



UNIVERSIDAD
INDUSTRIAL DE
SANTANDER



**ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN
EN EL CAMPO CANTAGALLO, SRI, ECOPETROL S.A. MEDIANTE LA
EJECUCIÓN DE UN PILOTO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN
LAS ARENAS B, C Y CG.**

MILDRETH JOHANNA CARREÑO RUEDA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2006



UNIVERSIDAD
INDUSTRIAL DE
SANTANDER



**ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN
EN EL CAMPO CANTAGALLO, SRI, ECOPETROL S.A. MEDIANTE LA
EJECUCIÓN DE UN PILOTO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN
LAS ARENAS B, C Y CG.**

MILDRETH JOHANNA CARREÑO RUEDA

Trabajo de Grado Modalidad Práctica Empresarial para
optar el título de Ingeniero de Petróleos

Tutor

DUILIO HUMBERTO ALTERIO CASTRO

Superintendencia de Operaciones del Río
Gerencia Regional Magdalena Medio
ECOPETROL S.A.

Tutor

EDELBERTO HERNÁNDEZ TREJOS

Ingeniero de petróleoos
Escuela Ingeniería de Petróleos - UIS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2006



DEDICATORIA

Dedico este trabajo: a Dios porque me dio la vida, la salud, la sabiduría, la fortaleza y la constancia para finalizar esta etapa de mi vida. Además, la oportunidad de crecer al lado de una familia que me brindó todo su amor.

A mi Ángel de la guarda, mi papito lindo, porque él fue el principal gestor de mi carrera. Por su amor, por ser mi inspiración y por cuidarme todos los días de mi vida.

A Mary, por ser la mejor madre del mundo. A Mode, porque gracias a ella he disfrutado de dos madres; Por todo el amor que me han brindado, por su apoyo, comprensión y por cada uno de los sacrificios que han realizado para que yo lograra mis metas.

A mi abue Grise, por cada oración que ha rezado por mí; gracias por tus bendiciones y por interceder ante Dios por mí.

A mis hermanos, Milton, Chiqui e Iri; a mis bebés; a Ampí, Nelly, Flor, Pito, Willy, Richard y Javi por darme todo su amor, cariño y apoyo. Por todos los consejos que me han dado, por su compañía, por cada alegría y tristeza que hemos vivido juntos y por ser parte fundamental de mi vida.

A mis amigos por su amistad, por permitir que todo el tiempo que estuve lejos de mi familia fuera más agradable, por acompañarme y apoyarme en todo momento, por cada sonrisa y por cada lágrima que compartimos juntos.



AGRADECIMIENTOS

A la empresa ECOPETROL S.A., Gerencia Regional Magdalena Medio (GRM), Superintendencia de Operaciones del Río (SAR), Campo Cantagallo por permitirme realizar mi practica industrial en sus instalaciones.

A los Ingenieros Duillo Humberto Alterio y Edelberto Hernández, tutores del proyecto por toda su colaboración y recomendaciones realizadas durante la elaboración del proyecto.

A los Ingenieros Zaring Joemy Ocampo y Luís Enrique Sarmiento por su colaboración, apoyo y por sus enseñanzas que enriquecieron mi formación técnica y profesional.

A todas las personas que trabajaron conmigo en Cantagallo, gracias por su colaboración, porque fueron muy especiales y permitieron que esta experiencia fuera muy agradable y enriquecedora para mi.

A toda la familia López, en especial a la Familia López Ardila por acogerme en su hogar como un miembro más y brindarme todo el cariño, afecto y apoyo durante mi carrera.

A los profesores de la Escuela de Ingeniería de Petróleos que dieron todo lo mejor de si para mi formación profesional.

Y a todas aquellas personas que de una u otra manera colaboraron con la elaboración de este proyecto.



CONTENIDO

	Página
INTRODUCCIÓN	10
1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO YARIGUÍ – CANTAGALLO	12
1.1 RESEÑA HISTORICA.....	12
1.2 LOCALIZACIÓN	17
1.3 DISTRIBUCIÓN DEL CAMPO	20
1.4 CAMPOS ALEDAÑOS:	22
1.4.1 <i>Campo Cristalinas</i>	22
1.4.2 <i>Campo Garzas</i>	22
1.4.3 <i>Campo Sogamoso</i>	23
1.5. GEOLOGÍA	24
1.5.1. <i>Localización Geográfica</i>	24
1.5.2. <i>Estratigrafía:</i>	26
1.5.3. <i>Estructura del Yacimiento</i>	30
1.6. INFRAESTRUCTURA Y PRODUCCION.....	32
1.6.1. <i>Historia de Producción</i>	32
1.6.2. <i>Estaciones de recolección</i>	35
1.6.3. <i>Planta deshidratadora</i>	37
1.6.4. <i>Planta Compresora</i>	38
1.6.5. <i>Almacenamiento y fiscalización del Crudo</i>	39
1.6.6. <i>Estación de Bombeo</i>	39
2. GENERALIDADES SOBRE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO	40
2.1 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	40
2.2 TIPOS DE FRACTURAS	43
2.2.1 <i>Fractura Axial</i>	46
2.2.2 <i>Fractura Normal</i>	47
2.2.3 <i>Fracturas Inclinas</i>	48
2.3 APLICACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	49
2.3.1 <i>Corrección del Daño a La Formación</i>	49
2.3.2 <i>Aumento de Productividad</i>	52



2.3.3	<i>Recuperación Secundaria</i>	53
2.3.4	<i>Inyección de Fluido a la Formación</i>	54
2.3.5	<i>Desarrollo Comercial de Yacimientos con Baja Permeabilidad</i>	54
2.3.6	<i>Mejor Empleo de la Energía del Yacimiento</i>	55
2.4	CUANDO SE DEBE FRACTURAR	55
2.4.1	<i>Pozos Marginales</i>	56
2.4.2	<i>Zonas de Poco Espesor</i>	56
2.4.3	<i>Distribución de los Pozos</i>	57
2.4.4	<i>Tiempo de Retorno de la Inversión</i>	57
2.5	LIMITACIONES DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO	58
3.	PATRONES DE FLUJO EN YACIMIENTOS HIDRÁULICAMENTE FRACTURADOS	62
3.1.	CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA	62
3.1.1.	<i>Conductividad Adimensional de la Fractura</i>	64
3.1.2.	<i>Conductividad Infinita</i>	64
3.1.3.	<i>Conductividad Finita</i>	64
3.1.4.	<i>Comportamiento de Presión para Pozos Fracturados</i>	65
3.2.	PATRONES DE FLUJO EN YACIMIENTOS HIDRÁULICAMENTE FRACTURADOS	68
3.2.1.	<i>Flujo lineal en la fractura</i>	70
3.2.2.	<i>Flujo bilineal</i>	73
3.2.3.	<i>Flujo lineal de formación</i>	76
3.2.4.	<i>Flujo pseudoradial</i>	78
3.3.	GEOMETRÍA DE FLUJO Y RADIO DE INVESTIGACIÓN DE UN POZO VERTICALMENTE FRACTURADO.	79
4.	MÉTODOS PARA EL ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN EN YACIMIENTOS HIDRÁULICAMENTE FRACTURADOS	82
4.1.	MÉTODO DE FLUJO PSEUDORADIAL	82
4.1.1.	<i>PROCEDIMIENTO DE ANÁLISIS</i>	85
4.1.2.	<i>Limitaciones Del Método</i>	86
4.2.	MÉTODO DE FLUJO BILINEAL.	87
4.2.1.	<i>Procedimiento De Análisis Para El Flujo Bilineal</i>	88
4.2.2.	<i>Limitaciones Del Método Bilineal</i>	90
4.3.	MÉTODO DE FLUJO LINEAL	91

4.3.1. Procedimiento De Análisis	93
4.3.2. Limitaciones Del Método	94
5. ANÁLISIS POSTFRACTURA EMPLEANDO CURVAS TIPO.....	96
5.1. CURVAS TIPO DE GRINGARTEN – RAMEY - RAGHAVAN.....	98
5.1.1. Procedimiento De Análisis	100
6. ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL PILOTO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL CAMPO CANTAGALLO	112
6.1. METODOLOGIA PARA LA SELECCIÓN DE POZOS A FRACTURAR	112
6.1.1. Selección inicial de pozos:.....	113
6.1.2. Integridad de Pozos:	114
6.1.3. Geometría del Pozo:.....	115
6.1.4. Registros y Petrofísica:.....	115
6.1.5. Historia de Arenamiento:.....	116
6.1.6. Mecánica de Rocas:.....	116
6.1.7. Ajuste de Producción y Pronóstico del pozo Fracturado:.....	117
6.1.8. Análisis Económico:	117
6.1.9. Diseño del Fracturamiento Hidráulico:.....	118
6.1.10. Realización del programa operacional del Fracturamiento Hidráulico:.....	118
6.1.11. Evaluación del fracturamiento hidráulico (operacional y producción):.....	118
6.2. ANÁLISIS DE LOS RETOS O DIFICULTADES QUE SE PRESENTAN EN EL AREA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL PILOTO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	119
6.3. POZOS SELECCIONADOS PARA EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	120
7. IMPLEMENTACIÓN DEL PILOTO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	125
7.1. FLUIDO DE FRACTURAMEINTO	126
7.1.1. Componentes del fluido de Fracturamiento:.....	126
7.1.2. Características del fluido de Fracturamiento	127
7.2. MATERIAL DE SOPORTE DE LA FRACTURA	128
7.2.1. Tipo de material de soporte	129
7.2.2. Propiedades Físicas del material de soporte	130
7.3. DESCRIPCIÓN DE LOS FRACTURAMIENTOS HIDRÁULICOS REALIZADOS EN EL CAMPO CANTAGALLO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL PILOTO.....	132



<i>7.3.1. POZO YR-0052:</i>	<i>133</i>
<i>7.3.2. POZO YR-0065:</i>	<i>151</i>
<i>7.3.3. POZO YR-0023</i>	<i>166</i>
CONCLUSIONES	182
RECOMENDACIONES	184
BIBLIOGRAFIA	186

LISTA DE FIGURAS

	Página.
Figura 1.1: Curva Histórica de Producción de aceite Campo Yariguí - Cantagallo hasta 1998.....	17
Figura 1.2: Ubicación Campo Cantagallo con respecto a Santa Fe de Bogotá	18
Figura 1.3: Ubicación Geográfica Campo Cantagallo.....	19
Figura 1.4: Distribución del Campo Yariguí - Cantagallo	21
Figura 1.5: Columna Estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena	29
Figura 1.6: Mapa Estructural al tope de las arenas Cantagallo.....	31
Figura 1.7: Diagrama básico de sistema de producción Campo Yariguí - Cantagallo	34
Figura 1.8: Diagrama de flujo básico Planta de deshidratación Campo Yariguí - Cantagallo	37
Figura 2.1: Esquema Simple del Fracturamiento Hidráulico.....	41
Figura 2.2: Material de soporte.....	42
Figura 2.3-A: Representación del Esfuerzo principal y Orientación de una Fractura Horizontal	43
Figura 2.3-B: Esquema de una fractura Horizontal.....	44
Figura 2.4-A: Representación del Esfuerzo Principal y Orientación de una Fractura Vertical	44
Figura 2.4 -B: Esquema de una fractura Vertical y una fractura vertical elíptica.....	45
Figura 2.5: Fractura Axial.....	46
Figura 2.6: Fractura Normal.....	47
Figura 2.7: Fractura Inclinada.....	48
Figura 2.8: Crecimiento de la fractura por debajo de la zona de interés; Formación Inferior con esfuerzo menor que la zona de Interés.....	59
Figura 2.9: Crecimiento de la fractura por encima de la zona de interés; Formación Superior con esfuerzo menor que la zona de Interés	59

Figura 2.10: Crecimiento de la fractura con altos esfuerzos en las formaciones adyacentes.....	60
Figura 3.1: Fractura Vertical	63
Figura 3.2: Presión adimensional Vs. tiempo adimensional para una conductividad adimensional de fractura de 500	69
Figura 3.3: Régimen de Flujo lineal en la fractura	72
Figura 3.4: Flujo lineal en la grafica de la derivada.....	72
Figura 3.5: Régimen de Flujo bilineal	74
Figura 3.6: Comportamiento de la presión adimensional contra la raíz cuarta del tiempo adimensional para diferentes valores de conductividad adimensional.....	75
Figura 3.7: Flujo bilineal.....	76
Figura 3.8: Régimen de flujo lineal de la formación	77
Figura 3.9: Régimen de flujo lineal Pseudo radial.....	78
Figura 4.1: Curva de la derivada de un prueba de Drawdown	83
Figura 4.2: Grafica semilogaritmica de una prueba de Drawdown.....	86
Figura 4.3: Grafica cartesiana de P_{wf} contra $t^{1/4}$	89
Figura 5.1: Curva tipo Gringarten, Ramey y Raghavan para un pozo que se encuentra en el centro de un cuadrado cerrado, con una fractura vertical de conductividad infinita, sin almacenamiento	99
Figura 5.2: Gráfica logarítmica de los datos de la prueba de presión del ejemplo. Cambio de presión y derivada contra tiempo.....	105
Figura 5.3: Ajuste del dato de prueba de presión del ejemplo a las curvas tipo de Gringarten Ramey y Raghavan.	106
Figura 5.4: Análisis del flujo Pseudoradial, semilogaritmica de P_{wf} Vs t	108
Figura 5.5: Análisis de flujo radial.....	109
Figura 5.6: Punto de ajuste a las curvas tipo Gringarten Ramey y Raghavan.....	110
Figura 7.1: Esquema de canal de flujo creado por el fluido de fracturamiento	128
Figura 7.2: Esquema de los esfuerzos a los que es sometido el material de soporte en una fractura	129
Figura 7.3: Grafica Conductividad vs Concentración para arena H. Brady a 200 ° F y 2000 psi.....	131

Figura 7.4: Grafica Conductividad vs Concentración para arena H. Brady a 200 ° F y 2000 psi.....	132
Figura 7.5: Comportamiento de la viscosidad del fluido de fractura Spectra G-3000 con la temperatura del yacimiento.....	135
Figura 7.6: Step Rate Test Pozo YR-52.....	138
Figura 7.7: Análisis de resultados de SRT por medio del análisis de regresión	139
Figura 7.8: Step Down Test Pozo YR-52	140
Figura 7.9: Análisis de resultados de SDT por medio del análisis de regresión	141
Figura 7.10: Minifrac Pozo YR-52.....	144
Figura 7.11: Análisis de resultados del minifrac por medio del análisis de regresión.....	144
Figura 7.12. Fracturamiento Hidráulico Pozo YR-52	146
Figura 7.13: GEOMETRIA DE FRACTURA INDUCIDA EN TIEMPO REAL.....	149
Figura 7.14: Comportamiento viscosidad de fluido de fractura Spectra G-3000.....	154
Figura 7.15: Comportamiento de fluidos inyectados para remoción de orgánicos ...	156
Figura 7.16: Step Rate Test Pozo YR-65.....	157
Figura 7.17: Análisis de los principales parámetros del pozo YR-65	158
Figura 7.18: Minifrac Pozo YR-65.....	160
Figura 7.19: Análisis de los resultados obtenidos del minifrac en el pozo YR-65.....	161
Figura 7.20: Resultados del Fracturamiento Hidráulico Pozo YR-65	163
Figura 7.21: Comportamiento de la viscosidad del fluido de fractura contra la temperatura del yacimiento	168
Figura 7.22: Comportamiento fluido inyectado para remoción de orgánicos	170
Figura 7.23: Step Rate Test Pozo YR-23.....	171
Figura 7.23: Análisis de los resultados por el método de la Regresión.....	172
Figura 7.24: MiniFrac Pozo YR-23	174
Figura 7.25. Análisis de Resultados por medio de Regresión Pozo YR-23	174
Figura 7.26: Fracturamiento Hidráulico Pozo YR-23	176
Figura 7.27: Geometría de la Fractura inducida en la operación de Fracturamiento	179



LISTA DE TABLAS

	Página.
Tabla 1: Ecuaciones para un fluido ligeramente compresible	84
Tabla 2: Ecuaciones para un fluido ligeramente compresible	92
Tabla 3: Resumen del procedimiento de interpretación	97
Tabla 4: Datos del ejemplo	104
Tabla 5: Propiedades promedias de las tres tipos de arenas presentes en la formación Guadalupe.....	113
Tabla 6: Pozos seleccionados previamente en el estudio de factibilidad para realizar Fracturamiento Hidráulico.....	121
Tabla 7: Pozos seleccionados para la realización de un piloto de Fracturamiento Hidráulico.	123
Tabla 8: Composición fluido de fracturamiento Spectra G-3000.....	134
Tabla 9: Análisis químico agua CG-1.....	134
Tabla 10: Composición (*) tratamiento ácido para la limpieza de la tubería.....	136
Tabla 11: Composición (**) Tratamiento para remoción depósitos orgánicos.....	137
Tabla 12: Principales parámetros de tratamiento en operación de Minifrac.....	141
Tabla 13: Principales parámetros de tratamiento en operación de Minifrac.....	145
Tabla 14: Principales parámetros de tratamiento en operación de fracturamiento hidráulico.....	147
Tabla 15: Resumen de los resultados del fracturamiento hidraulico en el pozo YR-52 - PROPPANT DESIGN SUMMARY	149
Tabla 16: Composición fluido de fracturamiento Spectra G-3000.....	152
Tabla 17: Análisis químico agua ECP-1.....	153
Tabla 18: Composición (*) Tratamiento para remoción depósitos orgánicos.....	155
Tabla 19: Resultados de las variables obtenidas en el Step Rate Test	158
Tabla 20: Resultados del Minifrac Pozo YR-65	162
Tabla 21: Resultados de Fracturamiento Hidráulico en Pozo YR-65.....	164



Tabla 22: Composición fluido de fracturamiento Spectra G-3000.....	167
Tabla 23: Análisis químico agua CG-1.....	168
Tabla 24: Composición (*) Tratamiento para remoción depósitos orgánicos.....	169
Tabla 25: Resultados del Step Rate Test Pozo YR-23.....	172
Tabla 26: Resultados del Minifrac Pozo YR-23	175
Tabla 27: Resultados del Fracturamiento Hidráulico Pozo YR-23	176
Tabla 28: Resumen de geometría de la frctura inducida en el pozo YR-23	
PROPPANT DESIGN SUMMARY	179



RESUMEN

TITULO: ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN EL CAMPO CANTAGALLO, SRI, ECOPETROL S.A. MEDIANTE LA EJECUCIÓN DE UN PILOTO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LAS ARENAS B, C Y CG *

AUTOR: MILDRETH JOHANNA CARREÑO RUEDA **

PALABRAS CLAVES:

Fracturamiento Hidráulico, Campo Cantagallo, Estudio de Factibilidad, Estimulación, Producción, Integridad de pozos.

DESCRIPCIÓN:

El contenido de este trabajo tiene como objetivo principal analizar y evaluar el mejoramiento de la producción en el Campo Cantagallo mediante la implementación de un piloto de Fracturamiento Hidráulico en las arena productoras B, C y CG. Para tener éxito en la ejecución de este piloto en el campo, un grupo integrado de expertos de ECOPETROL realizó un estudio preliminar de factibilidad para identificar los pozos con producción por debajo de su potencial que cumplieran los requerimientos necesarios para aplicar este método de recuperación. El fracturamiento hidráulico es una técnica de estimulación de pozos que crea canales de flujo más grandes mediante el uso de un fluido fracturante que posee la suficiente potencia hidráulica para entrar a la formación y generar una fisura en la roca, dentro de la cual se colocan pequeños sólidos de forma granular para asegurar que la fractura permanezca abierta después que la presión hidráulica deja de ser aplicada; de tal manera que se permita el paso de la mayor cantidad de fluido posible desde la formación hasta el pozo.

En este documento se puede encontrar conceptos básicos y además los resultados obtenidos en el estudio preliminar, los procedimientos que se llevaron a cabo en la ejecución del piloto de Fracturamiento hidráulico y el comportamiento de los pozos después de dicha aplicación.

Los resultados obtenidos al final de este trabajo permiten concluir que el campo Cantagallo es un excelente candidato para incrementar la producción a través de la aplicación de fracturamiento hidráulico y además se recomienda tener en cuenta que debido a la inclinación de los pozos, es frecuente encontrar malas cementaciones, razón por la cual se debe realizar un estudio exhaustivo de la integridad de los pozos antes de ser seleccionados como candidatos al fracturamiento hidráulico.

* Tesis de Grado Modalidad Práctica Empresarial

** Facultad de Ingenierías Físico Químicas, Escuela Ingeniería de Petróleos. Tutores:
Ingeniero. Duillo Humberto Alterio Castro (ECOPETROL S.A.), Ingeniero Edelberto Hernández (UIS).
Trejos



ABSTRACT

TITLE: ANALYSIS AND EVALUATION OF THE OPTIMIZATION OF THE PRODUCTION IN THE FIELD CANTAGALLO, SRI, ECOPETROL BY MEANS OF THE EXECUTION OF A PILOT DE HYDRAULIC FRACTURING IN THE SANDS B, C AND CG *

AUTHOR: MILDRETH JOHANNA CARREÑO RUEDA * *

KEYWORDS:

Hydraulic Fracturing, Field Cantagallo, Study of Feasibility, Stimulation, Production, Integrity of wells.

DESCRIPTION:

The content of this work has as main objective to analyze and to evaluate the improvement of the production in the Field Cantagallo by means of the implementation of a pilot of Hydraulic Fracturing in the sand producers B, C and CG. To be successful in this pilot's execution in the field, an integrated group of experts of ECOPETROL carried out a preliminary study of feasibility to identify the wells with production below its potential, which completed the necessary requirements to apply this recovery method. The hydraulic fracturing is a technique of stimulation of wells that believes bigger channels of flow by means of the use of a fluid fracturing that possesses the enough hydraulic power to enter to the formation and to generate a fissure in the rock, inside which small solids in a granular way are placed for it assures that the fracture remains open after the hydraulic pressure leaves of being applied; in such a way that the step of the biggest quantity in possible fluid is allowed from the formation until the well.

In this document basic concept of hydraulic fracturing can be found and also the results obtained in the preliminary study, the procedures that were carried out in the execution of the pilot of hydraulic Fracturing and the behavior of the wells after this application.

The results obtained at the end of this work allow to conclude that the field Cantagallo is an excellent candidate to increase the production through the application of hydraulic fracturing and it is also recommended to keep in mind that due to the inclination of the wells, it is frequent to find bad cementations, reason for which an exhaustive study of the integrity of the wells should be carried out before being selected as candidates to the hydraulic fracturing.

* Thesis of Degree Managerial Practical Modality

* *Physics – Chemical Engineering Faculty, Petroleum Engineering School. Tutors: Engineer Duilio Humberto Alterio (ECOPETROL S.A.), Engineer Edelberto Hernández Trejos (UIS).



INTRODUCCIÓN

Durante el desarrollo de un Campo petrolero existen variaciones en sus condiciones iniciales que causan una disminución en la producción. Por este motivo se realizan diversos estudios para encontrar un método de recuperación que se amolde a las características de los pozos productores del campo.

En la industria de hidrocarburos el principal reto que poseen los ingenieros de petróleos es mantener y aumentar en lo posible la producción y vida de un yacimiento y el fracturamiento hidráulico ha demostrado ser una buena herramienta para cumplir dicho objetivo.

El fracturamiento hidráulico es una técnica de estimulación de pozos que crea canales de flujo más grandes mediante el uso de un fluido fracturante que posee la suficiente potencia hidráulica para entrar a la formación y generar un rompimiento o fisura en la roca de la formación, dentro de la cual se colocan pequeños sólidos de forma granular para asegurar que la fractura permanezca abierta después de que la presión hidráulica deja de ser aplicada; de tal manera que se permita el paso de la mayor cantidad de fluido posible desde la formación hasta el pozo, con el objetivo de mejorar la productividad del pozo (incrementar la tasa de producción a la cual el pozo es capaz de producir Gas o Aceite, re-establecer la producción del pozo, optimizar la producción del pozo o cambiar las características de la curva de declinación) y recuperar las reservas económicamente recuperables (aunque esto no significa aumentar las reservas “in Place”).



El éxito o fracaso de la estimulación depende directamente de la calidad de los pozos candidatos o formaciones. Escoger un excelente candidato generalmente asegura el éxito; por ello es importante la realización de un estudio preliminar a las operaciones.

Un grupo integrado de expertos de ECOPETROL realizó un estudio con la metodología PASS para identificar pozos con producción por debajo de su potencial. Este estudio identificó 25 pozos candidatos para incrementar producción a través de fracturamiento hidráulico. Estos 25 pozos, fueron los pozos inicialmente analizados por el estudio de factibilidad de fracturamiento hidráulico. Dentro del estudio de Factibilidad se estudian los diferentes parámetros que se deben tener en cuenta al momento de aplicar un proyecto de fracturamiento hidráulico en un Campo Productor. De esta manera, se decide que pozos son más viables para la ejecución de las operaciones de Fracturamiento.

El estudio realizado indicó que el campo Yariguí-Cantagallo es un excelente candidato para incrementar la producción a través de la aplicación de fracturamiento hidráulico. Posteriormente se llevó a cabo la ejecución de las operaciones correspondientes al Fracturamiento hidráulico en los pozos debidamente seleccionados y finalmente se analizan los resultados operacionales y de producción que se presentan al finalizar la implementación del piloto.

Durante el desarrollo de este proyecto se mostrarán los resultados obtenidos en el estudio preliminar, los procedimientos que se llevaron a cabo en la ejecución del piloto de Fracturamiento hidráulico y el comportamiento de los pozos después de dicha aplicación, y además la evaluación y recomendaciones para tener en cuenta en próximas aplicaciones.



1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO YARIGUÍ – CANTAGALLO

1.1 RESEÑA HISTORICA

Los Campos Yariguí y Cantagallo hacen parte de las antiguas Concesiones Cantagallo y San Pablo, otorgadas en el año 1939 a la Compañía de petróleos del Valle del Magdalena Medio, subsidiaria de la compañía Socony Vacuum y mas tarde, en el año de 1953 a la Shell Córdor.

Durante la etapa exploratoria del campo, entre 1941 y 1942 la Compañía de Petróleos del Valle del Magdalena, subsidiaria de la Compañía Socony Vacuum, perfora dos pozos: Cimitarra 1 y Cimitarra 2.

El pozo Cimitarra 1, cuyo nombre se cambió posteriormente por Cantagallo N°1 (CG-1), alcanzó una profundidad de 1494 ft, encontrando rocas del grupo Girón a 1145 ft, con manifestaciones de gas y aceite hacia la base de la secuencia terciaria y el Cimitarra 2 (posteriormente CG-2) alcanzó una profundidad de 6170 ft, donde se encontró sedimentos del Cretáceo a 6153 ft. El pozo produjo 286 bls de aceite de 20,1° API del terciario, considerándose a este pozo como el descubridor del campo.

Para el desarrollo del campo entre 1943 y 1949 se perforaron 10 pozos. Luego siguió un receso hasta 1951, cuando la Concesión Cantagallo es adquirida por la compañía Shell Córdor.

De los primeros 12 pozos perforados, solo 5 fueron productores comerciales, uno de estos (CG-4) fue abandonado posteriormente por inundación del Río Magdalena. Los pozos CG-5, 7, 8 y 11 resultaron secos, con manifestaciones de gas y aceite; los pozos CG-5 y 11 fueron de extensión en el extremo



meridional de la Concesión. Los pozos CG-1, 3 y 9 fueron perforados en el lado levantado de la falla de Cantagallo y encontraron rocas del grupo Girón o basamento cristalino relativamente a poca profundidad.

La compañía Shell Cóndor en el periodo de Julio de 1952 a Diciembre de 1953 perfora 7 pozos nuevos, de los cuales 6 resultaron productores y uno (CG-16) fue perforado en el lado levantado de la falla de Cantagallo.

A partir de 1953 la exploración y explotación de nuevos pozos se incrementa hacia el lado Este del campo Cantagallo. Las perforaciones, direccionales en su mayoría, se llevaron a cabo desde la margen derecha aguas abajo del Río Magdalena o desde algunas islas ubicadas entre los municipios de Cantagallo y Puerto Wilches, que es la continuación lateral hacia el Este del campo Cantagallo.

En Mayo de 1955 se perfora el pozo CG-20, de avanzada en el extremo norte de la Concesión, quedando en el lado levantado de la falla de Cantagallo. En 1957 se perforan los pozos CG-21 y CG-22 con el fin de reducir espaciamiento.

Se suspende la perforación de pozos en esta concesión hasta Junio de 1976, cuando se perfora el pozo de relleno (*Infill*) CG-23, el cual produjo 196 bls de aceite de 20,4° API por bombeo convencional en las primeras pruebas de producción.

En el periodo de 1953 a 1962 se perforan 40 pozos en el Campo Yariguí, de los cuales se abandonaron por fallas mecánicas o porque no fueron productores comerciales los pozos Yariguí (YR) 1, 2, 6, 15, 32, 33, 40 y los pozos YR-7, 8, 12 se dejaron como pozos de observación de presión del yacimiento. El pozo YR-15 se reactivó posteriormente en Octubre de 1975.



En Diciembre de 1965, la compañía Shell, hace un ensayo de inyección de agua en las arenas Cantagallo (CG) a través del pozo YR-8, obteniendo una rata de inyección promedio de 7000 bwpd a 3500 psi, sin embargo la prueba no se consideró lo suficientemente concluyente debido a su corta duración.

En Junio de 1971 y después de un receso de 9 años en la perforación, se perfora el pozo YR-41. Entre 1974 y 1975, las Concesiones Cantagallo y San Pablo pasan a la administración de ECOPETROL mediante la creación de la Compañía Explotaciones Cóndor S.A.

En el periodo de 1976 a 1983, bajo la administración de Ecopetrol se perforan 28 pozos en Yariguí (YR-42 a 69) y uno en Cantagallo (CG-23), con el fin de disminuir el espaciamiento y reemplazar pozos antiguos o con daños mecánicos irreparables.

En 1986 revierte al Estado Colombiano la Concesión San Pablo y el 14 de Diciembre de 1987 revierte la Concesión Cantagallo.

En 1995 ECOPETROL S.A. inicia el proyecto de reinyección de aguas producidas, con el cual se buscaba eliminar los vertimientos de esta agua al río Magdalena y de esta manera dar cumplimiento a las políticas gubernamentales y de la empresa sobre conservación ambiental. La reinyección se inicia en 1995 en las arenas Cantagallo de la formación La Paz a través del pozo YR-8.

En el campo se perforaron 94 pozos de los cuales 17 (CG-8, 4, 14, 66, 3, 2, 58, 19, 5, 18, 4, 15, 17, 23, 3, 13 y 1) alcanzaron la discordancia y 7 (CG-4, 8, 14, 15, y YR-1, 3, 66) penetraron la formación La Luna de la secuencia cretácea, siendo el CG-14 el que más espesor perforó, 1500 ft, de los cuales



se logró una producción de 150 bpd de las pruebas iniciales en el miembro Salada.

Los pozos inicialmente produjeron por flujo natural por un periodo de tiempo relativamente corto, debido principalmente a su baja relación gas-aceite original y en general al escaso empuje hidráulico, por lo tanto fue necesario producir los yacimientos por sistemas artificiales como fueron en su orden *gas lift*, bombeo mecánico, bombeo hidráulico y actualmente existen 4 pozos con sistema de bombeo electro sumergible.

La explotación de los yacimientos se llevo a cabo cañoneando inicialmente las arenas "CG" (sin excluir pequeñas intercalaciones de arcillas); sólo en aquellos pozos que resultaron improductivos o no comerciales en esas arenas, se cañonearon las arenas "C" y en menor proporción en arenas "B". Posteriormente y debido básicamente a la declinación de los pozos en arenas "CG", el 70% de éstos se completaron en arenas "C" y se han producido conjuntamente las dos zonas.

La producción comercial del campo se inició en el año de 1952 y en 1959 la explotación del campo Cantagallo alcanzó su máximo desarrollo con una producción de 2795 bopd, y en 1962 el campo Yariguí lo hace con una producción de 18575 bopd.

Actualmente estos campos pertenecen a la Gerencia de Centro Oriente de ECOPETROL S.A. y dependen administrativamente de la Superintendencia del Río; que incluye además, las áreas de Casabe, Peñas Blancas, Bajo Río y Cicuco.



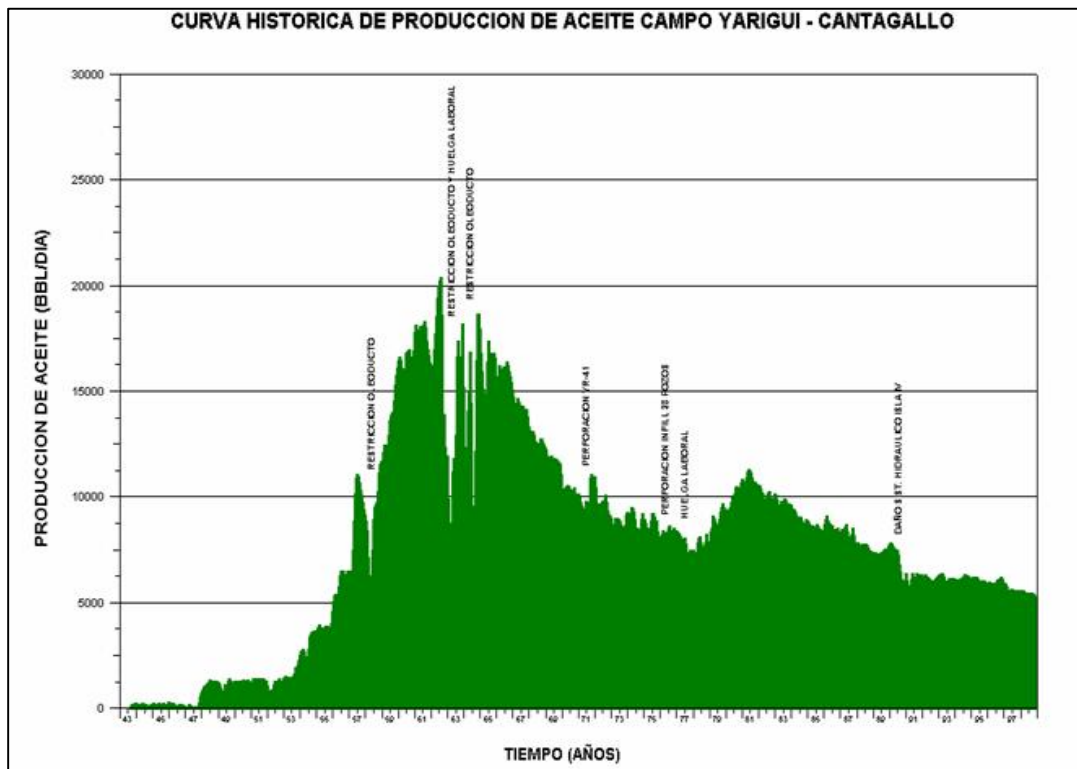
Para el año 2005 se programó la perforación de varios pozos, la instalación de varios sistemas de bombeo electrosumergible y la realización de un piloto de Fracturamiento Hidráulico en las Arenas productoras B, C Y CG. Obteniendo resultados beneficiosos para el campo.

A Diciembre de 2004 la producción promedio del campo era de 9500 bopd y 3700 Kcfd de gas y se habían recobrado 160 Mbbls de petróleo y 84,5 Gcf de gas

A Diciembre de 2005 la producción se ha incrementado a 12000 bopd y 4000 Kcfd de gas, logrando así que actualmente el Campo Cantagallo se convierta en el campo con mayor producción en la Superintendencia de Operaciones del Río (SAR) y en la Gerencia Regional Magdalena Medio (GRMM).

La Fig. 1 muestra la curva de producción de petróleo para el campo hasta al año 1998.

Figura 1.1: Curva Histórica de Producción de aceite Campo Yariguí - Cantagallo hasta 1998

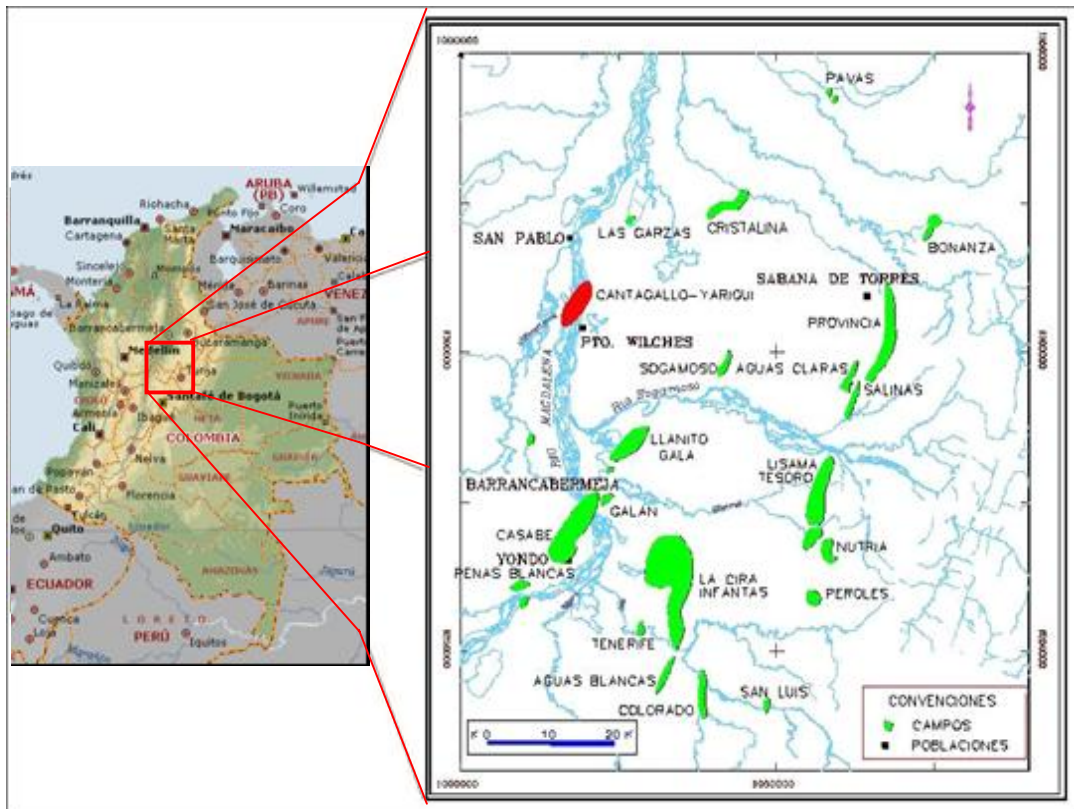


Fuente: ECOPETROL S.A.

1.2 LOCALIZACIÓN

El Campo Yariguí – Cantagallo se encuentra localizado hacia la parte central del flanco Occidental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena en los límites de los Departamentos de Santander y de Bolívar; a una distancia aproximada de 20 Km. al Nor-Este de la ciudad de Barrancabermeja y a 290 Km. al Nor-Oeste de Santa Fé de Bogotá (Fig. 2).

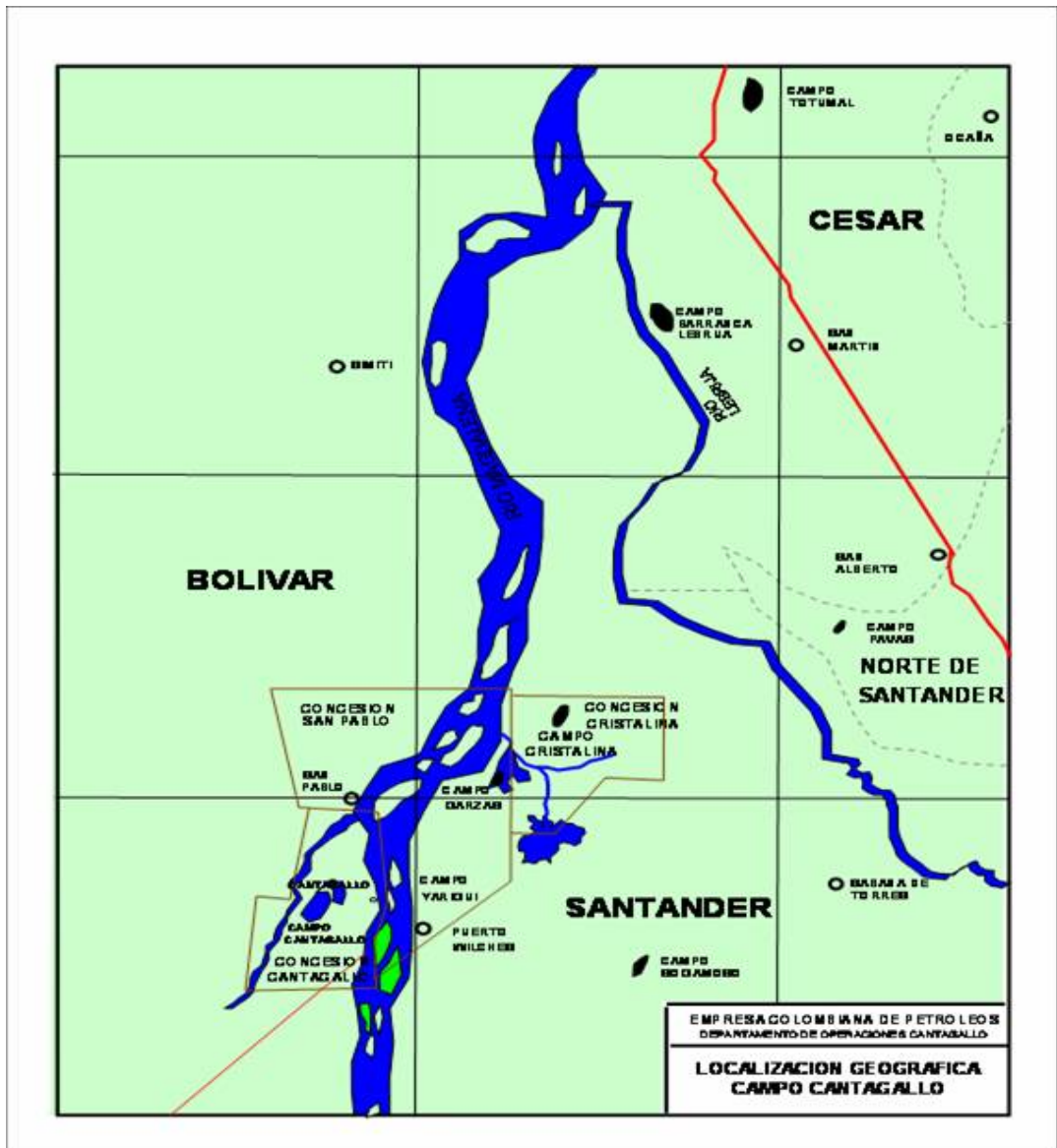
Figura 1.2: Ubicación Campo Cantagallo con respecto a Santa Fe de Bogotá



Fuente: ECOPETROL S.A.

La zona industrial del campo se encuentra en el municipio de Cantagallo, al sur del departamento de Bolívar. El área de influencia son los municipios de Cantagallo, Puerto Wilches y San Pablo (Fig. 3).

Figura 1.3: Ubicación Geográfica Campo Cantagallo



Fuente: ECOPETROL S.A.

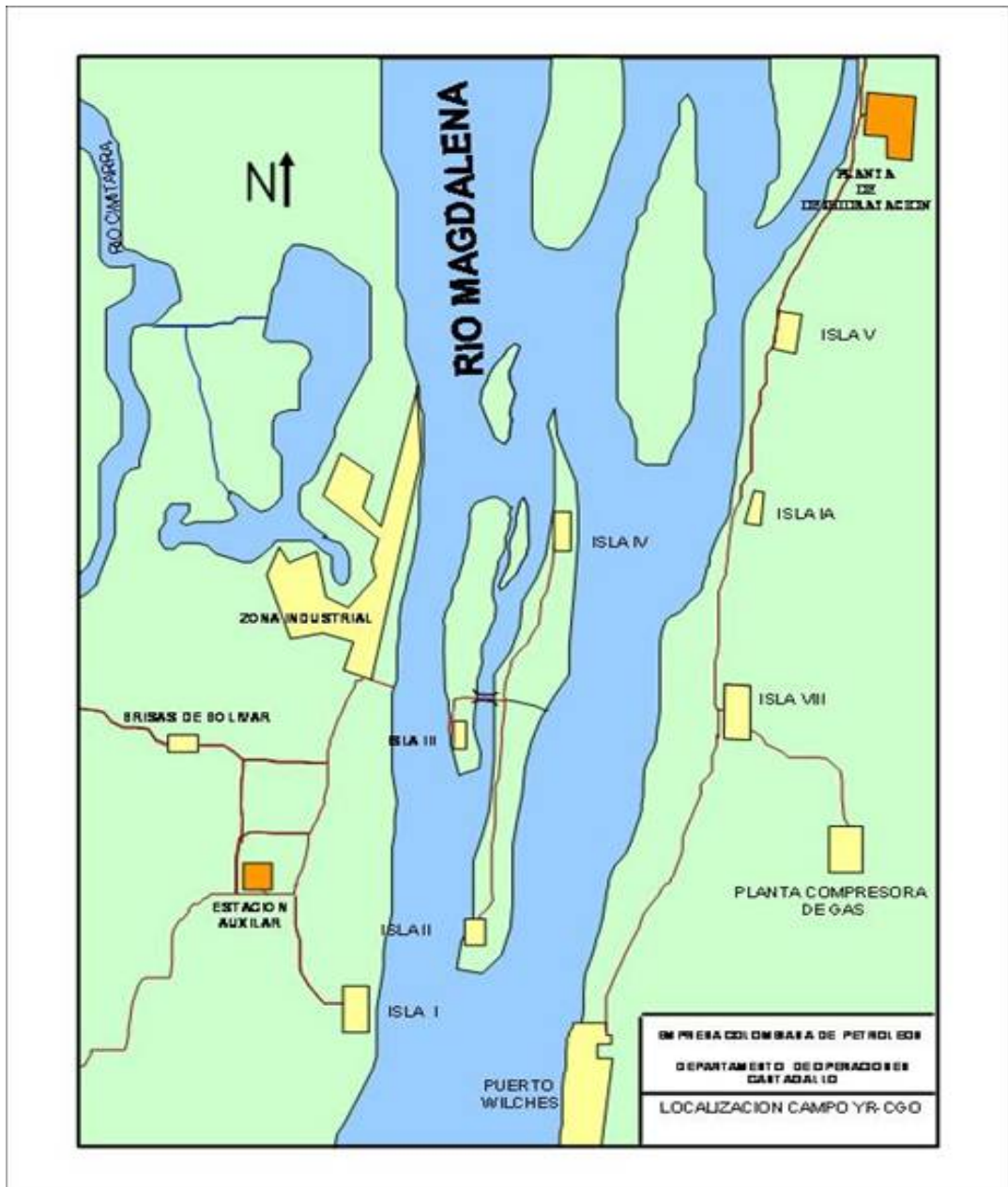


1.3 DISTRIBUCIÓN DEL CAMPO

El campo se encuentra distribuido en Islas a lo largo de la margen del río Magdalena y sobre los municipios de Puerto Wilches y Cantagallo (Fig. 4).

La principal vía de acceso es el transporte fluvial sobre el río Magdalena pero además cuenta con dos vías terrestres alternas, una que comunica al Municipio de Puerto Wilches con la ciudad de Barrancabermeja y la otra lo comunica con la troncal del Magdalena Medio.

Figura 1.4: Distribución del Campo Yarigui - Cantagallo



Fuente: ECOPETROL S.A.



1.4 CAMPOS ALEDAÑOS:

Los Campos Cristalinas, Garzas y Sogamoso están dirigidos técnica y administrativamente por la Coordinación de Producción Cantagallo.

1.4.1 Campo Cristalinas

El campo Cristalinas está ubicado a 30 km al Norte del Campo Cantagallo y cuenta con un solo pozo activo, el Cristalinas (CR) 4. Este pozo actualmente produce 215 bopd con un BSW de 20% y GOR de 378. El sistema de producción es por bombeo mecánico. El crudo producido pasa por un separador bifásico y es almacenado en un tanque que tiene una capacidad de 1000 bls; posteriormente es bombeado hacia la isla 6 por un oleoducto de 4 pulgadas de diámetro. El gas producido se usa como combustible para el motor de la unidad de bombeo, el restante se suministra como gas domiciliario para la región y el sobrante se quema.

1.4.2 Campo Garzas

El campo de Garzas está ubicado a 12 km al Norte del campo Cantagallo y solo tiene el pozo Garzas (GR) 1. Este pozo produce por flujo natural 75 bopd con un BSW de 1% y muy poco gas. El pozo se encuentra sobre una plataforma fija igual que las facilidades de superficie como son el separador bifásico, el tanque de recibo y entrega de crudo (capacidad de 750 bls) y la bomba de transferencia, debido a que el pozo se encuentra sobre la ciénaga Los Colorados. El crudo producido es bombeado todos los días hacia la isla 6 por un oleoducto de 4 pulgadas de diámetro. Este oleoducto se pega al de



Cristalinas en el sitio llamado El Filtro, punto distante de la isla VI unos 6 km aproximadamente.

1.4.3 Campo Sogamoso

El campo Sogamoso está ubicado a 25 km al Noreste del campo Cantagallo y cuenta con dos pozos activos, Sogamoso (SG) 2 y 3. Estos pozos producen por bombeo mecánico 20 bopd y 35 bopd, respectivamente y el BSW para ambos es de 0.5% y muy poco gas. La producción de los pozos pasa por un separador bifásico, donde se recibe y se entrega a dos tanques de 1000 y 2000 bls de capacidad. La producción se bombea cada mes hacia la estación Galán en Barrancabermeja a través de un oleoducto privado de la firma Petrosantander.

Para la operación y mantenimiento de estos campos se cuenta con la asistencia de personal y equipos del Campo Cantagallo.

En cada campo se tiene la custodia de cada uno de los pozos al igual que los equipos con que se opera cada campo bajo la modalidad de contrato con personal de la región.



1.5. GEOLOGÍA

1.5.1. Localización Geográfica

El campo Yariguí-Cantagallo, localizado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena presenta una longitud aproximada de 7 km por 2 km de ancho, para un área total de 14 km².

La Cuenca del Valle Medio del Magdalena es una región alargada en sentido Norte-Sur localizada entre las Cordillera Oriental y Central de los Andes Colombianos, que constituyen sus límites Oriental y Occidental respectivamente.

Las zonas de cordilleras se encuentran separadas de la zona del valle al Este por la Falla de La Salina y el sinclinal de Nuevo Mundo (Cordillera Oriental), y al Oeste por la Falla de Palestina (Cordillera Central). La Falla de rumbo de Ibagué constituye su límite Sur, y una silla angosta formada por rocas ígneas de las Cordilleras Central y Oriental en las cercanías de Aguachica, Cesar, se considera como su límite Norte con el Valle Inferior del Magdalena.

La cuenca está cubierta de una columna sedimentaria que sobrepasa los 16000 ft de sedimentos continentales y marinos, cuya edad va desde el Jurásico al reciente.

Son varios los trabajos que pretenden explicar el origen de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, los cuales se pueden agrupar en dos tendencias marcadas, la primera lo atribuye a un graben, limitado en sus flancos por fallas normales y la segunda lo atribuye a un semigraben limitado en su



flanco Este por fallas de cabalgamiento y en su flanco Oeste por fallas normales.

En la actualidad se considera más aceptable una hipótesis que concilia los dos postulados anteriores, en el que se plantea inicialmente una tectónica de bloques que alcanza a afectar sedimentos pre-Eocénicos, producto de un ciclo orogénico Cretáceo-Paleoceno; y en segundo lugar un evento compresivo, representado por fallas inversas y estructuras anticlinales y sinclinales, producto de la Orogénia Andina.

Geológicamente, la Cuenca ha sufrido una serie de eventos tectono-sedimentarios. En un principio actuó como una zona de “*Rift*” (durante el Triásico hasta comienzos del Cretáceo temprano), con una depositación principalmente molásica, continuó durante el Cretáceo como una cuenca “*Back Arc*” detrás de la zona de subducción Andina, con una sedimentación marina.

A finales del Cretáceo y comienzos del Terciario (Maestrichtiano-Paleoceno) la sedimentación pasó a ser continental (fluvial, fluvio-paludal y/o fluvio-deltaica). Un fuerte período de erosión se extiende desde el Paleoceno Tardío al Eoceno Medio en toda la cuenca, borrando en algunos puntos la totalidad de la secuencia Cretácea. Este episodio se reconoce en la cuenca por una inconformidad regional denominada Inconformidad del Eoceno Medio.

Después de este episodio se reinicia la sedimentación continental, configurándose la cuenca como tipo “*Foreland*”, evento que se ha subdividido en dos etapas. La primera etapa se conoce como *Foreland* Preandino Temprano abarcando desde el Eoceno Medio hasta el Eoceno Superior y la segunda etapa se conoce como *Foreland* Preandino Tardío desde el



Oligoceno Temprano hasta el Mioceno Medio. Finalmente durante el Mioceno Medio se produce la Orogenia Andina y ocurre una inversión tectónica de antiguas fallas normales y un desplazamiento de las fallas ya invertidas durante el evento del Cretáceo Superior-Paleoceno. En general las estructuras asociadas a esta etapa tienen una dirección Norte Sur. Durante esta etapa la cuenca se caracterizó por ser una cuenca intramontana de una fase de *Foreland* Andino.

1.5.2. Estratigrafía:

El campo Yariguí-Cantagallo está ubicado en la sección Nor-occidental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, la cual fue un área de depositación de sedimentos no marinos y de agua salobre durante el Terciario; estos sedimentos descansan discordantemente sobre los sedimentos marinos del Cretáceo y algunas veces sobre rocas del basamento pre-Cretáceo (Occidente del campo Cantagallo). La columna estratigráfica perforada por algunos pozos en el campo abarca rocas desde el pre-Cretáceo hasta el Oligoceno. El Mioceno está presente en algunos campos vecinos, y los depósitos del Pleistoceno descansan discordantemente sobre el Oligoceno hacia el Occidente del campo La Cira. En la Fig. 5 se observa la columna estratigráfica generalizada para la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

➤ **Formaciones Productoras:** en el campo son de interés las formaciones La Paz y Mugrosa por cuanto ellas se constituyen en las principales fuentes de producción de hidrocarburos. La formación La Paz contiene los principales yacimientos productores del campo, siendo estos las arenas CG y C; en la formación Mugrosa, donde se encuentran las arenas B, sólo es productor en algunos sectores del campo el miembro inferior B3.



A continuación se hace una breve descripción de las formaciones desde superficie hasta las unidades de interés:

❖ **Formación Real:** compuesta por arenisca cuarzosa de grano medio a conglomerática, subangular a subredondeada, con intercalaciones arcillosas de colores gris verdoso, rojizo y violeta, parcialmente limosa; existen pequeños lentes de carbón lignítico micropiritoso, tiene 2600 ft de espesor aproximadamente.

❖ **Formación Colorado:** formación compuesta por la denominada unidad **Arenas A**, la cual, litológicamente está conformada por una alternancia de areniscas de grano medio con intercalaciones de arcillolitas varicoloreadas y La Cira *shale* que es el nombre formal para el miembro superior de la Formación Colorado, caracterizada por una secuencia de arcillolitas verdes ricas en restos y fragmentos de fósiles.

❖ **Formación Mugrosa:** formación que se subdivide en cuatro miembros informales de base a techo así: “Arenas B3”, “Arenas B2”, “Arenas B1”, “Arenas B0” y el “Horizonte Fosilífero de Mugrosa” (con base en las propiedades de los registros eléctricos).

Las “**Arenas B3**” se consideran como un tercer objetivo de producción del Campo. Litológicamente están constituidas por una alternancia de areniscas *grauwáticas* con arcillolitas y limolitas varicoloreadas. Su contacto con las infrayacentes “Arenas C” de la Formación La Paz es discordante, mientras que con las suprayacente “Arenas B2” es concordante.



❖ **Formación La Paz:** formación que contiene las principales arenas productoras del Campo. Con base en las propiedades eléctricas se han diferenciado dos miembros denominados “Arenas Cantagallo” y “Arenas C”.

Arenas C. Constituyen el miembro superior de la Formación La Paz. Litológicamente no se diferencian de las Arenas Cantagallo. Se consideran como el segundo objetivo de producción del campo Yariguí - Cantagallo. El máximo espesor es de aproximadamente 1500 ft. Estratigráficamente se ubica entre las "Arenas Cantagallo" en la base y las “Arenas B” de la formación Mugrosa en el techo.

Su contacto con las Arenas Cantagallo es concordante mientras que con las “Arenas B” es discordante, dado por la ausencia de la formación Esmeraldas

Arenas Cantagallo (CG). Principal horizonte productor, constituido por areniscas *grauwaticas*, mal seleccionadas, intercaladas con niveles de arcillolitas. En general denotan una gran variación en su composición y en su granulometría, tanto en sentido lateral como en el sentido vertical. El máximo espesor es de aproximadamente 2000 ft.

Su contacto inferior con la formación Umir y/o La Luna, se caracteriza por una discordancia regional bien marcada, que evidencia la ausencia de sedimentos de la formación Lisama. Su contacto con las suprayacentes “Arenas C” es concordante y esta dado por un incremento en los valores de las curvas de resistividad.

Figura 1.5: Columna Estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena

PER.	EPOCA	FORMACION.	ZONA	LITOLOGIA
TERCIARIO	PLEISTOCENO PLIOCENO	GRUPO MESA (Tpm)		
	MIOCENO	GRUPO REAL (Tmr)		
	OLIGOCENO	FM. COLORADO (Toc)	La Cira Shale	
			Arenas A0	
			Arenas A1	
			Arenas A2	
		FM. MUGROSA (Tom)	Arenas A3	
			Arenas B0	
			Arenas B1	
			Arenas B2	
	EOCENO	FORMACION LA PAZ (Tep)	Arenas B3	
			Arenas C	
			Arenas Cantagallo	
CRETACEO	CAMPANIANO	FORMACION UMIR (Ksu)		
	SANTONIANO	FORMACION LA LUNA (Ks l)		
	CONIACIANO			
	TURONIANO			
	APTIANO			
	ALBIANO	FORMACION SIMITI (Kix)		
	APTIANO	FORMACION TABLAZO (Kil)		
	BARREMIANO	FORMACION PAJA (Kip)		
	HAUTERIVIANO	FORMACION ROSABLANCA (Kirb)		
VALANGINIANO	FORMACION TAMBOR (KIta)			
JURASASICO	FORMACION GIRON (Jg)			

Fuente: ECOPETROL S.A.

1.5.3. Estructura del Yacimiento

La estructura al tope del miembro Arenas Cantagallo de la formación La Paz consiste de un monoclinal buzando hacia el Sur Este, con buzamiento de mayor ángulo en el área cercana a la Falla de Cantagallo en donde alcanza los 50°, suavizándose hacia el Este hasta alcanzar buzamientos de 9° en cercanías de los pozos YR-1 y YR-8 (Fig. 1.6).

En el área, la Falla de Cantagallo es el trazo más Norte de la Falla de Cimitarra, que a su vez se desprende de la Falla de rumbo de Palestina. La Falla de Cantagallo como control estructural del campo, tiene un rumbo aproximado N33°E y presenta variaciones en la inclinación del plano de falla.

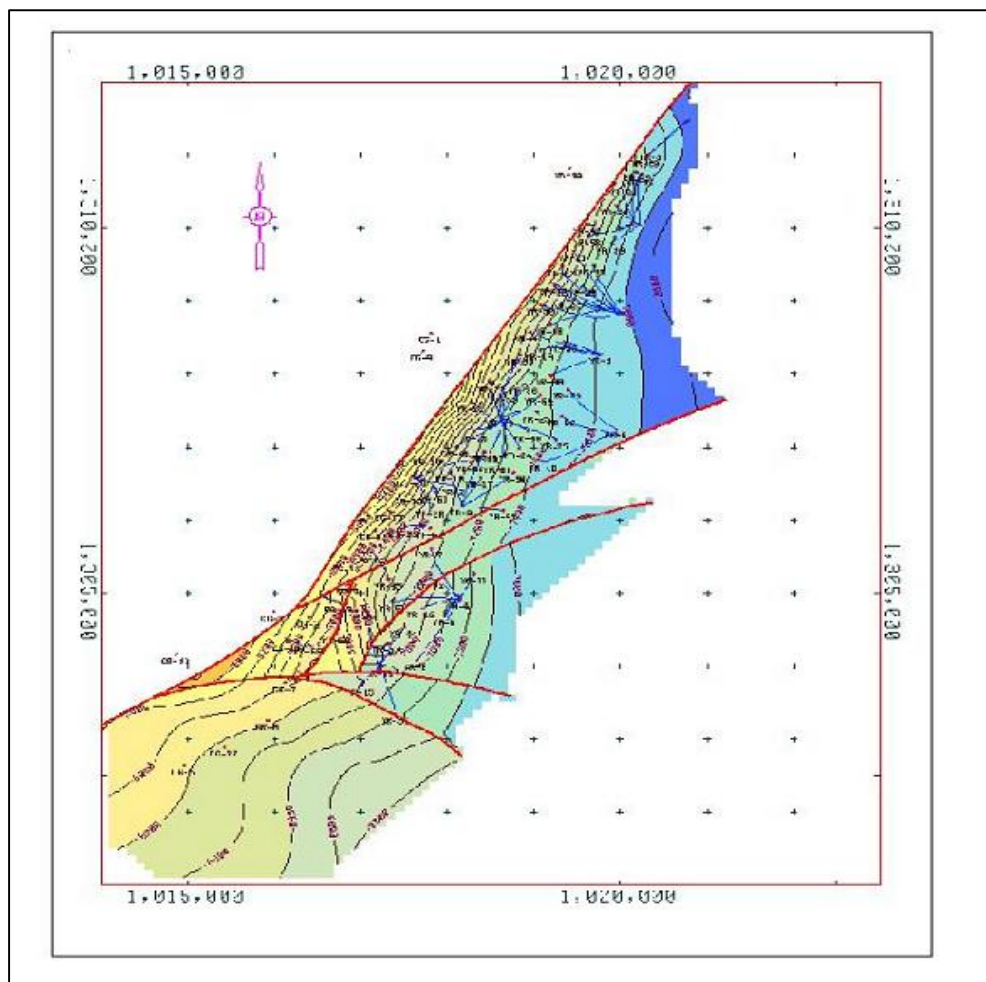
Esta falla pone en contacto rocas de la formación Girón (Jurásico) con rocas cretácicas y terciarias. Se ha considerado de tipo normal con un buzamiento casi vertical (comprobado en el pozo YR-71) y presenta desplazamientos variables de hasta 7000 ft, que en parte son debidos a un movimiento de rumbo que ha sido propuesto con base en los fallamientos asociados a esta estructura, y a la ausencia de sedimentos cretáceos y parte de terciarios al Oeste de esta falla. A esta falla se le asigna un lapso de tiempo comprendido entre el Jurásico y el Cretáceo, con reactivaciones en su desplazamiento vertical en el Terciario y especialmente con mayor actividad en el Eoceno Superior. Esta falla ha servido de barrera a la migración y acumulación de hidrocarburos y es la causante principal de su entrapamiento.

El sistema de Fallas de Caño Patico, se encuentra en la parte más meridional del Campo y a su vez le sirve de límite Sur. En términos generales lleva una dirección Suroeste – Este – Noreste. Es de tipo normal con desplazamientos de 200 ft en la vertical. Este sistema se desprende de la Falla de Cantagallo

y se le asigna una edad Mioceno Medio - Superior, puesto que alcanza a afectar los sedimentos de la formación Mugrosa del Oligoceno.

Existen otras fallas transversales principalmente de tipo normal que corta el monoclinial en cinco bloques y de acuerdo con su comportamiento, el mecanismo de producción de los yacimientos varía en cada uno de ellos.

Figura 1.6: Mapa Estructural al tope de las arenas Cantagallo



Fuente: ECOPETROL S.A.



1.6. INFRAESTRUCTURA Y PRODUCCION¹

1.6.1. Historia de Producción

El desarrollo del campo comprende tres periodos: el primero desde cuando se inició la explotación en 1943 hasta 1951 cuando se suspende la perforación bajo la administración de la Compañía de Petróleos del Valle del Magdalena, el segundo desde 1951 cuando la Concesión Cantagallo es adquirida por la Compañía Shell Cóndor hasta 1974 y la tercera desde 1974 en adelante cuando las Concesiones Cantagallo y San Pablo pasan a la administración de ECOPETROL mediante la creación de la Compañía Explotaciones Cóndor S.A. y se inicia un programa para reducción de espaciamiento y reemplazo de pozos viejos con daños irreparables.

El mecanismo de producción de los yacimientos varía en cada uno de los bloques en que está dividido el campo. Los estudios adelantados hasta la fecha y el comportamiento de producción indican la presencia de un empuje de agua bastante activo en el bloque 4 y en la parte norte del bloque 5. La liberación de gas en solución es el mecanismo predominante en los demás bloques.

Con base en las pruebas PVT tomadas en el campo, el yacimiento principal, arenas Cantagallo (arenas CG), originalmente se encontraba subsaturado a una presión de 3250 psi y con una relación gas-aceite de 330 scf/stb, la presión de burbuja se estima en 3015 psi. La gravedad del crudo producido está entre 12 y 21 °API, con una viscosidad promedio de 30 cps a condiciones de yacimiento.

1. Sarmiento , L. Departamento de operaciones Cantagallo



En el campo se han perforado 94 pozos de los cuales 17 (CG-8, 4, 14, 15, 3, 2, 19, 5, 18, 17 y YR-66, 58, 23, 13, 3, 1) alcanzaron la discordancia y 7 (CG-4, 8, 14, 15, y YR-1, 3, 66) penetraron la formación La Luna de la secuencia Cretácea, siendo el CG-14 el que más espesor perforó, 1500 ft, de los cuales se logró una producción de 150 bopd de 23 °API en las pruebas iniciales en el miembro Salada.

De los 94 pozos perforados, 75 pozos fueron productores comerciales y 19 se abandonaron (por problemas mecánicos durante la perforación, por estar perforados en el lado levantado de la falla Cantagallo o por ser declarados productores no comerciales).

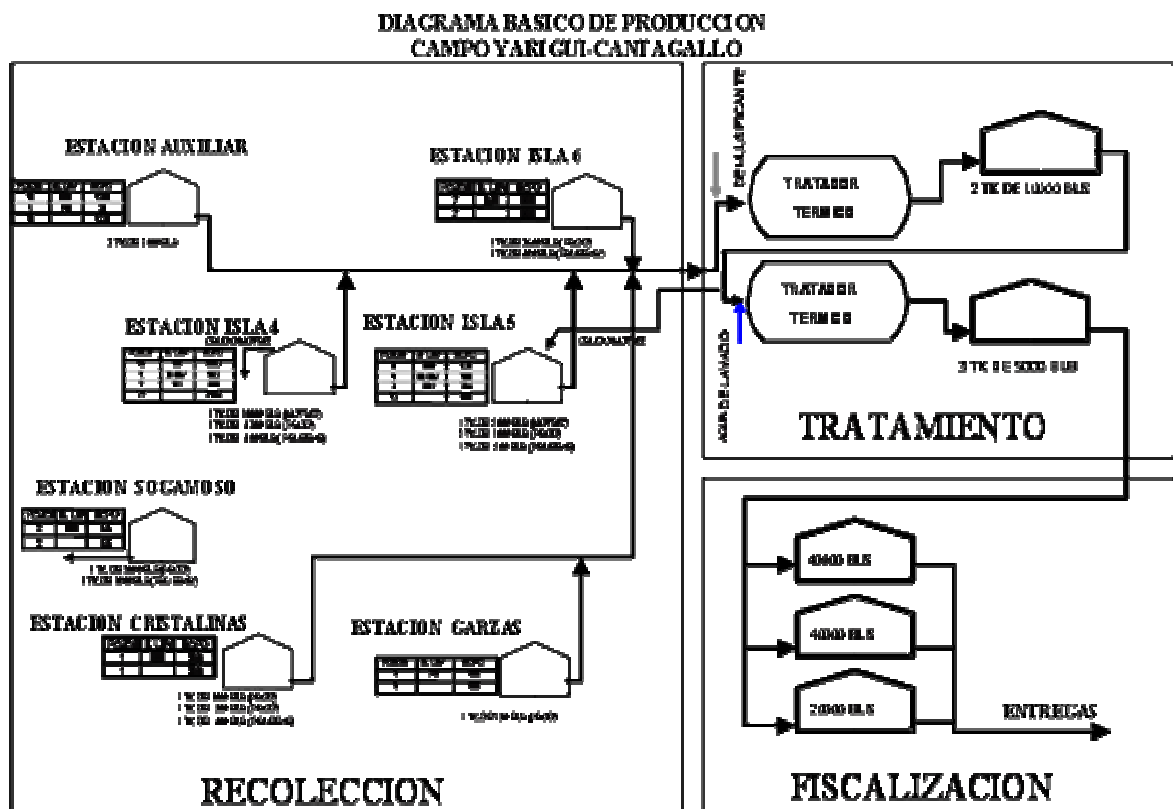
Actualmente hay 70 pozos productores activos. La producción promedio es de 9500 bopd de 20 °API, 3400 Kcf de gas y 3400 bwpd para un BSW de 25%.

Los pozos inicialmente produjeron por flujo natural por un periodo de tiempo relativamente corto, debido principalmente a su baja relación gas-aceite inicial y en general al escaso empuje hidráulico, por lo tanto fue necesario producir los yacimientos por sistemas artificiales como fueron en su orden *gas lift*, bombeo mecánico y bombeo hidráulico.

La explotación de los yacimientos se llevó a cabo cañoneando inicialmente las arenas "CG", sólo en aquellos pozos que resultaron improductivos o no comerciales se cañonearon adicionalmente las arenas "C" y en menor proporción las arenas "B". Posteriormente y debido básicamente a la declinación de los pozos en arenas "CG", el 70% se han completado en arenas "C".

El sistema de producción del campo esta conformado por 5 estaciones de recolección, una planta deshidratadora, una planta compresora y una estación de bombeo. La figura 1.7 muestra la distribución del sistema de producción con que se opera el campo.

Figura 1.7: Diagrama basico de sistema de producción Campo Yarigui - Cantagallo



Fuente: ECOPETROL S.A



1.6.2. Estaciones de recolección

La Coordinación de Producción Cantagallo cuenta con cinco (5) estaciones de recolección: Estación Auxiliar, Estación Isla 4, Estación Cristalinas, Estación Garzas y Estación Sogamoso. El crudo producido en el Campo Sogamoso es transportado directamente a la Estación Galán en Barrancabermeja. En total se tiene una capacidad de almacenamiento en las cinco (5) estaciones de 30450 bls distribuidos en 12 tanques de diferentes capacidades.

Con excepción del crudo del Campo Sogamoso, el crudo recolectado en las estaciones es transportado a través de oleoductos y cruces subfluviales hasta la Planta de Deshidratación, localizada en el sector oriental del Campo. La planta cuenta con cinco (5) tanques de proceso con una capacidad de almacenamiento de 35000 bls, además de tres (3) tratadores térmicos.

El crudo fiscalizado es almacenado en tres (3) tanques con una capacidad de 100000 bls de donde es bombeado a la Estación Ayacucho (ubicada en el municipio de La Gloria, Cesar) o hacia la refinería de Barrancabermeja.

Las Estaciones de Cristalinas y Garzas recogen la producción de los pozos CR-04 y GZ-01 respectivamente, por medio de un separador bifásico se separa el gas en solución, el crudo va a un tanque de almacenamiento de donde es tomado por una bomba para ser enviado a la Planta de Tratamiento de crudo.

- **Estación Auxiliar:** ubicada en el sector Sur - Oriental del campo, recibe la producción de 24 pozos para una producción de 5252 bpd de crudo con un contenido de agua cercano al 40% y 1446 Kscfd de gas asociado.



Tiene una capacidad de almacenamiento de líquido de 9000 bls, distribuidos en tres tanques soldados de techo cónico de 3000 bls.

El envío de crudo desde la estación hacia la Planta Deshidratadora, se realiza con una de las dos bombas disponibles para realizar ese servicio, cada una con capacidad de bombeo de 260 bph y presión de operación de 400 psi. El bombeo se lleva a cabo en forma discontinua (8 horas diarias aproximadamente) tiempo suficiente para evacuar la producción diaria recolectada en la estación.

- **Estación Isla 4:** la estación Isla 4 recibe la producción de 25 pozos del campo Yariguí ubicados en las Islas 2, 3 y 4 para una producción de 3702 bopd, 481 bwpd y 911 Kscfd de gas asociado.

Tiene instalada una capacidad de almacenamiento de 14800 bls, distribuidos en tres tanques soldados de techo cónico con capacidad de 10000 bls, 4300 bls y 500 bls, respectivamente.

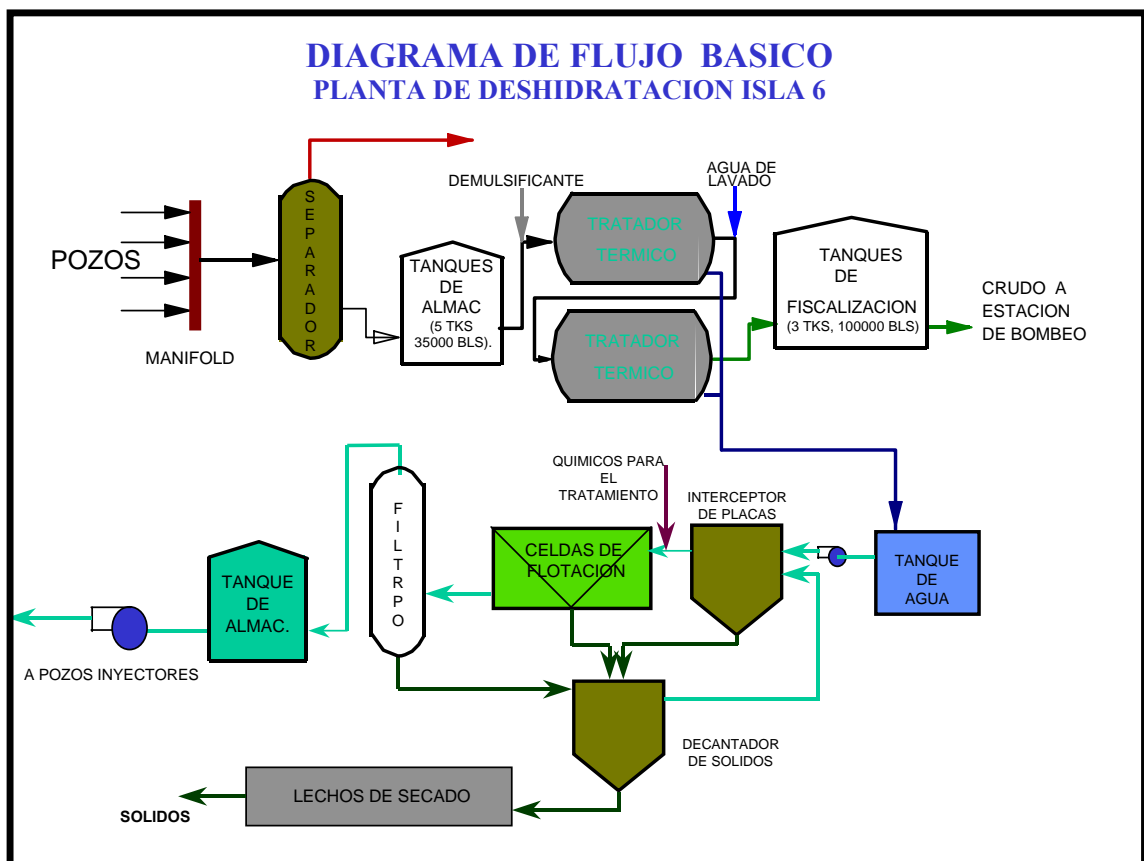
La producción de líquido se despacha hacia la Planta deshidratadora de forma discontinua (8 horas aproximadamente) con una de las bombas disponibles para tal fin, cada una con capacidad de 260 bph y presión de operación de 250 psi.

El despacho de la producción de la estación auxiliar e isla 4 hacia la Planta deshidratadora no se realiza al tiempo sino de forma alternada para evitar sobrepresionar el oleoducto.

1.6.3. Planta deshidratadora

En la misma área de la estación de recolección Isla 6 se encuentra ubicada la Planta de Tratamiento de crudo, cuyo objetivo es el de procesar la mezcla de crudos de los campos Yariguí y Cantagallo para obtener las especificaciones de calidad en cuanto a contenido de BSW y de sal. Una vez tratado el crudo, se cuantifica la producción neta y se transporta por oleoducto hasta la estación Ayacucho ó la refinería de Barrancabermeja.

Figura 1.8: Diagrama de flujo básico Planta de deshidratación Campo Yarigui - Cantagallo



Fuente: ECOPETROL S.A



La planta de tratamiento de crudo está conformada por cinco tanques de proceso, dos de 10000 bls y tres de 5000 bls con capacidad total actual de 35000 bls y tres tratadores térmicos.

1.6.4. Planta Compresora

La planta compresora de gas se encarga de comprimir el gas proveniente de los campos Yariguí – Cantagallo para enviarlo a la Planta de *turbo expander* en la refinería de Barrancabermeja.

El gas libre que se produce a través de los anulares de los pozos con bombeo mecánico, es conducido a unos colectores de donde pasa a un depurador para luego conectarse con los gasoductos troncales y ser conducido, junto con el gas disuelto, a la Planta Compresora.

El gas en solución es recolectado en las estaciones a una presión promedio de 30 psi, la cual es suficiente para que llegue hasta la Planta Compresora.

La planta tiene una capacidad de compresión de 7.2 Mscfd distribuido en tres compresores *AJAX DP- 600* con capacidad de 2.43 Mscfd cada uno.

El gas comprimido en la planta también alimenta las redes de gas domiciliario del Municipio de Puerto Wilches y los corregimientos de Puente Sogamoso, El Pedral y Kilómetro Ocho.



1.6.5. Almacenamiento y fiscalización del Crudo

Para el almacenamiento del crudo fiscalizado se dispone de tres tanques soldados de techo cónico, dos de ellos con capacidad de almacenamiento de 40000 bls cada uno y uno de 20000 bls. Dichos tanques no poseen instrumentación, su drenaje se hace manualmente y su fiscalización se hace por medio de cinta métrica.

1.6.6. Estación de Bombeo

Para la operación del bombeo de crudo fiscalizado, se dispone en el Campo Yariguí – Cantagallo de una estación de bombeo, la cual tiene instalada una capacidad de despacho de 43200 bpd, por medio de cuatro bombas quíntuples, las cuales manejan un volumen de 450 bph cada una, con una presión de operación de 1250 psi y una temperatura de operación de 110 ° F, accionadas por motores *Caterpillar* a diesel y a gas, con 600 HP de potencia cada uno.



2. GENERALIDADES SOBRE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

Actualmente el tratamiento de fracturamiento hidráulico es una de las técnicas de estimulación con mejores resultados, a la cual se le deben evaluar los altos costos para analizar su justificada esa inversión. Aunque se puede realizar desde el completamiento del pozo para iniciar con una muy buena productividad recobrando la inversión.

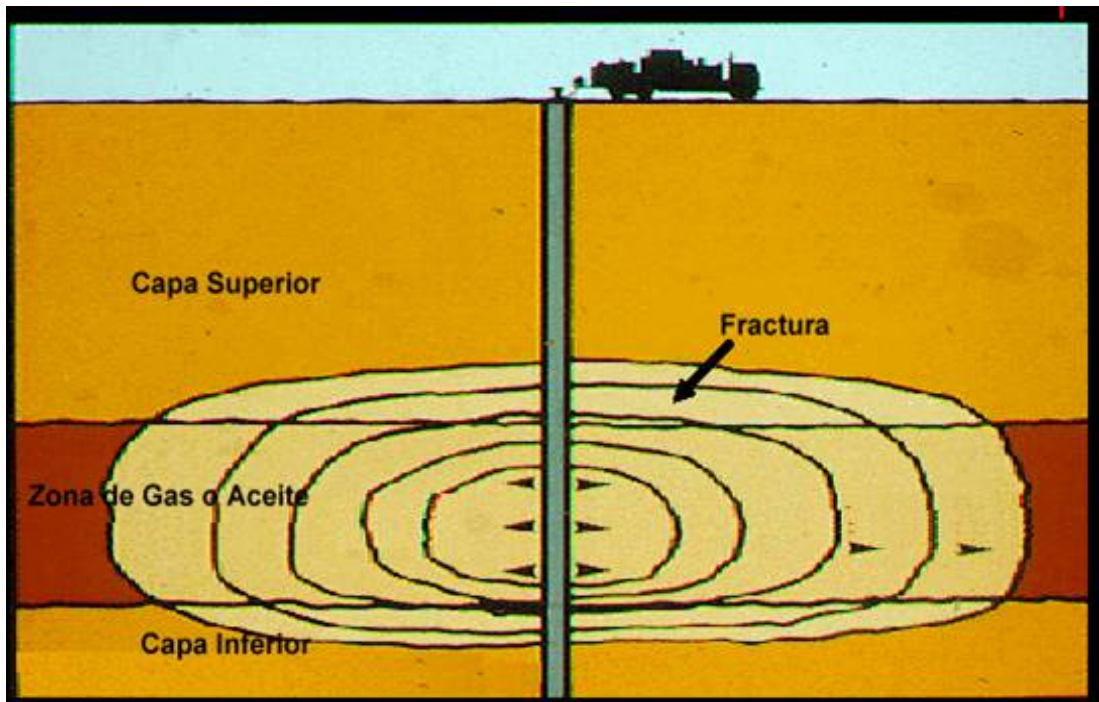
Después de realizar un fracturamiento se debe evaluar el comportamiento del pozo estimulado mediante el análisis de las pruebas de presión, procedimiento que se dará ha conocer a través de este trabajo, mediante el método convencional de análisis de flujo y la utilización de curvas tipo.

2.1 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Desde julio de 1947, fecha en que se realizó el primer tratamiento de estimulación de pozos por medio de fracturamiento hidráulico, los avances en este tipo de técnica para aumentar la productividad de un pozo han sido significativos. Las técnicas para la evaluación de la efectividad de este tipo de tratamiento a su vez han tenido un gran desarrollo.

El fracturamiento hidráulico es una de las técnicas de estimulación de mayor éxito; consiste esencialmente en inyectar a una formación determinada, un fluido denominado fluido fracturante, las presiones hacen que se introduzca por los poros y canales, de forma tal, que los canales se separen aumentando entre si el camino disponible para el flujo de los fluidos contenidos en el yacimiento (Fig. 2.1).

Figura 2.1: Esquema Simple del Fracturamiento Hidráulico



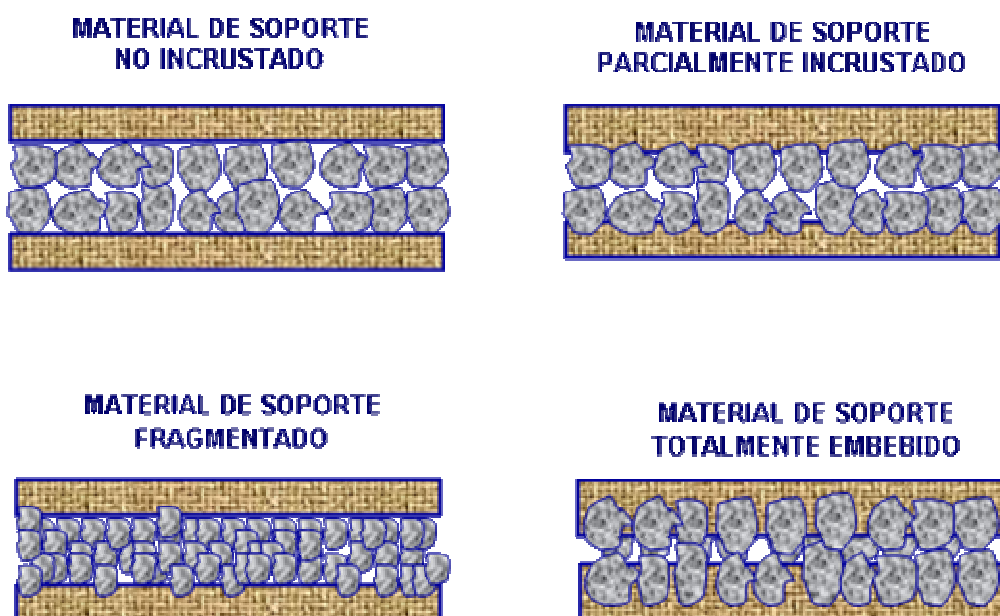
Fuente: *FRACTURAMIENTO HIDRAULICO*
Halliburton Latín América S.A Oscar Mauricio Téllez F.

El fluido fracturante consiste básicamente de un gel en el cual se encuentra disperso el material de soporte. El fluido transporta el material de soporte y aporta la potencia hidráulica, necesaria para fracturar la formación. El material de soporte tiene la finalidad, que al liberar la presión de operación quede separando las paredes adyacentes a la grieta, de forma tal que al intentar cerrar nuevamente la fractura, este material la mantenga abierta y permite el paso de los fluidos.

El material de soporte (Fig. 2.2) generalmente se elige por su diámetro, esfericidad, resistencia a la ruptura y al embebimiento. La resistencia a la

ruptura, es la capacidad del agente sustentador de soportar cargas de confinamiento dentro de la formación sin romperse. La resistencia al embebimiento es la capacidad de no dejarse absorber por la formación.

Figura 2.2: Material de soporte



Fuente: La Autora

Los sustentadores se encuentran en formas diversas que van desde angulares a casi esféricas: la angulosidad es buena debido a la tendencia a crear puentes en la fractura que permitan el reflujó del sustentador al pozo, sin alterar la capacidad de flujo de la fractura; sin embargo, la máxima capacidad de flujo se logra a mayor redondez del grano.

2.2 TIPOS DE FRACTURAS

La pared del pozo es el medio mas cercano para la detección de la fractura, ya sea usando empaques impresores u otros medios de observación.

Los términos generalmente conocidos son “Horizontal” y “Vertical” para determinar y describir el tipo de fractura hidráulica; sin embargo son inadecuados porque se refieren al fracturamiento con respecto a la superficie de la tierra en lugar de referirse con respecto al pozo que es donde se efectúa el tratamiento.

Las figuras 2.3 y 2.4 que se muestran a continuación, representan las fracturas horizontales y verticales, respectivamente; teniendo en cuenta la dirección del esfuerzo principal, el esfuerzo menor y la orientación de la fractura.

Figura 2.3-A: Representación del Esfuerzo principal y Orientación de una Fractura Horizontal

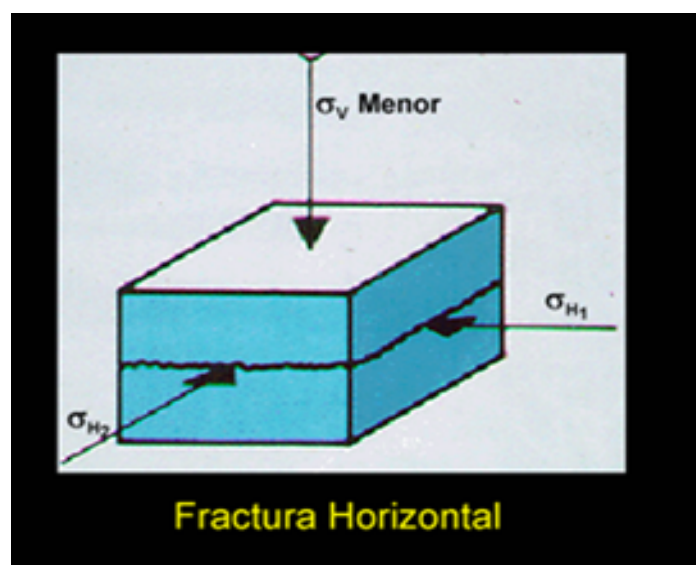


Figura 2.3-B: Esquema de una fractura Horizontal.

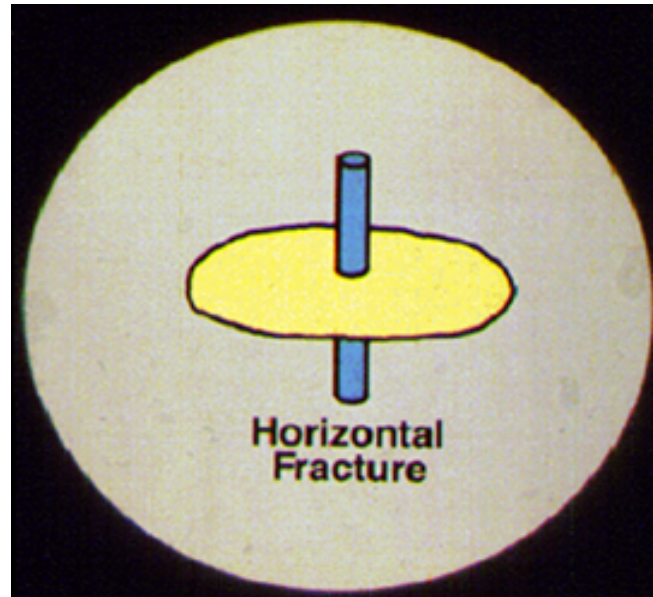


Figura 2.4-A: Representación del Esfuerzo Principal y Orientación de una Fractura Vertical

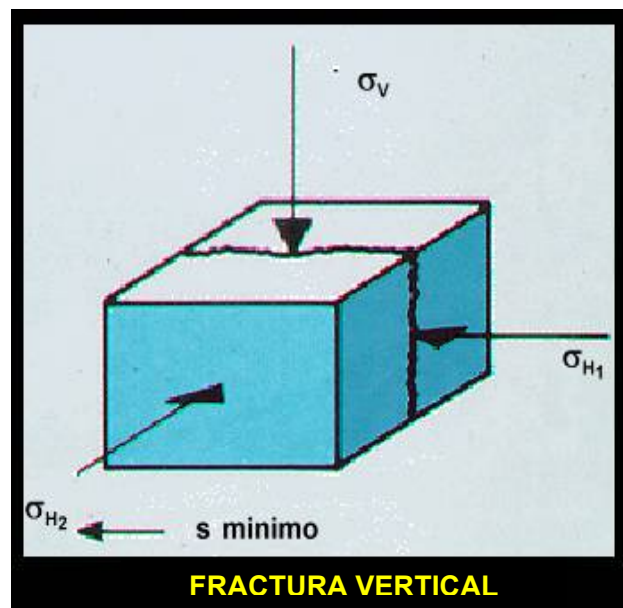
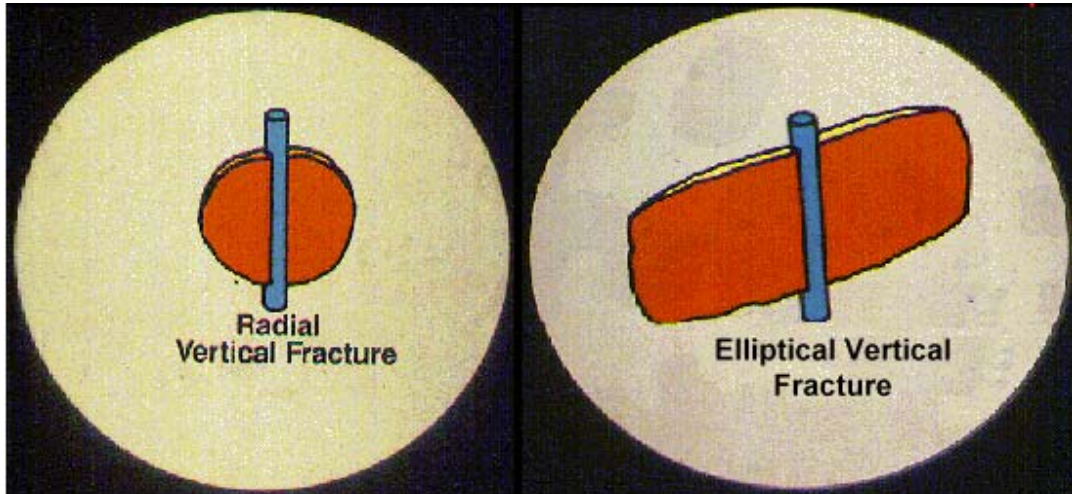


Figura 2.4 –B: Esquema de una fractura Vertical y una fractura vertical elíptica.



Fuente Gráficos 2.3 (A y B) y 2.4 (A y B) : Seminario Fracturamiento Hidráulico.
Bogotá D.C. Febrero 14 -16, 2005

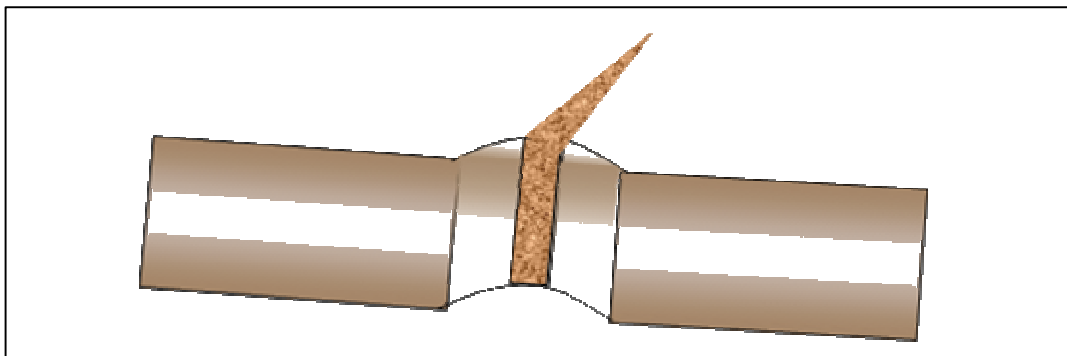
Observando la dirección del pozo, llamaríamos “Fractura Axial”, a la que se propaga en la dirección del pozo, “Fractura Normal” a la que se propaga perpendicularmente a la dirección del pozo, y, “Fractura Inclinada” si no se cumplen las reglas anteriores.

Por lo tanto conociendo la dirección del pozo se puede establecer la dirección de la fractura respecto a la superficie; en pozos verticales los términos axial y vertical, normal y horizontal son idénticos.

2.2.1 Fractura Axial

La verdadera fractura axial es aquella donde el pozo yace en el plano de fractura. El término “Verdadera Axial” se usa para distinguirlas de aquellas fracturas que parecen axiales alrededor del pozo pero que cambian de dirección al alejarse de él. En un medio isotropito, las fracturas axiales son generadas solamente cuando uno de los tres esfuerzos principales (Pero no el más pequeño) es paralelo al pozo.

Figura 2.5: Fractura Axial



Fuente: La autora

Si la fractura axial se inicia en un hueco abierto, esta se extendería hasta la región presurizada por el fluido de tratamiento.

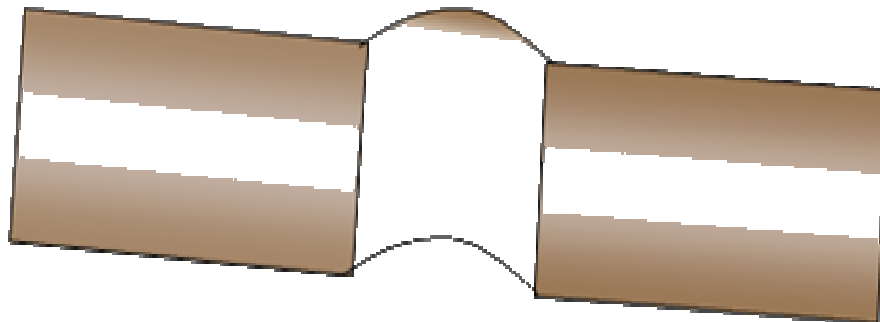
En hueco con revestimiento es posible crear varias fracturas axiales al mismo tiempo pero separadas por una barrera; al continuar actuando la causa del fracturamiento, esas fracturas axiales se anotan en un solo plano de fractura.

2.2.2 Fractura Normal

Si el menor esfuerzo principal in situ es paralelo al eje del pozo, entonces la fractura creada es normal (Figura 2.6). La iniciación de este tipo de fractura es más complicada que la axial.

En hueco abierto, la fractura iniciada en la pared del hueco es axial; una vez la fractura se extiende y sale de la influencia del pozo, el plano de fractura cambia y continua normal.

Figura 2.6: Fractura Normal



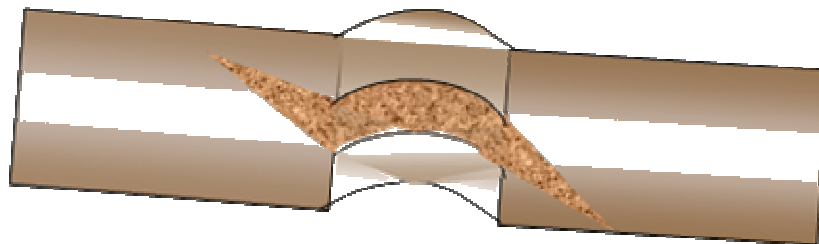
Fuente: La autora

En el caso de fracturas a través de perforaciones la situación cambia ligeramente; la posibilidad de iniciación de fracturas axiales es menor que en un hueco abierto (debido a la influencia de las perforaciones); se pueden causar fracturas normales ya sea por reorientación de las fracturas axiales o por la iniciación de varias fracturas normales en las perforaciones; la segunda posibilidad ocurre solamente cuando la presión de tratamiento en el fondo del pozo es menor que la presión de rotura.

2.2.3 Fracturas Inclinadas

Son creadas cuando ninguno de los tres esfuerzos principales in situ es paralelo al eje del hueco; aunque la fractura sea perpendicular al menor esfuerzo principal, respecto al pozo, la fractura aparecería inclinada (Figura. 2.7).

Figura 2.7: Fractura Inclinada



Fuente: La autora

Con frecuencia tales fracturas aparecen respecto al pozo como axiales lo cual hace difícil distinguirlas de las verdaderas fracturas axiales.

En hueco abierto la fractura se inicia y se reorienta perpendicular al menor esfuerzo principal. En huecos revestidos, la probabilidad de iniciación y extensión de la fractura inclinada es mayor que en huecos abiertos. En ambos casos es posible crear varias fracturas paralelas inclinadas.

Una manera de eliminar la posibilidad de fracturas múltiples es la reducción de fuentes a través de las cuales la fractura se inicia; en hueco abierto



implicaría reducir la longitud de la región presurizada; en huecos con perforaciones se lograra por la reducción de la longitud del hueco presurizado o perforado solamente en una pequeña longitud.

2.3 APLICACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El fracturamiento hidráulico ha sido empleado para realizar dos tareas principales: incrementar la productividad y aumentar la inyectividad.

2.3.1 Corrección del Daño a La Formación

El daño consiste en una reducción de la permeabilidad en los alrededores del pozo y se puede interpretar como una caída de presión adicional (ΔP_s) proporcional a la tasa de producción. Los sólidos que se encuentran dispersos en los lodos de perforación y en los fluidos de completamiento pueden invadir la matriz de la roca taponándola.

También puede ocurrir que exista una reacción entre el filtrado y la formación, por ejemplo hinchamiento de arcillas por la presencia de filtrado con baja salinidad, ocasionando una disminución de la permeabilidad. Este fenómeno provoca una marcada reducción en la habilidad de fluir del aceite o el gas desde la formación hacia el pozo.

La caída de presión desde la zona alterada, es la diferencia entre la presión del pozo fluyendo, y la que presentaría si no existiera el daño. El efecto del

daño o efecto skin, se cuantifica mediante las variables adimensionales llamadas factor de daño S , definida en unidades de campo como:

$$s = \frac{kh}{141.2qB\mu} \cdot \Delta P_s \quad (\text{Ec. 2.1})$$

k = permeabilidad de la formación, (md).

h = espesor del intervalo productor (pies).

q = Caudal $\left(\frac{STB}{\text{día}}\right)$.

β = Factor volumétrico de formación del aceite $\left(\frac{Bl}{STB}\right)$.

μ = Viscosidad (Cp).

ΔP_s = Caída de presión adicional por daño (LPC).

En términos de daño para la diferencia de presión se tiene:

$$\Delta P_s = \frac{141.2qB\mu s}{kh} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

Si se considera, que el efecto del daño se debe a una zona dañada o zona skin de radio r_s y de permeabilidad reducida k_s , cuyo efecto resultante es el efecto skin; su valor puede calcularse de la siguiente forma:

$$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1\right) \cdot \ln \frac{r_s}{r_w} \quad (\text{Ec. 2.3})$$



Donde:

k_s = es la permeabilidad de la zona afectada por el daño (md).

r_s = radio de daño (pies).

r_w = radio de pozo (pies).

Un valor positivo de S indica una restricción al flujo. A mayor sea su valor su restricción será más severa. Un valor negativo indica que se ha efectuado una estimulación. A mayor valor absoluto de S más efectivo es el tratamiento. En el fracturamiento hidráulico es común encontrar valores de daño entre -3 y-5.

Existen otras condiciones que pueden hacer que el pozo presente un daño aparente. Por ejemplo, una desviación del flujo radial, tal como un empaquetamiento del flujo, puede ocasionar un aumento en la caída de presión cerca al pozo. Esta dificultad al flujo también puede ser causada porque el pozo no atraviese completamente el intervalo productor ó que se perfore solamente una porción de este intervalo y que el tamaño, la distribución y profundidades de la formación no sean las adecuadas.

El efecto de daño también puede expresarse en términos del radio efectivo del pozo, es decir, el radio que aparenta el pozo debido a la reducción del flujo original por el daño. En el caso que S sea positivo, el radio efectivo es menor que el radio del pozo. En caso contrario el radio efectivo será mayor, como es de esperarse después de un fracturamiento hidráulico.

$$r_{weff} = r_w e^{-s} \quad (\text{Ec. 2.4})$$



Donde:

r_{weff} = radio efectivo del pozo (pies)

S = factor de daño

r_w = radio del pozo (pies).

2.3.2 Aumento de Productividad

Es posible aumentar la productividad de un pozo por medio de la creación de una fractura que se convierta en un canal de flujo a través de la zona de permeabilidad alterada o zona skin; entre más profunda sea la fractura, mayor es el aumento de producción, ya que se conoce que la eficiencia de drenaje disminuye naturalmente con la distancia, es obvio que al extender los canales de flujo en la formación se permite que más hidrocarburo alcance la cara de pozo; un incremento de la capacidad de flujo de la fractura, genera un incremento del potencial de producción; como efecto, el daño alrededor del pozo cerca de la zona fracturada tiene un menor efecto en la productividad; pero un daño en la cara de la fractura tiene mayor efecto en la producción.

Suponiendo que un yacimiento tenga gas o petróleo para producir, y suficiente presión de yacimiento para fluir hacia las fracturas, la estimulación generalmente incrementa la producción y se obtiene un rápido retorno de la inversión, pues las reservas son recuperadas en un breve periodo de tiempo.

Los pozos nuevos que son fracturados, a menudo responden en primera instancia con una productividad de varios de cientos de veces superiores a la



prueba inicial. Ocasionalmente este alto incremento de productividad puede mantenerse.

Cuando aún el yacimiento tiene una presión adecuada, los pozos viejos en bombeo mecánico, generalmente responden con aumentos de 5 a 10 veces la producción de aceite. Ninguno de estos promedios debe considerarse como la última palabra en la posibilidad de incrementar la productividad por medio de fracturas. A medida que las nuevas técnicas de tratamiento producen fracturas más extensas y con mayor conductividad, se obtienen mayores incrementos de producción.

Si de las pruebas de presión se obtiene, que la presión estática es muy baja, por ejemplo, por estar el yacimiento agotado, un tratamiento de fracturamiento hidráulico solo podría incrementar temporalmente la producción, pero la misma declinaría rápidamente.

2.3.3 Recuperación Secundaria

La recuperación secundaria fue el objetivo primordial del fracturamiento hidráulico hasta hace varios años; en los campos donde la producción decaía se realizaban trabajos de fracturamiento en sus pozos, aumentando la permeabilidad cerca de la cara del pozo, y de esta forma mejoraban la productividad. Este incremento ha sido estimado entre 5 y 15% del total de la recuperación primaria. La fractura incrementa la recuperación final ya que ensancha los canales de flujo y aumenta la eficiencia de drenaje.



Actualmente el fracturamiento hidráulico, se utiliza como parte del completamiento de los pozos para aumentar su permeabilidad desde la perforación.

2.3.4 Inyección de Fluido a la Formación

En algunos yacimientos donde no hay empuje de gas o de agua, se requiere pozos inyectoros para mantener la presión del yacimiento y con ello sostener la producción en condiciones económicas viables. En estos yacimientos las fracturas pueden incrementar los valores de inyectividad, aumentando la capacidad de cada pozo inyector.

Además, en países donde la normatividad ambiental es rigurosa, los desperdicios y residuos de agua pesadas como las utilizadas en plantas nucleares, residuos químicos y algunas otras sustancias se inyectan a presión en formaciones a medianas profundidades.

2.3.5 Desarrollo Comercial de Yacimientos con Baja Permeabilidad

En campos donde la permeabilidad de la formación es muy baja se utiliza la técnica de fracturamiento hidráulico masivo, esto implica el uso de 50.000 a 500.000 galones de fluido fracturante y de 100.000 a un millón de libras de material de soporte. El propósito de fracturamiento hidráulico masivo, es exponer una gran área superficial de la formación para permitir el flujo hacia el pozo. Se define una formación con baja permeabilidad la que tiene una permeabilidad in situ de 0.1 md o menos.

2.3.6 Mejor Empleo de la Energía del Yacimiento

Una diferencia notable de presión en la cara del pozo, puede ocasionar la conificación de agua o gas, o el taponamiento del pozo por un bloqueo de gas que se desprende de la solución cerca de la cara del pozo. Las fracturas pueden reducir la diferencia de presión a valores aceptables o deseables de producción, o en el mejor de los casos, eliminar totalmente el problema, obteniéndose de esta forma un mejor empleo de la energía del yacimiento.

La permeabilidad alrededor del pozo determina el tipo de sistema de fractura que se debe producir en la formación, y el consiguiente resultado de caída de presión. Las formaciones que tienen alta permeabilidad generalmente responden mejor a facturas anchas, cortas y bien empaquetadas. El factor de interés en formaciones de baja permeabilidad, por otro lado, es la longitud antes que el ancho de la fractura.

2.4 CUANDO SE DEBE FRACTURAR

El momento de fracturar es un factor muy importante para obtener el total beneficio de este tratamiento. Fracturar mientras el pozo produce lo suficiente es antieconómico. Hasta tanto el pozo no decline su producción por debajo de valores aceptables, la fractura no ayudara a recuperar la inversión. Por otra parte, cuanto más tiempo se espere para fracturar después de que un pozo ha declinado su producción, mayor será el tiempo no rentable. Fracturar en el momento que comienza el declive, generalmente resulta en una mayor producción de hidrocarburos antes de llegar a su límite económico.



En general se debe tener en cuenta los siguientes aspectos:

1. Pozos Marginales.
2. Zonas de Poco Espesor.
3. Distribución de los Pozos.
4. Tiempo de Retorno de la Inversión.

2.4.1 Pozos Marginales

Bajo ciertas condiciones, el fracturamiento de pozos marginales puede llegar a ser provechoso. Las estadísticas señalan que responden a la estimulación en un 50 a un 75% de las veces. Si el pozo está produciendo cantidades considerables de agua, deben examinarse cuidadosamente los costos de la fractura. Mientras que la fractura pueda incrementar la producción de petróleo, el agua extra producida va a alargar el tiempo de recuperación económica.

Generalmente, los pozos marginales con formaciones de baja permeabilidad, responden mejor a los tratamientos de fracturas. Comúnmente se encuentra cierta presión en la formación, y aunque los niveles más permeables puedan estar agotados, las fracturas pueden incrementar la producción apreciablemente, abriendo las secciones anteriormente cerradas.

2.4.2 Zonas de Poco Espesor

El cálculo del espesor de la zona es solamente una manera de expresar el hidrocarburo recuperable, se considera que un espesor de 5 pies es el

mínimo rentable. Al considerar zonas delgadas, debe recordarse que el régimen de producción no depende del espesor de la zona únicamente, sino de la recuperación final y de los gastos de tratamiento. El fracturamiento de zonas delgadas; sin embargo, puede ser extremadamente beneficioso cuando el espesor de la formación no es uniforme, es decir, donde las secciones productoras de petróleo se ensanchan o donde no están bien definidas.

2.4.3 Distribución de los Pozos

La separación entre pozos influye en la cantidad de petróleo que puede ser producido por un solo pozo. Donde los pozos están muy cerca unos de otros, el tratamiento aumenta los costos y disminuye el rendimiento de recuperación. Las fracturas pueden ser especialmente productivas en pozos viejos que fueron perforados siguiendo líneas límites o de otra forma siguiendo trazos irregulares. En tales yacimientos, el factor de drenaje no es uniforme y las fracturas pueden ayudar a producir las áreas no drenadas.

2.4.4 Tiempo de Retorno de la Inversión

El tiempo de rendimiento económico depende de la producción del pozo al momento de fracturar y del tamaño de la fractura. Los trabajos más exitosos generalmente se pagan entre tres y seis meses; algunos en pocas semanas. Ya que el costo del tratamiento es relativamente pequeño en comparación al de perforar pozos más profundos, o comparado con el ingreso derivado de un incremento de producción, el periodo de tiempo de rendimiento económico puede no ser la consideración primordial de la fractura. Mientras que un tratamiento masivo incrementa los costos de estimulación y el tiempo



de rendimiento económico, también puede recuperarse más petróleo y obtener mayor ganancia final.

2.5 LIMITACIONES DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

Existen diversas razones por las cuales el fracturamiento hidráulico deja de ser viable en su aplicación a un Campo, las cuales son:

Tratamiento mecánicamente exitoso pero resultados de producción pobres

Dicha situación se puede presentar por diversos factores dentro de los que se puede enumerar:

- La fractura está en la zona productora, pero la mayor parte de ella creció por fuera de esta zona. Este fenómeno se puede visualizar gráficamente con ayuda de los esquemas que se presentan en las figuras 2.8 y 2.9.
- Se presentaron múltiples fracturas paralelas separadas en diferentes zonas. Este fenómeno se muestra en la gráfica 2.10
- Inadecuada conductividad de fractura, debido a pobre suspensión del agente de soporte, pobre limpieza del gel, trituración/ incrustación del agente de soporte
- Que hayan sido contactadas Zonas de agua (Actualmente es controlable)

Figura 2.8: Crecimiento de la fractura por debajo de la zona de interés; Formación Inferior con esfuerzo menor que la zona de Interés

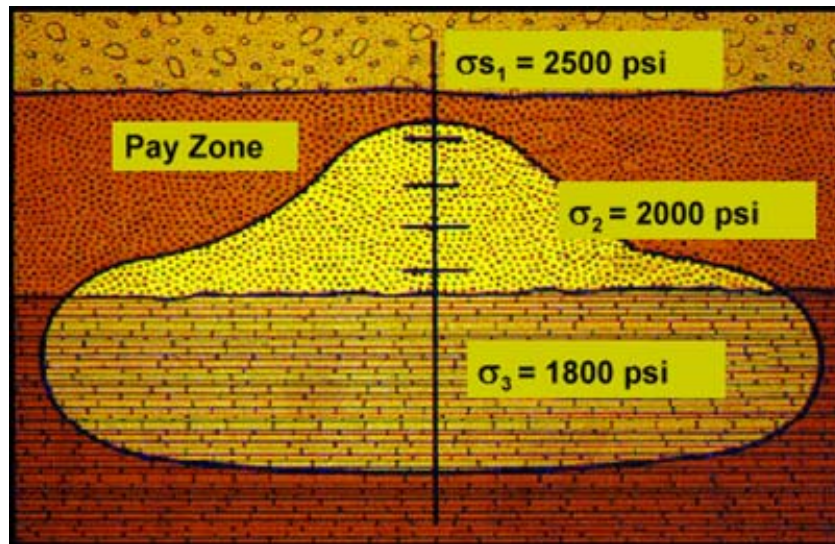
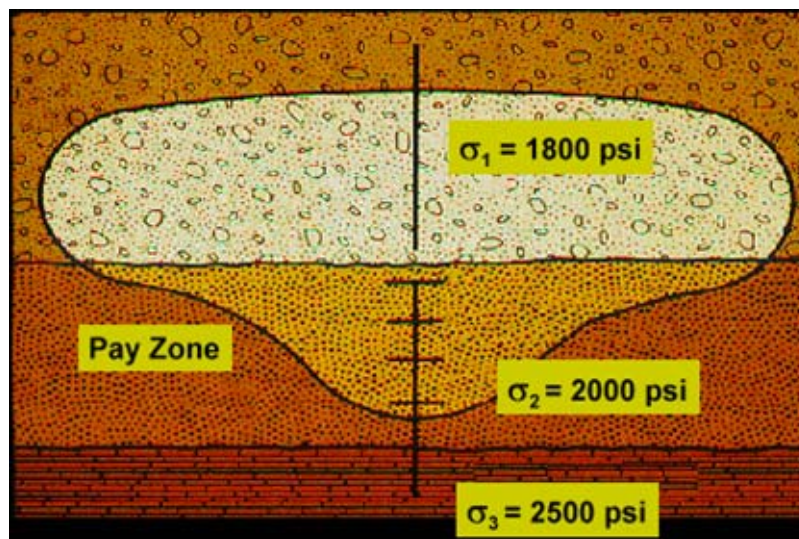
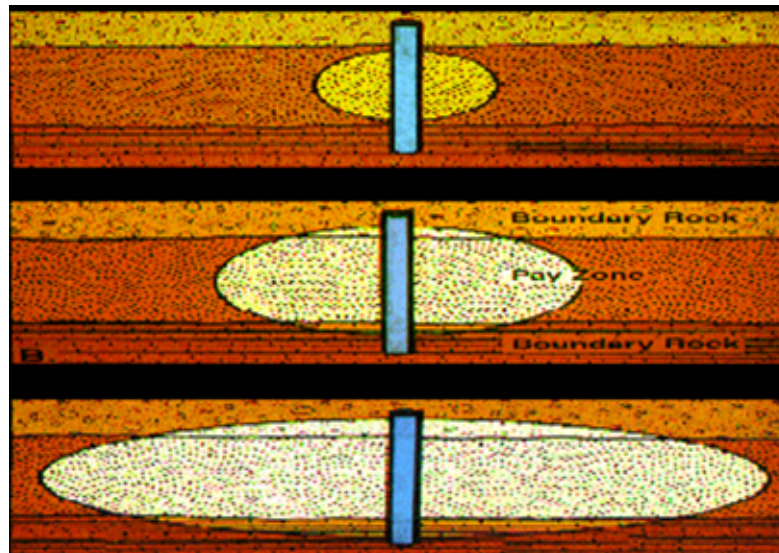


Figura 2.9: Crecimiento de la fractura por encima de la zona de interés; Formación Superior con esfuerzo menor que la zona de Interés



Fuente: Seminario Fracturamiento Hidráulico.
Bogotá D.C. Febrero 14 -16, 2005

Figura 2.10: Crecimiento de la fractura con altos esfuerzos en las formaciones adyacentes.



Fuente: Seminario Fracturamiento Hidráulico.
Bogotá D.C. Febrero 14 -16, 2005

Tratamiento no fue completado debido a fallas en el equipo y otras fallas mecánicas

Esto puede ocurrir si se presenta alguna de las situaciones citadas a continuación:

- Inadecuado tamaño de la fractura empaquetada
- Tamaño adecuado de la fractura, pero pobre conductividad debido a la baja cantidad de agente de soporte colocado



Tratamiento no fue completado debido a problemas en el wellbore o en la fractura, tales como arenamiento prematuro (S.O.):

Este problema es consecuencia directa de múltiples causas como pueden ser:

- Problemas en los perforados: densidad de cañoneo o perforaciones tapadas
- Inadecuado ancho de fractura: tortuosidad en el wellbore (S.O. Muy rápido), exceso de múltiples fracturas (S.O. a mitad del trabajo), pobre transporte de agente de soporte (S.O. a mitad del trabajo) o tamaño de "Pad" inadecuado.

3. PATRONES DE FLUJO EN YACIMIENTOS HIDRÁULICAMENTE FRACTURADOS

3.1. CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA

La conductividad de la fractura o la capacidad de flujo de la fractura, se puede definir como la habilidad de la fractura de permitir el paso de los fluidos provenientes de la formación, desde la cara de la fractura hasta el pozo.

La conductividad de la fractura depende de dos factores, el ancho de la misma y de la permeabilidad que el agente sustentador le imprima a la fractura. El ancho de la fractura a su vez depende del tamaño del agente sustentador, de la presión de confinamiento, de la dureza de la formación y de la resistencia a la ruptura del sustentador.

La permeabilidad de la fractura se ve afectada por la porosidad de la fractura, es decir, por la relación de volumen vacío a volumen total, que a su vez depende de la concentración, angulosidad y distribución del sustentador dentro de la fractura.

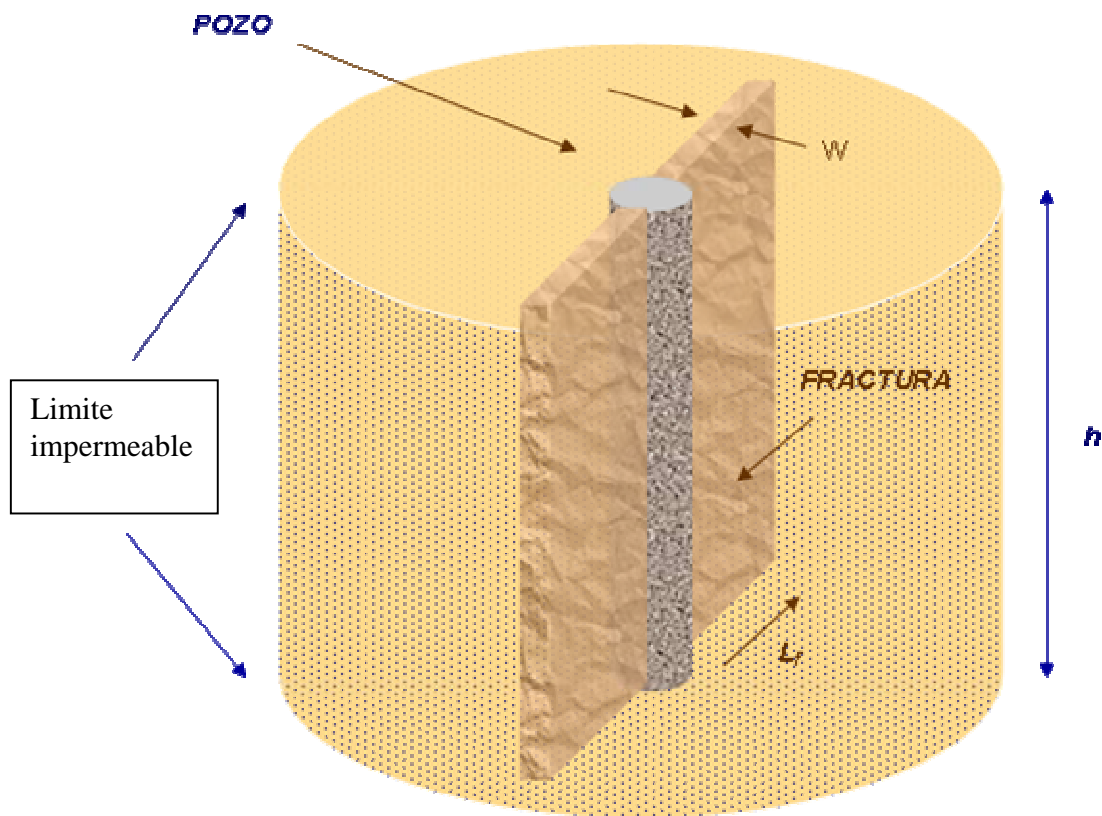
Según la experiencia alcanzada en fracturamiento hidráulico, se tiene que en la mayoría de estos trabajos las fracturas resultantes son fracturas verticales de tipo indeformable, que penetra la formación una longitud L_f ; y que además, tiene un ancho W , una porosidad ϕ_f y una permeabilidad K_f dadas por el agente sustentador, un espesor h , y una compresibilidad total de la fractura C_{ft} .

$$\text{Conductividad de la fractura} = WK_f \quad (\text{Ec. 3.1})$$

Donde W es el ancho de la fractura en pies (ft).

K_f es la permeabilidad de la fractura en milidarcys (md).

Figura 3.1: Fractura Vertical



Fuente: La autora

3.1.1. Conductividad Adimensional de la Fractura

Se define la conductividad adimensional de la fractura C_r , como la relación existente entre la capacidad de flujo de la fractura o conductividad de la fractura y la permeabilidad de la formación.

$$C_r = \frac{wk_f}{\pi k L_f} \quad (\text{Ec. 3.2})$$

Sus valores oscilan en rangos de 0.1 a 500. Se debe notar que obtener valores altos de conductividad puede significar que se tienen capacidades de flujo de fractura altas, pero puede ser que se tenga una baja permeabilidad en la formación fracturada o una longitud de fractura reducida.

3.1.2. Conductividad Infinita

Se han estudiado las dos condiciones límites en el plano de la fractura. La primera corresponde a la solución de conductividad infinita donde se asume que a través del plano de la fractura la caída de presión es mínima, o no existe para cualquier instante de tiempo.

3.1.3. Conductividad Finita

La segunda solución llamada solución de flujo uniforme, asume que el fluido que entra a la fractura lo hace a una tasa de flujo uniforme por unida de área en la cara de la fractura, pueden tener la apariencia de una conductividad

alta pero no infinita, lo cual indica que la presión varía a lo largo del eje de la fractura.

Ambas soluciones se basaron en la suposición de que la fractura corta transversalmente la sección de interés por completo y que se extiende a ambos lados del pozo.

Cuando se han aplicado estas soluciones a datos de campo, se ha encontrado que la solución de flujo uniforme se ajusta mejor al comportamiento de presión en pozos interceptados por fracturas naturales, que a pozos interceptados por fracturas hidráulicas.

La solución de conductividad infinita se ajusta excelentemente a datos de presión provenientes de pozos hidráulicamente fracturados.

3.1.4. Comportamiento de Presión para Pozos Fracturados

El cambio de presión para un pozo verticalmente fracturado, que se encuentra en un yacimiento infinito, homogéneo, horizontal, que produce a una tasa de flujo constante q , que contiene un fluido de compresibilidad (C), factor volumétrico de formación (β) y viscosidad (μ). El medio poroso tiene una permeabilidad (k), una porosidad (ϕ), espesor (h) y presión inicial (P_i).

Se asume que la fractura penetra totalmente la formación una longitud media (L_f). Las propiedades del yacimiento y de la fractura son independientes de la presión y el flujo en el sistema completo obedece a la ley de Darcy. Es conveniente asumir que los gradientes de presión son pequeños y los efectos

de la gravedad despreciables. El flujo que entra al pozo proviene solamente de la fractura.

Con esas suposiciones, el flujo en estado inestable en el sistema puede describirse por la ecuación de difusividad. La solución general para la presión de fondo adimensional P_{wD} , está dada por:

$$P_{wD}(t_{Lfd}, \eta_{fd}, C_{fd}) = \frac{kh(P_i - P_{wf})}{141.2q\beta\mu} \quad (\text{Ec. 3.3})$$

Donde $t_{Lfd} = \frac{0.0002637kt}{\phi\mu C_t L_f^2}$ es el tiempo adimensional de la fractura. (Ec. 3.4)

$$\eta_{fd} = \frac{k_f \phi C_t}{k \phi_f C_{ft}} \text{ es la difusividad hidráulica adimensional.} \quad (\text{Ec. 3.5})$$

$$C_{fd} = \frac{w \phi_f C_{ft}}{\pi L_f \phi C_t} \text{ es la capacidad adimensional de almacenamiento de la fractura.} \quad (\text{Ec. 3.6})$$

Donde: β es el factor volumétrico de formación del aceite en $\left(\frac{Bl_{yac}}{Bl_{sup}} \right)$

k es la permeabilidad de la formación en milidarcys (md).

k_f es la permeabilidad de la fractura en milidarcys (md).

h es el espesor del intervalo productor en pies (ft).

P_i es la presión inicial en el yacimiento en LPC.



P_{wf} es la presión de fondo fluyendo en LPC.

q es la tasa de flujo en $\left(\frac{STB}{\text{día}}\right)$.

μ es la viscosidad del aceite en centipoises (cp).

ϕ es la porosidad de la formación en porcentaje (%).

ϕ_f es la porosidad de la fractura en porcentaje (%).

t es el tiempo en horas (h).

C_t es la compresibilidad total en LPC^{-1} .

C_f es la compresibilidad en la fractura en LPC^{-1} .

T es la temperatura de la formación en grados Fahrenheit ($^{\circ}F$).

Para un pozo de gas la respuesta de presión es:

$$P_{wD}(t_{LD}, \eta_{fD}, C_{fD}) = \frac{kh[m(P_i) - m(P_{wf})]}{141.2qT} \quad (\text{Ec. 3.7})$$

La conductividad adimensional de la fractura está relacionada con la difusividad hidráulica adimensional y la capacidad adimensional de almacenamiento por:

$$C_r = C_{fD}\eta_{fD} \quad (\text{Ec. 3.8})$$

3.2. PATRONES DE FLUJO EN YACIMIENTOS HIDRÁULICAMENTE FRACTURADOS

Al crearse una fractura en el pozo, el fluido tenderá a salir por el camino que presente menor oposición, en este caso buscará fluir desde la formación hacia la fractura y de allí hacia el pozo. Las condiciones de flujo en los alrededores del pozo y en el yacimiento cambian, por lo tanto se presentan patrones de flujo diferentes a los que se presentan tradicionalmente.

Se han observado en yacimientos hidráulicamente fracturados cuatro diferentes patrones de flujo separados por períodos de transición:

- ❖ Flujo lineal en la fractura
- ❖ Flujo bilineal
- ❖ Flujo lineal en la formación
- ❖ Flujo pseudoradial

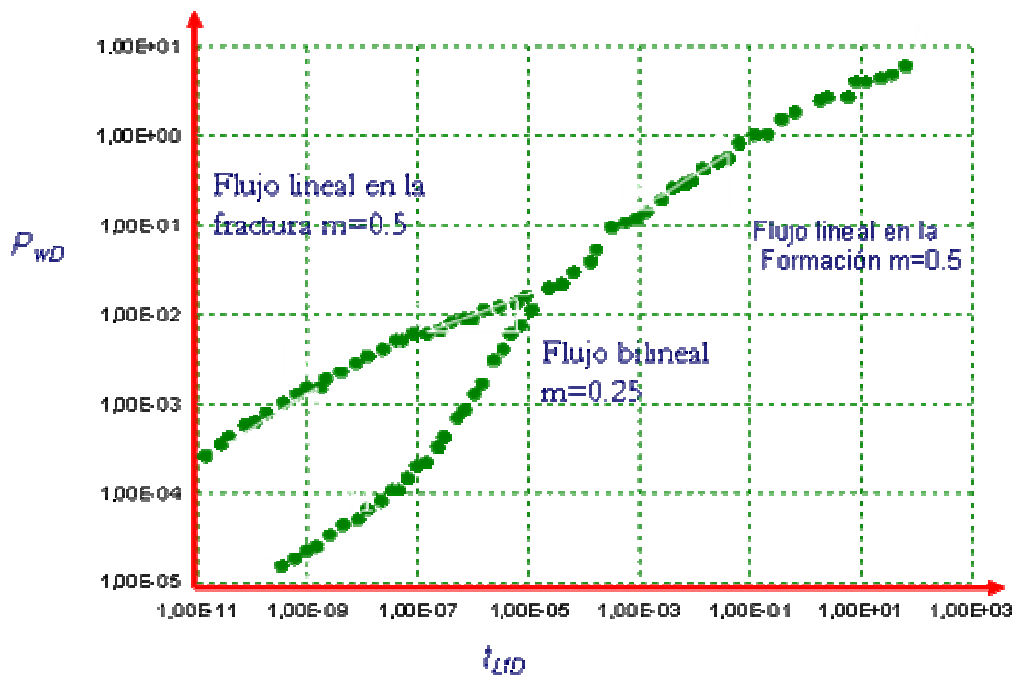
La figura 3.2 ilustra el comportamiento general de un pozo con una fractura vertical de conductividad finita (definida por la ecuación 3.2), en una gráfica logarítmica de presión de fondo adimensional P_{wD} , contra tiempo adimensional t_{LFD} . La figura 3.2, considera una fractura altamente conductiva $C_r = 500$. Se observan las características del comportamiento del transiente de presión para un pozo hidráulicamente fracturado.

Un análisis de esta figura muestra que el comportamiento de un pozo con una fractura vertical incluye varios períodos de flujo. Inicialmente hay un flujo lineal en la fractura caracterizado por una línea de pendiente $\frac{1}{2}$, después de un período de transición, el sistema puede exhibir un período de flujo bilineal que se caracteriza por una línea de pendiente $\frac{1}{4}$. A medida que aumenta el

tiempo se desarrolla un período de flujo lineal en la formación y más adelante el sistema alcanza un período de flujo pseudoradial.

Los puntos F y L (Fig. 3.2), representan el final del flujo lineal en la fractura (línea de pendiente 1/2). El flujo bilineal está definido por el segmento GH, este comportamiento no se presenta cuando la fractura tiene una capacidad de almacenamiento alta y una alta conductividad (curva inferior en la fig. 3.3).

Figura 3.2: Presión adimensional Vs. tiempo adimensional para una conductividad adimensional de fractura de 500



Fuente: Rojas, Ana M. Análisis de Pruebas de Presión en Yacimientos Hidráulicamente Fracturados. Universidad Industrial de Santander, 2000

El período de flujo lineal en la formación se manifiesta por la recta de pendiente $\frac{1}{2}$ entre los puntos I y J, y solamente se puede observar en fracturas de alta conductividad. El punto K muestra el inicio del período de flujo pseudoradial.

Estos períodos de flujo y sus patrones asociados se estudian detalladamente a continuación.

3.2.1. Flujo lineal en la fractura

Este comportamiento ocurre a valores de tiempo adimensional muy bajos, y se observa siempre que se realice una operación de fracturamiento hidráulico.

Suele ser de muy corta duración y puede estar enmascarado por efectos de almacenamientos. Durante este período de flujo, el fluido que entra al pozo proviene de la expansión de éste dentro de la fractura y el flujo es esencialmente lineal.

La respuesta de presión adimensional en la cara del pozo P_{wD} , está dada por:

$$P_{wD} = \frac{2\sqrt{\pi\eta_{fD}t_{LFD}}}{C_r} \quad (\text{Ec.3.9})$$

Donde: C_r es la conductividad adimensional de la fractura definida por la ecuación 3.2

η_{fD} es la difusividad hidráulica adimensional definida por la ecuación 3.5

t_{LfD} es el tiempo adimensional definido por la ecuación 3.4

Empleando las variables en su forma dimensional para el aceite, se tiene que la presión en la cara del pozo P_{wD} es:

$$P_{wf} = P_i - \frac{8.128qB}{wh} \sqrt{\frac{\mu t}{k_f \phi_f c_{ft}}} \quad (\text{Ec. 3.10})$$

Y para el gas:

$$m(P_{wf}) = mP_i - \frac{81.97q_g T}{wh} \sqrt{\frac{t}{k_f \phi_f \mu c_t}} \quad (\text{Ec. 3.11})$$

Donde q_g es la tasa de gas en $\left(\frac{MPCS}{\text{día}}\right)$.

T es la temperatura de la formación en grados Fahrenheit ($^{\circ}F$).

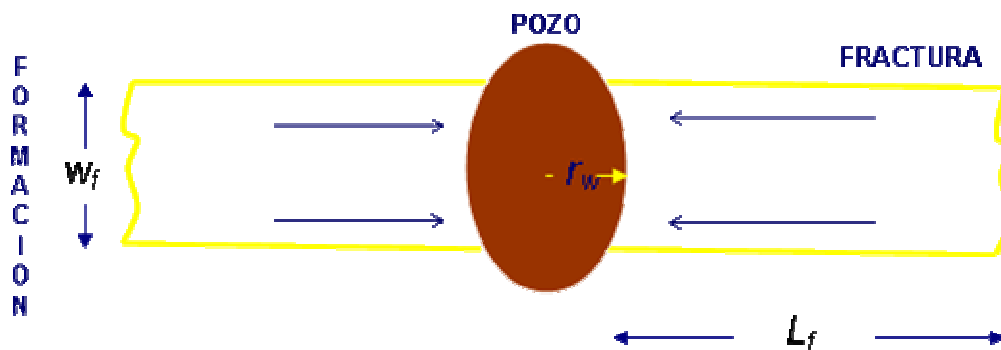
Las ecuaciones 3.10 y 3.11 indican que en una gráfica logarítmica de presión contra tiempo, es posible observar una línea recta, cuya pendiente es igual a 1/2. En una gráfica de presión contra $t^{1/2}$, también se obtiene una línea recta cuya única pendiente depende de las características de la fractura, excepto de la longitud media L_f .

La duración del flujo lineal en la fractura se puede calcular de la siguiente forma:

$$t_{LFD} = \frac{0.01C_r^2}{\eta_{fp}^2} \quad (3.12)$$

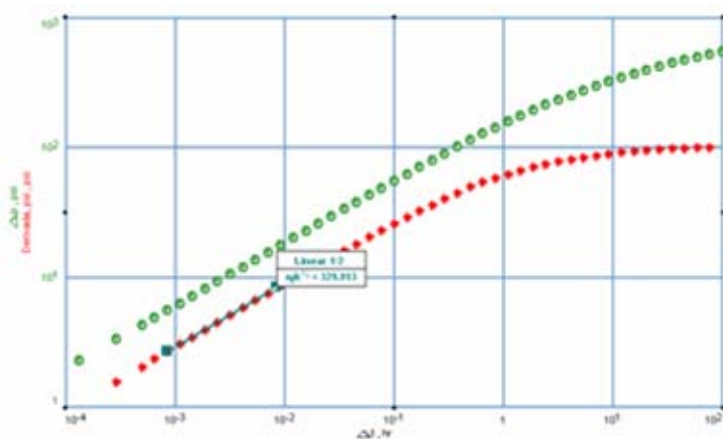
Infortunadamente, este período de flujo ocurre durante un tiempo muy temprano y corto, por lo que su empleo en el análisis de pruebas de pozos no es práctico.

Figura 3.3: Régimen de Flujo lineal en la fractura



Fuente: La Autora

Figura 3.4: Flujo lineal en la grafica de la derivada.



Fuente: Rojas, Ana M. Análisis de Pruebas de Presión en Yacimientos Hidráulicamente Fracturados. Universidad Industrial de Santander, 2000

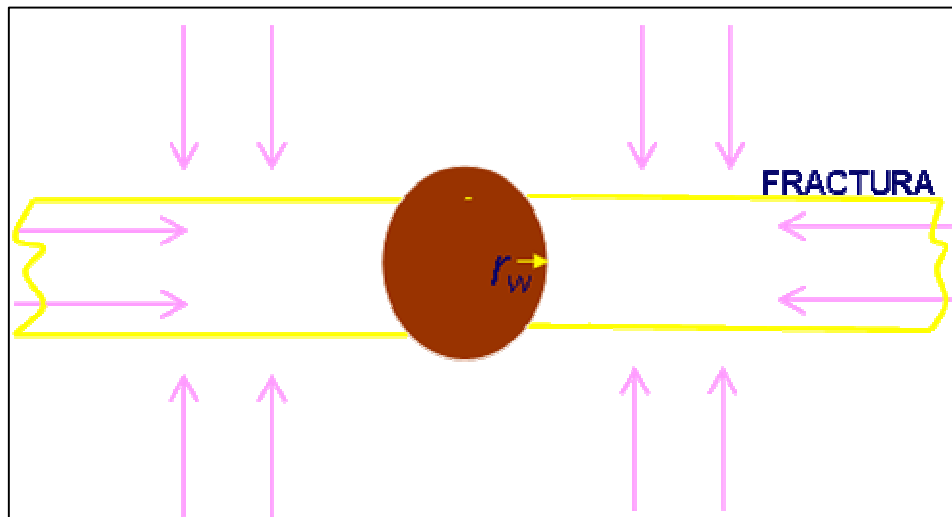
3.2.2. Flujo bilineal

Dos flujos lineales ocurren simultáneamente: uno en la fractura de tipo incompresible y otro en la formación de tipo compresible. Este tipo de flujo se produce únicamente en fracturas de conductividad finita. El fluido proveniente de la formación, fluye linealmente dentro de la fractura y los efectos de la fractura no afectan aún el comportamiento del pozo.

Una fractura se considera de conductividad finita cuando la conductividad adimensional de la fractura, $C_r < 100$, ya que a valores mayores, el comportamiento de la presión es muy similar al que se tiene con conductividad infinita. La mayoría del fluido que entra al pozo proviene de la formación. Durante el flujo bilineal la presión de fondo, P_{wf} es una función lineal de $t^{1/4}$ en coordenadas cartesianas.

En una gráfica log-log de $(P_i - P_{wf})$ en función de t , se puede observar una línea recta de pendiente $\frac{1}{4}$. En la gráfica de la derivada de la presión también se puede observar la misma pendiente durante el mismo período de tiempo. La duración de este período depende de la conductividad adimensional de la fractura C_r , y de la capacidad adimensional de almacenamiento de la fractura C_{fDf} .

Figura 3.5: Régimen de Flujo bilineal



Fuente: La Autora

La presión adimensional en la cara del pozo para el flujo bilineal está dada:

$$P_{wD} = \frac{2.45}{\sqrt{C_r}} t_{LFD}^{1/4} \quad (3.13)$$

Esta ecuación indica que en una gráfica cartesiana de P_{wD} contra $t_{LFD}^{1/4}$ (Fig. 3.6), se produce una línea recta, que pasa por el origen y cuya pendiente es $2.45/C_r^{1/2}$.

Una característica importante de esta figura es que después del flujo bilineal (porción de la línea recta), para valores de $C_r > 1.6$ la concavidad es hacia abajo.

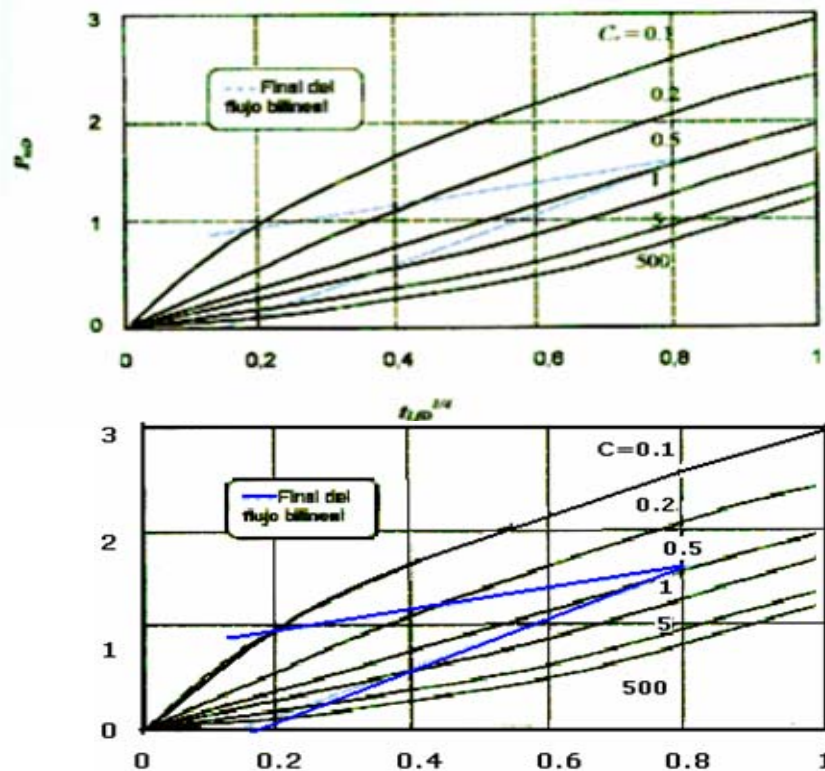
El final del período bilineal depende de la conductividad adimensional de la fractura C_r , y puede expresarse por medio de las siguientes ecuaciones para los diferentes tiempos adimensionales y los correspondientes rangos de conductividades:

$$t_{LFD} = \frac{0.1}{C_r^2} \quad \text{Para } C_r > 3 \quad (3.14)$$

$$t_{LFD} = 0.0205(C_r - 1.5)^{-1.53} \quad \text{Para } 1.6 \leq C_r \leq 3 \quad (3.15)$$

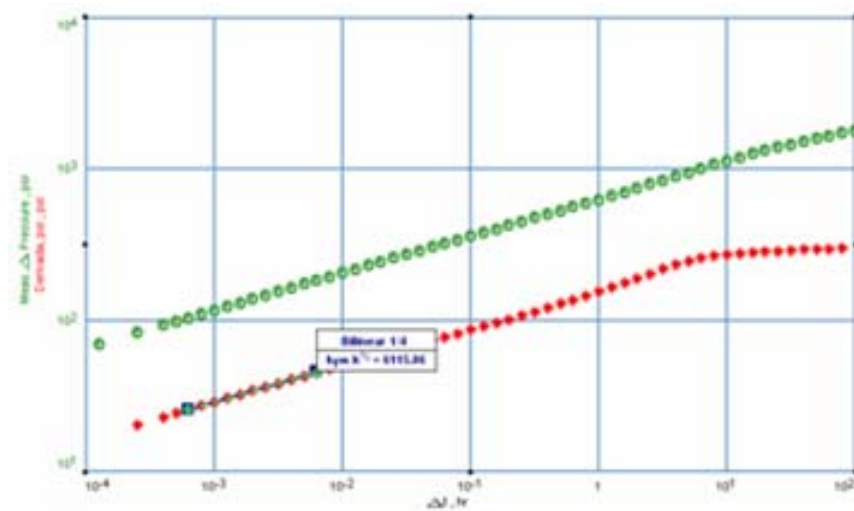
$$t_{LFD} = \left(\frac{4.55}{\sqrt{C_r}} - 2.5 \right)^{-4} \quad \text{Para } C_r < 1.6 \quad (3.16)$$

Figura 3.6: Comportamiento de la presión adimensional contra la raíz cuarta del tiempo adimensional para diferentes valores de conductividad adimensional.



Fuente: ORDUZ, LUIS HUMBERTO, Fracturamiento hidráulico, consideraciones teóricas y operacionales. 1985

Figura 3.7: Flujo bilineal



Fuente: Rojas, Ana M. Análisis de Pruebas de Presión en Yacimientos Hidráulicamente Fracturados. Universidad Industrial de Santander, 2000

3.2.3. Flujo lineal de formación

Ocurre solamente en fracturas de alta conductividad $C_r \geq 100$. este periodo continua hasta tiempos adimensionales (ver Fig. 3.2) de:

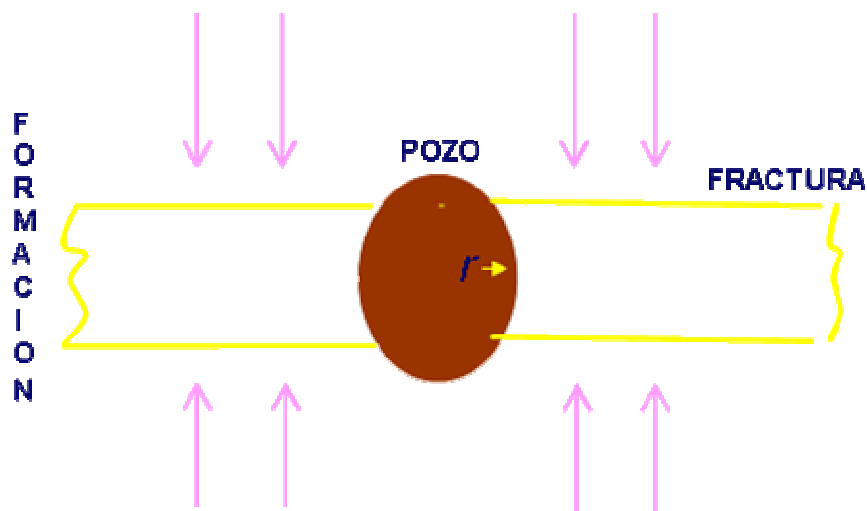
$$t_{LFD} = 0.016 \quad (3.17)$$

La transición de flujo lineal de fractura a flujo lineal de formación se completa en un tiempo adimensional de $t_{LFD} = 10^{-4}$ (Fig. 3.2).

En coordenadas cartesianas, la presión en la cara de pozo P_{wf} , es una función lineal de $t^{1/2}$ y en una gráfica logarítmica de P_{wf} en función del tiempo

se observa una pendiente de $\frac{1}{2}$. Lo mismo ocurre en la gráfica de la derivada de la presión contra el tiempo.

Figura 3.8: Régimen de flujo lineal de la formación



Fuente: La Autora

3.2.3.1. Flujo Elíptico

Es un periodo de flujo de transición entre el flujo lineal o cercano a lineal y el flujo radial o pseudoradial.

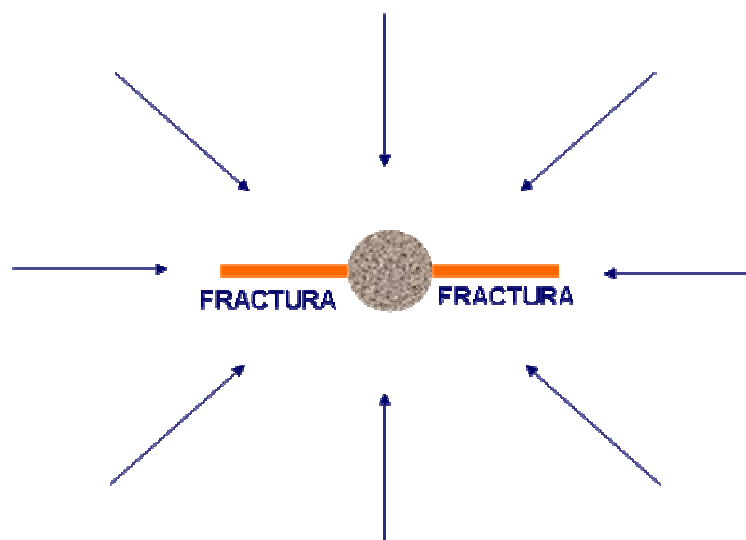
Se observa únicamente en pozos fracturados ya que la fractura actúa como una extensión del radio del pozo y el flujo se dirige hacia la fractura describiendo una elipse.

3.2.4. Flujo pseudoradial

En una prueba de flujo, se considera el flujo pseudoradial alrededor de un pozo fracturado cuando el patrón de drenaje ha completado una transformación desde rectangular (flujo lineal) hasta “casi” radial. Se utiliza el término casi o pseudo debido a que el área de drenaje de un pozo fracturado no será nunca completamente circular, aunque para propósitos prácticos, se puede considerar que el área sí alcanza a ser circular.

Este tipo de flujo se presenta en fracturas de todas las conductividades. Después de un periodo de flujo suficientemente largo, la fractura parece en el yacimiento una expansión del radio del pozo (radio efectivo del pozo). A mayor conductividad de la fractura se tarda mas en desarrollarse un patrón radial de drenaje ya que el flujo lineal tiene en ese caso mayor duración.

Figura 3.9: Régimen de flujo lineal Pseudo radial



Fuente: La Autora

Si la longitud de la fractura es relativamente mayor con respecto al área de drenaje, entonces los efectos de los límites distorsionan o enmascaran por completo el régimen de flujo pseudoradial. El inicio del flujo pseudoradial puede variar desde tiempos adimensionales de $t_{LFD} = 3$ para fracturas de alta conductividad $C_r = 100$, a $t_{LFD} = 1.5$ para una conductividad menor, $C_r = 0.1$. El inicio del flujo pseudoradial se infiere por la observación de una línea recta en la gráfica de P_{wf} en función del logaritmo de t .

Los patrones de flujo descritos anteriormente se observan de igual forma en las pruebas de ascenso como de descenso de presión.

3.3. GEOMETRÍA DE FLUJO Y RADIO DE INVESTIGACIÓN DE UN POZO VERTICALMENTE FRACTURADO.

El flujo de un fluido en un pozo verticalmente fracturado ha sido descrito usando la geometría elíptica. La ecuación para una elipse con su eje mayor a lo largo del eje x y el eje menor a lo largo del eje y es:

$$\frac{x^2}{a^2} + \frac{y^2}{b^2} = 1 \quad (3.18)$$

En donde a es la mitad de la longitud del eje mayor

b es la mitad de la longitud del eje menor

En términos de un pozo con una única fractura con dos alas de igual longitud L_f , se tiene la relación $L_f^2 = a^2 + b^2$.

La definición de profundidad de investigación se basa en el tiempo adimensional a una distancia b del eje menor.

$$t_{bD} = \frac{0.0002637kt}{\phi\mu c_t b^2} \quad (3.19)$$

En términos de la longitud del eje menor b :

$$b = \left(\frac{0.0002637kt}{\phi\mu c_t t_{bD}} \right)^{1/2} \quad (3.20)$$

Si se asumen que existe flujo pseudoestable fuera de la distancia b , en un tiempo adimensional $t_{bD} = 1/\pi$ como en un sistema lineal, la ecuación se transforma en:

$$b = 0.02878 \left(\frac{kt}{\phi\mu c_t} \right)^{1/2} \quad (3.21)$$

La ecuación 3.21 representa la profundidad de investigación en dirección perpendicular a la fractura en el tiempo t , para un pozo verticalmente fracturado. En pozos de gas, los términos μ y c_t deben ser $\bar{\mu}$ y \bar{c}_t , evaluados a la presión promedio del área de drenaje, \bar{P} .

El patrón elíptico de propagación del transiente de presión puede describirse completamente en términos de las longitudes del eje mayor a , el eje menor b , y el foco L_f . Calculado por medio de los procedimientos que se describirán posteriormente, se puede obtener la longitud del eje mayor así:

$$a = \sqrt{L_f^2 + b^2} \quad (3.22)$$



Dados los valores de a y b es posible calcular la profundidad de investigación en un tiempo particular t , en cualquier dirección a partir de la fractura. De otro lado, el área A encerrada por la elipse en el tiempo t , es decir el área del yacimiento muestreada por el transiente de presión, se puede calcular por medio de:

$$A = \pi ab \quad (3.23)$$

El coeficiente 0.02878 de la ecuación 3.21 es correcto solamente para fracturas de alta conductividad $C_r \geq 100$. Cuando la conductividad adimensional de la fractura se hace pequeña la relación a/b disminuye. Cuando C_r se acerca a cero, el límite de a/b es 1. que sería el caso de una circunferencia.

4. MÉTODOS PARA EL ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN EN YACIMIENTOS HIDRÁULICAMENTE FRACTURADOS

El comportamiento de la presión de un pozo fracturado debe demostrar alguno de los períodos de flujo mencionados en el capítulo 3. Los datos de presión para cada periodo deben analizarse empleando un método específico de interpretación, ya que para cada régimen de flujo existe una técnica de análisis.

Para detectar los diferentes regimenes de flujo en una prueba de presión, se sirve generalmente de una gráfica logarítmica de los datos de presión contra tiempo. Una vez identificados los patrones de flujo presentes durante la prueba, se analizan los datos de acuerdo a los métodos que se presentan a continuación.

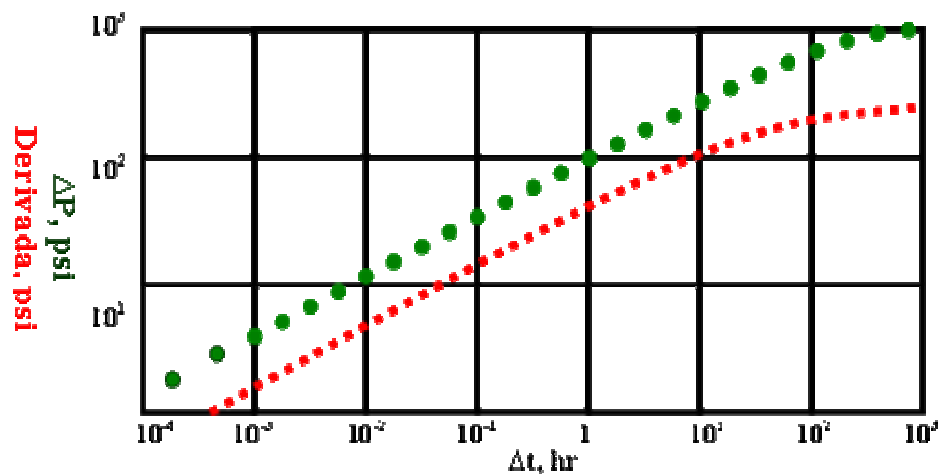
4.1. MÉTODO DE FLUJO PSEUDORADIAL

Este método se aplica cuando se crea una fractura corta y altamente conductiva en una formación con alta permeabilidad, de forma tal que el flujo pseudoradial se desarrolla en corto tiempo. El tiempo requerido para alcanzar el flujo pseudoradial, para una fractura de conductividad infinita ($C_f \geq 100$) en cualquiera de las pruebas, ya sea en las de ascenso de presión o en las de flujo, se estima de la siguiente forma:

$$t_{LFD} = \frac{0.0002637kt}{\phi\mu c_f L_f^2} \cong 3 \quad (4.1)$$

El inicio del flujo pseudoradial se caracteriza por el “aplanamiento” de la curva de la derivada en una gráfica logarítmica como se puede observar en la figura 4.1 y por el inicio de una línea recta en la gráfica semi-logarítmica.

Figura 4.1: Curva de la derivada de un prueba de Drawdown



Fuente: Rojas, Ana M. Análisis de Pruebas de Presión en Yacimientos Hidráulicamente Fracturados. Universidad Industrial de Santander, 2000

Cuando el régimen de flujo pseudoradial se alcanza, el análisis convencional semilog puede utilizarse para calcular la permeabilidad y el factor de daño o *skin* s (En el caso de pozos de gas el flujo se ve afectado por turbulencia, flujo no Darcy, diferenciándose como s^*).

Para fracturas de alta conductividad, el factor de daño se relaciona con la longitud media de la fractura L_f por medio de la siguiente ecuación:

$$L_f \cong 2r_w e^{-s} \quad (4.2)$$

Las ecuaciones de trabajo para el análisis de flujo pseudoradial para un fluido ligeramente compresible se encuentran en la Tabla 4.1.

En el análisis de pozos de gas, el tiempo real podrá emplearse para periodos de flujo y el tiempo ajustado para periodos de cierre (pseud tiempo normalizado empleando viscosidad y compresibilidad total promedio $\bar{\mu}$ y \bar{c}_t evaluados a la presión promedio del yacimiento \bar{P})

Tabla 1: Ecuaciones para un fluido ligeramente compresible

Prueba de flujo	Aceite
Gráfica semilogarítmica	P_{wf} vs t
Permeabilidad	$k = \frac{162.6q_o B_o \mu_o}{mh}$
Factor skin	$s = 1.151 \left[\frac{\bar{P} - P_{1hr}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu_o C_t r_w^2} \right) + 3.23 \right]$

Prueba de ascenso	Aceite
Gráfica semilogarítmica	P_{ws} vs $(t_p + \Delta t)/\Delta t$
Permeabilidad	$k = \frac{162.6q_o B_o \mu_o}{mh}$
Factor skin	$s = 1.151 \left[\frac{\bar{P} - P_{1hr}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu_o C_t r_w^2} \right) + 3.23 \right]$
Definición de $P_{MDH,D}$	$\frac{kh(P^* - \bar{P})}{70.6q_o B_o \mu_o}$



Donde:

B_o factor volumétrico de formación del aceite en BY/BS

C_t Compresibilidad total en psi^{-1}

h Espesor en pies

m Pendiente de la línea recta que aparece sobre los datos finales de la prueba, en la gráfica semilogarítmica

P_{wf} Presión de fondo fluyendo en psi

P_{ws} Presión estática en psi

P^* Presión extrapolada de la gráfica semilogarítmica

P_{1hr} Presión después de 1 hora

ϕ Porosidad en fracción

q_o Caudal de aceite en BS/día

r_w Radio del pozo en pies

S Factor de daño

μ_o es la viscosidad del aceite en centipoises

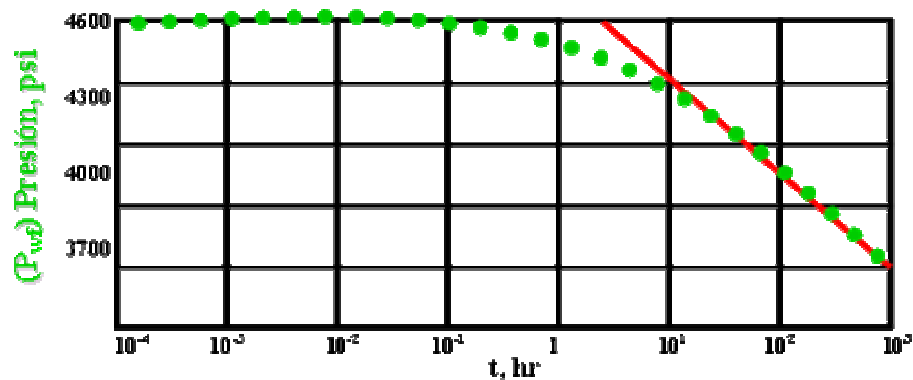
4.1.1. PROCEDIMIENTO DE ANÁLISIS

Procedimiento para el análisis de datos de presión Transiente a partir del flujo pseudoradial.

- 1.) Para una prueba de flujo, graficar P_{wf} , contra el logaritmo de t . Para una prueba de ascenso de presión se debe graficar P_{ws} contra el logaritmo del tiempo de Horner $(t_p + t)/t$. En el caso de pozos de gas se deben emplear las variables apropiadas.

- 2.) Determinar la ubicación y la pendiente m de la línea recta en la gráfica semilogarítmica como se muestra en la figura 4.2.

Figura 4.2: Grafica semilogarítmica de una prueba de Drawdown



Fuente: Rojas, Ana M. Análisis de Pruebas de Presión en Yacimientos Hidráulicamente Fracturados. Universidad Industrial de Santander, 2000

- 3.) Emplear la pendiente m para calcular los valores de k y s utilizando las ecuaciones de la Tabla 4.1.
- 4.) Calcular la longitud media de la fractura L_f con la ecuación 4.2.

4.1.2. Limitaciones Del Método

Este método rara vez se aplica en la práctica ya que tiene las siguientes limitaciones:

- ❖ Condiciones favorables de ocurrencia de este flujo no ameritan fracturamiento hidráulico, ya que la principal aplicación del

fracturamiento hidráulico consiste en pozos con fracturas largas en formaciones de muy baja permeabilidad y estas requieren tiempos de prueba demasiado extensos para alcanzar el flujo pseudoradial.

- ❖ El daño s' calculado para pozos de gas se distorsiona por presencia de flujo no Darcy.
- ❖ El método de flujo pseudoradial se aplica solamente a fracturas altamente conductivas. Para fracturas de baja conductividad las longitudes de fractura calculadas usando el factor de daño pueden ser demasiado cortas.

4.2. MÉTODO DE FLUJO BILINEAL.

Este método se aplica a pruebas obtenidas durante el flujo bilineal en pozos con fracturas verticales de conductividad finita. El flujo bilineal se infiere por la presencia de una línea recta de pendiente $\frac{1}{4}$ sobre los datos tempranos de la prueba, en la gráfica logarítmica de $(P_i - P_{wf})$ contra t para una prueba de flujo. Para el caso de una prueba de ascenso, se puede observar dicha pendiente en la gráfica logarítmica de $(P_{ws} - P_{wf})$ contra t_e o tiempo equivalente de *Agarwal*:

$$\Delta t_e = \frac{\Delta t}{\left(1 + \frac{\Delta t}{t_p}\right)} \quad (4.3)$$

Donde: t_p es el tiempo de prueba, en horas



► t es el tiempo transcurrido, en horas

La gráfica logarítmica de la derivada de la presión también debe mostrar una pendiente de $\frac{1}{4}$, durante el mismo periodo de tiempo.

Durante el flujo bilineal la respuesta de presión está dada por:

$$P_D = \frac{1.38}{\sqrt{C_r}} t_{LFD}^{1/4} \quad (4.4)$$

$$t_{LFD} \frac{dP_D}{dt_{LFD}} = \frac{0.345}{\sqrt{C_r}} t_{LFD}^{1/4} \quad (4.5)$$

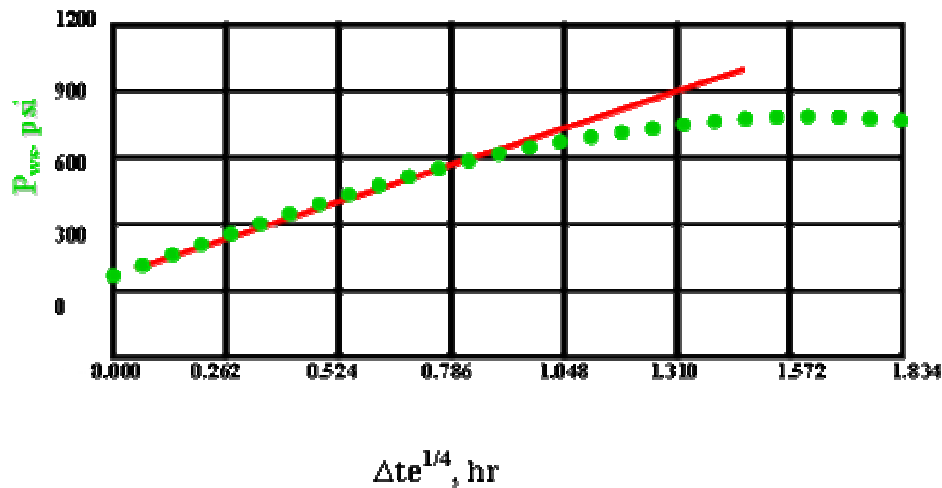
4.2.1. Procedimiento De Análisis Para El Flujo Bilineal

Se recomienda el siguiente procedimiento para el análisis de datos obtenidos bajo el régimen de flujo bilineal.

Para pruebas de flujo se debe graficar P_{wf} contra $t^{1/4}$ en coordenadas cartesianas. Para pruebas de cierre se debe graficar P_{ws} contra $\Delta t_e^{1/4}$ como se observa en la figura 4.3.

En pozos de gas se deben adoptar las variables apropiadas.

Figura 4.3: Grafica cartesiana de P_{wf} contra $t^{1/4}$



Fuente: Rojas, Ana M. Análisis de Pruebas de Presión en Yacimientos Hidráulicamente Fracturados. Universidad Industrial de Santander, 2000

- 1.) Determinar la pendiente m_B de la línea recta que se observa en la gráfica del paso anterior.
- 2.) A partir de un valor conocido de permeabilidad k , (obtenido de una prueba prefractura) calcular la conductividad de la fractura por medio de la siguiente ecuación:

$$wk_f = \left(\frac{44.1qB\mu}{hm_B} \right)^2 \left(\frac{1}{\phi\mu c_i k} \right)^{1/2} \quad (4.6)$$

Para pozos de gas se debe utilizar la viscosidad y compresibilidad evaluadas a presión promedio.

4.2.2. Limitaciones Del Método Bilineal

- ❖ No es posible estimar la longitud media de la fractura empleando esta técnica.
- ❖ En pozos con fracturas de baja permeabilidad, el almacenamiento frecuentemente distorsiona los datos tempranos de la prueba durante un tiempo suficientemente extenso, tal que la línea de pendiente 1/4, característica del flujo bilineal no aparece en la gráfica convencional logarítmica.
- ❖ Finalmente, la limitación mas grande es la necesidad de conocer un valor independiente de permeabilidad, éste debe obtenerse de una prueba de presión previa al fracturamiento.

La región perturbada durante el flujo bilineal incluye solamente la fractura y sus vecindades debido a que ocurre a tiempos tempranos, incluso en sistemas parcialmente fracturados. De esta forma, las ecuaciones y las gráficas discutidas con anterioridad para flujo bilineal pueden extenderse a casos donde la fractura no penetra el espesor completo de la formación. Esto es posible simplemente empleando la altura de la fractura h_f , en lugar del espesor de la formación h .

Si los efectos de almacenamiento afectan el sistema, el comportamiento bilineal puede enmascararse y el análisis de los datos se hace difícil si no imposible de realizar con todos los métodos de interpretación convencionales.

4.3. MÉTODO DE FLUJO LINEAL

Se aplica a datos obtenidos durante el flujo lineal de la formación en pozos con fracturas de alta conductividad adimensional ($C_r \geq 100$). Después que los efectos de almacenamiento han cesado el flujo lineal de la formación se desarrolla hasta un tiempo adimensional de $t_{LFD} = 0.016$.

El flujo lineal en la formación es modelado por:

$$P_D = (\pi t_{LFD})^{1/2} \quad (4.7)$$

de forma que:

$$\log P_D = \frac{1}{2} \log(t_{LFD}) + \log(\pi) \quad (4.8)$$

Lo cual significa que en una gráfica de cambio de presión contra tiempo se observa una línea recta de pendiente $\frac{1}{2}$.

La derivada de la presión se encuentra definida por:

$$t_{LFD} \frac{dP_D}{dt_{LFD}} = \frac{1}{2} (\pi t_{LFD})^{1/2} \quad (4.9)$$

Tal que:

$$\log \left(t_{LFD} \frac{dP_D}{dt_{LFD}} \right) = \frac{1}{2} \log(t_{LFD}) + \log(\pi) \quad (4.10)$$

La ecuación 4.10, indica que en una gráfica logarítmica de la derivada de presión contra tiempo, se tendrá una línea recta de pendiente $\frac{1}{2}$ durante dicho periodo de tiempo.

La función de tiempo equivalente de Agarwal (Ec. 4.3) se usa en lugar de t en la definición de tiempo adimensional cuando se analiza una prueba de ascenso de presión.

Sin embargo, la definición de tiempo equivalente se aplica rigurosamente solo para flujo radial en un yacimiento actuando como infinito, bajo condiciones de flujo lineal, siendo este el único patrón de flujo presente, una mejor definición de la función de tiempo equivalente es:

$$\Delta t_{eL} = \sqrt{t_p} + \sqrt{\Delta t} + \sqrt{t_p + \Delta t} \quad (4.11)$$

Se debe resaltar que las condiciones en las cuales ocurre solo flujo lineal no son comunes y consecuentemente esta ecuación no se utiliza con frecuencia en el análisis de este tipo de pruebas.

Las ecuaciones de trabajo para el análisis del flujo lineal para un fluido ligeramente compresible se resumen en la Tabla 2.

Tabla 2: Ecuaciones para un fluido ligeramente compresible

Prueba de flujo	Aceite
Variables a graficar	P_{wf} vs $t^{1/2}$

$\sqrt{k}L_f$ de la pendiente de la línea recta	$\sqrt{k}L_f = \frac{4.064qB}{m_L h} \left(\frac{\mu}{\phi C_t} \right)^{1/2}$
--	---

Prueba de ascenso

Variables a graficar	P_{ws} vs $\Delta t_e^{1/2}$
$\sqrt{k}L_f$ de la pendiente de la línea recta	$\sqrt{k}L_f = \frac{4.064qB}{m_L h} \left(\frac{\mu}{\phi C_t} \right)^{1/2}$

Donde

B_o B_o es el factor volumétrico de formación del aceite en BY/BS

C_t C_t es la compresibilidad total en psi^{-1}

h h es el espesor en pies

m_L m_L es la pendiente de la línea recta que aparece sobre los datos finales de la prueba, en la gráfica cartesiana de presión contra raíz cuadrada del tiempo

q_o q_o es el caudal de aceite en BS/día

r_w r_w es el radio del pozo en pies

μ_o es la viscosidad del aceite en centipoises

4.3.1. Procedimiento De Análisis

Se recomienda el siguiente procedimiento para el análisis de datos obtenidos en el régimen de flujo lineal.

- 1) Para una prueba de flujo graficar P_{wf} contra $t^{1/2}$ en coordenadas cartesianas. Para una prueba de ascenso de presión se deben graficar las variables apropiadas.
- 2) Determinar la pendiente m_L de la línea recta que se observa en la gráfica del paso anterior.
- 3) A partir de un valor de k conocido con anterioridad al tratamiento calcular L_f con la ecuación correspondiente de la Tabla 2.

4.3.2. Limitaciones Del Método

El método de análisis de flujo lineal tiene las siguientes limitaciones:

- ❖ Se aplica únicamente a fracturas con altas conductividades. El flujo lineal ocurre para la condición de flujo uniforme dentro de la fractura (tasa igual de flujo desde la formación por unidad de área transversal de la fractura en todos los puntos de la fractura), más que para fracturas de conductividad infinita. Únicamente los datos muy tempranos de la prueba ($t_{LFD} \leq 0.016$) muestran flujo lineal en la fractura de alta conductividad.
- ❖ Los datos tempranos estarán influenciados por almacenamiento limitando aún más la cantidad de datos disponibles para el análisis.



- ❖ Así como en el método de flujo bilineal, estimar la longitud media de la fractura requiere un valor estimado independiente de permeabilidad k , lo cual sugiere que se debe contar con una prueba anterior a la fractura.



5. ANÁLISIS POSTFRACTURA EMPLEANDO CURVAS TIPO

Con el fin de analizar los datos de presión provenientes de pozos hidráulicamente fracturados, se han desarrollado varias técnicas y procedimientos, de los cuales los más ampliamente utilizados son: los análisis de los patrones de flujo que se discutieron en el capítulo anterior y las curvas tipo.

La técnica que emplea las curvas tipo es mas general que el análisis de los regímenes de flujo, ya que las curvas tipo, cubren los datos completos de la prueba, incluyendo los diferentes patrones de flujo y los períodos de transición entre ellos.

Para fracturas de conductividad infinita en yacimientos finitos se emplea la de Gringarten-Ramey-Raghavan.

Los parámetros de la curva tipo y la interpretación del punto de ajuste se encuentran en la Tabla 3 para el caso de un fluido ligeramente compresible (aceite).

Tabla 3: Resumen del procedimiento de interpretación

Caso	ΔP vs Δt
Interpretación de la pendiente unidad	$C_D = \frac{0.0372q_o B_o}{\phi h C_t r_w^2} \left(\frac{\Delta t}{\Delta P} \right)_{LPU}$
Definición de C_D	$C_D = \frac{22.92 A_{wb}}{\rho_{wb} \phi C_t h r_w^2}$
Interpretación de la presión en el punto de ajuste	$k = \frac{141.2 q_o B_o \mu_o}{h} \left(\frac{P_D}{\Delta P} \right)_{PA}$
Interpretación del punto de ajuste en la curva tipo de Gringarten	$C_D = \frac{0.0002637k}{\phi \mu_o C_t r_w^2} \left(\frac{\Delta t}{t_D / C_D} \right)_{PA}$
Interpretación del tiempo en el punto de ajuste en la curva tipo para pozos fracturados	$L_f = \left[\left(\frac{0.0002637k}{\phi \mu_o C_t} \right) \left(\frac{\Delta t}{t_{Lfd}} \right)_{PA} \right]^{1/2}$

Donde:

A_{wb} Área del pozo en pies²

B_o Factor volumétrico de formación del aceite en BY/BS

C_D Coeficiente adimensional de almacenamiento

C_t Compresibilidad total en psi⁻¹

h Espesor en pies

ϕ Porosidad en fracción

q_o Caudal de aceite en BS/D

r_w Radio del pozo en pies



ρ_{wb} Densidad del fluido dentro del pozo en libras/pies³

μ_o Viscosidad del aceite en centipoises

$(P_D/\Delta P)_{PA}$ es el valor de la relación $P_D/\Delta P$ en el punto de ajuste PA

$(\Delta t/\Delta P)_{LPU}$ es el valor correspondiente a la relación $\Delta t/\Delta P$, leído en la línea de pendiente unidad

Se debe recordar que:

Para una prueba de flujo las funciones a graficar se definen de la siguiente forma:

$$\Delta P = \bar{P} - P_{wf}$$

t = tiempo de flujo

Para una prueba de ascenso de presión las funciones a graficar son:

$$\Delta P = P_{ws} - P_{wf}$$

$$\Delta t_e = \Delta t / (1 + \Delta t/t_p)$$

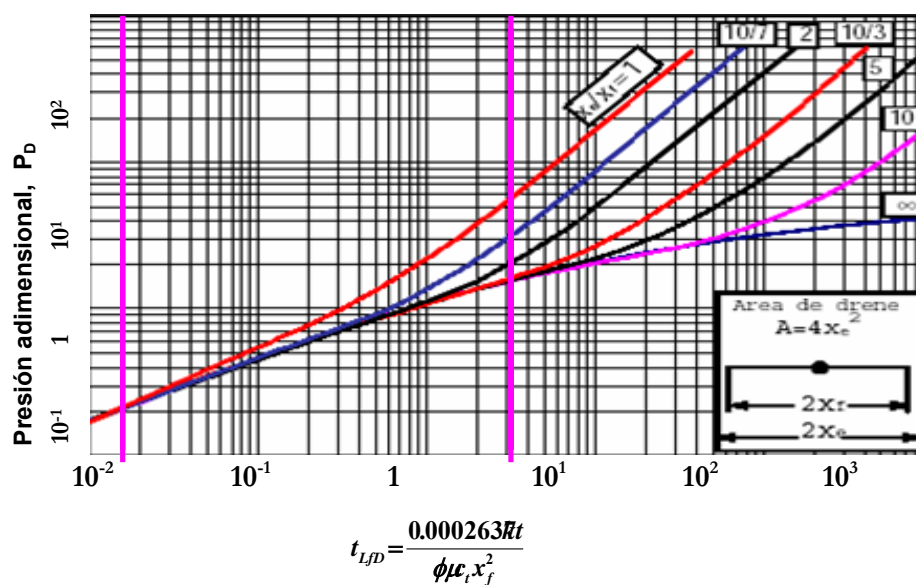
5.1. CURVAS TIPO DE GRINGARTEN – RAMEY - RAGHAVAN

La curva tipo de gringarten, Ramey y Raghavan es una representación gráfica de las soluciones a la ecuación de flujo que modela una fractura hidráulica vertical en un yacimiento finito bajo las siguientes suposiciones:

- ❖ La fractura posee una conductividad infinita

- ❖ El pozo se encuentra en el centro de un área de drenaje cuadrada con límites impermeables (no hay flujo a través de ellos)
- ❖ La fractura tiene dos alas de igual longitud L_f
- ❖ Los efectos del almacenamiento se ignoran.

Figura 5.1: Curva tipo Gringarten, Ramey y Raghavan para un pozo que se encuentra en el centro de un cuadrado cerrado, con una fractura vertical de conductividad infinita, sin almacenamiento



Fuente: Rojas, Ana M. Análisis de Pruebas de Presión en Yacimientos Hidráulicamente Fracturados. Universidad Industrial de Santander, 2000

Esta curva comúnmente se utiliza para analizar pruebas a tasa constante, especialmente pruebas de ascenso de presión.

5.1.1. Procedimiento De Análisis

Se recomienda el siguiente procedimiento para el análisis de datos con las curvas tipo Gringarten Ramey y Raghavan. Aunque este procedimiento se diseñó para pruebas en pozos de aceite, es válido para pruebas en pozos de gas, siempre y cuando se grafiquen las funciones apropiadas.

Primer Paso: Graficar el cambio de presión ΔP , desde el inicio de la prueba, y la derivada de presión $t\Delta P'$, contra tiempo t , en el caso de una prueba de flujo. Para una prueba de ascenso de presión, se grafican el cambio de presión ΔP , y la derivada de presión $\Delta t_e \Delta P'$ contra Δt_e . Se debe trabajar en papel transparente sobre la curva tipo o en papel logarítmico, a la misma escala de las curvas tipo.

Segundo Paso: Realizar un análisis cualitativo previo. El propósito de este análisis preliminar es identificar la existencia de un patrón de flujo bien definido, que permita hacer uso de los análisis descritos en el capítulo anterior, y además obtener un punto de ajuste inicial.

- a) Si al ajustar la curva obtenida en el paso anterior sobre las curvas tipo, se observan datos tempranos, es decir, puntos con tiempos adimensionales $t_{LFD} < 0.016$; y además se observa en la gráfica una pendiente de $\frac{1}{2}$, tanto para el cambio de presión ΔP como para la derivada $t\Delta P'$, entonces el patrón de flujo lineal dominará la prueba y será posible analizar los datos empleando la técnica para flujo lineal que se mencionó en el capítulo correspondiente.

- b) Si la curva muestra un aplanamiento de la derivada y algunos puntos con tiempos adimensionales $t_{FD} > 3$, es posible que se presente flujo pseudoradial, y en este caso, los datos se analizarán empleando el método para este tipo de flujo descrito en el capítulo anterior. El período de flujo pseudoradial en un pozo hidráulicamente fracturado, es similar al flujo radial en un yacimiento homogéneo, de forma tal, que la derivada de la presión durante este período de tiempo tenderá a formar una línea de pendiente igual a cero, es por esta razón que se habla de un aplanamiento de la curva correspondiente a la derivada.
- c) Si los efectos de los límites del yacimiento afectan la prueba, los datos se desviarán de la curva para yacimiento actuando como infinito, definida por la relación $L_e/L_f = \infty$, en tal caso, se deberá buscar el mejor ajuste con una de las curvas para yacimiento finito caracterizada por un valor dado del parámetro L_e/L_f observado en la figura anterior.

Tercer Paso: Si alguno de los regímenes de flujo se identifica, se debe realizar un análisis post fractura empleando las técnicas especializadas discutidas en el capítulo anterior.

- a) Si se presenta flujo lineal, es posible conocer el valor de la longitud media de la fractura L_f , a partir de un valor conocido de permeabilidad k , ya sea de un análisis de flujo pseudoradial o de una prueba anterior a la fractura.
- b) Si se presenta flujo pseudoradial, es posible calcular la permeabilidad efectiva k .

- c) Si se tiene un estimado de la forma del área de drenaje y una ubicación relativa del pozo en esa área, es posible calcular el área de drenaje empleando el valor del parámetro L_e/L_f , que se obtuvo del ajuste con la curva tipo, y el valor de L_f obtenido del análisis de flujo lineal.

Cuarto Paso: Se debe realizar un análisis cuantitativo, cuyo propósito es el de validar los resultados del análisis elaborado en el paso anterior o el de obtener valores aproximados cuando no es posible identificar los patrones de flujo lineal y pseudoradial.

- a) Si se dispone de un valor de permeabilidad anterior al trabajo de fracturamiento o se cuenta con dicho valor a partir del análisis del flujo pseudoradial, se debe precalcular un valor de presión en el punto de ajuste

$$(\Delta P)_{PA} = \frac{141.2qB\mu}{kh} (P_D)_{PA} \quad (5.1)$$

Comparar este valor con el ajuste inicial obtenido en el paso dos. Si los valores obtenidos son muy diferentes, se deben repetir los pasos dos y tres hasta que se alcance un ajuste satisfactorio.

- b) Si no se dispone de un valor de k , se debe elegir un punto de ajuste de presión a partir de la gráfica que se sobrepone a la curva tipo y estimar una permeabilidad de la formación de la siguiente forma:

$$k = \frac{141.2qB\mu}{h} \left(\frac{P_D}{\Delta P} \right)_{PA} \quad (5.2)$$

c) Elegir un punto de ajuste de tiempo y calcular la longitud de fractura L_f . Los valores de L_f calculados con el punto de ajuste de tiempo deberán ser consistentes con los valores logrados por el análisis del flujo lineal

$$L_f = \left[\frac{0.0002637k \left(\frac{\Delta t}{t_{LFD}} \right)_{PA}}{\mu \phi C_t} \right]^{1/2} \quad (5.3)$$

Si los valores no son congruentes repetir los pasos dos y tres.

5.1.1.1 Ejemplo De Análisis De Una Prueba De Flujo A Tasa Constante Posterior A Una Fractura Hidráulica De Conductividad Infinita.

Los datos de presión provenientes de una prueba de flujo a tasa constante, se observan en la Tabla 4, la información del yacimiento y la fractura se presenta a continuación.

$$q_o = 2000 \text{ BS/D}$$

$$h = 50 \text{ pies}$$

$$r_w = 0.40 \text{ pies}$$

$$T = 120 \text{ }^\circ\text{F}$$

$$P_i = 5200 \text{ psi}$$

$$C_t = 1.48 * 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$$

$$B_o = 1.48 \text{ BY/BS}$$

$$\mu = 0.3 \text{ centipoises}$$

$$\phi = 0.24$$

$$S_w = 0.20$$

Siguiendo el procedimiento descrito antes se tiene:

Primer Paso: Graficar las variables apropiadas. En este caso se tiene aceite (fluido ligeramente compresible), las variables apropiadas para este caso son: ΔP y $t\Delta P'$ contra t , en coordenadas logarítmicas. En primer lugar se desea identificar los regímenes de flujo presentes durante la prueba. Tratándose de una fractura de conductividad infinita, se espera que se presenten flujo lineal y pseudoradial, pero se debe verificar la existencia de éstos.

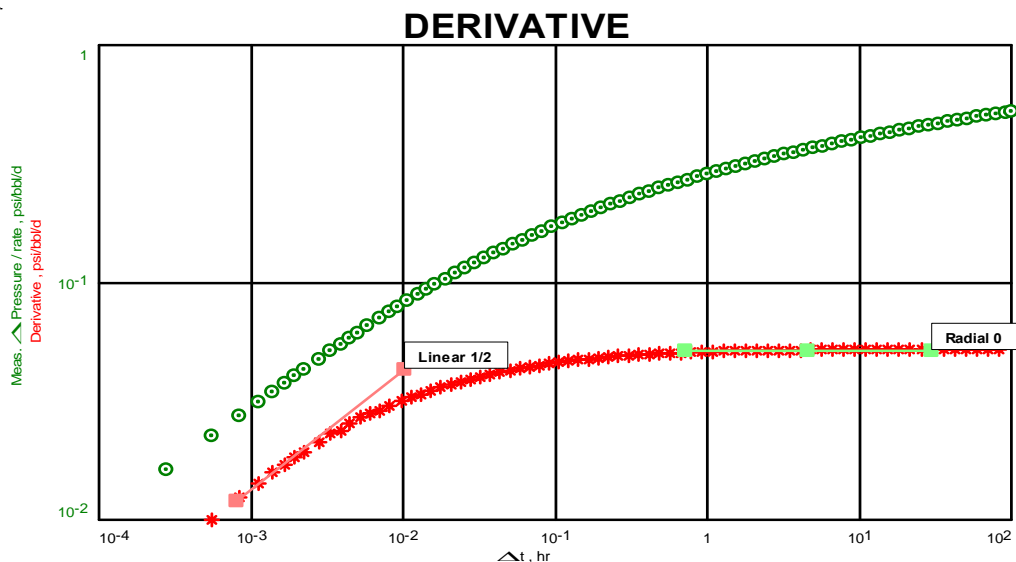
Tabla 4: Datos del ejemplo

t (horas)	Pwf (psi)	ΔP (psi)	$t\Delta P'$ (psi)	t (horas)	Pwf (psi)	ΔP (psi)	$t\Delta P'$ (psi)
0,0000	5200,00	0,0000		1,0000	5043,87	156,1300	62,9506
0,0100	5180,52	19,4800		1,2023	5032,14	167,8600	67,7642
0,0120	5178,64	21,3600	10,8643	1,4454	5019,68	180,3200	71,7794
0,0144	5176,58	23,4200	11,6145	1,7378	5006,49	193,5100	75,5092
0,0174	5174,32	25,6800	12,8233	2,0893	4992,61	207,3900	77,9830
0,0209	5171,85	28,1500	13,8038	2,5119	4978,05	221,9500	81,2831
0,0251	5169,16	30,8400	14,7571	3,0200	4962,88	237,1200	83,9460
0,0302	5166,22	33,7800	16,0325	3,6308	4947,13	252,8700	87,4984
0,0363	5163,03	36,9700	17,5792	4,3652	4930,87	269,1300	90,5733
0,0437	5159,57	40,4300	19,0985	5,2481	4914,15	285,8500	92,8966
0,0545	5155,84	44,1600	21,2324	6,3096	4897,02	302,9800	95,9401
0,0631	5151,81	48,1900	22,6986	7,5858	4879,54	320,4600	97,4990
0,0759	5147,48	52,5200	24,4343	9,1201	4861,75	338,2500	100,0000
0,0912	5142,84	57,1600	25,7040	10,9648	4843,69	356,3100	100,9253
0,1097	5137,87	62,1300	28,1838	13,1826	4825,40	374,6000	102,5652
0,1318	5132,56	67,4400	30,0608	15,8489	4806,92	393,0800	103,2761
0,1549	5126,88	73,1200	31,3329	19,0546	4788,28	411,7200	105,1962
0,1906	5120,83	79,1700	33,8065	22,9087	4769,49	430,5100	105,1962

0,2291	5114,37	85,6300	35,8096	27,5423	4750,58	449,4200	106,9055
0,2754	5107,47	92,5300	38,9045	33,1131	4731,58	468,4200	105,9254
0,3311	5100,10	99,9000	42,2669	39,8107	4712,49	487,5100	105,9254
0,3981	5092,23	107,7700	45,1856	47,8630	4693,33	506,6700	106,9055
0,4786	5083,82	116,1800	47,4242	57,5440	4674,12	525,8800	106,9055
0,5754	5074,81	125,1900	51,1682	69,1831	4654,85	545,1500	106,9055
0,6918	5065,18	134,8200	54,5758	83,1764	4635,55	564,4500	106,9055
0,8318	5054,88	145,1200	58,3445	100,0000	4616,21	583,7900	

Los valores reportados por la prueba son: tiempo y presión en la cara del pozo P_{wf} , el valor de cambio de presión ΔP , es $P_i - P_{wf}$. La derivada de presión $t\Delta P'$, se calcula siguiendo el algoritmo descrito por Ardila.

Figura 5.2: Gráfica logarítmica de los datos de la prueba de presión del ejemplo. Cambio de presión y derivada contra tiempo.



Fuente: ESCOBAR, FREDDY H, Análisis Moderno de Presiones de Pozos

Después de identificar los patrones de flujo presentes durante la prueba, se procede a realizar el análisis, empleando el método correspondiente para cada flujo.

Tercer Paso. Análisis de los regímenes de flujo.

a) Flujo pseudoradial. De la figura 5.3 se observa que se presenta flujo pseudoradial para tiempos mayores de 13.18 horas, que corresponde a un tiempo adimensional $t_{LD} > 3$.

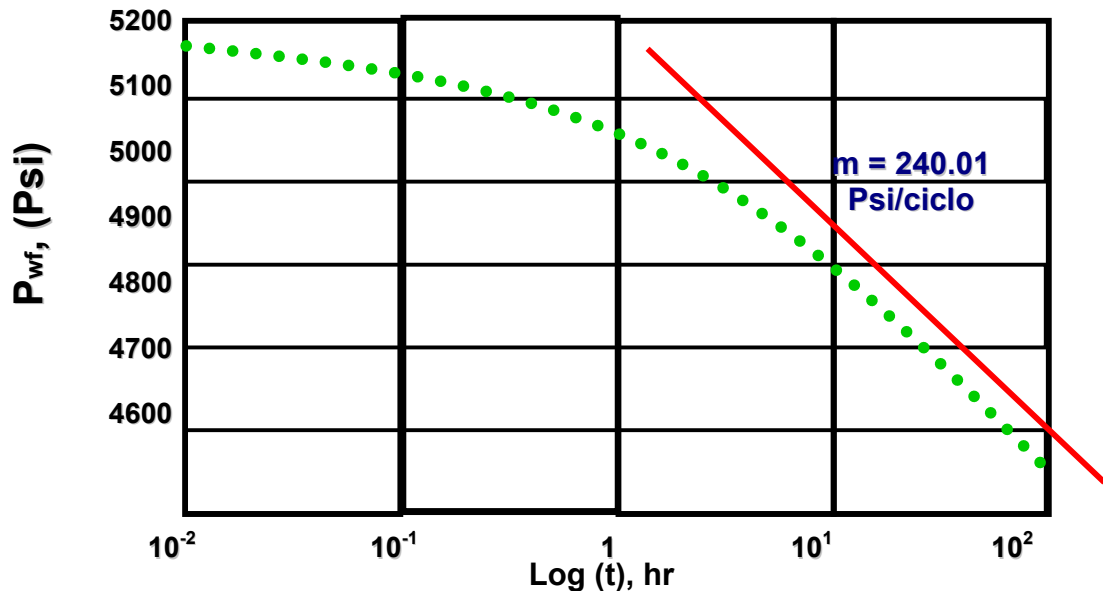
El procedimiento descrito en el capítulo anterior, indica que se debe graficar la presión contra el logaritmo del tiempo, figura 5.4. La pendiente de la línea resultante entre los puntos de tiempo comprendidos por $13.1826 < t < 100$ horas es $m = 240.01$ psi/ciclo. Con este valor de pendiente y empleando las ecuaciones de la Tabla 4 se tiene:

$$k = \frac{162.6q_o B_o \mu_o}{mh} = \frac{162.6(2000)(1.48)(0.3)}{240.01(50)} = 12.03 \text{ md}$$

$$s = 1.151 \left[\frac{\bar{P} - P_{1hr}}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} + 3.23 \right] = 1.151 \left[\frac{5200 - 5043.87}{240.01} - \log \frac{12.031}{(0.24)(0.3)(1.48 * 10^{-5}) 0.4^2} + 3.23 \right]$$

$$s = -4.57$$

Figura 5.4: Análisis del flujo Pseudoradial, semilogaritmica de P_{wf} Vs t .



Fuente: ESCOBAR, FREDDY H, Análisis Moderno de Presiones de Pozos

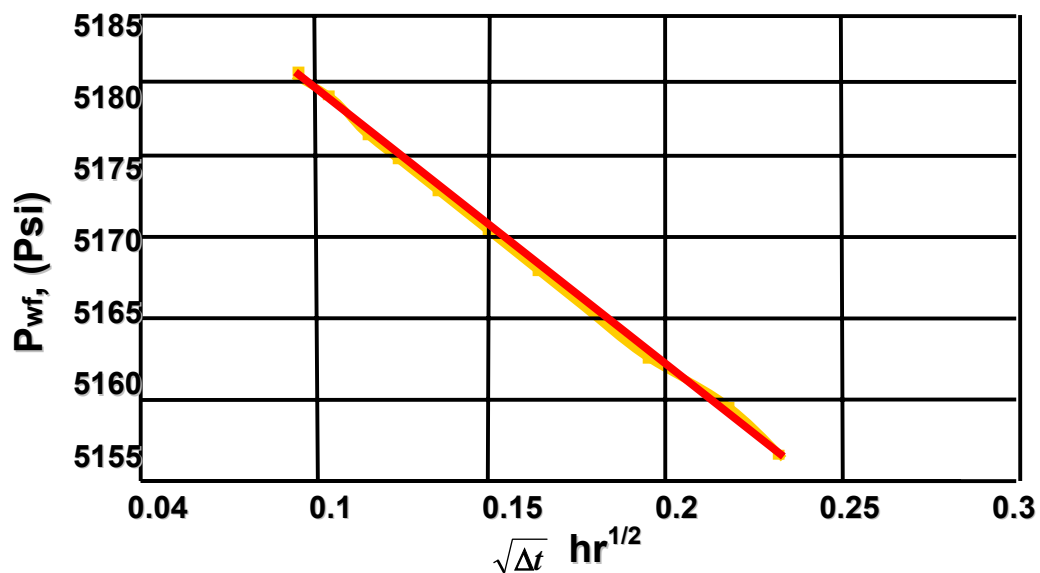
b) Flujo lineal. De la figura 5.3, se observa que el flujo lineal se presenta desde $t = 0.01$ hasta $t = 0.0631$ horas, que es el valor correspondiente a un tiempo adimensional de $t_{LD} = 0.016$.

Para el análisis del flujo lineal, se grafican los datos de presión correspondientes al intervalo de tiempo, $0.01 < t < 1$, figura 5.5.

La pendiente de la línea recta comprendida entre los puntos $0.01 < t < 0.0631$, es $m_L = 187.35 \text{ psi/hr}^{1/2}$, con este valor de pendiente y el valor de permeabilidad k , calculado por el método de flujo pseudoradial, empleando las ecuaciones correspondientes de la Tabla 2, se tiene:

$$L_f = \frac{4.064qB}{m_L h \sqrt{k}} \left(\frac{\mu}{\phi C_t} \right)^{1/2} = \frac{4.064(2000)(1.48)}{187.35(50)\sqrt{12.031}} \left(\frac{0.3}{(0.24)1.48 * 10^{-5}} \right)^{0.5} = 107.6 \text{ pies}$$

Figura 5.5: Análisis de flujo radial



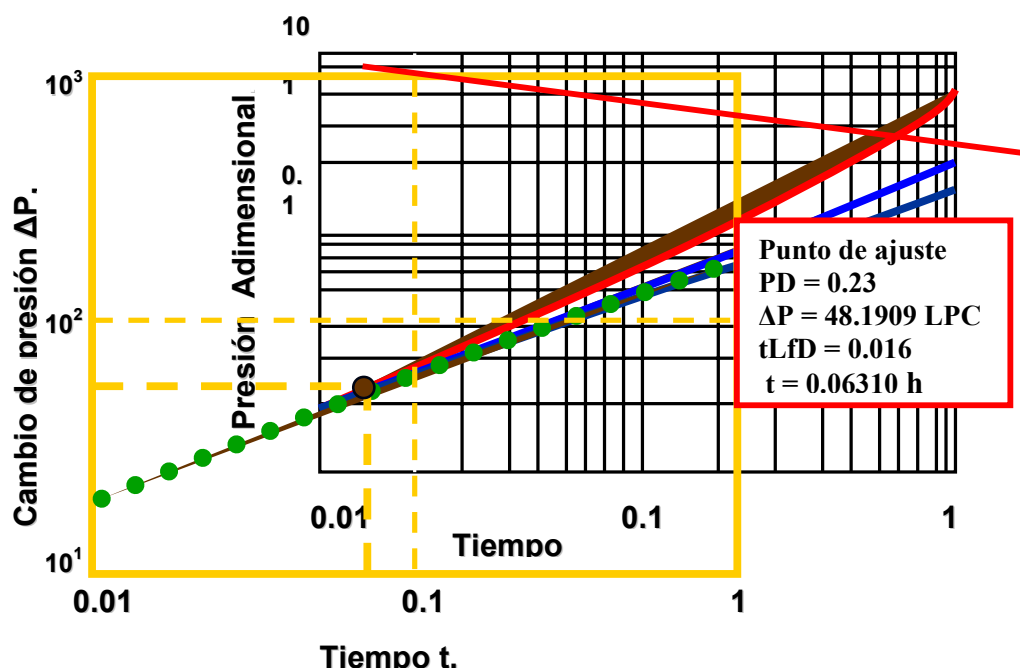
Fuente: ESCOBAR, FREDDY H, Análisis Moderno de Presiones de Pozos

Cuarto Paso: Análisis cuantitativo

De la figura 5.6 se elige un punto de ajuste de presión arbitrario, en este caso, el punto seleccionado de cambio de presión es $\Delta P = 48.1909$ psi, que corresponde a una presión adimensional $P_D = 0.23$, reemplazando estos valores en la ecuación correspondiente de la Tabla 4 se obtiene:

$$k = \frac{141.2qB\mu \left(\frac{P_D}{\Delta P} \right)_{PA}}{h} = \frac{141.2(2000)(1.48)(0.3) \left(\frac{0.23}{48.1909} \right)}{50} = 11.97 \text{ md}$$

Figura 5.6: Punto de ajuste a las curvas tipo Gringarten Ramey y Raghavan



Fuente: ESCOBAR, FREDDY H, Análisis Moderno de Presiones de Pozos

El punto de ajuste para el tiempo es $t_{LFD} = 0.016$ y el valor correspondiente de $t = 0.0631$ horas, permite calcular la longitud de la fractura así:

$$L_f = \left[\frac{0.0002637k \left(\frac{\Delta t}{t_{LFD}} \right)_{PA}}{\mu\phi C_t} \right]^{1/2} = \left[\frac{0.0002637(11.969) \left(\frac{0.0631}{0.016} \right)}{0.3(0.24)(1.48 \cdot 10^{-5})} \right]^{0.5} = 108.08 \text{ pies}$$



Los valores de permeabilidad y de longitud de fractura calculados por medio del análisis de los regímenes de flujo y los calculados por el ajuste con las curvas tipo, son satisfactoriamente congruentes, pero esto no ocurre con frecuencia.

El cálculo por medio del ajuste con las curvas tipo, no es tan preciso, pero permite una buena aproximación cuando no es posible realizar otro análisis.



6. ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL PILOTO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL CAMPO CANTAGALLO

6.1. METODOLOGIA PARA LA SELECCIÓN DE POZOS A FRACTURAR

Los pozos productores del campo Yariguí-Cantagallo producen principalmente de tres grupos de arenas: Arenas Cantagallo, Arenas C y Arenas B. En su gran mayoría, la estructura presenta altos buzamiento; alrededor de 50 grados. Sin embargo, hay pozos ubicados en la parte baja de la estructura donde el buzamiento de la estructura es menor de 10.2 grados.

Las arenas Cantagallo son un grupo de arenas masivo, de gran espesor, por lo cual constituyen un elemento fundamental en el desarrollo inicial del campo. Las arenas B y C son arenas de menor espesor pero con buenas propiedades petrofísicas.

En resumen, las arenas objetivo en el campo Yariguí-Cantagallo son:

- Arenas B
- Arenas C
- Arenas Cantagallo

Estas arenas presentan propiedades petrofísicas diferentes, tal como se puede apreciar en la Tabla 5. Las arenas fosfáticas presentan mejores propiedades petrofísicas, tanto de porosidad como de permeabilidad. Las

arenas cuarzoarenitas son más limpias pero su porosidad y su permeabilidad son más bajas debido a la cementación temprana que presentaron dichas arenas.

Tabla 5: Propiedades promedias de las tres tipos de arenas presentes en la formación Guadalupe

Tipo de Arenas	Permeabilidad	Porosidad
	(md)	(%)
Arena Fosfatica Superior	200	14.8
Cuarzo-Arenita	10	7.6
Arena Fosfatica Inferior	200	14.8

Para la selección de los pozos a fracturar se utilizó la siguiente metodología en el estudio de factibilidad:

6.1.1. Selección inicial de pozos:

En primera instancia se tuvo en cuenta el riesgo de producción de agua después del fracturamiento hidráulico, por lo cual se escogieron los pozos que presentaban muy bajo de riesgo de producción de agua. Para esto, se revisaron todos los pozos y se seleccionaron los que tuvieran un corte de agua menor al 10%.

Al mismo tiempo se seleccionaron los pozos con un gradiente de presión mayor a 0.2 psi/ft (aunque los pozos con un gradiente de presión menor, también son candidatos). Del estudio realizado se observó que en general, las arenas B y C presentan un gradiente de presión relativamente más alto que las arenas Cantagallo, las cuales han producido más.



También se tuvo en cuenta que todos los pozos analizados se encontraran activos, puesto que el análisis realizado se baso en el resultado del estudio PASS. Los pozos inactivos no se tuvieron en cuenta en este estudio inicial de factibilidad de fracturamiento hidráulico en el campo Yariguí-Cantagallo.

6.1.2. Integridad de Pozos:

Para la selección de los pozos candidatos al Fracturamiento Hidráulico, se estudió el completamiento y la integridad de los pozos.

De esta manera se excluyeron los pozos completados con liner ranurados o empaquetados. Al mismo tiempo, los pozos con problemas mecánicos tales como: colapsos, pescados, u otro problema que pudiera perjudicar la ejecución del fracturamiento hidráulico también fueron excluidos.

Se revisaron los registros de cementación de cada uno de los pozos para decidir si eran o no candidatos a fractura. De esta manera, pozos con mala cementación no fueron seleccionados como pozos primarios a fracturar.

Sin embargo, en algunos pozos que presentaban mala cementación en algunas zonas inferiores, se analizó la posibilidad de sentar el empaque en una zona superior con buen cemento que permitiera hacer el fracturamiento sin riesgo de colapsar la tubería por encima del empaque.

También se revisaron las presiones de estallido y colapso de la tubería de los pozos para tenerlos en cuenta dentro de la selección de los pozos.



6.1.3. Geometría del Pozo:

La geometría de los pozos es otro parámetro fundamental en la selección de los pozos candidatos al fracturamiento.

Los pozos de alta inclinación con respecto al estrato a fracturar podrían presentar problemas de tortuosidad y fracturas múltiples durante el fracturamiento. Estos problemas están asociados a altas presiones y arenamiento prematuros.

De esta manera, se analizaron los pozos con el fin de conocer el verdadero ángulo de inclinación con respecto al estrato que se desea fracturar, pero este aspecto no fue tan determinante al momento de escoger los pozos candidatos. En la mayoría de los casos se tuvo que convivir con las inclinaciones observadas. Sin embargo, esta información fue usada para realizar las respectivas recomendaciones que se deben tener en cuenta en el intervalo a fracturar y el procedimiento que se debe seguir en los casos en que se presenten estas estructuras.

6.1.4. Registros y Petrofísica:

Los registros y el análisis petrofísico existentes en cada uno de los pozos fueron muy útiles en el proceso de selección de los pozos. Tales registros fueron usados para determinar si existían o no barreras cercanas a las arenas que se deseaban fracturar, debido a que la presencia de estas barreras podría contener la fractura y evitar la comunicación con posibles zonas de agua. Este análisis fue determinante en la selección de los pozos



candidatos, ya que en el campo hay muchos pozos con zonas de agua produciendo o cercanas a las zonas productoras.

6.1.5. Historia de Arenamiento:

La historia de arenamiento de los pozos fue estudiada con el objetivo de analizar si el pozo era o no candidato para realizar un “screenless completion” o completamiento sin “screen”. Una vez seleccionado los pozos a fracturar, se analizaron y seleccionaron cuales de ellos requerían el tipo de completamiento “screenless”.

6.1.6. Mecánica de Rocas:

Uno de los factores importantes para el diseño del fracturamiento hidráulico son las propiedades mecánicas de la roca tanto de las arenas a fracturar como de los shales. Las principales propiedades que se requiere analizar son: módulo de Young, relación de Poisson y los esfuerzos de las arenas y las posibles barreras. Adicionalmente, para determinar el rango de los esfuerzos, se revisó un FIT de un pozo del campo Yariguí-Cantagallo y una prueba de “Leak - off” del campo Casabe. La prueba de FIT no dio ninguna información ya que no llegó a la presión de fractura de la arcilla expuesta. La prueba de “Leak - off” arrojó un gradiente de fractura de 0.92 psi/ft, el cual confirmaría un grado de tectonismo relativamente alto (este comportamiento era de esperarse, debido a que el campo se encuentra entre las cordilleras oriental y occidental).



Además se realizó un estudio a un registro DSI y FMI de un pozo nuevo. El FMI indicó que la dirección de los esfuerzos máximos o la dirección preferencial para que la fractura se genere es de **S 60 E**.

6.1.7. Ajuste de Producción y Pronóstico del pozo Fracturado:

Con el objetivo de determinar la permeabilidad de las arenas productoras y calibrar el modelo de producción, se realizó un ajuste de producción en los 25 pozos iniciales. Una vez ajustada la producción de los pozos, se realizó un pronóstico de producción utilizando un modelo de pozo fracturado. Para ello, se utilizó un simulador numérico, parte del software FracproPT.

También, se realizó una sensibilidad de longitud de fractura para determinar la longitud óptima de fractura. En general, se observó que con las permeabilidades obtenidas del ajuste de producción, se puede considerar como optima una longitud de 50 pies.

6.1.8. Análisis Económico:

Durante el estudio de factibilidad se requiere elaborar un análisis económico, para la determinación de los pozos, a los cuales es conveniente realizar el fracturamiento hidráulico y al mismo tiempo para hacer el ranqueo de los pozos a fracturar.



6.1.9. Diseño del Fracturamiento Hidráulico:

También es importante realizar un diseño previo del fracturamiento hidráulico a los pozos candidatos a fracturar. Para ello se debe tener en cuenta la reducción del riesgo en que se presente comunicación entre las zonas fracturadas y las zonas de agua mediante el manejo de los volúmenes inyectados en el PAD.

6.1.10. Realización del programa operacional del Fracturamiento Hidráulico:

El programa operacional del fracturamiento hidráulico se realiza en conjunto entre la empresa de servicios y la empresa operadora. En este programa se define la zona de interés para la realización del fracturamiento y las operaciones que se deben desarrollar de acuerdo a los procedimientos que estipule la empresa operadora.

6.1.11. Evaluación del fracturamiento hidráulico (operacional y producción):

Después de la realización de todo fracturamiento hidráulico, se realiza una evaluación del trabajo realizado y además se realiza seguimiento de producción a cada uno de los pozos estimulados. Todo esto con el fin de analizar los aspectos que se deben cambiar para las próximas operaciones y evitar cometer los mismos errores en futuras aplicaciones.

6.2. ANÁLISIS DE LOS RETOS O DIFICULTADES QUE SE PRESENTAN EN EL AREA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL PILOTO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El campo Yariguí-Cantagallo es un campo que presenta ciertas características que fueron debidamente analizadas en el estudio de factibilidad realizado para la implementación del piloto de fracturamiento hidráulico y que se asumieron como retos en la ejecución de proyecto.

Dichas características se resumen a continuación:

- Los pozos del campo están produciendo generalmente de varias capas y usualmente han sido cañoneada masivamente, dificultando el fracturamiento selectivo.
- Los pozos presentan altos buzamientos de los estratos a fracturar y además la mayoría de los pozos son desviados. Este escenario podría ocasionar la posibilidad de que se presente tortuosidad (restricción en la fractura alrededor en la vecindades del pozo) y fracturas múltiples.
- En los estratos de los pozos productores se presentan intercalaciones de capas de baja resistividad interpretadas como agua. Generalmente, estas zonas de agua se encuentran relativamente cerca a las principales zonas objetivo a fracturar, aumentando el riesgo de ocasionar comunicación entre las zonas productoras y las zonas de agua.

- Presencia de posibles altos gradientes de fractura debido al alto tectonismo en el área. Consecuentemente, habría posibilidad de formación de fracturas en forma de T si las presiones durante el fracturamiento llegaran a valores por encima de la presión de sobrecarga (overburden).
- No existe un modelo geomecánico calibrado en el área. Actualmente hay indicaciones, a partir de la interpretación de un DSI, que los esfuerzos de las barreras (DSI) sean menores que los esfuerzos de las arenas (típico en áreas de alta compresión).
- Debido a la desviación de los pozos, es frecuente encontrar malas cementaciones. Las mala cementaciones podrían comprometer la integridad del pozo. Sin embargo, durante la selección de los pozos, se tuvo en cuenta este factor de tal manera que se minimizara el riesgo durante el fracturamiento.

Estos aspectos son de vital importancia al momento de seleccionar los pozos a fracturar y además son las limitantes mas claras que se presentan en el campo, por lo tanto se deben identificar y manejar de una manera muy cuidadosa y objetiva.

6.3. POZOS SELECCIONADOS PARA EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Después de haber seguido la metodología explicada en la sección 6 de este trabajo y al mismo tiempo haber tenido en cuenta los diferentes retos o



dificultades que presenta el área, los pozos seleccionados para el fracturamiento hidráulico fueron los siguientes:

Tabla 6: Pozos seleccionados previamente en el estudio de factibilidad para realizar Fracturamiento Hidráulico

POZO	ZONA PROD.	PRODUCCIÓN DES. FRACT.	PRODUCCIÓN INCREMENTAL	DELTA CUM_10 AÑOS (KBLS)	DELTA_NPV KUS\$	INVERSIÓN ESTIMADA US\$
YR0052D:B	B3	552	429	256	5395	220.000
YR0023D:B	B3	496	452	173	4063	260.000
YR0065D:C5	C5	303	275	191	3208	220.000
YR0025D:CG	CG	114	114	122	1574	260.000
YR0063D:C2	C2	433	156	101	1823	240.000
YR0069D:C4	C4	654	654	417	7473	220.000
YR0064D:C2	C2	380	160	132	2692	230.000
YR0017D:C5	C5	250	179	176.6	2588	220.000
CG0013:C3	C3	170	164	95	1721	220.000
YR0039D:C5	C5	129	100	76.5	1235	260.000
CG0023:CG	CG	290	290	10	100	220.000

En la Tabla 7 se muestran los resultados de la selección de los pozos a fracturar y se observa la tasa inicial después de haber fracturado el pozo, el incremento de producción debido al fracturamiento, el incremento de las reservas a 10 años, el VPN incremental debido al fracturamiento y la inversión estimada para cada fracturamiento.

Hubo un total de 11 pozos candidatos a realizarles fracturamiento hidráulico, los cuales se encuentran ordenados en orden descendente con respecto al VPN. Pero se debían escoger 4 pozos para el piloto que se aplicaría en el Campo.



Para la selección de estos 4 pozos se tuvo en cuenta el indicador económico VPN (análisis incremental) y que hubiera por lo menos un pozo a fracturar en cada arena objetivo principal del Campo Yariguí-Cantagallo (Arenas B, C y Cantagallo).

De estos 11 pozos, 3 pozos (coloreados de verde claro, YR0069, YR0064 y CG0013) requerían cierto tipo de trabajo antes de confirmarlos como candidatos para fracturamiento. Para distinguirlos de los otros pozos listos a fracturar.

Por tal motivo los 4 pozos seleccionados con sus respectivas arenas objetivos son los siguientes:

- YR0052 y YR0023 con objetivo en las arenas B.
- YR0065 con objetivo en las arenas C.
- YR0025 con objetivo en las arenas Cantagallo.

Estos pozos están resumidos en la Tabla 6.3, en la cual se presenta además, los valores económicos y la producción que se obtendrían de la implementación del piloto de fracturamiento hidráulico en ellos.

La inversión total del piloto sería aproximadamente 960 000 US\$ (basado en que cada trabajo costaría entre 2200000 a 2600000), con un incremento inicial de producción (según el modelo de producción) aproximado de 1270 BPD, y un incremento de reservas de 742.000 bls. El piloto podría generar un VPN incremental de 14240 KUS\$ en 10 años.

Tabla 7: Pozos seleccionados para la realización de un piloto de Fracturamiento Hidráulico.

POZO	ZONA PROD.	PRODUCCIÓN DES. FRACT.	PRODUCCIÓN INCREMENTAL	DELTA CUM_10 AÑOS (KBLS)	DELTA_NPV KUS\$	INVERSIÓN ESTIMADA US\$
YR0052D:B	B3	552	429	256	5395	220.000
YR0023D:B	B3	496	452	173	4063	260.000
YR0065D:C5	C5	303	275	191	3208	220.000
YR0025D:CG	CG	114	114	122	1574	260.000
SUB - TOTAL			1270	742	14240	960.000

Para estos 4 pozos seleccionados, fue necesario tener en cuenta las siguientes recomendaciones:

** En 3 pozos (YR-52, YR-65 y YR-25) se recomienda hacer fracturamiento convencional y en el pozo (YR-23) se recomienda realizar fracturamiento tipo “screenless completion”.

** El pozo YR-23, puesto que ya esta cañoneado, requiere una consolidación de las vecindades pozo y un fracturamiento con propante resinado. Para este pozo se debe tener en cuenta la siguiente recomendación, debido a que el pozo produce actualmente arena de formación, es aconsejable probar la técnica de “screenless completions” con el objetivo de minimizar el riesgo de producción de arena después del fracturamiento, para ello, se debe el procedimiento descrito a continuación:



COMPLETAMIENTO TIPO SCREENLESS:

1. Bombear un preflujo con el objetivo de desplazar los fluidos (petróleo y agua) de las vecindades del pozo.
2. Bombear la solución de resina (Furan Resin o una solución similar que ayude a consolidar) para consolidar la formación a nivel de las perforaciones existentes. Se recomienda que la profundidad de penetración de la solución de resina sea de 3-4 pies. En pozos en donde se completaría una zona cuyo problema de producción de arena no es severo (conocido históricamente de pozos vecinos), no es necesario realizar la consolidación de formación con resina, en estos casos el fracturamiento con material de soporte resinado y la reducción de la velocidad de fluido de formación controlaría la posible producción de arena de formación.
3. Bombear, si es necesario, un catalizador para curar la resina.
4. Cañonear a 180° fase siguiendo la dirección de los esfuerzos máximos (ó dirección de la fractura).
5. Realizar fracturamiento hidráulico, utilizando material de soporte resinado.



7. IMPLEMENTACIÓN DEL PILOTO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

En este capítulo se resumen los procedimientos que se realizan al momento de llevar a cabo una estimulación por medio del fracturamiento hidráulico.

En el campo Cantagallo el piloto de fracturamiento se realizó para los 4 pozos que se seleccionaron como candidatos inicialmente, de los cuales uno falló y no fue posible llevarlo a cabo.

Específicamente esto ocurrió con el pozo YR-25, debido a que al momento de bajar el empaque y sentarlo para realizar la operación de tratamiento con orgánicos, el empaque no dio sello y el fluido se iba hacia las demás zonas del pozo que no eran interés para la operación. Lo que impidió la ejecución del fracturamiento hidráulico en las arenas Cantagallo.

Los cuatro pozos restantes no presentaron ninguna falla en las operaciones y permitieron la ejecución del piloto de manera eficaz. Para los diseños del fracturamiento se tuvo en cuenta que las fracturas generadas no se comunicaran con las zonas de agua.

Las principales variables que se analizaron y se deben tener en cuenta para evitar la comunicación (de acuerdo a la información acerca de la mecánicas de rocas disponible actualmente) con las zonas de agua fueron la tasa de inyección y los volúmenes inyectados.

Básicamente el procedimiento es el mismo para todos los pozos y el fluido utilizado es prácticamente igual en todos los procedimientos. Por esta razón,



a continuación se realizará una breve descripción del fluido de fracturamiento y del material de soporte debido a que son dos elementos fundamentales por su funcionalidad en las operaciones de estimulación por medio del fracturamiento hidráulico.

7.1. FLUIDO DE FRACTURAMIENTO

El fluido de fracturamiento es un fluido que tiene como funciones principales: crear la fractura, extenderla hasta la longitud deseada y transportar el agente de soporte de la fractura para colocarlo efectivamente dentro de la fisura generada.

7.1.1. Componentes del fluido de Fracturamiento:

El fluido de fracturamiento se compone de diversos productos, cada uno con un fin determinado dentro del proceso. Pero además la preparación del fluido de fracturamiento como tal se divide en dos etapas:

Gel Lineal:

Este fluido se utiliza en la etapa primaria del fracturamiento (mini frac) y está compuesto de:

- Fluido Base (bactericidas – Control de arcillas)
- Agente Gelificante
- Control de pH (depende del pH requerido para hidratar el gel)



Gel Activado "Crosslinked".:

Este fluido es el encargado de transportar el material de soporte en las operaciones de Fracturamiento como tal y está compuesto por:

- Gel Lineal
- Control de pH (depende del pH requerido para estabilización del activador)
- Agente Activador
- Agente Rompedor

7.1.2. Características del fluido de Fracturamiento

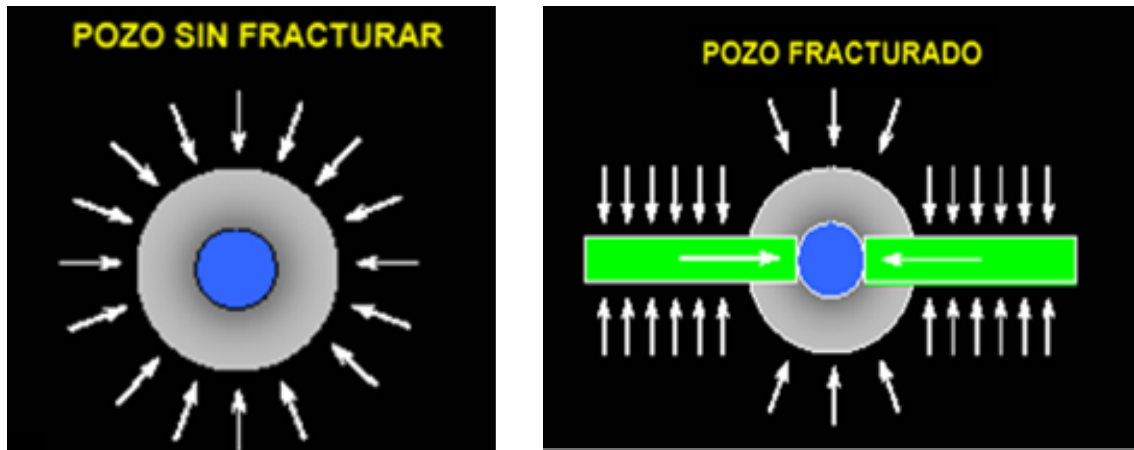
Tan pronto el gel lineal base es mezclado, este se mezcla con el activador inmediatamente antes de comenzar su viaje hacia la formación, es decir, en primera instancia el gel lineal se convierte en gel activado o fluido crosslinkead.

El tiempo de activación es normalmente el 75% del tiempo de viaje, el cual es conseguido durante el bombeo a alta rata y presión, permitiendo al fluido abrir una fractura en la formación; creando una alta área conductiva que mejora el flujo de fluidos a la superficie.

El fluido debe romper después de haber transportado el agente de soporte y después de estar dentro de la formación.

Posteriormente el fluido debe retornar a la superficie una vez el agente de soporte se encuentre en su lugar evitando el cierre de la fractura.

Figura 7.1: Esquema de canal de flujo creado por el fluido de fracturamiento



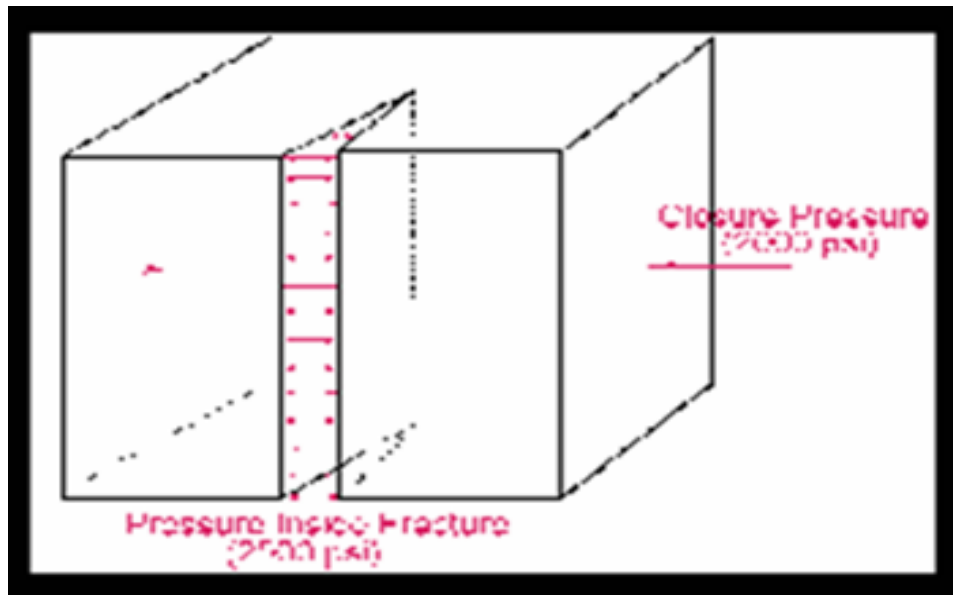
Fuente: La Autora

7.2. MATERIAL DE SOPORTE DE LA FRACTURA

La principal función del material de soporte es resistir los esfuerzos de cierre de la formación manteniendo abierta la fractura hidráulica inducida una vez es liberada la presión hidráulica.

Para el piloto de Fracturamiento hidráulico implementado en el Campo Cantagallo se utilizó Carbolita Convencional y Carbolita resinada como material de soporte, la funcionalidad de este material se puede observar en la grafica siguiente; observe que la presión dentro de la fractura es mayor que la presión de cierre de la fractura; por tal motivo el material debe resistir estos esfuerzos.

Figura 7.2: Esquema de los esfuerzos a los que es sometido el material de soporte en una fractura



Fuente: *FRACTURAMIENTO HIDRAULICO* Halliburton Latín América S.A Oscar Mauricio Téllez F.

7.2.1. Tipo de material de soporte

Las arenas utilizadas en los fracturamientos hidráulico se pueden clasificar de acuerdo al esfuerzo que esté en capacidad de resistir:

Arenas de ocurrencia natural:

Arenas usadas en aplicaciones donde se requieren de bajos esfuerzos de formación, generalmente en pozos de hasta 8000 ft de profundidad. Dentro de este grupo podemos mencionar arenas (Ottawa y brady) y resinadas.



Material de Soporte, fabricados de Bauxita o Cerámicos:

Usadas en formaciones mas profundas y de mayor esfuerzo o en formaciones de alta permeabilidad a cualquier profundidad donde una alta conductividad es esencial. Dentro de este grupo se destaca la Bauxita de alto esfuerzo y la Bauxita de esfuerzo medio.

7.2.2. Propiedades Físicas del material de soporte

Redondez y Esfericidad:

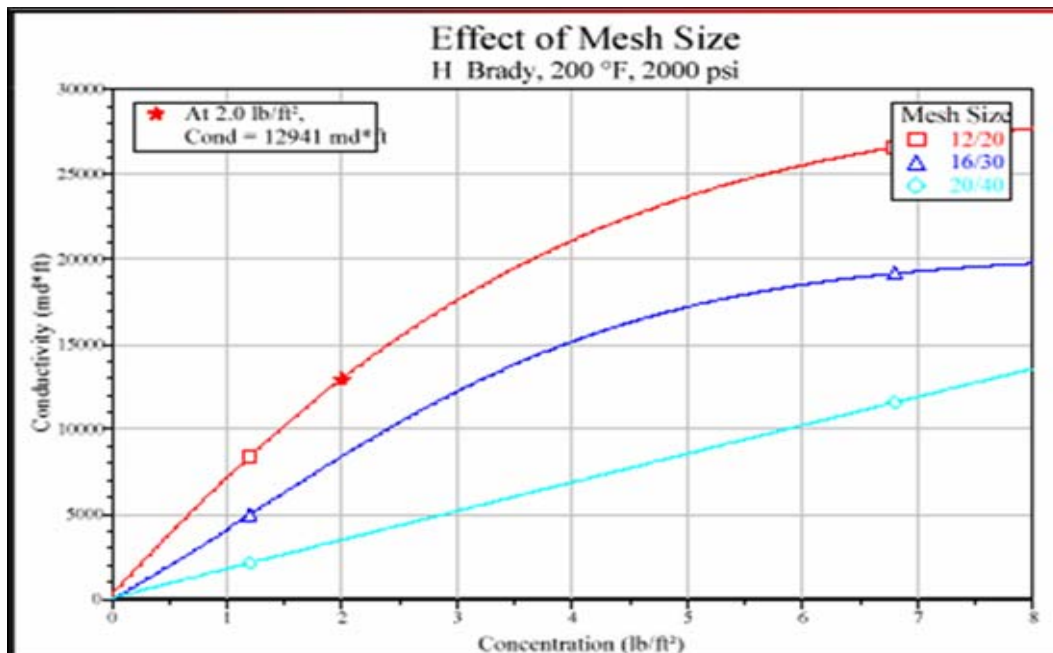
Los granos redondos del material de soporte resisten más al aplastamiento debido a que los esfuerzos de cierre se distribuyen de forma más homogénea. Es decir que a mayor redondez y esfericidad del material de soporte, mas resistente será al aplastamiento.

Solubilidad al Acido:

El porcentaje de material soluble en ácido, dentro de una cantidad específica de material sólido, indica la presencia o no de contaminantes (carbonatos, feldespatos, óxidos, finos).

La figura 7.3 presentada a continuación muestra el comportamiento de la conductividad vs la concentración para un material determinado; variando el tamaño de grano del material. Nótese que la relación entre las variables mencionadas es directamente proporcional y que a mayor tamaño de grano, mas directa es la relación.

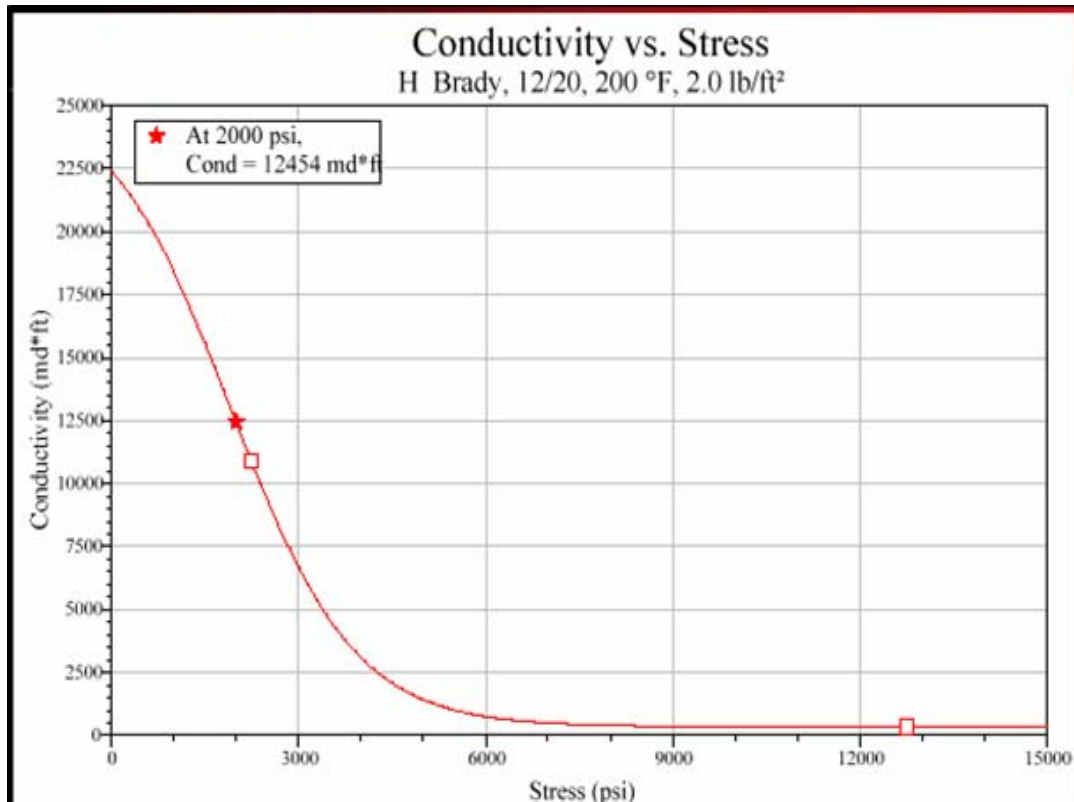
Figura 7.3: Grafica Conductividad vs Concentración para arena H. Brady a 200 ° F y 2000 psi



Fuente: Fuente: *FRACTURAMIENTO HIDRAULICO* Halliburton Latín América S.A Oscar Mauricio Téllez F.

La figura 7.4 muestra el comportamiento de la conductividad vs el esfuerzo para dos materiales diferentes. Nótese que la relación entre las variables mencionadas es inversamente proporcional. Es decir, que para ambos materiales a medida que aumenta el esfuerzo aplicado al material, se disminuye la conductividad del material a una determinada condición de presión y temperatura.

Figura 7.4: Grafica Conductividad vs Concentración para arena H. Brady a 200 ° F y 2000 psi



Fuente: Fuente: *FRACTURAMIENTO HIDRAULICO*
Halliburton Latín América S.A Oscar Mauricio Téllez F.

7.3. DESCRIPCIÓN DE LOS FRACTURAMIENTOS HIDRÁULICOS REALIZADOS EN EL CAMPO CANTAGALLO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL PILOTO

El fracturamiento hidráulico se realizaría acorde con el programa de inyección específico para cada pozo descrito a continuación:



7.3.1. POZO YR-0052:

El día 13 de Octubre de 2005 se iniciaron las operaciones de estimulación por fracturamiento hidráulico de los intervalos abiertos a producción 5386'-5430', 5443'-5450' de la formación B3 (formación mugrosa) del pozo YR-052.

Durante la operación de acondicionamiento de pozo se encontró tope de arena "aportado" por la formación a 5337', se limpió arena de formación aportada hasta 5516' y se arenó hasta 5442' con arena "ottawa" 12-20 – profundidad determinada con registro CCL-.

Luego, se inició la "corrida" de la sarta de fracturamiento 3 ½" EUE (9.3 lbs/Ft) con "Packer" (empaquete) tipo Retrievmatic, sentado a 5242' y probado con 500 Psi en el anular. La posición inicial de asentamiento del "packer" era 5350' pero por problemas de sello se re posicionó a 5242'.

Se realizaron tres pruebas de tubería de trabajo (sarta de fract) a diferentes profundidades a 6000 Psi.

Las operaciones realizadas en la estimulación por fracturamiento hidráulico se resumen así:

7.3.1.1. Preparación de fluido de fracturamiento:

El fluido de fractura utilizado en las operaciones de Minifrac y Fracturamiento es el fluido base agua (Spectra G-3000) cuya composición se resume en la Tabla que se muestra a continuación:



Tabla 8: Composición fluido de fracturamiento Spectra G-3000.

COMPONENTE	FUNCION	CONCENTRACION
X-cide 207	Bactericida	0.3 PPT
Clay Treta 3C	Inhibidor o estabilizador de arcillas.	2.0 GPT
BF-3	Buffer, estabilizador PH agua de mezcla.	2 PPT
NE-18 LB	Surfactante no-iónico	2 GPT
GW-27	Agente gelificante, Guar.	30 PPT
BF-7L	Buffer, Carbonato de Potasio.	2.5 GPT
XLW-56	Crosslinker o agente reticulante.	2.5 GPT
GBW-12C	Enzima rompedora	1.0 GPT (66:1)

La fuente del agua utilizada para la mezcla del fluido de fractura fue agua del pozo CG-1, cuyo análisis químico se describe en la Tabla 9.

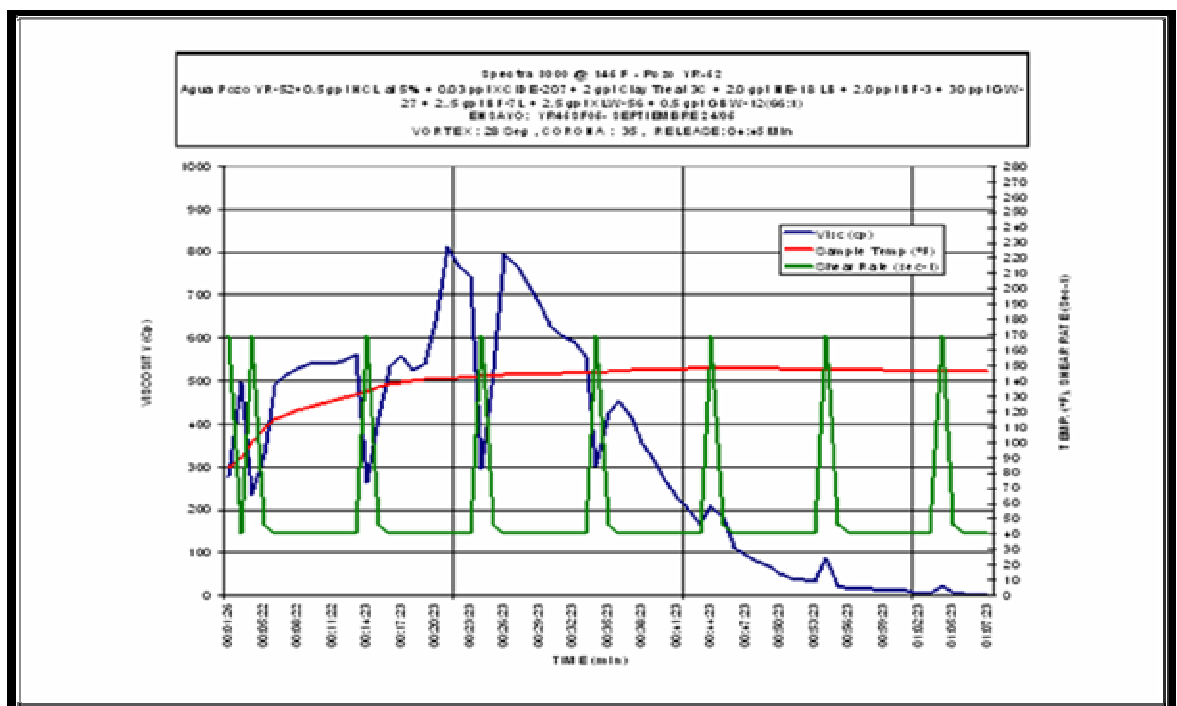
Tabla 9: Análisis químico agua CG-1.

Propiedad	Agua fluido de trabajo (salmuera de completamiento)	Agua fluido de fractura (Frac Tank)
Ph	8.0	8.0
Fe totales	0.2	1.5
Cloruros	85 ppm	400 ppm

Dureza total	10 ppm	500
Dureza cálcica	0	300

La gráfica 7.5 anexa, muestra el comportamiento de la viscosidad del fluido de fractura a condiciones de temperatura de yacimiento, dicha grafica representa la descomposición del fluido en el interior del yacimiento.

Figura 7.5: Comportamiento de la viscosidad del fluido de fractura Spectra G-3000 con la temperatura del yacimiento



Fuente: ECOPETROL S.A. Informe Frac-YR-52 BJ Services

7.3.1.2. PICKLINE: LIMPIEZA DE TUBERÍA DE TRABAJO (SARTA DE FRAC):

La limpieza de la tubería de trabajo (sarta de frac) se realizó con 12 Bls de mezcla ácida al 7.5% HCl, a una tasa promedio de bombeo y desplazamiento tanto en directa como en reversa de 1.5 BPM. La composición de la mezcla ácida utilizada, se resume en la Tabla adjunta:

Tabla 10: Composición (*) tratamiento ácido para la limpieza de la tubería.

PRODUCTO	DESCRIPCION	CONC.	UND.
Agua CG 1	Base	762	Gpt
CI – 25	Inhibidor de corrosión	3	Gpt
Ferrotrol 300	Secuestrante de hierro	50	Ppt
NE – 18 LB	Surfactante	2	Gpt
NE – 32	Anti Sludge	2	Gpt
HV ACID	Acido Fosfónico	8	Gpt
US – 40	Solvente mutual	10	Gpt
Paravan 25	Tratamiento de Parafinas y Asfaltenos	10	Gpt
HCL 32%	Acido Base	200	Gpt

(*) *Composición por 1000 galones.*

7.3.1.3. LIMPIEZA Y REMOCIÓN DE DEPÓSITOS ORGÁNICOS:

Debido a la presencia de depósitos orgánicos –tendencia asfaltenica- se realizó una limpieza y remoción de depósitos orgánicos en el intervalo de



tratamiento con una mezcla Varsol: Xileno, cuya composición se resume en la Tabla adjunta.

El bombeo del tratamiento se realizó en forma combinada, tasa matricial 3.5 BPM (45 Bls) y alta tasa 22 BPM a 3960 Psi como presión máxima.

Tabla 11: Composición () Tratamiento para remoción depósitos orgánicos.**

PRODUCTO	DESCRIPCION	CONC.	UND.
Varsol	Solvente Orgánico	545	gpt
Xileno	Solvente Orgánico	375	gpt
PET – 55	Surfactante	40	gpt
PET – 200	Solvente Mutual	40	gpt

() Composición por 1000 galones.**

Luego de bombear dicho tratamiento, se dejó en remojo la formación y finalmente se desplazó con 60 bbl del Gel lineal 3000.

Posterior a un remojo de 7 horas del tratamiento de limpieza y remoción de depósitos orgánicos, se realizaron las operaciones de Minifrac y fracturamiento hidráulico.

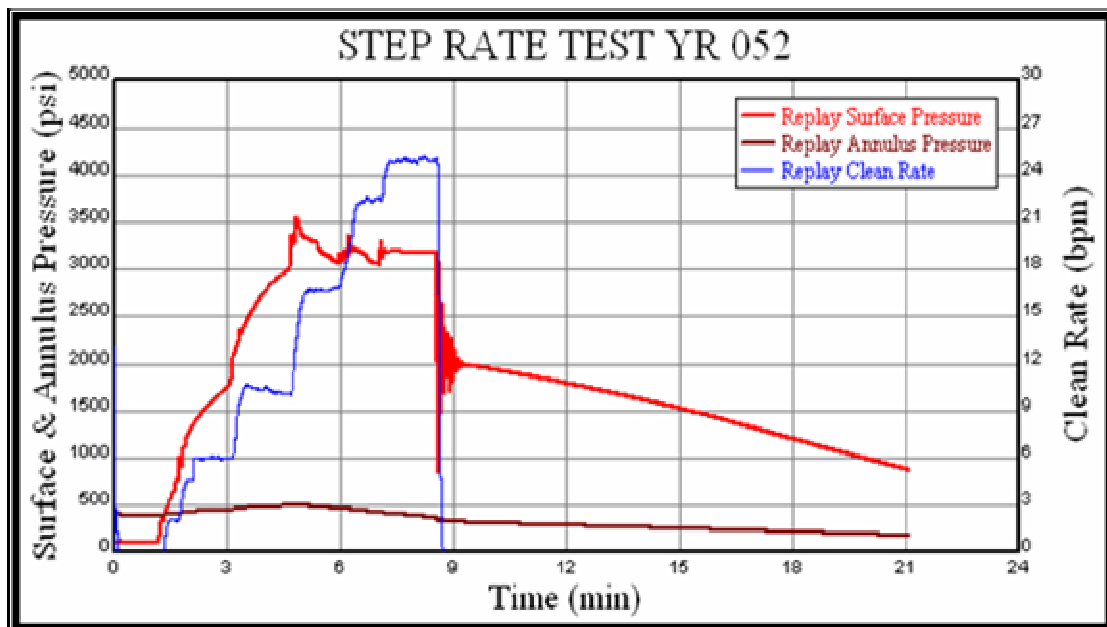
7.3.1.4. OPERACIÓN DE MNIFRAC:

La operación de minifrac se realiza para tomar decisiones definitivas al momento de realizar el fracturamiento como tal y consiste en bombear al pozo el fluido que se utilizará para el fracturamiento (según el diseño) pero sin el material de soporte. La operación de Minifrac para esta operación se dividió en tres (3) etapas a saber:

Step Rate Test (SRT):

Esta etapa se efectua con el objetivo de determinar la Presión de propagación o extensión de fractura en condiciones dinámicas. Para tal fin se bombearon 110 Bls de fluido de fractura **Spectra G-3000 (gel lineal)** a diferentes tasas de bombeo como se observa en la gráfica 7.6 :

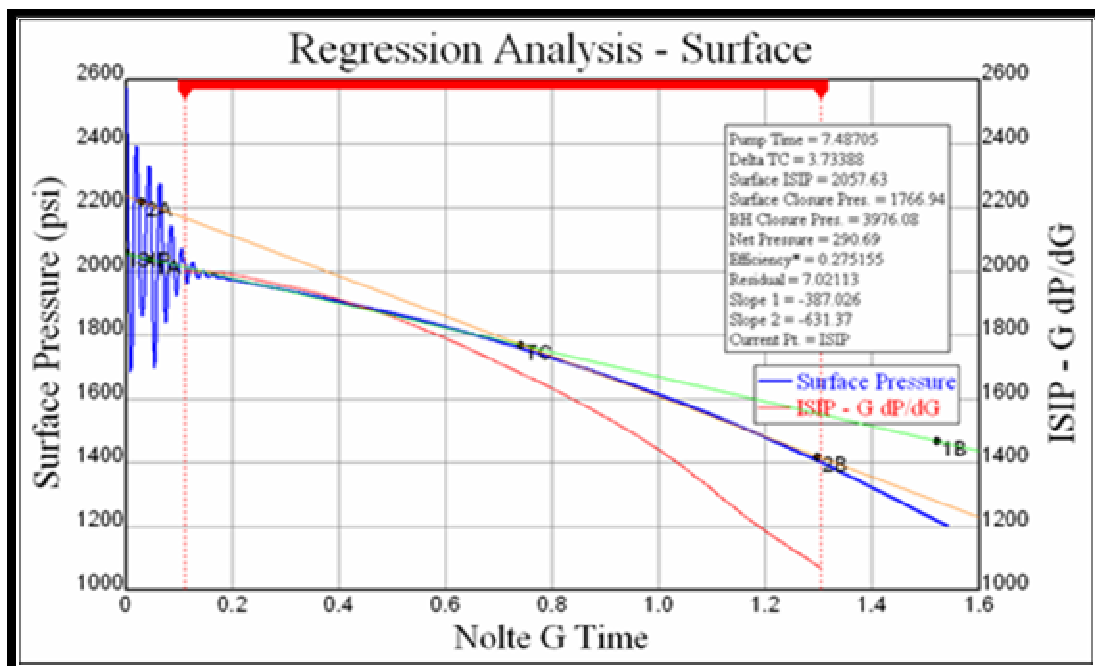
Figura 7.6: Step Rate Test Pozo YR-52



Fuente: ECOPEOTROL S.A. Informe Frac-YR-52 BJ Services

La gráfica 7.7 anexa, muestra el análisis y la interpretación de la declinación de Presión aplicando la técnica de Regresión obtenida de la etapa de SRT.

Figura 7.7: Análisis de resultados de SRT por medio del análisis de regresión



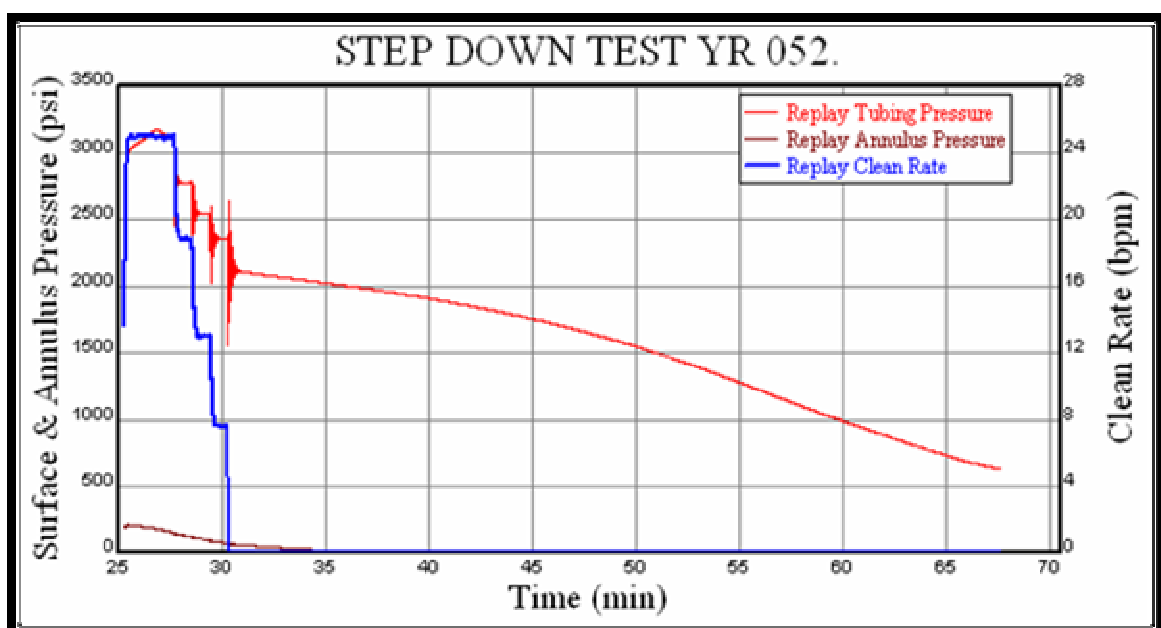
Fuente: ECOPETROL S.A. Informe Frac-YR-52 BJ Services

Step Down Test (SDT):

Esta etapa del minifrac se ejecuta utilizando un volumen total de 70 Bls de fluido de fractura Spectra G-3000 (*gel lineal, base agua*) con el objetivo de determinar las pérdidas de presión por fricción en las perforaciones y Nearwellbore.

La gráfica siguiente muestra el comportamiento de los principales parámetros de tratamiento (Presión, tasa de bombeo y comportamiento de presión en el anular) durante la operación de SDT.

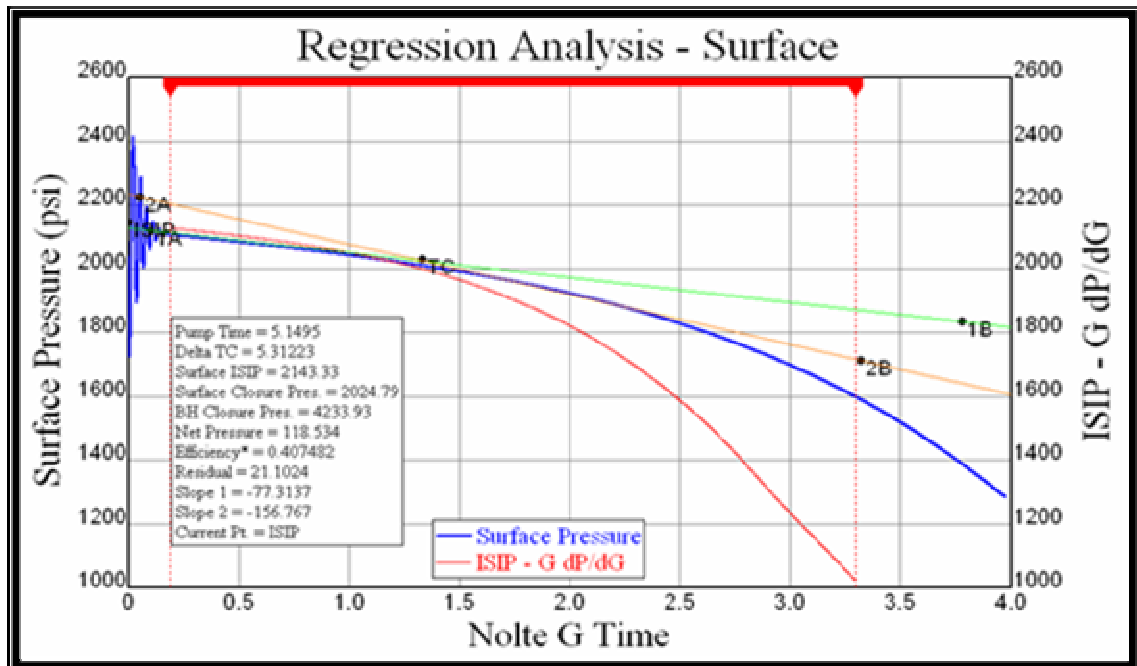
Figura 7.8: Step Down Test Pozo YR-52



Fuente: ECOPEPETROL S.A. Informe Frac-YR-52 BJ Services

La gráfica 7.9 presenta el análisis de la declinación de Presión aplicando la técnica de regresión durante la operación de SDT.

Figura 7.9: Análisis de resultados de SDT por medio del análisis de regresión



Fuente: ECOPETROL S.A. Informe Frac-YR-52 BJ Services

Los resultados obtenidos de las dos pruebas (SRT y SDT) realizados en el minifrac se presentan el siguiente cuadro, donde se pueden identificar claramente los parámetros resultantes en cada prueba:

Tabla 12: Principales parámetros de tratamiento en operación de Minifrac.

PARAMETRO DE TRATAMIENTO	SRT	SDT
Presión de “rompimiento” en superficie, Psi	3363	2852
Presión máxima en superficie, Psi	3550	3180



Presión promedio de tratamiento en superficie a máxima tasa estabilizada, Psi.	3180	3170
Tasa máxima de bombeo, BPM	24.9	25.0
Tasa promedio de bombeo, BPM	-	-
Pre-ISIP	3190	
ISIP	2057	2143
Pérdidas de Presión por fricción, Psi	1133	
Presión de cierre en superficie, Psi	1767	2024
Presión de cierre en fondo, Psi.	3976	4233
Gradiente de fractura, Psi/Ft.	0.845	0.845
Eficiencia del fluido de fractura, (%)	27	40

Estos datos presentados en el cuadro adjunto permiten realizar las siguientes conclusiones:

- En todos los casos por interpretación de Regresión de Presión la eficiencia es mayor que 20% en la declinación del SRT y es mayor aún en la declinación del SDT.
- La presión de fondo calculada es +/- 4000 Psi.
- ISIP (presión de cierre instantaneo en superficie) es ligeramente mayor en el SDT. (80-100 Psi mayor).



- El gradiente de fractura está muy próximo al considerado en el diseño inicial 0.83 Psi/Ft.
- En el SRT se obtiene una presión de extensión de 2800 Psi (los últimos valores de Presión son menores que los anteriores).
- De SDT se obtiene un coeficiente alfa tendiente a 1 que indica alta eficiencia en perforados y que se corrobora con el efecto de “Hammer” en todos los casos en que sucede cambio de tasas de bombeo, esto se debe a la alta densidad de cañoneo, 12 tpp en 44 pies abiertos.
- Hay una reducción de +/- 600 Psi en la presión de tratamiento en superficie posterior al bombeo del tratamiento orgánico (Presión bombeo +/- 3900 Psi a 22 BPM).
- El fluido de fractura utilizado y tomado de muestra durante el bombeo rompe a 3 horas en el baño María a temperatura de fondo.

7.3.1.4.1. INYECCIÓN DE 80 BLS DE FLUIDO DE FRACTURA ALTA TASA A MANERA DE MINIFRAC.

Posterior a las operaciones de SRT y SDT se bombeó continuamente 80 Bls de fluido de fractura reticulado **Spectra G – 3000 (Base Agua)** a alta tasa (25 BPM), para corroborar la eficiencia del fluido por medio de la determinación de la presión de cierre en superficie y fondo. La gráfica 7.10. adjunta muestra el comportamiento de dichos parámetros.

Figura 7.10: Minifrac Pozo YR-52

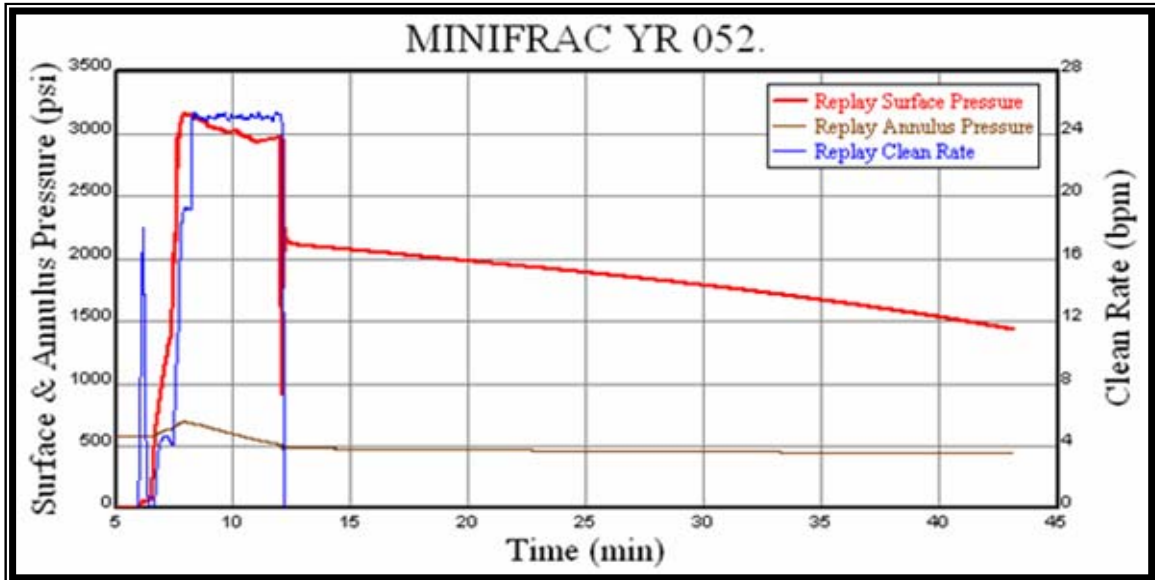
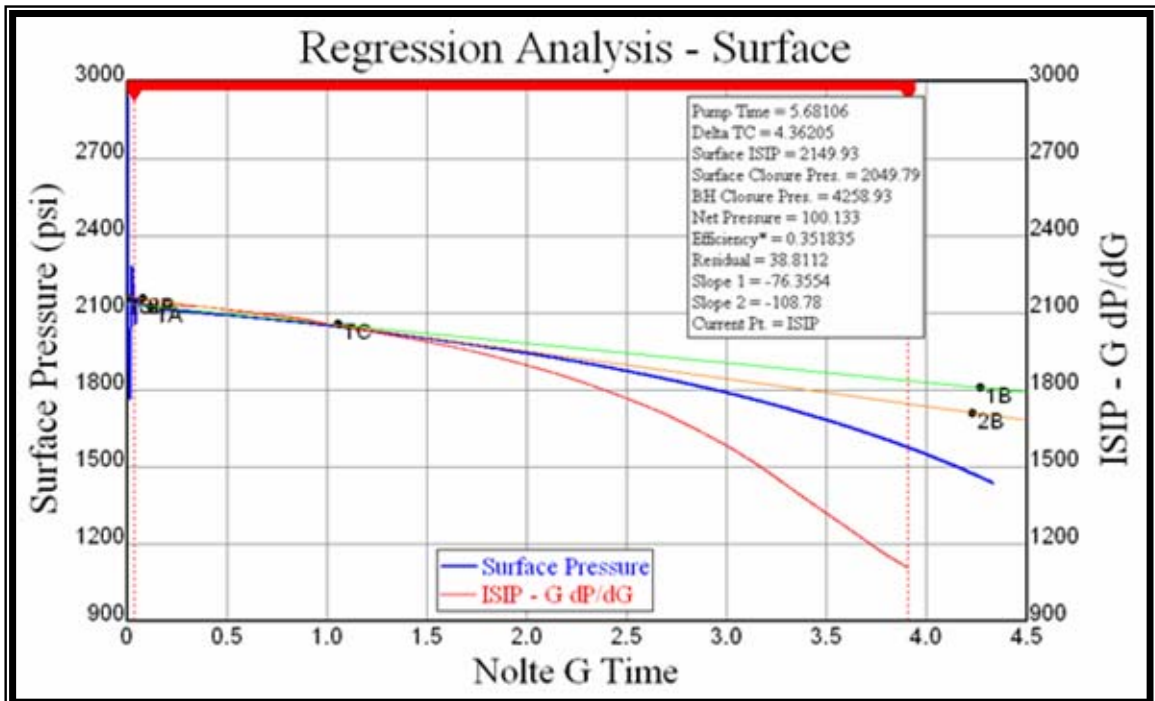


Figura 7.11: Análisis de resultados del minifrac por medio del análisis de regresión



Fuente: ECOPETROL S.A. Informe Frac-YR-52 BJ Services

La gráfica 7.11 presenta la interpretación del análisis de Minifrac aplicando la técnica de Regresión.

Finalmente, la Tabla 13, muestra el resumen de las variables fundamentales de operación analizadas en el minifrac y que se pueden observar gráficamente; las cuales son determinantes para la operación de fracturamiento como tal.

Tabla 13: Principales parámetros de tratamiento en operación de Minifrac

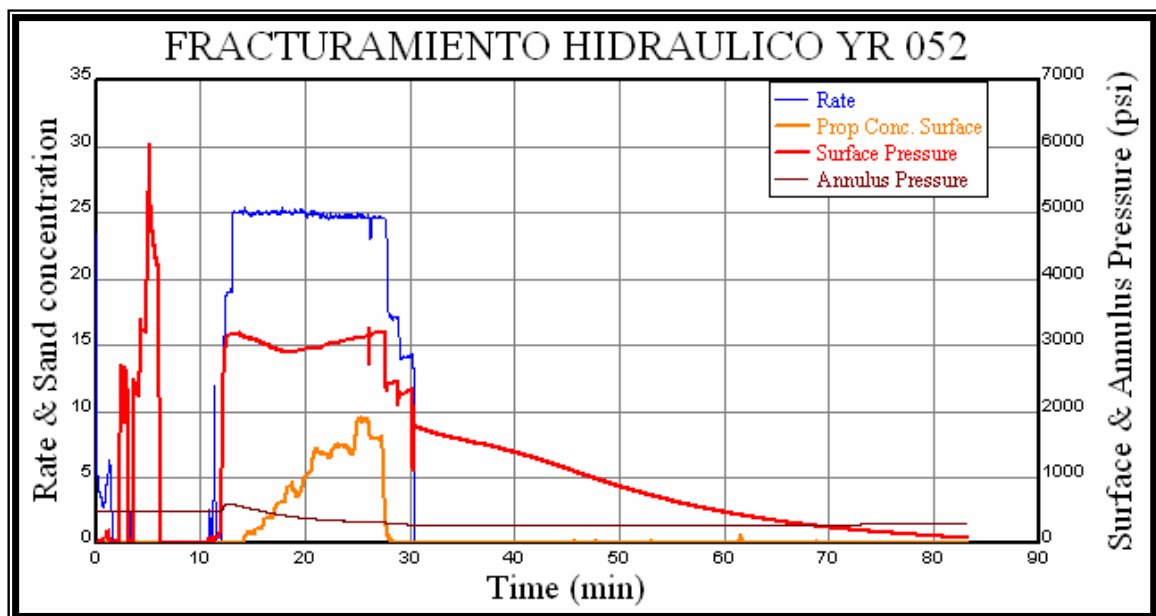
PARAMETRO DE TRATAMIENTO	MINIFRAC
Presión de “rompimiento” en superficie, Psi	2967
Presión máxima en superficie, Psi	3180
Presión promedio de tratamiento en superficie, Psi.	3100
Tasa máxima de bombeo, BPM	25.1
Tasa promedio de bombeo, BPM	24.8
Pre-ISIP	2969
ISIP	2149
Pérdidas de Presión por fricción, Psi	820
Presión de cierre en superficie, Psi	2049
Presión de cierre en fondo, Psi.	4258
Gradiente de fractura, Psi/Ft.	0.86
Eficiencia del fluido de fractura, (%)	36

7.3.1.5. OPERACION DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Posterior a la interpretación de los principales parámetros de tratamiento en la operación de Minifrac (SRT, SDT, Minifrac a tasa continua) se diseñó un nuevo programa de bombeo para la ejecución de la operación de fracturamiento hidráulico en los intervalos de tratamiento.

La operación de fracturamiento hidráulico para el pozo YR-52 se realizó con 350 Bls de fluido de fractura y 58000 Lbs de Carbolita convencional 20-40 en etapas crecientes desde 1.0 LPG a 8.0 LPG. La gráfica presenta los principales parámetros de tratamiento durante la operación de fracturamiento.

Figura 7.12. Fracturamiento Hidráulico Pozo YR-52



Fuente: ECOPETROL S.A. Informe Frac-YR-52 BJ Services



La siguiente Tabla contiene la información generada durante la operación de estimulación por fracturamiento hidráulico del intervalo 5386´-5430´ MD del pozo YR-052.

Tabla 14: Principales parámetros de tratamiento en operación de fracturamiento hidráulico.

PARAMETRO DE TRATAMIENTO	FRAC.
Presión de “rompimiento” en superficie, Psi	3171
Presión máxima en superficie, Psi	3190
Presión promedia de tratamiento en superficie, Psi.	2990
Tasa máxima de bombeo, BPM	25.1
Tasa promedio de bombeo, BPM	24.8
Pre-ISIP	-
ISIP	1778
Pérdidas de Presión por fricción, Psi	-
Presión de cierre en superficie, Psi	1353
Presión de cierre en fondo, Psi.	3562
Gradiente de fractura, Psi/Ft.	0.79
Volumen bombeado (Bls) etapa de Pad, Bls	48.4
Volumen de slurry bombeado (Bls) etapa de 1.0 LPG.	37.4

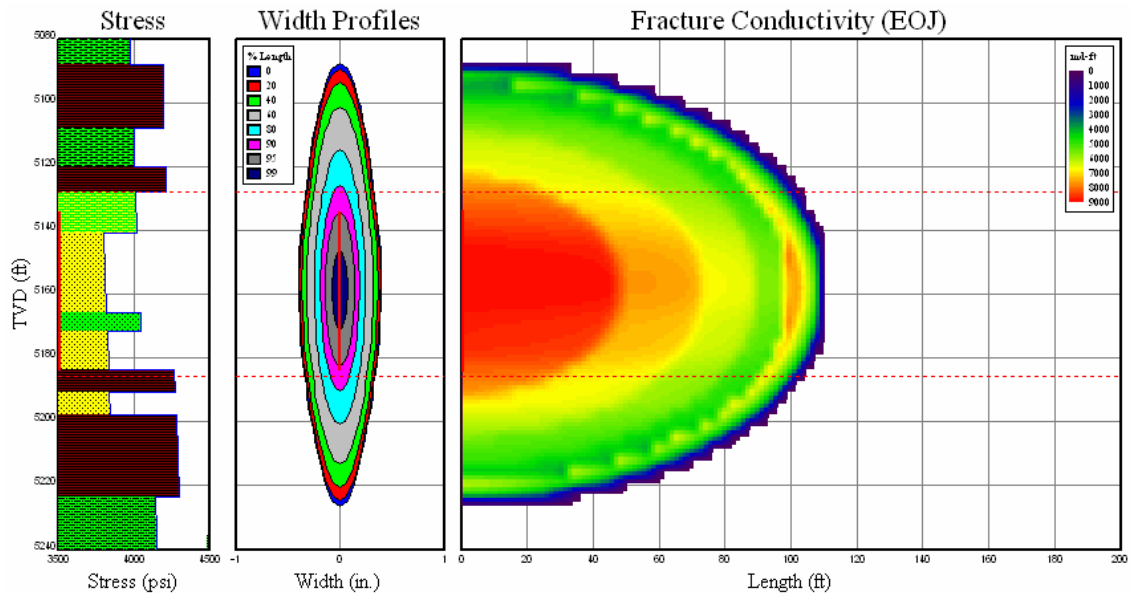


Volumen de slurry bombeado (Bls) etapa de 2.0 LPG	25.8
Volumen de slurry bombeado (Bls) etapa de 3.0 LPG	27.1
Volumen de slurry bombeado (Bls) etapa de 4.0 LPG	31.1
Volumen de slurry bombeado (Bls) etapa de 5.0 LPG	32.2
Volumen de slurry bombeado (Bls) etapa de 6.0 LPG	48.5
Volumen de slurry bombeado (Bls) etapa de 7.0 LPG	56.3
Volumen de slurry bombeado (Bls) etapa de 8.0 LPG	64.2
Volumen bombeado (Bls) en desplazamiento, Bls.	40
Volumen total de Slurry (Bls).	409
Volumen total de líquido bombeado (Bls).	352
Total agente de soporte bombeado (Arena 12-20), Lbs	58000

Nota: los valores en los parámetros reportados (por análisis en la declinación de presión) son preliminares y podrían estar sujetos a un posible y ligero cambio.

Todo este procedimiento se resume a los valores registrados en la Tabla anexa y el comportamiento de la fractura inducida se puede observar en la grafica 7.13

Figura 7.13: GEOMETRIA DE FRACTURA INDUCIDA EN TIEMPO REAL.



Fuente: ECOPETROL S.A. Informe Frac-YR-52 BJ Services

7.3.1.6. GEOMETRIA DE FRCTURA INDUCIDA:

La geomtria de la factura inducida en el pozo YR-52 se resume en la siguiente Tabla, la cual recopila las medidas mas importantes del la fisura.

Tabla 15: Resumen de los resultados del fracturamiento hidraulico en el pozo YR-52 - PROPPANT DESIGN SUMMARY

Created Fracture Length EOJ	110.38 (ft)
Total Propped Fracture Length	110.38 (ft)

Avg. Propped Height in Fracture	109.97 (ft)
Avg. Propped Height in Pay Zone	57.231 (ft)
Avg. Propped Width at Well (Closure)	0.32727 (in.)
Avg. Propped Width in Pay Zone (Closure)	0.27921 (in.)
Max. Width EOJ at Perfs	0.79472 (in.)
Avg. Prop. Conc./Area in Fracture (EOJ)	2.1352 (lbm/ft ²)
Avg. Prop. Conc./Area in Pay Zone (Closure)	2.3677 (lbm/ft ²)
Avg. Frac Conductivity in Pay Zone (Closure)	7545.9 (md-ft)
Avg. Dim. Fracture Cond. in Pay	0.31649
Propped Fracture Ratio (EOJ)	0.55016
Estimated Closure Time	10.808 (min)

7.3.1.7. RESULTADOS DEL FRACTURAMIENTO:

Después de finalizar con las operaciones de fracturamiento, el pozo se sometió a las operaciones de limpieza de arena y estimulación mecánica hasta sacar la mayor cantidad de fluido de fractura, incluyendo material de soporte (carbolita); para que al momento de bajar el diseño de producción se minimice el riesgo de arenamiento de la bomba.

Finalmente, se instaló el sistema de producción para el pozo y se sometió a seguimiento de producción y de niveles de fluido. Debido al aumento de



la producción, ha sido necesario realizar varias optimizaciones en el sistema de bombeo mecánico para aumentar la capacidad de extracción (cambio de bomba, aumento de recorrido de la unidad de bombeo, etc).

De esta operación se puede concluir que tuvo éxito y que se ha logrado un aumento en la producción del pozo.

7.3.2. POZO YR-0065:

El día 29 de Noviembre de 2005 se efectuó el *pre spud* meeting para la operación de Fracturamiento Hidráulico en el pozo YR 65.

Posteriormente se inició a la operación de fracturamiento hidráulico, pero durante el desarrollo de estas, se presentaron una serie de inconvenientes operativos que afortunadamente fueron superados y que se resumen a continuación:

Durante la operación de acondicionamiento de pozo, se colocó el empaque BP con cable, a 7488' MD y se bombeó tapón de arena con tope a 7478'.

El día 3 de Diciembre se inició la "corrida" de la sarta de fracturamiento 3 ½" EUE con "Packer" tipo Retrievmatic. La sarta de fracturamiento fue probada con éxito hasta el punto de asentamiento del empaque pero no fue posible "pescar" la standing valve, razón por la cual fue necesario sacar tubería.

Se encontró un depósito de incrustaciones de hierro sobre la standing valve. Se bajó nuevamente la sarta con punta abierta para realizar operación de limpieza con sistema ácido 7.5% HCl.



Nuevamente se bajó sarta de fracturamiento probando con 5000 Psi con éxito hasta la posición de asentamiento del empaque 7343', pero no se pudo pescar standing valve. Se sacó sarta de fracturamiento y nuevamente se encontró un depósito de incrustaciones de hierro sobre la staning valve.

Se bajó "nueva" sarta de fracturamiento compuesta por tubería inspeccionada y limpia. La prueba de tubería no presentó ningún problema hasta la profundidad de asentamiento del empaque y fue necesario sacar nuevamente la tubería porque no fue posible pescar la "Standing valve".

Se sacó tubería y se cambió de standing valve, se bajó nuevamente probando y finalmente el pozo quedó preparado para la operación de fracturamiento hidráulico.

7.3.2.1. PREPARACIÓN DE FLUIDO DE FRACTURAMIENTO:

El fluido de fractura utilizado en las operaciones de Minifrac y Fracturamiento es el fluido base agua –Spectra G-3000- cuya composición se resume en la Tabla que se muestra a continuación:

Tabla 16: Composición fluido de fracturamiento Spectra G-3000.

COMPONENTE	FUNCION	CONCENTRACION
X-cide 207	Bactericida	0.3 PPT
Clay Treat 3C	Inhibidor o estabilizador de arcillas.	2.0 GPT
BF-3	Buffer, estabilizador PH agua de mezcla.	2 PPT

NE-18 LB	Surfactante no-iónico	2 GPT
GW-27	Agente gelificante, Guar.	30 PPT
BF-7L	Buffer, Carbonato de Potasio.	2.5 GPT
XLW-56	Crosslinker o agente reticulante.	2.5 GPT
GBW-12C	Enzima rompedora	1.0 GPT (66:1)

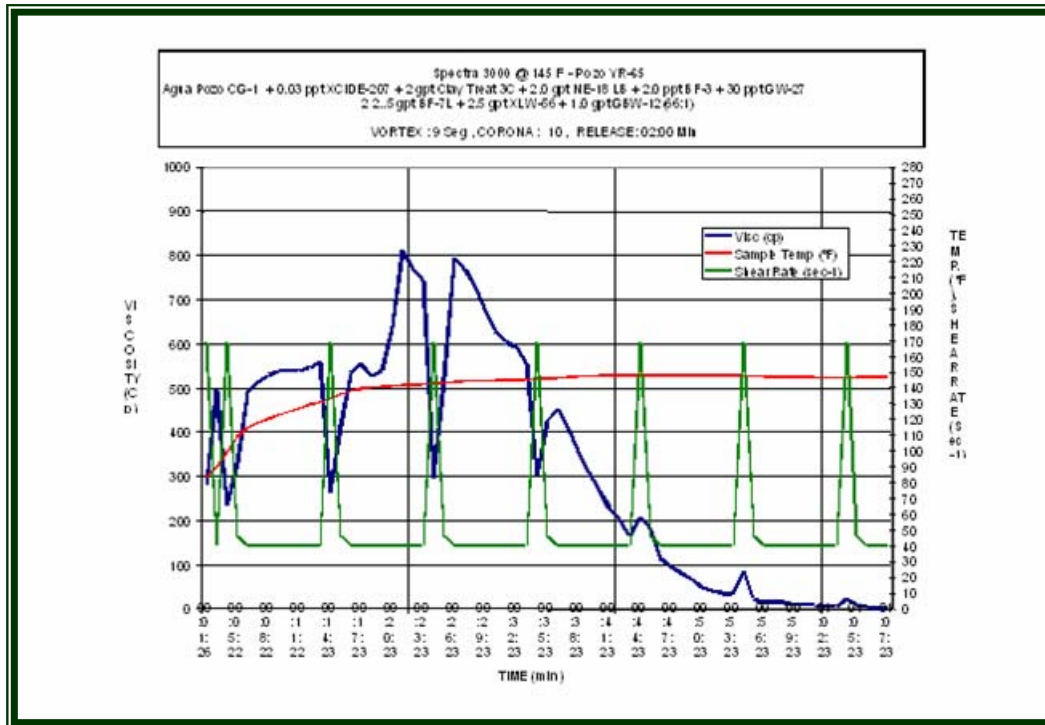
La fuente del agua utilizada para la mezcla del fluido de fractura fue agua del pozo ECP-1, cuyo análisis químico se describe en la Tabla 17.

Tabla 17: Análisis químico agua ECP-1.

PROPIEDAD	AGUA FLUIDO DE FRACTURA (FRAC TANK)
Ph	7
Fe totales	0.1
Cloruros	25 ppm
Dureza total	70
Dureza cálcica	45

La gráfica 7.14 anexa, muestra el comportamiento de la viscosidad del fluido de fractura a condiciones de temperatura de yacimiento.

Figura 7.14: Comportamiento viscosidad de fluido de fractura Spectra G-3000.



Fuente: ECOPETROL S.A. Informe Frac-YR-65 BJ Services

7.3.2.2. LIMPIEZA Y REMOCION DE DEPOSITOS ORGANICOS:

Debido a la posible presencia de depósitos orgánicos, se realizó una limpieza y remoción de depósitos orgánicos en el intervalo de tratamiento con un volumen total de 70 Bls de tratamiento de la mezcla Varsol:Xileno, cuya composición se resume en la Tabla 18 adjunta.

Además, puede observarse el comportamiento de los fluidos en la grafica 7.15 que se muestra en la siguiente pagina.

Tabla 18: Composición (*) Tratamiento para remoción depósitos orgánicos.

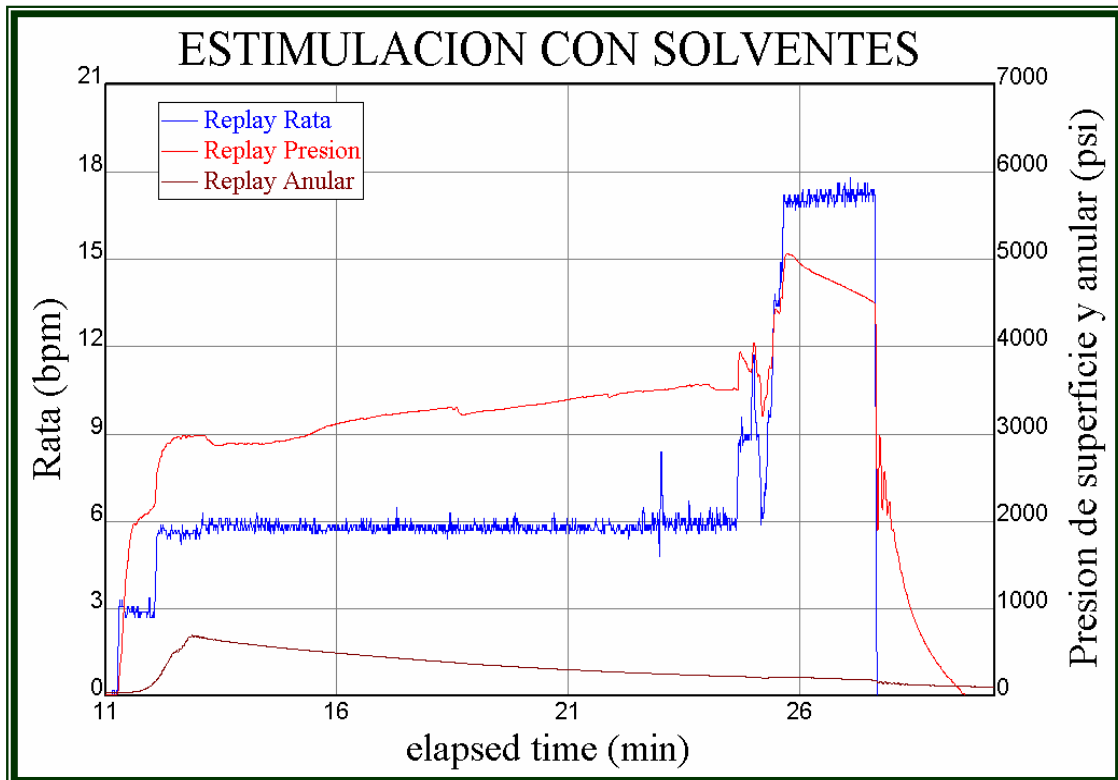
PRODUCTO	DESCRIPCION	CONC.	UND.
Varsol	Solvente Orgánico	535	Gpt
Xileno	Solvente Orgánico	365	Gpt
PET – 55	Surfactante	50	Gpt
PET – 200	Solvente Mutual	50	Gpt

(*) Composición por 1000 galones.

La tasa matricial promedia fue de 3.8 BPM y máxima de 6.9 BPM, la presión promedio de trabajo fue 3700 psi, la máxima fue 5050 psi.

El tratamiento se desplazo con 60 bbl de Gel Lineal. Posterior a un remojo de 10 horas del tratamiento de limpieza y remoción de depósitos orgánicos, se realizó la operación de Minifrac.

Figura 7.15: Comportamiento de fluidos inyectados para remoción de orgánicos



Fuente: ECOPEPETROL S.A. Informe Frac-YR-65 BJ Services

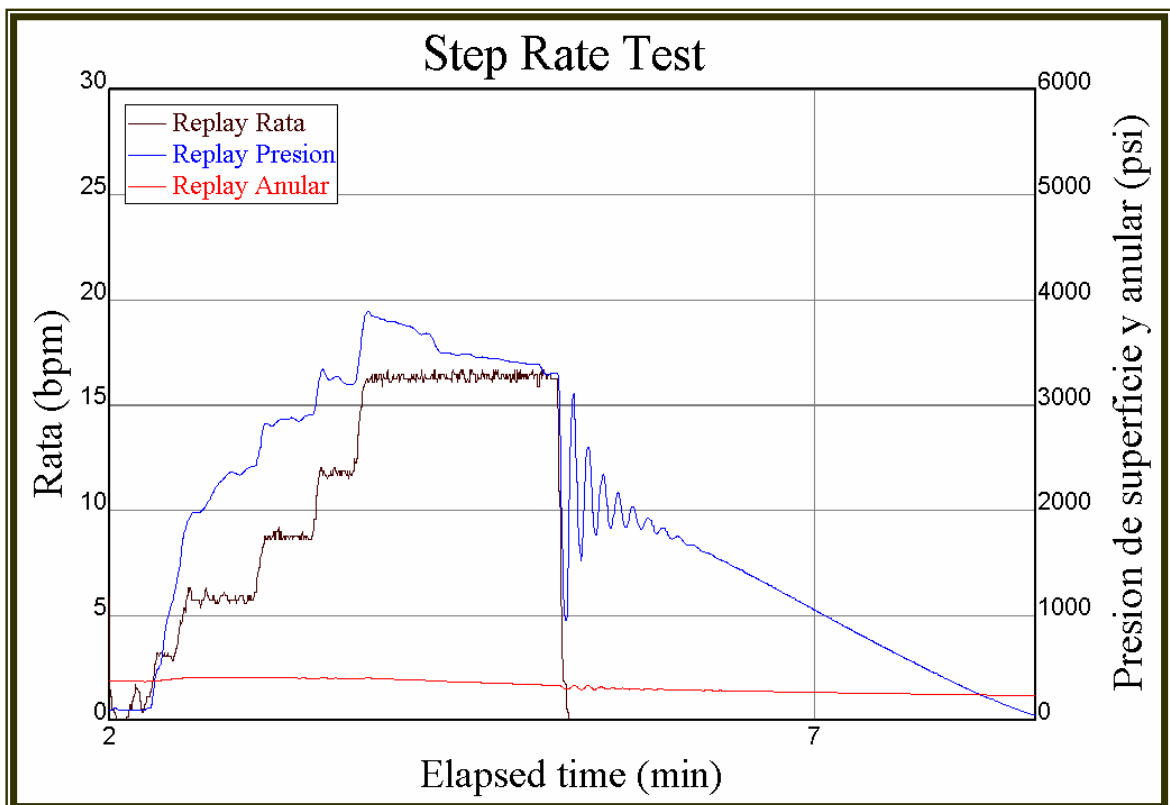
7.3.2.3. OPERACIÓN DE MINIFRAC:

La operación de Minifrac se dividió en dos (2) etapas, que se resumen a continuación:

Step Rate Test (SRT):

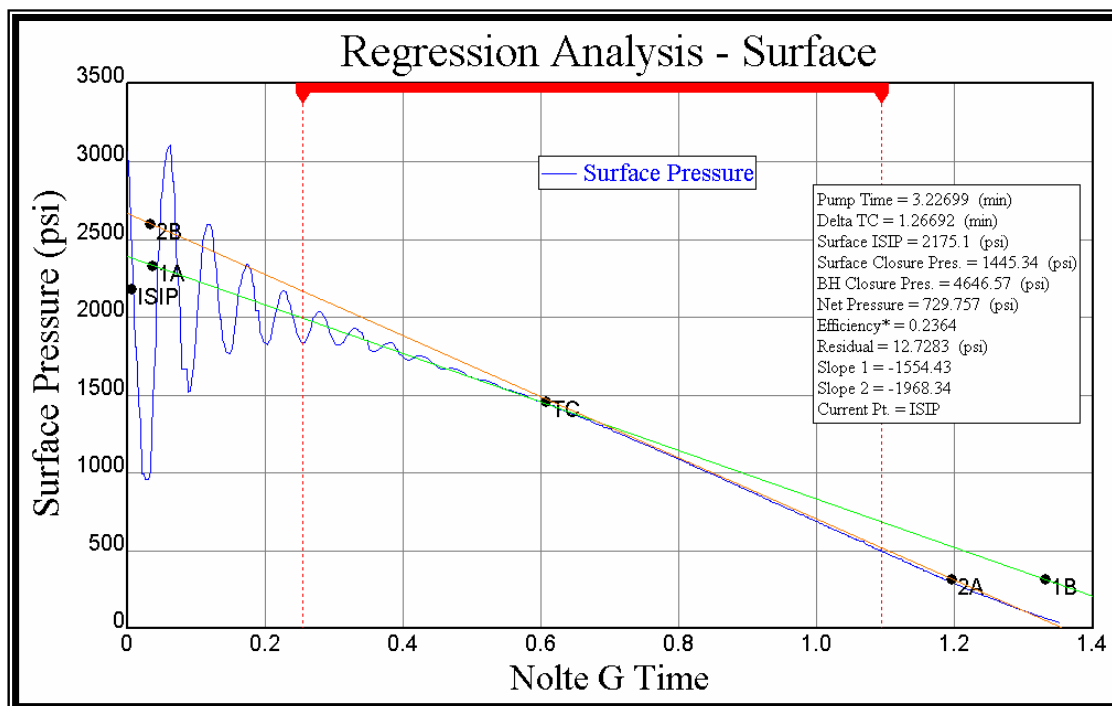
Se realizó el Step Rate Test (SRT) con el objetivo de determinar la Presión de propagación o extensión de fractura en condiciones dinámicas. Para tal fin se bombearon 63 Bls de fluido **Spectra 3000 (Base agua)** a diferentes tasas de bombeo como se observa en la gráfica 7.16. Dicho fluido desplazó además el gel lineal 3000 que se encontraba en la sarta de fracturamiento (frac string).

Figura 7.16: Step Rate Test Pozo YR-65



Fuente: ECOPEPETROL S.A. Informe Frac-YR-65 BJ Services

Figura 7.17: Análisis de los principales parámetros del pozo YR-65



Fuente: ECOPEPETROL S.A. Informe Frac-YR-65 BJ Services

Después de realizar la respectiva prueba SRT se analizaron los resultados por medio de el método de Análisis de Regresión y se obtuvieron los siguientes valores, resumidos en la Tabla adjunta, para las variables analizadas.

Tabla 19: Resultados de las variables obtenidas en el Step Rate Test

PARAMETRO DE TRATAMIENTO	SRT
Presión de “rompimiento” en superficie, Psi	3896

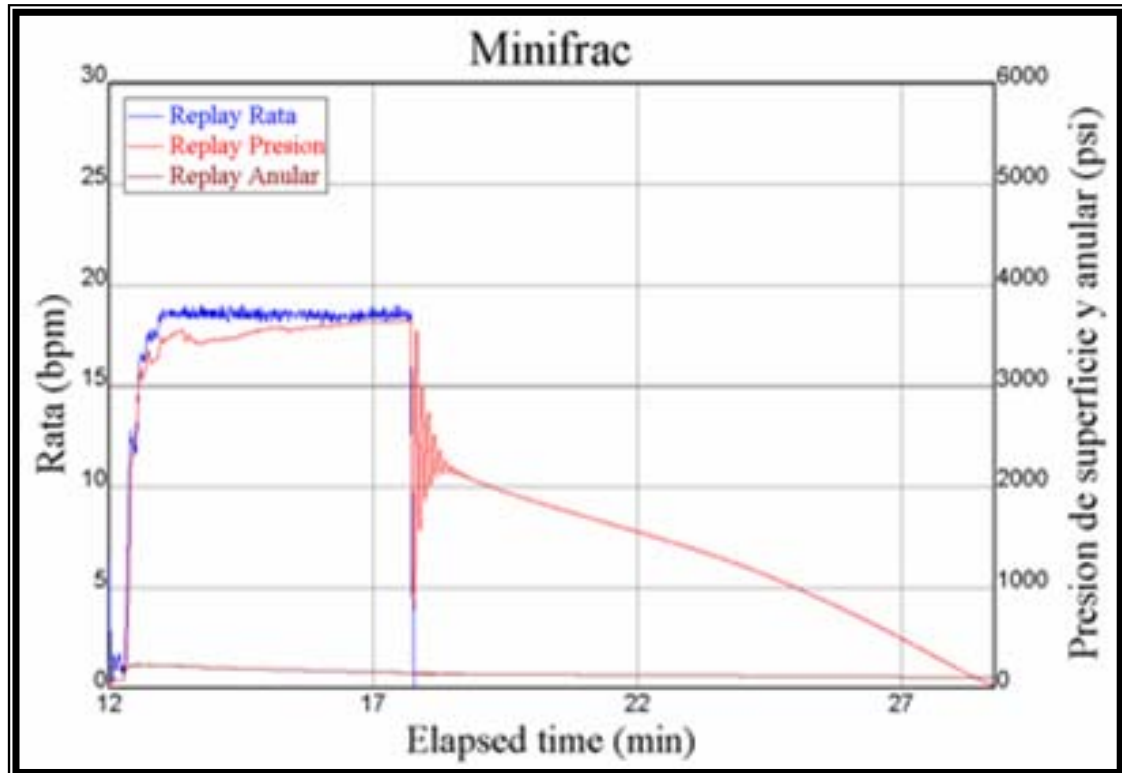
Presión máxima en superficie, Psi	3896
Presión promedio de tratamiento en superficie a máxima tasa estabilizada, Psi.	2936
Tasa máxima de bombeo, BPM	16.7
Tasa promedio de bombeo, BPM	11.5
Pre-ISIP	3286
ISIP	2166
Pérdidas de Presión por fricción, Psi	1120
Presión de cierre en superficie, Psi	1437
Presión de cierre en fondo, Psi.	4638
Gradiente de fractura, Psi/Ft.	0.75
Eficiencia del fluido "Gel lineal", (%)	24

7.3.2.3.1. INYECCIÓN DE 100 BLS DE FLUIDO DE FRACTURA ALTA TASA A MANERA DE MINIFRAC:

Posterior a la operación de Step Rate Test se realizó una inyección de 100 Bls de fluido de fracturamiento (Spectra G – 3000, Base Agua) a alta tasa (17.70 BPM promedio).

La gráfica 7.18, muestra el comportamiento de los principales parámetros de tratamiento medidos en superficie (tasa de bombeo y Presión de tratamiento).

Figura 7.18: Minifrac Pozo YR-65

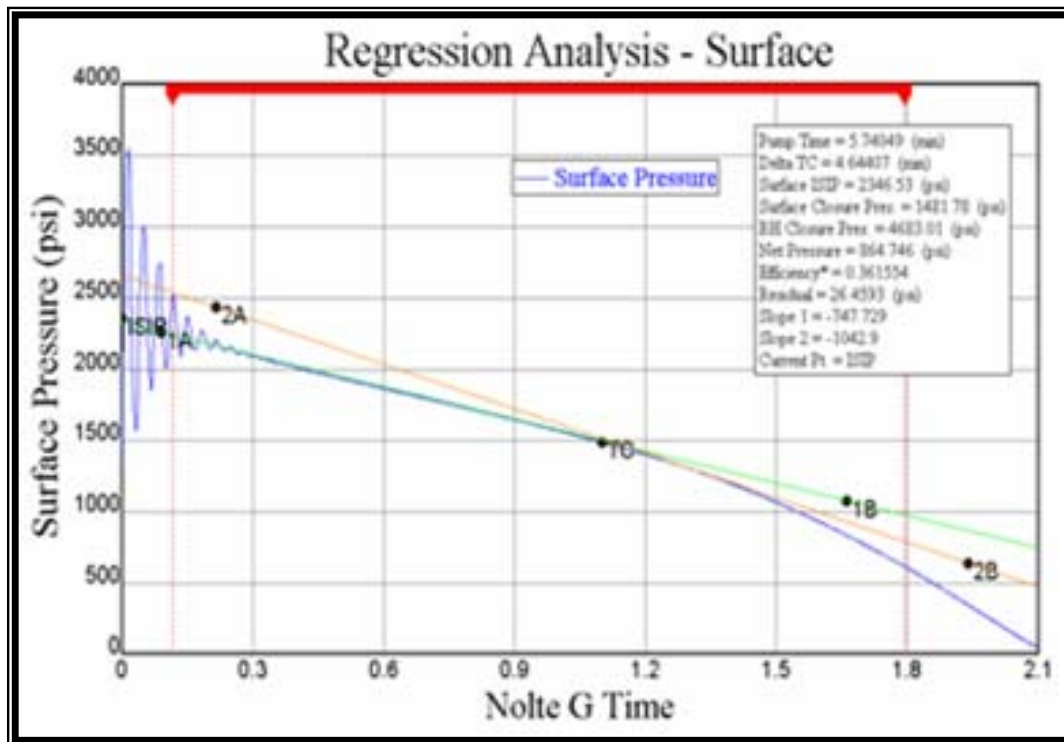


Fuente: ECOPEPETROL S.A. Informe Frac-YR-65 BJ Services

La gráfica 7.19 adjunta, muestra el análisis y la interpretación de la declinación de Presión aplicando la técnica de Regresión obtenida de la etapa de Minifrac.

Al lado derecho de la grafica se observan los valores que se producen del análisis del minifrac por medio del simulador (FRACPAC).

Figura 7.19: Análisis de los resultados obtenidos del minifrac en el pozo YR-65



Fuente: ECOPEPETROL S.A. Informe Frac-YR-65 BJ Services

La Tabla anexa resume los resultados que arrojó el minifrac que se realizó en el pozo YR-65, para el re-diseño del fracturamiento en el pozo YR-65.

Notese que los datos obtenidos en la etapa del minifrac son muy parecidos a los datos que se obtienen del SRT. Lo que indica que no se presentó ninguna alteración en el pozo al inyectar el fluido de fracturamiento.

Tabla 20: Resultados del Minifrac Pozo YR-65

PARAMETRO DE TRATAMIENTO	MINIFRAC
Presión de “rompimiento” en superficie, Psi	3556
Presión máxima en superficie, Psi	3642
Presión promedio de tratamiento en superficie, Psi.	3376
Tasa máxima de bombeo, BPM	19
Tasa promedio de bombeo, BPM	17.7
Pre-ISIP	3641
ISIP	2352
Pérdidas de Presión por fricción, Psi	1289
Presión de cierre en superficie, Psi	2060
Presión de cierre en fondo, Psi.	4640
Gradiente de fractura, Psi/Ft.	0.77
Eficiencia del fluido de fractura, (%)	36

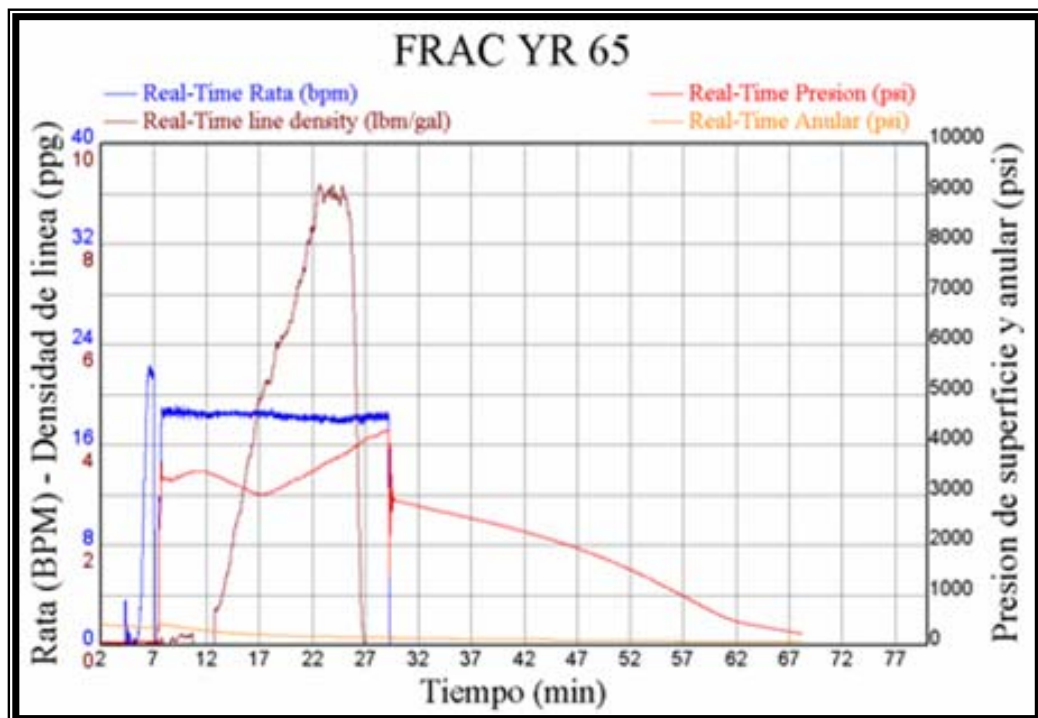
7.3.2.4. OPERACION DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO:

Posterior a la interpretación de los principales parámetros de tratamiento en la operación de Minifrac (SRT, Minifrac a tasa continua) se diseñó un nuevo

programa de bombeo para la ejecución de la operación de fracturamiento hidráulico en el intervalo de tratamiento.

La gráfica adjunta presenta los principales parámetros de tratamiento durante la operación de fracturamiento.

Figura 7.20: Resultados del Fracturamiento Hidráulico Pozo YR-65



Fuente: ECOPEPETROL S.A. Informe Frac-YR-65 BJ Services

La Tabla anexa resume los resultados que arrojó el fracturamiento que se realizó en el pozo YR-65, teniendo en cuenta los resultados del minifrac realizado anteriormente.

Tabla 21: Resultados de Fracturamiento Hidráulico en Pozo YR-65

PARAMETRO DE TRATAMIENTO	FRACTURAMIENTO
Presión de “rompimiento” en superficie, Psi	3656
Presión máxima en superficie, Psi	4301
Presión promedio de tratamiento en superficie, Psi.	3200
Tasa máxima de bombeo, BPM	18.7
Tasa promedio de bombeo, BPM	18.2
Pre-ISIP	4301
ISIP	2933
Pérdidas de Presión por fricción, Psi	-
Presión de cierre en superficie, Psi	-
Presión de cierre en fondo, Psi.	-
Gradiente de fractura, Psi/Ft.	-
Volumen bombeado (Bls) etapa de Pad, Bls	67.8 (3480 Psi)
Volumen de slurry bombeado (Bls) de 0 -1.0 LPG.	24.1 (3363 Psi)
Volumen de slurry bombeado (Bls) Rampa de 1.0 – 5.0 LPG	67.3 (3363 Psi)
Volumen de slurry bombeado (Bls) Rampa de 5.0 – 7.0 LPG	60.1 (3450 Psi)
Volumen de slurry bombeado (Bls) Rampa de 7.0 – 9.0 LPG	48 (3640 Psi)
Volumen de slurry bombeado (Bls) Etapa de 9.0 LPG	69 (4280 Psi)
Volumen bombeado (Bls) en desplazamiento, Bls.	62 (4300 Psi)



Volumen total de Slurry (Bls).	421.2
Volumen total de líquido bombeado (Bls).	390
Total agente de soporte bombeado (Carbolita 20-40), Lbs	52200

7.3.2.5. RESULTADOS DEL FRACTURAMIENTO:

Al terminar las operaciones de fracturamiento, se realizó operaciones de limpieza de arena, obteniendo Carbolita en superficie como producto de la operación de estimulación. Luego se realizaron operaciones de estimulación mecánica hasta sacar la mayor cantidad de fluido de fractura. Dejando el pozo en producción, mediante el sistema de bombeo mecánico.

El pozo presentó problemas de sarta pegada y fue necesario realizar trabajos de reacondicionamiento para dejarlo nuevamente en producción y poder evaluar la producción después de los trabajos de estimulación por fracturamiento hidráulico.

Finalmente, se instaló el sistema de producción para el pozo y se sometió a seguimiento de producción y de niveles de fluido, notando un incremento en lo que lleva trabajando el pozo. Por esta razón es necesario realizar varias optimizaciones en el sistema de bombeo mecánico para aumentar la capacidad de extracción (cambio de bomba, aumento de recorrido de la unidad de bombeo, etc).

De esta operación se puede concluir que, al igual que el fracturamiento del pozo YR-52 tuvo éxito y que se ha logrado un aumento en la producción del



pozo, actualmente el pozo está en seguimiento de producción.

7.3.3. POZO YR-0023

El día 30 de Noviembre de 2005 se inició la operación de fracturamiento hidráulico en el pozo YR-23. Durante la operación de acondicionamiento del pozo se encontró un tope de arena “aportado “por la formación a 5764’ MD medido con tubería, el día 1 de Diciembre 2005 se realizó operación de arenamiento con tope del tapón de arena a 5632’ MD determinada con registro CCL.

Ante la posibilidad de realizar operaciones simultáneas de fracturamiento en los pozos YR-023 y YR-065, se decidió dejar la operación en YR 23 en *stand by para* movilizar el equipo de fracturamiento al pozo YR-065.

El día 9 de Diciembre se inicio la “corrida “de la sarta de fracturamiento 3 ½” EUE (9.3 #/Ft) con “Packer” tipo Retrievmatic. La sarta de frac fue probada a 6000 Psi.

El día 10 de Diciembre se llevó a cabo la estimulación con solventes en el intervalo de tratamiento, con 72 bbl de Tratamiento bombeados a tasa matricial.

El día 10 de Diciembre se realizó la operación de Minifrac y el día 11 de Diciembre se realizó la operación de Fracturamiento Hidráulico, con 450 Bls de fluido de fractura –Spectra G-3000- , 18125 lb de Carbolita 20/40 y 35200 lb de Carbolita resinada Super DC 16/20.

7.3.3.1. PREPARACIÓN DE FLUIDO DE FRACTURAMIENTO

El fluido de fractura utilizado en las operaciones de Minifrac y Fracturamiento es el fluido base agua –Spectra G-3000- cuya composición se resume en la Tabla adjunta.

Tabla 22: Composición fluido de fracturamiento Spectra G-3000.

COMPONENTE	FUNCION	CONCENTRACION
X-cide 207	Bactericida	0.3 PPT
Clay Treat 3C	Inhibidor o estabilizador de arcillas.	2.0 GPT
BF-3	Buffer, estabilizador PH agua de mezcla.	2 PPT
NE-18 LB	Surfactante no-iónico	2 GPT
GW-27	Agente gelificante, Guar.	30 PPT
BF-7L	Buffer, Carbonato de Potasio.	2.5 GPT
XLW-56	Crosslinker o agente reticulante.	2.5 GPT
SUPERSET W*	Activador de la resina	3.0 GPT
GBW-12C	Enzima rompedora	1.0 GPT (66:1)

** El Superssetw fue agregado unicamente en las etapas con arena resinada.*

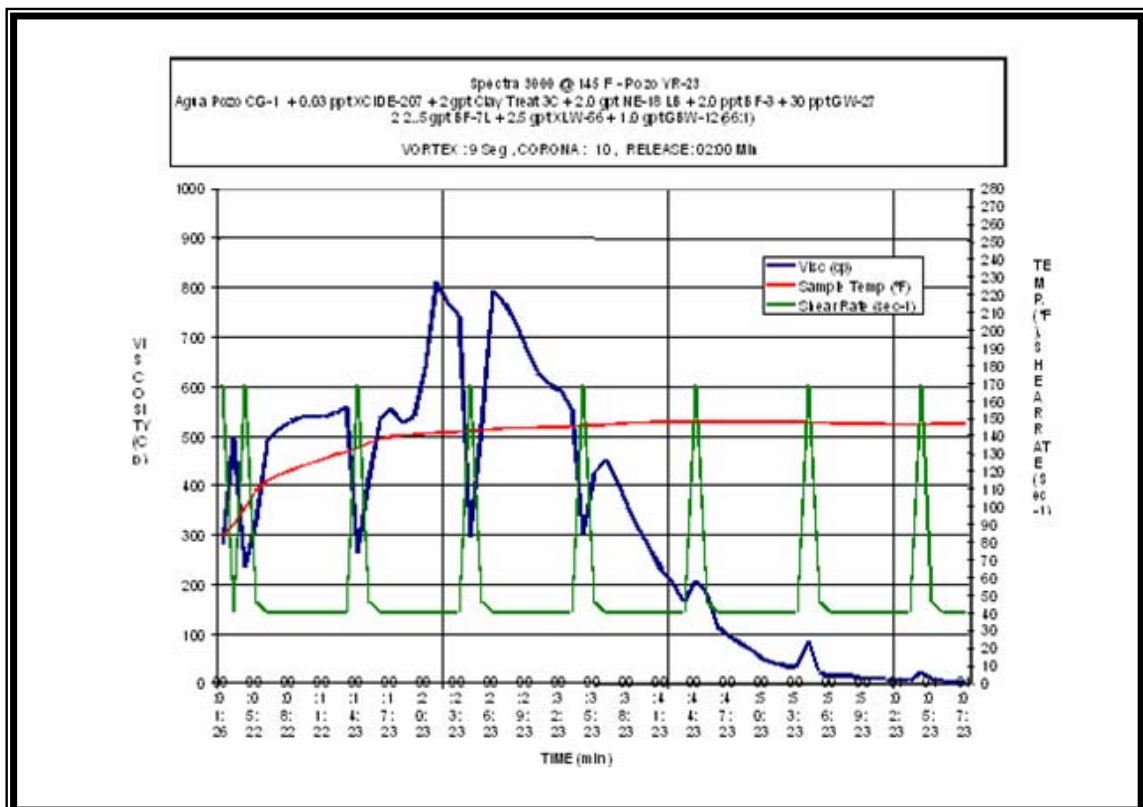
La fuente del agua utilizada para la mezcla del fluido de fractura fue agua del pozo CG-1, su análisis químico de campo se describe en la Tabla siguiente.

Tabla 23: Análisis químico agua CG-1.

PROPIEDAD	AGUA FLUIDO DE FRACTURA (FRAC TANK)
Ph	8
Fe totales	0.3
Cloruros	150 ppm
Dureza total	90
Dureza cálcica	50

La gráfica 7.22 anexa, muestra el comportamiento de la viscosidad del fluido de fractura a condiciones de temperatura de yacimiento.

Figura 7.21: Comportamiento de la viscosidad del fluido de fractura contra la temperatura del yacimiento



Fuente: ECOPETROL S.A. Informe Frac-YR-23 BJ Services



7.3.3.2. LIMPIEZA Y REMOCION DE DEPOSITOS ORGANICOS

Debido a la presencia de depósitos orgánicos se realizó una limpieza y remoción de depósitos orgánicos en el intervalo de tratamiento con una mezcla Varsol:Xileno.

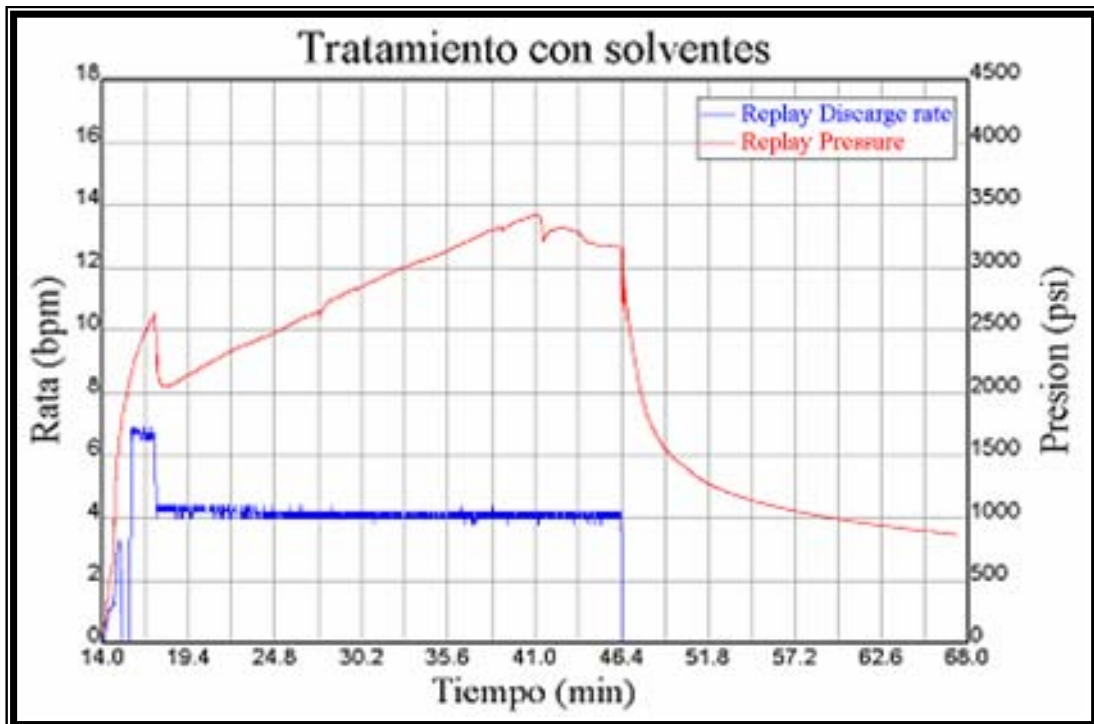
Se bombearon en total 70 bbl de tratamiento, cuya composición se resume en la Tabla 20 adjunta.

Tabla 24: Composición (*) Tratamiento para remoción depósitos orgánicos.

PRODUCTO	DESCRIPCION	CONC.	UND.
Varsol	Solvente Orgánico	535	Gpt
Xileno	Solvente Orgánico	365	Gpt
PET – 55	Surfactante	50	Gpt
PET – 200	Solvente Mutual	50	Gpt

(*) Composición por 1000 galones.

Figura 7.22: Comportamiento fluido inyectado para remoción de orgánicos



Fuente: ECOPEPETROL S.A. Informe Frac-YR-23 BJ Services

La tasa matricial promedio fue de 3.8 BPM y máxima de 6.9 BPM, la presión promedio de trabajo fue 2565 psi, la máxima fue 3421 psi. El tratamiento se desplazó con 45 bbl de salmuera inhibida al 2% NaCl.

Posterior a un remojo de 10 horas del tratamiento de limpieza y remoción de depósitos orgánicos, se realizó la operación de Minifrac.

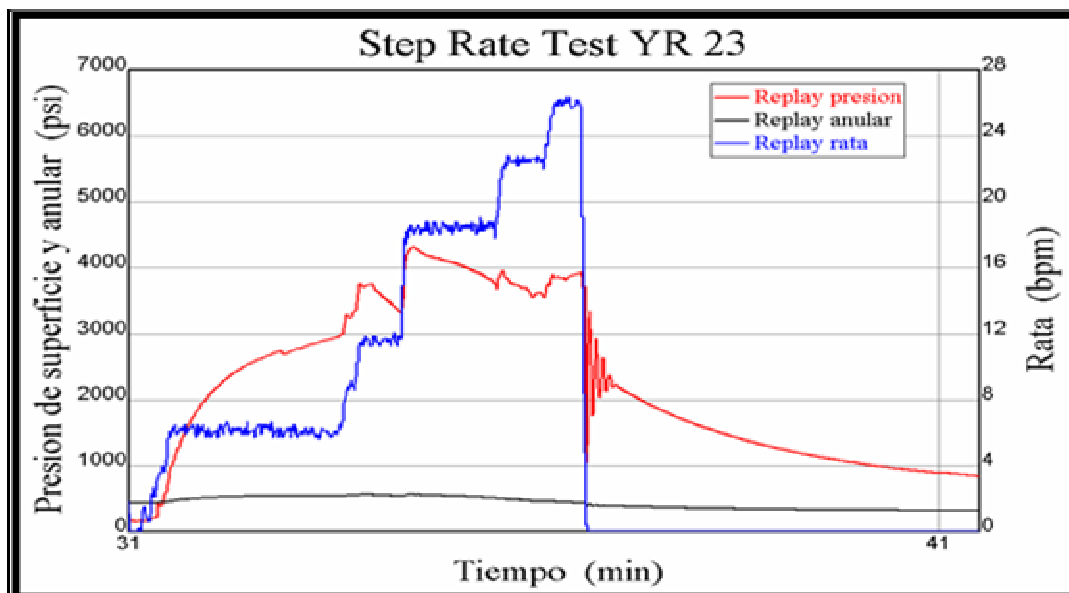
7.3.3.3. OPERACIÓN DE MINIFRAC:

La operación de Minifrac realizada en el pozo YR-23, al igual que para el YR-65, se dividió en dos etapas, las cuales son descritas a continuación:

Step Rate Test:

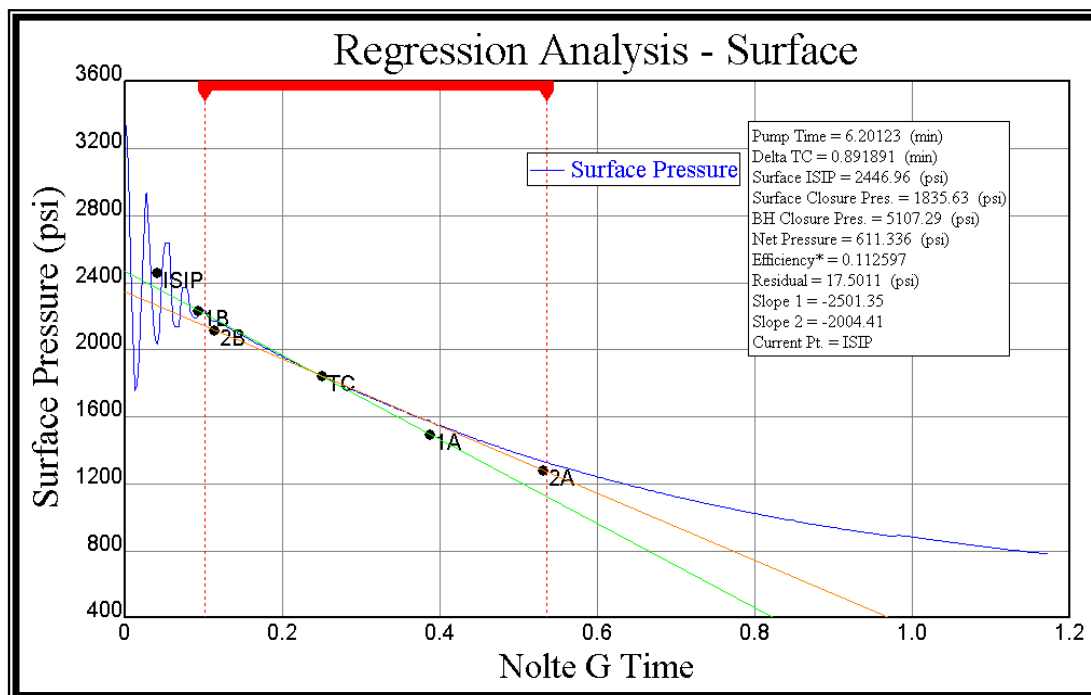
El Step Rate Test (SRT) se efectuó con el objetivo de determinar la Presión de propagación o extensión de fractura en condiciones dinámicas. Para tal fin se bombearon 50 Bls de fluido **Spectra 3000 (Base agua)** (para desplazar la capacidad de la tubería, lo que corresponde al volumen de salmuera que se encontraba en el frac string) a diferentes tasas de bombeo. La gráfica 7.23 muestra el comportamiento de las principales variables del fracturamiento.

Figura 7.23: Step Rate Test Pozo YR-23



Fuente: ECOPEPETROL S.A. Informe Frac-YR-23 BJ Services

Figura 7.23: Análisis de los resultados por el método de la Regresión.



Fuente: ECOPEPETROL S.A. Informe Frac-YR-23 BJ Services

Ademas, se presenta una Tabla con el resumen de los resultados que se obtienen del análisis del Step Rate Test.

Tabla 25: Resultados del Step Rate Test Pozo YR-23

PARAMETRO DE TRATAMIENTO	SRT
Presión de “rompimiento” en superficie, Psi	3730
Presión máxima en superficie, Psi	3764
Presión promedia de tratamiento en superficie @	3609

máxima tasa estabilizada, Psi.	
Tasa máxima de bombeo, BPM	26.4
Tasa promedio de bombeo, BPM	23.6
Pre-ISIP	3924
ISIP	2440
Pérdidas de Presión por fricción, Psi	1484
Presión de cierre en superficie, Psi	1835
Presión de cierre en fondo, Psi.	5107
Gradiente de fractura, Psi/Ft.	0.89
Eficiencia del fluido de fractura, (%)	11

7.3.3.3.1. INYECCIÓN DE 100 BLS DE FLUIDO DE FRACTURA ALTA TASA A MANERA DE MINIFRAC:

Posterior a la operación de Step Rate Test se realizó una inyección de 100 Bls de fluido de fracturamiento – **Spectra G – 3000 (Base Agua)** - a alta tasa (23 BPM promedio).

La gráfica 7.24 y 7.25, muestran el comportamiento de los principales parámetros de tratamiento medidos en superficie (tasa de bombeo y Presión de tratamiento) y el análisis y la interpretación de la declinación de Presión aplicando la técnica de Regresión obtenida de la etapa de Minifrac.

Figura 7.24: MiniFrac Pozo YR-23

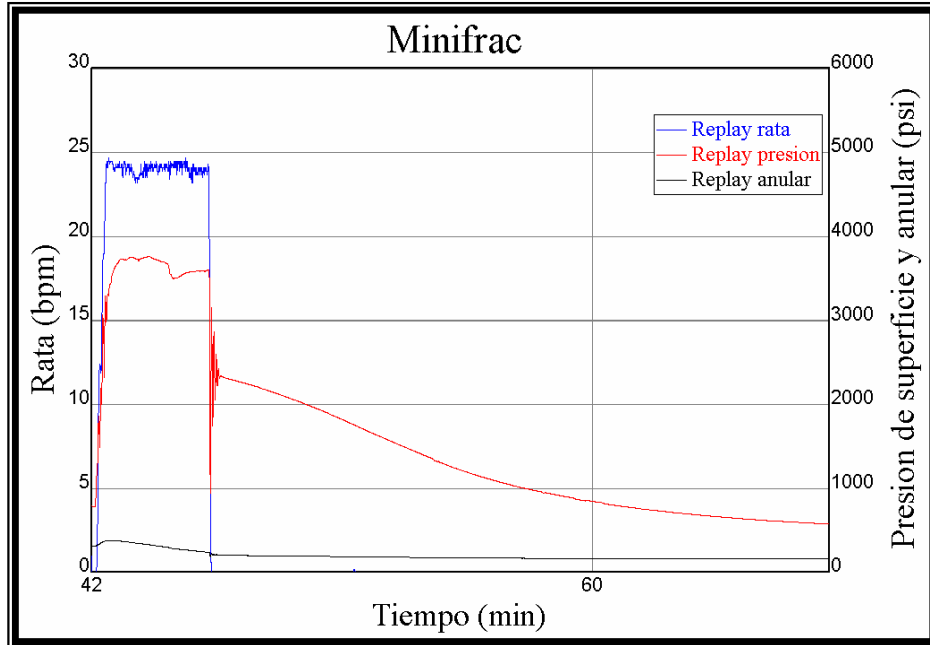
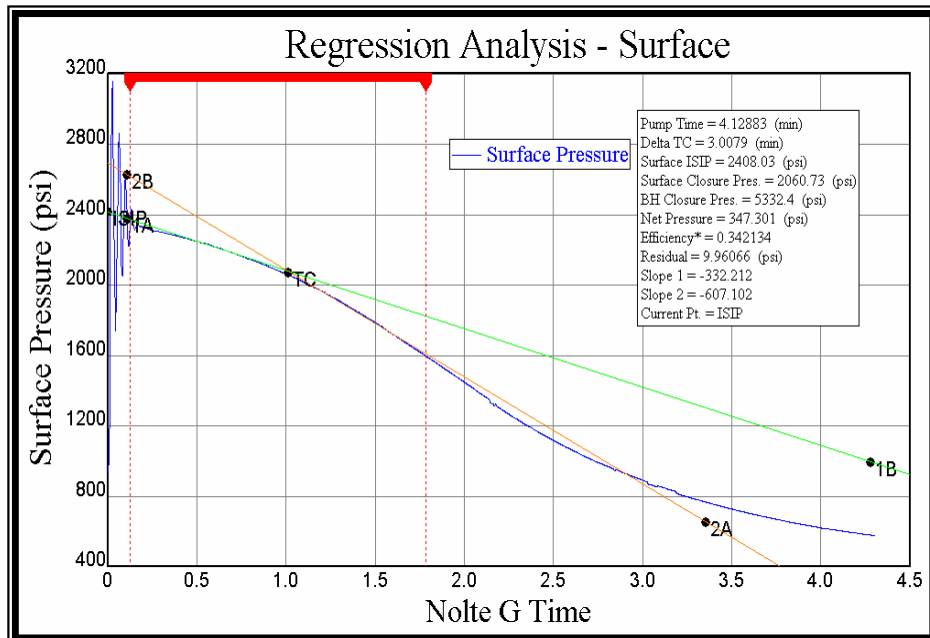


Figura 7.25. Análisis de Resultados por medio de Regresión Pozo YR-23



Fuente: ECOPETROL S.A. Informe Frac-YR-23 BJ Services

Tabla 26: Resultados del Minifrac Pozo YR-23

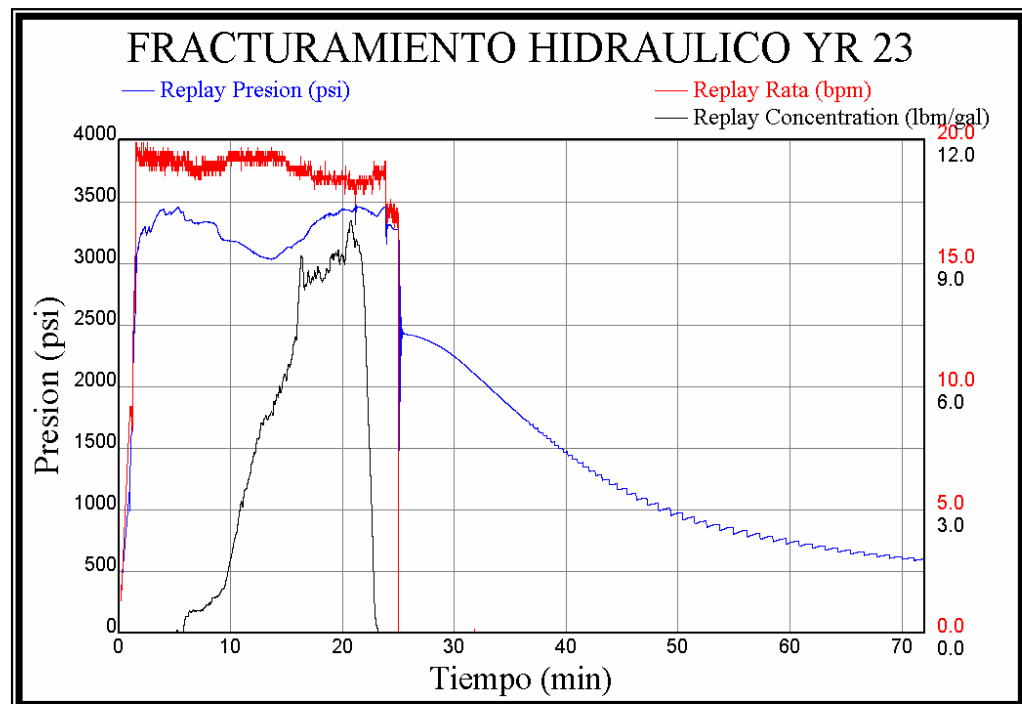
PARAMETRO DE TRATAMIENTO	MINIFRAC
Presión de “rompimiento” en superficie, Psi	3303
Presión máxima en superficie, Psi	3764
Presión promedio de tratamiento en superficie, Psi.	3582
Tasa máxima de bombeo, BPM	24.7
Tasa promedio de bombeo, BPM	23.7
Pre-ISIP	3610
ISIP	2400
Pérdidas de Presión por fricción, Psi	1210
Presión de cierre en superficie, Psi	2060
Presión de cierre en fondo, Psi.	5332
Gradiente de fractura, Psi/Ft.	0.88
Eficiencia del fluido de fractura, (%)	34

7.3.3.4. OPERACION DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Posterior a la interpretación de los principales parámetros de tratamiento en la operación de Minifrac (SDT, Minifrac a tasa continua) se diseñó un nuevo programa de bombeo para la ejecución de la operación de fracturamiento hidráulico en el intervalo de tratamiento.

La gráfica 23 adjunta presenta los principales parámetros de tratamiento durante la operación de fracturamiento.

Figura 7.26: Fracturamiento Hidráulico Pozo YR-23



Fuente: ECOPETROL S.A. Informe Frac-YR-23 BJ Services

Tabla 27: Resultados del Fracturamiento Hidráulico Pozo YR-23

PARAMETRO DE TRATAMIENTO	FRACTURAMIENTO
Presión de “rompimiento” en superficie, Psi	3220
Presión máxima en superficie, Psi	3495

Presión promedio de trato. en superficie, Psi.	3252
Tasa máxima de bombeo, BPM	19.9
Tasa promedio de bombeo, BPM	18.6
Pre-ISIP	3280
ISIP	2440
Pérdidas de Presión por fricción, Psi	840
Presión de cierre en superficie, Psi	1251
Presión de cierre en fondo, Psi.	3801
Gradiente de fractura, Psi/Ft.	0.89
Volumen bombeado (Bls) etapa de Pad, Bls	98.9
Volumen de slurry bombeado (Bls) Rampa de 0 - 1.0 LPG.	48.3
Volumen de slurry bombeado (Bls) Rampa de 1.0 – 5.0 LPG	67.1
Volumen de slurry bombeado (Bls) Etapa de 5.0 LPG (Hold)	29.1
Volumen de slurry bombeado (Bls) Rampa de 5.0 – 7.0 LPG	37.1
Volumen de slurry bombeado (Bls) Rampa de 7.0 – 9.0 LPG	46
Volumen de slurry bombeado (Bls) Etapa de 9.0 LPG	78.7
Volumen bombeado (Bls) en desplazamiento, Bls.	44.8



Volumen total de Slurry (Blts).	450
Volumen total de líquido bombeado (Blts).	380
Total agente de soporte bombeado (Carbolita 20-40), Lbs	18125
Total agente de soporte bombeado (Superdc 16/20), Lbs	35200

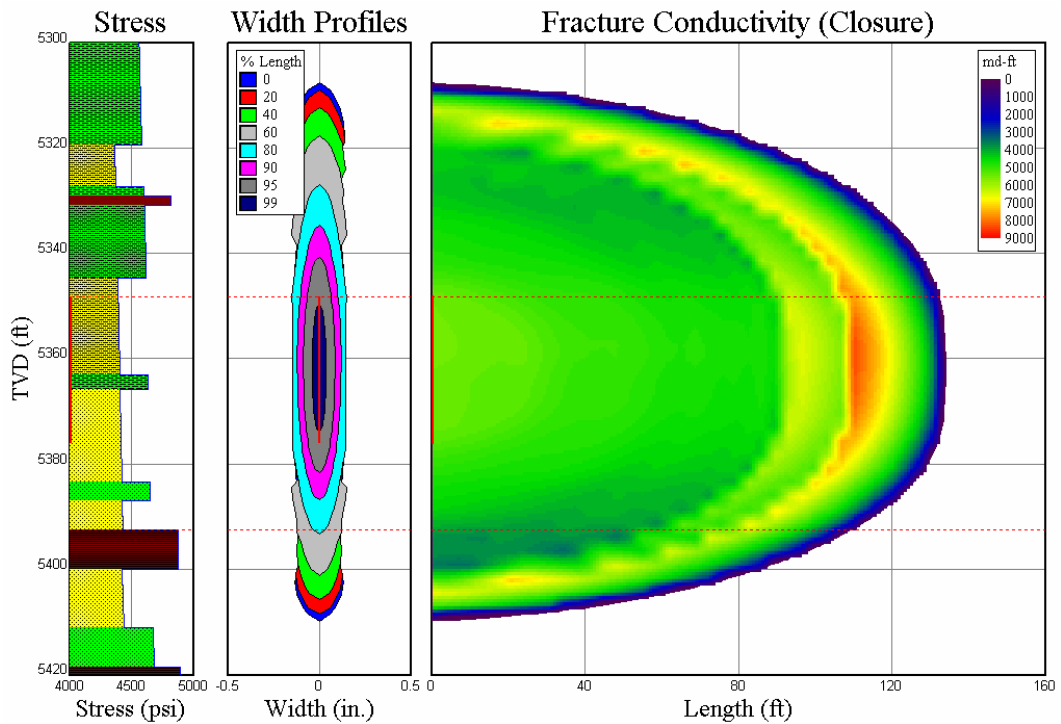
Carbolita convencional utilizada en las etapas: Rampa 0-1.0 lpg, Rampa 1.0-5.0 lpg, etapa de 5.0 lpg.

Carbolita resinada Super DC 16/20 fue usado para las etapas: Rampa 5.0 – 7.0 lpg, rampa 7.0-9.0 lpg y etapa de 9.0 lpg.

7.3.3.5. GEOMETRIA DE FRACTURA INDUCIDA.

Después de realizar las operaciones de Fracturamiento se evaluo la geometría de la frctura generada. Dicha caraterización se representa en la figura 7.27 y ademas el siguiente cuadro presenta un resumen de la fractura generada en el pozo YR-23.

Figura 7.27: Geometría de la Fractura inducida en la operación de Fracturamiento



Fuente: ECOPEPETROL S.A. Informe Frac-YR-23 BJ Services

Tabla 28: Resumen de geometría de la fractura inducida en el pozo YR-23 PROPPANT DESIGN SUMMARY

Created Fracture Length EOJ	134.47	(ft)
Total Propped Fracture Length	134.47	(ft)
Avg. Propped Height in Fracture	82.24	(ft)
Avg. Propped Height in Pay Zone	43.253	(ft)
Avg. Propped Width at Well (Closure)	0.26772	(in.)



Avg. Propped Width in Pay Zone (Closure)	0.25052	(in.)
Max. Width EOJ at Perfs	0.57204	(in.)
Avg. Prop. Conc./Area in Fracture (EOJ)	2.1696	(lbm/ft ²)
Avg. Prop. Conc./Area in Pay Zone (Closure)	2.332	(lbm/ft ²)
Avg. Frac Conductivity in Pay Zone (Closure)	5086.4	(md-ft)
Avg. Dim. Fracture Cond. In Pay	0.4788	
Propped Fracture Ratio (EOJ)	0.70407	
Estimated Closure Time	5.5538	(min)

** El Supersettw fue agregado unicamente en las etapas con arena resinada*

7.3.3.6. RESULTADOS DEL FRACTURAMIENTO:

Al terminar las operaciones de fracturamiento, se realizó operaciones de limpieza de arena, obteniendo Carbolita en superficie como producto de la operación de estimulación. Posteriormente se efectuaron operaciones de estimulación mecánica hasta sacar la mayor cantidad de fluido de fractura.

Dejando el pozo en producción, mediante el sistema de bombeo mecánico. El pozo duró parado alrededor de 15 días por problemas de sarta pegada razón por la cual se realizaron trabajos de reacondicionamiento para dejarlo nuevamente en producción y poder evaluar la producción después de los



trabajos de estimulación por fracturamiento hidráulico. Así se instaló el sistema de producción para el pozo y se sometió a seguimiento de producción y de niveles de fluido, notando un incremento en lo que lleva trabajando el pozo. Al igual que los dos pozos anteriores fue necesario aumentar la capacidad de extracción (cambio de bomba, aumento de recorrido de la unidad de bombeo, etc).

De esta operación se puede concluir que tuvo éxito y que se ha logrado un aumento en la producción del pozo, actualmente el pozo está en seguimiento de producción y continúa en evaluación.

CONCLUSIONES

- ❖ Una de las herramientas más confiables con las que se cuenta en la industria de los hidrocarburos para la evaluación de los trabajos de fracturamiento hidráulico en un pozo, son las pruebas de presión.
- ❖ En los pozos se hablan de fracturas verticales y horizontales términos que son inadecuados, ya que estas se refieren a la superficie terrestre. Deben referirse con respecto al pozo, en este caso se clasifican en axial, normal e inclinada. Para pozos verticales axial es igual a vertical y la normal igual a la horizontal.
- ❖ Al generar una fractura hidráulica, las condiciones en el yacimiento cambian, debido a que se presenta una alteración de las condiciones iniciales de flujo, por tanto se presentan nuevos regímenes de flujo.
- ❖ Con el flujo lineal en la fractura, es posible calcular la longitud de fractura, y con el flujo pseudoradial se calcula la permeabilidad de la formación y el efecto de daño.
- ❖ El análisis del flujo bilineal y lineal solo se puede llegar con exactitud para formaciones que no tengan baja permeabilidad.
- ❖ El estudio realizado muestra que el campo Yarigui-Cantagallo es un excelente candidato para incrementar la producción a través de la aplicación de fracturamiento hidráulico.



- ❖ Se realizó un piloto de FH de 5 pozos con el fin de probar la tecnica en el area y poderla incluir dentro del plan de desarrollo del campo.
- ❖ Se espera un incremental de produccion cerca de 1400 bbl/dia iniciales y un incremento de reservas de 840 kbbls.
- ❖ Los resultados de incremento de producción en los pozos han sido satisfactorios, pero aun se espera alcanzar los objetivos propuestos al inicio de la impementación del FH. Actualmente, los pozos se encuentran en seguimiento de producción.



RECOMENDACIONES

1. El FH ayuda a controlar la producción de arena de formación. Se recomienda evaluar la técnica de completación "Screenless" en los pozos con historia de arenamiento con el fin de poder producir los pozos a mayor "drawdown".
2. Se recomienda realizar un estudio geomecánico del área para definir el estado de los esfuerzos de las arenas con respecto a las arcillas.
3. Los pozos están produciendo generalmente de varias capas y usualmente han sido canoneada masivamente, dificultando el fracturamiento selectivo. Por tal motivo se recomienda
4. Debido a la inclinación de los pozos, es frecuente encontrar malas cementaciones. Las malas cementaciones podrían comprometer la integridad del pozo. Por esta razón durante la selección de los pozos, se debe tener en cuenta este factor de tal manera que se minimizara el riesgo durante el fracturamiento.
5. De los estudios de los registros eléctricos de los pozos, se notan intercalaciones de capas de baja resistividad interpretadas como agua. Generalmente, estas zonas de agua se encuentran relativamente cerca a las principales zonas objetivo a fracturar. Este factor de riesgo debe ser prioritario al momento de realizar los diseños de los FH en los pozos
6. Para los diseños se tuvo en cuenta que las fracturas generadas no comunicaran con las zonas de agua. Es recomendable realizar cambios en



para evitar la comunicacion (de acuerdo al programa con la informacion de mecanicas de rocas disponible actualmente) con las zonas de agua.

7. Es indispensable realizar un Pre Spud meeting antes de cada FH para evaluar el diseño que se va a aplicar, programar las actividades de cada uno de los miembros que operara en cada una de las actividades y ultimar detalles operativos. También es importante realizar una reunion Post operativa para analizar las falencias que se presentaron durante la operación y evaluar los resultados.



BIBLIOGRAFIA

1. LEE, John. Well Testing. First Printing. SPE Textbook, 1982.
2. Rojas, Ana M. Análisis de Pruebas de Presión en Yacimientos Hidráulicamente Fracturados. Universidad Industrial de Santander, 2000.
3. ESCOBAR, FREDDY H, Análisis Moderno de Presiones de Pozos.
4. ORDUZ, LUIS HUMBERTO, Fracturamiento hidráulico, consideraciones teóricas y operacionales. 1985.
5. BJ SERVICES, Informes Post Fracturamientos Campo Yariguí – Canagallo, ECOPETROL S.A. 2005.
6. Rueda, Jose Ignacio Ph. D, Pinnacle Technologies, Inc. Estudio de Factibilidad de Fracturamiento Hidraulico en el Campo Yarigui-Cantagallo.
7. Tellez, Oscar Maurico, Seminario Fractuamiento Hidraulico, Halliburton Latín América S.A. Bogotá Febrero 14 -16, 2005