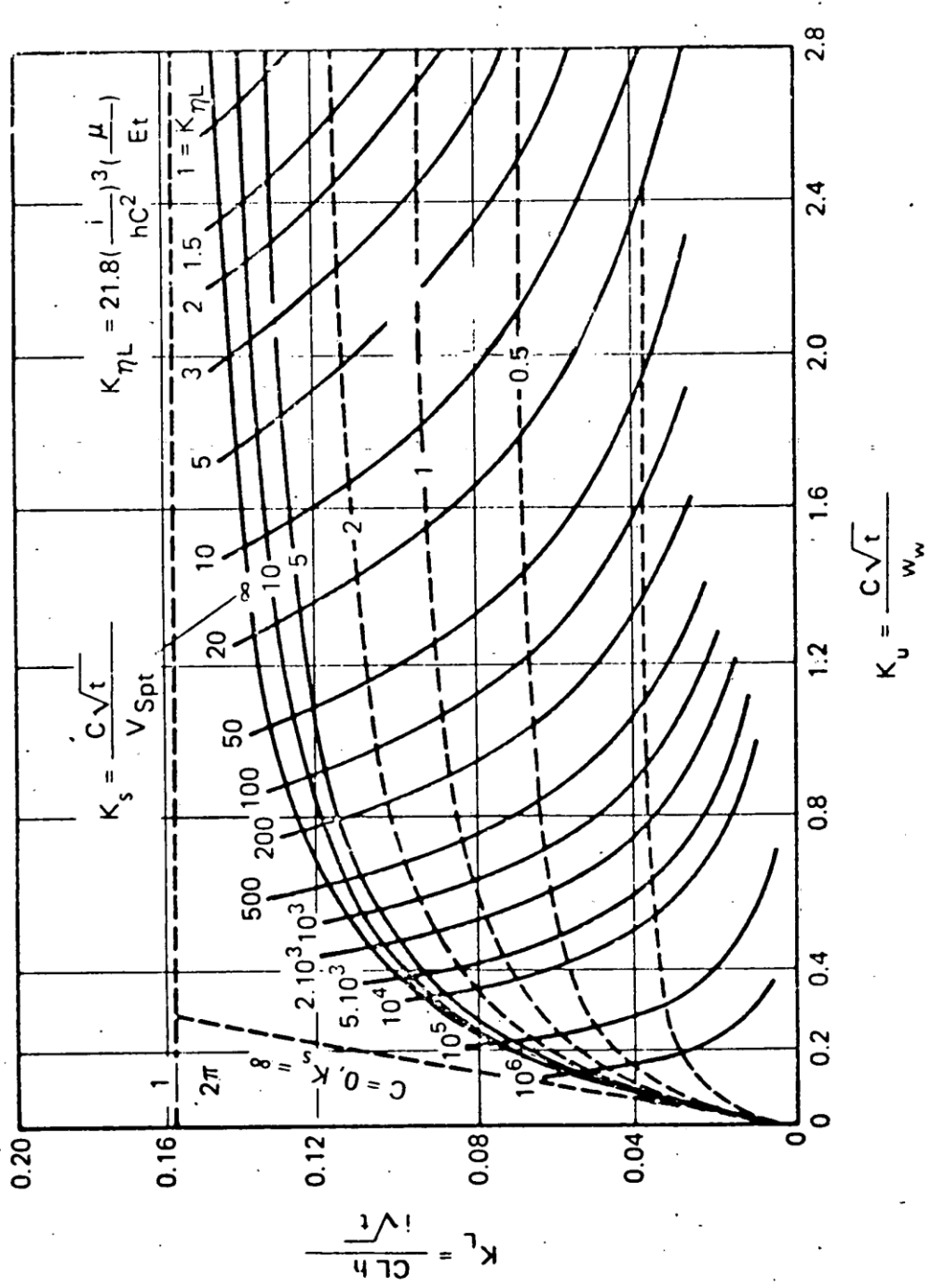


ANEXO 4

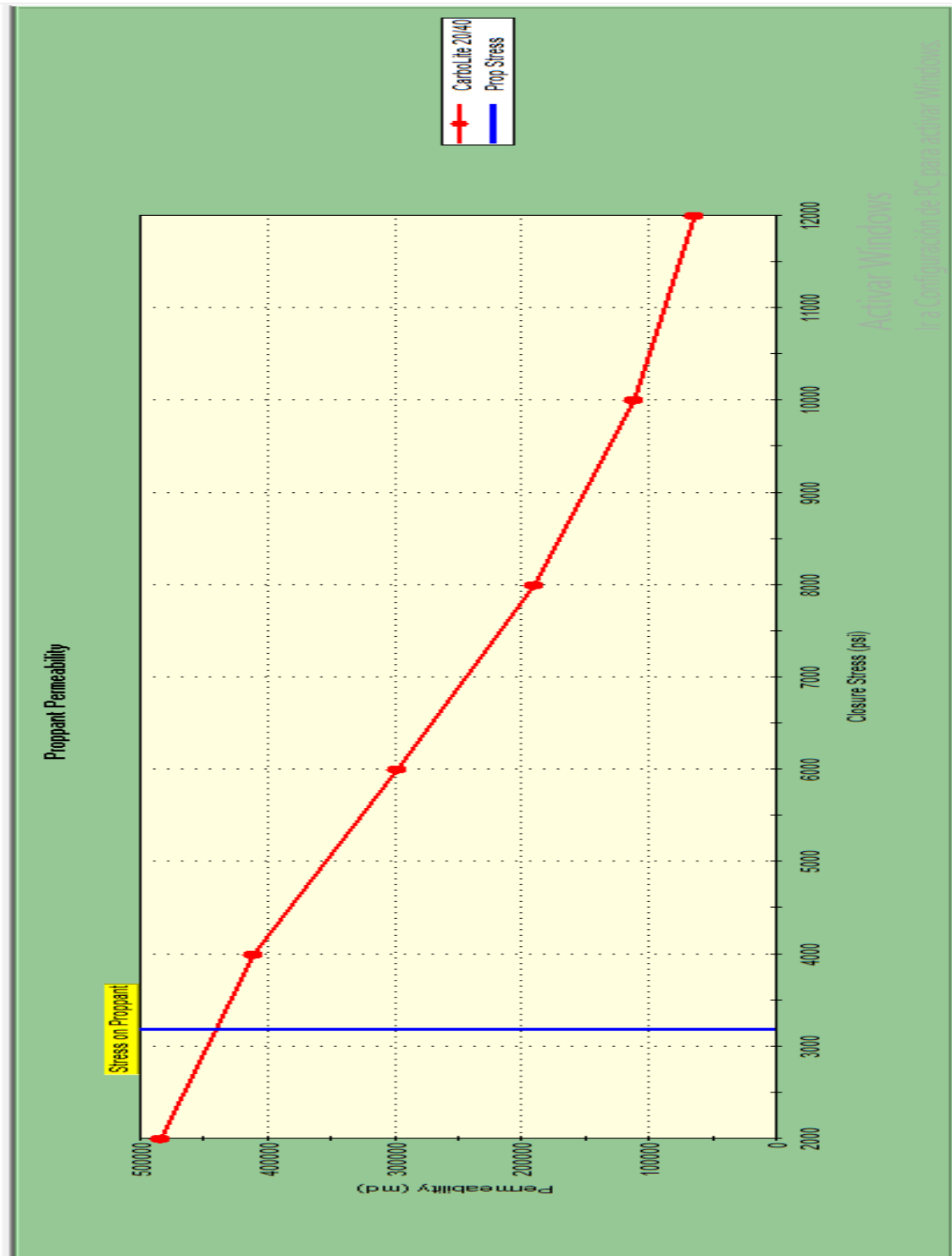
FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS NATURAL



ANEXO 5
RELACIONES ADIMENSIONALES PARA FRACTURAS VERTICALES



ANEXO 6 VARIACIÓN DE LA PERMEABILIDAD CON LA PRESIÓN DE CONFINAMIENTO



ANEXO 7
CONSTRUCCIÓN DE LA CURVA IPR ANTES Y DESPUÉS DEL FRACTURAMIENTO

Propiedades del Gas Natural a Condiciones de Yacimiento

PROPIEDADES A CONDICIONES DE YACIMIENTO							
Tpc	371.29125	°R	T	704	°R	μg @ Pe	0.02508 [cp]
Ppc	667.70525	Psia	Tpr	1.90		Z @ Pe	1.08

Fuente: Elaboración Propia

Datos para la construcción de las curvas IPR

ANTES DEL FRACTURAMIENTO								DESPUÉS DEL FRACTURAMIENTO CÁLCULO ANALÍTICO			
Pwf [Psia]	Propiedades Pseudo reducidas		Gráficamente			μg[cp] @ Pwf	μ[cp] promedio	z promedio	Q [MSCFD]	Pwf [Psia]	Q [MSCFD]
	Ppr [Psia]	Tpr [R]	μ1[cp]	μg/μ1	Z @ Pwf						
0	0,00	1,90	0,013	1,00	1,00	0,01	0,0191	1,0400	33.783,41	0,00	67.331,75
500	0,75	1,90	0,013	1,03	0,97	0,01	0,0193	1,0250	33.674,72	500,00	67.115,13
750	1,12	1,90	0,013	1,08	0,96	0,01	0,0196	1,0175	33.152,88	750,00	66.075,06
1.000	1,50	1,90	0,013	1,10	0,95	0,01	0,0198	1,0125	32.547,20	1.000,00	64.867,93
1.250	1,87	1,90	0,013	1,12	0,94	0,01	0,0199	1,0075	31.932,20	1.250,00	63.642,21
1.500	2,25	1,90	0,013	1,15	0,93	0,02	0,0201	1,0050	31.017,48	1.500,00	61.819,12

1.750	2,62	1,90	0,013	1,19	0,92	0,02	0,0204	1,0015	29.927,77	1.750,00	59.647,30
2.000	3,00	1,90	0,013	1,23	0,92	0,02	0,0207	0,9995	28.696,83	2.000,00	57.193,98
2.250	3,37	1,90	0,013	1,27	0,92	0,02	0,0209	0,9975	27.373,87	2.250,00	54.557,27
2.500	3,74	1,90	0,013	1,31	0,92	0,02	0,0212	0,9980	25.896,57	2.500,00	51.612,93
2.750	4,12	1,90	0,013	1,36	0,92	0,02	0,0215	0,9995	24.241,14	2.750,00	48.313,61
3.000	4,49	1,90	0,013	1,40	0,92	0,02	0,0218	1,0015	22.582,17	3.000,00	45.007,20
3.240	4,85	1,90	0,013	1,44	0,93	0,02	0,0220	1,0050	20.881,79	3.240,17	41.618,27
3.250	4,87	1,90	0,013	1,48	0,93	0,02	0,0223	1,0060	20.557,33	3.250,00	40.971,61
3.500	5,24	1,90	0,013	1,52	0,94	0,02	0,0226	1,0100	18.756,83	3.500,00	37.383,13
3.750	5,62	1,90	0,013	1,56	0,95	0,02	0,0228	1,0150	16.885,56	3.750,00	33.653,63
4.000	5,99	1,90	0,013	1,60	0,97	0,02	0,0231	1,0225	14.930,46	4.000,00	29.757,03
4.250	6,37	1,90	0,013	1,64	0,98	0,02	0,0234	1,0300	12.941,09	4.250,00	25.792,13
4.500	6,74	1,90	0,013	1,68	0,99	0,02	0,0236	1,0365	10.930,81	4.500,00	21.785,56
4.750	7,11	1,90	0,013	1,72	1,01	0,02	0,0239	1,0445	8.874,92	4.750,00	17.688,09
5.000	7,49	1,90	0,013	1,76	1,03	0,02	0,0242	1,0525	6.794,79	5.000,00	13.542,30
5.250	7,86	1,90	0,013	1,80	1,04	0,02	0,0244	1,0600	4.694,96	5.250,00	9.357,25
5.500	8,24	1,90	0,013	1,84	1,06	0,02	0,0247	1,0675	2.573,39	5.500,00	5.128,88
5.750	8,61	1,90	0,013	1,88	1,07	0,02	0,0249	1,0750	432,16	5.750,00	861,31
5.800	8,69	1,90	0,013	1,90	1,08	0,03	0,0251	1,0800	0,00	5.800,20	0,00

Fuente: Elaboración Propia

ANEXO 8
PRODUCCIÓN ACUMULADA POR AÑO ANTES Y DESPUÉS DEL FRACTURAMIENTO

TIEMPO [AÑOS]	GASTO DE PRODUCCIÓN			PRODUCCIÓN ACUMULADA		
	GAS NATURAL ANTES DEL FRACTURAMIENTO Q[MSCFD]	GAS NATURAL DESPUÉS DEL FRACTURAMIENTO CONVENCIONAL Q[MSCFD]	GAS NATURAL DESPUÉS DEL FRACTURAMIENTO HIWAY Q[MSCFD]	GAS NATURAL ANTES DEL FRACTURAMIE NTO [MMSCF]	GAS NATURAL DESPUÉS DEL FRACTURAMIE NTO CONVENCIONAL [MMSCF]	GAS NATURAL DESPUÉS DEL FRACTURAMIE NTO HIWAY [MMSCF]
0	20.881,79	41.618,27	53.551,55	0,00	0,00	0,00
1	19.879,42	39.620,50	50.980,96	7.255,99	14.461,48	18.608,05
2	18.925,16	37.718,63	48.533,76	14.163,67	28.228,79	36.322,87
3	18.016,71	35.908,06	46.204,04	20.739,77	41.335,23	53.187,35
4	17.151,87	34.184,39	43.986,15	27.000,20	53.812,53	69.242,29
5	16.328,55	32.543,47	41.874,72	32.960,12	65.690,90	84.526,56
6	15.544,74	30.981,31	39.864,64	38.633,95	76.999,08	99.077,16
7	14.798,56	29.494,14	37.951,05	44.035,43	87.764,44	112.929,29

Fuente: Elaboración Propia

ANEXO 9
INGRESO POR VENTA DE GAS NATURAL DEBIDO AL INCREMENTO POR FRACTURAMIENTO

TIEMPO [AÑOS]	ANTES DEL FRACTURAMIENTO	INCREMENTO DE GAS NATURAL FRACTURAMIENTO CONVENCIONAL			INCREMENTO DE GAS NATURAL FRACTURAMIENTO HIWAY		
	GAS NATURAL PRODUCIDO POR AÑO ANTES DEL TRATAMIENTO [MMSCF]	GAS NATURAL INCREMENTADO POSTERIOR AL TRATAMIENTO [MMSCF]	ENERGÍA PRODUCIDA [MMBTU]	INGRESO POR VENTA DE GAS [\$US]	GAS NATURAL INCREMENTADO POSTERIOR AL TRATAMIENTO [MMSCF]	ENERGÍA PRODUCIDA [MMBTU]	INGRESO POR VENTA DE GAS [\$US]
0,00	0,00	0,00	0	0	0	0	0
1,00	7.255,99	7.205,50	7.709.882	19.891.495	11.352	12.146.708	31.338.507
2,00	6.907,68	6.859,62	7.339.791	18.936.660	10.807	11.563.640	29.834.191
3,00	6.576,10	6.530,34	6.987.465	18.027.659	10.288	11.008.560	28.402.085
4,00	6.260,43	6.216,87	6.652.052	17.162.293	9.795	10.480.126	27.038.724
5,00	5.959,92	5.918,45	6.332.739	16.338.466	9.324	9.977.057	25.740.807
6,00	5.673,83	5.634,35	6.028.754	15.554.184	8.877	9.498.137	24.505.193
7,00	5.401,47	5.363,89	5.739.360	14.807.550	8.451	9.042.206	23.328.891

Fuente: Elaboración Propia

ANEXO 10
COSTOS POR FRACTURAMIENTO

CARGOS POR PERSONAL Y TRANSPORTE				
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO UNITARIO	TOTAL
Supervisor de Fracturamiento Hidráulico, por día o fracción	3.00	Día	7000.00	21000.00
Ingeniero de Laboratorio, por hora o fracción	5.00	Hr	1500.00	7500.00
Operador de Fracturamiento Hidráulico	24.00	Día	6000.00	144000.00
Ayudante de Fracturamiento Hidráulico	24.00	Día	3000.00	72000.00
Ingeniero Nacional de Fracturamiento Hidráulico	3.00	Día	10000.00	30000.00
Movilización de Equipo Pesado por km	5040.00	Km	30.00	151200.00
Movilización de Unidad Liviana, Camioneta de por Km	1200.00	Km	20.00	24000.00
SUBTOTAL (U.S.\$)				449700.00
CARGOS POR SERVICIO DE BOMBEO				
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO UNITARIO	TOTAL
Cargo Básico de Bombeo (4 horas)	1.00	4/Hrs	26000.00	26000.00
Unidad de Bombeo Grizzly o Fracturador	5.00	4/Hrs	47000.00	235000.00
Horas adicionales de Bombeo por unidad Grizzly o Fracturador	0.00	Hrs	6500.00	0.00
Horas adicionales de Bombeo	6.00	Hrs	1000.00	6000.00
Frac. Tank de 500 Bbl por día	3.00	día	20000.00	60000.00
Set de Lineas 3" 1502 Weco	1.00	op	78000.00	78000.00
IRON TRUCK, por trabajo	1.00	op	14000.00	14000.00
UNIDAD de FILTRADO de Filtros, Primeras 12 horas o fracción	1.00	día	15000.00	15000.00
Turbidímetro digital por día	1.00	día	1500.00	1500.00
Silo Neumático por día	1.00	día	22000.00	22000.00
Sand Tank or día	1.00	día	8000.00	8000.00
Compresor de Aire por día	1.00	día	3900.00	3900.00
Generador de corriente por día	1.00	día	4500.00	4500.00
CLAM BLENDER, primeras 4 horas o fracción	1.00	día	47000.00	47000.00
POWER PACK, primeras 4 horas o fracción	1.00	4/Hrs	12710.00	12710.00
TANQUE de 200 Bbl, por día	1.00	día	4700.00	4700.00

TANQUE de Fibra de 24 Bbl, por día	1.00	día	6100.00	6100.00
BOMBA de Traspaso de Fluidos, por día	1.00	día	3800.00	3800.00
COMPUPAC Sistema Portable de Adquisición de Datos	4.00	día	15000.00	60000.00
FRAC VAN, por día	2.00	día	28500.00	57000.00
Caseta Dormitorio	1.00	día	15000.00	15000.00
Prueba de Laboratorio, en campo por día	1.00	día	4500.00	4500.00
Densometro radiactivo, por día	1.00	día	7500.00	7500.00
Sensor de Presión por día	6.00	día	5500.00	33000.00
Radio HEAD Set	22.00	día	960.00	21120.00
Manifold de Fractura	1.00	día	18000.00	18000.00
SUBTOTAL (U.S.\$)				764330.00
CARGO POR MATERIALES				
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO UNITARIO	TOTAL
20/40 Mesh Prop Ceramic, por libra	37800,00	Lbs	12,00	453600,00
Arena de GP 20/40 por libra	200,00	Lbs	7,80	1560,00
Fine Mesh STD por libra	3500,00	Lbs	15,00	52500,00
Filtros de (40" 5 Micron 5000 Beta)	30,00	each	1100,00	33000,00
Water Frac CMHPG, por c/1000 gal	25,20	c/1000 gal	33000,00	831600,00
HCl por galón	136,00	gal	60,00	8160,00
Ácido Acético por Galón	25,00	gal	150,00	3750,00
Soda Cáustica, por libra	385,00	Lbs	9,00	3465,00
HAI-85M, por galón	5,00	gal	810,00	4050,00
PEN-88M, por galón	3,00	gal	550,00	1650,00
FE 2, por libra	32,00	Lbs	183,00	5856,00
MUSOL A Solvent, por galón	63,00	gal	400,00	25200,00
FERCHEK A, por libra	32,00	Lbs	382,10	12227,20
SBM N-Ver-Sperse O, po galón	420,00	gal	521,00	218820,00
0%-8% Blendeo-por galón	630,00	gal	38,00	23940,00
DELTA FRAC 200, por c/1000 gal	25,20	c/1000 gal	48500,00	1222200,00
SUBTOTAL (U.S.\$)				6386027.70
TOTAL (U.S.\$)				7600057.70

Fuente: YPFB

**ANEXO 11
FLUJOS DE CAJA**

INCREMENTO DE GAS NATURAL FRACTURAMIENTO CONVENCIONAL										
TIME [AÑO]	INGRESO POR VENTA DE GAS [\$US]	REGALIAS 18% [\$US]	Transacciones (IT) 3%	Transacciones Financieras (ITF) 0,15%	COSTO DE OPERACIÓN [\$US]	COSTO DE FRACTURA [\$US]	TOTAL INGRESOS [\$US]	TOTAL EGRESOS [\$US]	FLUJO NETO DE CAJA [\$US]	FLUJO NETO DE CAJA ACUMULADO [\$US]
0	0	0	0	0	0	7.600.058	0	7.600.058	-7.600.058	-7.600.058
1	19.891.495	3.580.469	596.745	29.837	9.945.747	0	19.891.495	14.152.798	5.738.696	-1.861.361
2	18.936.660	3.408.599	568.100	28.405	9.468.330	0	18.936.660	13.473.434	5.463.226	3.601.865
3	18.027.659	3.244.979	540.830	27.041	9.013.830	0	18.027.659	12.826.680	5.200.980	8.802.845
4	17.162.293	3.089.213	514.869	25.743	8.581.146	0	17.162.293	12.210.971	4.951.322	13.754.166
5	16.338.466	2.940.924	490.154	24.508	8.169.233	0	16.338.466	11.624.818	4.713.647	18.467.814
6	15.554.184	2.799.753	466.626	23.331	7.777.092	0	15.554.184	11.066.802	4.487.382	22.955.196
7	14.807.550	2.665.359	444.226	22.211	7.403.775	0	14.807.550	10.535.572	4.271.978	27.227.174

INCREMENTO DE GAS NATURAL FRACTURAMIENTO HIWAY										
TIME [AÑO]	INGRESO POR VENTA DE GAS [\$US]	REGALIAS 18% [\$US]	Transacciones (IT) 3%	Transacciones Financieras (ITF) 0,15%	COSTO DE OPERACIÓN [\$US]	COSTO DE FRACTURA [\$US]	TOTAL INGRESOS [\$US]	TOTAL EGRESOS [\$US]	FLUJO NETO DE CAJA [\$US]	FLUJO NETO DE CAJA ACUMULADO [\$US]
0	0	0	0	0	0	9.880.075	0	9.880.075	-9.880.075	-9.880.075
1	31.338.507	5.640.931	940.155	47.008	15.669.253	0	31.338.507	22.297.348	9.041.159	-838.916
2	29.834.191	5.370.154	895.026	44.751	14.917.095	0	29.834.191	21.227.027	8.607.164	7.768.248
3	28.402.085	5.112.375	852.063	42.603	14.201.043	0	28.402.085	20.208.084	8.194.002	15.962.250
4	27.038.724	4.866.970	811.162	40.558	13.519.362	0	27.038.724	19.238.052	7.800.672	23.762.922
5	25.740.807	4.633.345	772.224	38.611	12.870.403	0	25.740.807	18.314.584	7.426.223	31.189.145
6	24.505.193	4.410.935	735.156	36.758	12.252.596	0	24.505.193	17.435.445	7.069.748	38.258.893
7	23.328.891	4.199.200	699.867	34.993	11.664.445	0	23.328.891	16.598.506	6.730.385	44.989.278

Fuente: Elaboración Propia