

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA  
FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO,  
GAS NATURAL Y PETROQUÍMICA**



**“SIMULACIÓN DE FRACTURA EN POZO DE LA  
SELVA PERUANA”**

**TESIS**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE  
INGENIERO DE PETRÓLEO**

**ELABORADO POR:  
ANTHONY SIU MELGAREJO**

**PROMOCIÓN 2008-II**

**LIMA-PERÚ**

**2012**

## **DEDICATORIA**

Esta tesis la dedico con todo amor y cariño a mis padres (Federico y Elena) que me dieron la vida, amor, a mi familia quienes están conmigo en todo momento influenciaron mucho en mí como persona y profesional con sus consejos, y poder darnos a mi persona un futuro mejor para que luchemos del mismo modo con nuestros hijos. Me siento feliz y orgulloso por ellos ya que no encontrare otra familia igual. Gracias por todo, por darme una carrera para mi futuro, por tenerme paciencia y por creer en mí.

## **AGRADECIMIENTO**

Agradecer a Dios por la vida, a mis padres y a las personas que contribuyeron en la realización de este trabajo, a mis profesores, compañeros y la vez amigos por confiar en mí. A mi familia por su apoyo, a mis padres, por paciencia y comprensión.

Nunca dejaron de apoyarnos por sus consejos y enseñanzas. A mi asesor, por aceptarme para realizar esta tesis bajo su dirección. Además, su apoyo y confianza en mi trabajo y su capacidad de guiar mis ideas ha sido un aporte invaluable, no solamente en el desarrollo de éste trabajo, sino también en mi formación como investigador. Le agradezco también el haberme facilitado siempre los medios suficientes para llevar a cabo todas las actividades propuestas durante el desarrollo de ésta. Debo destacar sobre todo su paciencia, disponibilidad, generosidad y apoyo incondicional para compartir su experiencia y amplio conocimientos sobre la fabricación del material estudiado en esta tesis.

## SUMARIO

El fracturamiento hidráulico de reservorios de alta permeabilidad, como los de la selva peruana, es una técnica aplicada para mejorar la productividad del pozo a través de la creación de un conducto que atraviesa la zona dañada cerca del pozo. El grado y extensión del daño cerca del pozo, así como los parámetros de la fractura hidráulica son variados.

En formaciones de alta permeabilidad, mover el fluido a través de la roca a la fractura es fácil. Lo más difícil, es la creación de una fractura cuya conductividad sea mayor a la transmisibilidad del espacio poral, especialmente en la vecindad de pozo.

En esta tesis se proponen los pozos candidatos para realizar el tratamiento de fracturamiento hidráulico, con una longitud de fractura relativamente corta y un mayor ancho de fractura para formaciones de alta permeabilidad. La técnica recomendada a usar es el Tip Screen Out para reservorios de alta permeabilidad como los de la selva peruana cuyas permeabilidades en algunas formaciones son altas. Se hace énfasis en el pozo H-04 (el mejor candidato), con el fin de simular la fractura, las presiones fondo y neta; asimismo, mostrar los resultados del análisis nodal y deliverabilidad del pozo para 3 casos (Vivian, Chonta inicial y Chonta fracturado), con la ayuda del simulador Prosper. El caso inicial muestra el comportamiento actual del pozo en la formación Vivian. El segundo caso, cuando el pozo produce solo Chonta, y el tercer caso cuando se ha realizado un trabajo de fracturamiento hidráulico en Chonta. La mecánica de rocas se correlaciono con pozos vecinos. Los parámetros del reservorio, fluidos se obtuvieron del legajo del pozo. En la simulación se trato de generar una longitud relativamente corta con el fin de profundizar la fractura y mitigar el daño. La altura de fractura se consideró como un parámetro secundario, se tomo en consideración generar una mayor altura de fractura para que cubra la mayor altura de arena neta.

Debido a las grandes profundidades de los pozos de la selva peruana, se espera tener presiones de trabajo en las bombas relativamente altas, situación que ocasionaría que las bombas paren o se malogren. Esto fue tomado en cuenta para el diseño del fracturamiento, presiones de trabajo y número de bombas.

De otro lado, para el diseño de fractura se usó un propante de bajo costo pero con un relativo gran esfuerzo de cierre para evitar que se rompa o triture, generados por la columna litostática. Y con respecto al fluido de fractura, un fluido que soporte altas temperaturas de fondo como 260° F a más.

Los resultados del análisis nodal de la producción estimada obtenida del match de curvas (IPR y VLP) del caso después de fracturar, usando el simulador Prosper, fueron tomados como base para la planilla de pronóstico de producción del pozo y para el análisis económico del proyecto. Se tuvo que contar con la información de reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de los siguientes 3 años de la formación Vivian y Chonta con el fin de estimar el potencial mensual de producción, en el escenario de que no se hiciera el tratamiento de fractura y el caso contrario, cuando se realizó el fracturamiento. La diferencia entre la producción mensual de chonta fracturada y la producción de chonta sin fractura produciendo con Vivian, viene a ser el incremental de producción (petróleo y agua).

Se estimaron los costos del proyecto, los cuales son similares a otros proyectos de gran envergadura que incluyen los costos de equipos de bombeo, materiales de fractura, equipo de "workover", registros etc. los cuales fueron categorizados en costos tangibles e intangibles. Se hizo una evaluación económica del proyecto que incluye el cálculo de los flujos de caja manteniendo el precio del crudo invariable a 70 US\$/bbl. Se tomó en consideración el costo de reinyección del agua producida a 0.124 \$/bbl de agua producida. Los valores de la producción incremental de agua y petróleo se usaron en la planilla de análisis económico para obtener los indicadores económicos VAN, TIR, PAYOUT y la relación costo-beneficio. Debido a la incertidumbre de los costos totales y con la finalidad de conocer los escenarios posibles respecto a las variables más sensibles al proyecto de fracturamiento hidráulico (la inversión, precio del crudo, costos operativos, reservas e inversión), se creó un diagrama spider para sensibilizar dichas variables al cambio del Valor Actual Neto (VAN).

Finalmente, se realizó un análisis de riesgo probabilístico, para lo cual se utilizó la técnica de Simulación Montecarlo. Se realizaron 10000 corridas para encontrar los rangos de variación del VAN, TIR y PAYOUT, así como las cifras más confiables, que no solo refrendaron el flujo de caja determinístico, sino también, comprobaron la rentabilidad de la tecnología y su aplicación en el pozo H-04.

## ÍNDICE

<b>DEDICATORIA .....</b>	<b>I</b>
<b>AGRADECIMIENTO .....</b>	<b>II</b>
<b>SUMARIO .....</b>	<b>III</b>
<b>ÍNDICE .....</b>	<b>V</b>
<b>LISTA DE FIGURAS.....</b>	<b>VIII</b>
<b>LISTA DE TABLAS .....</b>	<b>X</b>
<b>CAPITULO I: INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
1.1 Situación problemática.....	1
1.2 Formulación del problema.....	1
1.3 Justificación .....	2
1.4 Objetivos.....	3
1.5 Hipótesis y variables .....	4
1.5.1 Hipótesis general.....	4
1.5.2 Identificación de variables .....	4
1.5.3. Operacionalidad de variables.....	4
1.5.4 Matriz de consistencia.....	5
1.6 Planteamiento de la Investigación .....	6
1.6.1 Tipo de investigación.....	6
1.6.2 Población y muestra .....	7
1.6.3 Instrumentos de recolección de datos .....	7
1.6.4 Análisis e interpretación de la información .....	7
<b>CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO .....</b>	<b>9</b>
2.1 Antecedentes de la Investigación. ....	9
2.2 Bases teóricas .....	9
2.3 Marco conceptuales .....	11
2.4 La Fractura Hidráulica .....	12
2.4.1 Introducción .....	12
2.4.2 Objetivo del fracturamiento hidráulico.....	13
2.4.3 Índice de productividad .....	14
2.4.4 Pérdida de fluido.....	14
2.4.5 Definición de términos.....	16
2.4.6 Tratamiento de un fracturamiento hidráulico .....	19
2.4.7 Respuesta del reservorio al fracturamiento .....	21

2.4.8 Prueba Previa al fracturamiento Hidráulico .....	23
2.4.9 Análisis Nodal .....	26
2.5 El Tip Screen Out .....	28
2.6 Mecánica de rocas relacionadas al fracturamiento hidráulico .....	29
2.6.1 Esfuerzo .....	29
2.6.2 Deformación .....	30
2.6.3 Relación de Poisson .....	30
2.6.4 Módulo de Young .....	31
2.6.5 Dureza de la fractura (Toughness) .....	33
2.6.6 Gradiente de Fractura .....	34
2.6.7 Las cuatro principales variables .....	35
2.7 Fluido de fracturamiento .....	36
2.7.1 Sistemas lineales con base gel .....	37
2.7.2 Sistemas entrelazadores base agua .....	38
2.7.3 Tipos de fluidos de fracturamiento .....	40
2.7.4 Propiedades del fluido de fractura .....	42
2.7.5 Aspectos a considerar en el diseño del fluido de fractura .....	43
2.8 Propantes .....	45
2.8.1 Introducción .....	45
2.8.2 Factores que afectan la conductividad de la fractura .....	46
2.9 Modelo de la fractura .....	49
2.9.1 Introducción .....	49
2.9.2 Modelo en dos dimensiones .....	50
2.9.3 Modelo Perkins, Kern y Norden .....	51
2.9.4 Modelo KZD (Khristianovic, Zeltov, Geertsma) .....	52
2.9.5 Modelo 3D .....	53
<b>CAPITULO III: METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN .....</b>	<b>54</b>
<b>CAPITULO IV: SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A FRACTURAR .....</b>	<b>56</b>
4.1 Introducción .....	56
4.2 Intervención del Pozo H-04 .....	59
<b>CAPITULO V: CARACTERÍSTICAS Y DISEÑO DEL POZO H-04 .....</b>	<b>61</b>
5.1 Historia del Pozo H-04 .....	61
5.2 Completación del pozo H-4 .....	62
5.3 Posición Estructural .....	63
5.4 Análisis Petrofísicos .....	64

5.5 Historia de producción del pozo.....	64
5.6 Diseño del Fracturamiento Hidráulico.....	66
5.6.1. Fluido de Fracturamiento seleccionado.....	67
5.6.2 Propante seleccionado.....	67
5.6.3 Diseño.....	67
5.6.4 Descripción del trabajo.....	69
5.6.5 Resultados de la simulación del fracturamiento.....	70
5.6.6 Análisis Nodal.....	73
<b>CAPITULO VI: PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN .....</b>	<b>87</b>
<b>CAPITULO VII: EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO .....</b>	<b>91</b>
7.1 Análisis de sensibilidad de fracturamiento hidráulico en la formación Chonta (diagrama Spider).....	94
7.2 Evaluación económica bajo incertidumbre (Análisis Montecarlo).....	95
<b>CAPITULO VIII: CONCLUSIONES.....</b>	<b>98</b>
<b>CAPITULO IX: RECOMENDACIONES .....</b>	<b>99</b>
<b>CAPITULO X: REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>100</b>
<b>ANEXO 1.....</b>	<b>101</b>
<b>ANEXO 2.....</b>	<b>101</b>
<b>ANEXO 3.....</b>	<b>102</b>
<b>ANEXO 4.....</b>	<b>104</b>
<b>ANEXO 5.....</b>	<b>106</b>
<b>ANEXO 6.....</b>	<b>107</b>
<b>ANEXO 7.....</b>	<b>108</b>



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Contribución de factores a la conductividad de fractura adimensional.....	22
Figura 2. Arreglo de un tratamiento de minifrac.....	24
Figura 3. Registro de presión en el fondo del pozo durante un micro o minifrac.....	24
Figura 4. Curvas IPR de análisis nodal para un pozo de gas con una fractura de varios anchos de fractura empaquetados.....	27
Figura 5. Un bloque de roca de material sujeto a una fuerza F.....	29
Figura 6. Deformación producida por la aplicación de una fuerza F.....	30
Figura 7. Aplicación de la fuerza F además produce una deformación en la dirección y.....	31
Figura 8. Hidratación de gels de polímeros en agua. “A” muestra una molécula de polímero antes de la hidratación en agua, mientras que “B” muestra la molécula después de la hidratación en agua.....	37
Figura 9. Un polímero entrelazado “A” muestra el polímero hidratado antes de la adición del entrelazador “B” muestra las cadenas químicas crosslinkadas entre las moléculas del polímeros.....	39
Figura 10. Rango de temperatura para los “croslinkers”.....	40
Figura 11. Propantes y los esfuerzos.....	46
Figura 12. El efecto del tamaño del propante en la permeabilidad.....	48
Figura 13. Esquema mostrando la forma de la fractura PKN.....	51
Figura 14. Esquema mostrando la forma general de la fractura KGD.....	53
Figura 15. Geometría de fractura 3 dimensiones.....	53
Figura 16. Completación del pozo.....	62
Figura 17. Posición estructural del campo H.....	63
Figura 18. Registro del pozo H-04 formación Chonta.....	64
Figura 19. Historia de producción del pozo H-04 de la formación chonta.....	66
Figura 20. Dirección del pozo.....	68
Figura 21. Perfil del stress, ancho y longitud de fractura.....	70
Figura 22. Presiones de superficie y presión neta durante el tratamiento de fractura hidráulica.....	70
Figura 23. Conductividad de la fractura al cierre.....	71
Figura 24. Eficiencia de la fractura.....	71
Figura 25. Datos de reservorio.....	74
Figura 26. Datos de la IPR.....	74
Figura 27. Desviación del pozo.....	75

Figura 28. Curva de desviación del pozo H-4 .....	76
Figura 29. Datos de la bomba ESP .....	76
Figura 30. Datos para el match de las curvas VLP/IPR.....	76
Figura 31. Grafico del match de la producción del pozo formación Vivian.....	77
Figura 32. Grafico de la curva IPR .....	78
Figura 33. Datos para el match de las curvas VLP/IPR formación chonta.....	79
Figura 34. Grafico del match de la producción del pozo formación chonta.....	79
Figura 35. Grafico de la curva IPR .....	80
Figura 36. Datos para el match de las curvas VLP/IPR formación chonta.....	81
Figura 37. Datos de la bomba .....	81
Figura 38. Match de la curvas de VLP e IPR del pozo .....	82
Figura 39. Grafico de la curva IPR .....	83
Figura 40. Datos de entrada para el diseño de la bomba.....	83
Figura 41. Resultados del diseño de la bomba BES.....	84
Figura 42. Datos de entrada para los cálculos de sensibilidad de la frecuencia de la bomba.....	84
Figura 43. Resultados de la sensibilidad en la frecuencia de la bomba a 60 Hertz.	85
Figura 44. Rango de operación de la bomba a 50, 55, 60 y 65 Hz. ....	86
Figura 45. Gráfico de declinación de la tasa de producción del pozo con el tiempo	88
Figura 46. Potencial de Vivian .....	89
Figura 47. Potencial Chonta .....	89
Figura 48. Grafico de la sensibilidad de parámetros (costos operativos, retribución de petróleo, reservas e inversión) vs VAN .....	95
Figura 49. Distribución Probabilística del VAN (MUS\$).....	96
Figura 50. Distribución Probabilística del TIR (%) .....	96
Figura 51. Distribución Probabilística del Payout (meses) .....	97

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Las constantes de elasticidad .....	32
Tabla 2. Toughness de los tipos de formación.....	34
Tabla 3. Efectos de incrementar cada una de las cuatro variables para el ajuste de presiones (notar que estos son los efectos totales cuando el cambio es tomado aisladamente (es decir, ninguno de los otros cambios toman lugar). También se asume que la fractura no está afectada por capas de frontera encima y debajo. ....	36
Tabla 4. Funciones y características requeridas del fluido de fracturamiento .....	43
Tabla 5. Parámetros de selección de pozo candidatos para tratamiento de estimulación .....	58
Tabla 6. Criterios para selección de pozos candidatos a fracturamiento hidráulico	58
Tabla 7. Ranking de los candidatos para la selección de pozos.....	59
Tabla 8. Desviación del pozo.....	68
Tabla 9. Datos de los casing .....	69
Tabla 10. Datos del tubing .....	69
Tabla 11. Datos de los baleos .....	69
Tabla 12. Programa de bombeo.....	69
Tabla 13. Volúmenes de tratamiento.....	69
Tabla 14. Valores calculados al final del tratamiento.....	72
Tabla 15. Resumen del diseño del propante.....	72
Tabla 16. Estimación de la producción de petróleo .....	88
Tabla 17. Pronóstico de producción base y fracturado.....	90
Tabla 18. Costos estimados del proyecto .....	92
Tabla 19. Evaluación económica del proyecto.....	93
Tabla 20. Resultados de las variables económicas.....	94
Tabla 21. Sensibilidad de los parámetros para diagrama spider.....	94
Tabla 22. Evaluación Económica Probabilística .....	97

## **CAPITULO I: INTRODUCCIÓN**

### **1.1 Situación problemática**

Algunos pozos de la selva peruana indican una pobre producción acumulada de petróleo, esto probablemente por el fuerte daño causado a la formación durante su etapa de completación original, la permeabilidad es reducida drásticamente por efecto del daño, esta particularidad hace de estos pozos un buen candidato para un trabajo de estimulación. Además, las emulsiones que se forman en la formación Chonta originan el bloqueo de los poros de la formación causando severa restricción al flujo de fluidos, esto último ha sido una constante en el campo de la selva peruana, campo que a nuestro entender no ha sido lo suficientemente drenado, se cree que existen reservas por recuperar.

El fracturamiento hidráulico tiene por objeto sobrepasar la zona dañada en las vecindades del pozo e incrementar el área de flujo de los fluidos hacia el pozo, dando como resultado el incremento de producción.

### **1.2 Formulación del problema**

La producción de formación Chonta del campo de la selva peruana ha sido errática y más pobre de lo esperado. La mayoría de trabajos realizados fallaron en conseguir producción de petróleo comercial a pesar del buen potencial que esta formación que se probó durante su etapa de completación. Un factor preponderante para ello ha sido el daño causado a esta formación durante su etapa de completación, la fuente de daño en este caso proviene de la invasión a la formación del fluido de matado, el daño es magnificado por la presencia de finos sueltos que es el caso de la caolinita, la cual actúa como agente estabilizador muy fuerte de emulsiones, el daño puede llegar a ser de tal severidad, que la producción parcial o total se puede llegar a perder.

Diferentes tipos de trabajos de remedio fueron usados en el pasado para tratar de remover el daño a la formación Chonta, la mayoría de ellos fueron con resultados infructuosos, especialmente aquellos que usaron HCl como único fluido estimulante. De acuerdo al trabajo de remedio exitoso realizado en el pozo H-10 (Abril 1982) y a las pruebas de restauración de permeabilidad en cores de Chonta

de la formación Chonta del campo de la selva peruana, el daño a la formación es viable de ser removido si se logra romper la emulsión y prevenir posteriormente todo contacto de fluidos extraños a la formación, excepto que este sea diesel, sin embargo, para romper la emulsión no basta el uso de demulsificantes, es primordial que los sólidos que están estabilizando la emulsión sean destruidos primero para que pueda actuar el demulsificante. Por experimentos en cores de Chonta, la forma más viable de lograrlo podría ser mediante trabajos de estimulación ácido con HF. Sin embargo, esto podría dañar el material cementante de la roca, por eso se propone una estimulación por fracturamiento hidráulico para formaciones de alta permeabilidad, usando fluido fracturante resistente a altas temperaturas de manera que sobrepase la zona de daño y a la vez cree canales en la formación. En el fracturamiento hidráulico con material apuntalante minimiza el daño restringiendo con ello la migración de finos e incrementa la productividad del pozo.

### **1.3 Justificación**

El campo de la selva peruana, es uno de los campos que no ha sido lo suficientemente drenado, se cree que existen reservas importantes de crudo liviano factibles de ser producidas. Se propone hacer un trabajo de remoción de daño al Chonta del H-04 por medio del fracturamiento hidráulico con la finalidad de incrementar el régimen de producción y aumentar la recuperación total. Ésta es una técnica aplicable en los trabajos de recuperación primaria y secundaria de petróleo y en la estimación de esfuerzos en profundidad.

La formación Chonta ha sido una buena formación productora, pero muy pocos resultados fueron obtenidos después que esta fue matada con fluido base agua o cuando fue producida conjuntamente con la formación Vivian debido al flujo cruzado de Vivian a Chonta. El mecanismo de producción de Vivian fue un fuerte empuje de agua y para Chonta en la mayoría de los campos es una combinación de mecanismo de gas en solución con un débil empuje de agua. El promedio de daño a la formación Chonta en la completación inicial fue en el orden de 2 o 3, pero después de ser matada con agua fue más de 50. Costosos trabajos de remediación fueron realizados para tratar de remover el gran daño, ácidos y solventes fueron inyectados, pero con resultados negativos en la mayoría de ellos.

## 1.4 Objetivos

- El objetivo principal de la investigación es mostrar la factibilidad del uso del fracturamiento hidráulico en pozos de alta permeabilidad de la selva peruana en la mejora de la producción con el uso del simulador Meyer conjuntamente con un análisis económico del proyecto con el fin de evaluar los indicadores de la viabilidad económica y los escenarios más sensibles al proyecto de inversión.
- Se propone hacer un trabajo de remoción de daño de la formación Chonta del pozo H-04 por medio del fracturamiento hidráulico para mitigar el daño en las cercanías del pozo hasta zonas profundas del reservorio. Hacer un análisis económico del proyecto para estimar la rentabilidad del proyecto con un análisis de sensibilidad y análisis de riesgo.
- Incrementar la producción de petróleo con el tratamiento.
- Introducir los parámetros de reservorio, mecánica del pozo, fluidos fracturantes y agentes sostén en el simulador Meyer y Prosper para el análisis de los escenarios de producción.
- Simular los tres casos del comportamiento productivo del pozo juntamente con el match de curvas para la formación Chonta y Vivian (producción actual, chonta inicial y chonta fracturada). Así mismo, con los resultados del caso chonta después de fracturar estimar la producción inicial de petróleo, asumiendo un corte de agua estimado.
- Plotear los gráficos del potencial mensual de Vivian y Chonta en base a la información sobre reservas probadas y desarrolladas.
- Calcular el incremental de petróleo y agua.
- Realizar un análisis económico con flujo de caja para la inversión inicial con el fin de determinar variables económicas, Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR), recuperación de la inversión (Payout) y la relación beneficio-costó. Asimismo, realizar un análisis de sensibilidad de los parámetros visualizados en el diagrama spider y el análisis de riesgo con la técnica de Montecarlo.

## **1.5 Hipótesis y variables**

### **1.5.1 Hipótesis general**

El daño causado en las cercanías de los pozos del campo Huayuri, por los fluidos durante su etapa de completación y de los trabajos de reacondicionamiento, será mitigado por medio de operaciones de fracturamiento hidráulico en la formación Chonta, lo que incrementará las reservas y la producción de petróleo.

### **1.5.2 Identificación de variables**

En el diseño del fracturamiento hidráulico se involucran muchas variables implicadas. Hay tres tipos de variable: las que el diseñador tiene un bajo control, aquellas las que tiene un moderado control y otras las que no tienen ningún control total ellas.

Las variables incontrolables o bajo control incluyen la permeabilidad del reservorio, la presión inicial del reservorio, la profundidad del pozo, porosidad, propiedades de la roca como esfuerzos, presión fluyente de fondo, la aparición de finos, etc

Las variables de moderado control son las que el operador tiene un control moderado, ellas son la altura, el coeficiente de "leakoff", la concentración de la mezcla del propante con el fluido fracturante, volumen de inyección del programa.

Y finalmente se tiene las variables dependientes y son las siguientes: el rate de inyección tipos de baleos de la formación, gradiente de fractura, presión de inyección, características de los fluidos fracturantes, tamaño de las bombas, packers, etc.

### **1.5.3. Operacionalidad de variables**

La longitud de la fractura creada probablemente sea, entre todos los datos, el que tenga una incidencia más dramática en las estimaciones del diseño. Su valor gobierna las dimensiones de la geometría creada, y en consecuencia la ubicación final del agente de sostén y el correspondiente incremento de productividad.

Todas las consideraciones mecánicas de la roca están relacionadas a la presión neta, definida como la presión necesaria del fluido fracturante para mantener abierta la fractura. El esfuerzo mínimo de los tres principales esfuerzos ortogonales de un punto en la formación productora, es el parámetro determinante que controla la geometría de la fractura.

Este esfuerzo mínimo se encuentra en el plano horizontal para la mayoría de los pozos petroleros (debido a la profundidad que se encuentran las formaciones que contienen petróleo o gas). Una fractura se desarrolla perpendicular al mínimo esfuerzo y para el caso del fracturamiento hidráulico, si el mínimo esfuerzo está en el plano horizontal, entonces el desarrollo de la fractura será en el plano vertical. Para el radio de drenaje se obtuvo en el mapa estructural del campo H, el cual se consideró el pozo más cercano al H-04, y se tomó la distancia y luego se hizo una regla de tres simple.

La gradiente de fractura es otro parámetro importante porque nos indicia cuanta energía necesitamos desde superficie para quebrar la roca, lo cual repercute cuanta presión límite tenemos en superficie para que las bombas trabajen con normalidad. Además la gradiente de fractura tiene implicancia en la longitud de fractura a mayor gradiente de fractura menor longitud de fractura.

#### **1.5.4 Matriz de consistencia**

Los objetivos principales en yacimientos de moderada y alta permeabilidad, son crear fracturas relativamente cortas y anchas (TSO), minimizar el costo del tratamiento y primordialmente generar un canal de alta conductividad que comunique el yacimiento con la pared del pozo. Estos objetivos se logran mediante un buen trabajo de diseño de la operación, que implica, la selección correcta de la tasa de bombeo, tipo de fluido, volumen de pad y de las etapas, concentración de material soportante en las diferentes etapas y tipo del material soportante.

La mayoría de estas variables, pueden ser calculadas mediante el uso del simulador matemático de fracturamiento hidráulico Meyer. La tasa de bombeo y la viscosidad del fluido, especialmente del pad, tendrán una gran injerencia en la geometría de la fractura, especialmente en el ancho de la misma.



La selección del tipo de material soportante deberá estar basada en las condiciones del yacimiento, presiones de cierre, incremento de producción, tipo de las perforaciones y especialmente el contraste de permeabilidades obtenido entre la permeabilidad del yacimiento y la permeabilidad obtenida en la fractura, determinada básicamente por el tipo de material soportante.

Para determinar finalmente los volúmenes, especialmente del pad, se hace extremadamente necesario realizar previo al tratamiento de fracturamiento hidráulico un mini-frac, el cual permita evaluar el leakoff que tiene el fluido en la formación y ajustar valores de esfuerzos de la formación y geometría de la fractura. Estos valores son muy importantes para que se pueda ajustar el simulador a condiciones reales de la operación y optimizar así el diseño final buscando un empaquetamiento forzado del soportante.

## **1.6 Planteamiento de la Investigación**

### **1.6.1 Tipo de investigación**

La investigación es aplicada. Se propone realizar un trabajo de estimulación por medio del fracturamiento hidráulico (TSO) al pozo H-04 dentro de una selección de pozos en el campo H, a los cuales se le ha hecho pruebas de pozo y se concluyó cuáles serían los candidatos para estimulación. Se propone realizar un fracturamiento hidráulico a la formación Chonta del pozo H-04 con la finalidad de incrementar su índice de productividad generando canales de flujo de mayor permeabilidad, ya que este pozo fue cerrado hace mucho años por la baja producción de petróleo, un aparente alto corte de agua, por el daño causado durante la etapa de perforación y completación y los trabajos no exitosos de "workover" al pozo. Se usará el simulador Meyer para modelar la fractura en el pozo usando los datos de ingeniería de reservorios, mecánica del pozo, pruebas del pozo (DST, pruebas de producción), características de los fluidos y de formación para así demostrar si es factible realizar un fracturamiento hidráulico. Estimar la ganancia o pérdida que genera el proyecto efectuando un análisis económico basándonos en el pronóstico de producción de petróleo después de fracturar. Efectuar un análisis de sensibilidad usando el diagrama araña y un análisis de riesgo probabilístico usando la técnica de Montecarlo para conocer el rango de variación de las variables económicas VAN, TIR y PAYOUT con el fin de confirmar el análisis determinístico.

### **1.6.2 Población y muestra**

Para la selección de pozos se tomaron en cuenta ciertos criterios, el pozo H-04 mostró relativa baja producción de petróleo y fluido de “workover” bastante emulsionado antes de ser cerrado en mayo de 1981. Para la simulación de la fractura se usará con el programa Meyer. Se realizará un análisis de la producción del pozo pre frac- y post fractura. Usando el simulador Prosper se matcheará la producción del pozo en sus inicios de producción y en el momento que cayó su producción para luego fracturar y pronosticar la producción post fractura hasta una producción de 3 años consecutivos. Finalmente realizar un balance económico de la factibilidad del proyecto.

### **1.6.3 Instrumentos de recolección de datos**

- a. Revisión de bibliografía.
- b. Revisión de trabajos en la selva peruana. Estremadoyro, Estudio Simulación Huayuri Sur, Pedro Zegarra, Milagros Rimachi, “Revisión de la formación chonta yacimiento Huayuri Sur Intervención pozos H-04”, diciembre 2004; E. Sarango, M. Rimachi, “Potencial de trabajos en Huayuri”, 2004.
- c. Revisión software utilizados. (Prosper, Meyer 2010, @Risk 5.7)

### **1.6.4 Análisis e interpretación de la información**

Se seleccionó el pozo H-04 el cual se cree que no ha sido lo suficientemente drenado y que existen reservas importantes de crudo liviano factibles de ser producidas. El pozo se encuentra en un anticlinal lo cual indicaría que no corresponde al cierre del pozo. Posiblemente el fuerte daño causado a la formación chonta durante su etapa de completación hace de este pozo un buen candidato para el fracturamiento hidráulico.

Se hizo una simulación de fractura en la formación chonta usando una arena CarbopropHsp 20/40 de gran resistividad para esfuerzos de fondo, usando un fluido de fractura MEDALLION 4000 HT de alta resistencia a temperatura elevadas y usadas en también otros proyecto de fracturamiento en la selva peruana como Capahuari Norte.

Los resultados del Meyer nos proporcionaron la información necesaria para la gráfica del pronóstico de producción del pozo para los futuros 3 años conjuntamente con el potencial de Vivian y Chonta sin fractura para hacer un análisis económico del incremental de petróleo de chonta y determinar los indicadores económicos (VAN, TIR Y PAYOUT). El proyecto resulto rentable ya que a los 4 meses aproximadamente se recuperaría la inversión del proyecto. Se tuvo una producción de petróleo estimada de más de 1000 bpd al 50% de corte de agua. Este valor es un aproximado ya que en la época la producción de agua era muy baja de Chonta y por el posible daño en la formación este corte se incrementó y por eso se cerró Chonta. El análisis spider nos muestra que el precio del crudo y las reservas son las variables más sensibles al análisis económico. Finalmente, haciendo un análisis de riesgo estocástico usando el simulador @Risk 5.7 para estimar la probabilidad de ocurrencia de cada uno de los indicadores económicos los cuales acreditaron el flujo de caja determinístico.

## CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

### 2.1 Antecedentes de la Investigación.

Sneddon (1946) y Sneddon and Elliot (1946) desarrollaron soluciones para los campos de fuerzas y presiones asociadas con fracturas. El primer trabajo sobre el modelo de fracturas hidráulicas fue realizado por varios investigadores rusos (1959). La primera referencia en inglés fue hecha en papel por Khristianovich and Zheltov's (1955). La otra mayor contribución fue el trabajo de Perkins and Kern (1961). Esos modelos fueron desarrollados para calcular la geometría de la fractura, particularmente el ancho, para un ritmo específico de longitud y flujo. La técnica concebida originalmente en el año de 1947 para incrementar el área de drenaje en pozos petroleros, consiste en la inyección de fluido a presión desde la superficie a través de una perforación o pozo hasta una zona determinada del mismo, aislada por sellos, la cual sufrirá los efectos de la presión hidráulica fracturándose en la dirección del máximo esfuerzo principal de confinamiento en profundidad. Esta técnica fue desarrollada como una opción para incrementar la producción y evitar la perforación de un nuevo pozo. Este procedimiento ha dado muy buenos resultados y, a medida que se ha acumulado mucha experiencia de campo, la tecnología de aplicaciones de fracturamiento ha avanzado en lo concerniente al diseño y fabricación de equipos y herramientas y en la selección, preparación y utilización de sólidos y fluidos para atender una variedad de necesidades.

Hoy en día en la industria petrolera, las operaciones de fracturamiento hidráulico se realizan con mayor éxito y precisión gracias a los diferentes materiales utilizados en el fracturamiento, ya que dichos materiales son fabricados con la más alta tecnología y son el resultado de investigaciones en el proceso de la estimulación de yacimientos por fracturamiento hidráulico.

### 2.2 Bases teóricas

El fracturamiento en formaciones de alta permeabilidad mover el fluido a través de la roca es fácil. Lo más difícil es crear una fractura que sea más conductiva que la formación en las cercanías del pozo. La ecuación  $F_{cd} = \bar{w} \cdot k_p$ , donde  $\bar{w}$  es el ancho promedio de la fractura y  $k_p$  es la permeabilidad del propano empacado que es la conductividad de la fractura. El siguiente paso es definir la

conductividad adimensional,  $C_{fd} = \frac{F_{cd}}{x_f \cdot k_f}$  donde  $x_f$  es la longitud de la fractura y  $k_f$  es la permeabilidad de la formación.  $C_{fd}$  es una medida de cuan conductiva una fractura es comparada a la formación y compara la habilidad de la fractura para distribuir al pozo con la habilidad de la formación para distribuir los fluidos a la fractura.

Un  $C_{fd}$  mayor que uno significa que la fractura es más conductiva que la formación, mientras que un  $C_{fd}$  menor que uno significa que la fractura es menos conductiva que la formación y los fluidos se moverán más fácilmente través de la formación. Esto no toma en cuenta los efectos del factor daño, que en realidad toda la fractura debe estar para incrementar la producción, que debe ser más conductiva que el daño.

La ecuación de la conductividad adimensional el cual establece que  $F_c = \bar{w} \cdot k_p$ , se puede ver que dos partes de la definición de  $C_{fd}$  son puestas;  $x_f$  y  $k_p$  (aunque  $k_p$  puede ser incrementado aun cierto valor usando una mejor calidad de propante). Por consecuencia, para incrementar la conductividad adimensional, se tiene que maximizar el ancho  $\bar{w}$  y minimizar  $x_f$ . Esto significa que se necesita una muy corta fractura pero ancha. Y para lograr este propósito, una técnica conocida como Tip Screen Out (TSO) es con frecuencia usada.

Debido a que las formaciones tienen alta permeabilidad, la pérdida de fluido o fluido de leakoff tiende a ser muy alto. Por consecuencia, el volumen de pad tiende a ser significativamente parte del tratamiento. Este valor alto de leakoff es usado por la técnica TSO. El módulo de Young tiende a ser muy bajo, el cual significa que crear un ancho de fractura es relativamente fácil.

El fracturamiento hidráulico es una de las técnicas de estimulación de pozos en yacimientos de hidrocarburos más utilizada en el mundo, y se enfoca en resolver problemas relacionados con la baja productividad, que generalmente se atribuyen a daño inducido en la perforación y/o permeabilidad baja del yacimiento. Estudios sobre el fracturamiento hidráulico muestran que el comportamiento de la roca y el comportamiento del fluido requieren ser acoplados para un modelamiento exitoso. Actualmente los modelos computacionales que acoplan el comportamiento del

esqueleto sólido de la roca y la producción/inyección de fluidos han cobrado gran importancia en las diferentes áreas de la industria del petróleo.

La simulación numérica permite demostrar que la producción de fluidos genera una perturbación local de presión y esta a su vez afecta el estado de esfuerzos local, ocasionando una variación no solo temporal sino también espacial. Los cambios en el estado de esfuerzos causan deformación en la parte sólida de la roca en yacimientos sensitivos a esfuerzos.

### **2.3 Marco conceptuales**

El trabajo de fracturamiento hidráulico de un pozo consiste en la inyección de un fluido a presión denominado fluido de fractura, hasta la profundidad a la que se encuentra la roca que se quiere fracturar, expuesta en la cara del pozo, para lograr la falla de la misma, es decir, hasta fracturar o hacer fallar la formación.

Esta técnica se utiliza básicamente para lograr el incremento de la conductividad del petróleo o gas y para reducir o eliminar el efecto de daño en los pozos. También se utiliza para controlar la producción de arena en formaciones poco consolidadas y para atenuar la velocidad de deposición de materiales que dañan la formación (asfáltenos, parafinas y arcillas migratorias).

Antes de ejecutar un fracturamiento hidráulico, se realiza un diseño en el cual se debe de tener conocimiento de diversos parámetros que serán empleados en cualquier software de las diferentes empresas de servicios (ejemplo: FracCade, Frac pro, Meyer), para la simulación de los parámetros de fractura como lo son(longitud, ancho, conductividad, alto de fractura, plan de bombeo, concentración del agente de soporte), ajustando de tal manera estos parámetros a los requeridos en cada trabajo en particular.

El fracturamiento hidráulico de reservorios de moderada alta permeabilidad como de la selva peruana con cortas y alta conductividad de fractura es una técnica aplicada para mejorar la productividad del pozo a través de penetración más allá del daño cerca del pozo. El grado y extensión del daño cerca del pozo, en adición a los parámetros de fractura, son variados en un análisis de sensibilidad.

Es evidente que la longitud y conductividad de una fractura creada tiene un importante efecto en la post-estimulación de un pozo. Algunas de estas fracturas pueden ser dañadas. Daño al empaque de propante tiene considerables efectos, reduciendo la conductividad de la fractura. Generalmente el daño de la cara de la fractura causada por fluido y polímeros leakoff no altera significativamente producción, asumiendo que la reducción permanente de la permeabilidad absoluta es baja y prevista que la fractura desvíe la zona radial de daño. Cuando el daño de la cara de la fractura es alta (más del 90%), la temprana respuesta del pozo es dañada por el proceso de limpieza del fluido de fracturamiento.

## **2.4 La Fractura Hidráulica**

### **2.4.1 Introducción**

Como resultado de varios años de experimentación en el laboratorio y estudios en el campo, en marzo de 1949 una Compañía Norteamericana, realizó en forma simultánea los primeros dos tratamientos de fracturamiento con fines comerciales en el estado de Texas. Así comenzó uno de los procesos de estimulación de pozos más importantes que se haya conocido en la historia de la Industria Petrolera.

Las estimaciones más conservadores demuestran que tres de cada cuatro pozos tratados han experimentado aumentos de producción provechosos y a su vez han incrementado en forma considerable el potencial de los yacimientos.

En la actualidad muchos campos existen gracias a esta técnica. Sin el fracturamiento hidráulico se hubiera dejado de lado muchos campos productivos considerándolos improductivos o no comercial. Como en todos los descubrimientos se produjeron cambios en el fracturamiento hidráulico pues; los primeros tratamientos se mantuvieron dentro de límites muy conservadores. La inyección de volúmenes de 200 a 400 galones de fluido con  $\frac{1}{2}$  libra de arena por galón a una velocidad de 2 a 4 barriles por minuto era considerada como un tratamiento promedio, y el doble de esas cantidades era ya un trabajo grande. En ocasiones un operador aventurero realizaba un tratamiento de 1.500 a 2.000 galones y se lo consideraba como muy arriesgado. Al hacerlo se utilizaban más bombas, lo que resultaba en un aumento de las tasas de inyección. Estos trabajos más grandes y con una tasa de inyección más alta comenzaron a demostrar un aumento de

producción mayor y continua, gradualmente el tamaño de los trabajos y las tasas de inyección aumentaron.

Las tasas de inyección más altas permitieron la experimentación con fluido de menor viscosidad y costos, con muy buenos resultados. A finales de 1952 se popularizó el uso de residuales refinados y crudos más pesados que permitió un mayor volumen por dólar de costo y a partir de ese momento la curva del tratamiento comenzó a crecer ininterrumpidamente. Los tratamientos realizados en 1975 mostraron un promedio de 37.000 galones con 45.000 libras de arena o una relación arena-fluido de aproximadamente 1,25 libras por galón.

En el presente los tratamientos de fracturamiento son muy diferentes de los que se realizaban hace 25 años. Aun cuando todos los días se completan un gran número de trabajos relativamente pequeños es común ver alrededor de un pozo, equipos valorados en un millón de dólares o más, bombeando 200.000 a 500.000 galones de fluido de fracturamiento y 500.000 a 1'000.000 de libras de arena.

#### 2.4.2 Objetivo del fracturamiento hidráulico

El objetivo principal del fracturamiento hidráulico es incrementar el radio efectivo del pozo para crear una fractura que dará una longitud cuya conductividad será mayor que la de la formación.

En reservorios que tengan permeabilidades en un rango de moderado a alto, la conductividad es el factor principal; mientras que la longitud de fractura es de menor importancia, pero si el reservorio presenta una permeabilidad baja la longitud de fractura es la prioridad.

En estimulación por fracturamiento hidráulico se puede observar que los tres términos se pueden incrementar:  $P_{wf}$ ,  $r_w$ ,  $S$ .

$$q = \frac{7.08 \times 10^{-3} kh(p_e - p_{wf})}{\mu_o \beta_o \left( \ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)} \quad (1)$$

Q: caudal oil (stb/d)

K: permeabilidad promedio (md)



h: altura neta productiva  
 $p_e$ : presión del reservorio, psi.  
 $\beta_o$ : factor de volumen de formación  
 $\mu_o$ : viscosidad, cp  
 $r_e$ : radio de drenaje (ft)  
 $r_w$ : radio de pozo abierto, ft.  
 S: factor skin

$P_{wf}$  se tiene que reducirla. En pozos surgentes estaría definida por la presión hidrostática + presión en cabeza; en pozos con levantamiento artificial se puede bajar ésta presión a casi "cero". El término  $r_w$ , mientras más grande sea es mucho mejor, pero como no se puede perforar pozos de diámetro demasiado grande, por los costos, estabilidad del pozo, etc, es prácticamente imposible modificar este valor. Sin embargo, en fracturamiento de pozo, la fractura se asimila a un mayor radio de pozo o denominado radio efectivo  $r'_w$ . S es el factor Skin, que nos representa el daño a la Formación. En tratamientos matriciales se reduce este valor a "cero" y en el caso de fracturamiento lo que se trata de obtener es un valor de S negativo.

### 2.4.3 Índice de productividad

La Ley de Darcy se puede re-escribir de otra manera para definir el Índice de Productividad (PI), que en realidad es el valor que más se utiliza para representar los resultados de una operación de estimulación. Cuando queremos evaluar los resultados de una fractura lo que estamos observando es el PI antes de fracturar vs. El PI después de fracturar.

$$IP = \frac{q_o}{p_e - p_{wf}} = \frac{7.08 \times 10^{-3} kh}{\mu_o \beta_o \left( \ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)} \quad (2)$$

### 2.4.4 Pérdida de fluido

Uno de los problemas claves en diseñar un tratamiento de fracturamiento hidráulico es el preciso conocimiento de que tan rápido el fluido se perderá fuera de la fractura en el reservorio. Sin esta información, esto sería imposible diseñar un

tratamiento que proporcionen una geometría de fractura específica. Los tratamientos de minifrac son realizados para estimar el coeficiente de leakoff o pérdida de fluido.

El coeficiente de leakoff es una función de la permeabilidad de la formación  $K_f$ , el área de la fractura  $A$ , el diferencial de presión entre el fluido de fracturamiento y la formación  $\Delta P$ , la compresibilidad de la formación, viscosidad y las características del fluido. Con frecuencia, este coeficiente es puesto como una constante a través del tratamiento, el cual significa que el rate de pérdida de fluido varía con el tiempo y el área de la fractura, y no varía con la presión diferencial o el tipo de fluido. El efecto de la permeabilidad de la formación y las características del fluido son a veces combinados juntos en un solo coeficiente leakoff, llamado  $C_T, C_L$  o  $C_{eff}$ . Este coeficiente define el volumen de fluido perdido en la formación  $V_L$ , como sigue:

$$V_L = \pi C_{eff} A \sqrt{t} \quad (3)$$

Donde  $t$  es el tiempo que la fractura ha estado abierto. Las unidades de  $C_{eff}$  son generalmente  $ft/min^{1/2}$ , entonces en la ecuación si el área está en pies cuadrados, el volumen de leakoff está en pies cúbicos. Se debe recordar que el área  $A$  es el área de superficie de toda la fractura, incluyendo ambos lados de las alas de la fractura. Un modelo de geometría de fractura debe ser usado para determinar el valor de  $A$ . En un reservorio multicapas, con diferentes valores de  $C_{eff}$  para cada zona, el leakoff total será la suma de los leakoff de cada zona. El coeficiente de leakoff es usualmente determinado de una prueba minifrac y de análisis de tratamientos previos.

## 2.4.5 Definición de términos

### 2.4.5.1 Presiones durante la fractura<sup>1</sup>

En el fracturamiento hidráulico es común referirse a un gran número de diferentes presiones encontradas durante el análisis y operaciones. Cada una tiene su propio nombre que se refieren ya sea donde la presión está siendo medida o que es lo que la presión está haciendo.

**Presión de inyección**,  $p_{inj}$ . También llamada como presión de cabeza (wellheadpressure, WHP), presión de tratamiento de superficie (STP) o simplemente presión de tratamiento.

**Presión hidrostática**. También llamada presión de cabeza de fluido ( $P_h$ ). Es la presión ejercida por el fluido del pozo debido a su profundidad y densidad.

$$P_h = 0.433 * \gamma * TVD \quad (4)$$

Donde  $P_h$  es la presión hidrostática de cabeza en psi,  $\gamma$  es la gravedad específica del fluido y TVD es la profundidad vertical verdadera el cual la presión está actuando.

**Presión de fricción en la tubería**,  $P_{pipefriction}$ . También referida como presión de fricción en el tubing o presión de fricción en el wellbore. Esta es la pérdida de presión debida a los efectos de fricción en el “wellbore” cuando los fluidos son inyectados.

**Presión de inyección en el fondo del pozo**,  $p_{iw}$ . También referida como presión de tratamiento en el fondo del pozo (BHTP) o presión en el fondo del pozo (BHP). Esta es la presión hueco abajo, en el “wellbore”, en el centro del intervalo que está siendo tratado. El BHTP puede ser calculados de cómo sigue:

---

<sup>1</sup>**BJ SERVICES** *Hydraulic Fracturing Theory Manual*. June 1997 .

$$p_{iw} = p_{inj} + p_{head} - p_{pipe\ friction} \quad (5)$$

**Presión de fricción en la Perforación,  $\Delta p_{pf}$ .** Esta es la pérdida de presión cuando el fluido fracturante pasa a través de un área de flujo restringido de las perforaciones. La presión de fricción en la perforación puede ser calculada por:

$$\Delta p_{pf} = 0.2369 \frac{q^2 \rho}{N_{perf}^2 D_p^2 C_d^2} \quad (6)$$

Donde  $\rho_s$  es la cantidad del slurry (ppg),  $q$  es el rate de flujo total (bpm),  $N_{perf}$  es el número de perforaciones (de tal manera que  $q/N_{perf}$  es el rate por perforado y  $D_p$  es el diámetro de las perforaciones (pulgadas) y  $C_d$  es el coeficiente de descarga.

**Presión de tortuosidad,  $\Delta p_{tort}$ .** También conocida simplemente como tortuosidad, esta es la pérdida de presión fracturante a su paso a través de una región de flujo restringido entre las perforaciones y la fractura principal o fractura.

**Fricción cercana al wellbore,  $\Delta p_{near-wellbore}$ .** Esta es la pérdida de presión total debido a los efectos de cercanía del "wellbore" y es igual a la suma de la presión de fricción en las perforaciones más la presión de tortuosidad.

**Presión instantánea de cierre, instantaneous- Shut-in Pressure,  $p_{ISI}$ .** También conocida como ISIP o instantaneousshut-downpressure (ISDP). Esta es la presión de inyección en el fondo del pozo inmediatamente después que las bombas han sido paradas, de manera que todos las pérdidas de presión basadas en la fricción de los fluidos se eliminan ( $p_{pipe\ friction}$ ,  $\Delta p_{pf}$ , y  $\Delta p_{tort}$ ). Uno de los métodos para determinar si el  $\Delta p_{near-wellbore}$  es significativo es comparar el  $p_{ISI}$  y el  $p_{iw}$  desde un minifrac.

**Presión de cierre,  $p_c$ .** Esta es la presión ejercida por la formación sobre el propante, es decir la fuerza actuante para cerrar la fractura. Es también la mínima presión requerida dentro de la fractura de manera que mantenga su apertura. Para una sola formación,  $p_c$  es usualmente igual al esfuerzo horizontal mínimo, disponible por efectos de la presión poral. Es un valor muy importante en el fracturamiento hidráulico, debajo de esta presión la fractura está cerrada, encima de ella la fractura. Usualmente está determinada de un minifrac, por cuidadoso

examen de la declinación de la presión después que las bombas han sido paradas. De otro lado,  $p_c$  es el resultado de algún proceso promedio natural involucrando todas las capas. Para distintas formaciones multicapas, es posible observar más de una presión de cierre.

**Presión de extensión,  $p_{ext}$ .** También conocida como presión de extensión de la fractura. Esta es la presión requerida dentro de la fractura para lograr el crecimiento de la fractura. Por definición  $p_{ext} > p_c$ , usualmente de 100 a 200 psi mayor, en tanto la fractura se mantenga abierta, ésta puede ganar en longitud, altura y ancho. En formaciones suaves donde significativamente cantidades de energía pueden ser más alta que la presión de cierre. La presión de extensión no es una constante y puede variar con la geometría de la fractura. Puede ser obtenida de una prueba steprate.

**Presión de fluido fracturante,  $p_f$ .** Aunque usada en una variedad de situaciones, estrictamente la presión del fluido fracturante es la presión de éste dentro del principal cuerpo de la fractura, después que ha pasado a través de las perforaciones y cualquier tortuosidad. La presión del fluido fracturante puede no ser constante sobre la entera fractura debido a los efectos de fricción.

**Presión neta.** La presión neta,  $p_{net}$ , es el exceso de presión en el fluido fracturante dentro de la fractura, encima del requerimiento para simplemente mantener la fractura abierta (es decir  $p_c$ ). En otras palabras, esta es la energía en el fluido disponible para propagar la fractura y para generar el ancho de la fractura.

La presión neta, como se usa en el análisis de geometría de fractura, está inmediatamente detrás del “wellbore” y justamente dentro de la fractura. Es la diferencia entre la presión del fluido en la fractura y la presión de cierre y puede ser calculada como sigue:

$$p_{net} = p_f - p_c = p_{iw} - \Delta p_{near-wellbore} - p_c \quad (7)$$

$$p_{net} = p_{iw} - p_{pf} - \Delta p_{tort} - p_c \quad (8)$$

Virtualmente todos los análisis involucrando geometría de fractura de la fractura usan la presión neta como la variable común que une todas las partes del

modelo matemático. La presión neta multiplicada por el volumen de fractura. Como esa energía es usada (generando ancho, partiendo la roca, pérdida de fluido o pérdida por fricción), está decidido por el modelo de fractura individual que se emplea para simular el crecimiento de la fractura.

La presión neta también define el ancho de la fractura. Para cualquier presión neta real (es decir, positiva), hay un ancho específico de fractura que será generado por una específica presión neta. Para una fractura elíptica, el ancho máximo es definido como:

$$w_{max} = \frac{2p_{net}d(1 - \nu^2)}{E} \quad (9)$$

Donde

$\nu$  es la razón de poisson

E es el módulo de Young

d es la mínima dimensión de la elipse.

El termino  $\frac{E}{1 - \nu^2}$  es a menudo abreviado con como  $E'$ , el módulo plano de esfuerzo.

#### 2.4.6 Tratamiento de un fracturamiento hidráulico<sup>2</sup>

Los siguientes pasos necesarios para llevar a cabo un tratamiento apropiado de fracturamiento hidráulico se resumen en lo siguiente:

- (i) Bombear el fluido de fracturamiento a una alta presión necesaria para vencer los esfuerzos de la roca, iniciar y propagar la fractura.
- (ii) Las propiedades del fluido son ajustadas para asegurar la creación de la eficiencia de fractura- baja pérdida de fluido y valores de presión de cabeza del tubing son frecuentemente logrados usando un fluido viscoso, crosslinked gel, base agua.

---

<sup>2</sup>TechnologyProductionHydraulic Fracturing. Edinburgo , s.n.

- (iii) La fractura creada es luego llenada con propante para mantener abierta o dar conductividad para que el fluido fluya cuando el bombeo es parado.
- (iv) El fluido de fracturamiento viscoso es degradado después del tratamiento a una viscosidad similar a la del agua incorporando un rompedor químico en el fluido de fractura. Esto permitirá ser producido de retorno después del tratamiento, seguido por la iniciación de la producción de hidrocarburos.

El tamaño del tratamiento deberá definirse con base en el costo del mismo y a la ganancia que se espera obtener. El tratamiento se compone de cuatro etapas generales:

1. Pre-Colchón: Fluido base compatible con la formación. Inicia la fractura, baja la temperatura del pozo, lleva aditivos del control del filtrado, surfactantes, estabilizadores de arcilla e inhibidores de precipitación de hierro.
2. Colchón: Fluido viscoso, igual al usado para transportar la arena. Genera geometría de fractura (ancho, largo) para permitir la entrada del material de soporte.
3. Fluido acarreador: Gel viscoso (el mismo que el numeral 2) el cual lleva, además el material de soporte a concentraciones crecientes.
4. Desplazamiento: Fluido compatible.

El fluido de fractura siendo combinado en un mezclador con propante (granos de arena) usado para mantener la fractura abierta una vez que el tratamiento ha sido completado. La calidad de ambos el fluido y el propante necesitan estar sujeto a apropiadas mediciones de control de calidad.

La lechada propante/fluido es luego enviada a una bomba de alta presión donde la presión de fluido es luego incrementada a un valor que la fractura hidráulica pueda ser creada en la zona productiva. El fracturamiento hidráulico tiene que ser hecho mediante un proceso continuo, las bombas de repuesto tienen que estar inmediatamente disponibles si es que la bomba se descompona la cabeza del pozo debe tener una capacidad suficiente de alta presión. Esta capacidad de presión de la cabeza del pozo puede ser temporalmente incrementada por la instalación de un "treesaver" en la cabeza del pozo. Este es esencialmente un tubing de una longitud de pequeño diámetro y de pared ancha, instalada dentro del árbol de Navidad. Este equipo tiene sellos instalados en el tope y en el fondo para

asegurarse que los componentes en la cabeza del pozo con una baja presión estén protegidos de las altas presiones experimentadas durante el tratamiento del fracturamiento hidráulico. Si la lechada del propante sale del “treesaver” a un alta velocidad, el “treesaver” de pequeño diámetro provoca incrementos en las pérdidas de presión y disminuye la posibilidad de erosión del tubing.

#### 2.4.7 Respuesta del reservorio al fracturamiento

Para entender la respuesta del reservorio al fracturamiento hidráulico uno debe entender la relación entre la importancia del reservorio y las variables de fractura. Estas variables incluyen la permeabilidad del reservorio, conductividad de la fractura, y longitud de fractura. La capacidad adimensional de fractura,  $F_{cd}$  describe esta relación.

$$F_{CD} = \frac{k_f w}{k x_f} \dots (10)$$

Donde,

$k_f w$ : permeabilidad fractura ( $k_f$ )\*conductividad ancho fractura ( $w$ )

$k x_f$ : permeabilidad formación ( $k$ )\* longitud de la conductividad de una ala de la fractura ( $L_f$ ).

Esta ecuación relaciona la habilidad fractura para fluir al pozo a la habilidad del reservorio a fluir a la fractura. Si, por ejemplo,  $F_{cd}$  es bajo ( $<1.6$ ) la fractura tiene una conductividad finita y los fluidos del reservorio prefieren fluir a través del pozo que la fractura. Esto además indica que el incremento de la longitud de la fractura no resultaría en respuesta mejorada del reservorio. Si el  $F_{cd}$  es alto ( $F_{cd} \geq 500$ ), la fractura tiene conductividad infinita. Como resultado, incrementándose la conductividad de la fractura no mejoraría la respuesta del reservorio.

La siguiente figura puede visualizarse que el objetivo del proceso del diseño del fracturamiento hidráulico es asegurar que la caída de presión al final de la fractura es baja comparada con la caída de presión a lo largo de la formación. Por consecuencia, tanto como sea posible el “drawdown” del pozo debería ser tomado a lo largo del reservorio con la caída de presión dentro de la fractura haciendo una despreciable contribución al valor total del drawdown del pozo.



La conductividad de la fractura es incrementada por lo siguiente:

- (a) Un incremento del ancho de fractura ( $w$ )
- (b) Un incremento de la permeabilidad del propante (grandes, más esféricos, los granos de propantes tienen una alta permeabilidad) y
- (c) Minimizar el daño de la permeabilidad al empaque del propante del fluido de fracturamiento.

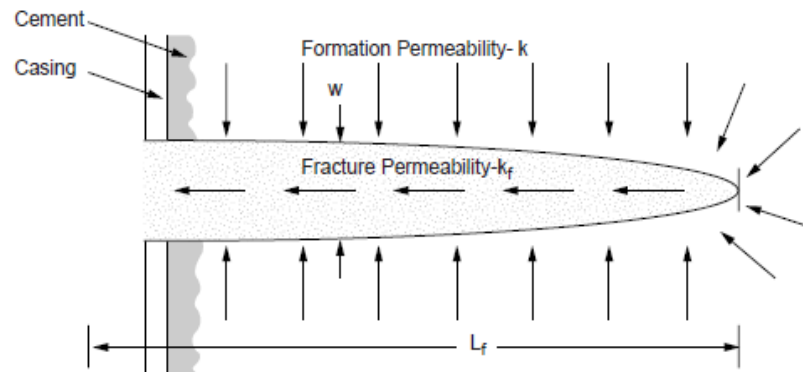


Figura 1. Contribución de factores a la conductividad de fractura adimensional

Frecuentemente el incremento de producción logrado llevando a cabo un tratamiento de fracturamiento hidráulico es representado por “Folds of Increase” o FOI:

$$FOI = \frac{Q_f}{Q_o} \quad (11)$$

Donde

$$Q_o = \frac{kh(P_e - P_{wf})}{\mu B_o \ln(r_e/r_w)} \quad (112)$$

2)

y

$$Q_f = \frac{kh(P_e - P_{wf})}{\mu B_o \ln(r_e/r'_w)} \quad (13)$$

$Q_o$  y  $Q_f$  son la producción bajo condiciones equivalentes antes y después de llevar a cabo el tratamiento de fracturamiento hidráulico.

$$FOI = \frac{\ln(r_e/r_w)}{\ln(r_e/r'_w)} \quad (14)$$

FOI: folds of increase

$r_w$  : radio actual del pozo

$r'_w$  : radio efectivo del pozo

Cuando se evalúa la razón de producción en la ecuación anterior, la presión “drawdown”, la permeabilidad, y la viscosidad son asumidas iguales antes y después del fracturamiento.

## 2.4.8 Prueba Previa al fracturamiento Hidráulico

### 2.4.8.1.1 El minifrac<sup>3</sup>

La finalidad del minifrac es proporcionar la mejor información posible de la formación, antes de realizar el bombeo al tratamiento actual. Algunas veces no es usual tener detallada mecánica de rocas y datos de leakoff para una formación. La única vez que un minifrac no debería ser bombeado es cuando hay una data confiable disponible de los pozos compensados que han sido fracturados.

El minifrac es diseñado para ser tan cerca como sea posible del tratamiento actual, sin bombear ningún volumen significativo de propante. El minifrac debería ser bombeado usando el tratamiento anticipado del fluido, al aproximado rate. Este además debería ser de volumen suficiente para conectar todas las formaciones que el diseño del tratamiento principal sea anticipado para ponerse en contacto. Un buen minifrac planeado y ejecutado puede proporcionar datos de la geometría de fractura, propiedades de mecánica de rocas y perdida de fluido, información que es vital para el éxito del tratamiento principal.

Tal como se dijo en el párrafo anterior que es recomendable medir las propiedades de la formación y del fluido, se debe recolectar una pequeña recolección de datos del tratamiento de fractura. La figura 2 muestra el proceso de inicio para tal tratamiento y los puntos más importantes de presión de referencia. El fluido de fracturamiento es bombeado a un caudal constante para el tiempo requerido y la presión de tratamiento medida. Las mediciones de presión en el Fondo del pozo son mucho más precisas que las mediciones en superficie, ya que no tienen que ser estimadas los componentes de cabeza hidrostática y caídas de presión por fricción.

---

<sup>3</sup>BJ SERVICES *Hydraulic Fracturing Theory Manual*. June 1997

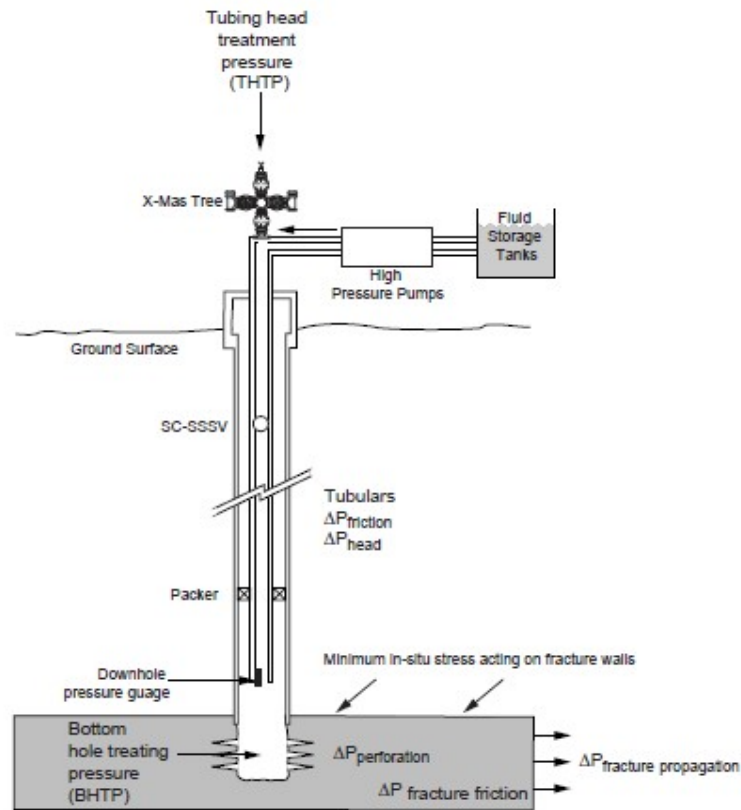


Figura 2. Arreglo de un tratamiento de minifrac

Un ejemplo del registro de presión versus tiempo se muestra en la figura 3 y es descrita como sigue:

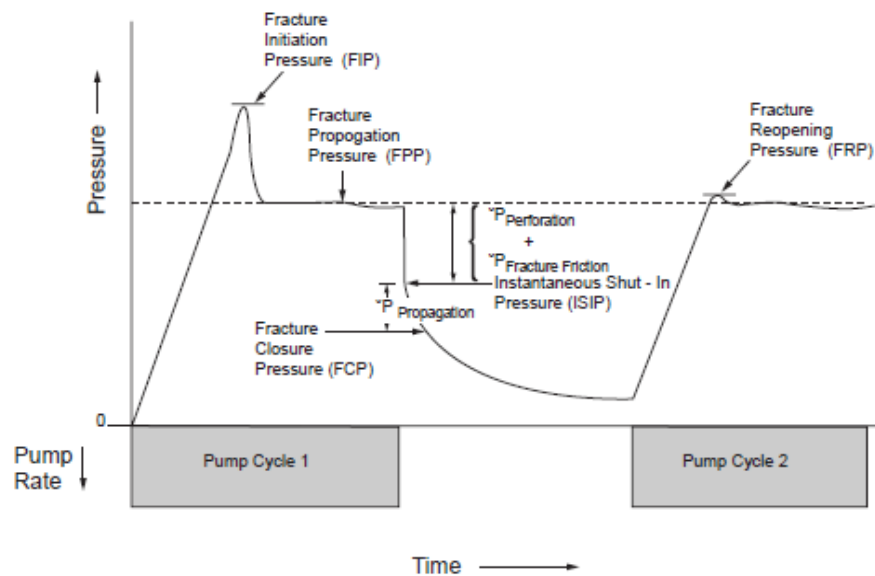


Figura 3. Registro de presión en el fondo del pozo durante un micro o minifrac.

- (i) La presión en el fondo del pozo empieza a levantarse tan pronto como se inicia el bombeo. Este incremento continúa hasta que la presión de

iniciación de Fractura (FIP) es alcanzada, después de lo cual cae rápidamente a la presión de propagación de fractura (FPP).

- (ii) Las bombas son detenidas cuando el volumen deseado de fluido ha sido bombeado y la propagación de fractura cesa. Esta presión cae rápidamente a la presión instantánea de Cierre Shut-In Pressure (ISIP):

$$ISIP = FPP + \Delta p_{perforaciones} + \Delta P_{fractura} \quad (15)$$

Donde  $\Delta P_{perforaciones}$  es la caída de presión a través de las perforaciones y  $\Delta P_{fricción de fractura}$  es la caída de presión friccional desde las perforaciones al extremo de la fractura.

- (iii) Al ISIP, la fractura continúa abierta. Filtrado (Leakoff) continúa a caudales altos desde la fractura abierta. La presión cae hasta que se alcanza la presión de Cierre de Fractura (FCP), que es igual al esfuerzo mínimo insitu  $\sigma_h$ .

$$ISIP = FCP + \Delta P_{propagación de la fractura} \quad (16)$$

Donde  $\Delta P_{propagación de la fractura}$  es la presión requerida para vencer la dureza de la fractura.

El FCP se reconoce por un cambio en la pendiente en la curva de declinación de la presión. Cuando la fractura está abierta está filtrando fluido hacia la formación desde la superficie entera de la fractura.

- (iv) La reapertura de la fractura durante un segundo ciclo de bombeo normalmente ocurre a un valor más bajo que el FIP. A menudo la presión joroba "hump" no ocurre y el FPP es inmediatamente observado.

Cuanto más tarde la fractura en cerrarse después que el bombeo ha cesado, menor será el coeficiente de filtrado (leakoff) y mayor el volumen de fractura creado (más alta eficiencia del fluido de fractura). Un balance de volúmenes puede ser efectuado para cuantificar este coeficiente de pérdida de fluido, el cual podrá ser usado como un ingreso en los programas de diseño del HF.

La altura de la fractura puede ser determinada usando un registro de temperatura. Un registro de temperatura es corrido a través del intervalo perforado antes e inmediatamente después de completado el tratamiento minifrac. Este

registro de producción, el cual incorpora un termómetro de alta resolución, registrará una (temperatura superior/interior) en la zona a través de la fractura creada debido a la inyección del fluido fracturante frío.

#### 2.4.9 Análisis Nodal<sup>4</sup>

El método más moderno para predecir el incremento de la producción es el programa de análisis nodal. Estos simuladores trabajan analizando el flujo desde el reservorio en un nodo, el cual puede ser hueco abajo en la cara de la arena, en la cabeza del pozo o en alguna distancia de la cabeza del pozo en un separador. Definiendo las condiciones de flujo en este nodo, el software puede luego calcular el retorno del rate de flujo desde el reservorio.

El análisis nodal puede ser usado para producir las curvas de relación de IPR (Inflow performance relationship), el cual relaciona la habilidad del reservorio para distribuir los fluidos, con la capacidad de la completación para llevar fluidos del reservorio. Estas curvas particularmente útiles para pozos de petróleo con un GOR (es decir pozos reales y no aproximaciones de “petróleo negro”, pozos de gas y pozos productores a cortes de agua significantes, donde la capacidad de la completación para llevar fluidos no es siempre fácil o directo el cálculo. La figura 4 muestra como un ejemplo para un pozo de gas con una fractura variando el ancho empaquetado.

---

<sup>4</sup>**BJ SERVICES** *Hydraulic Fracturing Theory Manual*. June 1997 .

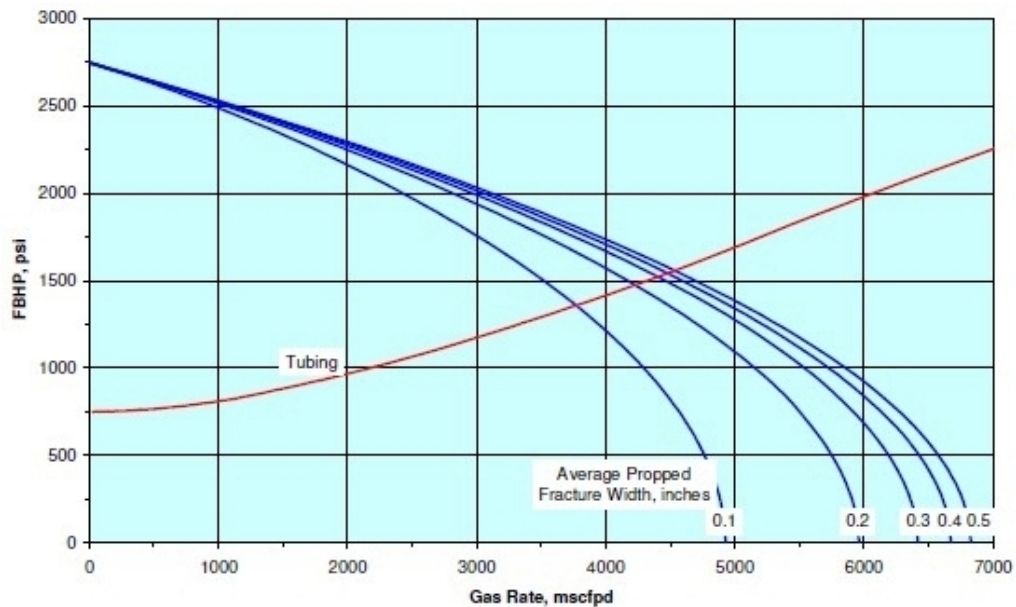


Figura 4. Curvas IPR de análisis nodal para un pozo de gas con una fractura de varios anchos de fractura empaquetados.

Las curvas con forma de parábolas invertidas representan cinco diferentes escenarios de producción. En este caso, cada curva representa varios anchos de fractura empaquetada. Estas curvas se podrán variar, cambiando el factor skin, permeabilidad, corte de agua. Esta habilidad para probar la sensibilidad del sistema para variar escenarios hace del análisis nodal una herramienta muy poderosa. Dichas curvas son las curvas inflow. Para esto, el nodo es preparado en la cabeza del pozo. Una serie de condiciones son especificadas, y luego software calcula que presión de fondo debe ser para una variedad de caudales de flujo.

El punto en el cual la curva convexa y la curva cóncava se cruzan representa el punto en el cual las dos series de condiciones coinciden. Por consecuencia, este es el caudal y presión de fondo fluyente en cual el pozo producirá. Por ejemplo, en la figura 4, para un ancho de fractura de 0.2 pulgadas, el pozo fluirá a 4250 mscf/d a una presión de fondo fluyente de más o menos 1450 psi. La mayoría de los programas de análisis nodal permiten al usuario producir el pozo a través de una variedad de geometría de fractura empaquetada.

## 2.5 El Tip Screen Out

El Tip Screen Out es una técnica usada para artificialmente incrementar el ancho de la fractura, sin incrementar la longitud. Para una fractura dada, hay una relación del ancho y la longitud.

El TSO es una técnica que es generalmente usada en formaciones de alta permeabilidad. La formación de alta permeabilidad significa que es muy difícil conseguir  $C_{fd}$  mayor que uno. Para generar el TSO, el propante es bombeado a la fractura más temprano que normalmente sería el caso. Como la formación tiene alta permeabilidad, el fluido fracturante se está perdiendo relativamente más rápido. Esto actúa para deshidratar la lechada de propante. Si el tratamiento está correctamente diseñado esta deshidratación causará que el propante se acumule en la punta de la fractura. Para que la fractura continúe propagándose, una  $P_{neta}$  positiva debe ser mantenida en la punta de la fractura. Cuando el propante se fortalece en la punta de la fractura, el fluido tiene que fluir a través de esta para alcanzar la punta y mantener la  $P_{neta}$ . Mientras que el fluido fluye a través del propante, ésta se fortalece y el fluido pierde presión debido a la fricción cuando este pasa entre los granos del propante. Cuando el propante se fortalece lo suficientemente, la  $\Delta P$  del fluido se iguala y luego excede a la  $P_{net}$  y la fractura cesa de propagarse.

En este punto, el fluido está aun siendo bombeado a la fractura y tiene que ir a algún lado. Una parte de este fluido se está perdiendo, pero no del todo, por lo tanto, el volumen de fractura aún tiene que crecer. Esto significa que la fractura empieza a ponerse más ancho. Esto además significa un incremento en la presión neta cuando la formación se vuelve cada vez más compacta. Esto es como la llegada de un TSO es encontrado durante un tratamiento.

La técnica de TSO cuenta con dos cosas; alta permeabilidad (y por consecuencia alta pérdida de fluido), y bajo módulo de Young. Alta pérdida de fluido es necesaria para que la lechada se deshidrate suficientemente para permitir que el propante se acumule en la punta. Bajos módulos de Young es necesario para permitir el ancho se incremente. Si la formación es demasiado dura (es decir módulos de Young demasiados altos), la presión se incrementará muy rápidamente y excederá la presión máxima de tratamiento en superficie.

## 2.6 Mecánica de rocas relacionadas al fracturamiento hidráulico<sup>5</sup>

La mecánica de rocas es el estudio de la propiedades mecánica de la roca, especialmente estas propiedades son importantes para los ingenieros. Esto incluye la determinación y efectos de las propiedades físicas tales como esfuerzo, esfuerzo de corte, módulos de elasticidad, porosidad y densidad, y sus interrelaciones.

### 2.6.1 Esfuerzo

Se considera la situación ilustrada en la figura 5, el cual un bloque de roca de material es sujeto a una fuerza  $F$ . Si a una roca se lo somete a una fuerza, esta se deforma, después de retirar esta carga si recupera su forma y tamaño original se dice que la roca tiene propiedades elásticas, pero siempre quedara una deformación (Esta deformación se llama plástica o irreversible).

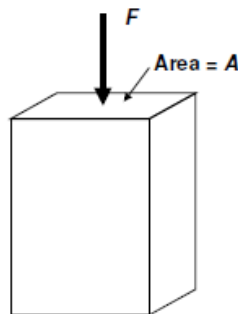


Figura 5. Un bloque de roca de material sujeto a una fuerza  $F$

Se define como esfuerzo a la razón de la fuerza que se aplica sobre la superficie de un área elemental, ésta acción es la intensidad de la fuerza llamada esfuerzo. La teoría de la elasticidad es la que se ha desarrollado para determinar la relación entre el esfuerzo y la deformación y se determina así:

$$\sigma = \frac{F}{A} \dots (317)$$

Dónde:

$\sigma$ : Esfuerzo,  $N/m^2$  o psi

$F$ : fuerza N (lbf)

$A$ : área,  $m^2$

---

<sup>5</sup>BJ SERVICES *Hydraulic Fracturing Theory Manual*. June 1997 .



### 2.6.2 Deformación

Se define a la deformación como la compresión (positiva) o extensión (negativa) de un material como resultado de la aplicación de fuerzas externas, dividida para su dimensión original.

Por definición, una medida de la formación es el grado de desplazamiento que tienen dos puntos cuando existe un cambio en la configuración. La figura 10 ilustra como el bloque de material es comprimido por la fuerza F.

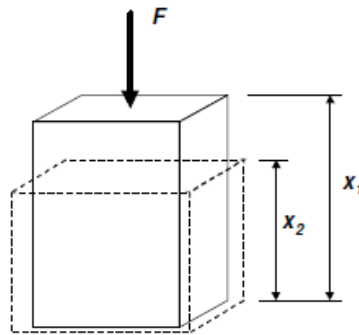


Figura 6. Deformación producida por la aplicación de una fuerza F

La deformación está definida como:

$$\varepsilon = \frac{\Delta x}{x_1} \quad (18)$$

Donde:  $\Delta l = x_1 - x_2$ , siendo  $l^*$  la nueva longitud.

Note que el esfuerzo está definido en la misma dirección de la fuerza aplicada F y perpendicular al plano el cual el esfuerzo actúa.

El esfuerzo es importante porque es la manera que se mide el esfuerzo observando la deformación de una conocida pieza de material. La deformación es adimensional.

### 2.6.3 Relación de Poisson

La relación de Poisson  $\nu$ , es una medida de cuanto material se deformará en una dirección perpendicular a la dirección de la fuerza aplicada paralela al plano el cual el esfuerzo inducido por la deformación está actuando. Esto es ilustrado por la figura 7.

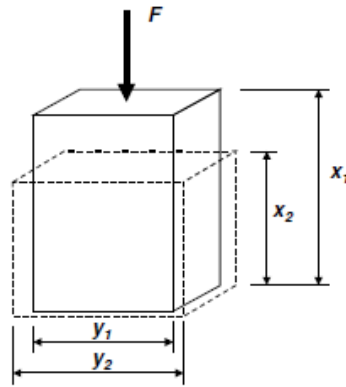


Figura 7. Aplicación de la fuerza  $F$  además produce una deformación en la dirección  $y$

La deformación en la dirección  $x$ ,  $\varepsilon_y$  es dado por la ecuación 20. La deformación en la dirección es dada por la siguiente ecuación.

$$\varepsilon_y = \frac{y_1 - y_2}{y_1} \quad (19)$$

Note que este valor es negativo. Este es un resultado de la manera que las fuerzas y la dirección de las fuerzas actuantes están definidos. La deformación de compresión es positiva y la deformación de tensión es negativa. La relación de Poisson es definida por la siguiente ecuación.

$$\nu = -\frac{\varepsilon_y}{\varepsilon_x} \quad (20)$$

La relación de poisson es una factor importante en determinar la gradiente de esfuerzo de la formación, pero es menos importante en definir las dimensiones de la fractura, aunque este si tiene algún efecto. Valores típicos de  $\nu$  para rocas son entre 0.2 y 0.35 ( $\nu$  es adimensional).

#### 2.6.4 Módulo de Young

El módulo de Young,  $E$ , conocido también como módulo de elasticidad o módulo elástico es definido de la siguiente manera:

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon} \quad (21)$$

E es la relación del esfuerzo sobre la deformación. Como la deformación es adimensional. E tiene las mismas unidades como el esfuerzo. El módulo de Young es una medida de cuanto un material elásticamente deformará cuando una carga es aplicada. Este es otro término de dureza.

En un nivel más fundamental, si el esfuerzo y la presión son relacionados (aplicar una presión a una superficie y esto inducirá un esfuerzo), entonces en fracturamiento, se puede pensar del módulo de Young como una medida de cuanto un material, es decir la roca, deformará elásticamente cuando una presión es aplicada. Como la presión es energía almacenada, E es además una medida de cuanta energía toma para hacer que la roca se deforme.

Materiales con alto módulo de Young, como el vidrio, diamante y granito, tienden a ser muy duros y quebradizo. Materiales con bajo E, tienden a ser suaves y dúctiles.

La tabla 1 muestra las constantes de elasticidad que son las más usadas en el fracturamiento hidráulico.

Tabla 1. Las constantes de elasticidad

Requerido \ conocido	E, $\nu$	G, $\nu$	E, G
Módulo de corte, G	$\frac{E}{2(1+\nu)}$	G	G
Módulo de Young, E	E	$2G(1+\nu)$	E
Relación de Poisson, $\nu$	$\nu$	$\nu$	$\frac{E-2G}{2G}$
Módulo del plano de deformación, E'	$\frac{E}{1-\nu^2}$	$\frac{2G}{1-\nu}$	$\frac{4G^2}{4G-E}$

Para que la fractura se propague esta debe tener ancho, de más o menos extensión. Para hacer esto, la roca del cualquier lado de la fractura debe ser comprimida. El módulo de Young define cuanta energía es requerida para realizar esta compresión. Rocas con un alto módulo de Young requerirán más energía (presión neta) para comprimirse. En estas formaciones las fracturas tienden a ser relativamente delgadas, y la roca es referida como dura. Similarmente, rocas con

bajo módulo de Young requieren relativamente poca energía para producir ancho. En estas formaciones, las fracturas tienden a ser relativamente anchas, y la roca es referida como suave.

El módulo de Young es una propiedad fundamental de los materiales y como la dureza de la fractura no puede ser alterado por nada bajo el control del ingeniero de fracturamiento. Esto puede ser medido de las muestras de rocas, los cuales son llevados bajo condiciones tri-axiales a temperatura y presión de fondo.

La mecánica de la fractura, la mecánica de rocas y la simulación de la fractura requieren el uso de valores estáticos de módulo de Young. Este es el módulo de Young medido bajo condiciones estáticas o relativamente estáticas, tales como aquellas que ocurren mientras se fractura. Otra forma del módulo de Young, el módulo de Young dinámico (el módulo de Young medido bajo condiciones dinámicas), puede ser medida por los llamados registros de esfuerzo.

Un incremento del módulo de Young hace esto más difícil para que el fluido de fracturamiento produzca el ancho. Por consecuencia, incrementado esta variable hará la fractura más delgada, más alta, más larga, y viceversa. Incrementando  $E$  solamente en el intervalo perforado tendrá el efecto de forzar la fractura fuera de la zona de interés es decir incrementado la altura de la fractura. Una disminución en  $E$  tiene el efecto opuesto.

### **2.6.5 Dureza de la fractura (Toughness)**

Es una medida de la resistencia de la roca a la propagación de la fractura proporcional a la cantidad de energía que puede ser absorbida por la roca antes que la propagación ocurra no es lo mismo que el esfuerzo de tensión de la roca, pero ambos pueden ser relacionados. La dureza de la fractura nos dice acerca de qué proporción de la energía disponible es usada físicamente para partir la roca en la punta de la fractura. Como la presión es esencialmente energía por unidad de volumen,  $K_{1c}$  dice al ingeniero de fracturamiento cuanta presión neta es requerida para propagar la fractura.

Generalmente hablando, formaciones plásticas suaves tendrán alta dureza de fractura, mientras formaciones duras quebradizas tendrán baja dureza de la fractura. Hay además una importante relación entre el Módulo de Young y la dureza

de la fractura. Formaciones duras tienden a tener un alto  $E$  y un bajo  $K_{1c}$ , y formaciones suaves tienden a ser al revés. Para el ingeniero de fracturamiento, incrementando el valor de dureza de la fractura tenderá hacer este valor más duro para una fractura para propagar a través de la roca. Por consecuencia, un incremento en la dureza de la fractura generalmente hará la fractura más corta y ancha. Sin embargo, un incremento en la dureza de la fractura para una sola formación tenderá a desviar la fractura a una formación adyacente. Por ejemplo, si el  $K_{1c}$  es incrementado en el intervalo perforado, la fractura crecerá en la formación adyacente sobre y debajo. Esto tiene el efecto de limitar la longitud de la fractura e incrementar la altura. En formaciones suaves, no se debe tener miedo en usar grandes valores de esta propiedad, incluso varios veces los valores por defecto se incluyen en el simulador.

Tabla 2. Toughness de los tipos de formación

Tipo de formación	psi-in <sup>1/2</sup>	kPa-m <sup>1/2</sup>
siltstone	950-1650	1040-1810
sandstone	400-1600	440-1750
limestone	400-950	440-1040
shale	1000-2000	1100-2200

from vsn Eekelen, Hydraulic Geometry: "Fracture Containment in Layered Formations". SPEJ 1982

## 2.6.6 Gradiente de Fractura

La gradiente de esfuerzo es definida como el esfuerzo dividido entre el TVD (Gradiente de esfuerzo= esfuerzo/TVD). Si el gradiente de esfuerzo es ingresado, el stress será calculado, la gradiente será calculado. El esfuerzo es asumido a ser el esfuerzo mínimo horizontal para fracturas orientados verticalmente y overburden stress para fracturas horizontales.

$$P_{fg} = \frac{\left(\frac{v}{1-v}\right)(\sigma_v - \alpha P_o) + P_o + T_o}{D} \quad (22)$$

$P_{fg}$ : Gradiente de presión de fractura, psi/ft

$v$ : razón de poisson

$\sigma$ : esfuerzo total overburden, vertical, psi

$\alpha$ : constante de Biots, psi

$P_o$ : presión del reservorio, psi

To: esfuerzo de tensión, (psi de fallas, etc) tectonismo

D: profundidad, ft

Resumen de los efectos de las 4 principales variables

### **2.6.7 Las cuatro principales variables**

Las cuatro principales variables que el ingeniero de fractura debería manejar para lograr un ajuste de presiones. Estas variables son las ya mencionadas: módulo de Young, esfuerzo, dureza de la fractura y pérdida de fluido. Aún para la más básica litología de formación, el ingeniero debe trabajar con un mínimo de 12 variables (cuatro de la zona de interés y las formaciones encima y debajo). Por supuesto, cada simulador de fractura viene completo con una variedad de variables que el usuario puede ajustar. En efecto, hay algunos cientos de parámetros para un reservorio complejo con varios estratos de roca. Esto es para simuladores de fractura y expertos de mecánica de rocas solamente. A no ser que haya realmente una buena razón, se aconseja permanecer con estas cuatro variables principales. El efecto básico de cada variable cuando se aplica a cada fractura en una sola formación se resume en la tabla 3.

Tabla 3. Efectos de incrementar cada una de las cuatro variables para el ajuste de presiones (notar que estos son los efectos totales cuando el cambio es tomado aisladamente (es decir, ninguno de los otros cambios toman lugar). También se asume que la fractura no está afectada por capas de frontera encima y debajo.<sup>6</sup>

Variable	Efecto de un incremento en la variable seleccionada			
	Altura	Longitud	Ancho	Presión neta
Dureza de la fractura	Decrece	Decrece	Incrementa	Incrementa
Modulo de Young, E	Incrementa	incrementa	Decrece	Incrementa
Esfuerzo insitu, $\sigma$	Decrece	Decrece	Decrece	Decrece
Rate de pérdida de fluido, qL	Decrece	Decrece	Decrece	Decrece

## 2.7 Fluido de fracturamiento<sup>7</sup>

El fluido de fracturamiento es un parte vital del proceso de fracturamiento. Es utilizado para crear la fractura, acarrear el propante dentro de la fractura y suspender el propante hasta que la fractura se cierre. En términos simples, el sistema de fluidos es el vehículo que permite transferir la energía mecánica (de las bombas del frac) al trabajo logrado sobre la formación para crear la fractura.

Para realizar eficientemente estas tareas, el fluido ideal debe tener una combinación de las siguientes propiedades.

- (i) bajo costo
- (ii) fácil de manejar
- (iii) baja pérdida de fluido
- (iv) baja pérdida de fricción en la tubería.
- (v) baja viscosidad después del tratamiento, para permitir al fácil recuperación

<sup>6</sup>BJ SERVICES *Hydraulic Fracturing Theory Manual*. June 1997 .

<sup>7</sup>BJ SERVICES *Hydraulic Fracturing Theory Manual*. June 1997 .

- (vi) compatibilidad con la formación
- (vii) seguridad en su uso
- (viii) ambientalmente amigable

Sin embargo, algunas de estas propiedades no son fáciles de combinar en el mismo fluido. Por lo que se deberá decidir que propiedades son las más adecuadas y que propiedades pueden ser dejadas de lado. Para ello, hay un número de sistemas de fluidos disponibles para el fracturamiento.

### 2.7.1 Sistemas lineales con base gel

El primer fluido fracturante usado en Kansas en 1947, fue gasolina gelificada con guar más napalm. Obviamente este fue un fluido muy peligroso, y no fue sino mucho después que fueron usados sistemas con base agua. El primero de estos sistemas usó almidón como agente gelificante, pero a los inicios de 1960 el guar fue introducido y pronto se volvió el polímero más común para el fracturamiento. Actualmente, polímeros derivados del guar son usados en muchos tratamientos de fracturamientos- la otra fuente principal de polímeros son la celulosa y sus derivados.

Antes que el polímero seco sea adicionado al agua, las moléculas individuales están fuertemente atadas sobre ellas mismas. Cuando la molécula del polímero se hidrata en agua, ésta se hace recta, que es la razón por la que se le denomina como gels lineales como se ilustra en la figura 8.

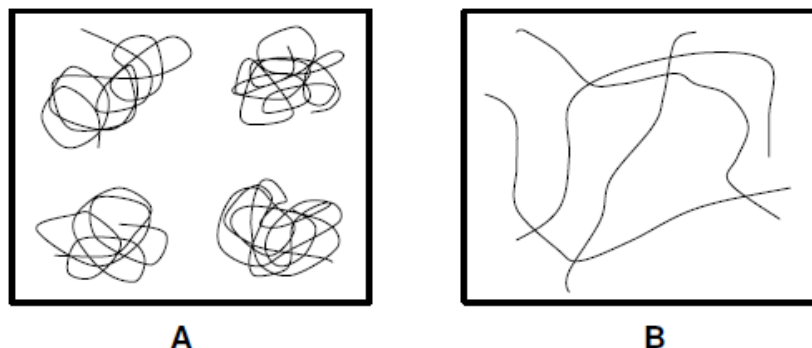


Figura 8. Hidratación de gels de polímeros en agua. "A" muestra una molécula de polímero antes de la hidratación en agua, mientras que "B" muestra la molécula después de la hidratación en agua.

Estas son grandes moléculas lineales que producen el incremento en la viscosidad. Sin embargo, debe recordarse que la hidratación solamente ocurre a un



específico rango de pH. Fuera de este rango, el caudal de hidratación será muy bajo y algunas veces casi no existente. Diferentes polímeros tienen diferentes rangos de pH, y reguladores del pH (buffers), pueden utilizarse para que el polímero hidrate. Si un polímero que hidrata aun pH neutral es adicionado al agua, éste puede empezar a hidratarse muy rápidamente. Esto lleva a la formación de "clumps" grupos de polímeros no hidratados, rodeados de polímeros parcialmente hidratados, a su vez rodeados de polímeros hidratados. Estos son conocidos como ojos de pescado (fishyeyes) y son un signo que el gel ha sido pobremente mezclado.

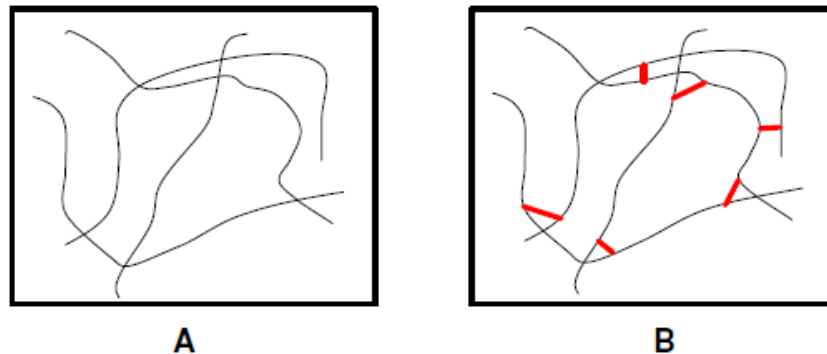
### **2.7.2 Sistemas entrelazadores base agua**

La mayoría de los tratamientos de fracturamientos hidráulico son realizados usando entrelazadores con base agua. Estos sistemas ofrecen la mejor combinación de bajo costo, fácil uso, alta viscosidad y fácil recuperación del fluido. Generalmente geles entrelazadores con base agua son usados al menos que exista una razón específica para no usarlos.

El punto de inicio del sistema entrelazado es un gel lineal. Cuando son usados los sistemas entrelazadores, geles lineales son a menudo referidos como geles base. Los más comunes geles base son el guar y sus derivados, HPG, CMG, CMHPG.

Un gel entrelazado como se ilustra figura 9, consiste de un número de moléculas de polímero hidratados, que han sido entrelazadas entre ellas por el elemento químico entrelazador. Estas series de cadenas químicas entre las moléculas de polímero incrementan grandemente el polímero la viscosidad del sistema, algunas veces tanto como 100 veces.

Figura 9. Un polímero entrelazado “A” muestra el polímero hidratado antes de la adición del entrelazador “B” muestra las cadenas químicas crosslinkeadas entre las moléculas del polímeros.

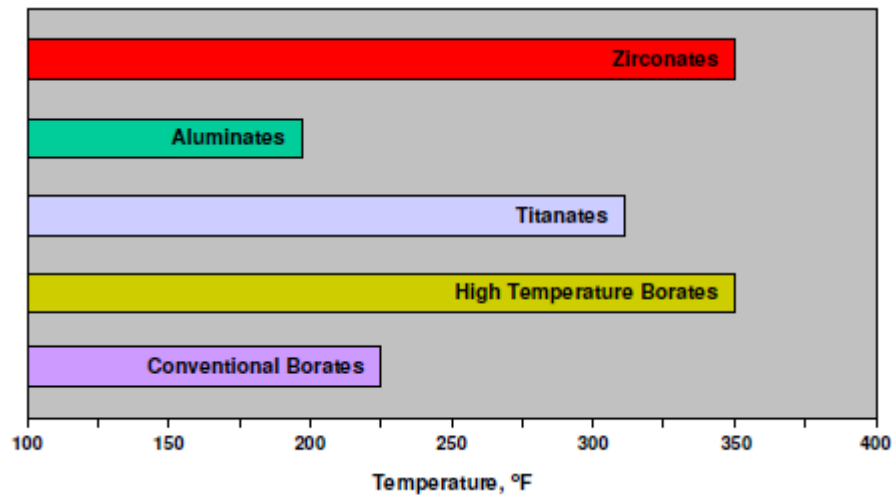


Para que ocurra un eficiente entrelazador, dos eventos separados necesitan suceder. Primero, el gel base requiere que se le agregue un buffer, para tener un pH que permita el entrelazado. Usualmente, este es un pH diferente que el requerido para la hidratación del polímero, de manera que un diferente buffer tiene que ser usado. El segundo radical entrelazador necesita estar presente a una suficiente concentración. Si ambas de estas condiciones ocurren, el gel experimentará un dramático incremento en la viscosidad.

Un polímero totalmente entrelazado es extremadamente viscoso y cuando es bombeado hueco abajo puede dar lugar bajo las peores condiciones a un alto nivel de fricción del fluido. Para contrarrestar esto, es muy común usar un entrelazador retrasado. Un entrelazador retrasado puede tomar como 10 minutos antes que el gel esté totalmente hidratado, dependiendo de la temperatura, pH inicial y rate de corte que el fluido experimenta. El sistema entrelazador retrasado ideal podría retrasar su efecto tanto como sea posible, pero aún tendría el fluido totalmente entrelazado al momento en que alcanza las perforaciones.

Los boratos y los borátos exóticos son hasta ahora los más usados, seguido de los zirconatos. La figura 10 ilustra los rangos de temperaturas.

Figura 10. Rango de temperatura para los “crosslinkers”



La viscosidad aparente de todos los geles crosslinkeados disminuye con el esfuerzo de corte. Esto es porque el corte actúa para romper las cadenas de crosslink entre las moléculas de polímero hidratado.

### 2.7.3 Tipos de fluidos de fracturamiento

#### 2.7.3.1 Geles base agua

Este tipo de fluidos es el más utilizado en la actualidad, ya que se obtiene de diversas fuentes de suministro, pero se debe verificar porque podría contener sólidos en suspensión que afectarían el comportamiento del fluido mezclado con sus aditivos.

Existen una gran variedad de aditivos utilizados en los fluidos fracturantes y son la clave para la obtención de las propiedades requeridas para el éxito del tratamiento, entre los más comunes tenemos:

- **Polímeros.** Utilizados para incrementar la viscosidad del fluido y puede ser del tipo Guar, Hidroxipropilguar (HPG), carboximetilhidroxipropilguar(CMHPG), entre los más comunes.
- **Activadores de viscosidad.** Son agentes reticuladores que unen las cadenas formadas por el polímero y elevan considerablemente la viscosidad del fluido, entre los más comunes se tienen los boratos, aluminatos, zirconatos.

- **Controladores de pH.** Este aditivo es muy importante ya que es el que le da la estabilidad al fluido con respecto a la temperatura. Entre los más comunes se tiene el fosfato de sodio, ácido acético, carbonato de sodio entre otros.
- **Quebradores.** Estos aditivos se utilizan principalmente para seccionar los enlaces de las cadenas poliméricas al término del tratamiento y los más utilizados son los oxidantes, enzimas y ácidos.
- **Surfactantes.** Se utilizan básicamente para reducir la tensión superficial e interfacial y la presión capilar en el espacio poroso.
- **Bactericidas.** Utilizados esencialmente para prevenir el ataque de bacterias a los polímeros.
- **Estabilizadores de arcillas.** Utilizados básicamente para la prevención de migración de arcillas, entre los más comunes es el cloruro de potasio.
- **Controladores de pérdida de fluido.** Estos aditivos básicamente controlan la filtración del fluido hacia la formación durante el tratamiento, el más común es la arena sílica.
- **Reductores de fricción.** Este aditivo se emplea para reducir la pérdida de presión por la fricción generada por el efecto del bombeo durante la operación, tanto en la tubería como en los disparos.

### 2.7.3.2 Geles base aceite

Estos pueden ser aceites crudos o refinados, las ventajas que ofrecen son: no inhiben las arcillas, tienen baja tensión interfacial en el sistema roca fluido, son compatibles con la mayoría de las formaciones y los fluidos contenidos en ellas. Los fluidos a base de aceite refinado pueden tener una ventaja que es la económica, ya que este al ser recuperado en la superficie después del tratamiento, puede ser reutilizado o vendido. Por supuesto que tiene desventajas y la principal es que, puede ser arriesgado utilizarlo bajo ciertas condiciones.

Entre otras ventajas de los geles base agua sobre los geles base aceite podemos mencionar:

- Mejor capacidad de transporte (viscosidad)
- Cabeza hidrostática mayor, por lo tanto menor caballaje requerido
- Menor costo y mayor disponibilidad del fluido base
- Mayor seguridad (fluido no-inflamable)
- Facilidad de manejo de desechos (disposición de fluidos sobrante)
- Permiten ser mezclados en forma continua “al vuelo”, utilizado solo los materiales efectivamente bombeados al pozo.

#### 2.7.4 Propiedades del fluido de fractura<sup>8</sup>

La selección de un fluido de fracturamiento dependerá de la formación en particular que se va a tratar. Se deberá considerar entre otros los siguientes factores:

- Compatibilidad - roca.
- Compatibilidad fluido de tratamiento - fluido de formación.
- Pérdidas de filtrado.
- Propiedades friccionales con la tubería.
- Capacidad de transporte del apuntalante- viscosidad.

De mayor importancia es la viscosidad del fluido de fracturamiento la cual va relacionada directamente con la capacidad de transportar el apuntalante efectivamente y la habilidad para generar el ancho de fractura suficiente que permita acomodar el apuntalante a la concentración deseada. Estas propiedades deberán ser verificadas en el laboratorio con las condiciones principalmente de temperatura de fondo de pozo.

Se desea también que una vez logrado el objetivo de colocar el apuntalante uniformemente en la fractura, el gel rompa retornando a su viscosidad inicial, permitiendo que la gran parte del fluido invasor sea recuperado en superficie. El potencial de daño que pueda causar un fluido de fracturamiento y sus aditivos, debe ser considerado. Generalmente, se dice que casi cualquier fluido que se bombea a la formación tiende a causar alguna declinación en la permeabilidad. Esto se debe a un reacomodamiento de las partículas de formación o de las partículas en el fluido.

---

<sup>8</sup>TechnologyProductionHydraulic Fracturing. Edinburgo , s.n.

Tabla 4. Funciones y características requeridas del fluido de fracturamiento<sup>9</sup>

Funciones del fluido de fracturamiento
1) iniciar y propagar la fractura 2) Desarrollar ancho fractura 3) Transportar propante a través de la longitud de la fractura 3) Fácil producción de retorno a la superficie después que el tratamiento de fractura es terminado.
Características (requeridad para alcanzar lo de arriba)
a) Estabilidad, previsible reología bajo condiciones de tratamiento de superficie y fondo y duración del tratamiento. b) Baja caída de presión de fricción a altos rates de bombeo en el tubing y líneas de flujos. c) Proporcionar control de pérdida de fluido. d) Limpieza y fácil degradación para minimizar el daño a la formación para soportar la fractura. e) compatibilidad con el reservorio y los fluidos. f) Economía y bajo costo

Las funciones del fluido de fracturamiento son listados en la tabla 4. El fluido inicia y luego propaga la fractura hidráulica; creando el ancho de fractura requerida para que el propante pueda ser admitido durante la etapa de la lechada. El asentamiento de la gravedad del propante denso en el fluido fracturante poco denso resultará una alta concentración de propante en el fondo de la fractura que en el tope. Este asentamiento tiene que ser controlado para que el propante desde que se requiere que este sea transportado hasta la punta de la fractura. Esto es para asegurar que la altura de fractura requerida sea apoyada. Finalmente, la viscosidad del fluido tiene que ser reducido a un valor similar a la del agua para que el fluido base pueda ser fácilmente producido de regreso a la superficie dejando una fractura con la máxima conductividad.

### 2.7.5 Aspectos a considerar en el diseño del fluido de fractura

Los fluidos para fracturamiento hidráulicos son diseñados para romper la formación y llevar el agente de sostén hasta el fondo de la fractura generada. Para estos deben cumplir ciertos requerimientos y deben tener ciertas propiedades:

1. Un fluido de fractura tiene que ser compatible con el fluido de formación y compatible con la roca. Es decir, no debe generar ninguna emulsión con el petróleo o agua de formación, no debe generar un bloqueo en el caso de yacimientos de gas seco, no debe reaccionar químicamente con la roca, no debe desestabilizar las arcillas.

<sup>9</sup>Technology Production Hydraulic Fracturing [Report]. – Edinburgo.

2. Un gel de fractura debe generar un ancho suficiente de fractura para que el agente de sostén penetre hasta la longitud deseada. El ancho depende de la conductividad requerida y del ancho depende también de la granulometría del agente de sostén. El ancho es dependiente de la viscosidad del fluido. Además la viscosidad es un parámetro a tomar en cuenta al momento de trabajar la tortuosidad.

3. El gel debe ser capaz de transportar el agente de sostén durante todo el tiempo que dura la operación. No se necesita el mismo gel para una longitud de fractura de 30 m que para una de 300 m. La capacidad de transporte del agente de sostén es dependiente de la viscosidad, pero puede ser necesaria mayor viscosidad para convivir con la tortuosidad que para el transporte del agente de sostén.

4. Otra propiedad es el control de la pérdida de fluido, o eficiencia del fluido. Es necesario que algo de fluido pase a la matriz para que la fractura se cierre pero se debe poder controlar esta pérdida. En este caso los requerimientos dependerán de la temperatura, de la permeabilidad y del fluido de formación.

5. Una vez que se terminó el bombeo y que la fractura se ha cerrado sobre el agente de sostén se necesita sacar rápidamente el fluido inyectado del empaque y de la formación. También debe quedar lo mínimo posible de residuo dentro del empaque. Por lo tanto el gel tiene que romperse completamente volviendo en algo lo más parecido posible al fluido base. Esa es una de las propiedades más difíciles de conseguir. O sea, se necesita una viscosidad adecuada durante el tiempo de bombeo, pero esta viscosidad debe disminuir rápidamente una vez la fractura se ha cerrado.

6. Como los volúmenes de fluidos son muy grandes se requieren de fluidos de bajos costos.

No se puede siempre cumplir con todas estas propiedades y normalmente se debe llegar a alguno compromiso en el diseño.

## 2.8 Propantes

### 2.8.1 Introducción

Los simuladores de fractura han sido hechos por dos razones: vencer los efectos detrimentales del daño del pozo y/o estimular el comportamiento del pozo. El éxito o fracaso del fracturamiento es en cualquier caso dependiente de si la fractura creada tiene una adecuada capacidad de flujo para que los fluidos del reservorio fluyan a la fractura y luego al pozo. Si la capacidad de flujo fuera grande en comparación con la capacidad de flujo del reservorio, entonces un gran mejoramiento del comportamiento del pozo se daría.

El propósito del propante es mantener las paredes de la fractura separadas para que un camino de conductividad al pozo sea retenido después que el bombeo haya parado y la presión del fluido haya caído debajo del requerido para mantener la fractura abierta. Idealmente, el propante proporcionará una gran capacidad de flujo para hacer insignificante las pérdidas de presión en la fractura durante la producción del fluido. En la práctica, esta idea no puede ser alcanzada por que la selección de un propante involucra muchos compromisos económicos y consideraciones prácticas.

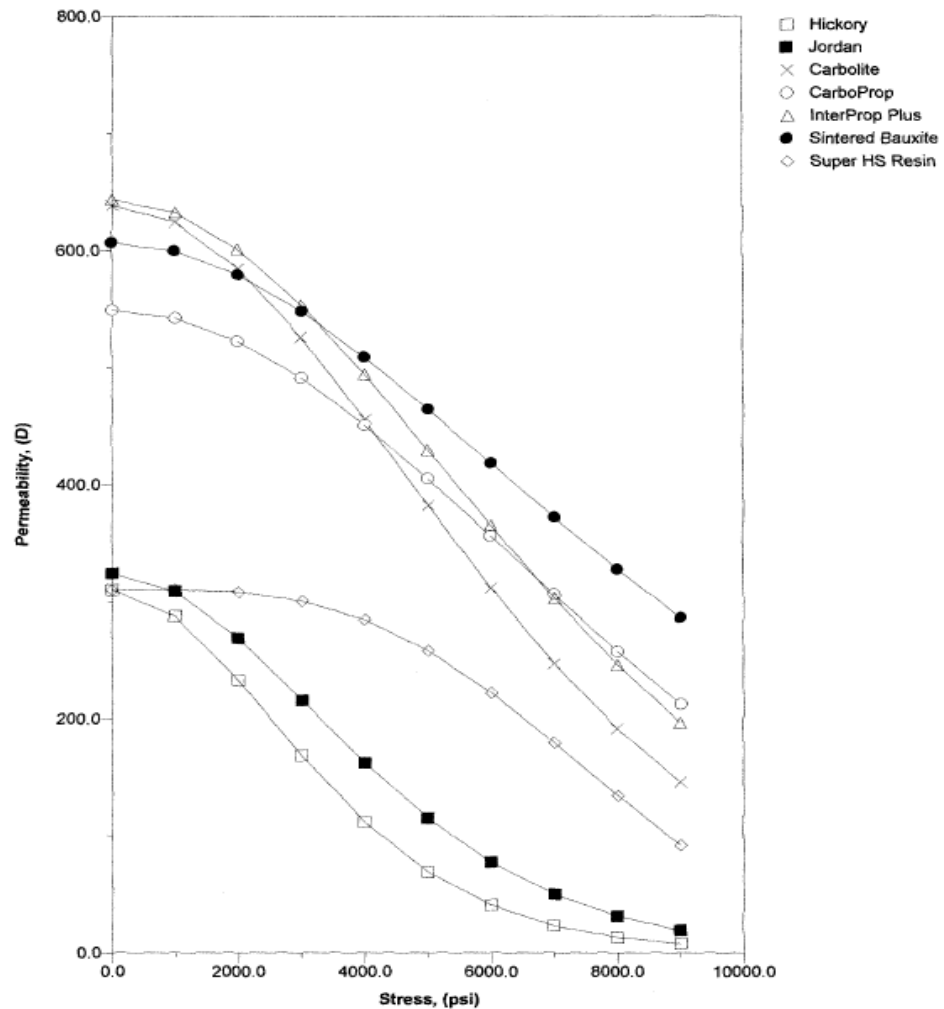
La fractura empaquetada debe tener una conductividad por lo menos suficientemente alta para eliminar el mayor camino de flujo radial que existe en un pozo no fracturado y permitir el flujo lineal desde el reservorio a la fractura. Esto requiere relativamente no impedir el flujo lineal dentro de la fractura al pozo. Para lograr esto, el propante debe permitir el empaque de la fractura para tener una permeabilidad muy grande que la roca reservorio.

Uno de los factores predominantes que influirán en el resultado del fracturamiento hidráulico es la selección del apuntalante (agente de sostén) adecuado. Su función es la de mantener un canal altamente conductivo para aumentar el índice de productividad del pozo. La necesidad del apuntalante en la fractura ha sido verificada por numerosos tratamientos; una producción mayor y estable donde se utilizan los apuntalantes han llevado a la conclusión de que sin ellos la fractura inducida se cierra resultando en una capacidad de flujo muy pobre o nulo. En la figura 11 muestra una gráfica de la permeabilidad versus los esfuerzos para diferentes propantes de malla 20/40. Como se muestra los propantes de



intermedio y alto esfuerzo generalmente tiene grandes permeabilidades retenidas a altos niveles de esfuerzo que las arenas.

Figura 11. Propantes y los esfuerzos



## 2.8.2 Factores que afectan la conductividad de la fractura

Los factores que afectan la capacidad de flujo desarrollada con propantes usado en el fracturamiento hidráulico pueden ser evaluadas en el laboratorio y sus efectos en la conductividad de la fractura pueden ser relativamente bien establecidos.

### 2.8.2.1 El esfuerzo de cierre

El esfuerzo transmitido de la tierra al propante durante el cierre de la fractura causa rompimiento del propante, reduciendo el tamaño de las partículas e

incrementando el área superficial del propante, ambos de los cuales reducen la permeabilidad de la fractura empaquetada. En adición al rompimiento, el esfuerzo aplicado al empaque de propante sirve para compactar la partícula, para reducir su porosidad, y reducir permeabilidad más. El último efecto ocurre incluso a esfuerzos relativamente bajos cuando el rompimiento no es importante. Periodos de cierre de un pozo, además reduce la conductividad de la fractura irreversiblemente. El esfuerzo de cierre puede además causar que las partículas de propante se entierren en las paredes de una formación blanda, como consecuencia, disminución del ancho de fractura y la conductividad.

Los esfuerzos de propante dependerán del esfuerzo overburden, la presión del reservorio, la presión de fondo fluyente, la habilidad del esfuerzo vertical para ser transmitido en la dirección horizontal (relacionada a la razón de Poisson), esfuerzos tectónicos y geometría de la fractura (usualmente una pequeña contribución).

### **2.8.2.2 Tamaño del propante**

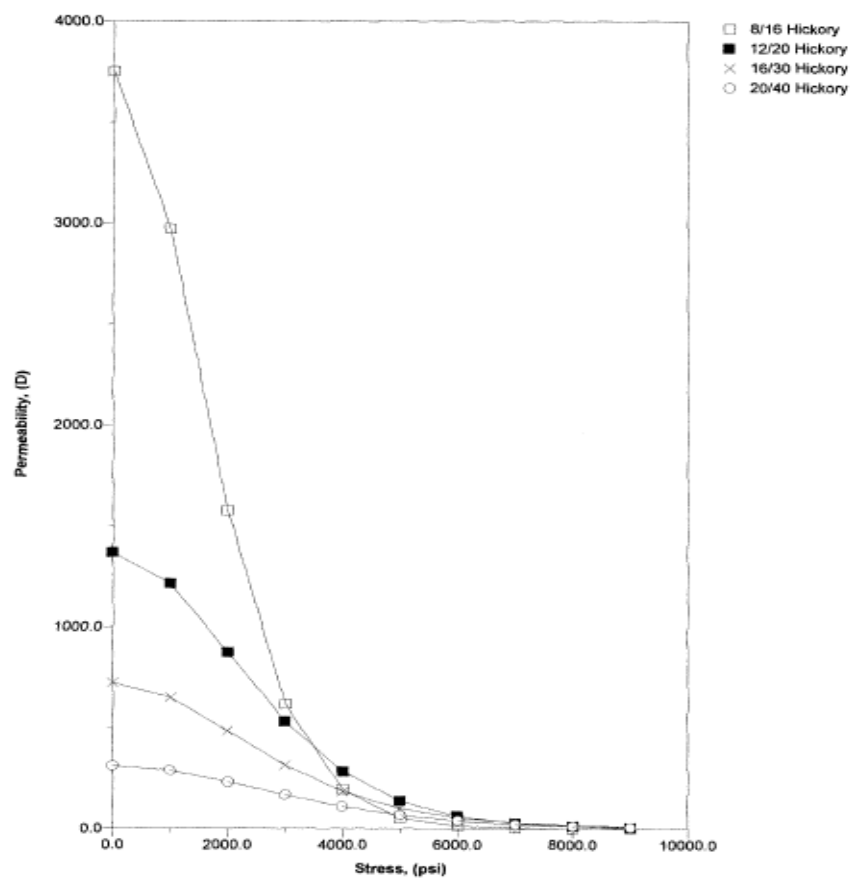
La permeabilidad de un propante es controlado en gran parte por el tamaño del propante, como se puede ver en la figura 12. Esta figura muestra una gráfica de permeabilidad versus el esfuerzo para mallas Hickory de 20/40, 16/30, 12/20, y 8/16. Como se muestra cuanto más grande la malla de propante sea, es decir 8/16, proporciona una más grande conductividad a bajo niveles esfuerzo que los comúnmente usados los tamaños pequeños, tales como mallas 20/40. Como los niveles de esfuerzo y las partículas son aplastados, estas diferencias en conductividad disminuyen por que la distribución del tamaño de partículas, porosidad, y área superficial se hace similar a pesar de las diferencias de tamaño de partícula. En este punto, otros factores con frecuencia juegan un papel dominante en la selección del tamaño del propante que las consideraciones de conductividad.

Las consideraciones del tamaño del propante son importantes en el diseño del tratamiento de fracturamiento hidráulico porque un ancho mínimo se necesita para permitir que el propante entre a la fractura. Los valores generalmente aceptados para este criterio de admisión requieren anchos de fractura en el rango de los 2/3 de veces más grande que el diámetro del grano. Un criterio de admisión basado en dos veces el diámetro de grano más grande requiere fracturas de ancho

de 0.187, 0.066 y 0.033 pulgadas para mallas de 8/16, 20/40, y 40/70 respectivamente. Los valores más grandes pueden ser difíciles para lograr en pozos profundos con formaciones teniendo altas presiones de fracturamiento de fondo de pozo y usualmente requiere el uso de más pequeños propantes para el éxito de la completación del tratamiento del fracturamiento hidráulico.

Adicionalmente, se debe entender que el transporte del propante debe ser considerado durante la selección del tamaño del agente sostén. Aún cuando un propante de malla de 12/20 puede ser más conductiva que una mallas 20/40, el propante más pequeño es mucho más fácil de transportar a grandes profundidades que el propante más grande.

Figura 12. El efecto del tamaño del propante en la permeabilidad



## 2.9 Modelo de la fractura

### 2.9.1 Introducción

Después del inicio de la fractura, la inyección adicional resultaría en una propagación de la misma. La geometría de la fractura creada puede ser aproximada por modelos que toman en cuenta las propiedades mecánicas de la roca, las propiedades del fluido de fractura, las condiciones con las cuales el fluido es inyectado (cantidad, presión) y la distribución de esfuerzo en el medio poroso.

En la descripción de la propagación de fractura, que es un fenómeno particular complejo, se requieren dos tipos de leyes:

- Principios fundamentales tales como las leyes de conservación del momento, masa y energía.
- Criterios para propagación, por ejemplo, lo que causa que la punta de fractura avance. Estos incluyen iteraciones de roca, fluido y distribución de energía.

El proceso de inyección de fluido a presión en un pozo da como resultado el fracturamiento de la formación y su posterior propagación en la zona productora.

La geometría de la fractura creada puede ser aproximada por modelos que tomen en cuenta:

- a. Propiedades mecánicas de la roca.
- b. Propiedades del fluido fracturante.
- c. Condiciones a las cuales el fluido fracturante es inyectado (tasa de inyección y presión).
- d. Esfuerzo de la formación.
- e. Distribución de esfuerzos en el medio poroso.

Estos conceptos son necesarios no solamente para la construcción del modelo del proceso de la fractura en sí, sino también en la predicción del crecimiento de la fractura. En la literatura disponible para modelos de fracturamiento hidráulico, existen tres familias:

Modelos en dos dimensiones (2-D)

Modelos en pseudo-tres-dimensionales (p-3-D)

Modelos totalmente en tres dimensionales (3-D).

La fractura puede propagarse lateralmente y verticalmente y cambiar la dirección original del plano de deformación, dependiendo de la distribución de esfuerzo local y de las propiedades de la roca. El grado de análisis de este fenómeno es lo que conduce a la complejidad del desarrollo de los modelos para estudiar el comportamiento del fracturamiento

### 2.9.2 Modelo en dos dimensiones

Se denominan modelos en dos dimensiones porque ellos determinan el ancho  $w$ , y la longitud  $x_f$ , de la fractura, parámetros que constituyen las dimensiones de la fractura con base en las hipótesis que se considera como un paralelepípedo. Los modelos 2-D son aproximaciones analíticas que suponen altura constante y conocida. Para las aplicaciones en ingeniería petrolera, dos tipos son frecuentemente utilizados.

- Para longitudes de fractura mucho mayores que la altura de la fractura, se tiene el modelo PKN [Perkins & KERN (1961) y Nordgren (1972)] es una apropiada aproximación. Se considera que:

$$x_f \gg h_f$$

- Para longitudes de fractura mucho menores que la altura de la fractura se ha presentado el modelo KGD [Khristianovic & Zheltov (1955) y Geertsma & Klerk (1969)], que frecuentemente se conoció como el modelo KGD, donde:

$$h \gg x_f$$

- Un caso especial se tiene cuando la altura es igual a dos veces la longitud de fractura, conocida como modelo radial. La altura de fractura utilizada aquí es el valor dinámico que significa que la altura de la fractura crece al mismo tiempo que crece la longitud de la fractura. Aquí:

$$2x_f = h_f$$

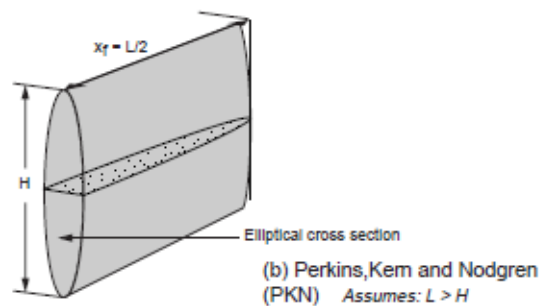
Para efectos de este trabajo, los modelos 2-D son utilizados para cálculos del ancho de fractura y de la presión de propagación de fractura, para cuando el fluido fracturante es Newtoniano y no Newtoniano; así como, considerando el fenómeno de pérdidas de fluido en la formación.

### 2.9.3 Modelo Perkins, Kern y Norden

El modelo PKN tiene forma elíptica en el orificio del pozo. El ancho máximo está en la línea central de esta elipse, con cero de ancho máximo cuando la longitud de fractura es igual a  $x_f$ , está dada por:

La diferencia de la relación de Poisson entre las diferentes zonas influye en el crecimiento de la altura de la fractura. El valor del módulo de elasticidad de Young incluye en el desarrollo del ancho de la fractura.

Figura 13. Esquema mostrando la forma de la fractura PKN



$$W_{max} = 2.31 \left[ \frac{q_i u (1 - \nu) x_f}{G} \right]^{1/4} \quad (23)$$

Donde:

$w_{max}$ : Ancho máximo de fractura

$q_i$ : Rate de inyección

$x_f$ : Ancho de la fractura

$\mu$ : Viscosidad aparente

$\nu$ : Relación de poisson

G es el módulo elástico de corte y está relacionado con el módulo de Young por:

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)} \quad (424)$$

La ecuación 24 es particularmente útil para extender la relación entre el ancho de la fractura, tratamiento, variables u propiedades de la roca.

Duplicar la viscosidad con todo el daño permanente potencialmente asociado con el paquete apuntalante resultaría un incremento del ancho de la fractura- así, las variables de tratamiento tienen un impacto moderado sobre el ancho de la fractura. Incrementando la cantidad y/o viscosidad también resultará en un incremento de la presión neta con potencial indeseable crecimiento de la altura de la fractura.

Las propiedades de la roca tienen un impacto mayor sobre el ancho de la fractura. La diferencia de ancho de fractura entre estos dos extremos es 2.5 veces.

En rocas rígidas, donde el módulo de Young es grande para un volumen dado de fluido inyectado, la fractura resultante será angosta pero larga. Por el contrario en las formaciones de bajo módulo de Young, el mismo volumen de fluido inyectado resultaría en fracturas anchas pero cortas.

La geometría elíptica del modelo PKN conducen a una expresión para el ancho promedio mediante la introducción de un factor geométrico: Así

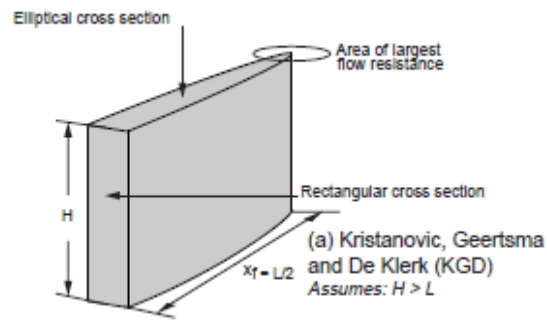
$$\bar{w} = 0.3 \left[ \frac{q_i \mu (1 - \nu) x_f}{G} \right]^{1/4} \quad (25)$$

Donde  $\bar{w}$  es el ancho de fractura calculado en pulgadas,  $q$  esta en bpm,  $\mu$  esta en cp,  $x_i$  esta en pies, y  $G$  es psi, la ecuación se convierte en:

#### **2.9.4 Modelo KZD (Khristianovic, Zeltov, Geertsma)**

El modelo KGD representado en la figura 14 que gira 90° del modelo PKN, y es particularmente aplicable para aproximar la geometría de fractura donde  $h_f > x_f$ , de tal forma, este modelo no debería ser usado en casos donde la distancia larga de fractura sea generada.

Figura 14. Esquema mostrando la forma general de la fractura KGD

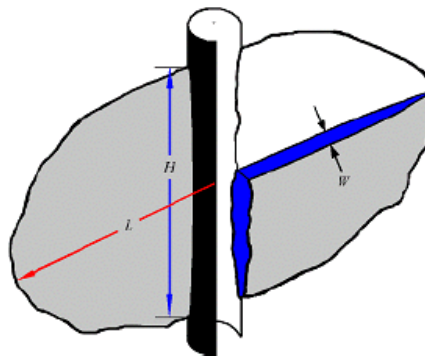


$$\bar{w} = 0.29 \left[ \frac{q_i \mu (1 - \nu) x_f}{G h_f} \right] \left( \frac{\pi}{4} \right) \quad (26)$$

### 2.9.5 Modelo 3D

Este es un modelo de fractura planar 3-D con una propagación de fractura lateral y vertical. Para grandes relaciones de longitud y altura, el modelo se aproxima al PKN con altura constante. Cuando no hay stress de confinamiento, los valores de toughness son entrados, el modelo se aproxima a un tipo de geometría vertical radial. Este modelo produce la geometría más realista y es aplicable para toda relación de longitud y altura. La siguiente figura muestra un típico perfil geometría de fractura 3-D. Para usar el modelo 3-D efectivamente, la formación debe ser caracterizada suficientemente adecuada para describir las propiedades de la roca y pérdida del fluido.

Figura 15. Geometría de fractura 3 dimensiones





### CAPITULO III: METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

Observando el tipo de arena que hay en los intervalos productores del campo de la selva peruana nos damos cuenta que tienen alta presencia de caolinita (10%), que origina un daño severo por migración de finos. Estos finos podrían ser removidos por una acidificación matricial, sin embargo no tardaría en presentarse nuevamente. Un tratamiento ácido permite sobrepasar la zona de daño y a la vez crea canales en la formación, debido a que la formación no es muy consolidada volveríamos a tener migración de finos. En Cambio el fracturamiento hidráulico por usar, minimiza el daño restringiendo con ello la migración de finos e incrementa la productividad del pozo. Además no deteriora la formación tanto como el uso de un ácido. Simulando la fractura se demostrara si en realidad mejora o no la producción del pozo, cuanto es el tiempo de recuperación de la inversión, cuan sensible es el proyecto de fracturamiento y entre que rango variaría las variables económicas.

La manera de cómo se realizará el proyecto de estimulación por medio del fracturamiento hidráulico en la selva peruana es el siguiente:

- La selección de pozos, para conocer los pozos candidatos para un tratamiento de estimulación,
- Completación del pozo H-04,
- Simulación de la fractura por medio del simulador Meyer.
- Resultados de la simulación (Permeabilidad de la fractura)
- Análisis nodal del pozo H-04 para los casos de producción
  - Caso actual Vivian
  - Caso Chonta inicial
  - Caso Chonta final
  - Caso Chonta fracturado (producción de petróleo y agua)
- Reservas probadas y desarrolladas (Vivian y Chonta)
- Pronóstico de producción de petróleo y agua (cálculo del incremental de petróleo y agua del caso base y fracturado)
- Costos estimados del proyecto.
- Evaluación económica del proyecto (VAN, TIR y PAYOUT)
- Análisis de sensibilidad del fracturamiento Hidráulico (diagrama Araña)
- Evaluación económica estocástico

Los resultados del diseño del fracturamiento hidráulico usando el programa Meyer mostrarán el perfil de la fractura y los parámetros de salida, con los cuales se estimarán el comportamiento productivo post-fractura por medio del análisis nodal para comparar con el pronóstico de producción en base a una declinación hiperbólica para los 3 años próximos. De acuerdo al análisis económico se analizará el flujo de caja determinístico del incremental de petróleo (caso produciendo pozo sin fractura menos caso pozo post-fractura). Un análisis de sensibilidad, diagrama spider, mostrará los escenarios de las variables más sensibles al proyecto de fracturamiento hidráulico. Finalmente, aplicando el análisis de riesgo de Montecarlo para obtener el rango de probabilidades de las variables económicas (VAN, TIR Y PAYOUT) bajo las distribuciones probabilística acumuladas lo que permite definir los éxitos o fracaso del proyecto.

## CAPITULO IV: SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A FRACTURAR

### 4.1 Introducción

El proceso de selección de candidatos consiste en la identificación de pozos con baja productividad relativa, los que no producen y luego evaluar sus posibles problemas mecánicos en estos pozos.

Los geólogos, petrofísicos y los ingenieros de reservorios juegan un rol importante en cuantificar el potencial productivo de pozo dado. Idealmente, un entendimiento de la geología del reservorio y los mecanismos de impulso son requeridos para cuantificar el potencial productivo. En muchos casos tales datos son incompletos, y el ingeniero debe confiar en comparar en pozos similares o la historia del campo para identificar el comportamiento normal. La productividad de cada pozo puede ser mapeado usando un gráfico de superficie tridimensional para ayudar la identificación de los candidatos. Para pozos de petróleo, el índice de productividad (PI), el índice de productividad por arena neta (PI/h), la producción de barriles de petróleo por día (BOPD), el efecto skin pueden ser graficados para cada locación.

Uno de los puntos críticos del proceso de selección de pozos candidatos es la disponibilidad de información representativa de las características de la roca reservorio y de su variabilidad vertical. Esto es especialmente importante en los casos de reservorios multicapa con grandes espesores cañoneados, donde incluso la procedencia de la producción puede no estar completamente definida.

El análisis petrofísico viene a ser la primera fuente de información de porosidad, espesores y, en el caso de pozos nuevos, de presión de reservorio a partir del probador de formación con cable. Sin embargo, los valores de “*permeabilidad*” calculados, generalmente no son muy representativos.

Las pruebas de restauración de presión (*build-up*, *BU*), son la mejor fuente de información de permeabilidad y eficiencia de flujo, especialmente si son efectuadas durante una prueba de formación (*DST*), donde incluso se puede obtener en algunos casos información de variación areal de las propiedades, geometría del reservorio y grado de depletación. En reservorios con espesores grandes, las pruebas combinadas de perfiles de producción (*PLT*) y *BU*

proporcionan información de la capacidad productiva individual de cada una de las capas y en ciertos casos la permeabilidad promedio y la eficiencia de flujo.

Las propiedades mecánicas de la roca reservorio y las rocas supra e infrayacentes obtenidas del análisis del perfil sísmico de ondas completas y calibradas con el comportamiento de la presión durante los fracturamientos sirven de base para evaluar el crecimiento vertical y longitudinal de la fractura.

El “screening” del pozo debería ser basado en el incremento del potencial de producción y los incrementos económicos. Obviamente, pozo con potencial mayor deberían ser seleccionados como candidatos. Este proceso debería incluir la determinación de la máxima presión de “drawdown” permitido antes de que la producción de la formación ocurra. El “drawdown” crítico es usado para predecir la producción esperada y es importante en evaluar el potencial económico del tratamiento.

El factor skin. Todos los pozos tienen daño skin. Esto significa que todos los pozos no estimulados están produciendo significativamente debajo de su potencial total. Como un principio general, cuanto más alta permeabilidad, más alto el factor skin para que los pozos más productivos sean además los únicos los que producen eficientemente. Todo esto significa que en la práctica, todos los pozos son potencialmente candidatos para fracturamiento.

Los pozos de baja permeabilidad son los cuales el fracturamiento primero llega a ser aceptado por la industria. Estas formaciones no pueden producir suficientes hidrocarburos puramente por que la matriz de la roca no es suficientemente conductiva.

Algunos de las principales variantes en la tecnología del fracturamiento se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 5. Parámetros de selección de pozo candidatos para tratamiento de estimulación <sup>10</sup>

tipo de reservorio	parametros						Tratamiento
arenas o carbonatos	saturacion de hidrocarburos	Altura Gross del reservorio	presion del reserovorio	corte de agua	Skin (s)	Permeabilidad	
	>40%	>10 metros	<70% depletado	< 30%	Alta/baja	baja	fractura empaquetada convencional
					Alta	mediana (k>100)	skinfrac
					Alta	alta	acidificación matricial

Tabla 6. Criterios para selección de pozos candidatos a fracturamiento hidráulico <sup>11</sup>

Tipo de reservorio	Tratamiento	pozo candidato	
		skin	permeabilidad
arenas o carbonatos	fractura convencional empaquetada	alta/baja	baja
	skinfrac	alta	medio
	acidificación matricial	alta	alta
	ninguno	muy baja	alta
reservorios naturalmente fracturados llenados con calcita	Acido HCl bombeado cerca o sobre la presión de propagación de la fractura	bajo	bajo (matriz)
Carbonato no homogéneo	acido HCl bombeado sobre FPP	alto/bajo	bajo
carbonatos homogéneos	bombear pad viscoso seguido de acido HCl	alto/bajo	bajo
	bombear pad viscoso sobre FPP, seguido por ácido HCl justo debajo de FPP	alto/bajo	bajo

Los campos candidatos al fracturamiento hidráulico en el lote 1AB son, Capahuari Norte, Capahuari Sur. Estos campos poseen crudo ligero. Datos del campo HS y permeabilidades relativamente moderadas.

<sup>10</sup>Technology Production Hydraulic Fracturing [Report]. - Edinburgo

<sup>11</sup>Technology Production Hydraulic Fracturing [Report]. - Edinburgo

En el campo HS la selección de pozos en son:

El pozo H-03 la formación chonta se encuentra probada sin flujo de fluidos.

El pozo H-04, la formación chonta se encuentra también probado y fluyente. El pozo H-5, la formación chonta se encuentra probado y fluyente. Finalmente, el pozo se probó y esta fluyente.

Tabla 7. Ranking de los candidatos para la selección de pozos

Ranking	Pozo	Comentario	
1	C-02	Chonta probado fluyente, buen contraste de esfuerzos, zona de buen tamaño y porosidad	Porosidad: 10%, Altura: 15 m Porosidad x Altura = 150 %.m
2	H-04	Chonta robado fluyente, buen contraste de esfuerzos, buena porosidad, ubicación en parte alta de la estructura.	Porosidad: 15%, Altura: 8 m Porosidad x Altura = 120 %.m
3	C-07	Chonta no probado, ubicación en parte alta de estructura, paquete de arena sencillo. Baja porosidad, altura de arena (6m).	Porosidad: 9%, Altura: 5 m Porosidad x Altura = 45 %.m
4	H-03	Chonta no producido, buen contraste de esfuerzos, muy buena porosidad	Porosidad: 15%, Altura: 6 m Porosidad x Altura = 90 %.m
5	H-07	Chonta probado fluyente, mediana porosidad, pozo dañado.	Porosidad: 10%, Altura: 6 m Porosidad x Altura = 60 %.m
6	H-05	Chonta no producido, probable crecimiento en altura, buena porosidad.	Porosidad: 12%, Altura: 6 m Porosidad x Altura = 72 %.m
7	C-05	Refractura, pozo fracturado con agua, dos paquetes de arena, se podría entrar en la misma dirección de la fractura.	Porosidad: 12%, Altura: 12 m Porosidad x Altura = 144 %.m

#### 4.2 Intervención del Pozo H-04

Se pretende intervenir estimular el pozo H-04 con fluido base agua mediante el fracturamiento hidráulico debido al daño en la formación. La producción del reservorio Chonta durante las pruebas de formación estuvo alrededor de 2500 BOPD x 0% WC, posteriormente debido probablemente al daño generado por el fluido de workover, la producción declinó abruptamente, a tal punto de aislar los intervalos baleados, dejando un potencial sin drenar.

La Formación Chonta presenta un volumen acumulado de petróleo de 10.1 MMBO a Jun-2004. Actualmente son productores los Pozos H-01; 02 y 13 (150 BOPD x 3250 BWPD x 95.7 % WC).

El Pozo H-04, fue completado en agosto de 1977. Chonta fue aislado por relativa baja productividad (H-04: Abr-1982) y por un aparente alto corte de agua (H-06: Abr-1995); con las siguientes producciones y acumulados de petróleo: 115 BOPD x 66 BWPD x 36.4% WC x 153 MBO.

Al revisar los mapas de tendencias de permeabilidad, porosidad, espesor neto, y saturación de petróleo, se observa que los pozos H-04, se encuentra en zonas de buena petrofísica y saturación de petróleo, Ver Anexos N° 6 y 7. Es de mencionar que el pozo H-04, se encuentra rodeado de pozos con baja calidad de reservorio, reflejando la no continuidad de Chonta, llevándonos a zonificar el yacimiento, en zona Sur, Central y Norte. Desde el punto de vista productivo se observa que la posible intrusión lateral de agua se estaría dando desde el flanco derecho, el cual aún no ha afectado de manera significativa los pozos tratados.

Se recomienda intervenir primero el pozo H-04, realizar prueba de formación Multirate, utilizando Jet Pump y posteriormente monitorear la presión con "Pump Watcher", de tal manera obtener información de la geometría del reservorio y a la vez confirmar o descartar posible daño. De confirmarse daño proceder a estimular, y considerar trabajo de fracturamiento hidráulico. En nuestro caso analizaremos al pozo H-04, modelaremos la fractura y analizaremos resultados sobre la mejora del pozo en cuanto al perfil de pronóstico de comportamiento productivo del pozo y realizar un análisis económico del proyecto de fracturamiento con una sensibilidad de las variables que más afectan al proyecto de fracturamiento hidráulico. Finalmente se pretende hacer un análisis de riesgo usando la técnica de Montecarlo.

## CAPITULO V: CARACTERÍSTICAS Y DISEÑO DEL POZO H-04

### 5.1 Historia del Pozo H-04

El pozo H-4 fue perforado en junio 1975. Después de probar la formación Vivian y Chonta, se decidió taponear el pozo debido a una baja producción. El pozo fue completado durante agosto 1977 como una sola sarta vivan/chonta. Desde setiembre 1978 a julio de 1979 estuvo produciendo con problemas debido a una aparente falla durante la apertura y cierre de la camisa a una profundidad de 10956 ft. En agosto de 1979 una corrida de presión desviación indicó que Vivian había sido efectivamente aislada y una prueba de producción mostró muy bajo corte de agua (1-3%) en la formación Chonta.

Una subsecuente operación de “wireline” (abrir y cerrar la camisa a 10950 ft) aparentemente falló al cerrar la camisa cuando el corte de agua se incrementó a 80% y la gravedad API cayó a 28 API dentro de los pocos días de producción.

El pozo cesó de producción en agosto de 1979 y la formación Vivian y Chonta habían estado en comunicación desde entonces. Las pruebas de producción y presión survey se corrieron en julio-agosto de 1979 indicaron que la comunicación existe entre Vivian y Chonta y que chonta está severamente dañado.

El pozo fue recompletado en junio de 1981 con una sarta dual para producir la formación chonta y Vivian. Dos prueba DST fueron realizadas en la formación Chonta y Vivian, recobrando solamente mezcla de ácido bombeado en este trabajo de “workover”.

Chonta fue puesta en producción y luego fue aislado con w/2.31” FSG plug (21 de julio de 1981) a una profundidad de 10939 ft debido a una alta producción de agua, abriendo la camisa de 2.81” a 10904 ft para producir Vivian a través ambas sargas con ESP.

La operación con cable trato de jalar el tapón FSG el 4 de noviembre de 1982 sin debido a asfaltenos depositados sobre el tapón, durante este intento las herramientas “bailer” 17/8”, “jar”, “pullingtool”, “knucklejoint”, “oiljars” y un “ropejacket” fueron dejados a lo largo de la sarta.

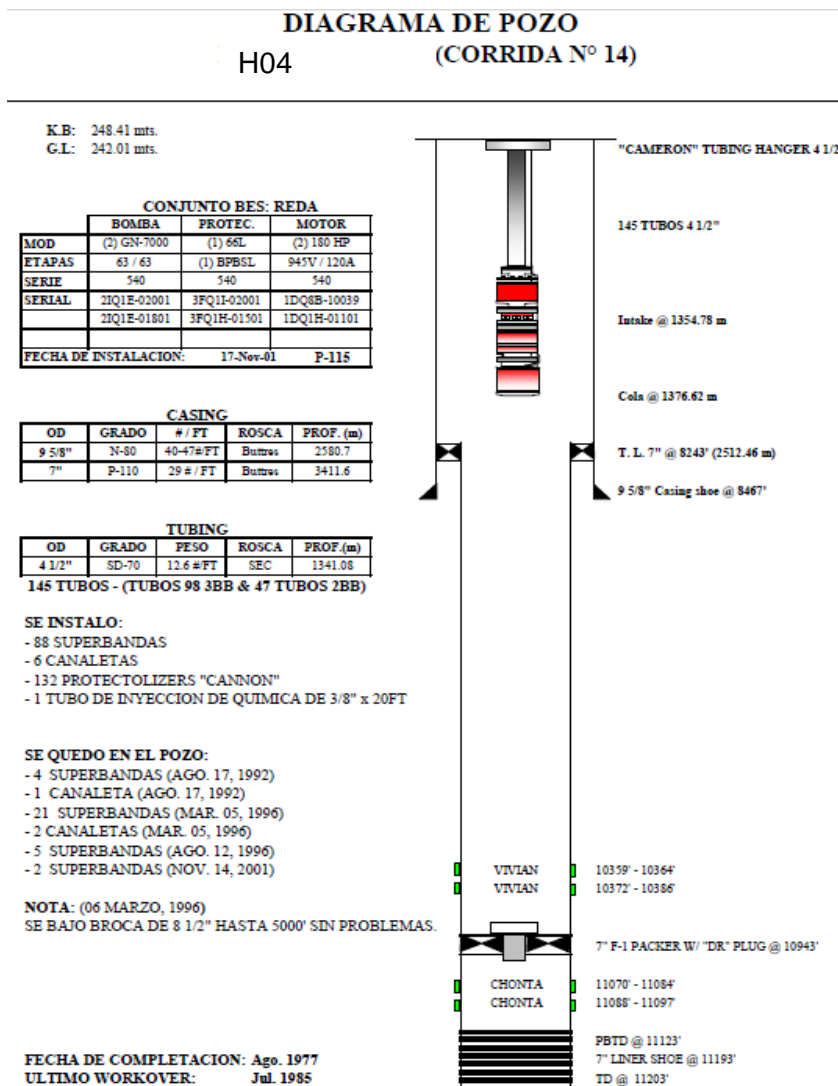


En julio de 1985, Chonta fue aislado con un tapón DR en FB-1 packer a 10943 ft y Vivian recompletado.

### 5.2 Completación del pozo H-4

Como se puede observar en el diagrama de completación del pozo H-04, este es un pozo desviado con una máxima desviación de 24 grados @ 3828 ft MD. Los intervalos perforados en la formación Chonta comprenden los intervalos 11070'- 11084' (14 ft) y 11084'- 111097' (13 ft) en total 27'.

Figura 16. Completación del pozo



El pozo está diseñado con dos casing y un liner de producción:

El casing intermedio de 9 5/8" @ 8467' MD cuya tubería tiene un grado de 47 lb/ft, ID=3.958, OD=4.5.

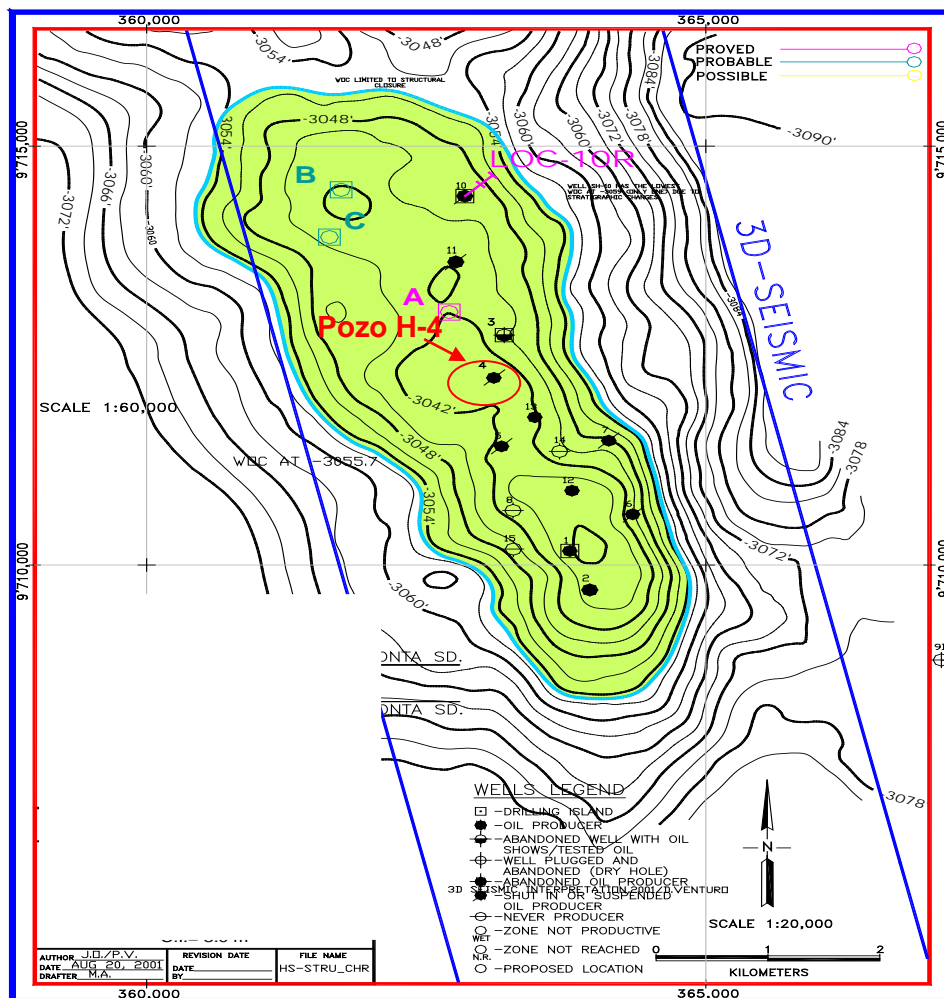
La liner de producción de 7" va de 8243' @ 11193' MD tiene un grado P-110 y un peso de 29 lb/ft.

El tubing de 3 1/2" @ 10940' MD cuya peso es de 12.8 lb/ft, ID=2.764.

### 5.3 Posición Estructural

El pozo H-04 se encuentra según mapa estructural en la cresta de la estructura del Chonta, lo que estaría indicando que la pobre producción acumulada del pozo no corresponde a su posición estructural. Se deduce que se debería a un daño de formación de gran magnitud en la formación Chonta durante su etapa de completación original. Esta particularidad es lo que hace de este pozo un buen candidato para un trabajo de estimulación. Se espera obtener producción adicional de petróleo liviano.

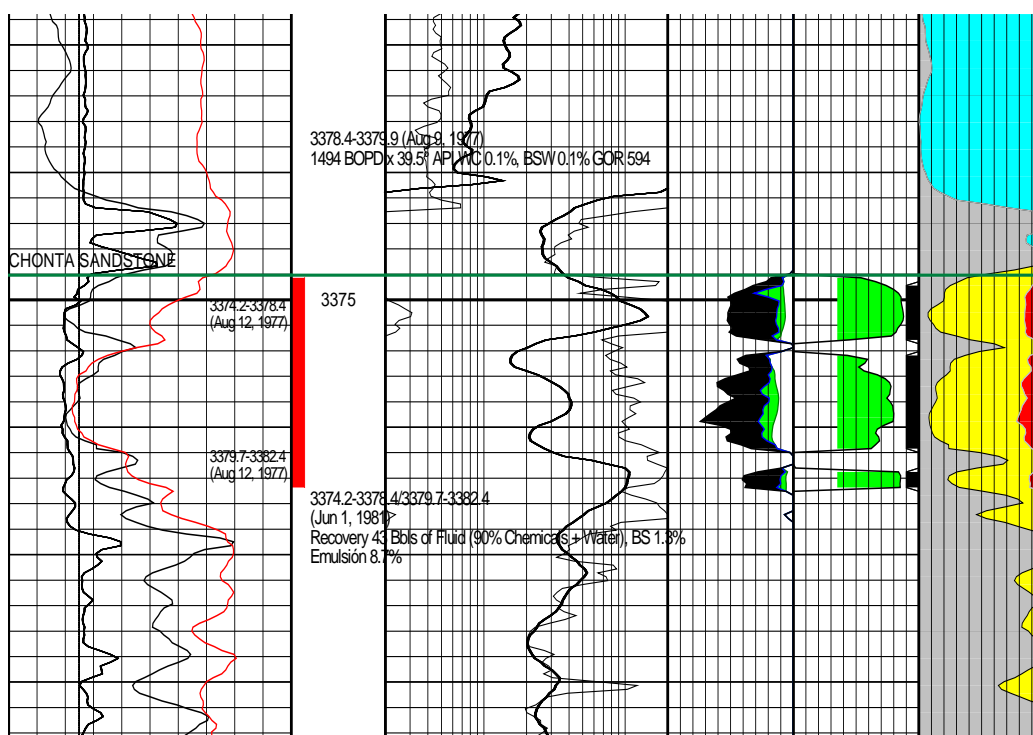
Figura 17. Posición estructural del campo H



## 5.4 Análisis Petrofísicos

El análisis de sus registros indica que Chonta tiene dos cuerpos prospectivos de producir petróleo, siendo el cuerpo inferior de mayor potencia y mayor porosidad (>15%), sin embargo, este mismo cuerpo muestra una menor resistividad, no se cree que sea por efecto de saturación de agua, más bien esto se debería al efecto lateral de las arcillas que separan este cuerpo así como de las arcillas presentes en el mismo cuerpo. Esta teoría es sustentada por la producción del pozo, en la cual el mayor porcentaje ha sido de petróleo (95%), si se presume que este sea el caso, entonces es de esperarse conseguir mayor producción de los dos cuerpos existentes en el pozo. La figura 18 muestra el registro del pozo H-04.

Figura 18. Registro del pozo H-04 formación Chonta



## 5.5 Historia de producción del pozo

La producción de chonta en H-04 fue de 3834 BOPD, 0.2% WC, WHP=400 psig. Una prueba de presión de buildup se realizó en la zona de chonta conjuntamente con Vivian, indicaron un factor daño severo de 98, el cual redujo su IP a 0.34 BPD/psi (sin daño IP=3.4 BPD/psi). El pico de producción para la zona de chonta fue 1200 BOPD. En 1981, Chonta fue estimulado con ácido para remover el

daño de skin, sin resultados exitosos. Todos los subsecuentes esfuerzos para restaurar la producción de Chonta no tuvieron éxito.

Los resultados similares en la formación Chonta se han obtenido en varios pozos del campo H. Un ejemplo de ello es lo ocurrido en el propio H-04, en donde se puede notar en la curva de producción mostradas abajo que durante su prueba de producción original, Chonta fue capaz de fluir 3,834 BOPD, y a un corte de agua de casi WC= 0 % y que luego de ser matada la formación Chonta para permitir balear y probar Vivian su producción fue bastante errática y pobre. El pozo ha acumulado de Chonta solo 153 Mbls de petróleo con 8 Mbls de agua. La figura 19 muestra la historia de producción del pozo H-04.

El pozo H-04 produjo regularmente desde julio de 1978 hasta agosto 1979 cuando fue cerrado. Desde ese tiempo este pozo había sido reabierto por cortos periodos. La historia de producción fue la siguiente:

Enero 1981: 26 días de producción

Febrero de 1981, dos días de producción

Abril 1981, 11 días de producción

Julio 1981 5 días de producción

Agosto 1981 2 días de producción

Noviembre 1981 10 días de producción

Diciembre 1981 15 días de producción

Abril 1982 1 días de producción (solo 10 horas)

Desde entonces el pozo fue cerrado.

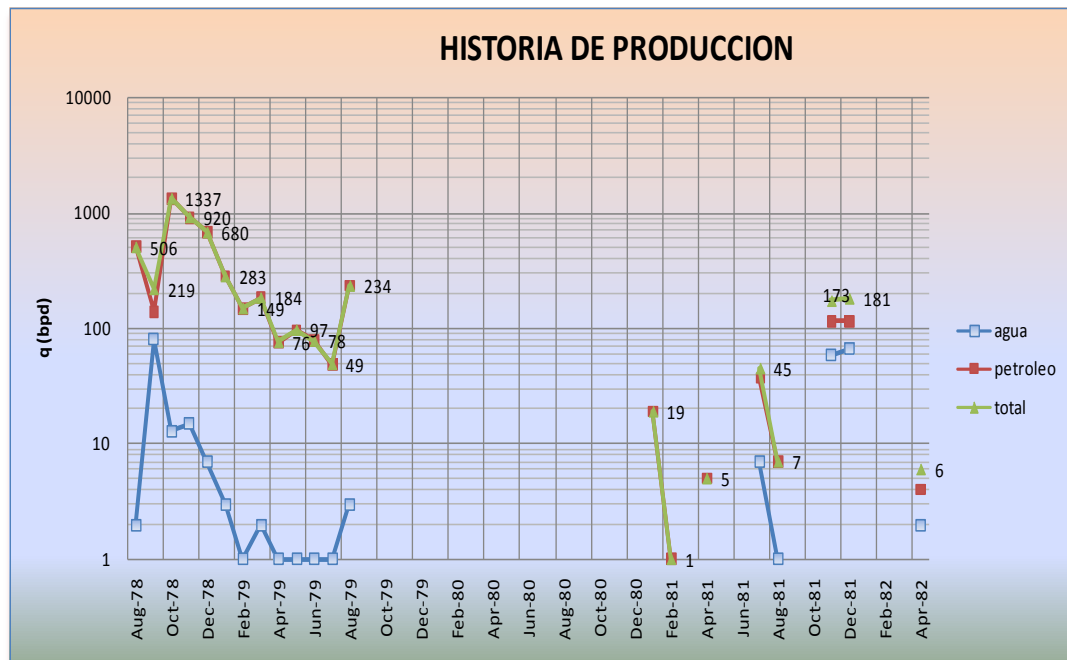
Producción acumulada de petróleo de campo: 9 130 659 BO

Producción acumulada de agua de campo: 4960 504 BW

Producción acumulada de petróleo de pozo: 152 794 BO

Producción acumulada de agua de pozo: 7980 BW.

Figura 19. Historia de producción del pozo H-04 de la formación chonta



## 5.6 Diseño del Fracturamiento Hidráulico

Para realizar un diseño de tratamiento se deben contemplarse varios factores, tipo de formación en función de los esfuerzos a que será sometido el apuntalante y la compatibilidad de los fluidos de tratamiento con el sistema roca fluido de la formación. Se debe contar con la información de yacimiento tal como: la permeabilidad, porosidad, presión de yacimiento, factor de daño, temperatura del yacimiento, espesor del estrato a estimular, etc.

Además de la información del yacimiento se debe conocer el estado mecánico del pozo como: la profundidad de los disparos, diámetro y densidad del mismo, aparejo de producción, etc; historia de perforación y producción y mantenimiento del pozo, así como la información de los tratamientos previos realizados en el pozo o en el área e historial de producción.

Toda esta información se acceda al software para determinar un diseño óptimo y pasar al análisis de producción pronosticada y al análisis económico para determinar la rentabilidad del tratamiento

### **5.6.1. Fluido de Fracturamiento seleccionado**

El fluido utilizado durante el trabajo fue Medalion 4000, un sistema de gran performance para aplicaciones en yacimientos de la selva desde 200 a 350 F.

### **5.6.2 Propante seleccionado**

El propante utilizado fue Carboprop 20/40, el cual ofrece máximo esfuerzo para uso en pozos más profundos. Esto mantiene alta conductividad de fractura en ambientes calientes y hostiles.

### **5.6.3 Diseño**

Con la finalidad de determinar el programa de bombeo que resulte en la geometría final de fractura se utilizará el simulador Meyer. Para dicho propósito utilizamos información del pozo, análisis petrofísico, mecánica del pozo, propiedades mecánicas de la roca.

Para determinar el comportamiento productivo del pozo H-04 y su comportamiento después de fracturar usó el programa Prosper.

Se realizó un análisis nodal del pozo H-04 para conocer su comportamiento productivo usando datos de reservorio de la formación chonta, y las propiedades del fluido, petróleo, gas y agua.

Las características petrofísicas del pozo H-4 son:

Fluido de fracturamiento: Medalion

Propante: Carbo HSP 20/40

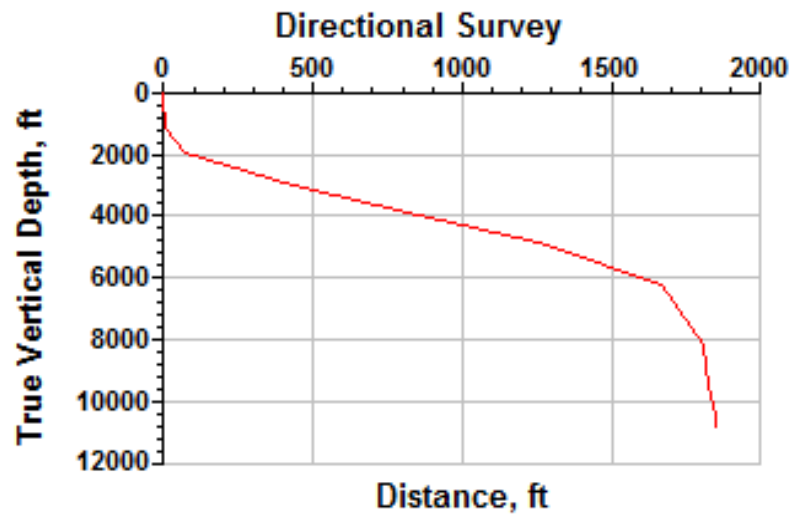
API crudo: 39.5

La desviación del pozo se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 8. Desviación del pozo

PROFUNDIDAD AD MEDIDA	TVD	ANGULO
(ft)	(ft)	(°)
260	260	0.25
910	909.98	0.5
1177	1176.6	4.75
1945	1925	19.75
3029	2936.9	22.25
4139	3958.7	23.75
5127	4882.2	17.75
6501	6228.2	4
8474	8199.3	0.75
9782	9507.1	1.25
10822	10547	0.25
11123	10848	0

Figura 20. Dirección del pozo



Propiedades

Tipo de pozo: petróleo

Temperatura reservorio 268° F

Gravedad petróleo: 40 ° API

Presión Punto burbuja: 2320 psi

## Casing

Tabla 9. Datos de los casing

PROFUNDIDAD MEDIDA	LONGITUD DE LA SECCION	OD	PESO	ID
(ft)	(ft)	(in.)	(lbf/ft)	(in.)
8467	8467	9.625	47	8.681
11123	2880	7	29	6.184

## Tubing

Tabla 10. Datos del tubing

PROFUNDIDAD MEDIDA	OD	PESO	ID
(ft)	(in.)	(lbf/ft)	(in.)
10920	3.5	12.95	2.75

## Zona de las perforaciones

Tabla 11. Datos de los baleos

TOPE DE PERFORADOS TVD	FONDO DE PERFORADOS TVD	TOPE DE PERFORADOS MD	FONDO DE PERFORADOS MD
(ft)	(ft)	(ft)	(ft)
10795	10822	11070	11097

## 5.6.4 Descripción del trabajo

Tabla 12. Programa de bombeo

ETAPA NUMERO	Bombeo promedio de la lechada	VOLUMEN LIQUIDO (U.S. gal)	VOLUMEN LECHADA (U.S. gal)	VOLUMEN TOTAL LECHADA (U.S. gal)	TIEMPO TOTAL (min)	TIPO DE FLUIDO	TIPO DE PROPANTE	CONCENTRACION	MASA DE PROPANTE EN CADA ETAPA
	(bpm)							(lbm/gal)	(lbm)
1	16	12000	12000	12000	17.857	B008	C010	0	0
2	16	4200	4270.7	16271	24.212	B008	C010	0.5	2100
3	16	4200	4341.4	20612	30.673	B008	C010	1	4200
4	16	4200	4482.7	25095	37.343	B008	C010	2	8400
5	16	4200	4624.1	29719	44.225	B008	C010	3	12600
6	16	3000	3403.9	33123	49.29	B008	C010	4	12000
7	16	3000	3504.9	36628	54.505	B008	C010	5	15000
8	16	3630	3630	40258	59.907	B008	C010	0	0

Tabla 13. Volúmenes de tratamiento

VOLUMEN TOTAL LECHADA	40258	(U.S. gal)
VOLUMEN TOTAL LIQUIDO	38430	(U.S. gal)
MASA TOTAL PROPANTE	54294	(lbm)



### 5.6.5 Resultados de la simulación del fracturamiento

Los siguientes resultados del simulador Meyer 2010, modelo 3D Vertical para diseñar la geometría de fractura.

Desarrollo de la fractura durante la simulación, la concentración de propante dentro de la fractura. La figura 21 muestra el perfil de ancho y longitud de la fractura realizada.

Figura 21. Perfil del stress, ancho y longitud de fractura

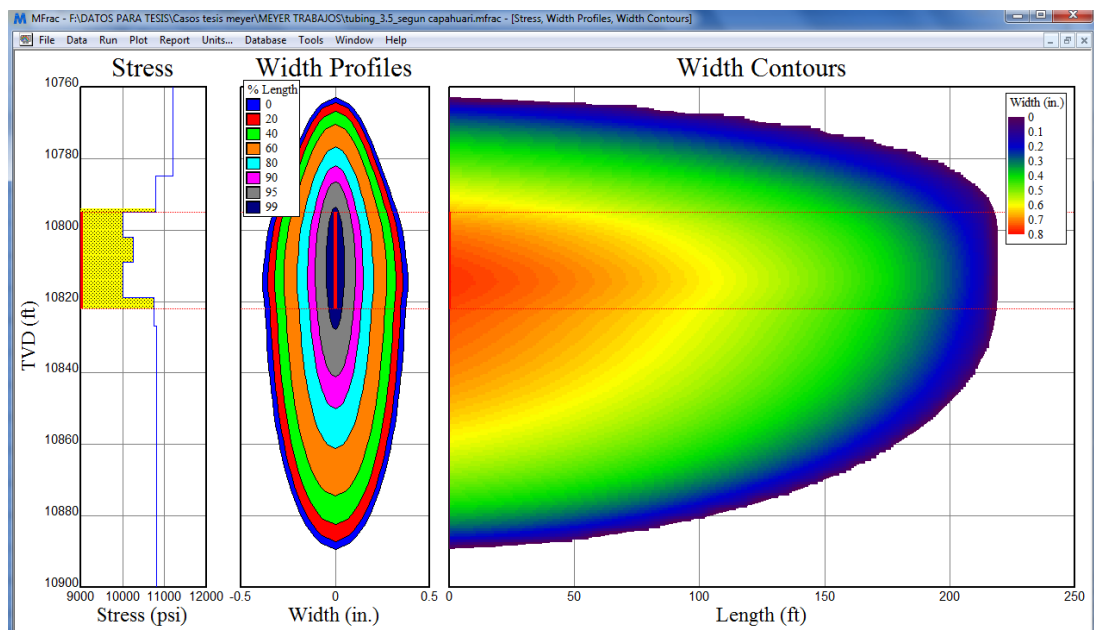
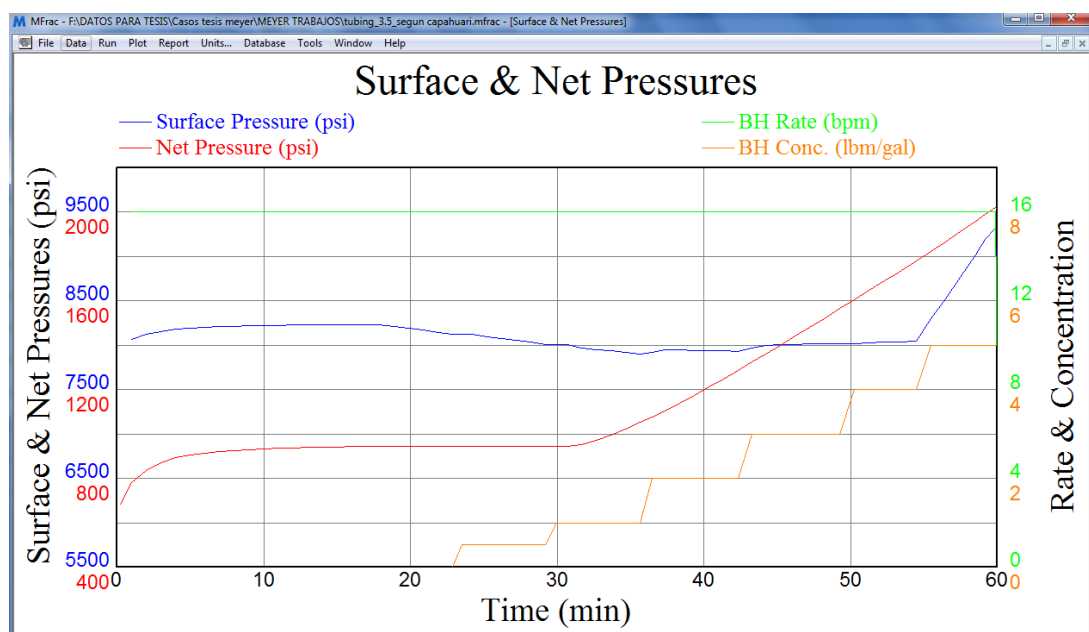


Figura 22. Presiones de superficie y presión neta durante el tratamiento de fractura hidráulica



En la figura 22 muestra la presión neta La fractura cierra después de los 60 minutos en la presión de fondo.

Se debe recordar que los cambios del coeficiente de leakoff afectarán la forma de la curva de presiones.

Figura 23. Conductividad de la fractura al cierre

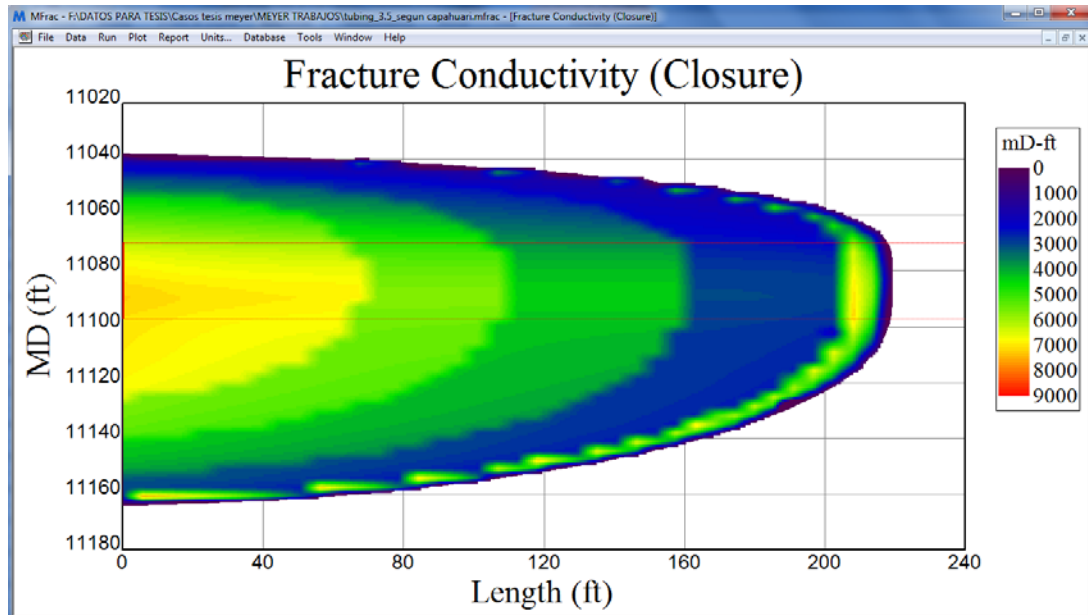
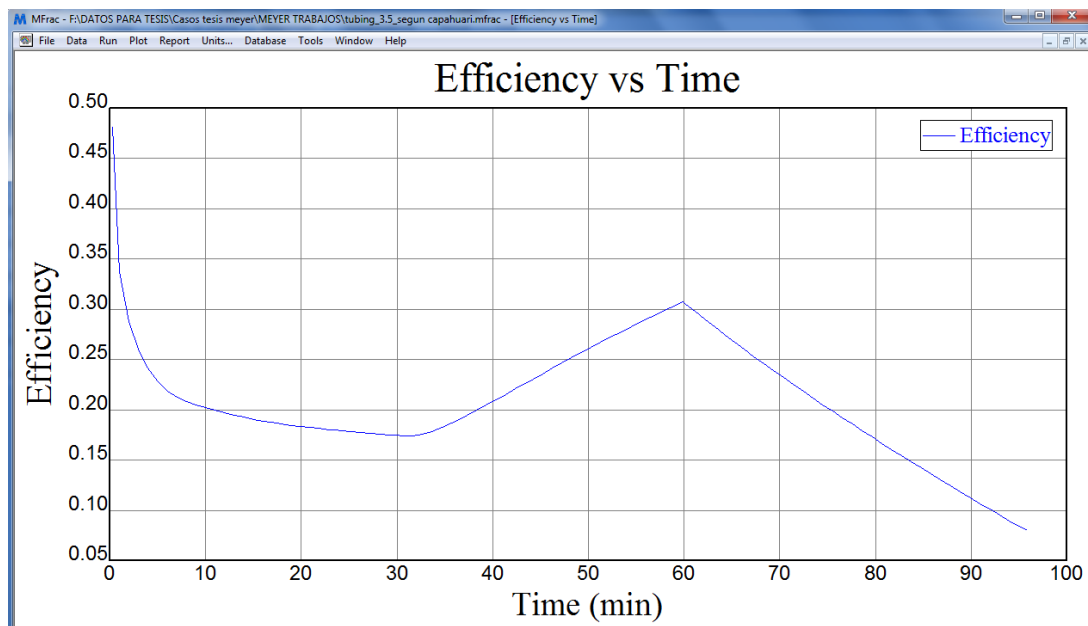


Figura 24. Eficiencia de la fractura



Siguiente tabla muestra los valores después del tratamiento

Tabla 14. Valores calculados al final del tratamiento

VOLUMEN INYECTADO DE LA LECHADA	40258	(U.S. gal)
VOLUMEN LIQUIDO INYECTADO	38430	(U.S. gal)
VOLUMEN DE PERDIDA DE FLUIDO	27882	(U.S. gal)
EFICIENCIA DEL FLUIDO DE FRACTURA	0.3074	
PRESION NETA DE FRACTURAMIENTO	2021.1	(psi)
LONGITUD (UNA A LA)	219.44	(ft)
ALTURA SUPERIOR DEL FRACTURAMIENTO	45.597	(ft)
ALTURA INFERIOR DEL FRACTURAMIENTO	80.787	(ft)
ALTURA SUPERIOR DEL FRACTURAMIENTO (TVD)	10763	(ft)
ALTURA INFERIOR DEL FRAC.(TVD)	10889	(ft)
ALTURA TOTAL DEL FRACTURAMIENTO	126.38	(ft)
MAXIMO ANCHODE FRACTURA EN LOS PERFORADOS	0.75401	(in.)
ANCHO PROMEDIO DE FRACTURA HIDRAULICA	0.43893	(in.)

Tabla 15. Resumen del diseño del propante

Longitud de fractura creada	219.44	(ft)
Longitud de fractura empaquetada	219.4	(ft)
altura de fractura empaquetada	102.85	(ft)
Propped Height (Pay Zone) - Avg.	26.972	(ft)
Max. ancho en los perforados - EOJ	0.75401	(in.)
Propped Width (Well) - Avg.	0.17834	(in.)
Ancho promedio empaquetado (Pay Zone)	0.13325	(in.)
Conc./Area (Frac) - promedio al EOJ	1.2022	(lbm/ft <sup>2</sup> )
Conc./Area (Pay Zone) - promedio al cierre	1.4861	(lbm/ft <sup>2</sup> )
conductividad de la fractura(Pay Zone) - Avg. at Closure	5160.7	(mD-ft)
Conductividad de fractura adimensional (Pay Zone)	1.9602	
Beta	0	(1/ft)
permeabilidad promedio de la fractura	464.75	(darcy)
Relacion de fractura empaquetada (EOJ)	0.25907	
Tiempo de cierre	35.958	(min)
Tiempo Screen-Out	30.308	(min)

### **5.6.6 Análisis Nodal**

Mediante el análisis nodal es posible determinar el comportamiento actual y futuro del pozo. El análisis nodal permite dividir el sistema de producción en nodos de solución para calcular las caídas de presión en cada uno de ellos en función a las tasas de producción y de esta manera las condiciones óptimas de operación y producción de un reservorio.

#### **5.6.6.1 Caso formación Vivian actual**

Las siguientes figuras muestran el análisis nodal de la formación Vivian del pozo H-04. El objetivo de este análisis es determinar su producción actual determinado por las curvas IPR y VLP. Los datos de reservorio de la formación Vivian, los cuales se obtuvieron de las pruebas de producción, mediciones de superficie y performance de la bomba son los siguientes: presión del reservorio 3662 psig tomada a la presión en el 2011; temperatura del reservorio 245 °F, corte de agua 98.5%, API del petróleo 30, gravedad del gas 0.757, GOR total 493 scf/STB con un índice de productividad de 21.66. La BES de 48 etapas se encuentra a una profundidad de 4088 ft MD. Los intervalos perforados de la formación Vivian son 10959'-10365' y 10372'-10366' MD. Con los datos ingresados al simulador se obtuvo el match de las curvas. La figura 25 muestra los datos de PPVT del crudo y salinidad del agua de formación utilizando las correlaciones de Standing para la presión de burbuja  $R_s$  y  $B_o$  y la de Beggs para la viscosidad del petróleo. La figura 26 es simplemente el modelo que vamos escoger para el análisis nodal asimismo los datos de reservorio, temperatura del reservorio, presión, corte de agua y GOR.

Figura 25. Datos de reservorio

**PVT - INPUT DATA (HS04-Vivian.Out) (Oil - Black Oil matched)**

Done Cancel Tables Match Data Regression Correlations Calculate Save Open Composition Help

Use Tables Export

**Input Parameters**

Solution GOR	493	scf/STB
Oil Gravity	30	API
Gas Gravity	0.757	sp. gravity
Water Salinity	135000	ppm

**Correlations**

Pb, Rs, Bo	Standing
Oil Viscosity	Beggs et al

**Impurities**

Mole Percent H2S	0	percent
Mole Percent CO2	0	percent
Mole Percent N2	0	percent

**Pump Data**

Figura 26. Datos de la IPR

**Inflow Performance Relation (IPR) - Select Model**

Done Validate Calculate Report Transfer Data Sand Failure Select Model  
 Cancel Reset Plot Export Input Data  
 Help Test Data Sensitivity

**Model and Global Variable Selection**

Reservoir Model	Mechanical / Geometrical Skin	Deviation and Partial Penetration Skin
<ul style="list-style-type: none"> <li>PI Entry</li> <li>Vogel</li> <li>Composite</li> <li>Darcy</li> <li>Fetkovich</li> <li>MultiRate Fetkovich</li> <li>Jones</li> <li>MultiRate Jones</li> <li>Transient</li> <li>Hydraulically Fractured Well</li> <li>Horizontal Well - No Flow Boundaries</li> <li>Horizontal Well - Constant Pressure Upper Boundary</li> <li>MultiLayer Reservoir</li> <li>External Entry</li> <li>Horizontal Well - dP Friction Loss In WellBore</li> <li>MultiLayer - dP Loss In WellBore</li> <li>SkinAide (ELF)</li> <li>Dual Porosity</li> <li>Horizontal Well - Transverse Vertical Fractures</li> <li>SPOT</li> </ul>		

Reservoir Pressure	3662	psig
Reservoir Temperature	245	deg F
Water Cut	98.5	percent
Total GOR	493	scf/STB
Compaction Permeability Reduction Model	No	
Relative Permeability	No	

Figura 27. Desviación del pozo

**DEVIATION SURVEY (HS04-Vivian.Out)**

Done Cancel Main Help Filter

Input Data

	Measured Depth (feet)	True Vertical Depth (feet)	Cumulative Displacement (feet)	Angle (degrees)
1	0	0	0	0
2	1240	1239.43	37.5936	1.73732
3	1345	1343.1	54.2528	9.1291
4	1439	1434.88	74.5612	12.477
5	1565	1556.37	107.971	15.376
6	1688	1672.67	148.012	18.9983
7	3029	2927.75	620.299	20.6213
8	3828	3660.77	938.234	23.448
9	4876	4625.5	1347.62	22.9943
10	5376	5101.91	1499.39	17.6701
11	5625	5343.91	1558.02	13.6179
12	5876	5590.09	1606.97	11.2466
13	6189	5899.85	1651.89	8.25112
14	6501	6210.6	1679.79	5.13051
15	6872	6581.09	1699.24	3.00459
16	8474	8182.73	1733.2	1.21469
17	10822	10530.5	1766.06	0.80197
18	11204	10912.5	1766.06	0
19				
20				

Copy Cut Paste Insert Delete All Invert Plot Import Export

MD <-> TVD

Calculate

Figura 28. Curva de desviación del pozo H-4

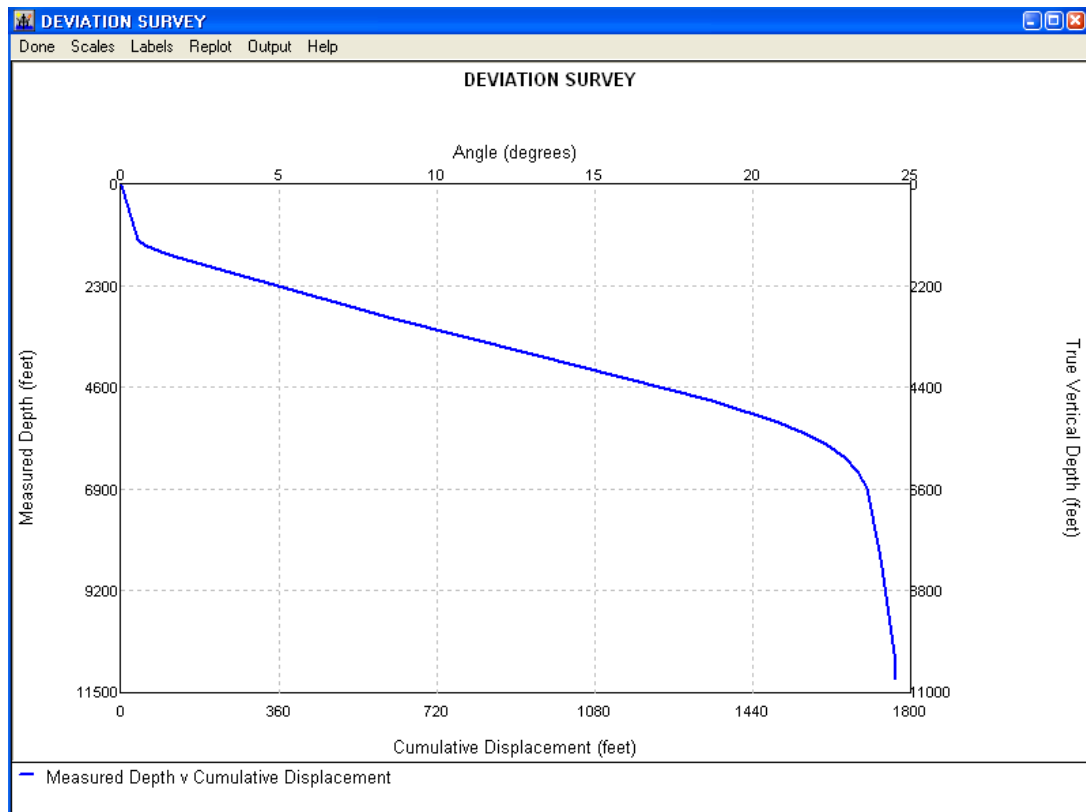


Figura 29. Datos de la bomba ESP

**ESP Input Data (HS04-Vivian.Out) (Matched PVT)**

Done Cancel Report Export Help

Input Data

Pump Depth (Measured)	4088	feet
Operating Frequency	60	Hertz
Maximum OD	0	inches
Length Of Cable	0	feet
Gas Separator Efficiency	0	percent
Number Of Stages	48	
Voltage At Surface	0	Volts
Pump Wear Factor	0	fraction
Gas DeRating Model	<none>	

Current Pump  
 REDA JN10000 6.75 inches (8000-14500 RB/day)

Current Motor  
 Reda 540\_90-0\_Std 25HP 500V 30.5A

Current Cable  
 #2 Copper 0.33 (Volts/1000ft) 95 (amps) max

Figura 30. Datos para el match de las curvas VLP/IPR

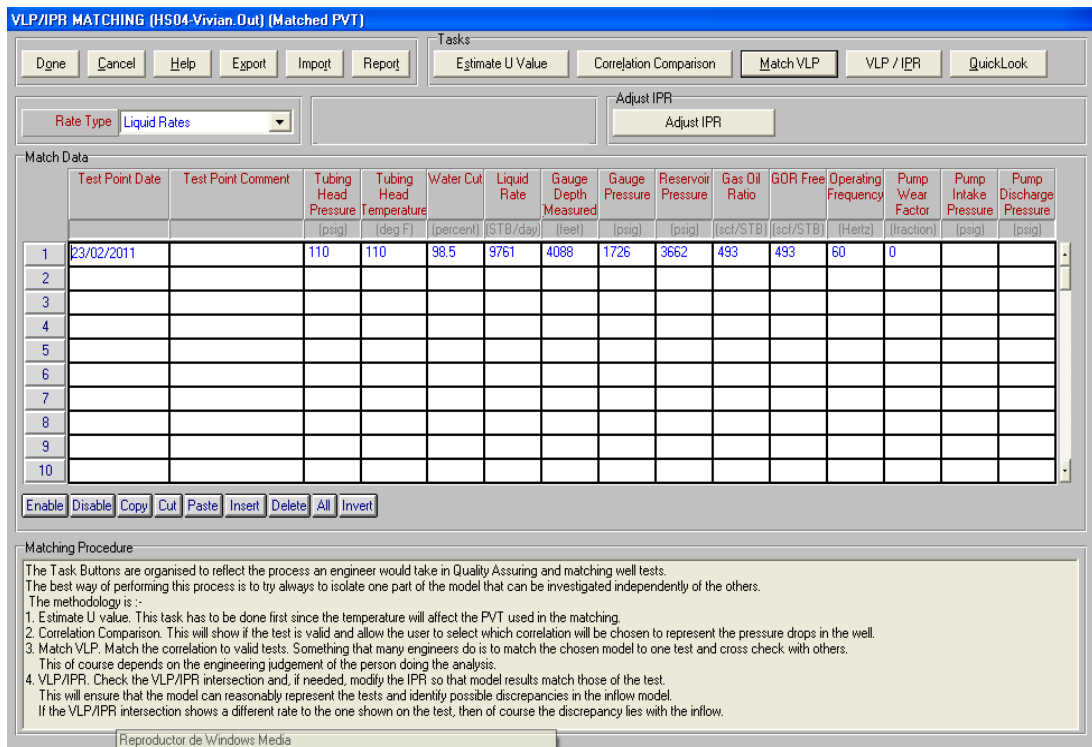
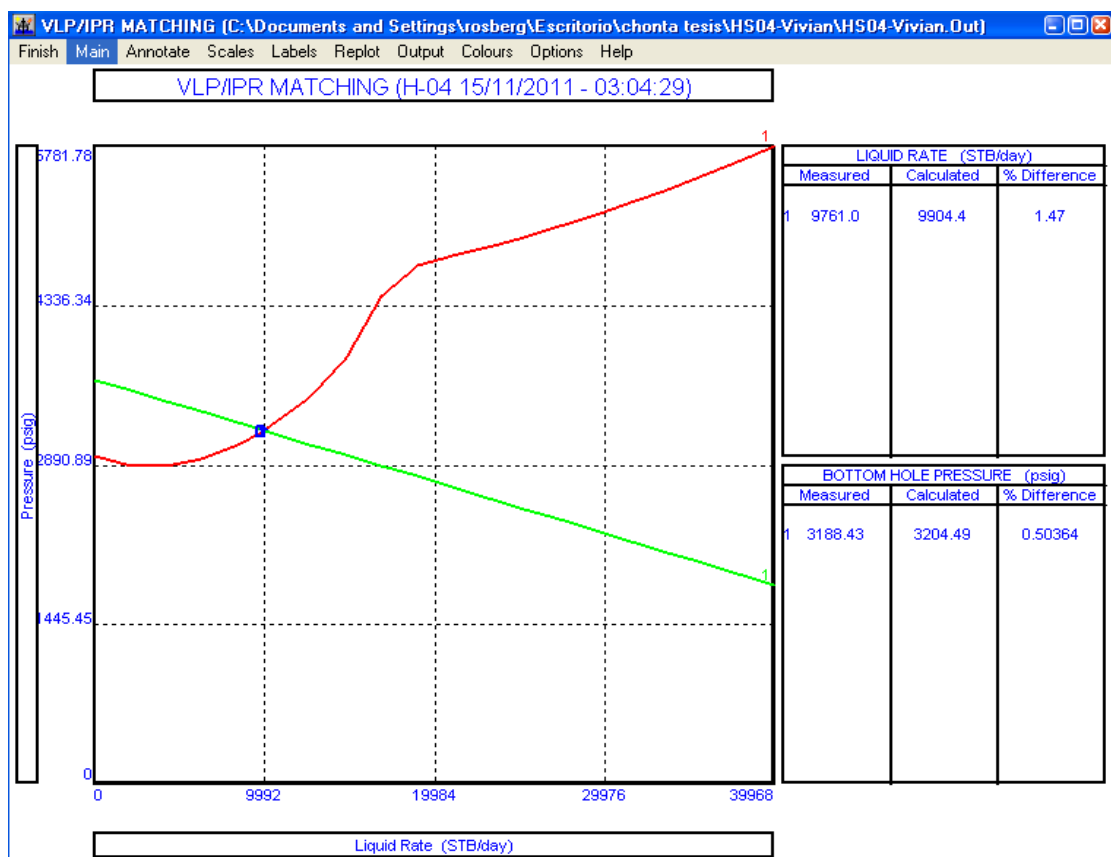


Figura 31. Grafico del match de la producción del pozo formación Vivian.



Se muestra el match de la producción de la formación Vivian cuando la producción de líquido es 9904.4 STB/D a una presión de fondo de 3204.49 psig.



### 5.6.6.2 Caso formación chonta inicial

De acuerdo a la prueba de producción realizada al pozo H-04 en agosto de 1977, el pozo fue capaz de producir 3834 bfpd con corte de agua de 0.2%, prácticamente petróleo. La presión estática no tiene un valor consistente por que el valor de la presión promedio según las pruebas de presión fueron aproximadamente 3650 psi, sin embargo la presión inicial fue de 4641 psi. Una alta declinación fue detectada por el mecanismo de impulsión fue un débil wáter drive.

Figura 32. Grafico de la curva IPR

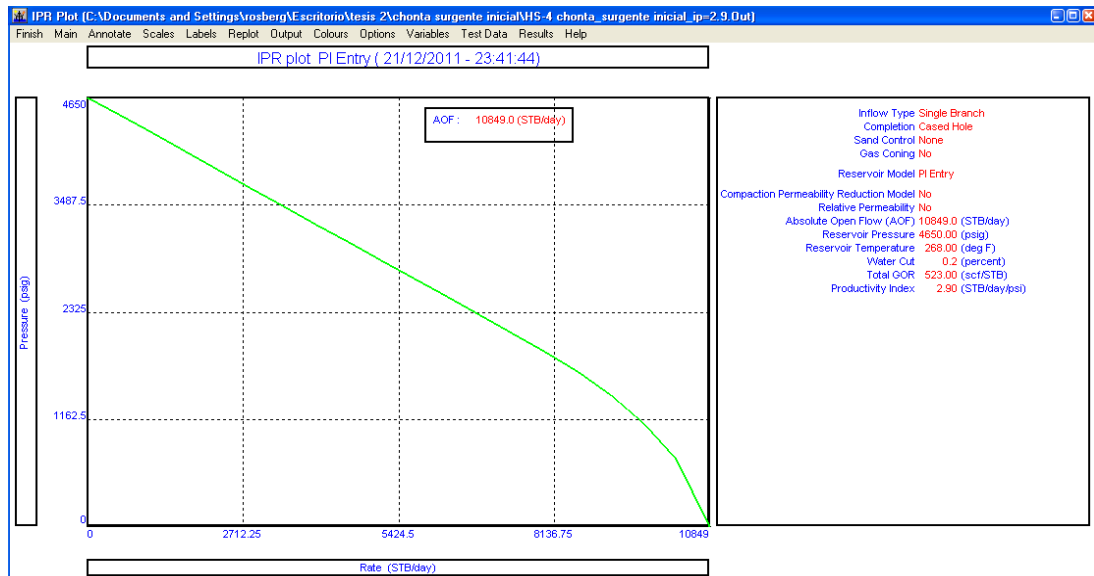


Figura 33. Datos para el match de las curvas VLP/IPR formación chonta.

VLP/IPR MATCHING (HS-4 chonta surgente Caso Surgente inicial.Out) (Matched PVT)

Tasks: Estimate U Value, Correccion Comparison, Match VLP, VLP / IPR

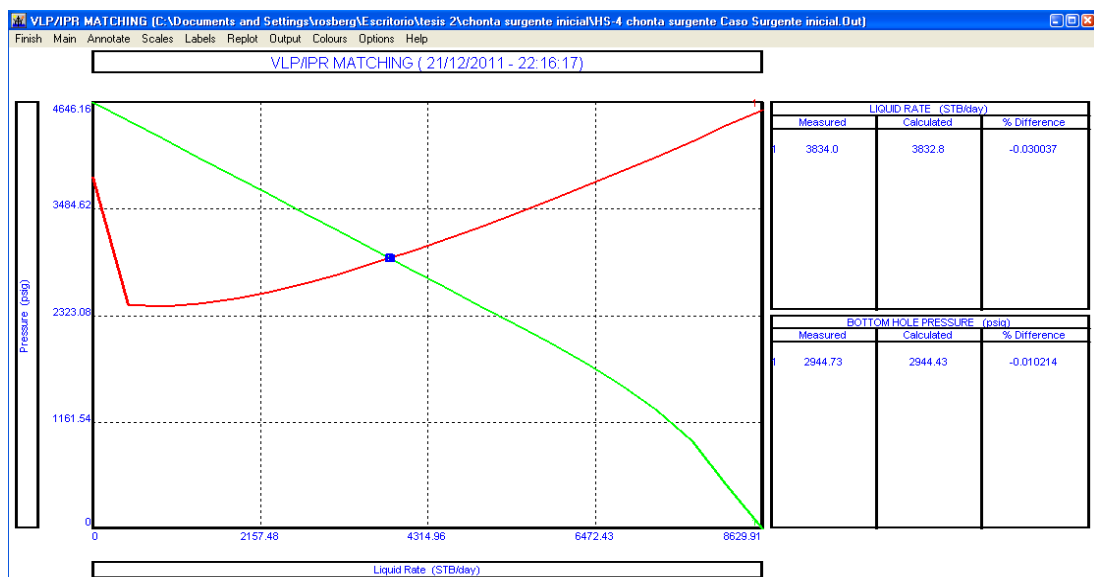
Rate Type: Liquid Rates

Adjust IPR: Adjust IPR

	Test Point Date	Test Point Comment	Tubing Head Pressure (psig)	Tubing Head Temperature (deg F)	Water Cut (percent)	Liquid Rate (STB/day)	Gauge Depth (Measured) (feet)	Gauge Pressure (psig)	Reservoir Pressure (psig)	Gas Oil Ratio (scf/STB)	GOR Free (scf/STB)
1	22/02/2011		400	110	0.2	3834	10992	3422	4650	523	523
2											
3											
4											
5											
6											
7											
8											
9											
10											

Enable Disable Copy Cut Paste Insert Delete All Invert

Figura 34. Grafico del match de la producción del pozo formación chonta



La figura 34 muestra el match de la producción inicial de chonta sin daño cuya producción inicial fue de 3834 bfpd según las pruebas producción a flujo natural a una presión de 2944.3 psig.

### 5.6.6.3 Caso chonta final

A continuación se presenta el caso chonta sin fracturar, el que produciría si se saca el tapón de fondo y bajáramos una bomba BES para su producción. Las siguientes figuras muestran la producción de la formación chonta sin fracturar. Para una presión de reservorio de 3620 psig, presión fluyente de 2950 psig, GOR 594 SCF/STB y un índice de productividad  $IP=0.34$  psi/bbl (pozo dañado) de una prueba

DST. Una bomba BES de 180 etapas, a una profundidad de 9000 ft MD (8706 ft TVD). Los intervalos perforados de chonta son 11070-11084 ft MD y 11088-11097 ft MD.

Figura 35. Grafico de la curva IPR

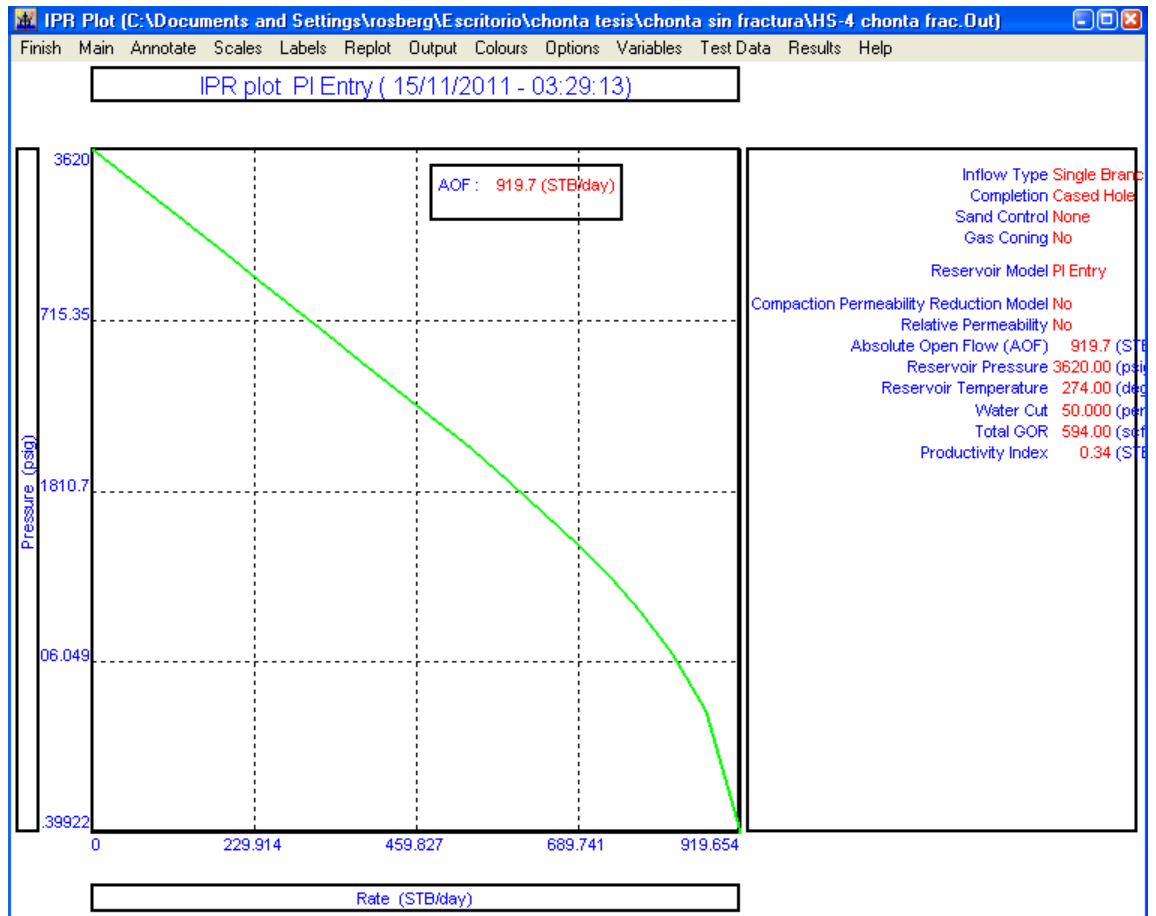


Figura 36. Datos para el match de las curvas VLP/IPR formación chonta.

**VLP/IPR MATCHING (HS-4 chonta frac.Out) (Matched PVT)**

Tasks: Estimate U Value, Correlation Comparison, **Match VLP**, VLP / IPR, QuickLook

Rate Type: Liquid Rates

Adjust IPR: Adjust IPR

Test Point	Test Point Date	Test Point Comment	Tubing Head Pressure (psig)	Tubing Head Temperature (deg F)	Water Cut (percent)	Liquid Rate (STB/day)	Gauge Depth Measured (feet)	Gauge Pressure (psig)	Reservoir Pressure (psig)	Gas Oil Ratio (scf/STB)	GOR Free (scf/STB)	Operating Frequency (Hertz)	Pump Wear Factor (fraction)	Pump Intake Pressure (psig)	Pump Discharge Pressure (psig)
1	22/02/2011		300	110	50	360	9000	2950	3620	594	594	60	0		
2															
3															
4															
5															
6															
7															
8															
9															
10															

Matching Procedure

The Task Buttons are organised to reflect the process an engineer would take in Quality Assuring and matching well tests. The best way of performing this process is to try always to isolate one part of the model that can be investigated independently of the others. The methodology is :-

1. Estimate U value. This task has to be done first since the temperature will affect the PVT used in the matching.
2. Correlation Comparison. This will show if the test is valid and allow the user to select which correlation will be chosen to represent the pressure drops in the well.
3. Match VLP. Match the correlation to valid tests. Something that many engineers do is to match the chosen model to one test and cross check with others. This of course depends on the engineering judgement of the person doing the analysis.
4. VLP/IPR. Check the VLP/IPR intersection and, if needed, modify the IPR so that model results match those of the test. This will ensure that the model can reasonably represent the tests and identify possible discrepancies in the inflow model. If the VLP/IPR intersection shows a different rate to the one shown on the test, then of course the discrepancy lies with the inflow.

Figura 37. Datos de la bomba

**ESP Input Data (HS-4 chonta frac.Out) (Matched PVT)**

Done Cancel Report Export Help

Input Data

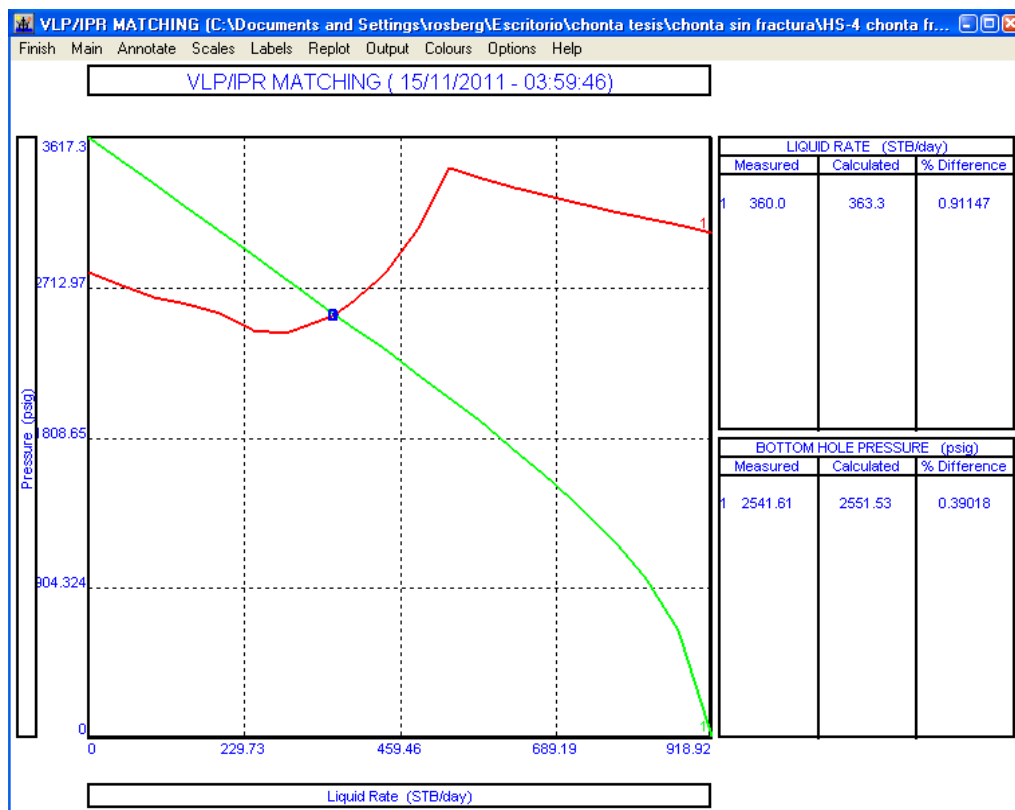
Pump Depth (Measured)	9000	feet
Operating Frequency	60	Hertz
Maximum OD	0	inches
Length Of Cable	0	feet
Gas Separator Efficiency	0	percent
Number Of Stages	180	
Voltage At Surface	0	Volts
Pump Wear Factor	0	fraction
Gas DeRating Model	<none>	

Current Pump: REDA DN440 4 inches (100-550 RB/day)

Current Motor: Reda 540\_90-0\_Std 25HP 500V 30.5A

Current Cable: #1 Aluminium 0.33 (Volts/1000ft) 95 (amps) max

Figura 38. Match de la curvas de VLP e IPR del pozo



El match de la última producción antes de fracturar el pozo es 363.3 STB/d cuando las curvas IPR y VLP se intersecan.

#### 5.6.6.4 Caso Chonta después de fracturar

Una vez macheado el caso chonta final se procederá a realizar el match de la producción del pozo H-04 chonta después de fracturarla. El trabajo de fracturamiento reducirá el daño del pozo, el índice de productividad se incrementará a un valor de  $IP=1.38$ . Las variables de solución de la fractura se obtuvieron del simulador de fractura Meyer. El trabajo de fracturamiento desviará el daño en las cercanías del pozo a 0. Las figuras 40 y 41 muestran los parámetros del diseño de la bomba para un corte de agua y caudal esperado. Las figuras 42 y 43 muestran la sensibilidad del corte de agua, presión de cabeza y GOR en función de la frecuencia de la bomba.

Figura 39. Grafico de la curva IPR

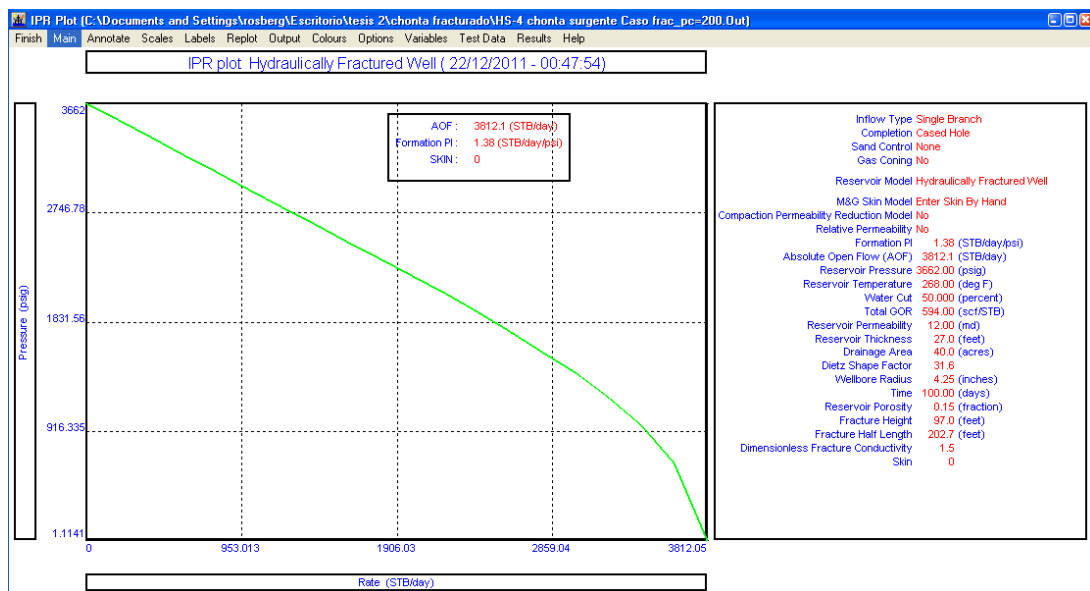


Figura 40. Datos de entrada para el diseño de la bomba

**ESP Design (no match vlp.Out) (Matched PVT)**

Calculate Design Done Cancel Report Export Help

Input Data

Pump depth (Measured)	9000	feet
Operating Frequency	60	Hertz
Maximum OD	5.4	inches
Length Of Cable	9000	feet
Gas Separator Efficiency	0	percent
Design Rate	2400	STB/day
Water Cut	50	percent
Total GOR	594	scf/STB
Top Node Pressure	0	psig
Motor Power Safety Margin	0	percent
Pump Wear Factor	0	fraction
Pipe Correlation	Beggs and Brill	
Tubing Correlation	Petroleum Experts 2 1.08 2.82	
Gas DeRating Model	<none>	

Figura 41. Resultados del diseño de la bomba BES

**ESP Design (no match vlp.Out) (Matched PVT)**

Done Cancel Main Help Plot

Input Data

Head Required	4711.08	feet	Pump Intake Pressure	1282.98	psig
Average Downhole Rate	3117.3	RB/day	Pump Intake Rate	3581.5	RB/day
Total Fluid Gravity	0.78721	sp. gravity	Pump Discharge Pressure	2889.14	psig
Free GOR Below Pump	284.954	scf/STB	Pump Discharge Rate	2971.34	RB/day
Total GOR Above Pump	594	scf/STB	Pump Mass Flow Rate	860228	lbm/day
Pump Inlet Temperature	253.212	deg F	Average Cable Temperature	180.529	deg F

Select Pump: REDA DN3000 4 inches (2100-3700 RB/day)

Select Motor: Reda 456\_91\_Std 140HP 1610V 55A

Select Cable: #1 Aluminium 0.33 (Volts/1000ft) 95 (amps) max

Results

Number Of Stages	275		Motor Efficiency	82.8311	percent
Power Required	137.277	hp	Power Generated	137.277	hp
Pump Efficiency	62.1048	percent	Motor Speed	3458.68	rpm
Pump Outlet Temperature	262.103	deg F	Voltage Drop Along Cable	195.442	Volts
Current Used	54.305	amps	Voltage Required At Surface	1805.44	Volts
Surface KVA	169.818		Torque On Shaft	208.459	lb.ft

Figura 42. Datos de entrada para los cálculos de sensibilidad de la frecuencia de la bomba.

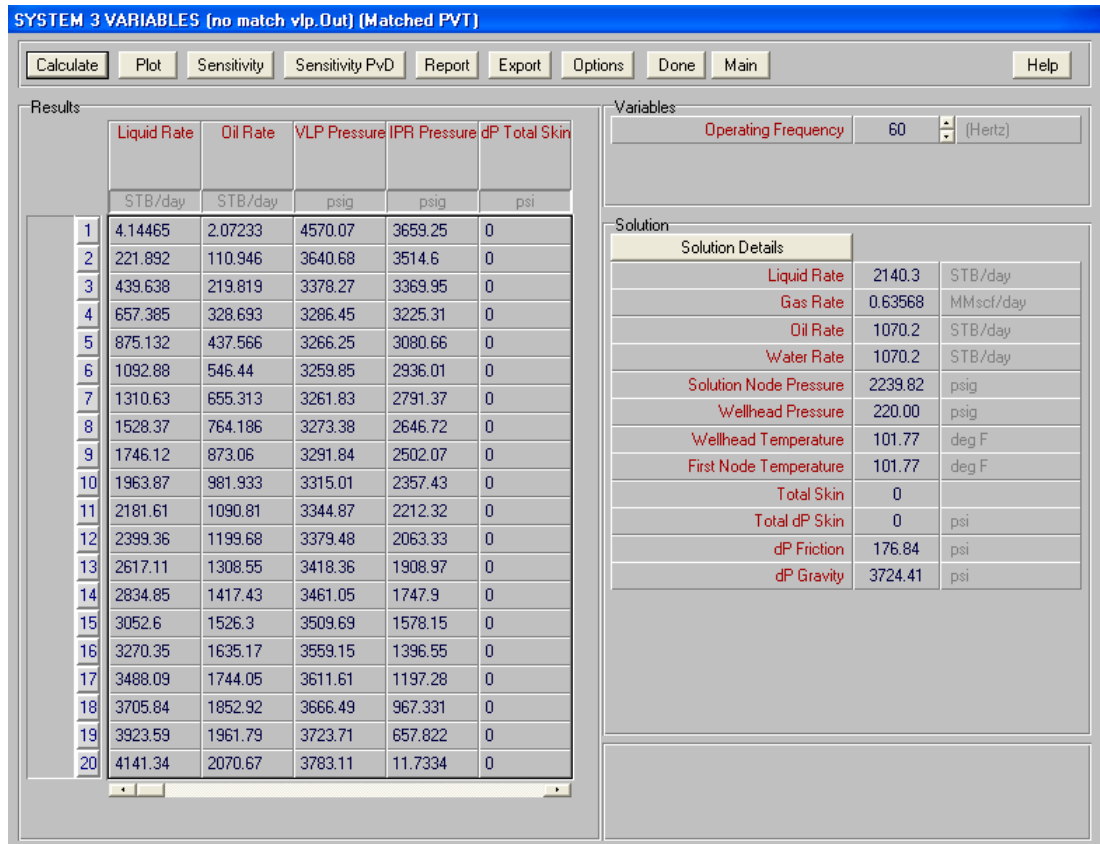
**SYSTEM 3 VARIABLES (no match vlp.Out) (Matched PVT)**

Continue Cancel Report Export Help

Input Data

Top Node Pressure	220	psig
Water Cut	50	percent
Total GOR	594	scf/STB
Surface Equipment Correlation	Beggs and Brill	
Vertical Lift Correlation	Petroleum Experts 2 1.08 2.82	
Rate Method	Automatic - Linear	
Left-Hand Intersection	Disallow	

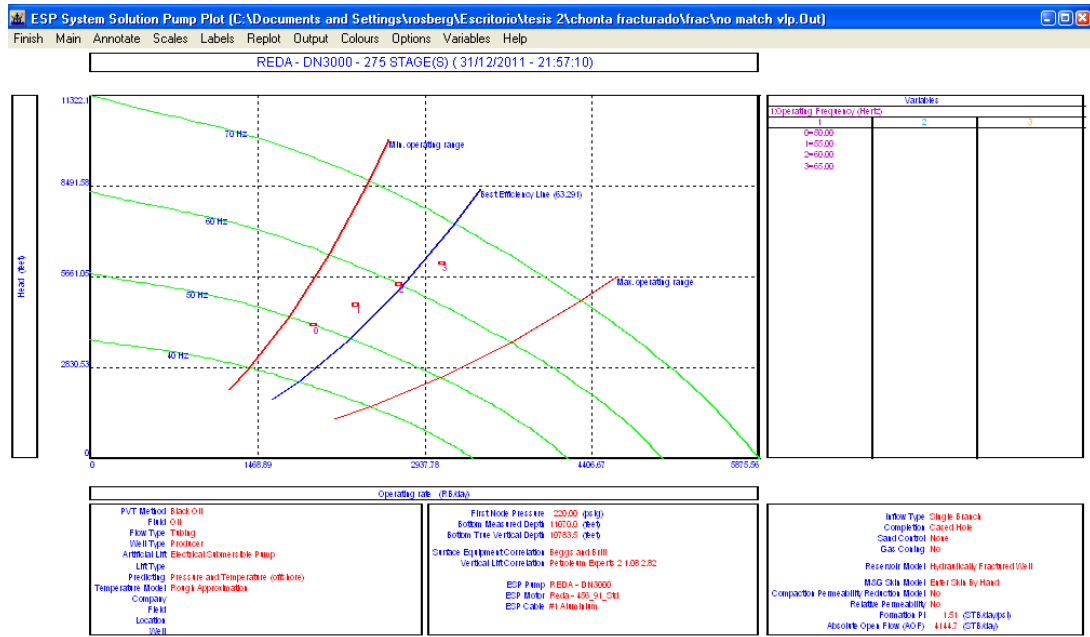
Figura 43. Resultados de la sensibilidad en la frecuencia de la bomba a 60 Hertz.





La bomba BES a 60 Hz estaría operando dentro de la curva recomendada, es decir, la de mejor eficiencia, entre el mínimo y máximo rango.

Figura 44. Rango de operación de la bomba a 50, 55, 60 y 65 Hz.



La fractura mitigará el daño en las cercanías del pozo producido por la migración del agua de formación a la formación C a 0.

## CAPITULO VI: PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN

Una curva de declinación representa un gráfico o una expresión que permite estimar el comportamiento del caudal con el tiempo o con el volumen total petróleo producido. Con la curva de declinación se puede calcular el incremento de la producción acumulada en un intervalo de tiempo o el pronóstico de la tasa de flujo a un tiempo dado.

De los datos de salida de la simulación de fractura en la formación Chonta (permeabilidad de la fractura empaquetada, la longitud y ancho de fractura) y la producción inicial de petróleo del caso chonta después de fractura con un corte de agua inicial de aproximadamente del 50%, se ingresó a la siguiente planilla de estimación de la producción en base a una declinación hiperbólica para el cálculo de la producción inicial de petróleo usando la ley de Darcy. Esta información será de vital importancia para la comparación en el análisis económico del proyecto de fracturamiento, es decir, para el cálculo del incremental de petróleo y agua.

Las figuras 46 y 47 muestran el potencial de Vivian y Chonta respectivamente obtenidas de la información de reservas probadas y desarrolladas hasta el 2015. La producción de petróleo después de fracturar Chonta se contrastará con el potencial de Vivian y Chonta con la finalidad de estimar el incremental de petróleo y agua.

Tabla 16. Estimación de la producción de petróleo

<b>Estimacion de la produccion inicial- Ley de Darcy</b>	
<b>Propiedades del reservorio</b>	<b>valores</b>
<i>arena neta petrolifera- (pies)</i>	27.00
<i>permeabilidad efectiva del petróleo (md)</i>	5.71
<i>presión del reservorio (psi)</i>	3662.00
<i>presión de fondo de pozo (psi)</i>	2239.82
<i>Viscosidad - uo (cp)</i>	0.40
<i>factor volumétrico</i>	1.45
<i>radio de drenaje (ft)</i>	600.42
<i>W, ancho de la fractura, ft</i>	0.44
<i>permeabilidad de la fractura, (d)</i>	464.75
<i>Xf longitud de la fracura ft</i>	219.44
<i>Sf+Ln(Xf/nw)</i>	1.47
<i>Skin (Sf)</i>	-4.97
<i>Factor Skin</i>	0.50
<i>radio del pozo(ft)</i>	0.35
<i>Flujo inicial de fondo "Qo" (Bls/día)</i>	1098.94
<b>Di</b>	0.040
<b>n</b>	2.06

Figura 45. Gráfico de declinación de la tasa de producción del pozo con el tiempo

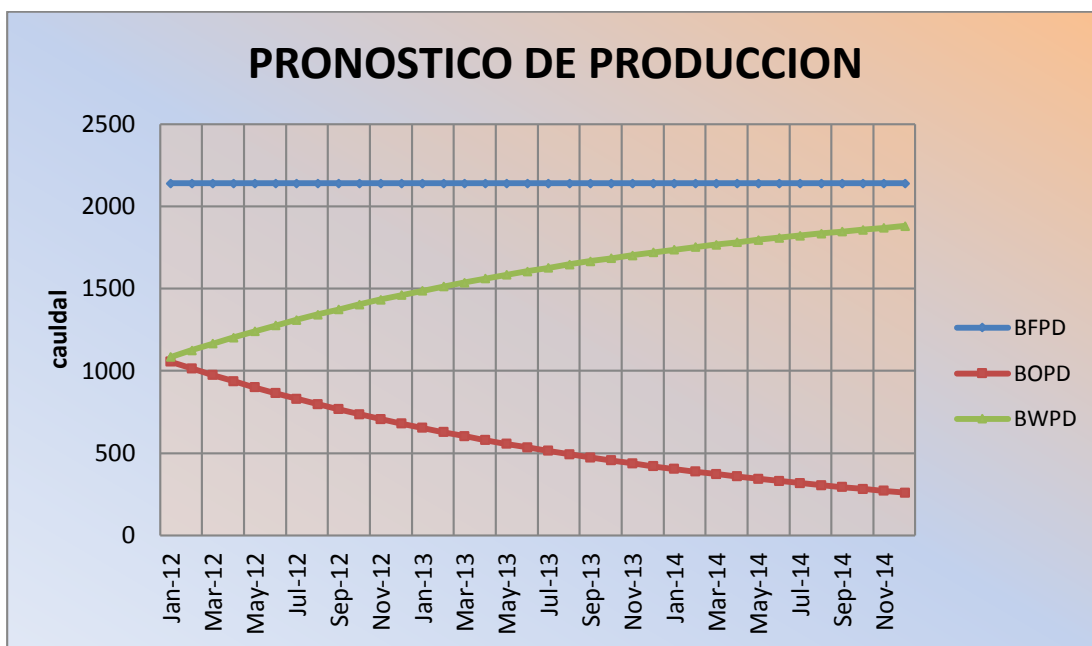


Figura 46. Potencial de Vivian

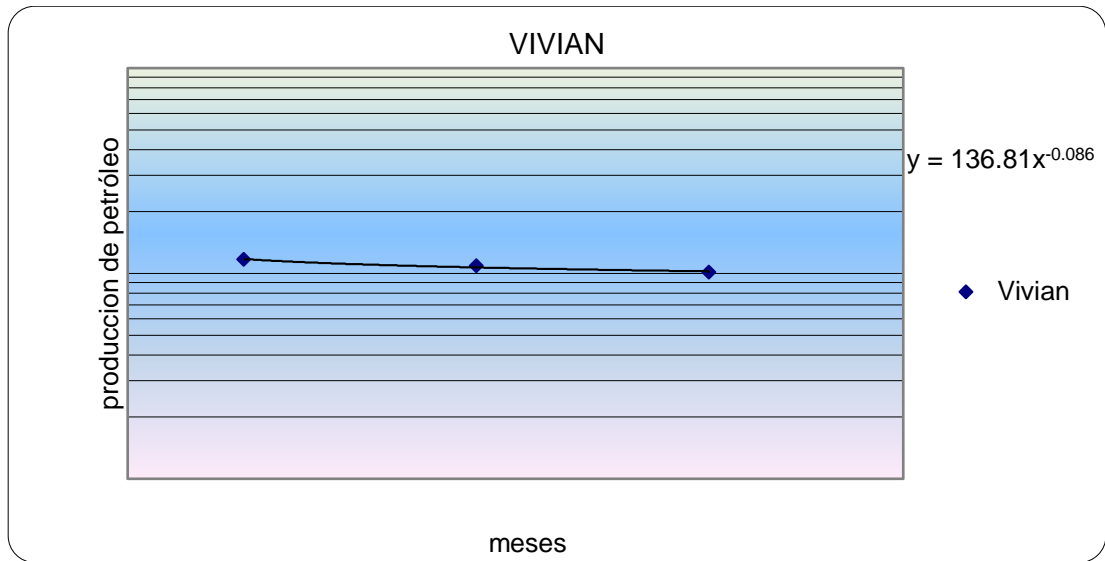


Figura 47. Potencial Chonta

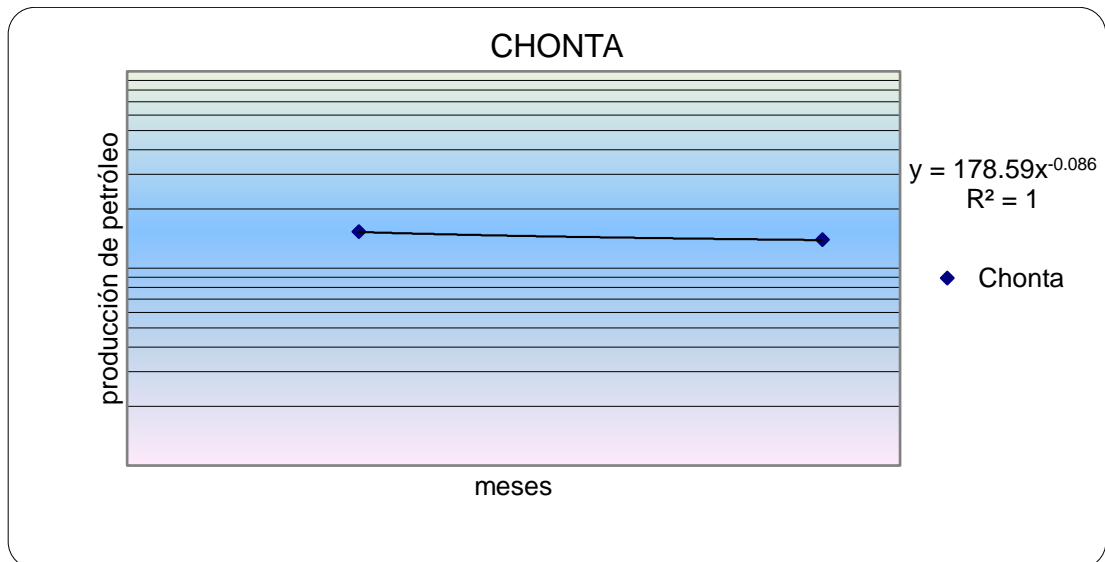


Tabla 17. Pronóstico de producción base y fracturado

Mes	Base		Frac		Incremental	
	Oil	Water	Oil	Water	Oil	Water
1	137	8984	1056	1084	919	7899
2	129	8465	1014	1126	886	7339
3	124	8175	975	1166	850	7010
4	121	7976	936	1204	815	6772
5	119	7825	900	1241	781	6584
6	117	7703	864	1276	747	6427
7	116	7602	831	1310	715	6292
8	114	7515	798	1342	684	6173
9	113	7440	767	1374	653	6066
10	112	7373	737	1404	624	5969
11	111	7313	708	1433	596	5880
12	111	7258	680	1460	569	5798
13	288	8450	653	1487	365	6963
14	277	8126	628	1513	350	6613
15	271	7937	603	1537	332	6400
16	266	7803	579	1561	313	6242
17	263	7698	557	1584	294	6115
18	260	7612	535	1605	275	6006
19	257	7538	514	1626	257	5911
20	255	7473	494	1647	239	5827
21	253	7416	474	1666	221	5750
22	251	7365	456	1684	204	5680
23	250	7318	438	1702	188	5616
24	248	7275	421	1720	173	5555
25	247	7235	404	1736	157	5499
26	246	7198	388	1752	143	5446
27	244	7164	373	1767	129	5397
28	243	7131	359	1782	115	5350
29	242	7101	345	1796	102	5305
30	241	7072	331	1809	90	5263
31	240	7044	318	1822	78	5222
32	240	7018	306	1835	66	5184
33	239	6994	294	1847	55	5147
34	238	6970	282	1858	44	5112
35	237	6947	271	1869	34	5078
36	236	6925	260	1880	24	5045

Los valores de producción base de petróleo para Vivian y Chonta se obtuvieron de la interpolación del potencial de producción de reservas probadas y desarrolladas de las tablas 16 y 17 antes de realizar el fracturamiento hidráulico al pozo. Los valores de frac petróleo y agua se obtuvieron de la curva de declinación hiperbólica post- tratamiento los cuales se restan del caso base y se obtiene el incremental de petróleo y agua. Con estos datos incrementales se ingresará en la tabla 19 de la planilla de evaluación económica mensual para hacer un estimado de las variables económicas (VAN, TIR, PAYOUT, Beneficio/costo) junto con el análisis de sensibilidad del proyecto y probabilístico usando la técnica de Montecarlo.

## CAPITULO VII: EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO

Siempre previo a un trabajo de reacondicionamiento a un pozo se realiza un análisis económico, costos estimados para su posterior aprobación y aplicación. Para este efecto, se va a realizar la propuesta con el fin de determinar si el proyecto es rentable y si lo es determinar en cuanto tiempo se va a recuperar la inversión realizada para el mismo.

Los métodos que se utilizaran para la evaluación de este proyecto son muchos, sin embargo entre algunos métodos podemos destacar:

- Valor presente neto
- Tasa interna de retorno
- Relación costo beneficio

Con el fin de determinar estos indicadores se realizó un análisis de los costos estimados del fracturamiento, como los equipos de reacondicionamiento, servicios en locación, logística, supervisión pozo, bombas BES, tuberías de producción, etc. El mayor gasto fue en traer los equipos de fractura desde el extranjero ya que estos equipos no se encuentran disponibles en la locación, gastos de transporte vía marítima y fluvial etc, ubicada en el rubro de servicios varios con un tiempo estimado de un mes y medio de traída de los equipos los cuales deben manejar más de 3000 hp de potencia según resultados del Meyer. En la tabla 18 se describen los gastos.

La parte económica permite la evaluación de los costos versus los ingresos esperados. Se determinan los indicadores financieros como el valor presente neto (VPN), tasa interna de retorno (TIR), tiempo de retorno de inversión (PAYOUT).

Asumiendo el precio del crudo invariable en los siguientes años a 70 US\$/bbl, la inversión del proyecto estimada es de 4,484 MUS\$ y se obtiene un valor presente neto descontado al 15% anual de 7871 MUS\$. El periodo de recuperación de la inversión del pozo H-04 es en 4 meses.

Tabla 18. Costos estimados del proyecto

<b>ESTIMADO DE COSTOS</b>				
<b>Pozo: H-04</b>		<i>Subtotal(MUS\$)</i>	<i>Total(MUS\$)</i>	
Costos Intangibles	<b>Locación y Acceso</b>			
	Construcción locación	\$ 50		
	<i>Total Locación y servicio</i>			\$ 50
	<b>Alquiler Unidad Workover</b>			
	Mobilización	\$ 50		
	Alquiler equipo / Personal (tarifa diaria)	\$ 300		
	Comedor & Alojamiento	\$ 50		
	Cargos internos de equipo	\$ 2		
	Combustible & Lubricantes	\$ 20		
	Inspección sondeo	\$ 22		
	<i>Total Alquiler Unidad Workover</i>			\$ 444
	<b>Servicio en Locación</b>			
	Cemento & Aditivos	\$ 100		
	Productos químicos de completación	\$ 30		
	Alquiler equipo fondo de pozo	\$ 60		
	Brocas	\$ 50		
	Perfilaje	\$ 100		
	Herramienta pesca/Servicio	\$ 100		
	Equipo fractura / Servicio	\$ 750		
	Material fractura	\$ 200		
	Servicios varios	\$ 1,500		
	Equipos de ensayos de producción/Servicios	\$ 200		
	<i>Total Servicios en Locación</i>			\$ 3,090
<b>Logística</b>				
Carga Aérea	\$ 30			
Transporte aéreo	\$ 20			
Transporte camión	150			
<i>Total Logística</i>			\$ 200	
<b>Supervisión pozo</b>				
Supervisión Compañía	\$ 50			
<i>Total Supervisión pozo</i>			\$ 50	
<b>Otros</b>				
Servicio Técnico - Otros	\$ 100			
<i>Total otros</i>			\$ 100	
<i>Total Intangibles</i>			\$ 3,934	
Costos tangibles	<b>Tangibles</b>			
	Equipo ESP	\$ 400		
	Tubería de producción / liner	\$ 100		
	Cabeza de pozo y colgador de tubing	\$ 50		
<i>Total Tangibles</i>			\$ 550	
<b>TOTAL COSTOS ESTIMADOS</b>			<b>\$ 4,484</b>	

A continuación se muestra la tabla del flujo de caja neto

Tabla 19. Evaluación económica del proyecto

<b>EVALUACION ECONOMICA - FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO</b>																																			
<b>POZOS:</b>		H-04																	<b>RESULTADOS:</b>																
<b>FORMACION:</b>		CHONTA																	<table border="1"> <tr> <td>VAN ( i=15%) @ 1 año</td> <td>7871</td> <td>MUSS</td> </tr> <tr> <td>PAY-OUT</td> <td>4</td> <td>Meses</td> </tr> <tr> <td>INV/RES</td> <td>11.27</td> <td>\$/Bbl</td> </tr> <tr> <td>BENEFICIO-COSTO</td> <td>2.76</td> <td></td> </tr> <tr> <td>IVA</td> <td>1.76</td> <td></td> </tr> </table>		VAN ( i=15%) @ 1 año	7871	MUSS	PAY-OUT	4	Meses	INV/RES	11.27	\$/Bbl	BENEFICIO-COSTO	2.76		IVA	1.76	
VAN ( i=15%) @ 1 año	7871	MUSS																																	
PAY-OUT	4	Meses																																	
INV/RES	11.27	\$/Bbl																																	
BENEFICIO-COSTO	2.76																																		
IVA	1.76																																		
<b>PARAMETROS:</b>				<b>OIL</b>		<b>Producción Promedio</b>													4																
Precio (\$/B1 & \$/MPC)				70		1er. mes :		919 BOPD																											
Reservas Inc Anuales Estimadas (MBbl)				398																															
Gasto Variable Incremental (\$/STB)				10																															
Gasto Fijo (M\$/POZO-AÑO)																																			
Gasto Operativo por Manejo de agua (\$/STB)				0.124																															
Impuestos (%)				30.0%																															
Tasa Actual (%)				0.01		1.17 % Mensual		15.0 % Anual																											
Regalías				30.0%																															
INVERSION (M\$) (intang+tang)				3934.00		550.00		4484.00																											
MES	PROD. OIL (BOPD)	PROD. OIL (MSTB)	PROD. INC. AGUA (BWPD)	RED PROD. AGUA (MSTB)	INVERSION		ING. BRUTO (OIL+GAS) (M\$)	COSTOS OPERAT. (M\$)	DEPRECIACION		REGALIAS (M\$)	UTILIDAD BRUTA (M\$)	IMPITOS (M\$)	F.CAJA NETO (M\$)	F.C.N. ACUM. (M\$)	F.C.N. ACTUAL (M\$)	PAY OUT	TIR																	
					INTANG. (M\$)	TANG. (M\$)			INTANG. (M\$)	TANG. (M\$)																									
1	919.0	27.94	7899	240	3934	550	1956	279	3934.00	39	587	-2883	0	-2883	-2883	-2850	30.00	-2314.38690																	
2	885.5	26.92	7339	223			1884	269		37	565	1013	126	887	-1996	867	30.00	571.69534																	
3	850.2	25.85	7010	213			1809	258		36	543	972	121	852	-1144	822	30.00	440.61010																	
4	815.0	24.78	6772	206			1734	248		34	520	932	116	816	-328	779	30.00	339.07194																	
5	780.6	23.73	6584	200			1661	237		33	498	893	111	782	454	738	0.00	260.70287																	
6	747.2	22.71	6427	195			1590	227		31	477	854	106	748	1203	698	0.00	200.32178																	
7	714.8	21.73	6292	191			1521	217		30	456	817	101	716	1919	660	0.00	153.84873																	
8	683.5	20.78	6173	188			1455	208		29	436	782	97	685	2604	624	0.00	118.10616																	
9	653.4	19.86	6066	184			1390	199		27	417	747	93	655	3258	590	0.00	90.63175																	
10	624.4	18.98	5969	181			1329	190		26	399	714	89	625	3884	557	0.00	69.52259																	
11	596.4	18.13	5880	179			1269	181		25	381	682	85	597	4481	526	0.00	53.31057																	
12	569.5	17.31	5798	176			1212	173		24	364	651	81	570	5052	496	0.00	40.86423																	
13	365.0	11.10	6963	212			777	111		15	233	417	52	366	5417	314	0.00	21.02456																	
14	350.4	10.65	6613	201			746	107		15	224	401	50	351	5768	298	0.00	16.20503																	
15	332.2	10.10	6400	195			707	101		14	212	380	47	333	6101	280	0.00	12.33387																	
16	313.2	9.52	6242	190			666	95		13	200	358	44	314	6415	260	0.00	9.33308																	
17	294.0	8.94	6115	186			626	89		12	188	336	42	295	6709	242	0.00	7.03445																	
18	275.2	8.36	6006	183			586	84		12	176	315	39	276	6985	224	0.00	5.28449																	
19	256.7	7.80	5911	180			546	78		11	164	294	36	257	7242	206	0.00	3.95766																	
20	238.7	7.26	5827	177			508	73		10	152	273	34	239	7481	190	0.00	2.95487																	
21	221.3	6.73	5750	175			471	67		9	141	253	31	222	7703	174	0.00	2.19911																	
22	204.5	6.22	5680	173			435	62		9	131	234	29	205	7908	159	0.00	1.63102																	
23	188.2	5.72	5616	171			401	57		8	120	215	27	189	8096	144	0.00	1.20513																	
24	172.5	5.24	5555	169			367	52		7	110	197	24	173	8269	131	0.00	0.88672																	
25	157.4	4.78	5499	167			335	48		7	100	180	22	158	8427	118	0.00	0.64935																	
26	142.8	4.34	5446	166			304	43		6	91	163	20	143	8570	106	0.00	0.47295																	
27	128.7	3.91	5397	164			274	39		5	82	147	18	129	8699	94	0.00	0.34231																	
28	115.2	3.50	5350	163			245	35		5	74	132	16	115	8814	83	0.00	0.24592																	
29	102.2	3.11	5305	161			217	31		4	65	117	14	102	8917	73	0.00	0.17511																	
30	89.7	2.73	5263	160			191	27		4	57	103	13	90	9006	63	0.00	0.12335																	
31	77.6	2.36	5222	159			165	24		3	50	89	11	78	9084	54	0.00	0.08572																	
32	66.0	2.01	5184	158			141	20		3	42	76	9	66	9150	46	0.00	0.05855																	
33	54.9	1.67	5147	156			117	17		2	35	63	8	55	9205	37	0.00	0.03908																	
34	44.2	1.34	5112	155			94	13		2	28	51	6	44	9250	30	0.00	0.02525																	
35	33.9	1.03	5078	154			72	10		1	22	39	5	34	9284	23	0.00	0.01556																	
36	24.0	0.73	5045	153			51	7		1	15	27	3	24	9308	16	0.00	0.00885																	
<b>TOTAL</b>		<b>398</b>		<b>6504</b>	<b>3934</b>	<b>550</b>	<b>27852</b>	<b>3979</b>	<b>3934</b>	<b>550</b>	<b>8355</b>	<b>11033</b>	<b>1726</b>	<b>9308</b>		<b>7871</b>		0.33	110.59115																
														AÑO																					
														VAN		\$ 7.870.74 MUSS																			
														TIR		25%																			



Tabla 20. Resultados de las variables económicas

VAN	\$7,870.74	US\$
TIR	25%	
PAYOUT	4	meses
BENEFICIO-COSTO	2.76	

### 7.1 Análisis de sensibilidad de fracturamiento hidráulico en la formación Chonta (diagrama Spider)

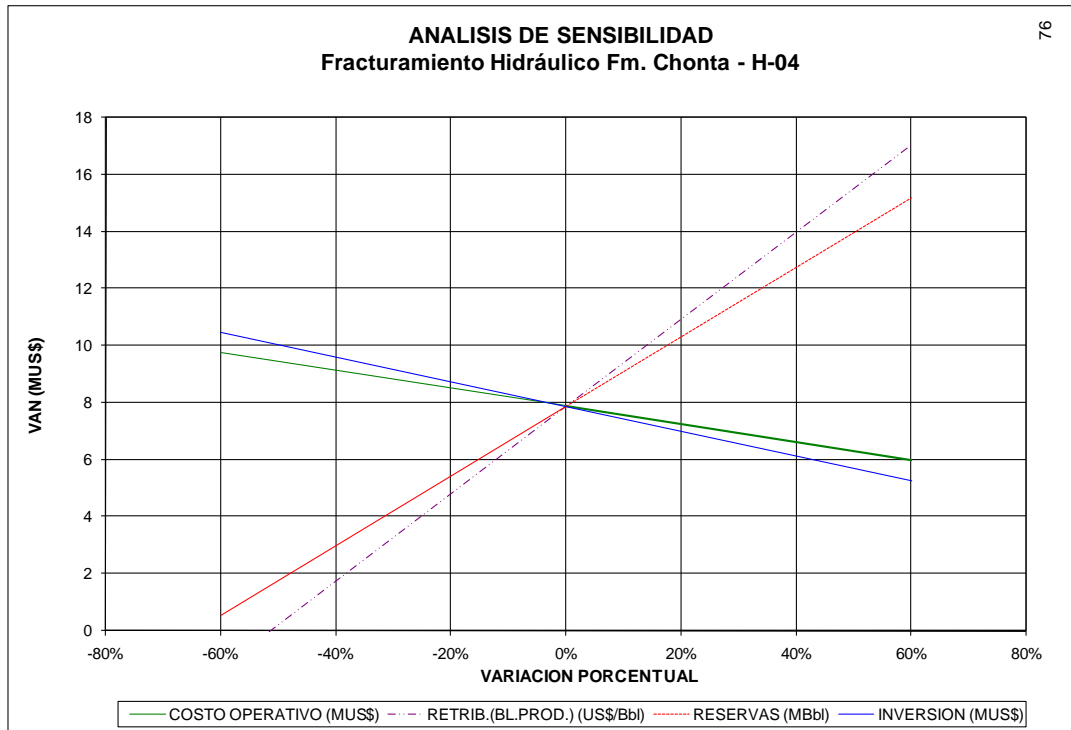
Una manera de ver qué variables son más sensibles al proyecto de fracturamiento hidráulico es mediante un diagrama spider. En él se muestra que en el eje horizontal la variación relativa de cada uno de los parámetros, concretamente el porcentaje de variación, sobre su valor de referencia y en el eje vertical el resultado del VAN a la variación de estos parámetros.

Se realizó un diagrama spider variando los valores de precio del crudo, costos operativos, reservas e inversión en el caso de una disminución del 60% y un aumento del 60% de dichas variables, dando como resultado una gráfica de sensibilidad del valor actual neto en (MUS\$) versus su variación porcentual. La tabla 21 muestra la variación del VAN al cambio de los cuatro parámetros mencionados anteriormente.

Tabla 21. Sensibilidad de los parámetros para diagrama spider

	RETRIB.(BL.PROD.) (US\$/Bbl)	COSTO OPERATIVO (MUS\$)	RESERVAS (MBbl)	INVERSION (MMUS\$)
-60%	-1.32	9.746	0.56	10.463
0%	7.87	7.87	7.87	7.87
60%	17.061	5.995	15.186	5.278

Figura 48. Grafico de la sensibilidad de parámetros (costos operativos, retribución de petróleo, reservas e inversión) vs VAN



En la figura anterior, se puede observar que los parámetros más sensibles a los posibles escenarios del proyecto; es decir, las que tiene un mayor impacto en el cambio en el VAN, son la retribución del petróleo (precio del crudo) y las reservas de petróleo.

## 7.2 Evaluación económica bajo incertidumbre (Análisis Montecarlo)

Se realizó un evaluación económica bajo incertidumbre utilizando el software @Risk 5.7, con el cual se efectuó una simulación Montecarlo, sensibilizando simultáneamente el precio del petróleo, las reservas de petróleo, la inversión inicial y el costo operativo. Se escogieron funciones probabilísticas de distribución, para cada una de estas variables, de acuerdo a criterios generalmente usados en la industria. Finalmente se asociaron los principales indicadores de rentabilidad, VAN, Payout y TIR a variables de salida, con lo cual se pudo construir una distribución acumulada en función de un rango de certeza de cada indicador (Ver **figuras 49, 50 y 51**).

Figura 49. Distribución Probabilística del VAN (MUS\$)

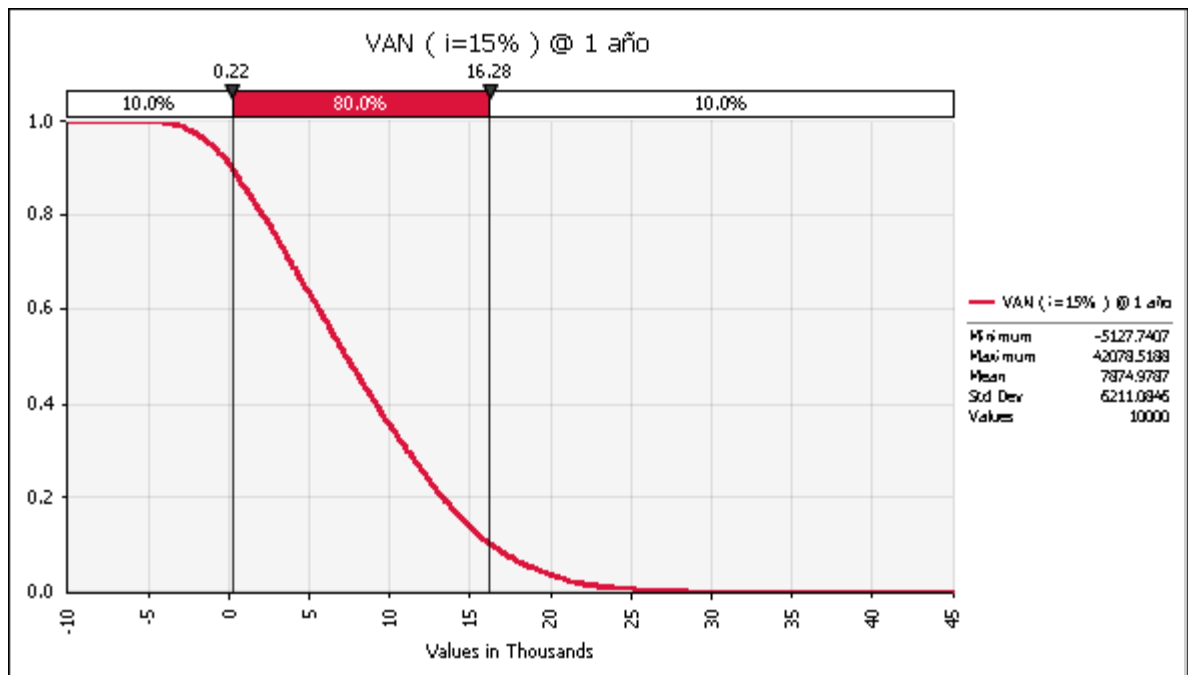


Figura 50. Distribución Probabilística del TIR (%)

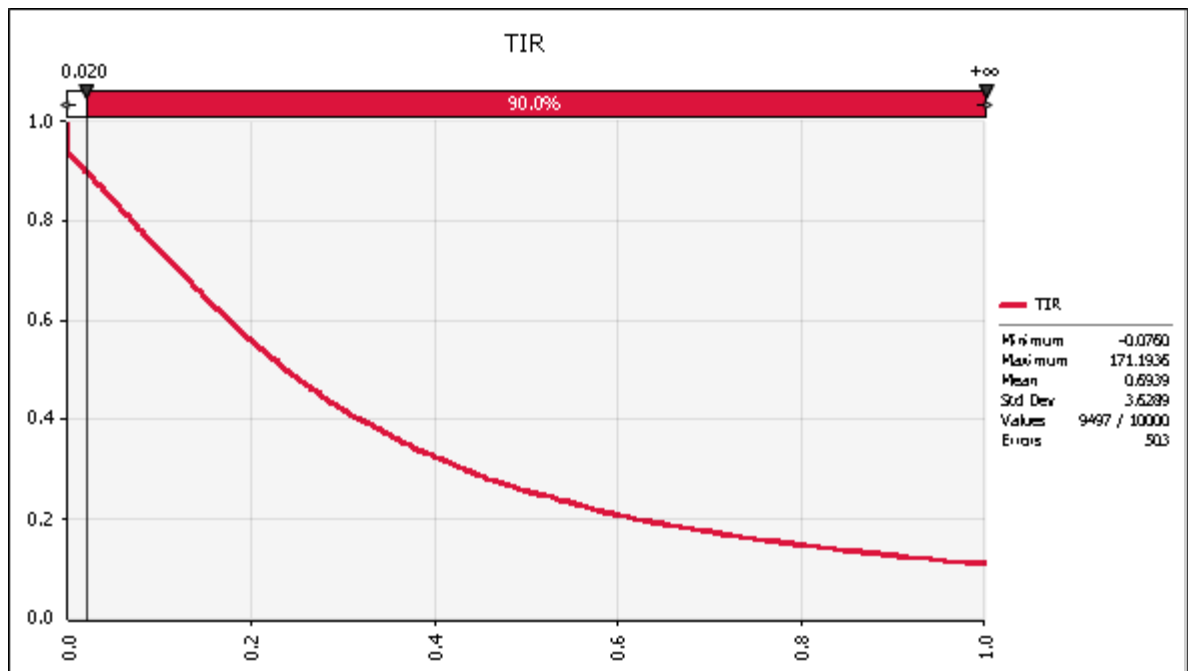
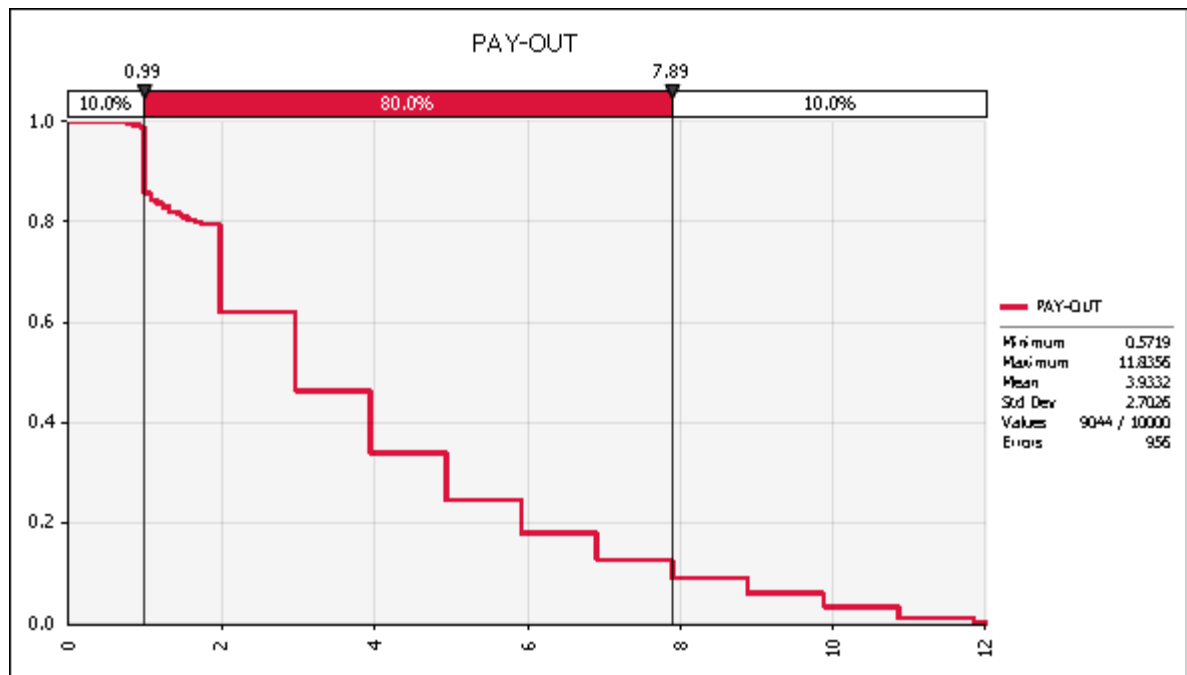


Figura 51. Distribución Probabilística del Payout (meses)



La tabla 22 muestra los percentiles 10, 50 y 90 de las variables económicas VAN, TIR y PayOut. Un percentil de 50 viene a ser la mediana de la distribución de probabilidades.

Tabla 22. Evaluación Económica Probabilística

Percentile	VAN (MUS\$)	TIR (%)	Pay Out (meses)
P90	223	2%	1
P50	7281	24%	3
P10	16283	108%	8

## CAPITULO VIII: CONCLUSIONES

- Se verificó la factibilidad técnica del fracturamiento hidráulico en la arena Chonta en el pozo H-04, encontrándose un posible incremento de producción superior a los 1000 BOPD y reservas incrementales de hasta 400,000 bbl.
- El diseño del fracturamiento hidráulico requiere de un conocimiento pleno de la historia del pozo e características del reservorio a ser estimulado. Resulta vital contar con información de intervenciones previas, historial de producción del pozo. La confiabilidad de los datos resulta importante en las estimaciones del diseño de un tratamiento de fractura.
- Se trato de generar un mayor ancho de fractura y una longitud relativamente corta para formaciones de alta permeabilidad como de la selva peruana.
- Se verificó la rentabilidad del fracturamiento hidráulico del pozo H-04, obteniéndose para el caso base un PAYOUT de 4 meses, VAN 7,870 MUS\$, la TIR 25%, así como una relación costo beneficio de 2.76.
- Los resultados del análisis de sensibilidad con el diagrama spider muestran como variables económicas más sensibles a la rentabilidad del proyecto al precio del crudo y las reservas de petróleo.
- El flujo de caja estocástico permitió verificar la rentabilidad del fracturamiento hidráulico con un PAY OUT de 3 meses, VAN de 7,28 MUS\$ y TIR de 25% para el escenario “más probable”.

## CAPITULO IX: RECOMENDACIONES

- Los futuros candidatos de fracturamiento hidráulico requieren analizar las condiciones petrofísicas, geomecánicas, datos de producción, historia del pozo, trabajos realizados, datos de campo, restauración de presión, pruebas que nos permitan tener un mejor criterio técnico sobre el candidato a fracturar.
- Se recomienda el uso del Fracturamiento Hidráulico para formaciones de alta permeabilidad (Tip Screen Out) en el pozo H-04 del campo HS de la selva peruana. Ya que formaciones de relativa alta permeabilidad requieren incrementar la conductividad adimensional incrementando el ancho y minimizando el largo de la fractura.
- Tener en consideración que las presiones de cabeza durante el tratamiento no deben superar el límite permitido en las bombas de superficie.
- Se recomienda en el diseño usar una eficiencia de fractura alrededor de un 30% similar a otros proyectos de fracturamiento en pozo de Chonta en la selva peruana.
- Debido a la baja eficiencia fractura. El coeficiente de pérdida de fluido fue bajo, es decir hubo mayor pérdida de fluido de fractura hacia la formación. Es por eso que se necesitaría mayor cantidad de fluido de fractura.
- Se recomienda traer mayor cantidad de bombas de superficie del extranjero para evitar paras o demoras en el trabajo, y atender convenientemente la demanda de presiones.
- Se recomendó generar una longitud al menos de 100 ft para mitigar el daño causado por los fluidos en las vecindades del pozo y/o trabajos previos al pozo.
- La altura de fractura fue un parámetro secundario, porque se buscó que la fractura cubriera una mayor área de drenaje del pozo.
- Se sugiere incrementar la tasa de bombeo para evitar posibles efectos de la tortuosidad en las cercanías del pozo.
- Para evitar que se venga el agua previa al trabajo se podría hacer un “washout” al pozo.
- Se recomendó hacer el análisis nodal de los casos antes, y después de fracturar para determinar el comportamiento actual y futuro del pozo.

## CAPITULO X: REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Economides, M.J., and Nolte, K.G.: *Reservoir Stimulation*, Schlumberger Educational Services, 1987.
- Howard, G.C., and Fast, C.R.: *Hydraulic Fracturing*, Monograph Series Vol 2, SPE, Dallas,
- Gidley, J.L., *et al.*: *Recent Advances in Hydraulic Fracturing*, Monograph Series Vol 12, SPE, Richardson, Texas (1989).
- A.K. Mathur, SPE, X. Ning, SPE, and R.B. Marcinew, SPE, SchlumbergerDowel; C.A. Ehlig-Economides, SPE, *Hydraulic Fracturing Stimulation of Highly Permeable Formations: The effect of Critical Fracture Parameters on oil Production and Pressure*, octubre 1995.
- *Screenless Tip-Screenout Fracturing: A detailed Examination of Recent Experience.*
- Nolte, K.G. "Determination of Proppant and Fluid Schedules from Fracturing Pressure Decline". SPE 13278 (Houston, 1984).
- M.J. Economides, A.D. Hill and C. Ehlig-Economide, *Petroleum Production Systems*
- Tony Martin, *Hydraulic fracturing manual*, BJ, junio 2005.
- *Fracturamiento Hidráulico Curse-in House.*

### Simuladores (ANEXO 8)

- Simulador Meyer 2010
- Simulador Petroleum Experts (Prosper 11.5).
- Simulador @Risk 5.7.

**ANEXO 1**

Formación	Profundidad medida	True Vertical Depth	Subsea Depth
Pozo Shale	7885	7630	-6815
Pozo Sand	8215	7960	-7145
Yahuarango	8395	8140	-7325
Cachiyacu	10290	10035	-9220
Vivian	10345	10090	-9275
Chonta Shale	10490	10235	-9420
T/ Chonta Sand	11070	10815	-10000
B/ Chonta Sand	11100	10845	-10080
T.D.	11204	10945	

**ANEXO 2**

**DISEÑO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO FORMACIÓN CHONTA POZO H-04  
FORMACIÓN CHONTA**

1. Hacer squeeze con cemento a la formación Vivian.
2. Perforar cemento y limpiar hasta el tope del F-1 Packer sacar DR plug y F-1 packer
3. Bajar scraper hasta 50 pies por encima del tope de los perforados de Chonta.
4. Desplazar fluido de workover con agua. Sacar Scraper
5. Bajar tubería con packer recuperable, sentar con tensión @ 10980'
6. Armar equipo de estimulación, probar líneas con 5000 psi
7. Proceder a realizar el trabajo de fracturamiento como sigue:
  - a) Bombear el fluido de fractura, pad, 10000 galones de líquido a un rate de 16 bblm sin propante.
  - b) Bombear mezcla de fluido de fractura con propante con una concentración inicial de 0.5 lb/gal siguiente este proceso de aumento de concentración de 1lb/gal en cada etapa.
  - c) Desplazar con 2700 galones de fluido de fractura
8. Cerrar el pozo por 2 horas, luego si tuviese presión desfogar muy despacio a los tanques (cada apertura no origine una caída de presión mayor de 100 psi)
9. Si el pozo no fluye, suabear para determinar una rate de flujo constante con nivel de fluido constante, lo que servirá para hacer la evaluación económica de la factibilidad de instalar un equipo BES.
10. Instalar packer con válvula LLC-3 encima de Chonta para proteger a la formación de fluidos extraños y que evite matar el pozo en cada cambio de equipo BES.
11. Instalar equipo BES



**ANEXO 3**  
**PROPIEDADES DE LA ROCA**

TVD EN EL FONDO	MD EN EL FONDO	GRADIENTE DE ESFUERZO	ESFUERZO	MÓDULO DE YOUNG	RELACIÓN DE POISSON	TENACIDAD DE LA FRACTURA
(ft)	(ft)	(psi/ft)	(psi)	(psi)		(psi-in <sup>1/2</sup> )
10695	10970	1.0472	11200	9.00E+06	0.25	1000
10696	10971	1.0471	11200	9.00E+06	0.25	1000
10697	10972	1.047	11200	9.00E+06	0.25	1000
10698	10973	1.0469	11200	9.00E+06	0.25	1000
10699	10974	1.0468	11200	9.00E+06	0.25	1000
10700	10975	1.0467	11200	9.00E+06	0.25	1000
10701	10976	1.0466	11200	9.00E+06	0.25	1000
10702	10977	1.0465	11200	9.00E+06	0.25	1000
10703	10978	1.0464	11200	9.00E+06	0.25	1000
10704	10979	1.0463	11200	9.00E+06	0.25	1000
10705	10980	1.0462	11200	9.00E+06	0.25	1000
10706	10981	1.0461	11200	9.00E+06	0.25	1000
10707	10982	1.046	11200	9.00E+06	0.25	1000
10708	10983	1.0459	11200	9.00E+06	0.25	1000
10709	10984	1.0459	11200	9.00E+06	0.25	1000
10710	10985	1.0458	11200	9.00E+06	0.25	1000
10711	10986	1.0457	11200	9.00E+06	0.25	1000
10712	10987	1.0456	11200	9.00E+06	0.25	1000
10713	10988	1.0455	11200	9.00E+06	0.25	1000
10714	10989	1.0454	11200	9.00E+06	0.25	1000
10715	10990	1.0453	11200	9.00E+06	0.25	1000
10716	10991	1.0452	11200	9.00E+06	0.25	1000
10717	10992	1.0451	11200	9.00E+06	0.25	1000
10718	10993	1.045	11200	9.00E+06	0.25	1000
10719	10994	1.0449	11200	9.00E+06	0.25	1000
10720	10995	1.0448	11200	9.00E+06	0.25	1000
10721	10996	1.0447	11200	9.00E+06	0.25	1000
10722	10997	1.0446	11200	9.00E+06	0.25	1000
10723	10998	1.0445	11200	9.00E+06	0.25	1000
10724	10999	1.0444	11200	9.00E+06	0.25	1000
10725	11000	1.0443	11200	9.00E+06	0.25	1000
10726	11001	1.0442	11200	9.00E+06	0.25	1000
10727	11002	1.0441	11200	9.00E+06	0.25	1000
10728	11003	1.044	11200	9.00E+06	0.25	1000
10729	11004	1.0439	11200	9.00E+06	0.25	1000
10730	11005	1.0438	11200	9.00E+06	0.25	1000
10731	11006	1.0437	11200	9.00E+06	0.25	1000
10732	11007	1.0436	11200	9.00E+06	0.25	1000
10733	11008	1.0435	11200	9.00E+06	0.25	1000
10734	11009	1.0434	11200	9.00E+06	0.25	1000
10735	11010	1.0433	11200	9.00E+06	0.25	1000
10736	11011	1.0432	11200	9.00E+06	0.25	1000
10737	11012	1.0431	11200	9.00E+06	0.25	1000

10738	11013	1.043	11200	9.00E+06	0.25	1000
10739	11014	1.0429	11200	9.00E+06	0.25	1000
10740	11015	1.0428	11200	9.00E+06	0.25	1000
10741	11016	1.0427	11200	9.00E+06	0.25	1000
10742	11017	1.0426	11200	9.00E+06	0.25	1000
10743	11018	1.0425	11200	9.00E+06	0.25	1000
10744	11019	1.0424	11200	9.00E+06	0.25	1000
10745	11020	1.0423	11200	9.00E+06	0.25	1000
10746	11021	1.0423	11200	9.00E+06	0.25	1000
10747	11022	1.0422	11200	9.00E+06	0.25	1000
10748	11023	1.0421	11200	9.00E+06	0.25	1000
10749	11024	1.042	11200	9.00E+06	0.25	1000
10750	11025	1.0419	11200	9.00E+06	0.25	1000
10751	11026	1.0418	11200	9.00E+06	0.25	1000
10752	11027	1.0417	11200	9.00E+06	0.25	1000
10753	11028	1.0416	11200	9.00E+06	0.25	1000
10754	11029	1.0415	11200	9.00E+06	0.25	1000
10755	11030	1.0414	11200	9.00E+06	0.25	1000
10756	11031	1.0413	11200	9.00E+06	0.25	1000
10757	11032	1.0412	11200	9.00E+06	0.25	1000
10758	11033	1.0411	11200	9.00E+06	0.25	1000
10759	11034	1.041	11200	9.00E+06	0.25	1000
10760	11035	1.0409	11200	9.00E+06	0.25	1000
10761	11036	1.0408	11200	9.00E+06	0.25	1000
10762	11037	1.0407	11200	9.00E+06	0.25	1000
10763	11038	1.0406	11200	9.00E+06	0.25	1000
10764	11039	1.0405	11200	9.00E+06	0.25	1000
10765	11040	1.0404	11200	9.00E+06	0.25	1000
10766	11041	1.0403	11200	9.00E+06	0.25	1000
10767	11042	1.0402	11200	9.00E+06	0.25	1000
10768	11043	1.0401	11200	9.00E+06	0.25	1000
10769	11044	1.04	11200	9.00E+06	0.25	1000
10770	11045	1.0399	11200	9.00E+06	0.25	1000
10771	11046	1.0398	11200	9.00E+06	0.25	1000
10772	11047	1.0397	11200	9.00E+06	0.25	1000
10773	11048	1.0396	11200	9.00E+06	0.25	1000
10774	11049	1.0395	11200	9.00E+06	0.25	1000
10775	11050	1.0394	11200	9.00E+06	0.25	1000
10776	11051	1.0393	11200	9.00E+06	0.25	1000
10777	11052	1.0393	11200	9.00E+06	0.25	1000
10778	11053	1.0392	11200	9.00E+06	0.25	1000
10779	11054	1.0391	11200	9.00E+06	0.25	1000
10780	11055	1.039	11200	9.00E+06	0.25	1000
10781	11056	1.0389	11200	9.00E+06	0.25	1000
10782	11057	1.0388	11200	9.00E+06	0.25	1000
10783	11058	1.0387	11200	9.00E+06	0.25	1000
10784	11059	1.0386	11200	9.00E+06	0.25	1000
10785	11060	1.0385	11200	9.00E+06	0.25	1000
10786	11061	0.99945	10780	4.00E+06	0.25	1000
10787	11062	0.99935	10780	4.00E+06	0.25	1000
10788	11063	0.99926	10780	4.00E+06	0.25	1000
10789	11064	0.99917	10780	4.00E+06	0.25	1000
10790	11065	0.99907	10780	4.00E+06	0.25	1000
10791	11066	0.99898	10780	4.00E+06	0.25	1000
10792	11067	0.99889	10780	4.00E+06	0.25	1000

## ANEXO 4

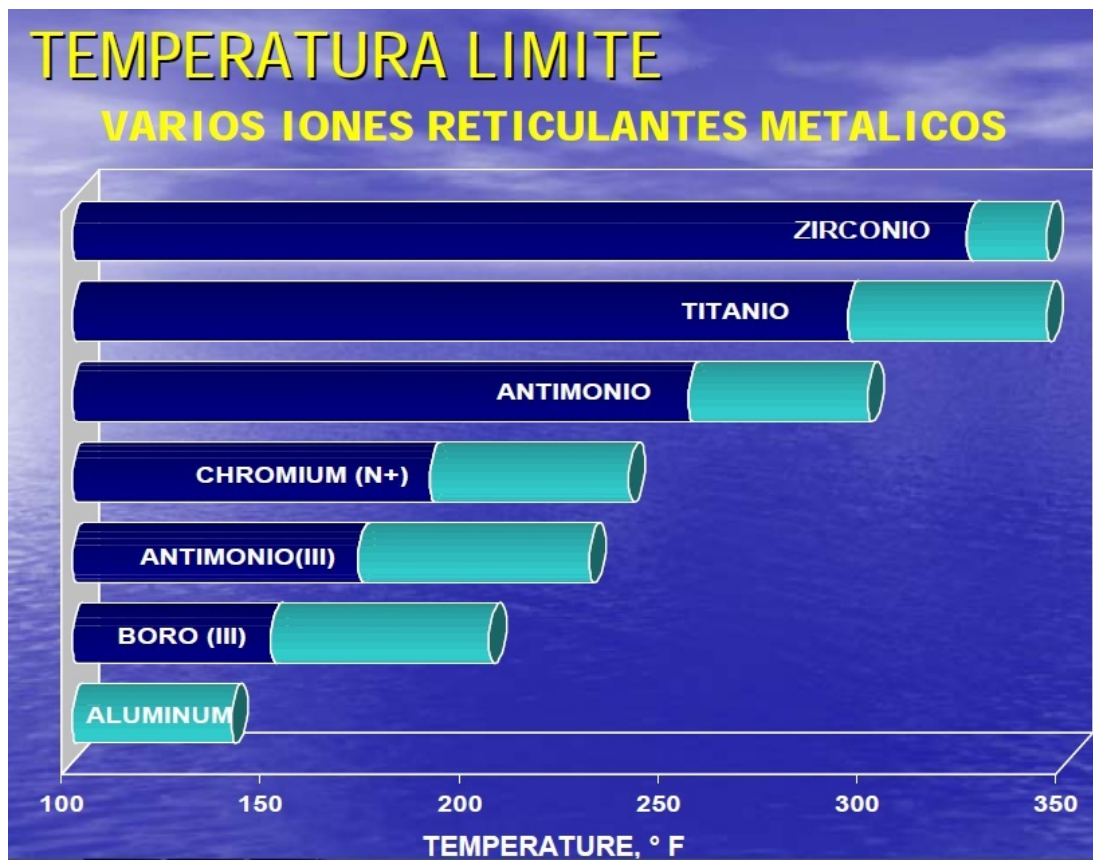
### SOLUCIÓN DE LA PROPAGACIÓN DE LA FRACTURA

TIEMPO	VOLUMEN TOTAL	PRESION NETA	BHFP	LONGITUD FRACTURA	MAXIMO ANCHO EN EL POZO	ANCHO PROMEDIO EN EL POZO	ANCHO PROMEDIO DE LA FRACTURA	ALTURA SUPERIOR	ALTURA INFERIOR	EFICIENCIA DE FRACTURA
(min)	(U.S. gal)	(psi)	(psi)	(ft)	(in.)	(in.)	(in.)	(ft)	(ft)	
0.24336	163.54	679.31	10827	29.427	0.10911	0.076718	0.064736	21.32	20.552	0.48097
1	672	780.69	10929	55.33	0.14326	0.094559	0.078042	25.652	27.14	0.33761
2	1344	837	10986	73.688	0.1638	0.10627	0.086587	27.992	32.515	0.28796
3	2016	871.29	11021	85.765	0.17692	0.1142	0.092513	29.556	36.289	0.26035
4	2688	892.56	11043	95.096	0.18627	0.11982	0.096744	30.81	39.334	0.2415
5	3360	906.02	11057	103.05	0.19348	0.12409	0.099964	31.891	41.986	0.22802
6	4032	914.94	11066	110.42	0.19952	0.12756	0.10259	32.887	44.465	0.21895
7	4704	921.3	11073	117.43	0.20485	0.13057	0.10486	33.82	46.826	0.21284
8	5376	926.17	11078	124.08	0.20961	0.13326	0.10689	34.687	49.058	0.20844
9	6048	929.98	11083	130.36	0.21389	0.13573	0.10874	35.491	51.164	0.20505
10	6720	933.17	11086	136.26	0.21776	0.13794	0.11041	36.234	53.139	0.20211
11	7392	935.74	11089	141.8	0.22126	0.13999	0.11195	36.92	54.99	0.19948
12	8064	937.81	11092	147	0.22444	0.14188	0.11336	37.556	56.727	0.197
13	8736	939.47	11094	151.92	0.22735	0.14363	0.11467	38.149	58.367	0.19468
14	9408	940.84	11095	156.61	0.23007	0.14524	0.11588	38.707	59.926	0.19251
15	10080	941.91	11097	161.1	0.23261	0.14678	0.11703	39.236	61.42	0.19054
16	10752	942.73	11098	165.43	0.23501	0.14826	0.11814	39.739	62.859	0.18879
16.929	11376	943.46	11099	169.32	0.2371	0.14957	0.11911	40.188	64.153	0.18732
17.857	12000	943.93	11100	173.12	0.23911	0.15082	0.12005	40.62	65.412	0.186
18.857	12672	944.17	11100	177.09	0.2412	0.15212	0.12102	41.069	66.73	0.18469
19.857	13344	944.45	11101	180.95	0.2432	0.15335	0.12194	41.5	68.008	0.18348
20.857	14016	944.67	11101	184.7	0.24512	0.15455	0.12284	41.915	69.253	0.18238
21.857	14688	944.78	11102	188.35	0.24694	0.15571	0.1237	42.316	70.462	0.18135
22.857	15360	944.81	11102	191.9	0.24867	0.15684	0.12454	42.702	71.637	0.18037
23.536	15815	945.26	11103	194.26	0.24974	0.15757	0.12508	42.956	72.418	0.17973
24.212	16271	945.32	11103	196.57	0.25081	0.15829	0.12561	43.204	73.186	0.17912
25.212	16943	944.78	11103	199.9	0.25241	0.15932	0.12638	43.561	74.292	0.17825
26.212	17615	944.51	11103	203.15	0.25393	0.16031	0.12712	43.905	75.368	0.17738
27.212	18287	944.3	11103	206.32	0.25539	0.16127	0.12783	44.238	76.42	0.17656
28.212	18959	944.09	11103	209.42	0.2568	0.1622	0.12852	44.561	77.449	0.17577
29.212	19631	943.9	11103	212.46	0.25818	0.16309	0.12919	44.876	78.458	0.17501
29.943	20121	944.02	11103	214.65	0.25911	0.16373	0.12966	45.1	79.185	0.17448
30.673	20612	943.89	11103	216.81	0.26004	0.16437	0.13014	45.322	79.903	0.17399
31.673	21284	952.86	11113	218.59	0.26411	0.16776	0.13219	45.503	80.496	0.17431
32.673	21956	970.61	11131	219.33	0.27123	0.1738	0.13629	45.584	80.749	0.17587
33.673	22628	995.12	11155	219.44	0.28119	0.18217	0.14233	45.597	80.787	0.17872
34.673	23300	1022.4	11182	219.44	0.29282	0.19182	0.1496	45.597	80.787	0.18246
35.673	23972	1051.7	11212	219.44	0.30552	0.20231	0.15757	45.597	80.787	0.18675
36.508	24533	1077.7	11238	219.44	0.31674	0.21158	0.16487	45.597	80.787	0.1906
37.343	25095	1105.1	11265	219.44	0.32847	0.22127	0.17226	45.597	80.787	0.19464
38.343	25767	1139.3	11299	219.44	0.34315	0.23339	0.18126	45.597	80.787	0.19967
39.343	26439	1174.8	11335	219.44	0.35842	0.24598	0.1909	45.597	80.787	0.20484
40.343	27111	1211.3	11371	219.44	0.37423	0.25899	0.20087	45.597	80.787	0.21009
41.343	27783	1248.7	11409	219.44	0.39054	0.2724	0.21115	45.597	80.787	0.21539
42.343	28455	1286.9	11447	219.44	0.40732	0.28616	0.22171	45.597	80.787	0.22072
43.284	29087	1323.4	11483	219.44	0.42349	0.29941	0.23196	45.597	80.787	0.22573
44.225	29719	1360.3	11520	219.44	0.44002	0.31293	0.24234	45.597	80.787	0.23073
45.225	30391	1400.1	11560	219.44	0.45797	0.32761	0.25353	45.597	80.787	0.23603
46.225	31063	1440.2	11600	219.44	0.47628	0.34256	0.26501	45.597	80.787	0.2413
47.225	31735	1480.7	11641	219.44	0.49493	0.35776	0.27669	45.597	80.787	0.24652
48.225	32407	1521.4	11681	219.44	0.5139	0.37322	0.28857	45.597	80.787	0.25169
49.29	33123	1565.1	11725	219.44	0.53445	0.38995	0.30134	45.597	80.787	0.25715
50.29	33795	1606.2	11766	219.44	0.55403	0.40687	0.31365	45.597	80.787	0.2622
51.29	34467	1647.4	11807	219.44	0.57388	0.42201	0.32605	45.597	80.787	0.26719
52.29	35139	1688.8	11849	219.44	0.59399	0.43835	0.33861	45.597	80.787	0.27212
53.29	35811	1730.2	11890	219.44	0.61435	0.45488	0.35131	45.597	80.787	0.27698
54.506	36628	1780.9	11941	219.44	0.63943	0.47525	0.36674	45.597	80.787	0.2828
55.506	37300	1823	11983	219.44	0.66026	0.49218	0.37996	45.597	80.787	0.28751
56.506	37972	1867.1	12027	219.44	0.68125	0.50929	0.39306	45.597	80.787	0.29215
57.506	38644	1912.3	12072	219.44	0.70241	0.52657	0.40631	45.597	80.787	0.29672
58.506	39316	1958.1	12118	219.44	0.72376	0.544	0.41969	45.597	80.787	0.30122

59.907	40258	2021.1	12181	219.44	0.75401	0.56866	0.43893	45.597	80.787	0.3074
60.113	40258	2010.4	12170	219.44	0.75003	0.56566	0.43661	45.597	80.787	0.30578
61.14	40258	1958.1	12118	219.44	0.73053	0.55096	0.42527	45.597	80.787	0.29783
62.167	40258	1907.1	12067	219.44	0.7115	0.5366	0.41419	45.597	80.787	0.29007
63.195	40258	1857	12017	219.44	0.69282	0.52251	0.40331	45.597	80.787	0.28245
64.222	40258	1807.8	11968	219.44	0.67445	0.50866	0.39262	45.597	80.787	0.27496
65.25	40258	1759.3	11919	219.44	0.65635	0.49501	0.38208	45.597	80.787	0.26759
66.277	40258	1711.5	11871	219.44	0.63851	0.48155	0.3717	45.597	80.787	0.26031
67.304	40258	1664.3	11824	219.44	0.62091	0.46828	0.36145	45.597	80.787	0.25314
68.332	40258	1617.7	11778	219.44	0.60353	0.45517	0.35134	45.597	80.787	0.24605
69.359	40258	1571.7	11732	219.44	0.58636	0.44223	0.34134	45.597	80.787	0.23905
70.386	40258	1526.2	11686	219.44	0.5694	0.42943	0.33146	45.597	80.787	0.23214
71.414	40258	1481.3	11641	219.44	0.55262	0.41678	0.3217	45.597	80.787	0.2253
72.441	40258	1436.8	11597	219.44	0.53602	0.40426	0.31204	45.597	80.787	0.21853
73.468	40258	1392.8	11553	219.44	0.5196	0.39188	0.30248	45.597	80.787	0.21184
74.496	40258	1349.2	11509	219.44	0.50335	0.37962	0.29302	45.597	80.787	0.20521
75.523	40258	1306.1	11466	219.44	0.48726	0.36748	0.28365	45.597	80.787	0.19865
76.551	40258	1263.3	11423	219.44	0.47132	0.35546	0.27437	45.597	80.787	0.19215
77.578	40258	1221	11381	219.44	0.45554	0.34356	0.26518	45.597	80.787	0.18572
78.605	40258	1179.1	11339	219.44	0.4399	0.33176	0.25608	45.597	80.787	0.17934
79.633	40258	1137.6	11298	219.44	0.4244	0.32007	0.24705	45.597	80.787	0.17302
80.66	40258	1096.4	11256	219.44	0.40903	0.30848	0.23811	45.597	80.787	0.16676
81.687	40258	1055.6	11216	219.44	0.3938	0.297	0.22924	45.597	80.787	0.16055
82.715	40258	1015.1	11175	219.44	0.3787	0.28561	0.22045	45.597	80.787	0.15439
83.742	40258	974.92	11135	219.44	0.36372	0.27431	0.21173	45.597	80.787	0.14828
84.77	40258	935.09	11095	219.44	0.34886	0.2631	0.20308	45.597	80.787	0.14223
85.797	40258	895.59	11056	219.44	0.33412	0.25199	0.1945	45.597	80.787	0.13622
86.824	40258	856.38	11016	219.44	0.3195	0.24096	0.18599	45.597	80.787	0.13026
87.852	40258	817.48	10977	219.44	0.30498	0.23001	0.17754	45.597	80.787	0.12434
88.879	40258	778.88	10939	219.44	0.29058	0.21915	0.16916	45.597	80.787	0.11847
89.906	40258	740.55	10901	219.44	0.27628	0.20837	0.16083	45.597	80.787	0.11264
90.934	40258	702.51	10862	219.44	0.26209	0.19766	0.15257	45.597	80.787	0.10685
91.961	40258	664.74	10825	219.44	0.248	0.18703	0.14437	45.597	80.787	0.10111
92.988	40258	627.23	10787	219.44	0.234	0.17648	0.13622	45.597	80.787	0.095401
94.016	40258	589.98	10750	219.44	0.22011	0.166	0.12813	45.597	80.787	0.089736
95.043	40258	552.99	10713	219.44	0.20631	0.15559	0.1201	45.597	80.787	0.084109
95.864	40258	523.6	10684	219.44	0.19534	0.14732	0.11372	45.597	80.787	0.079639

## ANEXO 5

Límites de temperatura para varios reticulantes metálicos



ANEXO 6.

Campo H. Fm. Chonta. Mapa Tendencia arena Neta Petrolífera.

