

**ANÁLISIS Y SISTEMATIZACIÓN DE EXPERIENCIAS EN
FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO, PARA IDENTIFICAR Y RECOMENDAR
LAS MEJORES PRÁCTICAS OPERACIONALES EN HALLIBURTON LATÍN
AMÉRICA S.A.**

RAFAEL PICON BONILLA

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
INGENIERIA DE PETROLEOS
NEIVA
2007**

**ANÁLISIS Y SISTEMATIZACIÓN DE EXPERIENCIAS EN
FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO, PARA IDENTIFICAR Y RECOMENDAR
LAS MEJORES PRÁCTICAS OPERACIONALES EN HALLIBURTON LATÍN
AMÉRICA S.A.**

RAFAEL PICON BONILLA

**Trabajo de grado presentado como requisito
Para optar al título como Ingeniero de Petróleos**

Director

**RICHARD D ZABALA R
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
INGENIERIA DE PETROLEOS
NEIVA
2007**

Nota de aceptación.

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Neiva, 14 de Noviembre de 2007.

A MIS PADRES:

*INES BONILLA RAMIREZ
CARLOS RAFAEL PICON TELLEZ*

A MIS HERMANAS

*CLARA INES PICON BONILLA
YENNI PAOLA PICON BONILLA*

A MIS AMIGOS Y COLABORADORES

*YENNI M ORTIZ
ANDRES LOPEZ
DIANA PARRA*

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa su agradecimiento:

A HALLIBURTON LATIN AMERICA, por su apoyo logístico.

A DAVID SAMPAYO. Ingeniero de petróleos, Manager Productions Enhancement.

A MAURICIO TARACHE. Ingeniero de petróleos, SC Cementing.

A CARLOS RECALDE, PDC Productions Enhancement.

A RICHARD ZABALA. Ingeniero de petróleos. Technical Professional Frac/Acid. Director de este proyecto

A MARIO F MENDEZ LOZANO. SC Completions Tools. Evaluador de este proyecto.

A JAIRO A SEPULVEDA. Master en ingeniería de petróleos. Evaluador de este proyecto.

A HIBETH GUTIERREZ. Coordinador Lab. Productions Enhancement.

A FERMIN TABORDA. Coordinador Lab. Cementing.

A ALEXANDER NIETO. Operador de blender.

A ARVEY MEDINA. Supervisor de servicios.

Todas las personas que colaboraron en el desarrollo y realización de este proyecto

RESUMEN

Este trabajo brinda los elementos teóricos necesarios para introducir al lector de forma general en el Fracturamiento Hidráulico.

La forma como han sido ordenados los capítulos permite adentrarse en la operación, conocer los materiales, los equipos y lo más importante conceptualizar y evaluar las experiencias y procesos del personal que trabaja a diario en el desarrollo de las operaciones de fractura. Todo con el fin de enriquecer el proceso de entrenamiento de quienes ingresan a operaciones de fractura.

El objeto de narrar las experiencias difíciles donde se han presentado fallas no es otro que aprovechar la experiencia para mejorar. Este proyecto se presenta como un aporte al mejoramiento continuo que se hace a diario y no detiene su marcha porque el fin es la excelencia en el servicio.

ABSTRACTS

This document describes some fracturing basic concepts, which help you to understand in general terms, what hydraulic fracturing is about.

The chapters have been set up in way that the reader allows to go ahead into fracturing job procedure, kind of materials, equipment type and also it is important because contextualize and evaluate all the process and staff experience who work day by day in fracturing jobs, with the aim enriching the training process that are part of the operation fracturing.

The objective of describing hard experiences and failures is to improve for future jobs. This project is a contribution to the consecutive improvement in order to get excellence in the service

INTRODUCCIÓN

La motivación para realizar este proyecto de grado surge en un periodo en que las alzas en los precios de los hidrocarburos facilitaron la viabilidad de muchos proyectos de estimulación y en especial los de fracturamiento hidráulico. Esta operación de gran demanda en nuestro país, requiere una logística de alta complejidad debido al número de variables operacionales que son susceptibles de presentar problemas durante el desarrollo del trabajo.

En este sentido se propone analizar y sistematizar las buenas prácticas operacionales; entendida la sistematización como una mirada crítica sobre las experiencias y procesos de trabajo. Este nivel de reflexión busca conceptualizar las experiencias de quienes a través del tiempo han adquirido un saber - hacer práctico, es decir, un conocimiento ligado a la experiencia, que al ser expuesto de manera ordenada constituye una herramienta útil para los planes de entrenamiento del personal que inicia en las operaciones de fractura.

La secuencia del proyecto permite a un lector poco familiarizado con el tema, crear una visión integral de la operación y de sus cuidados; la estructura del proyecto es la siguiente: en el capítulo 1, serán desarrollados elementos conceptuales necesarios para el entendimiento de algunas de las consideraciones a realizar al momento de seleccionar un pozo para ser fracturado; en especial se hará hincapié en el daño a la formación, pues esto permite comprender la no fluencia de hidrocarburos en un pozo con potencial para hacerlo. Además se dará una corta explicación de los beneficios en términos de producción que trae la remoción del daño.

Una vez planteados los elementos que dan conciencia de la situación de un pozo, en el capítulo 2 se mencionan de manera general las alternativas que brinda el mercado para estimular un pozo.

En el capítulo 3, se hace una introducción al fracturamiento hidráulico, también serán mencionados aspectos relacionados con la geometría de la fractura y finaliza el capítulo con la descripción de los factores del yacimiento que afectan la geometría de la fractura.

El capítulo 4 presenta un resumen de los fluidos de fractura; son mencionadas las consideraciones para la selección de un adecuado agente propante y también se explica la labor cumplida por el laboratorio en las operaciones de fracturamiento hidráulico.

En el capítulo 5, se describen los equipos y herramientas que son utilizados en la fractura; la exposición esta ordenada de manera secuencial, para que el lector reconozca la trayectoria de los fluidos hasta cuando ingresan a la formación.

El capítulo 6 es destinado a la exposición de los pasos generales en el desarrollo de una operación de fracturamiento; este capítulo se encuentra basado en la recopilación y análisis de testimonios del personal que desarrolla operaciones de fractura.

El capítulo 7 presenta el estudio de casos donde se han evidenciado fallas y también testimonios que hacen posible documentar los problemas que han ocurrido durante el desarrollo de las operaciones de fracturamiento hidráulico.

El capítulo 8 esta dedicado a la presentación de conclusiones que indican algunas pautas generales necesarias para evitar la aparición de problemas en las operaciones de fractura y se sugieren algunos temas específicos para se adicionados a los planes de entrenamiento.

Las recomendaciones se presentan en el capítulo 9 y plantean elementos generales de sentido común, y también se presentan pautas para cada una de las fase que se presentan durante la fractura.

TABLA DE CONTENIDO

| | Pagina |
|--|--------|
| 1. ESTUDIO DE LAS CONDICIONES DE POZO. | 17 |
| 1.1. BAJA PERMEABILIDAD DEL ESTRATO. | 17 |
| 1.2. ESPESOR DEL ESTRATO. | 17 |
| 1.3. BAJA PRESION DEL YACIMIENTO. | 18 |
| 1.4. DAÑO A LA FORMACION. | 18 |
| 1.4.1. Fuentes de daño a la formación. | 18 |
| 1.4.2. Tipos comunes de daño. | 19 |
| 1.4.2.1. Daño de formación. | 19 |
| 1.4.2.2. Completamiento parcial. | 20 |
| 1.4.2.3. Cañoneos inadecuados | 20 |
| 1.4.2.4. Flujo multifasico. | 21 |
| 1.4.2.5. Flujo no darcy. | 21 |
| 1.4.2.6. Pozos horizontales o desviados. | 22 |
| 1.5. CONSIDERACIONES MECANICAS. | 22 |
| 1.5.1. Estado mecánico. | 22 |
| 1.5.2. Integridad del cemento. | 23 |
| 1.6. RELACION ENTRE PRODUCCION Y DAÑO. | 23 |
| 1.6.1. Eficiencia de flujo. | 24 |
| | |
| 2. TECNICAS DISPONIBLES DE ESTIMULACION. | 25 |
| 2.1. CAÑONEO. | 25 |
| 2.2. ACIDIFICACIÓN. | 26 |
| 2.3 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO. | 27 |
| | |
| 3. INTRODUCCION AL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO. | 28 |
| 3.1. GEOMETRIA DE LA FRACTURA CREADA. | 29 |
| 3.1.1. Orientación de la fractura. | 29 |
| 3.1.1.1. Fracturas verticales. | 29 |
| 3.1.1.2. Fracturas horizontales. | 30 |
| 3.1.1.3. Fracturas inclinadas. | 30 |
| 3.2. LONGITUD, ANCHO Y ALTURA DE LA FRACTURA. | 31 |
| 3.2.1. Modelos disponibles. | 31 |
| 3.2.1.1. Atlantic Richfield. | 32 |
| 3.2.1.2 .Kristianovich y Zheltov. | 34 |
| 3.2.1.3. Área de la fractura. | 36 |
| 3.3. FACTORES DEL YACIMIENTO QUE AFECTAN LA GEOMETRIA DE LA FRACTURA. | 38 |
| 3.3.1. Permeabilidad de la formación. | 38 |
| 3.3.2. Esfuerzos in situ. | 39 |
| 3.3.3. Propiedades de la roca. | 39 |

| | |
|---|----|
| 3.3.4. Presión del yacimiento. | 39 |
| 4. SELECCIÓN Y CONTROL DE CALIDAD DE ADITIVOS Y MATERIALES PARA UN FRACTURAMIENTO HIDRAULICO | 40 |
| 4.1 FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO. | 40 |
| 4.1.1. Sistemas de fluidos. | 40 |
| 4.1.1.1. Geles lineales. | 40 |
| 4.1.1.2. Geles activados. | 41 |
| 4.2. ADITIVOS DE LOS SISTEMAS DE FLUIDOS. | 42 |
| 4.3. CONSIDERACIONES EN LA SELECCIÓN DEL PROPANTE. | 42 |
| 4.3.1. Tamaño del propante. | 42 |
| 4.3.2. Resistencia del propante. | 44 |
| 4.3.3. Concentración del propante. | 44 |
| 4.4. CONTROL DE CALIDAD EN OPERACIONES DE FRACTURA. | 45 |
| 4.4.1. Caracterización de los fluidos de la formación. | 45 |
| 4.4.2. Ajustes en el diseño de tratamientos. | 46 |
| 4.4.2.1. Gel de fractura. | 46 |
| 4.4.3. Calidad del agente propante. | 48 |
| 5. EQUIPOS Y ACCESORIOS PARA FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO. | 49 |
| 5.1. FRAC TANKS. | 50 |
| 5.2. BLENDER Y EQUIPO AUXILIAR. | 50 |
| 5.2.1. Mangueras. | 51 |
| 5.2.1.1. Almacenamiento y uso de las mangueras. | 51 |
| 5.2.1.2. Inspección de las mangueras. | 51 |
| 5.2.2. Bombas centrifugas. | 52 |
| 5.2.3. Sistemas para los aditivos. | 52 |
| 5.2.3.1. Equipos para los aditivos líquidos. | 53 |
| 5.2.3.2. Bomba wilden para de transferencia de químicas. | 53 |
| 5.2.3.3. Equipos para los aditivos secos. | 53 |
| 5.2.4. Tornillo eje para arena. | 53 |
| 5.2.5. Sistema de control para el nivel de la tina. | 54 |
| 5.2.6. Instrumentación. | 55 |
| 5.2.8.1. Medidores de flujo. | 55 |
| 5.2.8.2. Transductores de presión. | 55 |
| 5.2.8.3. Densómetros radioactivos. | 56 |
| 5.3. EQUIPO DE BOMBEO. | 56 |
| 5.4. FRAC MANIFOLD. | 57 |
| 5.5. HERRAMIENTAS DE FONDO DE POZO. | 58 |
| 6. DESARROLLO TIPICO DE UNA OPERACIÓN. DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO. | 59 |
| 6.1 DESARROLLO DE SOLUCIONES. | 59 |
| 6.2. ALISTAMIENTO DE RECURSOS. | 60 |
| 6.2.1. Recurso humano. | 60 |
| 6.2.2. Alistamiento de equipos. | 60 |
| 6.2.3. Alistamiento de materiales. | 61 |

| | |
|--|----|
| 6.3. MOVILIZACIÓN. | 61 |
| 6.4. EJECUCIÓN DEL TRABAJO. | 61 |
| 6.5. DESMOVILIZACIÓN DE LOSEQUIPOS. | 62 |
| 6.6. REPORTES DE CAMPO. | 62 |
| 6.7 EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO. | 62 |
| | |
| 7. ANALISIS DE PROBLEMAS EN OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO. | 63 |
| 7.1. CASO 1. | 63 |
| 7.1.1. Secuencia de tratamientos. | 63 |
| 7.1.2. Plan operativo. | 63 |
| 7.1.3. Problema durante la operación. | 64 |
| 7.1.4. Descripción de lo sucedido. | 64 |
| 7.1.5. Consecuencia. | 64 |
| 7.1.6. Investigación | 64 |
| 7.1.7. Acción correctiva. | 64 |
| 7.2. CASO 2. | 65 |
| 7.2.1. Secuencia de tratamientos. | 65 |
| 7.2.2. Plan operativo. | 65 |
| 7.2.3. Problema durante la operación. | 66 |
| 7.2.4. Descripción de lo sucedido. | 66 |
| 7.2.5. Consecuencia. | 66 |
| 7.2.6. Acción correctiva. | 66 |
| 7.2.7. Segundo Problema durante la operación. | 67 |
| 7.2.8. Descripción de lo sucedido. | 67 |
| 7.2.9. Recomendación. | 67 |
| 7.3 CASO 3. | 68 |
| 7.3.1 Descripción de lo sucedido. | 68 |
| 7.3.2. Consecuencia. | 68 |
| 7.3.3. Investigación. | 68 |
| 7.3.4. Acción correctiva. | 68 |
| 7.4 CASO 4. | 69 |
| 7.4.1 Descripción de lo sucedido. | 69 |
| 7.4.2. Consecuencia. | 69 |
| 7.4.3. Investigación. | 69 |
| 7.4.4. Acción correctiva | |
| 7.5 PROBLEMAS OPERACIONALES DOCUMENTADOS A PARTIR DE TESTIMONIOS. | 70 |
| 7.5.1. Daño o falla en los equipos, accesorios y herramientas. | 70 |
| 7.5.2. Problemas en la comunicación. | 71 |
| 7.5.3. Faltas de carácter humano. | 71 |
| 8. CONCLUSIONES. | 72 |
| 9. RECOMENDACIONES. | 74 |
| BIBLIOGRAFIA. | 77 |
| ANEXOS | 78 |

LISTA DE FIGURAS

CAPÍTULO 1

| | | |
|-------------|---------------------------------|---|
| Figura 1. | Daño de formación. | 3 |
| Figura 1.1. | Completamiento parcial. | 4 |
| Figura 1.2. | Cañoneos defectuosos. | 4 |
| Figura 1.3. | Flujo multifasico. | 5 |
| Figura 1.4. | Pozos horizontales y desviados. | 6 |

CAPITULO 3

| | | |
|--------------|-------------------------|----|
| Figura .3 | P vs. T MiniFrac. | 28 |
| Figura 3.1. | Fracturas verticales. | 29 |
| Figura 3. 2. | Fracturas horizontales. | 30 |
| Figura 3.3. | Fracturas inclinadas. | 30 |

CAPITULO 4

| | | |
|-------------|------------------------------|----|
| Figura 4.1. | Tamaño del propante. | 43 |
| Figura 4.2. | Resistencia del propante. | 44 |
| Figura 4.3. | Concentración del propante. | 45 |
| Figura 4.4. | Gel de fractura base agua. | 47 |
| Figura 4.5. | Gel de fractura base aceite. | 48 |

CAPITULO 5

| | | |
|-------------|---|----|
| Figura 5.1. | Layout de equipos. | 49 |
| Figura 5.2. | Blender de cien bbl. | 50 |
| Figura 5.3. | Distribución esquemática de bombas centrifugas. | 52 |
| Figura 5.4. | Tornillos para arena. | 54 |
| Figura 5.5. | Medidor de flujo tipo turbina. | 55 |
| Figura 5.6. | Equipo de bombeo para alta presión. | 56 |
| Figura 5.7. | Frac Manifold. | 57 |
| Figura 5.8 | Empaque para fractura, parte superior. | 58 |
| Figura 5.9 | Empaque para fractura, parte inferior. | 58 |

LISTA DE TABLAS

| | | |
|-----------|---|----|
| TABLA .1. | Tamaños de propante según el diámetro de perforados. | 43 |
| TABLA.2. | Rango aceptable de propiedades de fluido base para gel de fractura base agua. | 46 |

LISTA DE ANEXOS

ANEXO1. Atlantic-Richfield, Ancho de fractura para flujo laminar y flujo turbulento.

ANEXO2. Coeficiente del fluido de fractura.

ANEXO 3. Función error complementaria de x.

ANEXO4. Grafico para determinar eficiencia de Fluido de fractura.

ANEXO 5. Glosario.

1. ESTUDIO DE LAS CONDICIONES DE POZO

Para que un pozo produzca hidrocarburos a niveles comerciables, el yacimiento en donde este se encuentra deberá tener volúmenes suficientes del hidrocarburo, además de una potencialidad de movimiento de los fluidos; esto se encuentra determinado por la permeabilidad, el espesor del estrato, la presión del yacimiento y la presencia de daño en la formación.

1.1. BAJA PERMEABILIDAD DE LA FORMACIÓN.

Es común la necesidad de estimular pozos con baja permeabilidad; lo cual es, en muchas ocasiones, vital para elevar la producción a niveles aceptables en términos comerciales. Por ende es muy importante conocer la permeabilidad de la formación pues valores muy bajos en ésta puede limitar drásticamente los trabajos de estimulación. Una idea de los valores bajos de permeabilidad es:

- Baja permeabilidad para gas < 1.0 md
- Baja permeabilidad para aceite < 5md

1.2. ESPESOR DEL ESTRATO.

Se reconoce que el espesor del estrato es un parámetro para determinar las reservas acumuladas y se considera que un espesor de cinco pies es el mínimo rentable para ser fracturado; pero al considerarse zonas delgadas debe evaluarse la recuperación final esperada, los costos del tratamiento e incluso surge la consideración por la existencia de estratos delgados con intercalaciones moderadas de shale y presiones similares; los cuales pueden ser conectados a través de una misma fractura de gran tamaño. En general se dice que el espesor mínimo para fracturar es de cinco pies y el máximo es de ochenta pies; esto debido a que en espesores mayores es muy difícil controlar el crecimiento de la fractura.

1.3. BAJA PRESIÓN DEL YACIMIENTO.

La baja presión puede deberse a que el yacimiento no cuenta con empuje hidráulico natural o que por el tiempo que lleva produciendo éste se halla depletado, bajo esta circunstancia serían pocos los aportes que podrían generar las fracturas; sin embargo la experiencia en el área demuestra que en yacimientos sometidos a la inyección de agua se sostiene la presión y estos pozos se hacen buenos candidatos para el fracturamiento hidráulico.

1.4. DAÑO A LA FORMACION

Siempre que se realiza un pozo se origina un daño en éste, ya sea mientras se esta perforando o cuando se esta completando. Una parte de este fenómeno se debe al filtrado que sale de los lodos, los espaciadores y las lechadas de cemento, dichos filtrados por lo general obstruyen los canales de flujo cercanos a la cara del pozo; es decir, generan una notable disminución de la permeabilidad y esto trae como consecuencia caídas de presión adicionales para que los fluidos del yacimiento puedan migrar hasta la cara del pozo. Dependiendo de las características particulares de cada yacimiento se desencadenan una serie de eventos que pueden incluir: el no flujo del yacimiento por baja presión del mismo; liberación excesiva de gas en yacimientos cercanos a la presión de burbuja, lo que adicionarían el bloqueo por gas e incluso el cierre del pozo de petróleo si se generan GOR lo suficientemente altos. La cuantificación de este daño llamado "*skin effect S*" es posible gracias a los análisis de pruebas de presión; se ha establecido que cuando $S > 0$ se dice que el daño esta presente y si por el contrario $S < 0$ se dice que el pozo ha sido estimulado.

1.4.1 Fuentes de daño a la formación.

La producción de aceite y gas estará afectada por la forma como se desarrollaron cada uno de los eventos previos a la producción y la forma como se desarrolla la misma, para tal efecto debemos recordar que los depósitos de hidrocarburos han permanecido por largos periodos de tiempo en equilibrio y que las operaciones que se desarrollan van a modificar el equilibrio que allí existió, estas operaciones incluyen:

- Perforación
- Cementación
- Completamiento
- Cañoneo
- Control de arena
- Producción
- Inyección de fluidos

- Trabajos de reacondicionamiento
- Tratamientos de estimulación inefectivos.

1.4.2. Tipos comunes de daño.

Es parte importante en la planeación de un trabajo de estimulación determinar con seguridad que tipo o combinación de daño puedan estar presentes en un pozo, pues con esta información se evaluará el tipo de trabajo que mejores resultados podrá brindar en la remoción del daño y el mejoramiento de la producción. Los tipos comunes de daño incluyen:

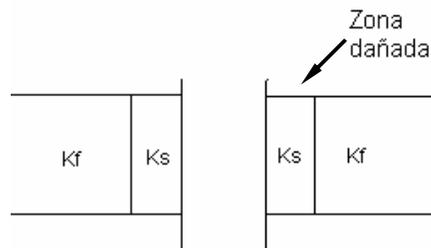
1.4.2.1 Daño de formación (S_f)

Este tipo de daño se presenta cuando existe una restricción física que afecta el flujo de hidrocarburos y su efecto más concreto es el de reducir la permeabilidad efectiva de la formación (*figura.1.*). Las causas más comunes se encuentran asociadas a:

- Daño durante la perforación.
- Daños debidos a intervenciones de pozo.
- Depositación de inorgánicos, scale.
- Depositación de orgánicos, parafinas y asfáltenos.

Este tipo de daño puede ocasionar: taponamiento de los perforados, taponamiento parcial de las tuberías, daño matricial o una combinación de los mecanismos ya mencionados. Por lo general, una vez obtenida la remoción efectiva del daño es posible conseguir un sustancial aumento en la productividad de un pozo, dicha remoción es posible conseguirla a través de la inyección de tratamientos químicos capaces de remover incrustaciones orgánicas e inorgánicas; incluso impedir por un tiempo su reprecipitación.

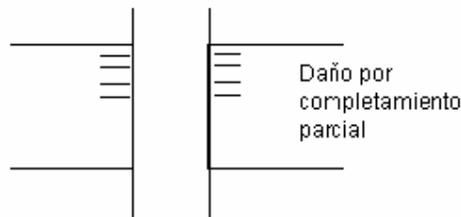
Figura.1.
Daño de formación



1.4.2.2 Completamiento parcial (S_a)

En algunas ocasiones sólo una porción del intervalo productor es cañoneado (*figura 1.1*), aunque esta práctica se encuentra asociada al conocimiento de la cercanía a un contacto de agua o la prevención de drenaje prematuro por expansión de la capa de gas y aún reconociendo que este tipo de completamiento puede ayudar a prolongar la vida útil del pozo, se debe considerar que aquí es posible generar un daño aparente que sumado a otro daño parcial pueda presentar un mayor efecto total de daño.

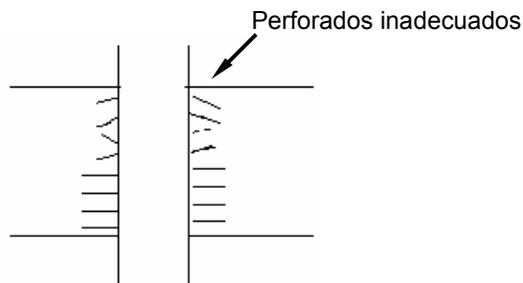
Figura 1.1
Completamiento parcial



1.4.2.3. Cañoneos defectuosos (S_p)

La comunicación efectiva desde la formación hasta la cara del pozo es un proceso crítico. Se ha determinado que algunos disparos realizados presentan una trayectoria indeseada cuando penetran en la formación (*figura 1.2*), en cuanto a longitud y dirección, situación que origina tortuosidad en el flujo y por consiguiente se origina un daño. Este fenómeno se puede presentar cuando algunas de las cargas de la sarta de cañoneo se desacomodan o desprenden al momento de bajar la sarta.

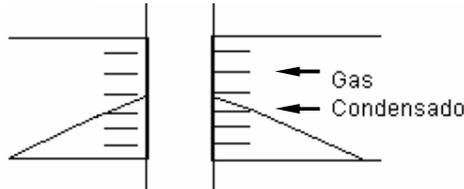
Figura 1.2
Cañoneos defectuosos



1.4.2.4. Flujo multifasico (S_{tp})

A menudo el flujo bifásico es considerado para evaluar la productividad de un pozo así como los beneficios que traerá la estimulación cuando este caso se presente. De manera frecuente la formación produce, a través de la cara del pozo, simultáneamente líquido (aceite y agua) y gas, en especial en campos maduros donde la declinación de presión del yacimiento es evidente. Cuando un yacimiento de black oil, subsaturado cae por debajo de la presión de burbuja se desprenden grandes volúmenes de gas y debido a esto se genera una competencia de los fluidos por la disponibilidad de canales para moverse, además se puede generar un bloqueo por gas. Algo similar ocurre en yacimientos de gas condensado cuando la presión cae por debajo de la presión de rocío, se presenta en la cara de la formación un bloqueo por condensado; el cual se adhiere a la roca y no fluye; pero, sí obstruye el flujo de gas.

Figura 1.3
Flujo multifasico



1.4.2.5. Flujo no darcy (S_{turb})

Cuando el régimen de producción sigue el patrón de flujo radial en pozos de gas con producciones superiores a 5MMSCFD, puede ser inducido un efecto de contra-presión debido a la turbulencia generada al entrar el gas a la cara del pozo a través de los perforados, este efecto puede ser estudiado mediante las pruebas de presión y respectivos análisis de buildup.

Los efectos de la turbulencia en las caídas de presión y la rata de flujo son descritos por la ecuación de Forcheimer:

$$\frac{dP}{dL} = \frac{u \cdot V}{K} + \beta p V^2$$

Donde: $\frac{dP}{dL} = \frac{u \cdot V}{K}$ ley de darcy

P= caída de presión

L= longitud en la cual ocurre la caída de presión

$\beta p V^2$ = resistencia al flujo debido a la turbulencia

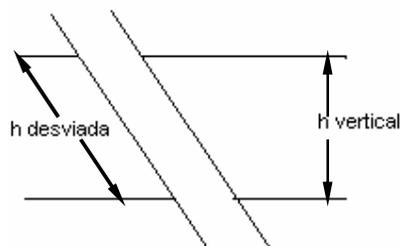
β = factor de flujo turbulento

p = densidad del fluido

1.4.2.6. Pozos horizontales y desviados (S_h)

Cuando es perforado un pozo desviado u horizontal, a través de la zona de interés (*figura 1.4*), se origina una mayor área de drenaje en la formación productora. A este beneficio es posible asignársele un valor de skin negativo, pues la producción deberá ser mayor a la que se hubiera originado con un pozo vertical.

Figura 1.4
Pozos horizontales y desviados.



1.5. ESTADO MECANICO DEL POZO.

Las siguientes consideraciones son tenidas en cuenta durante la planeación del trabajo, pues no se debe adelantar un estudio tan complejo y una movilización de equipos para finalmente llegar a la locación y encontrar que el trabajo no puede desarrollarse.

1.5.1. Consideraciones mecánicas.

Las consideraciones mecánicas a tener en cuenta son, edad y condición de las tuberías, así como el completamiento en fondo y en el cabezal del pozo.

Todo equipo mecánico deberá tener la capacidad de soportar altas presiones y altas tasas de flujo, esto con el fin de garantizar el desarrollo eficiente de la operación. Una vez han sido evaluadas las características del yacimiento y estimada la nueva producción del pozo, se requiere determinar cual será la máxima presión de operación y esta presión deberá ser comparada con los rendimientos de los equipos y verificar que sean aptos para el trabajo. Algunos ejemplos de limitaciones mecánicas que pueden presentarse son:

- El pozo es completado con casing de tamaño pequeño y no es posible bajar tuberías para fractura con suficiente diámetro.
- Se tienen zonas cañoneadas por encima del empaque y al bombear se presenta comunicación.
- Pozos antiguos con casing viejos que pueden dañarse.
- Pozos completados con liner ranurados, no pueden fracturarse porque las zonas son muy grandes, se necesita que la zona a fracturar sea pequeña, es decir, menor de 80ft. Además no es posible sentar empaques para aislar las zonas.

1.5.2. Integridad del cemento.

Para llevar a cabo una operación de fractura, es muy importante que el cemento se encuentre haciendo un sello efectivo entre el casing y la formación; con el fin de garantizar que el fluido de fractura ingrese a la formación de interés. En algunos casos indeseados el fluido se canaliza entre el casing y la formación, y se desplaza hasta formaciones de menor resistencia; creando una fractura en una zona no deseada; si esto ocurre se corre el riesgo de colapsar el casing. Por tanto puede ser necesario plantear la realización de una cementación remedial, con el fin de cerrar los espacios entre el casing y la formación y darle estabilidad al pozo.

1.6. RELACIÓN ENTRE PRODUCCIÓN Y DAÑO

Una forma de apreciar el verdadero impacto del daño a la formación es determinando teóricamente los beneficios que trae a la producción la remoción efectiva del daño. La ley de Darcy puede ser usada para calcular el caudal y la forma como éste se encuentra afectada por la presencia del daño:

Ley de Darcy

Para aceite:
$$Q = \frac{0.00708K.h (P_e - P_{wf})}{u \cdot B_o \cdot (\ln (r_e/r_w) + s)}$$

ley de darcy

Para gas:
$$Q = \frac{0.703K.h (P_e^2 - P_{wf}^2)}{u T z (\ln (r_e/r_w) + s)}$$

Debido a que el término $\ln (r_e/r_w)$ puede ser aproximado a siete para pozos de aceite y a ocho para pozos de gas; y asumiendo las mismas condiciones de

flujo (Δp_{prod}), las mismas condiciones de yacimiento se puede determinar el mejoramiento de la producción aplicando la siguiente relación:

$$Q_2/Q_1 = (7+S_1)/(7+S_2) \quad \text{para pozos de aceite}$$

$$Q_2/Q_1 = (8+S_1)/(8+S_2) \quad \text{para pozos de gas}$$

Q_1 = producción actual con daño

Q_2 = producción una vez se a estimulado

S_1 = daño inicial

S_2 = daño una vez se ha estimulado

Cuando se realiza una estimulación que reduce el daño a cero, el inverso de la ecuación nos origina un concepto llamado eficiencia de flujo, el cual es de uso más frecuente en la literatura especializada y relaciona un caudal afectado por el daño con un caudal ideal, en caso de no existir el daño.

1.6.1. Eficiencia de flujo

$$EF = \frac{\text{rata actual de producción con daño}}{\text{rata de producción ideal sin daño}}$$

$$EF = \frac{7}{7+S} \quad \text{para pozos de aceite.}$$

$$EF = \frac{8}{8+S} \quad \text{para pozos de gas.}$$

Este sencillo cálculo permite entender a manera de idea, el posible mejoramiento de la producción, empleando los valores del skin antes y después de un trabajo de estimulación.

2. TÉCNICAS DISPONIBLES DE ESTIMULACIÓN

Es siempre deseable incrementar la productividad de los pozos y desde el punto de vista técnico casi todos los pozos podrían ser candidatos para la estimulación. Existe un amplio rango de métodos y técnicas que se encuentran disponibles para remover el efecto del daño en el wellbore o en otras palabras para mejorar el flujo de los hidrocarburos hasta la cara del pozo, sin embargo el aspecto económico es el filtro que determina que trabajos son desde la óptica practica viables. Pese a esto los procesos de estimulación se han perfeccionado para conciliar las necesidades técnicas con las relaciones del mercado. Estos métodos de estimulación pueden generalizarse en los siguientes:

2.1. CAÑONEO.

El objetivo del cañoneo es establecer una comunicación efectiva entre el yacimiento y la cara del pozo a través de orificios creados en el casing, el cemento y la formación. En años recientes el cañoneo ha tenido progresos sustanciales que lo han hecho considerar como una forma de estimulación; pues éste permite establecer un contacto entre la formación productora y la cara del pozo, atravesando por completo zona de daño. El éxito de esta operación esta ligado a la correcta selección de parámetros que determinan la geometría del perforado o conducto creado.

Dichos parámetros son:

2.1.1. Fase:

La fase de un cañón de perforación es la dirección en la cual las cargas son disparadas con relación a otros disparos, por ejemplo fase 0° , 180° , 120° , 90° , 60° , 45° .

2.1.2. Densidad de disparo:

Se define como el número de cargas por pie de longitud, las más comunes son las de 4 a 6 tiros por pie. Con dispositivos especiales, esta densidad se puede elevar a 8 o 12 tiros por pie. El caudal más alto es el obtenido con la mayor densidad de disparo, el aumento de la densidad de disparo, permite que el pozo produzca con menores caídas de presión.

2.1.3. Penetración:

Es la profundidad o la longitud de la perforación realizada por la carga. El caudal más alto es obtenido con la mayor longitud de disparo. Los disparos deben siempre atravesar el daño producido durante la perforación sin embargo es necesario recordar que la penetración del disparo es función de la resistencia compresiva de la roca

2.1.4. Diámetro de la perforación:

Representa el diámetro del agujero que se crea en el casing durante el proceso del cañoneo, se sabe que los mayores diámetros permiten mayores aportes de fluido.

2.2. ACIDIFICACIÓN.

Este proceso de estimulación es aplicado tanto en formaciones de areniscas como en calizas. La acidificación de areniscas, se realiza para restablecer la permeabilidad original, alterada comúnmente por la bentonita o el carbonato de calcio presente en los lodos o en las lechadas de cemento; para ello se utiliza el HCL o una mezcla de HCL-HF.

Cuando se utiliza HCL solo, este puede disolver cualquier carbonato presente y también deshidratar arcillas de la formación que se encuentren hinchadas obstruyendo el flujo de fluidos. La mezcla de HCL-HF es capaz además de disolver la bentonita y la sílice o matriz de la formación.

La acidificación de calizas y dolomitas depende del patrón de drenaje formado por la acción del ácido y este puede originarse al ingresar de manera preferencial por grietas naturales, por grietas generadas por fracturas o penetrando por la permeabilidad de la formación. Por lo general en la operación pequeños volúmenes de ácido son bombeados por debajo de la presión de fractura.

2.3. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

El fracturamiento hidráulico puede ser definido como el proceso donde se aplica presión hidráulica a una roca hasta que se produce una fractura en ella.

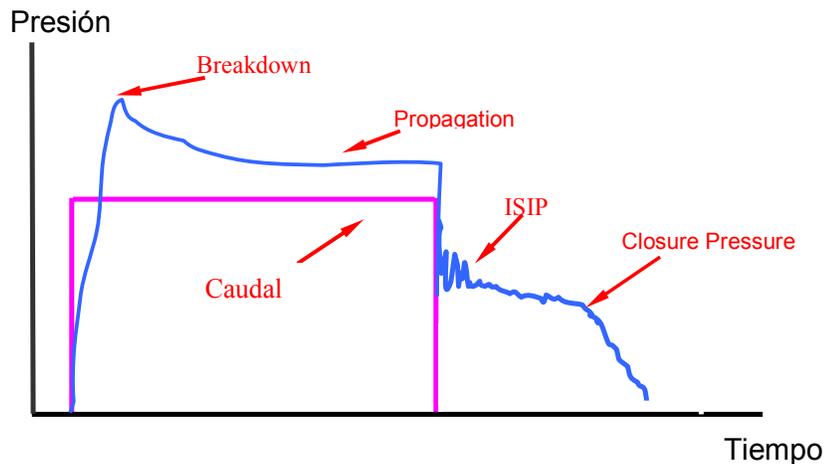
Una vez ocurrida la fractura se continúa inyectando fluido para extenderla; cuando se retira la presión hidráulica se requiere de algo que evite el cierre de la fractura; para ello es agregado un material que actúa como columnas capaces de evitar el cierre de la fractura; a dicho material se le conoce como apuntalante, agente sostén o propante.

La forma del agente sostén es aproximadamente esférica; esta forma permite que entre los granos de apuntalante se generen espacios los cuales constituyen la permeabilidad de la fractura. En general la fractura actúa como un canal de alta conductividad que permite el flujo de fluidos desde la formación hasta la cara del pozo. Una vez creada la fractura, el patrón de flujo en el pozo cambia de radial a lineal. Con esto se espera conseguir un mejoramiento de la producción, un cambio en las características de la curva de declinación y optimizar la producción del pozo.

3. INTRODUCCIÓN AL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

Los fenómenos ocurridos en una formación, durante una operación de fracturamiento hidráulico pueden ser estudiados a través del monitoreo de la presión; empleando la grafica 3.0, presión versus tiempo. De esta manera podemos apreciar los sucesos típicos durante un mini frac.

Grafico 3.0
P VS T



Una vez se inicia el bombeo del fluido, la presión en el pozo se incrementa hasta un punto en que la formación falla y se rompe; este punto se conoce como el Break-down. Una vez ha fallado la formación, la presión declina y tiende a permanecer constante, esta sección brinda información que se le conoce como presión de extensión de fractura, el bombeo de hecho continúa hasta un punto en que se detiene el bombeo; el caudal se hace cero, desaparecen las presiones de fricción; en este punto permanecen solo la presión dentro de la fractura y la presión hidrostática, a ésta suma se le designa como ISIP (presión instantánea de cierre). Después la presión continúa declinando hasta cuando la fractura se cierra y se aprecia un cambio en la pendiente, a este punto se le conoce como presión de cierre de fractura "closure pressure"; con esta información registrada se procede a validar los modelos de fractura y diseñar la fractura.

Una vez realizado el diseño del tratamiento, se inicia por bombear un colchón de gel activado conocido como PAD; este no lleva agente sostén, su función es

generar la geometría de la fractura para facilitar la entrada del gel activado con el agente sostén o fluido sucio, el cual va a empaquetar la fractura

3.1. GEOMETRÍA DE LA FRACTURA CREADA

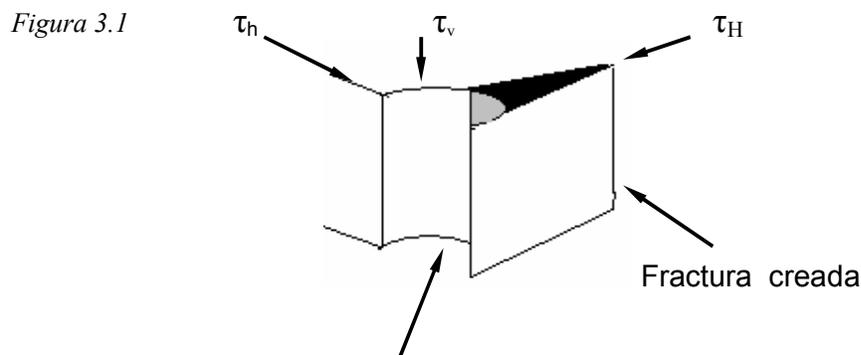
La inyección continua del fluido de fractura una vez la formación ha fallado, causara la extensión de la fractura en una cantidad tal, dependiendo del volumen de tratamiento bombeado al interior de la fractura; pero además el crecimiento de la fractura estará influenciado por factores de diversa naturaleza como son las propiedades mecánicas de la formación, la propiedades del fluido de fractura y los parámetros hidráulicos de la operación. Por tanto definir las dimensiones y la forma de una fractura se hace un problema bastante complejo.

3.1.1. Orientación de la fractura

La naturaleza de los yacimientos hace que estos sean bastantes heterogéneos y por ende la naturaleza de sus esfuerzos también. La distribución de los esfuerzos en un yacimiento depende de la presión de overburden, los esfuerzos tectónicos y la presión de poro. Para poder entender la incidencia de estos esfuerzos en la orientación de una fractura se hace una simplificación matemática, que reduce los esfuerzos a tres componentes perpendiculares entre si, con dos componentes horizontales τ_H uno máximo y otro mínimo τ_h y una componente vertical τ_v . Dependiendo de sus magnitudes se dará origen a tres casos que pueden ser:

3.1.1.1. Fracturas verticales, $\tau_v > \tau_H > \tau_h$

También conocidas como axiales, el esfuerzo vertical es el mayor, es decir, la presión ejercida por la columna litostática, llamada presión de overburden. La fractura se genera perpendicular al esfuerzo mínimo horizontal, por tanto la fractura será paralela al pozo si este es vertical. Las fracturas verticales (figura 3.1) son las más frecuentes en Colombia y por tanto el estudio de los casos será enfocado a éstas.



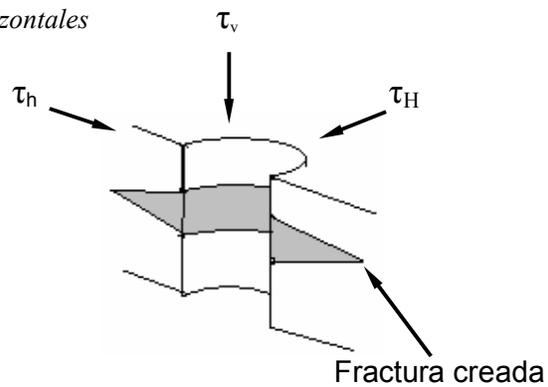
Contorno de Pozo vertical

3.1.1.2. Fracturas horizontales, $\tau_H > \tau_h > \tau_v$

Esta fractura se presenta cuando la presión de overburden es menor que los esfuerzos horizontales, la fractura generada será perpendicular al pozo si este es vertical; puede ocurrir en zonas influenciadas por alto tectonismo, en especial en pozos cercanos a la fallas (figura 3.2).

Grafico 3.2

Fracturas horizontales

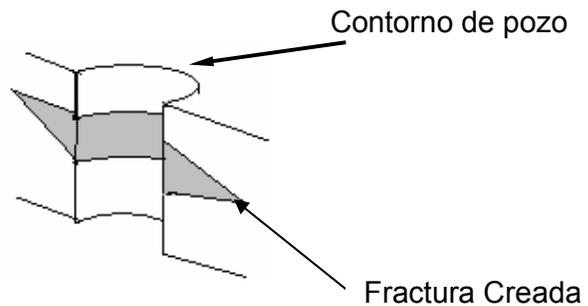


3.1.1.3. Fracturas inclinadas, $\tau_H > \tau_v > \tau_h$

Esta fractura se genera cuando la magnitud del esfuerzo vertical se halla intermedio entre los esfuerzos horizontales (figura 3.3).

Figura,3.3

Fracturas inclinadas



3.2 LONGITUD, ANCHO Y ALTURA DE LA FRACTURA

El potencial de una fractura para mejorar la producción, dependerá de las dimensiones que limitan y le dan forma a la misma, es decir, la altura, el ancho y la longitud efectiva de la fractura. Estos parámetros son interdependientes; por lo general se habla de longitud media de la fractura, analizando solo una cara de esta, pues se asume que la otra cara de la fractura es idéntica.

El ancho de la fractura es muy importante pues junto con la permeabilidad, determinan la conductividad de la fractura. La altura de la fractura es importante con respecto al espesor de la zona productora, pues si se trata de una sola fractura, lo ideal es que ésta quede contenida dentro del intervalo productor, puesto que al presentarse un crecimiento incontrolado de la altura traerá como consecuencia la reducción de la longitud esperada para un volumen de tratamiento previamente fijado. Esto es en otras palabras, un radio de drenaje menor al planeado.

3.2.1 Modelos disponibles

Como ya fue mencionado, la estimación del ancho, la longitud y la altura de la fractura bajo condiciones dinámicas es un asunto sumamente complejo; por tanto para brindar una solución capaz de integrar un número significativo de parámetros, que puedan ser manejados de forma matemática, en principio se diseñaron una serie de modelos en dos dimensiones y hoy el uso de modelos tridimensionales (3-D) o pseudo tridimensionales (P3D) ya es común en la industria. Sin embargo en este trabajo sólo se hará referencia a tres planteamientos clásicos para permitir la familiarización de quienes empiezan en el estudio del fracturamiento hidráulico.

Estos modelos son: el desarrollado por Perkins Y Kern, que posteriormente fue perfeccionado por Nordgren (1972, modelo PKN); el modelo de Kristianovich y Zheltov con posteriores contribuciones por Geertsma-Klerk (1969, modelo KGD) y se finalizará con el planteamiento de Howard y Fast (1957) para el área de la fractura.

Antes de empezar a describir las ecuaciones se hace necesario asumir una serie de condiciones que son:

a) La litología de la zona de interés es homogénea, la roca presenta un comportamiento plástico y el medio es isotrópico.

b) No se presentan perdidas de filtrado hacia la formación, la validez de esta condición esta ligada a la viscosidad del fluido de fractura, a mayor viscosidad del fluido, el error introducido es menor. Existen algunos autores que proponen ecuaciones para geometría de fracturas involucrando el valor de leak-off, pero

ellos asumen que el fluido de fractura tiene propiedades similares al fluido de la formación y que en el desarrollo de la operación el flujo de fluidos se desarrolla en estado estable

c) Existencia de planos de deslizamiento.

d) En las ecuaciones existentes para fracturas verticales se asume que la fractura da inicio en un punto y además que la altura de la fractura es constante; esta última consideración presenta serias limitaciones cuando los estratos adyacentes no logran confinar la altura de la fractura.

3.2.1.1. Atlantic Richfield method

Las ecuaciones de Perkins y Kern para fracturas verticales, asumen que el fluido de fractura presenta comportamiento newtoniano y el flujo es laminar. La altura de la fractura es constante y aproximadamente igual al espesor de la formación de interés. No existen pérdidas de filtrado hacia la formación y se asume también que en la punta de la fractura la presión del fluido es igual al menor esfuerzo compresivo. La forma de la sección transversal de una fractura vertical se asume como elíptica.

La ecuación de esta elipse ha sido tomada de SNEDDON S², cuya solución para dos dimensiones esta dada por:

$$W_f = \frac{2 * (1 - \nu^2) * (P_b - q \alpha)}{E} * h_c$$

Ecuación 6a

Ecuación de Sneddon

Donde:

W_f = Ancho de la fractura

E = Modulo de young

ν = Modulo Poisson

P_b = presión de extension de fractura

q α = Menor esfuerzo compresivo

h_c = Altura de la fractura

La caída de presión a lo largo de la fractura según Perkins y Kern esta gobernada por:

$$\frac{d(pb)}{dx} = \frac{10.189 * Q * u}{W^3 * h_c} \quad \text{Ecuación 6b Perkins y Kern}$$

X = Distancia horizontal desde la cara de la formación hasta algún punto de la fractura.

W = Ancho de la fractura a una distancia x .

Q = Rata de inyección constante.

U = Viscosidad del fluido de fractura.

h_c = Altura de la fractura.

Despejando de las ecuaciones 6a y 6b el ancho de la fractura e igualándolas:

Se obtiene:

$$(pb - q\alpha)^3 * d(pb) = \frac{1.2737 * Q * u * E^3}{h_c^4 (1 - \nu^2)^3} * dx \quad \text{Ecuación 6c}$$

Integrando la ecuación 6c, sustituyendo Poisson por 0.15 y asumiendo condiciones de frontera

$$pb - q\alpha = 0 \quad \text{cuando } x = CL$$

La ecuación 6a puede ser escrita nuevamente:

$$W_f = 0.38 \left[\frac{Q * u * CL}{E} \right]^{\frac{1}{4}} \quad \text{Ecuación 6d}$$

La ecuación 6d presenta validez para flujo laminar y este se presenta cuando:

$$\frac{0.12 * Q * \rho}{h_c * \mu} < 0.32 \quad \text{Flujo laminar}$$

Donde:

CL = longitud de la fractura creada ft

Q = rata de inyección, bbl / min .

E = Modulo de young 's, psi

u = Viscosidad del fluido en cp.
 ρ = Densidad del fluido de fractura

Perkins y Kern recomendaron emplear la viscosidad del fluido sucio siempre que el agente propante estuviera presente.

Para condiciones operativas donde se presente el flujo turbulento la ecuación 6d se hace:

$$Wf = 0.6 \left[\frac{Q^2 * \delta * CL}{E * h_c} \right]^{\frac{1}{4}} \quad \text{Ecuación 6e}$$

Esta ecuación es válida cuando:

$$\frac{0.12 * Q * \rho}{h_c * \mu} > 0.32 \quad \text{Flujo turbulento}$$

Atlantic-Richfield introdujeron gráficos para determinar el ancho de la fractura bajo condiciones de flujo laminar y flujo turbulento. (Ver anexo 1)

3.2.1.2. Kristianovich y Zheltov.

La fractura concebida por estos autores cierra suavemente en el tope; el fluido de fractura bajo condiciones dinámicas no ejerce presión en toda la longitud de la fractura y el propante que le dará forma a la fractura no penetra el extremo de la fractura. Al llamar CL como longitud media de la fractura, la posición de un punto a una distancia X de la cara del pozo estará dado por:

$$\cos \lambda = \frac{X}{CL}$$

Para una distancia X' existirá λ' y el ancho máximo de la fractura estará dado por:

$$W \max = 8 * \frac{(1 - \nu^2) * pb}{E * 2\pi} \cdot CL * \left[\cos \lambda' * \ln \frac{\tan\left(\frac{\pi}{4} + \frac{\lambda'}{2}\right)}{\tan\left(\frac{\pi}{4} - \frac{\lambda'}{2}\right)} \right]$$

Ecuación 6F

$$\lambda' = \frac{\pi}{2} * \left(1 - \frac{q\alpha}{Pb} \right)$$

Donde:

Wmax = Ancho máximo de la fractura

ν = Modulo Poisson

Pb = presión de extension de la fractura

qα = Menor esfuerzo compresivo

Vt = volumen de la fractura *Ft*³

CL = Longitud media de la fractura *Ft*

El volumen de la fractura esta dado por:

$$Vt = \frac{6.28}{(1 + \nu^2)} * \frac{q\alpha}{E} * \left(\frac{Pb}{q\alpha} - 1 \right) * h_c * CL^2 \quad \text{Ecuación 6G}$$

Ahora es posible relacionar, el ancho máximo de la fractura, la longitud y su volumen total a través de la siguiente expresión:

$$W \max = 0.6366 * \frac{Vt}{h_c * CL} \quad \text{Ecuación 6H}$$

Si se reemplaza en la ecuación 6H el valor de *Vt*, tomado de la ecuación 6G se puede obtener el ancho máximo de la fractura, en función de la longitud e independiente de la altura.

$$W \max = \frac{4}{(1 + \nu^2)} * \frac{Pb - q\alpha}{E} * CL, \text{ Ft.} \quad \text{Ecuación 6J}$$

$$W \max = \frac{48}{(1 + \nu^2)} * \frac{Pb - q\alpha}{E} * CL, \text{ in.}$$

Sin embargo la longitud media de la fractura, es inversamente proporcional a la raíz cuadrada de la altura; despejando de la ecuación 6G

$$CL = \sqrt{\frac{0.1592 * Vt * (1 + \nu^2) * E}{(Pb - q\alpha) * h_c}} \quad \text{Ecuación 6K}$$

3.2.1.3. Área de la fractura.

La capacidad de una fractura para mejorar el flujo de hidrocarburos desde la formación hasta la cara del pozo estará afectada por el área de drenaje de la fractura. Howart y Fast desarrollaron una ecuación para determinar el área de la fractura creada en una operación de fracturamiento asumiendo las siguientes condiciones:

- La fractura tiene ancho constante, es decir el aumento del volumen es consecuencia de la expansión del área.
- El filtrado se produce perpendicular a las caras de la fractura.
- La presión dentro de la fractura es constante en toda su extensión.
- El caudal es constante durante toda la operación.

Bajo las condiciones ya mencionadas se tiene:

$$A = \frac{Q * Wf}{4\pi * C_{eff}^2} \left(e^{-x^2} * erfc(x) + \frac{2x}{\sqrt{\pi}} - 1 \right) \quad \text{Ecuación 6L}$$

Donde:

$$x = \frac{2 * C_{eff} * \sqrt{\pi t}}{Wf}$$

A = Área total de una cara de la fractura, Ft^2

Q = Rata de inyección constante, Ft^3/min .

t = tiempo total del bombeo, min .

Wf = Ancho de la fractura.

C_{eff} = Coeficiente del fluido de fractura, $Ft / min^{0.5}$ (ver anexos2)

$Erfc(x)$ = Función error complementaria de x . (ver anexos3)

Eficiencia del fluido de fractura.

La ecuación 6L, puede ser manejada de diferentes formas para aplicaciones de campo; si se define la eficiencia de un fluido de fractura, como el volumen de la fractura creada dividido por el volumen de fluido inyectado. Entonces tenemos:

$$Eff = \frac{Vf}{Vi} = \frac{Wf * A}{Q * t} \quad \text{Ecuación 6M}$$

Donde:

Eff = Eficiencia del fluido de fractura

Vf = Volumen de la fractura.

Vi = Volumen de fluido inyectado.

Al sustituir la ecuación 6L en la ecuación 6M se obtiene:

$$Eff = \frac{Wf^2}{4\pi * t * C_{eff}^2} \left(e^{-x^2} * erfc(x) + \frac{2x}{\sqrt{\pi}} - 1 \right) \quad \text{Ecuación 6N}$$

Dado que:

$$x = \frac{2 * C_{eff} * \sqrt{\pi t}}{Wf}$$

$$x^2 = \frac{4 * C_{eff}^2 * \lambda t}{Wf^2}$$

Es posible sustituir en la ecuación 6N el valor de x^2

$$Eff = \frac{1}{x^2} \left(e^{x^2} * erfc(x) + \frac{2x}{\sqrt{\pi}} - 1 \right) \quad \text{Ecuación 6P}$$

Al quedar la eficiencia del fluido como una función de X, es posible graficar la eficiencia del fluido versus los valores de X (ver anexo 4); es decir que para determinar la eficiencia del fluido, con la ayuda de un gráfico, bastaría conocer el coeficiente de eficiencia del fluido C_{eff} y determinar el ancho de la fractura.

El volumen de fluido que permanece dentro de la fractura estará dado por:

$$Vf = Q * t * Eff \quad \text{Ecuación 6Q}$$

El área de la fractura inducida, una vez realizado el bombeo del tratamiento puede ser calculada por:

$$A = \frac{12 * Vi * Eff}{7.48 * Wf}$$

3.3. FACTORES DEL YACIMIENTO QUE AFECTAN LA GEOMETRIA DE LA FRACTURA

3.3.1. Permeabilidad de la formación.

El volumen de filtrado del fluido de fractura, que se pierde a la formación a lo largo de la fractura durante una operación, depende de las propiedades del fluido de fractura y de la permeabilidad de la formación.

Los yacimientos ubicados en el territorio nacional presentan en la mayoría de casos permeabilidades altas, por tanto es común que las pruebas de minifrac se realicen con gel activado; para obtener los parámetros más ajustados a las condiciones que se presentan durante el bombeo del tratamiento.

Si un pozo presenta las características que son apropiadas para la producción de hidrocarburos y sin embargo no se presenta el flujo de optimo de los

hidrocarburos; es probable se deba a un daño en el wellbore. Cuando la permeabilidad original de la formación es elevada son deseables fracturas anchas y cortas; pero lo suficientemente largas para sobrepasar la zona del daño. En zonas con una permeabilidad original baja, son preferibles fracturas largas y delgadas, pues estas generan un mayor radio de drenaje.

3.3.2. Esfuerzos in situ.

El ancho de la fractura estará influenciado por el menor de los esfuerzos horizontales, el crecimiento vertical o altura de la fractura también estará controlado por el espesor de las capas adyacentes y la magnitud del esfuerzo principal de estos estratos adyacentes a la formación de interés.

3.3.3. Propiedades de la roca.

El ancho de la fractura es inversamente proporcional a la magnitud del módulo de young. La diferencia de la relación de Poisson entre las diferentes zonas influye en el crecimiento de la altura de la fractura, también existen otras propiedades importantes como la compresibilidad de la roca.

3.3.4 Presión del yacimiento.

Para determinar la presión de fractura exacta, se hace necesario conocer inicialmente un gradiente de fractura aproximado que luego será ajustado con el minifrac. Por lo general yacimientos con elevadas presiones presentan altos gradiente de fractura.

Un alto gradiente de fractura es un indicador de elevadas presiones durante el desarrollo de la operación; si la presión durante el tratamiento se incrementa de forma rápida a valores cercanos a la máxima presión del trabajo; es probable que la operación se detenga antes de haber ingresado todo el volumen de tratamiento que se planeo, es decir, se presenta un arenamiento indeseado. Debido a esto, el tamaño y las dimensiones de la fracturas no son los esperados; puesto que parte del tratamiento no ingreso a la formación.

4. SELECCIÓN Y CONTROL DE CALIDAD DE QUIMICOS Y MATERIALES PARA UN FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

4.1 FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

La visión de las compañías de servicios, es crear un fluido económico que transporte de manera fácil y segura toda la arena u otro material apuntalante necesario para crear una fractura de adecuadas condiciones. Además, el fluido se debe romper para ser recuperado de la fractura y dejar la menor cantidad de residuos en el empaque de arena.

Actualmente en el mercado se cuenta con una amplia variedad de fluidos de fractura. Continuamente se están mejorando los sistemas y sus componentes a través de investigaciones.

Consideraciones para diseñar un fluido de fractura:

- Tipo de fluido.
- Requerimientos de viscosidad.
- Reología del fluido.
- Economía del fluido.
- Experiencia en el área.
- Datos de laboratorio.
- Disponibilidad de materiales.
- Selección del tipo de arena/material apuntalante.

4.1.1. Sistemas de fluidos:

4.1.1.1 Geles lineales:

Presenta la más simple formulación. Se puede mezclar con una amplia gama de polímeros y fluidos base (agua, salmuera, etc.) los polímeros que generalmente se usan para mezclar estos fluidos son de tipo Guar y sus derivados como HPG hidroxipropil Guar y CMHPG Carboximetil Hidroxipropil Guar. Estos son polímeros que vienen en polvo y se hidratan o hinchan al contacto con una solución acuosa para formar un gel viscoso.

Los LGC “liquid gel concentrates” son mezclas líquidas preparadas con polímeros en polvo; bajo los preceptos de “Eficiencia, precisión y valor ambiental”. Estas mezclas eliminan la necesidad de mezclar los polímeros en polvo en locación. Con los LGC es posible variar la viscosidad de los fluidos de

manera fácil en tiempo real. Las mezclas pueden hacerse tanto en agua como en sistema de base hidrocarburo.

4.1.1.2. Geles activados.

➤ Geles Activados tipo Boratos.

- Buen transporte de arena.
- Reologías estables hasta 300 F.
- Propiedades que le permiten tener bajas pérdidas por filtración.
- Buenas propiedades para limpieza de residuos.

Los geles activados tipo Borato utilizan iones de Borato para activar los geles lineales ya hidratados y de esta forma incrementar su viscosidad. Los polímeros más comunes en estos tipos de fluidos son la goma Guar y el HPG. La activación que se consigue con los Boratos es reversible y terminable con una simple alteración del pH del fluido, estas características, permiten que al momento del flow back/reversada/limpieza, el fluido deje menos residuos en la formación y con esto garantizar una permeabilidad óptima en el empaque de arena.

➤ Geles Activados tipo Órgano metálicos.

- Proveen estabilidad extrema a altas temperaturas.
- Sus propiedades reológicas son más predecibles y por tanto las propiedades de fricción son más fáciles de calcular.
- Es fácil controlar la activación del fluido.
- En el diseño se pueden incluir ambientes con pH diferentes y no habrá cambio del fluido.

Los geles tipo Órgano metálicos presentan una excelente capacidad para el transporte de arena (los mejores) en un rango de temperaturas de 60 a 400 °F. Estos son los fluidos con mayor uso a nivel mundial y principalmente usan iones de zirconato y titanato, sumado a cualquier tipo de polímero como Guar, HPG y CMHPG. Son usados con mayor frecuencia en formaciones apretadas con altas temperaturas donde se requieren fracturas largas; lo cual exige determinadas condiciones reológicas que permitan una mayor distancia de transporte del apuntalante.

➤ Geles Activados base Aceite.

Presenta la mayor compatibilidad con todas las formaciones; de esta forma minimiza la posibilidad de generar daño a la formación por migración de finos e hinchamiento de las arcillas. La mejor característica es que al entrar en contacto el aceite con el agente gelificante, se incrementa de manera rápida la viscosidad del gel y esto elimina la necesidad de premezclar el fluido base, gracias a esta misma característica se puede cambiar de manera fácil la

viscosidad del gel en tiempo real. En condiciones frías estos fluidos son mejores que los base agua.

4.2. ADITIVOS DE LOS SISTEMAS DE FLUIDOS.

Los aditivos son empleados con el fin de optimizar varios parámetros de los fluidos de fractura. Estos incluyen agentes controladores de arcillas, estabilizadores de geles, surfactantes, espumantes, rompedores, agentes controladores de filtración, reductores de fricción, inhibidores de incrustaciones, biocidas, bactericidas, aditivos para el control de pH y mejoradores de conductividad; dependiendo de las características particulares de cada trabajo, la experiencia en el área, y el soporte del laboratorio, se diseñara el fluido.

4.3. CONSIDERACIONES EN LA SELECCIÓN DEL PROPANTE.

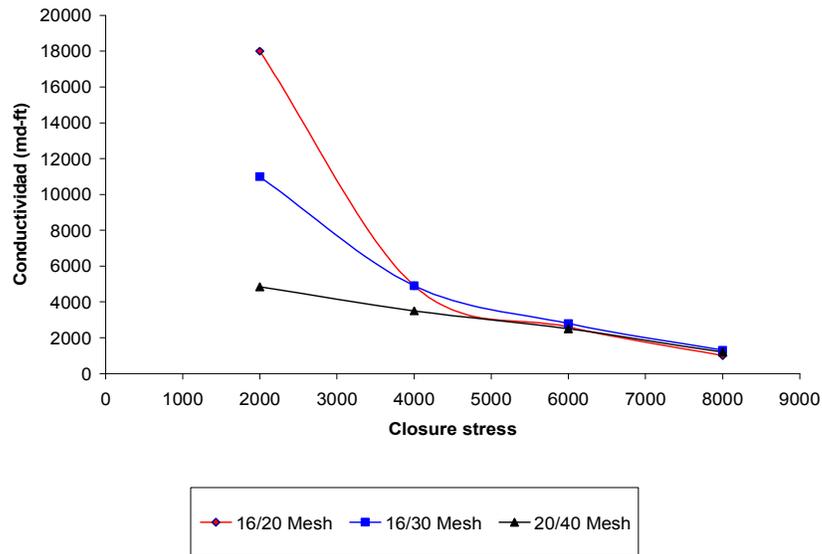
Como ya fue mencionado el propósito de una fractura es crear un canal que permita la migración de hidrocarburos desde la formación hasta la cara del pozo. Para conseguir este propósito, la fractura deberá tener una longitud de penetración apropiada, según el tipo de formación; además de una conductividad apropiada que facilite el flujo de fluidos. Se sabe que la conductividad se encuentra afectada por el ancho de la fractura y por su permeabilidad. De antemano se sabe que sólo es posible obtener un ancho de fractura muy reducido. Por tanto, para llegar a maximizar la conductividad de una fractura se hace necesario poner en consideración, los siguientes aspectos.

4.3.1. Tamaño del propante.

Si idealizamos la forma de los granos de propante a esferas; las cuales buscamos sean apiladas en el interior de una fractura para evitar el cierre de la misma. Allí se generan espacios que quedan entre los granos de propante (esferas) producto de su curvatura, estos canales que permitirán el flujo de fluidos, constituyen la permeabilidad de la fractura; por tanto entre mayor sea el diámetro de cada grano, mayores serán los canales que teóricamente se formarán.

Sin olvidar que la fractura se encuentra sometida a la acción de esfuerzos y que éstos ejercen una marcada influencia en la conductividad. Para entender este fenómeno se puede emplear el gráfico 4.1 que muestra la relación entre la conductividad y el tamaño del propante para arenas naturales a diferentes esfuerzos de cierre.

Grafico 4.1
Tamaño del propante



Es posible apreciar como la arena 16/20 presenta la mejor conductividad a bajos esfuerzos. La arena 16/30 también presenta una alta conductividad. Además, es necesario recordar que el diámetro del agente sostén deberá ser mínimo seis veces menor al diámetro de los perforados; con el fin de evitar excesivas tortuosidades que llevarían a un arenamiento prematuro. Una idea de la relación entre los diámetros del agente sostén y los perforados se presenta en la tabla 1.

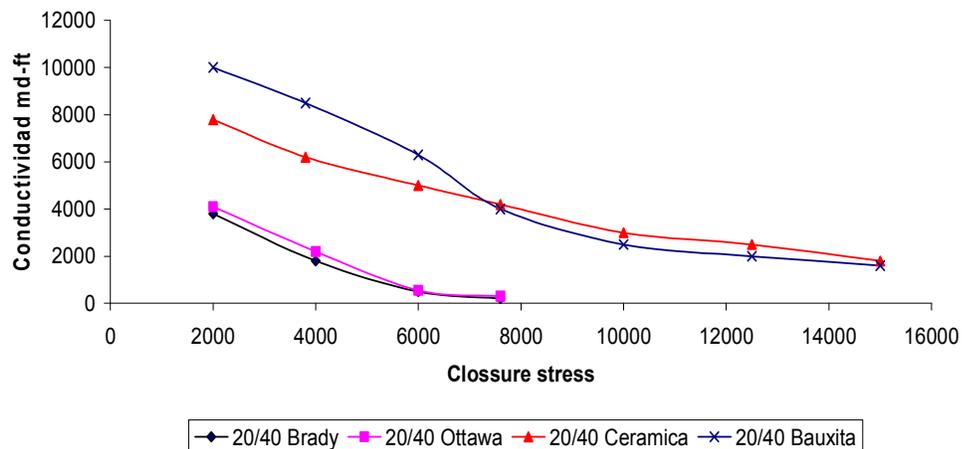
| DIAMETRO DEL PROPANTE (mesh) | DIAMETRO RECOMENDADO DE PEROFRADOS (in) |
|------------------------------|---|
| 6/12 | 0.80 |
| 8/16 | 0.56 |
| 12/20 | 0.40 |
| 16/30 | 0.28 |
| 20/40 | 0.20 |
| 30/50 | 0.14 |
| 40/70 | 0.10 |

Tabla 1
Tamaños de propante según el diámetro de perforados

4.3.2. Resistencia del propante.

La naturaleza propia de los materiales que se emplean como agente sostén, determina la resistencia particular del apuntalante cuando esta sometido a diferentes esfuerzos. Para apreciar este fenómeno se pueden realizar comparaciones entre algunos tipos de propante de igual tamaño; cuando están sometidos a diferentes esfuerzos de cierre. Se puede evidenciar en el gráfico 4.2 de Conductividad vs. Esfuerzos de cierre la manera como a esfuerzos mayores las fracturas empaquetadas con diferentes agentes propantes pierden su conductividad debido a la trituración del agente sostén (crushing).

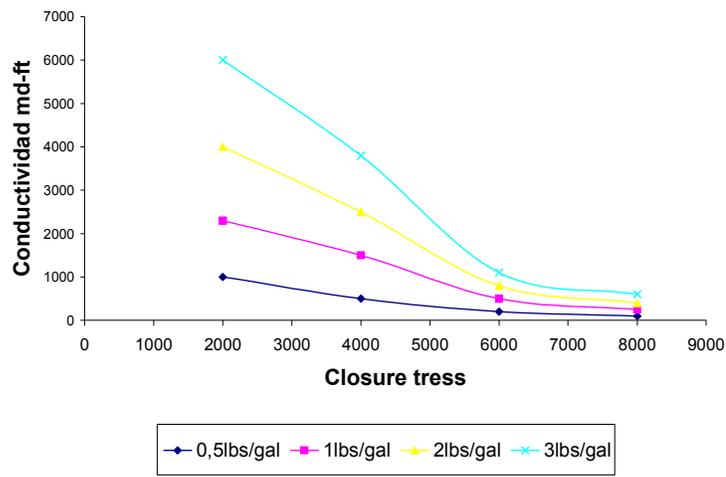
Grafico 4.2
Resistencia del propante



4.3.3. Concentración del propante.

Variar la concentración del propante en la fractura, significa variar la dosificación del propante en superficie. El propante que permanece en el interior, mantiene la forma de la fractura, pues soporta los esfuerzos de la formación evitando su cierre; es posible apreciar la incidencia de la concentración del propante sobre la conductividad de la fractura, con la ayuda del gráfico 4.3

Grafico 4.3
Concentración del propante



En el gráfico 4.3 se puede ver como a mayores concentraciones del propante la conductividad de la fractura aumenta; elevar la concentración del propante también puede ser una forma de menguar el efecto producido por la incrustación del propante en la matriz de la formación adyacente a la fractura, lo que se conoce como “embedment”. También cabe destacar el perjuicio causado sobre la conductividad de la fractura derivado de arenamientos prematuros durante la operación; lo que impide que las etapas de mayor concentración de propante ingresen a la fractura.

4.4. CONTROL DE CALIDAD EN OPERACIONES DE FRACTURA.

El trabajo desarrollado por el laboratorio es fundamental durante el diseño del tratamiento y también durante el desarrollo de la operación; pues en campo se tiene la responsabilidad de llevar acabo el control de calidad del fluido de fractura, así como brindar el soporte técnico oportuno ante cualquier eventualidad o duda que surja en el desarrollo de la operación.

4.4.1. Caracterización de los fluidos de la formación.

Para el desarrollo de esta tarea es necesario contar con una muestra del fluido, el cual deberá llegar al laboratorio marcado con el nombre de la compañía operadora, el nombre del pozo, la fecha y el sitio en el que fue tomada; a esta muestra se le determinara, gravedad API, BSW, análisis físico-químico del agua de formación, contenido de parafinas y asfáltenos.

4.4.2. Ajuste en el diseño de tratamientos.

La composición de cada uno de los tratamientos previos a la fractura, así como la planeación de su secuencia, son responsabilidad del ingeniero a cargo de la operación; para esto se apoya en el equipo del laboratorio quienes de forma experimental deberán verificar que la composición de los tratamientos cumpla con las exigencias del trabajo; para tal efecto son realizadas pruebas de compatibilidad con el crudo del pozo que permitan garantizar la no formación de emulsiones estables o precipitado insoluble conocido como sludge. Además son realizadas pruebas de solubilidad que garantizan la limpieza efectiva de perforados.

4.4.2.1 Gel de fractura.

El trabajo de laboratorio radica en acondicionar el fluido de fractura ya sea base aceite o base agua a las condiciones requeridas en cada trabajo.

➤ Gel de fractura base agua.

Es tarea inicial del laboratorio es verificar que el agua a usar en el trabajo cumpla las siguientes especificaciones.

| PROPIEDAD | RANGO ACEPTABLE |
|---------------------|-----------------|
| pH | 6 a 8 |
| Gravedad especifica | <1.038 |
| Hierro (ppm) | <20 |
| Dureza total (ppm) | <2000 |
| Bicarbonatos(ppm) | <300 |
| Sulfatos(ppm) | 0 |

Tabla2

Rango aceptable de propiedades de fluido base para gel de fractura base agua.

Una vez realizadas las pruebas respectivas al fluido base es posible entrar a diseñar el fluido de fractura, el cual puede contener:

- Fluido base
- Bactericida
- Inhibidor de arcillas.
- Agente gelificante
- Surfactante

- Rompedor
- Activador del rompedor
- Activador

El trabajo fundamental con el gel de fractura es conseguir de manera experimental el ajuste en las concentraciones de los aditivos para satisfacer los requerimientos del trabajo en lo referente a ph, tiempo de activación, desarrollo de viscosidad, tiempo de rompimiento requerido y compatibilidad con los fluidos del pozo.

- Ventajas del fluido típicamente empleado.

Figura 4.4
Gel base agua



El sistema base agua, (figura 4.4) presenta gran versatilidad para trabajos costa afuera; pero es usado de manera muy frecuente para trabajos en tierra. Este gel brinda una limpieza segura; que conduce a elevar la productividad, además de ser amigable ambientalmente. Este sistema es el resultado de los avances en tecnología para la estimulación y control de arena en formaciones de alta permeabilidad. Por ser base agua, permite una reducción considerable en los costos del tratamiento, en especial cuando son necesarios grandes volúmenes para fracturar de manera simultánea múltiples estratos de interés. Es posible combinarse con aditivos para el control de arcillas y el control de finos.

- **Gel de fractura base aceite.**

Es posible diseñar estos geles con crudos livianos o con diesel. Cuando se emplea crudo se hace necesario determinarle el flash point y el fire point; para el caso del diesel se toman los valores estándar establecidos comercialmente. La composición típica del gel de fractura es:

- Fluido base.
- Rompedor.
- Gelificante.
- Activador.

El trabajo fundamental con el gel de fractura base aceite es al igual que en con el gel base agua, conseguir de manera experimental el ajuste en las concentraciones de los aditivos para satisfacer los requerimientos del trabajo en lo referente a ph, tiempo de activación, desarrollo de viscosidad, tiempo de rompimiento requerido y compatibilidad con los fluidos del pozo.

➤ Ventajas del gel base aceite.

Figura 4.5
Gel base aceite



Este sistema base aceite, (figura 4.5) fue desarrollado para usarse en pozos de petróleo, emplea una mezcla de activador y un gelificante.

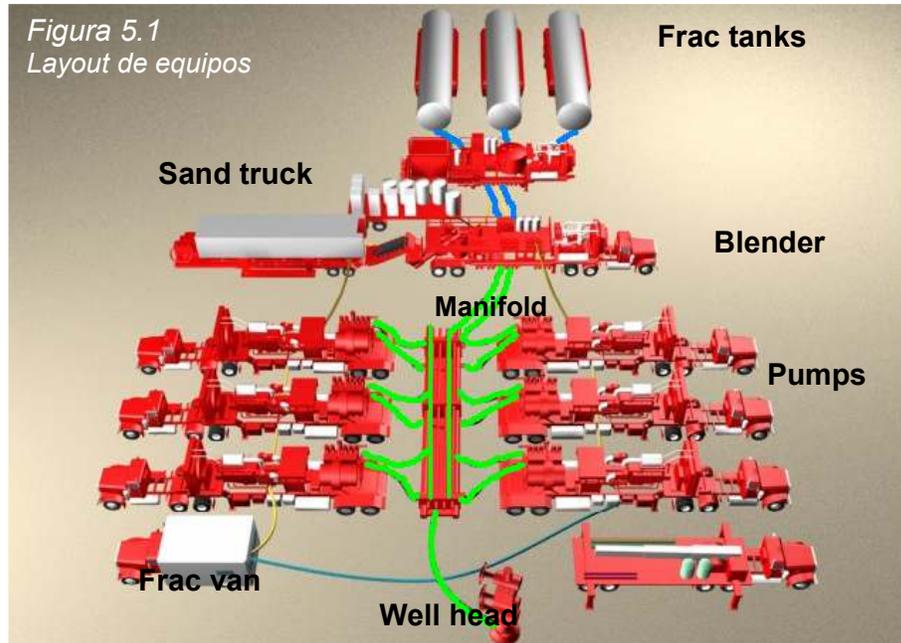
Algunas de sus ventajas son:

- Estabilidad a temperaturas de hasta 250 °F.
 - Viscosidad fácilmente ajustable durante el trabajo
 - Es posible emplear un amplio rango de petróleos como fluido base.
 - Simple y seguro en locación
 - El fluido es normalmente diseñado para romper de 4 a 8 horas, pero puede ser diseñado para retornar rápidamente.
- Reducción de costos para obtener la viscosidad requerida.

4.4.3. Calidad del agente propante.

Es necesario verificar la granulometría del agente propante a emplear en la fractura, para ello se utiliza el set de mallas especificado para cada tamaño, es importante recordar que al menos el 90% de la muestra tamizada debe permanecer entre las mallas que definen el tamaño del material; no mas del 0.1% debe permanecer en el tamiz superior y en el fondo el porcentaje no debe ser superior al 1%. Otros ensayos incluyen la resistencia a la compresión y la solubilidad en acido es decir, la presencia o no de contaminantes como, carbonatos, feldespatos, óxidos o finos.

5. EQUIPOS Y ACCESORIOS PARA FRACTURAMIENTO HIDRAULICO



Se ha mencionado hasta el momento que la realización de un fracturamiento hidráulico requiere la aplicación de elevadas presiones a la formación, a través de un fluido de fractura; que se encuentra cargado con un agente sostén, el cual evitara el cierre de la fractura. Para llevar a cabo esta operación se necesitan equipos y accesorios que permitan básicamente:

- Transportar el fluido base hasta la locación (opcional).
- Preparar y almacenar el gel lineal.
- Adicionar los aditivos para activar el gel lineal.
- Mezclar el agente sostén con el gel de fractura.
- Conducir el fluido, a los fracturadores.
- Elevar la presión del fluido de fractura.
- Conducir el fluido de fractura presurizado hasta el pozo.
- Registrar presión, caudal, dosificaciones etc.

5.1. FRAC TANKS.

Los frac-tanks son usados para almacenar el fluido base con el cual se prepara el gel de fractura así como para preparar y almacenar el gel lineal, el cual es preparado horas previas al bombeo del tratamiento.

Los frac-tanks son llevados a la locación a través de camiones y se ubican según la distribución que se halla planeado para colocar el set de fractura “layout” (ver figura 5.1). Los frac-tanks más comunes son los de 500bbls, estos poseen aproximadamente 21000 gal de fluido; también es frecuente encontrar frac tanks de 300 y 250 bbls. Cada frac-tanks posee un manifold de descarga con tres o cuatro conexiones de 4in, donde se conectan las mangueras de succión que van al blender. Además cuentan con una línea de recirculación que puede ser de 3 o 4in, para la recirculación del gel lineal desde el blender.

Es muy importante garantizar la limpieza efectiva de los frac-tanks; puesto que la presencia de residuos de trabajos anteriores o material extraño puede conducir al deterioro de las propiedades del fluido de fractura; lo que llevaría al fracaso de la operación.

5.2. BLENDER Y EQUIPO AUXILIAR.

Para mezclar correctamente los aditivos de un gel de fractura y además agregar el agente propante en las concentraciones requeridas, se necesita de un equipo especializado, el blender o mezclador ha sido desarrollado de una manera tal, que posee el equipo necesario montado en un solo camión o remolque.

La operación del blender con sus diferentes sistemas es un componente muy importante para el trabajo de fracturamiento; por esta razón se le conoce como el corazón de la fractura. (Ver figura 5.2)



5.2.1. Mangueras.

Las mangueras de caucho, para alta y baja presión son componentes claves en los trabajos de fracturamiento. La naturaleza crítica para las aplicaciones de las mangueras requiere una selección minuciosa, cuidado y mantenimiento. El manejo adecuado de estas mangueras contribuirá a la terminación exitosa de un trabajo de fractura.

5.2.1.1. Almacenamiento y uso de las mangueras.

Para aumentar la vida útil de las mangueras se mencionan algunos procedimientos de sentido común que cobran validez al momento de utilizar y de almacenar las mangueras:

- Nunca arrastrar las mangueras o halar de la unión cuando se mueva una manguera desde el blender hacia los tanques.
- No pasar vehículos sobre las mangueras, ni utilizarlas como cuñas para ruedas de vehículos.
- No arrojar las mangueras de forma tal que las uniones sufran golpes indebidos.
- Prestar atención a la ubicación de las mangueras, para evitar ubicarlas contra bordes agudos que puedan crear fisuras o cortar la manguera.
- Dejar una sección de manguera libre cuando se instalen, pues al presurizarse las mangueras tienden a encorvarse y esto acorta su longitud.
- Cubrir con lonas, las mangueras de descarga durante el bombeo, a fin de evitar aspersión de fluidos en caso de fugas; en especial cuando se trabaja con fluidos inflamables.

5.2.1.2. Inspección de las mangueras.

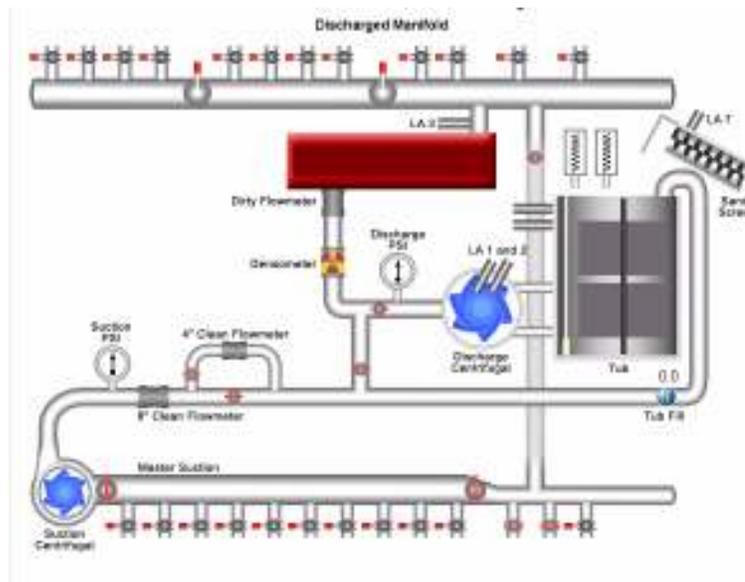
La clave de un mantenimiento efectivo es el cuidado constante del estado de la manguera, el personal del equipo de estimulación debe inspeccionar las mangueras en busca de los siguientes signos de desgaste cada vez que se cargue o descargue una manguera:

- Verificar si las uniones tienen fisuras, señales de deslizamiento, torceduras y el estado de la manguera en la unión.
- Inspeccionar si la cobertura de la manguera tiene cortes, torceduras o verrugas.
- Iluminar con una linterna dentro del tubo de la manguera en busca de obstrucciones, fisuras despegue del tubo y verrugas.
- Los cierres de las tres cintas metálicas, con las que se zunchan las mangueras de succión deben estar separados entre sí 120°.

5.2.2. Bombas centrífugas

Las bombas centrífugas son utilizadas en el blender para succionar los fluidos que vienen desde los frac-tanks y para bombear el fluido de fractura desde la tina del blender hasta los fracturadores. La bomba de succión montada en el blender de 100bbl es de 12 pulgadas con anillo de desgaste ajustable; esta bomba puede proporcionar hasta 100bbl/min. de fluido; esta diseñada para operar a un máximo de 1200rpm. La bomba de descarga montada en el blender, es una bomba centrífuga de 8x10 pulgadas y esta diseñada para operar a 750rpm. A través de la figura 5.3 es posible apreciar la distribución esquemática de las bombas centrífugas en el blender.

Figura 5.3
Distribución esquemática de bombas centrífugas



5.2.3. Sistemas para los aditivos.

Muchos de los aditivos constituyentes del gel de fractura son adicionados al vuelo; es decir durante el bombeo, estos aditivos pueden ser líquidos o sólidos, Varias bombas y embudos montados sobre el blender, permiten medir y adicionar estos aditivos de forma adecuada.

5.2.3.1. Equipos para los aditivos líquidos

Tres tanques de acero inoxidable de 40 galones para aditivos líquidos están montados en el blender. Uno de los tanques tiene una conexión de succión en el fondo, conectada de tal manera que el aditivo líquido pueda ser descargado

por gravedad a la tina del blender. Los otros dos tanques abastecen aditivos líquidos a dos de las tres bombas para químicas líquidas.

Estos tanques están calibrados de manera tal, que una pulgada de profundidad del fluido equivale a un galón de aditivo. Existe un medidor de nivel montado en el frente de los tanques para verificar visualmente la cantidad de fluido en cada tanque. En el blender se pueden montar hasta cinco bombas de aditivos líquidos impulsadas hidráulicamente.

5.2.3.2. Bomba Wilden, para transferencias de químicos

Esta bomba de acción neumática; succiona de una fuente externa y bombea el producto químico a cualquiera de los tanques de aditivos de 40 galones. Un interruptor ubicado en la consola de control del operador acciona la bomba. No existe una válvula que permita controlar la velocidad de la bomba para transferencia de químicos.

5.2.3.3. Equipos para los aditivos secos.

El equipo del sistema de aditivos secos incluye un abastecedor con paletas de goma y dos eductores. Se pueden añadir dos aditivos en el blender al mismo tiempo, pues está ubicado uno a cada lado del blender.

5.2.4. Tornillo para arena

Los trabajos de fracturamiento, requieren que se añada el agente sostén desde el transporte a granel hasta la tina del blender. Para desarrollar esta labor se precisa el uso de los tornillos.

Cada tornillo eje para arena es operado de manera independiente en el blender, a través de válvulas hidráulicas de paso y válvulas hidráulicas aceleradoras ubicadas en la consola de control, en la figura 5.4 se aprecia un blender de 100bbl, con sus tres tornillos.

Figura 5.4
Tornillos para arena.



5.2.5. Sistema de control para el nivel de la tina.

Una de las funciones más difíciles del operador del blender es mantener el nivel apropiado de fluido en la tina. El sistema de control automático para el nivel de la tina ayuda a mantener el fluido a un nivel más constante del que puede conseguirse manualmente. Algunos de los beneficios que resultan son una relación de arena-fluido más constante y una mezcla de aditivos secos más eficientes.

El sistema opera de forma neumática. Consiste en un tubo con una burbuja de aire que se extiende dentro de la tina del blender, cuando la batea se llena con fluido, el tubo también hasta el nivel de superficie del fluido de la tina. Se aplica aire dentro del tubo para remover el fluido que esta adentro. La cantidad de presión necesaria para limpiar el tubo de fluido es medida por una celda de presión diferencial. La celda convierte la señal de presión en pulgadas de agua a presión de aire de 3 a 15 psi. La señal de presión se suministrará a un controlador el cual la compara con el nivel de la tina o punto de referencia que se ha fijado en el sistema desde la consola de control, el controlador ajusta el ubicador fisher en la válvula para llenar la tina y así obtener el nivel requerido de la tina.

5.2.6. Instrumentación.

En nuestro país las operaciones de fractura son rápidas porque los pozos son someros; el bombeo del tratamiento puede durar de 20 a 40 minutos en otros países la operación puede durar de dos a tres horas. Pero es vital para ambos casos que la data o información de la operación no se pierda; en especial los datos del minifrac.

Debido a la complejidad en los sistemas de aditivos químicos, los actuales procedimientos de estimulación y sumado al desarrollo de nuevos y más críticos procesos, es extremadamente importante una instrumentación exacta para el éxito de los tratamientos. La instrumentación empleada permite monitorear presión, rata y densidad. Los tres instrumentos de medición más utilizados en estimulación son:

5.2.6.1. Medidores de flujo.

El medidor de flujo más usado en estimulación es el medidor de flujo de turbina (figura.5.5), este tiene un rotor móvil con aletas el cual gira cuando el fluido es bombeado a través de él. Los medidores de flujo de turbina varían en tamaño desde 1/2" hasta 8".

Figura 5.5
Medidor de flujo tipo turbina.



5.2.6.2. Transductores de presión.

Los transductores de presión toman una presión del fluido y la convierten en una señal eléctrica, la cual puede ser registrada. La mayoría de los transductores están capacitados para servicios entre 0 y 15000 psi.

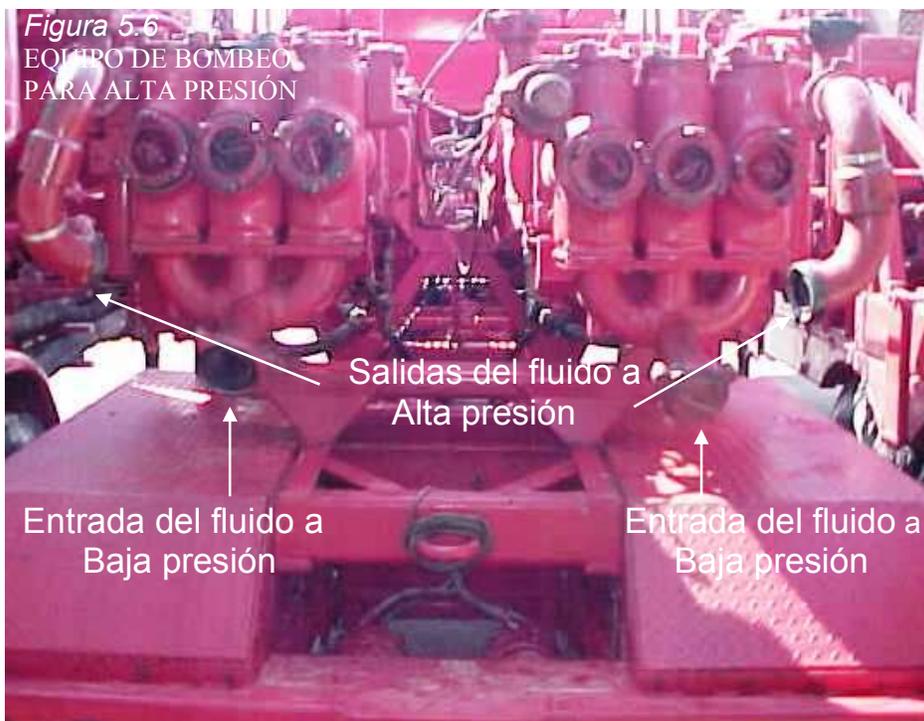
5.2.6.3. Densómetros radioactivos.

Los densómetros radioactivos son utilizados para medir la densidad del fluido de estimulación y, /o las concentraciones de propante. Consiste en un material de fuente radioactiva (cesio 137) blindado con plomo, una cámara de flujo y un tubo fotomultiplicador (Tubo PM). Estos densómetros trabajan bajo el principio de adsorción de partículas radioactivas. Cuando el fluido pasa frente a la fuente adsorbe algo de radiación, en cuanto sea más denso el fluido menos radiación detecta el tubo PM.

La instrumentación que se tiene en el blender es el respaldo por si falla la instrumentación que se tiene en las líneas. La instrumentación de las líneas esta compuesta por: medidores de flujo tipo turbina uno principal y otro de back-up, transductores de presión ubicados en la boca del pozo o a unos metros de ella, uno principal y otro de back up, además se utiliza un transductor de presión en el anular y un densometro radioactivo a la salida del manifold de fractura cuando el fluido va hacia la boca del pozo.

5.3. EQUIPOS DE BOMBEO.

Las bombas encargadas de elevar la presión al gel, en las operaciones de fracturamiento hidráulico; son de desplazamiento positivo.



La alimentación del fluido a baja presión se realiza a través de mangueras de descarga de 4in y la salida de fluido a alta presión se realiza a través de líneas de trabajo de 3in (ver figura 5.6), las cuales ingresan al manifold que recoge las líneas de descarga de todas las bombas y luego a través de una línea o líneas conducirá el fluido presurizado hasta el pozo.

5.4 FRAC MANIFOLD.

El Frac Manifold (figura 5.7) recibe el fluido que viene del blender a través de las mangueras de descarga de 4in y lo conduce a las unidades de bombeo. Estas unidades una vez han presurizado el fluido, lo regresan al manifold a través de líneas de 3in.

Luego el fluido a alta presión que se encuentra en el manifold es dirigido al pozo a través de las líneas o línea de trabajo.

Es muy importante verificar antes de la operación el correcto funcionamiento de las válvulas Weco que se encuentran en el manifold, a fin de evitar cortes en el suministro del fluido hacia cualquier unidad o incluso en el mismo ingreso al manifold; hecho que llevaría a serios problemas durante de la operación.

*Figura 5.7
Frac Manifold*



5.5. HERRAMIENTAS DE FONDO DE POZO.

Una vez el gel de fractura llega a la cabeza de pozo es conducido a través de la línea de trabajo a la zona de interés, es decir, la zona a fracturar. La presión para fracturar es transmitida a través del gel de fractura. Para que este gel que se bombea a alta presión ingrese a la zona de interés, es necesario confinarlo en frente de los perforados, justo donde se requiere ingrese a la formación. Para lograr confinar el fluido se hace necesario el uso de herramientas que se conocen como empaques.

La función básica de un empaque en operaciones de fractura es hacer un sello efectivo que permita controlar los fluidos y la presión causada por el bombeo de fluidos hacia la formación de interés.

Un empaque es ubicado en la parte superior de la zona de interés y otro en la parte inferior. Durante la operación de fractura el empaque superior permite el paso del fluido a través de él; mientras que el empaque inferior no, por esta razón se le conoce también como tapón.

Es una buena práctica presurizar el anular siempre que sea posible, con el fin de ayudar a disminuir la presión diferencial que se genera a través de toda la tubería de trabajo, la cual es un punto crítico durante la fractura; además permite generar una resistencia adicional al empuje ascendente que se genera durante la fractura. En la figura 5.8 se aprecia un empaque para aislar la zona por encima a la zona de interés y en la figura 5.9 se aprecia un empaque tipo tapón.

Figura 5.8



Figura 5.9



Cortesía Halliburton Completions Tools, Base Neiva.

6. DESARROLLO TÍPICO DE UNA OPERACIÓN

Este capítulo se encuentra soportado en entrevistas realizadas al personal involucrado en el desarrollo de operaciones de fracturamiento hidráulico (ver anexo 5). Los conceptos emitidos tienen un valor práctico objetivo, ya que son el producto de un proceso consolidado en un tiempo específico, es decir, el tiempo de experiencia de cada uno de los trabajadores participantes.

Lo conseguido con cada testimonio, es una conceptualización de las prácticas operacionales; hecho que facilita la obtención de principios rectores en las acciones, por parte de quienes se inician en el desarrollo de operaciones de fractura. Queda manifestado, que para los trabajadores experimentados el proceso de fractura involucra la ejecución minuciosa de tareas esenciales, previas al momento del bombeo; las cuales son determinantes para garantizar el correcto desarrollo de la operación.

El tiempo que dura el bombeo, es un periodo crítico que exige toda la concentración del personal involucrado en la operación, para cumplir cabalmente con la función que le fue asignada y también reaccionar de forma correcta y oportuna ante eventualidades que puedan presentarse durante el bombeo. Existe una constante en los testimonios; esta es, identificarse plenamente como miembros de una compañía de servicios, que trabaja con seguridad y calidad para contribuir al éxito de sus clientes.

A manera de conclusión se presenta a continuación un análisis de los pasos involucrados en el proceso de fractura.

6.1. DESARROLLO DE SOLUCIONES.

Esta etapa del proceso es percibida como el contacto al cliente, e inicia con la presentación de una propuesta técnica basada en toda la información que el cliente ha suministrado acerca de las condiciones del pozo, actualmente se trabaja bajo el lema “Aplicando tecnología para mejorar el desempeño económico”. A grandes rasgos, el ingeniero de la compañía de servicios discute con el cliente los ajustes a la propuesta. En esencia se define el qué hacer, dónde y cuándo; de allí sale un programa operativo.

6.2. ALISTAMIENTO DE RECURSOS.

Una vez se tiene el programa operativo se asigna un supervisor líder para el trabajo; se define el personal que se necesita para la operación, los materiales y los equipos. Además se visita la locación para definir layout.

Después se realiza una reunión preoperacional donde se informa al personal involucrado los detalles del trabajo, se despejan dudas y se asignan funciones para garantizar que se llegue a la locación con todo lo necesario y en perfectas condiciones. El supervisor es la persona responsable de revisar el avance de los equipos de trabajo.

6.2.1. Recurso humano.

El personal involucrado en una operación de fractura depende de la cantidad de equipos a utilizar. En general para la operación se debe contar con un operador y dos asistentes para el blender, un operador para cada remolque de fractura, un supervisor líder de la operación, un representante de laboratorio, un operador de electrónica, dos asistentes de operaciones y un ingeniero a cargo de la operación.

La utilización de los elementos de protección personal es indispensable e indiscutible, pero la conciencia en seguridad debe ir mas allá; es necesario tener la capacidad de anticiparse a los hechos que pueden ocurrir como consecuencia de un mal procedimiento y también estar preparados para enfrentarlos, pues es norma en la industria del petróleo estar preparados para lo que probablemente no ocurra y no esperar a que ocurra algo para lo que no se esta preparado. Por último es importante, antes de cada tarea, que el personal tenga en cuenta las siguientes reglas:

- Conozca que se espera de usted
- Entienda el trabajo, el procedimiento y los objetivos.
- Asegúrese de contar con las herramientas necesarias para su trabajo
- Verifique su equipo y herramienta. Asegúrese de que funcionan correctamente
- Confirme el trabajo, el procedimiento y objetivos con el cliente.
- Comprenda las expectativas del cliente
- Conozca que hacer o a quien llamar en caso de emergencias.

6.2.2. Alistamiento de equipos.

Los equipos para la fractura deben tener el mantenimiento indicado según los procedimientos establecidos por cada compañía y además deben ser probados antes de salir a cada trabajo. Juega un papel muy importante la experiencia, pues ésta permite ejecutar con mayor rigor la inspección de aquellos componentes que son críticos para el trabajo; como lo son el sistema de adquisición de datos y los componentes asociados al blender. Siempre se

debe revisar de manera exhaustiva aquello que se cree, que no puede fallar. Cada compañía operadora solicita unos reportes básicos antes de cada operación, dichos reportes son conocidos como listas de chequeo y permiten tener de presente los aspectos más relevantes frente al alistamiento e inspección de los equipos antes de realizar una operación.

6.2.3. Alistamiento de materiales.

Consiste en alistar toda la química en la cantidad que se requiera para la fractura; junto con la química se deben llevar las hojas de seguridad de todos los productos; por lo general antes de cada fractura se aplican una secuencia de tratamientos ácidos y demás que requiera el pozo en particular. Estos tratamientos pueden ser preparados en el pozo o en un sitio diferente para luego ser transportados en un tanque para ácido, hasta el pozo. El propano que se emplea para la fractura es cargado en un sand truck que debe ser pesado antes y después, de cargado con el agente propano.

6.3. MOVILIZACIÓN DE LOS RECURSOS.

El supervisor líder de la operación, ultima con el cliente los detalles para la movilización, como la fecha, hora de llegada, modelos de vehículos autorizados para entrar al área; velocidad permitida para movilización dentro del campo, estado de la vía y requerimientos adicionales de seguridad; el personal que tome un vehículo debe estar previamente autorizado y tener los documentos vigentes que lo acrediten para conducir. Además tiene la responsabilidad de inspeccionar el vehículo antes de ponerlo en marcha y llenar los documentos requeridos; al instante de poner en marcha un vehículo sus ocupantes deberán tener puesto el cinturón de seguridad y al momento de parquear en reversa se deberá contar con la ayuda de alguien que preste indicaciones.

6.4. EJECUCIÓN DEL TRABAJO.

Cuando se llega al pozo se hace una inspección a la locación, se arman los equipos, se prueba la tubería dentro del pozo, se realiza una limpieza de la tubería "pick line"; luego se lleva a cabo una limpieza de los perforados, pues una restricción física allí representa mayores pérdidas de presión por fricción, esto hace que parte de la potencia en superficie se pierda de forma innecesaria y que la presión durante el tratamiento se eleve rápidamente a valores no permisibles; la consecuencia es un arenamiento prematuro. Una vez limpiada la cara de la formación se realiza una prueba de inyección, se hace un minifrac, para lo cual se utiliza gel de fractura activado, se revisa la eficiencia del fluido y demás parámetros. Con los datos del minifrac se hace el diseño de la fractura; se simula cual es la mejor fractura, es decir, cual es el mejor diseño. Cuando se pone de acuerdo con el cliente inicia la fractura. Empezando por el bombeo del PAD el cual define la geometría de la fractura lo que facilita el ingreso del

propante; enseguida vienen etapas escalonadas de arena, tipo escalera o tipo rampa.

6.5. DESMOVILIZACIÓN DE LOS RECURSOS.

Una vez terminado el bombeo se espera el decaimiento de la presión, luego viene la fase de desarme de todo el equipo. Es indispensable recordar que los residuos de tratamientos son propiedad del cliente, para tal efecto se deberá coordinar el sitio de disposición de residuos. El proceso de desmovilización finaliza con el traslado al lugar de salida y la revisión del equipo para dejarlo listo, para la siguiente fractura.

6.6. REPORTES DE CAMPO.

Toda compañía operadora solicita un reporte de la operación, allí se incluye el porcentaje de apuntalante bombeado con respecto al planeado, inicio a tiempo de la operación, libras de apuntalante bombeado, galones de fluido bombeado, una descripción general de la operación y las conclusiones finales de acuerdo a las condiciones de cada pozo.

6.7. EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO.

La etapa de feed-back es vital para la retroalimentación del trabajo. Éste es el punto de partida para el mejoramiento continuo.

La revisión del desempeño esta orientada a evaluar la ejecución operacional, el porcentaje de apuntalante bombeado con respecto al planeado, arenamientos prematuros, inicio a tiempo de la operación, libras de apuntalante bombeado, galones de fluido bombeado.

En muchas ocasiones se sabe que el cliente ha quedado muy satisfecho con el trabajo; pero surgen algunas situaciones que aunque el cliente no perciba, pueden ser mejoradas, por tanto es importante como equipo de trabajo generar una dinámica reflexiva, capaz de encontrar siempre aspectos por mejorar y con el compromiso de llevar a la práctica las lecciones aprendidas.

7. ANALISIS DE FALLAS EN OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

Con la exposición de los siguientes casos se espera dejar una huella en la memoria de los lectores que se encuentran en entrenamiento o reentrenamiento. Esta es una oportunidad para aprender de la experiencia y construir una memoria colectiva de las operaciones, a fin de continuar la marcha en los trabajos por la vía del mejoramiento continuo.

7.1. CASO 1

Pozo: Pozo A
Formación: Arenisca
Intervalo 10240 -10295 ft.
Temperatura de fondo 200 F
Zona completada con casing 5 in.
Permeabilidad. 5md
Skin 7

7.1.1. Secuencia de tratamientos.

Limpieza de la tubería a ser empleada en el trabajo.
Limpieza de perforados
Estabilización de finos
Minifrac y fracturamiento, con gel base aceite

7.1.2. Plan operativo.

- **Fase. I . Corrida de sarta de fractura.**
 - Armar sarta de fractura.
 - Sentar empaque de 5 in a 10200 ft con 45000lb de peso.

- **Fase II Fracturamiento hidráulico**
 - Realizar minifrac tipo break down.
 - Analizar la información para definir el esquema final de bombeo para el fracturamiento.
 - Mezclar fluidos requeridos y realizar la fractura.

- **Fase III Limpieza de arena post fractura.**

- Desasentar Empaque y sacar tubería de fracturamiento.

7.1.3. Problema durante la operación.

Falló suministro de fluido limpio al blender.

7.1.4. Descripción de lo sucedido.

Por falta de suministro de aire para la bomba de aditivos líquidos fue necesario adicionar los químicos con canecas plásticas. El personal que estaba encargado de manipular las válvulas de los frac-tank abandonó su lugar de trabajo y pasaron a suministrar los aditivos manualmente.

Al terminarse el fluido del frac-tank, el blender perdió purga y causó que por 54 segundos no se bombeara arena ni fluidos.

Se abrió la válvula del frac tank que contenía fluido y se purgo el sistema continuando con la operación de fractura, bombeando a concentración variable de proppant. Después de bombeado 500 bbls de frac fluid se presentó arenamiento no planeado entrando a la formación 9100 lbs de proppante 16/20.

7.1.5. Consecuencia.

Bajo las condiciones del minifrac se obtiene una Longitud empaquetada de fractura de 145 ft con 4600 md-ft en promedio. Los resultados de la simulación con la data muestran una longitud empaquetada de 110ft aprox. y una conductividad aproximada de 3500 md-ft.

7.1.6. Investigación:

- **Causa inmediata:** Pérdida de succión del fluido limpio al blender al no realizarse de forma oportuna la manipulación de las válvulas de los frac tanks.
- **Causa raíz:** No se indicó de manera clara a las personas encargadas de la manipulación de las válvulas de los frac tanks, la forma de actuar en caso de presentarse una situación no esperada.

7.1.7. Acción correctiva.

Se dio a conocer a todos los empleados de la Línea de Estimulación los hallazgos de la investigación, las consecuencias de no seguir las instrucciones dadas por el supervisor y a su vez el supervisor no pedir retroalimentación de

las instrucciones dadas para verificar el entendimiento de éstas. Las acciones correctivas a tomar serán:

- Aseguramiento de entendimiento de las instrucciones dadas por el supervisor y el supervisado mediante retroalimentación de las instrucciones dadas entre supervisor y supervisado.
- Analizar las posibles fallas operacionales que se tengan; trazar acciones y responsable de tomar dichas acciones para evitar que varias personas vayan a solucionar un problema que puede ser atendido por una sola.
- Verificar el correcto suministro de presión de aire a las bombas de trasiego de químicos. Optimizar la distancia entre la bomba de trasiego y la caneca de aditivo

7.2. CASO.2

Pozo: Pozo B

Formación: Areniscas

Intervalo, (I), 10606 -10624 ft

Intervalo, (II) 10516-10530 ft.

Temperatura de fondo 200 F

Zona completada con casing 5 in.

Permeabilidad. 5md

7.2.1. Secuencia de tratamientos.

7.2.2. Plan de operativo.

- **Fase. I . Corrida de sarta de fractura.**

- Armar sarta de fractura.
- Sentar empaque de 5 in a 10560 ft con 30000lb de peso.

- **Fase II Minifrac y Fracturamiento hidráulico**

Intervalo, (I) 10606 -10624 ft

- Realizar Minifrac tipo break down.
- Analizar la información para definir el esquema final de bombeo para el fracturamiento.
- Mezclar fluidos. Realizar el fracturamiento hidráulico.
- Levantar empaque ubicándolo en 10480 ft. Sentarlo con 30000 lbs de peso y probar sello del empaque con 2000 psi por el anular.

- **Fase III Minifrac y Fracturamiento hidráulico**

Intervalo (II) 10516 a 10530.

- Realizar prueba de MiniFrac hasta obtener 15 bpm.
 - Analizar la información y definir esquema final de bombeo para el fracturamiento.
 - Realizar Fracturamiento Hidráulico según evaluación del Minifrac.
- **Fase IV Limpieza de Arena post fractura.**
 - Desasentar Empaque y sacar tubería de fracturamiento.

7.2.3. Problema durante la operación.

Se apago Power Pack de PRV (Pressure relieve valve)

7.2.4. Descripción de lo sucedido.

Después de terminado el minifrac, mientras se registraba la declinación de la presión se apago el motor de la PRV. Se cerró la válvula master de la línea. Se reviso el motor de la PRV y no se encontró ninguna anomalía en el sistema. Tan pronto se apagó se pudo volver a encender sin ningún problema

7.2.5. Consecuencia.

Problemas en la adquisición de datos durante el minifrac.

7.2.6. Acción correctiva.

Se instaló un sistema de kick out para poder dejar la PRV sólo como un sistema secundario de protección.

Este Kick out neutraliza las bombas de fracturamiento al alcanzar la máxima presión de bombeo. Sin embargo la PRV se montó junto con un tanque que permita recoger los fluidos que se liberen por ésta en el caso de accionarse y evitar de esta manera cualquier tipo de impacto al medio ambiente. La PRV se podrá aislar mediante accionamiento de la válvula lo torc colocada entre la PRV y la línea de bombeo.

Sólo quedarán dos unidades de cambio mecánico que no pueden ser conectadas al kick out pues se requiere que sea de caja de cambios electrónica. Estas serán las últimas en entrar a participar en el bombeo durante la fractura. Siempre debe prestarse especial cuidado y coordinación con el operador e ingeniero de fractura. Siempre debe haber comunicación por radio.

7.2.7. Problema durante la operación.

Se apagó el generador de la Frac Van y falló la UPS.

7.2.8. Descripción de lo sucedido

Se apagó el generador de frac van y al cambiar al generador de back up se presentó un pico de corriente que quemó el fusible del sistema de registro. Se cambio el fusible y se realizo el minifrac.

7.2.9. Recomendaciones

No sobrecargar el UPS, no conectar equipos inadecuados como fax, impresoras, fotocopiadoras en los tomas respaldados por las baterías. Revisar la acometida eléctrica, verifique la polarización de la instalación, verifique que el voltaje entre neutro y tierra sea menor a 1 V. Adicionalmente el personal de soporte electrónico en el campo recomendó hacer una mayor pausa cuando sea necesario cambio de corriente de UPS a generador. Se encenderán los equipos como aires acondicionados, radios de comunicación e iluminación interna del vehiculo primero hasta que se estabilice el generador. Una vez haya estabilización del generador (1 min. 30 segundos aprox.) se hará cambio de la UPS al generador.

La limpieza de los tanques de combustible de los generadores se realizará cada 300 horas o cada 3 meses lo que primero se cumpla. Compresores 6 meses, unidades de Frac/Acid 12 meses. Las unidades de cementación cada año.

En los pozos los operadores revisarán visualmente la calidad del combustible y drenarán los tanques antes de cada trabajo. Si se detecta combustible de mala calidad (con agua o sólidos) se desocupara el tanque y se lavará.

Mantenimiento mecánico programara los equipos para realizar la limpieza de tanques en el mantenimiento preventivo de cada unidad donde se desocupara el tanque, se registrara la Fecha y /o horas de dicha limpieza para programarlo nuevamente en un método que permita hacer seguimiento.

7.3. CASO. 3

POZO: POZO C
Formación arenisca
Intervalo 3550-3632
Temperatura de fondo 134 F
Permeabilidad 251md
Gel de fractura base agua

7.3.1. Descripción de lo sucedido.

Al inicio del bombeo del tratamiento con arena, se presenta arenamiento prematuro.

7.3.2. Consecuencia.

No fue posible obtener resultados esperados de producción, se paso de 187 BOPD a 193 BOPD.

7.3.3. Investigación.

Se revisan los modelos de la simulación para la fractura y no se encuentran fallas. Cuando se revisa la calidad del fluido de fractura se encuentra viscosidad inapropiada y perdida prematura de propiedades del gel.

7.3.4. Acción correctiva.

Revisión de los procedimientos del laboratorio para campo, aseguramiento del control de calidad para el agua utilizada como fluido base, control de calidad en aditivos químicos, inspección exhaustiva de limpieza de frac-tank y carrotanques. Autorización del laboratorio antes de iniciar el bombeo del gel.

7.4. CASO. 4

POZO: POZO D
Formación arenisca
Intervalo 4591-4632
Temperatura de fondo 123 F
Gel de fractura base agua
Rata de bombeo 25 bpm

7.4.1. Descripción de lo sucedido.

Cuando se esta en la octava etapa de bombeo del tratamiento, se Presenta caída de presión en la línea de trabajo y aumento de presión en el anular, se suspende el Bombeo del tratamiento.

7.4.2. Consecuencia.

Ingresan a la formación ocho de nueve etapas de tratamiento planeado, se estalla tubería de trabajo y genera pega del empaque superior.

7.4.3. Investigación.

Se realiza revisión de documentos, donde se certifica la inspección y prueba de la tubería dentro del pozo, Se encontró en la tubería de trabajo corrosión por picadura.

7.4.4. Acción correctiva.

Prueba de tubería dentro del pozo debe hacerse con 1000 psi por encima de la presión máxima esperada de trabajo.
Hacer seguimiento a certificación de calidad anual para tuberías y líneas de trabajo elaboración de cedulas para tubería por horas y ambientes de trabajo.

7.5. PROBLEMAS OPERACIONALES, REGISTRADOS A PARTIR DE TESTIMONIOS

La pregunta que originalmente se hizo al personal fue ¿Cuáles son las fallas frecuentes en las operaciones de fracturamiento, que usted recuerda en sus años de experiencia? Frente a esto se considera valioso hacer la claridad de las respuestas. “No existen fallas frecuentes porque existe un programa orientado a evitar la recurrencia en las fallas”.

Como conclusión se puede afirmar que uno de los problemas más graves se presenta cuando se daña el fluido de fractura; esto puede ocurrir por contaminantes o presencia de bacterias en los frac-tanks. Al leer detenidamente los testimonios (*ver anexo 5*) se encuentra que las fallas operacionales pueden estar asociadas a un daño o falla en los equipos accesorios y herramientas en el momento de la operación, a la falta de comunicación y a errores humanos involuntarios.

7.5.1. Daño o falla en los equipos, accesorios y herramientas.

- Cuando se apaga un motor, la primera causa que se asocia es un problema con el combustible, bien sea por presencia de mugre o agua. Si ocurre en el motor de una bomba inmediatamente se soluciona porque existen unidades de back up.
- Cualquier falla en el blender es muy crítica porque implica parar la operación; el blender es el corazón de la fractura y ninguno de sus componentes debe presentar fallas durante la operación.
- Una válvula PRV que se dispare porque el motor hidráulico que setea la presión se apague o se dañe.
- Comunicación con el Anular, lo que indica que el empaque que se bajó no da sello porque quedó mal sentado, o que existe comunicación por detrás del casing, debido a una mala cementación.
- Estallido de la tubería dentro del pozo.
- Accesorios como codos, mangueras, uniones, etc. que pueden fallar

7.5.2. Problemas en la comunicación.

En algunas ocasiones se presenta, que se imparten instrucciones más no se asegura el pleno entendimiento de las funciones, un ejemplo estaría reflejado en el suministro de fluidos al momento de hacer cambios de válvulas; o cuando se le pide a un operador durante el bombeo entrar con la bomba y no lo hace o se demora en hacerlo.

7.5.3 Faltas de carácter humano.

Son fallas que se presentan al no inspeccionar algo bajo la creencia de “no ser mi función”. Además están incluidas acciones involuntarias que pueden presentarse al momento de insertar alguna calibración, o insertar las rampas de arena; una mala calibración de arena puede generar un pico de arena que casi siempre lleva a un screen out.

8. CONCLUSIONES

- Desde el plano operacional, la realización de una fractura es exitosa siempre que, no se presente afectación de tipo ambiental, no se presenten accidentes, la operación inicie y finalice según el tiempo establecido y se pueda ejecutar todo el programa de bombeo preestablecido.
- El control de calidad a materiales y químicos antes y durante el bombeo de tratamientos es de vital importancia para la culminación exitosa de una fractura.
- Los frac-tank donde se prepara el fluido de fractura así como la tina del blender, deben estar previamente lavados y sin residuos que pudieren afectar las propiedades gel de fractura.
- Gracias a los testimonios del personal se logro establecer que las fallas operacionales están asociadas a tres factores que son: Problemas en los equipos, Problemas de comunicación y factores asociados a errores humanos involuntarios.
- El mantenimiento preventivo, la inspección de rigor y la prueba de los equipos permite emprender acciones a fin evitar que se presenten fallas en los equipos al momento de la operación.
- El buen funcionamiento de todos lo equipos, accesorios y herramientas para la fractura, inciden en el correcto desempeño de las operaciones de fractura.
- La implementación de los back up, permite reemplazar algunos de los equipos y accesorios de manera oportuna; mas no existe back up para el blender por tanto debe garantizarse al máximo que no fallará.
- Es importante establecer buenas comunicaciones entre todas las compañías de servicios involucradas en una operación de fractura, esto facilita la cooperación oportuna ante inconvenientes que puedan presentarse en el pozo y también evita entorpecer el desarrollo de actividades de cada compañía.
- Cuando se han concluido una serie de trabajos de manera satisfactoria es probable que el personal ingrese en estado da baja alerta y por tanto en ese momento reaparecen los problemas.

- Es importante instruir a supervisores en prácticas comunicativas que le permitan potencializar su capacidad de liderazgo y con ello mantener el estado de alerta, concentración y entusiasmo de los trabajadores a su cargo.
- Una comunicación efectiva se logra cuando quien imparte una función se asegura, a través de la retroalimentación, que la función fue entendida.
- La presencia del personal de campo con significativa experiencia es fundamental a la hora de trazar planes de entrenamiento, para el personal que ingresa a las operaciones de fracturamiento hidráulico.
- La documentación y difusión de lecciones aprendidas es fundamental a la hora de realizar entrenamiento al personal.
- Es necesario realizar un listado de posibles eventualidades durante operaciones de fracturamiento hidráulico, junto con sus respectivos planes de contingencia.
- Mediante la fusión entre la recopilación bibliográfica y el análisis de experiencias fue posible generar un soporte adicional a los planes de entrenamiento y reentrenamiento del equipo de estimulación dedicado a las operaciones de fracturamiento hidráulico.

9. RECOMENDACIONES

Las recomendaciones dadas, se hacen pensando en el personal que ingresa a la operación y quienes aún no tienen mucha experiencia en las operaciones de fractura. Además, este documento permitirá al personal encargado del entrenamiento, prestar especial atención en la comunicación de preceptos generales que pueden parecer obvios para quien goza de significativa experiencia; pero no hacen parte del imaginario colectivo de quienes ingresan por primera vez a la operación.

- Aprender los pasos del proceso de fracturamiento hidráulico.
- Conocer los procedimientos y cumplirlos.
- Siempre que se tengan dudas, frente a tareas encomendadas, no actuar hasta estar seguro; saber a quien preguntar y conocer los canales o el conducto regular para solicitar la información o la aprobación requerida para actuar.
- Familiarizarse con los formatos que establezca la compañía, previos a la ejecución de tareas, encontrar el sentido práctico en ellos, pues un formato brinda momentos de reflexión para desarrollar tareas de forma adecuada. Una tarea bien hecha no pone en peligro la salud ni la vida del trabajador.
- Conocer los cuidados que se deben tener con los materiales y químicos utilizados en cada fractura; en lo referente a manipulación segura y elementos de protección personal necesarios para manejarlos.
- Realizar control de calidad de productos químicos y materiales en las locaciones y en el pozo es decir, antes y durante el bombeo.
- Conocer los equipos y sus cuidados, al punto de llegar a identificar cómo un daño o falla en los equipos puede causar un trabajo de pobre calidad en la fractura.
- Generar una lista o cedula plastificada para el operador del blender, que le permita realizar una inspección rápida, de los aspectos esenciales antes de iniciar el bombeo como son: posición de todas las válvulas, estado del sand truck, válvulas para aditivos en posición correcta, prueba de tornillos, retroalimentación del personal encargado de operar

válvulas de los frac-tank, calibraciones, señal de todos los sensores, prueba de radios.

- Una vez se llega a la locación es de obligación registrarse y presentarse ante el Company Man, a fin de recibir la autorización para el ingreso al pozo.
- Todo el personal que participará en una fractura deberá estar informado de los objetivos de la misma y de los procedimientos a seguir, así como del diseño. El Company Man así como el Ingeniero líder en campo encargado del trabajo deben tener copia del programa.
- Inspeccionar equipos, herramientas y facilidades (cabezal del pozo) del taladro o equipo de workover, e identificar los posibles riesgos antes del inicio de las operaciones.
- Verificar las máximas presiones de trabajo permitidas tanto en directa como en el anular, de acuerdo al estado mecánico del pozo, tubería, herramientas, preventoras, conexiones de superficie y accesorios disponibles para la prueba.
- Asistir a las reuniones preoperacionales que se llevan a cabo en el pozo, a fin de obtener pleno conocimiento del que se va a hacer, quienes lo va a realizar y que se debe hacer en el caso de eventualidades. Identificar puntos de reunión, salidas y conductores autorizados en caso de evacuación.
- Definir antes de cada operación los responsables de ejecutar planes de contingencias operacionales y como se deben relevar funciones, a fin de culminar de manera satisfactoria la operación.
- Durante el desarrollo de cada una de las fases de la fractura se demarcara el área y solo el personal de la empresa contratista encargado de la fractura podrá permanecer allí; salvo en las excepciones de común acuerdo con el Company Man que justifiquen la presencia de personal de otras compañías.
- Debe asegurarse de manera experimental que el gel de fractura tendrá la capacidad de mantener el propante en suspensión el tiempo necesario; si no lo hace, el propante se depositará en la cara de la formación y esto traerá un arenamiento prematuro con todos sus perjuicios. Además debe asegurarse de forma experimental que el gel para la fractura regresa al estado lineal en el tiempo requerido, para evitar retornos de propante durante el Flow-Back.
- Es importante recordar que durante el bombeo el personal no debe estar sobre o entre las líneas o mangueras que estén presurizadas.

- Antes de proceder al desarme de los de los equipos, verificar el decaimiento de la presión.
- Cuando se procede a realizar la limpieza del manifold, es necesario asegurarse que el compresor del blender no se apague, pues si lo hace, es probable que la unidad que esta desplazando agua, la ingrese al sistema de aire del blender, lo que causaría daño en los actuadores neumáticos.
- Recuerde durante el desarme de los equipos, que las mangueras pueden contener residuos de gel o de fluido base, por tanto tenga a la mano recipientes adecuados, con el fin de evitar regueros y problemas ambientales.
- Los residuos generados una vez concluida la fractura son propiedad del cliente, por tanto se debe coordinar el sitio para la disposición y ponerlo en conocimiento de todo el personal.
- Antes de abandonar la locación, asegúrese de hacer entrega de la misma a fin de evitar posteriores acusaciones injustas, por cuenta de regueros o desordenes.
- Procure estar siempre enterado y preparado para saber actuar ante una contingencia.
- Alimentar una base datos anualmente, donde se consignen los Pre y Post, operacionales de las fracturas, con el fin de nutrir los programas de entrenamiento del personal con las lecciones aprendidas.

BIBLIOGRAFIA

Wayne McCreynolds. "Fundamentos de tecnología para la estimulación"
HALLIBURTON SERVICES. 1989.

"Fracturing Theory" HALLIBURTON SERVICES.

"Tools Operations Manual" HALLIBURTON SERVICES.

Alfred R Jennings. "Hydraulic Fracturing Applications" PETRO SKILLS.

John W Ely. "Stimulation Engineering Handbook" PENN WELL BOOKS.

B.C Craft & W.R Holden. "WELL DESIGN Drilling and Productions" 1970

SPE, Recent Advances in Hydraulic Fracturing Monograph Volume 12, John L
Gidley, Stephen A. Holditch, Dale E Nierode and Ralph W. Veatch JR.

SPE, Acidizing Fundamentals Monograph Volume 6, B.B Williams, John L
Gidley, R.S.Schechter.

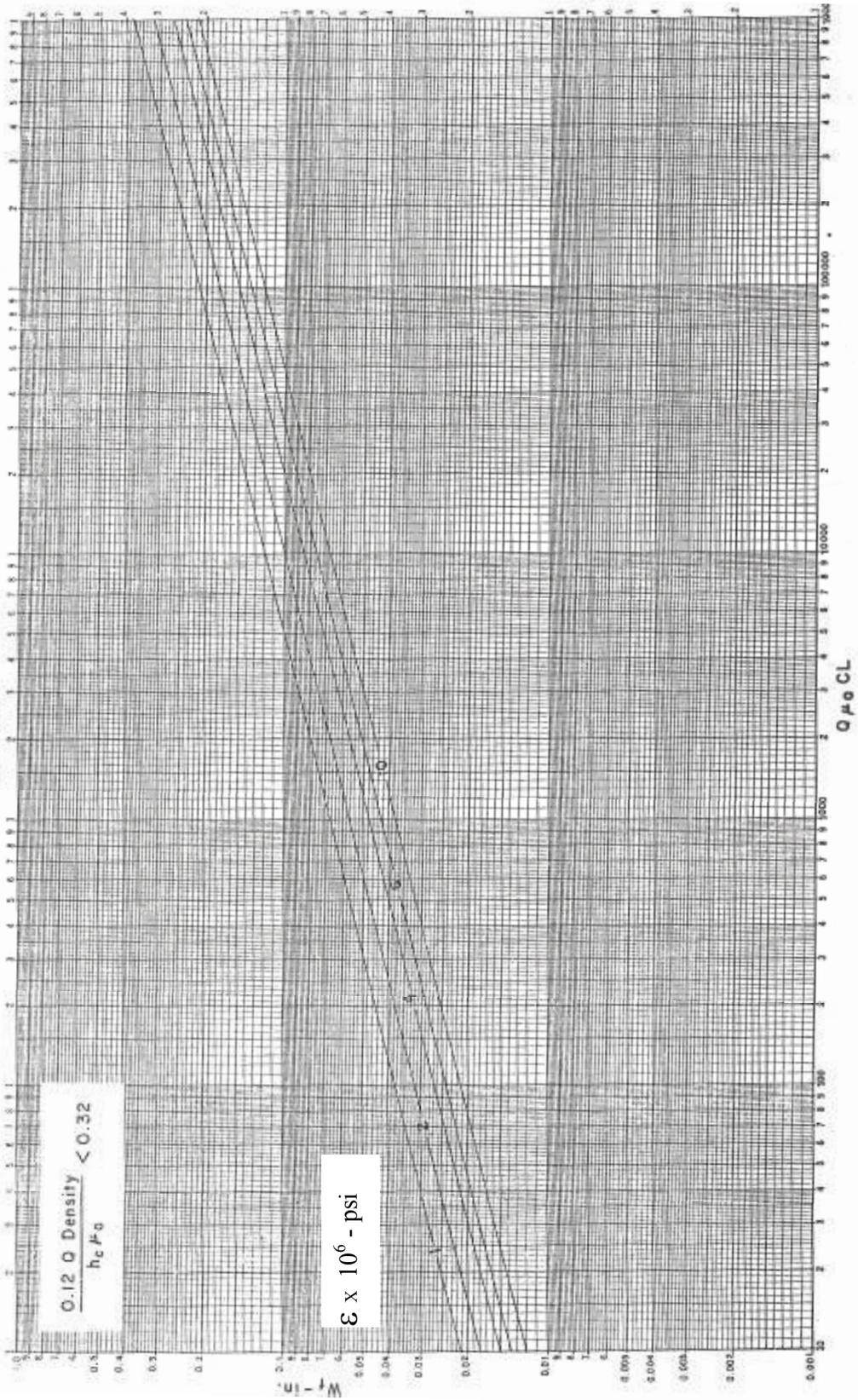
Juan M Rojas & Maria P Sandino. "Análisis de Declinación de Presión en Pozos
del Proyecto Yaguara Asociación Hobo" Universidad Surcolombiana 1993.

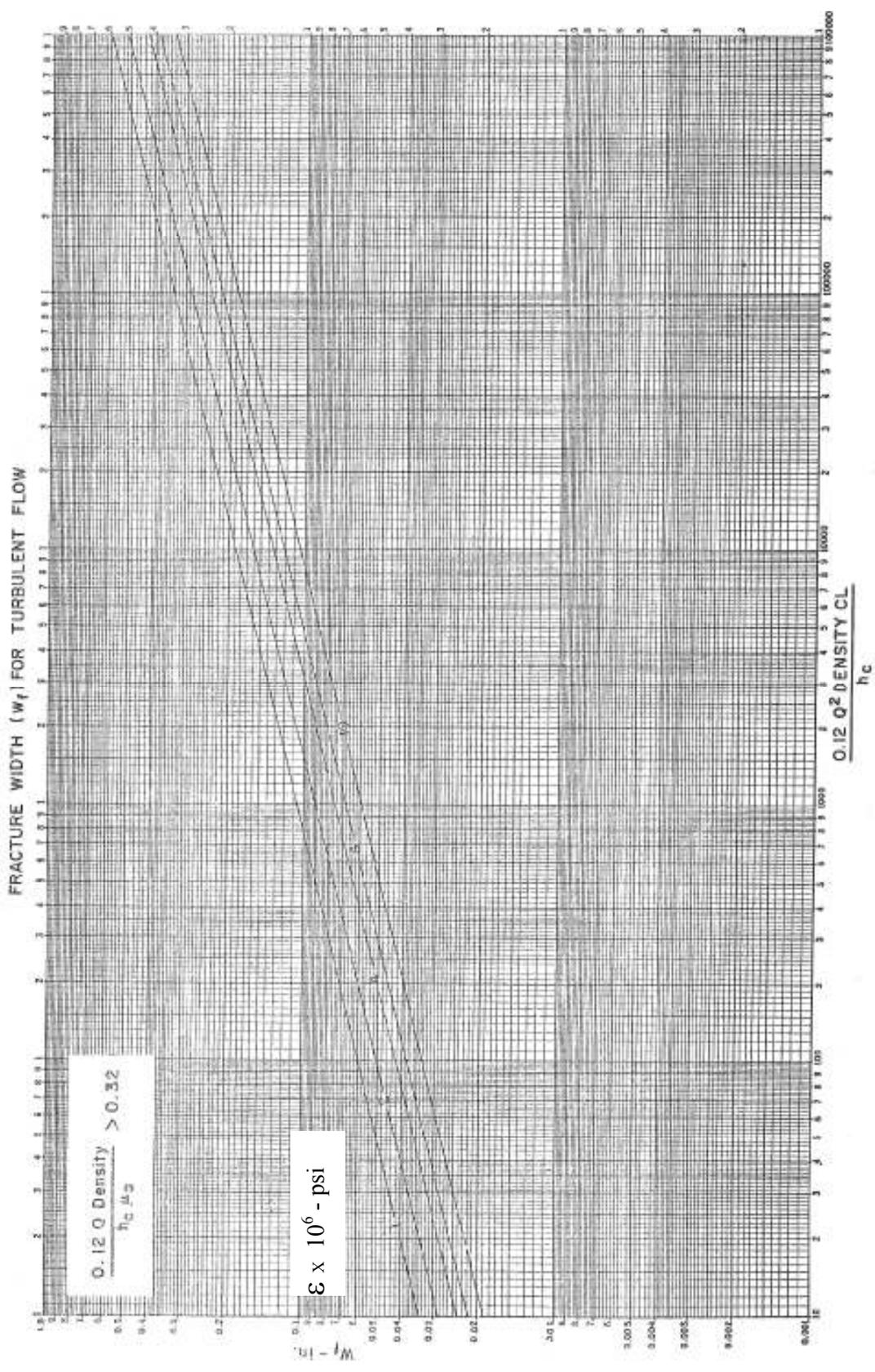
ANEXOS

ANEXO1.

Atlantic-Richfield, Ancho de fractura para flujo laminar y flujo turbulento.

FRACTURE WIDTH (w_f) FOR LAMINAR FLOW





ANEXO2.

COEFICIENTE DEL FLUIDO DE FRACTURA. C_{eff}

El volumen de filtrado de fluido de fractura que se pierde a la formación es un factor importante por determinar antes de llevar a cabo el bombeo de tratamientos con propano. Las pérdidas de filtrado deben ser tenidas en cuenta a la hora de determinar el volumen del PAD necesario, para crear una fractura de dimensiones y volumen apropiado según los requerimientos del trabajo en particular.

Se ha determinado que la velocidad del filtrado de fluido de fractura es producto de la diferencia de presión que actúa como una fuerza resultante sobre tres resistencias, las cuales están asociadas a: la compresibilidad del fluido del yacimiento, la viscosidad del fluido de fractura y la formación de revoque o torta en las paredes de la fractura. Es común que se descarte algunas de estas resistencias debido al insignificante impacto que puede llegar a tener. Se pueden recomendar los siguientes pasos para determinar el C_{eff} .

Paso1.

$$\Delta P = BHTP - BHP$$

Paso2.

Resistencia asociada a la compresibilidad del fluido del yacimiento C_c .

$$C_c = 0.00118 * \Delta P * \left[\frac{K_i * \Phi * C}{\mu_F} \right]^{0.5}$$

Paso3.

Resistencia asociada a la viscosidad del fluido de fractura C_v .

$$C_v = 0.0015 * \left[\frac{K_i * \Delta P * \Phi}{\mu_p} \right]^{0.5}$$

Paso4.

Determinar una combinación de C_v y C_c , método de B.B.Willians.

$$XX = \frac{\sqrt{(C_v^2 + 4 * C_c^2)}}{C_v}$$

$$C_{vc} = \frac{2 * C_c}{1 + xx}$$

Paso5.

Calcular C_{eff} (tomar el valor menor entre C_{vc} y C_w), C_w es obtenida de forma experimental en el laboratorio.

$$C_{eff} (ft / min^2) = (menor\ valor\ entre\ C_w\ y\ C_{vc}) * \frac{HN}{H}$$

Donde:

B_{HTP} Presión de tratamiento en fondo, psi

B_{HP} Presión estática del yacimiento, psi

K_i Permeabilidad promedio de la fractura, md

Φ Porosidad promedio de la fractura, Fracción decimal

μ_p Viscosidad del fluido de fractura, cp

C Compresibilidad del fluido de la formación, psi^{-1}

μ_f Viscosidad del fluido de la formación, cp

HN Espesor del estrato productor, ft

H Altura de la fractura creada, ft

ANEXO 3.

FUNCIÓN ERROR COMPLEMENTARIA DE X.

FUNCIÓN ERROR COMPLEMENTARIA DE X^a

| X | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|-----|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 0.0 | 1.000 | 0.9887 | 0.9774 | 0.9662 | 0.9549 | 0.9436 | 0.9324 | 0.9211 | 0.9099 | 0.8987 |
| 0.1 | 0.8875 | 0.8764 | 0.8652 | 0.8541 | 0.8431 | 0.8320 | 0.8210 | 0.8100 | 0.7991 | 0.7882 |
| 0.2 | 0.7773 | 0.7665 | 0.7557 | 0.7450 | 0.7343 | 0.7237 | 0.7131 | 0.7026 | 0.6921 | 0.6817 |
| 0.3 | 0.6714 | 0.6611 | 0.6509 | 0.6407 | 0.6306 | 0.6206 | 0.6107 | 0.6008 | 0.5910 | 0.5813 |
| 0.4 | 0.5716 | 0.5620 | 0.5525 | 0.5431 | 0.5338 | 0.5245 | 0.5153 | 0.5063 | 0.4973 | 0.4883 |
| 0.5 | 0.4795 | 0.4708 | 0.4621 | 0.4535 | 0.4451 | 0.4367 | 0.4284 | 0.4202 | 0.4121 | 0.4041 |
| 0.6 | 0.3961 | 0.3883 | 0.3806 | 0.3730 | 0.3654 | 0.3580 | 0.3506 | 0.3434 | 0.3362 | 0.3292 |
| 0.7 | 0.3222 | 0.3153 | 0.3086 | 0.3019 | 0.2953 | 0.2888 | 0.2825 | 0.2762 | 0.2700 | 0.2639 |
| 0.8 | 0.2579 | 0.2520 | 0.2462 | 0.2405 | 0.2349 | 0.2293 | 0.2239 | 0.2186 | 0.2133 | 0.2082 |
| 0.9 | 0.2031 | 0.1981 | 0.1932 | 0.1884 | 0.1837 | 0.1791 | 0.1746 | 0.1701 | 0.1658 | 0.1615 |
| 1.0 | 0.1573 | 0.1532 | 0.1492 | 0.1452 | 0.1414 | 0.1376 | 0.1339 | 0.1302 | 0.1267 | 0.1232 |
| 1.1 | 0.1198 | 0.1165 | 0.1132 | 0.1100 | 0.1069 | 0.1039 | 0.1009 | 0.0980 | 0.0952 | 0.0924 |
| 1.2 | 0.0897 | 0.0870 | 0.0845 | 0.0819 | 0.0795 | 0.0771 | 0.0748 | 0.0725 | 0.0703 | 0.0681 |
| 1.3 | 0.0660 | 0.0639 | 0.0619 | 0.0600 | 0.0581 | 0.0562 | 0.0544 | 0.0527 | 0.0510 | 0.0493 |
| 1.4 | 0.0477 | 0.0461 | 0.0446 | 0.0431 | 0.0417 | 0.0403 | 0.0389 | 0.0376 | 0.0363 | 0.0351 |

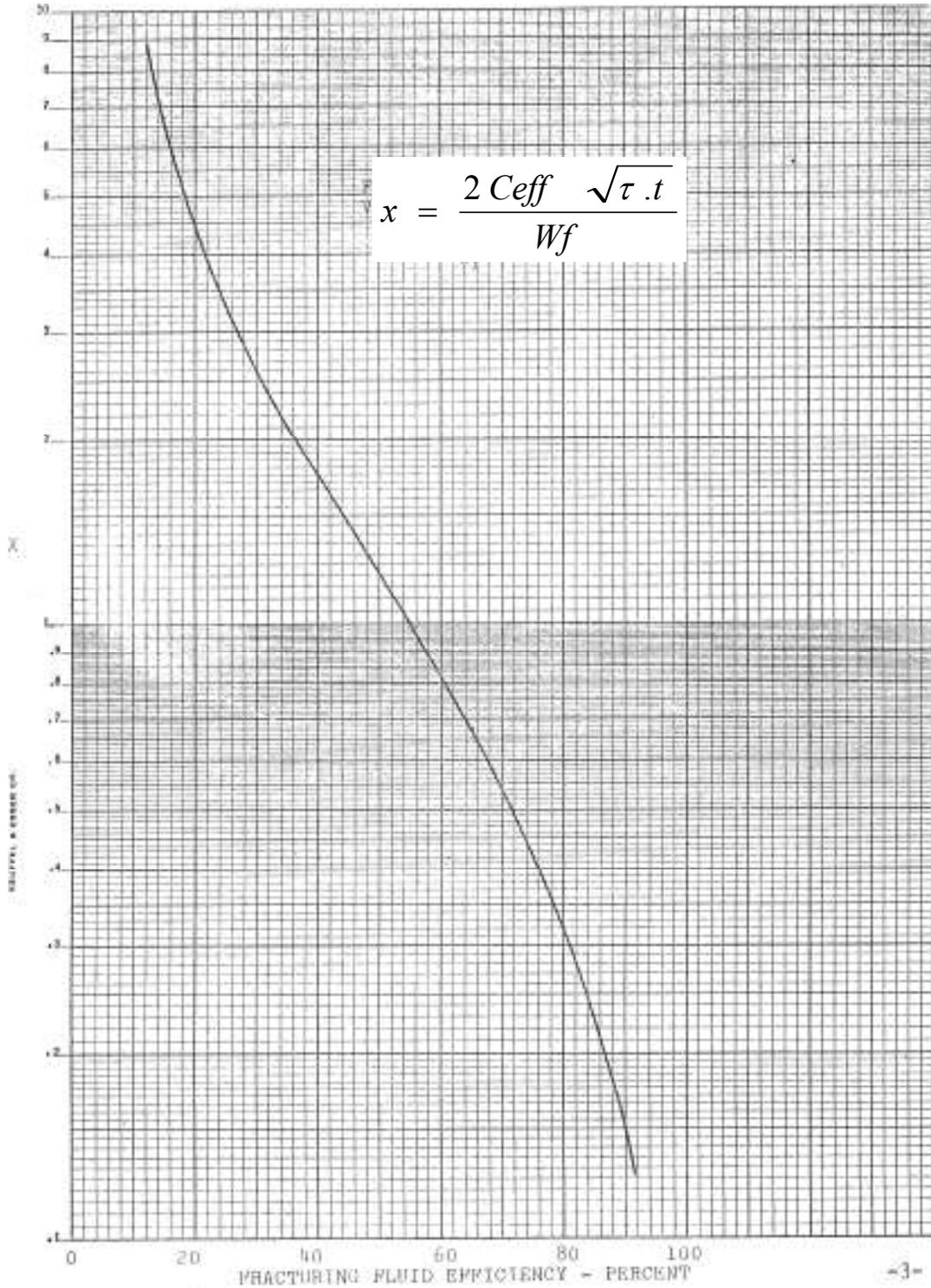
Las columnas situadas a la derecha hacen referencia al segundo decimal, por ejemplo erfc (1.25) 0.0771

CONTINUACIÓN

| x | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|-----|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| 1.5 | 0.0339 | 0.0327 | 0.0316 | 0.0305 | 0.0294 | 0.0284 | 0.0274 | 0.0264 | 0.0255 | 0.0245 |
| 1.6 | 0.0237 | 0.0228 | 0.0220 | 0.0212 | 0.0204 | 0.0196 | 0.0189 | 0.0182 | 0.0175 | 0.0168 |
| 1.7 | 0.0162 | 0.0156 | 0.0150 | 0.0144 | 0.0139 | 0.0133 | 0.0128 | 0.0123 | 0.0118 | 0.0114 |
| 1.8 | 0.0109 | 0.0105 | 0.0101 | 0.0097 | 0.0093 | 0.0089 | 0.0085 | 0.0082 | 0.0078 | 0.0075 |
| 1.9 | 0.0072 | 0.0069 | 0.0066 | 0.0063 | 0.0061 | 0.0058 | 0.0056 | 0.0053 | 0.0051 | 0.0049 |
| | | | | | | | | | | |
| 2.0 | 0.00468 | 0.00448 | 0.00428 | 0.00409 | 0.00391 | 0.00374 | 0.00358 | 0.00342 | 0.00327 | 0.00312 |
| 2.1 | 0.00298 | 0.00285 | 0.00272 | 0.00259 | 0.00247 | 0.00236 | 0.00225 | 0.00215 | 0.00205 | 0.00195 |
| 2.2 | 0.00186 | 0.00178 | 0.00169 | 0.00161 | 0.00154 | 0.00146 | 0.00139 | 0.00133 | 0.00126 | 0.00120 |
| 2.3 | 0.00114 | 0.00109 | 0.00103 | 0.00098 | 0.00094 | 0.00089 | 0.00085 | 0.00080 | 0.00076 | 0.00072 |
| 2.4 | 0.00069 | 0.00065 | 0.00062 | 0.00059 | 0.00056 | 0.00053 | 0.00050 | 0.00048 | 0.00045 | 0.00043 |
| | | | | | | | | | | |
| 2.5 | 0.00041 | 0.00039 | 0.00037 | 0.00035 | 0.00033 | 0.00031 | 0.00029 | 0.00028 | 0.00026 | 0.00025 |
| 2.6 | 0.00024 | 0.00022 | 0.00021 | 0.00020 | 0.00019 | 0.00018 | 0.00017 | 0.00016 | 0.00015 | 0.00014 |
| 2.7 | 0.00013 | 0.00013 | 0.00012 | 0.00011 | 0.00011 | 0.00010 | 0.00009 | 0.00009 | 0.00008 | 0.00008 |
| 2.8 | 0.000075 | 0.000071 | 0.000067 | 0.000063 | 0.000059 | 0.000056 | 0.000052 | 0.000049 | 0.000046 | 0.000044 |
| 2.9 | 0.000041 | 0.000039 | 0.000036 | 0.000034 | 0.000032 | 0.000030 | 0.000028 | 0.000027 | 0.000025 | 0.000023 |

ANEXO 4

GRAFICO PARA DETERMINAR EFICIENCIA DE UN FLUIDO DE FRACTURA



ANEXO 5

GLOSARIO.

ACTUADOR NEUMATICO: Es un dispositivo instalado sobre una válvula el cual permite abrir o cerrar dicha válvula, por acción neumática dirigida desde la cabina de control del blender.

HOJAS DE SEGURIDAD: Las hojas de seguridad, son documentos que contienen información de los riesgos inherentes al trabajar con un químico, proporcionan información sobre las medidas preventivas para trabajar con el químico, comunican los peligros que ofrecen los productos químicos para el ser humano, la infraestructura y los ecosistemas y también brindan información para dar respuesta ante emergencias.

KICK OUT: Dispositivo eléctrico que permite apagar las unidades de bombeo de caja eléctrica, desde la frac Van.

PRV: Es una válvula ubicada en la línea de trabajo cerca al pozo; esta válvula tiene como función aliviar la presión del sistema. Cuando la presión ha llegado al límite que se ha establecido como máxima presión de operación; en ese momento la válvula se abre y descarga fluido presurizado a un tanque, de esta forma se protege la integridad de todo el sistema.

POWER PACK: Es un motor encargado de brindar un valor establecido de presión hidráulica, el cual permite a la PRV permanecer cerrada; cuando la presión de la línea de trabajo es mayor que la Presión que brinda el Power Pack, la válvula PRV se abre para relajar la presión del sistema.

UPS: Es un dispositivo capaz de almacenar energía y suminístrala por un determinado periodo de tiempo, el cual permite a un equipo seguir operando cuando la fuente de energía con la cual se alimenta un equipo continuamente ha fallado.