



**EVALUACIÓN DE LOS TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO
REALIZADOS EN EL CAMPO LLANITO**

JULES ALFONSO DÍAZ BARRERA.

NESTOR DAVID MESA ROA.

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2009



**EVALUACIÓN DE LOS TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO
REALIZADOS EN EL CAMPO LLANITO**

**JULES ALFONSO DÍAZ BARRERA.
NESTOR DAVID MESA ROA.**

Trabajo de Grado como requisito para optar por el título de Ingeniero de
Petróleos.

Tutor

JORGE ANDRES SACHICA AVILA

Ingeniero de Petróleos

Departamento de Ingeniería de Subsuelo y Confiabilidad
Gerencia Regional Magdalena Medio ECOPETROL S.A

Tutor

FERNANDO CALVETE

Msc. Ingeniero de Petróleos

Escuela de Ingeniería de Petróleos- UIS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2009

AGRADECIMIENTOS

Al **Ingeniero Jorge Andrés Sachica**, director de este proyecto, por darnos la oportunidad de realizar este trabajo y por su gran colaboración y apoyo durante el desarrollo de este.

Al **Ingeniero Fernando Calvete**, codirector de este proyecto, por sus aportes y recomendaciones a través de todas las etapas de este proceso.

A la **Ingeniera Danissa Rodríguez**, por su valiosa contribución y apoyo para la realización de este proyecto.

A la **Universidad Industrial de Santander** y a la **Escuela de Ingeniería de Petróleos**, por todas sus enseñanzas, por ser parte de nuestra formación integral dándonos la oportunidad de crecer personal y profesionalmente.

DEDICATORIA

A Dios por ser mi guía y llenarme de bendiciones en todo momento dándome la oportunidad de estudiar esta carrera.

A mis padres Martha Barrera y Jules Díaz y mi hermana Laura por creer incondicionalmente en mí, por su sacrificio y llenar mi vida de alegría y fe en los duros momentos.

A toda mi familia por su colaboración durante toda mi carrera en especial a mis tíos Silvestre y Ana Barrera por su gran apoyo.

A mis profesores por ser parte de mi formación profesional y a mis amigos y compañeros por haber compartido esta bonita experiencia.

Jules Díaz Barrera.

DEDICATORIA

*A mis pas Arnulfo y Mabel, por su amor
Incondicional, gracias a ellos estoy acá
Y seguiré haciéndolos sentir orgullosos.
Éste logro es tanto mío como de ustedes.*

*A mi hermana Karen Sofía, mi mejor amiga,
Su apoyo y confianza siempre serán motivos
Que me impulsen a seguir adelante.*

*A toda mi familia, quienes se que desde la
Distancia siempre me han acompañado,
Les estoy profundamente agradecido.*

*A mis amigos, con quienes he vivido
Esta etapa que está terminando y con
Quienes espero compartir muchos triunfos más.*

A Dios.

Nestor David M

CONTENIDO

INTRODUCCION.....	1
1. GENERALIDADES DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO	2
1.1. FRACTURAMIENTO HIDRAULICO	2
1.2. HISTORIA.....	4
1.3. RAZONES PARA FRACTURAR.....	6
1.3.1. Ascenso en el Recobro Final.....	7
1.3.2. Mejor Uso de la Energía del Yacimiento	8
1.3.3. Aumento del Régimen de Inyección	8
1.4. DESARROLLO COMERCIAL DE YACIMIENTOS CON BAJA PERMEABILIDAD.....	9
1.4.1. Cuando Fracturar	9
1.4.2. Posibles Candidatos para Realizar un Tratamiento de Fracturamiento Hidráulico	10
1.5. DIAGNOSTICO DE UN FRACTURAMIENTO HIDRAULICO	11
1.5.1. Orientación de la Fractura	15
1.5.2. Tratamiento de Fractura	16
1.6. FACTORES ECONOMICOS	17
1.6.1. Tiempo de Rendimiento Económico.....	18
1.7. PREPARACIÓN DEL POZO PREVIO AL FRACTURAMIENTO	18
1.8. FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO.....	20
1.8.1. Caracterización de Fluidos de Fracturamiento	23
1.8.2. Fluidos Base Agua	23
1.8.3. Fluidos Base Hidrocarburo	25
1.8.4. Geles de Fracturamiento	26
1.8.5. Geles Base Hidrocarburo	27
1.8.6. Ácidos Gelificados	28
1.8.7. Geles Reticulados	29
1.8.9. Rompedores de Gel	30
1.8.10. Fluidos Emulsionados	31
1.8.11. Emulsiones.....	32

1.8.12. Fluidos Base Espuma.....	33
1.8.13. Aditivos.....	33
Datos Históricos Sobre el Desarrollo de los Materiales de Soporte:	36
1.9.1. Tipos de Materiales Soporte.....	37
1.9.2. Propiedades Físicas de los Propantes	39
1.10. FACTORES DE OPERACIÓN.....	41
1.10.1. EQUIPOS	43
1.10.2. Válvulas Cheque	43
1.10.3. Líneas Bleedoff.....	43
1.10.4. Unidades de Bombeo	44
1.10.5. Bombas de Alta Presión.....	45
1.10.6. Blenders	46
1.10.7. Motores	47
1.10.8. Otros Equipos.....	48
2. GENERALIDADES DEL CAMPO	51
2.1. LOCALIZACIÓN	51
2.2. GEOLOGÍA DEL CAMPO.....	52
2.3. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	54
2.4. ESTRATIGRAFIA CAMPO LLANITO	58
2.4.1. Cretáceo.....	58
2.4.2. Grupo Calcáreo Basal (Hauteriviano-Albiano).....	60
2.4.3. Terciario	60
2.5. HISTORIA DE PRODUCCIÓN CAMPO	64
3. ESTADOS MECANICOS DE LOS POZOS A EVALUAR	75
3.1. Estado Mecánico Pozo 1	75
3.2. Estado Mecánico Pozo 2	78
3.3. Estado Mecánico Pozo 3	81
3.4. Estado Mecánico Pozo 4	84
3.5. Estado Mecánico Pozo 5	87
3.6. Estado Mecánico Pozo 6	90
3.7. Estado Mecánico Pozo 7	93
3.8. Estado Mecánico Pozo 8	96

3.9. Estado Mecánico Pozo 9	99
4. ANALISIS DE PRODUCCION	102
4.1. Pozo 1	102
4.2. Pozo 5	106
4.3. POZO 6	109
4.4. Pozo 7	111
4.5. Pozo 8	113
5. ANALISIS ECONOMICO	115
5.1 Criterios de Evaluación	115
5.1.1. Producción de Crudo	115
5.1.2. OPEX	116
5.1.3. CAPEX	116
5.1.4. Relación Ingresos-Egresos	116
5.1.5. Flujo de Caja	117
5.2. Análisis Económico por Pozo	117
5.2.1. Pozo 2	118
5.2.2. Pozo 3	118
5.2.3. Pozo 4	119
5.2.4. Pozo 9	119
5.3. Pozos con Análisis Económico	120
5.3.1. Pozo 1	120
5.3.2. Pozo 5	122
5.3.3. Pozo 6	123
3.3.4. Pozo 7	125
3.3.5. Pozo 8	126
CONCLUSIONES	128
RECOMENDACIONES	130
BIBLIOGRAFIA	132

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Fracturamiento Hidráulico.....	4
Figura 2. Primeros Trabajos Realizados.....	6
Figura 3. Creación de una Fractura.	7
Figura 4. Orientación de una Fractura Vertical y una Horizontal.....	15
Figura 5. Gel Fracturante.....	27
Figura 6. Gel Base Diesel.	28
Figura 7. Material Propante.....	35
Figura 8. Propantes de Arenas Blancas y Marrones.....	38
Figura 9. Propantes Cerámicos.	38
Figura 10. Propantes Cerámicos Recubiertos con Resina.....	39
Figura 11. Unidades de Bombeo.	44
Figura 12. Blender.	47
Figura 13. Motores.....	48
Figura 14. Frac Data Van.....	48
Figura 15. Equipo de Bombeo de Nitrógeno.....	49
Figura 16. Frac Tank.....	49
Figura 17. Sistema de Hidratación y Aditivos Químicos.	50
Figura 18. Localización del campo Llanito.	51
Figura 19. Mapa de Localización del Área de Llanito	53
Figura 20. Mapa Estructural Tope Formación Mugrosa	55
Figura 21. División por Bloques de los Campos Llanito-Gala-Cardales.....	56
Figura 22. Columna Estratigráfica Generalizada del Valle Medio del Magdalena.	63
Figura 23. Columna Cuenca Valle Medio del Magdalena - Zonas Aportantes de Arena, Campo Llanito.	64

Figura 24. Mapa de Espesores Netos Zona B, Formación Mugrosa.	68
Figura 25. Mapa de Espesores Netos Zona C, Formación Mugrosa.	69
Figura 26. Mapa de Porosidades, Zona B Formación Mugrosa.....	70
Figura 27. Mapa de Porosidades, Zona C Formación Mugrosa.....	71
Figura 28. Saturación Inicial de Aceite, Zona B Formación Mugrosa.	72
Figura 29. Saturación Inicial de Aceite, Zona C Formación Mugrosa.	73
Figura 30. Estado Mecánico Pozo 1.	75
Figura 31. Estado Mecánico Pozo 2.	78
Figura 32. Estado Mecánico Pozo 3.	81
Figura 33. Estado Mecánico Pozo 4.	84
Figura 34. Estado Mecánico Pozo 5.	87
Figura 35. Estado Mecánico Pozo 6.	90
Figura 36. Estado Mecánico Pozo 7.	93
Figura 37. Estado Mecánico Pozo 8.	96
Figura 38. Estado Mecánico Pozo 9.	99
Figura 39. Producción Pozo 1.....	103
Figura 40. IPR antes del Fracturamiento Pozo 1.	104
Figura 41. IPR después del fracturamiento Pozo 1.....	105
Figura 42. Declinación de la Producción después del Fracturamiento Pozo 1.	106
Figura 43. IPR antes y después del Fracturamiento Pozo 5.....	107
Figura 44. Declinación de la Producción después del Fracturamiento Pozo 5.	108
Figura 45. IPR antes y después del Fracturamiento Pozo 6.....	109
Figura 46. Declinación de la Producción después del Fracturamiento Pozo 6.	110
Figura 47. IPR antes y después del Fracturamiento Pozo 7.....	111

Figura 48. Declinación de la producción después del Fracturamiento Pozo 7.	112
Figura 49. IPR antes y después del Fracturamiento Pozo 8.	113
Figura 50. Declinación de la producción después del Fracturamiento Pozo 8.	114
Figura 51: Valor Presente Neto Pozo 1.	121
Figura 52: Valor Presente Neto Pozo 5.	122
Figura 53: Valor Presente Neto Pozo 6.	124
Figura 54: Valor Presente Neto Pozo 7.	125
Figura 55: Valor Presente Neto Pozo 8.	127

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Capacidades y Limitantes de los Diagnósticos de Fractura.....	14
Tabla 2. Aditivos Químicos	34
Tabla 3. Producción Área Llanito Enero-Mayo 2008.....	67
Tabla 4. Clasificación de los Pozos del Campo Llanito – Mayo 2008.....	67
Tabla 5. Resumen de Ingeniería del Campo Llanito.	74
Tabla 6. Intervenciones por Intervalos Pozo 1.....	76
Tabla 7. Descripción Sarta de Tubería Pozo 1.	77
Tabla 8. Descripción Sarta de Varillas Pozo 1.....	77
Tabla 9. Intervenciones por Intervalos Pozo 2.....	79
Tabla 10. Descripción Sarta de Tubería Pozo 2.	79
Tabla 11. Descripción Sarta de Varillas Pozo 2.....	80
Tabla 12. Intervenciones por Intervalos Pozo 3.....	82
Tabla 13. Descripción Sarta de Tubería Pozo 3.	82
Tabla 14. Descripción Sarta de Varillas Pozo 3.....	83
Tabla 15. Intervenciones por Intervalos Pozo 4.....	85
Tabla 16. Descripción Sarta de Tubería Pozo 4.	85
Tabla 17. Descripción Sarta de Varillas Pozo 4.....	86
Tabla 18. Intervenciones por Intervalos Pozo 5.....	88
Tabla 19. Descripción Sarta de Tubería Pozo 5.	88
Tabla 20. Descripción Sarta de Varillas Pozo 5.....	89
Tabla 21. Intervenciones por Intervalos Pozo 6.....	91
Tabla 22. Descripción Sarta de Tubería Pozo 6.	91
Tabla 23. Descripción Sarta de Varillas Pozo 6.....	92
Tabla 24. Intervenciones por Intervalos Pozo 7.....	94

Tabla 25. Descripción Sarta de Tubería Pozo 7.	94
Tabla 26. Descripción Sarta de Varillas Pozo 7.	95
Tabla 27. Intervenciones por Intervalos Pozo 8.	97
Tabla 28. Descripción Sarta de Tubería Pozo 8.	97
Tabla 29. Descripción Sarta de Varillas Pozo 8.	98
Tabla 30. Intervenciones por Intervalos Pozo 9.	100
Tabla 31. Descripción Sarta de Tubería Pozo 9.	100
Tabla 32. Descripción Sarta de Varillas Pozo 9.	101
Tabla 33. Condiciones antes del Fracturamiento Pozo 1.	104
Tabla 34. Condiciones después del Fracturamiento Pozo 1.	105
Tabla 35. Condiciones antes y después del Fracturamiento Pozo 5.	107
Tabla 36. Condiciones antes y después del Fracturamiento Pozo 6.	109
Tabla 37. Condiciones antes y después del Fracturamiento Pozo 7.	111
Tabla 38. Condiciones antes y después del Fracturamiento Pozo 8.	113
Tabla 39: Flujo de Caja Pozo 1.	120
Tabla 40: Flujo de Caja Pozo 5.	122
Tabla 41: Flujo de Caja Pozo 6.	123
Tabla 42: Flujo de Caja Pozo 7.	125
Tabla 43: Flujo de Caja Pozo 8.	126

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN DE LOS TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO REALIZADOS EN EL CAMPO LLANITO*

AUTOR: JULES ALFONSO DÍAZ BARRERA**
NESTOR DAVID MESA ROA**

PALABRAS CLAVES: Fracturamiento Hidráulico, Campo Llanito, Tratamiento de Fractura, Índice de Productividad, Evaluación Económica.

DESCRIPCION:

El contenido de este trabajo tiene como objetivo evaluar los trabajos de fracturamiento hidráulico realizados en el campo Llanito. ECOPETROL S.A ha venido implementado este proyecto desde el año 2006, apoyado en estudios, que permite identificar los pozos cuya producción ha disminuido a través del tiempo, escogiendo los mejores candidatos para un tratamiento de fractura. El fracturamiento hidráulico es un proceso en el cual una presión ejercida sobre un fluido es transmitida a la roca del yacimiento incrementando considerablemente los canales de flujo, facilitando el aporte de fluidos de la formación al pozo. Para mantener abierto el canal generado se agrega un agente granular al fluido fracturante para mantener y no permitir el cierre total de la fractura creada.

En este documento se pueden encontrar conceptos teóricos de fracturamiento hidráulico, la evaluación de los trabajos de fracturamiento a los pozos de Llanito que consta de una descripción general de los pozos, un análisis del índice de productividad antes y después del fracturamiento y por último una evaluación económica de los trabajos realizados que permite concluir que debido a diferentes factores como los altos costos de operación y la falta de un estudio integrado para la escogencia de candidatos, el proyecto no maximizó la inversión presentando una baja rentabilidad.

* Tesis de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos,
Tutores: Jorge Andrés Sachica, Fernando Calvete.

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF HYDRAULIC FRACTURING TREATMENTS IN THE FIELD LLANITO*

AUTHOR: JULES ALFONSO DÍAZ BARRERA**
NESTOR DAVID MESA ROA**

KEYWORDS: Hydraulic Fracturing, Llanito Field, Fracturing Treatment, Productivity Index, Economical Evaluation.

DESCRIPTION:

The content of this work is aimed at evaluate the hydraulic fracturing treatments enforced in the field Llanito. ECOPETROL S.A has been implementing this project since 2006, supported by studies that identify potential wells whose production has declined over time, choosing the best candidates for a fracturing treatment. The hydraulic fracturing is a process in which a fluid pressure is transmitted to the reservoir rock by increasing substantially the flow channels, facilitating the contribution of the formation fluids into the well. In order to keep open the channel generated, a granular agent is added to the fracturing fluid to maintain and does not allow the complete closure of the fracture created.

In this document can be found theoretical concepts of hydraulic fracturing, the evaluation of the fracturing treatments carried out to the wells of Llanito that consists of an overview of the wells, an analysis of the productivity index before and after the fracturing and finally an economical evaluation of the treatments that leads to the conclusion that due to several factors such as high operating costs and the lack of an integrated study in order to select the best candidates, the project does not maximize investment returns, demonstrating a low profitability.

* Degree Thesis.

** Physico-Chemical Engineering Faculty, School of Petroleum Engineering,
Tutors: Jorge Andrés Sachica, Fernando Calvete.

INTRODUCCION

Desde mitad del siglo 20, el proceso de fracturamiento hidráulico ha sido ampliamente usado para la estimulación secundaria de yacimientos, y su aplicación ha venido creciendo aún más, en los últimos años. En Colombia, aunque no es una nueva forma de estimulación, tampoco es de total conocimiento. Por esta razón, a través de la realización del presente trabajo se busca, mediante un análisis de información referente al campo Llanito donde se han venido realizando trabajos de fracturamiento, revisar qué tan efectivos han sido estos trabajos en este campo.

Se analizan algunos aspectos, tales como; el índice de productividad de los pozos, los parámetros petrofísicos de los intervalos fracturados, y los aspectos operacionales, posteriormente se realiza un análisis económico de los trabajos para concluir con una serie de recomendaciones que pretenden servir de ayuda para la ejecución de trabajos posteriores, en el campo.

1. GENERALIDADES DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

1.1. FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

Si un fluido es bombeado al pozo tan rápido que este puede escapar a la formación, inevitablemente la presión aumenta, y en algún punto algunas veces hay roturas. Debido a que la roca es generalmente más débil que el acero, lo que usualmente se rompe es la formación, resultando en la cara del pozo una fractura a lo largo de esta, a causa de un esfuerzo de tensión generado por la presión. La rotura y el crecimiento temprano de la fractura exponen una nueva área de la formación para inyectar el fluido, y de este modo la tasa de fluido dentro de la formación comienza a incrementarse.

Una definición más formal del fracturamiento hidráulico lo describe como el proceso en el cual una presión ejercida sobre un fluido es transmitida a la roca del yacimiento incrementando considerablemente los conductos hasta crear un amplio camino. Si se continúa aplicando presión, se romperá la roca y se extenderá la fractura generada creando un gran canal que facilitará posteriormente el flujo del fluido del yacimiento al pozo. El fluido usado para este fin se conoce como fluido fracturante, cuando se suprime la presión del fluido, el canal generado tratará de cerrarse debido al peso de los estratos superiores o aledaños; por tanto se agrega un agente sustentador al fluido fracturante para que mantenga y no permita el cierre total de la fractura creada. Si permanece abierta la fractura se logra un mayor potencial de flujo, el cual aumenta la producción. Los fluidos fracturantes usados pueden variar desde newtonianos como el agua, el aceite o ácidos a fluidos no newtonianos, los cuales se hacen con aditivos químicos agregados al fluido base del tratamiento a emplearse.

Al generar la fractura la pérdida de fluido en la formación tiene gran influencia en el área y extensión de la misma; si hay demasiada pérdida de fluido fracturante y altas tasas de inyección para obtener una longitud dada; por tanto se han obtenido aditivos que controlan estas pérdidas de fluido en la roca, disminuyendo los costos que ello implica. El fracturamiento hidráulico incrementa tremendamente el área de flujo de la formación mientras el fluido es bombeado a esta, una vez el bombeo se detiene la fractura se cerrará y la nueva área de la formación no estará disponible para la producción. Para prevenir esto, se deben tomar algunas medidas para mantener la conductividad del canal. Lo que normalmente se hace es agregar un agente de soporte o propante al fluido de fracturamiento para que este lo transporte hacia la fractura. Cuando se detiene el bombeo de fluido este vuelve del pozo, pero el agente propante permanece en este para mantener la fractura abierta y mantener la conductividad del flujo para incrementar el área de flujo de la formación durante la producción del pozo. Después de la rotura, la tasa de propagación de la fractura y la tasa de flujo del fluido se vuelven factores muy importantes, estos son denominados por el comportamiento de la pérdida de fluido. El fracturamiento hidráulico ha sido y será una de las herramientas primarias para mejorar la productividad de un pozo. El fracturamiento hidráulico va de la mano de muchas disciplinas:

- Ingeniería de Producción
- Ingeniería de Yacimientos
- Mecánica de Rocas
- Mecánica de Fluidos
- Química para Selección de los Materiales Óptimos
- Operaciones

Figura 1. Fracturamiento Hidráulico.



Fuente: <http://www.slb.com>.

1.2. HISTORIA

Desde que la técnica del fracturamiento hidráulico fue introducida por Stanolind (Amoco) en 1947, alrededor de un millón de tratamientos de fracturas han sido desarrollados y actualmente cerca del 40% de los nuevos pozos perforados son estimulados usando este tratamiento.

La idea de fracturar hidráulicamente una formación para aumentar la tasa de producción de aceite y gas fue concebida por Floyd Farris (miembro de la compañía Stanolind Oil and gas) después de un extensivo estudio de las presiones encontradas en los squeeze de cementación para aislar las formaciones que contenían crudo de las que contenían gas.

El primer tratamiento experimental desarrollado intencionalmente para fracturar hidráulicamente un pozo y estimular su producción fue llevado a cabo por Stanolind en el pozo Klepper N° 1 del campo de gas Hugoton en el condado de Grant, Kansas (USA) en 1947.

Para esta operación se estimularon cuatro zonas calcáreas entre 2300-2600 ft de profundidad y como fluido fracturante se utilizó gasolina gelificada (NAPALM). Este fluido aunque peligroso e inflamable, resultó ser fácilmente disponible y económico en esa época. Cada tratamiento consistía en el bombeo de 1000 gal de NAPALM seguido de 2000 gal de gasolina con rompedor de gel. Sin embargo deliberadamente el pozo no sufrió cambios apreciables.

El proceso de fracturamiento hidráulico fue publicado por primera vez a la industria en 1948 en el artículo escrito por J. B. Clarck de la compañía Stanolind, y posteriormente fue patentado y licenciado en 1949 por esta misma compañía.

La compañía de servicios Halliburton fue la primera que obtuvo la licencia exclusiva para aplicar este nuevo proceso. Los primeros trabajos realizados por Halliburton obtuvieron resultados satisfactorios, lo cual dio origen a que la aplicación del proceso de fracturamiento creciera rápidamente a nivel mundial.

Aunque la idea original del fracturamiento hidráulico no ha cambiado, si lo han hecho los significativos avances tecnológicos que han sido ejecutados durante más de cuatro décadas. Después de los primeros trabajos, el promedio de los tratamientos de fracturas consistían alrededor de 750 galones de fluido y 400 libras de arena. Hoy en día, el promedio de los tratamientos esta alrededor del rango de 43000 gal de fluido con 68000 libras de material de soporte, y grandes tratamientos que exceden 1 millón de galones de fluido y 3 millones de libras de material de soporte. Esto refleja los continuos avances aportados por la industria petrolera en la industria y la práctica. En la evolución de este proceso, encontramos que sistemas de fluidos más confiables y limpios fueron desarrollados, incrementos en la calidad de la arena y altas concentraciones de arena fueron bombeadas, materiales de soporte sintéticos de alta resistencia fueron desarrollados para fracturamientos de pozos profundos, equipos de bombeo y monitoreo sistematizados, además de técnicas de diseño y evaluación más sofisticadas, incluso sus complejidades pueden ser resueltas

interactivamente con rapidez y eficiencia mediante software en el lugar de la operación.

Figura 2. Primeros Trabajos Realizados.



Fuente: <http://www.halliburton.com>.

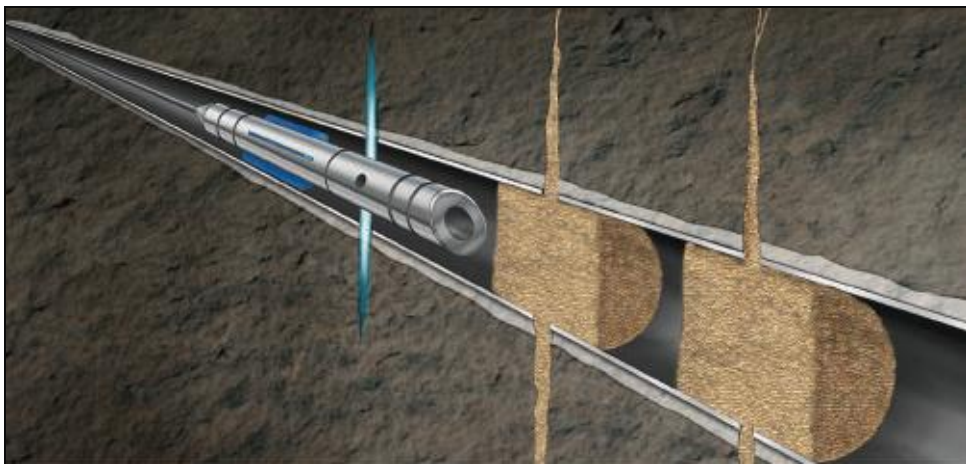
1.3. RAZONES PARA FRACTURAR

En la historia de producción de hidrocarburos de un campo petrolero encontramos que en cualquier momento se tendrán pozos con tasas de producción económicamente no atractivas, aunque la presión del yacimiento no esté depletada y no existía reducción en su permeabilidad. A continuación hay algunas razones por las cuales el fracturamiento hidráulico se ha convertido en uno de los métodos de estimulación preferidos para incrementar la producción o aumentar la inyectividad de un pozo

Aumento del régimen de producción: asumiendo que un pozo tiene petróleo y gas en una cantidad económicamente atractiva y suficiente presión de yacimiento para fluir hacia las fracturas, la estimulación generalmente incrementa su producción y el retorno de la inversión se hace más rápido, pues las reservas son recuperadas en un breve periodo de tiempo.

Los pozos nuevos que son fracturados casi siempre responden en primera instancia con un aumento de la producción. Los pozos viejos en bombeo generalmente responden con incrementos de 5 a 10 veces en producción donde aún existe adecuada presión de yacimiento. Estos datos no siempre tienen la última palabra, ya que a medida que se introduzcan nuevas técnicas de tratamiento para producir fracturas más extensas y con mayor conductividad, se obtendrán considerables aumentos en la producción.

Figura 3. Creación de una Fractura.



Fuente: <http://www.halliburton.com>.

1.3.1. Ascenso en el Recobro Final

Los factores que juegan un papel importante en la recuperación final de hidrocarburos, son el económico y el que se encuentra ligado al área de drenaje. Extendiendo el tiempo antes de llegar al límite económico, la recuperación final de un pozo es obviamente incrementada gracias al fracturamiento. Si no fuera por las técnicas de estimulación de acidificación y fractura, muchos pozos nunca llegarían a ser comercialmente productivos.

La eficiencia del drenaje decrece naturalmente con las distancias, es obvio que al extender los canales de flujo en la formación permitirá que más hidrocarburos alcancen el borde de pozo.

1.3.2. Mejor Uso de la Energía del Yacimiento

Una pérdida notable de presión en la cara de la formación puede causar la conificación de agua o gas en el borde del pozo. Disminuyendo la presión de la formación a valores permitidos o deseables de producción, las fracturas pueden reducir o eliminar tales problemas y resulta un mejor empleo de la energía del yacimiento.

Las formaciones que tienen alta permeabilidad generalmente responden a fracturas anchas, cortas y bien empaquetadas. El factor de control en formaciones de baja permeabilidad es la longitud antes que el ancho de las fracturas, debido a que si existe un bloqueo de la permeabilidad en el borde del pozo, un pequeño tratamiento de fractura incrementará y extenderá la producción del pozo.

1.3.3. Aumento del Régimen de Inyección

En algunos yacimientos donde no hay empuje de gas o de agua de requieren pozos inyectores para mantener la presión del yacimiento y con ello sostener la producción en condiciones económicas viables. En estos yacimientos la capacidad de cada pozo inyector.

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

1.4. DESARROLLO COMERCIAL DE YACIMIENTOS CON BAJA PERMEABILIDAD

Las zonas delgadas o de baja permeabilidad agrupadas con las zonas de mayor espesor pueden quedar sin tratamiento o pueden no ser estimuladas en forma eficiente y, en ocasiones algunas zonas se dejan intencionalmente para asegurar la estimulación efectiva de intervalos más prolíficos. Las zonas pasadas por alto y no tratadas en forma accidental también se atribuyen a la variación de las tensiones del subsuelo. Para tratar este tipo de formaciones se utiliza la técnica de fracturamiento hidráulico masivo, la cual busca maximizar la altura de la fractura y optimizar su longitud.

También, se ha encontrado que en los yacimientos de baja permeabilidad existen zonas donde la presión permanece inalterada y aunque los niveles mas permeables puedan ser agotados, las fracturas pueden incrementar la presión notoriamente, abriendo las secciones anteriormente cerradas. Cabe especificar que no solo se hacen procesos de fracturamiento masivo para zonas de baja permeabilidad que han sido desapercibidas al producir una zona más prolífica, sino también para aquellos yacimientos donde toda su formación tiene una baja permeabilidad.

1.4.1. Cuando Fracturar

Para obtener mayores beneficios de un fracturamiento hidráulico se hace necesario conocer el momento al cual se debe fracturar. Si se fractura un pozo que tiene tasas de producción altas será antieconómico para la compañía operadora. Hasta tanto la producción del pozo no decline por debajo de los valores aceptables, las fracturas creadas hidráulicamente no ayudaran al operador a recuperar la inversión realizada.

Hay que tener en cuenta, que si el operador espera más tiempo del necesario para fracturar después de que la producción de un pozo ha declinado, mayor será el tiempo no rentable del tratamiento. Fracturar cuando comienza el declive de la producción de un pozo tiene mayor resultado en la producción de hidrocarburos antes de llegar al límite económico.

1.4.2. Posibles Candidatos para Realizar un Tratamiento de Fracturamiento Hidráulico

Antes de que un pozo se seleccione para fracturar debe determinarse si el yacimiento contiene suficiente fluido in-situ, adecuados gradientes de potencial para permitir el movimiento de los fluidos y una presión de formación disponible para producir los fluidos del pozo; en otras palabras; debe determinarse la causa de su baja productividad. Existen algunos factores que posiblemente hacen que la productividad de un pozo disminuya y sean buenos candidatos para fracturar¹:

- Formaciones de baja permeabilidad: si el yacimiento posee una gran cantidad de aceite in-situ pero por el contrario su permeabilidad es muy baja, el aceite no puede recobrase a tasas económicas usando métodos convencionales de completamiento. Para que la extracción de este volumen considerable de hidrocarburos sea atractiva económicamente se pueden realizar trabajos de fracturamiento hidráulico masivos y fracturas profundas o de gran penetración incrementando así la productividad de este tipo de yacimientos.
- Reducción de la presión del yacimiento: si la energía remanente del yacimiento es insuficiente para permitir la producción de fluidos, la baja presión se debe a que el yacimiento esta depletado debido a periodos largos de producción o naturalmente no está presurizado.

¹ Economides, M. Nolte, Kenneth: Reservoir Stimulation, Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey, 1989.

- La técnica de estimulación por fracturamiento no incrementa la productividad lo suficiente para que el tratamiento sea económico, a menos que, las tasas de drenaje por gravedad se incrementen gradualmente.
- Disminución de la permeabilidad cerca de la del pozo: debido a que todos los fluidos deben fluir a través de las formaciones adyacentes al pozo, una reducción en la permeabilidad de esta zona, trae como resultado que el pozo no sea comercial aunque exista una cantidad considerable de aceite recuperable. La remoción de este bloque de permeabilidad, permite un gran incremento en la productividad del pozo. Los tratamientos de lavado con ácido y fracturamientos con pequeños volúmenes que afectan solamente la formación cerca del pozo, responden a esta causa.

El indicativo para determinar si un pozo es o no un buen candidato para fracturamiento hidráulico es diagnosticarlo y encontrar si alguna de las anteriores situaciones es la causa de su baja productividad. Esta información puede obtenerse a partir de pruebas de presión como ascenso y descenso de presión (DST) y si es necesario el análisis de corazones. Después de un buen diagnóstico de los pozos escogidos, se puede diseñar el tratamiento que mejor optimice la producción de este.

1.5. DIAGNOSTICO DE UN FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

El proceso de fracturamiento hidráulico ha tenido siempre algunas dificultades debido a que el conocimiento de la geometría de la fractura es bastante difícil debido a que el crecimiento de esta ocurre a miles de pies bajo la superficie.

Mientras que los tratamientos de fracturamiento hidráulico continúan diseñándose usando las mejores herramientas y técnicas disponibles, los modelos que estiman la geometría de la fractura continúan siendo complejos y difíciles de verificar. Han sido desarrolladas numerosas técnicas de diagnóstico de fractura para llenar este vacío de conocimiento, mejorando el entendimiento del comportamiento del fracturamiento hidráulico.

El propósito principal del diagnóstico de una fractura es ayudar a producir el desarrollo de campos óptimos y pozos económicos. Esto puede incluir optimizar individualmente los tratamientos de fracturamiento obteniendo el diseño más económico y el intervalo que optimice el campo completo en términos del espaciamiento entre pozos y su localización. El diagnóstico de la fractura puede ser de gran beneficio en la preparación de los tratamientos de estimulación. Cuando se ejecutan operaciones de fracturamiento, varias preguntas pueden ser respondidas en el proceso de diseño/evaluación usando el diagnóstico de fractura:

- ¿Las fracturas cubrirán eficientemente el espesor neto?
- ¿Están las fracturas restringidas al espesor neto?
- ¿La fractura crece dentro de una zona no deseada productora de gas o de agua?
- ¿Cuánta longitud/altura/producción se obtiene si se incrementa el tamaño del tratamiento?
- ¿Es suficiente la conductividad de la fractura final para alcanzar la producción deseada?

- ¿Cual es material de soporte más óptimo?
- ¿Está la fractura hidráulica orientada en la misma dirección en las que estaban establecidas las fracturas naturales?

Se encuentran disponibles diferentes diagnósticos de fractura, incluyendo técnicas que muestran directamente una imagen del crecimiento de la fractura, las dimensiones, y la orientación; herramientas que proveen una medida local de la fractura en el pozo; y métodos indirectos de diagnóstico que son de menor costo. En la tabla 1 se resumen algunas de las técnicas de diagnóstico, sus limitaciones y los parámetros de medida de cada una:

Tabla 1. Capacidades y Limitantes de los Diagnósticos de Fractura

Técnicas (■ Puede Determinar ■ Podría Determinar □ No Determina)

Grupo	Diagnostico	Limitaciones principales	Habilidad de Estimar							
			Longitud	Altura	Asimetría	Ancho	Azimuth	Pendiente	Volumen	Conductividad
Directo, Lejos del Campo	Mapeo de Fracturas desde Superficie	No pueden resolver las dimensiones individuales de la fractura desde superficie. La resolución del mapa decrece con la profundidad. La resolución en la fractura longitud y altura decrecen al alejarse del pozo.	■	■	■	□	■	■	■	□
	Mapeo de Fracturas desde el Hueco	La fotografía grande muestra el crecimiento de la fractura, no los pequeños detalles. No ofrece información sobre la distribución de los propanes o la geometría efectiva o productiva de la fractura.	■	■	■	□	■	□	■	□
	Mapeo de Fracturas por Microsismica	Los planos individuales de a fractura no pueden ser resuvidos. La microsismica puede no generarse en algunos tipos de formaciones. No ofrece información sobre la distribución de los propanes o la geometría efectiva.	■	■	■	□	■	■	□	□
Directo, Cerca a la Cara del Pozo	Trasadores Radiactivos	La profundidad de investigación solamente se da cerca de 2-3 pies de el pozo fracturado.	□	■	□	□	■	□	□	□
	Registros de Temperatura	La conductividad termica puede variar con la formación, afectando los resultados del registro de temperatura. Los registros para tratamientos posteriores requieren multiples corridas.	□	■	□	□	□	□	□	□
	Registros de Produccion	Proveen información solamente sobre zonas perforadas que contribuyen a la producción.	□	■	□	□	□	□	□	□
	Registros de Imagen del Hueco	Solo se corren en hueco abierto. Proveen solamente la orientación de la fractura cerca de la cara del pozo.	□	□	□	□	■	■	□	□
	Video del Hueco	Se corren la mayoría de las veces en huecos revestidos y proveen información acerca de zonas perforadas que contribuyen a la producción.	□	■	□	□	□	□	□	□
	Registro Caliper	Solo se corren en hueco abierto.	□	□	□	□	■	□	□	□
Indirecto	Analisis de la Presión Neta de Fractura	Los resultados dependen del las consideraciones del modelo y la descripción del yacimiento. Requieren una calibración con observaciones directas.	■	■	□	■	□	□	■	■
	Pruebas de Presión	Los resultados dependen del las consideraciones del modelo. Requieren de una estimación de permeabilidad y presión del yacimiento exactas.	■	□	□	■	□	□	□	■
	Analisis de la Produccion	Los resultados dependen de las consideraciones del modelo. Requieren de una estimación de permeabilidad y presión del yacimiento exactas.	■	□	□	■	□	□	□	■

Fuente: Cipolla, C.L., Wright, C.A.: "Diagnostic Techniques to Understand Hydraulic Fracturing: What? Why? And How? ". Paper SPE 75359-PA, 2002.

1.5.1. Orientación de la Fractura

El pensamiento que se tenía sobre la orientación de la fractura en los primeros tratamientos de fracturamiento superficial, es que esta era horizontal. La teoría que dio origen a este pensamiento, consistía en que el overburden fue levantado, ocasionando que la fractura se insertara en un plano horizontal. Clark et al al tratando de demostrar lo contrario utilizaron yeso en el año 1953 para simular el contorno de las paredes en un pozo cilíndrico; pero en el momento en que aplicaron presión a su modelo encontraron que las fracturas generadas eran horizontales, lo que reafirmó la teoría planteada.

Sin embargo Hubbert y Willis con la compañía Shell Oil presentaron un artículo en 1956, donde reportaron la implementación de un modelo de gelatina. Este trabajo indicaba que todas las fracturas eran verticales, creando así una mayor controversia en el tema. A pesar de esto sólo a mediados de la década de los 60, la industria aceptó la idea de que prácticamente todas las fracturas eran verticales y que solo un poco de estas eran horizontales. Posteriormente trabajos desarrollados inicialmente por Cochram, Heck y Waters, y publicados por Anderson y Stahl, probaron que sin duda la mayoría de las fracturas son en efecto verticales y que en raras excepciones se lograban fracturas horizontales.

Figura 4. Orientación de una Fractura Vertical y una Horizontal.



Fuente: <http://www.bjservices.com>

1.5.2. Tratamiento de Fractura

Inicialmente los trabajos de fracturamiento eran llevados a cabo a de 2 o 3 barriles por minuto, luego a principios de 1960 las tasas de inyección se incrementaron hasta alcanzar los 20 bpm. Hoy en día, los trabajos son desarrollados desde bajas tasas alrededor de 5 bpm hasta altas tasas de 100 bpm. También en algunos casos la presión de tratamiento en superficie es menor que 100 psi y en otros casos puede aproximarse a 20000 psi. A medida que los tamaños de los tratamientos, presiones y tasas de bombeo incrementan, también los costos de tratamiento incrementan, y pueden alcanzar valores menores que los US 10.000 o por encima de los US 1'000.000.

Inicialmente para ejecutar los fracturamientos se utilizaron de uno a tres equipos convencionales de cementación o bombeo ácido. Estas unidades estaban equipadas con bombeadores tipo jet y una bomba de presión que daba entre 75 a 125 hhp adecuada para pequeños volúmenes de inyección y bajas tasas. Muchos de estos tratamientos dieron incrementos fenomenales en la producción, lo que condujo a desarrollar y construir continuamente equipos de fracturamiento como mezcladores y bombas a medida que los volúmenes de tratamiento incrementaban acompañados de altas tasas de inyección. En la actualidad el desarrollo de los equipos de fracturamiento continua, incluyendo las tuberías, manifolds de alta presión.

1.6. FACTORES ECONOMICOS

Desde el nivel más básico, un fracturamiento hidráulico toma tiempo y dinero, a medida que la producción de un pozo disminuye con el paso de los años y los costos de operación de este se incrementan probablemente hacen que desde el punto de vista económico mantener este pozo sea poco atractivo. Por el contrario un pozo con una larga fractura hidráulica puede drenar el yacimiento mucho más rápido, haciendo que este sea más atractivo económicamente a pesar del costo adicional del tratamiento. Llevando esto más allá, 2, 10, 100 o más pozos pueden ser perforados y/o fracturados. Entre estos extremos se encuentra el plan óptimo, el cual es número de pozos fracturados que maximizan el valor económico de la producción comparado con los costos de operación. Durante este proceso, primero los cálculos de la ingeniería de yacimientos proveen un pronóstico de la producción para varias combinaciones de fracturas y conductividades.

Basados en algunos pronósticos de precios futuros, esto permite el cálculo de un valor presente, el cual es los ingresos futuros de la producción menos los costos futuros de operación y descontados de vuelta en el presente. Los cálculos de fracturamiento hidráulico basados en la pérdida de fluido, tamaño de la fractura, etc., son usados para determinar los volúmenes requeridos para generar varias combinaciones de fractura, estos cálculos pueden ser convertidos fácilmente en costos estimados del tratamiento. Algunas formas de análisis de ingresos económicos son usadas para determinar el mejor tipo de propante, la longitud de fractura deseada y otros requerimientos para un tratamiento óptimo y eficaz. Hay por cierto, muchas variaciones de estos procesos. Por ejemplo, el ciclo económico completo incluye los costos de perforación y completamiento, para determinar el diseño óptimo de la fractura. Este tipo de análisis es usualmente apropiado en cualquier caso que tengan

que ver pozos múltiples. En otras palabras el análisis económico provee las consideraciones finales para el diseño de un fracturamiento hidráulico².

1.6.1. Tiempo de Rendimiento Económico

El tiempo de rendimiento económico depende de la producción del pozo al momento de fracturar y del tamaño de la fractura. La experiencia ha mostrado que los trabajos más exitosos generalmente se pagan entre tres y seis meses o algunos en pocas semanas. El costo del tratamiento es relativamente pequeño en relación al de perforar pozos más profundos o comparados con el ingreso derivado de un incremento de producción, el período de rendimiento puede no ser la consideración primordial para fracturar.

Mientras que en un tratamiento grande incrementa los costos de la estimulación y el tiempo de rendimiento económico, también puede recuperarse más petróleo y mayor ganancia en esta carrera final. Finalmente, conociendo la historia del yacimiento y de algunos de los pozos, se puede establecer las causas de la baja productividad.

1.7. PREPARACIÓN DEL POZO PREVIO AL FRACTURAMIENTO

Experiencias indican que el pozo debe ser limpiado antes del fracturamiento, esto es válido tanto para aquellos que ya llevan tiempo produciendo como para los que apenas van a empezar a producir. La tubería puede taponarse con parafinas u otros materiales los cuales no son deseables bombear hacia la formación. De hecho, si la tubería está tapada puede ser causante de la

² Viscaino, Bueno., Heidy., Doria, Linda., Selección de Pozos, Diseño y Análisis Económico para Trabajos de Fracturamiento Hidráulico en el Campo Santa Clara (Neiva).Universidad Industrial de Santander, 2007.

reducción de la producción. El taponamiento de la tubería puede causar también que se requieran altas presiones para el tratamiento, hasta el punto tal que se cree que la formación no puede fracturarse.

El daño alrededor de la pared del pozo es un factor que debe considerarse. Frecuentemente, durante las operaciones de perforación, una zona productora puede ser invadida por el lodo, lo que trae como consecuencia el requerimiento de altas presiones para iniciar o extender la fractura; en casos extremos la fractura puede desviarse hacia otras zonas. Por lo tanto es aconsejable remover este tipo de daño de la formación de las vecindades del pozo antes del tratamiento.

Es importante determinar qué tipo de limpieza es necesario. Si el tratamiento es debido a lodo, emulsiones, corrosión, parafinas, scales; el siguiente paso será seleccionar el químico y el procedimiento de limpieza correcto para el tipo particular de tratamiento.

La presencia de scales, ya sea en los canales de flujo de la formación, tubería de producción, revestimiento o tubería de producción, es generalmente el resultado de la formación de un precipitado debido a las caídas de presión. Compuestos como carbonato de calcio, sulfato de calcio, y sulfato de bario que son transportados en el agua que se produce, pueden cristalizarse y precipitarse reduciendo o impidiendo la producción. Generalmente el pozo puede limpiarse inyectando un químico soluble en el crudo; esto resulta efectivo. Si es necesario para remover el daño de una zona a ser fracturada, el químico puede colocarse en la fractura ya sea en forma líquida o granular para un mayor control de los scales.

La mayoría de los crudos forman emulsiones al mezclarse con el agua, algunas de estas tienen viscosidades mayores que el aceite, el bloqueo tanto por agua como por emulsiones se presenta generalmente en las vecindades del pozo. La eliminación de estas restricciones requiere un tratamiento en el que se emplean surfactantes.

Para el tratamiento de formaciones cuyo daño se debe al lodo o partículas de arcilla pueden usarse fluidos generalmente compuestos de un ácido y un surfactante, el ácido penetra y destruye la torta de lodo o arcilla, mientras el surfactante permite que las partículas disueltas sean removidas de la formación. Este tratamiento de fracturamiento es muy útil para reducir las altas presiones iniciales de rompimiento que deben ser vencidas.

1.8. FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO

Los materiales utilizados en el proceso de fracturamiento incluyen fluidos de fracturamiento, aditivos y material de soporte. Las funciones que cumplen el fluido y los aditivos, es primero crear la fractura hidráulica y segundo transportar el material de soporte hacia la fractura. Una vez el material de soporte está en su lugar y entrampado por los esfuerzos de la formación, el fluido transportador y los aditivos son degradados in situ experimentando flowback, es decir salen de la fractura, estabilizando la productividad de los fluidos de interés.³

Después de las experiencias adquiridas con los fluidos fracturantes empleados en los primeros trabajos comerciales, la utilización de fluidos como kerosén gelificado y otros provenientes del refinamiento del petróleo empezaron a ganar importancia para la última parte del año de 1952. Pues además de ser económicos, esta clase de fluidos no requerían de altos niveles de seguridad para su manipulación, ocasionando que mayores volúmenes de fluido se bombearan a un menor costo. En 1953, con la llegada de los sistemas espumosos y acuosos (ácidos y salmueras) como fluido base, se desarrollaron sistemas gelificados aditivos con surfactantes y cloruro de potasio para minimizar las emulsiones formadas con el fluido de formación y los efectos sobre las arcillas de la zona productora. Posteriormente, otros agentes

³ Economides, M.J., Nolte, Kenneth: Reservoir Stimulation, Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey, 1989.

estabilizadores de arcillas fueron desarrollados para mejorar la función del cloruro de potasio, permitiendo el uso del agua en otros tipos de formaciones.

A principio de la década de 1970, se realizó la mayor innovación en los fluidos de fracturamiento. Esta consistía en emplear agentes reticuladores (crosslinker) para reducir la viscosidad del agua gelificada y obtener mayores tasas de bombeo. Sin embargo, en muchos casos se obtenían viscosidades altas que ocasionaban problemas con la operación.

Seguido a esto, a mediados de la década de 1970, se realizaron las primeras simulaciones de fracturas para formaciones profundas. Estas pruebas empleaban un gel estabilizador (metanol al 5%) que permitía conservar las propiedades del fluido a altas temperaturas del yacimiento. Consecutivamente, se utilizaron agentes químicos combinados con el metanol para dar estabilidad a los fluidos en un rango mayor de temperatura y mantener su viscosidad más uniforme que los fluidos reticulados.

Actualmente, con el continuo desarrollo de nuevos productos y agentes reticuladores se ha logrado aprovechar mejor la potencia hidráulica aplicada, con lo que se obtienen operaciones exitosas en yacimientos considerables infracturables en el pasado. La función del fluido de fracturamiento es transmitir presión hidráulica desde las bombas a la formación haciendo que la roca se fracture, se ubica dentro de la fractura creada y posteriormente sea removido para permitir la producción de hidrocarburos.

Existen varios tipos de fluidos de fracturamiento entre los que están los base agua y base aceite, usualmente se usan con aditivos crosslinker para proveer la viscosidad necesaria; otros tipos de fluido son las emulsiones (mezclas de aceite y agua) y sistemas de espumas base aceite y agua que contienen nitrógeno o dióxido de carbono. Sea cual sea la base del fluido con el desarrollo de nuevos avances se ha logrado el aprovechamiento de la potencia hidráulica aplicada, pudiéndose realizar exitosamente operaciones en yacimientos considerados imposibles de fracturar en el pasado.

La adecuada selección del fluido influye en gran medida en el éxito que se tenga durante la operación, esta selección depende de un gran número de consideraciones previas al fracturamiento, surgidas de un análisis de las condiciones particulares del pozo, equipos disponibles y costos entre otros. Básicamente el fluido de fracturamiento tiene que cumplir con las siguientes características importantes:

- Viscoso: Para iniciar y propagar la fractura.
 - Para transportar el material de soporte.
 - Para minimizar pérdidas de fluido.
 - Para llevar el material de soporte dentro de la fractura.

- No viscoso: Para ser fácil de manejar en superficie.
 - Para minimizar la fricción tubular.
 - Para prevenir la decantación del material de soporte hacia el fondo de la fractura.
 - Para facilitar su recuperación y limpieza.

La mayor parte de las consideraciones para seleccionar el fluido usualmente son la viscosidad (para el ancho, transporte del propante y control de la pérdida de fluido) y limpieza para producir una conductividad máxima después de haber creado la fractura. Algunas otras dependen de casos particulares pero también son muy importantes:

- La compatibilidad con los fluidos y la rocas del yacimiento
- La compatibilidad con la presión del reservorio
- La presión de superficie en las bombas o la fricción en la tubería
- El costo de la operación
- La compatibilidad con otros materiales
- Seguridad y asuntos ambientales

1.8.1. Caracterización de Fluidos de Fracturamiento

Los aditivos de fluidos de fracturamiento y los sistemas de fluido son caracterizados para los siguientes propósitos:

- Desarrollo de aditivos y sistemas.
- Obtener datos de entrada para usarlos en diseños de fractura en los simuladores.
- Control de calidad antes y durante el tratamiento.

La caracterización de los sistemas de fluido obtiene un desempeño representativo de los datos en áreas críticas tales como reología, presión de fricción en tuberías, tasas de pérdida de fluido, conductividad de la fractura y daño de la formación, estos datos se obtienen para ser usados en el diseño de una fractura y los simuladores de producción.

1.8.2. Fluidos Base Agua

Esta clase de fluidos son los que comúnmente se utilizan para crear fracturas hidráulicas, tienen excelentes propiedades para el transporte del material de soporte y control del filtrado, además son de fácil operación y manejo en el campo. Otras propiedades importantes de los fluidos base agua son:

- No existen problemas de incendios asociados.
- Bajos costos.
- Son fácilmente disponibles en todas las áreas.
- La alta densidad permite reducir la potencia de bombeo respecto a los fluidos base hidrocarburo.
- Son fácilmente adaptables a las condiciones de cada yacimiento.

Con el ánimo de mejorar las propiedades del agua como fluido fracturante, se usaron en principio productos naturales de origen vegetal como la goma guar o celulosas simples.

Si las propiedades del agua no son correctamente identificadas, se pueden presentar serios problemas operacionales cuando se trata de armar este tipo de fluido. Algunos de estos problemas son:

- El fluido no cierra al agregar la carga de polímero.
- Apariencia muy reticulada.
- No forma una lengua sostenida y se parte.
- Altas cantidades de residuos.

Estos factores hacen que con el tiempo se incorporen productos más sofisticados que se adaptan mejor a los requerimientos de presión y temperatura en el fondo del pozo, y que produzcan menor cantidad de residuos en la formación.

Entre los productos más usados como gelificantes de fluido base acuosa encontramos:

- Goma Guar.
- Hidroxietil Celulosa (HCE).
- Hidroxipropil Guar (HPG).
- Carboximetil Hidroxipropil Guar (CMHPG).
- Carboximetil Celulosa (CMC).
- Carboximetil Hidroxipropil Celulosa (CMHPC).
- Poliacrilamida (PAA) – sintético.
- Xantan (XC) – bacteriano.

Se encuentran modificaciones de estos productos con los que se logra una mejor capacidad de transporte, sobre todo a altas temperaturas.

Este fenómeno se obtiene agregando sustancias activadoras que modifican la estructura molecular con uniones y entrecruzamientos de ligaduras (crosslinking).

Existen algunos fluidos formulados a partir de polímeros de hidratación retardada que otorgan una alta viscosidad una vez que el fluido ha alcanzado la temperatura de fondo. De esta manera, se logra un fluido de baja viscosidad en superficie para facilitar la incorporación del material de soporte y una excelente capacidad de transporte en la fractura.

1.8.3. Fluidos Base Hidrocarburo

Esta clase de fluidos surge de la necesidad de tener un agente transportador de material de soporte que no provoque alteraciones apreciables sobre las formaciones que son altamente sensibles a soluciones acuosas. Por su fácil obtención, el petróleo es usado en las operaciones de fracturamiento debido a que puede ser obtenido del pozo a ser intervenido, o de pozos cercanos.

El inconveniente al realizar trabajos de fracturamiento hidráulico con este tipo de fluido, es la baja potencia hidráulica para fracturar. Hoy en día existen equipos capaces de bombear altos caudales de fluido pero a bajas presiones de bombeo, debido a que se produce un excesivo consumo de la potencia disponible. Con el ánimo de disminuir las presiones de bombeo y consumos de energía, se desarrollan productos reductores de fricción que al ser adicionados en considerables dosis, ayudan a contrarrestar la fricción generada a altos caudales de bombeo. Normalmente con la utilización de esta clase de fluidos no se obtienen anchos de fractura considerables y además se presenta una excesiva velocidad de decantación de los materiales de soporte, sobre todo a altas temperaturas, lo que trae como consecuencia el incremento en las posibilidades de arenamiento.

Cuando se utiliza crudo en una formación es necesario agregarle aditivos para mejorar su eficiencia. La alta pérdida de filtrado que presentan no permite generar fracturas de gran extensión, por lo que hay que utilizar aditivos de control de filtrado a una concentración adecuada para controlarlos.

1.8.4. Geles de Fracturamiento

Con los continuos avances en los fluidos de fracturamiento, se introdujeron los fluidos de fractura gelificados para mejorar o semejar las características de los fluidos base agua o fluidos base hidrocarburo. Un gel es un sistema de tipo coloidal donde están presentes dos o más componentes: un coloide hinchado y disperso y una fase líquida que puede llegar a ser el 95% de la solución.

Esta clase de fluidos se ha utilizado desde el comienzo de las operaciones de fracturamiento como fue la gasolina gelificada (NAPALM), utilizada después de la segunda guerra mundial. La utilización de productos gelificantes tiene como efecto el incremento de la viscosidad del líquido base debido a que son polímeros de cadenas largas, lineales o ramificadas, que dificultan el movimiento de las capas de fluido entre sí.

Para una determinada velocidad de corte se requiere un esfuerzo de corte mayor para deformar las cadenas hinchadas por las moléculas del solvente y las que interactúan con el resto del líquido. Entre estos podemos encontrar los geles base hidrocarburos, ácidos gelificados, fluidos emulsionados, fluidos espumosos, geles reticulados y geles de reticulación retardada.

Figura 5. Gel Fracturante.



Fuente: <http://www.slb.com>.

1.8.5. Geles Base Hidrocarburo

Este tipo de geles tienen una viscosidad alta y poseen las siguientes ventajas:

- No producen daño a las formaciones sensibles al agua.
- Son compatibles con los fluidos de la formación.
- Excelente capacidad de arrastre del material soporte.
- Tienen menor pérdida de filtrado de fluidos.
- Hay menores pérdida por fricción que otros fluidos a regímenes de bombeo iguales.
- El fluido base puede recuperarse con la producción del pozo cuando el gel se rompe por la acción del agente rompedor.
- Poseen altas viscosidades aún a temperaturas de circulación de fondo de pozo.

Figura 6. Gel Base Diesel.



Fuente: <http://www.weatherford.com>.

1.8.6. Ácidos Gelificados

Este tipo de geles consisten en la hidratación de derivados celulósicos directamente en la solución acida, o bien en el agua de mezcla. Este tipo de fluidos deben ser considerados para la estimulación de pozos que requieren fracturas de gran longitud. Pueden obtenerse además penetraciones profundas de ácido reactivo y buena estabilización de arcillas. El mecanismo de retardo de los ácidos gelificados se basa en la baja velocidad de renovación del ácido que contacta con la superficie reactiva de la formación. De esta forma, el ácido reaccionará completamente una vez que se ha roto el gel y se ha reducido su viscosidad. Estos sistemas ofrecen diferentes ventajas:

- Buen retardo del ácido antes de la ruptura del gel.
- Alta viscosidad y adecuada estabilidad de corte.
- Buen transporte del material de soporte.
- Estabilización de arcillas.
- Baja cantidad de residuos sólidos.

- Buen control de filtrado.
- Propiedades no emulsionantes.
- Disminuye la corrosión.
- Baja pérdida de carga.
- Gran penetración del tratamiento.

1.8.7. Geles Reticulados

Con el entrecruzado de las cadenas de polímeros, la incorporación de productos químicos reticulantes y bajo los principios de retardo del tiempo y la temperatura, los geles reticulados se utilizan actualmente como fluidos de fracturamiento.

1.8.8. Geles de Reticulación Retardada

Los geles reticulados en superficie sufren elevados esfuerzos de corte debido a las bombas y la tubería de tratamiento, degradándose y reduciendo considerablemente su viscosidad al momento de ingresar a la fractura. Estas limitaciones se resolvieron con el desarrollo de geles de reticulación retardada. El nivel de corte y su duración (durante el proceso de reticulación y después de este) es decisivo en la viscosidad y estabilidad del fluido. Los geles de reticulación retardada ofrecen la posibilidad de minimizar la degradación por esfuerzo de corte en la medida que posterguen el crosslinking hasta el momento en el que el fluido alcance el fondo e ingrese a la fractura, donde el esfuerzo de corte es sustancialmente menor que en la tubería.

Una alternativa de retardo es el empleo de agentes reticuladores activados por temperatura que dependen de las condiciones del pozo.

Si la temperatura de activación se alcanza en la tubería, el fluido quedara expuesto a un corte elevado durante la reticulación. Por el contrario, si la temperatura de activación se alcanza en la fractura, la reticulación se producirá demasiado tarde para proporcionar un buen transporte del material de soporte. En ambos casos existirán problemas como la pérdida de viscosidad global o la excesiva sedimentación del material de soporte en la fractura cerca al pozo.

Con el empleo de esta clase de sistemas en los diferentes tipos de geles, se obtienen propiedades mejores y más estables en el fluido cuando se encuentra dentro de la fractura que es donde se necesita.

1.8.9. Rompedores de Gel

En toda operación de fracturamiento cuando el material de soporte es depositado en la fractura, la función del fluido de fracturamiento termina, por lo que es necesario traer este fluido a superficie antes de poner a producir el pozo. Para realizar esta operación se requiere que el fluido tenga la menor viscosidad posible, con el fin de que pueda ser desalojado o expulsado fuera de la fractura a través de la distribución del material de soporte dentro de esta.

A los geles de base agua y de base hidrocarburo se les agrega un aditivo de acción retardada llamado rompedor (*breaker*), que tiene como función romper las ligaduras intermoleculares del fluido de fracturamiento para obtener en la fractura un fluido de viscosidad un poco mayor que la del gel lineal o base. Las tres clases principales de productos químicos normalmente usados como rompedores de gel, son las encimas, agentes oxidantes y ácidos. El uso de estos depende del fluido utilizado y de las condiciones de temperatura en el yacimiento a fracturar.

En el caso de ácidos gelificados no se requiere la utilización de estos aditivos, debido a que el ácido base utilizado para la preparación del gel destruye paulatinamente los lazos de las uniones moleculares reduciendo la viscosidad del gel; por lo que el proceso se acelera con la temperatura que tenga en el fondo. La velocidad de ruptura de los geles depende de características particulares como la temperatura, agentes contaminantes y la presencia de aditivos como breakers incorporados al gel. Cuando se fracturan pozos con temperaturas de formación mayores a 250°F, generalmente no se necesita la adición de breakers para la ruptura de éste.

1.8.10. Fluidos Emulsionados

Esta clase de fluidos consiste en emulsiones de ácido o agua en hidrocarburo y se pueden clasificar en dos tipos:

- Agua en crudo.
- Crudo en agua.

Con las emulsiones de agua en crudo, se obtienen viscosidades altas, bajas pérdidas por fricción y bajas pérdidas de fluido. En las emulsiones de tipo crudo en agua, la viscosidad aparente depende de la gelificación de la fase acuosa y el porcentaje de hidrocarburo presente. Los fluidos emulsionados poseen un comportamiento no Newtoniano con buena capacidad de transporte del material de soporte. Los fluidos de fractura de ácidos emulsionados poseen un marcado efecto de retardo del ataque del ácido a la formación. Esto los hace particularmente útiles para lograr penetraciones profundas sin que se produzca una considerable reducción de la concentración del ácido. Una vez bombeado a la formación, se va produciendo paulatinamente la ruptura de la emulsión, favoreciendo el ataque y la recuperación de los productos de la reacción.

En pozos con crudos viscosos, los fluidos emulsionados reducen la viscosidad del crudo y disuelven los ciertos compuestos de tipo asfáltico, mejorando la productividad.

1.8.11. Emulsiones

Una emulsión es una dispersión de dos fases inmiscibles tales como aceite en agua o agua en aceite estabilizada con un surfactante. Los fluidos emulsionados de fracturamiento son soluciones altamente viscosas con buenas propiedades de transporte. Entre más alto sea el porcentaje de la fase interna, mayor será su resistencia debido al movimiento de las gotas, resultando en una mayor viscosidad. Los fluidos de fracturamiento emulsionados han sido usados por varios años. El fluido más común, denominado poliemulsión, está compuesto de 67% de hidrocarburo en la fase interna, 33% de salmuera en la fase externa y un surfactante emulsificante.

Viscosificando la fase acuosa se mejora la estabilidad de la emulsión y se reduce significativamente la presión de fricción durante el bombeo debido a que el polímero actúa como un reductor de fricción. La concentración del polímero que se usa generalmente es de 20 a 40 lbm/1000 gal, entonces el fluido solamente contiene 1/6 a 1/3 de polímero tanto como un fluido de fracturamiento base agua estándar. La emulsión usualmente se rompe debido a la adsorción del emulsificante dentro de la roca de la formación; porque generalmente se usa poco polímero, este tipo de fluido es conocido por causar menos daño a la formación y se limpia rápidamente. Las desventajas de las poliemulsiones son alta presión de fricción y alto costo (a menos que el hidrocarburo sea recuperado). Las poliemulsiones también se adelgazan significativamente cuando la temperatura se incrementa, lo que limita su uso en pozos calientes.

1.8.12. Fluidos Base Espuma

Este tipo de fluidos desarrollados en la industria del petróleo se han utilizado en un gran número de operaciones, lo que los hace muy versátiles. Entre las ventajas particulares de esta clase de fluidos cuando son utilizados en las operaciones de fracturamiento se encuentran:

- Baja pérdida de fluidos a la formación.
- Buena capacidad de transporte del material de soporte.
- Bajos costos.
- Reducen la posibilidad de aumentar el daño de la formación.
- Disminuyen el tiempo de cierre del pozo después de la fractura.
- Energizan momentáneamente yacimientos de baja presión.

Esta clase de fluido espumado es una dispersión de un gas en un líquido, en donde el gas constituye la fase dispersa y el líquido la fase continua. En el fracturamiento encontramos dos tipos de espumas que son normalmente usadas, espumas base agua y espumas base hidrocarburo. Las espumas base agua son las más utilizadas en la industria por su fácil obtención, bajo costo y propiedades, también se pueden incluir dentro de este tipo a las espumas ácidas. Las espumas base hidrocarburo se utilizan cuando la formación a fracturar es excesivamente sensible al agua, el costo de estas espumas es considerablemente mayor que las espumas base agua y son difíciles de manipular.

1.8.13. Aditivos

Los fluidos aditivos se usan para producir un efecto específico e independiente del tipo de fluido. Estos son algunos de los aditivos más comúnmente usados:

Tabla 2. Aditivos Químicos

ADITIVO	CONCENTRACION Gal o lbm agregados a 1000 gal de fluido limpio	PROPOSITO
Biocida	0.1 - 1.0	Previene la descomposición del polímero
Perdidas de fluido	10 - 50 lb	Disminuye la fuga de fluido durante el fracturamiento.
Rompedores	0.1 - 10 lb	Proveen un control de reducción de viscosidad,
Reductores de Fricción	0.1 - 1.0 gal	Reducen la pérdida de presión de fricción en la cara del pozo.
Surfactantes	0.05 - 10	Reducen la tensión superficial, previenen emulsiones y proveen mojabilidad.
Agentes Espumoso	1 - 10 gal	Proveen estabilidad.
Control de Arcillas	-----	Proveen compatibilidad con el agua.

Fuente: Valkó, P. Norman, L. Daneshy, A. Well Stimulation. Halliburton Energy Services. 1989.

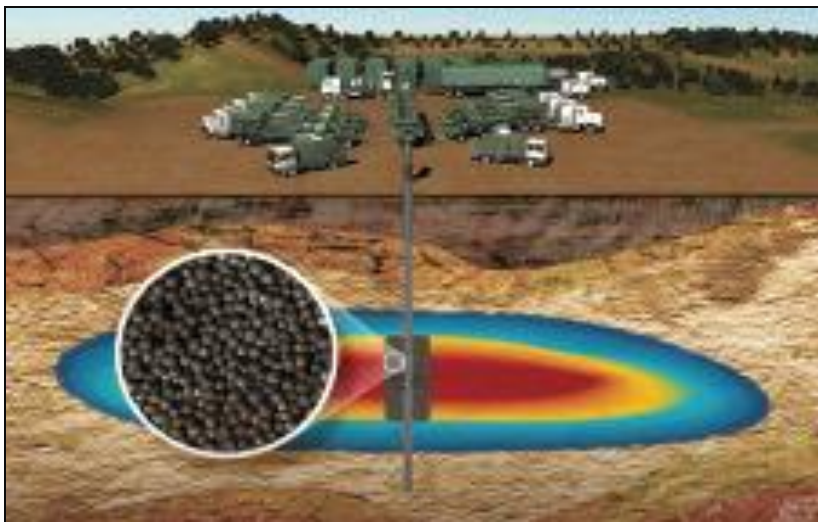
1.9. MATERIAL DE SOPORTE

La selección del material propante debe considerar la conductividad a condiciones de esfuerzo in-situ, el tamaño del propante debe ser considerado igualmente. En general, entre más grande el propante mejor conductividad. Finalmente, se debe seleccionar la concentración máxima de propante in-situ en el momento del cierre, esto determina cuándo de el ancho creado por la fractura se retendrá por los propantes una vez la fractura se cierre. Después de los primeros trabajos de fracturamiento, estudios realizados revelaron que el efecto del incremento de la producción decrecía rápidamente, lo que indujo a pensar que con el tiempo la fractura volvía a cerrarse, quedando el pozo en condiciones casi originales. Para evitar este cierre, se introdujo la técnica de

inyectar el fluido fracturante cargado con arena para que actuara como soporte de las paredes de la fractura.⁴

Con el fin de obtener materiales de soporte de alta calidad, variedades de materiales han sido evaluados a través de los años, incluyendo esferas plásticas, esferas de vidrio y aluminio, cascara de nuez, arenas recubiertas de resina, bauxita y fundiciones de zirconio. La efectividad del tratamiento de fractura depende de la capacidad de flujo creada por el material de soporte en la fractura y de la resistencia que tiene el material para mantenerla abierta. Esto ha sido verificado en numerosos tratamientos donde la producción aumento y se mantuvo estable por largos períodos de tiempo.

Figura 7. Material Propante.



Fuente: <http://www.halliburton.com>.

⁴ Lobo, Arenas, Cristian., Mejía, Luis Jesús., Capacidad de Flujo y Área Óptima del Material Sostén en el Fracturamiento Hidráulico. Universidad Industrial de Santander, 1994.

Datos Históricos Sobre el Desarrollo de los Materiales de Soporte:

- 1940' s
 - Se experimentaron los primeros tratamientos de fracturamiento hidráulico, pero no se utilizaba material de soporte lo que traía como consecuencia que las fracturas sanarán y se sellarán rápidamente trayendo pocos beneficios.

- 1950's
 - Su utilizaron arenas del rio Arkansas durante los primeros tratamientos como material de soporte.
 - Posteriormente se usaron arenas blancas de la formación Saint Peter en Ottawa, Illinois que poseían mayor calidad que las arenas de rio.
 - En 1958 se empezaron a usar arenas tipo "Brown" de Hickory cerca a Brady, Texas.

- 1960's
 - Los ingenieros introdujeron esferas de cristal, plásticas y cascara de nuez como material de soporte.

- 1970's
 - Se utilizaron arenas cubiertas con resinas en 1975.
 - Se comercializó el primer material de soporte hecho de Bauxita cerámica en 1979.

- 1980's
 - Se introdujeron los materiales cerámicos ligeros en 1985.

- Recientemente
 - Se han desarrollado materiales porosos impregnados.
 - Se han mejorado las distribuciones de fuerza y compactabilidad del tamizado en algunos productos cerámicos.
 - Se han desarrollado nuevos materiales cerámicos ultraligeros.

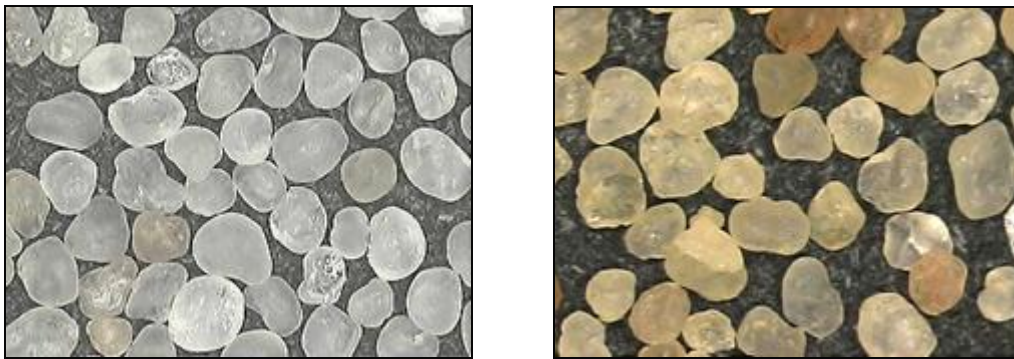
1.9.1. Tipos de Materiales Soporte

En la industria son muchos los materiales de soporte utilizados para fracturamiento hidráulico, siendo el más convencional y de mayor uso la arena. Con el desarrollo de nuevas tecnologías, los materiales de soporte son más recientes y capaces de soportar las altas presiones de confinamiento en el fondo del pozo. Dentro de los más comunes están:

- Arena.
- Cascara de Nuez.
- Bolas de aluminio o acero.
- Esferas de Cristal.
- Arenas recubiertas con resina.
- Bauxita.
- Cerámicos.
- Cerámicos recubiertos con Resina.

La cascara de nuez y las bolas de aluminio fueron utilizadas durante algunos años, pero en la actualidad se descartaron por su costo y bajo rendimiento debido a que tendían a incrustarse en formaciones blandas. Las esferas de cristal se desarrollaron para ser utilizadas a mayores profundidades, pero también fueron descartadas debido a que en ciertas presiones de confinamiento estas se estallan, generando una excesiva cantidad de partículas finas.

Figura 8. Propantes de Arenas Blancas y Marrones.



Fuente: <http://www.carboceramics.com>.

Figura 9. Propantes Cerámicos.



Fuente: <http://www.carboceramics.com>.

Figura 10. Propantes Cerámicos Recubiertos con Resina.



Fuente: <http://www.carboceramics.com>.

1.9.2. Propiedades Físicas de los Propantes

Las propiedades físicas de los propantes que tiene un efecto o un impacto en la conductividad de la fractura son:

- Fuerza del Propante.
- Tamaño del Grano y Distribución.
- Cantidades de Finos e Impurezas.
- Redondez y Esfericidad.
- Densidad del Propante.

Para abrir y propagar una fractura hidráulica, se debe vencer el esfuerzo in-situ. Después de que el pozo es puesto en producción, el esfuerzo actúa para cerrar la fractura y confinar el propante. Si la fuerza del propante no es la adecuada, el esfuerzo de cierre rompe el propante, creando finos que reducen la permeabilidad y la conductividad del empaque de propante. Los propantes pueden ser producidos de diferentes materiales y diferentes rangos de tamaño para conocer los requerimientos de conductividad del diseño de la fractura.

La diferencia entre la presión de fondo de fractura y la presión de producción de fondo proveen un estimado del máximo esfuerzo efectivo (o el esfuerzo de cierre) en el propante. Durante el flujo de retorno y las operaciones de prueba, la presión de producción de fondo usualmente ayuda a maximizar la tasa de producción. El potencial para el rompimiento máximo puede ocurrir durante el flujo de retorno y las operaciones de prueba, cuando la presión de flujo en las perforaciones puede ser bajo, o inicialmente en la producción del pozo porque el gradiente de fractura es máximo. Sin embargo, si el pozo inicialmente es completado y producido a presiones de fondo altas y con una tasa cercana de producción constante, el máximo esfuerzo efectivo en el propante es menor. Produciendo el pozo de esta manera, el esfuerzo sobre el propante puede incrementarse con el tiempo, pero nunca excede la presión de fondo de fractura. El tipo y el tamaño del propante deberían determinarse por la comparación entre los beneficios económicos versus el costo.

Los propantes con tamaños mayores de grano proveen un empaquetamiento más permeable porque la permeabilidad incrementa con el cuadrado del diámetro del grano; sin embargo, su uso debe ser evaluado en relación a la formación y las dificultades que ocurren en el transporte del propante. Formaciones sucias, o las que significan migración de finos, son candidatos pobres para propantes de tamaño mayor. Los finos tienden a invadir el empaquetamiento de los propantes, causando una rápida reducción de la permeabilidad. En estos casos, los propantes más pequeños, los cuales resisten la invasión de finos, son más adecuados.

Los granos de mayor tamaño pueden ser menos efectivos en pozos profundos debido a una susceptibilidad mayor a quebrarse como resultado de un esfuerzo de cierre mayor. Los propantes de mayor tamaño tienen más problemas de posicionamiento. La redondez y esfericidad de un grano de propante puede tener un efecto significativo en la conductividad e la fractura. La redondez es una medida de la forma relativa de las esquinas de los granos, o la curvatura de estos.

La esfericidad es una medida de cómo la forma de la partícula se acerca a una esfera. Si los granos son redondeados y tienen más o menos el mismo tamaño, el esfuerzo sobre el propante es mejor distribuido, resultando en altas cargas antes de que la falla del grano ocurra. Los granos angulares fallan a esfuerzos menores de cierre, produciendo finos que reducen la conductividad de la fractura. La densidad de los propantes tiene una influencia en el transporte de este porque la tasa de instauración incrementa linealmente con la densidad. Por lo tanto, una densidad alta de propantes es más difícil de suspender en el fluido de fracturamiento y de transportar a la punta de la fractura. El posicionamiento de los propantes se puede mejorar de dos maneras: usando fluidos altamente viscosos para incrementar la rata inyección o reducir el tiempo de tratamiento y el tiempo requerido de suspensión. También, los propantes altamente densos requieren más masa de material para llenar un volumen dado de fractura.

1.10. FACTORES DE OPERACIÓN

Las condiciones de campo proveen los límites prácticos dentro de los cuales el diseño de la operación debe ser apropiado. Aunque más allá de definir estas condiciones limitantes, sin embargo cualquier diseño es tan bueno como su ejecución. Las consideraciones operacionales impactan al fracturamiento hidráulico en dos formas: ⁵

- La condición del pozo antes de la fractura, la calidad de la cementación realizada al pozo, las perforaciones, los límites de presión, etc., con estas consideraciones se definen los límites prácticos que el diseño debe conocer.
- La garantía y el control de la calidad antes y durante el tratamiento.

⁵ Orduz, Luis Humberto., Fracturamiento Hidráulico, Consideraciones Teóricas y Operacionales. Universidad Industrial de Santander, 1985.

Algunas consideraciones operacionales a tener en cuenta son:

- Consideraciones del pozo:
 - Tamaño y condición de la tubería
 - Calidad del cemento de zonas aisladas
 - Perforaciones
 - Desviación del pozo

Durante el fracturamiento hidráulico, la presión de superficie y la potencia hidráulica requerida para el tratamiento están relacionadas con la columna hidrostática de fluido en el pozo. La fricción por tubería es un término de gran importancia, de este modo el tamaño de la tubería tiene una fuerte influencia en las tasas de bombeo permisibles. Además de esto la fuerza, el tipo, la condición o estado de la tubería puede limitar algunas oportunidades de realizar operaciones futuras de workover.

Un aspecto crítico de las consideraciones del pozo es un buen trabajo de cementación alrededor del revestimiento o el liner que proveen zonas aisladas. En general, la fractura crece donde la naturaleza se lo permita, y la ingeniería tiene un pequeño control sobre la altura de esta. El único control posible es la habilidad de especificar donde están las perforaciones y donde inicia la fractura. Otra consideración importante son las perforaciones que permiten al fluido dejar la cara del pozo y crear la fractura. El número y el tamaño de los huecos de la perforación son importantes para el paso de los propantes.

1.10.1. EQUIPOS

1.10.2. Válvulas Cheque

Las válvulas cheque permiten el flujo en una sola dirección; por lo tanto, se puede bombear a través de estas pero automáticamente se cierran una vez el bombeo se detiene. Estas aíslan las presiones del pozo cuando se cierra un lado de la válvula previniendo el flujo de los fluidos del pozo. Este tipo de válvula es esencial para controlar el pozo cuando hay una repentina pérdida de presión de bomba, cuando la línea de tratamiento falla. En estas situaciones de emergencia físicamente no hay tiempo para cerrar las válvulas en cabeza de pozo, pero la válvula cheque puede automáticamente cerrarse instantáneamente.

Hay dos tipos de válvulas cheque que se utilizan comúnmente en líneas de tratamiento de alta presión. La válvula tipo Flapper es usada en la línea principal de tratamiento. Los propantes pueden ser bombeados a través de este tipo de válvulas sin temor a taponamientos. El otro tipo es la válvula Dart que son usadas en las líneas de tratamiento de nitrógeno y CO₂. Estas válvulas usan un resorte para sentar un dardo y cerrar la válvula cuando la inyección se detiene. Este tipo de válvula no es recomendada para su uso en la línea principal de tratamiento porque los propantes pueden cortarlas y taponarlas fácilmente.

1.10.3. Líneas Bleedoff

Una línea Bleedoff se usa para liberar presión del sistema de alta presión de las líneas de tratamiento una vez las válvulas de cabeza de pozo se han cerrado. La línea Bleedoff no está diseñada para el flujo de retorno extendido de los fluidos del pozo. Se debe instalar una línea permanente de flujo de

retorno para el flujo de fluidos del pozo a largo plazo. Esta línea debe ser colocada entre la válvula cheque y la válvula de control de cabeza de pozo.

Si el arreglo de la válvula Bleedoff es omitido, la presión será atrapada entre la cabeza de pozo y la válvula cheque, y habrá un riesgo de sobrepresión.

1.10.4. Unidades de Bombeo

La demanda de altas tasas de inyección para los trabajos de fracturamiento ha convertido la necesidad de desarrollar equipos especiales de bombeo y mezcla.

Figura 11. Unidades de Bombeo.



Fuente: <http://www.slb.com>.

1.10.5. Bombas de Alta Presión

Las bombas de alta presión deben colocarse lo suficientemente cerca de el Blender para que las bombas de descargue del este puedan alimentar fácilmente de lechada a las entradas de las bombas. En tratamientos largos que involucran muchas bombas, se puede usar un tráiler de manifolds para consolidar las uniones de las bombas. El tráiler de manifolds ayuda a organizar la unión de baja presión de succión y la de alta presión de descargue de la bomba. El número de mangueras entre el Blender y la bomba es determinado por la rata de presión. Las mangueras de succión estándar de 4 pulg en longitudes de 25 ft o menos permiten cerca de 12 bbl/min de flujo de fluido a la bomba. Si las ratas de la bomba exceden los 12 bbl/min, se debe usar otra manguera para proveer fluido a la entrada del manifold.

Para tratamientos de menor rata, el diámetro de la manguera puede ser disminuido para mantener una velocidad de fluido alta dentro de la manguera, especialmente en tratamientos de alta concentración de propante tales como los tratamientos de fractura con espuma. Alternativamente, se puede usar una línea de recirculación desde el manifold de la bomba de succión hasta el Blender. Si la velocidad del fluido en una manguera cae hasta el punto donde el asentamiento del propante es muy grande, la manguera puede taponarse y dejar a la bomba sin fluido.

Cada camión de bombeo debe tener una válvula de aíse que se ajusta en la línea de tratamiento principal para facilitar reparaciones menores durante la operación de bombeo. Sin esta válvula la bomba podría estar expuesta a la presión del tratamiento. Las líneas de recirculación pueden ser necesarias entre el Blender y el manifold de succión de las bombas de alta presión cuando se bombean altas concentraciones de propante. Cuando se manejan altas concentraciones de propante este puede asentarse.

Los problemas de asentamiento ocurren más comúnmente a ratas bajas de bombeo y debido a fluidos de viscosidad baja. La línea de recirculación mantiene al fluido moviéndose dentro del manifold de succión y previene que el propano se asiente. Los tratamientos de fracturamiento usando fluidos base espuma usualmente requieren una línea de recirculación.

1.10.6. Blenders

El equipo Blender mide y mezcla continuamente la lechada de polímero, la solución de KCl y los aditivos líquidos. Existen varias ventajas en el modo de mezclado continuo de los Blenders que mejoran el desempeño de una operación de fracturamiento hidráulico. Los riesgos de daños ambientales son altamente reducidos porque solamente permanecen residuos de agua fresca en los tanques de fracturamiento después del tratamiento.

Además, se obtiene una viscosidad más predecible y consistente en los tratamientos largos, donde las bacterias pueden degradar la viscosidad del gel antes de que el bombeo de este empiece. Los procesos continuos de mezcla eliminan la necesidad de tener equipos de geles, resultando en un ahorro de tiempo para el personal y el equipo. Finalmente, las viscosidades pueden ser fácilmente cambiadas a través de todo el tratamiento.

Para asegurar que una operación continua de mezclado se lleve a cabo suavemente, se deben observar varios requerimientos. Los polímeros deben agregar a una concentración precisa. Los líquidos y la lechada pueden ser monitoreados con mayor precisión que los materiales secos.

Los polímeros producen una mejora y una hidratación más rápida especialmente cuando son mezclados con equipos de control del proceso. Las mezclas especializadas y las unidades de hidratación proveen capacidades de medición y suficiente tiempo de residencia para una hidratación propia.

Los Blenders mezclan y miden con exactitud el propante, los aditivos secos, los aditivos líquidos y el fluido de fracturamiento a una densidad específica programada en un modo automático. La concentración de propante puede ser controlada en forma precisa y segura a concentraciones mayores de 22 lbm/gal agregadas de arena o 32 lbm/gal agregadas por propante de alta resistencia.

Figura 12. Blender.



Fuente: <http://www.Century.com>.

1.10.7. Motores

Las consideraciones básicas para la selección del motor para la instalación de las unidades de fracturamiento son, confiabilidad, compatibilidad y costo, siendo la confiabilidad el factor más importante debido a que una falla en el motor durante la operación resultara en un tratamiento deficiente, lo cual puede originar grandes costos en los trabajos de workover del pozo. Para garantizar que el equipo de bombeo sea de fácil transporte, sus componentes deben ser livianos y compactos.

Figura 13. Motores.



Fuente: <http://www.slb.com>.

1.10.8. Otros Equipos

Figura 14. Frac Data Van.



Fuente: <http://www.bjservices.com>.

Figura 15. Equipo de Bombeo de Nitrógeno.



Fuente: <http://www.Century.com>.

Figura 16. Frac Tank



Fuente: <http://www.bjservices.com>.

Figura 17. Sistema de Hidratación y Aditivos Químicos.



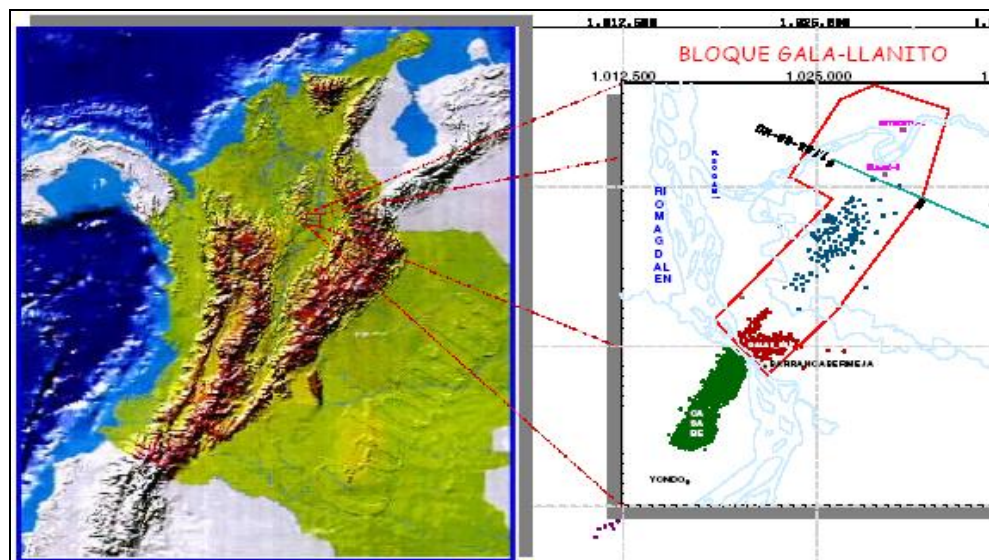
Fuente: <http://www.ssss.com>.

2. GENERALIDADES DEL CAMPO

2.1. LOCALIZACIÓN

El campo llanito se encuentra localizado en el departamento de Santander, en la parte norte de la concesión de Mares al sur del río Sogamoso y al oriente del río Magdalena, entre las cuadrículas kilométricas 28-38 Norte y 5-12 Oeste. Dentro de sus formaciones de interés están la Formación Mugrosa, la Formación Colorado, la Formación Esmeralda y la Formación La Paz.

Figura 18. Localización del campo Llanito.



Fuente: Prognosis-Campaña de perforación Llanito-Gala-Cardales 2007, Ecopetrol S.A.

La Figura 18 presenta la ubicación geográfica del área. Limitan al norte con el Río Sogamoso, al sur con el Campo Galán - San Silvestre, al Este con la Ciénaga de San Silvestre y al Oeste con la Ciénaga de Llanito. El área Llanito - Gala tiene una extensión aproximada de 70 Km².

2.2. GEOLOGÍA DEL CAMPO

Los campos del área Llanito, se encuentran ubicados al Norte de la Concesión de Mares en el Departamento de Santander, Valle Medio del Magdalena, al Norte de Barrancabermeja; Estos campos están conformados por bloques parcialmente independientes, limitados por fallas normales y constituido por yacimientos complejos correspondientes a arenas de canal de tipo meandriformes, con múltiples contactos agua-aceite y problemas de baja resistividad en zonas productoras de hidrocarburos. El campo se ha mantenido en producción por aproximadamente 45 años, con 72 millones de barriles de petróleo producidos hasta Mayo de 2008 y un factor de recobro estimado del 12.8%.

El bloque de producción de Llanito está compuesto por cuatro áreas operativas denominadas:

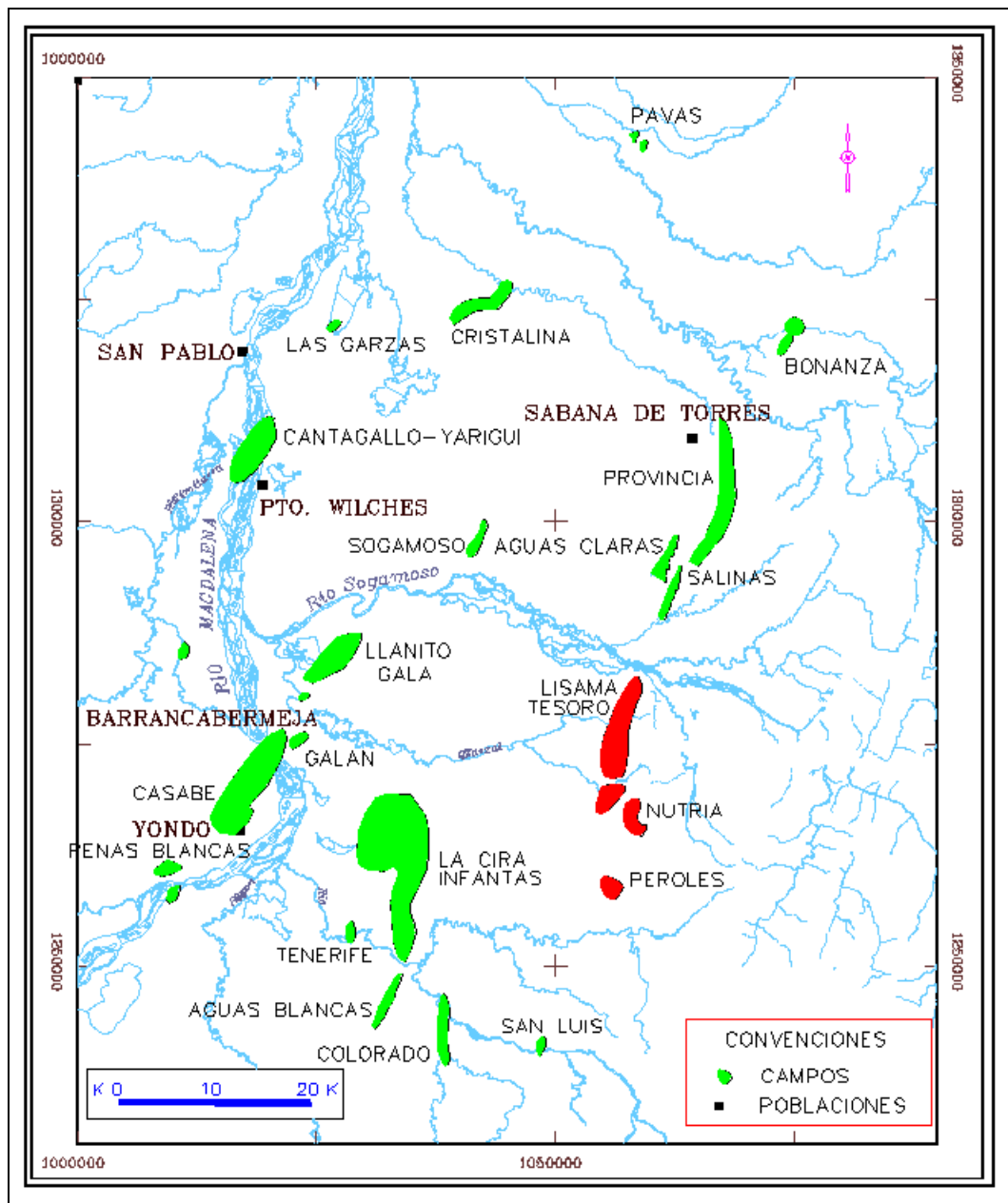
Área de Llanito

Área de Gala

Área de Galán

Área de Cardales.

Figura 19. Mapa de Localización del Área de Llanito



Fuente: Informe Técnico Fracturamiento Hidráulico Llanito 2008, Ecopetrol S.A.

2.3. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

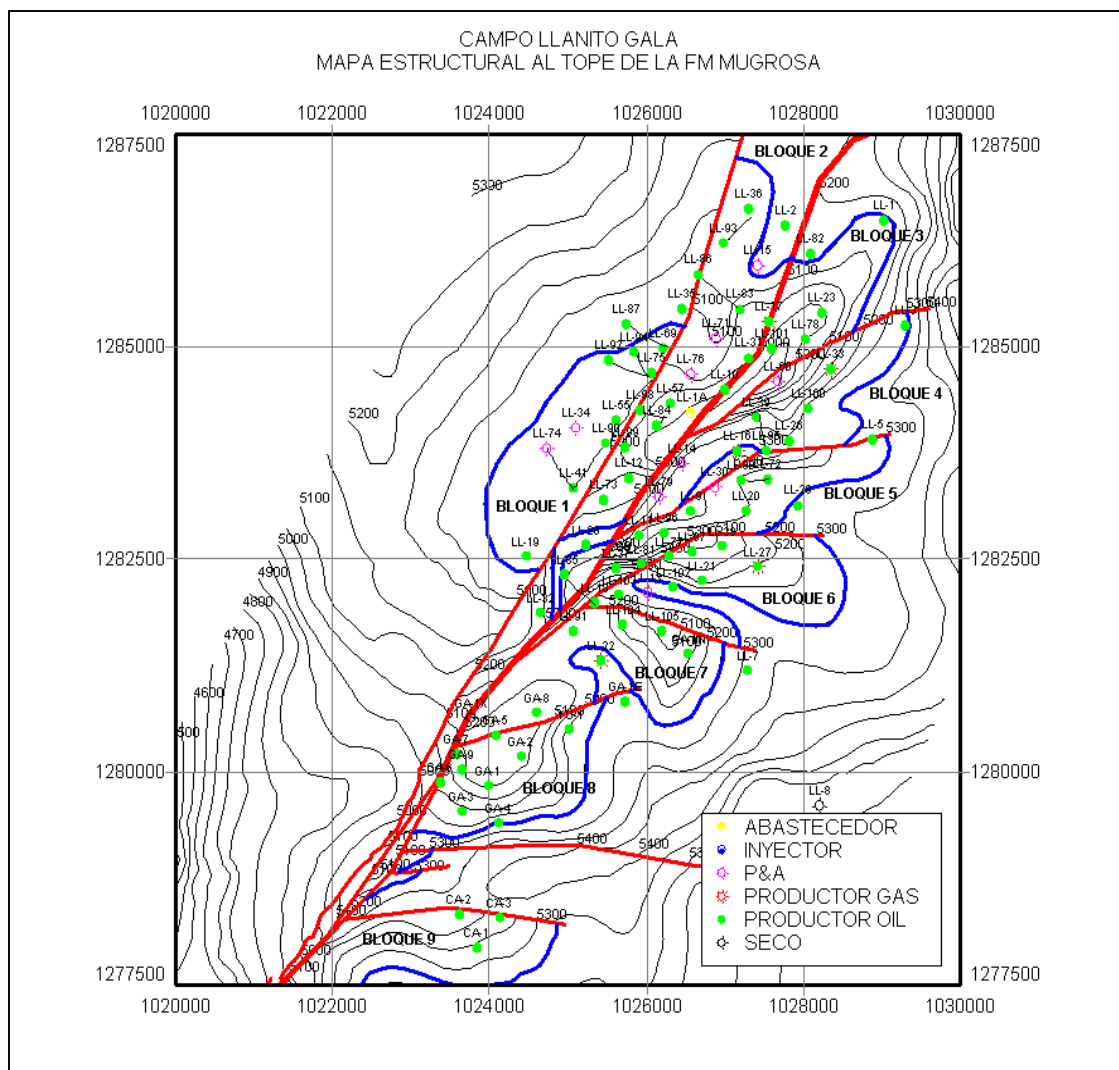
La Tectónica presente en el Campo Llanito obedece a un régimen transtensivo dextral, la cual consta de una componente extensiva provocando fallamiento normal y además presenta un movimiento relativo de dos bloques adyacentes en sentido derecho.⁶

Este tipo de fallamiento puede tener una gran extensión lineal como la falla de Bucaramanga – Santa Marta, o puede ocurrir dentro de áreas locales o subregionales limitadas como un sistema de longitud finita. Este sistema algunas veces es referido como compartimental debido a la deformación independiente a ambos lados de la falla.

En el campo como se mencionó anteriormente existen dos sistemas predominantes de fallamiento: Un sistema longitudinal (NE-SW) relacionado al fallamiento Casabe-Galán-Llanito y un sistema de fallas normales transversales (E-W) relativamente reciente asociado al “Trend” de fallas de rumbo del Río Sogamoso. El fallamiento regional de Casabe-Galán-Llanito es un “Trend” estructural de tipo normal, que genera un gran anticlinal con rumbo NE y con pliegues menores de anticlinales y sinclinales alternos, con distribución de ejes en “echelon” (escalonados) y cabeceo preferencialmente al Norte. El intenso fallamiento transversal generó tectónica de bloques escalonados, limitados al norte y al sur por fallas normales.

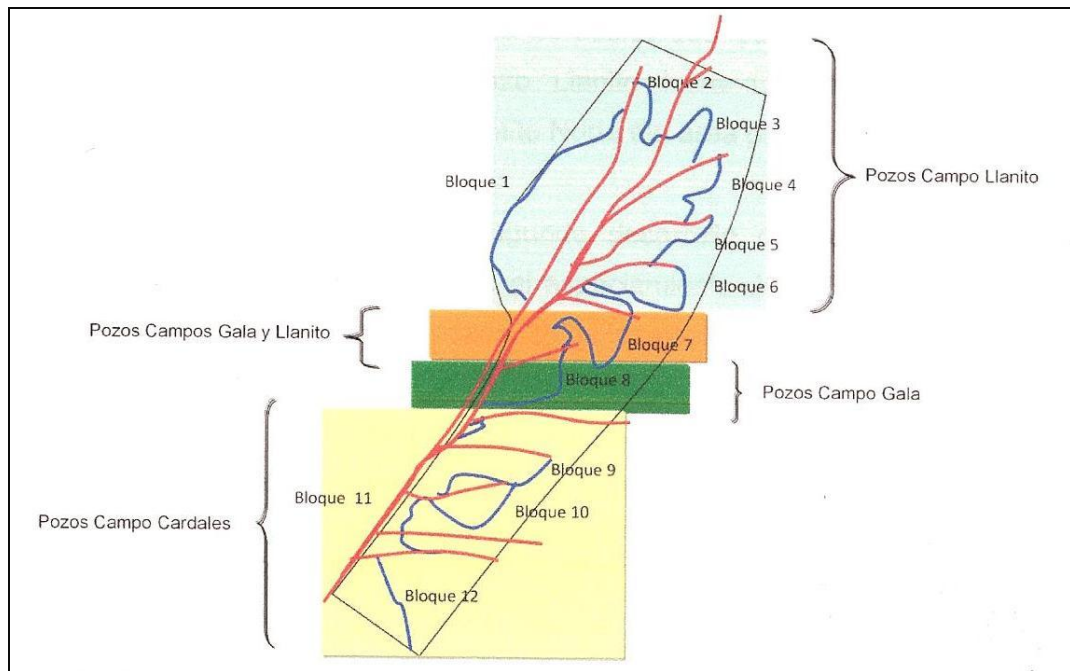
⁶ Prognosis-Campaña de perforación Llanito-Gala-Cardales 2007, Ecopetrol S.A.

Figura 20. Mapa Estructural Tope Formación Mugrosa



Fuente: Prognosis-Campaña de perforación Llanito-Gala-Cardales 2007, Ecopetrol S.A.

Figura 21. División por Bloques de los Campos Llanito-Gala-Cardales



Fuente: Estimación de Tasa Crítica para el Control de Daño a la Formación, Originado por Migración de Finos en los Campos Gala y Llanito. Carlos Alfonso Arias Gómez, Laureano Jiménez Castro, Universidad Industrial de Santander. Proyecto de Grado. 2008.

El área Llanito-Gala-Cardales continua en la fase de recuperación primaria y el sistema de levantamiento artificial utilizado es bombeo mecánico. La presión original de yacimiento de la Formación Mugrosa se estima en 2300 psi a 5200 pies BNM para la Zona B y en 2600 psi a -6200 pies BNM para la Zona C. El área no cuenta con una buena historia de presión debido a la ausencia de información. En los últimos pozos se registraron presiones de formación con la herramienta MDT encontrando que el 80% de las arenas de las Zonas B y C se hallan con presión original, lo cual indica el alto potencial que existe en el área.

Del comportamiento de la producción por pozo se observa que los yacimientos muestran un descenso drástico de la presión en los primeros cinco años de producción (tasa de declinación promedio de 0.026 nominal mensual), con un posterior periodo de estabilización (declinación promedio de 0.012 nominal mensual), con base en lo cual se plantea que el mecanismo de producción predominante es una combinación de gas en solución y empuje parcial de agua

El punto de burbuja medido en las Zonas B y C varía según el bloque de producción entre 750 psi (Zona B, Gala-9) y 2,240 psi (Zona C, Llanito-12) a temperatura de yacimiento. El campo Llanito está compuesto por unidades preterciarias que incluyen los sedimentos juratriásicos y cretácicos. Los sedimentos juratriásicos facies rojas limo-arcillosas con delgados niveles de arenisca arcósica. Son depósitos correlacionables con la formación Girón y su contacto superior es discordante con los sedimentos cretácicos y fueron atravesados por el pozo Llanito-1 a una profundidad de 13441'. Los sedimentos cretácicos de origen marino son considerados como roca generadora del aceite en el área, específicamente los sedimentos de la formación la Luna. El espesor promedio de estos sedimentos es del orden de 4000' y fueron atravesados por el pozo Llanito-1 reconociéndose las siguientes formaciones en orden ascendente:

- Formación Rosablanca.
- Formación Paja.
- Formación Tablazo.
- Formación Simití.
- Formación Salto.
- Formación La Luna.
- Formación Umir.

2.4. ESTRATIGRAFIA CAMPO LLANITO

2.4.1. Cretáceo

Durante la perforación de los pozos en el área de Llanito - Gala, debido a la discordancia angular que existe entre las Formaciones del Cretáceo y el Terciario algunos pozos al atravesar la Discordancia del Eoceno encuentran primero la Formación Umir y otros la Formación La Luna, las cuales buzan aproximadamente de 20 grados hacia el Sur. A continuación se hace una descripción de las Formaciones Cretáceas que han sido perforadas en algunos de los pozos del área.

Formación Umir (Ksu) (Campaniano - Maestrichtiano)

Todos los pozos en el área alcanzaron a penetrar algunos metros de esta formación, las muestras están constituidas principalmente de Shale color negro, intercalado con arcillas limosas de color gris, hacia el tope presenta delgados niveles de arena de grano grueso con manifestaciones de aceite. Espesor perforado 100 m.

Shales oscuros a gris claros, intercalados con areniscas grises o grises verdosas, muy finas, limosas, cuarzosas a líticas, localmente micaceas, ocasionalmente calcáreas, porosidad visible pobre a regular, gradación en parte a limolitas, delgadas capas de carbón. El contacto superior con la secuencia Terciaria en el área es discordante. Espesor promedio 250 pies.

Formación La Luna (Ksl) (Cenomaniano - Santoniano)

Calizas carbonaceas y bituminosas de color gris oscuro a negro, duras, en capas de hasta 20 cm de espesor, con intercalaciones de arcillolitas negras calcáreas, arenitas calcáreas de grano fino, así como algunas capas y nódulos de lidita (chert). Durante la perforación se atravesaron los tres miembros: Salada (Calizas negras piritosas), Pujamana (Shale calcáreo negro) y Galembo (Chert negro con intercalaciones de lutitas silíceas). Espesor promedio 1000 pies.

Formación Salto (K, sal) (Albiano Superior – Cenomaniano)

Desarrollada en el sector norte del Valle Medio del Magdalena, presenta un espesor limitado de 150 pies, y se constituye predominantemente de niveles de caliza gris oscura densa con intercalaciones de shale negro, semiblando, calcáreo y con ocasionales concreciones ovoides. Esta datada del Albiano superior-Cenomaniano con base en amonitas. Con la suprayacente Formación la Luna su contacto es concordante y con la infrayacente Formación Simití es paraconforme.

Formación Simití (Kis) (Albiano Inferior a Medio)

Lutitas grises a negras, laminadas, localmente calcáreas y con nódulos fosilíferos, cerca del tope se encuentran capas delgadas de conglomerados, con guijos pequeños y nódulos fosilíferos. Espesores de 280 a 850 m. El contacto infrayacente con la Formación Tablazo es gradacional.

2.4.2. Grupo Calcáreo Basal (Hauteriviano - Albiano)

Corresponde a los sedimentos calcáreos de las Formaciones Tablazo, Paja y Rosablanca.

Formación Tablazo (Kit) (Aptiano Superior - Albiano)

Calizas gris oscuras a negras, biomicriticas. Espesor promedio en el área 600 pies. El contacto infrayacente con la Formación Paja es gradacional.

Formación Paja (Kip) (Barremiano - Aptiano Inferior)

Shales gris oscuro a negro, limoso, carbonoso, ligeramente calcáreo, fosilífero. Espesor promedio 800 pies. El contacto con la infrayacente Formación Rosablanca es concordante

Formación Rosablanca (Kir) (Hauteriviano)

Calizas grises, masivas, bioespariticas. Espesor promedio 400 pies. Su contacto inferior es discordante con los sedimentos Juratriasicos.

2.4.3. Terciario

La mayor parte de la secuencia Terciaria está presente en el área, los pozos comienzan la perforación en superficie sobre la Formación Real, continuando la perforación de las formaciones Colorado, Mugrosa y Esmeralda-La Paz y terminando sobre las Formaciones Cretáceas. Tanto sísmicamente como en la información de los pozos. Los estratos del Terciario tienen buzamientos muy suaves, menores de 10 grados.

Formación Real

Constituida por arenisca cuarzosa de grano medio a conglomerático, subangular a subredondeado con intercalaciones arcillosas de colores grises verdoso, rojizo y violeta, parcialmente limosas; existen pequeños lentes de carbón lignítico micropiritoso. En el campo los pozos comienzan la perforación en esta formación, que tiene 2660 pies de espesor aproximadamente.

Formación Colorado (Zona A)

Su tope lo constituye el horizonte la Cira Shale, compuesto por lutita gris verdosa, sublamina, micromicácea, con inclusiones carbonáceas y de pirita. El resto de la secuencia es predominantemente arenosa con intercalaciones limo-arcillosas. Los intervalos arenosos son de grano medio a fino, de composición silíceo color gris verdoso y regular selección. Las arcillolitas son gris clara, amarillas y violetas, con inclusiones de cuarzo. Su espesor aproximado es de 2500 pies.

Formación Mugrosa

El tope de la formación lo marca un paquete de lutita de aproximadamente 200 pies de espesor, con abundantes fósiles conocidos como los Fósiles de Mugrosa. Esta Formación se encuentra dividida en dos zonas:

Zona B: Se caracteriza por presentar una secuencia limo-arcillosa de coloraciones pardas-amarillentas a grises, con intercalaciones de areniscas gris verdosa, de grano fino. La proporción de la fracción arenosa aumenta hacia la base. Su espesor promedio es de unos 1400 pies.

Zona C: Compuesta de arenisca gris-verdosa, grano medio a grueso, subangular a sub-redondeada, matriz arcillosa, regular a pobre selección, con delgadas intercalaciones de arcilolita gris verdosa, gris oscura, rojiza y blocosa. Con un espesor promedio de 550 pies.

Formación Esmeraldas-La Paz (Zona D)

Predominan los sedimentos limo-arcillosos de coloraciones de grises a gris clara, con delgadas intercalaciones hacia el tope de areniscas blancas, de grano medio a fino, de regular a buena selección, con inclusiones de materia orgánica. Espesor aproximado en el área de 500 pies.

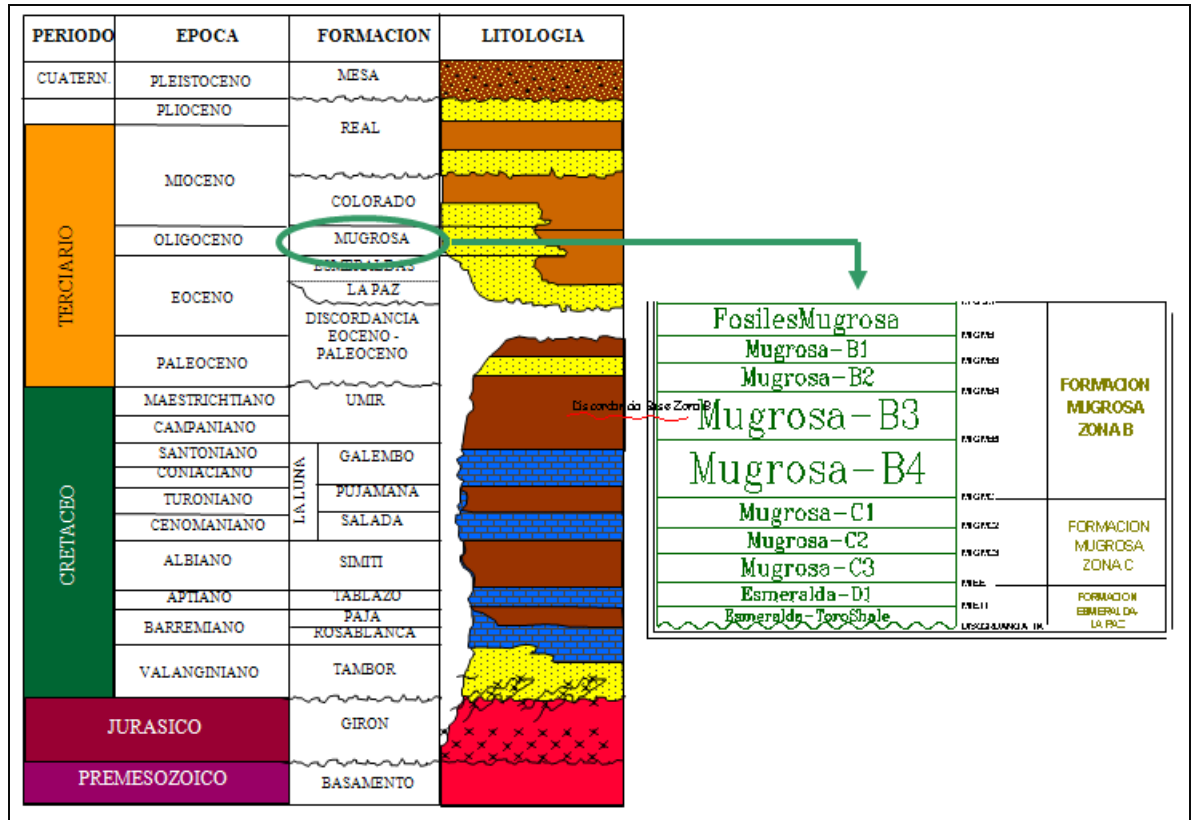
Hacia la base de esta formación es muy característico en el área un paquete de 280 pies aproximadamente de espesor de lutita llamada el Toro Shale, de color crema, silícea, dura, con inclusiones microscópicas de cuarzo hialino; hacia la parte inferior presenta un intervalo de arenisca conglomerática, con matriz arcillosa, selección regular e inclusiones de materia orgánica, con importantes manifestaciones de Hidrocarburos.

Figura 22. Columna Estratigráfica Generalizada del Valle Medio del Magdalena.

COLUMNA ESTRATIGRAFICA GENERALIZADA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA							
Period	Epoch	Formation	Lithology	Source and Kerogen	Reservoir Rock	Seal	Producing Fields
Quaternary	Pleistocene	Mesa					
TERTIARY	Pliocene	Real					
	Miocene	La Cira			●	○	Palagua-Velásquez Casabe-Galán La Cira-Infantas Casabe-Tesoro
		Colorado			●	○	
	Oligocene	Mugrosa			●	○	
		Esmeraldas			●	○	
	Eocene	La Paz			●	○	La Cira-Infantas-Lisama-Opon-Provincia Cantagallo-Yarigui Cristalina-Bonanza
Paleocene	Lisama				●	○	Provincia-Payoa
CRETACEOUS	Maestrich.	Umir				○	
	Campanian						
	Santonian						
	Coniacian	La Luna		II	●		Totumal
	Turonian						
	Albian	Simiti		II	●		
	Aptian	Tablazo		II	●		Buturama-Pital
	Barremian	Rosa Blanca			●		
Neocomian	Tambor			●			
JURASSIC		Girón			○		
PRE-MESOZOIC		Basement					

Fuente: Prognosis-Campaña de perforación Llanito-Gala-Cardales 2007, Ecopetrol S.A.

Figura 23. Columna Cuenca Valle Medio del Magdalena - Zonas Aportantes de Arena, Campo Llanito.



Fuente: Prognosis-Campaña de Perforación Llanito-Gala-Cardales 2007, Ecopetrol S.A.

2.5. HISTORIA DE PRODUCCIÓN CAMPO

La exploración inició el 19 de Febrero de 1955 con el pozo Llanito-1, el cual perforó las formaciones del grupo calcáreo Basal, hasta una profundidad de 13,561 pies, sin encontrar manifestaciones de hidrocarburos. A partir de la perforación del primer pozo y hasta Octubre de 1960, se perforaron siete (7) pozos adicionales, con objetivo terciario (zonas C y B de la Formación Mugrosa), sin obtener producción comercial en ellos; dos de estos pozos, Llanito 6 y 8, fueron abandonados como acuíferos. En Diciembre de 1960, se terminó el pozo Llanito-9, en las zonas D y B, con una producción inicial de 580

BOPD en flujo natural. Este pozo se considera como descubridor del Campo Llanito.⁷

La producción encontrada parecía no justificar el desarrollo económico del campo y varias veces se pensó en abandonarlo definitivamente. Sin embargo, se había probado un proyecto de oleoducto de baja capacidad y costo, para probar durante un período largo la capacidad del yacimiento y posiblemente aprovechar la producción de gas encontrada en el pozo N°5. En diciembre de 1960 se terminó el pozo Llanito N°9, con una producción inicial de 580 BOPD en flujo natural, considerándose el descubridor del campo. En enero de 1961, con base en una reevaluación de los registros eléctricos se revistió el pozo Llanito N°2 el cual había sido abandonado en el año de 1958 y aportó una producción inicial de 400 BOPD.

Hasta octubre de 1964 se habían perforado 44 pozos considerados como parte del primer desarrollo, de los cuales 2 fueron secos y 3 gasíferos. Con este desarrollo se definió el campo y los límites petrolíferos de algunos sectores. Entre junio y julio de 1977 se perforó el pozo exploratorio Llanito Norte 1, con el fin de comprobar la extensión el campo pero se abandonó por no observarse presencia de hidrocarburos luego de analizar registros, con lo cual se definió el límite Norte del área productora. Entre 1980 y 1982 se realizaron trabajos de reacondicionamiento de los pozos antiguos (Inicio del segundo desarrollo del campo Llanito) con el fin de abrir nuevas áreas productoras y se perforaron 17 pozos reduciendo con algunos de ellos el espaciamiento con el fin de acelerar y mejorar el recobro de las reservas del campo.

En 1981 se inicia el segundo desarrollo del campo con la perforación de 8 pozos (Llanito 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78 y 79). En 1982 se perforaron 9 pozos (Llanito 80, 81, 83, 84, 85, 86, 87, 90, 93), con el propósito de ampliar el área productora hacia el Noreste del campo, acelerar y mejora el recobro. En 1983 y 1984 se perforaron 6 nuevos pozos (Llanito 91, 92, 94, 95, 96, 97), para continuar con la reducción de espaciamiento.

⁷ Informe Técnico Fracturamiento Hidráulico Llanito 2008, Ecopetrol S.A.

A finales de 1985 concluyó la segunda etapa de perforación, arrojando el siguiente balance:

- Total pozos perforados: 30.
- Total pozos productores: 28.
- Abandonados por problemas mecánicos: 2 (Llanito 74 y 83).

Hacia mayo de 1987 el campo contaba con 51 pozos, siendo el más antiguo el Llanito N°9. A diciembre de 1989 se presentó una producción acumulada de 528207 barriles de aceite en zonas CB. (Llanito N°9). En el primer semestre del año 2004 se dio inicio a la tercera campaña de desarrollo del área, que concluyó con la perforación de 5 pozos; adicionalmente se adquirieron registros especiales como el de Resonancia Magnética y muestreo de fluidos para análisis PVT, utilizando sensor óptico de fluidos, entre otros. Del comportamiento de la producción por pozo se observa que los yacimientos muestran un descenso drástico de la presión en los primeros 5 años de producción, con un período de estabilización, con base en lo cual se plantea que el mecanismo de producción predominante es una combinación de gas en solución y empuje parcial de agua.

Adicionalmente en mayo de 1988, se produce el descubrimiento del campo Cardales, el cual aportó inicialmente 628 BOPD con un BSW del 2% y relación gas aceite de 57 pc/bbl. Desde 1989 hasta 1999: la producción del área ha venido con una declinación aproximada de 10% anual, manteniéndose por los trabajos de Cañoneo adicional especialmente en los campos Llanito y Gala, actualmente el área produce 2,034 BOPD con un BSW promedio del 70% y 51 pozos activos. Para los años 2004 al 2007, durante el periodo 2004-2005 se adelantó una campaña de perforación en los campos Llanito-Gala-Cardales que acompañada con el constante programa de mantenimiento de pozos. Durante el periodo comprendido de enero a mayo de 2008 se ha alcanzado una producción del área de BPD discriminada así:

Tabla 3. Producción Área Llanito Enero-Mayo 2008

CAMPO	PROD: MAYO 2008
LLANITO	3.159
GALA-CARDALES-YUMA	1.389
GALAN	813
SAN SILVESTRE	23
TOTAL	5.384

Fuente: Informe Técnico Fracturamiento Hidráulico Llanito 2008, Ecopetrol S.A.

En la actualidad, el campo Llanito presenta buen potencial de pozos a los cuales se les aplican metodologías mecánicas de control de arenas y finos de acuerdo a la programación de eventos que se tiene planeado. Ecopetrol Superintendencia de Mares para el campo Llanito cuenta con un total de 252 pozos, los cuales se clasifican en productores, inactivos, abandonados y abandonados parcialmente. Éste último concepto corresponde a todos aquellos pozos a los que se pretende aplicar metodologías diferentes a las que se han implementado, puesto que han presentado un buen desempeño pero que han sido abandonados debido a problemas mecánicos en su mayoría.

Tabla 4. Clasificación de los Pozos del Campo Llanito – Mayo 2008.

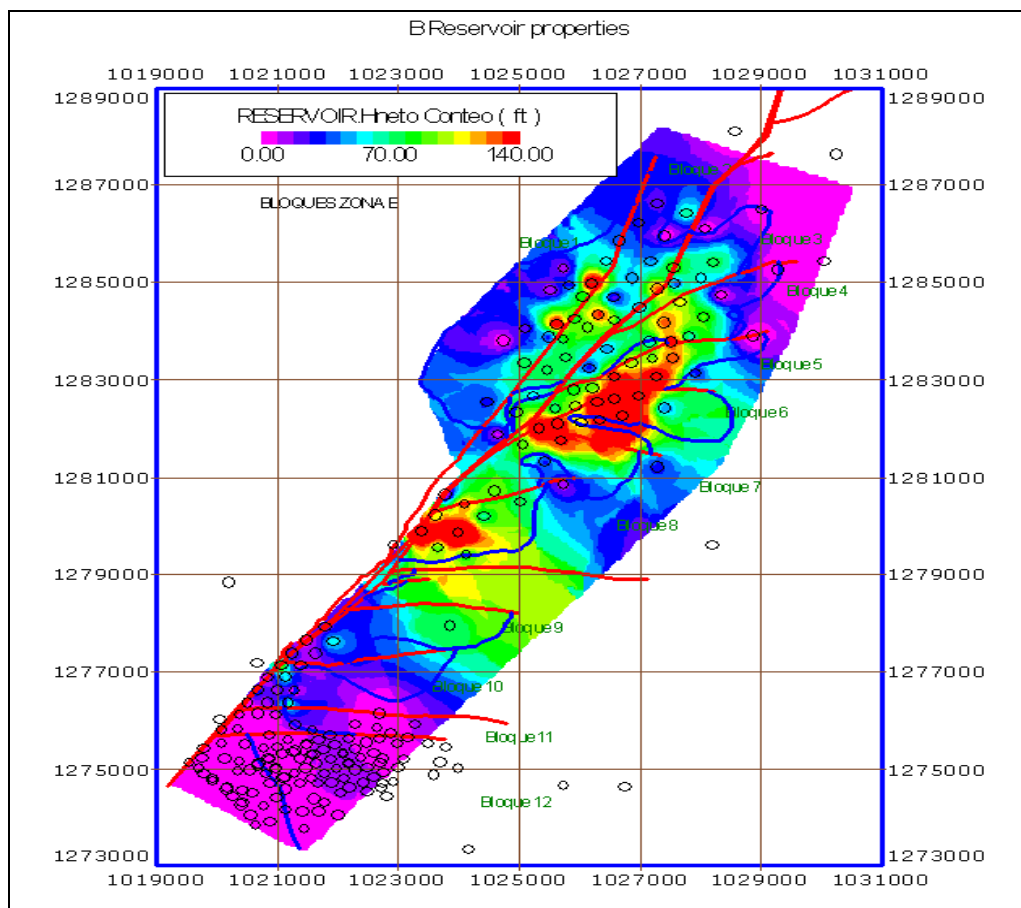
Clasificación de Pozos según Estado Campo Llanito 2008	
Estado de los Pozos	Cantidad
Productores	99
Abandonados Parcialmente	31
Abandonados	24
Inactivos	98
Total	252

Fuente: Ecopetrol S.A. 2008.

2.6. PROPIEDADES PETROFISICAS DEL CAMPO

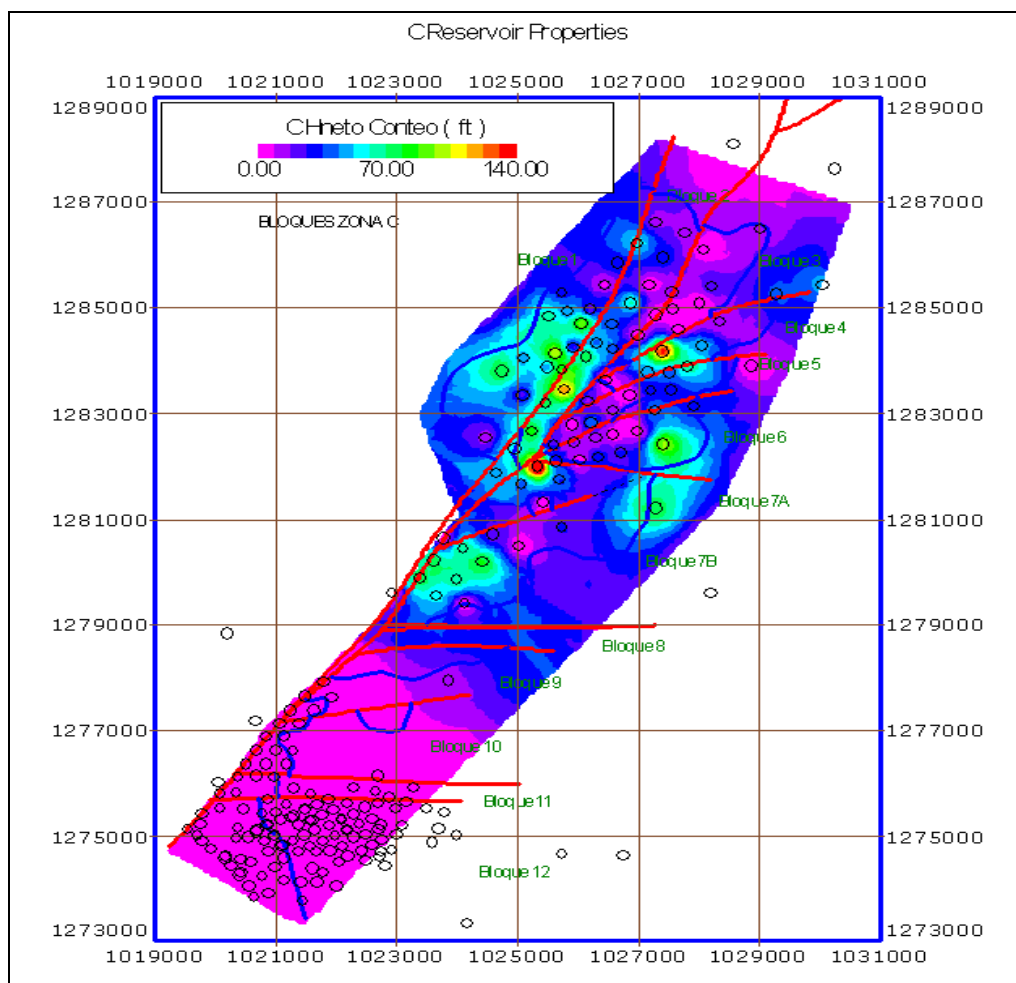
Las Figuras 3.1 y 3.2 se presentan los espesores netos de arenas de las Zonas B y C de la Formación Mugrosa, y las Figuras 3.3 y 3.4 presentan los mapas de porosidades efectivas. En la Zona B se observan espesores netos variando entre 20 y 220 pies y porosidades entre 12 y 22 %. En la Zona C los espesores netos están entre 10 y 160 pies y las porosidades varían de 10 a 21%.

Figura 24. Mapa de Espesores Netos Zona B, Formación Mugrosa.



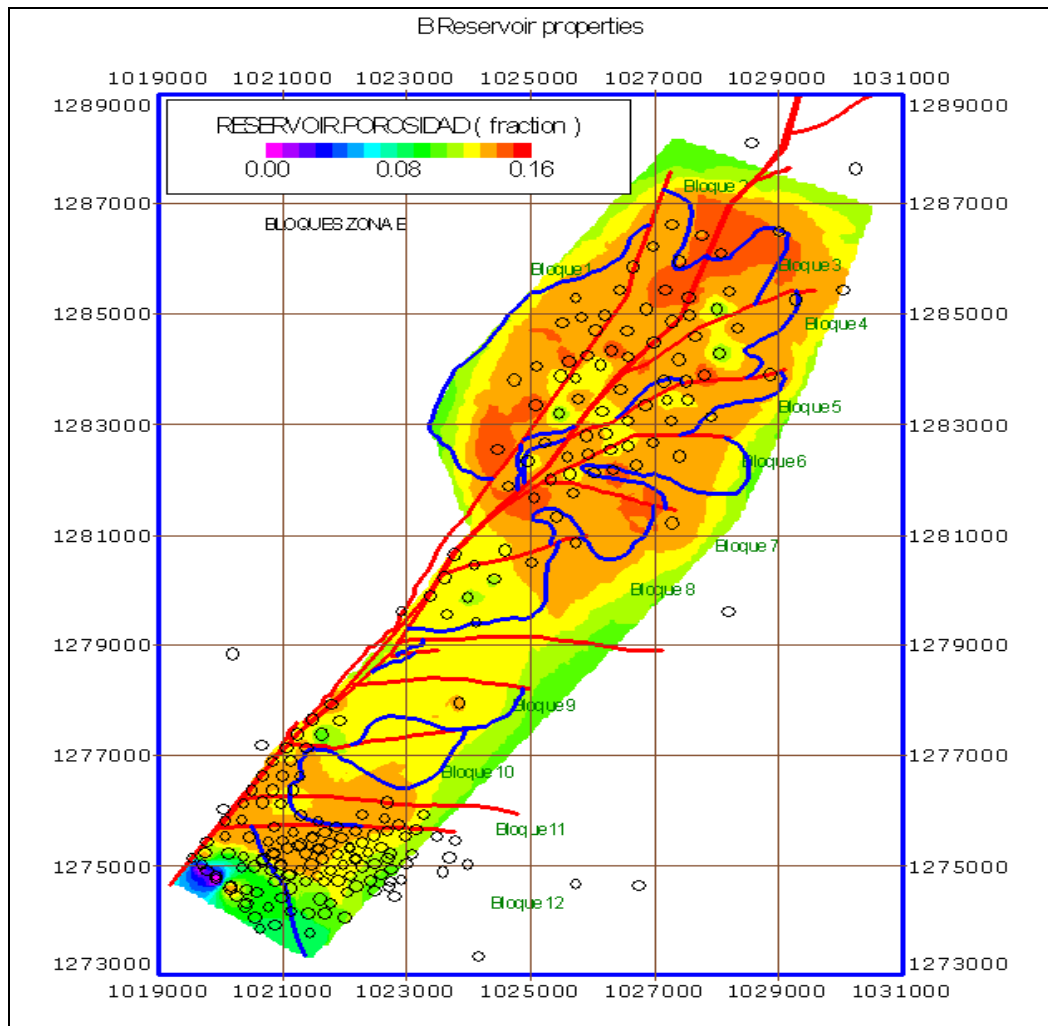
Fuente: Prognosis-Campaña de Perforación Llanito-Gala-Cardales 2007, Ecopetrol S.A.

Figura 25. Mapa de Espesores Netos Zona C, Formación Mugrosa.



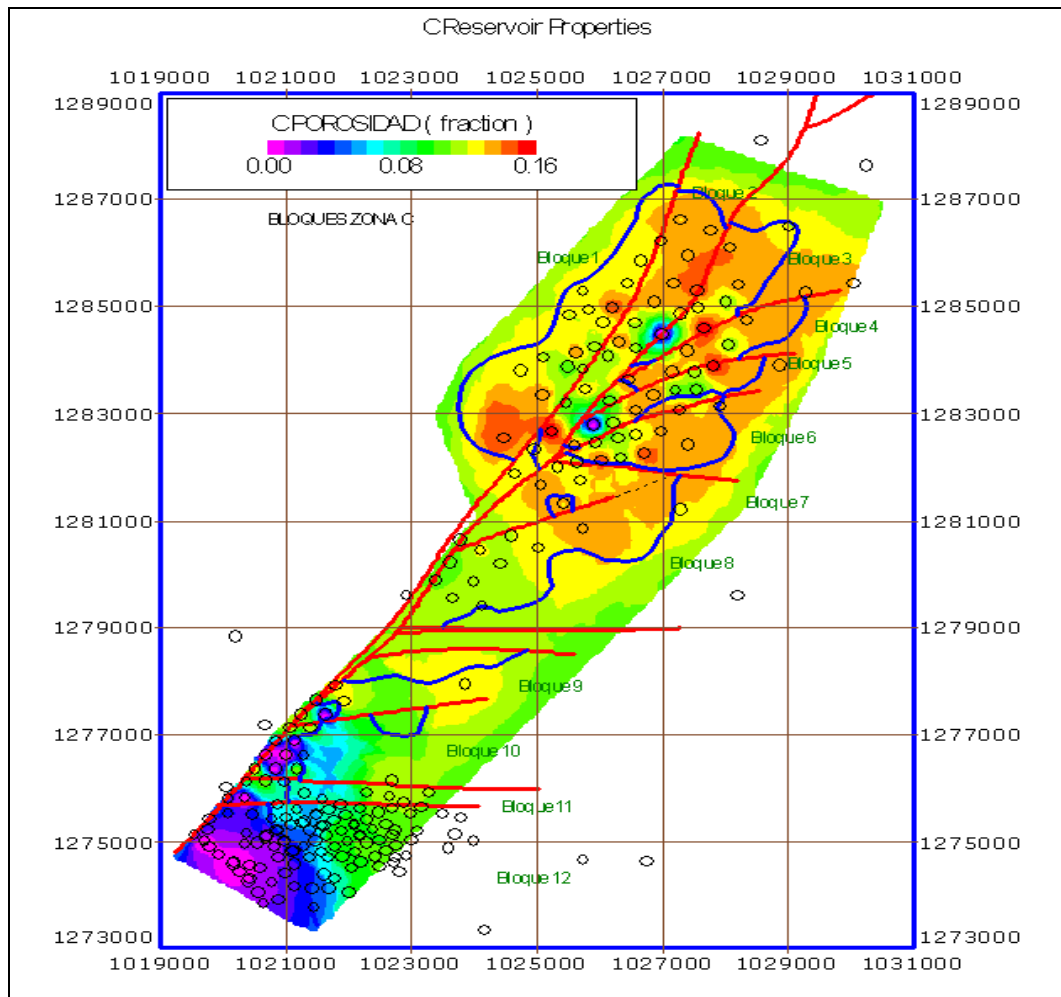
Fuente: Prognosis-Campaña de Perforacion Llanito-Gala-Cardales 2007, Ecopetrol S.A.

Figura 26. Mapa de Porosidades, Zona B Formación Mugrosa.



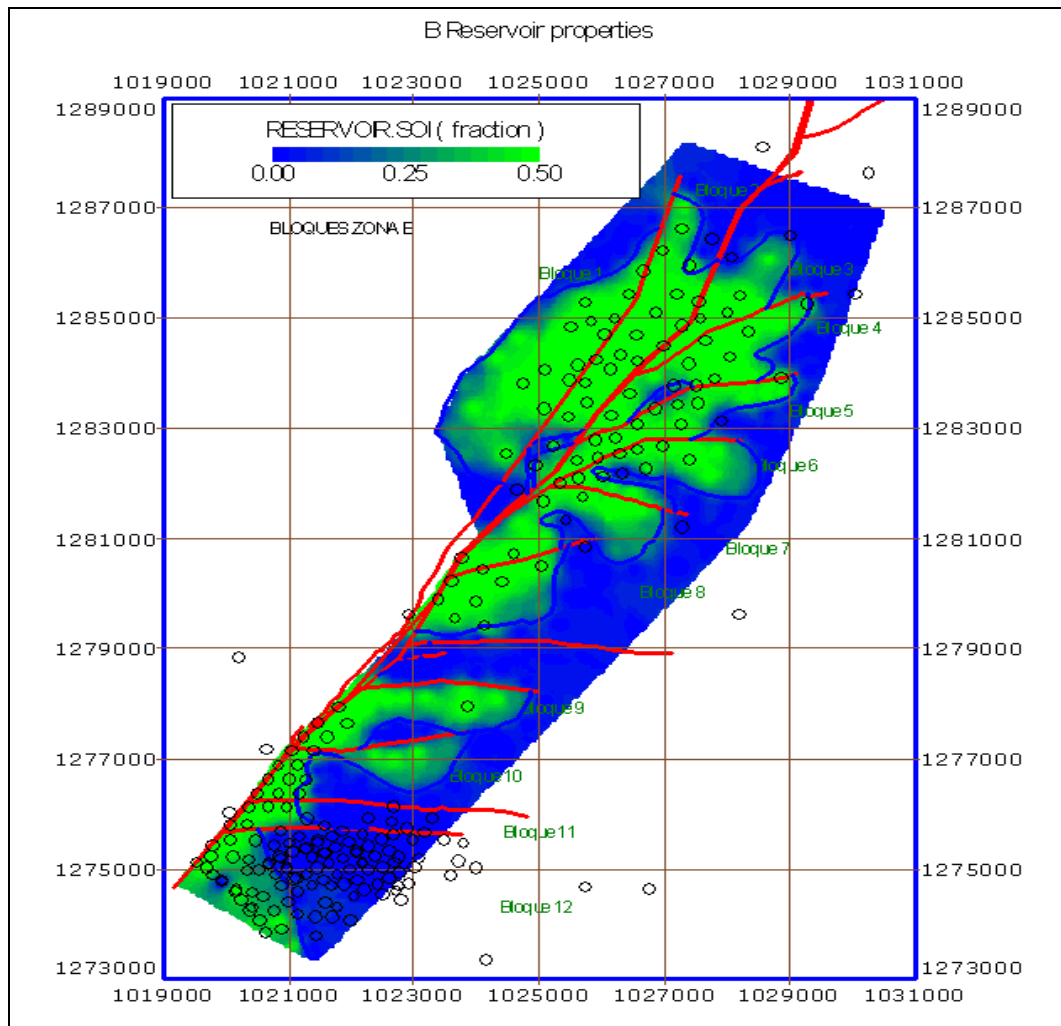
Fuente: Prognosis-Campaña de Perforación Llanito-Gala-Cardales 2007, Ecopetrol S.A.

Figura 27. Mapa de Porosidades, Zona C Formación Mugrosa.



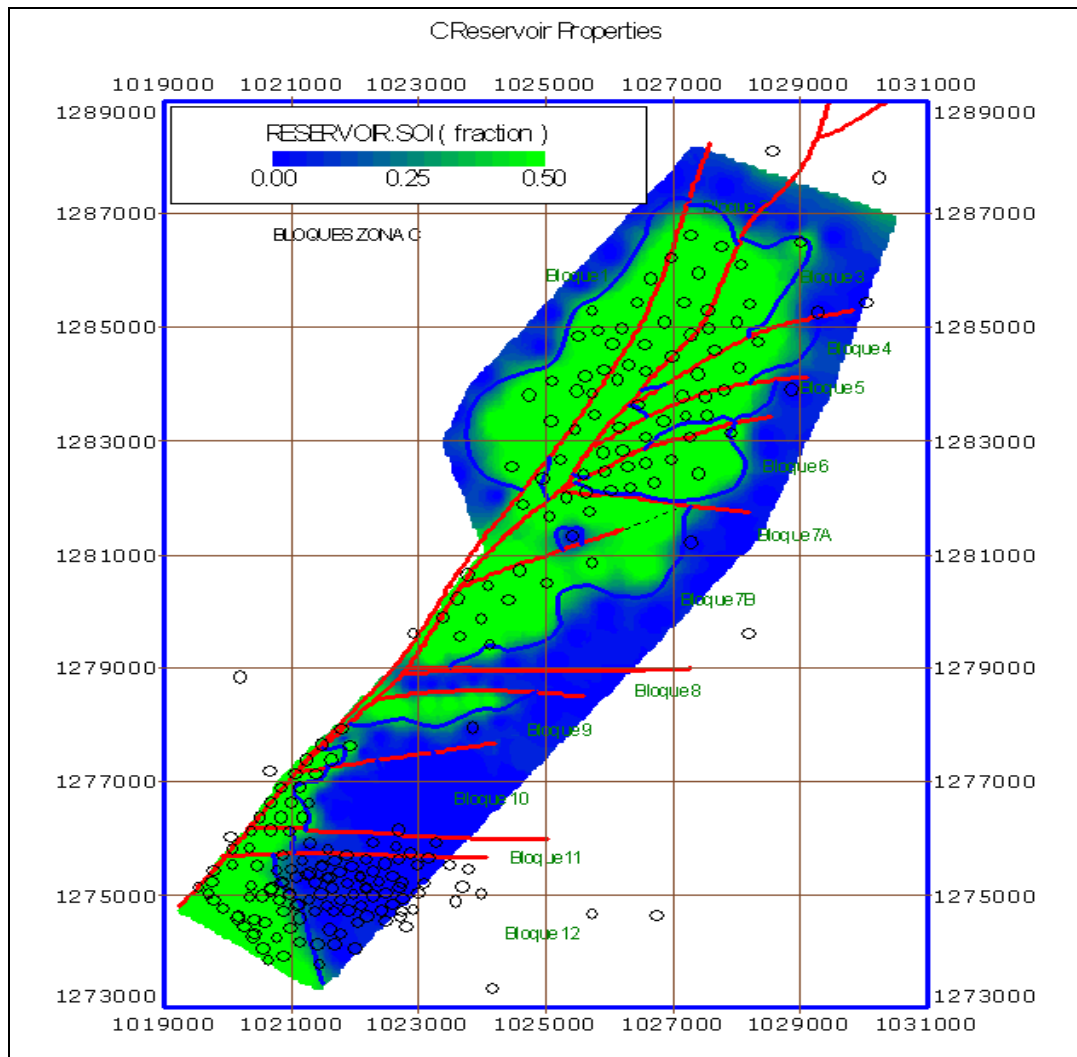
Fuente: Prognosis-Campaña de Perforación Llanito-Gala-Cardales 2007, Ecopetrol S.A.

Figura 28. Saturación Inicial de Aceite, Zona B Formación Mugrosa.



Fuente: Prognosis-Campaña de Perforacion Llanito-Gala-Cardales 2007, Ecopetrol S.A.

Figura 29. Saturación Inicial de Aceite, Zona C Formación Mugrosa.



Fuente: Prognosis-Campaña de Perforacion Llanito-Gala-Cardales 2007, Ecopetrol S.A.

Tabla 5. Resumen de Ingeniería del Campo Llanito.

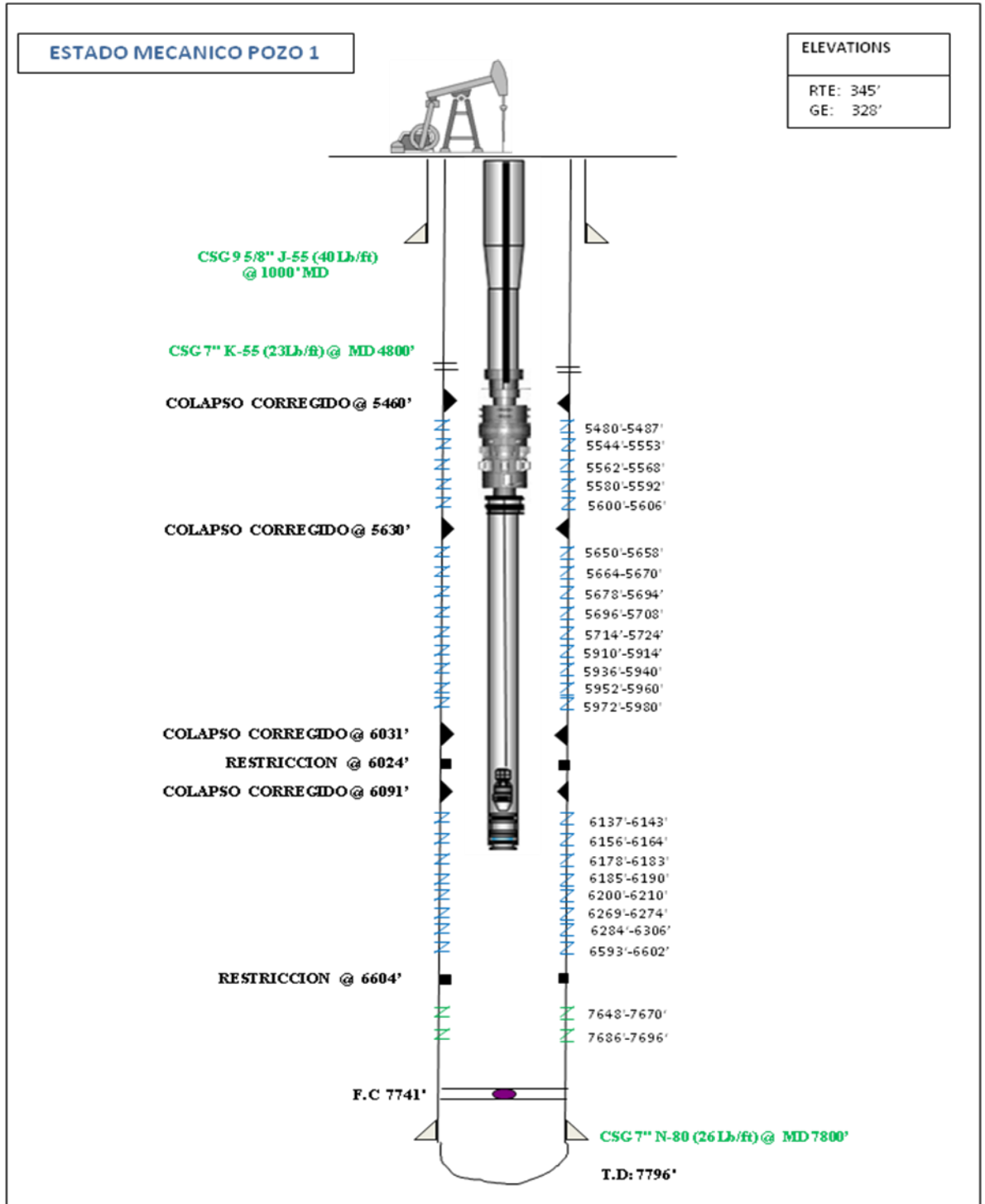
CAMPO LLANITO	COLORADO	MUGROSA B	MUGROSA C
OOIP	1.517.814	2.749.764	1.521.296
TIPO DE TRAMPA	Estructural y Estratigráfica	Estructural y Estratigráfica	Estructural y Estratigráfica
ESTRUCTURA	Anticlinal con rumbo NE y con pliegues menores de anticlinales y sinclinales alternos, con distribución de ejes en "echelon" (escalonados) y cabeceo preferencialmente al Norte.	Anticlinal con rumbo NE y con pliegues menores de anticlinales y sinclinales alternos, con distribución de ejes en "echelon" (escalonados) y cabeceo preferencialmente al Norte.	Anticlinal con rumbo NE y con pliegues menores de anticlinales y sinclinales alternos, con distribución de ejes en "echelon" (escalonados) y cabeceo preferencialmente al Norte.
PROFUNDIDAD	3400-5300	5300-6200	6200-7100
LITOLOGIA	Su tope lo constituye el horizonte la Cira Shale, compuesto por lutita gris verdosa, sublaminar, micromicácea, con inclusiones carbonáceas y de pirita. El resto de la secuencia es predominantemente arenosa con intercalaciones limo-arcillosas. Los intervalos arenosos son de grano medio a fino, de composición silícea color gris verdoso y regular selección	Secuencia limo-arcillosa de coloraciones pardas-amarillentas a grises, con intercalaciones de arenisca gris verdosa, de grano fino. La proporción de la fracción arenosa aumenta hacia la base	Compuesta de arenisca gris-verdosa, grano medio a grueso, subangular a subredondeada, matriz arcillosa, regular a pobre selección, con delgadas intercalaciones de arcillolita gris verdosa, gris oscura, rojiza y blocosa
ESPESOR	2500 pies	1400 pies	550 pies
ESPESOR NETO	39	73	68
POROSIDAD	0,24	0,22	0,2
PERMEABILIDAD	350	126	123
SATURACION	0,29	0,29	0,34
GOR	150 - 500 PC/BL	200 - 500 PC/BL	200 - 500 PC/BL
CONTACTO WOC	Múltiples	Múltiples	Múltiples
PRESION ORIGINAL YACIMIENTO.	1880 Psia	2220 Psia	2610 Psia
PRESION DE BURBUJA	1600 Psia	1952 Psia	2239 Psia
TEMP. YAC.	120 °F	136 °F	143 °F
MECANISMO DE PRODUCCION	Gas en Sln	Gas en Sln	Gas en Sln
PRODUCCION ACUMULADA	21.198.248	30.059.977	18.384.177
PRODUCCION PROMEDIO DIA	385 BBL	2911 BBL	1567 BBL

Fuente:Informe Técnico de Fracturamiento Hidráulico Llanito 2008 , Ecopetrol S.A.

3. ESTADOS MECANICOS DE LOS POZOS A EVALUAR

3.1. Estado Mecánico Pozo 1

Figura 30. Estado Mecánico Pozo 1.



Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 6. Intervenciones por Intervalos Pozo 1.

INTERVALO	INTERVENCION	AÑO
5480' - 5487' 5544' - 5553' 5562' - 5568' 5580' - 5592' 5600' - 5606'	SQUEEZE	2007
5650' - 5658' 5664' - 5670' 5678' - 5694' 5696' - 5708'	SQUEEZE	2007
5714' - 5724' 5910' - 5914' 5936' - 5940' 5952' - 5960' 5972' - 5980'	SQUEEZE	2006
6137' - 6143' 6156' - 6164' 6178' - 6183' 6185' - 6190' 6200' - 6210' 6269' - 6274' 6284' - 6306' 6593' - 6602'	SQUEEZE	2006
7648' - 7670' 7686' - 7696'	FRACTURAMIENTO HIDRAULICO	2006

Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 7. Descripción Sarta de Tubería Pozo 1.

SARTA DE TUBERIA		
Descripción	Diámetro (in)	Longitud (ft)
172 Tubing J-55 R-8 R-II	2-7/8"	5307.00
1 Ancla Catcher B-2	7"	3.0
67 Tubing J-55 R-8 R-II	2-7/8"	2063.60
1 Niplesilla	2-1/2"	0.80
1 Tubing J-55 R-8 R-II	2-7/8"	31.00

Fuente: Ecopetrol S.A.

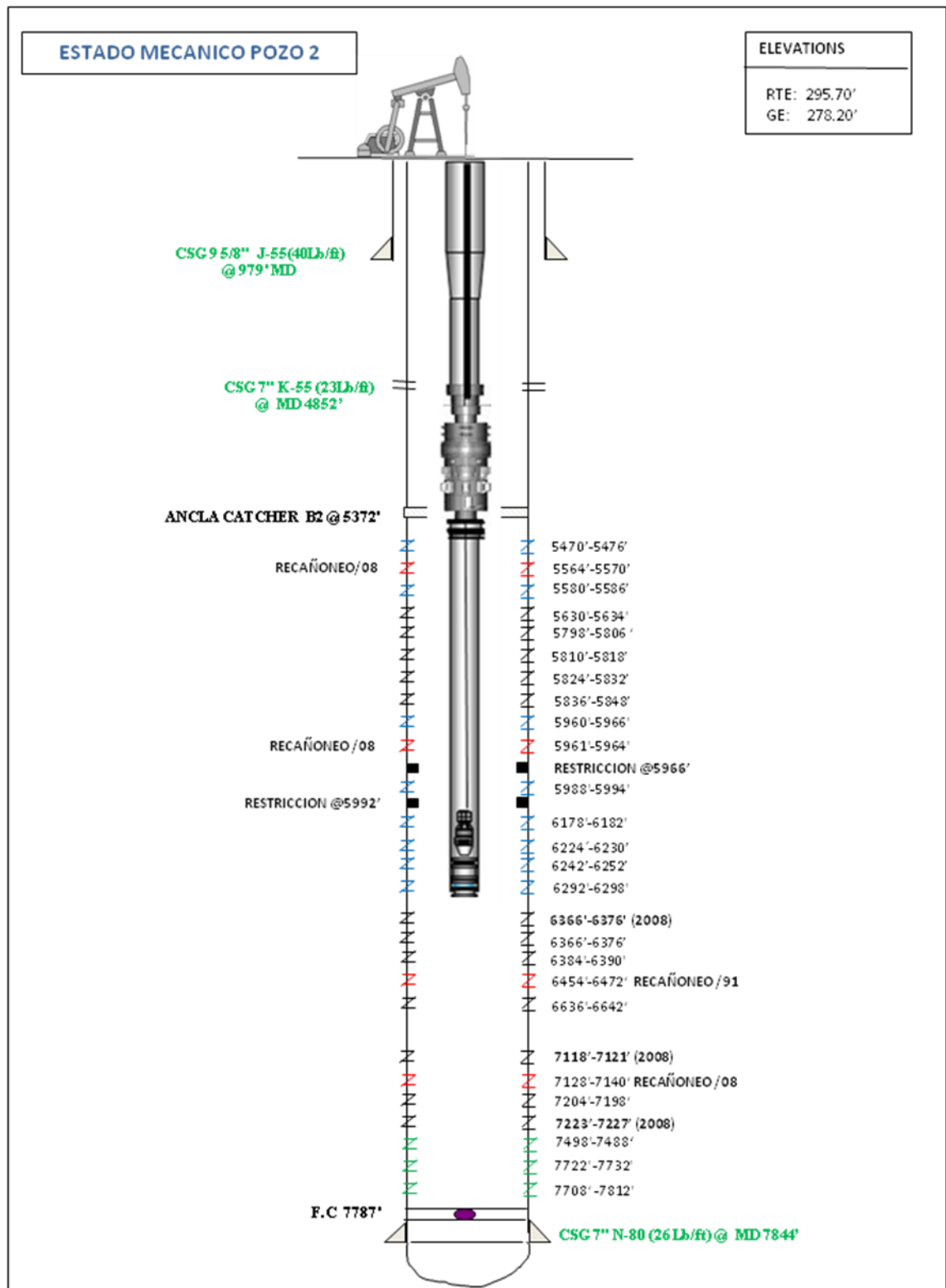
Tabla 8. Descripción Sarta de Varillas Pozo 1.

SARTA DE VARILLAS		
Descripción	Diámetro (in)	Longitud (ft)
1 Barra Lisa	1-1/2"	22.00
1 Niple de Varilla x 2'	1"	2.00
35 Varillas grado E x 25'	1"	875.00
80 Varillas grado D x 25'	1"	2000.00
30 Varillas grado E x 25'	7/8"	750.00
73 Varillas grado D x 25'	7/8"	1825.00
76 Varillas grado D x 25'	3/4"	1900.00
1 Niple de Varilla x 2'	3/4"	2.00
1 Bomba # EW 14678	25 - 125 - RHAC	

Fuente: Ecopetrol S.A.

3.2. Estado Mecánico Pozo 2

Figura 31. Estado Mecánico Pozo 2.



Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 9. Intervenciones por Intervalos Pozo 2.

INTERVALO	INTERVENCION	AÑO
5470' - 5476' 5564' - 5570' 5580' - 5586'	SQUEZZE	2006
5988' - 5994' 6178' - 6182' 6224' - 6230' 6242' - 6252' 6292' - 6298'	SQUEZZE	2008
6454' - 6472'	RECAÑOEO	1991
7128' - 7140'	RECAÑOEO	2008
7498' - 7488' 7722' - 7732' 7708' - 7812'	FRACTURAMIENTO HIDRAULICO	2007

Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 10. Descripción Sarta de Tubería Pozo 2.

SARTA DE TUBERIA			
Cantidad	Descripción	Diámetro (in)	Longitud (ft)
175	Tubería EUE J-55	2-7/8"	5369,18
1	Ancla Catcher B-2	7"	5372.18
40	Tubería EUE J-55	2-7/8"	6598.29
1	Seating Niple	2-1/2"	6599.29
3	Tubería EUE J-55	2-7/8"	6690.84

Fuente: Ecopetrol S.A.

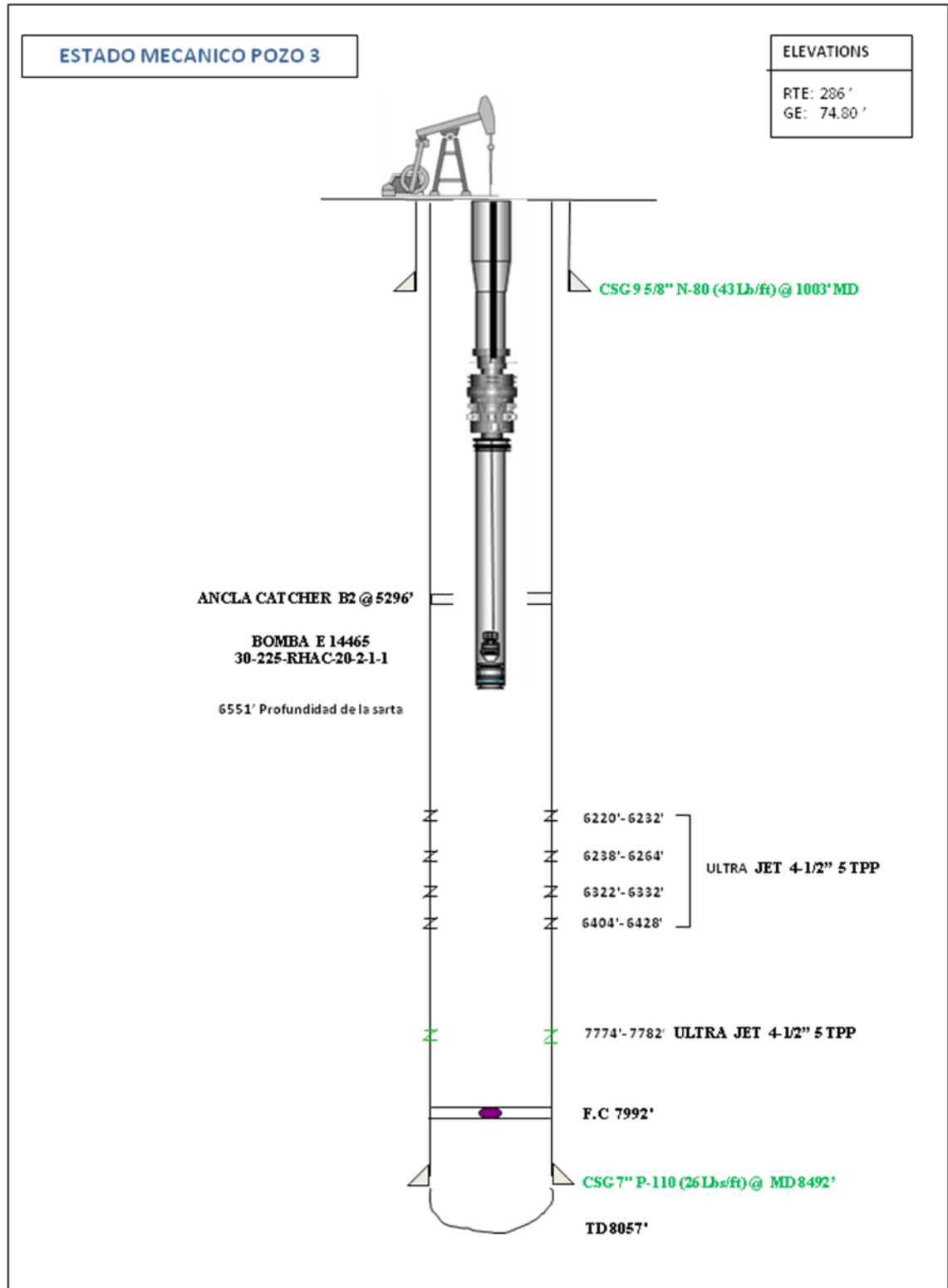
Tabla 11. Descripción Sarta de Varillas Pozo 2.

SARTA DE VARILLAS			
Cantidad	Descripción	Diámetro (in)	Longitud (ft)
106	Varilla de 25' G-D	1"	2650
79	Varilla de 25' G-D	7/8"	4625
78	Varilla de 25' G-D	3/4"	6575
1	Ajuste	3/4"	2'
1	Bomba # EW 14678	2-1/2"x1-3/4"	16-2-1-1

Fuente: Ecopetrol S.A.

3.3. Estado Mecánico Pozo 3

Figura 32. Estado Mecánico Pozo 3.



Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 12. Intervenciones por Intervalos Pozo 3.

INTERVALO	INTERVENCION	AÑO
6220' - 6232' 6238' - 6264' 6322' - 6332' 6404' - 6428'	CAÑONEO	2007
7774' - 7782'	FRACTURAMIENTO HIDRAULICO	2007

Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 13. Descripción Sarta de Tubería Pozo 3.

SARTA DE TUBERIA	
Cantidad	Descripción
2	Tubos 3 1/2" EUE R-8 RII
1	Setting Nipple 3" (N11-30)@6489'
39	Tubos 3-1/2" EUE R-8 R-II
1	Ancla Catcher B-2 de 7" @ 5296
171	Tubos 3-1/2" EUE R-8 R-II

Fuente: Ecopetrol S.A.

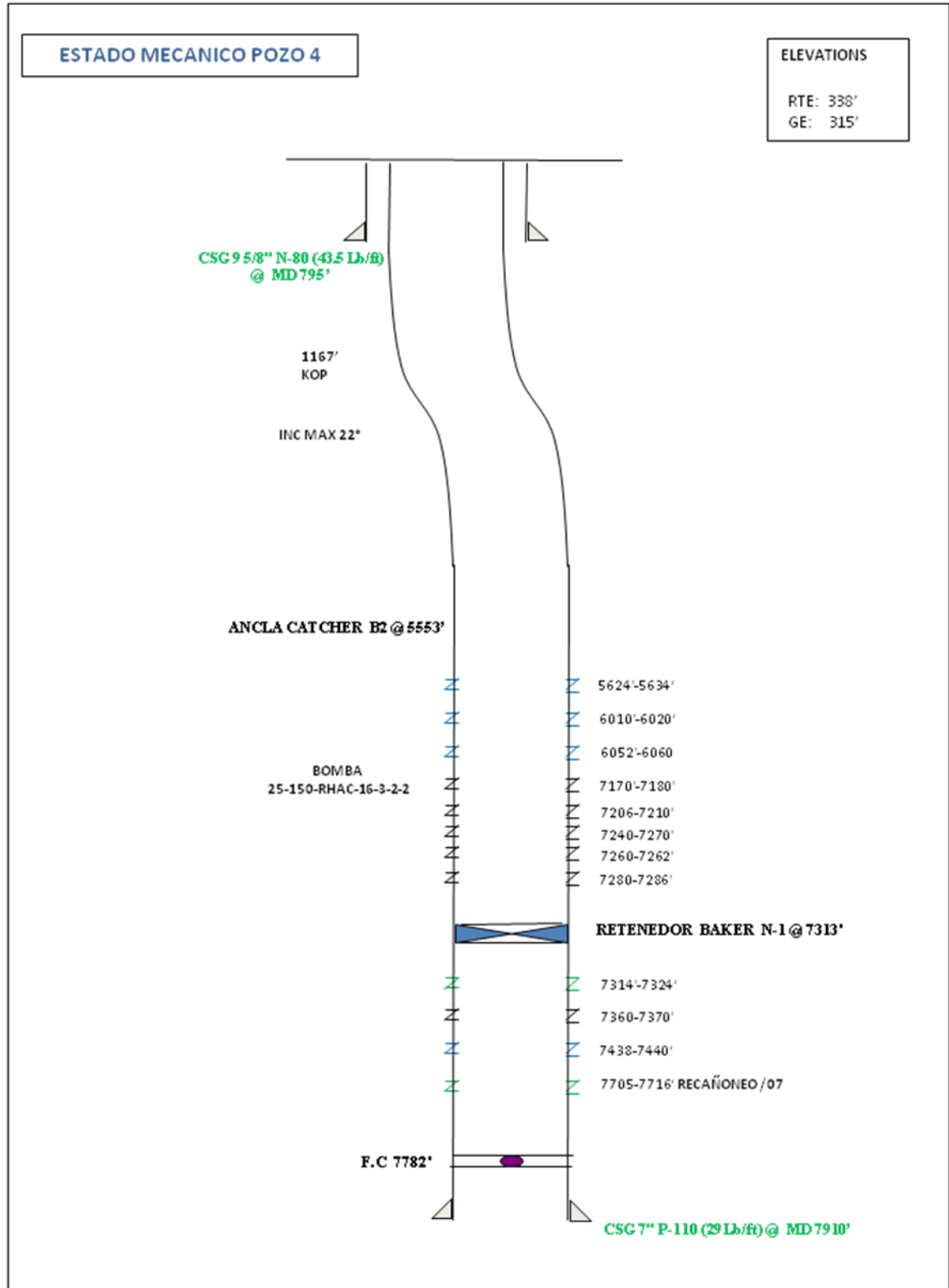
Tabla 14. Descripción Sarta de Varillas Pozo 3.

SARTA DE VARILLAS	
Cantidad	Descripción
81	Varillas 3/4" Grado especialx25'
47	Varillas 7/8" Grado especialx25'
1	Varilla de 1" Grado especialx25'
30	Varillas de 1" Grado Dx25'
100	Varillas de 1" Grado Dx25'
1	Barra Lisa de 1-1/2"x22'
1	Bomba 3"x2-1/4"x20'x22'
1	Ajuste Grado D 3/4"x2'

Fuente: Ecopetrol S.A.

3.4. Estado Mecánico Pozo 4

Figura 33. Estado Mecánico Pozo 4.



Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 15. Intervenciones por Intervalos Pozo 4.

INTERVALO	INTERVENCION	AÑO
5624' - 5634' 6010' - 6020' 6052' - 6060'	SQUEEZE	2007
7314' - 7324'	FRACTURAMIENTO HIDRAULICO	2007
7438' - 7440'	SQUEEZE	2007
7705' - 7716'	RECAÑONEO	2007
7705' - 7716'	FRACTURAMIENTO HIDRAULICO	2007

Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 16. Descripción Sarta de Tubería Pozo 4.

SARTA DE TUBERIA			
Cantidad	Descripción	Diámetro (in)	Longitud (ft)
179	Tubería EUE J-55	2-7/8"	5533.95
1	Ancla Catcher B-2	7"	3.00
47	Tubería EUE J-55	2-7/8"	1458.04
1	Seating Nipple	2-1/2"	1.00
1	Tubería EUE J-55	2-7/8"	29.83
1	Separador Echometer	3"	29.70
4	Tubería EUE J-55	2-7/8"	125.03
1	Tapón Tubing	2-7/8"	-----

Fuente: Ecopetrol S.A.

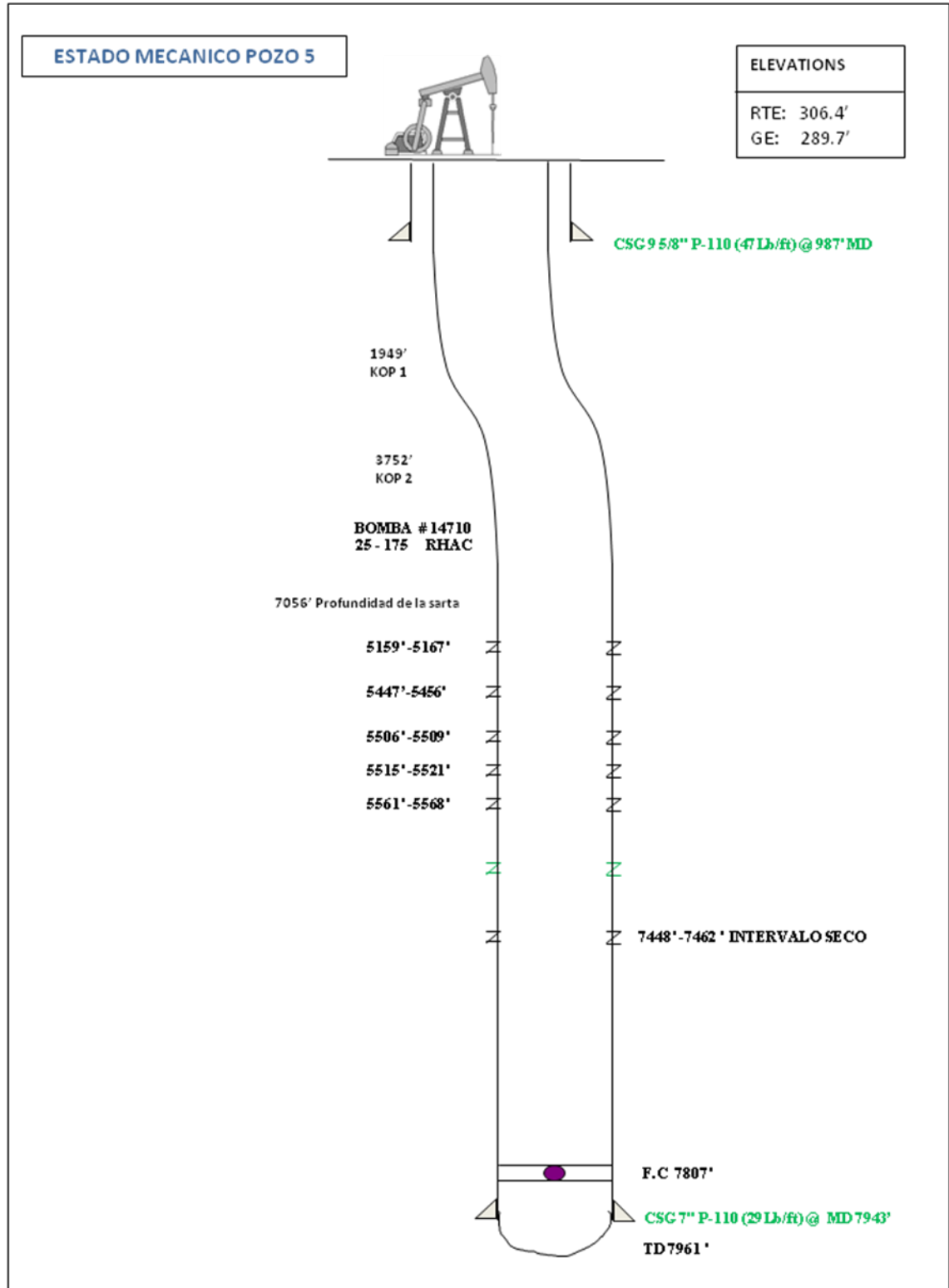
Tabla 17. Descripción Sarta de Varillas Pozo 4.

SARTA DE VARILLAS			
Cantidad	Descripción	Diámetro (in)	Longitud (ft)
1	Barra Lisa	1-1/4"	22
50	Varillas Grado Especial	1"	1250
70	Varillas Grado Especial	7/8"	1750
70	Varillas Grado D	3/4"	1750
68	Varillas Grado D	3/4"	1700
1	Pony Rod	3/4"	2

Fuente: Ecopetrol S.A.

3.5. Estado Mecánico Pozo 5

Figura 34. Estado Mecánico Pozo 5.



Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 18. Intervenciones por Intervalos Pozo 5.

INTERVALO	INTERVENCION	AÑO
7216' - 7224'	FRACTURAMIENTO HIDRAULICO	2007

Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 19. Descripción Sarta de Tubería Pozo 5.

SARTA DE TUBERIA			
Cantidad	Descripción	Diámetro (in)	Longitud (ft)
226	Tubería EUE J-55	2-7/8"	6942.60
1	Ancla Catcher B-2	7"	3.0
2	Tubería EUE J-55	2-7/8"	62.54
1	Seating Niple	2-1/2"	1.00
1	Tubería EUE J-55	2-7/8"	31.00

Fuente: Ecopetrol S.A.

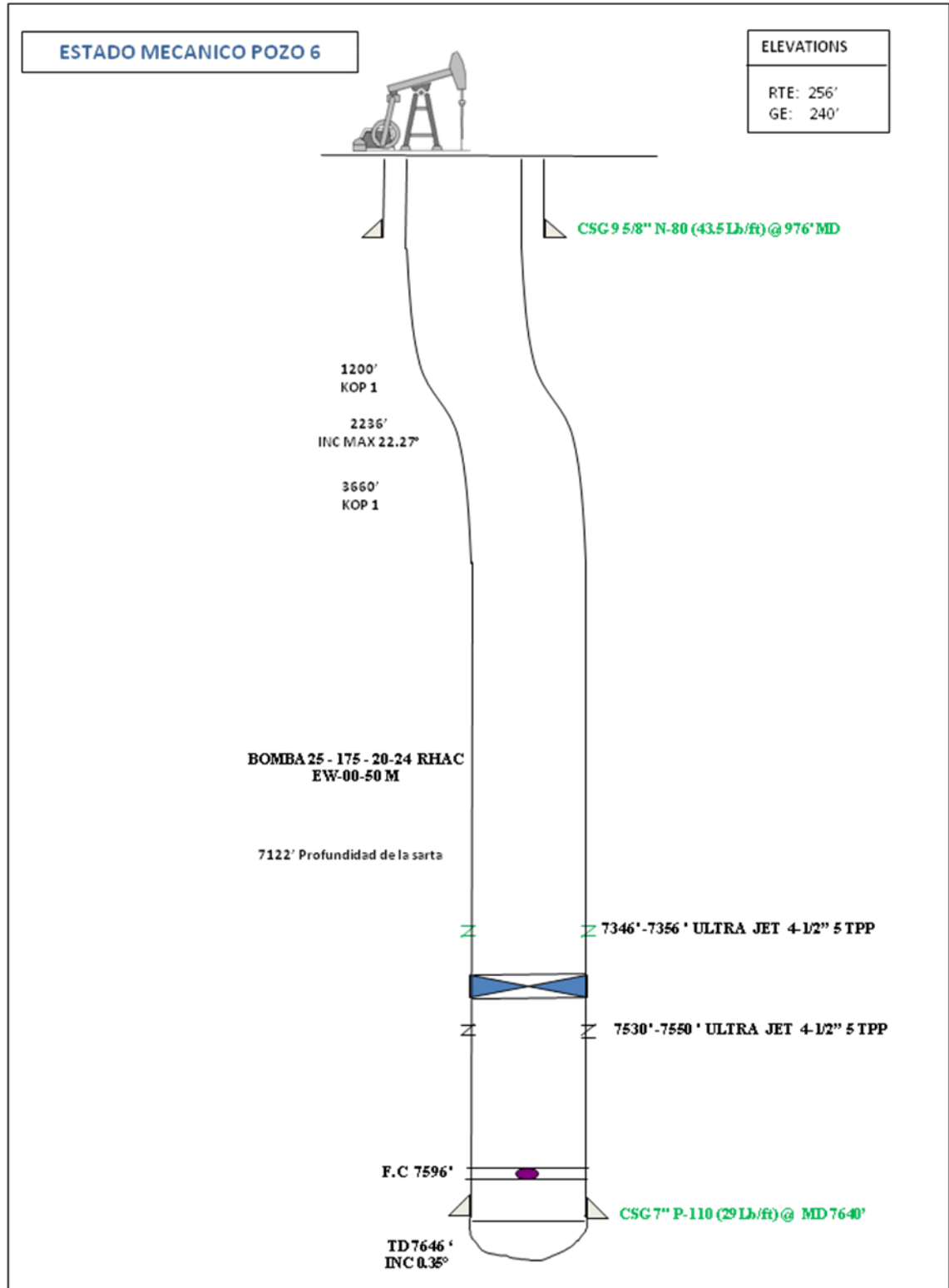
Tabla 20. Descripción Sarta de Varillas Pozo 5.

SARTA DE VARILLAS			
Cantidad	Descripción	Diámetro (in)	Profundidad (ft)
1	Barra Lisa	1-1/2"	22.00
1	Pony Rod	1"	2
27	Varillas Grado Ex25'	1"	675.00
68	Varillas Grado Dx25'	1"	1675.00
10	Varillas Centralizadasx25'	7/8"	250.00
30	Varillas x 25' Intercaladas	7/8"	750.00
15 Centralizadas y 15 Grado E			
35	Varillas x 25' Intercaladas	7/8"	875.00
18 Centralizadas y 17 Grado D			
38	Varillas Grado Dx25'	7/8"	950.00
71	Varillas Grado Dx25'	3/4"	1775.00
1	Pony Rod	3/4"	2.00
1	Bomba # 14710	25 - 175 – RHAC	

Fuente: Ecopetrol S.A.

3.6. Estado Mecánico Pozo 6

Figura 35. Estado Mecánico Pozo 6.



Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 21. Intervenciones por Intervalos Pozo 6.

INTERVALO	INTERVENCION	AÑO
7346' - 7356'	CAÑONEO	2007
7346' - 7356'	FRACTURAMIENTO HIDRAULICO	2007
7530' - 7550'	CAÑONEO	2007

Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 22. Descripción Sarta de Tubería Pozo 6.

SARTA DE TUBERIA	
Cantidad	Descripción
2	Juntas de 2-7/8" EUE J-55 RII
1	Niple silla de 2-1/2"
3	Juntas de 2-7/8" EUE J-55 RII
1	X-O de 3"x2-7/8" EUE
1	Ancla Catcher de B-2 para 7"
1	X- O de 3" LPx278" EUE

Fuente: Ecopetrol S.A.

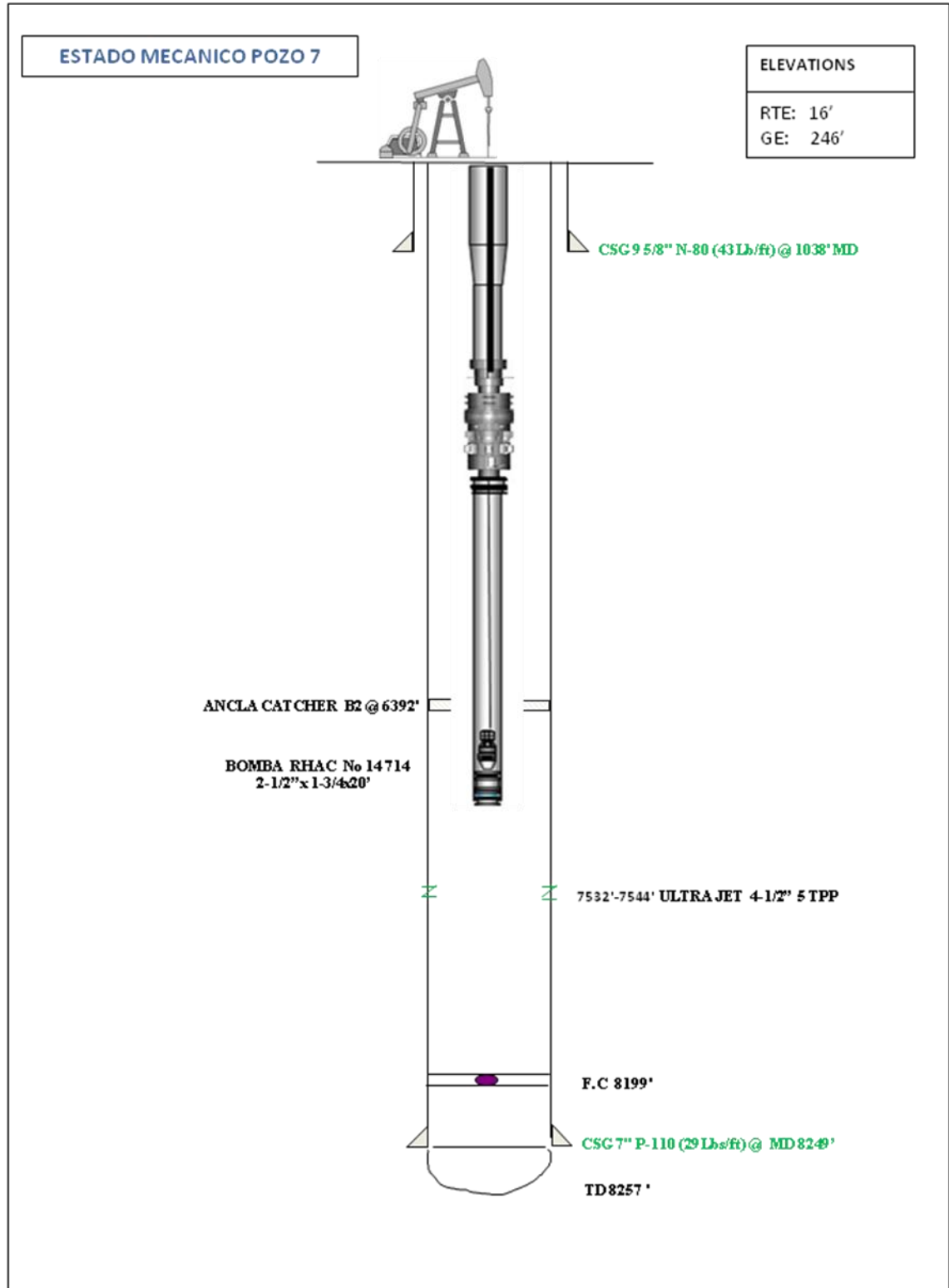
Tabla 23. Descripción Sarta de Varillas Pozo 6.

SARTA DE VARILLAS			
Cantidad	Descripción	Diámetro (in)	Longitud (ft)
1	Barra Lisa	1-1/2"	22.00
1	Pony Rod D 1"x10'x4'	1"	14.00
96	Varillas de 1" Servicio Especial	1"	2400.00
95	Varillas de 7/8" Servicio Especial	1"	2375.00
89	Varillas de 3/4" Servicio Especial	7/8"	2225.00
1	Pony Rod 3/4"x2'	7/8"	2.00
1	Bomba RHAC	2-1/2"	1.00

Fuente: Ecopetrol S.A.

3.7. Estado Mecánico Pozo 7

Figura 36. Estado Mecánico Pozo 7.



Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 24. Intervenciones por Intervalos Pozo 7.

INTERVALO	INTERVENCION	AÑO
7532' - 7544'	CAÑONEO	2007
7532' - 7544'	FRACTURAMIENTO HIDRAULICO	2007

Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 25. Descripción Sarta de Tubería Pozo 7.

SARTA DE TUBERIA	
Cantidad	Descripción
1	Juntas de 2-7/8" EUE J-55 R-8 RII (31,12')
1	Zapato Niple silla de 2-1/2" con cuello (1,00')
6	Juntas de 2-7/8" EUE J-55 R-8 RII (184,19')
1	Ancla Catcher B-2 /" (2,35')

Fuente: Ecopetrol S.A.

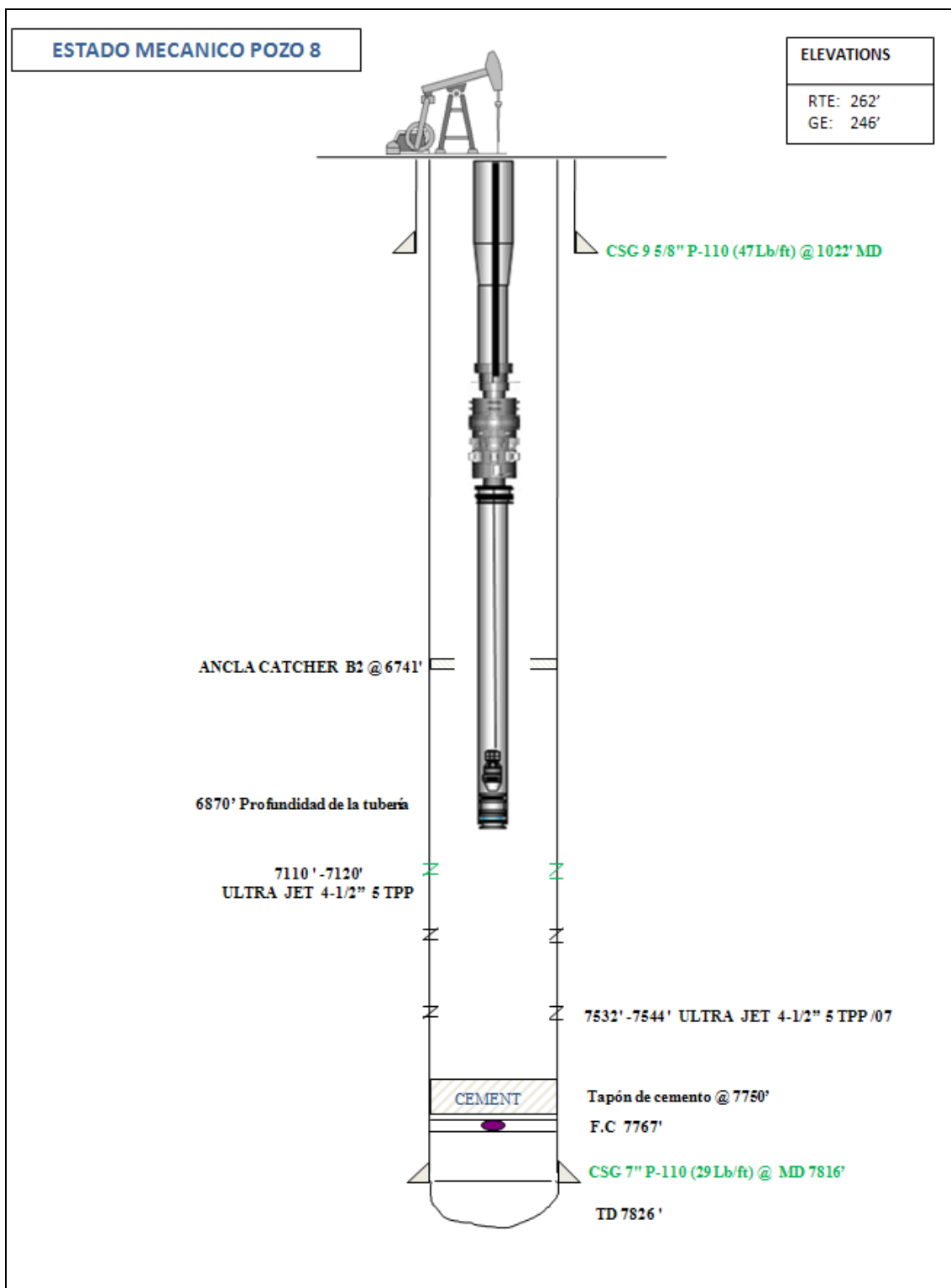
Tabla 26. Descripción Sarta de Varillas Pozo 7.

SARTA DE VARILLAS			
Cantidad	Descripción	Diámetro (in)	Longitud (ft)
1	Barra Lisa de 1-1/2"	1-1/2"	22.0
3	Pony Rod 1" (1"x10'8"x2')	1"	20.0
42	Varilla de 1" Especial	1"	1050
100	Varilla de 7/8" Especial	7/8"	2500.0
44	Varilla de 7/8" Grado D	7/8"	1100.0
62	Varilla de 7/8" Grado D-Centralizada	7/8"	1550.0
13	Varilla de 3/4" Grado D	3/4"	325.0
1	Pony Rod 3/4" Grado D	3/4"	6.0
1	Bomba RHAC # 14-714	2-1/2"x1-3/4"x20'	20.0

Fuente: Ecopetrol S.A.

3.8. Estado Mecánico Pozo 8

Figura 37. Estado Mecánico Pozo 8.



Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 27. Intervenciones por Intervalos Pozo 8.

INTERVALO	INTERVENCION	AÑO
7110' - 7120'	FRACTURAMIENTO HIDRAULICO	2007
7320' - 7330'	CAÑONEO	2007
7532' - 7544'	CAÑONEO	2007

Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 28. Descripción Sarta de Tubería Pozo 8.

SARTA DE TUBERIA			
Cantidad	Descripción	Diámetro (in)	Longitud (ft)
216	Tubing EUE J-55 R-8 R-II	2-7/8"	36.0
1	Ancla Catcher B-2	7"	6741.34
3	Tubing EUE J-55 R-8 R-II	2-7/8"	6743.64
1	Niple silla	2-1/2"	6837.66
1	Tubing EUE J-55 R-8 R-II	2-7/8"	6838.66

Fuente: Ecopetrol S.A.

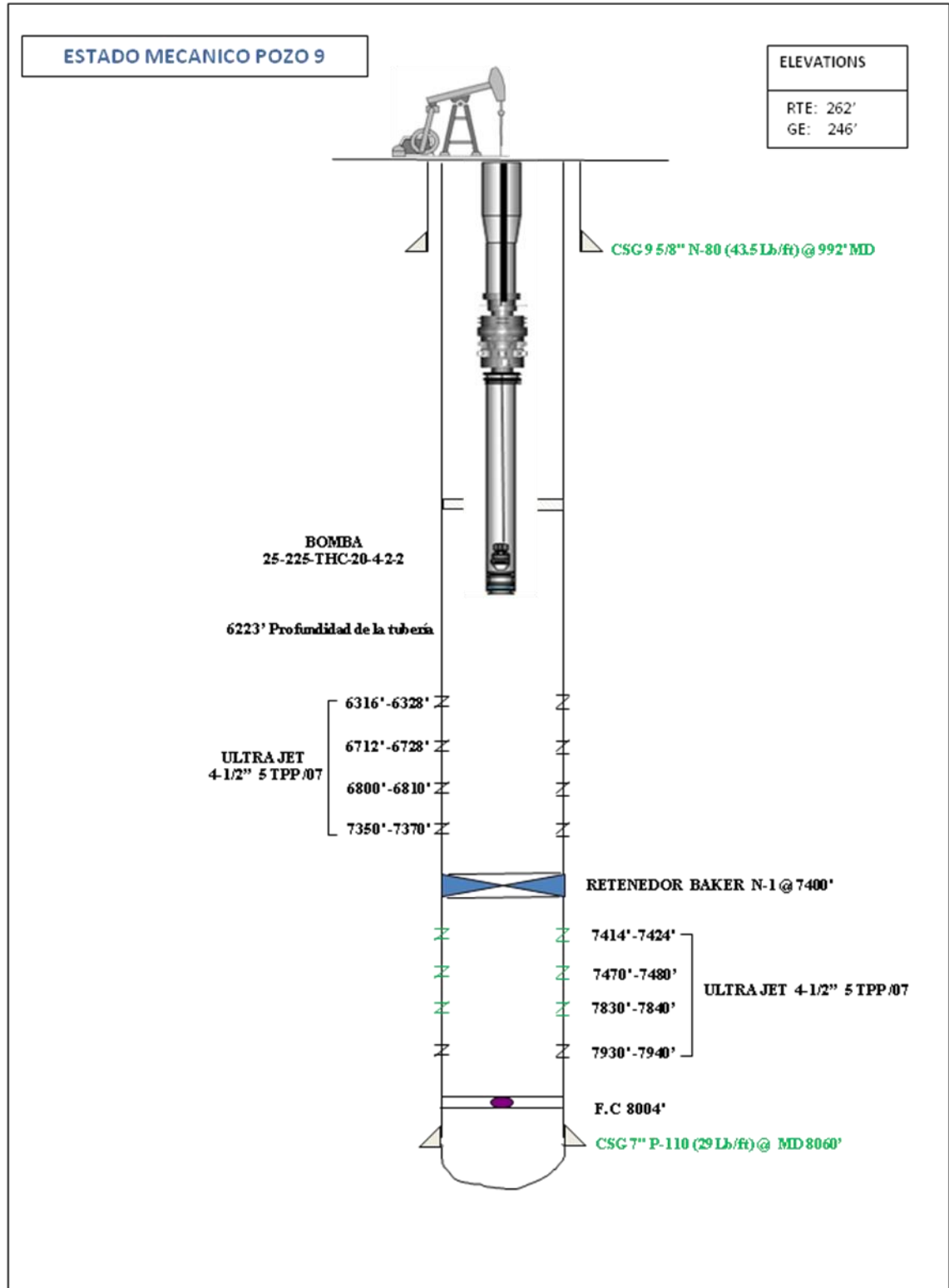
Tabla 29. Descripción Sarta de Varillas Pozo 8.

SARTA DE VARILLAS			
Cantidad	Descripción	Diámetro (in)	Longitud (ft)
1	Barra Lisa de 1-1/2"	1-1/2"	22.00
1	Pony Rod 1" Grado D	7/8"	10.00
41	Varilla de 1" Servicio Especial	1"	1025.00
100	Varilla de 7/8" Servicio Especial	7/8"	2500.00
30	Varilla de 7/8" Grado D Centralizada a 2-7/8"	7/8"	750.00
20	Varillas 7/8" Grado D	7/8"	500.00
18	Varilla de 7/8" Grado D Centralizada a 2-7/8"	7/8"	4.00
62	Varilla de 7/8" Grado D	7/8"	1550.00
1	Pony Rod 7/8" Grado D	7/8"	4.00
1	Bomba RHAC N 14-713	2-1/2"x1-3/4"	20.00

Fuente: Ecopetrol S.A.

3.9. Estado Mecánico Pozo 9

Figura 38. Estado Mecánico Pozo 9.



Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 30. Intervenciones por Intervalos Pozo 9.

INTERVALO	INTERVENCION	AÑO
6316' - 6328' 6712' - 6778' 6800' - 6810' 7350' - 7370'	CAÑONEO	20007
7414' - 7424' 7470' - 7480' 7830' - 7840' 7930' - 7940'	CAÑONEO	20007
7414' - 7424' 7470' - 7480' 7830' - 7940'	FRACTURAMIENTO HIDRAULICO	20007

Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 31. Descripción Sarta de Tubería Pozo 9.

SARTA DE TUBERIA			
Cantidad	Descripción	Diámetro	Longitud (ft)
1	Tubería EUE J-55	3-1/2"	29.75'
1	X-O R-8	2-7/8" -3-1/2"	0.27'
172	Tubería EUE J-55	2-7/8"	5314.97'
1	Ancla Catcher B-2	7"	2.50'
25	Tubería EUE J-55	2-7/8"	770.58'
1	Barril THC 2-1/2"x2-1/4"	20'x24'	EW: 005-M
3	Tubería EUE J-55	2-7/8"	90.73'

Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 32. Descripción Sarta de Varillas Pozo 9.

SARTA DE VARILLAS			
Cantidad	Descripción	Diámetro (in)	Longitud (ft)
1	Barra Lisa	1-1/2"	22.00
2	Pony Rod	1"	14' (10' y 48)
66	Varilla Grado Especial	1"	1650.00
90	Varilla Grado Especial	7/8"	2250.00
88	Varilla Grado Especial	3/4"	2200.0
1	Pony Rod	3/4"	2.00
1	Pistón	2-1/4"	5.00

Fuente: Ecopetrol S.A.

4. ANALISIS DE PRODUCCION

El análisis de índice de productividad, fue realizado a partir de datos de producción, a partir de estos archivos, y los registros de nivel de fluido, se calcularon diferentes presiones de fondo. A partir de estas presiones, se obtuvo un IP promedio, a partir de la ecuación de flujo en una sola fase, este IP fue un punto de partida para trabajar la ecuación de Vogel.

Una vez calculado el IP promedio, se calculó el caudal en el punto de burbuja, a partir de la presión de burbuja, obtenida de archivos. Y con estos datos se procedió a realizar la tabla de Pwf Vs. Q. A partir de la cual se obtuvo la gráfica presentada.

La ecuación usada para realizar las gráficas de índice de productividad fue:

$$Q = Q_b + (Q_{mx} - Q_b) V$$

Siendo V un factor dependiente de la relación de la presión de fondo y la presión promedio del yacimiento. En algunos pozos fue necesario tener el corte de agua para determinar el verdadero caudal de petróleo, usado en el análisis económico.

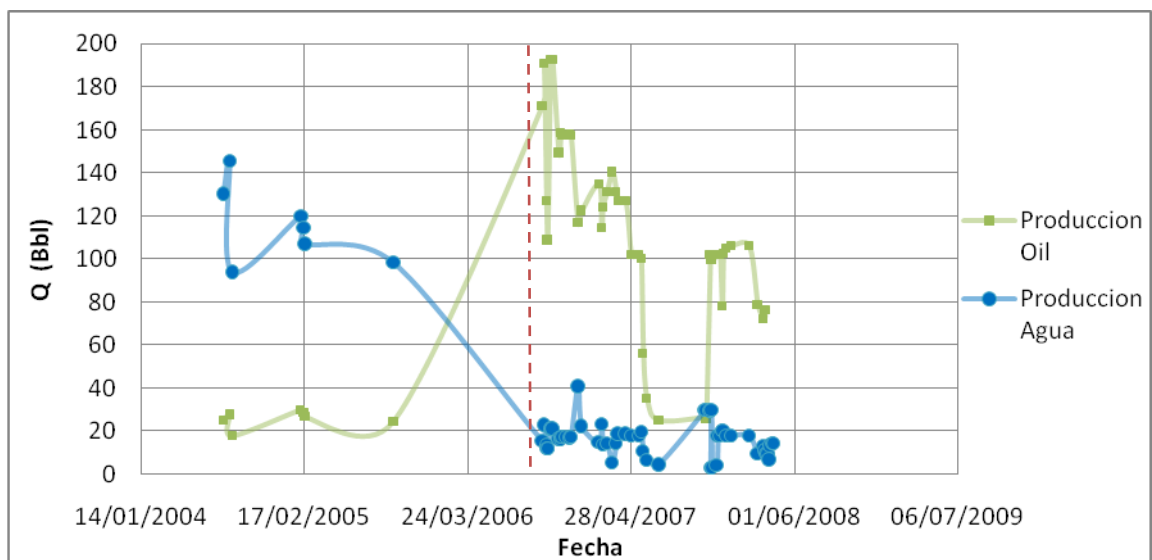
Los pozos 2, 3, 4 y 9 no se tuvieron en cuenta para realizar el análisis de índice de productividad, ni tampoco se les realizó análisis económico. Las razones se presentan detalladamente en el capítulo siguiente, en el que se estudia la viabilidad económica de los fracturamientos en cada pozo.

4.1. Pozo 1

El pozo 1, fue fracturado el día 22 de septiembre de 2006. Antes de la fractura, producía a través de la formación Mugrosa B, en la cual fue necesario hacer cementaciones, con el fin de eliminar el peso hidráulico de la columna de producción de esta formación, puesto que la formación a fracturar fue Toro Shale.

Debido a que las propiedades de cada formación varían, se realizaron dos gráficas diferentes de Índice de productividad.

Figura 39. Producción Pozo 1.



Fuente: Los Autores.

Índice de Productividad Antes del Fracturamiento

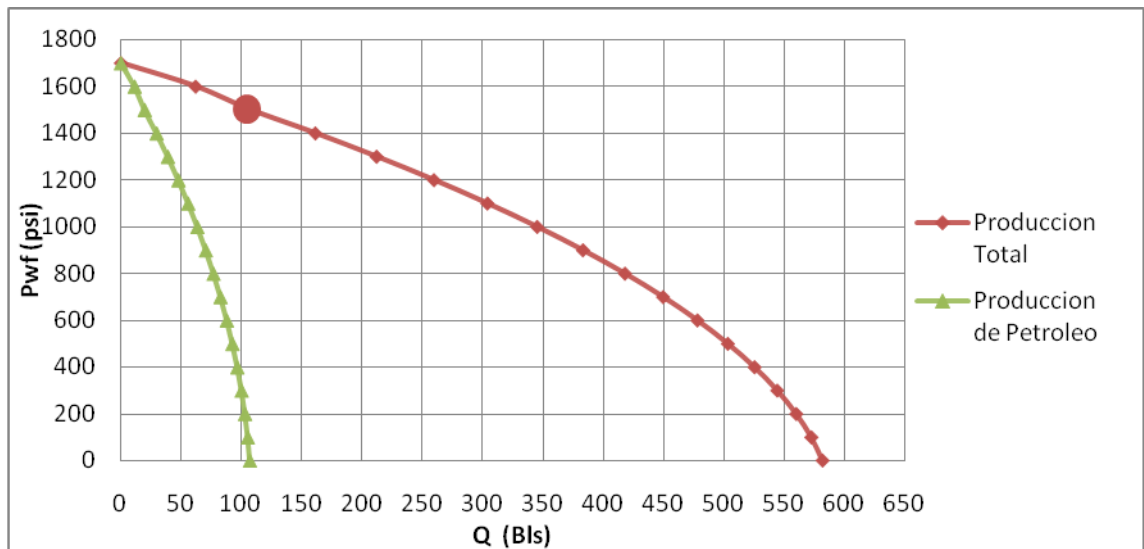
La formación productora fue Mugrosa B, la curva fue realizada bajo las siguientes condiciones:

Tabla 33. Condiciones antes del Fracturamiento Pozo 1.

Presión Inicial (psi)	1699
Presión de Burbuja (psi)	1952
IP Promedio	0.7
Corte de Agua (%)	82
Qo promedio (Bl/s)	30

Fuente: Los Autores.

Figura 40. IPR antes del Fracturamiento Pozo 1.



Fuente: Los Autores.

IPR Después del Fracturamiento

Como se menciona anteriormente, la formación fracturada no es la misma que estaba en producción antes del fracturamiento, puesto que el pozo producía a través de la formación Mugrosa B, y la formación que se fracturó fue Toro Shale, debido a esto, las condiciones iniciales de presión varían, lo cual se evidencia en la gráfica.

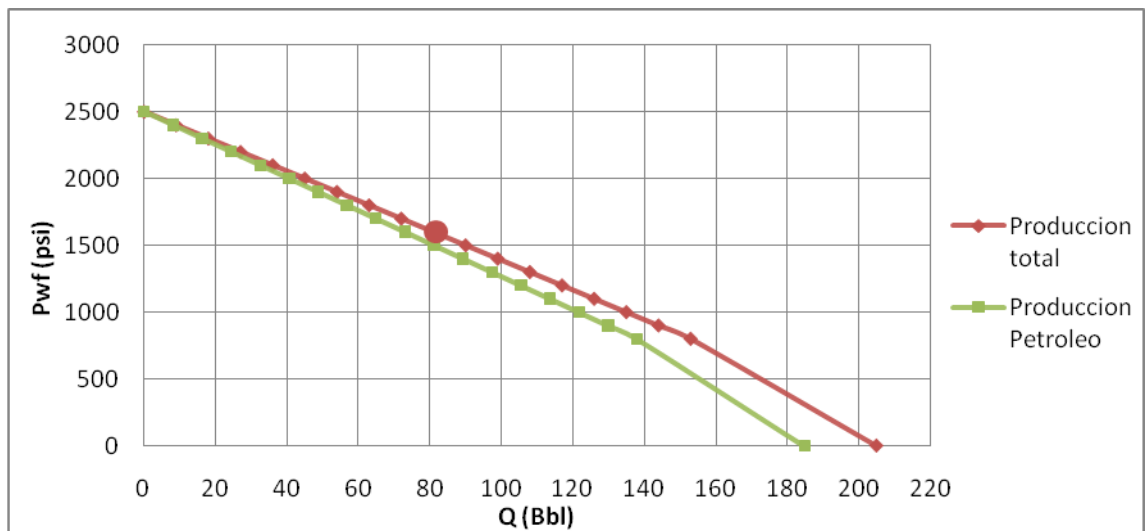
Las condiciones se muestran a continuación:

Tabla 34. Condiciones después del Fracturamiento Pozo 1.

Presión Inicial (psi)	2500
Presión de Burbuja (psi)	500
IP Promedio	0.09
Corte de Agua (%)	10
Qo promedio (Bls)	65

Fuente: Los Autores.

Figura 41. IPR después del Fracturamiento Pozo 1.

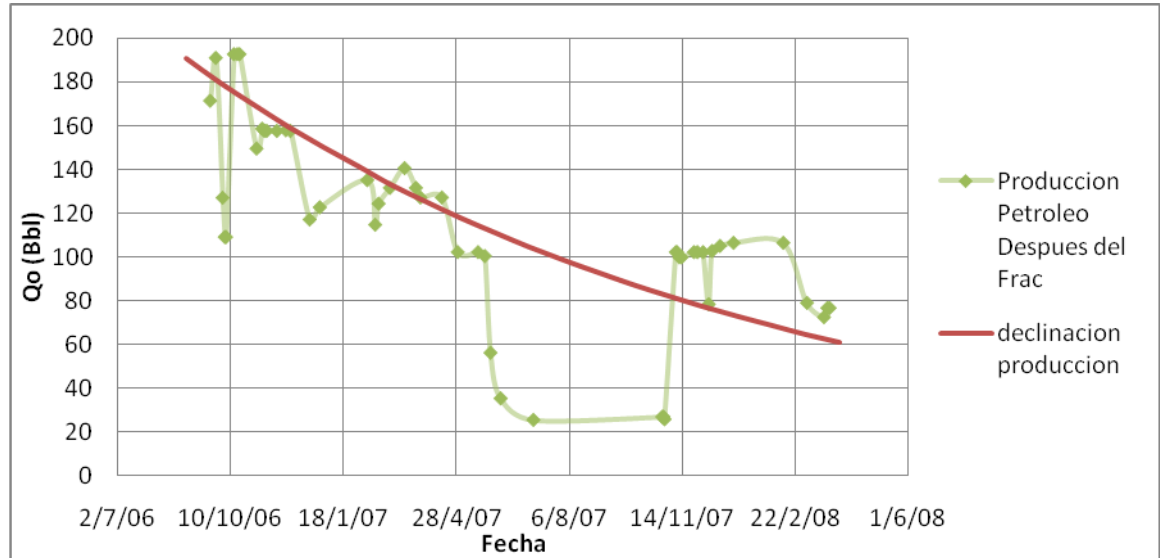


Fuente: Los Autores.

Declinación

Después del fracturamiento, el pozo tiene una declinación del 5.82% mensual.

Figura 42. Declinación de la Producción después del Fracturamiento Pozo 1.



Fuente: Los Autores.

Los pozos 5, 6, 7 y 8, fueron fracturados después de realizado el completamiento, por lo que no se tienen datos de producción antes del fracturamiento, para analizar estos pozos fue necesario determinar esta producción de crudo utilizando la ecuación de difusividad para flujo radial en estado pseudoestable:

$$P_{yac} - P_{wf} = \frac{q B_o \mu}{0.0007082 K h} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + S \right]$$

A través de la cual se encontró la producción básica de cada pozo asumiendo que no fue fracturado, es decir $S = 0$, para de esta forma tener un punto de comparación con la producción real de los pozos al que le fue realizado el fracturamiento hidráulico.

4.2. Pozo 5

Índice de Productividad

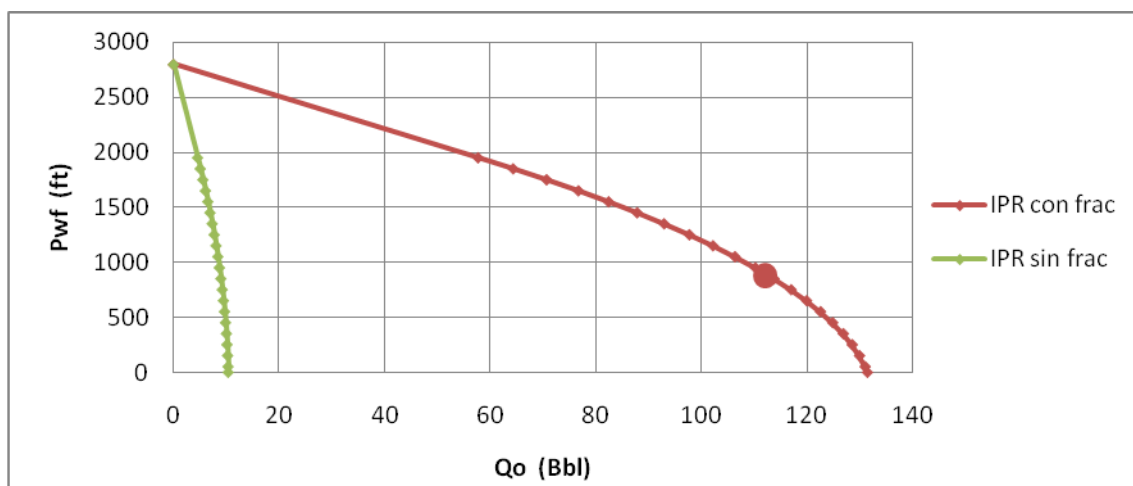
Se realizó la fractura el día 13 de abril de 2007, la formación fracturada en este pozo es Esmeraldas, la curva fue realizada bajo las siguientes condiciones:

Tabla 35. Condiciones antes y después del Fracturamiento Pozo 5.

Presión Inicial (psi)	2800
Presión de Burbuja (psi)	1952
IP antes del Frac	0.00776
IP después del Frac	0.068
Qo antes del frac (Bls)	13
Qo después del Frac (Bls)	110

Fuente: Los Autores.

Figura 43. IPR antes y después del Fracturamiento Pozo 5.

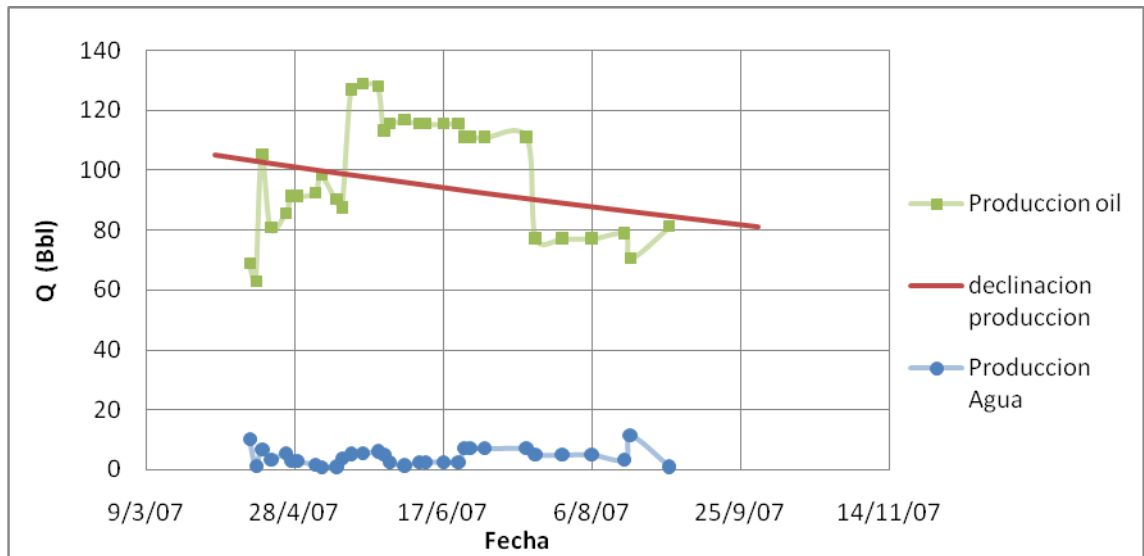


Fuente: Los Autores.

Declinación

La declinación promedio del pozo después del fracturamiento, es de 4.26% mensual.

Figura 44. Declinación de la Producción después del Fracturamiento Pozo 5.



Fuente: Los Autores.

4.3. POZO 6

Índice de Productividad

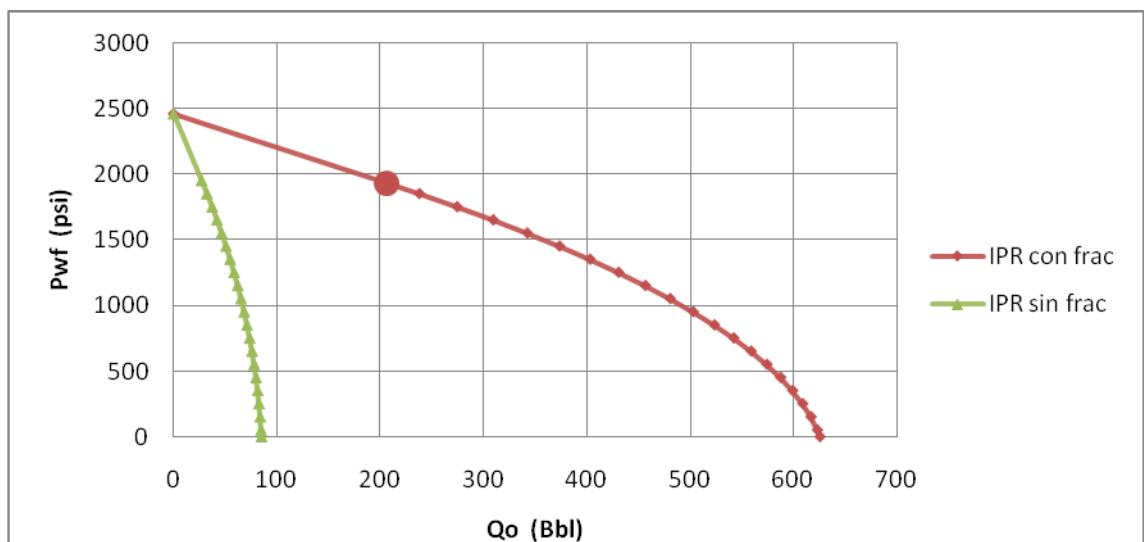
Se realizó la fractura el día 29 de diciembre de 2007, la formación fracturada en este pozo es la formación Esmeraldas, la curva fue realizada bajo las siguientes condiciones:

Tabla 36. Condiciones antes y después del Fracturamiento Pozo 6.

Presión Inicial (psi)	2460
Presión de Burbuja (psi)	1952
IP antes del Frac	0.053
IP después del Frac	0.393
Qo antes del frac (Bls)	62
Qo después del Frac (Bls)	210

Fuente: Los Autores.

Figura 45. IPR antes y después del Fracturamiento Pozo 6.

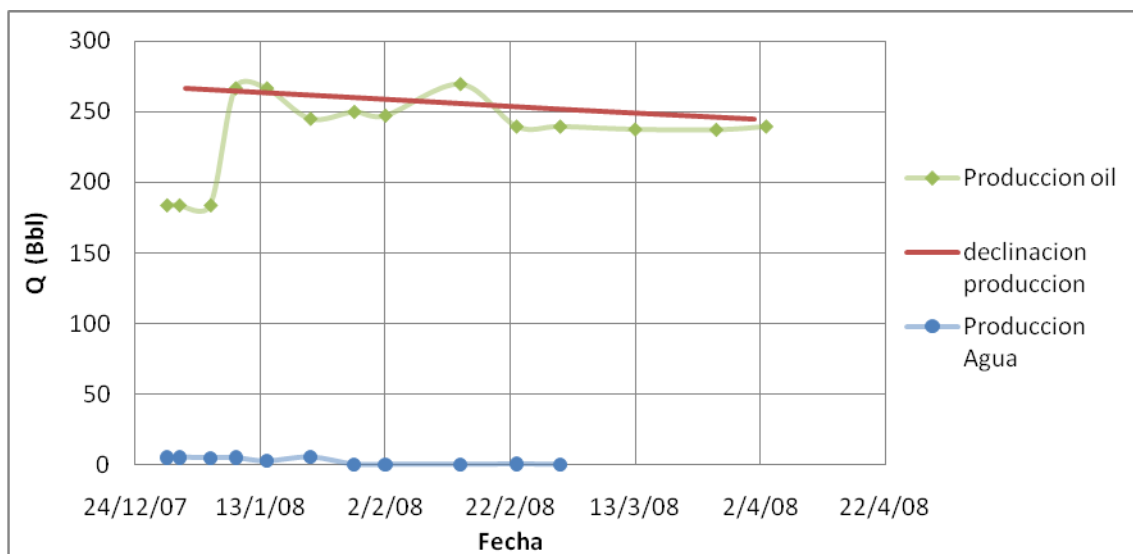


Fuente: Los Autores.

Declinación

La declinación promedio del pozo después del fracturamiento, es de 2.75% mensual.

Figura 46. Declinación de la Producción después del Fracturamiento Pozo 6.



Fuente: Los Autores.

4.4. Pozo 7

Índice de Productividad

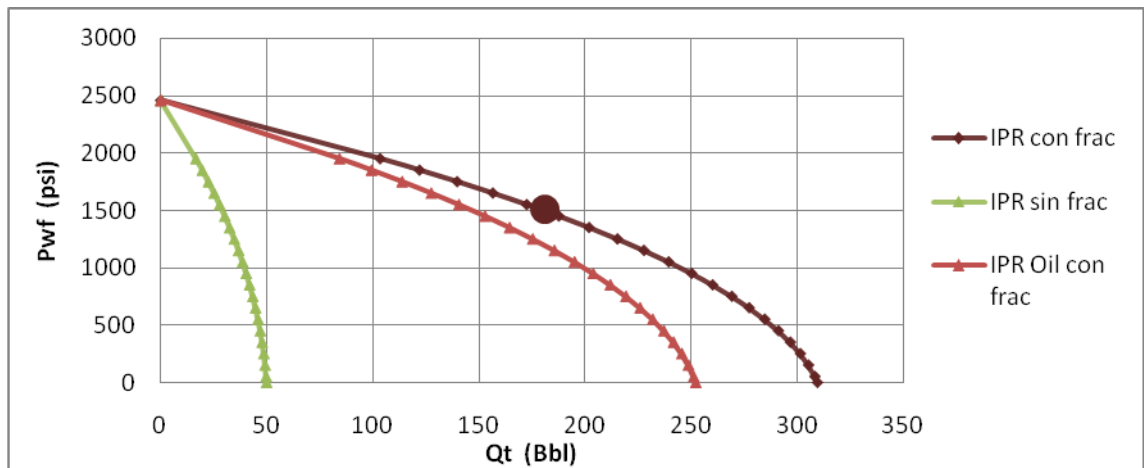
Se realizó la fractura el día 5 de septiembre de 2007, la formación fracturada en este pozo es Mugrosa C, la curva fue realizada bajo las siguientes condiciones:

Tabla 37. Condiciones antes y después del Fracturamiento Pozo 7.

Presión Inicial (psi)	2496
Presión de Burbuja (psi)	1952
IP antes del Frac	0.03074
IP después del Frac	0.319
Qo antes del frac (Bls)	46
Qo después del Frac (Bls)	160

Fuente: Los Autores.

Figura 47. IPR antes y después del Fracturamiento Pozo 7.

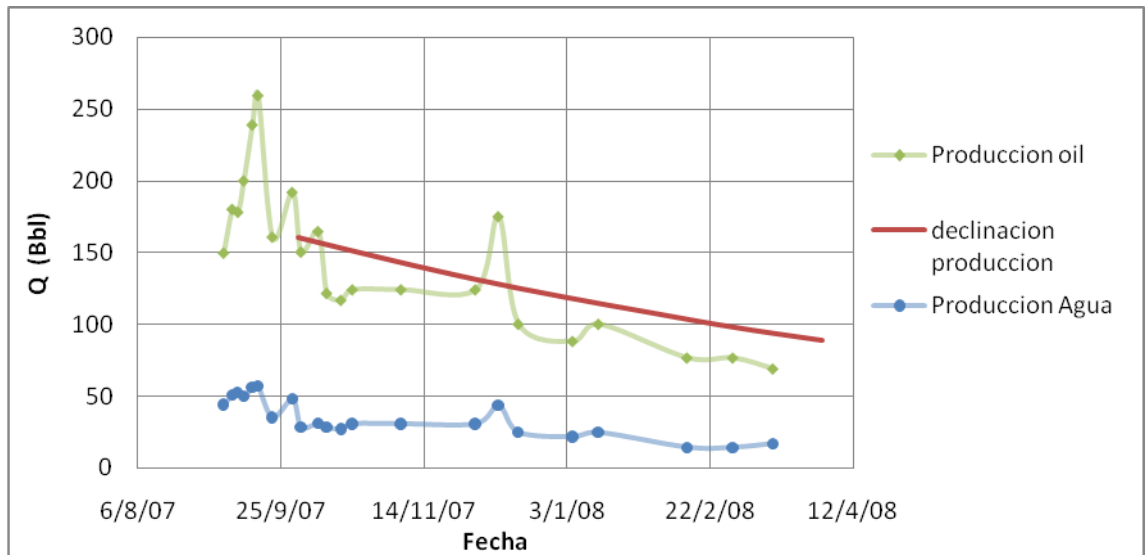


Fuente: Los Autores.

Declinación

La declinación promedio del pozo después del fracturamiento, es de 9.44%

Figura 48. Declinación de la producción después del Fracturamiento Pozo 7.



Fuente: Los Autores.

4.5. Pozo 8

Índice de Productividad

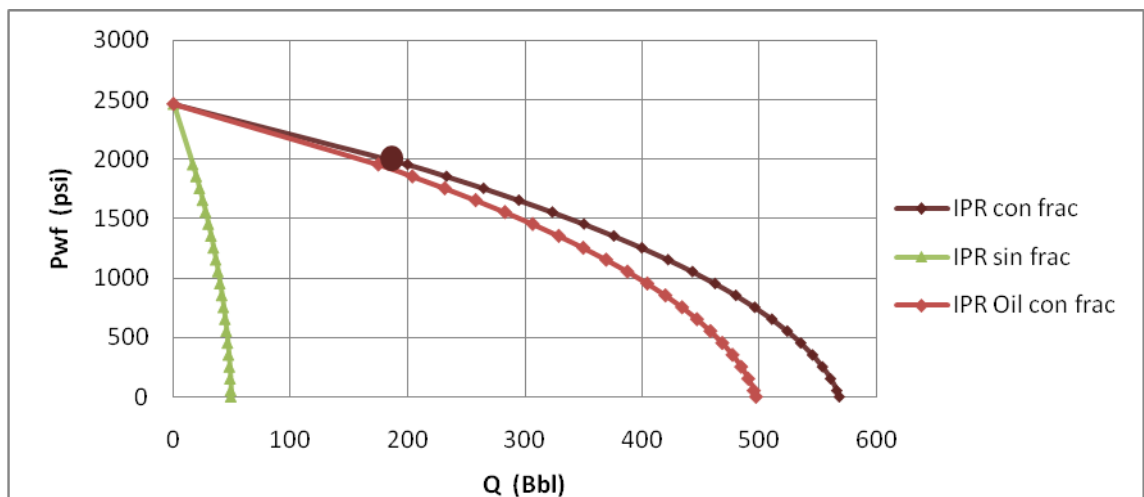
Se realizó la fractura el día 13 de agosto de 2007, la formación fracturada en este pozo es Mugrosa C, la curva fue realizada bajo las siguientes condiciones.

Tabla 38. Condiciones antes y después del Fracturamiento Pozo 8.

Presión Inicial (psi)	2496
Presión de Burbuja (psi)	1952
IP antes del Frac	0.030
IP después del Frac	0.34
Qo antes del frac (Bls)	19
Qo después del Frac (Bls)	160

Fuente: Los Autores.

Figura 49. IPR antes y después del Fracturamiento Pozo 8.

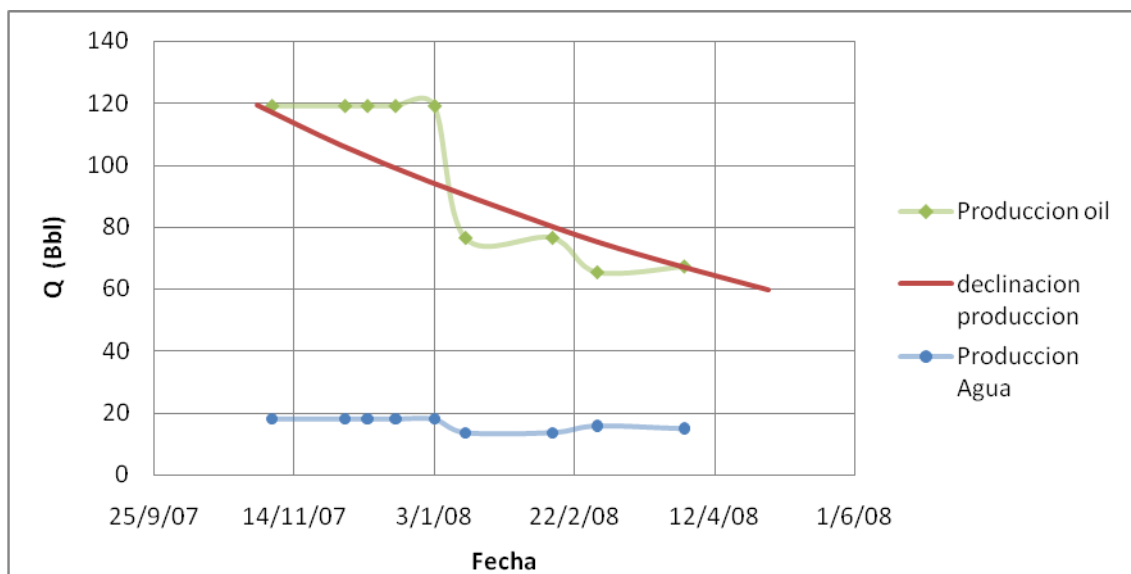


Fuente: Los Autores.

Declinación

La declinación promedio del pozo después del fracturamiento, es de 10.9% mensual.

Figura 50. Declinación de la producción después del Fracturamiento Pozo 8.



Fuente: Los Autores.

5. ANALISIS ECONOMICO

La finalidad de este análisis económico realizado a los pozos del área de llanito, los cuales fueron sometidos a tratamientos de estimulación por fracturamiento hidráulico es determinar la factibilidad de este tipo de proyectos mediante diferentes criterios financieros como el valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR), indicadores que reflejan en cifras qué tan efectivo fue el proyecto, dejando también lecciones aprendidas que crean oportunidades de mejoramiento para la implementación de nuevos proyectos de este tipo.

5.1 Criterios de Evaluación

Para la realización del análisis económico de cada pozo se tuvieron en cuenta los siguientes parámetros:

- Producción de Crudo
- OPEX
- CAPEX
- Relación Ingresos-Egresos
- Flujo de Caja

5.1.1. Producción de Crudo

Con datos de producción diaria de los pozos fracturados; dos parámetros son necesarios para el análisis económico como lo son la producción básica que tiene cada pozo y la producción total que es la producción después del fracturamiento. De estos dos datos encuentra la producción mensual.

Posteriormente con la producción incremental mensual de cada pozo se le restan las regalías que son de un 20%, cabe resaltar que este porcentaje afecta notablemente la rentabilidad del proyecto. El análisis de producción es realizado a 24 meses porque el análisis económico lo requiere, debido a que económicamente con estos pozos no se alcanza a recuperar la inversión a un año de realizado el trabajo de estimulación.

5.1.2. OPEX

Para los costos operacionales de los trabajos se tuvieron en cuenta las siguientes operaciones realizadas a cada pozo y el tiempo que duraron cada una de estas:

- Fracturamiento Hidráulico
- Cañoneo
- Estimulación
- Workover

5.1.3. CAPEX

Para calcular este parámetro se tuvo en cuenta que el costo de producción de un barril de crudo del área de llanito es de \$0.5 dólares. Posteriormente con la producción incremental se calculó el costo total de la producción a dos años de cada uno de los pozos.

5.1.4. Relación Ingresos-Egresos

Todos los egresos que son sacados del CAPEX en cada pozo. Los ingresos se obtienen de la producción incremental por el precio del barril, tomando un precio del crudo de 30 dólares.

A los ingresos mensuales se le descuenta un 35% de impuesto de renta. Posteriormente se calcula la utilidad obtenida después de impuestos. Al igual que el porcentaje de regalías el porcentaje de impuestos afecta en gran medida la rentabilidad de este tipo de proyectos.

5.1.5. Flujo de Caja

Por último para calcular el flujo de caja se le resta al costo total de las operaciones hechas a cada pozo OPEX la utilidad encontrada en la Relación Ingresos-Egresos para finalmente calcular el valor presente neto (VPN), la tasa interna de retorno (TIR) y la relación costo beneficio teniendo en cuenta una tasa de oportunidad del 10%.

5.2. Análisis Económico por Pozo

Para este análisis económico de los nueve se tuvieron en cuenta sólo los siguientes pozos:

- Pozo 1
- Pozo 5
- Pozo 6
- Pozo 7
- Pozo 8

A continuación se presentan las razones por las cuales no fue realizado el análisis económico para los siguientes pozos:

- Pozo 2
- Pozo 3
- Pozo 4
- Pozo 9

5.2.1. Pozo 2

Este pozo junto con el pozo 1, pertenecen a la campaña de perforación del campo llanito de los años 80, por lo tanto son pozos antiguos. Otra particularidad de estos pozos es que para que la formación ToroShale produjera se tenía que cementar correctamente la formación Mugrosa debido a la gran cantidad de agua que esta produce.

Pero en este pozo en particular las cementaciones fueron defectuosas lo que trajo como consecuencia que después de realizado el fracturamiento el pozo produjera con un corte de agua del 95%, debido a esto la producción incremental obtenida con este tratamiento para este pozo fue muy baja, después de esto se realizó una evaluación petrofísica a la formación ToroShale ya que para el tiempo del fracturamiento no existía un modelo petrofísico, el resultado arrojó que el intervalo fracturado estaba seco debido a que las características petrofísicas de este pozo no eran buenas, todas estas razones hacen que el pozo 2 sea inviable para evaluar económicamente.

5.2.2. Pozo 3

Este pozo fue fracturado en la formación ToroShale durante el completamiento del mismo. La formación ToroShale se caracteriza por tener una permeabilidad menor a 5 md, por lo que no hay posibilidades de que un pozo de esta formación produzca solamente por cañoneo, por esta razón se está obligado a realizar junto con el cañoneo un fracturamiento hidráulico. Para el pozo 3 se realizó el fracturamiento hidráulico en ToroShale pero para darle un mayor potencial se abrió a producción la formación Mugrosa B, debido a las características del fluido y de acuerdo con el análisis de post-producción el pozo solamente producía por la formación Mugrosa B ya que esta formación se encuentra a 5500 ft y la formación ToroShale está a 7500 ft, esta formación tiene una carga de 2500 ft de columna hidrostática que son aproximadamente en presión 1000 a 1200 psi, carga que el fluido producido en ToroShale tendría

que vencer lo cual con esta presión no es posible que se evidencie producción de fluidos por parte de esta formación, lo que hace que su análisis económico sea descartado.

5.2.3. Pozo 4

Para este pozo se realizó una fractura en la formación ToroShale y otra en la formación Mugrosa C, con modificadores de permeabilidad como método de control de agua para esta última formación, estos productos cambian la mojabilidad de la roca, tratando de disminuir el corte de agua y para así buscar que el pozo produzca más aceite, pero la saturación de agua para este pozo se encontraba en el valor de la saturación crítica que para el campo Llanito tiene un valor de $S_{wc} = 50\%$, esto quiere decir que cualquier zona que se fracture por encima de este valor se corre el riesgo que se fracture una zona con un corte de agua del 100%, esto fue lo que sucedió con el Pozo 4, se fracturó una zona de agua y la producción de esta era tan alta que no se pudo realizar una cementación remedial, por lo que se decidió colocar un retenedor que aislara a la formación ToroShale, haciendo que no fuera posible evaluar económicamente este fracturamiento.

5.2.4. Pozo 9

En el Pozo nueve sucedió una situación similar a la descrita en el Pozo 3, se fracturó la formación ToroShale y cuando se evaluó la fractura, este estudio arrojó que este pozo quedó en un potencial de 10 barriles por esta razón se decidió abrir a producción a la formación Mugrosa. Después de cañonear la formación Mugrosa, se disparó la producción del pozo con producciones iniciales cercanas a los 1000 barriles, debido a este suceso y a las pruebas de producción realizadas a este pozo, todo apuntó a que la formación ToroShale no es la formación que aportaba fluidos, ya que claramente se evidenciaba que

la formación productora era Mugrosa, por esta razón no se analizó económicamente el pozo.

5.3. Pozos con Análisis Económico

5.3.1. Pozo 1

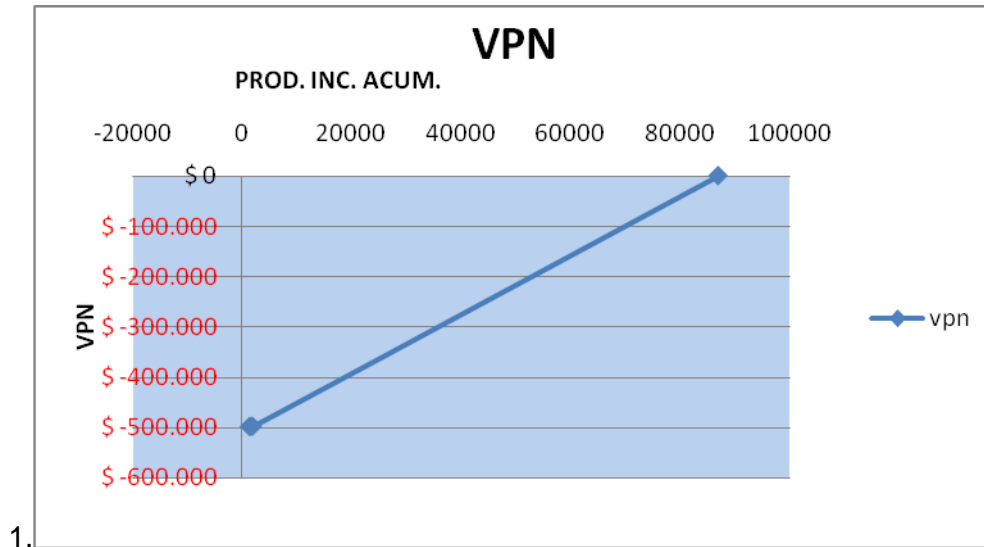
Debido a que de los pozos a evaluar económicamente el pozo 1 es el único antiguo, esto quiere decir que su Fracturamiento fue realizado tiempo después de haber sido perforado y completado, a diferencia de los demás que fueron fracturados durante el completamiento. El análisis económico se hace antes y después del fracturamiento, para observar los resultados de este tratamiento. El pozo 1 antes del fracturamiento presentaba una producción básica de 24.6 barriles con una declinación del 1%. Después de realizado el fracturamiento el potencial de producción aumento a 190.88 barriles durante el primer mes.

Tabla 39: Flujo de Caja Pozo 1.

TIEMPO (MESES)	VPI	VPE	VPN	TIR	RCB
12	\$ 17.444	\$ 516.151	\$ -498.707	----	0,034
24	\$ 19.535	\$ 517.692	\$ -498.157	----	0,038

Fuente: Los Autores.

Figura 51: Valor Presente Neto Pozo



Fuente: Los Autores.

En la tabla 39 se observan los valores presentes netos tanto para los ingresos como para los egresos, al observar el valor presente neto total, se puede notar que este presenta valores negativos lo que quiere decir que la inversión hecha no es maximizada esto se puede comprobar observando la relación costo beneficio que para un periodo de un año es de solo el 3.4% y al cabo del segundo solo ha aumentado en un 0.4% o en otras palabras que el trabajo de fracturamiento no fue rentable, de la tasa interna de retorno no se muestra valor debido a que se produce una división por cero esto es debido a que los valores del flujo de caja son negativos.

En la figura 51 se realizó el gráfico de la producción incremental acumulada vs el valor presente neto y se proyectó hasta un valor presente neto de cero para observar con qué valor de producción incremental el proyecto se empieza a pagar o a ser rentable observándose que para que esto se cumpla el pozo debe acumular 87.000 barriles, cifra extremadamente grande para este pozo que realmente a dos años después de realizado el fracturamiento hidráulico produjo 2305,95 barriles aproximadamente.

5.3.2. Pozo 5

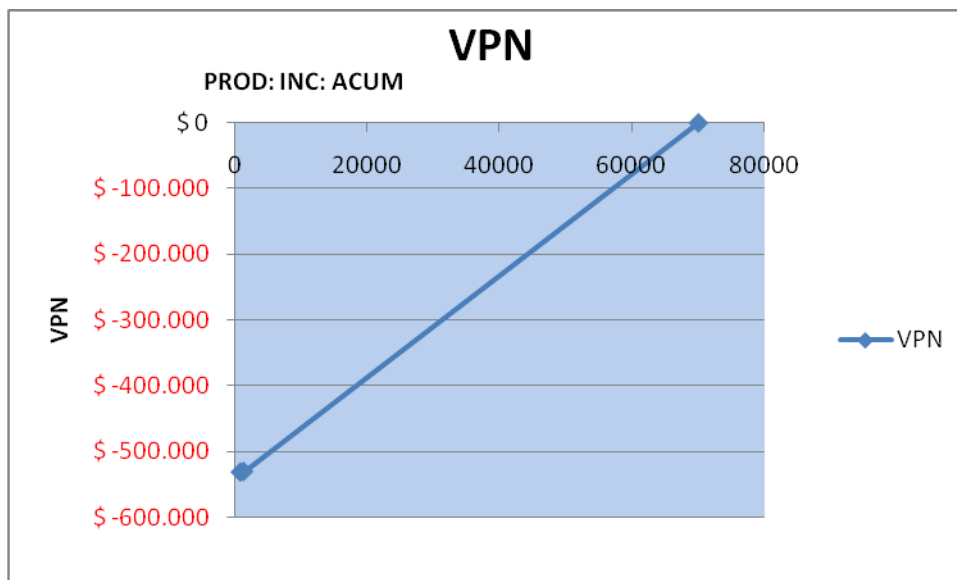
Para el Pozo 5 cabe mencionar que la declinación de la producción del pozo fracturado es alta debido a que estas son zonas de empuje de gas, lo que significa que hay un bajo mantenimiento de presión, además de tener un corte de agua bajo. La producción inicial de crudo de este pozo al ser fracturado fue de 105.28 barriles durante el primer mes.

Tabla 40: Flujo de Caja Pozo 5.

TIEMPO (MESES)	VPI	VPE	VPN	TIR	RCB
12	\$ 10.609	\$ 541.452	\$ -530.843	-----	0,020
24	\$ 12.615	\$ 542.494	\$ -529.879	-----	0,023

Fuente: Los Autores.

Figura 52: Valor Presente Neto Pozo 5.



Fuente: Los Autores.

Para este pozo se presentan los valores de VPN son negativos lo que quiere decir que no se pudo recuperar la inversión realizada. Observando la relación costo beneficio que para un periodo de un año es de solo el 2% y al cabo del segundo solo ha aumentado en un 0.3%, de la tasa interna de retorno no se muestra valor ya que se produce una división por cero esto es debido a que los valores del flujo de caja son negativos, debido a estos valores se puede concluir que el proyecto no fue rentable. En la figura 52 haciendo que el VPN tienda a cero se observa que se debe obtener una producción acumulada de 70.000 barriles, producción que no será alcanzada si se contempla que a dos años de fracturado el pozo produjo 1534 barriles.

5.3.3. Pozo 6

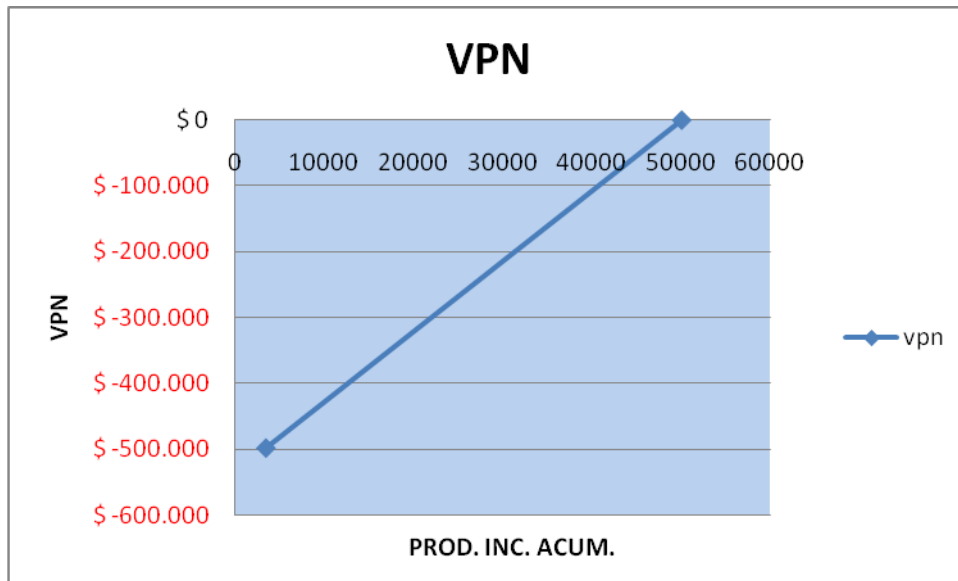
En el Pozo 6 la formación fracturada fue Esmeraldas la cual tiene algunas características o condiciones especiales como una alta permeabilidad, un mejor tipo de fluido con 29° API, no presenta problemas de agua en comparación con las demás formaciones, y posee reservas nuevas. En cuanto a producción se predijo que el pozo en promedio sin ser fracturado podría haber tenido una producción inicial de 62.3 barriles y con el tratamiento de fractura el pozo reporto un potencial de producción para el primer mes de 266.56 barriles.

Tabla 41: Flujo de Caja Pozo 6.

TIEMPO (MESES)	VPI	VPE	VPN	TIR	RCB
12	\$ 26.248	\$ 527.243	\$ -500.995	----	0,050
24	\$ 32.236	\$ 529.964	\$ -497.728	----	0,061

Fuente: Los Autores.

Figura 53: Valor Presente Neto Pozo 6.



Fuente: Los Autores.

Nuevamente se observa como el valor presente para este pozo muestra valores negativos, reflejando la ausencia de rentabilidad del trabajo realizado al pozo. En la relación costo beneficio se observa que al primer año solo se ha recuperado un 5% de lo invertido y al revisar el segundo año se observa que esta ha aumentado solo en un 11%, lo que significa que sigue siendo un valor poco rentable para una inversión de este tipo. Cuando se le da un valor de cero al VPN se puede observar que para que la inversión se pague la producción acumulada de este pozo debe ser de 50.000 barriles aproximadamente, cifra muy difícil de alcanzar cuando la producción acumulada del pozo a los dos años del proyecto es aproximadamente de 4601.61 barriles.

3.3.4. Pozo 7

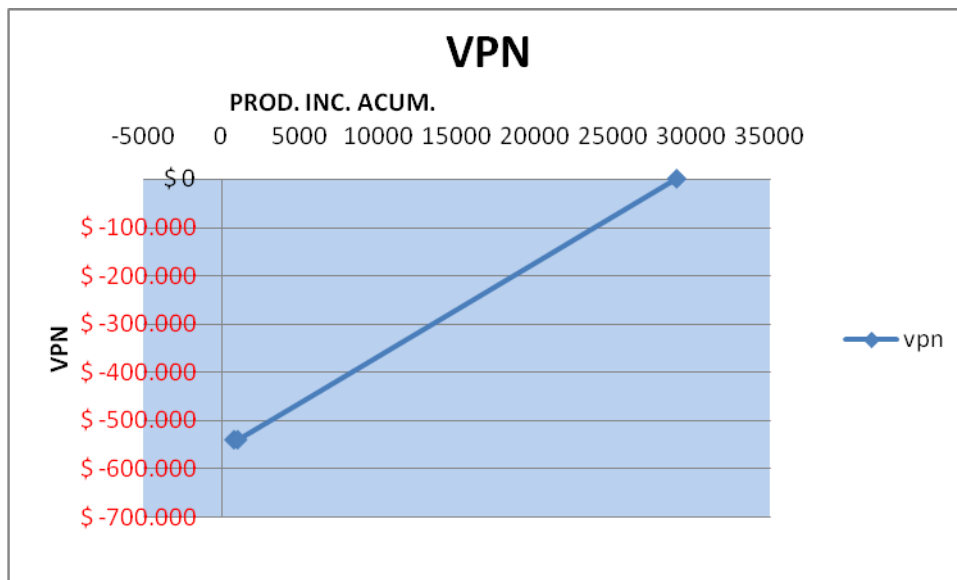
La formación fracturada en este pozo fueron las arenas de Mugrosa C que sin fracturamiento hidráulico reportarían al primer mes de cañoneadas una producción de 46 barriles, la producción real de este pozo al mes de ser fracturado fue de 160.72 barriles.

Tabla 42: Flujo de Caja Pozo 7.

TIEMPO (MESES)	VPI	VPE	VPN	TIR	RCB
12	\$ 10.527	\$ 549.508	\$ -538.981	-----	0,019
24	\$ 11.547	\$ 550.390	\$ -538.843	-----	0,021

Fuente: Los Autores.

Figura 54: Valor Presente Neto Pozo 7.



Fuente: Los Autores.

Pese a que observando la figura 54 la producción acumulada que tendría que tener el pozo es de 30.000 barriles siendo menor en comparación con los demás, sigue siendo demasiado alta para que el proyecto pudiera empezar a entregar ganancias debido a que comparándola con la producción acumulada a dos años de realizado el proyecto fue 1398.46 barriles aproximadamente, que es demasiado baja para alcanzar un valor de producción tan alto como lo son los 30.000 barriles para que se cumpla que el valor presente neto sea igual a cero.

Por último se observó que los valores de relación costo beneficio no cumplen con las expectativas del proyecto debido a que son demasiado bajos lo que hace entender lo poco rentable de la inversión y del trabajo realizado, observando solo un incremento del 0.2% en dos años y mostrando que sólo el 2.1% es recuperado al cabo de este tiempo, concluyéndose que este trabajo de fracturamiento tampoco fue rentable debido a que no cubre el costo de la inversión y mucho menos produce ganancias.

3.3.5. Pozo 8

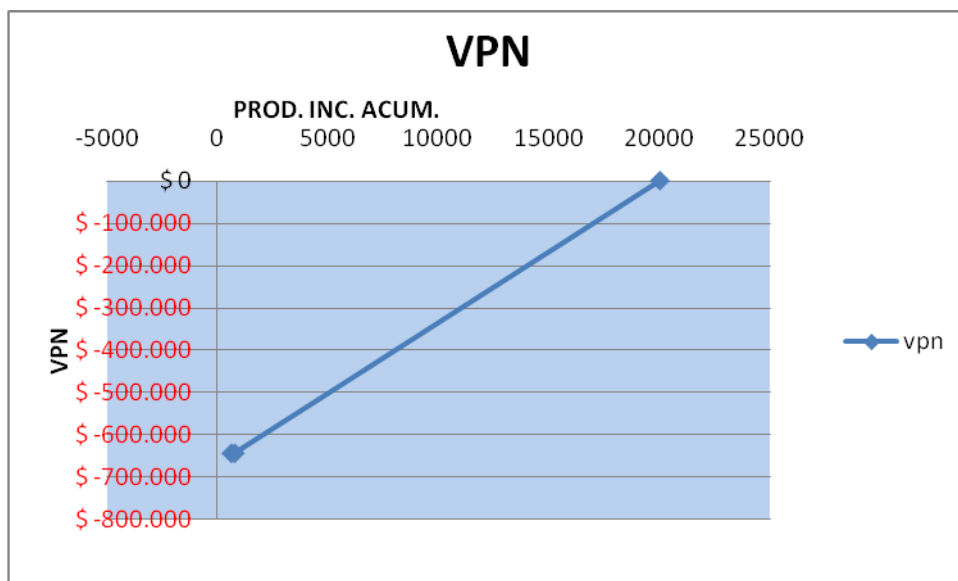
Por último el Pozo 8 también presenta las mismas dificultades de los demás pozos, su producción es demasiado baja para que el trabajo pueda recuperar la inversión que se hizo. El pozo sin fracturar hubiera producido aproximadamente el primer mes 18.6 barriles y el potencial de producción mostrado por el pozo después de fracturado fue de 119.19 barriles.

Tabla 43: Flujo de Caja Pozo 8.

TIEMPO (MESES)	VPI	VPE	VPN	TIR	RCB
12	\$ 8.611	\$ 653.285	\$ -644.673	-----	0,013
24	\$ 9.299	\$ 653.979	\$ -644.680	-----	0,014

Fuente: Los Autores.

Figura 55: Valor Presente Neto Pozo 8.



Fuente: Los Autores.

El valor presente neto de los egresos en comparación con el de los ingresos es demasiado alto por esta razón nuevamente se presentan valores negativos en el valor presente neto total trayendo como consecuencia se puede observar la ineficiencia en cuanto a ganancias entregadas por el proyecto. En la relación costo beneficio se observa que para el primer y segundo año el impacto económico en ganancias es muy bajo y la diferencia de un año a otro es solo de 0.1% y junto a la proyección en la figura 55 para que el valor presente neto sea cero la producción acumulada tendría que ser de unos 20.000 barriles aproximadamente resultados que el pozo no alcanzará si se observan los valores de producción acumulada solo a los dos primeros años después de fracturado el pozo que fueron de 913.51 barriles luego de este y con la declinación de este tipo de pozos la producción incremental alcanzaría la producción básica trayendo como efecto el cierre del pozo debido a que llegaría a su límite económico no aportando más fluidos a superficie.

CONCLUSIONES

- Los trabajos de fracturamiento hidráulico realizados a los pozos del campo Llanito no fueron exitosos, debido a que no se le realizó un estudio previo en forma integral de los posibles candidatos a fracturar, el resultado de esto se puede observar en fracturas realizadas a intervalos secos y zonas de agua.
- Cuando se fractura un pozo después de cierto tiempo de ser puesto en producción, se tiene que tener en cuenta que se deben realizar operaciones de cementación y de reacondicionamiento de este, lo que trae como consecuencia elevados aumentos en los costos, afectando directamente el valor presente neto de un proyecto de este tipo.
- Debido al bajo potencial de producción de la formación ToroShale y a que no se contaba con un estudio previo de esta, se tuvieron que abrir zonas como la formación Mugrosa, que presentaban un buen caudal de producción, haciendo que para los pozos 3, 4 y 9 el fracturamiento hidráulico fuera innecesario.
- Debido a los altos costos de una estimulación de este tipo, los cuales oscilan entre 200 y 250 mil dólares, se requiere de un caudal de producción después de la fractura muy elevado para que un proyecto de este tipo cubra la inversión y a su vez represente ganancias.
- La alta tasa de declinación de la producción después del fracturamiento de los pozos 1, 5, 6, 7 y 8, es un factor determinante, que impide que el proyecto sea económicamente viable incluso proyectándose a varios años.

- El análisis tanto de producción como económico mostró que los pozos escogidos en el campo Llanito, no eran los más indicados y los que representaban mayor potencial para un tratamiento de fractura.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda que antes de ejecutar un tratamiento de este tipo se debe realizar un estudio integral que identifique y analice minuciosamente las propiedades y características de cada pozo, como el BSW, presiones, integridad de los estados mecánicos de cada pozo, mecánica de rocas, registros y petrofísica, historia de producción, estudios que van a generar mayor confianza y certeza al momento de escoger los mejores candidatos a fracturar.
- Para el área de Ilanito, se debe tratar que el pozo escogido para el tratamiento de fractura sea los más nuevo posible, en otras palabras si es posible después de completado, para evitar problemas de restricciones mecánicas como colapsos, arenamientos, cementaciones defectuosas, filtraciones en el revestimiento o problemas de la formación.
- Es recomendable que se realice una prueba de presión que tenga un periodo de flujo y uno de cierre, con el fin de tener un estimado real de la producción del pozo, debido a que los datos de presión de los pozos analizados, fueron tomados con la herramienta MDT arrojando datos no muy precisos que no ofrecían un porcentaje alto de confiabilidad para tomar una decisión de este tipo.
- Con los resultados obtenidos con estos trabajos se puede generar una curva de aprendizaje que muestre la importancia de un análisis exhaustivo al momento de escoger los mejores candidatos a fracturar en trabajos futuros en este campo.

- Teniendo en cuenta que el escenario planteado, está sujeto al precio del crudo, se recomienda, dependiendo del comportamiento de éste en un futuro, reevaluar el análisis económico y por consiguiente la viabilidad del proyecto.

BIBLIOGRAFIA

- Abass, H.H., Wilson, J.M., Venditto, J.J., and Voss, R.E.: "Stimulating Weak Formations Using New Hydraulic Fracturing and Sand Control Approaches," paper SPE 25494, 1993.
- American Petroleum Institute.: Introduction to Oil and Gas Production.: American Petroleum Institute Information Handling Services, 1996.
- Barree, R.D., Fisher, M.K., Woodroof, R.A.: "A Practical Guide to Hydraulic Fracture Diagnostic Technologies," paper SPE 77442, 2002.
- Boyun, Gud., C. Lyons, William., and Ghalambur, Ali.: Petroleum Production Engineering a Computer- Assisted Approach, Elsevier Science & Technology Books, 2007.
- Carlier, Isnardo Alberto., Gonzales Peñuela, Gerardo., Diseño Computarizado de un Fracturamiento Hidráulico Aplicando Propiedades Mecánicas de la Formación. Universidad Industrial de Santander, 1989.
- Cipolla, C.L., Wright, C.A.: "Diagnostic Techniques to Understand Hydraulic Fracturing: What? Why? And How?," paper SPE 75359-PA, 2002.
- Cipolla, C.L., Wright, C.A.: "State-of-Art in Hydraulic Fracture Diagnostics," paper SPE 64434, 2000.
- D. Poe, Bobby.: "Production Performance Evaluation of Hydraulically Fractured Wells," paper SPE 59758, 2000.
- Economides, M.J., Deimbacher, F.X., Brand, C.W., and Heinemann, Z.E.: "Comprehensive Simulation of Horizontal Well Performance," SPEFE (Dec. 1991) 416-426.
- Economides, M.J., Hill, A.D., and Ehlig-Economides, C.A.: Petroleum Production Systems, Prentice Hall, Englewood Cliffs, NJ, 1994.

- Economides, M.J., Nolte, Kenneth.: Reservoir Stimulation, Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey, 1989.
- Handren, P.J., Jupp, T.B., and Dees, J.M.: "Overbalance Perforating and Stimulation Method for Wells," paper SPE 26515, 1993.
- Hunt, J.L., Chen, C., and Soliman, M.Y.: "Performance of Hydraulic Fractures in High-Permeability Formations," paper SPE 28530, 1994.
- Lobo, Arenas, Cristian., Mejia, Luis Jesús., Capacidad de Flujo y Área Optima del Material Sostén en el Fracturamiento Hidráulico. Universidad Industrial de Santander, 1994.
- Manrique, J.F, Poe, and B.D.: "A Unique Methodology for Evaluation of Multi-Fractured Wells in Stacked-Pay Reservoirs Using Commingled Production and Rate Transient Analysis," paper SPE 110576, 2007.
- Mantilla, Carlos Alberto., Martínez, Oscar., Estimulación (Fracturamiento Hidráulico y Acidificación) de Pozos Horizontales. Universidad Industrial de Santander, 1990.
- Mathur, A.K., Marcinew, R.B., Ehlig-Economides, C.A., and Economides, M.J.: "Hydraulic Fracture Stimulation of Highly Permeable Formations: "The Effect of Critical Fracture Parameters on Oil Well Production and Pressure," paper SPE 30652, 1995.
- Morales D., Arnoldo., Rincón, Mario., Diseño de Fracturamiento Hidráulico Vertical por Computador. Universidad Industrial de Santander, 1984.
- Orduz, Luis Humberto., Fracturamiento Hidráulico, Consideraciones Teóricas y Operacionales. Universidad Industrial de Santander, 1985.
- Poulsen, D.K. and Soliman, M.Y.: "A Procedure for Optimal Hydraulic Fracturing Treatment Design," paper SPE 15940, 1987.
- R., Alfred., Jennings, Jr.: "When Fracturing Doesn't Work," paper SPE 71657, 2001.
- R., Seale., Donaldson, J.: "Improving Operational Efficiency and Production," paper 104557, 2006.

- Schechter, Robert.: Oil Well Stimulation, Prentice Hall, Englewood cliffs, New Jersey, 192.
- Soliman, M.Y., and Daneshy, A.A.: “Determination of Fracture Volume and Closure Pressure from Pump In/Flowback Tests,” paper SPE 21400, 1991.
- Tiab, Djebbar. Donaldson., Erle.: Petrophysics Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties, Gulf Professional Publishing, Burlington, MA, 2004.
- Viscaino, Bueno., Heidy., Doria, Linda., Selección de Pozos, Diseño y Análisis Económico para Trabajos de Fracturamiento Hidráulico en el Campo Santa Clara (Neiva).Universidad Industrial de Santander, 2007.